



Wasserstoff aus Biomasse

Autoren: Niels Dögnitz, Stephanie Hauschild, Karl-Friedrich Cyffka, Kathleen Meisel, Sebastian Dietrich, Franziska Müller-Langer, Stefan Majer, Jörg Kretschmar (DBFZ), Christin Schmidt, Toni Reinholz, Johannes Gramann (dena)

IMPRESSUM

Herausgeber:

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig
Tel.: +49 (0)341 2434-112
Fax: +49 (0)341 2434-133
info@dbfz.de

Institutionelle Förderung:

Das Deutsche Biomasseforschungszentrum wird institutionell gefördert durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Geschäftsführung:

Prof. Dr. mont. Michael Nelles
(Wissenschaftlicher Geschäftsführer)
Dr. Christoph Krukenkamp
(Administrativer Geschäftsführer)

DBFZ Report Nr. 46

BIO2HY | Wasserstoff aus Biomasse
Leipzig: DBFZ, 2022
ISSN: 2197-4632 (Online)
ISBN: 978-3-946629-88-7
DOI: 10.48480/b4wn-c154

Autoren:

Niels Dögnitz, Stephanie Hauschild, Karl-Friedrich Cyffka, Kathleen Meisel, Sebastian Dietrich, Franziska Müller-Langer, Stefan Majer, Jörg Kretschmar (DBFZ), Christin Schmidt, Toni Reinholz, Johannes Gramann (dena)

Bilder:

Sofern nicht am Bild vermerkt: DBFZ, Stefanie Bader (Karte)
Deckblatt: Adobe Stock

Copyright:

Alle Rechte vorbehalten. Kein Teil dieser Broschüre darf ohne die schriftliche Genehmigung des Herausgebers vervielfältigt oder verbreitet werden. Unter dieses Verbot fällt insbesondere auch die gewerbliche Vervielfältigung per Kopie, die Aufnahme in elektronische Datenbanken und die Vervielfältigung auf CD-ROM.

Datum der Veröffentlichung:

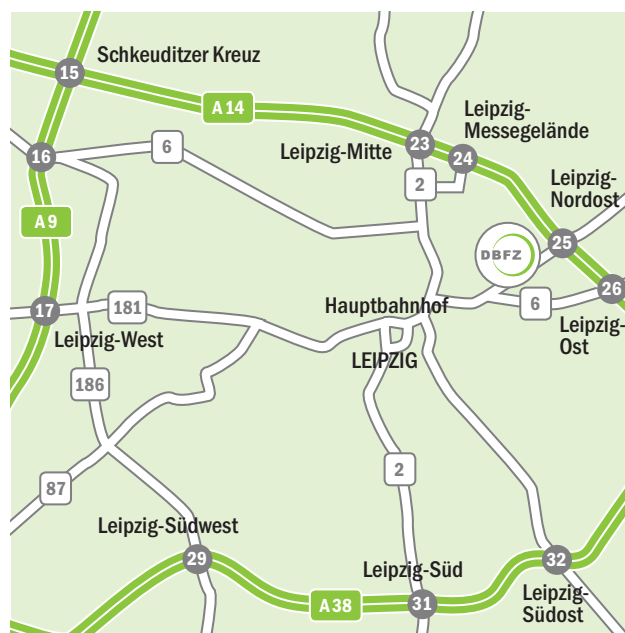
8. August 2022

ANFAHRT

Mit dem Zug: Ankunft Leipzig Hauptbahnhof; Straßenbahn-Linie 3/3E (Richtung Taucha/Sommerfeld) bis Haltestelle Bautzner Straße; Straße überqueren, Parkplatz rechts liegen lassen und den Haupteingang des DBFZ (Haus 1, Torgauer Str. 116) benutzen. Bitte melden Sie sich am Empfang an.

Mit dem Auto: Über die Autobahn A 14; Abfahrt Leipzig Nord-Ost, Taucha; Richtung Leipzig; Richtung Zentrum, Innenstadt; nach bft Tankstelle befindet sich das DBFZ auf der linken Seite (siehe „... mit dem Zug“).

Mit der Straßenbahn: Linie 3/3E (Richtung Taucha/Sommerfeld); Haltestelle Bautzner Straße (siehe „... mit dem Zug“)



Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikationen in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet unter der Adresse www.dnb.de abrufbar.

Wasserstoff aus Biomasse

Kurzstudie im Auftrag des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft

**Niels Dögnitz, Stephanie Hauschild, Karl-Friedrich Cyffka,
Kathleen Meisel, Sebastian Dietrich, Franziska Müller-Langer,
Stefan Majer, Jörg Kretschmar, Christin Schmidt,
Toni Reinholz, Johannes Gramann**

03/2022

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Ansprechpartner



für die Kapitel 1, 2, 3, 4, 6, 7

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

Torgauer Straße 116

04347 Leipzig

info@dbfz.de

www.dbfz.de

Dr.-Ing. Franziska Müller-Langer

+49 (0)341 2434-423

franziska.mueller-langer@dbfz.de

Stefan Majer

+49 (0)341 2434-411

stefan.majer@dbfz.de

Autoren Niels Dögnitz, Stephanie Hauschild, Karl-Friedrich Cyffka, Kathleen Meisel, Sebastian Dietrich, Franziska Müller-Langer, Stefan Majer, Jörg Kretzschmar



für Kapitel 5

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)

Chausseestraße 128 a

10115 Berlin

Toni Reinholz

T+49 (0)30 66 777 735

toni.reinholz@dena.de

Christin Schmidt

+49 (0)30 66 777 669

christin.schmidt@dena.de

Autoren Christin Schmidt, Toni Reinholz, Johannes Gramann

Inhalt

Kurzzusammenfassung	7
1. Hintergrund und Ziel	11
2. Stand der Technik und Entwicklungsperspektiven für die Produktion von Wasserstoff aus Biomasse	12
DBFZ - Stephanie Hauschild, Sebastian Dietrich, Jörg Kretschmar	
2.1. Generelle verfahrenstechnische Einordnung	12
2.2. Technologiesteckbriefe für ausgewählte Optionen	13
2.2.1. Thermochemische Verfahren zur Herstellung von Wasserstoff.....	14
2.2.2. Biotechnologische Verfahren zur Herstellung von Wasserstoff	24
2.3. Exkurs: Elektrolyseverfahren	29
2.4. Exkurs: Qualitätseigenschaft Reinheit von Wasserstoff	30
2.5. Übersicht zu Folgeprodukten aus und mit Wasserstoff	31
2.6. Fazit	37
3. Screening der Ressourcen für Wasserstoff aus Biomasse	39
DBFZ - Karl-Friedrich Cyffka	
3.1. Kontextualisierung für Biowasserstoff	39
3.2. Identifizierung regional vielversprechender Schwerpunkte	45
3.3. Fazit	47
4. Nachhaltigkeitsindikatoren für Wasserstoff aus Biomasse	48
DBFZ - Niels Dögnitz, Kathleen Meisel, Stefan Majer	
4.1. Gestehungs- und Bereitstellungskosten	48
4.2. Vergleich der Gestehungskosten	48
4.2.1. Wasserstoff via thermochemische Vergasung.....	50
4.2.2. Wasserstoff via Dampfreformierung.....	50
4.2.3. Wasserstoff aus Elektrolyse	51
4.2.4. Bereitstellungskosten	51
4.3. Treibhausgasemissionen	53
4.3.1. Überblick.....	53
4.3.2. Wasserstoff via Dampfreformierung.....	55
4.3.3. Wasserstoff via Elektrolyse.....	56
4.3.4. Klimawirksamkeit und weitere Umweltwirkungen von Wasserstoff	58
4.4. Fazit	58
5. Regulatorische Randbedingungen, Marktbedingungen und Nutzungsperspektiven für Wasserstoff aus Biomasse	60
Dena - Christin Schmidt, Toni Reinholz, Johannes Gramann	
5.1. Regulatorische Randbedingungen	60
5.1.1. Wasserstoff im Verkehr.....	61
5.1.2. Wasserstoff im Gebäudesektor	64
5.1.3. Wasserstoff in der Industrie	65
5.1.4. Wasserstoffinfrastruktur	66
5.2. Marktüberblick zum derzeitigen Einsatz von Wasserstoff.....	68

5.2.1.	Raffinerien	68
5.2.2.	Ammoniak	69
5.2.3.	Methanol	69
5.2.4.	Verkehr	69
5.2.5.	Andere Kleinstmengen	70
5.3.	Prognosen zum zukünftigen Einsatz von Wasserstoff bis 2050.....	71
5.3.1.	Industrie	74
5.3.2.	Ammoniak	75
5.3.3.	Methanol	76
5.3.4.	Gebäude.....	78
5.3.5.	Verkehr	79
5.4.	Transport von Wasserstoff	83
5.4.1.	Leitungsgebundener Transport	84
5.4.2.	Fahrzeuggebundener Transport	88
5.5.	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.....	90
5.5.1.	Verkehr	90
5.5.2.	Industrie	95
5.5.3.	Gebäude.....	97
5.5.4.	Strom	97
5.6.	Regionalisierung von Produktion und Nachfrage.....	98
5.7.	Hemmnisse	103
5.7.1.	Regulatorik	103
5.7.2.	Umsetzbarkeit und Skaleneffekte	104
5.8.	Fazit	104
6.	Vergleichende Einordnung von Wasserstoff aus Biomasse zu grünem Wasserstoff und ausgewählten Bioenergieanwendungen	106
	DBFZ - Niels Dögnitz, Kathleen Meisel	
6.1.	Auswahl der Vergleichsoptionen.....	106
6.2.	Verkehrssektor.....	107
6.3.	Gebäudesektor.....	109
6.4.	Industrielle Anwendungen	112
6.4.1.	Stahlproduktion	112
6.4.2.	Hochtemperaturanwendung.....	112
6.5.	Exkurs THG-Emissionen erneuerbarer Energieträger und Wasserstoff	113
6.6.	Exkurs Ammoniaksynthese	115
6.7.	Fazit	118

7. Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen.....	120
Glossar	122
Abkürzungsverzeichnis.....	124
Referenzverzeichnis.....	128
Anhang	145

Kurzzusammenfassung

KERNBOTSCHAFT. Wasserstoff aus Biomasse kann in begrenztem Umfang einen nachhaltigen Beitrag zum Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft leisten. Insbesondere im dezentralen Kontext bietet er ergänzende Wertschöpfungsmöglichkeiten; z. B. für eine kommunale Wasserstoffnutzung im Verkehr. Biowasserstoff wird absehbar keine Option sein, die ähnlich dem Biomethan in das Gasnetz eingespeist wird. Da die Ressource Biomasse eine wertvolle erneuerbare Kohlenstoffquelle ist, sollte die direkte Anwendung von Biowasserstoff im Fokus stehen. Zudem sollten Gesamtkonzepte verfolgt werden, in denen Biowasserstoff ein Nebenprodukt sein kann oder Biomasse gemeinsam mit grünem Wasserstoff aus Elektrolyse für Folgeprodukte genutzt wird.

Die Produktions- und Einsatzmöglichkeiten von Wasserstoff sind vielseitig. Derzeit wird Wasserstoff vornehmlich in Raffinerien und zur Ammoniakherstellung eingesetzt. Zukünftig soll er aber auch in Sektoren eingesetzt werden, die nur schwer für die Elektrifizierung geeignet sind oder auch als Speichermedium dienen, um fluktuierende Energieflüsse von erneuerbaren Energien auszugleichen. Derzeit werden in Deutschland ca. 57 TWh (ca. 2,25 Millionen Tonnen) Wasserstoff produziert, welche fast ausschließlich in der chemischen Industrie oder in Raffinerien zum Einsatz kommen. Die Nationale Wasserstoffstrategie (NWS) hat zum Ziel bis 2030 einen Gesamtwasserstoffbedarf von 90 bis 110 TWh (ca. 2,7 bis 3,3 Millionen Tonnen) zu decken, wovon etwa 14 TWh (0,4 Millionen Tonnen) in Deutschland hergestellt werden sollen. Im Konzert der Optionen von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien wird in der Nationalen Wasserstoffstrategie ein klarer Schwerpunkt auf grünen Wasserstoff aus Elektrolyse gelegt. Der Bezug zur Biomasse wird randständig über die Einbindung von Wasserstoff für fortschrittliche Biokraftstoffe adressiert bzw. über biobasierte Verfahren. Die Europäische Wasserstoffstrategie hingegen schließt ebenso Biomasse als Ressource für erneuerbaren Wasserstoff ein.

Diese Kurzstudie dient der Bestandsaufnahme zu Wasserstoff aus Biomasse im Kontext Deutschlands. Neben Fragen der Ressourcen werden ausgewählte technische Aspekte, Nachhaltigkeitsindikatoren sowie die vergleichende Einordnung von Biowasserstoff zu grünem Wasserstoff und ausgewählten Anwendungen betrachtet. Zudem werden regulatorische Randbedingungen, Markt- und Nutzungsperspektiven beleuchtet. Die Kurzzusammenfassung orientiert sich an den Leitfragen der Teilpakete der Kurzstudie.

Technologien für die Produktion von Biowasserstoff

Für die Biowasserstoffproduktion eignen sich viele Verfahren. Kurzfristig ließe sich Biowasserstoff v. a. durch bekannte Verfahren über Reformierung von methanreichen Gasen (z. B. Biogas) herstellen. Perspektivisch sind weitere Verfahren und kombinierte Gesamtkonzepte denkbar.

Es existieren vielfältige Optionen zur Bereitstellung von Wasserstoff aus Biomasse, die grundlegend in thermochemische und biotechnologische Verfahren untergliedert werden können. Je nach Prozess ist Wasserstoff hier das Haupt- oder Nebenprodukt. Allen Verfahren zur Biowasserstoffproduktion gemein ist, dass es einer umfänglichen Aufreinigung bedarf, um die Qualitätsanforderungen für die jeweilige Anwendung zu erfüllen.

Erste dezentrale respektive kleinskalige Anlagen auf der Basis der Biomethan- und Biogas-Reformierung und Methanplasmalyse sind in Realisierung; Erfahrungen im kommerziellen Betrieb stehen bislang aus.

Kurzfristig umsetzen ließe sich die (bilanzielle) Mitraffination von Biomethan aus dem Erdgasnetz in der klassischen kommerziell etablierten Dampfreformierung in großskaligen Anlagen.

Eher mit dem Ziel Wasserstoff als Nebenprodukt bzw. Synthesegaskomponente zu produzieren werden forschungs- und entwicklungsseitig Vorhaben auf der Basis der thermochemischen Vergasung sowie biotechnologischen Dunkelfermentation verfolgt.

Verfahren, bei denen prozessbedingt CO₂ oder Kohlenstoff anfällt (z. B. thermochemische Verfahren) eignen sich zur Weiterentwicklung zu sog. Carbon-Capture-Storage/Use-Konzepten, wobei das CO₂ oder der Kohlenstoff abgetrennt und gespeichert oder in weitere Nutzung gebracht werden kann.

Ressourcen für Biowasserstoff

Die für eine Biowasserstoffproduktion in Deutschland mobilisierbaren Potenziale an biogenen Reststoffen können in Abhängigkeit vom Mobilisierungsgrad in unterschiedlichem Maße zur Deckung der anvisierten Inlandsproduktion in 2030 (gemäß NWS) beitragen. Regional ergeben sich große Unterschiede hinsichtlich der Verfügbarkeit von Biomasse sowie der Verteilung der bestehenden Bioenergieanlageninfrastruktur.

Im Fokus des Ressourcenscreenings für die Produktion von Biowasserstoff stehen biogene Reststoffe, da Reststoffe mobilisierbare Potenziale aufweisen und nur diese im Rahmen der Treibhausgas-minderungsquote anrechenbar sind. Je nach Herstellungsrouten umfassen diese hinsichtlich der Eignung solche Ressourcen, die ebenso insbesondere für die Biogas-/Biomethanproduktion vergärbare sind und/oder als Holz- und halmgutartige Ressourcen in Vergasungsverfahren Verwendung finden können.

Weite Teile dieser Ressourcen sind bereits in Nutzung. Daher wäre grundsätzlich das verbleibende mobilisierbare Potenzial zur Verwendung in vielfältigen Biomasseanwendungen verfügbar, wenn die Randbedingungen dafür geeignet sind. Nur wenn sehr hohe Anteile des mobilisierbaren (ungenutzten) Potenzials (Mobilisierungsgrad von über 50 %) allein für die Herstellung von Biowasserstoff mobilisiert werden, könnte die benötigte Inlandsproduktion in 2030 (14 TWh gemäß NWS) gedeckt werden. Zum einen ist jedoch eine solche hohe Mobilisierung je nach Reststoff mit weitreichenden Anstrengungen (z. B. Förderung und Mobilisierungsstrategien) verbunden, zum anderen wollen zahlreiche weitere energetische sowie stoffliche Nutzungssektoren auf dieses begrenzte Potenzial zugreifen. Insbesondere lignocellulosehaltige Reststoffe könnten zudem aufgrund von steigenden Nachhaltigkeitsanforderungen in geringerem Umfang zur Verfügung stehen. Werden daher realistischerweise eher geringere Mobilisierungsgrade (10 bzw. 1 %) des mobilisierbaren Potenzials aller zur biogenen Wasserstoffproduktion nutzbaren Reststoffe berücksichtigt, können diese nur zu Teilen (im Mittel 6 bzw. 0,6 TWh, was 43 bzw. 4 % von 14 TWh entspricht) zur Zielausrichtung der inländischen Wasserstoffproduktion in 2030 beitragen. Dagegen könnte eine etwaige Umlenkung der gesamten bisher genutzten Reststoffanteile aus Biogas und Biomethan ein biogenes Wasserstoffpotenzial von rund 7 bis 10 TWh bereitstellen, und somit einen substantiellen Beitrag zur anvisierten Inlandsproduktion beisteuern.

Nachhaltigkeitsindikatoren für Biowasserstoff

Wie für alle biomassebasierten Produkte sind auch für Biowasserstoff Nachhaltigkeitsindikatoren wie Kosten und Treibhausgasemissionen stark abhängig vom jeweiligen Gesamtkonzept und damit von den eingesetzten Ressourcen, der Technik und der Anlagenskalierung. Verglichen mit grünem Wasserstoff aus Elektrolyse ergibt sich per se keine Vorteilhaftigkeit für Biowasserstoff.

Auswertbare Untersuchungen zur Produktion von Biowasserstoff beschränken sich vor allem auf die Dampfreformierung und die Vergasung und zeigen im Ergebnis häufig hohe Spannbreiten.

Rein kostenseitig ist zu konstatieren, dass die Produktionskosten für Biowasserstoff neben den eingesetzten Ressourcen und damit den betriebsgebundenen Kosten insbesondere hinsichtlich der kapitalgebundenen Kosten mit zunehmender Anlagengröße sinken. Signifikante Kostenreduktionspotenziale sind nicht zu erwarten vor dem Hintergrund weniger dezentraler Einzelanlagen für Biowasserstoff. Kommt Biomethan anstelle von Erdgas in bestehenden Dampfreformierungsanlagen zum Einsatz, sind lediglich die Biomethankosten frei Anlage bestimmend für die Gesamtproduktionskosten. Daneben sind auch die Bereitstellungskosten für den Wasserstoffpreis relevant, hier insbesondere die Transportkosten, welche je nach Transportmittel jedoch stark variieren können, insgesamt jedoch in ihrer Größe deutlich hinter den Produktionskosten zurücktreten.

Vorteilhafte oder gar negative Treibhausgasemissionen für Biowasserstoff resultieren im Regelfall aus dem Einsatz von biogenen Abfall- und Reststoffen und/oder wenn zusätzlich prozessbedingt anfallendes CO₂ oder Kohlenstoff gespeichert oder genutzt wird. Verglichen mit grünem Wasserstoff aus der Elektrolyse haben nur Konzepte mit Gülle und/oder CO₂-Nutzung einen Vorteil.

Ungeachtet der mit Produktion und Bereitstellung von Wasserstoff verbundenen Umweltwirkungen ist die indirekte Klimawirksamkeit von Wasserstoff an sich (z. B. bei Schlupf, Transport und Speicherung) zu betrachten; diese ist bezogen auf 100 Jahre fast 6fach höher als die von CO₂. Dieser Aspekt ist jedoch keine Besonderheit des Biowasserstoffs, sondern bei der Entwicklung einer Wasserstoffwirtschaft insgesamt, unabhängig von der jeweiligen Bereitstellungsroute, zu beachten.

Regulatorik, Markt und Perspektiven

Regulatorisch bietet derzeit nur der Verkehrssektor über die Treibhausgasminderungsquote einen Anreiz Biowasserstoff als fortschrittlichen Biokraftstoff einzusetzen. In der Industrie kann er als Nischenprodukt in Kleinstmengen genutzt werden, wenn der CO₂-Preis sich entsprechend entwickelt und so ein finanzieller Anreiz zur Substitution von grauem Wasserstoff geschaffen wird. Biowasserstoff in Wärmeanwendungen kann aufgrund der Ineffizienz in der Gesamtkette ausgeschlossen werden, da wirtschaftliche Anreize so gesetzt sind, dass die Biomasse schon vorher als Brennstoffprodukt genutzt wird.

Derzeit wird Wasserstoff fast ausschließlich in der chemischen Industrie und Raffinerien verwendet. Wasserstoff aus erneuerbaren Ressourcen gibt es bislang nicht am Markt. Mit dem Ziel das gesamte Energiesystem zu dekarbonisieren, wird der Bedarf an Wasserstoff im Verkehrssektor, der Industrie und auch der Strom- und Wärmeversorgung ansteigen.

Biowasserstoff ist ein Nischenprodukt, das eher kleine Nachfragemengen bedienen kann. Insbesondere die Nutzung von Biowasserstoff im kommunalen Verkehr kann als vielversprechend angesehen werden, da dieser mit einem fixen Fuhrpark zuverlässige Bedingungen und einen konstanten Bedarf schafft. So könnten sich, wie es bei Biomethananlagen derzeit schon häufig der Fall ist, Biowasserstoffproduzenten und regionale Verkehrsbetreiber finden, um Abnahmemengen zu vereinbaren. Die Wirtschaftlichkeit würde sich hierbei insbesondere mit der Treibhausgasminderungsquote einstellen, wobei Biowasserstoff

im Wettbewerb mit derzeit bereits verfügbaren fortschrittlichen Kraftstoffen (insbesondere Biomethan) stehen würde.

Biowasserstoff bietet außerdem die Chance insbesondere dezentrale Regionen zu versorgen, welche nicht an das zukünftige Wasserstoffnetz angeschlossen werden oder nicht durch dezentrale Elektrolyseure versorgt werden können, wenn sich in diesen Regionen Biogasanlagen befinden. Eine lokale Anwendung hat außerdem den Vorteil, die THG-Emissionen und den finanziellen Aufwand für den Transport so gering wie möglich zu halten, da dieser vor allem leitungsgebundenen aber auch fahrzeuggebundenen recht hoch ist.

Biowasserstoff kann kurzfristig einen Platz im deutschen Energiesystem finden, da er durch akzeptable Preise, die kompetitiv zu Elektrolysewasserstoff sind, und ausgereifte Technologien, wie der Dampfreformierung, überzeugen kann. Hierbei sollte er die Verwendung von Biogas nicht vollständig ersetzen, sondern kann längerfristig eine Post-EEG-Alternative für Biogasanlagen bilden.

Grüner Wasserstoff, Biowasserstoff und Bioenergieanwendungen

Insgesamt konnte keine explizierte Vorteilhaftigkeit einer Anwendung für Biowasserstoff gegenüber grünem Wasserstoff identifiziert werden, da vielerlei Faktoren eine Rolle spielen. Der sektorbezogene Vergleich beispielhafter Anwendungen von Wasserstoff aus erneuerbaren Ressourcen mit verschiedenen Bioenergieanwendungen zeigt deutlich einen möglichen Wettbewerbsvorteil für Wasserstoff in der verkehrlichen Treibhausgasminderungsquote, der ohne die Randbedingungen der Quote nicht gegeben wäre. Für Gebäude sind Bioenergieanwendungen absehbar von Vorteil, langfristig gleichen sich die Unterschiede zwischen den Optionen an. Für industrielle Anwendungen ist neben der Generik, dass jede eingesetzte erneuerbare Ressource zur Emissionsminderung beiträgt, derzeit kein valides Fazit möglich.

Für den Verkehr zeigt die beispielhafte Untersuchung für den öffentlichen Personenverkehr im Vergleich den deutlichen Kostennachteil aller Wasserstoffantriebssysteme, unabhängig von der Herkunft des Wasserstoffs. Biowasserstoff als Erfüllungsoption für fortschrittliche Biokraftstoffe innerhalb der Treibhausgasminderungsquote kann hingegen aufgrund des erwarteten Quotenpreises vielversprechend sein; auch im Vergleich zu grünem Wasserstoff aus Elektrolyse.

Für Gebäude zeigt die beispielhafte Untersuchung lediglich geringe Abweichungen der Energiekosten für die meisten Systeme. Jedoch kann sich auch in diesem Sektor bei Betrachtung der Gesamtkosten die Brennstoffzellentechnologie durch ihre Effizienzvorteile positiv abheben, während dies kostenseitig absehbar nicht der Fall ist. Da Biomethan auch direkt in Brennstoffzellen eingesetzt werden kann, sollte insbesondere Biowasserstoff aus Biomethan keine Anwendung im Wärmemarkt finden.

Auf Basis der für die Industrie beispielhaft durchgeführten Betrachtungen für die Stahlproduktion sowie Hochtemperaturanwendungen sind aktuell aufgrund weniger auswertbarer Veröffentlichungen keine validen Vergleiche möglich. Die jeweiligen Vorteile für biomasse- und wasserstoffbasierte Anwendungen werden stark von den Einzelanlagen sowie Erfahrungen in den Pilotvorhaben abhängen. Die im Exkurs beispielhaft untersuchte Ammoniakproduktion weist nach derzeitigem Untersuchungsstand dann die geringsten THG-Emissionen auf, wenn im konventionellen Verfahren statt des Erdgases Biomethan aus Gülle für die Wasserstofferzeugung eingesetzt würde. Dies hat auch, zusammen mit abfallbasierten Biomethan, die günstigsten Kosten.

1. Hintergrund und Ziel

Wasserstoff wird aufgrund seiner vermeintlich klimagasneutralen Emissionen bei seiner Nutzung als Schlüsselement der Energiewende und für den Klimaschutz gesehen. Klimafreundlich hergestellt, soll Wasserstoff absehbar vor allem dort CO₂-Emissionen reduzieren, wo Energieeffizienz und der direkte Einsatz von erneuerbarem Strom nur bedingt ausreichen bzw. nicht möglich sind; in der Industrie und im Verkehr. (BMWK 2022) Das Interesse der Politik und der Wirtschaft an Wasserstoff und Folgeprodukten ist daher nicht nur in Deutschland, sondern auch international groß und entsprechend in Strategien (u. a. Nationale Wasserstoffstrategie, kurz NWS (BMWi 2020), und die Europäische Wasserstoffstrategie (European Commission 2020)) und Regularien verankert.

Für Deutschland sehen einige Szenarien bis zum Jahr 2030 einen zusätzlichen Bedarf an maßgeblich grünem Wasserstoff und Folgeprodukten in einer Größenordnung von 46 bis 65 TWh. (Sachverständigenrat für Umweltfragen 2021) Dieser Mehrbedarf ist vergleichbar mit der derzeit konventionell hergestellten Menge an Wasserstoff (ca. 57 TWh). Die Nationale Wasserstoffstrategie sieht einen Bedarf an Wasserstoff von 90 bis 110 TWh für vielfältige Anwendungen vor, wovon ca. 14 TWh in Deutschland produziert werden sollen.

Da Wasserstoff natürlich nur sehr selten vorkommt, muss er aus Verbindungen wie Kohlenwasserstoffe und Wasser gewonnen werden, die gebundenen Wasserstoff enthalten. Derzeit wird Wasserstoff maßgeblich aus fossilen Energieträgern (v. a. Erdgas, sog. grauer Wasserstoff) hergestellt. Soll Wasserstoff aus erneuerbaren Ressourcen hergestellt werden, kommt neben sog. grünem Wasserstoff per Elektrolyse aus erneuerbarem Strom auch Biomasse als Ressource über vielfältige Verfahrenswege in Frage.

Welche Rolle erneuerbarer Wasserstoff aus Biomasse einnehmen kann, wird kontrovers diskutiert. (Sachverständigenrat für Umweltfragen 2021; Autenrieth et al. 2021b) Die NWS legt klar einen Schwerpunkt auf grünen Wasserstoff; Biomasse wird randständig über die Einbindung von Wasserstoff für fortschrittliche Biokraftstoffe adressiert bzw. über biobasierte Verfahren. Die Europäische Wasserstoffstrategie hingegen schließt ebenso Biomasse als Ressource für erneuerbaren Wasserstoff ein.

Diese Kurzstudie dient der Bestandsaufnahme zu Wasserstoff aus Biomasse im Kontext Deutschlands. Neben Fragen der Ressourcen werden ausgewählte technische Aspekte, Nachhaltigkeitsindikatoren sowie die vergleichende Einordnung von Biowasserstoff zu grünem Wasserstoff und ausgewählten Anwendungen betrachtet. Zudem werden regulatorische Randbedingungen, Markt- und Nutzungsperspektiven beleuchtet.

2. Stand der Technik und Entwicklungsperspektiven für die Produktion von Wasserstoff aus Biomasse

DBFZ - Stephanie Hauschild, Sebastian Dietrich, Jörg Kretzschmar

Gegenstand dieses Kapitels ist die Beantwortung der Leitfrage, wie aus heutiger Sicht der aktuelle Stand der Technik sowie die technischen Entwicklungsperspektiven für Wasserstoff aus Biomasse in Deutschland einzuschätzen sind. Hierfür wird die Evaluierung des Status Quo zur Herstellung von Wasserstoff aus Biomasse und Bewertung der jeweiligen technischen Entwicklungsperspektiven bis 2030 durchgeführt. Selbiges basiert auf der Recherche von Veröffentlichungen und der Erstellung von einfach verständlichen Technologiesteckbriefen. Zudem wird eine einordnende Übersicht zu möglichen Folgeprodukten aus Wasserstoff gegeben.

2.1. Generelle verfahrenstechnische Einordnung

Eine vereinfachte Übersicht der Bereitstellungsrouten für Wasserstoff aus erneuerbaren Energieträgern ist in Abbildung 1 dargestellt. Die jeweiligen Ausgangsstoffe thermochemischer Konversionsverfahren stellen hierbei insbesondere biobasierte Ressourcen unterschiedlicher Herkunft dar. Diese können überdies zusammen mit anorganischen Rohstoffen in biochemischen Verfahren Verwendung finden. Je nach Verfahrenskonzept ist auch eine Kaskade biochemischer und thermochemischer Verfahren sinnvoll. Dem vergleichend gegenübergestellt und in einem Exkurs in diesem Kapitel thematisiert, sind die elektrochemischen Verfahren.

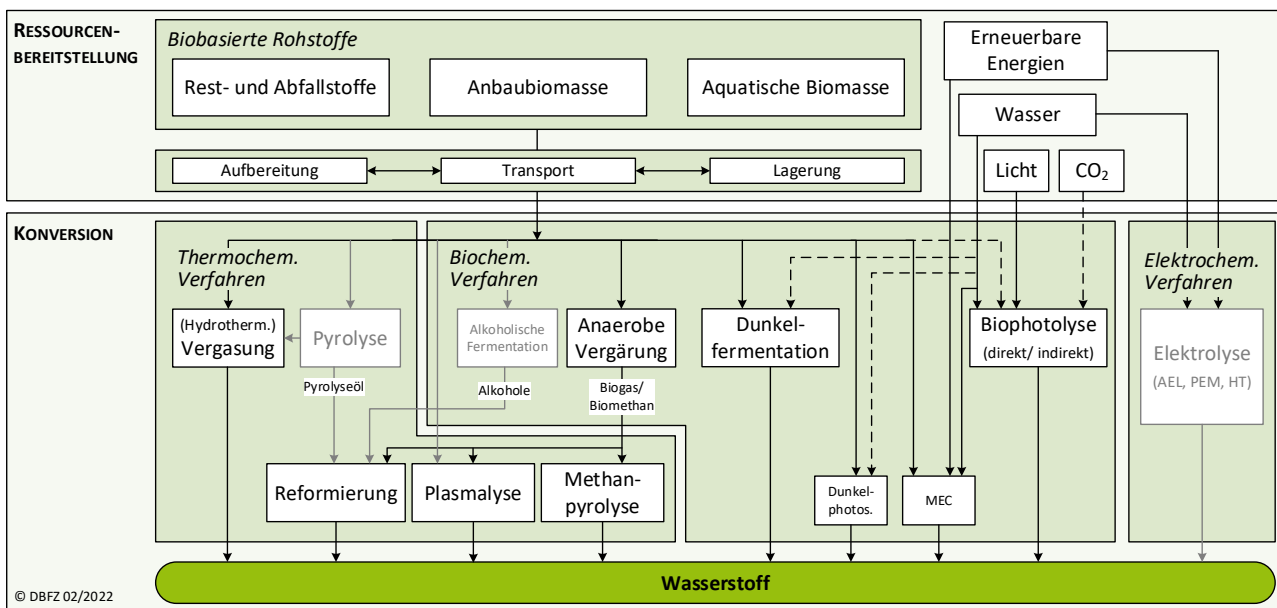


Abbildung 1 Bereitstellungsrouten von Wasserstoff aus biobasierten organischen und anorganischen Ressourcen

Die in der Abbildung kräftig dargestellten Verfahrenswege sind zum gegenwärtigen Zeitpunkt vielfach diskutierte Produktionspfade und werden nachfolgend in technischen Steckbriefen näher behandelt. In Abbildung 1 ausgegraute Prozessrouten dienen lediglich der Darstellung der breiten Verfahrenspalette. Gestrichelte Pfeile stellen Ausgangsstoffe für spezifische Prozessausführungen dar und werden in den Steckbriefen entsprechend thematisiert.

Anhand der technischen Steckbriefe und Verfahrensdarstellungen ist eine Wertung mit Blick auf die Sinnhaftigkeit der Anwendung für unterschiedliche Einsatzgebiete nicht vorgesehen. Die Entscheidung für oder gegen eine spezifische Konversionsroute, den jeweiligen Rohstoff oder die erforderliche Aufbereitungsstrategie ist immer unter Berücksichtigung der spezifischen Anwendung zu treffen. Wie auch im exklusiven Expertenworkshop „Wasserstoff aus Biomasse“ diskutiert, ist beispielsweise die thermische Verwertung von aus Biogas bereitgestelltem Wasserstoff mitunter wenig zielführend. Zudem kann zum Beispiel die vollständige Verwertung von Synthesegas aus der thermochemischen Vergasung aus energetischen Gründen sinnvoller sein als die Separation einer hochreinen Wasserstofffraktion. In der Expertendiskussion hat sich jedoch gezeigt, dass alle zur Verfügung stehenden Potenziale für einen schnellen, effizienten Markthochlauf von Wasserstoff genutzt werden müssen; Technologieoffenheit ist eine wichtige Grundlage hierfür. (Expertenworkshop 2021)

2.2. Technologiesteckbriefe für ausgewählte Optionen

Als Ergebnis der Literaturrecherche zur Bereitstellung von Wasserstoff aus Biomasse werden für die derzeitig vorrangig diskutierten thermokatalytischen und biotechnologischen Verfahren umfassende Technologiesteckbriefe vorgestellt. Diese geben einen Überblick über verfahrensspezifische Charakteristika, relevante Akteure und Forschungsfragen und ordnen wesentliche Bilanzgrößen und den Entwicklungsstand der Prozesse ein.

Die Untersuchung und Bewertung des technischen Entwicklungsstandes orientiert sich an der, ursprünglich durch die NASA für die Raumfahrt entwickelten und durch die IEA erweiterten Skala des Technology Readiness Level (TRL). Die Unterscheidung der jeweiligen Entwicklungsstufen ist Abbildung 2 zu entnehmen.

Forschung				Demonstration				Kommerzialisierung		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Beobachtung und Beschreibung des Funktionsprinzips	Beschreibung und Anwendung einer Technologie	Experimenteller Nachweis der Funktionstüchtigkeit einer Technologie	Technologie-Validierung im Labor/Technikum	Technologievalidierung unter relevanten Einsatzbedingungen	Demonstration Prototyp unter relevanten Einsatz-Bedingungen	Demonstration Prototyp im Einsatz	Qualifizierung des gesamten Systems mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit	Nachweis des erfolgreichen Einsatzes	Marktintegration	Marktstabilität

Abbildung 2 Einordnung des technischen Entwicklungsstandes von Verfahren, Einordnung nach (Hauschild et al. 2022)

Im Rahmen der Steckbriefe wird anhand der recherchierten Daten und Ereignisse auf das jeweilige TRL geschlossen.

Für spezifische Verfahren kann der energetische Gesamtwirkungsgrad eine Aussage über die Leistungsfähigkeit eines Prozesses oder eines Prozessschritt geben. Dieser wird im Folgenden einheitlich mithilfe der Berechnungsformel 17.1 von (Emonts und Stolten 2016) definiert. Es gilt

$$\eta_{en} = \frac{\dot{m}_{H_2} H_{H_2}}{\dot{m}_B H_B + \sum \dot{m}_{Aux} H_{Aux} + P_{ext}} \quad 2.1$$

unter Einbezug der Massenströme (\dot{m}_i) und unteren Heizwerte (H_i) des Wasserstoffs (H_2), der Biomasse (B) und der Nebenrohstoffe (Aux), sowie der extern eingebrachten elektrischen Prozessenergie (P_{ext}). Der energetische Wirkungsgrad wird hier für die Wasserstoffbereitstellung ohne Berücksichtigung der anschließenden Distribution dargestellt. Sofern aufgrund der Datenlage die Grundlagen der energetischen Wirkungsgradberechnung nicht recherchierbar oder nachvollziehbar sind bzw. von dieser Herangehensweise abzuweichen ist, wird dies entsprechend gekennzeichnet.

Für die Einordnung und Bewertung der Wirkungsgrade werden vergleichend die Gesamtwirkungsgrade der Dampfreformierung von Erdgas dargestellt, dasjenige Verfahren über welches aktuell 50 % des globalen Wasserstoffbedarfs gedeckt wird (Chouhan et al. 2021). Unterschieden in Reformierungsanlagen mit niedriger (10 MW) und hoher (200 MW) Kapazität werden von (Edwards et al. 2011) Wirkungsgrade zwischen 67 % und 75 % angegeben. Ursächlich für einen geringeren Wirkungsgrad bei niedrigen Kapazitäten wird die vergleichsweise schlechte Wärmeintegrierbarkeit genannt.

Das Nach- oder Umrüsten (engl.: Retrofitting) von technischen Anlagen stellt eine Möglichkeit dar, bestehende Verfahrenstechnik und Infrastruktur für einen neuen (Teil-)Prozess oder zur Produktion eines neuen (Neben-)Produktes zu adaptieren und nutzen. Aus diesem Grund wird in den Technologiesteckbriefen ein besonderes Augenmerk auf die Möglichkeiten des Retrofittings gelegt. Als wesentliches Potenzial wird hierbei die reduzierbaren Investitionskosten im Vergleich zur Greenfield-Installation (Anlagenneubau auf unerschlossener Fläche) genannt. Aber auch die Aussicht auf eine schnellere Umsetzung und geringere Produktionszeitverluste aufgrund kürzerer Bau-, Vor- und Anlaufzeiten können der Grund für ein Retrofitting sein. Für Anlagenbesitzer können Um- und Nachrüstungsmaßnahmen beispielsweise die Chance auf eine breitere oder differenziertere Produktpalette, die Steigerung der Produktausbeute und die energetische Optimierung des Gesamtprozesses bieten. (Dominik Rutz et al. 2020) Demgegenüber steht der im Expertenworkshop diskutierte Ansatz, eine großskalige Wasserstofferzeugung mit einem zwischengeschalteten „Broker“ zu etablieren (Expertenworkshop 2021). Hintergrund ist, dass Biogasbetreiber auf Basis der aktuell noch unsicheren Rahmenbedingungen eine solche Entscheidung möglicherweise nicht allein treffen wollen würden.

2.2.1. Thermochemische Verfahren zur Herstellung von Wasserstoff

Der wesentliche Anteil des weltweiten Wasserstoffverbrauchs wird derzeit über thermokatalytische Verfahren aus fossilen Rohstoffen gedeckt. Erdgas und Kohle stellen hierbei wichtige Rohstoffe dar. Ein erster Ansatzpunkt zur Bereitstellung biobasierter Wasserstoffs ist die Übertragung der Erfahrungen aus erdgasbasierten Technologien auf die Verarbeitung von Biomasse. Grundsätzlich eignen sich alle synthese-gasproduzierenden¹ Verfahren auch für die Gewinnung von Wasserstoff – Beispiele sind die partielle Oxidation, Trocken- und Dampfreformierung, thermochemische Vergasung oder auch Kombinationen aus diesen.

Diejenigen Verfahren, die für Biomasseströme vermehrt in Forschungs- und Demonstrationsvorhaben untersucht und erprobt werden oder bereits kurz vor der Marktreife stehen, werden in den folgenden Technologiesteckbriefen aufgegriffen:

1. Dampfreformierung von (Bio-)Methan,

¹ Synthesegas meint hier ein Gemisch aus Wasserstoff, Kohlenmonoxid und/oder Kohlendioxid, das als Eingangsstoff in einer Synthese Verwendung findet. Mögliche Synthesegas-Folgeverfahren werden in Kapitel 2.5 thematisiert.

2. Reformierung von Biogas,
3. Methanpyrolyse,
4. Methanplasmalyse,
5. Thermochemische Vergasung holzartiger Biomassen und
6. Hydrothermale Vergasung.

Insbesondere die Dampfreformierung von Biomethan (Tabelle 1) und, im nächsten Schritt, von Biogas (Tabelle 2) werden als vielversprechende Ansätze diskutiert. Dies wurde von verschiedenen Teilnehmenden im Rahmen des Workshops insbesondere mit der Verfügbarkeit der Rohstoffe, auch durch auslaufende EEG-Förderungen, begründet (Expertenworkshop 2021). Trotz aktuell noch fehlender kommerzieller Biomethan/Biogas-Reformierungsanlagen, herrschte Einigkeit unter den Teilnehmenden des Expertenworkshops: Alle Voraussetzungen seitens der Technologiebereitstellern wurden getroffen und das Verfahren ist marktreif.

Die Marktreife der Methanpyrolyse (Tabelle 3) und -plasmalyse (Tabelle 4) wurde hingegen im Expertenworkshop kontrovers diskutiert (Expertenworkshop 2021). Hier wurden u. a. die Komplexität einer Gas-Pyrolyse kritisch hervorgehoben und die wirtschaftliche Nutzung der anfallenden Kohlenstofffraktion hinterfragt. Jedoch wurde auch auf die flexible Fahrweise und das Interesse größerer Marktteilnehmer an diesem Verfahren hingewiesen.

Die Energiebereitstellung dieser zumeist endothermen Verfahren stellt auch für die biomassebasierten Routen weiterhin ein interessantes Thema dar. Konventionell findet die Wärmebereitstellung über die Verbrennung eines Teils des Rohstoffes statt (autotherme Verfahren). Auch wenn die zusätzliche Bereitstellung von externer Energie somit minimiert wird, erhöht sich doch der Rohstoffeinsatz. Ansätze zur Einbindung erneuerbarer Energien in solche endothermen Prozesse werden verfahrensunabhängig in einigen Studien diskutiert (Martin Roeb et al. 2020; Takeda et al. 2021).

Über die Technologiesteckbriefe hinaus, finden sich in der Literatur und den Medien weitere interessante und für spezifische Anwendungsfelder lohnenswerte Ansätze. Ein Beispiel stellt hierbei eine Pilotanlage auf der Deponie Leppen des Bergische Abfallwirtschaftsverband dar, die aktuell im Testbetrieb eine zeitlich und örtlich entkoppelte Deponiegas-basierte Wasserstoff-Produktion über die Nutzung von Intermediaten erprobt (Green Car Congress 2020). Überdies bietet beispielsweise die Firma Mahler AGS GmbH Anlagen zur Methanolreformierung zur Bereitstellung von Wasserstoff an. Bei der Nutzung von biobasiertem Methanol kann entsprechend biobasierter Wasserstoff gewonnen werden (Mahler AGS GmbH 2022).

Tabelle 1 Technologiesteckbrief Dampfreformierung von (Bio-)Methan

Ressource/ Ressourcenbereitstellung	Kohlenstoffquelle > (Bio-)Methan, Bereitstellung durch anaerobe Fermentation von nachwachsenden Rohstoffen, tierischen Exkrementen oder biogenen Rest- und Abfallstoffen in Biogasanlagen <u>mit</u> anschließender Methanaufbereitung, ggf. Erdgas
Verfahrensbeschreibung	<p>(Bio-)Methan kann endotherm, zumeist zweistufig mittels Wasserdampfreformierung (DR) zu Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff umgewandelt werden.</p> $CH_4 + H_2O \Leftrightarrow CO + 3H_2$ <p>Eine Wassergas-Shift-Reaktion dient der Erhöhung des Wasserstoffanteils im Produktgas durch exotherme Reaktion des produzierten Kohlenstoffmonoxids mit zusätzlichem Wasserdampf.</p> $CO + H_2O \Leftrightarrow CO_2 + H_2$ <p>Das Synthesegas wird schließlich getrocknet und die Wasserstofffraktion in einer Druckwechseladsorption separiert (Schönfisch 2020; Schleupen 2020). Die benötigte Prozesswärme und -energie kann durch Verbrennung von zusätzlichem Methan oder des Tailgases aus der Druckwasserwäsche (DWA) bereitgestellt werden. Das Verfahren ist geeignet, reine Kohlenstoffdioxid-Ströme zu gewinnen. Hierfür bieten sich die Abgase der Methanaufbereitung, der DWA sowie der Prozesswärmebereitstellung an.</p>
Produktpalette / Produktausbeute / Produktreinheit	<p>Wasserstoff</p> <p>$\eta_{en} = 61 - 77 \%$ (Timmerberg et al. 2020)</p> <p>(Annahmen: für DR_{Erdgas} 175 – 215 MJ_{CH₄} / kg_{H₂} brennwertbasiert, mit CCU erhöht sich Methaneinsatz um durchschnittlich 5 %, Heizwert H₂ 119,96 MJ/kg, Brennwert CH₄ 55,498 MJ/kg, Heizwert CH₄ 50,31 MJ/kg)</p> <p>$\eta = 70 - 75 \%$ (WS Reformer GmbH 2015)</p> <p>(Angaben für FLOX[®] Reformer M50, keine Prozessenergien berücksichtigt)</p> <p>Reinheit: 75 % Wasserstoff (WS Reformer GmbH 2015)</p> <p>(vor Aufreinigung via DWA)</p> <hr/> <p>Gärrest aus Biogasbereitstellung</p> <p>Biogenes Kohlenstoffdioxid (beispielsweise durch CCS/U)</p>
Stand der Technik	<p>Prozessschritte sind für die Nutzung von Erdgas etabliert, Verfahrenstechnik ist marktverfügbar, Test der Gesamtkette ist derzeit im Demonstrationsmaßstab geplant</p> <hr/> <p>Prozessschritte TRL 9-11 (erdgasbasiert), Gesamtkette TRL 8</p>
Akteure/ Anlagenbestand/ Anlagenkapazitäten	<ul style="list-style-type: none"> ≡ HydroGIn, www.dbi-gruppe.de/hydrogin, BMBF-Projekt von DBIGUT, TUBAF und Multi Industrieanlagen GmbH, kleinskaliger, modularer Demonstrator, 100 m³(i. N.)_{H₂}/h, spätere Adaption auf Biogas geplant, Stand 12/21: Inbetriebnahme läuft ≡ WS Reformer GmbH, FLOX[®] Reformer M50: dezentrale Wasserstoff-erzeugung aus Erdgas, 50 m³(i. N.)_{H₂}/h, Angabe des Herstellers: Eignung für Biomethan und Biogas ≡ Verfahrenslieferanten Reformer: Haldor Topsøe, H2Gen Innovations, HyGear, Caloric Anlagenbau GmbH, Mahler AGS GmbH (Zech et al. 2014), Air Liquide Engineering & Construction
Nachrüstungsoptionen	<ul style="list-style-type: none"> ≡ Zentrale Lösung durch Anbindung an Erdgasnetz denkbar (reale oder bilanzielle Nutzung von Biomethan), Mitraffination mit fossilen methanreichen Gasen denkbar
Forschungs-, Demonstrations- und Entwicklungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> ≡ Anwendung kleinskaliger Reformer der etablierten Erdgas-Reformierung auf biobasierte, methanreiche Gasströme (u. a. bekannt aus Anwendungen in Mikro-KWK-Anlagen) ≡ Förderung von Kooperationen zwischen Produzenten und Abnehmern als Grundlage für die Versorgungssicherheit

Tabelle 2 Technologiesteckbrief Dampfreformierung von Biogas

Ressource/ Ressourcenbereitstellung	Kohlenstoffquelle > Biogas, Bereitstellung durch anaerobe Fermentation von nachwachsenden Rohstoffen, tierischen Exkrementen oder biogenen Rest- und Abfallstoffen in Biogasanlagen, Zusammensetzung variiert je nach Rohstoffeinsatz: Hauptbestandteile 55 bis 75 %(v/v) Methan und 25 bis 45 %(v/v) Kohlendioxid (FNR 2016)
Verfahrensbeschreibung	Bei der Reformierung von Biogas handelt es sich primär um eine Wasserdampfreformierung, einem thermokatalytischen, mehrstufigen Prozess. Vorgesaltet müssen Schwefel- und Chlorverbindungen als potentielle Katalysatorgifte aus dem Biogas entfernt werden. Die endotherme Wasserdampfreformierung verläuft zumeist zweistufig und dient der Produktion von Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff. $CH_4 + H_2O \Leftrightarrow CO + 3H_2$ Bei höheren Temperaturen kann der Anteil der Trockenreformierung des Methananteils, durch das enthaltene Kohlenstoffdioxid, zunehmen. $CH_4 + CO_2 \Leftrightarrow 2CO + 2H_2$ Der Wasserstoffgehalt kann in einer anschließenden Wassergas-Shift-Reaktion (exotherm) noch erhöht werden. $CO + H_2O \Leftrightarrow CO_2 + H_2$ Das getrocknete, wasserstoffreiche Gas wird schließlich via Druckwechseladsorption aufkonzentriert (Brändle et al. 2020; Timmerberg et al. 2020). Die benötigte Prozesswärme kann entweder durch die Verbrennung von zusätzlichem Biogas und Tailgas aus der DWA erfolgen. Der Prozess ist geeignet für eine CO ₂ -Abscheidung vor und nach der DWA-Einheit sowie aus dem Abgas der Prozesswärmebereitstellung.
Produktpalette/ Produktausbeute/ Produktreinheit	Wasserstoff $\eta_{en} = 39 - 50 \%$ (ausgehend vom Biogassubstrat) (Annahmen: (Stolten und Emonts 2016) für 6 MW-Anlage (H ₂) bzw. (Yao et al. 2017) für 90 kg _{H₂} /h, Heizwert Maissilage 6,4 MJ/kg und Heizwert H ₂ 119,96 MJ/kg) $\eta = 65 - 72 \%$ (ausgehend vom Rohbiogas) (Schleupen 2020; Anger 2020b), Berechnungsformel nicht angegeben) $\eta = 40,4 - 59,8 \%$ (ausgehend vom Rohbiogas) (Minutillo et al. 2020b), Annahmen: Min-Wert mit vorgeschalteter partieller Oxidation, Max-Wert ausschließliche DR) Reinheit: 99,9 % (Marchisio 2017) (nach Aufreinigung via DWA)
Stand der Technik	Gärrest aus Biogasbereitstellung Biogenes Kohlenstoffdioxid (beispielsweise durch CCS/U) Prozessschritte sind für die Nutzung von Erdgas etabliert, Verfahrenstechnik ist marktverfügbar, Katalysatortests laufen, Test der Gesamtkette ist derzeit im Pilot- und Demonstrationsmaßstab geplant Prozessschritte TRL 9-11 (erdgasbasiert), Gesamtkette TRL 6-8
Akteure/ Anlagenbestand/ Anlagenkapazitäten	<ul style="list-style-type: none"> ≡ BtX energy GmbH: www.btx-energy.de, Unternehmensgruppe rund um WS Wärmeprozess-technik GmbH, WS Reformer GmbH und e-flox GmbH, Entwicklung einer modularen Pilotanlage für die Dampfreformierung von Biogas, 100-120 kg/d Wasserstoff, 01/22-12/24 Verbundvorhaben BioH2Ref (FKZ 03EI5440B) ≡ BioROBURplus: www.bioroburplus.org, Kooperation aus den H2020-Projekt BioROBUR, Entwicklung, Aufbau und Test einer Pilotanlage zur Oxidativen Dampfreformierung von Bio- und Faulgasen, finale Tests in TRL 6 laufen, 50 m³(i.N.)_{H₂}/h ~ 107 kg_{H₂}/d ≡ WS Reformer GmbH, FLOX® Reformer M50: dezentrale Wasserstoffherzeugung aus Erdgas, 50 m³(i. N.)_{H₂}/h, Angabe des Herstellers: Eignung für Biomethan und Biogas

	<ul style="list-style-type: none"> ≡ BiogasGoesHydrogen: Forschungsprojekt rund um Friedrich-Alexander-Universität und WS Reformer GmbH, katalytische Reformierung angelehnt an Dampfreformierung, Entwicklung eines neuen Reaktordesigns (Stack-Bauweise (FAU 2021)) ≡ Verfahrenslieferanten Reformer: Haldor Topsøe, H2Gen Innovations, HyGear, Caloric Anlagenbau GmbH, Mahler AGS GmbH (Zech et al. 2014)
Nachrüstungsoptionen	<ul style="list-style-type: none"> ≡ Lokale, dezentrale Lösung an Biogasanlagen denkbar ≡ Modulare Systeme in Testung, direkte Abnahme und Nutzung der Gase erfordert erhöhte Konzentration auf Katalysatorgifte
Forschungs-, Demonstrations- und Entwicklungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> ≡ Biogasaufbereitung und Untersuchung der Effekte biogasspezifischer Störstoffe (H₂S, Siliziumverbindungen, Ammoniak, etc.) auf die Katalysatoraktivität (Iulianelli et al. 2021) ≡ Untersuchung des Einflusses der Trockenreformierung bei höheren Temperaturen ≡ Einfluss höherer CO₂-Gehalte auf Anlagendimensionierung, Katalysatorlebensdauer, chemisches Gleichgewicht/ Produktzusammensetzung, Trennverhalten und Nutzung des Tailgases (Anger 2020a) ≡ Gleichbleibende Produktqualitäten bei wechselnden Biogaszusammensetzungen aufgrund variierender Rohstoffquellen ≡ Vertieftes Katalysatorscreening zur Verbesserung der Selektivität, Aktivität und Koksvermeidung, ≡ Kooperationen zwischen Produzenten und Abnehmer als Grundlage für die Versorgungssicherheit

Tabelle 3 Technologiesteckbrief Methanpyrolyse

Ressource/ Ressourcenbereitstellung	Kohlenstoffquelle > (Bio-)Methan, Bereitstellung durch anaerobe Fermentation von nachwachsenden Rohstoffen, tierischen Exkrementen oder biogenen Rest- und Abfallstoffen in Biogasanlagen, Erdgas
Verfahrensbeschreibung	<p>Methan (CH₄) wird bei hohen Temperaturen (bei nicht-katalytischer Methanpyrolyse > 1.200 °C) in die Produkte Wasserstoff (H₂) und festen Kohlenstoff (C) gespalten.</p> $CH_4 \rightarrow 2 H_2 + C$ <p>Die notwendige Energie kann durch elektrische Beheizung sowie durch die Verbrennung von einem Teil des Methans eingebracht werden. Da im Prozess kein CO₂ produziert wird, ließen sich durch die Pyrolyse von Biomethan aus Biogasanlagen negative CO₂-Emissionen erzielen. Durch den Einsatz von Katalysatoren können die Temperatur und damit auch der Energiebedarf reduziert werden, jedoch wirkt sich die Ablagerung der festen Kohlenstoffprodukte auf dem Katalysatormaterial nachteilig auf die Katalysatorstandzeit aus (Palmer et al. 2019). Es ist kein Verfahren bekannt mit dem der Kohlenstoff für eine Weiternutzung ökonomisch sinnvoll vom festen Katalysator getrennt werden kann (Brett Parkinson et al. 2017). Alternativ können auch Flüssigmetallbäder verwendet werden. Deren Einsatz bietet den Vorteil, dass die festen Kohlenstoffprodukte aufgrund der geringeren Dichte von der Oberfläche der Flüssigphase abgetrennt werden können, und die Metalle während der Reaktion als Wärmeleitmedium fungieren (Abbas und Wan Daud 2010). Je nach benötigter Wasserstoffqualität wird eine anschließende Gasaufbereitung (z. B. Druckwechseladsorption) empfohlen (Paukner et al. 2014).</p>
Produktpalette/ Produktausbeute/ Produktreinheit	<p>Wasserstoff</p> <p>Stöchiometrische Ausbeute: 250 kg_{H₂}/t_{CH₄} bei Vollumsatz von reinem Methan</p> <p>Umsatz: 96 – 100 % (Brett Parkinson et al. 2017)</p> <p>Reinheit: 100 % bei Vollumsatz (Spuren gesättigter und ungesättigter Kohlenwasserstoffe, ggf. Aromaten (Stefan Schneider et al. 2020)), bei 96 % Umsatz 98 % H₂-Gehalt</p> <p>Energiebedarf: 7,23 – 8,6 MWh_{el}/t_{H₂} (elektrische Beheizung des Reaktors, H₂-Verdichtung auf 100 bar, Wärmebereitstellung durch CH₄-Verbrennung nur bei Pyrolyse</p>

	< 1.000 °C mit entsprechenden Katalysatoren möglich) (Machhammer et al. 2015; Brett Parkinson et al. 2017)
	Kohlenstoff (Graphit) als Feststoff (Nutzung bspw. in Baugewerbe, Elektroindustrie, Leichtbau, Farben und Lacke, Kunststoff / Gummi) (Wintershall Dea AG 2021)
Stand der Technik	<p>Prozessschritte und Verfahrenstechnik sind für die Produktion von Aktivkohle aus dem Jahr 1966 bekannt (Amin et al. 2011), bisher keine Kommerzialisierung mit Blick auf Wasserstoffgewinnung, Planung und Errichtung von Test- bzw. Pilotanlagen bisher noch auf Basis von Erdgas (Forschung für Nachhaltigkeit – FONA 2021), erste Anlage zur Pyrolyse von Biogas aus einer Kläranlage befindet sich im Bau (Australian Renewable Energy Agency 2021)</p> <p>TRL 3-4 Perspektivisch für 2030: TRL=5-7</p>
Akteure/ Anlagenbestand/ Anlagenkapazitäten	<p>Thermische Pyrolyse</p> <ul style="list-style-type: none"> ≡ KIT, IASS, Wintershall Dea, Laboranlage in Betrieb (12 l/h), weitere Projekte gestartet, Blasensäulenreaktor mit flüssigem Zinn (KIT 2021b; Stefan Schneider et al. 2020) ≡ BASF, KIT, Uni Bochum, TU Dortmund, Thyssen Krupp, Testanlage im Bau (10 m³/h), F&E für Scale-up, Wanderbettreaktor mit Kohlenstoffgranulat (BASF 2021; Stefan Schneider et al. 2020) ≡ C-Zero, Betrieb und Weiterentwicklung von Pilotanlage (10 kg_{H2}/d), kommerzieller Reaktor für 2022 geplant, Blasensäulenreaktor mit flüssigen Salzen (Jendrischik 2021) <p>Katalytische Pyrolyse</p> <ul style="list-style-type: none"> ≡ Hazer Group Ltd, Laboranlage in Betrieb, Pilotanlage im Bau (100 t_{H2}/a), Wirbelschichtreaktor mit Fe-Katalysator (fuel-cell grade) (Stefan Schneider et al. 2020; Australian Renewable Energy Agency 2021) ≡ NTNU, SINTEF, Kvaerner Engineering, kommerzielle Anlage zur Herstellung von Aktivkohle, Kanada, 1999-2004, 50 Mio. m³ Wasserstoff und 20.000 t/a Kohle ≡ UOP (Hydro-Prozess. 1963) und Florida Solar Energy Center (2003-2005), Entwicklung von Wirbelschichtreaktoren bis Technikums- bzw. Labormaßstab, dann beendet
Nachrüstungsoptionen	Lokale, dezentrale Lösung an Biogasanlagen denkbar, Gasreinigung und CO ₂ -Abtrennung vor Pyrolyse eventuell erforderlich um Katalysator-deaktivierung sowie Nebenreaktionen zu vermeiden.
Forschungs-, Demonstrations- und Entwicklungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> ≡ Erforschung geeigneter Katalysatoren zur Pyrolyse ≤ 1.000 °C ≡ Untersuchungen zum Verhalten von Katalysatoren mit Biogas (Schwefelwasserstoff (H₂S) als mögliches Katalysatorgift, je nach Prozess ggf. Biogasreinigung notwendig) ≡ Katalysatorstandzeit durch C-Ablagerung und effektive C-Abtrennung zur Nutzung (bei Nutzung von festen Katalysatoren kann Kohlenstoff daran haften, bei Nutzung von Flüssigmetallen mögliche Verunreinigung der Kohlenstoffpartikel (Upham et al. 2017))

Tabelle 4 Technologiesteckbrief Methanplasmalyse

Ressource/ Ressourcenbereitstellung	Kohlenstoffquelle > (Bio-)Methan, Bereitstellung durch anaerobe Fermentation von nachwachsenden Rohstoffen, tierischen Exkrementen oder biogenen Rest- und Abfallstoffen in Biogasanlagen, Erdgas
Verfahrensbeschreibung	<p>Methan (CH₄) wird unter Einsatz von elektrischen Plasmaflammen bei sehr hohen Temperaturen (bis zu 2000 °C) oder mittels eines nicht-thermischen Plasmas (Raumtemperatur) in die Produkte Wasserstoff (H₂) und festen Kohlenstoff (C) gespalten.</p> $CH_4 \rightarrow 2H_2 + C$ <p>Die Methan-Plasmalyse unterscheidet sich von der Methanpyrolyse im Wesentlichen nur in der Art der Zufuhr der Reaktionsenergie sowie den Prozesstemperaturen und wird oft auch als Pyrolyse bezeichnet. Die Plasmalyse kann auch in Kombination mit Metall-Katalysatoren erfolgen. Da im Prozess kein CO₂ produziert wird, ließen sich durch die Pyrolyse von Biomethan aus Biogasanlagen negative CO₂-Emissionen erzielen. Je nach benötigter H₂-Qualität wird eine anschließende Gasaufbereitung (z. B. Druckwechseladsorption) empfohlen (Paukner et al. 2014).</p>
Produktpalette/ Produktausbeute/ Produktreinheit	<p>Wasserstoff</p> <p>Stöchiometrische Ausbeute: 250 kg_{H₂}/t_{CH₄} bei Vollumsatz von reinem Methan Umsatz: 96 – 100 % (Brett Parkinson et al. 2017)</p> <p>Reinheit: üblicherweise 98 % (Graforce 2021) bis zu 13 % Ethin, Ethen und Ethan möglich (Paukner et al. 2014), ggf. auch CO₂-Anteile bei Biogasplasmalyse Energiebedarf: 10 MWh_{el}/t_{H₂} (für Plasmalyse mittels nicht-thermischem Plasma) (Graforce 2021)</p> <p>Kohlenstoff (Graphit, 98 %(m/m) erdgasbasiert) als Feststoff (Nutzung bspw. in Baugewerbe, Elektroindustrie, Leichtbau, Farben und Lacke, Kunststoff / Gummi) (Wintershall Dea AG 2021)</p>
Stand der Technik	<p>Prozessschritte und Verfahrenstechnik sind für die Produktion von Industrieruß im industriellen Maßstab realisiert (Wasserstoff als Nebenprodukt) an und wird energetisch genutzt. Die norwegische Firma Kværner ASA entwickelte in den 80er Jahren ein Plasmalyse-Verfahren und errichtete 1992 eine Pilotanlage sowie 1997 als Scale-up die Karbomont-Anlage (Kanada) (Stefan Schneider et al. 2020). 2016 begann der Bau der Monolith-Anlage zur Industrierußproduktion in Olive-Creek (USA), bei der der Wasserstoff perspektivisch ebenfalls energetisch in einem Kraftwerk genutzt werden soll (Tobie Boutot et al. 2009). Im Jahr 2020 hat die Firma Graforce GmbH in einem Berliner Hotel eine Plasmalyse-Anlage errichtet, um Erdgas flexibel mit Plasmalysewasserstoff zu mischen und so eine Wärmeerzeugung mit negativer CO₂-Bilanz zu ermöglichen (Energieexperten 2021).</p> <p>TRL 6-8 Perspektivisch für 2030: TRL=7-9</p>
Akteure/ Anlagenbestand/ Anlagenkapazitäten	<ul style="list-style-type: none"> ≡ Kværner ASA, Kværner-Verfahren zur Industrieruß-Produktion, Verfahrens-entwicklung in 80er Jahren, Pilotanlage (Can), 2.000 m³/h, 1992 erbaut, stillgelegt (Fishedick et al. 2007), Karbomont Plant (Can), ca. 9.000 m³/h, Scale-up, Betrieb von 1997-2003, Stilllegung u. a. wegen ungenügender Thermalruß-Qualität (Stefan Schneider et al. 2020) ≡ Monolith Materials, Industrierußproduktion, Pilotanlage (144 m³/h) von 2015-2018, Industrieanlage ab 2016 errichtet, Inbetriebnahme 2020 ≡ Atlantic hydrogen, Carbonsaver. Prototyp (50 m³/h) betrieben, Konkurs während Bau größerer Pilotanlage ≡ Graforce GmbH, Plasmalyse mittels nicht-thermischem Plasma, Demo-Anlage seit 2021 in Betrieb, fertige Container-Lösungen (115-6.500 m³ h) (Graforce 2021) ≡ HiiROC Ltd., Pilotanlage für 400 kg_{H₂}/d (5 GWh/a) ab 2023, Investoren: Wintershall Dea Technology Ventures GmbH, VNG Innovation GmbH (VNG 2021) ≡ TU München, Forschung an Elektronenstrahlplasmalyse (Kerschler et al. 2021)

Nachrüstungsoptionen	Lokale, dezentrale Lösung an Biogasanlagen denkbar, Gasreinigung und CO ₂ -Abtrennung vor Plasmalyse eventuell erforderlich
Forschungs-, Demonstrations- und Entwicklungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> ≡ Verbesserung der Qualität des Plasmalyse-Kohlenstoffs ≡ Kühlung der Plasmafackel ≡ Elektrodenverschleiß ≡ Kohlenstoffablagerungen

Tabelle 5 Technologiesteckbrief thermochemische Vergasung holzartiger Biomasse

Ressource/ Ressourcenbereitstellung	Kohlenstoffquelle > Holzartige Biomasse, Bereitstellung als Produkt oder Reststoff der Land- und Forstwirtschaft
Verfahrensbeschreibung	Die thermochemische Vergasung vereint eine Vielzahl an Verfahrenskonzepten bei der die Biomasse nach einer Rohstoff- und Vergaser-spezifischen Vorbehandlung (z. B. Torrefizierung, Pyrolyse, Trocknung, Zerkleinerung) durch Reaktion mit einem Vergasungsmittel (z. B. Wasserdampf, Sauerstoff oder Kohlenstoffdioxid) in einen gasförmigen Brennstoff (genannt Produktgas, Brenngas oder Synthesegas) umgewandelt wird. Als Vergaser stehen hierbei Festbett-, Wirbelschicht- oder Flugstromvergaser zur Verfügung. Der Vergasungsprozess durchläuft stets folgende Prozessstufen: Trocknung, pyrolytische Zersetzung, Oxidation und Reduktion. Die gewonnene Gasfraktion muss in einem Gasreinigungsschritt von Partikeln, Teer und Katalysatorgiften (beispielsweise Schwefelverbindungen) befreit werden. Der Wasserstoffanteil im Gas kann anschließend über eine Wassergas-Shift-Reaktion durch Reaktion von Wasserdampf mit Kohlenstoffmonoxid erhöht werden. Die Abtrennung und Aufreinigung der Wasserstofffraktion erfolgt abschließend z. B. durch Druckwechseladsorption. Die benötigte Prozesswärme kann durch Teilverbrennung der eingesetzten Biomasse oder durch Zuführung von außen erfolgen. (Kaltschmitt et al. 2016; Binder et al. 2018)
Produktpalette/ Produktausbeute/ Produktreinheit	<p>Hauptbestandteile des Synthesegases sind Kohlenstoffmonoxid, Wasserstoff, Kohlenstoffdioxid sowie Methan</p> <p>Wasserstoff $\eta_{en} = 47 - 68 \%$ ((Klemm 2018), abhängig vom Verfahrenskonzept, (Zech et al. 2014) = 58 %) Ausbeute: 27 – 46 m³H₂/m³Holz (vor dem Aufbereitungsschritt, Querschnitt aus Doppelwirbelschicht, MILENA- und Wärmerohr-Reaktor, (Binder et al. 2018))</p> <p>Asche / kohlenstoffhaltiger Restkoks Kohlenstoffdioxid (aus der Wasserstoffabtrennung)</p>
Stand der Technik	<p>Vergasungstechnik ist etabliert, ebenso die meisten Trenn- und Aufbereitungsschritte / Verfahrenstechnik ist marktverfügbar, Test der Gesamtkette ist derzeit angedacht, nachgewiesen für die Vergasung fossiler Brennstoffe</p> <p>Vergasung (Kohle, Holz) TRL 8-10 Vergasung (andere Biomasse) TRL 5-8 Gasreinigung und Trennschritte TRL 5-9 Gesamtkette TRL 5-7 (Kohle TRL 8-9)</p>
Akteure/ Anlagenbestand/ Anlagenkapazitäten	<ul style="list-style-type: none"> ≡ Karlsruher Institut für Technologie (KIT), bioliq®: Umwandlung holz- und strohartigen Rohstoffen über zwei Prozessstufen (Schnellpyrolyse und Flugstromvergasung) zu Synthesegas, Aufbereitung zu Wasserstoff kann nachgeschaltet werden, Demonstrationsanlage mit 1 t/h bzw. 5 MW Vergaserleistung (KIT 2020, 2020, 2019) ≡ BtX energy GmbH, AutAllo-Vergaser: Vergasung von Holzpellets mit Luft, Verbundvorhaben BiDRoGen (BMW, 01/22-12/24) zur Errichtung einer

	<p>containerbasierten Lösung (inkl. Vergasung, WGS, Separation) (BtX energy GmbH 2021; enArgus 2022)</p> <ul style="list-style-type: none"> ≡ Blue Tower GmbH bzw. Blauer Turm Herten (inaktiv): Betrieb einer Pilotanlage (2001 – 2006) in Herten, Planung und Baubeginn einer Demonstrationsanlage (2008 – 2011), Stopp der Bauarbeiten aufgrund Insolvenz des Investors, mutmaßlich wird das Verfahren von Concord Blue Energie GmbH (Bauantrag gestellt 01/2019) und dem Konsortium Japan Blue Energy Co./Ways2Hy Inc. (Inbetriebnahme Demonstrationsanlage im Sunamachi Water Reclamation Center/ Japan) weiterhin vertrieben bzw. angewendet (FDP Herten 2019; Concord Blue Energy GmbH 2020; BioAge Group, LLC 05.04.2021) ≡ Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW) (inaktiv): Entwicklung des „Absorption Enhanced Reforming“ (AER) Verfahrens im Rahmen des AER-GAS Projektes (2002 – 2004), Anwendung einer ähnlichen Technologie im BioH2-4Refineries Projekt (Repotec, TU Wien, OMV) ≡ Holzner Druckbehälter GmbH: Entwicklung des blueFLUX Verfahren, nach eigenen Angaben bestehen Pläne zur Errichtung regionaler Pilotanlagen zur Vergasung reststoffbasierter Kohle zu Wasserstoff (BlueFlux Energy AG 2020; Holzner Druckbehälter GmbH 2021) ≡ Verschiedene Laboranlagen basierend auf Technologien für mittelskalige Vergasungsanwendungen
Nachrüstungsoptionen	<p>Lokale, dezentrale Lösung denkbar</p> <p>Nach- bzw. Umrüstung von bestehenden Biomasse-Vergasungsanlagen ist zu eruieren, spezifische Anforderungen an die Aufbereitungstechnologie entstehen weniger durch den Einsatzstoff als durch das verwendete Vergasungsmittel Luft (siehe Forschungs-, Demonstrations- und Entwicklungsbedarf)</p>
Forschungs-, Demonstrations- und Entwicklungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> ≡ zentrale Fragestellungen beziehen sich auf die Gasreinigung und Gaskonditionierung ≡ Nutzung von Luft als Vergasungsmittel trägt Stickstoff in den Prozess ein, dies erschwert die Wasserstoffproduktion und stellt erhöhte Anforderungen an die Trenntechniken des Produktgases, zukünftige technoökonomische Untersuchungen der Aufbereitungstechniken werden die Wirtschaftlichkeit luftbasierter Vergasungstechnologien bewerten ≡ vergasungstypische Schadstoffe und Nebenprodukte, wie länger-kettige Kohlenwasserstoffe (Teer) aber auch kurz-kettige Kohlenwasserstoffe (C2+), können die Gastrennung z. B. durch DWA beeinträchtigen, deshalb ist sowohl eine Optimierung der Gasreinigung als auch eine Anpassung der Gastrennung an den Einsatzfall notwendig ≡ wechselnde Zusammensetzungen der Biomasse (Brennstoff) beeinflussen die Produktgasqualität und somit die Aufbereitungsstrecke

Tabelle 6 Technologiesteckbrief hydrothermale Vergasung

Ressource/ Ressourcenbereitstellung	Kohlenstoffquelle > feuchte bis wässrige Rest- und Abfallströme aus landwirtschaftlicher, gewerblicher oder siedlungsbasierter Verarbeitung von Biomasse
Verfahrensbeschreibung	Mittels hydrothermalen Vergasung werden feuchte bis wässrige Biomassen, mit einem Trockensubstanzgehalt unterhalb von 20 % (z. B. Grünschnitt, Maissilage, Algen, Gülle, Gärschlamm oder Bioethanolschlempe), ohne vorherige Trocknung unter überkritischen Bedingungen ($T > 374 \text{ }^\circ\text{C}$, $p > 221 \text{ bar}$) zu einem Produktgas umgewandelt. Da Wasser hierbei als Lösemittel und Reaktand dient und während der Reaktion gespalten wird, kann eine relativ hohe Wasserstoffausbeute erreicht werden. Zudem entstehen Methan und Kohlendioxid als gasförmige Nebenprodukte. (Boukis und Stoll 2021) In Gegensatz zur thermo-chemischen Vergasung enthält das Produktgas nur einen geringen Teergehalt und ist üblicherweise frei von Koks. Es besitzt einen hohen Wasserstoffgehalt, welcher bereits unter hohem Druck vorliegt. Dies vereinfacht die Abtrennung von Kohlendioxid,

	<p>beispielsweise via Druckwasserwäsche. Durch eine Reaktionszeit von wenigen Minuten werden zudem hohe Raum-Zeit-Ausbeuten erreicht. (FNR 2010)</p>
<p>Produktpalette/ Produktausbeute/ Produktreinheit</p>	<p>Hauptbestandteile des Produktgases sind Wasserstoff, Kohlenstoffdioxid und Methan (KIT 2021a)</p> <p>Wasserstoff</p> <p>Volumenanteil im Produktgas: 19 – 35 %(v/v) (Boukis und Stoll 2021) (Rohstoffe: Maissilage, Grünschnitt, Biertreber, Klär- und Faulschlamm, starke Abhängigkeit von Reaktionsbedingungen)</p> <p>Kohlenstoffvergasungsumsatz von > 90 % (FNR 2010)</p>
	<p>Kohlenstoffdioxid und Methan (aus der Wasserstoffabtrennung)</p> <p>ggf. C2+-Moleküle</p> <p>Auskristallisierte Mineralsalze</p>
<p>Stand der Technik</p>	<p>Verfahrenstechnisch angelehnt an andere hydrothermale Verfahren (Karbonisierung, Verflüssigung), befindet sich die hydrothermale Vergasung in einem ähnlichen technischen Entwicklungsstand, hier liegt der Fokus primär auf die Methanproduktion</p> <p>Wasserstoff-Fokus: Katalysatortests laufen, Konzeptentwicklungen finden statt, bisher Pilotierung, keine Demonstrationsanlagen bekannt</p>
	<p>TRL 8-9 (CH₄-Fokus)</p> <p>TRL 4-5 (H₂-Fokus)</p>
<p>Akteure/ Anlagenbestand/ Anlagenkapazitäten</p>	<ul style="list-style-type: none"> ≡ Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Pilotanlage VERENA, Bau 2004, Durchsatz 100 kg/h Biomasse, Betriebsbedingungen 700 °C/350 bar (KIT 2021a) ≡ SCW Systems, Baubeginn industrieller hydrothormaler Vergaser in Alkmaar, Untersuchungen in Technikumsanlagen zur CH₄ und H₂-Produktion (SCW Systems 2021) ≡ TreaTech SARL in Kooperation mit Paul Scherer Institut (PSI), Untersuchungen wässriger Abfallströme zur Produktion von methanhaltigen Gasen, Laboranlage (1 kg/h) etabliert, Bau einer kompakten Pilotanlage (100 kg/h) (TreaTech SARL 2016)
<p>Nachrüstungsoptionen</p>	<p>Durch den hohen Wasseranteil in der Biomasse eignet sich die hydrothermale Vergasung vor allem für dezentrale Anlagen, da ein Transport ökologisch und ökonomisch wenig sinnvoll ist (Boukis und Stoll 2021).</p>
<p>Forschungs-, Demonstrations- und Entwicklungsbedarf</p>	<ul style="list-style-type: none"> ≡ Schnelle Erhitzung auf überkritische Temperaturen um Polymerisation der Biomasse gering zu halten (sonst Karbonisierung) (FNR 2010), Untersuchung des Einsatzes von Metallkatalysatoren zur Senkung der Reaktionstemperatur (Boukis und Stoll 2021) ≡ Weiterentwicklung geeigneter Reaktorkonzepte, da Prozessbedingungen für das Reaktormaterial sehr anspruchsvoll sind (Boukis und Stoll 2021) ≡ Weitere Erforschung der Zugabe von Alkalisalzen zur Hemmung der Furfural-Produktion (FNR 2010) ≡ Da sich die hydrothermale Vergasung vor allem für dezentrale Anlagen eignet, muss ein robustes und ökonomisch wettbewerbsfähiges Anlagendesign entwickelt werden. (Boukis und Stoll 2021)

2.2.2. Biotechnologische Verfahren zur Herstellung von Wasserstoff

Es existiert eine Vielzahl biotechnologischer Prozesse zur Herstellung von Wasserstoff aus Biomasse bzw. aus Licht und Biomasse bzw. Licht und CO₂. Im folgenden Abschnitt wird eine Auswahl an Technologien beschrieben ohne einen Anspruch auf Vollständigkeit zu erheben. Insbesondere im Bereich der Biophotolyse und der Photofermentation existieren zahlreiche Ansätze, die aber alle noch in einen relativ niedrigen technischen Entwicklungsstand angesiedelt sind. Die Auswahl der hier beschriebenen Technologien wurde anhand folgender Kriterien vorgenommen: (i) TRL (), (ii) Abdeckung des gesamten Spektrums an Technologieoptionen und (iii) (Bio)technologische Innovation.

Unter Berücksichtigung der genannten Kriterien wurden folgende Technologien in Form von Steckbriefen beschrieben:

1. Dunkelfermentation
2. Biophotolyse
3. Dunkel-Photosynthese
4. Mikrobielle Elektrosynthese

Insbesondere die Dunkelfermentation (Tabelle 7) ist als Beispiel einer relativ weit entwickelten (da einfachen) Technologie zu bewerten. Besonders hervorgehoben wurden im Expertenworkshop die fehlende Konkurrenz zur Biogasnutzung sowie die Integrierbarkeit an Biogasanlagen auch mit bereits installierten Blockheizkraftwerken (Expertenworkshop 2021). Als Nachteil nennen einzelne Akteure den geringeren technischen Entwicklungsstand im Vergleich zur Dampfreformierung.

Die Beispiele Dunkel-Photosynthese und Mikrobielle Elektrosynthese wurden aufgrund ihres (bio)technologischen Innovationspotenzials aufgenommen. Vorteile biotechnologischer Verfahren zur Herstellung von Wasserstoff liegen im Bereich der Prozessführung. Wasserstoff kann bei moderaten Temperaturen (Raumtemperatur bis zu ca. 50 °C) und unter Umgebungsdruck hergestellt werden. Neben dem Einsatz spezieller Mikroorganismen werden keine Katalysatoren benötigt. Ein Nachteil liegt, neben dem bereits erwähnten teilweise niedrigen TRL, in den relativ niedrigen Gasbildungsraten. Neben der Lösung grundlegender Herausforderungen wie z. B. der Sauerstoffempfindlichkeit involvierter Enzyme bei der Biophotolyse (Tabelle 8) besteht großer Forschungs- und Entwicklungsbedarf im Bereich der Reaktor- und Prozessentwicklung. Bei einem Großteil der Prozesse wird eine Aufbereitung des produzierten Wasserstoffes benötigt, da dieser als Mischgas, z.B. mit Kohlendioxid anfällt. Für die Aufbereitung können herkömmliche Technologien wie z. B die DWA eingesetzt werden.

Tabelle 7 Technologiesteckbrief Dunkelfermentation

Ressource/ Ressourcenbereitstellung	<p>Kohlenstoff und Energiequelle > alle Substrate, die für die anaerobe Vergärung zur Verfügung stehen, bevorzugt werden niedrige Trockensubstanzgehalte (< 10 %) und hohe Anteile an leicht vergärbaren Kohlenhydraten eingesetzt</p> <p>Mikroorganismen > anaerobe, fermentative Bakterien, v. a. innerhalb der Stämme Firmicutes (Klasse: Clostridia) oder Bacteroidetes</p>
Verfahrensbeschreibung	<p>Bei der Dunkelfermentation bilden Mikroorganismen unter Sauerstoff-Ausschluss aus Biomasse Wasserstoff, biogenes CO₂, organische Säuren sowie Alkohole. Im Prinzip ist der Prozess identisch mit den ersten drei von insgesamt vier Stufen des Biogas-Prozesses. Durch Verhinderung der Methanogenese ist der Prozess weniger anfällig, z. B. gegenüber hoher Stickstoffkonzentrationen. (Rittmann und Herwig 2012)</p>
Produktpalette/ Produktausbeute/ Produktreinheit	<p>Wasserstoff</p> <p>Reinheit: ~50 %(v/v) H₂, ~50 %(v/v) CO₂</p> <p>DWA-basierte Aufreinigung: 98 % - 99.999 % mit einer Ausbeute von ~90 % H₂ (industrieller Maßstab) (Stolten und Emonts 2016)</p> <p>max. theor. Wasserstofftrag: 4 Mol_{H₂}/Mol_{Glucose} bzw. ~3 %(m/m) bezogen auf das Substrat</p> <p>praktische Ausbeuten: <3 Mol_{H₂}/Mol_{Glucose} (Soares et al. 2020)</p> <hr/> <p>organische Säuren und gelöste organische Komponenten (z. B. Ethanol)</p> <p>bakterielle Biomasse</p> <p>Methan als Folgeprodukt der anaeroben Vergärung</p> <p>Dunkelfermentation bietet die Möglichkeit der Kopplung stofflicher und energetischer Biomassenutzung. Es lassen sich z. B. mittelkettige Fettsäuren herstellen die vielfältig in der Futter- und Lebensmittel- sowie der Chemieindustrie eingesetzt werden können. (Bastidas-Oyanedel et al. 2019)</p>
Stand der Technik	<p>überwiegend Labormaßstab, einzelne Anlagen im Technikums- bzw. Pilotmaßstab (<10 m³)</p> <hr/> <p>TRL 4-5</p>
Akteure/ Anlagenbestand/ Anlagenkapazitäten	<p>keine industriellen Anlagen/ Prozesse verfügbar</p> <p>Akteure im Forschungsbereich (Beispiele in Deutschland):</p> <ul style="list-style-type: none"> ≡ Fraunhofer IFF, im Vorhaben HyPerFerment II wird eine 10 m³ Pilotanlage gebaut, die unter realen Bedingungen an einer Biogasanlage getestet werden soll
Nachrüstungsoptionen	<p>Die Dunkelfermentation kann als Vorstufe der anaeroben Vergärung direkt an bestehende Biogasanlagen gekoppelt werden. Die bei der Dunkelfermentation entstehende Mischung aus org. Säuren und Alkoholen kann direkt zu Biogas/Biomethan verwertet werden oder im Rahmen einer stofflichen Nutzung weiterverarbeitet werden.</p>
Forschungs-, Demonstrations- und Entwicklungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> ≡ effektive Methoden zur langfristigen Verhinderung der Methanogenese ≡ Steigerung der Produktselektivität und Ausbeute ≡ systemische Betrachtungen und technologische Demonstrationen von Prozessketten (insbesondere bei der Bereitstellung von Koppelprodukten) ≡ Reaktor- und Prozessentwicklung/ -validierung

Tabelle 8 Technologiesteckbrief Biophotolyse

Ressource/ Ressourcenbereitstellung	Kohlenstoffquelle > Kohlenstoffdioxid Energiequelle > Licht Elektronenquelle > Wasser Mikroorganismen > Mikroalgen, diverse Cyanobakterien
Verfahrensbeschreibung	<p>Der Begriff Biophotolyse fasst sämtliche aerobe biologische Prozesse zur Erzeugung von Wasserstoff mittels Photosynthese zusammen (im Gegensatz zur anaeroben Photofermentation z.B. bei Purpurbakterien). Prinzipiell können alle photosynthetischen Mikroorganismen Wasserstoff erzeugen (McKinlay und Harwood 2010). Wasserstoff dient hier als "Ventil", um überschüssige Redoxäquivalente aus den Zellen zu entfernen. Bei der sogenannten direkten Biophotolyse werden Redoxäquivalente während der Lichteinstrahlung gebildet.</p> $2H_2O + Licht \rightarrow 2H_2 + O_2$ <p>Bei der sogenannten indirekten Biophotolyse werden die Elektronen zunächst für die Biosynthese von Kohlenhydraten (Stärke, Glykogen) verwendet und erst in einem anschließenden Prozess zu Wasserstoff umgesetzt.</p> $12H_2O + 6CO_2 + Licht \rightarrow C_6H_{12}O_6 + 6O_2$ $C_6H_{12}O_6 + 6H_2O + Licht \rightarrow 12H_2 + 6CO_2$
Produktpalette / Ausbeuten	<p>Wasserstoff</p> <p>Stöchiometrische (max.) Ausbeute: 1 Mol_{H₂}/Mol_{H₂O} bzw. 12 Mol_{H₂}/Mol_{Glucose}</p> <p>Bisher erzielte Ausbeuten: < 0,1 Mol/_{I_{Kultur}}</p> <p>Bisher erzielte Produktionsraten: < 0,1 mMol/(h _{I_{Kultur}}) (direkte Biophotolyse) (Pareek et al. 2020; Doebbe et al. 2007; Bandyopadhyay et al. 2010; Kim et al. 2008)</p> <hr/> <p>z. T. biogenes Kohlenstoffdioxid (indirekte Biophotolyse)</p> <p>Carotinoide und Vitamine (Anwendung in Nahrungsmittelindustrie und Pharmazie)</p>
Stand der Technik	<p>Die Biophotolyse befindet sich trotz intensiver Forschung in den letzten Jahrzehnten nach wie vor im Stadium der Grundlagenforschung. Der Vorteil besteht in den einfach verfügbaren Edukten Wasser und Sonnenlicht. Die Nachteile liegen bei noch niedrigen Wasserstofferträgen, der niedrigen Effizienz (der Lichtkonversion) sowie der Sauerstoffempfindlichkeit der beteiligten Schlüsselenzyme (Hydrogenasen und Nitrogenasen). Damit verbunden sind relativ hohe Kosten für die notwendige Reaktortechnik (siehe auch Forschungs- und Entwicklungsbedarf).</p> <hr/> <p>TRL 3-4</p>
Akteure/ Anlagenbestand/ Anlagenkapazitäten	<p>keine industriellen Anlagen/ Prozesse verfügbar</p> <p>Akteure im Forschungsbereich (Beispiele in Deutschland):</p> <ul style="list-style-type: none"> ≡ Helmholtz Zentrum für Umweltforschung UFZ (Prof. Andreas Schmid), Wasserstoffproduktion mittels Cyanobakterien, Entwicklung von sauerstofftoleranten Hydrogenasen
Nachrüstungsoptionen	<p>Indirekte Biophotolyse kann als „Vorstufe“ an die Dunkelfermentation gekoppelt werden. Dabei werden im Rahmen der Photosynthese Produkte (Kohlenhydrate) erzeugt, die im Anschluss in der Dunkelfermentation zu H₂, CO₂ und organischen Säuren umgewandelt werden können.</p>
Forschungs-, Demonstrations- und Entwicklungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> ≡ Die Sauerstoffempfindlichkeit der Schlüsselenzyme (insbesondere Hydrogenase) verhindert nach wie vor die Steigerung der Effizienz der Biophotolyse. ≡ Die Wasserstoffproduktion mittels Grünalgen unterliegt den folgenden Limitierungen: ≡ Nutzung des Lichts in den verfügbaren Reaktoren (Effizienz) ≡ Notwendige Separation von Wasseroxidation (zu H₂ und O₂) und Wasserstoffproduktion

- ≡ Die Reaktortechnik bleibt aufgrund der genannten Voraussetzungen und Limitierungen noch teuer. Mögliche Ansätze zur Steigerung der Effizienz der Biophotolyse liegen allgemein in der: (i) genetischen Veränderung und Expression des involvierten Photosystems, („Lichtantennen“) und der beteiligten Enzyme (sauerstoff-tolerante Hydrogenasen), (ii) Optimierung der Lichteinstrahlung bei den verwendeten Reaktoren, (iii) Verbesserung des notwendigen, zwei-phasigen H₂ Produktionssystems (Pareek et al. 2020)
- ≡ Viele der genannten Punkte werden derzeit am Department Solare Materialien (Prof. Andreas Schmid) am Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung in Leipzig adressiert (Bühler et al. 2021).

Tabelle 9 Technologiesteckbrief „Dunkel-Photosynthese“

Ressource/ Ressourcenbereitstellung	Kohlenstoff und Energiequelle > Fruktose Mikroorganismen > Purpurbakterium <i>Rhodospirillum rubrum</i> (ausschließlich)
Verfahrensbeschreibung	Purpurbakterien betreiben Photosynthese anaerob, unter Verbrauch einer Kohlenstoff- und Energiequelle. Das Purpurbakterium <i>Rhodospirillum rubrum</i> besitzt die besondere Fähigkeit „Dunkel-Photosynthese“ zu betreiben bei der alle Wachstumsvorteile eines photosynthetischen Organismus genutzt werden, jedoch ohne die Notwendigkeit von Lichteinstrahlung. Die Dunkelphotosynthese ist der Dunkelfermentation relativ ähnlich, geht allerdings darüber hinaus, da alle üblicher-weise nur mit Lichteinfluss ablaufenden Prozesse nun auch im Dunkeln ablaufen können (Ghosh et al. 1994). So werden im Dunkeln Membranen, Membranproteine und Cofaktoren gebildet die eigentlich zur Photosynthese benötigt werden aber auch für die Elektronentransferprozesse bei der Wasserstoffproduktion wichtig sind. Dadurch kann <i>R. rubrum</i> in herkömmlichen Bioreaktoren gezüchtet werden und unter Verwendung spezieller anoxygener fed-Batch-Verfahren sehr hohe Zelldichten erreichen (Zeiger und Grammel 2009). Die Wasserstoffproduktion ist - ähnlich zur Biophotolyse - ein „Ventil“ von <i>R. rubrum</i> , um überschüssige Redoxäquivalente (aus der Oxidation von Fruktose) aus der Zelle aus zu schleusen.
Produktpalette/ Produktausbeute/ Produktreinheit	Wasserstoff Carotinoide und andere, fettlösliche Terpenoide Bacteriochlorophyll und dessen Vorstufen
Stand der Technik	Grundlagenforschung mit konkretem Anwendungsbezug TRL 2-3
Akteure/ Anlagenbestand/ Anlagenkapazitäten	keine industriellen Anlagen/ Prozesse verfügbar Akteure im Forschungsbereich (Beispiele in Deutschland): ≡ Universität Stuttgart (Prof. Robin Ghosh), Grundlagenforschung und Setup-/Prozessentwicklung (Autenrieth et al. 2021a) zur Wasserstoffproduktion mit <i>Rhodospirillum rubrum</i>
Nachrüstungsoptionen	Bisher keine Untersuchungen und Angaben hierzu bekannt
Forschungs-, Demonstrations- und Entwicklungsbedarf	≡ Forschung im Grundlagenbereich notwendig, da bislang nur in <i>Rhodospirillum rubrum</i> Dunkelphotosynthese gezeigt werden konnte. ≡ Ein Transfer der Technologie in den labortechnischen Maßstab steht noch aus, ist aber bereits Bestandteil aktueller Forschungstätigkeiten (Autenrieth et al. 2021a)

Tabelle 10 Technologiesteckbrief Mikrobielle Elektrolyse

Ressource/ Ressourcenbereitstellung	Kohlenstoffquelle > vielfältige organische Substanzen wie z. B. Carbonsäuren, Polysaccharide wie sie z. B. in Abwässern vorkommen Energiequelle > Erneuerbarer Strom Mikroorganismen > elektroaktive Bakterien (insbesondere <i>Geobacter spp.</i>), methanogene Archaeen
Verfahrensbeschreibung	Die mikrobielle Elektrolyse beruht auf demselben Prinzip wie die klassische Wasserelektrolyse. Der wesentliche Unterschied besteht in der Oxidation organischer Substanzen anstelle von Wasser an der Anode der Elektrolysezelle. Diese Oxidation wird durch biologische Katalysatoren, sog. elektroaktive Bakterien bewerkstelligt, die in vielen Fällen einen Biofilm auf der Oberfläche der Anode bilden (Bioanode). Diese Bakterien/Biofilme sind in der Lage organische Substanzen, z. B. in Abwässern zu nutzen (CSB Abbau). Die bei der Oxidation freiwerdenden Elektronen werden an die Anode abgegeben und tragen somit zur Erzeugung einer Zellspannung bei. Die elektrolytische Bereitstellung von Wasserstoff an der Kathode (Reduktion von Oxonium Ionen) ist entweder identisch zur Wasserelektrolyse (abiotisch), kann aber auch mit Hilfe eines biologischen Katalysators realisiert werden (Agler-Rosenbaum et al. 2013; Liu et al. 2005; ROZENDAL et al. 2006; Call et al. 2009). Die durch die Oxidation der eingesetzten Kohlenstoffquelle erzeugte Grundspannung reicht nicht aus um das zur kathodischen Erzeugung von Wasserstoff notwendige Elektrodenpotenzial zu erzeugen, weswegen eine „Zusatzspannung“ an die Zelle angelegt werden muss. Diese Spannung liegt aber wegen des niedrigeren Reduktionspotenzials der organischen Substanzen an der Bioanode bzw. der dadurch erzeugten Spannung viel niedriger (>0,123 V) als die zur Wasserelektrolyse theoretisch notwendige Zellspannung von 1,23 V (Rousseau et al. 2020).
Produktpalette/ Produktausbeute/ Produktreinheit	Wasserstoff (Kathode): Ausbeute: ~20 l _{H2} /(d m ²) (Elektrodenoberfläche) (Rousseau et al. 2020) CO ₂ (Anode) CH ₄ (Neben- bzw. Folgereaktion in der Anoden- und Kathodenkammer), bis zu 80 % der Wasserstoffproduktion muss zur Erhöhung der Ausbeuten vermieden werden, alternativ kann Produktion von CH ₄ fokussiert werden
Stand der Technik	Labormaßstab, einzelne Anlagen im Technikumsmaßstab (100 - 1000 l) im kontinuierlichen Betrieb (bis zu 100 d) (Rousseau et al. 2020) TRL 3-4
Akteure/ Anlagenbestand/ Anlagenkapazitäten	keine industriellen Anlagen/ Prozesse verfügbar Akteure im Forschungsbereich (Beispiele in Deutschland): ≡ Universität Bremen (Prof. Sven Kerzenmacher), im Projekt BioDME werden mittels mikrobieller Elektrolysezelle H ₂ und CO ₂ erzeugt und anschließend zur Synthese von Dimethylether verwendet.
Nachrüstungsoptionen	Bisher keine Untersuchungen und Angaben hierzu bekannt
Forschungs-, Demonstrations- und Entwicklungsbedarf	≡ Entwicklung geeigneter Elektrolyte (mikrobielles Wachstum vs. reine elektrochemische Prozesse, Leitfähigkeit der Elektrolyte) ≡ Erhöhung der Stromdichten (niederkalorisches Abwasser) ≡ Stabilität der eingesetzten Membranen ≡ Standzeiten der Elektroden, v. a. Vermeidung von Ablagerungen an der Kathode ≡ Design, Regelung und Upscaling der mikrobiellen Elektrolysezellen

2.3. Exkurs: Elektrolyseverfahren

Wasserelektrolyse beschreibt allgemein die Spaltung von Wasser mittels elektrischen Stroms, bei der Sauerstoff als Nebenprodukt der Wasserstoffbereitstellung anfällt. Aktuell besonders relevant sind die Alkalische Elektrolyse (AEL), die Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEM) und die Hochtemperatur-Wasserdampfelektrolyse (HT).

Bei der **Alkalischen Elektrolyse** dient ein Gemisch aus Kalilauge und Wasser als Elektrolyt. Bei Anlegen einer elektrischen Spannung wird an der Kathode Wasser gespalten, wodurch Wasserstoff und Hydroxidionen entstehen. Während Wasserstoff die Elektrolysezelle verlässt, passieren die Hydroxidionen das zwischen Kathode und Anode befindliche Diaphragma und reagieren an der Anode mit Wasserstoff zu Wasser. Die hierbei freiwerdenden Sauerstoffatome werden als elementarer Sauerstoff aus der Elektrolysezelle entlassen. Die **Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse** zeichnet sich durch eine protonenleitende Membran zwischen der Kathode und Anode aus. Diese lässt die, bei anliegendem Strom an der Anode von Wasser abgespaltenen Wasserstoffprotonen passieren, wodurch sie an der Kathode zu elementarem Wasserstoff reagieren können. Bei der **Hochtemperatur- oder Festoxidelektrolyse** dient ein Feststoff als Ionenleiter für den Transport der an der Kathode aus Wasserdampf bereitgestellten Sauerstoff-Ionen zur Anode. Die Wasserstoffprotonen reagieren wiederum an der Kathode zu Wasserstoffgas, die Sauerstoff-Ionen an der Anode zu elementarem Sauerstoff (Martin Roeb et al. 2020; FVEE 2021).

Während Wasserstoff aus AEL- und PEM-Anlagen bereits an ausgewählten Standorten im großtechnischen Maßstab verfügbar ist (TRL 11 bzw. TRL 9-10), befindet sich die Wasserstoffproduktion über das Hochtemperatur-Verfahren noch im Demonstrations-Maßstab (TRL 6-7) (Hauschild et al. 2022). Bedingt durch die unterschiedlichen technischen Eigenschaften besitzen die genannten Verfahren charakteristische Vor- und Nachteile. Die AEL ist ein seit Jahrzehnten etabliertes Verfahren mit vergleichsweise geringen Investitionskosten und langen Lebenszeiten der Stacks, die erreichbare Wasserstoffreinheit reduziert sich jedoch bei Teillast deutlich. Eine für wechselnde Lastläufe auch bei hohen Reinheitsansprüchen anwendbare Technologie ist die PEM, die jedoch in der Herstellung auf seltene Erden angewiesen ist und im Vergleich zur AEL höhere Investitionskosten bedarf. Mit der HT Technologie sollen zukünftig deutlich höhere Wirkungsgrade, die Betriebstemperaturen liegen jedoch über 700 °C, die Investitionskosten liegen bei mindestens dem vierfachen derjenigen einer AEL und sie lässt sich weniger flexibel An- und Abfahren (Martin Roeb et al. 2020; Smolinka et al. 2018; Sachverständigenrat für Umweltfragen 2021). Im Durchschnitt werden über alle Verfahren aktuelle Wirkungsgrade von 56 – 81 % angegeben, wobei Wirkungsgradsteigerungen bis 2030 auf durchschnittlich 67 – 90 % prognostiziert werden (IEA 2019). Der aktuelle Prozessstrombedarf liegt einer Umfrage von (Smolinka et al. 2018) zufolge für AEL, PEM und HT bei 4,6 kWh/m³(i. N.), 4,9 kWh/m³(i. N.) bzw. 3,8 kWh/m³(i. N.). Auch hier sind Effizienzsteigerungen zu erwarten. Verfahrensunabhängig werden zudem Gestehungskosten von ca. 10 EUR/kg bei einer typischen Auslastung von 2.000 – 3.000 Volllaststunden pro Jahr (bei Anbindung an Photovoltaik oder Windkraftanlagen) genannt (Smolinka et al. 2018). Eine Marktübersicht in Form einer ausführlichen Datenerhebung zu kommerziell erhältlichen Elektrolyseuren findet sich in einer Studie der Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V. (C.A.R.M.E.N. e.V. 2021).

2.4. Exkurs: Qualitätseigenschaft Reinheit von Wasserstoff

Die Wasserstoffreinheit bezeichnet die Qualität, in der Wasserstoff vorliegt bzw. in den Herstellungsverfahren entsteht. Wenn der Wasserstoff als Teil des Produktgases vorliegt, gibt man dessen Konzentration üblicherweise in $\%(\text{mol/mol})$ bzw. $\%(\text{v/v})$ an. Eine tatsächliche Reinheit liegt vor, wenn eine Wasserstoffkonzentration $\geq 98 \text{ } \%(\text{v/v})$ vorliegt. In der Industrie wird die Reinheit gängigerweise in der Schreibweise 3.5 oder 7.0 angegeben. Die jeweils erste Zahl gibt die Anzahl der Ziffer 9 und die zweite Zahl die nächste Stelle der Konzentration an ($3.5 = 99,95 \text{ } \%(\text{v/v})$, $7.0 = 99,999990 \text{ } \%(\text{v/v})$). Danach genügt bspw. eine Reinheit von 3.0 für die Hydrierung bei der Erdölraffination während in der Halbleiterherstellung üblicherweise eine Reinheit von 7.0 erforderlich ist (Emcel 2020).

Im Kraftstoffbereich ist die erforderliche Reinheit von Wasserstoff für PEMFC-Brennstoffzellen in den Normen (ISO 14687:2019) und (DIN EN 17124:2019) nach verschiedenen Typen definiert. Die (DVGW G 260 (A) 2021) führt Wasserstoff als 5. Gasfamilie ein und richtet sich hinsichtlich der Gasreinheit nach ISO 14687:2019. In diesen Normen werden neben der Wasserstoffkonzentration auch konkrete Höchstwerte für verschiedene Wasserstoffverunreinigungen definiert, die Leistung und Lebensdauer von Brennstoffzellen beeinträchtigen können. Hier sind im Kontext der Wasserstoffgewinnung aus Biomasse bspw. irreversible Schäden durch Schwefelverbindungen (max. 0,004 ppm), Ammoniak (0,1 ppm) oder Halogene (0,05 ppm) zu nennen (Lubenau und Baumann 2020). Aber auch Kohlenwasserstoffe, Kohlenstoffdioxid oder Kohlenstoffmonoxid können zu reversiblen Schädigungen führen. Beim Wasserstofftransport (Rohrleitungen, Abfüllstationen, Druckbehälter) sind Verunreinigungen mit Stickstoff oder Sauerstoff durch Lufteintritt möglich und selbst die Wasserstoffproduktion in Elektrolyseuren kann vor allem im Teillastbereich zu Wasser- und Sauerstoffverunreinigungen führen.

Da die erforderliche Konzentration von Wasserstoff und ggf. die der Verunreinigungen wesentlich durch Nutzungsart bzw. -ort bestimmt sind, muss die notwendige Aufreinigung individuell definiert werden. Für diverse Wasserstofffolgeprodukte, bspw. Synthesegasprozesse, ist keine Wasserstoffaufreinigung sondern lediglich eine Entfernung spezifischer Verunreinigungen (z. B. Katalysatorgifte) notwendig. Ist eine hohe Reinheit notwendig, z. B. in der Glasindustrie, zur stofflichen Nutzung in einigen chemischen Prozessen oder eben für Brennstoffzellen, so bieten sich bei Wasserstoffkonzentrationen von unter 50 % aus ökonomischen Gründen aktuell nur eine Verflüssigung oder Membranverfahren an (Lubenau und Baumann 2020). Eine technisch anspruchsvolle und zugleich kostenintensive Verflüssigung lohnt sich jedoch nur, wenn für den flüssigen Wasserstoff oder für die verflüssigten Nebenprodukte Abnehmer (z. B. eine H_2 -Tankstelle) vorhanden sind. Zudem gelten für eine Wasserstoffverflüssigung teils hohe Anforderungen bzgl. der Nebenprodukte/Verunreinigungen, wie z. B. Kohlenstoffdioxid oder Wasser, die eine vorherige Reinigung oder Abtrennung notwendig machen. Eine Aufreinigung mit Membranen trennt gezielt den Wasserstoff aus dem Produktgasgemisch ab und kann Wasserstoffkonzentrationen von 90 $\%(\text{v/v})$ (Polymermembranen) bis 98 $\%(\text{v/v})$ (anorganische Membranen) erzeugen. Höhere Reinheiten lassen sich durch Adsorption (99,999 $\%(\text{v/v})$), bei geringen H_2 -Ausgangskonzentrationen nur nach vorheriger Membranaufbereitung ökonomisch, oder durch Membranen mit Paladiumlegierung ($> 99,97 \text{ } \%(\text{v/v})$) erzielen (Lubenau und Kussin 2020).

2.5. Übersicht zu Folgeprodukten aus und mit Wasserstoff

Wasserstoffreiche Gase können vielfältig zur Produktion spezifischer Folgeprodukte eingesetzt werden und somit auch einen Beitrag zur Vernetzung der Energiesektoren Strom, Wärme und Verkehr (Stichwort Sektorkopplung) leisten. Während der unveränderte Einsatz von Wasserstoff in den spezifischen Sektoren in Kapitel 5 beleuchtet wird, liegt der Fokus dieses Kapitels insbesondere auf der Synthese gasförmiger und flüssiger Energieträger sowie Plattformchemikalien aus und mit Wasserstoff.

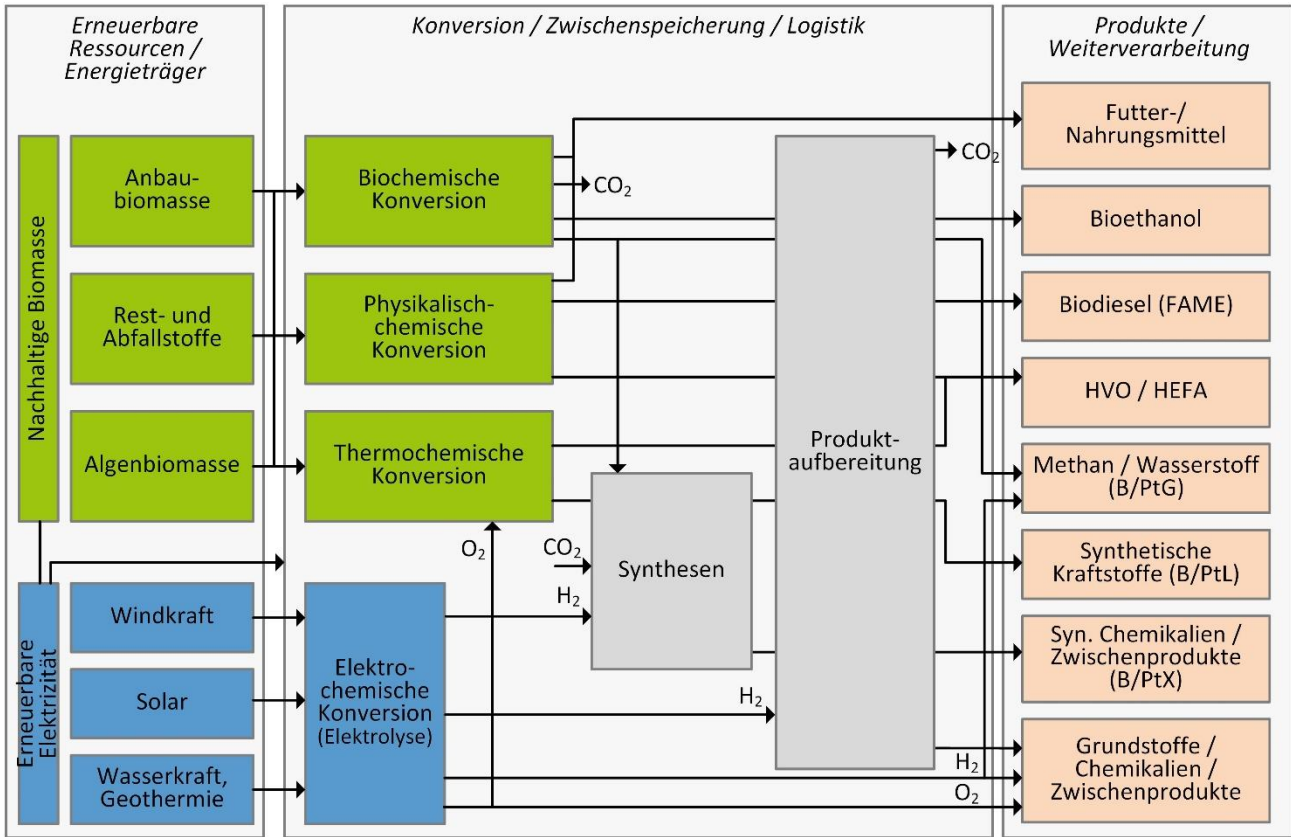
Als wesentliche Energieträger sind synthetische Kraftstoffe² zu nennen, deren entscheidende Vorteile die im Vergleich zu Wasserstoff technisch weniger aufwändige Speicherung bei geringerem Druck (z. B. Methan) bzw. drucklos (Flüssigkraftstoffe), die höhere Energiedichte und die einfachere Lagerung über lange Zeiträume sind. Einhergehend mit einer zügigen Defossilisierung lässt sich kurz- bis mittelfristig im Verkehrssektor die bestehende Kraftstofflogistik, die Tankstelleninfrastruktur sowie aktuelle Verkehrsmittel mit Verbrennungsmotoren weiternutzen. Auch im Wärmesektor bietet sich z. B. die Nutzung von synthetischem Erdgas auch durch die lange Nutzungsdauer von Heizungsanlagen vor allem als Übergangslösung an und kann die benötigte Zeit für den Systemwechsel zu einer Wasserstoffnutzung schaffen.

In Bereichen in denen der Verkehrssektor „auch langfristig nicht ausschließlich oder nur mit großem Aufwand direkt mit Strom versorgt werden kann“, sieht die nationale Wasserstoffstrategie (NWS) vor, „die derzeit eingesetzten fossilen Einsatzstoffe und Energieträger durch auf erneuerbarem Strom basierende Alternativen, wie z. B. durch PtX-Verfahren hergestelltes Kerosin“, zu ersetzen (BMW 2020). Dabei wird direkt auf den Luft- und Schwerlastverkehr und Seeschifffahrt sowie auf mobile Systeme in der Landesverteidigung verwiesen. In Power-to-X (PtX)- Verfahren werden Energieträgern oder Ressourcen mithilfe elektrischen Stroms bereitgestellt – „X“ kann hierbei sowohl unterschiedliche Aggregatzustände der Produkte (z. B. G – Gas, L – Flüssigkeit) als auch eine Umwandlung der Energieform (z. B. H – Wärme) beschreiben. Prominentes Beispiel eines PtX-Verfahrens ist die Wasserelektrolyse aus erneuerbarem Strom zur Bereitstellung von grünem Wasserstoff, darüber hinaus werden aber auch alle auf Elektrolyse basierenden Folgeverfahren als PtX-Ansätze oder im Falle von synthetischen Kraftstoffen als E-Fuels bezeichnet (Sachverständigenrat für Umweltfragen 2021).

Für die Produktion von Wasserstoff-Folgeprodukten auf Kohlenstoffbasis ist es wenig zielführend Wasserstoff aus der Reformierung, Pyrolyse oder Plasmalyse von Biogas bzw. Biomethan zu nutzen. In Bereichen in denen kohlenstoffhaltige Energieträger benötigt werden, sollten die begrenzten Mengen an Biomethan möglichst direkt genutzt werden. Ist dies nicht möglich, sollte der benötigte Wasserstoff für die Synthesen durch Elektrolyse oder als wasserstoffreiches Synthese- oder Fermentationsgas über Biomassevergasung, Pyrolyseölreformierung bzw. biotechnologische Verfahren (z. B. Dunkelfermentation) bereitgestellt werden. Während bei der Nutzung von Synthese- oder Fermentationsgas bereits Kohlenstoffquellen in Form von CO und/ oder CO₂ enthalten sind, bedarf es im Falle des elektrolytisch bereitgestellten Wasserstoffs der externen Zufuhr. Nachhaltige Konzepte können sich beispielsweise durch die Nutzung biogener Kohlenstoffquellen zusammen mit Elektrolysewasserstoff ergeben – sogenannte SynBioPtX-Verfahren (SynBioPtX = Synergien biomasse- und strombasierter Technologien). Ein konzeptioneller Ansatz ist aus Abbildung 3 ersichtlich. Die direkten Wasserstoff-Folgerouten sind im unteren Bereich der Abbildung dargestellt und umfassen die BtX- (Biomass-to-X) und PtX-Prozessketten zu gasförmigen bzw. flüssigen Kraftstoffen als auch zu synthetischen Chemikalien

² Synthetische Kraftstoffe oder auch „Synfuels“ sind alle Arten von Kraftstoffen, die durch katalytische Synthesetechnologien aus einem Synthesegas hergestellt werden. (Hauschild et al. 2022)

bzw. Grundstoffchemikalien. Eine detaillierte Auflistung der möglichen Prozessketten findet sich in Tabelle 11.



SynBioPtX ©DBFZ 11/2021 (ohne Anspruch auf Vollständigkeit) | B/PtG – Biomass-/Power-to-Gas, B/PtL – Biomass-/Power-to-Liquids
 FAME – Fettsäuremethylester, HVO / HEFA – Hydroprozessiertes Pflanzenöl / Ester und Fettsäuren

Abbildung 3 Schematische Darstellung allgemeiner SynBioPtX-Ansätze

Ziel der SynBioPtX-Ansätze ist es durch eine Kopplung von biomassebasierten und strombasierten Technologien eine erweiterte Wertschöpfung zu schaffen. Dabei entstehen geschlossene Stoffkreisläufe in denen eine höhere Kohlenstoffausbeute der Biomasse durch Nutzung des Kohlenstoffs in Syntheseprodukten erzielt wird. Somit können zum einen THG-Emissionen reduziert und gleichzeitig eine höhere Flächeneffizienz der Anbaubiomasse erzielt werden. Je nach Art der Biomasse entstehen so verschiedene mögliche Prozessrouten. Biomasse die durch anaerobe Vergärung zu Biogas umgewandelt wurde, kann bspw. effizienter genutzt werden, wenn der CO₂-Anteil in Verbindung mit Wasserstoff aus EE-Elektrolyse einer Synthese zugeführt wird. Bei der Vergasung von Biomasse entsteht CO, welches durch seine im Vergleich zu CO₂ höhere Reaktivität besonders gut für technisch anspruchsvolle Synthesen geeignet ist.

In Tabelle 11 wird eine Auswahl an Verfahren zur Produktion von Folgeprodukten aus und mit Wasserstoff-vorgestellt. Für die Hauptverfahren mit den zugehörigen Folgeprodukten werden jeweils verschiedene Verfahrensvarianten aufgezeichnet für die eine Einschätzung des technischen Reifegrades durchgeführt wurde. Insofern möglich sind beispielhaft Akteure und Projekte benannt, die die jeweiligen Prozessketten bereits abbilden oder Anlagen diesbezüglich planen. Weiterhin ist dargestellt, welche Perspektiven für Biowasserstoff absehbar sind. Ergänzend werden Ansatzpunkte für die einzelnen Verfahrensvarianten aufgezeigt, Synergien in den biobasierten und strombasierten Konzepten zu PtX-Verfahren bzw. biobasierten Ressourcen zu schaffen.

Tabelle 11 Folgeverfahren aus erneuerbarem Wasserstoff, Einordnung im Kontext der Relevanz für den Einsatz biobasierter Wasserstoffs

Hauptverfahren	Verfahrensvarianten	Folgeprodukte	Aktueller Stand der Technik / TRL	Akteure / Anlagen / Projekte	Perspektive für Biowasserstoff	Perspektive für SynBioPtX
Katalytische Methanisierung	Via reversible Wassergas-Shift-Reaktion: SynGas-Bereitstellung aus Elektrolyse-Wasserstoff und Kohlendioxid-Quelle, Methanisierung, Gasaufbereitung	Methan/SNG	TRL _{Elektrolyse} : 11 (AEL) TRL _{RWGS} : 6 - 7 TRL _{Methanisierung} : 6 TRL _{Gesamt} : 6	Seit 2013 Audi in Werlte/DEU Seit 2019 STORE&GO Demoanlage in Falkenhagen/DEU	Keine, da Elektrolyse-Wasserstoff zum Einsatz kommt	Nutzung von biobasierten CO ₂ -Quellen (Biogas, Bioethanol, Biomasseverfeuerung)
	Via thermochemische Vergasung: SynGas-Bereitstellung aus biogenen Ressourcen, Methanisierung, Gasaufbereitung		TRL _{Vergasung} : 8 TRL _{Methanisierung} : 6 TRL _{Gesamt} : 6	Bis 2018 GoBiGas in Göteborg/SWE Seit 2001 REPOTEC in Güssing/AUT Seit 2017 Gaya Pilotanlage in Lyon/FRA	Im Rahmen eines SynGases zur weiteren Konversion	Elektrolyse- H ₂ zur Konditionierung des SynGases (H ₂ /CO-Verhältnis), allotherme Wärmebereitstellung (solarthermische Reaktoren)
Methanolsynthese	Via thermochemische Vergasung: SynGas-Bereitstellung aus biogenen Ressourcen, Methanolsynthese, Produktaufbereitung, ggf. Folgeverfahren	Methanol, (Methanol-to-X, MTBE, DME)	TRL _{MeOH,Vergasung} : 9	Seit 2020 Sødra in Mönsterås/SWE Alberta-Pacific Forest Industries Inc. in Boyle/CAN	Im Rahmen eines SynGases zur weiteren Konversion	Elektrolyse- H ₂ zur Konditionierung des SynGases (H ₂ /CO-Verhältnis), allotherme Wärmebereitstellung (solarthermische Reaktoren)
	Via reversible Wassergas-Shift-Reaktion: SynGas-Bereitstellung aus Elektrolyse-Wasserstoff und Kohlendioxid-Quelle, Methanolsynthese, Produktaufbereitung, ggf. Folgeverfahren		TRL _{MeOH,RWG} : 6 - 7 TRL _{MtX} : 5 - 6	MTJ: <i>KEROSyN 100</i> Pilotanlage in Heide/DEU MtX: Porsche und Siemens Energy in Magallanes/CHL	Keine, da Elektrolyse-Wasserstoff zum Einsatz kommt	Nutzung von biobasierten CO ₂ -Quellen (Biogas, Bioethanol, Biomasseverfeuerung)
	Via Biogasnebenreaktion: Bereitstellung von Hydrolysegas (H ₂ und CO ₂) aus Adaption des Biogasprozesses, zusätzlicher Elektrolyse-Wasserstoff und Kohlendioxid aus Methan-gewinnung oder			TRL _{Gesamt} : 4 - 5	<i>BioMeth</i> Pilotanlage in Freiberg/DEU	Im Rahmen eines Hydrolyse-gases zur weiteren Konversion

Hauptverfahren	Verfahrensvarianten	Folgeprodukte	Aktueller Stand der Technik / TRL	Akteure / Anlagen / Projekte	Perspektive für Biowasserstoff	Perspektive für SynBioPtX
	BHKW, Methanolsynthese, Produktaufbereitung					
Fischer-Tropsch-Synthese	Via reversible Wassergas-Shift-Reaktion: SynGas-Bereitstellung aus Elektrolyse-Wasserstoff und Kohlendioxid-Quelle, Fischer-Tropsch-Synthese, Hydrotreatment, Fraktionierung	FT-Naphtha FT-SPK FT-Diesel FT-Wachse	TRL ^{Elektrolyse} : 11 (AEL) TRL ^{Gesamt} : 6 – 7	Seit 2017 <i>ICO2CHEM</i> in Frankfurt/DEU	Keine, da Elektrolyse-Wasserstoff zum Einsatz kommt	Nutzung von biobasierten CO ₂ -Quellen (Biogas, Bioethanol, Biomasseverfeuerung)
	Via thermochemische Vergasung: SynGas-Bereitstellung aus biogenen Ressourcen, Fischer-Tropsch-Synthese, Hydrotreatment, Fraktionierung		TRL ^{Vergasung} : 5 - 7 TRL ^{Gesamt} : 5-6	Ab 2025 Fulcrum North Point in Ellesmere Port/GBR Seit 2019 <i>BioTfuel</i> Demoanlagen in Venette und Dünkirchen/FRA	Im Rahmen eines SynGases zur weiteren Konversion	Elektrolyse- H ₂ zur Konditionierung des SynGases (H ₂ /CO-Verhältnis), allotherme Wärmebereitstellung (solarthermische Reaktoren)
DME-Synthese	Via Dehydratisierung von Methanol, siehe Methanolsynthese	DME	TRL ^{Gesamt} : 6 - 8	Seit 2020 Oberon Fuels in Brawley/USA Bis 2016 <i>BioDME</i> in Piteå/SWE	Im Rahmen eines SynGases zur weiteren Konversion	Siehe Methanolsynthese
	ohne MeOH als Zwischenprodukt via thermochemische Vergasung/Dampferormierung von Biogas/Biomethan: SynGas-Bereitstellung aus biogenen Ressourcen, DME-Synthese, Produktreinigung		TRL ^{Gesamt} : 5 – 6	Seit 2016 <i>FLEDGED</i> Pilotanlage in Stuttgart/GER Seit 2015 <i>FlexDME</i> Demoanlage in Freiberg/DEU	Im Rahmen eines SynGases zur weiteren Konversion	Elektrolyse- H ₂ zur Konditionierung des SynGases (H ₂ /CO-Verhältnis), allotherme Wärmebereitstellung (solarthermische Reaktoren)
	ohne MeOH als Zwischenprodukt: SynGas-Bereitstellung aus Elektrolyse-Wasserstoff und Kohlendioxid-Quelle, DME-Synthese, Produktreinigung		TRL ^{Gesamt} : 8	Seit 2017 AlignCCUS Demoanlage in Niederaussem/D EU	Keine, da Elektrolyse-Wasserstoff zum Einsatz kommt	Nutzung von biobasierten CO ₂ -Quellen (Biogas, Bioethanol, Biomasseverfeuerung)

Hauptverfahren	Verfahrensvarianten	Folgeprodukte	Aktueller Stand der Technik / TRL	Akteure / Anlagen / Projekte	Perspektive für Biowasserstoff	Perspektive für SynBioPtX
Ammoniak synthese	Via Biogas/Biomethan-Dampfreformierung: SynGas-Bereitstellung aus biogenen Ressourcen, Stickstoff-Bereitstellung über Sekundärreformer der Wärmebereitstellung, Ammoniaksynthese, Produktaufbereitung	Ammoniak	TRL _{DR} : 6 – 8 TRL _{Synthese} : 5	Ab 2023: Yara und Raízen S.A. in BRA	Im Rahmen eines SynGases zur weiteren Konversion	Elektrolyse- H ₂ zur Konditionierung des SynGases (H ₂ /CO-Verhältnis), allotherme Wärmebereitstellung (solarthermische Reaktoren)
	Via thermochemische Vergasung: SynGas-Bereitstellung aus biogenen Ressourcen, Stickstoff-Bereitstellung über Sekundärreformer der Wärmebereitstellung, Ammoniaksynthese, Produktaufbereitung		TRL _{Vergasung} : 5 - 7 TRL _{Synthese} : 5 TRL _{Gesamt} : 5	TEA: Lund University, Swedish University of Agricultural Sciences, Uppsala /SWE	Im Rahmen eines SynGases zur weiteren Konversion	Elektrolyse- H ₂ zur Konditionierung des SynGases (H ₂ /CO-Verhältnis), allotherme Wärmebereitstellung (solarthermische Reaktoren)
	Via Elektrolyse: Wasserstoff-Bereitstellung aus Wasser, Stickstoff-Bereitstellung via Luftzerlegung, Ammoniaksynthese, Produktaufbereitung		TRL _{Elektrolyse} : 11 (AEL) TRL _{Luftzerlegung} : 11 TRL _{Synthese} : 5 TRL _{Gesamt} : 5	Fertiberia in Puertollano/ESP	Keine, da Elektrolyse-Wasserstoff zum Einsatz kommt	
Alken-synthese	Via thermochemische Vergasung: SynGas-Bereitstellung aus biogenen Ressourcen, Alkensynthese, Produktaufbereitung	Alkene	TRL _{Vergasung} : 5 – 7 TRL _{Alkensynthese} : 4 TRL _{Gesamt} : 4	Rohstoff-unabhängige Untersuchungen mit speziellem Fokus auf Katalysator-entwicklung	Im Rahmen eines SynGases zur weiteren Konversion	Elektrolyse- H ₂ zur Konditionierung des SynGases (H ₂ /CO-Verhältnis), allotherme Wärmebereitstellung (solarthermische Reaktoren)
	Via Biogas/Biomethan Dampf- oder Trockenreformierung: SynGas-Bereitstellung aus biogenen Ressourcen, Alkensynthese, Produktaufbereitung		TRL _{DR} : 6 – 8 TRL _{Alkensynthese} : 4 TRL _{Gesamt} : 4		Im Rahmen eines SynGases zur weiteren Konversion	Elektrolyse- H ₂ zur Konditionierung des SynGases (H ₂ /CO-Verhältnis), allotherme Wärmebereitstellung (solarthermische Reaktoren)

Hauptverfahren	Verfahrensvarianten	Folgeprodukte	Aktueller Stand der Technik / TRL	Akteure / Anlagen / Projekte	Perspektive für Biowasserstoff	Perspektive für SynBioPtX
	Via reversible Wassergas-Shift-Reaktion: SynGas-Bereitstellung aus Elektrolyse-Wasserstoff und Kohlendioxid-Quelle, Alkensynthese, Produktaufbereitung		TRL ^{Elektrolyse} : 11 (AEL) TRL ^{Alkensynthese} : 4 TRL ^{Gesamt} : 4		Keine, da Elektrolyse-Wasserstoff zum Einsatz kommt	Nutzung von biobasierten CO ₂ -Quellen (Biogas, Bioethanol, Biomasseverfeuerung)
	Via Hochtemperatur-Co-Elektrolyse: SynGas-Bereitstellung aus biogener Kohlendioxid-Quelle, Alkensynthese, Produktaufbereitung		TRL ^{Co-SOE} : 4 – 5 TRL ^{Alkensynthese} : 4 TRL ^{Gesamt} : 4		Keine, da Elektrolyse-Wasserstoff zum Einsatz kommt	Nutzung von biobasierten CO ₂ -Quellen (Biogas, Bioethanol, Biomasseverfeuerung)

(Auflistung ohne Anspruch auf Vollständigkeit) TRL | Technology Readiness Level, SNG | Synthetic Natural Gas, SynGas | Synthesegas, RWGS | Reverse Wassergas Shift Reaktion, MeOH | Methanol, FT | Fischer-Tropsch, MtX | Methanol-to-X, MtJ | Methanol-to-Jet, DR | Dampfreformierung, MTBE | Methyltertiärbutylether, SPK | Synthetisch paraffinisches Kerosin, DME | Dimethylether, Co-SOE | Hochtemperatur-Co-Elektrolyse, TEA | Techno-ökonomische Bewertung

2.6. Fazit

Die in den Technologiesteckbriefen ausführlich behandelten thermochemischen und biotechnologischen Verfahren zeigen das breite Spektrum der verfahrenstechnischen Möglichkeiten zur Produktion von biobasiertem Wasserstoff auf. Für eine bessere Vergleichbarkeit sind die Verfahren in Abbildung 4 gegenübergestellt.

Technologie	TRL	Anwendung	Akteure
Methan-	8	Mittraffination in Erdgasreformierung denkbar	HydroGIn, WS Reformer GmbH
Biogas-	6-8	Dezentrale Nachrüstung an BG-Anlagen denkbar, nach Gasreinigung als Reinwasserstoff einsetzbar	BtX energy GmbH, BioROBURplus, WS Reformer GmbH
Methanplasmalyse	6-8	Dezentrale Nachrüstung an BG-Anlagen denkbar, keine prozessbedingten CO ₂ -Emissionen, nach Gasreinigung als Reinwasserstoff einsetzbar	Graforce GmbH, HiiROC Ltd., TUM, Monolith Materials
Methanpyrolyse	3-4		Konsortien um KIT, BASF und NTNU; Hazer Group Ltd.; C-Zero
Thermochemische	5-7	Flexibel in der Wahl der Einsatzstoffe, nach Gasreinigung als Reinwasserstoff einsetzbar	KIT, Concord Blue Energie GmbH, Japan Blue Energy/Ways2Hy, Holzner Druckbehälter GmbH, BtX energy GmbH
Hydrothermale	4-5	Verwendung feuchter bis nasser Biomasse, dezentrale Lösungen anzustreben, hoher Produktgasdruck verringert Gasaufbereitungsaufwand	KIT, SCW Systems, TreaTech SARL/PSI
Dunkelfermentation	4-5	Dezentrale Nachrüstung an BG-Anlagen denkbar, wenig Störstoffe im Produktgas, nach Gasreinigung als Reinwasserstoff einsetzbar	Fraunhofer IFF
Biophotolyse	3-4	Kopplung mit Dunkelfermentation denkbar, Anwendungsbereiche noch nicht absehbar	UFZ
Mikrobielle Elektrolyse	3-4	Nutzung von org. Substanzen aus Abwasserströmen denkbar, geringerer Energiebedarf als herkömmliche Elektrolyse	Universität Bremen
Dunkel-Photosynthese	2-3	Potential für Spezialanwendungen ohne produktionsseitige Beleuchtungsnotwendigkeit	Universität Stuttgart

Forschung				Demonstration				Kommerzialisierung		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Abbildung 4 Vergleichende Gegenüberstellung von Verfahren zur Biowasserstoffproduktion

Im Vergleich besitzen die thermochemischen gegenüber den biotechnologischen Verfahren derzeit noch einen deutlichen Entwicklungsvorsprung. Dies ist insbesondere durch die Erfahrungen aus der Verarbeitung fossiler Rohstoffe und durch die allgemein höheren Wasserstoffbildungsrate begründet. Eine Kommerzialisierung der thermochemischen Verfahren steht jedoch, trotz herstellerseitig zugesicherter Marktreife, weiterhin aus. Auf Grundlage des technischen Entwicklungsstandes ließe sich kurz- bis mittelfristig eine biobasierte Wasserstoffbereitstellung insbesondere über die Reformierung von methanreichen Gasen realisieren. Aber auch der Methanplasmalyse werden teilweise vielversprechende Entwicklungsperspektiven prognostiziert. Als biotechnologisches Verfahren zur Bereitstellung von

Wasserstoff ist die Dunkelfermentation vergleichsweise weit entwickelt. Hier besteht eine prozessspezifische Nähe zum etablierten Biogasprozess, was eine Nachrüstung bestehender Anlagenkonzepte erleichtern und dadurch ergänzende Wertschöpfungsmöglichkeiten bieten kann.

Verfahrensunabhängig werden Ansätze zur Bereitstellung biobasierten Wasserstoffs vornehmlich im dezentralen Kontext diskutiert und demonstriert – es finden sich Projekte zur kommunalen Wasserstoffnutzung und modulare Systeme für die lokale Produktion von Biowasserstoff. Aber auch die regionalen Anwendungsfelder für Wasserstoff sind vielfältig und erfordern eine genaue Analyse der örtlichen Gegebenheiten und Bedarfe – eine technologieoffene Bewertung ist hier entscheidend. Mit Blick auf die Nutzung von reinem Biowasserstoff sind auch in der Prognose bis 2030 voraussichtlich primär regionale Bereitstellungs- und Nutzungskonzepte technologietreibend. Auch wenn großskalige biobasierte Wasserstoffproduktionsanlagen als zentrale Konzepte diskutiert werden (z. B. (bilanziell) basierend auf Biomethan aus dem Netz), um marktspezifische Risiken beispielsweise für kleinere Biogasanlagen zu minimieren, ist eine Einspeisung von Biowasserstoff in das Gasnetz, ähnlich dem Biomethan, nicht als sinnvoll anzusehen.

Darüber hinaus muss der Wert der erneuerbaren Kohlenstoffquelle Biomasse stets in die Bewertung spezifischer Anwendungsfelder von wasserstoffreichen Gasen einfließen. Eine Eliminierung des Kohlenstoffs bei der Wasserstofferzeugung und die anschließende Synthese kohlenstoffreicher Produkte ist nur in wenigen Fällen zielführend. Hier ist gegebenenfalls die direkte Nutzung des Synthesegases aus thermochemischen Verfahren in einer anschließenden Synthese sinnvoll, um Wasserstoff und die kohlenstoffbasierten Gase (CO, CO₂) simultan zu verwerten. Eine Nutzung des Synthesegases aus thermochemischen Verfahren kann unter Umständen auch für kohlenstofffreie Produkte vorteilhaft sein, wie in einem Exkurs in Kapitel 6.6 über die Ammoniakbereitstellung dargelegt wird. Bei der biotechnologischen Produktion wasserstoffreicher Gase kann es in ausgewählten Fällen ebenfalls interessant sein die Produktgase inklusive CO₂ direkt in einem Folgeverfahren zu nutzen – z. B. bei der Herstellung von mikrobiellem Protein durch wasserstoffoxidierende Bakterien.

Verfahren, bei denen prozessbedingt CO₂ oder Kohlenstoff anfällt (z. B. thermochemische Verfahren) eignen sich zur Weiterentwicklung zu sog. CCS/U-Konzepten, wobei das CO₂ oder Kohlenstoff abgetrennt (CC für carbon capture) und gespeichert (S für storage) oder in weitere Nutzung (U für use) gebracht werden. In diesem Kontext sollten Gesamtkonzepte verfolgt werden, in denen Biowasserstoff ein Nebenprodukt sein kann oder Biomasse gemeinsam mit grünem Wasserstoff aus Elektrolyse für Folgeprodukte genutzt wird; z. B. in sog. SynBioPtX-Konzepten, die Synergien von biomasse- und strombasierten Technologien erschließen.

3. Screening der Ressourcen für Wasserstoff aus Biomasse

DBFZ - Karl-Friedrich Cyffka

Dieses Kapitel dient der Beantwortung der Leitfragen wie aus heutiger Sicht das Potenzial und die Verfügbarkeit von Ressourcen für Wasserstoff aus Biomasse einzuschätzen ist und wie viel Biomasse zur regionalen Erzeugung von Biowasserstoff zur Verfügung stünde. Hierfür erfolgt aufbauend auf der DBFZ-Ressourcendatenbank eine Kontextualisierung der geeigneten Biomassen für Wasserstoff sowie darauf basierend eine Identifizierung möglicher Vorzugsregionen.

3.1. Kontextualisierung für Biowasserstoff

Um die Potenziale und Verfügbarkeit von Biowasserstoff in Deutschland zu ermitteln, gilt es zunächst die nutzbaren Ressourcen zu identifizieren. Die Grundlage dafür bildet die Kontextualisierung der Biomassen der **DBFZ-Ressourcendatenbank** (Brosowski et al. 2019). Abbildung 5 gibt einen Überblick hinsichtlich der Einordnung der verschiedenen Potenzialebenen und der Schlüsselinformationen des Stoffstroms innerhalb dem Ressourcenmonitoring. Dabei setzt sich das technische Potenzial (02) aus der Summe des genutzten technischen Potenzials (09) sowie des mobilisierbaren (ungenutzten) technischen Potenzials (10) zusammen. Das nicht mobilisierbare Potenzial (03) beinhaltet beispielsweise Anteile, welche sich aufgrund von technischen Restriktionen oder Nachhaltigkeitsrestriktionen (z. B. Bergungsrate oder Humusbilanz) nicht nutzen lassen.

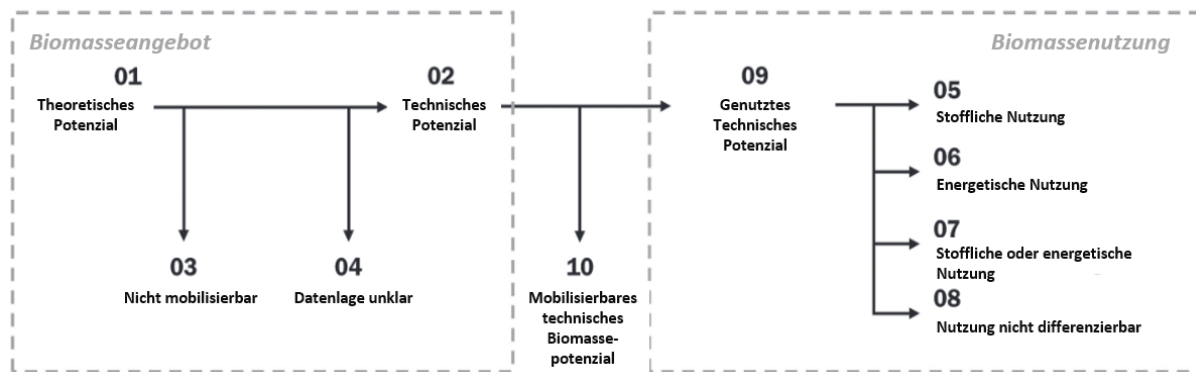
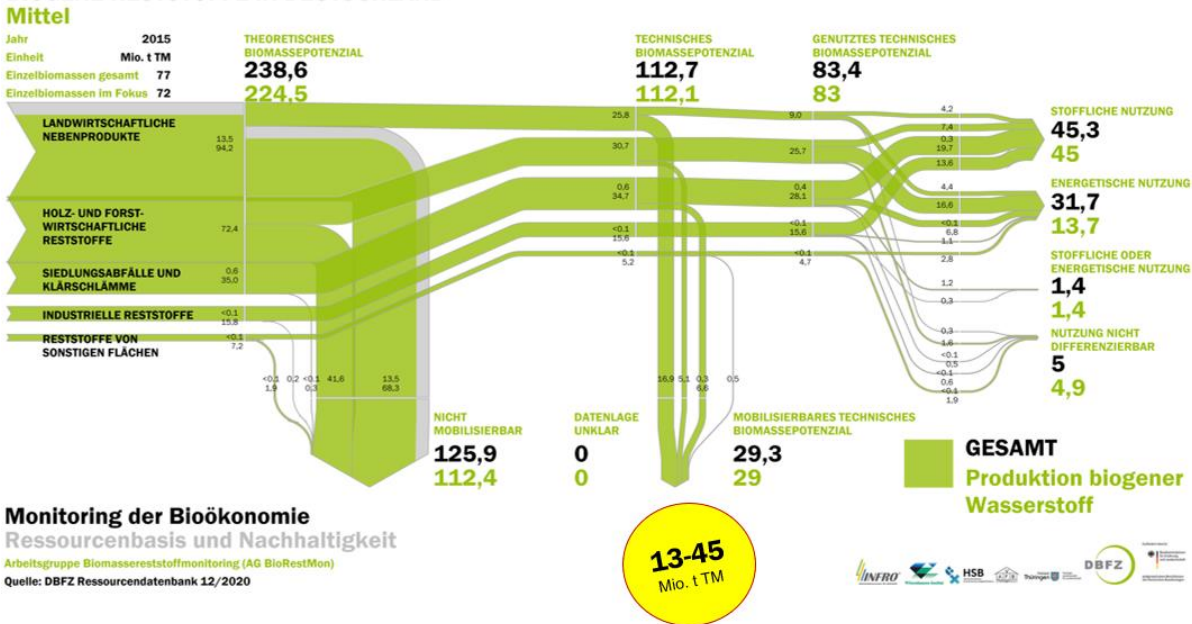


Abbildung 5 Übersicht der Schlüsselinformationen des Stoffstroms innerhalb dem Ressourcenmonitoring für biogene Reststoffe, Quelle: (Brosowski 2021)

Da die Anrechnung von Biowasserstoff aus Reststoffen in Straßenfahrzeugen im Rahmen der Treibhausgasminderungsquote (Kapitel 5.1.1) ab dem 1.7.2023 ermöglicht sein soll, bezieht sich die Kontextualisierung der Biomassen primär auf die 77 Rest- und Abfallstoffe der Ressourcendatenbank (BMU 2021). Zur Feststellung der Eignung dieser Rest- und Abfallstoffe zur Produktion von Biowasserstoff wird folgende Systematik verfolgt. Es werden zum einen die Rohstoffe gewählt, welche für die Produktion von Biogas bzw. Biomethan mittels Vergärung geeignet sind, und sich z. B. über Methan-Dampfreformierung auch für die Produktion von Biowasserstoff nutzen lassen (Anzahl = 59). Zudem wurden auch jene Rohstoffe als relevant eingestuft, welche durch Vergasung zur Produktion von Synthesegas und anschließender Aufbereitung und Reinigung mittels beispielsweise Druckwechseladsorption zu Wasserstoff nutzbar sind (Anzahl = 26). Für 13 Biomassen kommt eine Verwendung in beiden Nutzungsoptionen in Frage. Insgesamt können folglich 72 der 77 Rest- und Abfallstoffe zur Produktion von Biowasserstoff identifiziert werden, siehe dazu in der Abbildung 6 oben links. Die oben

zunächst schematisch dargestellte Übersicht des Stoffstroms ist nun mit entsprechenden Biomassepotenzialen in Millionen Tonnen Trockenmasse (Mio. tTM) gefüllt. Dabei geben die schwarzen Zahlen jeweils das Potenzial aller 77 Reststoffe als Mittelwert wieder, die grünen Zahlen stellen dagegen das Potenzial der 72 ausgewählten Reststoffe als Mittelwert dar. Basierend auf der DBFZ-Ressourcendatenbank resultiert aus dieser Auswahl ein technisches Potenzial von 85 bis 139 Mio. tTM (Mittelwert: 112,1 Mio. tTM). Das technische Potenzial beinhaltet jedoch überwiegend bereits stofflich oder energetisch genutzte Anteile, wodurch das (noch) mobilisierbare Potenzial geringer ausfällt und in der Bandbreite von 13 bis 45 Millionen Tonnen Trockenmasse (Mittelwert: 29 Mio. tTM) liegt.

BIOGENE RESTSTOFFE IN DEUTSCHLAND



Monitoring der Bioökonomie
 Ressourcenbasis und Nachhaltigkeit
 Arbeitsgruppe Biomassereststoffmonitoring (AG BioRestMon)
 Quelle: DBFZ Ressourcendatenbank 12/2020



Abbildung 6 Stoffstrom biogene Reststoffe in Deutschland – Fokus biogener Wasserstoff

In Summe setzt sich der Großteil (ca. 99 %) des mobilisierbaren technischen Biomassepotenzials der 72 Biomassen aus nur 15 Biomassen zusammen (Abbildung 7). Die sonstigen 57 Biomassen haben nur einen marginalen Anteil. Die grünen Balken (hell und dunkel) stellen für den jeweiligen Reststoff die Min-/Max-Bandbreite des mobilisierbaren technischen Potenzials dar. Waldrestholz von Laubhölzern weist deswegen im Minimum ein negatives Potenzial aus, da die zur Berechnung des technischen Waldrestholzpotenzials (Laub) verwendete Datengrundlage (*Naturschutzpräferenz-Szenario WEHAM*, (Oehmichen et al. 2018)) dieses niedriger ausfallen lässt als das genutzte technische Potenzial von Waldrestholz (Laub). Das negative Potenzial stellt somit für diesen Fall eine Art Übernutzung dar.

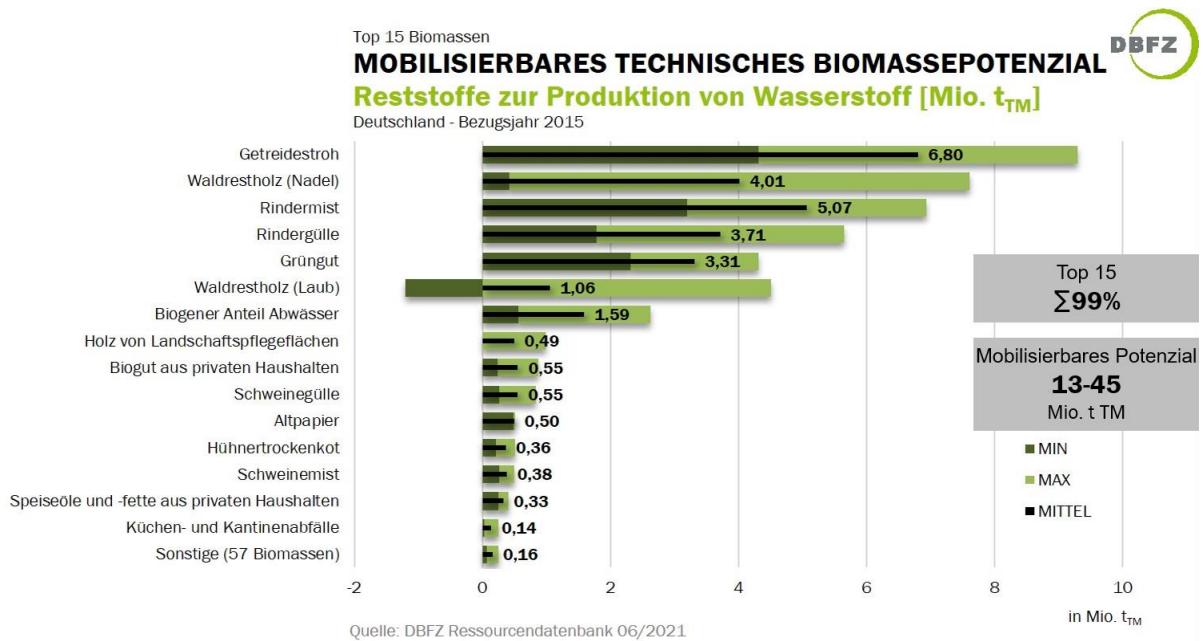


Abbildung 7 Mobilisierbares technisches Biomassepotenzial zur Produktion von Wasserstoff in Mio. Tonnen Trockenmasse (TM)

In einem weiteren Schritt werden die oben identifizierten Biomassepotenziale der 72 Reststoffe, welche sich zur Herstellung von Biowasserstoff eignen, exemplarisch für drei technologische Herstellungsrouten, welche jeweils hohe TRL aufweisen (Kapitel 2.6), als (Bio)-Wasserstoffpotenziale ausgegeben.

- ≡ Biowasserstoff aus Biogas (Biogas-Dampfreformierung) – 59 Reststoffe (vergärbar)
- ≡ Biowasserstoff aus Biomethan (Methan-Dampfreformierung) – 59 Reststoffe (vergärbar)
- ≡ Biowasserstoff aus der Vergasung von holzartiger und lignocellulosehaltiger Biomasse – 26 Reststoffe³

Die jeweiligen Wasserstoffpotenziale sind demnach zunächst einzeln zu betrachten. Die Annahme ist dahingehend jeweils folgende: Wie hoch ist das biogene Wasserstoffpotenzial, wenn das für die jeweilige Herstellungsrouten nutzbare Biomassepotenzial (Vergärung bzw. Vergasung) verwendet würde? Eine Addition würde daher jene Biomassen, welche sich für beide Routen eignen, doppelt zählen. Im Anschluss wird daher zudem ein Gesamtpotenzial für die Produktion von biogenem Wasserstoff aus allen 72 Reststoffen ausgewiesen.

Tabelle 12 zeigt zunächst die Wasserstoffpotenziale aus Biogas (in TWh) der dafür nutzbaren Reststoffe (59 Reststoffe) für die Potenzialebenen „technisches Potenzial“ sowie „mobilisierbares (technisches) Potenzial“. Zudem wird das mobilisierbare Potenzial (auch ungenutztes Potenzial genannt) hinsichtlich des Grades der Mobilisierung für die Produktion von Biowasserstoff unterschieden. Falls 100 % des mobilisierbaren Biomassepotenzials der hierfür nutzbaren Rest- und Abfallstoffe (vergärbar) für die Herstellung von Biowasserstoff mobilisiert würde, könnte Wasserstoff mit einem Potenzial von 11 bis 46 TWh produziert werden. Die hohen Bandbreiten ergeben sich aus den Min-/Max-Bandbreiten der Biomassepotenziale und der Bandbreite des Wirkungsgrads (40 bis 60 %) der Dampfreformierung von Biogas (Kapitel 2.2.1; (Minutillo et al. 2020a). Durch dieses Wasserstoffpotenzial könnte die anvisierte Inlandproduktion von 14 TWh (gemäß der NWS) zu 79 bis 329 % gedeckt werden. Allerdings

³ 13 Biomassen lassen sich grundsätzlich sowohl in einer Vergärung als auch in einer thermochemischen Vergasung nutzen.

ist für zahlreiche biogene Reststoffe eine komplette Mobilisierung unrealistisch. Hinzu kommen andere Nutzungssektoren (z. B. stofflich), welche die Rohstoffe perspektivisch mit einer höheren Wertschöpfung verwerten können. Daher können die mobilisierbaren Potenziale nur einen geringeren Teil der benötigten Inlandsproduktion abdecken, insbesondere zumal die benötigte Inlandsproduktion in 2030 aufgrund der Anpassungen im Rahmen der THG-Quoten-Regelung (höherer Wasserstoffbedarf) bereits höher liegen dürfte. Geringere Mobilisierungsraten (10 % und 1 %) zur Produktion von Biowasserstoff führen demnach auch zu geringeren Anteilen gemessen an der Inlandsproduktion.

Wird dagegen die Nutzung des Biogases zur Stromerzeugung in 2020 von rund 29 TWh (AGEE-Stat 2021) zur Produktion von Biowasserstoff angenommen, könnte die anvisierte Inlandsproduktion in 2030 (14 TWh) gedeckt werden (207 bis 307 %). Wichtig dabei ist zu beachten, dass im Biogasverbrauch Reststoffe als auch NawaRo enthalten sind, wobei Biowasserstoff aus NawaRo innerhalb der THG-Quote nicht anrechenbar ist. Gemäß Betreiberbefragung von 2016 (Daniel-Gromke et al. 2017) entstammt 78 % des energiebezogenen Substrateinsatzes aus NawaRo und nur 22 % aus Reststoffen, wobei sich der Trend aufgrund von Marktanreizen zunehmend in Richtung Reststoffe verschieben könnte. Grob geschätzt wäre daher nur ein Viertel des Wasserstoffpotenzials, welches sich aus dem Verbrauch von Biogas in 2020 ableitet, im Verkehr anrechenbar (ca. 6 bis 9 TWh respektive 46 bis 68 % der anvisierten Inlandsproduktion laut NWS). Marktakteure der Biogasbranche bewerten die Umstellung von Biogasanlagen hin zur Biowasserstoffproduktion nur im großskaligen Anlagenkontext als realistisch, wobei der Einsatz vor allem in der Mobilität gesehen wird. Es sei derzeit noch kein klarer Trend abzusehen, wo der Wasserstoff letztendlich vornehmlich eingesetzt werden wird, was vor allem am offenen Förderrahmen („Bedarf einer politische Weichenstellung“) liegt und sich mit der neuen Bundesregierung bislang unsicher gestaltet. (vgl. auch Kapitel 5.5) (Expertenworkshop 2021)

Tabelle 12 Wasserstoffpotenzial aus Biogas in TWh, basierend auf DBFZ Ressourcendatenbank 07/2021 und (AGEE-Stat 2021)⁴

Bezugsebene	Wasserstoffpotenzial		Ziel 2030 – Nationale Wasserstoffstrategie	
	Min	Max	Gesamtbedarf: 90 – 110 TWh	Inlandsproduktion: 14 TWh
Technisches Potenzial	42 TWh	132 TWh	38 – 147 %	300 – 943 %
Mobilisierbares Potenzial – 100 % Mobilisierung	11 TWh	46 TWh	10 – 51 %	79 – 329 %
Mobilisierbares Potenzial – 50 % Mobilisierung	5,5 TWh	23 TWh	5 – 26 %	39 – 164 %
Mobilisierbares Potenzial – 10 % Mobilisierung	1,1 TWh	4,6 TWh	1 - 5 %	8 – 33 %
Mobilisierbares Potenzial – 1 % Mobilisierung	0,1 TWh	0,5 TWh	0,1 – 0,5 %	1 – 3 %
Verbrauch Biogas 2020	29 TWh	43 TWh	26 - 48 %	207 – 307 %

Die Wasserstoffpotenziale, welche aus Biomethan der vergärbaren Rest- und Abfallstoffe (59 Reststoffe) produziert werden könnten, sind zwar durchaus etwas höher im Vergleich zu den Wasserstoffpotenzialen

⁴ Annahme für Berechnung von Biogas: BHKW-Wirkungsgrad (el.) = 40 %

aus Biogas, stellen jedoch hinsichtlich der Erreichung der Zielvorgaben der nationalen Wasserstoffstrategie nur eine geringe Verbesserung dar (Tabelle 13). Auch hier sind die Bandbreiten aufgrund der Biomassepotenziale und dem Wirkungsgrad (61 bis 77 %, Kapitel 2.2.1 (Timmerberg et al. 2020) hoch. Würde das Biomethan zur Stromerzeugung von 2,9 TWh in 2020 (AGEE-Stat 2021) genutzt werden, könnte das daraus hergestellte Wasserstoffpotenzial maximal rund ein Drittel der benötigten Inlandsproduktion in 2030 decken. Der Anteil des energiebezogenen Substrateinsatzes von Reststoffen liegt bei Biomethan niedriger als bei Biogas und macht ca. 15 % aus (Daniel-Gromke et al. 2018). Dieser energetische Anteil von Reststoffen, welcher im Rahmen der THG-Quote im Verkehr anrechenbar wäre, könnte schätzungsweise nur zu 5 % der Inlandsproduktion in 2030 beitragen. Es ist jedoch davon auszugehen, dass der Anteil von Reststoffen im Biomethan in den kommenden Jahren weiter zunehmen wird. Bereits von 2018 bis 2020 ist das vermarktete Biomethan im Verkehr von 400 GWh auf 1.000 GWh (Reinholz und Völler 2021) angewachsen, wobei sich insbesondere die Vermarktung von tierischen Exkrementen rentiert (Oehmichen et al. 2021).

Tabelle 13 Wasserstoffpotenzial aus Biomethan in TWh, basierend auf (DBFZ) und (AGEE-Stat 2021)⁵

Bezugsebene	Wasserstoffpotenzial		Ziel 2030 – Nationale Wasserstoffstrategie	
	Min	Max	Gesamtbedarf: 90 – 110 TWh	Inlandsproduktion: 14 TWh
Technisches Potenzial	62 TWh	169 TWh	56 – 187 %	443 – 1.204 %
Mobilisierbares Potenzial – 100 % Mobilisierung	16 TWh	59 TWh	15 – 66 %	117 – 422 %
Mobilisierbares Potenzial – 50 % Mobilisierung	8 TWh	30 TWh	7 – 33 %	58 – 211 %
Mobilisierbares Potenzial – 10 % Mobilisierung	1,6 TWh	5,9 TWh	1 - 7 %	12 – 42 %
Mobilisierbares Potenzial – 1 % Mobilisierung	0,2 TWh	0,6 TWh	0,1 – 0,7 %	1 – 4 %
Verbrauch Biomethan 2020	4,2 TWh	5,4 TWh	4 - 6 %	30 – 38 %

Die dritte Biowasserstoffpotenzialabschätzung beachtet feste und lignocellulosehaltige Biomassen (26 Reststoffe), welche sich zur thermochemischen Vergasung eignen (Tabelle 14). Aufgrund sehr hoher Bandbreiten der mobilisierbaren (ungenutzten) Biomassenpotenziale von Waldresthölzern (min/max, Abbildung 7) und der Wirkungsgradbandbreite für die Biowasserstoffherstellung mittels Vergasung ergeben sich insgesamt sehr hohe Bandbreiten für das Wasserstoffpotenzial aus dem mobilisierbaren Potenzial der hierfür nutzbaren Biomassen. Der Wirkungsgrad (47 bis 68 %) errechnet sich aus dem Kaltwirkungsgrad (Herstellung Synthesegas) von 65 bis 85 % (Klemm 2018) sowie dem Wirkungsgrad für die Aufbereitung des Synthesegases von 72 bis 80 % (Expertenschätzung), Kapitel 2.2.1. Bei einer immer noch sehr hohen Mobilisierung von 10 % des mobilisierbaren Potenzials allein für den Zweck der Produktion von Biowasserstoff liegt der Beitrag zu den Zielen der Inlandsproduktion der nationalen Wasserstoffstrategie wie bei den vorherigen Herstellungsrouten bei weniger als 50 %. Auch hier ist eine Berücksichtigung der bestehenden Infrastruktur entscheidend, da sich daraus ein realistischeres Bild ergibt. Betrachtet man nur kleinere Holzvergasungsanlagen (ca. 400) mit einer Größe von

⁵ Annahme für Berechnung von Biomethan: BHKW-Wirkungsgrad (el.) = 42 %

10 bis 150 kW_{el}, da diese vornehmlich holzartige Biomasse (85 % Holzhackschnitzel) einsetzen, summiert sich deren Verbrauch von holzartiger Biomasse grob geschätzt auf 129.000 t_M⁶. Das daraus produzierbare Wasserstoffpotenzial (0,3 bis 0,44 TWh) würde rund 2 bis 3 % der Inlandsproduktion in 2030 abdecken. Zur Erschließung dieses Potenzials müssten jedoch neue Anlagen gebaut werden, da eine einfache Umrüstung dieser Holzvergasungsanlagen nicht möglich ist. Aufgrund der gesellschaftlich und politisch kontrovers diskutierten Thematik der energetischen Primärholznutzung, wozu ggf. auch Waldresthölzer zählen, ist eine energetische Nutzung der hier dargelegten Wasserstoffpotenziale ungewiss. Auch zukünftige Zielvorgaben für den LULUCF-Sektor⁷ könnten das mobilisierbare Potenzial von Waldrestholz weiter einschränken.⁸

Tabelle 14 Wasserstoffpotenzial durch Vergasung in TWh, basierend auf DBFZ Ressourcendatenbank 07/2021

Bezugsebene	Wasserstoffpotenzial		Ziel 2030 – Nationale Wasserstoffstrategie	
	Min	Max	Gesamtbedarf: 90 – 110 TWh	Inlandsproduktion: 14 TWh
Technisches Potenzial	115 TWh	264 TWh	104 – 293 %	819 – 1:882 %
Mobilisierbares Potenzial – 100 % Mobilisierung	8 TWh	74 TWh	7 – 82 %	59 – 530 %
Mobilisierbares Potenzial – 50 % Mobilisierung	4 TWh	37 TWh	4 – 41 %	29 – 265 %
Mobilisierbares Potenzial – 10 % Mobilisierung	1 TWh	7 TWh	1 – 8 %	6 – 53 %
Mobilisierbares Potenzial – 1 % Mobilisierung	0,1 TWh	0,7 TWh	0,1 – 0,8 %	1 – 5 %
~ Verbrauch holzartiger Biomasse kleiner Holzvergasungsanlagen	0,3 TWh	0,44 TWh	0,3 – 0,5 %	2,2 – 3,1 %

Zusammenfassend sind in Tabelle 15 schließlich die Wasserstoffpotenziale aus allen zur Wasserstoffproduktion zur Verfügung stehenden Reststoffe (72) der Ressourcendatenbank zusammengefasst. Dabei wurden die vergärbaren Biomassen der Biogas-Dampfreformierung und die holzartigen Biomassen der thermochemischen Vergasung zur Umwandlung in biogenen Wasserstoff zugeteilt. Biomassen, welche sich für beide Nutzungspfade eignen (13), wurden jeweils in beiden Herstellungsoptionen berücksichtigt. Auch hier verändern sich die Schlussfolgerungen nicht maßgeblich zu den vorherigen Ausführungen. Das technische Potenzial übersteigt die Zielsetzungen für 2030 zwar bei Weitem, jedoch befindet sich ein maßgeblicher Anteil davon (Abbildung 6) bereits in stofflicher bzw. energetischer Nutzung. In einer wachsenden Bioökonomie wird zudem eine stoffliche Nutzung priorisiert, daher ist eine sehr hohe Mobilisierung von beispielsweise 50 % allein für die Produktion von Biowasserstoff ohne einen massiven Förderrahmen unrealistisch. Ein realistischeres Bild bietet daher die Bezugnahme zur bestehenden Infrastruktur (Verbrauch Biogas/Biomethan zur Stromproduktion). Die energetischen Reststoffanteile aus dem oben dargelegten Biogas- und Biomethanverbrauch belaufen sich auf ein grob geschätztes Wasserstoffpotenzial von 7 bis 10 TWh, was rund 50 bis 70 % der

⁶ Vereinfachte Annahmen: ca. 400 Anlagen mit 10 bis 150 kW_{el}, Wirkungsgrad (el.) = 0,35%, durchschn. Leistung 88 kW, Vollbenutzungsstunden: 6.000 h, Heizwert 4 kWh/kg, Holzfeuchte 15%; Bedarf: 129.000 t_M holzartige Biomasse

⁷ LULUCF Englische Abkürzung für Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (Land Use, Land Use Change, and Forestry)

⁸ https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/211005_DLS_gutachten_OekoInstitut_final.pdf

Inlandsproduktion in 2030 entspräche. Dieses Wasserstoffpotenzial stellt zudem ein fortschrittliches Biokraftstoffpotenzial von 25 bis 36 PJ dar, was den geschätzten Bedarf für fortschrittliche Biokraftstoffe in 2030 von 50 PJ (2,6 % von ~2.000 PJ, Annahme) zu ungefähr 50 bis 72 % decken könnte.

Tabelle 15 Abschätzung Gesamtwasserstoffpotenzial in TWh, basierend auf DBFZ Ressourcendatenbank 07/2021

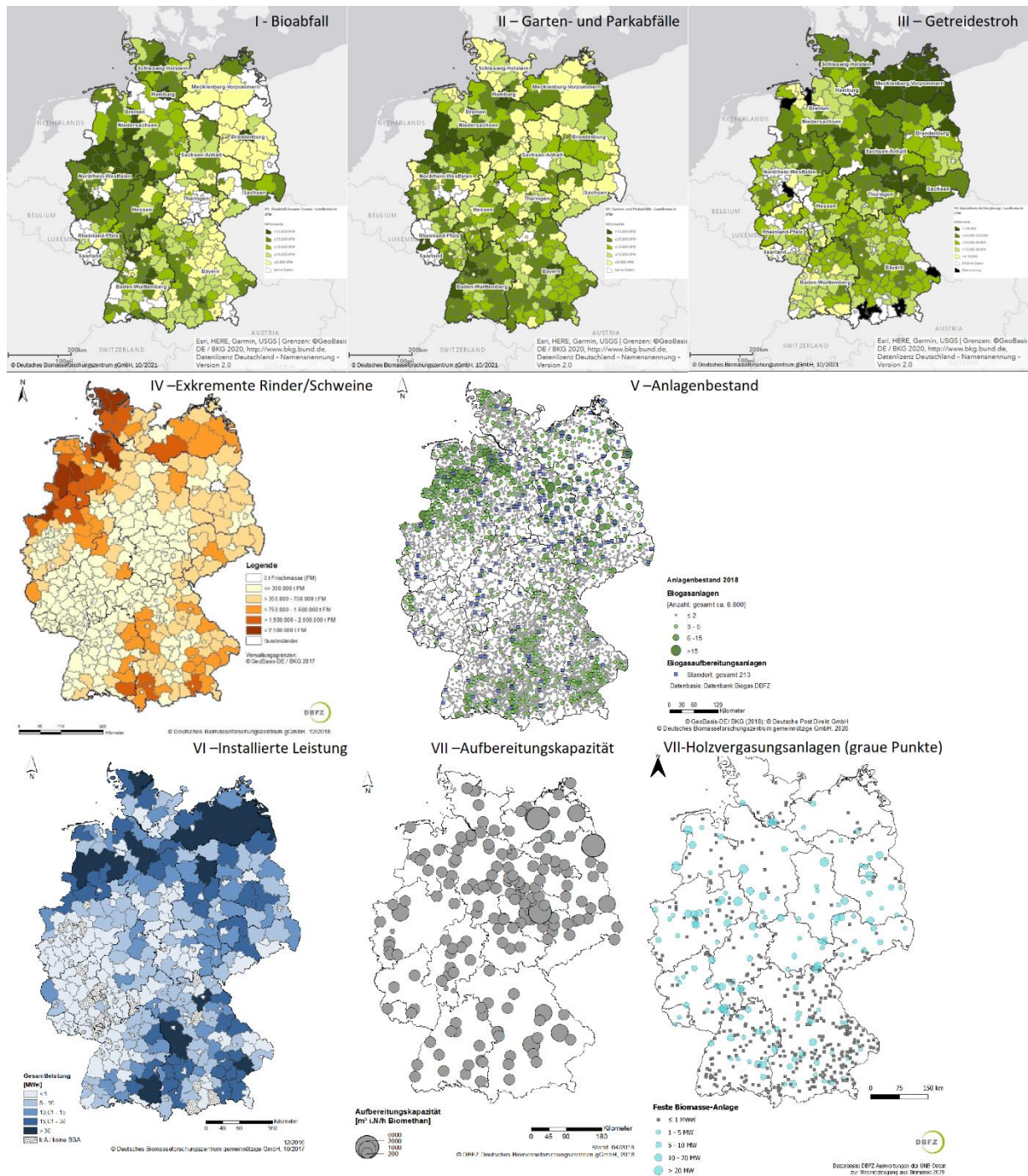
Bezugsebene	Wasserstoffpotenzial		Ziel 2030 – Nationale Wasserstoffstrategie	
	Min	Max	Gesamtbedarf: 90 – 110 TWh	Inlandsproduktion: 14 TWh
Technisches Potenzial	138 TWh	369 TWh	125 – 410 %	986 – 2.636 %
Mobilisierbares Potenzial – 100 % Mobilisierung	11 TWh	107 TWh	10 – 119 %	79 – 764 %
Mobilisierbares Potenzial – 50 % Mobilisierung	6 TWh	54 TWh	5 – 60 %	39 – 386 %
Mobilisierbares Potenzial – 10 % Mobilisierung	1 TWh	11 TWh	1 – 12 %	8 – 79 %
Mobilisierbares Potenzial – 1 % Mobilisierung	0,1 TWh	1 TWh	0,1 – 1 %	1 – 7 %

3.2. Identifizierung regional vielversprechender Schwerpunkte

Die Identifikation von regionalen Schwerpunktregionen bedarf einer regionalisierten Datengrundlage der jeweiligen Biomassen. Um zudem bisher ungenutzte Potenziale zu mobilisieren, fokussiert sich die Analyse auf Biomassen mit hohen mobilisierbaren Potenzialen (Abbildung 6). Nicht für jede dieser 15 Biomassen liegen jedoch bislang regionalisierte Daten vor, weswegen die Analyse 7 dieser 15 Biomassen einbezieht: Bioabfall, Garten- und Parkabfälle, Getreidestroh sowie tierische Exkrememente (jeweils Mist und Gülle, insgesamt 4 Einzelbiomassen) von Rindern und Schweinen (Majer et al. 2019). Die Daten sind zudem über das jeweilige Dashboard auf <https://datalab.dbfz.de/> abrufbar (Kalcher et al. 2021). Um einen schnellen Überblick zu der regionalen Verteilung zu erlangen, sind die Potenziale der ausgewählten Biomassen sowie Standorte (inkl. Leistung) von Biogasanlagen und Biomethanaufbereitungsanlagen in Abbildung 8 zusammengefasst. Eine dunkle Einfärbung der Landkreise bedeutet, dass ein hohes Potenzial vorliegt. Daraus lassen sich folgende regionale Schwerpunktregionen identifizieren. Urbane Biomassen wie Bioabfall sowie Garten- und Parkabfälle sind vor allem in bevölkerungsreichen Regionen, wie Nordrhein-Westfalen und der daran angrenzenden Region in Niedersachsen, konzentriert. Getreidestrohpotenziale lassen sich insbesondere im Nordosten (Mecklenburg-Vorpommern) und in Mitteldeutschland (Region Sachsen, Sachsen-Anhalt, Thüringen) mobilisieren. Die Potenziale tierischer Exkrememente sind im Nordwesten Deutschlands, vor allem in Niedersachsen und den jeweils nördlichen Teilen Nordrhein-Westfalens und Schleswig-Holsteins zu finden.

Die Vorzugsregionen hinsichtlich der Biogasproduktionskapazität (installierte Leistung) liegen in Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern sowie im Norden Schleswig-Holsteins. Die Regionen in Süddeutschland (z. B. Grenzregion von Bayern und Baden-Württemberg, Mittelfranken sowie Nieder- und Oberbayern) mit einer hohen installierten Leistung sind aufgrund der Verstromung von Biogas vor Ort (höherer Strombedarf und höhere Systemleistung durch Netzausgleich) zumindest kurzfristig nicht zu priorisieren. Während die Biogasanlagen mit der höchsten installierten Leistung je Anlage in Mecklenburg-Vorpommern vorzufinden sind, befinden sich in Niedersachsen und Bayern, teils auch

aufgrund der verhältnismäßig hohen Anzahl an Güllekleinanlagen, die meisten Biogasanlagen. Die regionale Verteilung von Biomethanaufbereitungskapazitäten konzentriert sich in der Mitteldeutschen



- I: Regionale Verteilung der technischen Potenziale für Bioabfall - braune Tonne (aufsummiert, in t pro Jahr) auf Frischmassebasis in 2018.
- II: Regionale Verteilung der technischen Potenziale für Garten- und Parkabfälle (aufsummiert, in t pro Jahr) auf Frischmassebasis in 2018.
- III: Regionale Verteilung der mobilisierbaren Potenziale für Getreidestroh (aufsummiert, in t pro Jahr) auf Frischmassebasis in 2018.
- IV: Regionale Verteilung der technischen Potenziale für Exkrememente von Rindern und Schweinen (aufsummiert, in t pro Jahr) auf Frischmassebasis in 2016.
- V: Standorte des Anlagenbestandes von Biogasanlagen und Biogasaufbereitungsanlagen in 2018.
- VI: Regionale Verteilung der installierten Leistung von Biogasanlagen in 2016.
- VII: Regionale Verteilung der Biomethanaufbereitungskapazität in 2018.
- VIII: Regionale Verteilung von Holzvergassungsanlagen in 2019.

Abbildung 8 Regionale Verteilung von Biomassepotenzialen (dunkel = hoch) sowie Biogas-, Biomethanaufbereitungs- und Holzvergassungsanlagen

Region, insbesondere Sachsen-Anhalt sowie Teile Niedersachsens und Sachsens. Die größten Anlagen zur Biomethanaufbereitung befinden sich derzeit in Zörbig (Sachsen-Anhalt), Schwedt (Brandenburg) und Güstrow (Mecklenburg-Vorpommern). Eine Einspeisung von Biomethan erfolgt eher in den östlichen Bundesländern, während die Ausspeisung von Biomethan in West- und Süddeutschland überwiegt. (Daniel-Gromke et al. 2017)

Thermochemische Vergasungsanlagen (siehe VIII, graue Punkte - Anlagen $\leq 1 \text{ MW}_{\text{el}}$), welche zum Großteil Holz hackschnitzeln einsetzen, sind dagegen vornehmlich in waldreichen Regionen Süddeutschlands konzentriert. Insgesamt gibt es beispielsweise ca. 400 Holzvergaseranlagen, welche eine Leistung zwischen 10 und 150 kW_{el} aufweisen und zu 85 % mit Holz hackschnitzeln (restlichen 15 % anderweitige holzartige Biomasse) betrieben werden. Vereinzelt Schwerpunkte von Holzvergaseranlagen befinden sich auch in anderen waldreichen Teilen Deutschlands. Wie bereits oben beschrieben sind diese Anlagen jedoch nicht einfach umzurüsten, daher wäre ein Neubau von Anlagen nötig.

3.3. Fazit

Zusammenfassend lässt sich folgendes Fazit aus diesem Teilpaket ziehen. Das mobilisierbare (inländische) Potenzial stellt abhängig vom Mobilisierungsgrad eine Möglichkeit dar, die entsprechenden Mengen der benötigten Inlandsproduktion für Wasserstoff gemäß Wasserstoffstrategie zu decken. Eine sehr hohe Mobilisierung (z. B. $> 10 \%$) allein für die Produktion von biogenem Wasserstoff scheint derzeit aufgrund von Nutzungskonkurrenzen, fehlender Anreizmechanismen und zunehmender Nachhaltigkeitsanforderungen (LULUCF und Biodiversität) unrealistisch, würde den Bedarf von 14 TWh Wasserstoff jedoch voraussichtlich decken können. Ein Mobilisierungsgrad von 10 % bzw. 1 % des mobilisierbaren Potenzials könnte dagegen immer noch zu gewissen Anteilen (im Mittel zu 43 % bzw. 4 %, Tabelle 15) zur benötigten Inlandsproduktion beitragen. Deutlich wird dabei, dass die Wasserstoffpotenziale zudem von hohen Unsicherheiten bzw. Bandbreiten geprägt sind, welche aus entsprechenden Bandbreiten der zugrundeliegenden Biomassepotenzialdaten für das Jahr 2015 sowie der technischen Parameter (Wirkungsgrade) resultieren. Würden dagegen die bisher genutzten Biogas- bzw. Biomethananteile (zur Strom-/Wärmeerzeugung in 2020) zur biogenen Wasserproduktion umgeleitet werden, könnten rund 33 bis 48 TWh Wasserstoff erzeugt werden. Darin sind jedoch hohe Anteile von NawaRo enthalten, während die energetischen Reststoffanteile potenziell rund 7 bis 10 TWh Wasserstoff ausmachen. Eine etwaige Umlenkung des bisher genutzten Reststoffanteils aus Biogas und Biomethan könnte daher zu großen Teilen zur Inlandsproduktion beitragen. Die in Deutschland breit verteilte Infrastruktur der Bioenergieproduktion bietet schließlich die Möglichkeit einer in weiten Teilen flächendeckenden und dezentralen Biowasserstoffproduktion, dazu mehr in Kapitel 5.6. Hinsichtlich der regionalen Verteilung ergeben sich je nach Biomasse und Art der bestehenden Anlage große Unterschiede. Eine wirtschaftliche Umrüstung von Bestandsbiogasanlagen wurde im Rahmen des Expertenworkshops jedoch nur für großskalige Anlagen als realistisch eingeschätzt, was die oben ausgeführten Wasserstoffpotenziale weiter einschränken würde (Expertenworkshop 2021). Aus Potenzialperspektive ist daher festzustellen, dass Biowasserstoff aus Reststoffen den Hochlauf der Elektrolyseur-Kapazitäten für grünen Wasserstoff in Deutschland nur dann einschränken könnte, falls hohe Anteile bereits genutzter Reststoffe umgelenkt werden bzw. eine sehr hohe Mobilisierung der mobilisierbaren (ungenutzten) Potenziale angereizt wird.

4. Nachhaltigkeitsindikatoren für Wasserstoff aus Biomasse

DBFZ - Niels Dögnitz, Kathleen Meisel, Stefan Majer

Dieses Kapitel dient der Beantwortung der Leitfragen wie der aktuelle Kenntnisstand hinsichtlich der Kosten und Treibhausgas(THG)-Emissionen für Wasserstoff aus Biomasse einzuordnen ist, wie sich die verschiedenen technologischen Optionen zur Produktion von Wasserstoff hinsichtlich dieser Parameter unterscheiden und welche Perspektiven erwartbar sind. Basis hierfür ist die Auswertung aktueller Veröffentlichungen.

4.1. Gestehungs- und Bereitstellungskosten

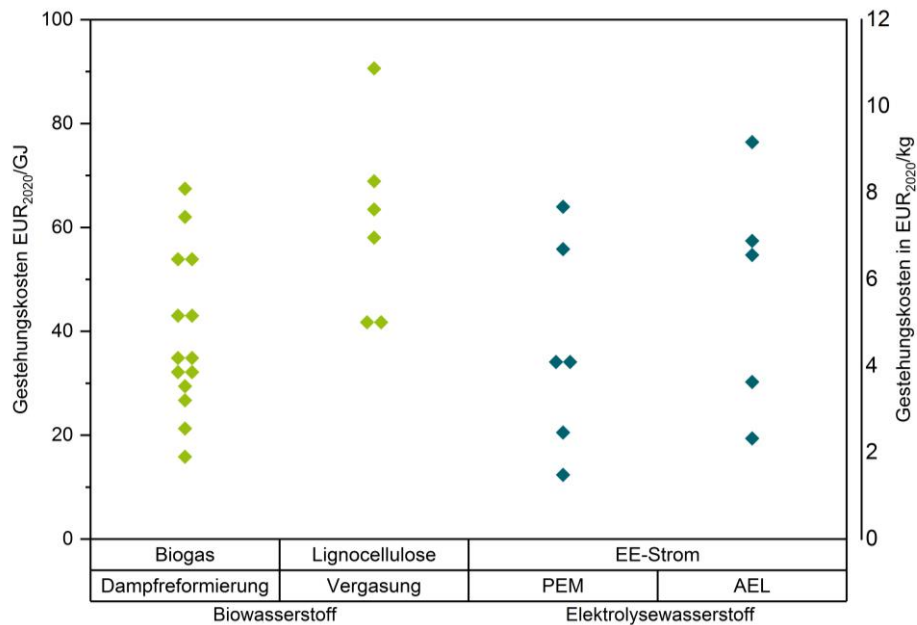
Die nachfolgende Analyse und Gegenüberstellung von Kostenparametern zur Produktion und Bereitstellung von Wasserstoff für beispielhafte Konzepte auf Basis von Veröffentlichungen erlaubt eine vereinfachte Einschätzung zur Wirtschaftlichkeit. Diese ist von vielerlei Faktoren abhängig. Für einen Vergleich bedarf es eines adäquaten Bilanzraums.

4.2. Vergleich der Gestehungskosten

Ein guter Indikator für die Bewertung dieser Faktoren sind die Gestehungskosten. Abbildung 9 zeigt eine vergleichende Gegenüberstellung dieser Kosten. Dazu wurden 15 internationale Veröffentlichungen, erschienen ab 2015 ausgewertet, welche eigenständige und umfangreiche Kalkulationen zur Ermittlung der Gestehungskosten durchgeführt haben. Die Ergebnisse wurden, jeweils unter Verwendung der Inflationsrate und der Währung, auf das Jahr 2020 normiert und vergleichend gegenübergestellt. Abhängig vom Stand der Technik, den standortspezifischen Anlagenkonzepten und damit verbundenen Kosten für Investitionen, Edukte und Anlagenbetrieb sowie der verwendeten Methodik bei der Kostenrechnung, ergeben sich teils sehr große Bandbreiten. Die Grafik gibt daher nur eine Indikation, wo sich einzelne Optionen hinsichtlich ihrer Gestehungskosten einordnen.

Weitere Daten zu den zusätzlichen Optionen sind in Tabelle 16 gelistet. Umfassende Untersuchungen, und damit in der Grafik darstellbare Gestehungskostenstärken, gibt es lediglich für Biowasserstoff aus Biogas (bzw. Biomethan, wobei dies nicht immer explizit ausgewiesen ist) mittels Dampfreformierung und aus Lignocellulose-haltigen Biomassen mittels thermochemischer Vergasung. Ein direkter Vergleich mit Elektrolysewasserstoff ist zunächst nicht möglich, er wird in der Abbildung 9 dennoch versucht.

Die Kostenschwankungen bei den Biowasserstoffverfahren sind hauptsächlich von den gegebenen Rahmenbedingungen und den verwendeten Rohstoffen abhängig. Eine eindeutige Aussage lässt sich unter den Bedingungen aus dem Diagramm nicht ablesen, jedoch kann festgestellt werden, dass per se keine Vorteilhaftigkeit von biobasiertem Wasserstoff gegenüber grünem Wasserstoff existiert, in vor allem mit weiteren Kostensenkungen beim Elektrolysewasserstoff die biobasierten Wasserstoffrouten, kostenseitige Nachteile haben dürften.



©DBFZ 2022

Abbildung 9 Übersicht zu Gestehungskosten, entnommen und normalisiert auf das Jahr 2020 von Studiendaten aus (Cihlar et al. 2020; Di Marcoberardino et al. 2018; Fernández-Dacosta et al. 2019; Liebich et al. 2020; Millinger et al. 2017; Minutillo et al. 2020a; Kang et al. 2017; Rajabihamedani 2018; Reeve 2020; Valente et al. 2019; Wulf und Kaltschmitt; Yan et al. 2020; Yao et al. 2017; Zech et al. 2015; Yates et al. 2020)

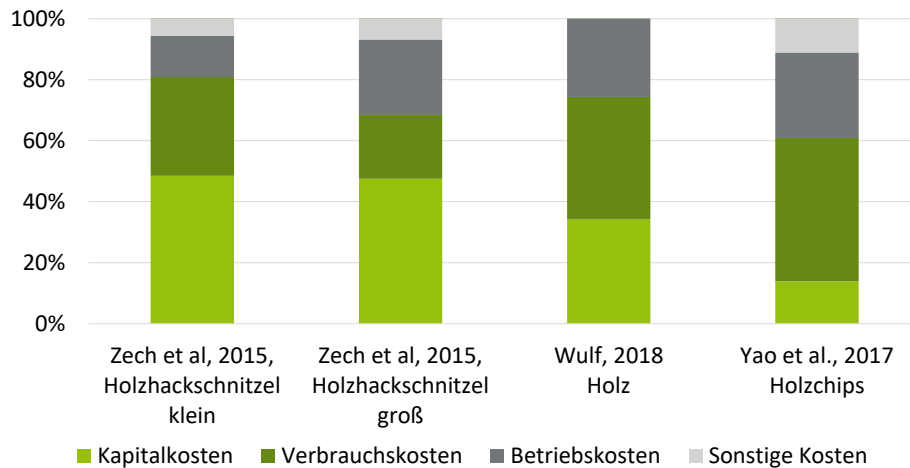
In Tabelle 16 werden detailliert auch die Optionen gelistet, welche in obiger Abbildung, aufgrund der begrenzten Datenverfügbarkeit, nicht adäquat darstellbar waren. Außerdem werden für die Optionen noch einmal die exakten Randwerte angegeben. Hier offenbaren sich deutliche Unterschiede zwischen den einzelnen Optionen, welche teilweise durch die in Kapitel 2.2 besprochene technologische Reife begründet werden können, teilweise jedoch auch von den explizierten Rahmenbedingungen der Untersuchung herrühren dürften.

Tabelle 16 Übersicht zu den Wasserstoffrouten mit minimalen und maximalen Werten für die in Studien ermittelten Gestehungskosten

Edukt	Prozess	Minimum in EUR ₂₀₂₀ /GJ	Maximum in EUR ₂₀₂₀ /GJ	Mittelwert EUR ₂₀₂₀ /GJ (EUR/kg; EUR/kWh)	Quelle
Biogas	Dampfreformierung	15,8	68,7	40,4 (4,8; 0,15)	(Yan et al. 2020; Wulf und Kaltschmitt)
Lignocellulose	Vergasung	41,7	92,7	62,2 (7,5; 0,22)	(Zech et al. 2015; Rajabihamedani 2018)
Lignocellulose	Fermentation	392,6	392,6	392,6 (47,1; 1,41)	(Wulf und Kaltschmitt)
Elektrolyse	PEM	12,4	65,73	38,4 (4,6; 0,14)	(Yates et al. 2020; Wulf und Kaltschmitt)
Elektrolyse	AEL	19,4	77,4	48,5 (5,8; 0,17)	(Cihlar et al. 2020; Minutillo et al. 2020a)

4.2.1. Wasserstoff via thermochemische Vergasung

Zur Analyse der Zusammensetzung der Kosten wurden, wiederum nur für die Vergasung von lignocellulosehaltiger Biomasse und für die Dampfreformierung, detaillierte Werte aus der Literatur zusammengestellt und nach VDI 6025 den einzelnen Parametern etwa Kapitalkosten usw. zugeordnet. Interessant ist der Vergleich und die Analyse, da für Elektrolysewasserstoff ein erheblicher Stromverbrauch zu konstatieren ist, welcher bei en biogenen Verfahren entsprechend fehlt. Für den Vergasungspfad (Abbildung 10) betragen die Kapitalkosten zwischen 14 und 48 % und machen damit meist den größten Teil der Kosten aus. Danach folgen die verbrauchsbedingten Kosten, welche mit 21 bis 47 % der Kosten angegeben werden. Dies ist abhängig davon mit welchem Rohstoff kalkuliert wurde und welche Ansprüche sich für die Vergasung an diesen ergeben. Die betriebsbedingten und sonstigen Kosten betragen zwischen 19 und 39 %. Erwartungsgemäß sind somit für die komplexe Anlagen zunächst hohe Kapitalkosten aufzuwenden, welche sich dann im Folgenden amortisieren müssen. Allerdings sind, wie bei Biomasseanlagen im Regelfall üblich, die Kosten der Rohstoffe nicht zu vernachlässigen und machen bei der Mehrheit der Studien einen ebenso großen oder sogar den größten Teil der Kosten aus. Hier sind auch die für die Vergasung aufwendige Vorbehandlung der Rohstoffe inkludiert.

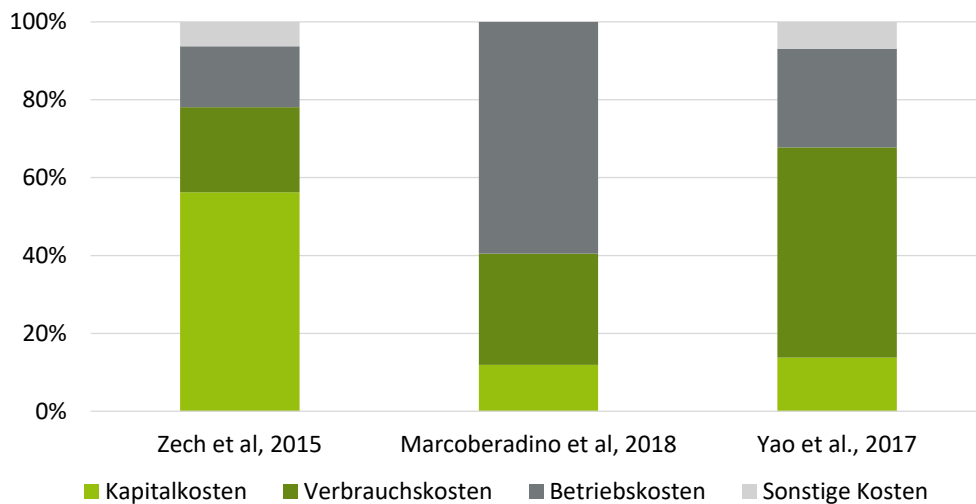


©DBFZ 2022

Abbildung 10 Kostenanteile für beispielhafte Konzepte mit Vergasung nach (Zech et al. 2015; Wulf und Kaltschmitt; Yao et al. 2017)

4.2.2. Wasserstoff via Dampfreformierung

Die Kostenaufstellung für Konzepte mit Dampfreformierung (Abbildung 11) veranschaulicht, dass unterschiedliche Annahmen erheblichen Einfluss auf die Kostenanteile haben. So gehen (Zech et al. 2015) von sehr niedrigen verbrauchsgebundenen Kosten aus, da der Rohstoff aus Rest- und Abfallstoffen besteht und somit kostengünstig zur Verfügung gestellt werden kann. Unter Vorbehalt dieser Annahme sind die verbrauchsgebundenen Kosten die wesentlichen Kosten aller Konzepte und betragen jeweils mehr als 20 % der Gesamtkosten. Die Kapitalkosten schwanken je nach Quelle zwischen 12 und 54 %, sind jedoch insgesamt niedriger als bei den vergasungsbasierten Konzepten. Die betriebsgebundenen Kosten schließlich liegen entsprechend zwischen 15 und 59 %.



©DBFZ 2022

Abbildung 11 Kostenanteile für beispielhafte Konzepte mit Dampfreformierung, nach (Di Marcoberardino et al. 2018; Zech et al. 2015; Yao et al. 2017)

4.2.3. Wasserstoff aus Elektrolyse

Die Kosten für Elektrolysewasserstoff sind aktuell noch recht hoch, verglichen damit, dass deutliche Kostenreduzierungen in den nächsten Jahren erwartet werden. Eine ausführliche Analyse der Kostenbestandteile für Elektrolysewasserstoff liefert etwa (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE 2022). Hier sind vor allem die Kosten für die Elektrolysezellen und den Stromverbrauch genannt. Jedoch sind hier auch weitere Kostenbestandteile wichtig.

Auch eine Studie des DBFZ zeigt, dass die Wasserstoffgestehungskosten von den Aufwendungen für den elektrischen Strom zum Betrieb der Elektrolyseure maßgeblich dominiert werden. Zusätzlich sind die Kapitalkosten für die Elektrolyseure und Wasserstoffspeicher beträchtlich, vor allem bei geringen Jahresvolllaststunden. Erhebliche Kostenreduktionen scheinen möglich danach durchsinkende Stromkosten sowie Investitionen in Elektrolyseure. Ausgehend von dem betrachteten Basisfall werden für ideale Standorte und verbesserte Technologien um bis zu 60 % verringerte Wasserstoffbereitstellungskosten als möglich erachtet (Zech et al. 2014). Zu beachten ist bei den Stromkosten jedoch der eventuell wesentliche Einfluss der Zusätzlichkeit des erneuerbaren Stroms (siehe Kapitel 5.5.4).

Eine Stellungnahme des Sachverständigenrates für Umweltfragen nennt als Einflussfaktoren die Höhe der Investitionen, die Umwandlungseffizienz, die Strompreise und die jährlichen Betriebsstunden, wobei ebenso darauf verwiesen wird, dass die Wirtschaftlichkeit der Elektrolyseure mit der Zahl der Betriebsstunden sich erheblich verbessert. Für die Reduktion der Investitionskosten über Skaleneffekte werden 20 % für die alkalische Elektrolyse und 40 % für die PEM-Elektrolyse aufgeführt. (Sachverständigenrat für Umweltfragen 2021)

4.2.4. Bereitstellungskosten

Zusätzlich zu den Gestehungskosten für Wasserstoff sind die Bereitstellungskosten besonders relevant, da eine im Aufbau befindliche Infrastruktur mit erheblichen zusätzlichen Kosten verbunden ist. Insbesondere sind dabei die Distributionskosten interessant, welche sich allerdings stark von den lokalen Gegebenheiten und der Art und Weise des Distributions- und Transportweges unterscheiden. Dazu vor-

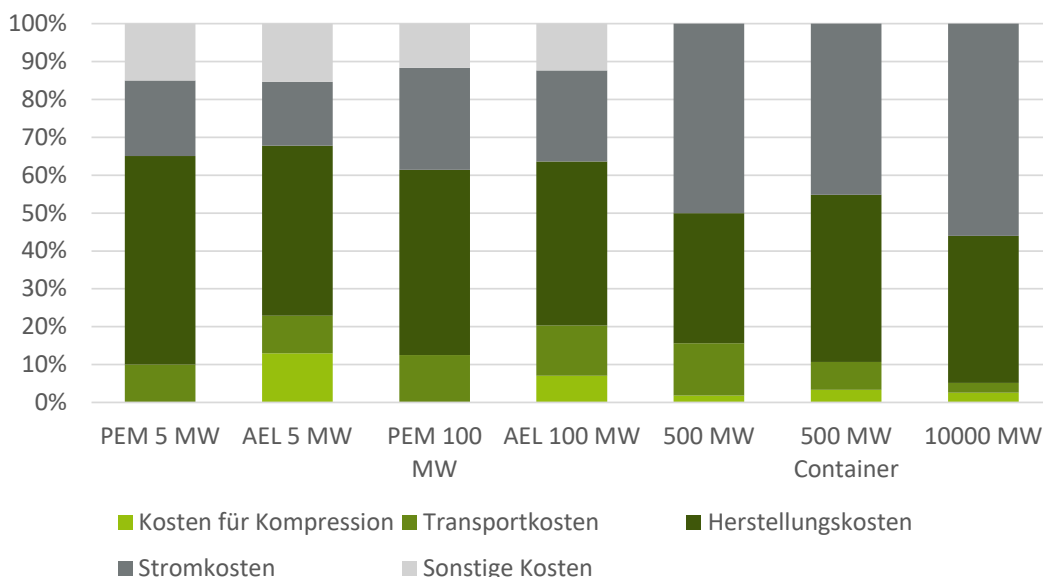
liegende Studien beschäftigen sich, verständlicherweise, hauptsächlich mit Zukunftsszenarien und großskalierter Wasserstoffbereitstellung aus großen Elektrolyseanlagen. Dennoch kann eine Analyse der Studiendaten die Größe dieses Kostenanteils bestimmen.

Eine Studie untersuchte dabei den Zusammenhang von Transportlänge und -umfang bei gasförmigem, flüssigem und Pipeline-Transport. Dabei zeigt sich, dass für den gasförmigen und flüssigen Transport die Transportmenge keinen Einfluss auf die Kosten hat, während diese bei der Pipeline zu erheblichen Kostenreduktionen bezogen auf die transportierte Menge führen können. Bei der Transportentfernung sind im Bereich geringer Mengen und Transportentfernungen von 50 km der gasförmige und Pipelinetransport am günstigsten, während bei Längen von 300 km der flüssige Transport am besten ist. Generell sind jedoch große Stecken mit hohen Kosten verbunden und sollten somit möglichst vermieden werden. (Yang 2007)

Eine Studie untersuchte dabei in einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung die Wasserstofferzeugung aus Offshore-Windstrom und die dabei entstehenden Kosten. Interessant für die Distribution sind dabei die verschiedenen untersuchten Transportvarianten, wobei einerseits der Transport mittels Pipelinenetz, andererseits der Transport mittels Container betrachtet wurden. (Dambeck et al. 2020)

Eine weitere Studie lieferte mit einer sogenannten Bottom-Up-Analyse (Bilanzierung aufgrund von Kostendaten einzelner Komponenten) eine detaillierte Kostenanalyse für Wasserelektrolyse-Systeme im GW-Bereich für die großtechnische Bereitstellung von Wasserstoff, etwa an Raffinerien. (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE 2022)

Die Ergebnisse sind in Abbildung 12 sortiert nach den Größenangaben zu den Elektrolyseuren abgebildet. Die Studien gehen dabei von gasförmigem Wasserstoff aus, verflüssigter Wasserstoff ist nicht berücksichtigt.



©DBFZ 2022

Abbildung 12 Übersicht der Kostenanteile für verschiedene Elektrolyseurkonzepte (jeweils Pipelinetransport, außer bei Container), nach (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE 2022; Dambeck et al. 2020)

Generell fällt zunächst auf, dass die Herstellungskosten mit zunehmender Elektrolyseurgröße abnehmen, wobei die Energiekosten für den Strom zunehmen, die ist auf Skaleneffekte zurückzuführen. Für die Distributionskosten kann festgestellt werden, dass diese bei den größeren Konzepten ebenfalls im Anteil abnehmen und bis auf 6 % der Gesamtkosten sinken, jedoch 23 % übersteigen. Einen geringen Teil

dieser Kosten machen in den meisten Fällen die Kompressionskosten aus, wobei diese nicht zu vernachlässigen sind und insbesondere bei kleinen kleineren Anlagen bis zu 13 % betragen können. Jeweils bedeutend sind vor allem die Transportkosten, welche zwischen 3 und 14 % schwanken.

Für die biogenen Wasserstoffproduktionsrouten sind diese Kostenanteile eventuell weniger passend, da hier typischerweise nicht die oben untersuchten großen Kapazitäten erreicht werden. Dennoch werden die Distributionswege über Pipeline oder Container sicher auch für großskalierte biogene Wasserstoffproduktionen entscheidende Voraussetzungen für einen kostengünstigen Betrieb sein. Ergebnisse des DBFZ gehen dabei von anteiligen Distributionskosten von 30 bis 41 % aus. Wobei auch diese Untersuchung Anlagen zwischen 1 und 9 MW untersuchte. (Zech et al. 2014)

Neue Konzepte könnten dabei den Containertransport vereinfachen, sodass hier auch kleinere Transportmengen möglich sind, wobei die Preisanteile etwa gleichbleiben dürften sodass hier von einem zusätzlichen Aufwand von bis zu 20 % für die Bereitstellung des Wasserstoffs auszugehen ist.

4.3. Treibhausgasemissionen

Der Bedarf nach emissionsarmen bzw. THG-neutralen Energieträgern und Kraftstoffen führte in den letzten Jahren zu einem steigenden Interesse an Technologien zur Produktion von Wasserstoff. Für die Ermittlung und Bewertung der möglichen THG-Einsparungen durch die Nutzung von Wasserstoff in verschiedenen Industrie- oder Verkehrssektoren müssen zunächst die THG-Emissionen aus der Produktion von Wasserstoff betrachtet werden.

4.3.1. Überblick

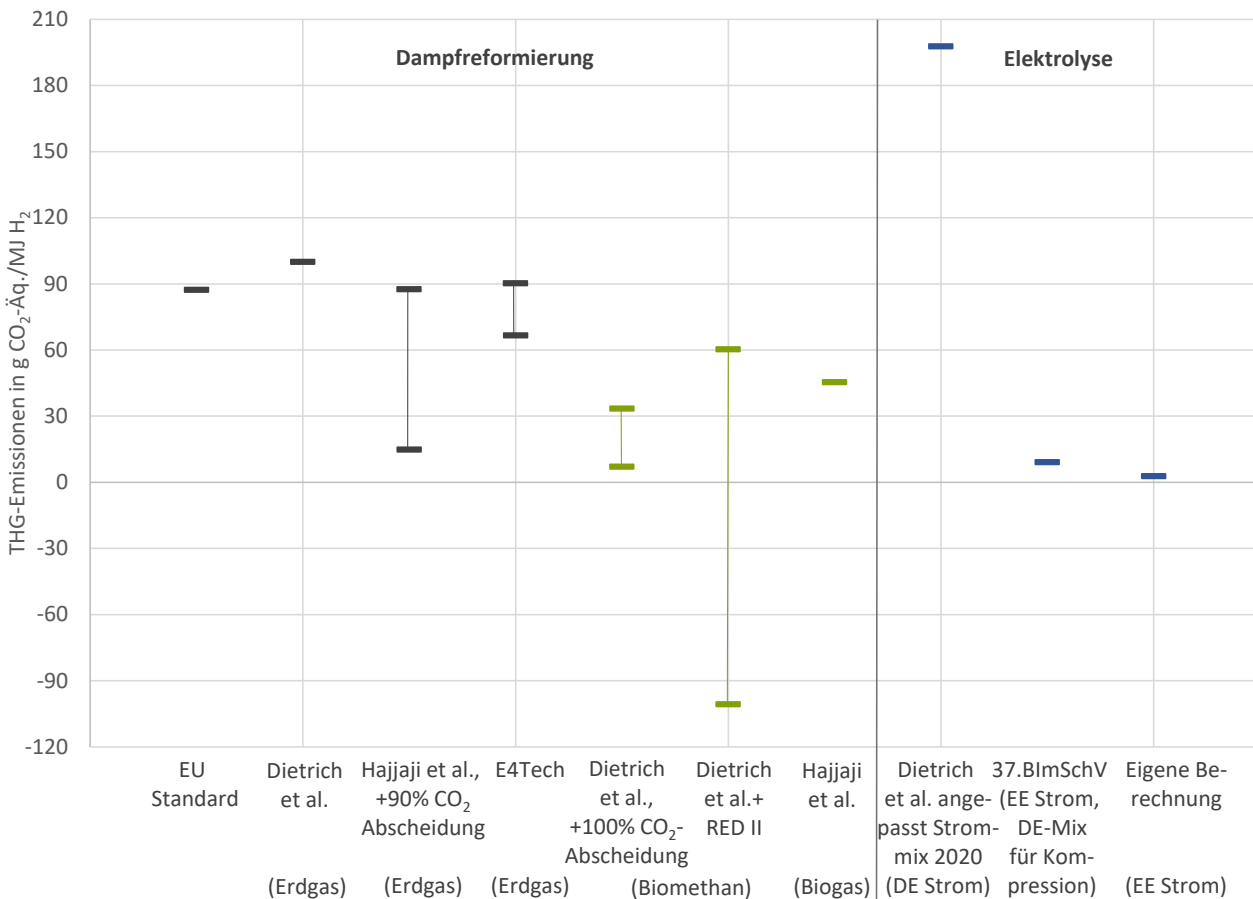
Die derzeit relevantesten Verfahren zur Produktion von Wasserstoff sind die Dampfreformierung und Elektrolyse (Swiss centre for life cycle inventories 2019). Beide Verfahren sind im Großmaßstab etabliert und stellen den wesentlichen Anteil der globalen Wasserstoffproduktion bereit (Kapitel 5.2).

Durch diesen Umstand existiert eine, im Vergleich zu innovativeren Herstellungsverfahren (Kapitel 2), breite Datenbasis. Da in beiden Verfahren grundsätzlich auch Biomasse bzw. aus Biomasse gewonnene Energieträger eingesetzt werden können, stehen die Wasserstoffproduktion aus der Dampfreformierung und der Elektrolyse nachfolgend im Fokus.

Die Abbildung 13 zeigt die THG-Emissionen aus der Bereitstellung von Wasserstoff aus Dampfreformierung (linke Hälfte der Abbildung) und Elektrolyse (rechte Seite der Abbildungen) auf Basis unterschiedlicher Publikationen. Zudem wurden die THG-Berechnungsannahmen der Veröffentlichungen von (Hajjaji et al. 2016) und (Dietrich et al. 2017) für die Wasserstoffproduktion via Dampfreformierung um eigene Abschätzungen zur CO₂-Abscheidung ergänzt sowie mit Standardwerten der RED II (European Commission 2018) kombiniert (siehe Abschnitt Dampfreformierung). Des Weiteren ist der Standard-Emissionsfaktor für den Einsatz von Wasserstoff im Kontext der Erneuerbare Energien Richtlinie (EU Commission) (in der Abbildung auf der linken Seite) diesen Veröffentlichungen gegenübergestellt.

Aufgrund der hohen Spannbreiten sowohl in der Wasserstofferzeugung über Dampfreformierung (-101 bis 90 g_{CO₂-Äq./MJ_{H₂}) als auch über Elektrolyse (3 bis 198 g_{CO₂-Äq./MJ_{H₂}) ergibt sich aus Sicht der THG-Emissionen keine pauschale Vorteilhaftigkeit eines Erzeugungsverfahrens. Die THG-Emissionen werden im Wesentlichen von den THG-Emissionen des Stroms (Elektrolyse) und des gasförmigen Energieträgers (Dampfreformierung) beeinflusst. Die elektrolytische Wasserstofferzeugung unter Nutzung des deutschen Strommix wäre mit den höchsten THG-Emissionen verbunden. Wird für die Elektrolyse erneuerbar erzeugter Strom eingesetzt, so werden mit der Wasserstofferzeugung nahezu Null THG-}}

Emissionen freigesetzt. Die THG-Emissionen der Wasserstoffherzeugung über Erdgas-Dampfreformierung liegen über denen aus erneuerbarem Strom elektrolytisch erzeugten Wasserstoff. Würden jedoch, 90 % des bei der Dampfreformierung freiwerdende CO₂ abgeschieden und unter der Erde verpresst bzw. langfristig über Nutzungen gebunden, so liegen die THG-Emissionen (15 g_{CO₂-Äq.}/MJ) nur leicht über dem THG-Niveau von elektrolytisch erzeugten Wasserstoff aus erneuerbarem Strom. Die Höhe der THG-Emissionen von Wasserstoff aus der Biogas-/Biomethan-Dampfreformierung hängen sehr stark vom eingesetzten Rohstoff für die Biogas-/Biomethanherzeugung ab. Wird beispielsweise Wirtschaftsdünger wie Gülle als Rohstoff eingesetzt, so können vor allem aufgrund der Güllegutschriften negative THG-Emissionen erzielt werden. Beim Einsatz von Anbaubiomasse wie Mais werden dagegen in Abhängigkeit von der Abdeckung der Gärrückstandlager und der Abgasverbrennung THG-Emissionen bis zu 60 g_{CO₂-Äq.}/MJ freigesetzt (Dietrich et al. 2017; European Commission 2018). Würden zudem in den Biogasaufbereitungsverfahren zu Biomethan das abgetrennte CO₂ nicht in die Atmosphäre entlassen, sondern aufgefangen und verpresst bzw. langfristig über Nutzungen gebunden, könnten die THG-Emissionen im Fall der Wasserstoffherzeugung nach Dietrich et al. mit 100 % CO₂-Abscheidung in der Biogasaufbereitungsanlage auf 7 g_{CO₂-Äq.}/MJ reduziert werden. Im Fall des Einsatzes von Gülle würde eine CO₂-Abscheidung zu weiteren negativen THG-Emissionen führen (nicht in Abbildung 13 dargestellt).



©DBFZ 2022

Abbildung 13 THG-Emissionen verschiedener Bereitstellungspfade für Wasserstoff im Überblick basierend auf (Dietrich et al. 2017; E4tech 2019; EU Commission; Hajjaji et al. 2016; BMU 2017) und eigenen Berechnungen

4.3.2. Wasserstoff via Dampfreformierung

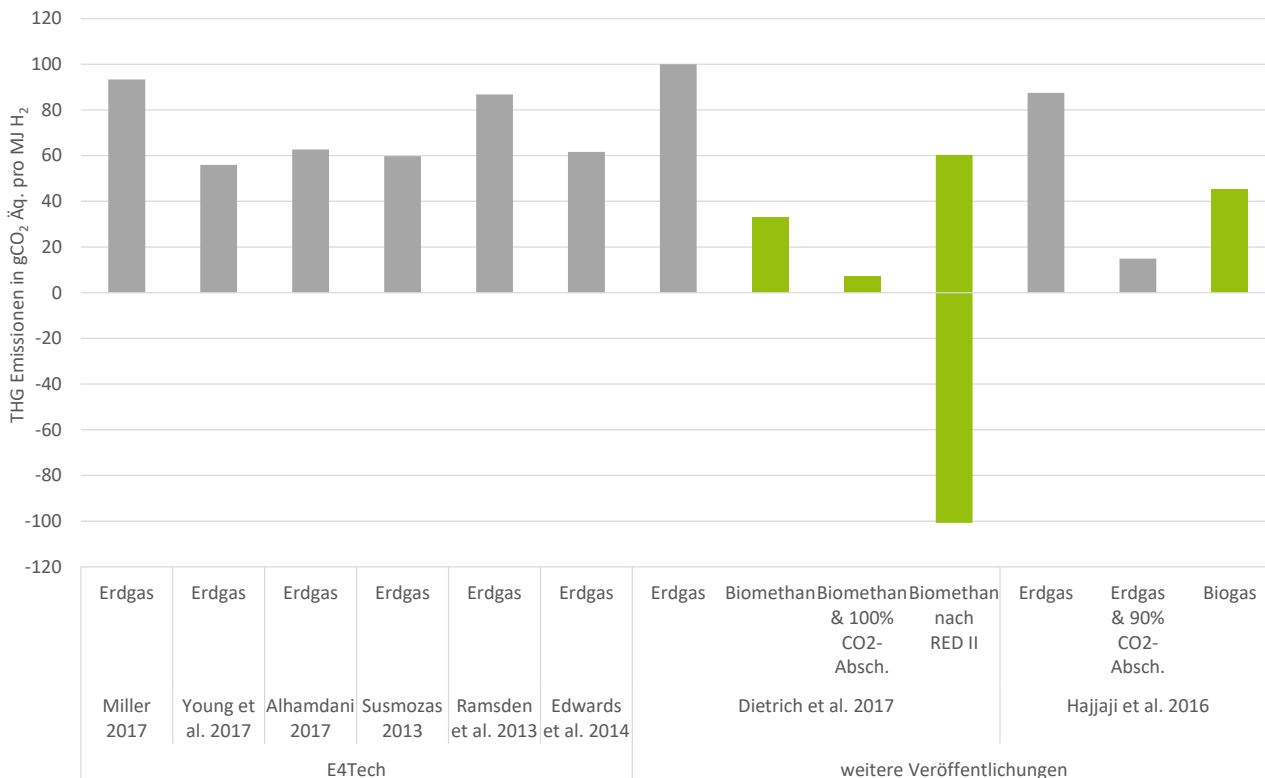
Grundsätzlich existieren verschiedene technologische Optionen und Prozessvarianten für die Herstellung von Wasserstoff aus Erdgas, wobei die Methandampfreformierung heute die am weitest verbreitete Methode der Wasserstoffherstellung ist (vgl. (E4tech 2019)). Abbildung 14 zeigt die Ergebnisse verschiedener Veröffentlichungen zu den THG-Emissionen der Wasserstofferzeugung aus Dampfreformierung. Die hier dargestellten Werte zeigen die Einzelergebnisse hinter der Bandbreite des „E4tech“ Datensatz aus Abbildung 13 sowie die Originalergebnisse aus den Studien von (Dietrich et al. 2017) und (Hajjaji et al. 2016), ergänzt um weitere Abschätzung zur CO₂-Abscheidung und kombiniert mit RED II Standardwerten zur Biomethanproduktion. Wesentliche Einflussfaktoren für die Höhe der THG-Emissionen aus der Erdgas-Dampfreformierung sind die Bereitstellung des Erdgases, die entsprechenden Emissionen aus der Förderung und Bereitstellung sowie direkte Prozessemissionen aus der Dampfreformierung. Die THG-Emissionen aus der Dampfreformierung von Biomethan/Biogas werden im Wesentlichen von den THG-Emissionen bei der Biogas-/Biomethanproduktion bestimmt.

Für die Wasserstofferzeugung aus Erdgas variieren die in Abbildung 14 dargestellten Emissionen zwischen ~62 und ~100 g_{CO₂-Äq./MJ_{H₂}. Die Quellen deuten darauf hin, dass der größte Teil dieser CO₂-Emissionen auf den Kohlenstoff im Erdgas zurückzuführen ist, der in der Wasserstoffproduktionsanlage freigesetzt wird. Folglich könnte die Einführung von CCS- aber auch CCU (mit dauerhafter CO₂-Bindung)-Komponenten zu einer erheblichen Verringerung der gesamten Treibhausgasintensität der Wasserstoffproduktion beitragen. Würden in Anlehnung an den IEA Wasserstoffreport (IEA 2019) eine CO₂-Abscheiderate bei der Dampfreformierung von 90 % für die THG-Ergebnisse aus (Hajjaji et al. 2016) unterstellt, könnten unter Vernachlässigung der Aufwendungen für das Abscheiden und Verbringen des CO₂ die THG-Emissionen von 87 auf 15 g_{CO₂-Äq./MJ_{H₂} reduziert werden. Damit lägen die THG-Emissionen unterhalb derer von Dampfreformierung von Biogas (45 g_{CO₂-Äq./MJ_{H₂}) aus der selbigen Studie.}}}

Die CCS/U-Komponenten könnten allerdings ebenfalls für die Produktion von Wasserstoff aus Biomethan eingesetzt werden. Je nach Höhe der Vorkettenemissionen aus der Biomethanproduktion sind dabei auch Werte im Bereich von null Emissionen bzw. negative Emissionswerte (z. B. bei Biomethan von Gülle) möglich. Würde man für die Wasserstofferzeugung wie in (Dietrich et al. 2017) geschildert (hier basiert die Biomethanproduktion aus Mais) ergänzend annehmen, dass das bei der Biogasaufbereitung ohnehin abgetrennte CO₂ nicht in die Atmosphäre entlassen, sondern in die Erde verpresst oder dauerhaft in anderen Nutzungen gebunden wird, so könnten hier die THG-Emissionen von 33 auf 7 g_{CO₂-Äq./MJ_{H₂} reduziert werden.}

Darüber hinaus wird in Abbildung 14 die Spannweite der THG-Emissionen aus der Dampfreformierung von Biomethan deutlich. Je nach Rohstoff der Biomethanherzeugung (z. B. Energiepflanzen wie Mais, Rest- und Abfallstoffe wie Bioabfälle oder Gülle), Abdeckung der Gärrückstandslager und Abgasverbrennung variieren die THG-Emissionen des erzeugten Wasserstoffs zwischen -100 und 60 g_{CO₂-Äq./MJ}.

Der THG-Wert für Wasserstoff aus der Dampfreformierung von Biogas liegt nach der Berechnung von (Hajjaji et al. 2016) mit ~45 g_{CO₂-Äq./MJ_{H₂} über dem Wert von (Dietrich et al. 2017) für die Dampfreformierung von Biomethan. Davon abgesehen, dass in beiden Studien unterschiedliche Prozessketten und Systemgrenzen betrachtet werden und somit ein Vergleich nur bedingt möglich ist, sind die relativ hohen THG-Emissionen in Hajjaji et al. vor allem auf einen relativ hohen Methanschlupf in der Biogasanlage und der Methanausgasung der offen gelagerten Gärreste zurückzuführen.}



©DBFZ 2022

Abbildung 14 THG-Emissionen der Wasserstoffherzeugung auf Basis von Dampfreformierung aus verschiedenen Publikationen (E4tech 2019; Dietrich et al. 2017; Hajjaji et al. 2016) und eigener Abschätzung bzgl. CO₂-Abscheidung im Überblick

4.3.3. Wasserstoff via Elektrolyse

Die Emissionen aus der Herstellung von Elektrolyse-Wasserstoff werden durch die Vorkettenemissionen aus der Produktion und Bereitstellung von elektrischer Energie und den Emissionen der Errichtung und dem Betrieb der Elektrolyseanlage selbst bestimmt.

Aus verschiedenen Veröffentlichungen liegt für die THG-Emissionen von Wasserstoff aus Elektrolyse eine vergleichsweise große Bandbreite an Daten vor. Ein direkter Vergleich ist jedoch in den meisten Fällen nicht möglich, da es Unterschiede zwischen den Studien, z. B. in Bezug auf die Systemgrenzen (u. a. bei den Baumaterialien für die Elektrolyseure), oder regionale Charakteristika (Stromquelle und Elektrolyseurtyp), sowie bei den allgemeinen Annahmen (z. B. zur Lebensdauer oder den Belastungsfaktoren). Diese Faktoren können einen erheblichen Einfluss auf die Höhe der Emissionen sowie auf die Vergleichbarkeit der jeweiligen Studien haben.

Ausgehend von diesen Einflussparametern sind für die Höhe der THG-Emissionen aus der Bereitstellung von Elektrolysewasserstoff vor allem die Emissionen aus der Vorkette zur Produktion von elektrischer Energie von Bedeutung. Folglich werden mögliche künftige Verbesserungen der Treibhausgasemissionsintensität der Stromerzeugung in den EU-Mitgliedstaaten auch zu einer Wasserstoffherzeugung mit geringerer Treibhausgasintensität führen. Ein wesentlicher Faktor in der Betrachtung stellt die, im derzeitigen gesetzlichen Rahmen enthaltene Regelung (v.a. RED II, 37. BlmschV) zur Zusätzlichkeit (sog. Additionality) der erzeugten erneuerbaren elektrischen Energie dar. Nach dieser Regelung kann die für die Wasserstoffherzeugung eingesetzte elektrische Energie nur dann als erneuerbar gelten, wenn die Kapazitäten zur Stromerzeugung eine direkte Verbindung zur Elektrolyseanlage für die Wasserstoffherzeugung ausweisen und primär für diesen Zweck geschaffen wurden (European Commission 2018;

BMU 2017). Durch diesen Ansatz soll verhindert werden, dass die erwartete große Nachfrage nach erneuerbarem Strom für die Wasserstofferzeugung andere Anstrengungen im Bereich der Energiewende konterkariert. Auch wenn dieser Ansatz grundsätzlich nachvollziehbar ist, erschwert er in der Praxis die Umsetzung und die Wirtschaftlichkeit von neuen Projekten zur Wasserstoffproduktion deutlich.

Während Autoren wie (Spath und Mann 2000; Mehmeti et al. 2018) darauf hinweisen, dass die Emissionen aus der Errichtung und dem Betrieb der Infrastruktur (sowohl für die Strom- als auch für die Wasserstoffproduktion) durchaus signifikant sein können, werden die Emissionen aus dem Bau von Verarbeitungsanlagen im Rahmen der Bilanzierung in der Erneuerbaren Energien Richtlinie (RED) nicht berücksichtigt. Dies ist vermutlich dadurch begründet, dass die Berücksichtigung entsprechender Emissionen zum einen den Aufwand der Bilanzierung deutlich erhöhen würde. Zum anderen ist es in der Ökobilanzierung oft üblich, „Abschreibung“ der Emissionen aus der Errichtung der Anlagen über die Lebenszeit vorzunehmen. Dabei werden die Emissionen aus dem Bau von Produktionsanlagen auf die Gesamtenergiemenge aus dieser Anlage (über die geschätzte (Lebens-)Laufzeit der Anlage) aufgeteilt. Dies ermöglicht einen Bezug zur funktionellen Einheit in der Bilanz (z. B. ein MJ Wasserstoff). Diese „Verteilung“ der Emissionen kann aber, je nach Wahl der entsprechenden Annahmen zu Abschreibungszeit den direkten Vergleich verschiedener Wasserstoffprodukte im Markt weiter erschweren.

(Dietrich et al. 2017) berechnen die THG-Emissionen der Wasserstoffproduktion im Rahmen der Methodik der RED und konzentrieren sich dabei ausschließlich auf die vorgelagerten Emissionen der Stromproduktion. Demzufolge wurde eine THG-Emissionsintensität von $\sim 149 \text{ g}_{\text{CO}_2 \text{ Äq.}}/\text{MJ}_{\text{H}_2}$ berechnet, basierend auf der Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyseurs und unter Verwendung von Strom aus dem deutschen Stromnetz. Hierbei ist jedoch der Emissionsfaktor für den deutschen Strommix von 2025 mit $323 \text{ g}_{\text{CO}_2 \text{ Äq.}}/\text{kWh}$ unterstellt (vgl. Dietrich et al 2017). Wird bei Bilanzierung der aktuell veröffentlichte Emissionsfaktor des Strommix von 2020 mit $429 \text{ g}_{\text{CO}_2 \text{ Äq.}}/\text{kWh}$ (Lauf et al. 2021) verwendet, so würden bei der Wasserstofferzeugung $\sim 198 \text{ g}_{\text{CO}_2 \text{ Äq.}}/\text{MJ}_{\text{H}_2}$ (Abbildung 13) verursacht. Daraus wird deutlich, dass aufgrund des erheblichen Einflusses des Emissionsfaktors für Strom eine weitere Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien im öffentlichen Stromnetz zu einer Emissionsreduzierung für den in diesem Szenario erzeugten Wasserstoff führen würde. Alternative Szenarien, die Strom aus erneuerbaren Energien nutzen, führen zu null THG-Emissionen bei der Wasserstoffproduktion (vgl. (Dietrich et al. 2017)).

Der in Anlage 1 der 37.BImSchV definierte THG-Wert von $9,1 \text{ g}_{\text{CO}_2 \text{ Äq.}}/\text{MJ}_{\text{H}_2}$ (BMU 2017) setzt sich aus der elektrolytischen Erzeugung von Wasserstoff und dessen Kompression zum Einsatz in einer Brennstoffzelle zusammen. Da die Elektrolyse vollständig über erneuerbare Energien gespeist wird, entstehen hier keine THG-Emissionen. Für die erforderliche Kompression des Wasserstoffs für den weiteren Einsatz wird allerdings von einem Netzanschluss und damit mit dem deutschen Strommix gerechnet.

Die Aufwendungen für die Bereitstellung von Wasser als Ausgangsstoff für die Elektrolyse fällt bei einer THG-Bilanzierung nur sehr marginal ins Gewicht. Dennoch birgt der enorme Wasserbedarf für die großmaßstäbige Wasserstoffproduktion ökologische Risiken. Das spielt vor allem in wasserarmen Regionen wie Südeuropa, Nordafrika oder auf der arabischen Hauptinsel eine Rolle, für Deutschland allerdings nicht so sehr. Zur Eingrenzung des Problems werden derzeit die Einführung von Standards, die für wasserarme Regionen und Regionen mit sinkenden Grundwasserspiegeln einen Höchstverbrauch definieren, diskutiert (Stratmann 2021).

4.3.4. Klimawirksamkeit und weitere Umweltwirkungen von Wasserstoff

In jüngeren wissenschaftlichen Studien werden die Klimawirksamkeit und Umweltwirkung von Wasserstoff, welcher z. B. aus unvollständiger Verbrennung oder über Leckagen in die Atmosphäre gelangen kann, erörtert. Diese werden nachfolgend diskutiert, jedoch nicht in den vorherigen Berechnungen der THG-Emissionen mit einbezogen.

Im Gegensatz zu anderen Treibhausgasen wie z. B. Kohlenstoffdioxid, Lachgas oder Methan ist Wasserstoff kein direktes Treibhausgas. Neben den Emissionen, die aus der Herstellung von Wasserstoff resultieren, würde bei einer vollständigen Umwandlung von Wasserstoff in Energie nur Wasserdampf entstehen. Bei einer unvollständigen Verbrennung von Wasserstoff sowie Wasserstoffemissionen aus der Verteilungsinfrastruktur und der gesamten Wertschöpfungskette können jedoch potenziell Klimawirkungen verursacht werden (Bond et al. 2011; Weger et al. 2021).

Wasserstoff reagiert in der Atmosphäre und verringert so die Häufigkeit des Hydroxylradikals, was zu einer potenziellen Verlängerung der atmosphärischen Lebenszeit und damit der Klimawirksamkeit von z. B. Methan führt. (Derwent et al. 2006; Derwent et al. 2020; IPCC 2007; Schultz et al. 2003). Darüber hinaus können Wasserstoffemissionen die Ozon-Konzentrationen beeinflussen. Das führt zum einen zu zusätzlichen potenziellen Auswirkungen auf die Luftverschmutzung, zur Verarmung der Ozonschicht in der Stratosphäre, aber zum anderen auch zu Konzentrationserhöhungen in der Troposphäre und damit zu einer erhöhten Treibhauswirkung. Wasserstoff wird daher als indirektes Treibhausgas betrachtet (Sand et al. 2020; Derwent 2018).

Die indirekte Treibhauswirkung von Wasserstoff wird mit einem Treibhauspotenzial (Global warming potential (GWP) 100) von 5,8 beziffert. Das bedeutet, dass die vom Wasserstoff verursachten Auswirkungen innerhalb von 100 Jahren eine ca. 6fach größere Klimawirksamkeit als Kohlenstoffdioxid besitzt (Derwent 2018).

4.4. Fazit

Für die ökonomische Betrachtung ergibt sich, vor allem mit Blick auf die Technologiereife, jedoch auch bedingt durch die Studienlage, ein Fokus auf biogenem Wasserstoff aus Vergasung und Dampfreformierung. Nur hierfür liegen wesentliche Untersuchungen und verschiedene Abschätzungen vor. Im Unterscheid ergeben sich für biogenen Wasserstoff aus Dampfreformierung erhebliche Kostenschwankungen abhängig vom Konzept, dies kann vor allem mit dem eingesetzten Rohstoff und der Größe der Anlagen erklärt werden. Für dezentrale Anlagen ergibt sich zwangsläufig ein höherer Kapitalkostenanteil während bei zentralen Anlagen (etwa innerhalb einer Raffinerie), höherer Betriebskostenanteil entsteht. Bei biogenem Wasserstoff aus der Vergasung stellt sich meist ein höherer Betriebskostenanteil ein, begründet vor allem durch hohe Rohstoffkosten und deren Qualität bzw. aufwendigen Vorbehandlung (etwa Holzhackschnitzel).

Die Auswertung von 15 Studien/Veröffentlichungen aus den Jahren 2015-2021 ergibt per se keine Vorteilhaftigkeit von biogasbasiertem Wasserstoff gegenüber grünem Wasserstoff aus Elektrolyse, bei welcher eine Kostenreduktion in den nächsten Jahren erwartet wird. Dies ist durch den meist hohen Anteil verbrauchsgebundener Kosten bedingt, etwa bei Elektrolysewasserstoff der Stromverbrauch oder bei der Dampfreformierung die Biomasse. Im Vergleich zum festgelegten Preis an der Tankstelle, 9,50 EUR/kg, welcher sich mit Distribution, sonstigen Kosten und Steuern versteht, wird sich lediglich biogener Wasserstoff aus Dampfreformierung (4,80 EUR/kg) mit den zukünftigen Kosten für Elektrolysewasserstoff messen lassen können.

Aufgrund der Datenlage und Vergleichbarkeit der Studien wurden für die ökologische Betrachtung ausschließlich elektrolytisch erzeugter Wasserstoff mit Wasserstoff aus der Dampfreformierung von Erdgas, Biomethan und Biogas betrachtet. Aus dem Vergleich wird deutlich, dass eine hohe Spannweite an THG-Emissionen für beide Erzeugungsverfahren gegeben ist. Damit liegt pauschal keine Vorteilhaftigkeit eines Erzeugungsverfahrens vor.

Die hohen Spannweiten an THG-Emissionen resultieren beim elektrolytisch erzeugten Wasserstoff aus der Stromquelle. Wird ausschließlich erneuerbarer Strom eingesetzt, liegen die THG-Emissionen nahe Null, während unter Nutzen des derzeitigen deutschen Strommixes die insgesamt höchsten THG-Emissionen verursacht würden. Die hohe Spannweite in der Wasserstoffherzeugung über die Dampfreformierung resultieren aus dem eingesetzten gasförmigen Energieträger, wobei Wasserstoff aus Erdgas-Dampfreformierung höhere THG-Emissionen aufweist als Wasserstoff aus Biomethan/Biogas-Dampfreformierung. Bei Verwendung von Biomethan/Biogas hat der eingesetzte Rohstoff den größten Einfluss. Rest- und Abfallstoffe führen zu geringeren THG-Emissionen als Energiepflanzen wie Mais.

Die insgesamt geringsten THG-Emissionen werden bei der Dampfreformierung von Biomethan aus Gülle erzielt, hier kommt es aufgrund von Güllegutschriften zu negativen THG-Emissionen.

Die Dampfreformierung bietet mit der Freisetzung von CO₂ prozessbedingt die Chance für CCS/U. Sowohl beim Einsatz Erdgas als auch beim Einsatz von Biogas/Biomethan können über die Abscheidung und Speicherung oder dauerhafte Nutzung von CO₂ erheblich THG-Emissionen reduziert werden.

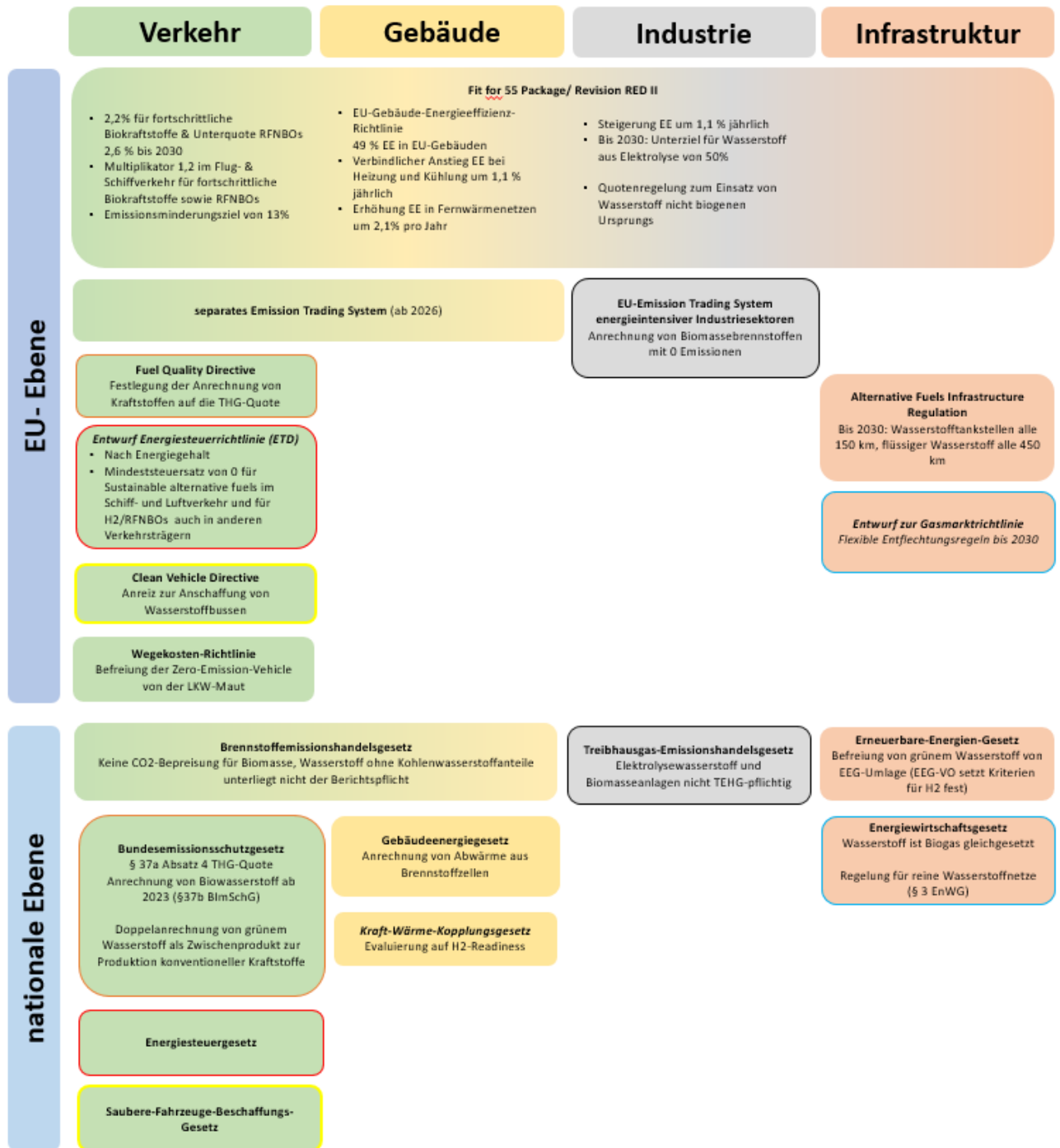
5. Regulatorische Randbedingungen, Marktbedingungen und Nutzungsperspektiven für Wasserstoff aus Biomasse

dena - Christin Schmidt, Toni Reinholz, Johannes Gramann

Dieses Kapitel widmet sich den Leitfragen wo Wasserstoff derzeit überwiegend eingesetzt wird, in welchen Anwendungen dieser vornehmlich eingesetzt werden sollte und wo die Marktgrenzen und Hemmnisse liegen. Um die Absatzpotenziale und Nutzungsperspektiven von Biowasserstoff zu evaluieren, wird im Folgenden der Marktüberblick zum derzeitigen und zukünftigen Einsatz von Wasserstoff nach Anwendungsbereichen beschrieben. Hierfür werden außerdem die regulatorischen Randbedingungen für Wasserstoff aufgezeigt, welche Biowasserstoff beeinflussen. Zusätzlich werden entscheidende Aspekte der Wirtschaftlichkeit herausgearbeitet, um zu beurteilen wo die Marktgrenzen und Hemmnisse liegen.

5.1. Regulatorische Randbedingungen

Das Angebot und die Nachfrage nach Wasserstoff wird in Zukunft vor allem durch die Regulatorik beeinflusst werden. Schon heute sind durch bestimmte Quotenvorgaben gewisse Zeithorizonte für die Marktdurchdringung von Wasserstoff absehbar. Die Herausforderung beim Setzen des regulatorischen Rahmens ist es, neben ökologischen Aspekten auch ökonomische mit zu berücksichtigen, damit sich ein stabiles Marktumfeld bilden kann. Welche Regelungen bereits heute für Wasserstoff existieren, soll im Folgenden genauer beschrieben werden, während Abbildung 15 die Übersicht dieser visualisiert.



©dena 2022

Abbildung 15 Übersicht der regulatorischen Randbedingungen bezüglich Biowasserstoff

5.1.1. Wasserstoff im Verkehr

EU-Ebene

Artikel 25 der RED II verpflichtet die Mitgliedstaaten der EU dafür zu sorgen, dass der Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors bis 2030 einem von dem betreffenden Mitgliedstaat festgelegten indikativen Zielpfad entsprechend mindestens 14 % beträgt.

Mit dem Fit-for-55 Paket wurde eine Mindestquote von 2,6 % für erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs (RFNBOs) im Straßen- und Flugverkehr vorgesehen. Auf diese Quote kann Biowasserstoff aufgrund des biogenen Ursprungs nicht angerechnet werden, wodurch dessen Förderung in Brennstoffzellenfahrzeugen nicht in direkter Konkurrenz zur Produktion von Wasserstoff aus Elektrolyse steht. Vielmehr gilt für Biowasserstoff die Anrechnung auf die Mindestquote von 2,2 % für fortschrittliche Biokraftstoffe, wenn dieser aus Rohstoffen gemäß Anhang IX Teil A RED II hergestellt wurde. Biowasserstoff ist jedoch bisher eher unzureichend in der RED II adressiert und kann nicht eindeutig den definierten Sorten wie zum Beispiel Biokraftstoff oder Biogas zugeordnet werden. Die Revision der RED II sieht im Vorschlag der EU-Kommission vor, dass Multiplikatoren für alternative Kraftstoffe zukünftig wegfallen. Die Mehrfachanrechnung von RFNBOs, fortschrittlichen Biokraftstoffen und Biogas gemäß Annex IX Teil A, im Flug- und Schiffverkehr ist aber weiterhin mit dem Faktor 1,2 möglich.

Der Einsatz von Wasserstoff aus Biomasse als Grundstoff in Raffinerien ist bisher nicht als Erfüllungsoption vorgesehen – im Gegensatz zum Einsatz von Wasserstoff aus Elektrolyse. Eine Anrechnung von Wasserstoff aus biogenen Quellen in Raffinerien auf die THG-Quote für den Verkehr soll nochmals für 2026 im Auftrag des Bundestags geprüft werden.

Fuel Quality Directive

Neben der RED II ist die Kraftstoffqualitätsrichtlinie ein weiteres wichtiges Instrument zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energieträger im Verkehr. Sie definiert durch die EU-Mitgliedsstaaten umzusetzende Treibhausgasminderungsziele für in Verkehr gebrachte Kraftstoffe und legt die Anrechnung verschiedener Kraftstoffe auf die Treibhausgasminderungsquote fest.

EU-Energiesteuerrichtlinie

Ein Treiber für den Kraftstoffpreis ist die Energiesteuer. Der Entwurf zur Energiesteuerrichtlinie sieht erstmalig Mindeststeuersätze für Wasserstoff vor. In Option 2b wird dabei nach Umweltmerkmalen unterschieden. Für erneuerbaren Wasserstoff und fortschrittliche Kraft- und Brennstoffe wird ein Mindeststeuersatz von 0,15 EUR/GJ vorgesehen. Es gibt jedoch keine eindeutige Definition für Wasserstoff aus biogenen Quellen in der Richtlinie, was dessen Zuordnung wiederum rechtsunsicher erscheinen lässt.

Clean Vehicle Directive

Eine weitere allgemeine Regelung zur Förderung des Wasserstoffeinsatzes ist die Clean Vehicle Directive der EU aus dem Jahr 2019, die Anreiz zur Anschaffung von Wasserstoffbussen bietet. Mit dem Gesetz werden bei der öffentlichen Auftragsvergabe erstmals verbindliche Mindestziele emissionsarmer und -freier Busse im ÖPNV vorgegeben. Die Vorgaben gelten ab dem 2. August 2021 und verpflichten, dass ein Teil der angeschafften Fahrzeuge zukünftig emissionsarm oder -frei sein muss.

Wegekosten-Richtlinie

Mit dem Ziel die LKW-Maut nach dem CO₂-Ausstoß zu differenzieren, haben sich Europäische Kommission, Europäischer Rat und Europäisches Parlament im Sommer 2021 vorläufig über eine neue Wegekosten-Richtlinie einigen können, welche Regelungen zur weiteren Ausgestaltung der LKW-Maut festsetzt. Die finale Annahme auf EU-Ebene steht noch aus, jedoch sollten wasserstoffbetriebene LKW der Emissionsklasse 5 zugeordnet werden und demnach zu Zero-Emission-Vehicles zählen. Es ist dabei egal, ob der Brennstoffzellen LKW mit grauem oder erneuerbarem Wasserstoff betankt wird.

Nationale Ebene

Brennstoffemissionshandelsgesetz

Das BEHG wurde 2019 als Teil des Klimapakets der Bundesregierung verabschiedet. Es schafft die Grundlagen für den Handel mit Zertifikaten für Emissionen aus Brennstoffen und für eine Bepreisung dieser Emissionen, soweit diese nicht vom EU-Emissionshandel erfasst sind, um damit zur Erreichung der nationalen Klimaschutzziele beizutragen. Wasserstoff ohne Kohlenwasserstoffanteile unterliegt innerhalb des BEHG grundsätzlich nicht der Berichtspflicht. Wird Wasserstoff im Erdgasnetz mit Erdgas gemischt, wird er energiesteuerrechtlich insgesamt als Erdgas betrachtet und unterliegt seit 2021 der Berichtspflicht des BEHG. Insofern der Wasserstoff ausschließlich aus erneuerbaren Energiequellen erzeugt wurde und in einem massenbilanziellen Dokumentationssystem (z. B. dena Biogasregister) anerkannt ist, kann der Energiegehalt wie bei Biomethan mit einem Emissionsfaktor von Null bewertet werden. Andernfalls ist der gesamte Energiegehalt des Gasgemischs mit dem Emissionsfaktor von Erdgas zu bewerten (DEHST 2021).

Bundes-Immissionsschutzgesetz

Das BImSchG regelt allgemeingültige Vorgaben zum Schutz vor negativen Umwelteinwirkungen (Luftverunreinigungen, Lärm etc.). Die Konkretisierung der Anforderungen erfolgt durch die 1. bis 44. Bundes-Immissionsschutzverordnung (BImSchV). Im BImSchG wird die Treibhausgasminderungsquote (§ 37a BImSchG) geregelt, die das zentrale Instrument für die THG-Reduktion im Verkehrssektor ist und wodurch die Bundesregierung die Vorgaben der RED II in nationales Recht umsetzt. Die konkrete Ausgestaltung bzgl. der einzelnen Erfüllungsoptionen ist der 37. BImSchV und der 38. BImSchV zu entnehmen. Die Kraftstoffqualitätsanforderungen sind in der 10. BImSchV geregelt.

Mit der THG-Quote sind Unternehmen, die erwerbsmäßig Otto- und Dieselmotoren in Verkehr bringen, verpflichtet, die THG-Emissionen ihrer gesamten in Verkehr gebrachten Kraftstoffe zu senken, indem sie erneuerbare Kraftstoffe einsetzen oder die entstehenden Emissionen bei der Förderung (Upstream-Emission-Reduction) sowie bei der Raffination der Kraftstoffe senken. Mit der Verabschiedung des Gesetzes zur Weiterentwicklung der THG-Quote im Mai 2021, wird die THG-Quote im Verkehr von derzeit sechs auf 25 % bis zum Jahr 2030 sukzessive gesteigert, wodurch die EU-Vorgaben der RED II national umgesetzt und sogar deutlich übererfüllt werden. Außerdem entstehen durch die Mindestquote von 2,6 % in 2030 für fortschrittliche Biokraftstoffe auch interessante Anreize für den Einsatz von Wasserstoff aus biogenen Quellen. Denn obwohl es bisher auf EU-Ebene nicht vorgesehen ist, wurde auf nationaler Ebene in der letzten Novellierung des BImSchG in §37b Absatz 8 Nummer 4 festgelegt, dass Wasserstoff aus biogenen Quellen ab dem 1. Juli 2023 auf die Mindestquote für fortschrittliche Biokraftstoffe und die THG-Quote anrechenbar ist, wenn er aus Einsatzstoffen gemäß Annex IX Teil A, RED II stammt und in Straßenfahrzeugen eingesetzt wird. Somit können durch den Quotenpreis finanzielle Anreize zur Verwendung von Wasserstoff aus biogenen Quellen entstehen. Eine Verordnung, welche die genauen Anrechnungsvoraussetzungen regelt, steht noch aus, sodass die Verordnungsermächtigung in § 37d Absatz 2 Nr. 19 BImSchG um folgende Sachverhalte genauer zu bestimmen ist:

- ≡ das Berechnungsverfahren für die Treibhausgasemissionen,
- ≡ das Nachweisverfahren sowie die Übertragbarkeit der Nachweise und
- ≡ die Anforderungen an die erneuerbaren Energiequellen zur Erzeugung des Wasserstoffs.

Durch den Quotenhandel entsteht ein marktwirtschaftlicher Mechanismus erneuerbare Kraftstoffe einzusetzen, welche die geringsten THG-Vermeidungskosten aufweisen. Ist die eigene Quote (nach §37a Nr. 8 BImSchG) übererfüllt, können Inverkehrbringer die Zertifikate an andere verpflichtete Unternehmen

verkaufen oder diese selbst für die Folgejahre verwenden. Andernfalls wird die Nichterfüllung mit 470 EUR/t_{CO2} sanktioniert (Pönale, §37c Nr. 2 BImSchG). Ab 2022 steigt die Pönale auf 600 EUR/t_{CO2} an (BMWi 2021).

Energiesteuergesetz

Das EnergieStG regelt die Besteuerung aller Energiearten sowohl fossiler als auch erneuerbarer Herkunft. Es löste 2006 das Mineralölsteuergesetz ab und war erforderlich, um die Vorgaben der europäischen Energiesteuerrichtlinie umzusetzen.

Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz

Zur Umsetzung der Clean Vehicle Directive trat das „Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz“ am 15. Juni 2021 in Kraft. Inwieweit der Wasserstoff nachhaltig sein muss, wird jedoch nicht geregelt.

5.1.2. Wasserstoff im Gebäudesektor

EU-Ebene

Auf EU-Ebene soll die Revision der RED II vom Verkehrssektor auf den Sektor Wärme und Kälte erweitert werden. Neben Zielen wie dem verbindlichen Anstieg EE bei Heizung und Kühlung um 1,1 % jährlich, sowie der Erhöhung EE in Fernwärmenetzen um 2,1 % pro Jahr, ist der Gebäudereich derzeit der einzige Bereich indem kein konkretes Unterziel für Wasserstoff als Erfüllungsoption der EE-Wärme-Ziele vorgesehen ist. Für erneuerbaren Wasserstoff kann jedoch die derzeit geplante Einführung eines separaten Emission Trading System (ETS) ab 2026 für den Gebäudesektor von Bedeutung sein.

Nationale Ebene

Brennstoffemissionshandelsgesetz

Auf nationaler Ebene gilt das BEHG auch für den Gebäudesektor.

Gebäudeenergiegesetz

Das GEG ist ein deutsches Bundesgesetz, welches 2020 in Kraft trat und das Energieeinspargesetz (EnEG), die Energieeinsparverordnung (EnEV) und das Erneuerbare-Energien-WärmeGesetz (EEWärmeG) zusammenführt. Biowasserstoff könnte im GEG unter die Definition des § 3 Abs. 2 Nr. 5 GEG unter „gasförmige Biomasse“ fallen. Demnach könnte die Pflicht zur Nutzung von EE i. V. m. § 40 GEG durch Biowasserstoff erfolgen. Die erforderlichen Anteile an Wärme und Kälte aus gasförmiger Biomasse stellen sich gemäß § 40 GEG wie folgt dar:

- ≡ 30 % des gesamten Wärme- und Kälteenergiebedarfs des Gebäudes bei Nutzung in hocheffizienten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen beziehungsweise
- ≡ 50 % des aufsummierten Wärme- und Kälteenergiebedarfs des Gebäudes bei Nutzung in Brennwertkesseln.

Diese Erfüllungsoption bezieht sich ausschließlich auf die Nutzung von gasförmiger Biomasse in Brennwertkesseln oder in hocheffizienten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (u. a. auch Brennstoffzellen-KWK). Des Weiteren würde für die primärenergetische Betrachtung von Biowasserstoff gemäß § 22 Absatz 1 GEG der Wert von 0,3 als Primärenergiefaktor für gasförmige Biomasse angenommen werden können, insofern ein räumlicher Zusammenhang zwischen Erzeugung und Verwendung der gasförmigen Biomasse vorliegt. Die Anrechnung von Abwärme aus Brennstoffzellen kann jedoch heute schon berücksichtigt werden.

Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz

Im Rahmen der für 2022 anstehenden Evaluierung des KWKG wird derzeit geprüft, ob Wasserstoff-Readiness von KWK-Anlagen als Förderbedingung eingeführt werden kann (BMWi 2021).

Nationale Wasserstoffstrategie

In der NWS wurden außerdem verschiedene Maßnahmen zum Markthochlauf von Wasserstoff im Gebäudesektor festgelegt. Zur Umsetzung von Maßnahme 18 der NWS wurde die etablierte KfW-Förderung 433 für den Einbau innovativer Brennstoffzellenheizgeräte in neue oder bestehende Wohn- und Nichtwohngebäude im Februar 2021 erweitert und die maximale Förderhöhe pro Anlage auf 34.300 EUR erhöht. Das Programm fördert den Erwerb einer Heizung mit Brennstoffzelle in Wohngebäuden in Form eines Zuschusses mit einem Festbetrag von 6.800 EUR und einem variablen Bonus, der an die elektrische Leistung der Brennstoffzelle gekoppelt ist (50 EUR je angefangenen 100 Watt kW_e) (KfW 2021).

5.1.3. Wasserstoff in der Industrie

EU-Ebene

Mit dem Fit for 55 Paket wurden für die Industrie Ziele wie die Steigerung der EE um 1,1 % jährlich festgelegt. Zusätzlich ist vorgesehen, dass erneuerbarer Wasserstoff aus Elektrolyse in den energieintensiven Industrien sukzessive grauen Wasserstoff ersetzen und so bereits 2030 die Hälfte des industriell eingesetzten Wasserstoffs ausmachen soll. Biowasserstoff wird auf diese Zielsetzung derzeit explizit ausgeschlossen.

Da der Kostendruck der Industrie groß ist, kann der Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff nur durch entsprechende Regulierungen hinsichtlich Anrechnung auf Quoten und durch geeignete Umsetzung der RED II wirtschaftlich abbildbar werden (Fraunhofer ISI und Fraunhofer ISE 2019). Im Entwurf zur Revision der RED II sind daher zusätzliche Vorgaben zum Einsatz von Wasserstoff in der Industrie über Quotenregelung festgelegt worden. Bisher ist jedoch nur Wasserstoff nicht biogenen Ursprungs berücksichtigt.

Emission Trading System

Energieintensive Industriesektoren (einschließlich Ölraffinerien, Stahlwerke und Produktion von Eisen, Aluminium, Metallen, Zement, Kalk, Glas, Keramik, Zellstoff, Papier, Pappe, Säuren und organischen Massenchemikalien) sind am EU-ETS beteiligt. Der stetig steigende CO₂-Preis soll die Emittenten dabei anreizen, Investitionen in energieeffiziente Systeme zu tätigen oder den Bezug von emissionsarmen Energieträgern zu bevorzugen, da die Kosten hierfür günstiger sind, als der Bezug der Zertifikate. Die Nutzung von Biomasse als Brennstoff wird dabei mit Null Emissionen berücksichtigt (Artikel 38 bzw. Annex IV), sodass auch Biowasserstoff mit Null Emissionen in den Europäischen Emissionshandel geht.

Nationale Ebene

Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz

Auf nationaler Ebene unterliegen Anlagen, die Wasserstoff oder Synthesegas durch Reformieren, partielle Oxidation, Wassergas-Shift-Reaktion oder ein ähnliches Verfahren mit einer Produktionsleistung von mehr als 25 Tonnen pro Tag herstellen, dem Anwendungsbereich des TEHG (Nr. 28 Anhang 1 Teil 2 TEHG). Einzelne Biogas- und Biomethananlagen, können in ihren derzeitigen Anlagengrößen jedoch nicht mehr als 25 Tonnen Biowasserstoff pro Tag produzieren, sodass sie von der Emissionsabgabe befreit sind. Fällt Wasserstoff nur als Nebenprodukt an oder wird durch andere Verfahren wie die Elektrolyse

hergestellt, unterfallen die Anlagen nicht dem Anwendungsbereich des TEHG. Da Anlagen, die als Brennstoff Klärgas, Deponiegas, Biogas oder Biomasse nutzen nach § 2 Absatz 5 Nummer 2 TEHG nicht emissionshandlungspflichtig sind, müsste die Nutzung von Biowasserstoff in diesen Anlagen auch nicht im Anwendungsbereich des TEHG liegen (DEHST 2019).

Nationale Wasserstoffstrategie

Für den erfolgreichen Wasserstoffhochlauf in der Industrie werden im Rahmen der NWS derzeit neue Förderprogramme erarbeitet, welche sich aber nicht explizit auf Biowasserstoff beziehen:

- ≡ Mit dem Förderprogramm „Dekarbonisierung in der Industrie“ unterstützt das BMU seit Januar 2021 die energieintensive Industrie auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität
- ≡ Das Programm „Wasserstoffeinsatz in der Industrieproduktion“ finanziert aktuell die Industrieanwendungen des IPCC Wasserstoff
- ≡ Die Förderrichtlinie zum Programm „CO₂-Vermeidung und -Nutzung in Grundstoffindustrien“ wird derzeit bei der Europäischen Kommission notifiziert
- ≡ Das BMU entwickelt derzeit im Dialog mit der Industrie ein Förderprogramm für Klimaschutzverträge nach dem Konzept „Carbon Contracts for Difference“ (CCfD), das 2022 starten soll. Durch die geplanten Klimaschutzverträge sollen die höheren Betriebskosten treibhausgasarmer und -freier Verfahren abgedeckt werden (BMWi 2021)
- ≡ Das Förderprogramm H₂ Global mit dem Ziel eines zeitnahen Markthochlaufs und Imports von grünem Wasserstoff und Power-to-X-Produkten nach Deutschland, indem bestehende Differenzen zwischen Angebots- und Nachfragepreisen über „Contracts for Difference“ (CfD) ausgeglichen werden

Mit dem „Handlungskonzept Stahl“ hat die Bundesregierung erstmalig ein industriepolitisches Gesamtkonzept für den Stahlsektor vorgelegt, das einen umfassenden Rahmen für die Dekarbonisierung setzt und folgende Maßnahmen aufzählt:

- ≡ Langfristige Gewährleistung des Carbon-Leakage-Schutzes für die Stahl- und andere energieintensive Industrien in Deutschland und Europa. Ermöglichung der Umstellung auf CO₂-arme (und perspektivisch CO₂-freie) Stahlproduktion
- ≡ Stärkung der Chancengleichheit der deutschen und europäischen Stahlhersteller auf dem globalen Stahlmarkt
- ≡ Klimaschutzplattform Chemistry4Climate des VCI, in deren Rahmen ein konkreter Pfad zur Transformation der chemischen Industrie erarbeitet werden soll (BMWi 2021)

5.1.4. Wasserstoffinfrastruktur

EU-Ebene

Alternative Fuels Infrastructure Regulation

Im Fit for 55 Package wurde durch die AFIR das Ziel festgelegt bis 2030 die Infrastruktur der Wasserstofftankstellen so auszubauen, dass sie alle 150 km zur Verfügung stehen. Tankstellen für flüssigen Wasserstoff sollen alle 450 km bereitgestellt werden.

Gasmarktrichtlinie

Zusätzlich wurde am 15.12.2021 der neue Entwurf zur Gasmarktrichtlinie veröffentlicht. Hierin wurde u. a. die Zielstellungen formuliert, flexible Entflechtungsregeln bis 2030 einzuführen, wodurch Wasserstoffproduzenten auch Wasserstoffnetze betreiben dürfen, ohne die beiden Aktivitäten eigentumsrechtlich entflechten zu müssen.

Da Biowasserstoff als dekarbonisiertes Gas gelten müsste, würde er von Nachlässen auf die Einspeisetarife in Höhe von 75 % profitieren können, wenn der Entwurf so wie vorgeschlagen umgesetzt wird.

Nationale Ebene

Energiewirtschaftsgesetz

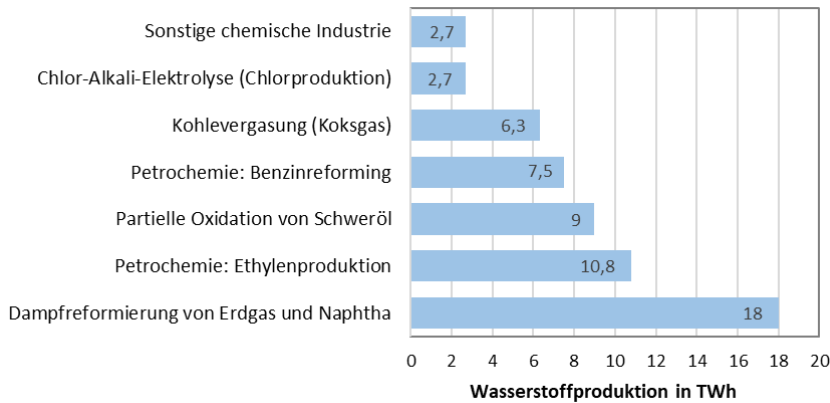
Mit der Novellierung des EnWG wurde für Betreiber von Wasserstoffnetzen ein regulierungsrechtlicher Einstieg geschaffen, der Planungs- und Investitionssicherheit bis zum Vorliegen eines europäischen Rahmens gewährleisten soll. Neben optionalen Regeln u. a. zu Entflechtung, Netzanschluss und -zugang und kostenbasierter Entgeltbildung, umfasst die Novelle auch Übergangsregelungen insbesondere zur Überleitung bestehender Genehmigungen bei Umstellung von Gasleitungen auf Wasserstoff. Wasserstoff ist im Erdgassystem dem Biomethan gleichgesetzt und profitiert von dessen Privilegierung (§3 Nr. 10 EnWG), insofern dieser aus weit überwiegend erneuerbaren Energien besteht. Derzeit wird am regulatorischen Rahmen für reine Wasserstoffnetze gearbeitet. Neben Anpassungen im EnWG wird es auch Verordnungen zum Netzzugang sowie zur Regelung von Netzentgelten geben. Eine Privilegierung wie Abnahmepflicht, Kostenübernahme des Netzanschlusses oder Vergütung für reine Wasserstoffnetze ist derzeit allerdings nicht geplant.

Nationale Wasserstoffstrategie

Die NWS möchte außerdem ein Wasserstoffstartnetz mit 1.700 km Leitungen unterstützen, das vornehmlich die Stahl- und chemische Industrie versorgen soll (BMWi 2021).

5.2. Marktüberblick zum derzeitigen Einsatz von Wasserstoff

In Deutschland wurden im Jahr 2020 etwa 57 TWh Wasserstoff produziert (Abbildung 16). Fast ein Drittel davon wird durch Dampfreformierung von Erdgas erzeugt. Die restlichen 39 TWh fallen als Nebenprodukt in chemischen Prozessen an (BMWi 2020).

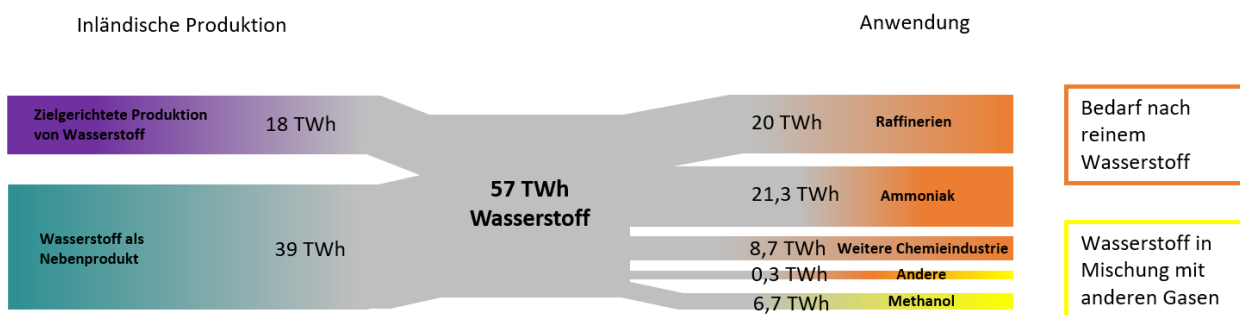


©dena 2022

Abbildung 16 Herstellung von Wasserstoff nach Produktionsprozess im Jahr 2020 (dena auf Basis Prognos 2020)

Elektrolysewasserstoff wird bisher nur in sehr geringen Mengen in bundesweit ca. 40 Pilot- und Demonstrationsanlagen erzeugt und anschließend entweder direkt genutzt oder in das Gasnetz eingespeist.

Wie Abbildung 17 zeigt, wird mengenmäßig schon heute der größte Anteil an Wasserstoff in Deutschland in Raffinerien (ca. 20 TWh) und in der chemischen Industrie zur Herstellung von Ammoniak (21,3 TWh) und Methanol (6,7 TWh) genutzt. Für weitere Produkte der chemischen Industrie, wie Wasserstoffperoxid, werden zusätzlich 8,7 TWh benötigt (Kronimus 2021). Im Verkehr wurden 2020 außerdem ca. 2,7 GWh Wasserstoff eingesetzt.



©dena 2022

Abbildung 17 Produktion und Anwendung von Wasserstoff in Deutschland (aus Kronimus 2021; Prognos 2020)

5.2.1. Raffinerien

Die Raffinerieindustrie ist für ca. 20 % der CO₂-Emissionen des Industriesektors verantwortlich, obwohl Raffinerien nur knapp 3 % der Industrieanlagen ausmachen. Wasserstoff wird hier insbesondere verwendet, um Kraftstoffe wie Diesel und Benzin zu entschwefeln und über Hydrocracking oder Hydro-treating zu veredeln. Dabei ist der Bedarf an Wasserstoff besonders hoch, sodass ca. 20 TWh des in Deutschland produzierten Wasserstoffs für die Verarbeitung von Rohöl in Raffinerien benötigt wird. Dieser

wird zu 78 % durch interne Raffinerieprozesse gewonnen, wie z. B. als Nebenprodukt der katalytischen Benzinreformierung. Der darüber hinaus benötigte Wasserstoff wird derzeit aus Erdgas-Dampfreformierung erzeugt.

5.2.2. Ammoniak

Das großtechnisch etablierte Verfahren zur Herstellung von Ammoniak ist das Haber-Bosch-Verfahren, wodurch aus Wasserstoff und Stickstoff Ammoniak erzeugt wird. Ammoniak ist hierbei ein wichtiges Vorprodukt für Düngemittel, wird jedoch auch als Kältemittel, zur Rauchgasreinigung und in Sprengstoffen genutzt.

5.2.3. Methanol

Eine der wichtigsten organischen Chemikalien ist Methanol, welches als chemischer Grundstoff oder als Energieträger genutzt werden kann. Methanol kann dabei über verschiedene Synthesewege durch den Einsatz von Wasserstoff und CO₂ erzeugt werden. Aus Wasserstoff hergestelltes Methanol kann außerdem mit dem Methanol-to-Olefins-Verfahren katalytisch in Ethylen und Propylen umgewandelt werden (Kauw et al. 2015).

5.2.4. Verkehr

Der Energiebedarf des deutschen Verkehrssektors wird derzeit noch zu über 90 % aus Mineralölprodukten (Benzin, Diesel, Kerosin, Schweröl, etc.) bereitgestellt. Biokraftstoffe nehmen mit 5 % einen kleinen Teil ein, gefolgt von ca. 2 % Strom, der vor allem durch den Schienenverkehr genutzt wird (AGEE-Stat 2021). Insbesondere der Verkehrssektor muss daher auf technologischen Fortschritt setzen, um die sektoralen Klimaziele zu erreichen.

Im Schwerlastverkehr aber auch im Luft- und Schiffsverkehr stehen perspektivisch kaum Alternativen zu flüssigen und gasförmigen Kraftstoffen zur Verfügung, da hier aufgrund des hohen zu transportierenden Gewichts eine hohe Energiedichte benötigt wird. Elektromobilität kann für diese schweren Güter und/oder über lange Distanzen nicht oder nur mit großem Aufwand die benötigte Energie bereitstellen. Der elektrische Antrieb findet eher in PKW Anwendung, die Kurzstrecken zurücklegen, da hier Aspekte wie Reichweite oder Ladezyklen für die Batterie nicht wesentlich ins Gewicht fallen. Daher sind saubere Energiekraftstoffe auf Wasserstoffbasis im Verkehrssektor unerlässlich. Grundsätzlich können aus Wasserstoff auch "Power Fuels" hergestellt werden, die ohne Anpassungen der Motoren und Infrastruktur z. B. in Form von synthetischem Diesel sofort in allen Verkehrsträgern eingesetzt werden können. Diese Technologie ist derzeit jedoch noch mit hohen Kosten und einem geringen Umwandlungswirkungsgrad verbunden.

Die direkte Verwendung von Wasserstoff kann im Verkehrsbereich über Brennstoffzellenfahrzeuge oder über einen Wasserstoffverbrennungsmotor erfolgen. Derzeit sind laut (NOW 2021) in Deutschland folgende Anzahl an Fahrzeugen im Betrieb: ca. 1.380 PKW, ca. 56 Busse, 1 Lkw/ Nutzfahrzeug, ca. 130 Flurförderfahrzeuge.

Gemäß den vorläufigen statistischen Angaben zur Erfüllung der THG-Quote wurden für das Quotenjahr 2020 82 Tonnen (ca. 2,7 GWh) Wasserstoff durch die quotenverpflichteten Unternehmen gemeldet. In Anbetracht der Bestandsflotte von Brennstoffzellenfahrzeugen sowie unter der Annahme von durchschnittlichen Energieverbräuchen der unterschiedlichen Fahrzeugklassen könnte der Wasserstoffverbrauch im Straßenverkehr bis zu vier- oder fünfmal höher liegen.

Mit Stand Juni 2021 gibt es deutschlandweit 92 Tankstellen mit 700 bar (Abbildung 18). 13 weitere befinden sich in Planung. Hauptwachstumstreiber waren bisher PKW, leichte Nutzfahrzeuge (LNF) und Busse mit Brennstoffzellenantrieb. Die Kosten für einen Kilogramm Wasserstoff an Tankstellen liegt bei 9,50 EUR brutto (7,98 EUR/kg netto). Der Preis entstand aus der Parität zum Diesel sowie durch Ausschreibungen für die Belieferung bis an die Tankstelle.

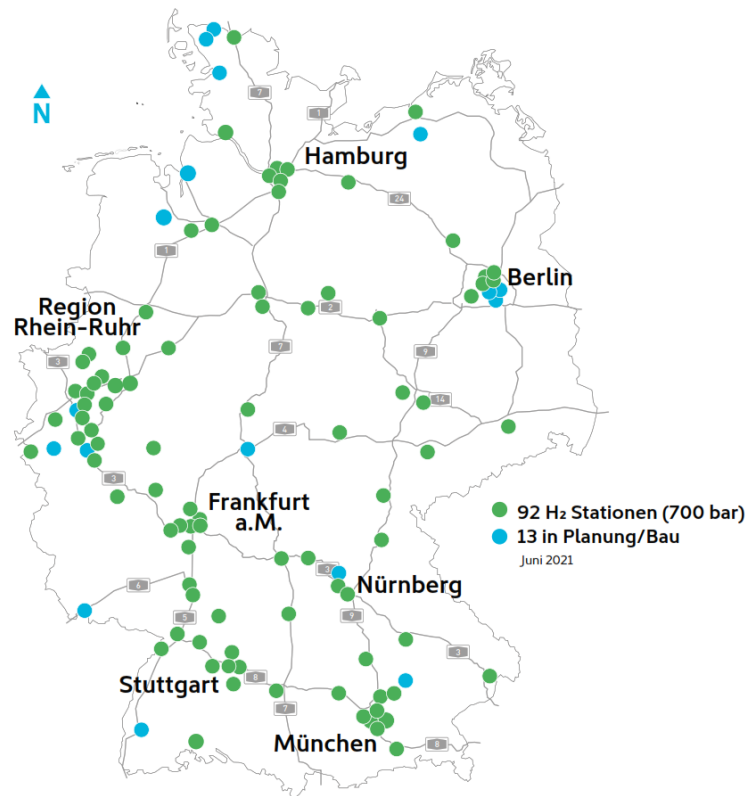


Abbildung 18 Wasserstofftankstellennetz in Deutschland (H2 Mobility 2021)

5.2.5. Andere Kleinstmengen

Härtung von Fetten

Unter der Nummer E949 gemäß der Zusatzstoffverordnung ist Wasserstoff als Lebensmittelzusatzstoff zugelassen und wird unter anderem eingesetzt, um gehärtete Fette aus Pflanzenöl herzustellen. Dies dient dazu, die Haltbarkeit zu verlängern, indem die in ihnen enthaltenen Doppelbindungen gebrochen und mit Wasserstoff belegt werden. So kann die Lebensmittelbranche auf gehärtetes Pflanzenfett zurückgreifen (z. B. Margarine). Das gleiche Verfahren kann auch in der Mineralölwirtschaft eingesetzt werden, um Schmierfette mit höherer Viskosität herzustellen (ASUE 2020). Die hierfür benötigten Mengen an Wasserstoff sind jedoch nicht maßgeblich.

Schutzgas in der Metallurgie

Als Schutzgas kann Wasserstoff Metalle in der Oberflächenbehandlung und beim Schweißen von Sauerstoff, Schwefel oder Halogenen trennen. So wird bspw. verhindert, dass der Eintrag von Sauerstoff, die Qualität des Metalls verringert. Großtechnisch Anwendung findet Wasserstoff für die Produktion von Wolfram- und Molybdänpulver, für die Produktion besonderer Metallqualitäten (wie Nickel- oder Kobaltpulver) sowie für die Herstellung sehr reiner Metalle. Aufgrund des geringen Wasserstoffgehalts der Schutzgase (z. B. 5 % Wasserstoff und 95 % Argon) für pulvermetallurgische Sinterverfahren und bei

der Wärmebehandlung von Stählen, ist der Bedarf an Wasserstoff in der Metallurgie insgesamt gering (ASUE 2020).

Flachglas

95 % des in Deutschland produzierten Flachglases wird durch das Float-Verfahren hergestellt. Hierbei wird das zuvor geschmolzene Glas im Überdruck durch ein Zinnbad mit Wasserstoff und Stickstoff gezogen. Danach wird das Glas spannungsfrei gekühlt und geschnitten. Die reduzierende Schutzgasatmosphäre aus ca. 90 % Stickstoff und 10 % Wasserstoff ist notwendig, damit eine Oxidation der Zinnoberfläche unterbunden wird. So entsteht ohne Nachbehandlung ein Flachglas hoher Qualität, wie z.B. Spiegel- und Verbundglas (Winter 1989; Guminski et al. 2019).

Pro Werk werden laut Angaben der Saint-Gobain ca. 600.000 m³/ 0,0018 TWh Wasserstoff jährlich für diesen Prozess verwendet.

Kältemittel

Im kleinen Maßstab findet Wasserstoff energetisch als Kühlmittel in industriellen Prozessen sowie mittleren und großen Generatoren von Kraftwerken Anwendung. Dies liegt an der hohen spezifischen Wärmekapazität von 14,2 kJ/kg/K (vgl. Wasser: 4,2 kJ/kg/K) und der guten Strömungseigenschaften von Wasserstoff. Wasserstoff wird in dieser Anwendung nicht als Reaktionspartner verstoffwechselt, sondern in einem thermischen Kreislauf gefahren, wobei er nur in Ausnahmefällen, wie z. B. einer Störung verbraucht wird (ASUE 2020). Die benötigten Mengen sind daher sehr gering.

5.3. Prognosen zum zukünftigen Einsatz von Wasserstoff bis 2050

Die zukünftige Nachfrage nach erneuerbarem Wasserstoff wird zum einen durch die Substitution von nicht nachhaltig produziertem Wasserstoff in heute bereits genutzten Anwendungen und zum anderen durch die Erschließung neuer Anwendungsfelder bestimmt. Neue Anwendungsfelder liegen vor allem in der stofflichen Nutzung von Wasserstoff, in der Stahlherstellung und der energetischen Nutzung von Wasserstoff in den Sektoren Industrie, Verkehr und Gebäuden.

Der zukünftige Bedarf an CO₂-armen Wasserstoff wird in der dena-Leitstudie folgendermaßen prognostiziert (Tabelle 17).

Tabelle 17 Zukünftiger CO₂-armer Wasserstoffbedarf in Deutschland (dena 2021)

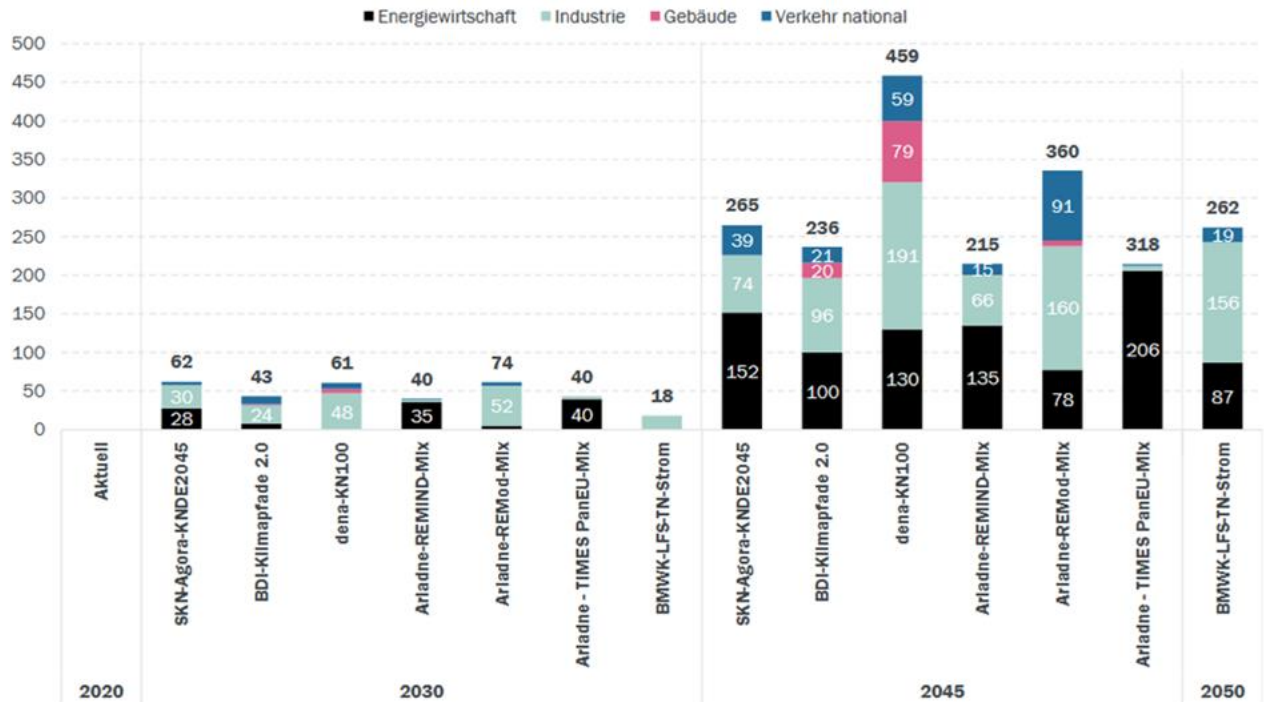
	2030	2035	2040	2045	2050
Gebäude (in TWh)	5	20	45	79	79
Verkehr (in TWh)	9	19	37	59	75
Industrie (in TWh)	24	41	61	88	92
Wasserstoffbedarf Rückverstromung (in TWh)	0	0	69	130	123
Wasserstoffbedarf stofflich (in TWh)	28	53	77	102	100
Insgesamt (in TWh)	66	133	289	458	469

Mit Einbezug des Bedarfs an Power-to-Liquid Kraftstoffen und synthetischem Methan ergeben sich Bedarfe von 690 TWh in 2050. Mit einer maximalen Elektrolysewasserstoffinlandsproduktion von 70 TWh in 2050 ist Deutschland demnach auch zukünftig auf Energieimporte angewiesen.

Im Vergleich zu weiteren relevanten Studien und deren verschiedenen Szenarien liegt der prognostizierte Wasserstoffbedarf der dena Leitstudie eher im oberen Bereich (Abbildung 19). Die Studien, die für diesen Vergleich herangezogen wurden, sind dabei folgendermaßen abgekürzt:

- ≡ **SKN-Agora-KNDE 2045.** Klimaneutrales Deutschland 2045 - Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann (Prognos et al. 2021)
- ≡ **BDI-Klimapfade 2.0.** KLIMAPFADE 2.0: Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft (BDI 2021)
- ≡ **dena-KN 100.** dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität (dena 2021)
- ≡ **Ariadne.** Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045: Szenarien und Pfade im Modellvergleich (Kopernikus-Projekt Ariadne 2021)
- ≡ **BMWK-LFS- TN-Strom.** Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3 (Consentec GmbH et al. 2021)

[TWh/a]



©dena et al 2022

Abbildung 19 Wasserstoffnachfrage verschiedener Studien im Vergleich (dena et al. 2022)

Biowasserstoff bietet die Möglichkeit zu einer erhöhten Inlandsproduktion an Wasserstoff und lässt sich prinzipiell überall dort anwenden, wo auch Wasserstoff aus Elektrolyse verwendet werden soll (Abbildung 20). Die geforderten Reinheitsgrade für Wasserstoff unterscheiden sich je nach Endanwendung erheblich. Die Gasqualität kann dabei in der energetischen Verwendung (Wärmeanwendungen) am geringsten sein. Für den Verkehr (§ 9a 10. BImSchV) und insbesondere die stoffliche industrielle Anwendung müssen hohe Gasqualitäten und Reinheitsgrade erfüllt werden. Während Angaben für den Einsatz von Wasserstoff in Brennstoffzellen zumeist auf die DIN EN 17124 verweisen, wird der Reinheitsgrad für industrielle Anwendungen durch Zahlen angegeben.⁹ (vgl. Kapitel 2.4)

⁹ Beispiel Wasserstoff 3.0: Die 3 steht für die Anzahl der Ziffer 9 in der Prozentzahl, die zweite Zahl gibt die letzte Ziffer der Prozentzahl an. D. h., 3.0 entspricht einem Reinheitsgrad von 99,90 %

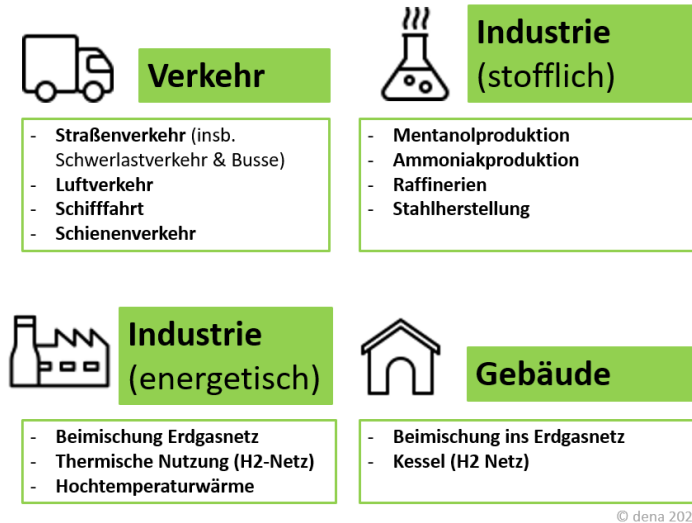


Abbildung 20 Potenzielle Anwendungsbereiche für Biowasserstoff

5.3.1. Industrie

Der Industriesektor ist in Deutschland der größte Energieverbraucher, weswegen sich in diesem Sektor das größte Potenzial ergibt, zukünftig CO₂ einzusparen. Gleichzeitig fehlt es jedoch an CO₂-armen Alternativen zu fossilen Energieträgern. Eine Möglichkeit stellt die Verwendung von erneuerbarem und kohlenstoffarmen¹⁰ Wasserstoff anstelle von Erdgas für energetische Industrieprozesse dar. Abbildung 21 zeigt dabei den zukünftigen energetischen und stofflichen Bedarf an CO₂-armen Wasserstoff der deutschen Industrie auf.

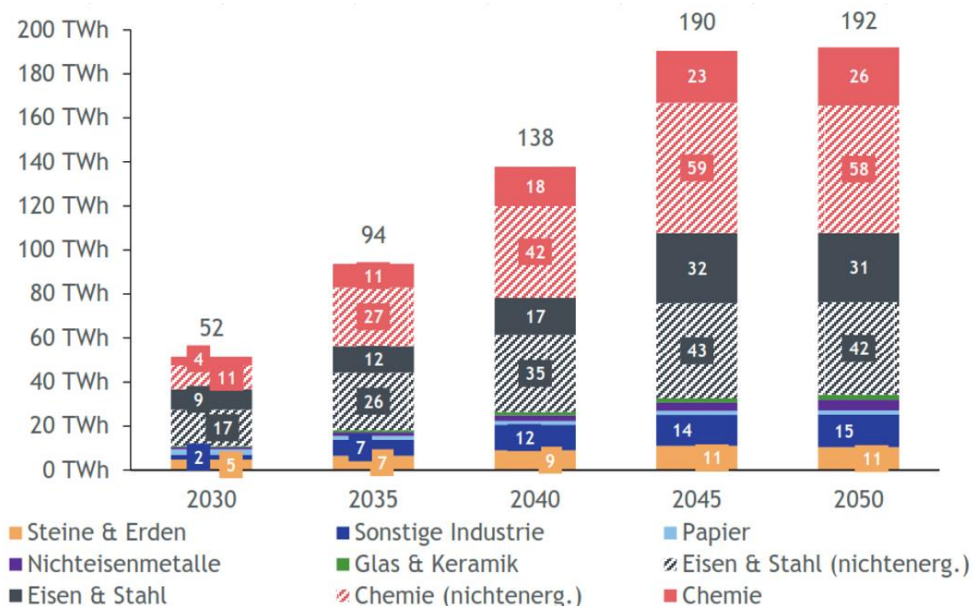


Abbildung 21 CO₂-armer Wasserstoffbedarf nach Industriebranchen (dena 2021)

¹⁰ Definition kohlenstoffarmer Wasserstoff gemäß Artikel 2 Nr. 9 KOM-Vorschlag EU-Gasmarkttrichtlinie vom 14.12.2021: Wasserstoff, dessen Energiegehalt aus nicht erneuerbaren Quellen stammt und eine Treibhausgasemissionsreduktion von 70 % erreicht.

Abbildung 22 zeigt den regionalen nicht-energetischen Bedarf der deutschen Industrie an Wasserstoff. Daraus wird ersichtlich, dass bis 2050 keine Veränderung der regionalen Schwerpunkte jedoch eine leichte Abnahme erwartet wird. Der Rückgang des stofflichen Wasserstoffverbrauchs ist maßgeblich auf den sich verringern den Raffinerieverbrauch zurückzuführen, welcher durch einen verminderten Mineralölverbrauch in Deutschland bedingt ist. Die Konzentration liegt dabei weiterhin auf bisherigen Raffineriestandorten und Standorten für die Methanol- und Ammoniakherstellung sowie für die sonstige Chemieindustrie. Diese liegen in den drei großen H₂-Communities in Deutschland: Ruhrgebiet (Abbildung 29), Unterelbe/Weser/Ems (Abbildung 30), Mitteldeutsches Chemiedreieck (Abbildung 31).

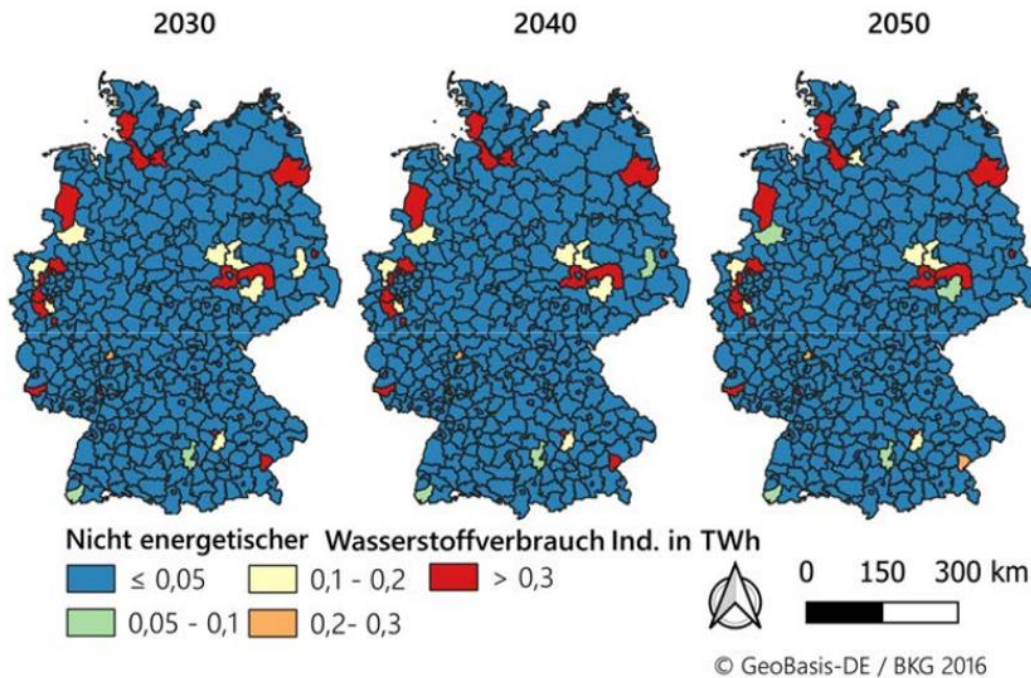


Abbildung 22 Regionalisierung nicht-energetischer Wasserstoffverbräuche in Deutschland der deutschen Industrie (FfE 2019)

5.3.2. Ammoniak

Wie bereits in Kapitel 5.1 beschrieben, ergibt sich vor allem durch die zukünftige Produktion von Ammoniak und Methanol in der chemischen Industrie ein erhöhter Bedarf an erneuerbarem Wasserstoff.

Nach der dena Leitstudie wird im Jahr 2045 30 % des für die Ammoniakproduktion benötigten Wasserstoffs über am Standort integrierte Elektrolyseure und 70 % aus Wasserstofftransportnetzen bezogen. Dies liegt an der verbesserten Transport- und Speicherfähigkeit von Ammoniak gegenüber gasförmigem Wasserstoff, sodass vor allem an ausländischen Standorten mit guten Bedingungen zur Produktion von Elektrolyse-Wasserstoff auch langfristig Folgeprodukte wie Ammoniak produziert werden können. Daher werden langfristig die Produktionsmengen von Ammoniak in Deutschland um rund 28 % sinken, wodurch sich die derzeitige Produktionsmenge von 2,6 Mio. t auf 1,9 Mio. t verringert (dena 2021).

5.3.3. Methanol

Für die derzeitige Methanolherstellung mittels Methanolsynthese auf Grundlage von erneuerbarem Wasserstoff würden ca. 12 TWh benötigt werden (Statista 2016).

Das in Deutschland hergestellte Methanol soll bis 2045 zu 60 % über elektrolysebasierten Wasserstoff und 40 % über Vergasung von fester Biomasse erzeugt werden (dena 2021). Insgesamt wird von einer steigenden Nachfrage nach Methanol ausgegangen, was durch den Einsatz des MTO/MTA-Verfahrens im Rahmen der Herstellung von Aromaten und Olefinen zurückzuführen ist. Die Gesamtnachfrage erhöht sich von 1,1 Mio. t im Jahr 2018 auf 18,2 Mio. t im Jahr 2045, was Methanol zum zentralen Baustein der klimaneutralen Chemie werden lässt. Es wird dabei angenommen, dass sich das Verhältnis von Importen und heimischer Produktion ausgleicht (dena 2021).

Raffinerien

Wasserstoff aus Elektrolyse oder Biowasserstoff kann als Prozessgas kurz- und mittelfristig in existierende Produktionsprozesse integriert werden und stellt somit eine leicht zu realisierende CO₂-Reduktionsmöglichkeit für Erdölraffinerien dar. Bei vollständiger Substitution des derzeit verwendeten Wasserstoffs im Raffinerieprozess, welcher überwiegend aus Dampfreformierung bereitgestellt wird, entsteht ein Bedarf an erneuerbarem Wasserstoff von bis zu 150.000 t (5 TWh) pro Jahr (dena 2018a). Langfristig wird die Nachfrage an fossilen Brennstoffen abnehmen und damit auch die Nachfrage des zur Aufbereitung benötigten Wasserstoffs.

Stahlindustrie

In Deutschland werden jährlich ca. 45 Mio. t Stahl erzeugt. Die Stahlherstellung erfolgt heute überwiegend durch kohle- bzw. koks-basierte Prozesse zur Reduktion von Eisenerz im Hochofen. Die Industrie ist demnach immer noch sehr abhängig von Kokskohle, sowohl als Reduktionsmittel im Prozess als auch zur Energieversorgung, wobei große Mengen CO₂ emittiert werden.

Eine Alternative zur gängigen Eisenerzreduktion im Hochofen unter Einsatz von Kohlenstoff ist die Direktreduktion von Eisenerz mit Verwendung von Wasserstoff (Abbildung 23). Pro Tonne Stahl werden mithilfe der Direktreduktion derzeit ca. 57,2 kg (1,9 MWh) Wasserstoff benötigt. Somit ergibt sich für eines der kleineren Stahlwerke in Deutschland (Schmiedewerk Gröditz) mit einer Produktion von 0,1 Mio. t pro Jahr ein Wasserstoffbedarf von ca. 5.715 t (0,2 TWh). Eines der größeren Stahlwerke in Schwelgern/ Bruckhausen produziert jährlich 8,5 Mio. t Stahl, wodurch Wasserstoff in Höhe von ca. 485.775 t (16,2 TWh) auf der Direktreduktionsroute benötigt werden würde.

Im Jahr 2050 ergibt sich so in der Stahlindustrie insgesamt ein stofflicher Bedarf an Wasserstoff von 42 TWh sowie ein energetischer Bedarf von 31 TWh (dena 2021).

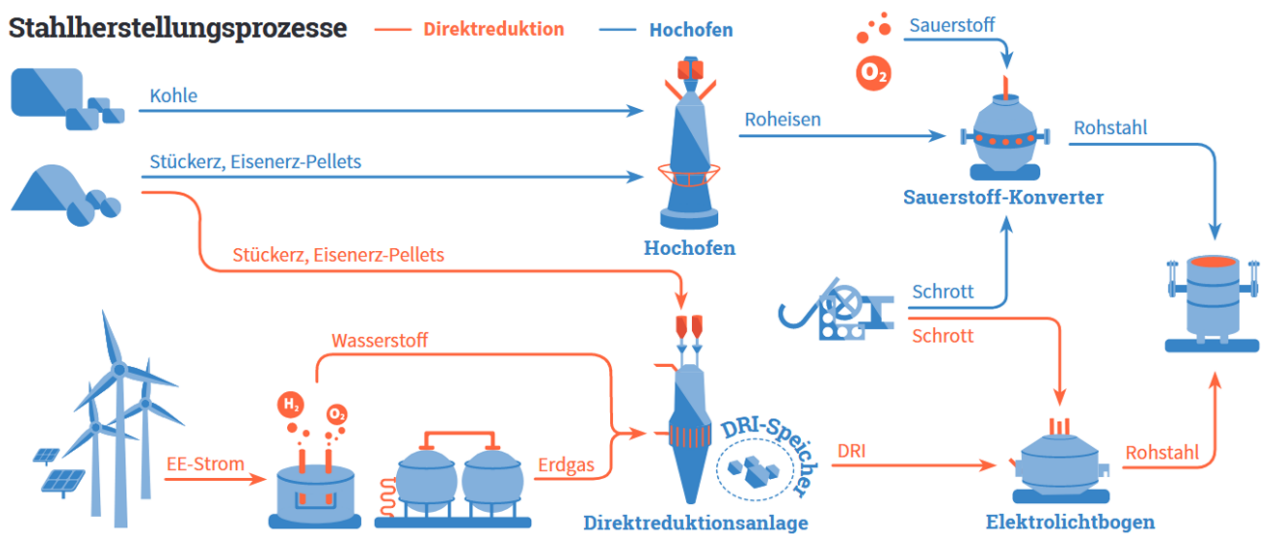


Abbildung 23 Stahlherstellungsprozesse (dena 2018d)

Es wird angenommen, dass Wasserstoff nicht bzw. nur zu geringen Teilen durch am Standort integrierte Elektrolyseure bereitgestellt wird. Daher und durch die hohen benötigten Mengen ist eine Anbindung der Standorte an eine Wasserstoffinfrastruktur ein wichtiger Faktor für die Transformation der Stahlindustrie (dena 2021).

Prozesswärme

Fast 70 % der genutzten Energie des Industriesektors fällt in Deutschland auf die Erzeugung von Prozesswärme. Die Temperatur liegt je nach Anwendung zwischen 40 und über 1.000 °C. Insbesondere Hochtemperaturwärme, also Temperaturen über 400 °C, für Schwerindustrien wie Stahl und Zement, sind dabei sehr energieintensiv und werden meist durch Verbrennung von fossilen Brennstoffen wie Erdgas oder Kohle erreicht. Trotz des umfangreichen Einsatzes von Strom für Hochtemperaturwärme in Bereichen wie der Stahlproduktion (z. B. Lichtbogen- und Induktionsöfen) oder für die indirekte Nutzung (z. B. zum Antrieb elektrochemischer Reaktionen) und der Bemühungen, erneuerbaren Strom direkt in anderen industriellen Wärmenutzungen einzusetzen, werden einige großtechnische Prozesse wie Steamcracker und Zementöfen eine Herausforderung für die Elektrifizierung bleiben. Ob Technologien wie Wärmepumpen und Solarthermie effizient Temperaturen oberhalb eines Niveaus von 150 bis 250 °C erzeugen können, wird derzeit noch erforscht. Das vielfach erforderliche Temperaturniveau von bis zu 500 °C kann schon jetzt durch Bioenergie kostengünstig und leicht umsetzbar erreicht werden, insbesondere durch die Verbrennung fester Biomasse. Bei höheren Temperaturen bietet sich die Nutzung von Biomethan an. Laut dem BMWi-Forschungsnetzwerk Bioenergie ist „Prozesswärme aus Biomasse [...] bei Umstellung auf Wasserstoff dann als Übergangslösung eine Option, wenn das Wasserstoffangebot (noch) nicht gesichert ist und Synergien im Hinblick auf den Biomasseinsatz genutzt werden können“ (Autenrieth et al. 2021b).

Ist das Wasserstoffangebot gegeben, könnte dieser potenziell durch die Verwendung von Hochtemperatur-Brennstoffzellen ein hohes Temperaturniveau erreichen. Benötigt werden hierfür Festoxid-Brennstoffzellen (Solid Oxide Fuel Cells, SOFC), welche eine Hochtemperatur-Variante der Brennstoffzelle sind. Sie werden bei 600 bis 1.000 °C betrieben und liefern dabei höchste elektrische Wirkungsgrade von bis zu 60 %. Sie können mit Wasserstoff, aber auch mit Methan oder Diesel-Reformat betrieben werden (Forschungszentrum Jülich 2020). Demnach wäre auch die Verwendung von bspw.

Biomethan in diesen Brennstoffzellen möglich. Derzeit gibt es auch Tests der Festoxidbrennstoffzelle mit Klärgas, wobei auch Speise- und Marktabfälle, Rückstände aus der Lebensmittelherstellung oder der Inhalt der häuslichen Biotonne vergoren werden können. Für SOFC besteht zum heutigen Stand noch Forschungsbedarf. Insbesondere im Falle von technischen Restriktionen aufgrund von Methanschlupf bei der Anwendung von Wasserstoff.

Wie in Abbildung 24 dargestellt ist, steigt die Nachfrage nach Wasserstoff zu energetischen Zwecken in den drei Wasserstoffcommunities (Untereibe/Weser/Ems, Mitteldeutsches Chemiedreieck, Ruhrgebiet) und demnach in NRW, Niedersachsen sowie Sachsen-Anhalt und Sachsen sehr stark an. Als Grundlage für den energetischen Bedarf dienten die Daten der dena Leitstudie. Für die Regionalisierung wurden die regionale Verteilung der sozialversicherungspflichtigen Beschäftigten nach Wirtschaftsabteilungen, die Energieintensität je Landkreis sowie Steckbriefe von H₂-Communities berücksichtigt.

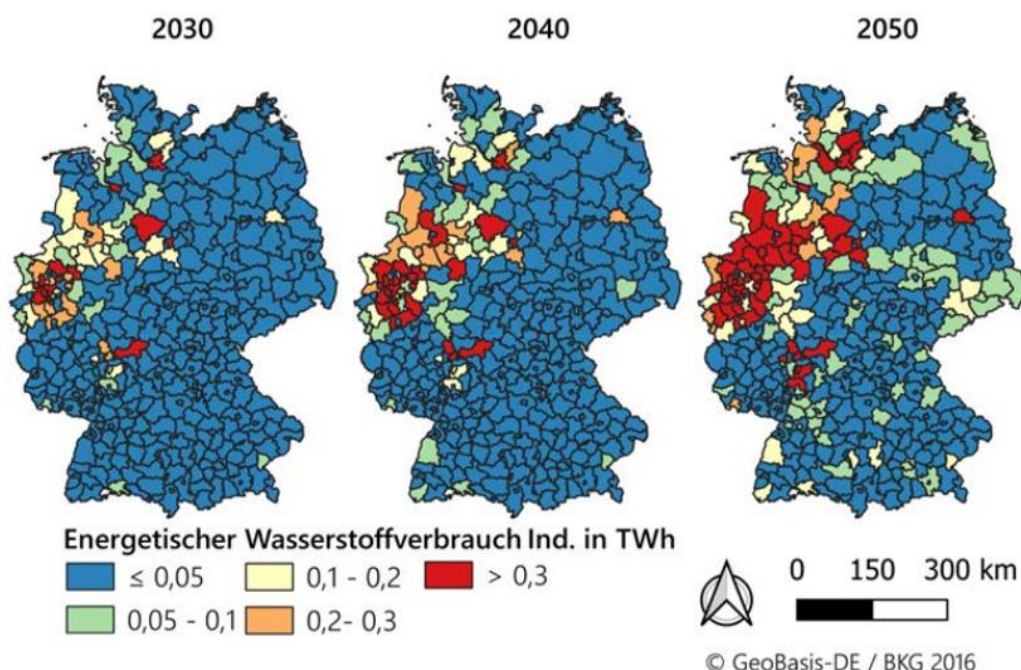


Abbildung 24 Regionalisierung energetischer Wasserstoffverbräuche in der deutschen Industrie (FFE 2019)

5.3.4. Gebäude

Eine nennenswerte Verringerung der CO₂-Belastung konnte im Gebäudesektor in den letzten Jahren noch nicht erreicht werden, sodass dieser noch immer stark von fossilen Brennstoffen wie Erdgas und Erdöl abhängig ist. Der Bedarf an CO₂-freier oder zumindest CO₂-armer Wärme ist demnach besonders hoch. Neben der Verbesserung der Wärme- und Kälte­dämmung gelten als erneuerbare Technologien der Zukunft vor allem mit EE-Strom betriebene Wärmepumpen in Verbindung mit Umweltwärme wie z. B. Geo- und Solarthermie. Wärmepumpen können dabei vorwiegend in Wohngebäuden mit einem niedrigen Heizwärmebedarf (Neubau und sanierter Altbau) zum Einsatz kommen, da dort die technischen Möglichkeiten gegeben sind und ein ausreichend hoher Wirkungsgrad erzielt werden kann (Fraunhofer IEE 2020). Eine große Herausforderung stellt die Saisonalität des Wärmebedarfs dar, da der Strombedarf von Wärmepumpen im Winter zu einer Überlastung des Stromnetzes führen könnte.

Für den übrigen Gebäudebestand (ab 100 kWh/(m²a)) oder für ältere Gebäude in denen eine Sanierung nicht möglich ist, könnten wasserstoffbasierte Energieträger oder die direkte Nutzung von Biomasse eine

sinnvolle Lösung darstellen (dena 2018b). Die erneuerbare Energiemenge¹¹ zur Bereitstellung von Niedertemperaturwärme mit Wasserstoff aus Elektrolyse ist dabei gegenüber der Wärmepumpe um 500 bis 600 % höher (Fraunhofer IEE 2020).

Es sollte dabei reflektiert werden, ob das Wasserstoffangebot für den hohen Wärmebedarf überhaupt vorhanden wäre. Da Wasserstoff derzeit noch ein knappes Gut darstellt, wird dieser Nutzungsform in der öffentlichen Debatte eine geringe Priorität beigemessen. Die Nationale Wasserstoffstrategie geht jedoch nach Ausschöpfen der Effizienz und Elektrifizierungspotenziale von einem bestehenden Bedarf an gasförmigen Energieträgern aus und auch die dena-Leitstudie sieht ab 2030 einen steigenden Bedarf an Wasserstoff im Gebäudesektor (Abbildung 25).

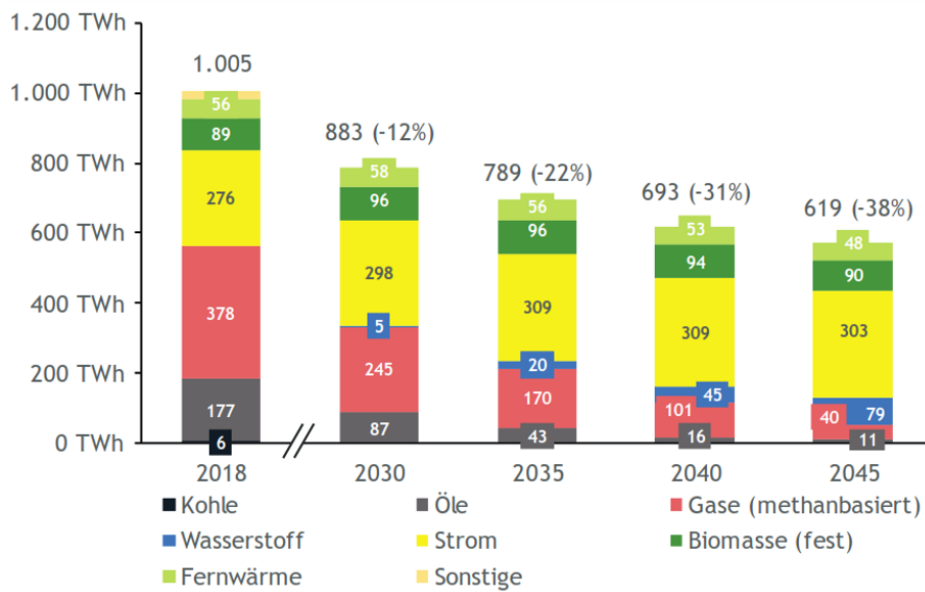


Abbildung 25 Endenergieverbrauch im Gebäudesektor nach Energieträgern (dena 2021)

5.3.5. Verkehr

Die dena Leitstudie sieht den zukünftigen Einsatz von Wasserstoff im Verkehrssektor vor allem im Schwerlastverkehr (Abbildung 26). Mit einem angenommenen Endenergieverbrauch im Verkehr von 536 TWh in 2030 nimmt Wasserstoff damit 3,5 % der Energieversorgung des Verkehrssektors ein. In 2050 soll Wasserstoff 23 % des Endenergiebedarfs des Verkehrs decken.

¹¹ Unter Berücksichtigung der Umwandlungs- und Transportverluste für den Wasserstoffpfad im Vergleich zum Strompfad für die Wärmebereitstellung in Bestandsgebäuden.

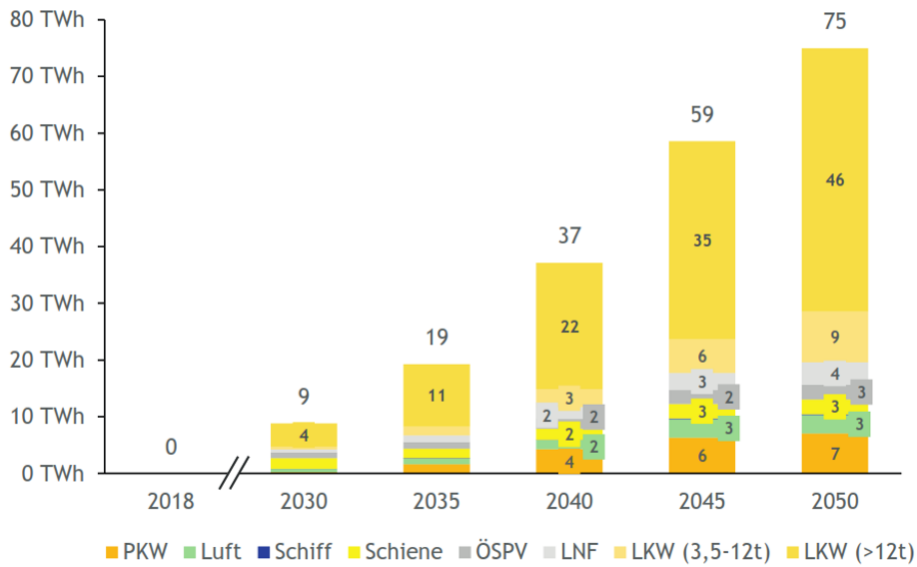


Abbildung 26 Wasserstoffbedarf nach Verkehrsträgern (dena 2021)

Abbildung 27 visualisiert dabei den zukünftigen regionalen Bedarf von Wasserstoff im Verkehr, wobei ein zunehmender Bedarf in allen Bundesländern erwartet wird. Insbesondere in Ballungsgebieten und an großen Autobahntrassen ist der zu erwartende Bedarf dabei besonders hoch. Regionalisiert wurde der zukünftige Verbrauch über die Verkehrszählungen der Bundesanstalt für Straßenwesen, wobei für die zukünftige Entwicklung der regionalen Verbräuche die aktuelle Verteilung fortgeschrieben und lediglich mit den zukünftigen Werten der dena-Leitstudie skaliert wurde (FfE 2019).

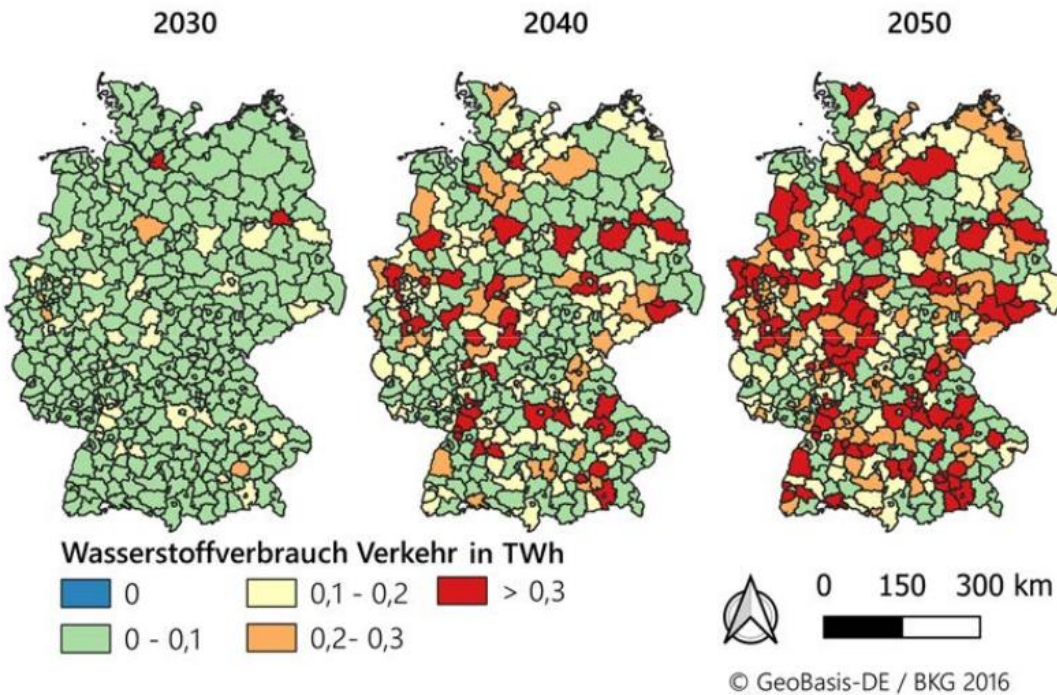


Abbildung 27 Regionalisierung des Wasserstoffverbrauchs im Verkehr (FfE 2019)

Wasserstoff wird im Verkehrssektor vornehmlich in Brennstoffzellen eingesetzt. Für den Schwerlastverkehr wird sowohl der Einsatz in der Brennstoffzelle als auch im Verbrennungsmotor diskutiert (Hof 2022; Schröder et al. 2022).

Für PKW, LNF und Busse mit Brennstoffzellenantrieb, gibt es mit Stand Juni 2021 deutschlandweit bereits 92 Tankstellen (Kapitel 5.2.4). Für mittelschwere und schwere Nutzfahrzeuge mit Brennstoffzellenantrieb befinden sich die Betankungstechnologien mit höheren Betankungsmengen und kurzer Befüllzeit noch in der Entwicklung (H2 Mobility 2021). Die Anforderungen durch die EU Regulierungen aus der AFIR, in welcher Wasserstofftankstellen bis 2030 alle 150 km verfügbar sein sollen und Tankstellen mit flüssigem Wasserstoff alle 450 km, sind insbesondere hinsichtlich der Versorgung des Schwerlastverkehrs schwer zu erfüllen. Die Tankstellen weisen verschiedene Größenordnungen auf, wobei 200 bis 4.000 kg/d die größten darstellen. Die Versorgung ist dabei teilweise schwierig einzuhalten und macht ein bis vier Nachfüllungen pro Tag nötig. Angeliefert wird dabei in der Regel mit Trailern mit 200 bar, wobei ab 2030 teilweise eine leitungsgebundene Versorgung geplant ist (Kapitel 5.4).

Schwerlastverkehr

Der Schwerlaststraßenverkehr in Deutschland hat in den vergangenen Jahren stetig zugenommen und ist heute für knapp ein Viertel der verkehrsbedingten CO₂-Emissionen verantwortlich. Die heutigen LKW werden hauptsächlich mit Dieselmotoren betrieben. Daher spielt hier die Umstellung auf alternative Antriebe und Kraftstoffe eine wesentliche Rolle, um Emissionen einzusparen. Der Schwerlaststraßenverkehr ist geprägt von hohen Transportleistungen und großen Distanzen, was klimafreundliche Kraftstoffe mit einer hohen Energiedichte, schneller Betankung und großen Reichweiten fordert. Diese Anforderungen sind durch batterieelektrische Antriebe kaum zu erfüllen. Die direkte Elektrifizierung über Oberleitungen ist dabei mit hohen Infrastrukturkosten verbunden und für weniger frequentierte Strecken oft nicht kosteneffizient, sodass eher nur kleinere Lieferfahrzeuge zukünftig elektrifiziert werden sollten. Weitere verfügbare Optionen den Straßenschwerlastverkehr zu defossilieren, sind Biomethan, Bio-LNG und der Einsatz von Wasserstoff in Brennstoffzellen oder Wasserstoffderivate. Wenn wasserstoffbetriebene LKW innerhalb der Wegekosten-Richtlinie zu den Zero-Emission-Vehicles gezählt werden, werden diese von der LKW-Maut befreit werden, was einen finanziellen Anreiz zur Anschaffung dieser schafft.

Busse

Die Einführung von Brennstoffzellenfahrzeugen kann u. a. im öffentlichen Personenverkehr in Teilen die batterieelektrische Mobilität ergänzen und den Ausstoß von Luftschadstoffen sowie CO₂-Emissionen erheblich senken, da sie lokal emissionsfrei sind, was insbesondere für dicht besiedelte urbane Gebiete mit hoher Luftverschmutzung (z. B. NO_x) wichtig ist. Insbesondere im öffentlichen Verkehr kann die Verwendung von Wasserstoff aufgrund des zentralisierten Managements und der Tankinfrastruktur öffentlicher Flotten früher umgesetzt werden als im privaten Personenverkehr. Weltweit sind daher Brennstoffzellenbusse bereits im Einsatz (fuelcellbuses 2020) und es wird erwartet, dass sich die Gesamtbetriebskosten im nächsten Jahrzehnt um fast 50 % senken (Deloitte 2020). Außerdem bietet die Clean Vehicle Directive einen Anreiz zur Anschaffung von Wasserstoffbussen.

Luftverkehr

Die Luftfahrt stellt eine Reihe spezifischer Anforderungen an Treibstoffe, sodass diese eine hohe volumetrische Energiedichte (Energieinhalt pro Volumen) und eine hohe gravimetrische Energiedichte (Energieinhalt pro Masse) mit einer guten Speicherfähigkeit kombinieren müssen. Wasserstoff kann dabei gegenüber dem Batterieantrieb eine bessere Energiedichte vorweisen, weswegen er für Kurzstreckenflugzeuge durch Brennstoffzellenantrieb verwendet werden kann (z. B. Go4Hy2-Vorhaben für Passagierflugzeug für bis zu 4 Personen). Dennoch wäre die direkte Nutzung von Wasserstoff für Langstreckenflüge aufgrund des hohen Platzbedarfs der Wasserstofftanks ungeeignet. Synthetische Flugkraftstoffe bieten dagegen eine potenziell einfachere Option zur schnellen Defossilisierung. Als Anreiz müssen so ab 2026 in Deutschland mindestens 0,5 % des Flugkraftstoffes aus PtL-Kerosin bestehen, was jährlich rund 50.000 Tonnen entspricht. 2030 steigt die Beimischungsquote auf 2 %. Für die Herstellung von E-Fuels per Fischer-Tropsch-Synthese wird neben Wasserstoff auch Kohlenstoff benötigt. Wird Biowasserstoff durch Dampfreformierung hergestellt, geht die Kohlenstoffquelle an dieser Stelle verloren und muss später an der E-Fuels-Anlage wieder hinzugefügt werden, sodass Biowasserstoff zur Erzeugung von PtL-Kraftstoffen nur im Kontext eines Synthesegases genutzt werden sollte (Fraunhofer ISI und Fraunhofer ISE 2019). Im derzeitigen Revisionsvorschlag der RED II ist zudem eine Unterquote für RFNBOs vorgesehen, weswegen die Luftfahrt eher mit Elektrolysewasserstoff beliefert werden wird.

Derzeit ist der Einsatz von Wasserstoff im Luftverkehr noch auf kleinere Demonstrationsprojekte und Machbarkeitsstudien beschränkt. Atmosfair plant z. B. den Regelbetrieb ihrer Anlage für das erste Quartal 2022 (Atmosfair 2021).

Schifffahrt

Auf den maritimen Sektor entfallen ca. 5 % des globalen Ölbedarfs. Die internationale Schifffahrt ist für 2,5 % der globalen energiebedingten CO₂-Emissionen verantwortlich, wobei vor allem der Verbrauch von Schwerölen negative Auswirkungen auf die Luftqualität hat (IEA 2019). Wasserstoff und seine Derivate sind dabei eine vielversprechende Option, um den Sektor zu defossilieren, da batterieelektrische Antriebe in diesem Sektor eher ungeeignet sind.

Komprimierter Wasserstoff hat bei 700 bar nur 15 % der volumetrischen Energiedichte von Diesel, was zu einem größeren Bedarf an Speicherplatz für Kraftstoff an Bord führen würde (Schlapbach und Züttel 2001). Daher könnte komprimierter oder flüssiger Wasserstoff nur für kleinere Schiffe durch die Verwendung von Brennstoffzellen in Frage kommen, die häufig Zugang zu Tankstationen haben. Wasserstoffderivate wie Ammoniak, Methanol, LOHC und synthetischer Diesel stellen jedoch Optionen mit einer höheren Energiedichte dar und benötigen dementsprechend weniger Platz für die Kraftstofftanks. Ammoniak kann in Brennstoffzellen oder direkt in Verbrennungsmotoren verwendet werden. Derzeit befinden sich diese Technologien jedoch noch in der Forschung oder im Demonstrationsmaßstab. Ausnahme stellt dabei Methanol dar. Zwischen Deutschland und Schweden wird beispielsweise schon jetzt eine große Passagier- und Autofähre teilweise mit Methanol betrieben (Line 2021).

Schienerverkehr

In Deutschland sind nur 60 % des Schienenverkehrs elektrifiziert, während der restliche Teil des Personennahverkehrs und des Güterverkehrs immer noch auf Dieselmotoren angewiesen sind, da eine Elektrifizierung durch Oberleitungen nicht rentabel ist (BMVi 2018).

Für weniger frequentierte Bahnstrecken oder für Infrastrukturen in denen eine direkte Elektrifizierung nicht wirtschaftlich ist, sind brennstoffzellenbetriebene Züge eine sinnvolle Alternative. Aufgrund der höheren Effizienz sowie der geringeren Wartungskosten könnten wasserstoffbetriebene

Brennstoffzellenzüge bis zu 25 % der Kosten einsparen, die derzeit für den Betrieb von Dieselfahrzeugen anfallen (BMVi 2018). Derzeit gibt es bereits einen Wasserstoff-Brennstoffzellenzug der Geschwindigkeiten von bis zu 140 km/h und eine Reichweite von ca. 1.000 km erreicht (Alstom 2018).

Die Energienachfrage von dieselbetriebenen Zügen beläuft sich derzeit auf 264 Mio. Liter Diesel im Schienenpersonenverkehr und 148 Mio. Liter Diesel im Schienengüterverkehr pro Jahr (Abbildung 28). Eine vollständige Substitution aller dieselbetriebenen Züge durch Brennstoffzellenzüge würde zu einer jährlichen Wasserstoffnachfrage von rund 120.000 t (4 TWh) Wasserstoff führen (dena 2018c).

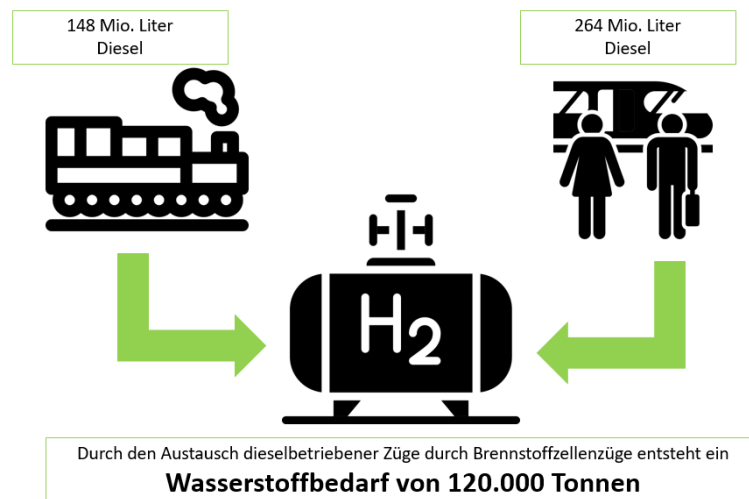


Abbildung 28 Wasserstoffbedarf im Schienenverkehr (dena 2018c)

5.4. Transport von Wasserstoff

Die Idee der Biowasserstofferzeugung an Biogasanlagen begann mit der Idealvorstellung, dass sich die Abnehmer den Biowasserstoff selber an der Biogasanlage abholen oder der Biowasserstoff direkt dort genutzt wird, wo er erzeugt wird, wodurch keine Energie für einen längeren Transport aufgewendet werden muss. Eine dezentrale Nutzung ist dadurch definiert, dass eine räumliche Nähe zwischen Erzeugungsanlage und Verbraucher bzw. zwischen Energieträgerinput (z. B. Biogasanlage) und Erzeugungsanlage besteht (dena 2022).

Biowasserstoff kann im regionalen Kontext dabei insbesondere in folgenden Fällen verwendet werden:

- ≡ Versorgung des ÖPNV oder örtlicher Logistik- und Entsorgungsunternehmen
- ≡ Betriebstankstellen (insb. für kommunale (Nutz-)Fahrzeuge)
- ≡ Industrielle Direktverbraucher, die geringe Mengen einsetzen und nicht über eine leitungsgebundene Versorgung verfügen.

Ist eine dezentrale Nutzung nicht möglich, werden aktuell die Beimischung von Biowasserstoff in das Erdgasnetz oder die Einspeisung in extra für Wasserstoff angelegte oder umgerüstete Leitungen diskutiert. Auch ein fahrzeuggebundener Transport via LKW, Schiff oder Zug ist möglich. Tabelle 18 zeigt dabei eine Übersicht über die möglichen Transporttechnologien für gasförmigen Wasserstoff und deren übliche Transportdistanzen. Inwieweit eine Pipeline zum Transport von Wasserstoff genutzt werden kann, hängt dabei stark vom Wasserstoffdurchsatz ab (Emcel 2019).

Tabelle 18 Überblick der Transporttechnologien und Distanzen für den Transport von Wasserstoff (dena und ARGE 2021))

	Langstreckentransport		Kurzstreckentransport		
Technologie	Pipeline	Schiff	Pipeline	LKW	Zug
Distanz	~ 2.000 km	> 3.000 km	< 500 km	< 500 km	< 1.000 km

5.4.1. Leitungsgebundener Transport

Grundsätzlich ist beim leitungsgebundenen Transport zukünftig von zwei Trends auszugehen:

- ≡ Aufbau eines separaten Wasserstoff-Transportnetzes parallel zum existierenden Erdgasnetz
- ≡ Ein weiterhin auf Methan beruhendes Netz, in dem Erdgas nach und nach durch synthetisches Methan und Biomethan ersetzt und teilweise Wasserstoff beigemischt wird.

Auf diese beiden Trends wird im Folgenden genauer eingegangen.

Beimischung in das Erdgasnetz

Auf Verteilnetzebene ist kurz- und mittelfristig eine Beimischung von Wasserstoff möglich. Derzeit sind bis zu 10 vol.-% Wasserstoffbeimischung in vielen Ortsnetzen zulässig.¹² Im Jerichower Land in Sachsen-Anhalt wird derzeit in einem Innovationsvorhaben die Beimischung von 20 vol.-% Wasserstoff getestet (BDEW 2021). Eine Beimischung von bis zu 20 vol. % Wasserstoff hat jedoch eine relativ geringe CO₂-Reduktion zur Folge. Aufgrund der geringeren volumenbezogenen Energiedichte von Wasserstoff (0,003 kWh/l unterer Heizwert), erreicht Wasserstoff in dieser Beimischung nur 7 bis 8 % der Energie im Gasgemisch (IEA 2019). Das bedeutet, dass zur Versorgung der Gasverbraucher mit gleicher Energiemenge ein größeres Gasvolumen notwendig sein wird. Weitere Herausforderungen durch Beimischungen von Wasserstoff sind, dass ältere Gasendgeräte in Haushalten teilweise nur bis zu 10 vol.-% Wasserstoff verträglich sind und auch manche Pipelines höheren Beimischungsverhältnissen nicht standhalten können. Für den Einsatz von höheren Beimischungsanteilen müssen langfristig neue Endgeräte wie Wasserstoffkessel oder Brennstoffzellenheizgeräte integriert oder Gasgeräte umgerüstet werden, indem die modulare Brennkammer und Elektronik angepasst werden. Schwankungen in der Gasbeschaffenheit können außerdem Probleme in einigen Industrieprozessen, wie bspw. der Keramik- und Glasindustrie hervorrufen und Messungenauigkeiten bei Gaszählern verursachen.

Aufbau eines Wasserstoffnetzes

Bereits heute gibt es reine Wasserstoffpipelines in kleinerem Umfang. Sie finden hauptsächlich in der (petro-)chemischen und Düngemittelindustrie seit Jahren lokal oder regional Anwendung (H2tools 2016). Abbildung 29 ff. visualisieren diese derzeitig vorhandenen Wasserstoffleitungen in Deutschland innerhalb der drei wichtigsten Wasserstoffcluster Deutschlands.

¹² Die derzeitige Beimischung von Biomethan im Erdgasnetz beträgt derzeit ca. 1 %, wobei das Erdgasnetz ohne Einschränkungen auch 100 % Biomethan transportieren könnte.

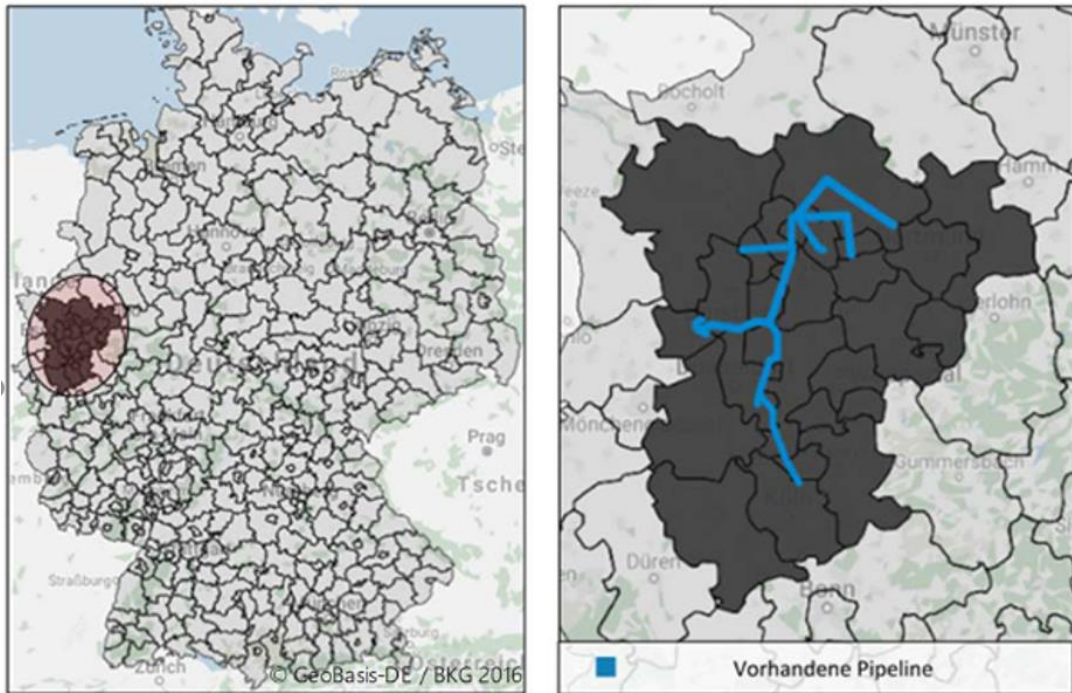


Abbildung 29 Lage des Clusters Ruhrgebiet und vorhandene Wasserstoffinfrastruktur (FfE 2019)

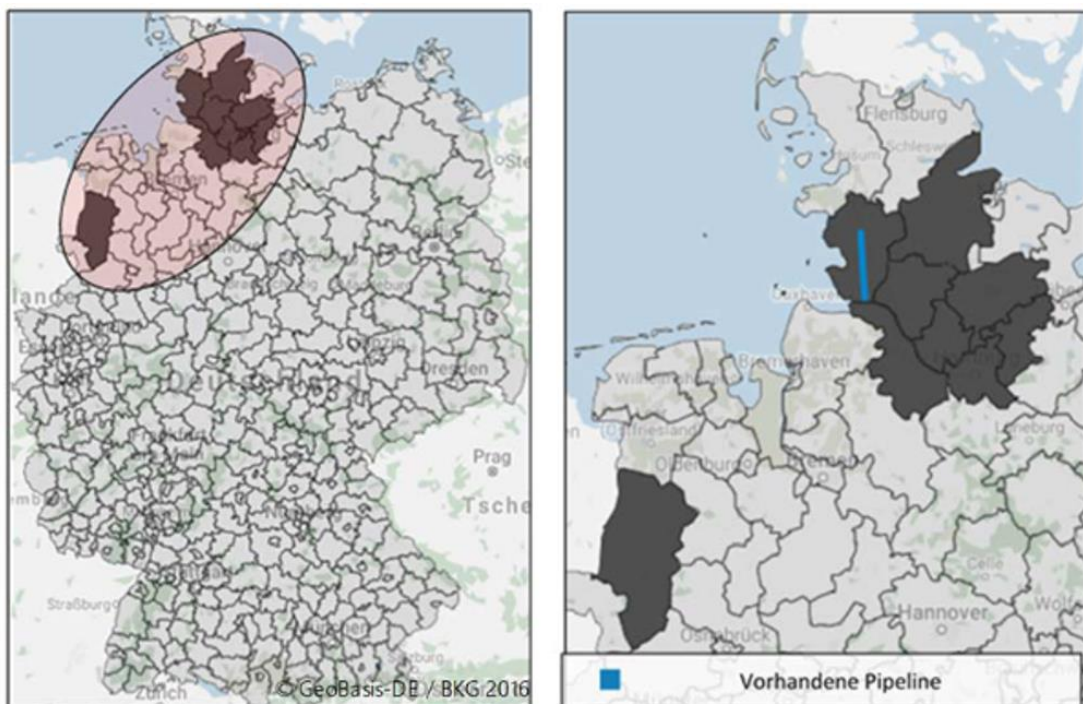


Abbildung 30 Lage des Clusters Unterelbe/Weser/Ems und vorhandene Wasserstoffinfrastruktur (FfE 2019)

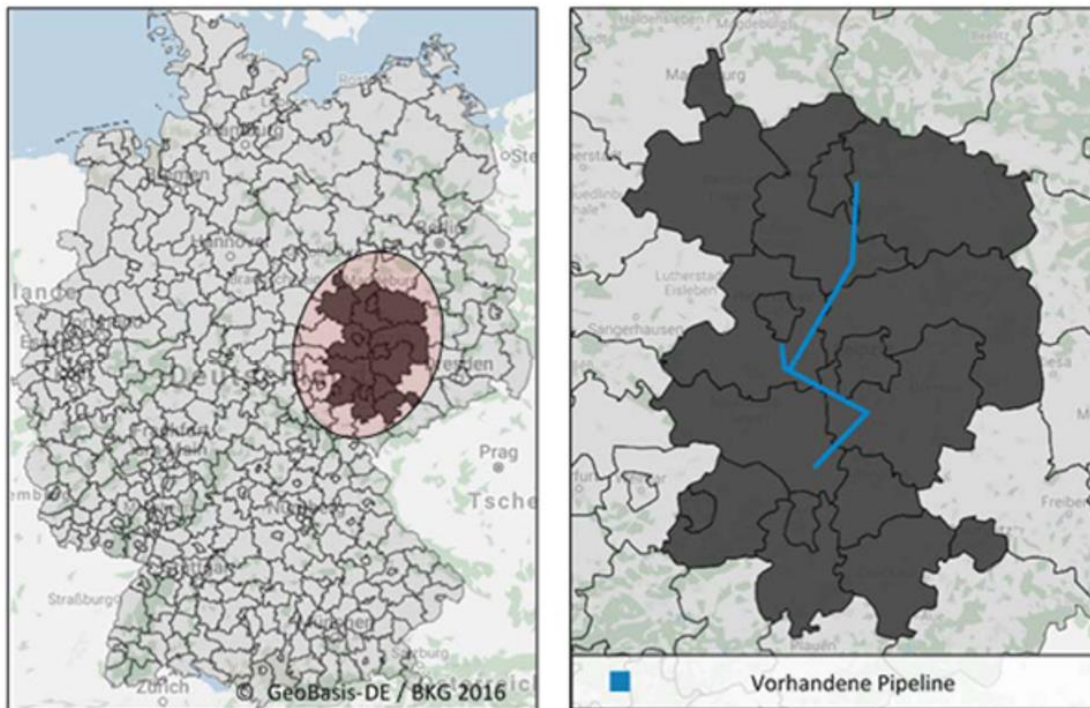
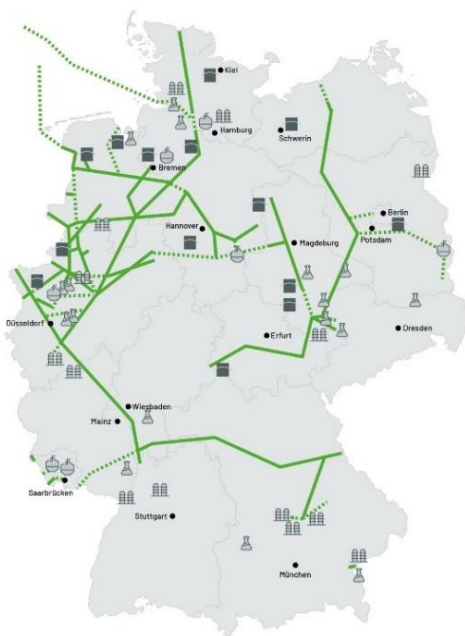


Abbildung 31 Lage des Clusters Mitteldeutsches Chemiedreieck und vorhandene Wasserstoffinfrastruktur (FfE 2019)

Zukünftig soll in Deutschland ein überregionales Wasserstoffnetz ausgebaut werden, welches in Abbildung 32 dargestellt ist. Das Wasserstoffnetz soll bis 2050 etwa eine Länge von 13.300 km erreichen, wobei über 80 % (11.000 km) der Leitungskilometer auf umgestellten Erdgasleitungen basieren. So kann das Wasserstofftransportnetz eine Energiemenge von 504 TWh (Heizwert) bereitstellen, bei einer Spitzenabnahme von rund 110 GWh/h Wasserstoff. Der Ausbau und die Umwidmung von Fernleitungen sollen dabei mit dem Aufbau eines „Hydrogen Backbones“ im Nordwesten Deutschlands bis 2030 beginnen, da dort die wirtschaftlichen und infrastrukturellen Gegebenheiten sehr gut sind und das Potenzial zur Produktion von EE-Strom für die Elektrolyse hoch ist. Bis 2040 soll sich das Transportnetz über Mitteldeutschland anschließen und sich letztendlich bis 2050 auch in Richtung Südosten Deutschlands entwickeln. Die in dem visionären Netz dargestellten Leitungen, verbinden Regionen mit hohem Aufkommen erneuerbarer Energien zur Wasserstoffherzeugung und wichtige Wasserstoffgroßverbraucher (Raffinerien, Stahlproduktion und chemische Industrie). Außerdem befinden sich in Reichweite des Wasserstoffnetzes vom Kohleausstieg betroffene Regionen, schon bestehende Wasserstoffnetze, ca. 80 % des deutschen Fahrzeugbestandes sowie ein Teil des nicht elektrifizierten Schienenverkehrs, Kavernenspeicherstandorte für die potenzielle Nutzung als Wasserstoffspeicher und große Ballungsräume, in welchen Wasserstoff durch regionale Verteilnetze im Wärmesektor eingesetzt werden kann.

H₂-Netz 2030



H₂-Netz 2050

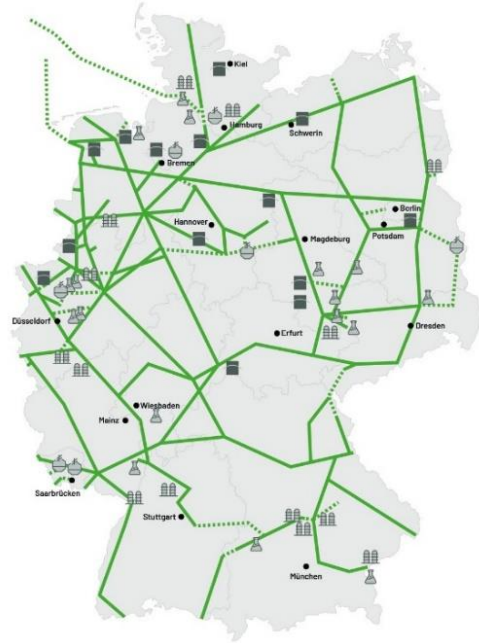


Abbildung 32 Visionäres Wasserstoffnetz (FNB Gas 2021)

Die Investitionskosten bis zum Jahr 2050 belaufen sich auf etwa 18 Mrd. Euro, wobei keine Kosten zur Umstellung von Speicherinfrastruktur, für Offshore-Leitungen oder Leitungen für die Anbindung einzelner Erzeugungsanlagen und zu einzelnen Verbrauchern berücksichtigt wurden. Dass über 80 % des Wasserstoffnetzes auf umgestellten Erdgasleitungen basiert, macht deutlich, dass eine Neuinstallation sehr kostenintensiv ist. Die Kosten für die Umwidmung von Erdgas/Biogasleitungen liegen bei ca. 10 bis 35 % der Kosten für den Neubau von Wasserstoffpipelines (SH-Ministerium 2021), abhängig von den örtlichen Gegebenheiten und dem Durchmesser der Pipeline (Abbildung 33).

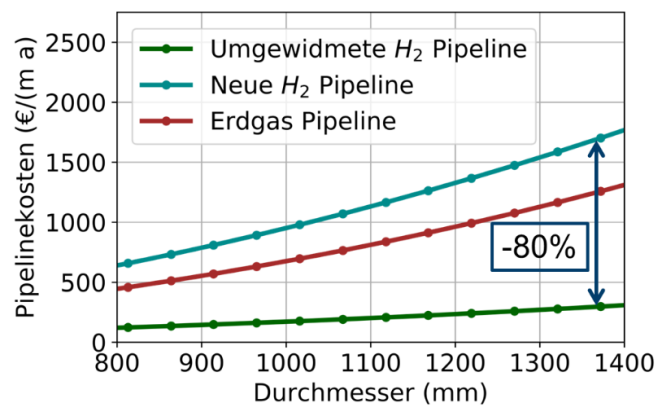


Abbildung 33 Pipelinekosten für umgewidmete Erdgasleitungen und für den Neubau von Wasserstoffpipelines (Jacobs et al. 2020)

Das Verteilnetz besteht in Deutschland zu über 60 % aus Kunststoffleitungen, welche nicht anfällig für Wasserstoffversprödung sind. Dadurch, dass hier auch geringere Betriebsdrücke herrschen, sind auch bestehende Stahlrohre weniger wasserstoffversprödungsgefährdet als im Transportnetz. Dieses besteht in Deutschland aus mehreren parallelen Stahlrohren pro Pipeline, wobei hohe schwankende Betriebsdrücke vorherrschen. Dadurch ist das Transportnetz anfällig für Wasserstoffversprödung. Außerdem werden die Transportkapazitäten¹³ durch Wasserstoff gemindert. Beim Neubau von Wasserstoffleitungen sind diese Herausforderungen durch eine Überdimensionierung der Rohrwandstärke sowie die Verwendung nicht versprödungsgefährdeter Materialien (wie z. B. kohlenstofffreie Stähle und Aluminium) zu kompensieren. Die Transportkapazitätsminderung kann durch Radial- oder Kohleverdichter, höhere Verdichtungsleistungen und überdimensionierte Leitungsquerschnitte gelöst werden. Beim Umbau von Wasserstoffleitungen kann die Rohr-in-Rohr Technik verwendet werden, indem das Innenrohr dann bspw. aus Aluminium besteht. Aber auch die Rohrinnenwand kann mit Zink oder Aluminium beschichtet werden, um der Wasserstoffversprödung entgegenzuwirken. Bei der Umwidmung werden die Erdgasleitungen auf quasi-statische Betriebsweisen umgestellt und eventuell eine Druckabsenkung vorgenommen. Es bedarf hier jedoch zusätzlich eines stärkeren Monitorings, um Versprödungserscheinungen sowie Alterungserscheinungen bei Ventilen und Dichtungen frühestmöglich zu erkennen und darauf reagieren zu können.

Ab 2025 könnten die ersten Erdgasleitungen auf Verteilnetzebene auf 100 % Wasserstoff umgestellt werden. Danach können sich Wasserstoffhersteller an diese anschließen lassen. Dabei ist es egal was für ein Wasserstoff eingespeist wird, solange eine Reinheit von mind. 98 % nach DVGW erfüllt ist.

Lokale Verteilnetze sind jedoch auch immer möglich, wenn Produktions- und Nutzungsstandort nicht weit voneinander entfernt sind. Es handelt sich hier um einen sehr lebendigen und volatilen Markt, sodass die standortspezifischen Bedingungen überall anders sein können. Wasserstoffherzeuger müssen im Bereich der Verteilnetze selbst die Kosten übernehmen, weswegen sich kleine Absatzmengen nicht lohnen. Zu beachten ist außerdem, dass auch Kosten für eine Aufbereitung nach Ausspeisung aus dem Netz anfallen können. Biogasanlagen verfügen häufig bereits über eine eigene Infrastruktur. Dies kann ein Anschluss an das Erdgasnetz, an ein Nahwärmenetz oder eine Mikrogasleitung zu einem Satelliten-BHKW sein. Für die leitungsgebundene Versorgung durch Biowasserstoff gibt eine Bestandsanalyse meist Aufschluss über die besten Optionen, welche folgende sein können:

- ≡ Der Neubau von Wasserstoffleitung und damit verbunden die Wasserstoffproduktion auf Biogasanlagenseite.
- ≡ Der Transport von Biogas über eine vorhandene Mikrogasleitung und Wasserstoffproduktion auf Endkundenseite.
- ≡ Die Einspeisung von Biomethan ins Erdgasnetz und massenbilanzielle Wasserstoffproduktion auf Endkundenseite.

5.4.2. Fahrzeuggebundener Transport

Abseits von Pipelines kann gasförmiger Wasserstoff auch durch Schiffe, Züge¹⁴ oder LKW transportiert werden. Hierfür wird der Wasserstoff am Ort der Erzeugung komprimiert und in Speichertanks zwischengelagert. Diese Tanks sind dabei oftmals Druckflaschentrailer, sodass der Wasserstoff nicht noch einmal umgeladen werden muss und direkt mit LKW transportiert werden kann. Auch ein

¹³ Bei gleichem Druckverlust und 3-fachem Volumenstrom in der Pipeline beträgt der Energiefluss von Wasserstoff nur 80 % des Energieflusses von H-Gas.

¹⁴ Innerhalb des Zugverkehrs gibt es derzeit noch keine zugelassenen Transportbehälter für Wasserstoff.

Primärkompressor, der bei der Belieferung von Tankstellen per Pipeline erforderlich ist, entfällt bei der Anlieferung per Trailer.

In automobilen Anwendungen können die Drücke bei der Speicherung von komprimiertem Wasserstoff in speziellen Hochdruckflaschen bis zu 700 bar erreichen (TÜV SÜD). So lässt sich die Energiedichte auf ca. 1,2 kWh/l steigern (Atmosphärendruck von Wasserstoff: 0,003 kWh/l). Flüssige Energieträger wie Kerosin liefern als Vergleich bis zu 9,7 kWh/l Energie, also die achtfache Energiedichte von gasförmigem Wasserstoff bei 700 bar (Mertens et al. 2020). Druckflaschentrailer mit einem maximalen Druck von 200 bar können dabei ungefähr 530 kg Wasserstoff pro Trailer transportieren. Bei 700 bar steigt die Transportkapazität auf 950 kg Wasserstoff.

Aufgrund der eher geringen volumetrischen Energiedichte von gasförmigem Wasserstoff ist ein Langstreckentransport durch LKW ineffizient. Der fahrzeuggebundene Transport ist vor allem für kurze Strecken und kleine Wasserstoffmengen attraktiv. Dennoch ist der Transport ein hoher Kostenfaktor, sodass zusätzliche Speicherkosten entstehen (Kapitel 4.2.4).

Durch einen speziellen Kugelspeicher LKW, welcher gleichzeitig als mobile Tankstelle dient, können die Kosten mehr als halbiert werden. Hierbei können intelligente Logistikketten entstehen, die Abnehmer mit wenigen LKW, Bussen oder Gabelstaplern versorgen können. Benötigt werden dafür lediglich zwei dieser Kugelspeicher Trailer, sodass ein Speicher beim Kunden zum Tanken bleiben kann, während der andere betankt wird. So können pro LKW Ladung 300 kg bei 900 bar Wasserstoff vertankt werden. Da es sich hier eher um kleine Mengen handelt, ist dieses Verfahren gut für Biowasserstoff geeignet. Die THG-Emissionen für den Transport sind abhängig vom gewählten Transportfahrzeug und der Entfernung, fallen dabei aber nicht allzu sehr ins Gewicht. Der Einsatz von extra geschultem Personal für Transport wird dabei auch nicht als Hürde gesehen.

Wasserstoff kann für längere Strecken auch in flüssiger Form transportiert werden, wenn er auf Temperaturen von -253°C abgekühlt wird. So kann aufgrund der höheren Energiedichte eine deutlich höhere Transportkapazität realisiert werden, sodass pro Trailer ca. 3.300 kg Wasserstoff in flüssigem Zustand transportiert werden könnten. Die wesentlich niedrigeren Temperaturen von verflüssigtem Wasserstoff im Vergleich zu LNG (ca. -160°C) machen dabei den Transport von verflüssigtem Wasserstoff technisch anspruchsvoller und überwiegend unwirtschaftlich. Innerhalb der Schifffahrt gibt es jedoch bereits einen Tanker namens Suiso Frontier, welcher 116 m lang ist und bis zu 1.250 m^3 flüssigen Wasserstoff transportieren kann.

Auch durch chemische Umwandlung in Ammoniak oder Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC) hat Wasserstoff einen flüssigen Aggregatzustand und könnte in größeren Mengen zwischengespeichert oder über längere Strecken ab 200 km transportiert werden. Wasserstoff in Ammoniak oder LOHC umzuwandeln, ist dabei nur ratsam, wenn dieser letztendlich auch in dieser Form genutzt werden soll. Die Herausforderung besteht hierbei in zwei zusätzlichen chemischen Prozessen. Die dena Leitstudie sieht dabei vor, Wasserstoff in Form von Ammoniak in großen Mengen aus ausländischen Standorten mit guten Bedingungen zur Produktion zu importieren.

5.5. Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Im Folgenden soll die Wirtschaftlichkeit zur Aufbereitung von Biowasserstoff durch Biogasanlagen sowie die Vermarktung in verschiedenen Sektoren betrachtet werden.

5.5.1. Verkehr

Um beurteilen zu können ab welcher Größe die Aufbereitung von Biowasserstoff für Biogasanlagen wirtschaftlich ist, wird im Folgenden auf die Vermarktung des Biowasserstoffs im Verkehr durch die THG-Quote eingegangen. Dabei wurde als Technologie die Dampfreformierung von Biogas gewählt, da sie am ehesten als marktverfügbar eingeschätzt wird. Die Kosten für den Dampfreformer variieren dabei je nach Größe der Biogasanlage (Tabelle 19). Der Übersicht halber werden die repräsentativen Biogasanlagengrößen 250 kW_{el}, 500 kW_{el} und 800 kW_{el} betrachtet. Hinzu kommen Kosten für die Errichtung einer Wasserstofftankstelle. Solange sich die Tankstelle in unmittelbarer Nähe der Biogasanlage befindet, entfallen Transport- und Speicherkosten.

Wasserstoff aus biogenen Quellen soll ab dem 1. Juli 2023 auf die Mindestquote für fortschrittliche Biokraftstoffe und die THG-Quote anrechenbar sein, wenn er aus Rest- und Abfallstoffen besteht (gemäß Teil A, Annex IX RED II). Werden demnach in einer Biogasanlage die Einsatzstoffe gemischt (z. B. 70 % Gülle und 30 % NawaRo), kann nur der Gülleanteil in der THG-Quote vermarktet werden. Daher werden für diese Biogasanlagen auch kleinere Dampfreformer eingesetzt. Der NawaRo-Anteil würde weiterhin das vor-Ort BHKW mit Strom und Wärme versorgen. Der wirtschaftliche Teil der 30 % NawaRo, wird daher in dieser Berechnung nicht weiter betrachtet. Auch hier variieren die Gesteungskosten des Biogases je nach Größe der Biogasanlage und des eingesetzten Substrats.

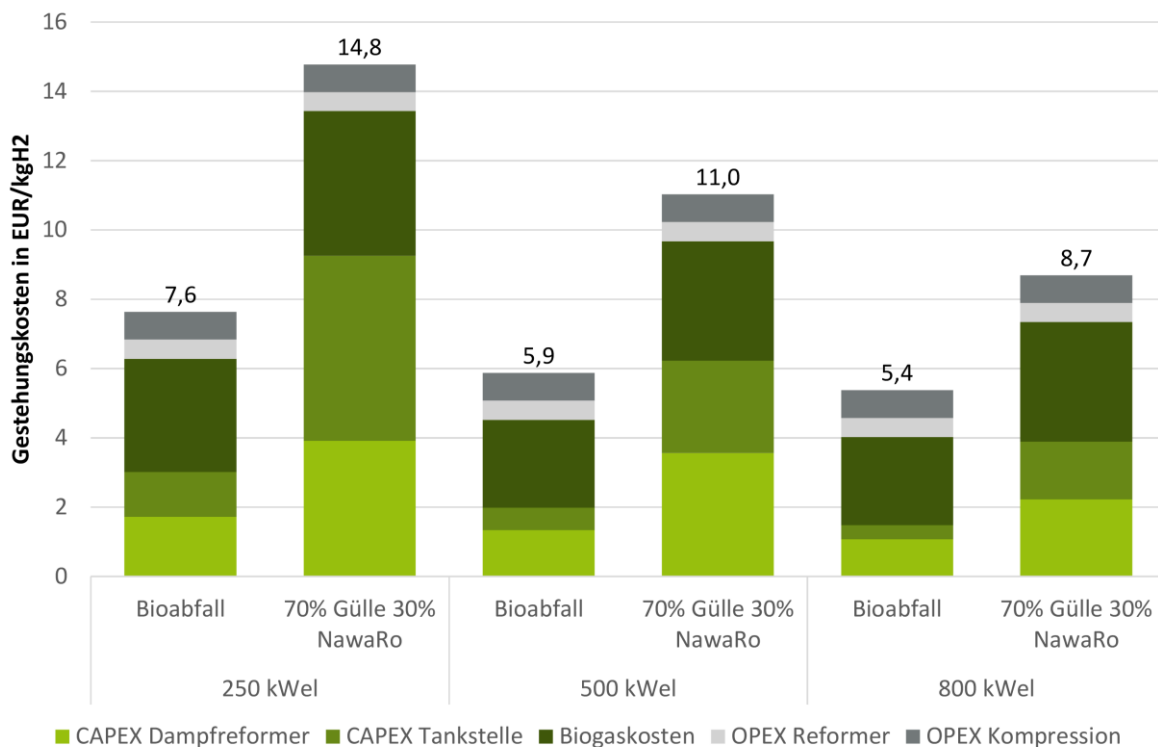
Es ist zu betonen, dass die Gesteungskosten für die Aufbereitung von Biowasserstoff aus den Kostenanteilen aus Tabelle 19 stark projektabhängig sind und von den örtlichen Gegebenheiten sowie der Gasqualität abhängen. Die aufgeführten Preise und Kosten dienen daher als Richtwert.

Tabelle 19 Gesteungskosten für Biowasserstoff

	Kosten	Einheit	Quelle
Investitionskosten für den Reformer für 100 % Bioabfall			BtX Energy
Für eine 250 kW _{el} Biogasanlage (Reformergröße 400 kW)	2	Mio. EUR	
Für eine 500 kW _{el} Biogasanlage (Reformergröße 500 kW)	3,1	Mio. EUR	
Für eine 800 kW _{el} Biogasanlage (Reformergröße 800 kW)	4	Mio. EUR	
Investitionskosten für den Reformer für 70 % Gülle			BtX Energy
Für eine 250 kW _{el} Biogasanlage (Reformergröße 100 kW)	1,1	Mio. EUR	
Für eine 500 kW _{el} Biogasanlage (Reformergröße 100 kW)	1,1	Mio. EUR	
Für eine 800 kW _{el} Biogasanlage (Reformergröße 400 kW)	2	Mio. EUR	
Betriebskosten für Reformer	0,55	EUR/kg _{H2}	BtX Energy
Investitionskosten für eine Wasserstofftankstelle	1,5	Mio. EUR	BtX Energy
Betriebskosten der Tankstelle (Kompressor)	0,8	EUR/kg _{H2}	BtX Energy
Gesteungskosten Biogas aus Bioabfall			
Für eine 250 kW _{el} Biogasanlage	5,4	ct/kWh	DBFZ 2020
Für eine 500 kW _{el} Biogasanlage	4,2	ct/kWh	DBFZ 2020

In einer 800 kW _{el} Biogasanlage	4,2	ct/kWh	DBFZ 2020
Gestehungskosten Biogas aus 70 %(m/m) und Gülle 30 %(m/m) NawaRo			
In einer 250 kW _{el} Biogasanlage	6,9	ct/kWh	DBFZ 2020
In einer 500 kW _{el} Biogasanlage	5,7	ct/kWh	DBFZ 2020
In einer 800 kW _{el} Biogasanlage	5,7	ct/kWh	DBFZ 2020

Abbildung 34 visualisiert die Biowasserstoffgestehungskosten aus Biogas per Dampfreformierung innerhalb der festgelegten Anlagengrößen. Es werden dabei zum einen Anlagen betrachtet, die 100 % Bioabfall einsetzen und zum anderen Anlagen die ein Mischverhältnis von 70 %(m/m) Gülle und 30 %(m/m) NawaRo verwenden. In letzterem Fall wird nur das Biogas aus dem Gülleanteil in Biowasserstoff umgewandelt, um ihn auf die THG-Quote anrechnen zu können. Aufgrund der geringen Methanerträge von Gülle im Vergleich zu NawaRo, werden aus 70 % massenbezogenen Gülleanteil nur ungefähr 25 % der Energie generiert. Daher sind die Investitionskosten für den Dampfreformer und die Tankstelle im Fall der 250 kW_{el} Biogasanlage mit den Einsatzstoffen Gülle/NawaRo besonders hoch, auch wenn hier für die 250 kW_{el} Biogasanlage nur ein 100 kW Dampfreformer eingesetzt wird. Mit steigender Größe der Anlagen, sinken jedoch auch die CAPEX für Dampfreformer und Tankstelle.



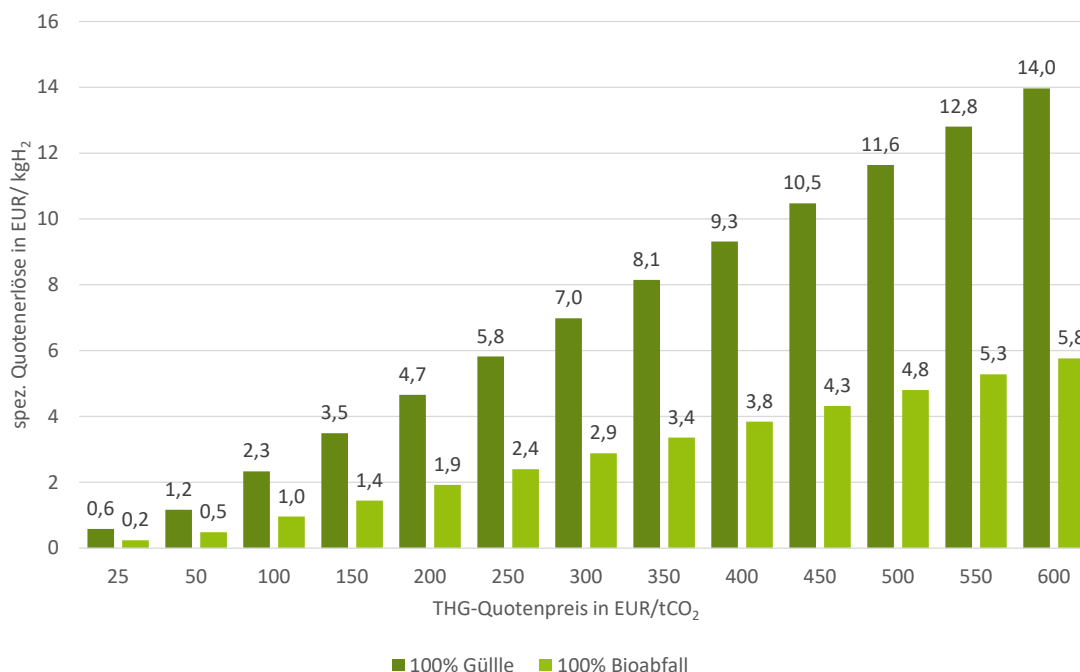
©dena 2022

Abbildung 34 Biowasserstoffgestehungskosten aus Biogas per Dampfreformierung

Der wirtschaftlich treibende Faktor dieses Geschäftsmodells sind die THG-Quotenerlöse aus dem Verkauf von Wasserstoff. Die Quotenerlöse unterscheiden sich nach den eingesetzten Substraten der Biogasanlage und sind ebenfalls abhängig von dem THG-Quotenpreis. Wird die Biogasanlage mit Abfall- und Reststoffen gefüttert, zählt der Kraftstoff zu den fortschrittlichen Biokraftstoffen. Bei Übererfüllung

können diese im Rahmen der THG-Quote doppelt angerechnet werden. Es ist davon auszugehen, dass ein Premium für fortschrittliche Kraftstoffe in der THG-Quote gezahlt wird, insbesondere im Bereich der Übererfüllung. Dies ist aktuell bereits im Markt zu beobachten. Die Quotenpreise lagen 2019 relativ stetig zwischen 150 und 200 EUR/t_{CO2}. Mit Anhebung der THG-Quote von 4 auf 6 % ist die Nachfrage deutlich gestiegen und die Quotenpreise lagen zwischenzeitlich bei bis zu 400 EUR/t_{CO2}. Aufgrund eines geringeren Kraftstoffverbrauchs in 2020, bedingt durch die pandemische Lage, sind die Preise auf ein Niveau von ca. 250 EUR/t_{CO2} im Dezember 2021 zurückgefallen (eQuota 2021). Derzeit ist jedoch davon auszugehen, dass in den Folgejahren die THG-Quotenpreise wieder steigen werden und auf einem stabil hohen Niveau bleiben.

Abbildung 35 zeigt die spezifischen Quotenerlöse für Gülle und Bioabfall als Einsatzstoff in Abhängigkeit des THG-Quotenpreises.

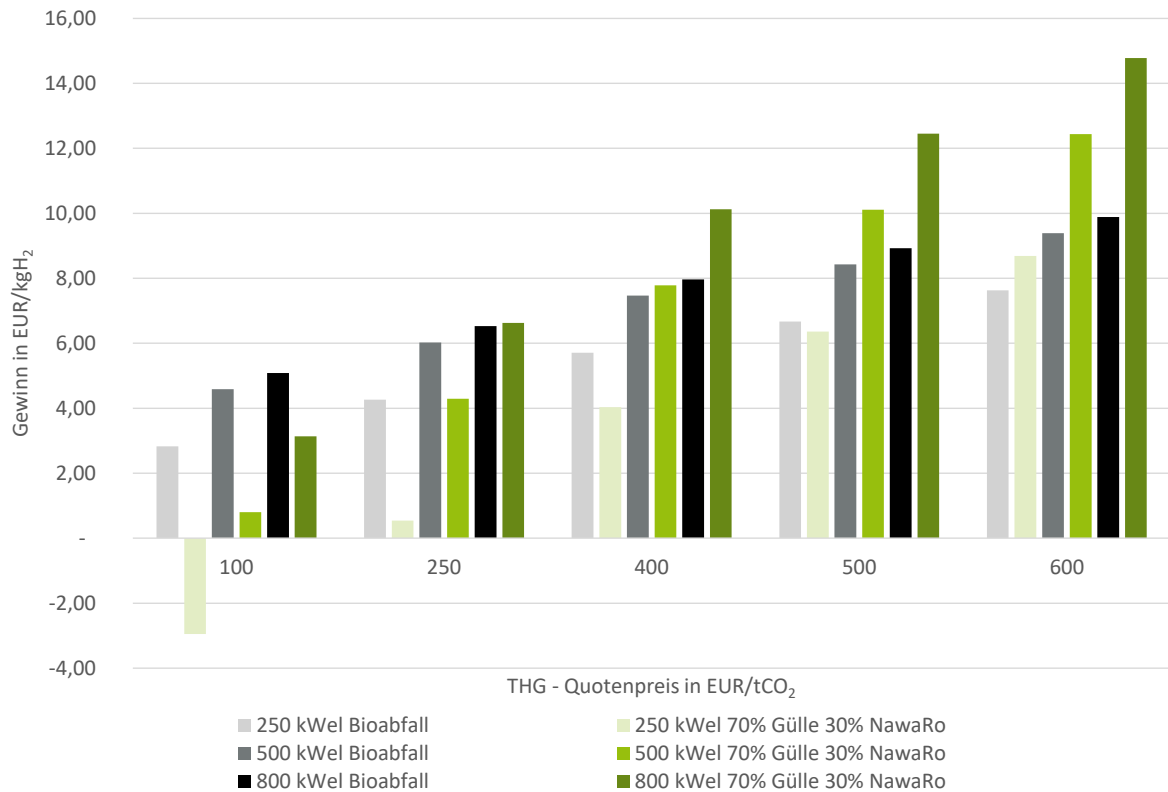


©dena 2022

Abbildung 35 Spezifische Quotenerlöse für Biowasserstoff aus Biogas

Abhängig von den eingesetzten Substraten definiert die RED II Standardwerte für die durchschnittliche Treibhausgasintensität des erzeugten Biogases, bzw. den daraus gewonnenen Wasserstoff. Für die Berechnung wurden für 100 % Gülleinsatz -100 g_{CO2-Äq./MJ} und für den Einsatz von 100 % Bioabfall 14 g_{CO2-Äq./MJ} angesetzt. Diese Werte werden von dem Referenzwert 94,1 g_{CO2-Äq./MJ} abgezogen und anschließend mit dem Heizwert multipliziert. Als Ergebnis erhält man spezifische anrechenbare THG-Emissionen, welche zusammen mit den THG-Quotenpreisen spezifische Quotenerlöse ergeben. Somit sind die spezifischen Erlöse besonders für Gülle als Einsatzstoff enorm.

Um den Gülleanteil und Bioabfälle als Kraftstoff in der THG-Quote zu vermarkten, wurde das Geschäftsmodell einer Hoftankstelle näher untersucht und eine Erlösrechnung erstellt. Der Gewinn für das Konzept der Hoftankstelle ergibt sich aus dem Tankstellenpreis von 9,5 EUR/kgH₂ (Shell 2021) und den spezifischen Quotenerlösen für die Einsatzstoffe Gülle und Bioabfall nach Abbildung 36 abzüglich der Gestehungskosten aus Abbildung 34.

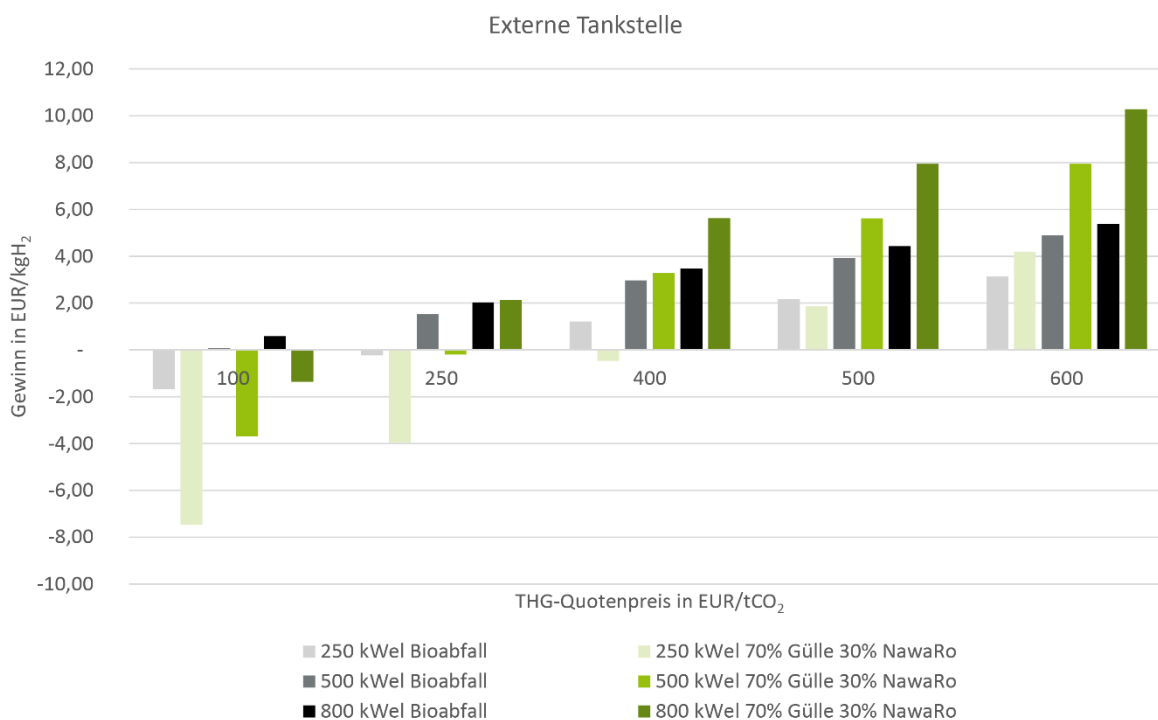


©dena 2022

Abbildung 36 Erlösrechnung für eine Hoftankstelle mit Biowasserstoff aus Biogas

Im Ergebnis können durch den Einsatz von Bioabfall bereits Gewinne ab einem THG-Quotenpreis von 100 EUR/t_{CO2} je nach Anlagengrößen zwischen 2,11 und 4,37 EUR/kg_{H2} generiert werden. Gülle erzielt bei gleichem Quotenpreis erst ab einer Anlagengröße von 500 kW_{el} Gewinne zwischen 0,8 und 3,14 EUR/t_{CO2}. Beim jetzigen Quotenpreis um die 250 EUR/t_{CO2} können alle Anlagenkonzepte mit einer Hoftankstelle Gewinne erzielen. Aufgrund der höheren THG-Einsparungen von Gülle, können mit steigendem THG-Quotenpreis (ab 500 EUR/t_{CO2}) auch höhere Gewinne für Gülle (ab einer Anlagengröße von 500 kW_{el}) als bei Bioabfall erzielt werden.

In der Regel befindet sich die Tankstelle jedoch nicht in unmittelbarer Nähe zur Biogasanlage, sodass der Biowasserstoff zwischengespeichert und zu einer externen Tankstelle geliefert werden muss. In diesem Fall, fallen zusätzlich Speicherkosten von 3 EUR/kg_{H2} und Transportkosten von 1,5 EUR/kg_{H2} an (Emcel 2021). Dadurch verändert sich die Rentabilität stark, wie Abbildung 37 zeigt. Beim Einsatz von Bioabfall können erst nennenswerte Gewinne (1,53 bis 2,03 EUR/kg_{H2}) ab einer Anlagengröße von 500 kW_{el} und dem derzeitigen Quotenpreis von 250 EUR/t_{CO2} erreicht werden. Bei diesem Quotenpreis erreicht die Biogasanlage mit dem Gülleinsatz erst ab einer Größe von 800 kW_{el} Gewinne (2,13 EUR/kg_{H2}). Um demnach auch durch den Anteil von Gülle in kleineren Biogasanlagen Gewinne erwirtschaften zu können, ist ein weitaus höherer THG-Quotenpreis notwendig. Auch wenn die Gewinne insgesamt geringer ausfallen, wird auch hier sichtbar, dass aufgrund der höheren THG-Einsparungen von Gülle mit steigendem THG-Quotenpreis (ab 500 EUR/t_{CO2}) höhere Gewinne für Gülle (ab einer Anlagengröße von 500 kW_{el}) als bei Bioabfall erzielt werden können.

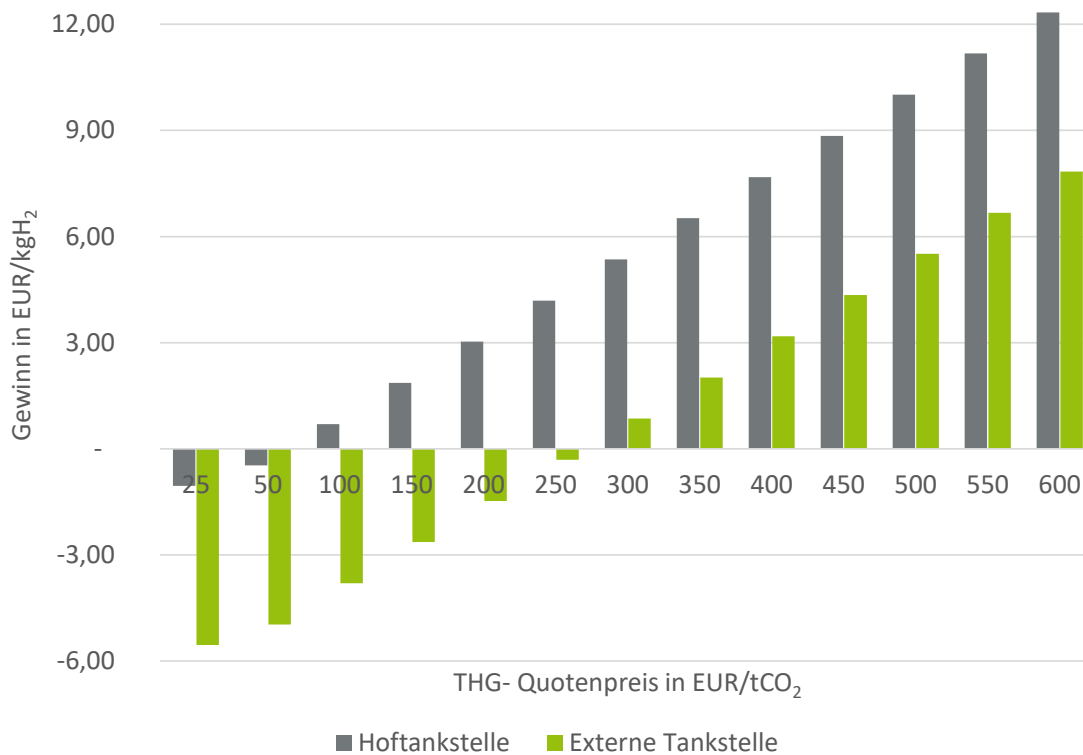


©dena 2022

Abbildung 37 Erlösrechnung für eine externe Tankstelle mit Biowasserstoff aus Biogas

Abschließend werden reine Gülleanlagen betrachtet, welche häufig nur kleine Anlagengrößen mit 75 kW_{el} besitzen. Diese spiegeln nur einen Bruchteil (7,6 %) ¹⁵ des Biogasanlagenbestandes wieder. Durch die hohen Quotenerlöse, die durch die Gülleverwertung erreicht werden, wird das Konzept der Hof-tankstelle hier schon bei Quotenpreisen ab 100 EUR/tCO₂ möglich, bei externen Tankstellen ab 250 bis 300 EUR/tCO₂ (Abbildung 38). Der wirtschaftliche Vorteil der Güllekleinanlagen gegenüber den 250 kW_{el}-Anlagen mit Mischsubstrat kommt daher, dass die Methanproduktion aus der reinen Gülle in der 75 kW_{el} mit 18,75 m³CH₄(i.N.)/h höher ist als der Methananteil aus Gülle der 250 kW_{el}-Anlage, welcher nur 15,12 m³CH₄(i.N.)/h erreicht. Das führt dazu, dass bei gleichen Investitionskosten höhere Durchsätze realisiert werden können. Die 75 kW_{el} kann so ca. 75 kg_{H2}/d produzieren, während es bei der 250 kW_{el} nur ca. 60 kg_{H2}/d sind. Außerdem sind die spezifischen Gestehungskosten des Biowasserstoffs für Güllekleinanlagen niedriger. Diese liegen bei Wasserstoff aus 75 kW-Gülleanlagen bei 11,1 EUR/kg_{H2} und bei der 250 kW-Biogasanlagen bei 14,78 EUR/kg_{H2}.

¹⁵ Ausgehend von 800 Güllekleinanlagen und insgesamt 10.551 Biogasanlagen.



©dena 2022

Abbildung 38 Erlösrechnung für Tankstellenkonzepte mit Biowasserstoff auf 75 kW-Anlagen mit 100 % Gülleinsatz

5.5.2. Industrie

Bei der stofflichen Verwendung von Wasserstoff gibt es derzeit keine direkte Förderung. Auch wenn der Einsatz von Wasserstoff keine Emissionen verursacht, entstehen bei der konventionellen Herstellung von grauem Wasserstoff durch Dampfreformierung THG-Emissionen. Diese Emissionen liegen bei 6,84 t_{CO2}-Äq/t_{H2} (EU-Verordnung Nr. 2021/447). Für diese Emissionen müssen innerhalb des europäischen Emissionshandels CO₂-Zertifikate erworben werden. Der Preis eines Zertifikats liegt im EU-ETS bei etwa 90 EUR/t_{CO2} (EEX 2022).

Durchschnittlich betragen die Gestehungskosten von grauem Wasserstoff 1,5 EUR/kg_{H2} (dena und ARGE 2021), was ihn günstiger als Elektrolysewasserstoff und Biowasserstoff macht (Gestehungskosten als Mittelwerte aus Kapitel 4.1 sowie eigene Berechnungen bezüglich des Biowasserstoffs aus Biomethan). Sowohl Elektrolysewasserstoff als auch Biowasserstoff können im ETS mit null Emissionen angerechnet werden. Um dennoch auf einem preislichen Niveau wie grauer Wasserstoff eingesetzt werden zu können, müsste der CO₂-Preis für Elektrolysewasserstoff aus PEM auf mindestens 455 EUR/t_{CO2} ansteigen (Tabelle 20). Für Biowasserstoff aus Biogasdampfreformierung müsste der CO₂-Preis auf mindestens 482 EUR/t_{CO2} steigen, für Biowasserstoff aus Biomethandampfreformierung auf mindestens 541 EUR/t_{CO2} und bei Biowasserstoff aus Vergasung von Lignocellulose sogar mindestens auf 877 EUR/t_{CO2}.

Tabelle 20 Benötigter CO₂-Preis zur Konkurrenzfähigkeit zu grauem Wasserstoff

	Grauer Wasserstoff aus Erdgasdampfreformierung	Grüner Wasserstoff aus PEM	Grüner Wasserstoff aus AEL	Biowasserstoff aus Biogasdampfreformierung	Biowasserstoff aus Biomethandampfreformierung ¹⁶	Biowasserstoff aus Vergasung von Lignocellulose	Biowasserstoff aus Fermentation von Lignocellulose
Gestehungskosten (EUR/kg)	1,5	4,61	5,83	4,8	5,2	7,5	47,1
CO ₂ Emissionen im ETS t _{CO₂-Äq} /t _{H₂}	6,84	0	0	0	0	0	0
Benötigter CO ₂ Preis zur Konkurrenzfähigkeit zu grauem Wasserstoff (EUR/t _{CO₂})		455	633	482	541	877	6.667

Es ist derzeit nicht zu erwarten, dass der CO₂-Preis auf die für den Biowasserstoff benötigten Preisniveaus ansteigen wird.

Anders sieht es jedoch aus, wenn die derzeitigen hohen Erdgaspreise betrachtet werden. So liegen die Gestehungskosten für grauen Wasserstoff laut dem (E-Bridge Consulting GmbH 2022) mit Stand 17.02.2022 bei 4,3 EUR/t_{H₂}. Bei solchen hohen Erdgaspreisen könnten grüner Wasserstoff aus PEM und Biowasserstoff aus Dampfreformierung gegenüber grauem Wasserstoff wirtschaftlich eingesetzt werden (Tabelle 21).

Tabelle 21 Benötigter CO₂-Preis zur Konkurrenzfähigkeit zu grauem Wasserstoff (hoher Erdgaspreis)

	Grauer Wasserstoff aus Erdgasdampfreformierung	Grüner Wasserstoff aus PEM	Grüner Wasserstoff aus AEL	Biowasserstoff aus Biogasdampfreformierung	Biowasserstoff aus Biomethandampfreformierung ¹⁷	Biowasserstoff aus Vergasung von Lignocellulose	Biowasserstoff aus Fermentation von Lignocellulose
Gestehungskosten (EUR/kg)	4,3	4,61	5,83	4,8	5,2	7,5	47,1
CO ₂ Emissionen im ETS t _{CO₂-Äq} /t _{H₂}	6,84	0	0	0	0	0	0
Benötigter CO ₂ Preis zur Konkurrenzfähigkeit zu grauem Wasserstoff (EUR/t _{CO₂})		45	224	73	132	468	6.257

Aufgrund der jüngsten Konflikte und der begrenzten Förderung von Erdgas in ganz Europa bei gleichzeitig stark steigenden Preisen ist eine Vorhersage der künftigen Erdgaspreisentwicklung schwer zu treffen.

Betrachtet man den Erdgaspreis vor Krisenniveau, kann Biowasserstoff gegenüber grauem Wasserstoff nicht wirtschaftlich in industriellen Anwendungen eingesetzt werden.

¹⁶ Bezogen auf eine 800 kW_{el}-Anlage und durchschnittlichen Biomethangestehungskosten von 6,3 ct/kWh

¹⁷ Bezogen auf eine 800 kW_{el}-Anlage und durchschnittlichen Biomethangestehungskosten von 6,3 EUR ct/kWh

5.5.3. Gebäude

Wenn Biowasserstoff durch das GEG mit dem Primärenergiefaktor (PEF) für gasförmige Biomasse von 0,3 angerechnet werden kann, kann er ebenso eingesetzt werden wie Biomethan. Biomethan besitzt nach §22 GEG folgende PEF:

- ≡ 0,3 im direkten räumlichen Zusammenhang
- ≡ 0,5 in einer hocheffizienten KWK-Anlage
- ≡ 0,7 in einem Brennwertkessel.

Zum Vergleich schätzt (IINAS 2021) den PEF von grauem Wasserstoff aus Erdgas auf 1,46 ein und Elektrolysewasserstoff aus regenerativen Energiequellen auf 0,06.

Ein auf einen Anwendungsfall bezogener Vergleich findet sich ergänzend in Kapitel 6.3.

5.5.4. Strom

Durch die Verstromung von Biogas, in welchem dem BHKW ein Wirkungsgrad von 0,4 unterstellt wird und die Wärme nicht genutzt wird, gehen 60 % der Energie des Biogases verloren. Mit einer anschließenden Elektrolyse des so erzeugten Stroms, dem ein Wirkungsgrad von 0,7 unterstellt wird, wird Wasserstoff erzeugt, welcher nur noch einen Wirkungsgrad von 30 % hat. Neben dem schlechten Wirkungsgrad rechnet die Regelungen des BImSchG und der 37. BImSchV den Elektrolyseurbetrieb mit Strom aus biogener Herkunft nicht als Erfüllungsoption an. Außerdem sollte Strom, der für Elektrolyseure bereitgestellt wird, nur aus Anlagen stammen die zusätzlich für die Wasserstoffbereitstellung errichtet werden. Da es sich bei Biogasanlagen um Bestandsanlagen handelt, wäre es auch aus diesem Blickpunkt nicht ratsam den biogenen Strom durch Elektrolyse in Wasserstoff umzuwandeln.

Im Vergleich dazu kann Biowasserstoff durch die Dampfreformierung von Biogas deutlich effizienter mit einem Wirkungsgrad von 0,65 hergestellt werden (Abbildung 39).

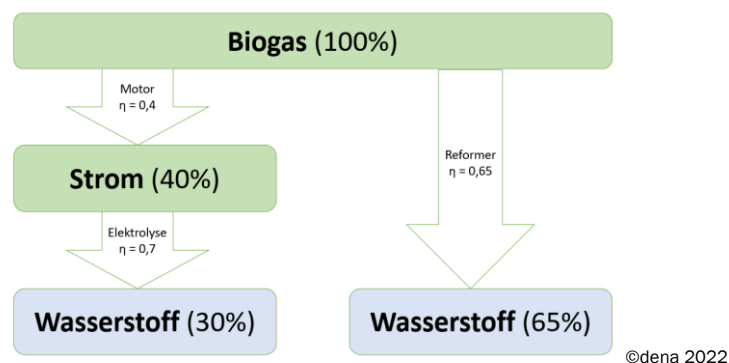


Abbildung 39 Wasserstoffgewinnung aus biogenem Strom im Vergleich zur Dampfreformierung (Basis Expertenworkshop (2021))

Ein anderer Anwendungsfall wäre die Nutzung des Stroms von thermischen Abfallbehandlungsanlagen, in welchen rund 50 % des Abfalls aus biogenen Bestandteilen besteht. Als Argument für solche Anwendungskonzepte wird die bessere Auslastung der Elektrolyseurleistung angeführt, da Wind- und Photovoltaik(PV)-Anlagen nicht auf entsprechende Volllaststunden kommen. Des Weiteren sprechen für dieses Konzept die vergleichsweise niedrigen Erzeugungskosten des Stroms. Hier ist allerdings gegenzu-

halten, dass Elektrolyseure gerade systemdienlich betrieben werden sollen und es nicht um die Maximalausbeute der installierten Leistung geht. Zusätzlich benötigen Elektrolyseure, wenn sie einmal errichtet sind, eine hohe Menge an Strom, was dazu führen könnte, dass das begrenzte Biomassepotenzial überstrapaziert wird, wenn dieser Anwendungsfall gesetzlich erlaubt wäre.

5.6. Regionalisierung von Produktion und Nachfrage

Im Folgenden sollen die Potenziale der Herstellung von Biowasserstoff (Anlagenbestand) aus Kapitel 3.2 mit der zukünftigen Wasserstoffnachfrage in Deutschland anhand einer Matrix verglichen werden (Tabelle 22 f.). Hierfür wird der höchste Anlagenbestand zur Herstellung von Biowasserstoff mit den stärksten Nachfrageregionen von Wasserstoff für Industrie, Wärme und Verkehr für das Referenzjahr 2030 verglichen. 2050 wurde nur mit in den Vergleich aufgenommen, wenn es keine Karten für das Jahr 2030 gibt. Dies ist durch die Ungewissheit zu begründen, ob die prognostizierten Entwicklungen in 2050 auch so eintreffen werden. Zusätzlich könnte Biowasserstoff durch die ausgereiften Technologien (Kapitel 2.2) schon jetzt eingesetzt werden. Die derzeitigen Holzvergasungsanlagen wurden mit in den Vergleich aufgenommen, um die regionalen Standorte aufzuzeigen. Diese Anlagen können jedoch nicht zur Biowasserstoffaufbereitung verwendet werden, jedoch lässt sich die Lage von neu zu bauenden Anlagen von diesen ableiten, um aus holzartiger Biomasse Biowasserstoff herzustellen.

Tabelle 22 Regionalisierung von Biowasserstoffproduktion nach derzeitigen Anlagenbestand

Biogasanlagen Installierte Leistung und Anlagenbestand	Biomethananlagen Aufbereitungskapazität	Vergasungsanlagen EEG
<p>Hinsichtlich installierter Leistung: Vorzugsregionen in Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern und im Norden Schleswig-Holsteins, sowie Bayern (z. B. Mittelfranken sowie Nieder- und Oberbayern) und Südosten von Baden-Württemberg.</p> <p>Hinsichtlich Anlagenbestand (Anzahl): Die Bundesländer Niedersachsen (v.a. Ostfriesland, bis Münsterland und Lüneburger Heide), Bayern und Baden-Württemberg (v.a. Donau, Stadtregion München und Alpenvorland sowie zwischen Schwäbischer und Fränkischer Alb und den Alpen) stellen die meisten Biogasanlagen in Deutschland (> 50%).</p> <p>BGAs mit höchster mittlerer installierter Leistung je Anlage in Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern und Sachsen-Anhalt. In NRW befinden sich auch relativ viele BGAs, jedoch eher mit einer niedrigen mittleren installierten Leistung (Güllekleinanlagen).</p>	<p>Konzentration in Mitteldeutscher Region, insbesondere Sachsen-Anhalt und Niedersachsen, sowie in Teilen Sachsens. Größte Anlagen zur Biomethanaufbereitung in Zörbig (Sachsen-Anhalt), Schwedt (Brandenburg) und Güstrow (Mecklenburg-Vorpommern). Eine Einspeisung von Biomethan erfolgt eher in den östlichen Bundesländern, während die Ausspeisung von Biomethan in West- und Süddeutschland überwiegt.</p> <p>Eine Ausspeisung des Biomethan mit anschließender Umwandlung in Biowasserstoff kann entlang dem Gasnetz erfolgen.</p>	<p>Vergasungsanlagen (graue Punkte - Anlagen $\leq 1 \text{ MW}_a$), welche zum Großteil Holzhackschnittel einsetzen, sind vornehmlich in waldreichen Regionen Süddeutschlands (Bayern und Baden-Württemberg) konzentriert. Vereinzelt Anlagen befinden sich auch in den anderen Teilen Deutschlands.</p>

Tabelle 23 Regionalisierung von Biomethanproduktion nach zukünftiger Wasserstoffnachfrage 2030/2050

Erwartete Wasserstoffverbräuche und (Teil-)Infrastrukturen		Anlagenbestand				
			Biogasanlagen – Installierte Leistung und Anlagenbestand	Biomethan-anlagen – Aufbereitungs-kapazität	Vergasungs-anlagen EEG	
Nicht-energetischer Wasserstoffverbrauch in der Industrie in 2030	2030		<p>Bis 2050 keine Veränderung der regionalen Schwerpunkte jedoch leichte Abnahme erwartet; Konzentration auf bisherige Raffinerie-Standorte sowie Standorte für die Methanol- und Ammoniakherstellung sowie für die sonstige Chemieindustrie.</p>	<p>Hohe Übereinstimmung:</p> <p>Untere/Elbe/ Weser/ Ems (insb. Niedersachsen)</p> <p>Nördliches Ruhrgebiet</p> <p>Mittlere Übereinstimmung:</p> <p>Brandenburg (Uckermark)</p> <p>Mitteldeutsches Chemiedreieck (insb. Sachsen-Anhalt und Sachsen)</p> <p>Süd-Westen von Schleswig-Holstein</p> <p>Einzelne Landkreise Oberbayern (z.B. Altötting)</p>	<p>Nutzung von zuvor ins Erdgasnetz eingespeistem Biomethan für Dampfreformierung mit großen für die Industrie kompatiblen Kapazitäten ohne regionale Schwerpunkte möglich.</p>	<p>Hohe Übereinstimmung:</p> <p>Einzelne Landkreise Oberbayern (z.B. Altötting)</p>
	2030		<p>Bis 2050 zunehmender Bedarf in Regionen wie NRW, Niedersachsen sowie Sachsen-Anhalt und Sachsen</p> <p>Als Grundlage für den energetischen Bedarf dient die dena Leitstudie. Für die Regionalisierung wurden die sozialversicherungspflichtigen Beschäftigten nach Wirtschaftsabteilungen, die Energieintensität je Landkreis sowie die drei großen H₂-Communities in Deutschland (Untere/Elbe/ Weser/ Ems; Mitteldeutsches Chemiedreieck; Ruhrgebiet) berücksichtigt.</p>	<p>Hohe Übereinstimmung:</p> <p>Ruhrgebiet (insb. NRW)</p> <p>Untere/Elbe/ Weser/ Ems (insbesondere Niedersachsen)</p> <p>Mittlere Übereinstimmung:</p> <p>Vereinzelte Landkreise in Süddeutschland (dezentrale Versorgung)</p> <p>Süd-Westen von Schleswig-Holstein</p> <p>Teile von Hessen</p>	<p>Nutzung von zuvor ins Erdgasnetz eingespeistem Biomethan für Dampfreformierung mit großen für die Industrie kompatiblen Kapazitäten ohne regionale Schwerpunkte möglich.</p>	<p>Übereinstimmung:</p> <p>Vereinzelte Landkreise in Süddeutschland (dezentrale Versorgung)</p>

Erwartete Wasserstoffverbräuche und (Teil-)Infrastrukturen		Anlagenbestand			
		Biogasanlagen - Installierte Leistung und Anlagenbestand	Biomethan-anlagen - Aufbereitungs-kapazität	Vergasungs-anlagen EEG	
Visionäres Wasserstoffnetz in 2030	<p>H₂-Netz 2030</p> <p>Verbrauchsschwerpunkte: Raffinerien, Chemie, Stahlindustrie Speicherung: Kavernenspeicher Wasserstoffnetz 2030: Umstellung, Neubau</p>	<p>Verbindet die derzeitigen Standorte der Stahl- und Chemieindustrie sowie Raffinerien durch Umstellung bestehender Erdgasleitungen und Neubau von Wasserstoffleitungen</p>	<p>Über-einstimmung:</p> <p>NRW</p> <p>Niedersachsen</p> <p>Mitteldeutsch-land</p> <p>Bayern</p>		<p>Über-einstimmung:</p> <p>Bayern</p>
	<p>Zukünftiger Wasserstoffbedarf in der Wärme (im Abgleich mit dem Visionären Wasserstoffnetz) in 2050</p> <p>Anforderung (TWh): 0 bis 200 200 bis 400 400 bis 800 800 bis 1200 über 1200</p>	<p>Steigender H₂-Bedarf insb. in (Groß)Städten und Ballungsräumen (z.B. NRW)</p>	<p>Über-einstimmung:</p> <p>Teile von Bayern</p> <p>Geringe Über-einstimmung:</p> <p>Westlicher Teil NRW</p>		<p>Über-einstimmung:</p> <p>Bayern</p> <p>Baden-Württemberg</p>

Erwartete Wasserstoffverbräuche und (Teil-) Infrastrukturen		Anlagenbestand			
			Biogasanlagen – Installierte Leistung und Anlagenbestand	Biomethananlagen – Aufbereitungs-kapazität	Vergasungsanlagen EEG
Wasserstoffbedarf im Verkehr in 2030	<p style="text-align: center;">2030</p>	<p>Zunehmender Verbrauch in allen Bundesländern erwartet</p> <p>Insbesondere in Ballungsgebieten und an großen Autobahntrassen</p> <p>Regionalisiert wurde der Bedarf über die Verkehrszählungen der Bundesanstalt für Straßenwesen, wobei für die zukünftige Entwicklung der regionalen Verbräuche die aktuelle Verteilung fortgeschrieben und lediglich mit den zukünftigen Werten der dena Leitstudie skaliert wurde.</p>	<p>Hohe Übereinstimmung:</p> <p>Niedersachsen</p> <p>Bayern</p> <p>Nördlicher Teil NRW</p> <p>Mecklenburg-Vorpommern</p> <p>Mittlere Übereinstimmung:</p> <p>Sachsen-Anhalt</p> <p>Sachsen</p>	<p>Übereinstimmung:</p> <p>Niedersachsen</p> <p>Sachsen-Anhalt</p>	<p>Übereinstimmung:</p> <p>Bayern</p> <p>Baden-Württemberg</p>
	<p style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);">Zukünftiger Wasserstoffbedarf im Verkehr (im Abgleich mit dem visionären Wasserstoffnetz) in 2050</p>		<p>H₂-Bedarf für 80 % PKW sowie leichte Nutzfahrzeuge, LKW zwischen 3,5 und 12 t und ÖPNV anhand des Bestands</p> <p>H₂-Bedarf für 20 % PKW sowie LKW > 12 t: Verteilung anhand der Anzahl an Tankstellen an Autobahnen je Stadt-/Landkreis</p>	<p>Hohe Übereinstimmung:</p> <p>Niedersachsen</p> <p>Sachsen-Anhalt</p> <p>Bayern (Oberbayern)</p> <p>Schleswig-Holstein</p> <p>Mecklenburg-Vorpommern</p> <p>Geringe Übereinstimmung:</p> <p>Westlicher Teil NRW</p>	<p>Übereinstimmung:</p> <p>Niedersachsen</p> <p>Sachsen-Anhalt</p>

Im Ergebnis des Vergleichs (Tabelle 23) wird deutlich, dass Biogasanlagenbestand sowie Anlagenkapazität häufige Übereinstimmungen mit den Wasserstoffindustrieclustern Ruhrgebiet und Unterelbe/Weser/Ems aufweisen. Biowasserstoff aus Biomethan, welches zuvor ins Erdgasnetz eingespeist wurde, könnte deutschlandweit ohne regionale Schwerpunkte genutzt werden. Dennoch wären die Biowasserstoffaufbereitungskapazitäten zu gering, um diesen hohen industriellen Bedarf decken zu können. Stattdessen werden diese Anwendungen zukünftig durch das visionäre Wasserstoffnetz mit importierten und in Deutschland erzeugten Wasserstoff versorgt werden. Nur in Nischenanwendungen, welche aufgrund der geringen Nachfrage auf diesen Karten nicht sichtbar sind, könnte Biowasserstoff komplett den bestehenden Bedarf decken.

Im Wärme- und Verkehrssektor passt die steigende Nachfrage an Wasserstoff in Großstädten meist nicht mit dem derzeitigen Anlagenbestand zusammen. Zwar gibt es in großen Städten Bioabfallvergärungsanlagen, jedoch wird hier das Ressourcenpotenzial bereits ausgeschöpft und es ist nicht zu erwarten, dass in diesen Gebieten neue Anlagen entstehen. Der Bedarf an Wasserstoff steigt im Verkehr jedoch deutschlandweit. Insbesondere Niedersachsen und Sachsen-Anhalt stimmen mit dem Anlagenbestand für Biogas- und Biomethananlagen überein. Der Anlagenbestand der Vergasungsanlagen deckt sich dabei vor allem mit Landkreisen in Bayern. Auch wenn die meisten Wasserstofftankstellen zukünftig am visionärem Wasserstoffnetz angebunden sein werden, ist es denkbar, dass sich im Verkehrssektor je nach regionalen Gegebenheiten Biowasserstoffproduktionsanlagen und Abnehmer, wie bspw. regionale Busunternehmen, finden und demnach einzelne Verkehrsbereiche durch Biowasserstoff versorgt werden können. Letzteres unterstreicht den Vorteil von Biowasserstoff: die dezentrale Nutzung. So könnte Biowasserstoff insbesondere die Bereiche versorgen, welche eher nicht an das zukünftige Wasserstoffnetz angeschlossen sind oder nicht durch dezentrale Elektrolyseure versorgt werden können.

5.7. Hemmnisse

5.7.1. Regulatorik

Bisher fehlen Anreizsysteme für attraktive Marktbedingungen wie Investitionsförderinstrumente, Maßnahmen zur Schaffung einer gesicherten Wasserstoffnachfrage (beispielsweise Quoten) sowie Instrumente zum Ausgleich der höheren Kosten. Im Verkehr soll Biowasserstoff, wenn er aus fortschrittlichen Rohstoffen besteht, zwar ab 2023 auf die THG-Quote anrechenbar sein, jedoch ist noch unklar, welche Technologien dafür zugelassen werden. Zusätzlich setzen Inverkehrbringer von Kraftstoffen derzeit eher auf andere Erfüllungsoptionen für fortschrittliche Biokraftstoffe, wie bspw. Biomethan, die günstiger und bereits am Markt vorhanden sind. Im derzeitigen Revisionsvorschlag der RED II ist zudem eine Mehrfachanrechnung für RFNBOs vorgesehen, weswegen der Schiffsverkehr und die Luftfahrt eher mit Elektrolysewasserstoff beliefert werden wird.

In der stofflichen Verwendung der Industrie ist derzeit keine Anrechnung von Biowasserstoff in Raffinerien auf die THG-Quote erlaubt. Zusätzlich ist im Revisionsvorschlag der RED II vorgesehen, dass nur erneuerbarer Wasserstoff aus Elektrolyse bis bereits 2030 die Hälfte des industriell eingesetzten Wasserstoffs ausmachen soll. Zusätzlich bietet der derzeitige CO₂-Preis keine Anreize Biowasserstoff anstelle von grauem Wasserstoff einzusetzen.

5.7.2. Umsetzbarkeit und Skaleneffekte

Das Interesse der Industrie Biowasserstoff einzusetzen hält sich in Grenzen. Außerdem sind Industrieprozesse sehr kapitalintensiv, sodass eine schnelle und flexible Umstellung kaum möglich ist. Eine Umstellung hängt von der Komplexität der einzelnen Prozessschritte ab. So ist bspw. das Interesse Wasserstoff in der Stahlherstellung zu verwenden sehr hoch und derzeit schon in der Umsetzung, da lediglich der Hochofen durch die Direktreduktion ersetzt werden muss und alle weiteren Prozessschritte gleichbleiben können. Bei der Anwendung von Ammoniak im Industrieprozess müssten jedoch komplett neue Anlagen eingesetzt werden, was die Umsetzung verlängert und risikobehafteter erscheinen lässt.

Laut den Prognosen haben einige Industrieanwendungen eine solch hohe Wasserstoffnachfrage, dass diese von Biowasserstoff allein nicht gedeckt werden kann. So könnte bspw. der Biowasserstoffoutput der größten Biogasanlage (2.800 kW_{el} entspricht einer möglichen Wasserstoffproduktion von 945 Tonnen pro Jahr) den Wasserstoffbedarf der kleinsten Stahlindustrie in Deutschland (Schmiedewerk Gröditz, 5.715 Tonnen pro Jahr) nicht decken, wenn der Stahl komplett über die Direktreduktionsroute hergestellt wird. Insbesondere die industriellen Standorte werden jedoch als erstes an das zukünftige Wasserstoffnetz angeschlossen werden und durch zentrale Elektrolyseure im Multimegawattbereich sowie Wasserstoffimporte versorgt werden. Derzeit sind die Mengen an Wasserstoff allein für Pilotversuche schwer zu bekommen, weswegen erst mehr produziert werden muss, bevor sich eine umfängliche Verteilung durch Leitungen wirtschaftlich lohnen würde. Daher sollten jetzt alle zu mobilisierbaren Potenziale zur Wasserstoffbereitstellung genutzt werden, um die Wasserstoffinfrastruktur voranzubringen.

Kleinstabnehmer von Wasserstoff, die schon jetzt Wasserstoff einsetzen, fehlt derzeit die Motivation Biowasserstoff zu nutzen. Grundsätzlich wird zwar dafür gesorgt, dass die in der Politik beschlossenen Vorgaben eingehalten werden, jedoch ist die Substitution hin zu erneuerbarem Wasserstoff erst möglich, wenn dieser ökonomisch und dauerhaft verlässlich zur Verfügung steht. Mit dem derzeitigen CO₂-Preis sowohl im ETS (90 EUR/t_{CO2}) und BEHG (30 EUR/t_{CO2}) ist grauer Wasserstoff noch günstiger als Biowasserstoff, sobald die Erdgaspreise wieder sinken. So lange dies so ist, besteht kein wirtschaftlicher Anreiz Biowasserstoff zu verwenden.

Inwieweit Verbraucher einen Aufschlag für Produkte, in denen Wasserstoff mit Null-Emissionen verwendet wurden, zahlen würden, ist umstritten. Der Verkauf von Wasserstoff erfolgt meist an Zwischenhändler, welche nicht bereit sind mehr zu zahlen. Basischemikalien unterliegen außerdem strengen Margen, die sich in Konkurrenz mit anderen Produkten auf den internationalen Markt befinden und demnach keine höheren Preise für Biowasserstoffprodukte möglich machen.

5.8. Fazit

Prinzipiell sollten die Anwendung von Wasserstoff und Bioenergie nicht in Konkurrenz zueinanderstehen, sondern sich durch Nutzung der effizientesten Technologie ergänzen. Die Entwicklung einer nachhaltigen Wasserstoffwirtschaft erfordert die Weiterentwicklung von Technologien bis zur Marktreife entlang der gesamten Wertschöpfungskette. Dies schließt Produktions-, Transport- und Nutzungstechnologien mit ein. Daher ist es empfehlenswert Biowasserstoff permanent in das Energiesystem einzubeziehen und nicht nur für einen Markthochlauf zu verwenden, damit Lockin-Effekte vermieden werden. Bedingung für den Einbezug ist die Einhaltung von hinreichenden Nachhaltigkeitsbedingungen (Kapitel 4) sowie die Berücksichtigung des Wettbewerbs mit anderen Nutzungsoptionen der benötigten Biomassestoffströme (Kapitel 6).

Biowasserstoff ist ein Nischenprodukt, das eher kleine Nachfragemengen bedienen kann. Insbesondere die Nutzung von Biowasserstoff im kommunalen Verkehr kann daher als vielversprechend angesehen werden, da dieser mit einem fixen Fuhrpark zuverlässige Bedingungen und einen konstanten Bedarf schafft. So könnten sich, wie es bei Biomethananlagen derzeit schon häufiger der Fall ist, Biowasserstoffproduzenten und regionale Busunternehmen finden und Abnahmemengen vereinbaren.

Industriell wird Biowasserstoff eher in Nischenanwendungen Einsatz finden, da zum einen einzelne Anlagen nicht die benötigten Mengen für großindustrielle Prozesse bereitstellen können und kein wirtschaftlicher Anreiz besteht erneuerbaren Wasserstoff zu verwenden.

Die Anwendung von Biowasserstoff im Wärmemarkt kann aufgrund der Ineffizienz in der Gesamtkette ausgeschlossen werden, da die Biomasse schon vorher als Brennstoffprodukt genutzt werden kann. Selbst in der Brennstoffzelle kann schon das Rohbiogas verbrannt werden, sodass die Aufbereitung zu Biowasserstoff und die anschließende Verbrennung im Gebäudesektor lediglich den Wirkungsgrad schmälert.

Biowasserstoff bietet außerdem die Chance insbesondere dezentrale Regionen zu versorgen, welche nicht an das zukünftige Wasserstoffnetz angeschlossen werden oder nicht durch dezentrale Elektrolyseure versorgt werden können, wenn sich in diesen Regionen Biogasanlagen befinden. Eine lokale Anwendung hat außerdem den Vorteil, die THG-Emissionen und den finanziellen Aufwand für den Transport so gering wie möglich zu halten, da dieser vor allem leitungsgebunden aber auch fahrzeuggebunden recht hoch ist.

Wo Biowasserstoff letztendlich vornehmlich eingesetzt werden wird, ist derzeit noch nicht klar abzusehen, was vor allem am offenen Förderrahmen liegt und sich mit der neuen Bundesregierung unsicher gestaltet. Bei allen Fördermaßnahmen ist dabei auf eine allgemeine Technologieoffenheit zu achten. Letztendlich kann Biowasserstoff so dort eingesetzt werden, wo die höchsten Preise bezahlt werden.

6. Vergleichende Einordnung von Wasserstoff aus Biomasse zu grünem Wasserstoff und ausgewählten Bioenergieanwendungen

DBFZ - Niels Dögnitz, Kathleen Meisel

Dieses Kapitel dient der Beantwortung der Leitfrage wie sich Optionen für Wasserstoff aus Biomasse im Vergleich zu grünem Wasserstoff aus Elektrolyse und ausgewählten Bioenergieanwendungen darstellen. Hierfür erfolgt auf Basis aktueller Veröffentlichungen zunächst die Evaluierung zum Stand der Technik, den Kosten und Treibhausgasemissionen und eine vergleichende Gegenüberstellung der unterschiedlichen Wasserstoffoptionen sowie ausgewählter Bioenergieanwendungen.

Ergänzend erfolgt zudem ein ausführlicher Exkurs zu weiteren Vergleichsoptionen unter den Randbedingungen der Treibhausgasminderungsquote sowie der Ammoniaksynthese.

6.1. Auswahl der Vergleichsoptionen

Zur Untersuchung der verschiedenen Bioenergieanwendungen von Wasserstoff aus Biomasse wurden sektorbezogen beispielhafte Anwendungsfälle identifiziert. Dabei wurden folgende Annahmen und Randbedingungen zu Grunde gelegt:

- ≡ Die Anwendungen sollen auch die Option für die Anwendung von Biowasserstoff bieten oder besonders für die Anwendung von Biowasserstoff geeignet sein
- ≡ Die Anwendung sollte mit einer Implementierung im kurzen Zeithorizont ermöglichen. Das heißt, dass diese entweder unter entsprechenden Rahmenbedingungen aktuell bereits möglich ist, oder in der langfristigen Entwicklung möglich sein wird
- ≡ Die Anwendungsmöglichkeiten sollten das Potenzial für eine skalierbare Option bieten.

Aus diesen Gesichtspunkten und unter Berücksichtigung dieser Maßgaben wurde für die in der folgenden Tabelle 24 dargestellten Sektoren und innerhalb derselben die beschriebenen Anwendungsfälle ausgewählt.

Tabelle 24 Übersicht über betrachtete Sektoren und Anwendungsfälle für ausgewählte Optionen

Sektor	Biowasserstoffanwendung	Vergleichsoption
Verkehr	Biowasserstoff in Brennstoffzelle	Biomethan / Bio-LNG im Verbrennungsmotor
		Power-to-Liquid-Diesel im Verbrennungsmotor
		Fossiler Diesel mit Anteil Biodieselanteil im Verbrennungsmotor
Gebäude	Biowasserstoff in verschiedenen Brennstoffzellen-BHKWs	Grundwasserwärmepumpe
		Feste Biomasse in Biomassekessel
Industrie	Ammoniakproduktion mittels Haber-Bosch-Verfahren in dem einzeln N ₂ über Luftzerlegung und H ₂ über verschiedene Pfade erzeugt wird	Etablierter Produktionsweg über Erdgasdampfpreformierung

6.2. Verkehrssektor

Da insbesondere lokale Anwendungsmöglichkeiten von Biowasserstoff vielversprechend scheinen und viele logistische Vorteile bieten, soll die Anwendung in Bussen näher untersucht werden. Als Beispiel für eine dezentrale Wasserstoffanwendung kann hier das Projekt im öffentlichen Personennahverkehr in Wuppertal gesehen werden. Mit der Förderung durch die EU, der Bundesregierung und der Landesregierung NRW konnten in 2020 Wasserstoffbusse und eine eigene Wasserstoff-Tankstelle in Betrieb genommen werden. Auf Basis dieser Wasserstoffbusse wurde die Bilanzierung vorgenommen. (WSW mobil GmbH; WSW mobil GmbH) Eine ausführliche Einordnung aller erneuerbaren Energieträger im Verkehr bietet aktuell (Schröder et al. 2022).

Für den Verkehrssektor wurde ein Szenario basierend auf konkreten Beispielen von Bussen mit verschiedenen Antrieben ausgewählt. Die verschiedenen allgemeinen Eigenschaften und Kenngrößen sind in Tabelle 25 dargestellt.

Tabelle 25 Übersicht über die betrachteten Bustypen und wesentliche Parameter

	Biowasserstoff in Brennstoffzellen-Elektromotor	Biomethan / Bio-LNG im Verbrennungsmotor	Power-to-Liquid-Diesel im Verbrennungsmotor	Fossiler Diesel mit Biodieselanteil im Verbrennungsmotor
Ressource	Wasserstoff	Biomethan / LNG	EE-Strom,	Fossiler Diesel, konventioneller Biodiesel
Wirkungsgrad (Energieeffizienz)	Brennstoffzelle (65 %) * Batterie (90 %) * E-motor (95 %) = 55.5 %	Verbrennungsmotor = max. 40 %	35 %	35 %
Flexibilität für andere Rohstoffe/Rohstoffqualitäten	nur Wasserstoff in entsprechender Reinheit	Rohstoffbandbreite ergibt sich aus Biogasherstellungsoptionen	Sehr verschiedenen Produktionspfade möglich	Biodieselanteil über verschiedene etablierte Optionen erfüllbar

In den ausgewählten Brennstoffzellenbussen reagieren Wasserstoff und Sauerstoff unter der Abgabe von elektrischer Energie zu Wasser. Der erzeugte Strom kann direkt vom Elektromotor genutzt werden oder wird in der Hochvolt-Batterie auf dem Fahrzeugdach gespeichert. Zusätzlich kann über die Rückgewinnung der Bremsenergie weitere Energie eingespart werden. Insgesamt sind die Busse vom Wirkungsgrad damit die effizientesten im Vergleich zu den anderen Optionen. Die kurze Betankungszeit von 10 Minuten machen das Handling der Busse mit einem Dieselbus vergleichbar. (WSW mobil GmbH 2022)

Die betrachteten Erdgas-Busse werden sowohl als CNG-Busse (CNG= Compressed Natural Gas) als auch LNG-Busse (LNG= Liquefied Natural Gas) eingesetzt. Die Busmodelle unterscheiden sich durch die Speicherung des Biomethans in komprimierter Form oder bei LNG in flüssiger Form und die dafür nötige Speichertechnik. Im Bereich der Stadtbusse mit Erdgas (CNG) bestehen besonders die Vorteile des Erfüllens der Abgasnorm Euro 6 wie Vorgaben zum Lärmpegel in Innenstädten. Für die LNG-Busse gelten weitestgehend die gleichen Voraussetzungen. Je nach Rohstoff sind die Emissionen über die Lebensdauer 2 bis 6 Mal geringer als bei einer fossilen Alternative.

Für die Anwendungsfälle des Power-to-Liquid-Diesels im Verbrennungsmotor und des fossilen Diesels mit Biokraftstoffanteil dienen jeweils Standard Busmodelle als Vergleich. Der Unterschied liegt in den damit

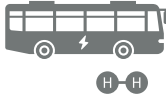



verbundenen THG-Emissionen. Beim strombasierten Diesel sind diese wesentlich geringer, während bei der letzten Option der aktuelle Standardfall als Vergleich herangezogen wird. Die Effizienzen sind für beide Modelle entsprechend gleich. Die Emissionen der Bereitstellungskette liegen für den strombasierten Diesel unterhalb derjenigen der fossilen Alternative, allerdings sind sie abhängig vom verwendeten Strommix.

Der Kennzahlen bezogene Vergleich erfolgt in Tabelle 26 wobei die ausführlichen Berechnungsgrundlagen im Anhang in Tabelle 28 hinterlegt sind. Alle Busse sind vergleichbar mit Bezug auf die Motorleistung. Die Reichweite der Busse hängt stark vom Energieinhalt der Energieträger und der Speichermöglichkeit derselben ab und damit dem Tank im Fahrzeug. Hier kann der Brennstoffzellenbus nicht mit den anderen Bustypen mithalten. Bei dem Brennstoffeinsatz und dem Energieverbrauch dagegen zeigt sich die Überlegenheit der Brennstoffzelle verglichen mit den anderen Motorkonzepten. Hier kann der Brennstoffzellenbus deutlich bessere Werte erreichen.

Dagegen wirken sich bei den Kosten die derzeit noch extrem hohen Investitionskosten der Brennstoffzellenbusse negativ auf die Wirtschaftlichkeit aus. Alle anderen Bustypen haben hier Vorteile durch etablierte Technologien. Dies könnte sich in den nächsten Jahren ändern, stellt sich aber im Moment negativ für diese Technologie dar. Dafür sind die fahrtbezogenen Kosten durchaus mit den Kennzahlen der etablierten Technologien zu vergleichen. Dadurch ist Wasserstoff sogar im Vergleich zum fossilen Diesel eine konkurrenzfähige Alternative. Für alle Bustypen wurden die Effizienzen anhand der gewählten Antriebsfaktoren abgeschätzt. Relevant ist dabei sowohl die aktuelle Effizienz, welche aus den Quellen entnommen wurde, als auch zukünftige Effizienzsteigerungen.

Zukünftige Entwicklungen, welche einerseits Effizienzsteigerungen der Brennstoffzellen als auch eine Reduktion der Herstellungskosten beinhalten, könnten die Situation bis 2030 entscheidend ändern.

Tabelle 26 Wesentliche vergleichende Kennzahlen für die betrachteten Bustypen (WSW mobil GmbH; WSW mobil GmbH; dena; MAN 2022; Martin Wietschel et al.)

		Biowasserstoff im Brennstoff- zellen- Elektromotor	Biomethan / Bio-LNG im Verbrennungs- motor	Power-to-Liquid- Diesel im Verbrennungs- motor	Fossiler Diesel mit Biodiesel- anteil im Verbrennungs- motor
					
Leistung	kW	Elektromotor: 210 Brennstoffzelle: 83	Bis 228/294	265	265
Reichweite	km	350	450	650	670
Brennstoffeinsatz	kg/100km	9,8	41,8	53,0	53,0
Energieverbrauch	MJ/km	11,7	21,0	22,5	22,6
Kraftstoffkosten	EUR/km	0,47	0,42	1,03	0,52
Gesamtkosten	EUR/km	3,23	1,55	1,98	1,47
Wirkungsgrad (Energieeffizienz)	%	55.5	max. 40	35	35

		Biowasserstoff im Brennstoff- zellen- Elektromotor	Biomethan / Bio-LNG im Verbrennungs- motor	Power-to-Liquid- Diesel im Verbrennungs- motor	Fossiler Diesel mit Biodiesel- anteil im Verbrennungs- motor
Wirkungsgrad (Energieeffizienz) in 2030	%	61,2	max. 40	35	35
Wirkungsgrad (Energieeffizienz) in 2050	%	67,7	max. 40	35	35

Zusammenfassend zeigt sich, dass sich die etablierten Systeme bei Effizienz und Kosten nur unwesentlich unterscheiden. Während sich die Brennstoffzellentechnologie durch ihre Effizienzvorteile positiv und durch die momentan noch erheblichen Kostennachteile negativ abhebt.

6.3. Gebäudesektor

Die Brennstoffzellen-Technologie ist aktuell als mögliche Alternative zur fossilen Beheizung von Gebäuden in der Nischenanwendung. Eine Gegenüberstellung insbesondere zu anderen erneuerbaren Energien bietet eine gute Übersicht über die Vor- und Nachteile dieser Technologie. Prinzipiell können vorhandene Heizungsanlagen umgerüstet werden, um Wasserstoff einsetzen zu können. Perspektivisch können auch neuere Brennwertkessel mit Wasserstoff betrieben werden. Brennstoffzellen, auch Mikro-KWK, erzeugen Wärme und Strom, dabei wird bisher Erdgas, in unserer Betrachtung Biomethan, mithilfe einer chemischen Reaktion in elektrischen Strom und Wärme umgewandelt. Brennstoffzellen gehören dabei derzeit bezüglich aller Energieumwandlungssysteme zu den effizientesten in Bezug auf die Nutzung des Gases. Die Auslegung erfolgt dabei so, dass die Anlage den gesamten Wärmebedarf und einen großen Teil des Strombedarfs des Gebäudes erzeugt.

Um die Brennstoffzelle mit weiteren Beheizungskonzepten zu vergleichen, wird von einem Neubau eines Nichtwohngebäudes (etwa Schul- oder Verwaltungsgebäude) mit niedrigem spezifischem Energiebedarf für eine Ganztagsnutzung mit lediglich rund 3.300 Volllaststunden pro Jahr und hohem Warmwasseranteil von 45 bis 50 % (bei 70 °C) ausgegangen. Dieses Beispiel ist speziell für einen höheren Wärmebedarf ausgelegt und bildet damit ein eher untypisches Szenario einer Wärmebereitstellung ab. In dem Beispiel sind dafür hohe Volllaststunden für die Wärmebereitstellung berücksichtigt, welche sich günstig auf einen Betrieb von Brennstoffzellen auswirken. Dafür wurden verschiedene Konzepte skaliert, um die optimale Versorgung zu ermöglichen (Lenz und Jordan 2019).








Die Brennstoffzellentechnologie nutzt das Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und stellt damit Strom und Wärme bereit. Hier kann Erdgas jedoch auch Biomethan oder zukünftig auch Wasserstoff eingesetzt werden. Aufgrund fehlender Anlagenkonzepte welche bereits direkt Wasserstoff nutzen, wurde in den Vergleich das Konzept der Mikro-KWK für eine Brennstoffzelle unter dem Einsatz von Biomethan aufgenommen. Aus den verschiedenen Brennstoffzellenkonzepten wurden beispielhaft die PEMFC und die SOFC-Brennstoffzelle herausgegriffen (TU München 2021).

Alternativ wird eine aktuell sehr typische Kombination eines Brennstoffzellenkessels mit einer Solarthermie-Anlage in den Vergleich aufgenommen. Auch hier wird von einer Versorgung mit Biomethan ausgegangen, wobei 30 % der Energie durch die Solarkollektoren bereitgestellt wird. In diesem Beispiel wird zur Pufferung der Energie der Kollektoren außerdem ein Pufferspeicher nötig (500 l Warmwasser in

1.000 l), wobei kein Strom bereitgestellt wird, sodass der Gesamtwirkungsgrad allein der thermische Wirkungsgrad ist. Die Alternative und aktuell typischste Variante ist ein Gas-Brennwertkessel, hier mit Biomethan betrieben, ergänzt durch einen Warmwasserspeicher (500 l). Für eine Alternative mit fester Biomasse wurden zwei weitere Konzepte berücksichtigt. Einerseits ein Pelletkessel für die Befeuerung mit holzartiger Biomasse, welcher hier wiederum mit einem Pufferspeicher (500 l Warmwasser in 1.000 l) kombiniert wird. In diesem Konzept wird auch kein Strom bereitgestellt. Andererseits wird ein Vergaser für Holzpellets mit motorisiertem Mikro-BHKW und wiederum mit einem Pufferspeicher (500 l Warmwasser in 5.000 l) berücksichtigt. Das letzte, aber ebenfalls relevante Konzept, ist eine elektrische Grundwasser-Wärmepumpe mit 500 l Warmwasser in einem 2.000 l Pufferspeicher in Kombination mit einer PV-Anlage und einem elektrischem Nachheizstab für die Spitzen der Wärmebereitstellung (Lenz und Jordan 2019).

Die Berechnungsgrundlagen können der Anlage in Tabelle 29 entnommen werden. Die Resultate sind in Tabelle 27 hinterlegt.

Tabelle 27 Übersicht der wesentlichen Kennzahlen der verschiedenen betrachteten Heizsysteme (Lenz und Jordan 2019; TU München 2021)

	Mikro-KWK mit PEMFC-Brennstoffzelle	Mikro-KWK mit SOFC-Brennstoffzelle	Mikro-KWK Brennstoffzelle mit Solarthermie	Gas-Brennwertkessel	Pelletkessel	Vergaser für Holzpellets	Grundwasser-Wärmepumpe mit PV
(Kosten in EUR/KWh)							
Gesamtwirkungsgrad in %	97	87	87	90	80	73	18
Gesamtkosten 2021	2.244	4.444	1.558	190	1.568	1.592	2.451
Gesamtkosten 2050	1.491	1.004	1.035	142	1.568	1.502	1.832
Wärmebereitstellungskosten 2021	0,13	0,33	0,14	0,07	0,08	0,10	0,12
Wärmebereitstellungskosten 2050	0,11	0,13	0,11	0,07	0,08	0,09	0,10

Der Gesamtwirkungsgrad des Systems bestimmt sich aus der eingesetzten Energie in Bezug auf alle bereitgestellten Energieformen. Das heißt, er ergibt sich aus dem thermischen und dem elektrischen Wirkungsgrad. Der thermische Wirkungsgrad liegt bei der PEMFC Brennstoffzelle bei 60 % und der SOFC Brennstoffzelle nur bei 30 %. Der hohe Gesamtwirkungsgrad kann somit nur durch die zusätzliche Bereitstellung des Stroms erreicht werden. Verglichen mit Wärmekonzepten für feste Biomasse (73 bis

¹⁸ Eine Effizienz kann bei der Wärmepumpe für einen Vergleich nicht angegeben werden. Für die Wärmepumpen relevanten Kenngröße ist die Jahresarbeitszahl welche ausdrückt wie effizient die Wärmepumpe den Strom einsetzt um daraus ein Mehr an Umweltenergie zugewinnen.

80 %) liegt der Gesamtwirkungsgrad für Brennstoffzellen über diesem (über 87 %) und etwa im Bereich des Gas-Brennwertkessels (90 %). Bei den Brennstoffzellensystemen fällt auf, dass die Solarthermie den Wirkungsgrad des Gesamtsystems nicht steigern kann.

Die Gesamtkosten berechnen sich aus den gesamten Systemkosten geteilt durch die Gesamtleistung des Systems mit allen Energiebereitstellungen. Diese Kennzahl ist ein übergreifender Vergleichswert, da die Konfiguration der Systeme doch sehr unterschiedlich ist und trotz der definierten gleichen Wärmeanforderung unterschiedliche Formen von Energie bereitgestellt werden. Die mit weitem Abstand günstigsten Gesamtkosten, aufgrund der Einfachheit des Systems und der etablierten Anwendung hat der Gas-Brennwertkessel. Für 2021 sind die Gesamtkosten der Systeme für feste Biomasse und das kombinierte Brennstoffzellen-Solarthermie-System nachfolgend am günstigsten. Die einzelnen Brennstoffzellen und die Wärmepumpe sind hier noch deutlich teurer, wobei die SOFC-Technik sogar den 3-fachen spezifischen Gesamtpreis hat. Bis 2050 wird sich dies, unter Annahme der Preisentwicklungen der einzelnen Komponenten teilweise umgekehrt haben. Sollten die Brennstoffzellen diese Kostensenkungsraten erfüllen können, wären diese von den Gesamtkosten aus gesehen günstige Systeme, mit Ausnahme des Gas-Brennwertkessels.

Die Gesamtkosten der Systeme beeinflussen maßgeblich die Energiekosten (oder Wärmebereitstellungskosten) der Systeme, wobei die Kosten für Energieträger, Wartung, Reparatur und sonstige Kosten ebenfalls darin einfließen. Zwischen den meisten konfigurierten Systemen ergeben sich dennoch lediglich minimale Unterschiede in den Kosten. Bezogen auf Basisdaten für 2021 liefern neben dem Gasbrennwertkessel die Systeme mit fester Biomasse vergleichsweise günstig Energie. Aber auch die Brennstoffzellen basierten Systeme (mit Ausnahme der SOFC-Brennstoffzelle) können zu ähnlichen Kosten Energie bereitstellen wie die Wärmepumpe, liegen jedoch etwa 60 % über den Wärmebereitstellungskosten durch feste Biomassen. Durch die oben beschriebenen prognostizierten Kostensenkungspotenziale in den Systemkosten bis 2050 nähern sich die Energiebereitstellungskosten an; der Gasbrennwertkessel bleibt die günstigste Option. Da die Prognose sehr stark abhängig von der zukünftigen Entwicklung der systembedingten Kosten und der Energiepreise ist, kann sich hier kein System als vorteilhafter herausheben.

Es ist jedoch zu unterstreichen, dass die Wärmebereitstellungskosten für Biowasserstoff aufgrund von Logistikkosten und Anwendungskosten viel höher liegen würden, als bei Biomethan. Zusätzlich sind für die Herstellung von Biowasserstoff deutlich mehr Prozessschritte notwendig, als bspw. bei der direkten Verwendung von Holz oder EE-Strom. So geht durch den Wirkungsgrad der Dampfreformierung ein Teil der nutzbaren Energie verloren. Aus diesem Grund sollte insbesondere die Anwendung von Biowasserstoff aus Biomethan keine Anwendung im Wärmemarkt finden. Vielmehr kann Biowasserstoff in Wärmeanwendungen aufgrund der Ineffizienz in der Gesamtkette ausgeschlossen werden und es sollte die direkte Anwendung von Biomethan priorisiert werden. Außerdem ist durch die Möglichkeiten der Nachrüstung von Gas-Brennwertkesseln auf den Betrieb mit Wasserstoff der technologische Effizienzvorsprung nur marginal. So ist es fragwürdig, inwieweit Biowasserstoff in der Praxis im Gebäudesektor eingesetzt werden sollte.

6.4. Industrielle Anwendungen

6.4.1. Stahlproduktion

Stahl lässt sich neben der konventionellen Hochofenroute von Kohle auch durch die Direktreduktion von Wasserstoff herstellen (Abbildung 23). Aufgrund der Komplexität der Vorgänge welche noch nicht in einer realen Anlage erprobt werden konnten und der sehr unterschiedlichen Verfahren, welche einen direkten Vergleich der Direktreduktionsroute mit der Hochofenroute erschwert, ist ein auf Kenngrößen basierter Vergleich nicht möglich. Es sollen lediglich verschiedenen Ansätze aus Studien erläutert und die ermittelten Reduktionsmöglichkeiten dargestellt werden.

Zur Wasserstoff-Direktreduktionsroute konnte lediglich eine Veröffentlichung recherchiert werden. Diese kommt in einem Szenario darauf, dass die spezifischen Emissionen aus der EU-Stahlproduktion um mehr als 35 % bei den kalkulierten Netzemissionswerten (295 kg_{CO2}/MWh) für den Strombezug reduziert werden könnten. Mit reinem EE-Strom ließen sich somit die Emissionen noch einmal deutlich absenken (Bhaskar et al. 2020).

Dabei wurde der Gesamtenergieverbrauch für die Produktion von einer Tonne Flüssigstahl über die Direktreduktionsroute mit 3,72 MWh berechnet. Verglichen mit Hochofenroute werden 3,48 MWh für die Stahlproduktion über die Sauerstoffofenroute benötigt und demnach 7 % weniger. Dies wurde jedoch unter Verwendung von Wasserstoff aus der Elektrolyse erzielt weshalb auch der Energieverbrauch des Elektrolyseurs als wichtigster Einflussfaktor identifiziert wurde. Eine Berücksichtigung von biogenem Wasserstoff wurde nicht kalkuliert (Bhaskar et al. 2020).

Ein anderer Ansatz ist Biomasse als erneuerbare Kohlenstoffressource einzusetzen, um die fossile Kohle zu ersetzen. Dies ist nicht immer vollständig möglich, jedoch selbst eine teilweise Substitution könnte zu einer erheblichen Reduzierung der CO₂-Emissionen führen. Dies ist stark abhängig von der Art der Biomasse, ihrer Verarbeitung und der Art und Weise, wie sie im Eisenherstellungsprozess verwendet wird.

Bei einem Vergleich verschiedener Szenarien mit Biomasse-basierter Roheisenerzeugung zeigen die Ergebnisse, dass bei einem 20 %igen Ersatz von Koks durch Biomasse rund 300 kg_{CO2}-Äq./t Roheisen eingespart werden könnten. Dies entspräche einer Reduzierung der Treibhausgasemissionen um etwa 15 % (Fick et al. 2014).

Eine weitere Untersuchung ermittelte für die Verwendung von Holzkohle in der integrierten Stahlerzeugungsrouten das Potenzial den Treibhausgas-Fußabdruck von Stahl um 690 bis 1.210 kg_{CO2}-Äq./tRoheisen zu reduzieren. Dabei wurde von einer Substitution der fossilen Kohle von 38 bis 55 % durch biogene Kohle ausgegangen. Insgesamt entspräche dies eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen von 31 bis 57 % (Norgate et al. 2012).

6.4.2. Hochtemperaturanwendung

Auch im Bereich der Hochtemperaturanwendung finden sich zukünftige Anwendungsfälle für Wasserstoff, da dieser lediglich schwer, wenn überhaupt, elektrifizierbar sein dürfte. Außerdem eignet sich die Wasserstoffflamme mit einer Temperatur um 2.000 °C sehr gut für eine solche Anwendung. Als Alternative dazu würde sich der Einsatz von Biomethan eignen, welcher direkt das bisher eingesetzte Erdgas ersetzen könnte. Innerhalb der für dieses Projekt durchgeführten umfangreichen Recherchen zu Studien, konnten keine wesentlichen Veröffentlichungen, welche dieses Thema betreffen identifiziert

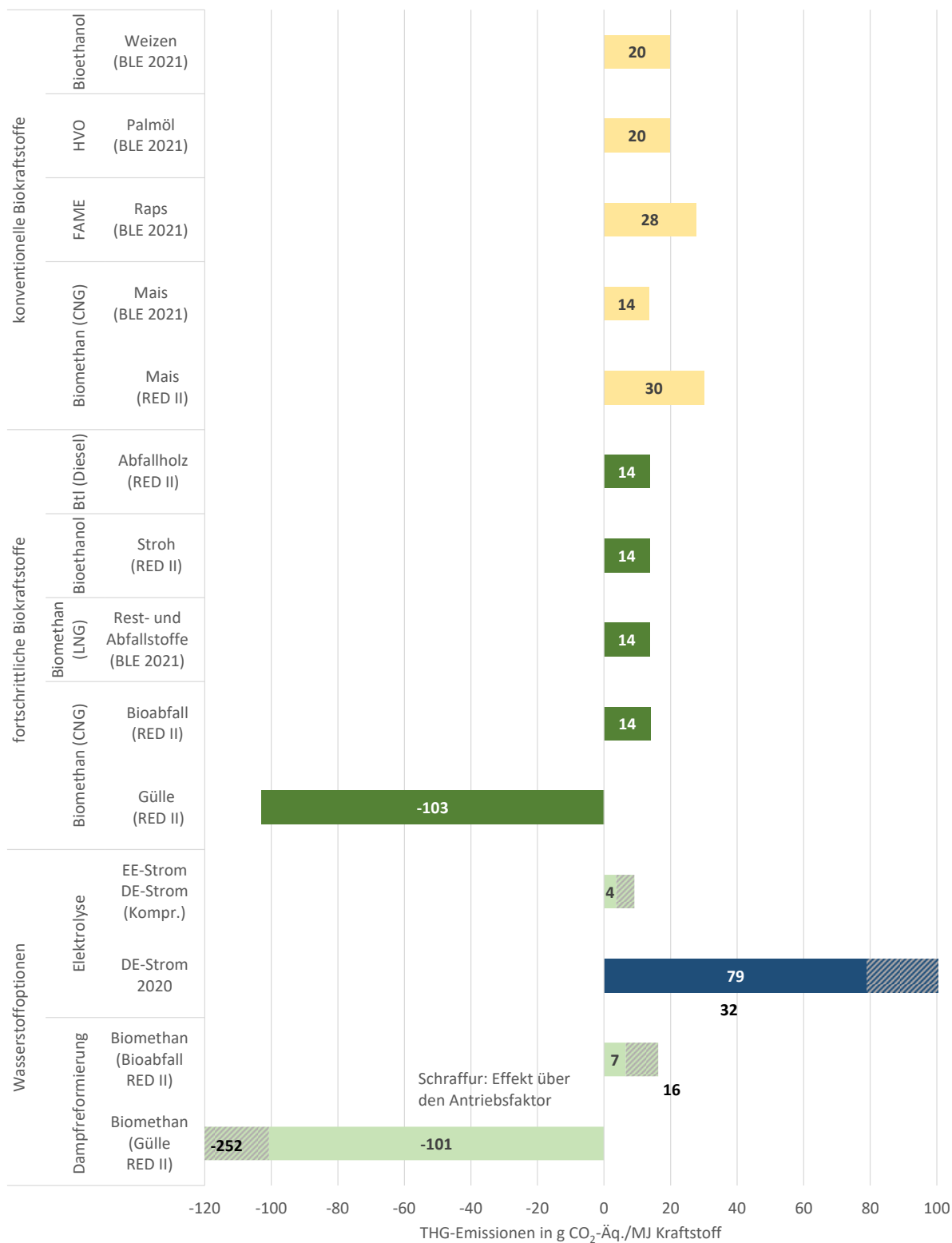
werden. Es ist somit nicht möglich einen detaillierten Vergleich einer solchen Anwendungsoption durchzuführen. Hervorgerufen ist dies vor allem durch die sehr speziellen und oft unternehmensbezogenen Anwendungen ohne allgemeingültige oder verbreitete Entsprechung.

6.5. Exkurs | THG-Emissionen erneuerbarer Energieträger und Wasserstoff

Im Verkehrssektor steht Biowasserstoff im Wettbewerb mit anderen Erfüllungsoptionen und konkurriert mit fortschrittlichen Biokraftstoffen innerhalb der Mindestquote von 0,2 % in 2022 ansteigend bis 2,6 % in 2030 (Schröder und Naumann 2022). Hier besteht vor allem die Konkurrenz zum Biomethan aus Rest- und Abfallstoffen, welches in Deutschland in schon bestehenden Anlagen produziert und auf die THG-Quote angerechnet wird. Zukünftig kann von einer weiteren Konkurrenz zum lignocellulose-basierten Bioethanol und paraffinischen Diesel wie FT-Diesel aus Rest- und Abfallstoffen oder HVO aus Waldrestholz, Tallöl und Palmölabwässern ausgegangen werden. In der THG-Quote haben jene Erfüllungsoptionen die besten Chancen auf die Quote angerechnet zu werden, die bei geringen Kosten geringe THG-Emissionen und damit eine hohe THG-Einsparung aufweisen. Vor diesem Hintergrund sind in der Abbildung 40 die THG-Emissionen aus den in Kapitel 2.2 betrachteten Wasserstoffoptionen den THG-Emissionen von fortschrittlichen und konventionellen Biokraftstoffen gegenübergestellt.

Innerhalb der THG-Quotenberechnung ist zu beachten, dass die THG-Emissionen aus Wasserstoff in der Brennstoffzellenanwendung mit einem Antriebsfaktor von 0,4 multipliziert werden, um dem effizienteren Antrieb im Vergleich zu den Verbrennungsmotoren Rechnung zu tragen. Dieser Antriebsfaktor für die Brennstoffzelle führt zu einer Reduktion der THG-Emissionen des Wasserstoffkraftstoffs bezogen auf einen Megajoule. In der Abbildung 40 ist diese Reduktion mit einer Schraffur dargestellt. Dieser Effekt führt zusätzlich dazu, dass die THG-Emissionen des Biowasserstoffs aus rest- und abfallbasiertem Biomethan (über Dampfpreformierung) auf ungefähr gleichem Niveau wie fortschrittlichen Biokraftstoffe bzw. sogar im Fall des Einsatzes von Gülle deutlich darunterliegen. Verglichen mit Biomethan aus Gülle ist Wasserstoff aus Biomethan natürlich aufgrund zusätzlicher Aufwendung der Wasserstoffherzeugung mit höheren THG-Emissionen (hier dennoch negative Emissionen) verbunden. Berücksichtigt man jedoch den Antriebsfaktor für die Brennstoffzelle so weist der Wasserstoff aus Biomethan geringere THG-Emissionen als das Biomethan auf. Hinsichtlich der THG-Emissionen wäre damit Wasserstoff aus der Dampfpreformierung von Biomethan aus Rest- und Abfallstoffen wettbewerbsfähig. Entscheidend für die Chancen zur Anrechnung auf die Mindestquote für die fortschrittlichen Biokraftstoffe innerhalb der THG-Quote sind dann die Kosten und verfügbare Produktionskapazitäten einerseits sowie insbesondere der tatsächliche Absatz im Verkehr andererseits. Dies berücksichtigend, ist anzunehmen, dass eher Biomethan als Biowasserstoff eingesetzt werden würde.

Elektrolytischer Wasserstoff auf Basis des aktuellen deutschen Strommixes führt im Vergleich zu den höchsten THG-Emissionen; auch unter Berücksichtigung des Antriebsfaktors für Brennstoffzellenfahrzeuge. Aus THG-Sicht würde er nur eingesetzt, wenn die THG-Quote nicht über Elektromobilität, fortschrittliche oder konventionelle Biokraftstoffe und Biokraftstoffe auf Basis von Altspeiseölen und tierischen Fetten erfüllt werden kann. Hundert Prozent erneuerbarer Strom führt zu annähernd Null THG-Emissionen. Entscheidend für den Zugang zur THG-Quote dieses erneuerbar elektrolytisch erzeugten Wasserstoffs sind die Kosten und der tatsächliche Absatz im Verkehr.



©DBFZ 2022

Abbildung 40 THG-Emissionen von Wasserstoffoptionen und anderen Biokraftstoffen innerhalb der THG-Quote

6.6. Exkurs | Ammoniaksynthese

Ammoniak ist die zweitmeist produzierte Chemikalie in der Welt. Der größte Teil davon wird zur Herstellung von stickstoffhaltigen Düngemitteln wie Harnstoff oder Ammoniumsalzen eingesetzt (Kapitel 5.3.2). Konventionell wird Ammoniak über Dampfreformierung von Erdgas (72 % der globalen Produktion) oder die thermochemische Vergasung von Kohle (22 % der globalen Produktion) produziert (Liu, X., Elgowainy, A., Wang, M. 2020). In einer konventionellen Ammoniakproduktionsanlage auf Erdgasbasis werden die Dampfreformierung und das Haber-Bosch-Verfahren in einer Anlage integriert (Abbildung 41). Anstelle des Erdgases könnte potenziell auch Biomethan zum Einsatz kommen.

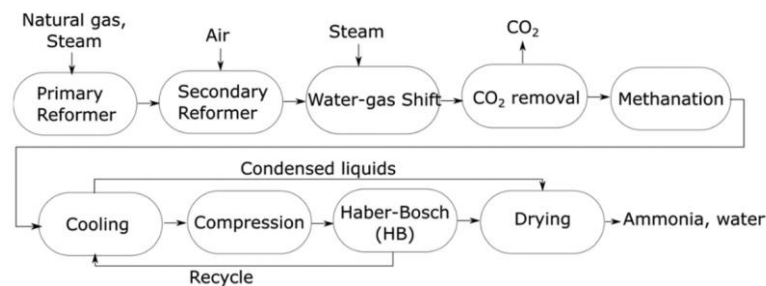


Abbildung 41 Vereinfachtes Verfahrensschema einer konventionellen Ammoniakproduktion auf Erdgasbasis (Liu, X., Elgowainy, A., Wang, M. 2020)

Neben der konventionellen integrierten Ammoniakproduktion, ist es auch möglich, Ammoniak alternativ zunächst über getrennte Stickstoff- und Wasserstofferzeugungseinheiten zu produzieren und nachfolgend im Haber-Bosch-Verfahren unter Nutzung von elektrischem Strom zu erzeugen (Abbildung 42).

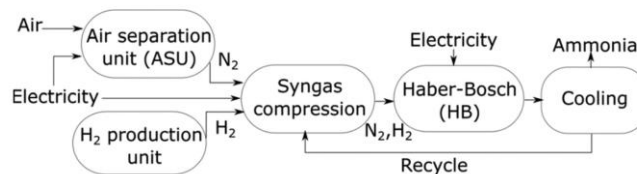


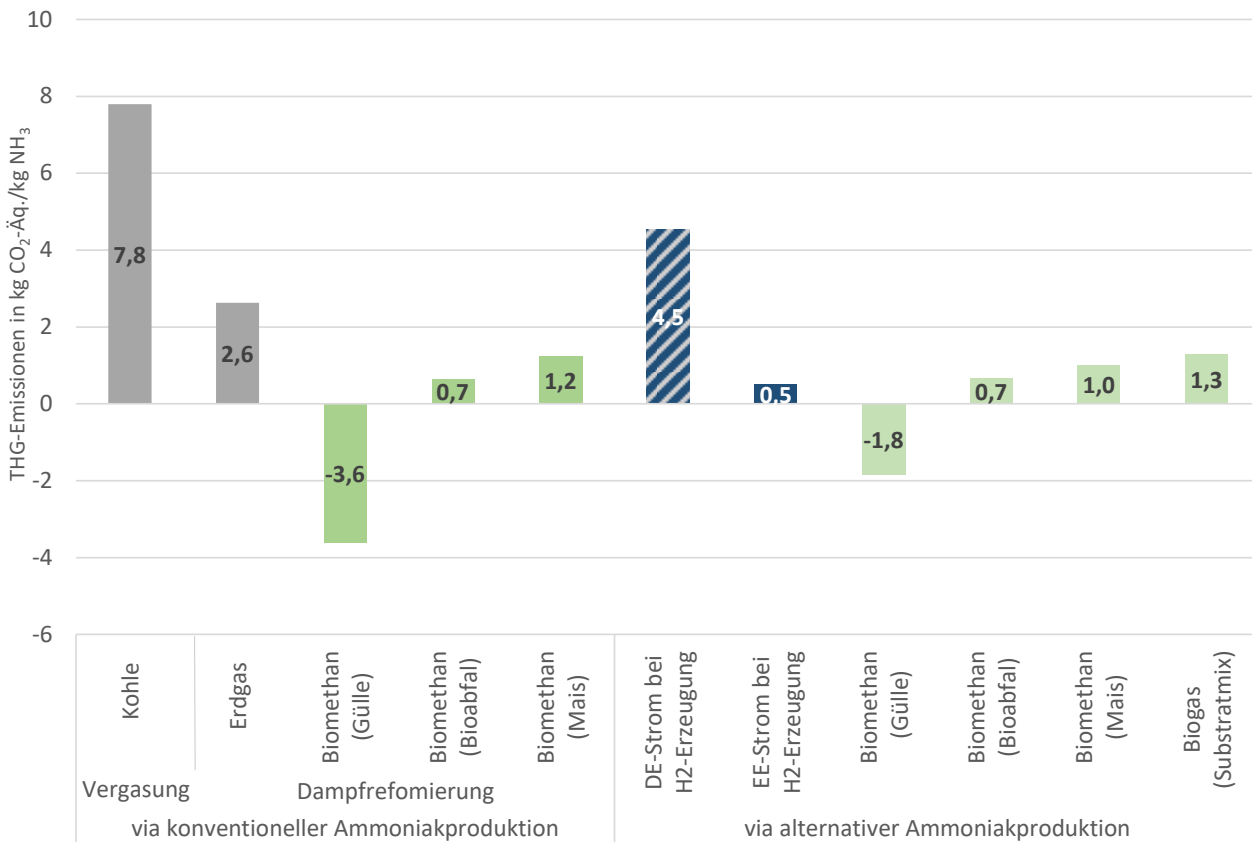
Abbildung 42 Vereinfachtes Verfahrensschema einer alternativen Ammoniakproduktion (Liu, X., Elgowainy, A., Wang, M. 2020)

Hier, in dieser Betrachtung stammt Stickstoff aus der Luftzerlegung, der Wasserstoff aus verschiedenen Herstellungsrouten, die bereits in Kapitel 4.3 aufgeführt sind. Zu den betrachteten Herstellungsrouten zählen der elektrolytisch erzeugte Wasserstoff auf Basis des deutschen aktuellen Strommixes und aus Basis von 100 % erneuerbarem Strom, Wasserstoff aus der Dampfreformierung von Biomethan (aus Gülle, Bioabfall, Mais) und von Biogas (Substratmix).

In Abbildung 43 sind die THG-Emissionen der konventionellen und der alternativen Ammoniakproduktion unter Einsatz verschiedener Energieträger gegenübergestellt. Beim Einsatz fossiler Energieträger werden erwartungsgemäß höhere Mengen an THG-Emissionen freigesetzt als beim Einsatz erneuerbarer Energieträger. So werden die höchsten THG-Emissionen bei der konventionellen Ammoniakproduktion über die Vergasung von Kohle und über Dampfreformierung von Erdgas, aber auch bei der alternativen Ammoniakproduktion, wenn der Wasserstoff elektrolytisch unter Nutzung des deutschen Stromerzeugungsmix hergestellt wird, verursacht. Die geringsten THG-Emissionen sind im konventionellen Ammoniakproduktionsverfahren mit der Dampfreformierung aus güllebasiertem Biomethan zu erwarten. Die hohen Gutschriften aus der Güllenutzung führen zu den insgesamt negativen THG-Emissionen bei der

Ammoniakproduktion. Die alternative Ammoniakproduktion ist ebenfalls mit negativen THG-Emissionen verbunden, für den Fall, dass der Wasserstoff in einer separaten Herstellungseinheit über Dampf- reformierung aus güllebasiertem Biomethan erzeugt wird und nachfolgend über das strombasierte Haber-Bosch-Verfahren mit Stickstoff synthetisiert wird. Der direkte Einsatz von Biomethan in der konventionellen Ammoniakproduktion (über Dampf- reformierung und integriertem Haber-Bosch-Verfahren) ist jedoch mit geringeren THG-Emissionen verbunden als in der alternativen Ammoniak- produktion über die Dampf- reformierung aus Biomethan in einer getrennten Wasserstoff- erzeugungs- einheit. Die alternative Ammoniakproduktion ist von Vorteil, wenn der Wasserstoff separat auf elektroly- tischem Weg hergestellt wird und dabei ausschließlich erneuerbarer Strom eingesetzt wird. Hier muss jedoch beachtet werden, dass in diesem Fall kein CO₂ als Nebenprodukt für die weitere Nutzung z. B. bei der Harnstoffproduktion erzeugt wird. Das CO₂ muss in diesem Fall aus anderen externen Quellen in den Produktionsprozess eingebracht werden.

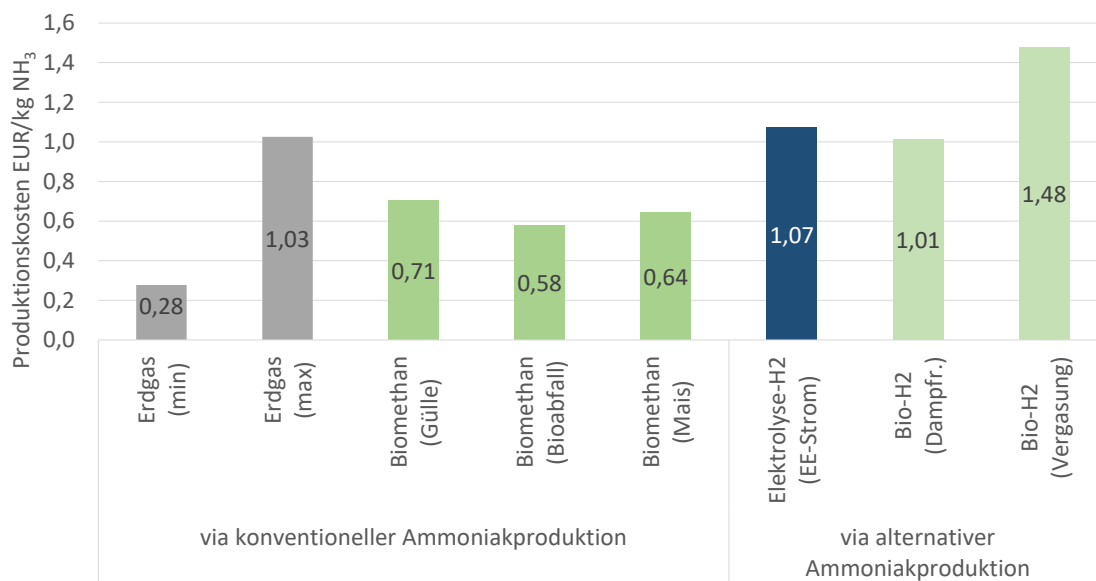
Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die Ammoniakproduktion mit den geringsten THG- Emissionen verbunden wäre, wenn im herkömmlichen integrierten Verfahren statt des Erdgases Biomethan aus Gülle (für die Erzeugung von Wasserstoff) eingesetzt würde. Das alternative Verfahren zur Herstellung von Ammoniak über die getrennten Erzeugungseinheiten von Wasserstoff und Stickstoff und dem nachfolgenden strombasierten Haber-Bosch-Verfahren ist dann sinnvoll und aus THG-Sicht günstig, wenn der eingesetzte Strom für die Elektrolyse zur Erzeugung von Wasserstoff aus ausschließlich erneuerbaren Quellen stammt.



©DBFZ 2022

Abbildung 43 THG-Emissionen der Ammoniakproduktion unter Einsatz verschiedener Energieträger

In Abbildung 44 sind die Produktionskosten der konventionellen und der alternativen Ammoniakproduktion unter Einsatz verschiedener Energieträger gegenübergestellt. Niedrige Energiekosten führen bei der konventionellen Produktion aktuell zu niedrigen Produktionskosten, allerdings sind auch, bezugnehmend auf die steigenden Erdgaspreise, maximale industrielle Erdgaspreise als Vergleich angegeben. Die geringsten Produktionskosten mittels erneuerbarer Energieträger sind in der konventionellen Ammoniakproduktion mit der Dampfreformierung aus abfallbasierten Biomethan zu erwarten. Für die alternative Ammoniakproduktion könnten die günstigen Kosten erreicht werden, wenn Biowasserstoff, erzeugt über Dampfreformierung, eingesetzt werden würden, wobei ebenso Elektrolysewasserstoff günstige Kosten erzielt. Der direkte Einsatz von Biomethan in der konventionellen Ammoniakproduktion ist jedoch noch wesentlich günstiger als in der vorgestellten alternativen Variante.



©DBFZ 2022

Abbildung 44 Ammoniak-Produktionskosten unter Einsatz verschiedener Energieträger und Verfahren

Beispielweise werden in den beiden Ammoniakfabriken der BASF am Standort in Ludwigshafen täglich 2000 t NH₃ pro Tag produziert (Böhme 2013). Laut Liu, X., Elgowainy, A., Wang, M. 2020 werden dafür 52,4 TJ Erdgas oder respektive Biomethan als Rohstoff benötigt. Jährlich besteht damit eine Erdgas-/Biomethanbedarf von ca. 19 PJ. Eine bereits sehr groß dimensionierte Biomethananlage mit einer täglichen Produktion von 5000 Nm³ Biomethan je Stunde würde ca. 1,4 PJ Biomethan pro Jahr erzeugen. Das bedeutet, dass eine Biomethananlage allein bei Weitem nicht ausreichen würde, um eine Ammoniakfabrik in der Größe der BASF-Anlage von Erdgas auf Biomethan umzustellen. Hier wäre dann die Versorgung über ein Gasnetz heranzuziehen. Grundsätzlich besitzt Deutschland ein Potenzial an Biomethan (über Vergärung und Vergasung), welches sich noch nicht in Nutzung befindet, von max. 615 PJ. Würden beispielsweise von dieser Menge nun 10% zusätzlich mobilisiert, bestünde ein Potenzial an Biomethan von ca. 61,5 PJ im Jahr. Damit könnte grundsätzlich der Bedarf an Biomethan der beiden Ammoniakfabriken in Ludwigshafen gedeckt werden.

Würde bei der alternativen NH₃-Produktion in Höhe der NH₃-Produktion in Ludwigshafen elektrolytisch erzeugter Wasserstoff eingesetzt, so bestünde ein jährlicher Bedarf an Strom von ca. 26 TWh. Vor dem Hintergrund der gesetzten Klimaschutzziele sollte dieser Strom aus erneuerbaren Energien stammen. Im Jahr 2020 wurden zum Beispiel ca. 156 TWh Strom über onshore Windkraft- und Photovoltaikanlagen erzeugt. Um sicherzustellen, dass eine potentielle Ammoniakproduktion mit ausschließlich grünem Wasserstoff produziert wird, müssten die Elektrolyseure mit erneuerbaren Energieanlagen verbunden

sein, die diese 26 TWh (ca. 17% der in 2020 erzeugten onshore Windkraft und Photovoltaikenergie) an zusätzlichem grünem Strom erzeugen.

6.7. Fazit

Für den Verkehrssektor wurden in dem beispielhaften Anwendungsfall ein noch deutlicher Nachteil aller Wasserstoffantriebssysteme gegenüber den etablierten Antriebssystemen festgestellt welcher sich aktuell vor allem in den Kosten niederschlägt. Hierbei sind die Brennstoffzellensysteme, obwohl sie deutliche Effizienzvorteile nachweisen wohl noch über Jahre im Nachteil und könnten erst langfristig, vor allem mittels weiterer Effizienzsteigerungen eine Kostenparität erreichen. Einen Unterschied zwischen biogenen und Elektrolysewasserstoff konnte für diesen Sektor nicht festgestellt werden. Innerhalb der THG-Quote mit Fokus auf THG-Emissionen wäre Wasserstoff aus der Dampfreformierung von Biomethan aus Rest- und Abfallstoffen gegenüber fortschrittlichen Biokraftstoffen und von Biomethan aus Energiepflanzen wie Mais gegenüber konventionellen Biokraftstoffen aufgrund der Berücksichtigung des Antriebsfaktors von Brennstoffzellen von 0,4 wettbewerbsfähig. Wasserstoff aus der Dampfreformierung von Biomethan ist auch gegenüber elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff auf Basis von erneuerbarem Strom wettbewerbsfähig. Entscheidend für die Chancen zur Anrechnung in der THG-Quote sind dann die Kosten und verfügbare Produktionskapazitäten. Elektrolytisch erzeugter Wasserstoff auf Basis des aktuellen deutschen Strommixes verursacht die höchsten THG-Emissionen innerhalb der betrachteten Erfüllungsoptionen in der THG-Quote.

Für den Gebäudesektor zeigt sich im spezifischen Anwendungsfall lediglich eine geringe Abweichung der Energiekosten für die meisten Systeme. Jedoch kann sich auch in diesen Sektor bei Betrachtung der Gesamtkosten die Brennstoffzellentechnologie durch ihre Effizienzvorteile positiv abheben, während dies kostenseitig absehbar nicht der Fall ist. Eine indirekte bilanzielle Nutzung von Biomasse als Wasserstofflieferant lässt sich in dem Sektor erreichen, da die Wasserstoffanwendung auf der Nutzung des Erdgasnetzes basiert, hier kann Biomethan direkt eingesetzt werden, während Elektrolysewasserstoff in angepassten Gas-Brennwertkesseln eingesetzt werden könnte.

Für die betrachteten industriellen Anwendungsfälle ist aktuell lediglich eine sehr begrenzte Aussage möglich, da wenige Daten dazu vorliegen. Prinzipiell scheint für die Stahlherstellung zumindest eine teilweise Nutzung von auf Biomasse basierende Kohle gegenüber fossiler Kohle eine sehr vielversprechende Option zur Emissionsreduktion. Dagegen wird sich über Vorteile bei der Verwendung von Wasserstoff, egal welcher Herkunft, in der Direktreduktion erst eine detaillierte Aussage treffen lassen, wenn Erfahrungen aus Pilotvorhaben ausgewertet werden können, welche bereits in Planung sind.

Insgesamt konnte über die Anwendungsfälle keine explizierte Vorteilhaftigkeit einer Anwendung für Biowasserstoff gegenüber Elektrolysewasserstoff identifiziert werden. Vielmehr hängt es oft von einer Vielzahl von Faktoren ab, welcher Wasserstoff einen vorteilhaften Einsatz zeigt.

Die Ammoniakproduktion weist dann die geringsten THG-Emissionen auf, wenn im konventionellen Verfahren (Dampfreformierung und Haber-Bosch-Verfahren kombiniert) statt des Erdgases Biomethan aus Gülle für die Wasserstoffherzeugung eingesetzt würde, dies hat auch, zusammen mit abfallbasierten Biomethan die günstigsten Kosten. Auch wenn das Potenzial an bisher ungenutztem Biomethan aus Vergärung und Vergasung in Deutschland grundsätzlich ausreichen würde um beispielsweise die beiden Ammoniakfabriken in von BASF in Ludwigshafen auf Biomethan umzustellen, so würde z. B. eine sehr groß dimensionierte Biomethananlage allein bei Weitem nicht ausreichen um den Biomethanbedarf dieser Ammoniakfabriken zu decken. Das alternative Verfahren zur Herstellung von Ammoniak über die getrennten Erzeugungseinheiten von Wasserstoff und Stickstoff und dem nachfolgenden strombasierten

Haber-Bosch-Verfahren ist dann sinnvoll und aus THG-Sicht günstig, wenn der eingesetzte Strom für die Elektrolyse zur Erzeugung von Wasserstoff aus ausschließlich erneuerbaren Quellen stammt, wobei die Kosten noch wesentlich über denen der konventionellen Herstellung liegen. Läge man dieselbe Ammoniakproduktionsmenge wie im BASF-Werk in Ludwigshafen zugrunde, würden zusätzlich ca. 26 TWh erneuerbarem Strom für die Elektrolyse benötigt. Das entspricht ca. 17% der Erzeugung von erneuerbarem Strom aus Onshore-Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen von 2020 (Wrede 2021). Hier muss jedoch beachtet werden, dass beim elektrolytisch erzeugten Wasserstoff, anders als bei den anderen betrachteten Verfahren kein CO₂ als Nebenprodukt anfällt, das gewöhnlich für die weiterführende Harnstoffproduktion genutzt wird. Das CO₂ muss in diesem Fall aus anderen externen Punktquellen oder über Abtrennung aus der Luft in den Produktionsprozess eingebracht werden. Alternativ wären weitere Verfahren zu untersuchen; z. B. über die Integration vergasungsbasierter Verfahren.

7. Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

Gegenstand der Kurzstudie BIO2HY ist die Bestandsaufnahme zu Wasserstoff aus Biomasse im deutschen Kontext. Betrachtet wurden Teilpakete im Zusammenhang mit biogenen Ressourcen, Technologieoptionen, Nachhaltigkeitsindikatoren sowie regulatorische Randbedingungen, Markt- und Nutzungsperspektiven. Ergänzt wird dies um die vergleichende Einordnung von Biowasserstoff zu grünem Wasserstoff und ausgewählten Anwendungen.

Zusammenfassend lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen:

- ≡ Für die Biowasserstoffproduktion eignen sich viele Verfahren. Kurzfristig ließe sich Biowasserstoff v. a. über Reformierung von methanreichen Gasen (z. B. Biogas) herstellen. Perspektivisch sind weitere Verfahren und kombinierte Gesamtkonzepte denkbar.
- ≡ Die für eine Biowasserstoffproduktion in Deutschland mobilisierbaren Potenziale an biogenen Reststoffen können in Abhängigkeit vom Mobilisierungsgrad in unterschiedlichem Maße zur Deckung der anvisierten Inlandsproduktion in 2030 (gemäß NWS) beitragen. Regional ergeben sich große Unterschiede hinsichtlich der Verfügbarkeit von Biomasse sowie der Verteilung der bestehenden Bioenergieanlageninfrastruktur.
- ≡ Wie für alle biomassebasierten Produkte sind auch für Biowasserstoff Nachhaltigkeitsindikatoren wie Kosten und Treibhausgasemissionen stark abhängig vom jeweiligen Gesamtkonzept und damit von den eingesetzten Ressourcen, der Technik und der Anlagenskalierung. Verglichen mit grünem Wasserstoff aus Elektrolyse ergibt sich per se keine Vorteilhaftigkeit für Biowasserstoff.
- ≡ Regulatorisch bietet derzeit nur der Verkehrssektor über die Treibhausgasminderungsquote einen Anreiz Biowasserstoff als fortschrittlichen Biokraftstoff einzusetzen. In der Industrie kann er als Nischenprodukt in Kleinstmengen genutzt werden, wenn der CO₂-Preis sich entsprechend entwickelt und so ein finanzieller Anreiz zur Substitution von grauem Wasserstoff geschaffen wird. Biowasserstoff in Wärmeanwendungen kann aufgrund der Ineffizienz in der Gesamtkette ausgeschlossen werden, da wirtschaftliche Anreize so gesetzt sind, dass die Biomasse schon vorher als Brennstoffprodukt genutzt wird.
- ≡ Insgesamt konnte keine explizierte Vorteilhaftigkeit einer Anwendung für Biowasserstoff gegenüber grünem Wasserstoff identifiziert werden, da vielerlei Faktoren eine Rolle spielen. Der sektorbezogene Vergleich beispielhafter Anwendungen von Wasserstoff aus erneuerbaren Ressourcen mit verschiedenen Bioenergieanwendungen zeigt deutlich einen möglichen Wettbewerbsvorteil für Wasserstoff in der verkehrlichen Treibhausgasminderungsquote, der ohne die Randbedingungen der Quote nicht gegeben wäre. Für Gebäude sind Bioenergieanwendungen absehbar von Vorteil, langfristig gleichen sich die Unterschiede zwischen den Optionen an. Für industrielle Anwendungen ist neben der Generik, dass jede eingesetzte erneuerbare Ressource zur Emissionsminderung beiträgt, derzeit kein valides Fazit möglich.

Basierend darauf lassen sich vereinfacht folgende Handlungsempfehlungen ableiten:

- ≡ Biowasserstoff kann in begrenztem Umfang einen nachhaltigen Beitrag zum Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft leisten; ergänzend zum grünen Wasserstoff aus Elektrolyse. Er ist daher unter dem Mandat der Technologieoffenheit als Option mitzudenken. Hier bedarf es einer technologieoffenen Förderung, die nicht einseitig grünen Elektrolysewasserstoff unterstützt. Wasserstoff aus biogenem Strom sollte jedoch weiterhin ausgeschlossen bleiben.

- ≡ Mit Bezug auf derzeitige Randbedingungen bietet Biowasserstoff im dezentralen Kontext ergänzende Wertschöpfungsmöglichkeiten. Die Erzeugung und Anwendung von Biowasserstoff sollte, wenn möglich, im dezentralen Kontext erfolgen. Hier sind jeweils Einzelfallentscheidungen zu treffen, die den effizienten Einsatz von Biowasserstoff ermöglichen.
- ≡ Unter in der Treibhausgasminderungsquote möglichen Erfüllungsoptionen gibt es über den Quotenpreis einen monetären Anreiz Biowasserstoff als fortschrittlichen Biokraftstoff z. B. kommunal im Verkehr zu nutzen (z. B. im öffentlichen Personenverkehr oder in der kommunalen Ver-/Entsorgung). Einige wenige Akteure sind in diesem Bereich aktiv und setzen auf eine Umnutzung von bestehenden Biogasanlagen hin zur Wasserstoffherzeugung aus Biogas über Reformierung. Es wird empfohlen, diese Realisierung und Erfahrungen der Vorhaben zu verfolgen (z. B. über eine geeignete wissenschaftliche Begleitung). Dies erlaubt eine Verifizierung, ob tatsächlich Biogasanlagen zu Wasserstoffanlagen umgerüstet werden oder trotz vermeintlicher Attraktivität der THG-Quote eher auf Biomethan/Bio-LNG gesetzt wird, wofür bereits auf eine Infrastruktur und Akteure in der Anwendung zurückgegriffen werden kann.
- ≡ Da die Ressource Biomasse eine wertvolle erneuerbare Kohlenstoffquelle ist, sollte die direkte Anwendung von Biowasserstoff im Fokus stehen. Zudem sollten Gesamtkonzepte verfolgt werden, in denen Biowasserstoff ein Nebenprodukt sein kann oder Biomasse gemeinsam mit grünem Wasserstoff aus Elektrolyse für Folgeprodukte genutzt wird; z. B. in sog. SynBioPtX-Konzepten, die Synergien von biomasse- und strombasierten Technologien erschließen. So besteht weiterer Forschungsbedarf in welchen industriellen Anwendungen sowohl Wasserstoff als auch Kohlenstoff benötigt wird (z. B. synthesebasierte Folgeprodukte), um erneuerbaren Wasserstoff so effizient wie möglich einsetzen zu können.

Für die Ausrichtung der Forschung und Entwicklung zu Wasserstoff aus und v. a. mit Biomasse sind folgende Aspekte zu berücksichtigen:

- ≡ **Potenziale.** Biomasseressourcen und daraus hergestellte Produkte in Bezug auf ihren erneuerbaren Kohlenstoffanteil; u. a. Einordnung und Kontextualisierung von Biomassepotenzialen im Sinne ihres Kohlenstoffpotenzials, Passfähigkeit zu Land- und Forstwirtschaft inklusiver nachhaltiger Landnutzungskonzepte
- ≡ **Technologien.** (Weiter-)Entwicklung von integrierten Konversions- und Aufbereitungstechnologien mit besonderem Fokus auf sektorübergreifende Technologien und Anlagenkonzepte unter Kopplung von grünem Wasserstoff aus und mit Biomasse zu Folgeprodukten (sog. SynBioPtX) sowie Passfähigkeit zur bestehenden Infrastruktur und Produktionsprozessen relevanter Industriezweige
- ≡ **Anwendung.** Systemintegration von erneuerbarem Wasserstoff aus und mit Biomasse v. a. im Bezug auf Systemdienstleistungen und flexibler Produktion, der Nutzung von Speichern, Produktqualitäten (Normen und Qualitätsanforderungen), sowie der Weiterentwicklung der Einsatzfelder von grünem Wasserstoff und v. a. dessen Folgeprodukte
- ≡ **System- und Technologiebewertung.** vergleichende Bewertung von grünem Wasserstoff aus und mit Biomasse hinsichtlich (i) Klimaschutzbeitrag, (ii) Kosten und Optimierungspotenziale, (iii) möglicher Nachhaltigkeitsrisiken und Wegen zur Absicherung der nachhaltigen Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff (z. B. durch Nachhaltigkeitszertifizierung) sowie (iv) möglicher Hemmnisse für den Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff.

Glossar

Begriff	Erläuterung
Biowasserstoff	Wasserstoff, der über thermochemische und/oder biotechnologische Prozesse aus Biomasse gewonnen wird.
CO ₂ -armer Wasserstoff	Inkludiert fossilen Wasserstoff mit CO ₂ -Abscheidung und strombasierten Wasserstoff, wobei die über den gesamten Lebenszyklus entstehenden Treibhausgasemissionen im Vergleich zur derzeitigen Wasserstoffproduktion erheblich verringert werden
CO ₂ -Äquivalent	Maßeinheit zur Vereinheitlichung der Klimawirkung der unterschiedlichen Treibhausgase. CO ₂ -Äquivalente zeigen, welche Menge eines Gases in einem bestimmten Betrachtungszeitraum, z. B. 20, 100 oder 500 Jahre, die gleiche Treibhausgaswirkung entfalten würde wie Kohlenstoffdioxid (CO ₂). (NPM 2021)
E-Fuels	E-Fuels sind Kraftstoffe, die aus Strom, Wasser und ggf. anderen Ressourcen wie Kohlenstoffdioxid hergestellt werden. Innerhalb der EU werden E-Fuels als erneuerbare Kraftstoffe nicht biologischen Ursprungs (RFNBO) definiert. In Deutschland werden diese Kraftstoffe als Power-to-Fuel (PtX) bezeichnet und je nachdem, ob gasförmige oder flüssige Kraftstoffe synthetisiert werden, über die Power-to-Gas- (PtG-) oder Power-to-Liquid- (PtL-)Technologie realisiert. (NPM 2021)
Fit for 55	Fit for 55 ist ein Paket reformierter und neuer Richtlinien und Verordnungen zur Klimapolitik der Europäischen Union, vorgestellt in 07/2021. Mit ihm soll das im European Green Deal verankerte Ziel erreicht werden, den Ausstoß von Treibhausgasen in der EU bis 2030 um mindestens 55 % gegenüber dem Ausstoß von 1990 zu reduzieren und Europa bis 2050 klimaneutral zu machen.
Folgeprodukte	Aus Wasserstoff können weitere Folgeprodukte hergestellt werden (Ammoniak, Methanol, Methan usw.). Sofern diese Produkte unter der Verwendung von grünem Wasserstoff erzeugt werden, wird im Folgenden übergreifend von Power-to-X (PtX) gesprochen. Je nachdem, ob die erzeugten Folgeprodukte in gasförmiger oder flüssiger Form anfallen, spricht man von Power-to-Gas (PtG) oder von Power-to-Liquid (PtL); siehe auch E-Fuels. (NPM 2021)
(Fortschrittliche) Biokraftstoffe	Biokraftstoffe sind Kraftstoffe, die direkt oder indirekt aus Biomasse gewonnen werden. Beispiele sind Bioethanol, FAME und Biomethan. Als fortschrittliche Biokraftstoffe gelten Kraftstoffe, die auf Basis von Ressourcen nach Anhang IX Teil A der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie RED II (2018/2001) hergestellt werden.
Grüner Wasserstoff	Grüner Wasserstoff wird durch Elektrolyse von Wasser hergestellt, wobei für die Elektrolyse ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien zum Einsatz kommt. Unabhängig von der gewählten Elektrolysetechnologie erfolgt die Produktion von Wasserstoff CO ₂ -frei, da der eingesetzte Strom zu 100% aus erneuerbaren Quellen stammt und damit CO ₂ -frei ist. (NPM 2021)
Grauer Wasserstoff	Grauer Wasserstoff wird aus fossilen Brennstoffen gewonnen. In der Regel wird bei der Herstellung Erdgas unter Hitze in Wasserstoff und CO ₂ umgewandelt (Dampfreformierung). Das CO ₂ wird anschließend ungenutzt in die Atmosphäre abgegeben und verstärkt so den globalen Treibhauseffekt. (NPM 2021)
Retrofitting	Das Nach- oder Umrüsten (engl.: Retrofitting) von technischen Anlagen stellt eine Möglichkeit dar, bestehende Verfahrenstechnik und Infrastruktur für einen neuen (Teil-)Prozess oder zur Produktion eines neuen (Neben-)Produktes zu adaptieren und nutzen. Aus diesem Grund wird in den Technologie-steckbriefen ein besonderes Augenmerk auf die Möglichkeiten des Retrofittings gelegt. Als wesentliches Potenzial wird hierbei die reduzierbaren Investitionskosten im Vergleich zur Greenfield-Installation genannt.

Begriff	Erläuterung
Technologiereifegrad	Der sog. Technology Readiness Level (TRL) ist eine Skala zur Bewertung des Entwicklungsstandes von neuen Technologien auf der Basis einer systematischen Analyse; Details in Abbildung 2
Treibhausgase (THG)	Treibhausgase sind atmosphärische Spurengase, die zum Treibhauseffekt beitragen und sowohl einen natürlichen als auch einen anthropogenen Ursprung haben können. Die wichtigsten Treibhausgase sind Kohlenstoffdioxid (CO ₂), Methan (CH ₄) und Distickstoffoxid (N ₂ O/Lachgas). (NPM 2021)
Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote)	Die THG-Quote ist ein marktbasierendes Instrument zur Reduzierung des Ausstoßes klimaschädlicher Gase im Verkehrssektor. Die Quote verpflichtet die Inverkehrbringer von Kraftstoffen, emissionsreduzierende Maßnahmen zu ergreifen. (NPM 2021)

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erläuterung
AEL	Alkalische Elektrolyse
AFIR	engl.: Alternative Fuels Infrastructure Regulation
Ariadne	Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045: Szenarien und Pfade im Modellvergleich (Kopernikus-Projekt Ariadne 2021)
AUT	Länderkürzel Österreich
AUX	Hilfsstoffe
B	Biomasse
BDI Klimapfade 2.0	KLIMAPFADE 2.0: Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft (BDI 2021)
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung
BIO2HY	Kurzstudie „Wasserstoff aus Biomasse“
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BMWK-LFS-TN-Strom	Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3 (Consentec GmbH et al. 2021)
BRA	Länderkürzel Brasilien
bspw.	beispielsweise
BtX	Biomass-to-X, mit X beispielsweise für G-Gas, L-Flüssigkeit und H-Wärme
bzw.	beziehungsweise
C	Kohlenstoff
C2+	Kurzkettige Kohlenwasserstoffe
C ₆ H ₁₂ O ₆	Glucose
CAPEX	engl.: capital expenditures übersetzt: Investitionsausgaben
CCfD	Engl.: Carbon Contracts for Difference
CCS/U	engl.: carbon capture and storage oder carbon capture and use übersetzt: Kohlenstoffabscheidung und Speicherung oder Kohlenstoffabscheidung und Nutzung
CfD	engl.: Contracts for Difference übersetzt: Differenzkontakte
CH ₃ COOH	Essigsäure
CH ₄	Methan
CHL	Länderkürzel Chile
CNG	engl.: Compressed Natural Gas übersetzt: komprimiertes Erdgas
CO	Kohlenstoffmonoxid
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
Co-SOE	Hochtemperatur-Co-Elektrolyse

Abkürzung	Erläuterung
DBFZ	DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
dena-KN 100	dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität (dena 2021)
DEU	Länderkürzel Deutschland
DME	Dimethylether
DR	Wasserdampfreformierung
DRI	engl.: direct reduced iron übersetzt: Eisenschwamm
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
DWA	Druckwechseladsorption
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
EnEG	Energieeinsparungsgesetz
EnergieStG	Energiesteuergesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ESP	Länderkürzel Spanien
ETD	Energiesteuerrichtlinie
EU	Europäische Union
EU-ETS/ EU-EHS	engl.: European Emission Trading System übersetzt: Europäisches Emissionshandelssystem
FRA	Länderkürzel Frankreich
FT	Fischer-Tropsch
GBR	Länderkürzel Großbritannien
GEG	Gebäudeenergiegesetz
H ₂	Wasserstoff
H ₂ O	Wasser
H ₂ S	Schwefelwasserstoff
HEFA	engl.: hydroprocessed esters and fatty acids übersetzt: Hydroprozessierte Ester und Fettsäuren
H-Gas	Hochkalorisches Erdgas
HT	Hochtemperatur- oder Festoxidelektrolyse
HVO	engl.: hydrotreated vegetable oils übersetzt: Hydroprozessiertes Pflanzenöl
i. N.	in Norm
IEA	engl.: International Energy Agency übersetzt: Internationale Energieagentur
IPCEI	engl.: Important Project of Common European Interest
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz

Abkürzung	Erläuterung
L-Gas	Niederkalorisches Erdgas
LKW	Lastkraftwagen
LNF	Leichte Nutzfahrzeuge
LNG	engl.: Liquefied Natural Gas übersetzt: verflüssigtes Erdgas
LOHC	engl.: Liquid Organic Hydrogen Carriers übersetzt: Flüssige organische Wasserstoffträger
LULUCF	engl.: land use, land-use change and forestry übersetzt: Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft
MEC	Mikrobielle Elektrosynthese
MeOH	Methanol
MTBE	Methyltertiärbutylester
MtX	Methanol-to-X, mit X beispielsweise für J-Jet, G-Benzin, O-Olefine, A-Aromaten
NASA	engl.: National Aeronautics and Space Administration übersetzt: Nationale Aeronautik- und Raumfahrtbehörde
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe
NO _x	Stickoxide
NRW	Nordrhein-Westfalen
NWS	Nationale Wasserstoffstrategie
O ₂	Sauerstoff
OPEX	engl.: Operational Expenditures übersetzt: Betriebskosten
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
PEM	Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse
PEMFC	Polymer-Elektrolyt-Membran-Brennstoffzelle
PKW	Personenkraftwagen
PtX	Power-to-X, mit X analog zu BtX
PV	Photovoltaik
RED	Engl.: Renewable Energy Directive Übersetzt: Erneuerbare-Energien-Richtlinie
RED	Erneuerbare Energien Direktive
RFNBOs	erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs
RWGS	Reversible Wassergas-Shift-Reaktion
SKN-Agora-KNDE 2045	Klimaneutrales Deutschland 2045 - Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann (Prognos et al. 2021)
SNG	engl.: synthetic natural gas übersetzt: Synthetisches Erdgas
SOFC	Festoxid-Brennstoffzelle
SPK	Synthetische paraffinisches Kerosin
SWE	Schweden
SynBioPtX	Synergien biomasse- und strombasierter Technologien
SynGas	Synthesegas

Abkürzung	Erläuterung
TEA	engl.: techno-economic analysis übersetzt: Technisch-ökonomische Bewertung
TEHG	Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz
THG	Treibhausgas
TRL	engl.: Technology Readiness Level übersetzt: technischer Entwicklungsstand
u. a.	unter anderen
USA	Länderkürzel Vereinigte Staaten von Amerika
v. a.	vor allem
VCI	Verband der Chemischen Industrie e. V.
z. B.	zum Beispiel

Referenzverzeichnis

- Abbas, Hazzim F.; Wan Daud, W.M.A. (2010): Hydrogen production by methane decomposition. A review. In: International Journal of Hydrogen Energy 35 (3), S. 1160–1190. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2009.11.036.
- AGEE-Stat (2021): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Hg. v. BMWi. Online verfügbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html, zuletzt aktualisiert am Februar 2021.
- Agler-Rosenbaum, Miriam; Schröder, Uwe; Harnisch, Falk (2013): Mikroben unter Strom. In: Biologie in unserer Zeit 43 (2), S. 96–103. DOI: 10.1002/biuz.201310502.
- Alstom (2018): World premiere. Alstom's hydrogen trains enter passenger service in Lower Saxony, zuletzt geprüft am 24.06.2021.
- Amin, Ashraf M.; Croiset, Eric; Epling, William (2011): Review of methane catalytic cracking for hydrogen production. In: International Journal of Hydrogen Energy 36 (4), S. 2904–2935. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2010.11.035.
- Anger, Stephan (2020a): Dezentrale Wasserstofferzeugung aus Biogas durch Dampfreformierung. 2. INFO-VERANSTALTUNG zum Thema Wasserstoff im Landkreis Elbe-Elster. DBI -Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg. Landkreis Elbe-Elster. Falkenberg/Elster, 29.10.2020.
- Anger, Stephan (2020b): Dezentrale Wasserstofferzeugung aus Biogas durch Dampfreformierung. 2. INFO-VERANSTALTUNG zum Thema Wasserstoff im Landkreis Elbe-Elster. DBI -Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg. Landkreis Elbe-Elster. Falkenberg/Elster, 29.10.2020.
- ASUE, Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (2020): Wasserstoffanwendungen in Industrie und Energiewirtschaft.
- Atmosfair (2021): atmosfair produziert jetzt fairfuel. Online verfügbar unter <https://fairfuel.atmosfair.de/de/hauptseite-deutsch/>, zuletzt geprüft am 01.11.2021.
- Australian Renewable Energy Agency (2021): The Hazer Process. Commercial Demonstration Plant. Online verfügbar unter <https://arena.gov.au/projects/the-hazer-process-commercial-demonstration-plant/>, zuletzt aktualisiert am 2021, zuletzt geprüft am 12.10.2021.
- Autenrieth, Caroline; Shaw, Shreya; Ghosh, Robin (2021a): New Approach for the Construction and Calibration of Gas-Tight Setups for Biohydrogen Production at the Small Laboratory Scale. In: Metabolites 11 (10), S. 667. DOI: 10.3390/metabo11100667.
- Autenrieth et al. (2021b): Stellungnahme. Biomasse und Bioenergie als Teil der Wasserstoffwirtschaft. Online verfügbar unter https://www.energetische-biomassennutzung.de/fileadmin/media/6_Publikationen/Stellungnahmen/Stellungnahme_FNBioE_H2-BM_final.pdf, zuletzt geprüft am 14.06.2021.
- Bandyopadhyay, Anindita; Stöckel, Jana; Min, Hongtao; Sherman, Louis A.; Pakrasi, Himadri B. (2010): High rates of photobiological H₂ production by a cyanobacterium under aerobic conditions. In: Nat Commun 1 (1), S. 133. DOI: 10.1038/ncomms1139.
- BASF (2021): Stimmen aus der Forschung - Methanpyrolyse. Online verfügbar unter <https://www.basf.com/global/de/who-we-are/sustainability/we-produce-safely-and-efficiently/energy->

and-climate-protection/carbon-management/interview-methane-pyrolysis.html, zuletzt aktualisiert am 12.10.2021, zuletzt geprüft am 12.10.2021.

Bastidas-Oyanedel, Juan-Rodrigo; Bonk, Fabian; Thomsen, Mette Hedegaard; Schmidt, Jens Ejbye (2019): The Future Perspectives of Dark Fermentation. Moving from Only Biohydrogen to Biochemicals: Springer International Publishing (Biorefinery).

BDEW (2021): Wasserstoff in der Praxis - Anwendungen in der Energiewirtschaft. Online verfügbar unter <https://www.bdew.de/energie/wasserstoff/wasserstoff-der-anwendung/>, zuletzt geprüft am 23.11.2021.

BDI (2021): Klimapfade 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft. Online verfügbar unter https://issuu.com/bdi-berlin/docs/211021_bdi_klimapfade_2.0_-_gesamtstudie_-_vorabve, zuletzt geprüft am 03.01.2022.

Bhaskar, Abhinav; Assadi, Mohsen; Nikpey Somehsaraei, Homam (2020): Decarbonization of the Iron and Steel Industry with Direct Reduction of Iron Ore with Green Hydrogen. In: *Energies* 13 (3), S. 758. DOI: 10.3390/en13030758.

Binder, Matthias; Kraussler, Michael; Kuba, Matthias; Luisser, Markus (2018): Hydrogen from biomass gasification. IEA Bioenergy: Task 33. Online verfügbar unter https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2019/01/Wasserstoffstudie_IEA-final.pdf, zuletzt geprüft am 17.02.2022.

BioAge Group, LLC (05.04.2021): New waste-to-hydrogen plant in Tokyo to convert wastewater sludge into H₂ for vehicles and power generation. Online verfügbar unter <https://www.greencarcongress.com/2021/04/20210405-jbec.html>, zuletzt geprüft am 03.12.2021.

BlueFlux Energy AG (2020): Firmenwebsite. BlueFlux Energy AG. Online verfügbar unter <https://www.bluefluxenergy.com/en/>.

BMU (2017): Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote. 37. BImSchV, vom 15.05.2017. In: BGBl (Heft I Nr. 28), S. 1195.

BMU (2021): Beschlossene Anpassungen der Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote). Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. Online verfügbar unter <https://www.bmu.de/media/beschlossene-anpassungen-der-treibhausgasminderungsquote-thg-quote>, zuletzt aktualisiert am 03.02.2021, zuletzt geprüft am 11.11.2021.

BMVi (2018): Energie auf neuen Wegen. Aktuelles zur Weiterentwicklung der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung. Berlin.

BMWi (2020): Die Nationale Wasserstoffstrategie.

BMWi (2021): Bericht der Bundesregierung zur Umsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/bericht-der-bundesregierung-zur-umsetzung-der-nationalen-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=16, zuletzt geprüft am 23.11.2021.

BMWK (2022): Wasserstoff als Schlüsselement für die Energiewende. BMWK. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/wasserstoff.html>, zuletzt aktualisiert am 23.02.2022, zuletzt geprüft am 23.02.2022.

Böhme, Chr. (2013): Wissenschaft populär. Innovationen dre BASF anschaulich erklärt. Düngemittel aus der Luft gegriffen. Hg. v. BASF, zuletzt geprüft am 24.03.2022.

Bond, Steven W.; Alvarez, Robert; Reimann, Stefan; Weilenmann, Martin; Buchmann, Brigitte (2011): Hydrogen emissions to the atmosphere from industry and transportation. In: Alexander Wokaun und Erik Wilhelm (Hg.): Transition to hydrogen. Pathways toward clean transportation. Cambridge: Cambridge University Press, S. 96–127.

Boukis, Nikolaos; Stoll, I. Katharina (2021): Gasification of biomass in supercritical water, challenges for the process design—lessons learned from the operation experience of the first dedicated pilot plant. In: Processes 9 (3), S. 1. DOI: 10.3390/pr9030455.

Brändle, Gregor; Schönfisch, Max; Schulte, Simon (2020): Estimating long-term global supply costs for low-carbon hydrogen. Unter Mitarbeit von Gregor Brändle und Simon Schulte. Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI). Köln (EWI working paper, 6).

Brett Parkinson; Joshua W. Matthews; Thomas B. McConaughy; D. Chester Upham; Eric W. McFarland (2017): Techno-Economic Analysis of Methane Pyrolysis in Molten Metals. Decarbonizing Natural Gas. In: Chemical Engineering & Technology 40 (6), S. 1022–1030. DOI: 10.1002/ceat.201600414.

Brosowski, André (2021): National Resource Monitoring for Biogenic Residues, By-products and Wastes. Development of a Systematic Data Collection, Management and Assessment for Germany. Dissertationsschrift. Deutsches BiomasseForschungsZentrum (DBFZ Report 41). Online verfügbar unter https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_41.pdf.

Brosowski, André; Krause, Tim; Mantau, Udo; Mahro, Bernd; Thrän, Daniela (2019): Schlussbericht zum Vorhaben Arbeitsgruppe Biomassereststoffmonitoring (AG BioRestMon). DBFZ. Online verfügbar unter <https://www.fnr.de/ftp/pdf/berichte/22019215.pdf>, zuletzt geprüft am 17.02.2022.

BtX energy GmbH (2021): AutAllo – der saubere Holzvergaser. Online verfügbar unter <https://btx-energy.de/technologien/autallo/>, zuletzt geprüft am 17.02.2022.

Bühler, Katja; Krömer, Jens; Klähn, Stephan; Bühler, Bruno; Dusny, Christian; Schmid, Andreas (2021): Weißer Wasserstoff made in Leipzig. In: Biospektrum 27 (3), S. 335. DOI: 10.1007/s12268-021-1572-x.

C.A.R.M.E.N. e.V. (2021): Marktübersicht Elektrolyseure 2021. Online verfügbar unter https://www.carmen-ev.de/wp-content/uploads/2021/11/Marktuebersicht-Elektrolyseure_2022-01.pdf, zuletzt geprüft am 17.02.2022.

Call, Douglas F.; Wagner, Rachel C.; Logan, Bruce E. (2009): Hydrogen Production by Geobacter Species and a Mixed Consortium in a Microbial Electrolysis Cell. In: Applied and Environmental Microbiology 75 (24), S. 7579–7587. DOI: 10.1128/AEM.01760-09.

Chouhan, Kantilal; Sinha, Shishir; Kumar, Shashi; Kumar, Surendra (2021): Simulation of steam reforming of biogas in an industrial reformer for hydrogen production. In: International Journal of Hydrogen Energy 46 (53), S. 26809–26824. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2021.05.152.

Cihlar, J.; Lejarreta, A. V.; Wang, A.; Melgar, F.; Jens, J.; Rio, P. (2020): Hydrogen Generation in Europe. Overview of Key costs and Benefits: Guidehouse and Tractebel Impact.

Concord Blue Energy GmbH (2020): Firmenwebsite. Concord Blue Energy GmbH. Online verfügbar unter Concord Blue Energy GmbH, zuletzt geprüft am 03.12.2021.

Consentec GmbH; Fraunhofer-Institut ISI; ifeu Heidelberg; TU Berlin (2021): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Karlsruhe. Online verfügbar unter https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2021/LFS_Kurzbericht.pdf, zuletzt geprüft am 03.02.2022.

Dambeck, Hans; Wendring, Paul; Wilms, Jürgen (2020): Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Wasserstofferzeugung aus Offshore-Windstrom. Prognos. Online verfügbar unter https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Fortschreibung/_Anlagen/Downloads/Kurzstudie_Wasserstofferzeugung.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 15.02.2022.

Daniel-Gromke, Jaqueline; Rensberg, Nadja; Denysenko, Velina; Stinner, Walter; Schmalfuß, Tina; Scheftelowitz, Mattes et al. (2018): Current Developments in Production and Utilization of Biogas and Biomethane in Germany. In: Chemie Ingenieur Technik 90 (1-2), S. 17–35. DOI: 10.1002/cite.201700077.

Daniel-Gromke, Jaqueline; Rensberg, Nadja; Denysenko, Velina; Trommler, Marcus; Reinholz, Toni; Völler, Klaus et al. (2017): Anlagenbestand Biogas und Biomethan – Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland. DBFZ. Online verfügbar unter https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_30.pdf.

DBFZ: Ressourcendatenbank. Online verfügbar unter webapp.dbfz.de, zuletzt geprüft am 01.07.2021.

DEHST (2019): TEHG-Anwendungsbereich. Anwendungsbereich des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes (TEHG): Hinweise der Deutschen Emissionshandelsstelle (DEHSt). Online verfügbar unter https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/stationaere_anlagen/TEHG-Anwendungsbereich.pdf?__blob=publicationFile&v=12, zuletzt geprüft am 04.01.2022.

DEHST (2021): Leitfaden zum Anwendungsbereich sowie zur Überwachung und Berichterstattung von CO₂-Emissionen. Online verfügbar unter https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/nehs/nehs-leitfaden-monitoring.pdf?__blob=publicationFile&v=7, zuletzt geprüft am 05.01.2022.

Deloitte (2020): Fueling the Future of Mobility. Hydrogen and fuel cell solutions for transportation. Online verfügbar unter <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/cn/Documents/finance/deloitte-cn-fueling-the-future-of-mobility-en-200101.pdf>, zuletzt geprüft am 24.06.2021.

dena: ÖPNV & öffentliche Flotten. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/607/9264_OEPNV_oeffentliche_Flotten.pdf, zuletzt geprüft am 11.02.2022.

dena (2018a): Erdölraffinerie. Online verfügbar unter https://www.powertogas.info/fileadmin/Power_To_Gas/Dokumente/Factsheets/DENA-Factsheet8_Eroelraffinerie.pdf, zuletzt geprüft am 01.07.2021.

dena (2018b): Gebäudebestand. Online verfügbar unter https://www.powertogas.info/fileadmin/Power_To_Gas/Dokumente/Factsheets/DENA-Factsheet11_Gebaeudebestand.pdf, zuletzt geprüft am 15.07.2021.

dena (2018c): nicht elektrifizierter Schienenverkehr. Online verfügbar unter https://www.powertogas.info/fileadmin/Power_To_Gas/Dokumente/Factsheets/DENA-Factsheet5_Nicht_elektrifizierter_Schienenverkehr.pdf, zuletzt geprüft am 01.07.2021.

dena (2018d): Stahlproduktion. Online verfügbar unter https://www.powertogas.info/fileadmin/Power_To_Gas/Dokumente/Factsheets/DENA-Factsheet9_Stahlproduktion.pdf, zuletzt geprüft am 01.07.2021.

dena; Stiftung Klimaneutralität; Agora Verkehrswende; Agora Energiewende; BDI; Kopernikus Projekte Ariadne; BMWK (2022): Vergleich der „Big 5“ Klimaneutralitätsszenarien. Online verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/Vergleich_der_Big_5_Klimaneutralitaetsszenarien.pdf. zuletzt geprüft am 17.03.2022.

dena (2021): dena Leitstudie – Aufbruch Klimaneutralität. Online verfügbar unter <https://www.dena.de/dena-leitstudie-aufbruch-klimaneutralitaet/gutachten/>, zuletzt geprüft am 01.11.2021.

dena (2022): H2 Dezentral. Online verfügbar unter <https://www.dena.de/h2-dezentral/>, zuletzt geprüft am 12.12.2021.

dena; ARGE (2021): Analysis of Hydrogen Technologies - Overview of the most important technologies in hydrogen production, logistics and applications.

Derwent, Richard; Simmonds, Peter; O’Doherty, Simon; Manning, Alistair; Collins, William; Stevenson, David (2006): Global environmental impacts of the hydrogen economy. In: IJNHPA 1 (1), S. 57. DOI: 10.1504/IJNHPA.2006.009869.

Derwent, Richard G. (2018): Hydrogen for heating: atmospheric impacts. A literature review. Online verfügbar unter https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/760538/Hydrogen_atmospheric_impact_report.pdf, zuletzt geprüft am 15.02.2022.

Derwent, Richard G.; Stevenson, David S.; Utembe, Steven R.; Jenkin, Michael E.; Khan, Anwar H.; Shallcross, Dudley E. (2020): Global modelling studies of hydrogen and its isotopomers using STOCHEM-CRI. Likely radiative forcing consequences of a future hydrogen economy. In: International Journal of Hydrogen Energy 45 (15), S. 9211–9221. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2020.01.125.

Di Marcoberardino, Gioele; Foresti, Stefano; Binotti, Marco; Manzolini, Giampaolo (2018): Potentiality of a biogas membrane reformer for decentralized hydrogen production 129, S. 131–141. DOI: 10.1016/j.cep.2018.04.023.

Dietrich, Sebastian; Oehmichen, Katja; Zech, Konstantin; Müller-Langer, Franziska; Majer, Stefan; Kalcher, Jasmin et al. (2017): Machbarkeitsanalyse für eine PTG-HEFA-Hybridraffinerie in Deutschland. Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) im Rahmen der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung (MKS). DBFZ. Leipzig (P3410024). Online verfügbar unter https://bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/MKS/machbarkeitsanalyse-ptg-hefa-hybridraffinerie.pdf?__blob=publicationFile.

Doebbe, Anja; Rupprecht, Jens; Beckmann, Julia; Mussnug, Jan H.; Hallmann, Armin; Hankamer, Ben; Kruse, Olaf (2007): Functional integration of the HUP1 hexose symporter gene into the genome of *C. reinhardtii*. Impacts on biological H₂ production. In: Journal of Biotechnology 131 (1), S. 27–33. DOI: 10.1016/j.jbiotec.2007.05.017.

Dominik Rutz; Rainer Janssen; Patrick Reumerman, Jurjen Spekreijse, Doris Matschegg, Dina Bacovsky, Arne Gröngroft, Stephanie Hauschild, Niels Dögnitz, Emmanouil Karampinis, Dimitrios-Sotirios Kourkoumpas, Panagiotis Grammelis, Kristian Melin, Heidi Saastamoinen, Ana Isabel Susmozas Torres, Raquel Iglesias, Mercedes Ballesteros, Göran Gustavsson, Daniella Johansson, Anes Kazagić, Ajla Merzić, Dino Trešnja, Hans Dagevos, Siet J. Sijtsema, Machiel J. Reinders, Marieke Meeusen (2020): Technical options for retrofitting industries with bioenergy - A handbook. 1. Aufl. WIP. München. Online verfügbar unter <https://www.biofit-h2020.eu/publications-reports/>, zuletzt geprüft am 17.02.2022.

E4tech (2019): H2 Emission Potential Literature Review. Final Report. Hg. v. E4tech (UK) Ltd for the Department for Business Energy and Industrial Strategy (BEIS) (BEIS Research Paper Number 22).

E-Bridge Consulting GmbH (2022): E-Bridge Consulting GmbH. Kompetenz in Energie. Online verfügbar unter <https://www.e-bridge.de/#hydexmodal>, zuletzt aktualisiert am 22.02.2022, zuletzt geprüft am 22.02.2022.

Edwards, R.; Larivé, J-F.; Beziat, J-C. (2011): Well-to-wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Power trains in the European Context. WELL-to-TANK Report, Version 3c, July 2011. European Commission Joint Research Centre, Institute for Energy / CONCAWE / Renault/EUCAR. Italien. Online verfügbar unter http://www.optiresource.org/prova/pdf/JRC_Eucar/wtw3_wtt_report_eurformat.pdf, zuletzt geprüft am 01.10.2021.

EEX (2022): Auction Market. Online verfügbar unter <https://www.eex.com/en/market-data/environmental-markets/auction-market>, zuletzt geprüft am 11.02.2022.

Emcel (2019): Wann lohnt sich der Transport von Wasserstoff per Wasserstoffpipeline? Online verfügbar unter <https://emcel.com/de/wann-lohnt-sich-der-transport-von-wasserstoff-per-wasserstoffpipeline/>, zuletzt geprüft am 02.12.2021.

Emcel (2020): Reinheit von Wasserstoff. Wer nutzt welche Bezeichnung? - EMCEL. Online verfügbar unter <https://emcel.com/de/reinheit-von-wasserstoff/>, zuletzt geprüft am 18.02.2022.

Emcel (2021): Was kostet grüner Wasserstoff (grüner H2)? Online verfügbar unter <https://emcel.com/de/was-kostet-gruener-h2/>, zuletzt geprüft am 12.10.2021.

Emonts, Bernd; Stolten, Detlef (Hg.) (2016): Hydrogen science and engineering. Materials, processes, systems and technology. Weinheim: Wiley-VCH. Online verfügbar unter <http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&scope=site&db=nlebk&AN=1139686>.

enArgus (2022): Verbundvorhaben: BiDRoGen - Wirtschaftliche, dezentrale und mobile Herstellung von Grünem Wasserstoff aus dem Unterkorn (< 20mm) von der pelletierten Industrierestholzverwertung in einer Containerlösung. Teilvorhaben: Entwicklung einer wasserstoffreichen Gasproduktion aus Restholz. enArgus. Online verfügbar unter <https://www.enargus.de/detail/?id=8875444>, zuletzt geprüft am 17.02.2022.

Energie-experten (2021): Methan-Plasmalyse. Hotel heizt mit negativer CO2-Bilanz. Energie-experten; Energie Experten. Online verfügbar unter <https://www.energie-experten.org/news/methan-plasmalyse-hotel-heizt-mit-negativer-co2-bilanz>, zuletzt aktualisiert am 12.10.2021, zuletzt geprüft am 12.10.2021.

eQuota (2021): THG-Quote. Alles Wissenswerte zur Treibhausgasminderungsquote. Online verfügbar unter <https://equota.de/thg-quote-treibhausgasminderungsquote>, zuletzt geprüft am 10.12.2021.

EU Commission: Standard values for emission factors. EU Commission. Brussels. Online verfügbar unter https://energy.ec.europa.eu/document/download/a7edd7a1-e840-4b47-8749-f6834b76cbee_en.

- European Commission (2018): Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 - on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast). RED 2.
- European Commission (2020): A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf, zuletzt geprüft am 23.02.2022.
- Expertenworkshop (2021): Wasserstoff aus Biomasse. Im Rahmen des Projekts BIO2HY als Beratungsleistung des BMEL zum Thema Wasserstoff aus Biomasse. Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ); Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). DBFZ, 18.10.2021.
- FAU (2021): BMWi-Projekt BiogasGoesHydrogen- Autarke Wasserstoffgewinnung aus Biogas mittels Reformierung und CO-Verbrennung. Online verfügbar unter https://www.evt.tf.fau.de/forschung/forschungsschwerpunkte/2nd-generation-fuels/bmwi-projekt-biogasgoeshydrogen/#collapse_3, zuletzt geprüft am 17.02.2022.
- FDP Herten (2019): Blauer Turm, was nun? Anfrage an Bürgermeister der Stadt Herten o.V.,i.A. FDP Herten. Online verfügbar unter <http://rat.jidv.de/?p=3371>, zuletzt geprüft am 03.12.2021.
- Fernández-Dacosta, Cora; Shen, Li; Schakel, Wouter; Ramirez, Andrea; Kramer, Gert Jan (2019): Potential and challenges of low-carbon energy options. Comparative assessment of alternative fuels for the transport sector. In: Applied Energy 236 (9), S. 590–606. DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.11.055.
- FfE (2019): Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen für den Szenariorahmen NEP Gas 2020-2030. Online verfügbar unter <https://www.ffegmbh.de/attachments/article/870/Studie%20zur%20Regionalisierung%20von%20PtG%20Leistungen.pdf>, zuletzt geprüft am 17.07.2021.
- Fick, G.; Mirgaux, O.; Neau, P.; Patisson, F. (2014): Using Biomass for Pig Iron Production. A Technical, Environmental and Economical Assessment. In: Waste Biomass Valor 5 (1), S. 43–55. DOI: 10.1007/s12649-013-9223-1.
- Fishedick, M.; Esken, A.; Pastowski, A.; Schüwer, D. (2007): RECCS. Strukturell-ökonomisch-ökologischer Vergleich regenerativer Energietechnologien (RE) mit Carbon Capture and Storage (CCS).
- FNB Gas (2021): Wasserstoffnetze 2030 & 2050. Für ein klimaneutrales Deutschland. Online verfügbar unter https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/12/2021-12-08_FNB-Gas-Webinar_H2-Netze_2030_2050.pdf, zuletzt geprüft am 03.01.2022.
- FNR (Hg.) (2010): Hydrothermale Carbonisierung. Unter Mitarbeit von Andrea Kruse, Nikolaos Boukis, Ulrich Galla, A. Hammerschmidt, Eckhard Dinjus. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. Gülzow (Gülzower Fachgespräche, 33).
- FNR (Hg.) (2016): Leitfaden Biogas. Von der Gewinnung zur Nutzung. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe; Deutsches BiomasseForschungsZentrum; Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft; Institut für Agrartechnologie und Biosystemtechnik. 7. Auflage. Rostock: Druckerei Weidner (Bioenergie).
- Forschung für Nachhaltigkeit – FONA (2021): Methanpyrolyse. Klimafreundlicher Wasserstoff. Online verfügbar unter <https://www.fona.de/de/massnahmen/foerdermassnahmen/wasserstoff-aus-methanpyrolyse.php>, zuletzt aktualisiert am 11.10.2021, zuletzt geprüft am 11.10.2021.

- Forschungszentrum Jülich (2020): Festoxid-Brennstoffzellen – SOFC. Online verfügbar unter https://www.fz-juelich.de/portal/DE/Forschung/EnergieUmwelt/Brennstoffzellen/SOFC/_node.html, zuletzt geprüft am 24.06.2021.
- Fraunhofer IEE (2020): Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem. Fokus Gebäudewärme. Online verfügbar unter https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Studien-Reports/FraunhoferIEE_Kurzstudie_H2_Gebaeudewaerme_Final_20200529.pdf, zuletzt geprüft am 18.08.2021.
- Fraunhofer ISI; Fraunhofer ISE (2019): Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland. Karlsruhe, Freiburg. Online verfügbar unter https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/2019-10_Fraunhofer_Wasserstoff-Roadmap_fuer_Deutschland.pdf, zuletzt geprüft am 17.11.2021.
- Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (2022): Auf dem Weg zur GW-Industrie - Fraunhofer ISE liefert detaillierte Kostenanalyse für Wasserelektrolyse-Systeme - Fraunhofer ISE. Online verfügbar unter <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2022/auf-dem-weg-zur-gw-industrie-fraunhofer-ise-liefert-detaillierte-kostenanalyse-fuer-wasserelektrolyse-systeme.html>, zuletzt aktualisiert am 15.02.2022, zuletzt geprüft am 15.02.2022.
- fuelcellbuses (2020): Europe's largest hybrid fuel cell bus fleet and first hydrogen infrastructure for public transport have been unveiled, Fuel Cell Electric Buses. Online verfügbar unter <https://fuelcellbuses.eu/public-transporthydrogen/europe%E2%80%99s-largest-hybrid-fuel-cell-bus-fleet-and-first-hydrogen-0>, zuletzt geprüft am 24.06.2021.
- FVEE (2021): Wasserstoff. Erneuerbarer Wasserstoff. Online verfügbar unter <https://www.fvee.de/forschung/forschungsthemen/wasserstoff/>, zuletzt geprüft am 17.02.2022.
- DVGW G 260 (A) 2021: Gasbeschaffenheit.
- Ghosh, R.; Hardmeyer, A.; Thoenen, I.; Bachofen, R. (1994): Optimization of the Sistrom Culture Medium for Large-Scale Batch Cultivation of Rhodospirillum rubrum under Semiaerobic Conditions with Maximal Yield of Photosynthetic Membranes. In: Appl Environ Microbiol 60 (5), S. 1698–1700. DOI: 10.1128/aem.60.5.1698-1700.1994.
- Graforce (2021): Methan-Plasmalyse. Online verfügbar unter https://www.graforce.com/images/pdfs/Methan-Plasmalyse_DE_V3.pdf, zuletzt aktualisiert am 12.10.2021, zuletzt geprüft am 12.10.2021.
- Green Car Congress (2020): Graz researchers develop cost-effective chemical looping process for decentralized production of high-purity hydrogen. Online verfügbar unter <https://www.greencarcongress.com/2020/05/20200528-osod.html>, zuletzt aktualisiert am 17.02.2022.
- Guminski; Rouyrre; Wiener (2019): CO₂-Verminderung in der Flachglasherstellung. Online verfügbar unter https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2021/08/CO2-Verminderung_in_der_Flachglasherstellung.pdf, zuletzt geprüft am 23.11.2021.
- H2 Mobility (2021): Wasserstoffbetankung von Schwerlastfahrzeugen – die Optionen im Überblick. Online verfügbar unter <https://h2-mobility.de/wp->

content/uploads/sites/2/2021/10/H2M_Ueberblick_BetankungsoptionenLNFSNF_TankRast_2021-10-21.pdf, zuletzt geprüft am 07.07.2021.

H2tools (2016): Hydrogen Pipelines, Hydrogen Pipelines September 2016. Online verfügbar unter <https://h2tools.org/hyarc/hydrogen-data/hydrogen-pipelines>, zuletzt geprüft am 20.07.2021.

Hajjaji, Nouredine (2014): Thermodynamic investigation and environment impact assessment of hydrogen production from steam reforming of poultry tallow. In: Energy Conversion and Management 79, S. 171–179. DOI: 10.1016/j.enconman.2013.12.018.

Hajjaji, Nouredine; Martinez, Sylvain; Trably, Eric; Steyer, Jean-Philippe; Helias, Arnaud (2016): Life cycle assessment of hydrogen production from biogas reforming. In: International Journal of Hydrogen Energy 41 (14), S. 6064–6075. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2016.03.006.

Hauschild, Stephanie; Costa de Paiva, Gabriel; Neuling, Ulf; Zitscher, Tjerk; Köchermann, Jakob; Görsch, Kati (2022): Produktionstechnologien zur Bereitstellung von erneuerbaren Kraftstoffen. In: Jörg Schröder und Karin Naumann (Hg.): Monitoring erneuerbarer Energien im Verkehr. DBFZ Report Nr. 44. 1. Auflage. Leipzig, S. 67–105.

Hof, Elena (2022): Die Wasserstoffstrategie der Bundesregierung und Anwendungen im Verkehrsbereich. Kraftstoff der Zukunft. 19. Fachkongress für erneuerbare Mobilität. Berlin, 25.01.2022.

Holzner Druckbehälter GmbH (2021): Firmenwebsite. Holzner Druckbehälter GmbH. Online verfügbar unter <https://www.holzner-druckbehaelter.eu/blueflux-bio-H2.php>, zuletzt geprüft am 03.12.2021.

ISO 14687:2019: Hydrogen fuel quality – Product specification.

IEA (2019): The future of hydrogen. Seizing today's opportunities. Online verfügbar unter <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/klimaneutralitaet-schattenseite-des-hoffnungstraegers-produktion-von-wasserstoff-koennte-ressourcen-gefaehrden/27063644.html?ticket=ST-14806798-Zfa0XZNMjYDSvaz5coUT-ap4>, zuletzt geprüft am 15.02.2022.

IINAS (2021): Ermittlung fehlender Kennwerte (PEF, CO₂) für Wasserstoff unterschiedlicher Herstellung (Farben). Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und-strategien. Darmstadt.

IPCC (2007): Climate change 2007 : the physical science basis : contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Hg. v. Cambridge University Press. Cambridge, New York.

Iulianelli, A.; Manisco, M.; Bion, N.; Le Valant, A.; Epron, F.; Colpan, C. O. et al. (2021): Sustainable H₂ generation via steam reforming of biogas in membrane reactors. H₂S effects on membrane performance and catalytic activity. In: International Journal of Hydrogen Energy 46 (57), S. 29183–29197. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2020.10.038.

Jacobs et al. (2020): Wasserstoff als Fundament der Energiewende für den Brückenschlag zwischen den Sektoren. Online verfügbar unter https://www.fvee.de/fileadmin/veranstaltungen/Vortraege_JT20/3.1_FVEE_Jacobs.pdf, zuletzt geprüft am 06.01.2022.

Jendrischik, Martin (2021): Methan-Pyrolyse. C-Zero sammelt Kapital für Produktion von türkischem Wasserstoff aus Erdgas. In: Jendrischik PR, Leipzig, 10.02.2021. Online verfügbar unter

<https://www.cleanthinking.de/methan-pyrolyse-c-zero-sammelt-kapital-fuer-produktion-von-tuerkisem-wasserstoff-aus-erdgas/>, zuletzt geprüft am 12.10.2021.

Kalcher et al. (2021): Dashboard biogene Rohstoffe in Deutschland. Unter Mitarbeit von Friederike Naegeli de Torres, Elisa Gareis, Karl-Friedrich Cyffka und André Brosowski. Hg. v. Open Agrar Repositorium. DBFZ. Online verfügbar unter https://www.openagrar.de/receive/openagrar_mods_00074316.

Kaltschmitt, Martin; Hartmann, Hans; Hofbauer, Hermann (Hg.) (2016): Energie aus Biomasse. Grundlagen, Techniken und Verfahren. 3. Aufl. Berlin: Springer. Online verfügbar unter [dx.doi.org/10.1007/978-3-662-47438-9](https://doi.org/10.1007/978-3-662-47438-9).

Kang, Peng; Morrow, Gary; Zhang, Xiaolei; Wang, Tipeng; Tan, Zhongfu; Agarwai, Jayant (2017): Systematic comparison of hydrogen production from fossil fuels and biomass resources. In: International Journal of Agricultural and Biological Engineering 10 (6), S. 192–200. DOI: 10.25165/j.ijabe.20171006.2990.

Kauw, Marco; Benders, René M.J.; Visser, Cindy (2015): Green methanol from hydrogen and carbon dioxide using geothermal energy and/or hydropower in Iceland or excess renewable electricity in Germany. In: Energy 90, S. 208–217. DOI: 10.1016/j.energy.2015.06.002.

Kerscher, Florian; Stary, Alexander; Gleis, Stephan; Ulrich, Andreas; Klein, Harald; Spliethoff, Hartmut (2021): Low-carbon hydrogen production via electron beam plasma methane pyrolysis. Techno-economic analysis and carbon footprint assessment. In: International Journal of Hydrogen Energy 46 (38), S. 19897–19912. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2021.03.114.

KfW (2021): Merkblatt Energieeffizient Bauen und Sanieren – Zuschuss Brennstoffzelle. Online verfügbar unter [https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-\(Inlandsf%C3%B6rderung\)/PDF-Dokumente/6000003811_M_433_Brennstoffzelle.PDF](https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(Inlandsf%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/6000003811_M_433_Brennstoffzelle.PDF), zuletzt geprüft am 15.02.2022.

KIM, E.; LEE, M.; KIM, M.; LEE, J. (2008): Molecular hydrogen production by nitrogenase of *Rhodobacter sphaeroides* and by Fe-only hydrogenase of *Rhodospirillum rubrum*. In: International Journal of Hydrogen Energy 33 (5), S. 1516–1521. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2007.09.044.

KIT (2019): Hochdruck Flugstromvergasung. Hg. v. KIT. Online verfügbar unter <https://www.bioliq.de/67.php>, zuletzt geprüft am 02.12.2021.

KIT (2020): Biomass-to-Liquids (BtL) - Der bioliq® Prozess. Karlsruher Institut für Technologie. Online verfügbar unter <https://www.bioliq.de/55.php>, zuletzt geprüft am 02.12.2021.

KIT (2021a): Hydrothermale Vergasung von Biomasse. Unter Mitarbeit von Dr. Nikolaos Boukis. KIT. Online verfügbar unter <https://www.ikft.kit.edu/257.php>, zuletzt aktualisiert am 10.03.2021, zuletzt geprüft am 02.12.2021.

KIT (2021b): Press Releases - Archive Press Releases - Hydrogen from Natural Gas without CO2 Emissions. Online verfügbar unter https://www.kit.edu/kit/english/pi_2019_141_hydrogen-from-natural-gas-without-co2-emissions.php, zuletzt aktualisiert am 12.10.2021, zuletzt geprüft am 12.10.2021.

Klemm, Marco (2018): Small Scale Biomass Gasification for Rural Electrification. In: In: Kaltschmitt M. (eds) Energy from Organic Materials (Biomass). Encyclopedia of Sustainability Science and Technology Series. DOI: 10.1007/978-1-4939-7813-7_252.

Kopernikus-Projekt Ariadne (2021): Ariadne-Report. Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 - Szenarien und Pfade im Modellvergleich. Online verfügbar unter <https://ariadneprojekt.de/publikation/deutschland-auf-dem-weg-zur-klimaneutralitaet-2045-szenarienreport/>, zuletzt geprüft am 03.01.2022.

Kronimus, Alexander (2021): Wasserstoffnutzung der Chemie, 25.10.2021 an Christin Schmidt.

Lauf, Thomas; Memmler, Michael; Schneider, Sven (2021): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2020. Hg. v. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2021-12-13_climate-change_71-2021_emissionsbilanz_erneuerbarer_energien_2020_bf.pdf, zuletzt geprüft am 18.01.2022.

Lenz, Volker; Jordan, Matthias (2019): Technical and economic data of renewable heat supply systems for different heat sub-sectors. Mendeley Data. Online verfügbar unter <https://data.mendeley.com/datasets/v2c93n28rj/1>, zuletzt geprüft am 16.02.2022.

Liebich, Axel; Fröhlich, Thomas; Münther, Daniel; Fehrenbach, Horst; Giegrich, J.; Köppen, Susanne et al. (2020): Systemvergleich speicherbarer Energieträger aus erneuerbaren Energien.

Line, Stena (2021): SUPERGREEN. So funktioniert's! Online verfügbar unter <http://www.stenaline.de/supergreen/so-funktioniert>, zuletzt geprüft am 24.06.2021.

Liu, Hong; Grot, Stephen; Logan, Bruce E. (2005): Electrochemically assisted microbial production of hydrogen from acetate. In: Environmental science & technology 39 (11), S. 4317–4320. DOI: 10.1021/es050244p.

Liu, X., Elgowainy, A., Wang, M. (2020): Life cycle energy use and greenhouse gas emissions of ammonia production from renewable resources and industrial by-products. In: Green Chemistry 22, S. 5751–5761.

Lubenau, Udo; Baumann, Daniela (2020): Wasserstoffqualitätsanforderungen. Anforderungen der ISO/DIS 14687 bzw. DIN EN 17124 an die verschiedenen Wasserstoffqualitäten und Auswirkungen hinsichtlich H₂- und H₂-Gemischtransport sowie resultierende Vermarktungs- und Einsatzmöglichkeiten für Gasversorger. DBI - Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg.

Lubenau, Udo; Kussin, Peter (2020): Anforderungen, Möglichkeiten und Grenzen der Abtrennung von Wasserstoff aus Wasserstoff-Erdgas-Gemischen. In: Energie Wasser-Praxis 71 (1), S. 60–66.

Machhammer, Otto; Bode, Andreas; Hormuth, Wolfgang (2015): Ökonomisch/ökologische Betrachtung zur Herstellung von Wasserstoff in Großanlagen. In: Chemie Ingenieur Technik 87 (4), S. 409–418. DOI: 10.1002/cite.201400151.

Mahler AGS GmbH (2022): Anlagen zur Wasserstofferzeugung mittels Reformierung von Methanol – HYDROFORM-M. Online verfügbar unter <https://www.mahler-ags.com/anlagen/wasserstoffanlagen-hydroform-m/>, zuletzt geprüft am 17.02.2022.

Majer et al. (2019): Stand und Perspektiven der Biogaserzeugung aus Gülle. Unter Mitarbeit von Peter Kornatz, Jaqueline Daniel-Gromke, Nadja Rensberg, André Brosowski, Katja Oehmichen, Jan Liebetrau. Hg. v. DBFZ. Online verfügbar unter https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Broschueren/Broschuere_Peggue.pdf.

- MAN (2022): MAN Erdgas-Busse. Online verfügbar unter <https://gas.info/mobil-verkehr/erdgas-cng-mobil/mobilitaet-kommune-gewerbe/man-stadtbus>, zuletzt aktualisiert am 11.02.2022, zuletzt geprüft am 11.02.2022.
- Marchisio, Luigi (2017): D5.1 Plant Specification (process and services). Hysytech SRL (D5.1). Online verfügbar unter https://www.bioroburplus.org/resources/posts/108/D5.1-BioRoburplus_Open%20Version.pdf, zuletzt geprüft am 01.10.2021.
- Martin Roeb; Stefan Brendelberger; Andreas Rosenstiel; Christos Agrafiotis; Nathalie Monnerie; Vishnu Budama; Nadine Jacobs (2020): Wasserstoff als ein Fundament der Energiewende. Teil 1. Technologien und Perspektiven für eine nachhaltige und ökonomische Wasserstoffversorgung. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. Online verfügbar unter https://www.dlr.de/content/de/downloads/publikationen/broschueren/2020/wasserstoffstudie-teil-1.pdf;jsessionid=F24E90942B000865F101676B7678B928.delivery-replication1?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 17.02.2022.
- Martin Wietschel et al.: Klimabilanz, Kosten und Potenziale verschiedener Kraftstoffarten und Antriebssysteme für Pkw und Lkw. Online verfügbar unter <https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2019/klimabilanz-kosten-potenziale-antriebe-pkw-lkw.pdf>, zuletzt geprüft am 11.02.2022.
- McKinlay, James B.; Harwood, Caroline S. (2010): Photobiological production of hydrogen gas as a biofuel. In: *Current Opinion in Biotechnology* 21 (3), S. 244–251. DOI: 10.1016/j.copbio.2010.02.012.
- Mehmeti, Andi; Angelis-Dimakis, Athanasios; Arampatzis, George; McPhail, Stephen; Ulgiati, Sergio (2018): Life Cycle Assessment and Water Footprint of Hydrogen Production Methods. From Conventional to Emerging Technologies. In: *Environments* 5 (2), S. 24. DOI: 10.3390/environments5020024.
- Mertens, Jan; Belmans, Ronnie; Webber, Michael (2020): Why the Carbon-Neutral Energy Transition Will Imply the Use of Lots of Carbon. In: *C 6* (2), S. 39. DOI: 10.3390/c6020039.
- Millinger, Markus; Ponitka, Jens; Arendt, Oliver; Thrän, Daniela (2017): Competitiveness of advanced and conventional biofuels. Results from least-cost modelling of biofuel competition in Germany. In: *Energy Policy* (107), S. 394–402. DOI: 10.1016/j.enpol.2017.05.013.
- Minutillo, M.; Perna, A.; Forcina, A.; Di Micco, S.; Jannelli, E. (2020a): Analyzing the levelized cost of hydrogen in refueling stations with on-site hydrogen production via water electrolysis in the Italian scenario. In: *International Journal of Hydrogen Energy*. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2020.11.110.
- Minutillo, Mariagiovanna; Perna, Alessandra; Sorce, Alessandro (2020b): Green hydrogen production plants via biogas steam and autothermal reforming processes. Energy and exergy analyses. In: *Applied Energy* 277 (3), S. 115452. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.115452.
- Norgate, Terry; Haque, Nawshad; Somerville, Michael; Jahanshahi, Sharif (2012): Biomass as a Source of Renewable Carbon for Iron and Steelmaking. In: *ISIJ Int.* 52 (8), S. 1472–1481. DOI: 10.2355/isijinternational.52.1472.
- NOW (2021): Auswertung KBA-Zahlen. Online verfügbar unter https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2021/11/KBA_Report_10-2021.pdf, zuletzt geprüft am 15.12.2021.
- NPM (2021): Wege für mehr Klimaschutz im Verkehr. AG1 - Bericht. Hg. v. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. Nationale Plattform Zukunft der Mobilität. Berlin. Online verfügbar

unter https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2021/07/NPM_AG1_Wege-fuer-mehr-Klimaschutz.pdf, zuletzt geprüft am 07.01.2022.

Oehmichen, K.; Klatt, S.; Gerber, K.; Polley, H.; Röhling, S.; Dunger K. (2018): Die alternativen WEHAM-Szenarien: Holzpräferenz, Naturschutz- präferenz und Trendfortschreibung - Szenarientwicklung, Ergebnis- se und Analyse. Thünen Report 59. Hg. v. Johann Heinrich von Thünen-Institut.

Oehmichen, Katja; Majer, Stefan; Thrän, Daniela (2021): Biomethane from Manure, Agricultural Residues and Biowaste—GHG Mitigation Potential from Residue-Based Biomethane in the European Transport Sector. In: Sustainability 13 (24), S. 14007. DOI: 10.3390/su132414007.

Palmer, Clarke; Tarazkar, Maryam; Kristoffersen, Henrik H.; Gelinas, John; Gordon, Michael J.; McFarland, Eric W.; Metiu, Horia (2019): Methane Pyrolysis with a Molten Cu–Bi Alloy Catalyst. In: ACS Catalysis 9 (9), S. 8337–8345. DOI: 10.1021/acscatal.9b01833.

Pareek, Alka; Dom, Rekha; Gupta, Jyoti; Chandran, Jyothi; Adepu, Vivek; Borse, Pramod H. (2020): Insights into renewable hydrogen energy. Recent advances and prospects. In: Materials Science for Energy Technologies 3, S. 319–327. DOI: 10.1016/j.mset.2019.12.002.

Paukner, C.; Juda, K.; Clayton, A.; Pennington, D.; Joaug; J., Koziol et al. (2014): Large scale production of few layer graphene from novel plasma reactor system.

Prognos (2020): Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/transformationspfade-fuer-strombasierte-energietraeger.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 01.02.2022.

Prognos; Öko-Institut; Wuppertal-Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045 - Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Hg. v. Agora Energiewende und Agora Verkehrswende Stiftung Klimaneutralität. Online verfügbar unter https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_209_KNDE2045_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 03.01.2022.

Rajabihamedani, Sara (2018): Life cycle assessment of energy generation from agricultural biomass via innovative energy conversion systems. Online verfügbar unter <https://iris.uniroma1.it/handle/11573/1128492?mode=full.1074>.

Reeve, Jennifer Sarah (2020): Modelling advanced reforming of bio-compounds for hydrogen production.

Reinholz, Toni; Völler, Klaus (2021): Branchenbarometer Biomethan 2021. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/dena-ANALYSE_Branchenbarometer_Biomethan_2021.pdf.

Rittmann, Simon; Herwig, Christoph (2012): A comprehensive and quantitative review of dark fermentative biohydrogen production. In: Microbial cell factories 11, S. 115. DOI: 10.1186/1475-2859-11-115.

Rousseau, Raphaël; Etcheverry, Luc; Roubaud, Emma; Basséguy, Régine; Délia, Marie-Line; Bergel, Alain (2020): Microbial electrolysis cell (MEC). Strengths, weaknesses and research needs from electrochemical engineering standpoint. In: Applied Energy 257 (5), S. 113938. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.113938.

ROZENDAL, R.; HAMELERS, H.; EUVERINK, G.; METZ, S.; BUISMAN, C. (2006): Principle and perspectives of hydrogen production through biocatalyzed electrolysis. In: International Journal of Hydrogen Energy 31 (12), S. 1632–1640. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2005.12.006.

Sachverständigenrat für Umweltfragen (2021): Wasserstoff im Klimaschutz: Klasse statt Masse. Stellungnahme. Online verfügbar unter https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/04_Stellungnahmen/2020_2024/2021_06_stellungnahme_wasserstoff_im_klimaschutz.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 17.02.2022.

Sand, Maria; Myhre, Gunnar; Sandstad, Marit; Skeie, Ragnhild Bieltvedt (2020): Atmospheric Impacts of Hydrogen as an Energy Carrier. CICERO Center for International Climate and Environmental Research - Oslo.

Schlapbach, L.; Züttel, A. (2001): Hydrogen-storage materials for mobile applications. In: Nature 414 (6861), S. 353–358. DOI: 10.1038/35104634.

Schleupen, Maximilian (2020): Grüner Wasserstoff aus Biogas. 2. Info Veranstaltung zu Wasserstoff im Landkreis Elbe-Elster, 29.10.2020.

Schönfisch, Max (2020): Estimating Long-Term Global Supply Costs for Low-Carbon Hydrogen. Unter Mitarbeit von Gregor Brändle und Simon Schulte. Institute of Energy Economics at the University of Cologne. Köln (EWI working paper, 20/04).

Schröder, J.; Naumann, K.; Dögnitz, N.; Paiva, G. C. de; Hauschild, S.; Meisel, K. et al. (2022): Monitoring erneuerbarer Energien im Verkehr. Report 44. Online verfügbar unter <https://www.dbfz.de/pressemediathek/publikationsreihen-des-dbfz/dbfz-reports>, zuletzt geprüft am 15.02.2022.

Schröder, Jörg; Naumann, Karin (Hg.) (2022): Monitoring erneuerbarer Energien im Verkehr. DBFZ Report Nr. 44. DBFZ. 1. Auflage. Leipzig. Online verfügbar unter https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_44_DE.pdf, zuletzt geprüft am 16.02.2022.

Schultz, Martin G.; Diehl, Thomas; Brasseur, Guy P.; Zittel, Werner (2003): Air Pollution and Climate-Forcing Impacts of a Global Hydrogen Economy. In: Science 302 (5645), S. 624–627. DOI: 10.1126/science.1089527.

SCW Systems (2021): Superkritisch Vergassen. Firmenwebsite. SCW Systems. Online verfügbar unter <http://www.scwsystems.com/Technologie.html>, zuletzt geprüft am 02.12.2021.

Shell (2021): Wasserstoff-Mobilität. Online verfügbar unter <https://www.shell.de/energiewende/cleaner-mobility/wasserstoff-mobilitaet.html>, zuletzt geprüft am 12.10.2021.

SH-Ministerium (2021): Gutachten H₂-Erzeugung und Märkte Schleswig-Holstein. Hg. v. SH-Ministerium für Energiewende Landwirtschaft Umwelt Natur und Digitalisierung Landes Schleswig-Holstein. Online verfügbar unter https://www.schleswig-holstein.de/DE/Fachinhalte/E/energiewende/Downloads/Wasserstoff-Gutachten.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 01.02.2022.

Smolinka, Tom; Wiebe, Nikolai; Sterchele, Philip; Palzer, Andreas; Lehner, Franz; Jansen, Malte et al. (2018): Studie IndWEde - Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und

Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme. Hg. v. NOW GmbH, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, E4tech Sàrl, Fraunhofer-Institut für Produktionstechnologie und Automatisierung IPA. Berlin.

Online verfügbar unter

<https://www.ipa.fraunhofer.de/content/dam/ipa/de/documents/Publikationen/Studien/Studie-IndWEDe.pdf>, zuletzt geprüft am 17.02.2022.

Soares, Juliana Ferreira; Confortin, Tássia Carla; Todero, Izelmar; Mayer, Flávio Dias; Mazutti, Marcio Antonio (2020): Dark fermentative biohydrogen production from lignocellulosic biomass. Technological challenges and future prospects. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 117, S. 109484. DOI: 10.1016/j.rser.2019.109484.

Spath, P. L.; Mann, M. K. (2000): Life Cycle Assessment of Hydrogen Production via Natural Gas Steam Reforming.

Statista (2016): Prognostizierter Wasserstoffbedarf in Deutschland nach Industrien in den Jahren von 2015 bis 2050. Online verfügbar unter

<https://de.statista.com/statistik/daten/studie/750972/umfrage/prognose-wasserstoffbedarf-in-deutschland/>, zuletzt geprüft am 16.07.2021.

Stefan Schneider; Siegfried Bajohr; Frank Graf; Thomas Kolb (2020): Verfahrensübersicht zur Erzeugung von Wasserstoff durch Erdgas-Pyrolyse. In: *Chemie Ingenieur Technik* 92 (8), S. 1023–1032. DOI: 10.1002/cite.202000021.

Stolten, Detlef; Emonts, Bernd (Hg.) (2016): *Hydrogen Science and Engineering. Materials, Processes, Systems and Technology*. Weinheim: Wiley-VCH. Online verfügbar unter <http://dx.doi.org/10.1002/9783527674268>.

Stratmann, K. (2021): Schattenseite des Hoffnungsträgers: Produktion von Wasserstoff könnte Ressourcen gefährden. In: *Handelsblatt* 2021, 05.04.2021. Online verfügbar unter <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/klimaneutralitaet-schattenseite-des-hoffnungstraegers-produktion-von-wasserstoff-koennte-ressourcen-gefaehrden/27063644.html?ticket=ST-14806798-Zfa0XZNMjYDSvaz5coUT-ap4>, zuletzt geprüft am 15.02.2022.

Swiss centre for life cycle inventories (2019): *Ecoinvent for umberto*. Version 3.6.

Takeda, Shutaro; Nam, Hoseok; Chapman, Andrew (2021): Low-carbon energy transition with the sun and forest. Solar-driven hydrogen production from biomass. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 31 (8–9), S. 1257. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2021.11.203.

Timmerberg, Sebastian; Kaltschmitt, Martin; Finkbeiner, Matthias (2020): Hydrogen and hydrogen-derived fuels through methane decomposition of natural gas – GHG emissions and costs. In: *Energy Conversion and Management: X* 7 (1), S. 100043. DOI: 10.1016/j.ecmx.2020.100043.

Tobie Boutot; Josephine Bullerwell; Zhuomin Liu; WenWen Niu; Tom K. Whidden; Yun Yang (2009): Hydrogen and Nanostructured Carbon by Plasma Decomposition of Natural Gas. In: *ECS Trans.* 16 (50), S. 155. DOI: 10.1149/1.3157945.

TreaTech SARL (2016): *The Science behind Hydrothermal Gasification*. Hg. v. TreaTech SARL. Online verfügbar unter <https://trea-tech.com/technology/>, zuletzt geprüft am 02.12.2021.

TU München (2021): Schriftliche Auskunft zu Daten zur KWK PEM sowie KWK SOFC, 23.11.2021. E-Mail an dena.

- TÜV SÜD: Speicherung von Wasserstoff. Online verfügbar unter <https://www.tuvsud.com/de-de/industrie/wasserstoff-brennstoffzellen-info/wasserstoff/speicherung-von-wasserstoff>, zuletzt geprüft am 15.08.2021.
- Upham, D. Chester; Agarwal, Vishal; Khechfe, Alexander; Snodgrass, Zachary R.; Gordon, Michael J.; Metiu, Horia; McFarland, Eric W. (2017): Catalytic molten metals for the direct conversion of methane to hydrogen and separable carbon. In: Science 358 (6365), S. 917–921. DOI: 10.1126/science.aao5023.
- Valente, Antonio; Iribarren, Diego; Gálvez-Martos, José-Luis; Dufour, Javier (2019): Robust eco-efficiency assessment of hydrogen from biomass gasification as an alternative to conventional hydrogen. A life-cycle study with and without external costs. In: The Science of the total environment 650 (Pt 1), S. 1465–1475. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2018.09.089.
- VNG (2021): Wintershall Dea und VNG investieren gemeinsam in Wasserstoff-Pilotprojekt | VNG AG. Online verfügbar unter <https://www.vng.de/de/newsroom/2021-08-18-wintershall-dea-und-vng-investieren-gemeinsam-wasserstoff-pilotprojekt>, zuletzt aktualisiert am 12.10.2021, zuletzt geprüft am 12.10.2021.
- DIN EN 17124:2019: Wasserstoff als Kraftstoff - Produktfestigung und Qualitätssicherung - Protonenaustauschmembran (PEM)-Brennstoffzellenanwendung für Straßenfahrzeuge.
- Weger, Lindsey B.; Leitão, Joana; Lawrence, Mark G. (2021): Expected impacts on greenhouse gas and air pollutant emissions due to a possible transition towards a hydrogen economy in German road transport. In: International Journal of Hydrogen Energy 46 (7), S. 5875–5890. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2020.11.014.
- Winter, Carl-Jochen (1989): Wasserstoff Als Energieträger. Technik, Systeme, Wirtschaft. Unter Mitarbeit von Joachim Nitsch. 2nd ed. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin / Heidelberg.
- Wintershall Dea AG (2021): Wintershall Dea und VNG intensivieren ihre Aktivitäten im Bereich Wasserstoff. Online verfügbar unter <https://wintershalldea.com/de/newsroom/wintershall-dea-und-vng-intensivieren-ihre-aktivitaeten-im-bereich-wasserstoff>, zuletzt aktualisiert am 31.03.2021, zuletzt geprüft am 11.10.2021.
- Wrede, I. (2021): Wie viel Strom braucht Deutschland. Hg. v. Deutsche Welle (DW). Online verfügbar unter <https://www.dw.com/de/wie-viel-strom-braucht-deutschland/a-58095248>, zuletzt geprüft am 24.03.2022.
- WS Reformer GmbH (2015): Datenblatt WS Flox M50 Reformer. Online verfügbar unter https://wsreformer.de/wp-content/uploads/2021/07/2015WS-Reformer_M50.pdf, zuletzt geprüft am 17.02.2022.
- WSW mobil GmbH: Datenblatt A330 FC Brennstoffzellen-Hybridbus. Online verfügbar unter https://www.wsw-online.de/fileadmin/Mobil/Dokumente/Service/WSW_Aktuelles-Wasserstoffbus_A330_Datenblatt.pdf, zuletzt geprüft am 11.02.2022.
- WSW mobil GmbH: Datenblatt Solaris Urbino 12 hydrogen. Online verfügbar unter https://www.wsw-online.de/fileadmin/Mobil/Dokumente/Service/WSW_Aktuelles_Wasserstoffbus_Solaris_Datenblatt_04-21.pdf, zuletzt geprüft am 11.02.2022.
- WSW mobil GmbH (2022): Wasserstoffbusse. Online verfügbar unter <https://www.wsw-online.de/wsw-mobil/mehr-service/aktuelles/wasserstoffbusse/>, zuletzt aktualisiert am 15.02.2022, zuletzt geprüft am 15.02.2022.

Wulf, Christina; Kaltschmitt, Martin: Hydrogen supply chains for mobility. Environmental and economic assessment. In: Sustainability 10 (2018)UR - <https://tore.tuhh.de/handle/11420/1700> (6), Art.-Nr. 1699. DOI: 10.3390/su10061699.

Yan, Yongliang; Manovic, Vasilije; Anthony, Edward J.; Clough, Peter T. (2020): Techno-economic analysis of low-carbon hydrogen production by sorption enhanced steam methane reforming (SE-SMR) processes. In: Energy Conversion and Management 226, S. 113530. DOI: 10.1016/j.enconman.2020.113530.

Yang, Christopher (2007): Determining the lowest-cost Hydrogen delivery mode. Online verfügbar unter https://escholarship.org/content/qt0st9s56s/qt0st9s56s_noSplash_74acfb211db796728bd6e6b775ae50f.pdf, zuletzt geprüft am 17.02.2022.

Yao, Jingang; Kraussler, Michael; Benedikt, Florian; Hofbauer, Hermann (2017): Techno-economic assessment of hydrogen production based on dual fluidized bed biomass steam gasification, biogas steam reforming, and alkaline water electrolysis processes. In: Energy Conversion and Management 145 (Supplement 1), S. 278–292. DOI: 10.1016/j.enconman.2017.04.084.

Yates, Jonathon; Daiyan, Rahman; Patterson, Robert; Egan, Renate; Amal, Rose; Ho-Baille, Anita; Chang, Nathan L. (2020): Techno-economic Analysis of Hydrogen Electrolysis from Off-Grid Stand-Alone Photovoltaics Incorporating Uncertainty Analysis. In: Cell Reports Physical Science 1 (10), S. 100209. DOI: 10.1016/j.xcrp.2020.100209.

Zech, Konstantin; Grasemann, Elias; Oehmichen, Katja; Kiendl, Isabel; Schmersahl, Ralf; Rönsch, Stefan et al. (2014): DBFZ Report Nr.19 Hy-Now. Evaluierung der Verfahren und Technologien für die Bereitstellung von Wasserstoff auf Basis von Biomasse - Endbericht. Leipzig (DBFZ Report, 19). Online verfügbar unter <https://www.dbfz.de/pressemediathek/publikationsreihen-des-dbfz/dbfz-reports>, zuletzt geprüft am 08.11.2021.

Zech, Konstantin; Oehmichen, Katja; Grasemann, Elias; Michaelis, Julia; Funke, Simon; Seiffert, Michael (2015): Technical, economic and environmental assessment of technologies for the production of biohydrogen and its distribution. Results of the Hy-NOW study. In: International Journal of Hydrogen Energy 40 (15), S. 5487–5495. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2015.01.177.

Zeiger, Lisa; Grammel, Hartmut (2009): Model-based high cell density cultivation of *Rhodospirillum rubrum* under respiratory dark conditions. In: Biotechnol. Bioeng. 358 (5), n/a-n/a. DOI: 10.1002/bit.22589.

Anhang

Tabelle 28 Berechnungsgrundlage Vergleich Verkehrssektor Berechnungsgrundlage Vergleich Verkehrssektor (WSW mobil GmbH; WSW mobil GmbH; dena; MAN 2022; Martin Wietschel et al.)

		Biowasserstoff in Brennstoff- zellen- Elektromotor	Biomethan / Bio-LNG im Verbrennungs- motor	Power-to-Liquid- Diesel im Verbrennungs- motor	Fossiler Diesel mit Biodiesel- anteil im Verbrennungs- motor
Leistung	kW	Elektromotor: 210 kW Brennstoffzelle: 83 kW	Bis 228/294 kW	265	
Tankgröße	l	ca. 1.200	2.500 CNG/ 1.100 LNG	350	350
Tankinhalt	kg	38,5	188	290,5	290,5
Nutzbares Tankvolumen	kg	35,8			
Betankungsdruck	bar	350	250	1	
Reichweite	km	350	450	650	670
Brennstoffeinsatz	kg/100km	9,8	41,8	53,0	53,0
Energieverbrauch	MJ/km	11,7	21,0	22,5	22,6
Brennstoffkosten	EUR/kg	9,50	1	1,20	1,20
Fahrtkosten (Kraftstoff)	EUR/km	0,97	0,42 EUR	0,54 EUR	0,52
Kosten Fahrzeug	AUS \$	1.315.789	585.640	498.722	498.722
Kosten Fahrzeug	EUR	926.017	404.656	344.599	344.599
Wartungskosten	EUR/km	0,697	0,235	0,187	0,187
Gesamtkosten Kilometer	EUR/km	3,73	1,55	1,49	1,47
unterer Heizwert Rohstoffe	MJ/kg	120	50,31	42,5	42,6
Wirkungsgrad (Energieeffizienz) in 2030	%	BZ (70%) * BAT(92%)*E- motor (95%)= 61,2%	max. 40%	35%	35%
Wirkungsgrad (Energieeffizienz) in 2050	%	BZ (75%) * BAT(95%)*E- motor (95%)= 67,7%	max. 40%	35%	35%

Tabelle 29 Berechnungskenngrößen Vergleich für Anwendungsfall Gebäudesektor Berechnungskenngrößen Vergleich für Anwendungsfall Gebäudesektor (Lenz und Jordan 2019; TU München 2021)

		FC KWK PEMFC	FC KWK SOFC	Gas- FC+ST	PelletK	WP-CHP	WP _{eBW+} PV	GasBW
jährlicher thermischer Wirkungsgrad Gas-BZ	%	60	30	50				90
jährlicher elektrischer Verbrauch Gas-BZ	%	37	57	37				
jährlicher solarer thermischer Ertrag (30 %)	kWh/a			30.000				
jährlicher Solarertrag (PV)	kWh/kW _{pa}					1.000	1.000	
jährlicher thermischer Wirkungsgrad PelletK	%				80			
jährlicher thermischer Wirkungsgrad BHKW	%					52		
jährlicher elektrischer Nutzungsgrad BHKW	%					21		
Prozesswärmebereitstellung Gas	kWh/a	100.000	100.000	70.000				10.0000
Gas Versorgung	kWh/a	166.667	333.333	140.000				111.111
Prozesswärmebereitstellung WP							100.000	
Jahresstrombedarf für WP	kWh/a						28.571	
Nennleistungskapazität PV	kW _p						29	
Energieversorgung	kWh/a	61.667	190.000	51.800		40.388	29.000	
gezielte solarthermische Wärmeerzeugung	kWh/m ² a			500				
Größe des solarthermischen Kollektors	m ²			60				
Jahresbedarf an Holzpellets (4,9 MWh/t)	t/a				26	39		
Größe Warmwasser- und Heizwasserspeicher	l	500/1.000	500/1.000	500/1.000	500/1.000	500/5.000	500/2.000	500/0
Volllaststunden Hauptwärmequelle	h/a	3.230	3.230	2.700	3.230	3.500		3.200
thermische Nennlast Gas	kW	31	31	26				31
elektrische Nennlast Gas	kW	19	59	19				
maximale thermische Belastung des Solar-Kollektors	kW			42				
Nennlast WP	kW						30	
Nennlast Biomasseanlage	kW				31			
thermische Nennlast BHKW	kW					29		

		FC KWK PEMFC	FC KWK SOFC	Gas- FC+ST	PelletK	WP-CHP	WP _{eBW+} PV	GasBW
elektrische Nennlast BHKW	kW					11		
Gesamtinvestition 2015	EUR	122.100	544.100	147.700	48.600	64.500	78.110	6.310
Gesamtkosten 2015	EUR/kW	2.442	6.046	3.275	1.568	1.611	2.604	202
Wartung, Reparatur, Schornsteinfeger und andere jährliche Kosten	EUR/a	3.000	20.000	3.000	1.300	3.000	1.000	180
Jahresstrombedarf	kWh/a			683	2.748	3.748	28.819	408
Holzpelletpreis geliefert	EUR/t				210	210		
Brennstoffkosten	EUR/a	10.000	20.000	8.400	5.357	8.243	8.646	6.667
Stromerlöse/Kosten	EUR/a	4.317	13.300	3.626	0	2.827	2.030	29
Energiekosten 2021	EUR/kWh	0,13	0,33	0,14	0,08	0,10	0,12	0,07
Energiekosten 2050	EUR/kWh	0,11	0,13	0,11	0,08	0,09	0,10	0,07
Entwicklung des thermischen Wirkungsgrades	%/a	-0,115	0	-0,115	0,23	0		0,1
Entwicklung des elektrischen Wirkungsgrades	%/a	0,286	0,3	0,286		0,286		
Investitionsänderung, Preise 2015	%/a	-1,4	-5	-1,4	0	-0,2	-1	-1
Änderung des Jahreswirkungsgrades der Wärmepumpe	[-]/a						0,035	

Abkürzung	Bezeichnung
GasBW	Gas-Brennwertkessel, Warmwasserspeicher (500 l)
HP _{eBW} +PV	Elektrische Grundwasser-Wärmepumpe mit 500 l Warmwasser in 2.000 l Puffer in Kombination mit PV-Anlage und elektrischem Nachheizstab
PelletK	Pelletkessel mit Pufferspeicher (500 l Warmwasser in 1.000 l)
WP-CHP	Vergaser für Holzpellets mit motorisiertem Mikro-BHKW mit Puffer (500 l Warmwasser in 5.000 l)
WP-CHP	Vergaser für Holzpellets mit motorisiertem Mikro-BHKW mit Pufferspeicher (500 l Warmwasser in 2.000 l), elektrischer Luft-Wasser-Wärmepumpe (50% Wärme) und PV-Anlage über zentralen Wärme-Leistungs-Verhältnis
FC KWK PEMFC	BHKW mit PEM-Brennstoffzelle
FC KWK SOFC	BHKW mit SOFC

PUBLIKATIONEN

Bisher veröffentlichte Reports:

- DBFZ Report Nr. 45** Status-Quo of organic waste collection, transport and treatment in East Africa and Ethiopia
- DBFZ Report Nr. 44** Monitoring erneuerbarer Energien im Verkehr
- DBFZ Report Nr. 43** Beitrag zur Optimierung des Pelletierverhaltens von Gärresten und Landschaftspflegeheu sowie deren Mischungen
- DBFZ Report Nr. 42** Rahmenbedingungen für einen optimierten Betrieb von kleinen biomassebasierten BHKW
- DBFZ Report Nr. 41** National Resource Monitoring for Biogenic Residues, By-products and Wastes – Development of a Systematic Data Collection, Management and Assessment for Germany
- DBFZ Report Nr. 40** Basics of Anaerobic Digestion - Biochemical Conversion and Process Modelling
- DBFZ Report Nr. 39** Optimierte Regelungsstrategien für Pellet-Solar-Kombiheizanlagen zur Steigerung der Systemeffizienz bei gleichzeitiger Minimierung der Energiekosten
- DBFZ Report Nr. 38** Hydrothermal processing of biogenic residues in Germany - A technology assessment considering development paths by 2030
- DBFZ Report Nr. 37** Economic assessment of biogas plants as a flexibility option in future electricity systems
- DBFZ Report Nr. 36** BioplanW: Systemlösungen Bioenergie im Wärmesektor im Kontext zukünftiger Entwicklungen
- DBFZ Report Nr. 35** Leitfaden zur Substrat- und Effizienzbewertung an Biogasanlagen
- DBFZ Report Nr. 34** Entwicklung einer Methode zur Verwendung der Daten des Schornsteinfegerhandwerks für die energiewirtschaftliche Berichterstattung - Dissertationsschrift
- DBFZ Report No. 33** Recommendations for reliable methane emission rate quantification at biogas plants
- DBFZ Report Nr. 32** Wärmenutzung von Biogasanlagen
- DBFZ Report Nr. 31** Die Niedertemperatursynthese von Methan in Thermoöl-temperierten Plattenreaktoren – Dissertationsschrift –
- DBFZ Report Nr. 30** Anlagenbestand Biogas und Biomethan – Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland
- DBFZ Report Nr. 29** Effiziente Bioenergie für Regionen - Ergebnisse der technisch-ökonomischen Begleitforschung zur Fördermaßnahme Bioenergie-Regionen 2012-2015
- DBFZ Report Nr. 28** Potenziale zur Steigerung der Leistungsfähigkeit von Biogasanlagen - Energetische Effizienz von Repoweringmaßnahmen
- DBFZ Report Nr. 27** Neuartiger emissionsarmer Kaminofen (DBU-NEKO)
- DBFZ Report Nr. 26** Bewertung technischer und wirtschaftlicher Entwicklungspotenziale künftiger und bestehender Biomasse-zu-Methan-Konversionsprozesse - Dissertationsschrift
- DBFZ Report Nr. 25** Nachrüstlösung zum katalytischen Abbau von gasförmigen organischen Emissionen aus Kaminöfen
- DBFZ Report Nr. 24** Biomasse zur Wärmeerzeugung – Methoden zur Quantifizierung des Brennstoffeinsatzes
- DBFZ Report Nr. 23** Technisch-ökonomische Begleitforschung des Bundeswettbewerb „Bioenergie-Regionen“
- DBFZ Report Nr. 22** Die Biokraftstoffproduktion in Deutschland – Stand der Technik und Optimierungsansätze
- DBFZ Report Nr. 21** Entwicklung der Förderung der Stromerzeugung aus Biomasse im Rahmen des EEG
- DBFZ Report Nr. 20** KlimaCH4 – Klimaeffekte von Biomethan
- DBFZ Report Nr. 19** Hy-NOW – Evaluierung der Verfahren und Technologien für die Bereitstellung von Wasserstoff auf Basis von Biomasse
- DBFZ Report Nr. 18** Kleintechnische Biomassevergasung – Option für eine nachhaltige und dezentrale Energieversorgung
- DBFZ Report Nr. 17** Grünlandenergie Havelland – Entwicklung von übertragbaren Konzepten zur naturverträglichen energetischen Nutzung von Gras und Schilf am Beispiel der Region Havelland
- DBFZ Report Nr. 16** Algae biorefinery – material and energy use of algae
- DBFZ Report Nr. 15** Politics and Economics of Ethanol and Biodiesel Production and Consumption in Brazil
- DBFZ Report Nr. 14** Holzpelletbereitstellung für Kleinfeuerungsanlagen
- DBFZ Report Nr. 13** Basisinformationen für eine nachhaltige Nutzung von landwirtschaftlichen Reststoffen zur Bioenergiebereitstellung
- DBFZ Report Nr. 12** Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse
- DBFZ Report Nr. 11** Monitoring Biokraftstoffsektor
- DBFZ Report Nr. 10** Ermittlung des Verbrauchs biogener Festbrennstoffe im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD-Sektor) – Endbericht
- DBFZ Report Nr. 9** Analyse und Bewertung ausgewählter zukünftiger Biokraftstoffoptionen auf der Basis fester Biomasse
- DBFZ Report Nr. 8 – Kompakt –** Sammelband
- DBFZ Report Nr. 7** Final Report – Global and Regional Spatial Distribution of Biomass Potentials – Status quo and options for specification –
- DBFZ Report Nr. 6** Katalytisch unterstützte Minderung von Emissionen aus Biomasse-Kleinfeuerungsanlagen
- DBFZ Report Nr. 5** Optimierung und Bewertung von Anlagen zur Erzeugung von Methan, Strom und Wärme aus biogenen Festbrennstoffen
- DBFZ Report Nr. 4** Identifizierung strategischer Hemmnisse und Entwicklung von Lösungsansätzen zur Reduzierung der Nutzungskonkurrenzen beim weiteren Ausbau der Biomassennutzung
- DBFZ Report Nr. 3** Feinstaubminderung im Betrieb von Scheitholz-Kaminöfen unter Berücksichtigung der toxikologischen Relevanz
- DBFZ Report Nr. 2** Methodische Vorgehensweise zur Standortidentifikation und Planung der Biomassebereitstellung für Konversionsanlagen am Beispiel von Bio-SNG-Produktionsanlagen
- DBFZ Report Nr. 1** Bewertung und Minderung von Feinstaubemissionen aus häuslichen Holzfeuerungsanlagen

Weitere Informationen und kostenfreie Downloads:

www.dbfz.de/pressemediathek/publikationsreihen-des-dbfz/dbfz-reports/

**DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH**

Torgauer Straße 116

04347 Leipzig

Tel.: +49 (0)341 2434-112

E-Mail: info@dbfz.de

www.dbfz.de