

Stadt Ulm

ulm

NU | Landkreis Neu-Ulm

H₂PUR

Wasserstoff-Planung für die Region Ulm/Neu-Ulm

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Digitales
und Verkehr

Koordiniert durch:

NOW
NOW - G M B H . D E

Projektträger:

PTJ
Projektträger Jülich
Forschungszentrum Jülich

Erarbeitet im Auftrag von:

Stadt Ulm

ulm

Stadt Ulm

vertreten durch
Herrn Oberbürgermeister Gunter Czisch
Marktplatz 1, 89073 Ulm

Projektbetreuung:

Zentralstelle
Herr Marius Pawlak
Marktplatz 1, 89073 Ulm
Tel.: +49(0)731 161 1040
E-Mail: m.pawlak@ulm.de



Landkreis Neu-Ulm

vertreten durch
Herrn Landrat Thorsten Freudenberger
Kantstr. 8, 89231 Neu-Ulm

Projektbetreuung:

FWW Fernwärme Weißenhorn GmbH
Geschäftsführung
Herr Markus Hertel
Daimlerstr. 36, 89264 Weißenhorn
Tel. +49(0)7309 878 4001
E-Mail: Markus.Hertel@fww-neu-ulm.de

Die Entwicklung der Region Ulm/Neu-Ulm als Wasserstoffregion wird im Rahmen des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP2) mit insgesamt 300.000 Euro durch das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur gefördert. Die Förderrichtlinie wird von der NOW GmbH koordiniert und durch den Projektträger Jülich (PtJ) umgesetzt.

Gefördert durch:



Koordiniert durch:



Projektträger:



Erstellt durch das Projektkonsortium:



smart hydrogen solutions GmbH

Manfred Bächler
Technical Director
Lise-Meitner-Str. 9
89081 Ulm
Tel.: +49 151 419 44 013
mb@smart-h2.de | www.smart-h2.de

Technische Hochschule Ulm

Prof. Dr.-Ing. Michael Schlick
Albert-Einstein-Allee 53-55
89081 Ulm
Tel.: +49 731 50-28169
Michael.Schlick@thu.de | www.hs-ulm.de



universität
uulm

Universität Ulm

Dr.-Ing. Caroline Willich
Institut für Energiewandlung- und speicherung (EWS)
Albert-Einstein-Allee 47
89081 Ulm
Tel.: +49 731 50-25547
Caroline.willich@uni-ulm.de | www.uni-ulm.de

**Weiterbildungszentrum für innovative
Energietechnologien (WBZU)**

Der Handwerkskammer Ulm
Manja Feurle
Helmholtzstraße 6
89081 Ulm
Tel.: +49 731 1425 7523
m.feurle@hwk-ulm.de | www.wbzu.de



**Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-
forschung Baden-Württemberg (ZSW)**

Markus Jenne
Department Fuel Cell Systems
Helmholtzstraße 8
89081 Ulm
+49 0731 9530-821
Markus.jenne@zsw-bw.de | www.zsw-bw.de

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	IV
Tabellenverzeichnis.....	VI
Abkürzungsverzeichnis.....	VIII
1 Die Region und das Projekt H2PUR	1
1.1 Einleitung	1
1.2 Veranstaltungen und Öffentlichkeitsarbeit	2
2 Wasserstoffherzeugung	4
2.1 Ausgangslage – Status Quo.....	4
2.1.1 Bestand Erneuerbarer Energie-Anlagen in der Region.....	4
2.1.2 H ₂ -Erzeugungskapazität in der Region	7
2.1.3 Volatilität der verschiedenen EE-Anlagen	8
2.2 Verfügbare Technologien	11
2.2.1 Wasserelektrolyse	11
2.2.2 Reformierung von Gas (Bio).....	13
2.2.3 Zusammenfassung und Empfehlung.....	14
2.3 Energiequellen der Wasserstoffherzeugung.....	15
2.4 Wirtschaftlichkeitsberechnungen.....	18
2.4.1 EEG-Umlage.....	18
2.4.2 THG-Umlage.....	21
2.4.3 Brennstoffemissionshandelsgesetz – CO ₂ -Steuer	22
2.4.4 Kosten grauer Wasserstoff.....	24
2.4.5 H ₂ -Zertifikate.....	25
2.4.6 EU-Richtlinie Renewable Energy Directive (REDII)	27
2.4.7 Sauerstoffnutzung.....	28
2.4.8 Nutzung der Abwärme	29
2.4.9 Entwicklung der Strompreise.....	29
2.4.10 Zinsentwicklung	36
2.4.11 Zusammenfassung der wichtigsten Faktoren.....	37
2.5 Wirtschaftlichkeit von Elektrolyseuren	38
2.6 Ökobilanzierung der erneuerbaren Wasserstoffherzeugung.....	42
2.7 Betreibermodelle	43
2.7.1 Energiegenossenschaften	43
2.7.2 Zweckverbände und Eigenbetriebe	44
2.8 Genehmigungen.....	45
2.8.1 BauGB Außenbereich – Sonderfall Privilegierung	46
2.8.2 Genehmigungspraxis in Baden-Württemberg und Bayern.....	47

3	Speicherung und Infrastruktur	48
3.1	Ausgangslage – Status Quo und Entwicklungen	48
3.1.1	Druckwasserstoff und tiefkalte Optionen	48
3.1.2	Weitere Speichermethoden	49
3.1.3	Wasserstoffqualität	50
3.1.4	Wasserstoffverdichter	51
3.1.5	Wasserstoffdistribution heute	52
3.2	Rechtlicher Rahmen und gültige Richtlinien	54
3.3	Distributionsoptionen	58
3.3.1	Gasleitungsnetze	58
3.3.2	Straßentransport von Wasserstoff	60
3.3.3	Weitere Distributionsmöglichkeiten	61
3.4	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und Distributionsszenario	62
3.4.1	Szenariorahmen	62
3.4.2	Transportmodell 1: Das „mobile“ Befüllungsmodell	64
3.4.3	Transportmodell 2: Das Wechselcontainer-Modell	65
3.4.4	Gegenüberstellung der beiden Versorgungsmodelle	66
3.4.5	Kostenvergleichsrechnung	70
3.4.6	Sensitivitätsanalyse	71
4	Wasserstoffbedarfe und -nutzung	73
4.1	Anwendungsfeld Mobilität	73
4.1.1	Ermittlung des potenziellen Wasserstoffbedarfs der Region (Nutzfahrzeuge Industrie)	73
4.1.2	Bussektor	76
4.1.3	Bahn	78
4.1.4	Sonder- und Kommunalfahrzeuge	80
4.1.5	Zusammenfassung	82
4.2	Anwendungsfeld Industrie und Forschung	83
4.3	Anwendungsfeld Gebäudeenergieversorgung und Rückverstromung	85
4.3.1	Motivation	85
4.3.2	Technologien	86
4.3.3	Wirtschaftlichkeitsberechnungen	89
5	Aufbau einer regionalen Wasserstoffwirtschaft	92
5.1	Rahmenbedingungen für die Wasserstoffwirtschaft in der Region	92
5.2	Ausrichtung	94
5.3	Voraussetzungen für die Entwicklung	95
5.3.1	Verfügbarkeit von Ressourcen	96
5.3.2	Wertschöpfungsverflechtung	97
5.3.3	Arbeitskräfte	97

5.3.4	Innovationsnetze.....	98
5.3.5	Akzeptanz in Verwaltung und Bevölkerung.....	98
6	Schlussbetrachtung und Handlungsempfehlungen.....	100
6.1	Vernetzung mit weiteren Aktivitäten auch in angrenzenden Regionen	100
6.2	Regionalität	100
6.3	Förderung	101
6.4	H ₂ -Erzeugung.....	101
6.5	Absatz/Vertrieb des Wasserstoffs und Abnehmer	103
6.6	Schaffung von H ₂ -Ready Fläche.....	105
6.7	Schaffung von Testmöglichkeiten und Dienstleistern.....	107
6.8	Sicherung Arbeitskräfte – Kompetenzstärkung und Nachwuchsförderung.....	107
6.9	Akzeptanzförderung und Öffentlichkeitsarbeit	108
7	Quellenverzeichnis.....	109
Anhang.....		I
A 1	Fragebogen.....	I
A 1.1	Aufbau und Inhalt.....	I
B 1.1	Detaillierte Auswertung	III
A 2	Standorte der befragten Unternehmen	XIX
A 3	Fahrzeugübersicht.....	XX

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: jährlicher Zubau größerer PV Anlagen (>500 kWp) im Alb-Donau-Kreis (rot), Stadt Ulm (grün) und Landkreis Neu-Ulm (violett)	5
Abb. 2: jährlicher Zubau größerer Windkraft-Anlagen (>500 kWp) im Alb-Donaukreis (rot), Stadt Ulm (grün)	5
Abb. 3: jährlicher Zubau größerer Biomasse-Anlagen (>500 kWp) im Alb-Donaukreis (blau), Stadt Ulm (rot) und Landkreis Neu-Ulm (grün)	6
Abb. 4: Heatmap einer PV-Anlage mit ca. 3,5MWp Nennleistung und Südausrichtung der PV-Module	9
Abb. 5: Heatmap einer ca. 1,8MW großen WKA auf der Schwäbischen Alb.....	9
Abb. 6: Heatmap eines MHKWs.....	10
Abb. 7: Heatmap eines Laufwasserkraftwerks	10
Abb. 8: Strompreisbestandteile bei Netzbezug für einen Elektrolyseur (Stand 2019)	18
Abb. 9: Berechnungsschema zur Bestimmung des THG-Minderungswertes bei Einsatz von H ₂ in Brennstoffzellenfahrzeugen.....	21
Abb. 10: Anstieg des Anteils an emissionsfreien Treibstoffen	22
Abb. 11: CO ₂ -Preise im Jahr 2022 und deren Auswirkung auf Kraftstoffpreise.....	23
Abb. 12: Entwicklung der CO ₂ -Preise nach BEHG	23
Abb. 13: Screenshot Hydex Index November bis Dezember 2021	24
Abb. 14: Screenshot der Entwicklungen des Hydex Index von August bis September 2022	25
Abb. 15: Schema für Premium H ₂	26
Abb. 16: Marktwerte Erneuerbarer Energien in 2019.....	30
Abb. 17: Marktwerte Erneuerbarer Energien in 2020 (Corona-Jahr)	30
Abb. 18: Marktwerte Erneuerbarer Energien in 2021 mit dem beginnenden Anstieg im 2. Halbjahr ...	31
Abb. 19: Marktwerte Erneuerbarer Energien in 2022 mit Beginn des Ukrainekriegs Ende Februar 2022 und einsetzender Energiekrise	31
Abb. 20: Entwicklung der PPA-Preise (Basis 5 Jahre Laufzeit) von PV-Strom	32
Abb. 21: Prognose des Jahresmittels für die Marktwerte von Windkraft und Solar für das Zieljahr 2024 ...	34
Abb. 22: Mögliche Entwicklung der Großhandelspreise in Deutschland bis 2030 bei verschiedenen Szenarien vom Juli 2022	35
Abb. 23: Entwicklung der Hypothekenzinsen bei verschiedenen Laufzeiten bzw. Zinsbindungszeiträumen	36
Abb. 24: Sensitivität der H ₂ -Gestehungskosten in Abhängigkeit der Volllaststunde.....	39
Abb. 25: Funktionsweise des Berechnungstools.....	39
Abb. 26: Auswahlmatrix Energiequelle.....	40
Abb. 27: Entscheidungsbaum Elektrolyseur-Betrieb	41
Abb. 28: Betrachtung des Zeitraums 2018 bis 2020 - 1 MW-Elektrolyseur und 4000 Volllaststunden.	41
Abb. 29: Klimabilanz von Wasserstoffherzeugung über Elektrolyse.....	43
Abb. 30: Genehmigungsbereiche nach PortalGreen -Leitfaden	46
Abb. 31: Gängige Verteiloptionen über LKW-Straßentransport.....	52

Abb. 32: Wechselcontainer der Firma Vernconex, zur Befüllung abgestellt in Niedergösgen/CH durch die H2Energy AG.....	53
Abb. 33: bestehendes Wasserstoff-Pipelinenetz im Ruhrgebiet.....	53
Abb. 34: Umstellungspläne Wasserstoffinfrastruktur der terranets bw für 2035/40.....	59
Abb. 35: Elektrolyse-Standort, Kundenstandorte und Fahrtrouten	63
Abb. 36: Prinzip-Zeichnung eines Verbundflaschentrailers samt Sattelzug	65
Abb. 37: Wechselbrückensystem	65
Abb. 38: Kosten je kg – in rot das mobile Befüllungsmodell und blau dargestellt das Wechselbrücken-Modell	71
Abb. 39: Sensitivitätsanalyse Wechselcontainer-Modell.....	72
Abb. 40: Sensitivitätsanalyse mobiles Befüllungsmodell	72
Abb. 41: Anzahl der (potenziell) eingesetzten Wasserstofffahrzeuge in der Pilotphase.....	74
Abb. 42: Wasserstoffbedarf für die Fahrzeuge der Pilotphase bis 2028, basierend auf den Angaben von zehn Unternehmen	75
Abb. 43: Standorte der existierenden (rot umrahmt) und geplanten Wasserstofftankstellen, sowie Standorte potenzieller Nutzer (rote Punkte).....	75
Abb. 44: Bahnstrecke Senden - Weißenhorn.....	79
Abb. 45: Nicht elektrifizierte Strecken um Ulm (Ausschnitt.....	79
Abb. 46: Verkaufte Menge an Energieträgern der Versorgungsbereiche der SWU Energie GmbH	86
Abb. 47: Vergleich der Wirtschaftlichkeit von Brennstoffzellen CHP und alternativen Anwendungen .	90
Abb. 48: Karte der HyLand Wasserstoffregionen (grau HyStarter, rot HyExpert, HyPerformer) ergänzt um Modellregion Grüner Wasserstoff (grün, Landesförderprogramm)	92
Abb. 49: Mitglieder im Cluster Brennstoffzelle BW nach Beitrittsdatum	93
Abb. 50: Anzahl der Firmen und angegebener Einstiegspunkt nach Jahren	VI
Abb. 51: Anzahl der (potenziell) eingesetzten Wasserstofffahrzeuge in der Pilotphase.....	VI
Abb. 52: Wasserstoffbedarf für die Fahrzeuge der Pilotphase bis 2028, basierend auf den Angaben von zehn Unternehmen	VII
Abb. 53: Wasserstoffbedarf, wenn (a) zwei der oben erwähnten Unternehmen ihr langfristigen Ziele erreichen verglichen mit dem maximalen Bedarf der Pilotphase (b).....	VIII
Abb. 54: Standorte und Anzahl der an der Befragung beteiligter Unternehmen in der Region (eigene Darstellung unter Verwendung von Geoportal Stadt Ulm)	XIX

Tabellenverzeichnis

Tab. 1: Theoretische Erzeugungspotential von grünem H ₂ aus den vorhandenen EE-Anlagen.....	7
Tab. 2: Ausschreibungsvolumina bei PV-Anlagen im EEG 2023	16
Tab. 3: Vereinfachte Hochrechnung des PV-Potenzials in MWp in der Region bei Einhaltung der 2 Prozent-Ziels	17
Tab. 4: Prognose CO ₂ -Zertifikatspreise bis 2030 (eigene Darstellung nach EWI)).....	22
Tab. 5: Wichtige Faktoren und ihre Auswirkungen auf den wirtschaftlichen Betrieb eines Elektrolyseurs (eigene Darstellung)	38
Tab. 6: Im Szenario angenommener Wasserstoffbedarf.....	63
Tab. 7: Speicherkapazität der verschiedenen Drucktrailer (Quelle: angelehnt an Wurster, 2021, Datenblätter der Hexagon Purus GmbH siehe Anhang 1,A.1,A2,A3).....	64
Tab. 8: Vor- und Nachteile der Versorgungsmodelle (eigene Darstellung).....	66
Tab. 9: Kostenparameter	69
Tab. 10: Kostenzusammenstellung und -vergleich der Distributionsmodelle.....	70
Tab. 11: Entwicklung des Wasserstoffbedarfs im Bussektor.....	77
Tab. 12: Wasserstoffbedarf bis 2028 in verschiedenen mobilen Anwendungen	82
Tab. 13: Leistungen der größten Notstromaggregate in der Region Ulm/Neu-Ulm (Quelle Marktstammdatenregister).....	89
Tab. 14: Anzahl der Firmen, welche planen Brennstoffzellen oder Batteriefahrzeuge einzusetzen	III
Tab. 15: Bereitschaft der Unternehmen Wasserstoff einzusetzen. Anzahl der Firmen und prozentualer Anteil.	IV
Tab. 16: Wasserstoffbedarf je gefahrenen Kilometer für verschiedene Fahrzeugtypen	VII
Tab. 17: Eingesetzte Fahrzeugtypen der befragten Firmen	IX
Tab. 18: Anwendungsbereiche der Fahrzeuge	X
Tab. 19: Anteil Fahrzeuge produzierender Unternehmen	X
Tab. 20: Anteil der Erprobungsfahrzeuge	XI
Tab. 21: Nutzung zur Auslieferung von Fahrzeugen an Kunden.....	XI
Tab. 22: Gegenüberstellung der Fahrleistung der verschiedenen Anwendungsbereiche.....	XII
Tab. 23: Durchschnittliche Haltedauer der Fahrzeuge der befragten Unternehmen.....	XII
Tab. 24: Anteil der Unternehmen mit eigenen Werkstätten.....	XIII
Tab. 25: Anteil der Unternehmen, die mehr als die bisher geplanten Tankstellen benötigen, um Wasserstoff einzusetzen.....	XIV
Tab. 26: Anteil der Unternehmen, die eine eigene Wasserstofftankstelle in Betracht ziehen	XV
Tab. 27: Anzahl der zustimmenden Unternehmen hinsichtlich verschiedener Geschäftsmodelle für verschiedene Phasen der Technologieeinführung.....	XVII

Tab. 28: Anzahl der Firmen, die grauen Wasserstoff als Übergangslösung akzeptieren...	XVIII
Tab. 29: Busse (alle abgerufen am 6.12.2022)	XX
Tab. 30: Müllfahrzeuge (abgerufen am 6.12.2022 (Nr. 1+2) und 13.12.2022 (Nr. 4+5)).....	XXI
Tab. 31: LKW (abgerufen am 6.12.2022).....	XXI
Tab. 32: Transporter (abgerufen am 6.12.2022)	XXI

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
BHKW	Blockheizkraftwerk
BlmschG	Bundesimmissionsschutzgesetz
BlmSchV	Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes
EBU	Entsorgungsbetriebe Stadt Ulm
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
FUG	Fernwärme Ulm GmbH
HaW	Hochschulen für Angewandte Wissenschaften
KIT	Karlsruher Institut für Technologie
LoI	Letter of Intent (Absichtserklärung)
LWK	Laufwasserkraftwerk
MEGC	Multiple-Element Gas Container
MHKW	Müllheizkraftwerk
MW	Megawatt
PPA	Power Purchase Agreement (Stromliefervertrag)
PV	Photovoltaik
REDII	Renewable Energy Directive
SWU	Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm
TCO	Total cost of ownership
RID	Regulierung für den Einsatz im Schienentransport
THG	Treibhausgas
Vh	Vollaststunden
WKA	Windkraftanlage

1 Die Region und das Projekt H2PUR

1.1 Einleitung

In den vergangenen Jahrzehnten konnten sich Ulm und die Region zu einem starken und widerstandsfähigen Wirtschaftsstandort entwickeln. Seit Jahren ist die Region in maßgeblichen Rankings auf den vorderen Rängen platziert, ihr werden beste Zukunftschancen attestiert. Nicht nur diese Ergebnisse zeigen die wettbewerbsfähigen Rahmenbedingungen und Voraussetzungen, die Wirtschaftsunternehmen in unserer Region vorfinden.

Sie zeigen aber auch die gewachsene Struktur eines Wirtschaftsstandorts, der auf ein breites Spektrum an Branchen, auf einen traditionell starken Mittelstand, Hidden Champions und Weltmarktführer aufbauen kann. Daneben stehen Unternehmen und Betriebsstätten von weltweit agierenden Konzernen. Von wesentlicher Bedeutung sind dabei die Erfolge in der Wissenschaftsstadt, mit Universität und Hochschule, außeruniversitären Forschungseinrichtungen und den angesiedelten Unternehmen. Hier ist die enge Vernetzung und Kooperation mit bestehenden Gewerbe- und Industriegebieten – zum Beispiel ins Donautal – von entscheidender Bedeutung für die Zukunftsfähigkeit des Wirtschaftsstandorts, denn es stellt die Umsetzung von innovativen Ansätzen in Produkte und Dienstleistungen dar, die am Markt erfolgreich platziert werden können.

Die vergangenen Jahre haben aber auch gezeigt, wie schnell sich die Rahmenbedingungen ändern können. Die allgemeine Stimmung im Land ist fiebrig nervös. Die Corona-Krise und ihre Folgen, aber vor allem der Krieg in der Ukraine als Folge eines völkerrechtswidrigen Überfalls durch Russland haben verschiedene Versäumnisse der vergangenen Jahre schonungslos offengelegt. Dies erfordert eine klare realpolitische Auseinandersetzung mit der Zukunftsfähigkeit des Standorts, welche an verschiedenen Punkten ansetzen muss. Die Region muss hier ihre Aufgaben wahrnehmen und sich entsprechend aufstellen. Wirtschafts- und Standortpolitik ist dabei ein entscheidendes kommunal- und regionalpolitisches Schwerpunktthema, dem sich die Region noch verstärkter selbst aber auch kooperativ zuwenden muss. Die Schaffung optimaler Rahmenbedingungen für den Transfer von Innovationen in regionale nachhaltige Wertschöpfungsketten sowie die Förderung der Verzahnung von (Grundlagen)Forschung, Entwicklung und Produktion stehen im Zentrum dieser Ausrichtung.

Ein entscheidendes Element in diesem Zusammenhang wird für die Region der grüne Wasserstoff spielen, welcher in unterschiedlichen Konstellationen der relevante Energieträger sein wird. Um hierfür die Dimension und die identifizieren zu können, setzt diese Studie an einer ganzheitlichen Betrachtung der Situation vor Ort an. Auf Basis des aktuellen wissenschaftlichen und technischen Standes wird ein Konzept für den Aufbau eines passgenauen Wasserstoffökosystems in der Region Ulm/Neu-Ulm erarbeitet. Das Konzept berücksichtigt dabei die komplette Wertschöpfungskette von der Wasserstofferzeugung, über die -verteilung bis zum -einsatz ab. Ein sich selbst betriebswirtschaftlich tragendes Wasserstoff-Ökosystem ist schlussendlich das Ziel.

Mit Vorlage des Konzepts qualifiziert sich die Region Ulm/Neu-Ulm als Hy-Expert im Rahmen der HyLand-Initiative, als Teil des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie. Ein großer Dank gilt dem Bundesministerium für Digitales und Verkehr für die Förderung, der NOW GmbH für die Koordination und dem Projektträger Jülich für die Begleitung in diesem Prozess.

1.2 Veranstaltungen und Öffentlichkeitsarbeit

Das Thema Wasserstoff hat in Wirtschaft und Gesellschaft lange ein Nischendasein gefristet und keine große Rolle gespielt. Nur langsam gewann Wasserstoff als Energieträger an Bedeutung, bis es schließlich durchzunehmend angestoßene Maßnahmen gegen den Klimawandel und den Veränderungen der politischen Agenda auf Grund des Ukraine-Konfliktes in den Fokus rückte. Heute gilt Wasserstoff als energetischer Hoffnungsträger, doch gewisse Vorbehalte bleiben bestehen. Wasserstoff ist kein chemisches Element, mit denen bisher viele Bürger oder Unternehmen Berührungspunkte hatten. Dementsprechend gilt es für die Akzeptanz von Projekten, wie den Bau neuer technischer Anlagen, möglichst von Beginn an die verschiedenen Akteure auf allen Ebenen mit einzubeziehen.

Im Rahmen des Projektes H2PURE haben wir dazu – trotz der eingeschränkten Möglichkeiten durch die in der Corona-Pandemie getroffenen Schutzmaßnahmen – verschiedene Veranstaltungen in unterschiedlichen Projektphasen durchgeführt. Am Anfang noch in überwiegend digitaler Form, konnten wir einen Aktionstag, der als Teil der Themenwoche „Woche des Wasserstoffs Süd“ ein besonderes Highlight war, in Präsenz stattfinden lassen:

- 9. Juni 2021: Kick-off Veranstaltung zum offiziellen Projektstart mit den Lol-Partnern
- 28. Juli 2021: Offizielle H2PURE-Infoveranstaltung „Was gibt es? Was erwartet uns?“

- 20. Oktober 2021: Projekt-Workshop zum Thema Wasserstoffbedarfe (Arbeitspaket 4, siehe Kapitel 4)
- 25. Juni 2022: Aktionstag „Tag der offenen Tür im WBZU und ZSW“ im Rahmen der Woche des Wasserstoffs Süd (25.6.-3.7.2023) mit Info-Vorträgen, kleiner Ausstellung H₂-Fahrzeuge, technische Vorstellung/Erläuterungen der H₂-Tankstelle inkl. Demonstration von Betankungen
- 19. Januar 2023: Abschlussveranstaltung Projekt H2PUR mit Ergebnispräsentation der einzelnen Arbeitspakete und Ausblick zukünftig anknüpfender Aktivitäten in der Region Ulm/Neu-Ulm

Für die Laufzeit des Projektes wurde eine eigene Projekt-Homepage eingerichtet, über die Informationen zum Projekt und dem beteiligten Konsortium bereitgestellt wurden. Es gab für interessierte Unternehmen und Bürger die Möglichkeit, über die Webseite schnell und einfach Kontakt mit dem Projektteam aufzunehmen. Darüber hinaus haben an der Studie beteiligten Projektpartner des Konsortiums regelmäßig an HyLand-Vernetzungstreffen und Veranstaltungen anderer HyExpert-Regionen als Vertreter von H2PUR teilgenommen. Die aktive Verbindung mit den anderen bundesweit laufenden und sich in verschiedenen Phasen befindlichen Wasserstoff-Projekten sorgte für einen interessanten Austausch und mitunter gegenseitige Unterstützung, die bei zukünftigen Projekten und Aktivitäten hilfreich und unterstützend zugleich ist.

2 Wasserstofferzeugung

2.1 Ausgangslage – Status Quo

2.1.1 Bestand Erneuerbarer Energie-Anlagen in der Region

In der Region befinden sich zahlreiche Erneuerbare Energie-Anlagen (EE-Anlagen), darunter Wasserkraftanlagen, die bereits seit vielen Jahrzehnten existieren, bevor dann durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2000) der Ausbau von Solar-, Windkraft- und Biomasse-Anlagen vorangetrieben wurde.

Als eine Besonderheit der Region können die beiden großen Müllheizkraftwerke (MHKW) im Industriegebiet Ulm-Donautal (Stadt Ulm) sowie in Weißenhorn (Landkreis Neu-Ulm) betrachtet werden: Rund 50 Prozent des dort erzeugten Stroms gilt als erneuerbar, auch wenn mit derartigen Anlagen erzeugter Strom nicht durch das EEG gefördert wurde bzw. wird. Mit diesen zwei MHKWs ist die H2PURE Region deutlich besser aufgestellt als viele andere HyLand-Regionen.

Bei den EE-Anlagen konnte erst mit Einführung des EEG ab dem Jahr 2000 ein jährlicher Zubau verzeichnet werden. Bei den folgenden Daten sind nur EE-Anlagen mit einer Leistung von mehr als 500 kW berücksichtigt worden, da die kleineren Anlagen in der Regel überwiegend der Eigenversorgung dienen bzw. nach Ablauf der EEG-Förderung dienen werden. Nur bei den größeren Anlagen, die dann in der Regel in das Mittelspannungsnetz einspeisen, besteht eine Perspektive den dort erzeugten Strom über einen Stromliefervertrag für die Elektrolyse zu nutzen.

Bei den größeren Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen), bei denen es sich wegen der Größenvorgabe von >500 kW in der Regel um Freiflächenanlagen handelt, ist ein nennenswerter Zubau erst gegen Ende des ersten Jahrzehnts (ab 2009) erkennbar. Der größere Anteil wurde im Alb-Donau-Kreis errichtet. Selbst die Stadt Ulm, mit vergleichsweise wenig geeigneten Flächen, kommt hier auf einen ähnlichen Zubau wie der gesamte Landkreis Neu-Ulm (siehe Abb. 1). Insgesamt sind in der Region damit bis Ende 2022¹ kumulativ ca. 82 MWp an größeren PV-Anlagen installiert.

¹ Abfragedatum 31.3.2022 – Marktstammdatenregister (www.marktstammdatenregister.de)

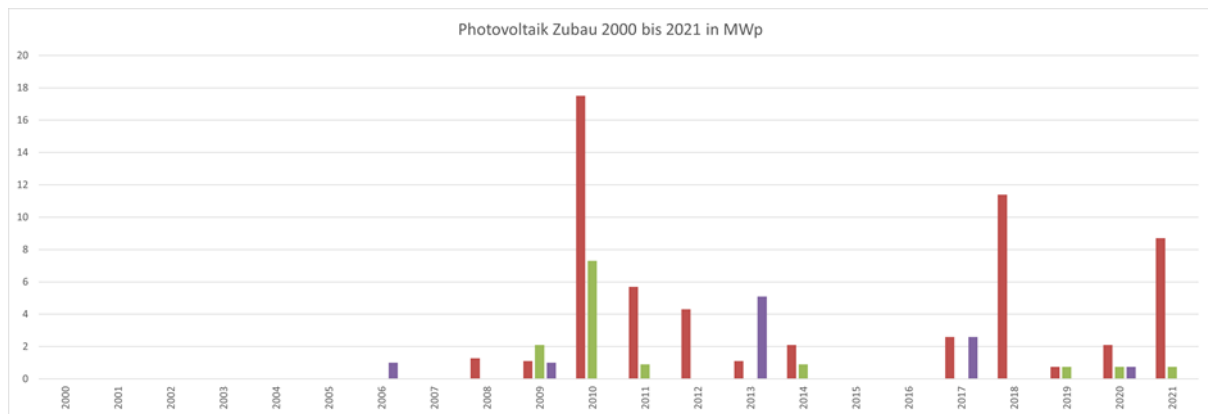


Abb. 1: jährlicher Zubau größerer PV Anlagen (>500k Wp) im Alb-Donau-Kreis (rot), Stadt Ulm (grün) und Landkreis Neu-Ulm (violett) (Quelle: Marktstammdatenregister)

Im Bereich der Windkraft wurden ausschließlich auf der Schwäbischen Alb (Alb-Donau-Kreis) und in der Stadt Ulm (im nördlichen Stadtgebiet an den Ausläufern der Schwäbischen Alb) Anlagen errichtet. Ein kleinerer Teil entstand bereits vor dem Jahr 2000 (siehe Abb. 2), sodass diese ab Ende 2020 aus der EEG-Vergütung fallen und einen Abnehmer für den Strom benötigen.

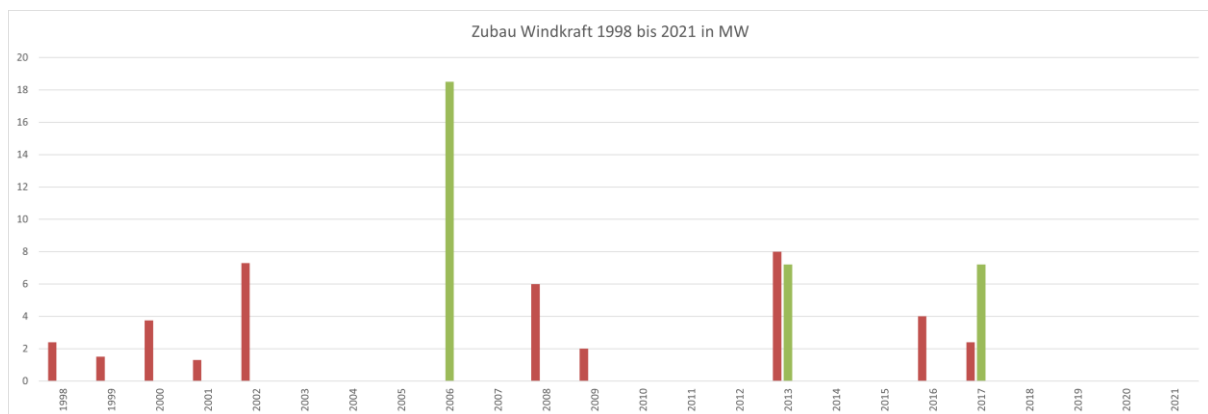


Abb. 2: jährlicher Zubau größerer Windkraft-Anlagen (>500 kWp) im Alb-Donau-Kreis (rot), Stadt Ulm (grün) (Quelle: Marktstammdatenregister)

Im Landkreis Neu-Ulm wurden hingegen bisher keine Windkraftanlagen errichtet. Das liegt an den etwas ungünstigeren Windverhältnissen, vor allem aber an der in Bayern geltenden H10-Regelung. Diese Vorgabe von Mindestabständen² zur nächsten Wohnbebauung hat fast jeden potenziellen Standort ausgeschlossen. In der Summe sind in der Region ca. 71 MW an Windkraftanlagen installiert.

² Der Abstand der Windkraftanlagen zu Wohngebäuden im Bebauungsgebiet muss mind. das zehnfache der Höhe der Windkraftanlagen betragen. Die Gesamthöhe setzt sich aus Nabenhöhe und Rotorradius zusammen.

Bei den Biomasse-Kraftwerken zeigt sich, dass in den Jahren 2004 bis 2012 der größte Teil des Zubaus erfolgte. Ab 2013 fiel dieser dann durch die Regulierungen im EEG 2012 deutlich geringer aus. In Abb. 3 sind zwei deutliche Peaks erkennbar. Der rote (Stadt Ulm) liegt in der sukzessiven Umstellung von fossilen Brennstoffen auf Biomasse des Heizkraftwerks der Fernwärme Ulm GmbH (FUG) begründet. Der grüne Peak (Landkreis Neu-Ulm) in 2012 resultiert aus der erstmaligen Inbetriebnahme des Heizkraftwerks Senden, das ursprünglich von den Stadtwerken Ulm/Neu-Ulm gebaut und inzwischen von Blue Energy betrieben wird. Das Heizkraftwerk wird nach derzeitigen Kenntnisstand technologisch umgerüstet und ist aktuell nicht in Betrieb bzw. im Probebetrieb.

In der Summe sind in der Region ca. 47 MW an Biomasse-Anlagen mit einer Leistung von über 500 kW installiert, wobei der Großteil auf den Landkreis Neu-Ulm entfällt.

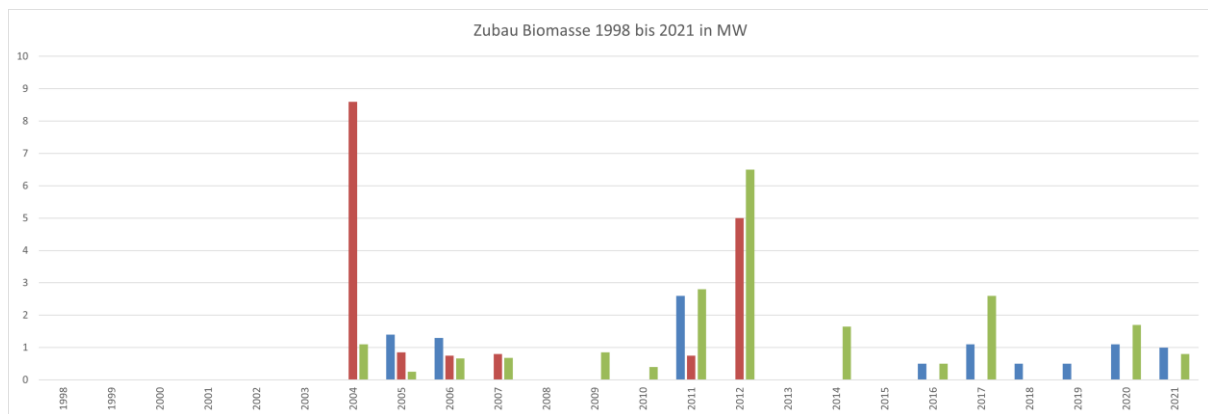


Abb. 3: jährlicher Zubau größerer Biomasse-Anlagen (>500 kWp) im Alb-Donaukreis (blau), Stadt Ulm (rot) und Landkreis Neu-Ulm (grün) (Quelle: Marktstammdatenregister)

Mit allen derzeit installierten und aktiven EE-Anlagen wären unter der hypothetischen Annahme, dass die kompletten Strommengen (bei Annahme von anlagentypischen Vollaststundenzahl) zur Erzeugung von Wasserstoff per Elektrolyse (bei einem Strombedarf von 60 kWh/kg H₂) verwendet würden, Produktionsmengen von 18.000 Tonnen Wasserstoff pro Jahr erreichbar. Tab. 1 zeigt die potenzielle Wasserstoffproduktion nach Art der Erneuerbaren Energien. Deutlich zu erkennen ist, dass die Solaranlagen – obwohl von der insgesamt installierten Leistung her vergleichbar mit den Windkraftanlagen – wegen der geringeren Vollaststundenzahl (Vh) nur ca. 50 Prozent der Energiemenge der Windkraftanlagen erzeugen. Der Löwenanteil an der Wasserstoffproduktion würde hier vor allem von Biomasse und Wasserkraft kommen.

Beides sind aber grundlastfähige Kraftwerke – ebenso wie die beiden MHKWs, sodass deren Strom, unter der Prämisse, dass vorwiegend überschüssiger Strom zur Elektrolyse verwendet werden soll, dort kaum zum Einsatz kommen dürfte.

Tab. 1: Theoretische Erzeugungspotential von grünem H₂ aus den vorhandenen EE-Anlagen

	Stromproduktion a/MWh	H ₂ -Produktion t	Anmerkung
PV/Solar	82.530	1.501	Freiflächenanlagen Viele Anlagen profitieren von hoher EEG-Festvergütung → H ₂ -Produktion eher aus Zubau
Wind	178.875	3.252	Viele Anlagen profitieren von hoher EEG-Festvergütung → H ₂ -Produktion eher aus Zubau
Wasser	332.040	6.037	→ Grundlast, daher voraussichtlich nicht für H ₂ verfügbar
Biomasse	283.440	5.153	Potenzial vorhanden
MHKW	133.600	2.429	Potenzial vorhanden

Abgesehen von den sich abzeichnenden Einschränkungen seitens der EU-Direktive Renewable Energy Directive II (REDII) für Strom aus Biomasse und MHKWs – wonach Strom aus biogenen Quellen nicht für die Herstellung von „grünem“ H₂ für den Mobilitätssektor qualifiziert sein soll – ergäbe sich damit ein sehr hohes H₂-Produktionspotenzial von ca. 12.000 Tonnen.

Vergleicht man die Jahresstrommengen aus obiger Tabelle mit den gelieferten Strommengen der SWU Energie GmbH (deren Versorgungsgebiet nur einen Teil der gesamten H2PURE Region abdeckt), die im Jahr 2020 bei ca. 1.679 GWh lagen, wird deutlich, dass die gesamte Strommenge von allen größeren EE-Anlagen pro Jahr mit ca. 1.000 GWh deutlich geringer ausfällt, als die von den SWU verkaufte Strommenge.

Die H2PURE-Region ist demnach – trotz aller bisher errichteten und betriebenen EE-Anlagen – auf massive Stromimporte bzw. Erzeugung aus Non-EE-Anlagen angewiesen und verfügt über keinen Energieüberschuss aus EE-Anlagen, wie es z. B. vor allem in Norddeutschland durch Windkraftanlagen der Fall ist. Auch bei einem beschleunigten Ausbau der EE-Anlagen wird die Region, unabhängig vom Aufbau einer Elektrolyse-Produktionskapazität, eine Energieimportregion bleiben.

2.1.2 H₂-Erzeugungskapazität in der Region

In der Region Ulm/Neu-Ulm gibt es aktuell keine H₂-Erzeugungskapazitäten – weder per Elektrolyse noch „konventionell“ mittels Dampfreformation. Die H₂-Quellen, aus denen die Region derzeit per LKW versorgt wird, sind:

- BASF Ludwigshafen (H₂ aus Dampfreformierung von Erdgas)

- Industriepark Gersthofen bei Augsburg (H₂ als Nebenprodukt der Chlor-Alkali-Elektrolyse)
- Industriepark Höchst bei Frankfurt (H₂ als Nebenprodukt der Chlor-Alkali-Elektrolyse)
- Energiepark Mainz (Elektrolyse 6 MW aus erneuerbarem Strom)

Der nächstgelegene Elektrolyseur in industriellem Maßstab befindet sich in Grenzach-Wyhlen im Landkreis Lörrach (derzeit ca. 1 MW Leistung mit bereits gestartetem Ausbau auf 6 MW).

Für einen Vergleich zu beachten ist, dass auch heutige konventionelle Treibstoffe wie Diesel oder Benzin aus den Raffinerien in Ingolstadt und Karlsruhe oder weiter entfernten Produktionsstätten angeliefert werden müssen (Tankstellen).

2.1.3 Volatilität der verschiedenen EE-Anlagen

Die Stromerzeugung mittels erneuerbarer Energien – insbesondere Wind und Solar, denen in Zukunft eine zentrale Rolle bei der Stromversorgung von Elektrolyseuren zugeschrieben wird – ist durch eine hohe Volatilität gekennzeichnet. Das gilt sowohl saisonal als auch im Tagesverlauf. Bei den Biogasanlagen – die im Gegensatz zu PV oder Windkraft in ihrer Leistungsabgabe regelbar sind - gibt es derzeit zwei dominierende Betriebsweisen:

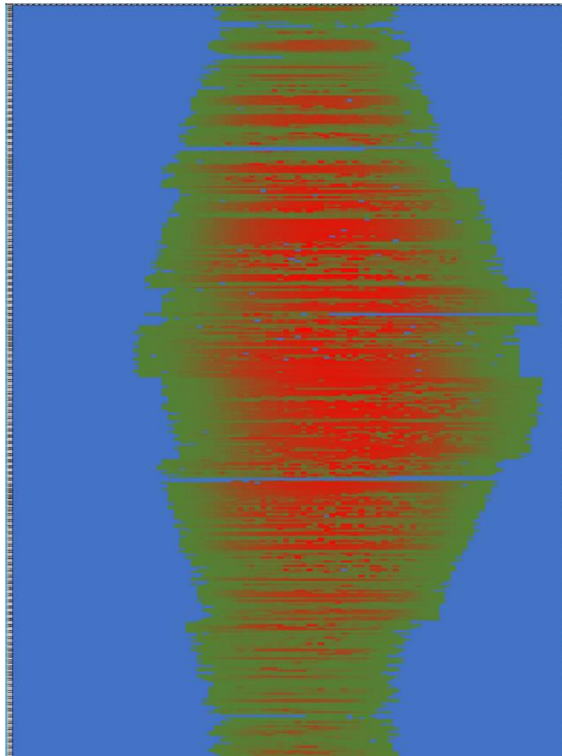
1. **Grundlast-Anlagen** – bei der die BHKWs versuchen konstante Einspeisung an 24 Stunden und 365 Tagen im Jahr zu fahren
2. **Flexible Anlagen** – die nach Fahrplan fahren, um vor allem in Zeiten mit hohen Strompreisen einzuspeisen

Die flexiblen Anlagen dürften als Stromquelle für Elektrolyseure kaum in Betracht kommen, da der erzeugte Strom zu hohen Preisen am übrigen Strommarkt verkauft werden kann und somit zu teuer sein dürfte.

Exemplarisch kann die Volatilität im Tagesverlauf, aber auch im saisonalen Verlauf, durch eine sogenannte Heatmap gezeigt werden, bei der die Werte – in diesem Fall die Stromerzeugung – farblich dargestellt sind:

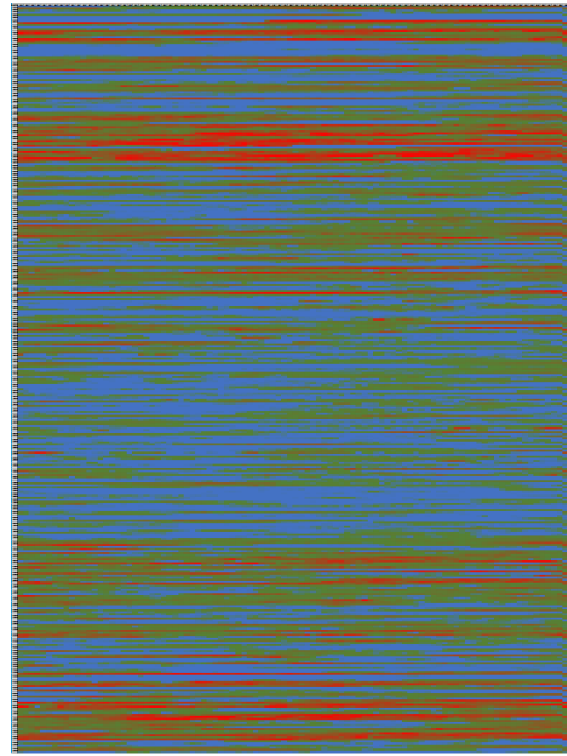
- Blau = keine Stromproduktion
- grün = mittlere Stromproduktion
- rot = hohe Stromproduktion

Auf der x-Achse sind die 24 Stunden des Tages, beginnend mit 0 Uhr links über 12 Uhr in der Mitte bis 23 Uhr rechts dargestellt. Auf der y-Achse sind die 365 Tage des Jahres beginnend mit 1. Januar bis 31. Dezember aufgetragen.



Maximale Leistung	3000	kW
Minimale Leistung	0	kW
Durchschnittsleistung	378,12	kW

Abb. 4: Heatmap einer PV-Anlage mit ca. 3,5MWp Nennleistung und Südausrichtung der PV-Module



Maximale Leistung	1924	kW
Minimale Leistung	0	kW
Durchschnittsleistung	224,47	kW

Abb. 5: Heatmap einer ca. 1,8MW großen WKA auf der Schwäbischen Alb

Charakteristisch für eine PV-Anlage ist der „Bauch“ in der Mitte der Heatmap (siehe Abb. 4). Dieser verdeutlicht die längeren Zeiten mit Sonnenlicht im Sommer und die intensivere Färbung, die die gesteigerten Leistungen durch den höheren Sonnenstand darstellen. Ebenso klar zu erkennen ist, dass die Tage im Winterhalbjahr kürzer sind und nachts natürlich kein Strom erzeugt wird.

Ein gänzlich anderes Bild ergibt sich bei einer Windkraftanlage wie in Abb. 5 dargestellt. Hier zeigt sich eine relativ große Saisonalität: Im Frühjahr, Herbst und auch Winter gibt es relativ lange Betriebszeiten (über mehrere Tage und Nächte hinweg) mit höherer Leistung. Der Sommer hingegen erscheint vergleichsweise windarm, sowohl mit Blick auf die Häufigkeit wie auch die Höhe des Stromangebots aus Windkraftanlagen. Auch kann es hier auf Grund einer mehrere Tage andauernden Windstille zu keinerlei Stromproduktion kommen. Die oben

gezeigte Heatmap ist typisch für Windkraftanlagen in der Region Schwäbische Alb – in Norddeutschland sind die Schwankungen deutlich weniger ausgeprägt.

Durch die Kombination von Solar- und Windkraftanlagen kann die jeweilige Saisonalität gegenseitig etwas ausgeglichen werden.

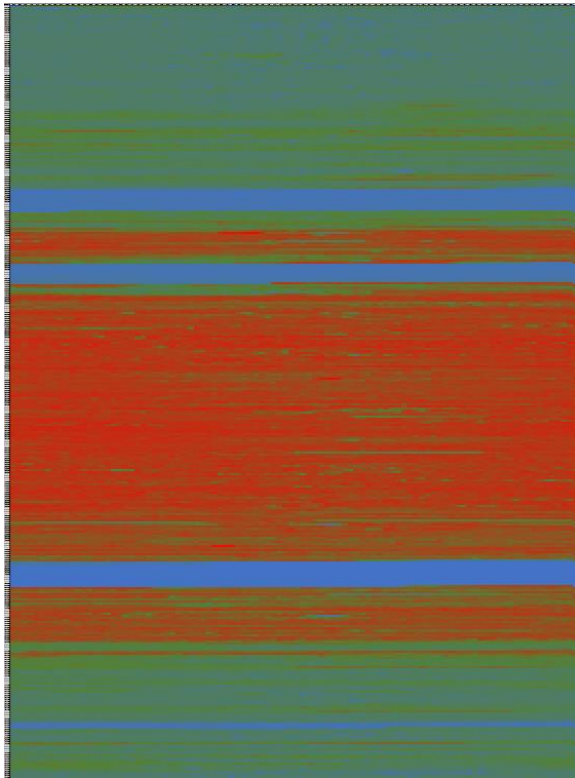


Abb. 6: Heatmap eines MHKWs



Abb. 7: Heatmap eines Laufwasserkraftwerks

Gänzlich anders hingegen der Verlauf bei einem MHKW, welches ganzjährig mit relativ konstanter Auslastung läuft und zuverlässig Strom erzeugt (Abb. 6). Allerdings lässt sich auch hier, wenn die entstehende Abwärme für Fernwärme genutzt wird, eine leichte Saisonalität erkennen: Im Winterhalbjahr, wenn der Wärmebedarf hoch ist, steht weniger Energie zur Stromerzeugung zu Verfügung. Im Sommerhalbjahr ist es dann umgekehrt³. Eine Besonderheit, die für den Betrieb von Elektrolyseuren interessant ist, liegt darin, dass ein MHKW ganzjährig mit relativ konstanter Leistung durchfährt. Ganz im Gegensatz zu volatilen EE-Anlagen wie Solar oder Wind, wo es immer wieder mal Zeiten gibt, bei denen die Leistung sogar bis auf null zurückgeht, z. B. nachts bei Solaranlagen oder durch Windflaute bei Windkraftanlagen.

³ Anmerkung: Die oberen blauen Streifen mit geringer Stromproduktion dürften auf Revisionsarbeiten an der Turbine zurückzuführen sein. Der untere Streifen im September liegt an fehlenden Daten.

In der Region gibt es auch mehrere Laufwasserkraftwerke an Flüssen wie Iller und Donau im Leistungsbereich von mehreren Megawatt (MW). Ähnlich wie bei einem MHKW gibt es auch bei einem Laufwasserkraftwerk keine Zeiten, bei denen die Energieabgabe gegen null tendiert. Allerdings gibt es hier eine ausgeprägtere Saisonalität mit tendenziell mehr Leistung im Frühjahr, bedingt durch Schneeschmelze und hohe Niederschläge und eine etwas geringere Leistung im Sommer, die allerdings wiederum im Wochenrhythmus deutlich schwanken kann.

Die Profile von MHKW und Laufwasserkraftwerk sind für einen Elektrolyseur, der einen möglichst kontinuierlichen Betrieb anstrebt, fast ideal bzw. die ideale Ergänzung zu einem Bezug von eher volatilen Solar- und Windstrom, um in Zeiten mit geringem Stromangebot (Solar und Wind) dennoch den Elektrolyseur in Betrieb zu halten und damit den vereinbarten Lieferverpflichtungen für Wasserstoff nachkommen zu können.

2.2 Verfügbare Technologien

2.2.1 Wasserelektrolyse

Die Elektrolyse beschreibt die Zersetzung einer chemischen Verbindung. Unter Wasserelektrolyse versteht man die Zerlegung von Wasser (H_2O) in die Bestandteile Wasserstoff (H_2) und Sauerstoff (O) mittels elektrischem Strom. Durch Ionenaustausch, der durch einen elektrischen Strom hervorgerufen wird, findet die Zersetzung statt. Für die Wasserelektrolyse stehen drei unterschiedliche Verfahren im Fokus. Man unterscheidet:

1. Alkalische Elektrolyse (AEL)
2. Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL)
3. eine „Protonen exchange Membran“ oder auch die Hochtemperaturelektrolyse „High Temperature Electrolysis“ (HTEL), die auch als „Solid Oxide Electrolysis“ (SOEL) bezeichnet wird

Generell wird innerhalb der Technologien in atmosphärische Elektrolyse und Druckelektrolyse unterschieden. Die atmosphärische Elektrolyse hat die Vorteile eines robusten Anlagenaufbaus und eines großen Lastbereiches von 20 bis 100 Prozent der Nennlast sowie vergleichsweise geringer Investitionskosten. Nachteilig ist die unter atmosphärischem Druck begrenzte Stromdichte und der daher vergleichsweise hohe Raumbedarf. Zusätzlicher Aufwand erfolgt durch einen nachgeschalteten Kompressor und eine

Gastrocknung. Da kontinuierliches An- und Ausschalten verhindert werden soll, bedarf es außerdem einem vorgeschalteten Pufferspeicher.

Bei der Druckelektrolyse arbeiten Anlagen bisher mit etwa 30 bar, während höhere Druckverhältnisse testiert werden. Der Druckbereich erfordert mehr Sicherheitstechnik, aber kann für etwaige gekoppelte Anlagen auf erhöhtem Druckniveau profitabel sein. Die Baugröße ist merklich kleiner und zusätzliche Vorkompressionen entfallen, was unmittelbare Auswirkung auf die Investitionskosten hat, welchen aber ein höherer Anschaffungspreis des Elektrolyseurs gegenübersteht. Der Lastbereich reduziert sich auf 30 bis 100 Prozent.

Alkalische Elektrolyse (AEL)

Die alkalische Elektrolyse ist die heute am weitesten verbreitete und kostengünstigste Technik. Hierbei dient wässrige Kalilauge als Elektrolyt. Die Elektroden bestehen häufig aus katalysiertem Nickel oder vernickeltem Stahl, die durch ein mikroporöses Diaphragma getrennt sind. Alkalische Elektrolyseure werden für gewöhnlich bei Temperaturen um 80°C und Druck bis ca. 30 bar betrieben. Typische Stromdichten betragen 200-400 mA/cm². Industriell hergestellte Elektrolyseure werden modular mit Wasserstoffherstellungsraten von 1 Nm³/h bis ca. 750 Nm³/h aufgebaut. Der zur Herstellung von 1 Nm³ Wasserstoff erforderliche Energieaufwand reicht von ca. 5 kWh für kleine Elektrolyseure im Druckbetrieb bis ca. 4,1 kWh für drucklos betriebene Großelektrolyseure. Bezogen auf den unteren Heizwert ergeben sich so Wirkungsgrade zwischen 60 Prozent und 73 Prozent. Alkalische Elektrolyseure gelten als langlebig. Revisionszyklen sind alle sieben bis zwölf Jahre fällig. Verfügbarkeiten in industriellen Anwendungen von 98 Prozent werden berichtet. Alkalische Elektrolyseure können mit fluktuierender Stromzufuhr sowie in Teillast mit 20 bis 40 Prozent ihrer Nennlast betrieben werden. In diesem Fall muss mit einer geringeren Gasqualität durch stärkeren Übertritt von Sauerstoff in Wasserstoff und umgekehrt gerechnet werden.

PEM-Elektrolyseure (PEMEL)

PEM-Elektrolyseure nutzen gewöhnlich eine saure Ionenaustauschermembran als Elektrolyt. Bis vor wenigen Jahren waren nur vergleichsweise kleine Anlagen mit einer Wasserstoffproduktion von 1 Nm³/h bis 30 Nm³/h verfügbar. In jüngster Zeit wurden PEM-Elektrolyseanlagen mit einer Wasserstoffproduktionsrate von 1.000 Nm³/h errichtet. PEM-Elektrolyseure stellen hohe Anforderungen an das Speisewasser, da Kationen sich in der Membran einlagern und deren Eigenschaften degradieren. Die sauren Eigenschaften der Elektrolytmembran erfordern den Einsatz edelmetallhaltiger Katalysatoren und besonders korrosionsfester Elektrodenwerkstoffe. Auf Stapelzebene beträgt der Energieaufwand zur

Wasserstoffherstellung ca. 4.1 kWh/Nm³, was einem Wirkungsgrad von 73 Prozent bezogen auf den unteren Heizwert des Wasserstoffs entspricht. Druckbetrieb von PEM-Elektrolyseuren ist möglich. Infolge der vergleichsweise gasdichten Membran sind auch nennenswerte Druckdifferenzen zwischen Wasserstoff- und Sauerstoffseite erlaubt, sodass Wasserstoff unter Druck erzeugt werden kann, während Sauerstoff drucklos in die Atmosphäre entweicht. Die Gasqualität im Teillastbereich nimmt bei PEM-Elektrolyseuren nicht so stark ab wie im Fall alkalischer Elektrolyseure. PEM-Elektrolyseure sind ebenfalls in der Lage stark fluktuierenden Lasten zu folgen. Hinsichtlich der zu erwartenden Lebensdauer wurden in den letzten Jahren Fortschritte erzielt, man verfügt jedoch nicht in gleichem Maße über Betriebserfahrung wie im Fall der alkalischen Elektrolyseure. Infolge der teureren Werkstoffe sind die Kapitalkosten der PEM-Technologie im Vergleich zu alkalischen Elektrolyseuren höher.

Hochtemperaturelektrolyseure (HTEL /SOEL)

Hochtemperaturelektrolyseure basieren auf einem keramischen Elektrolyten, der bei 700 bis 1.000°C arbeitet, ähnlich der I-Sonde in der Abgasmessung von Verbrennungsprozessen. Eine wesentliche Eigenschaft der Hochtemperaturelektrolyse ist die Möglichkeit, Hochtemperaturwärme einzukoppeln und dadurch den elektrischen Energiebedarf zu senken. Die Eignung der Technologie unter sich schnell ändernden Lastverhältnissen muss noch gezeigt werden. Ob ein autothermer Betrieb ohne Einkopplung einer externen Wärmequelle energetische Vorteile gegenüber Niedertemperaturverfahren bringt, muss ebenfalls noch gezeigt werden. Hochtemperaturelektrolyseure befinden sich aktuell im Forschungs- oder Prototypenstadium, daher sind derzeit wenige Produkte am Markt verfügbar (vgl. Jörissen et. al. 2017).

2.2.2 Reformierung von Gas (Bio)

Die Wasserstoffherzeugung aus Kohlenwasserstoffen oder Alkoholen durch Dampf-reformierung ist ein ebenfalls seit Langem industriell beherrschter Prozess. Im Reformierwerk wird der zu reformierende Brennstoff mit Wasserdampf hoher Temperatur umgesetzt. Das resultierende „Reformat“ enthält noch große Anteile an CO₂ und CO sowie nicht umgesetztem Brennstoff und muss daher mittels geeigneter Verfahren wie Druckwechseladsorption zur Kraftstoffqualität aufgereinigt werden. Die Reformierung erfordert Wärmezufuhr (ca. 20 bis 25 Prozent des Heizwerts). Schlüsselartige Reformieranlagen zur Wasserstoffbereitstellung aus Kohlenwasserstoffen werden unter anderem vom Renninger Unternehmen WS Reformier angeboten. Ein wirtschaftlicher Betrieb

erscheint mittelfristig schwierig darstellbar, da in der RED II biogene Quellen nicht als tauglich für grünen Wasserstoff definiert werden.

2.2.3 Zusammenfassung und Empfehlung

Bei der Erarbeitung der vorliegenden Studie wurde, basierend auf der ursprünglichen Annahme einer Aufstellung nahe eines Stromerzeugungsstandorts, eine Nutzwertanalyse für eine Elektrolyseanlage am Laufwasserkraftwerk Böfinger Halde vorgenommen. Anhand der Nutzwertanalyse entstand eine Entscheidungshilfe für die Wahl des Elektrolyseurtyps, die auf einer Bewertung einzelner Komponenten der Wasserelektrolysetechnologien AEL, PEMEL und SOEL (HTES) beruhen und auch für andere Standorte genutzt werden kann.

Die zu Grunde liegenden Informationen ergeben sich zum einen aus Literaturangaben von Sterner und Stadler 2017, sowie Töpler und Lehmann 2017 und einer Studie der NOW GmbH 2018. Zum anderen aus Erfahrungen der beteiligten Autoren sowie Absprachen mit Herstellern, nicht zuletzt aus dem Umfeld des Projektes BW-Elektrolyse. Bei Unstimmigkeiten innerhalb der Quellen wurde stets von der konservativeren Ansicht ausgegangen und bei keinen belastbaren Angaben zu einem Kriterium wurde die schlechteste Alternative gewählt.

Bei der Nutzwertanalyse werden harte und weiche Faktoren analytisch betrachtet und die einzelnen Kriterien in den jeweils logisch zuzuordnenden Skalen nominal, ordinal oder kardinal bewertet. Dabei werden jedem Kriterium Punkte von 0 bis 100 zugeordnet. Das Entscheidungsmodell basiert dann auf der Kombination von Gewichtungsfaktoren und der Anzahl der Punkte. Aus diesen Daten ergeben sich Nutzwerte zwischen 0 und 10 für die jeweiligen Elektrolysetechnologien.

Nach ausführlicher Technologiebeleuchtung und -analyse, bei einem maximalen Nutzwert von 10, schneidet die SOEL (HTEL) mit einem Nutzwert von 3,1 nach der PEMEL mit einer Bewertung von 6,4 am schlechtesten ab. Die Alkalische Elektrolyse kann mit 8,4 Punkten für den Referenzfall als „attraktivste“ Wahl bewertet werden. Prinzipiell ist von einer PEMEL aber nicht abzusehen. Für eine dauerhafte, zuverlässige und durchaus auch dynamische Auslastung ist die AEL jedoch prädestiniert. Die Materialherkunft, die bei der AEL weniger kritisch ist, rundet die Entscheidung ab. Das Tool der Nutzwertanalyse steht, wie beschrieben, nun auch für weitere Standorte und Strombereitstellungs-Charakteristiken zur Verfügung (vgl. Gröger 2020).

2.3 Energiequellen der Wasserstoffherzeugung

In Kapitel 2.1 wurde der aktuelle Stand der EE-Quellen in der Region beschrieben. Es zeigt sich, dass die Region im Gegensatz zu vielen norddeutschen Gebieten ein deutliches Defizit an EE-Anlagen hat, insbesondere in Bezug auf Windkraftanlagen. Aus den derzeit vorhandenen Kapazitäten kann daher kein Stromüberschuss abgeleitet werden, der explizit für Elektrolyse-Anlagen zu Verfügung steht. Die zukünftigen Elektrolyseure in der Region stehen hier in einem Wettbewerb zu anderen Kunden und Abnehmern von grünem Strom um die verfügbaren Mengen an EE-Strom. Zum einen, was die Verfügbarkeit an sich betrifft und zum anderen bei den für EE-Strom anfallenden Preisen.

Betrachtet man nun die einzelnen EE-Quellen, deren Ausbaupotential und deren Relevanz für den Betrieb von Elektrolyseuren, ergibt sich folgendes Bild:

Wasserkraft

Bei der Wasserkraft dürfte es in den kommenden Jahren kein weiteres Ausbaupotential geben. Als grundlastfähiges Wasserkraftwerk wird der hier erzeugte Strom kaum für den Betrieb von Elektrolyseuren zu Verfügung stehen.

MHKWs

Die MHKWs zeichnen sich dadurch aus, dass sie, abgesehen von geringen saisonalen Schwankungen, wenn sie mehr Wärme bereitstellen müssen, rund um die Uhr relativ gleichmäßig Strom produzieren. Circa 50 Prozent des erzeugten Stroms gilt dabei als erneuerbar⁴ und wäre damit für die Produktion von grünem Wasserstoff qualifiziert. Die Nutzbarkeit für die Erzeugung von grünem Wasserstoff hängt von den letztendlichen Regelungen des delegierten Rechtsakts der EU (RED II, siehe Kapitel 2.4.6) ab, wonach Strom aus biogenen Quellen nicht für die Erzeugung von grünem Wasserstoff zulässig ist. Hierzu würde der Strom aus Biomasse bei der MHWK-Verstromung ebenso dazu zählen wie der Strom aus Biogas- und Biomasse-Anlagen.

Biomasse

Das Ausbaupotential ist auch hier begrenzt, u.a. wegen des sog. Maisdeckels seit dem EEG 2012 und nachfolgenden Verschärfungen. Siehe auch die Regelungen des Delegierten Rechtsakts von RED II (analog zu den MWHKs).

Windkraft

Trotz aller Anstrengungen und Ankündigungen der Landesregierung Baden-Württembergs

⁴ Da aus biogenem Abfallanteil gewonnen

konnte der bisherige Zubau von Windkraftanlagen in der Region und auch im gesamten Bundesland nicht wirklich gesteigert werden. Selbst die wenigen, teilweise seit vielen Jahren diskutierten Repowering-Maßnahmen kommen nicht wirklich voran.

Im Landkreis Neu-Ulm (Bayern) soll die bayernweit gültige 10H-Regelung fallen. Darüber hinaus werden weitere Hemmnisse im EEG 2023 abgebaut, so ist beispielsweise der Bau von Windkraftanlagen (WKA) in Landschaftsschutzgebieten nun ohne Abwägung zulässig. Ob das jedoch bereits in den kommenden Jahren dazu führt, dass WKAs im Landkreis in größerem Umfang errichtet werden, darf angesichts der Planungszeiten und der bisherigen Erfahrungen durchaus bezweifelt werden.

Photovoltaik

Bei den Solaranlagen gibt es seit 2022 einen regelrechen Boom an Zubau – auch in der Freifläche. Allein im Jahr 2022 wurden mehrere Großanlagen errichtet, wie z.B. 33 MWp bei Deppenhausen/Ehingen, 15 MWp bei Granheim, 12 MWp bei Allmendingen, 19 MWp bei Herrrieden/Altenstadt, 7 MWp bei Tiefenbach/Illertissen, 2,7 MWp bei Unterroth, 2 MWp bei Vöhringen und 2 MWp bei Illerrieden sowie weitere. In Summe sind das allein bereits mehr als 90 MWp in der Region. Die Liste ist zudem unvollständig, da nicht alle für 2022 geplanten größeren PV-Anlagen zum Zeitpunkt der Studie bereits im Marktstammdatenregister erfasst wurden.

Zusammengefasst zeigen diese Zahlen, der in der Region erfolgte Zubau allein in 2022 höher liegt als der bisherige Bestand an größeren Anlagen, die insgesamt zwischen 2000 und 2021 errichtet wurden. Darüber hinaus steckt eine Vielzahl von weiteren Projekten in unterschiedlichen Phasen des Genehmigungsprozesses, sodass auch in 2023 und 2024 mit einem weiteren Zubau zu rechnen ist, der den von 2022 nochmals übersteigen wird.

Tab. 2: Ausschreibungsvolumina bei PV-Anlagen im EEG 2023

Jahr	Volumen in MWp
	3600 3000
2022	→ reduziert durch EU-Vorgabe und abzgl. EEG-Freifläche VJ – in 11/2022 nur 890 MWp
2023	5850
2024	8100
2025	9900

Darüber hinaus wurde durch das EEG 2023 deutlich höhere Ausschreibungsvolumina bei PV-Anlagen vorgegeben als in den Vorjahren (Tab. 2). Das Land Baden-Württemberg hat

zudem das Ziel ausgegeben, bis zu zwei Prozent der Landesfläche für PV und Windkraftnutzung zur Verfügung zu stellen⁵. Eine sehr vereinfachte Hochrechnung unter der Annahme, dass auf Dreiviertel der Flächen PV-Anlagen errichtet werden, würde eine nahezu Vervierzigfachung des bisherigen Bestands an größeren PV-Anlagen bedeuten (Tab. 3).

Tab. 3: Vereinfachte Hochrechnung des PV-Potenzials in MWp in der Region bei Einhaltung der 2 Prozent-Ziels

	Fläche gesamt (km ²)	PV-Potenzial (MWp)	Bisher installiert (MWp)
Alb-Donau-Kreis	1357	2036	34
Stadt Ulm	118	177	13
Landkreis Neu-Ulm	515	773	25
Summe	1990	2986	72

Erste Kommunen in der Region, wie Langenau und Ulm, arbeiten hier schon an Konzepten und es zeigt sich, dass die Flächenverfügbarkeit (d.h. bis zu zwei Prozent) grundsätzlich gegeben ist.

Perspektivisch birgt damit allein die Photovoltaik mittelfristig in der Region das Potenzial, eine nennenswerte regionale Stromquelle für den Betrieb von Elektrolyse-Anlagen zu sein. Bei den übrigen EE-Anlagen ist entweder bereits eine Sättigung erreicht, wie bei der Wasserkraft und zunehmend auch Biomasse, oder der Ausbau läuft weiterhin eher schleppend wie es bei der Windkraft der Fall ist. Um aber einen Elektrolyseur wirtschaftlich zu betreiben und eine über das Jahr hinweg relativ konstante Nachfrage wie aus dem Mobilitätsbereich bedienen zu können, muss der Elektrolyseur idealerweise 4.000 Vollaststunden und mehr erreichen. Aus diesem Grund benötigt ein Elektrolyseur vor allem im Winterhalbjahr und auch in den Nachtstunden Strom aus anderen, in der Region oft nicht ausreichend vorhandenen EE-Quellen.

Das hat zur Folge, dass die Region – wenn es um großvolumige, ganzjährige Erzeugung von Wasserstoff geht – auch in Zukunft ein Energieimporteur bleiben wird, wie es derzeit schon der Fall ist. Mittel- und langfristig kann der Energieimport durch den Import von Wasserstoff über ein noch zu errichtendes oder umgewidmetes Gasnetz organisiert werden. Bis das der Fall ist, dürfte der Energieimport allerdings durch Stromimport über Stromleitungen für die regionale Produktion von grünem Wasserstoff stattfinden.

⁵ <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/klima/klimaschutz-in-bw/klimaschutzgesetz-baden-wuerttemberg>

2.4 Wirtschaftlichkeitsberechnungen

Seit der Antragsstellung im Herbst 2019 haben sich viele Parameter und Randbedingungen, die für den wirtschaftlichen Betrieb eines Elektrolyseurs mitunter von zentraler Bedeutung sind, wesentlich und zum Teil sogar, wie bei der EEG-Umlage, mehrfach verändert.

2.4.1 EEG-Umlage

EEG 2019

Im EEG 2019, das zur Zeit der Antragsstellung und bis 2020 in Kraft war, unterlagen Elektrolyseure als „Letztverbraucher“ grundsätzlich der EEG-Umlage, die mit ca. 6,7 Cent/kWh den größten Einzelblock bei den Stromkosten ausmachte, wie Abb. 8 zeigt.

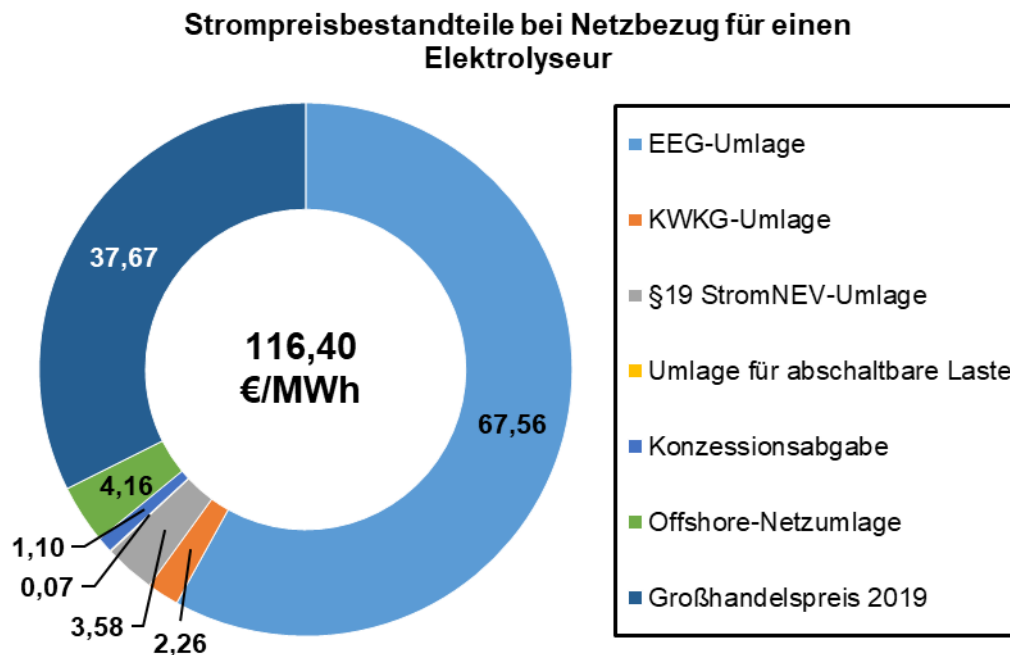


Abb. 8: Strompreisbestandteile bei Netzbezug für einen Elektrolyseur (Stand 2019)

Es gab im Rahmen des EEG 2019 drei Mechanismen, um die EEG-Umlage zu reduzieren.

§61a: Hier wäre die EEG-Umlage auf 0 Cent/kWh abgesunken – hätte aber u.a. die Voraussetzung eines reinen Inselbetriebs aus Erneuerbaren Energien erfordert (also kein Netzanschluss oder zumindest keinen Netzbezug) und ist an den wenigstens potenziellen Standorten so umsetzbar. Ausnahme z.B. evtl. bei einem Wasserkraftwerk.

§61b: „Eigenverbrauch“ von EE-Strom im Elektrolyseur führt zu einer Verminderung der EEG-Umlage auf 40 Prozent, d.h. statt ca. 6,5 Cent/kWh beträgt die Umlage dann noch ca. 2,6 Cent/kWh, was einer Entlastung von ca. 4 Cent/kWh entspricht. Mit dieser Entlastung

würden die H₂-Gestehungskosten um ca. 2,50 Euro/kg H₂ sinken. Voraussetzungen für Eigenverbrauch sind aber drei Kriterien, die relativ eng gefasst sind und gleichzeitig erfüllt sein müssen:

- Personenidentität Erzeuger = Verbraucher
- Keine Durchleitung durch das öffentliche Netz und
- Räumliche Nähe

Insbesondere das erste Kriterium bedeutet, dass der Betreiber der EE-Anlage auch der Betreiber des Elektrolyseurs sein muss. Eine Konstellation, die nicht immer darstellbar ist, weil oft die handelnden Akteure nicht identisch sind und beispielsweise der Betreiber eines MHKWs nicht unbedingt der Betreiber eines Elektrolyseurs sein will oder kann (vgl. Bundesnetzagentur 2016).

c§64a: EEG-Reduktion für „stromintensive Unternehmen“ bei Herstellung von Industriegasen

Hier konnte auf Antrag eine Reduzierung der EEG-Umlage auf 15 Prozent erreicht werden, wobei diese Reduktion nur für Strommengen über ein GWh greift – für die erste GWh muss die volle EEG-Umlage entrichtet werden. Das hat zur Folge, dass z.B. bei einem 1 MW Elektrolyseur bei 3.000 Betriebsstunden (und damit 3 GWh Bezug) die EEG-Umlage auf 43 Prozent⁶ sinkt – also noch ca. 2,8 Cent/kWh beträgt (vgl. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle 2022).

EEG 2021

Eine große Änderung kam mit dem EEG 2021: Hier wurde im §69b in Zusammenhang mit der Verordnungsermächtigung in §93 erstmalig festgelegt, dass bei Bezug von grünem Strom (egal ob per Direktleitung oder über das öffentliche Netz – d.h. es muss keine Personenidentität und räumliche Nähe wie bei Eigenverbrauch vorliegen) die EEG-Umlage für die ersten 5.000 Vollaststunden sogar auf null Prozent sinkt, sofern der Bezug und die Zeitgleichheit über Herkunftsnachweise (bei Bezug über das öffentliche Netz) oder einen Zähler (bei Direktlieferung) nachgewiesen werden kann. Eine wesentliche Voraussetzung sollte dabei auf Seiten der EE-Anlage jedoch sein, dass diese keine Förderung nach dem EEG in Anspruch genommen hat, was z.B. auf MHKW zutrifft, da diese nach EEG nicht förderfähig sind.

⁶ (100% + 15%+ 15%) /3

EEG 2023

Mit dem EEG 2023, das im Rahmen des „Osterpakets“ im Frühsommer 2022 verabschiedet wurde, erfolgte dann die nächste massive Änderung. Mit Wirkung zum 01.07.2022 wurde die EEG-Umlage für alle Letztverbraucher (also nicht nur auf Elektrolyseure wie noch im EEG 2021 beschränkt) auf null Prozent abgesenkt und mit Wirkung zum 01.01.2023 dann komplett abgeschafft. Es ist also – egal ob für den Betrieb eines Elektrolyseurs oder eines anderen Verbrauchers – nun nicht mehr notwendig z.B. grünen Strom einzusetzen, Personenidentität nachzuweisen, als besonders stromintensives Unternehmen eingestuft zu werden usw. um die EEG-Umlage zu reduzieren oder auf null Prozent zu senken. Die Änderungen im EEG 2023 haben zwei wesentliche Folgen:

Ersten besteht deutlich mehr Planungssicherheit was die Auswirkungen der EEG-Umlage oder deren weiteren Änderungen, sowie die daraus resultierenden Nachweispflichten für den langjährigen Betrieb eines Elektrolyseurs betreffen.

Zweitens müssen viele Restriktionen für die Standortwahl oder das Betreiberkonzept (Stichwort Eigenverbrauch) die über eine reduzierte EEG-Umlage den Betrieb des Elektrolyseurs verbessert hätten, nun bei den Planungen nicht mehr berücksichtigt werden. Eine konkrete Auswirkung dürfte sein, dass in Zukunft die Elektrolyseure eher in der Nähe der Hauptabnehmer und nicht mehr in der Nähe der EE-Anlage (wegen notwendiger Direktleitung, räumlicher Nähe, etc.) errichtet werden, sodass hier deutlich mehr Freiheitsgrade zur Projektoptimierung entstehen. Dies gilt insbesondere dann, wenn der Wasserstoff nach der bisherigen Planung zur Reduzierung der EEG-Umlage nicht am Standort des Hauptabnehmers produziert werden konnte und die Transportkosten für den Wasserstoff günstiger als die Produktionskostensteigerung durch die EEG-Umlage gewesen wären.

2.4.2 THG-Umlage

Mit der Novellierung der 38. BImSchV, die seit Januar 2022 gilt, wurden die Anforderungen für die Inverkehrbringer von Brennstoffen verschärft, indem z.B. die THG-Minderungsquote von sechs Prozent in 2021 auf 25 Prozent für das Jahr 2030 erhöht wurde (Abb. 10).

Darüber hinaus können Biokraftstoffe auf Basis von Palmöl ab 2023 nicht mehr auf die THG-Quote angerechnet werden. Dies lässt eine zunehmende Nachfrage nach emissionsfreien Treibstoffen im Mobilitätssektor, wie Strom für batterieelektrische Fahrzeuge und Wasserstoff für PKW/LKW erwarten. Das Berechnungsschema für die Bewertung von Wasserstoff im Bereich Mobilität zeigt Abb. 9.

Seit 2018 ist es in Deutschland möglich, auch strombasierten Wasserstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge für die Treibhausgas-minderungs-Quote (kurz: THG-Quote) anrechnen zu lassen. Dabei muss jedoch zwingend **Strom aus Erneuerbaren Quellen** eingesetzt werden, um mit dem gesetzlich vorgegebenen geringen Emissionswert von 9,1 kg CO₂ pro Gigajoule rechnen zu können.

Sofern ausschließlich Strom aus erneuerbaren Quellen eingesetzt wird, kann jedes Kilogramm **grüner Wasserstoff** die Emissionen im Straßenverkehr um etwa 12 kg CO₂ reduzieren. Diese Minderungs-menge reduziert sich jedoch mit der Zeit. Steigt die THG-Minderungsquote mit der Zeit an – wie es auch vom Gesetzgeber vorgesehen ist – so sinkt dadurch die Minderungs-menge durch grünen Wasserstoff, da auch dieser Wasserstoff die Reduktionsquote zu erfüllen hat.

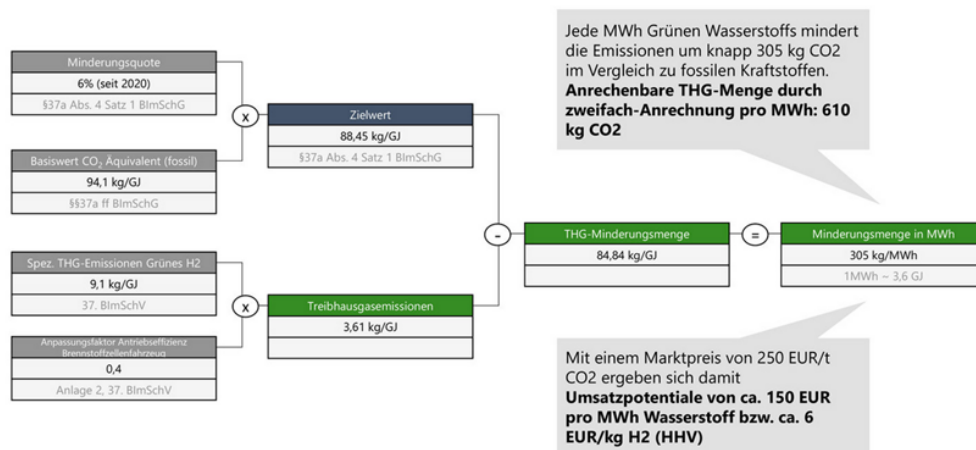


Abb. 9: Berechnungsschema zur Bestimmung des THG-Minderungswertes bei Einsatz von H₂ in Brennstoffzellenfahrzeugen (Quelle: greentrax.de)

Treibhausgas-Minderungsquote für Kraftstoffe

Die Treibhausgas-Minderungsquote steigt deutlich von derzeit 6 % auf 25 % im Jahr 2030.

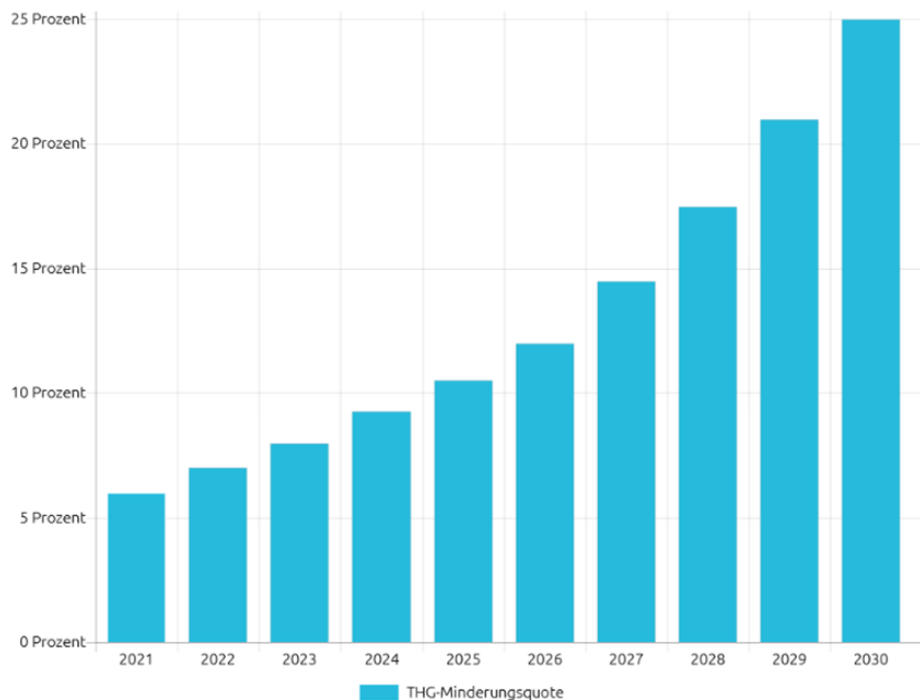


Abb. 10: Anstieg des Anteils an emissionsfreien Treibstoffen (Quelle: BMU)

Da der Marktpreis für CO₂-Emissionen aber auf absehbare Zeit noch deutlich unter 100 Euro/t CO₂ liegen wird, dürfte nach dieser Berechnungsvorgabe eher mit 2 bis 3 Euro/kg H₂ für die THG-Quote zu rechnen sein.

Tab. 4: Prognose CO₂-Zertifikatspreise bis 2030 (eigene Darstellung nach EWI)

[EUR/tCO ₂]	2021	2022	2026	2030
CO ₂ -Zertifikatspreis	54	83	96	118

2.4.3 Brennstoffemissionshandelsgesetz – CO₂-Steuer

Die CO₂-Steuer wirkt sich – mit Blick auf die Wirtschaftlichkeit von regional erzeugtem grünem Wasserstoff – vornehmlich an drei Stellen aus: Den Diesel-Kosten bei konventionellen LKWs und Bussen, bei den Transportkosten von konventionellem Wasserstoff aus weiter entfernten Quellen und bei den Herstellkosten von konventionellem Wasserstoff per Dampfreformierung (Abb. 11).

Bei einem CO₂-Preis von 45 Euro/t CO₂ (wie es derzeit für 2025 geplant ist, siehe Abb. 12) verteuert sich der **Dieselpreis für LKWs und Busse** um ca. 15 Cent/Liter. Unter der

Annahme, dass ein Brennstoffzellen-Fahrzeug mit einem Kilogramm H₂ in etwa dieselbe Strecke wie ein konventionelles Fahrzeug mit 5 Liter Diesel zurücklegen kann, bedeutet das einen Kostenvorteil von ca. 0,60 Euro/kg H₂, der durch die CO₂-Steuer auf Diesel im Jahr 2025 entsteht.

CO₂-Preise im Jahr 2022

Brennstoff	Emissionsmenge	CO ₂ -Steuer 2022 netto	CO ₂ -Steuer 2022 brutto
Heizöl	2,68 kg/Liter	8,04 Cent/Liter	9,57 Cent/Liter
Erdgas	182 g/kWh	0,55 Cent/kWh	0,65 Cent/kWh
Benzin	2,4 kg/Liter	7,2 Cent/Liter	8,57 Cent/Liter
Diesel	2,68 kg/Liter	8,04 Cent/Liter	9,57 Cent/Liter

Abb. 11: CO₂-Preise im Jahr 2022 und deren Auswirkung auf Kraftstoffpreise (Quelle: finanztip.de, Stand 2.3.2021)

Jahr	Preis
2021	25 Euro/Tonne CO ₂
2022	30 Euro/Tonne CO ₂
2023	30 Euro/Tonne CO ₂
2024	35 Euro/Tonne CO ₂
2025	45 Euro/Tonne CO ₂

Abb. 12: Entwicklung der CO₂-Preise nach BEHG (Quelle: finanztip.de/co2-steuer/, Stand 09/2022)

Für den **Transport von Wasserstoff** (z.B. aus einer der grauen Quellen in Ludwigshafen oder Frankfurt) in die Region wirkt sich die CO₂-Steuer bei einem Verbrauch des 40t LKW von ca. 30 Litern pro 100 km für die Hin- und Rückfahrt von ca. 400 km mit einer zusätzlichen Belastung von ca. 20 Euro aus (bei einem Anstieg des Dieselpreises um 15 Cent/Liter). Bei einer Transportmenge von 500 Kilogramm Wasserstoff pro LKW-Fahrt wären das dann 4 Cent/kg H₂. Das ist eine eher zu vernachlässigende Kostenbelastung. Bei den **Herstellkosten von grauem Wasserstoff durch Dampfreformierung** ist zu berücksichtigen, dass das dafür verwendete Erdgas nicht als Brennstoff, sondern als Rohstoff betrachtet wird. Damit ist das Erdgas – obwohl hier CO₂-Emissionen entstehen – von der CO₂-Steuer nicht betroffen. Einzig für den Fall, das Erdgas als Brennstoff zur

Erreichung der notwendigen Prozesstemperaturen eingesetzt wird, unterliegt dieser Teil der CO₂-Steuer. Allerdings sind auch hier die Auswirkungen auf die Kosten marginal.

Insgesamt wird durch die zunehmend ansteigende CO₂-Steuer und deren Beschränkung auf Brennstoffe nach aktuellem Stand der Dinge weder die Herstellung noch der Transport selbst von grauem Wasserstoff nennenswert finanziell belastet, sodass von diesem Instrument keine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit von regional erzeugtem grünen Wasserstoff zu erwarten ist. Einzig im Vergleich der Treibstoffkosten ergibt sich ein nennenswerter Kostenvorteil durch die ansteigende CO₂-Besteuerung zugunsten von Wasserstoff- bzw. Brennstoffzellen-Fahrzeugen.

2.4.4 Kosten grauer Wasserstoff

Einen Anhaltspunkt über die Kostenentwicklung bei der Herstellung von grauem Wasserstoff gibt der Hydex-Index der Beratungsfirma E-Bridge Consutling GmbH⁷. Dabei handelt es sich um einen Kostenindex (nicht zu verwechseln mit Preisindex) auf Basis von kurzfristigen Preisen von Strom, Gas und CO₂-Emissionspreisen. Auch wenn die dort genannten absoluten Kosten mit etwas Vorsicht zu genießen sind, so zeichnet sich doch ein Trend ab und die Änderungen der Kosten sollten ein stimmiges Bild vermitteln.

Hydex: Historische Entwicklung

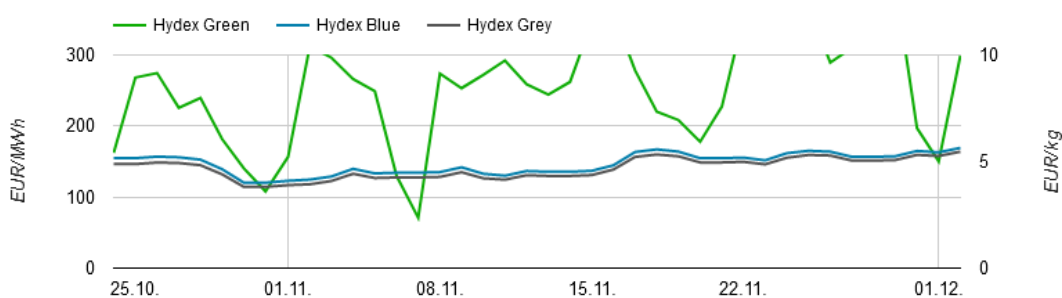


Abb. 13: Screenshot Hydex Index November bis Dezember 2021

Gegen Ende 2021 war ein leichter Anstieg bei den Herstellkosten von grauem Wasserstoff auf ca. 5 Euro/kg zu beobachten (Abb. 13). Die nachfolgende Abbildung 14 zeigt eine gewisse Stabilität der H₂-Kosten von grauem Wasserstoff zwischen 10 und 20 Euro/kg – trotz der in dieser Zeit teilweise sehr volatilen Gaspreisen.

⁷ www.e-bridge.com

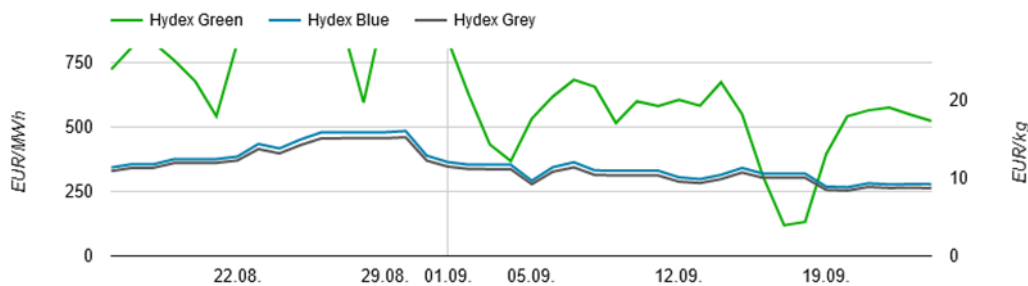


Abb. 14: Screenshot der Entwicklungen des Hydex Index von August bis September 2022

Grüner Wasserstoff, der in der Regel durch Stromelektrolyse gewonnen wird, ist in der Betrachtungsperiode dagegen deutlich größeren Schwankungen unterworfen. Auch wenn der Hydex-Index mit Blick auf Transparenz, gehandeltem Volumen, Marktbreite, etc. und der Aussagekraft sicher nicht mit anderen, bekannteren Indizes verglichen werden kann, so bietet er doch eine grobe Indikation für einen Markt der (bisher) wenig transparent war, um zu erkennen, welche Tendenzen sich entwickeln, wie z. B. dass sich die Kosten für grauen Wasserstoff (und das ist die Benchmark im Gasehandel) gegenüber dem Ausgangsniveau in 2021 in etwa verdoppelt haben.

2.4.5 H₂-Zertifikate

Eine weitere Möglichkeit die Wirtschaftlichkeit von Elektrolyseuren zu verbessern, liegt im Zertifikatehandel, der in naher Zukunft etabliert werden soll. Vereinfacht gesagt funktioniert das System so, dass ein Erzeuger von grünem Wasserstoff am Standort A, diesen an einen Abnehmer am Standort B verkaufen kann, ohne dass der grüne Wasserstoff physikalisch transportiert wird. Damit könnte u.a. in Phasen des Markthochlaufs, in der die lokale Nachfrage am Standort des Elektrolyseurs noch nicht hoch genug für einen auskömmlichen Betrieb ist, grüner Wasserstoff verkauft werden. Diese Kunden, die selbst über keine regionale Quelle von grünem Wasserstoff verfügen, sind wiederum bereit einen „Premiumpreis“ hierfür zu vergüten. Gerade wenn eine weite Strecke für die physikalische Lieferung zurückgelegt werden müsste, bietet sich der Handel über Zertifikate an. Denn es ist weder ökologisch noch ökonomisch sinnvoll, beispielsweise für die Lieferung von 300 Kilogramm grünem Wasserstoff einen 40t LKW durch halb Deutschland fahren zu lassen, der dann noch dazu mit leerem Trailer zurückfährt.

In diesem Fall wird nach dem nachfolgenden Schema (Abb. 15) bei der Produktion des grünen Wasserstoffs ein entsprechendes Zertifikat generiert, das dann an den Abnehmer übertragen wird. Der Abnehmer nimmt lokal verfügbaren grauen Wasserstoff aus lokaler

Produktion ab und „färbt“ diesen dann über das Zertifikat „grün“. Parallel dazu verkauft der Erzeuger des grünen Wasserstoffs diesen dann als grauen Wasserstoff an einen Abnehmer in der Nähe der Produktion, der nicht bereit ist ein Premiumpreis für grünen Wasserstoff zu bezahlen.



GO scheme for Premium Hydrogen

The proposed Premium Hydrogen GO scheme **decouples the premium attribute from the physical flow of the product** and makes **Premium Hydrogen available EU-wide**, independently from its production sites, just like renewable electricity or sustainable palm oil GO's.

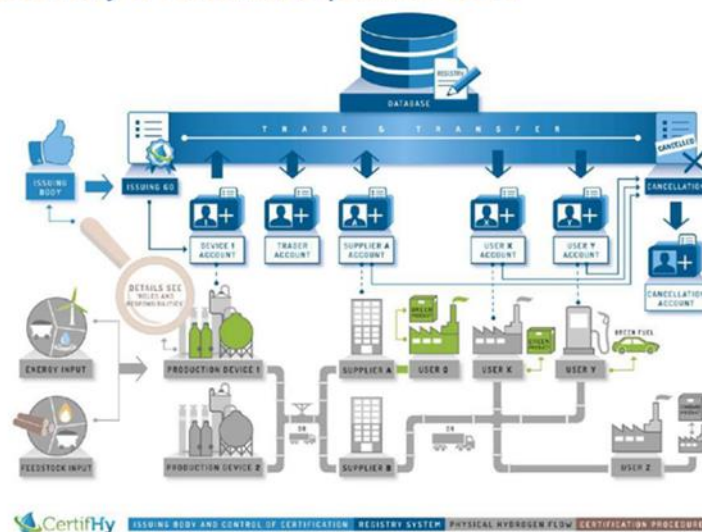


Abb. 15: Schema für Premium H₂ (Quelle: www.certifhy.eu)

Damit der Erzeuger des grünen Wasserstoffs von der Suche nach geeigneten Kunden und der Organisation des Transports entlastet ist, empfiehlt sich an der Stelle eine Kooperation mit einem überregional tätigen Gashändler, der selbst wiederum keine eigenen Erzeugungskapazitäten für grünen Wasserstoff betreibt – aber über die notwendigen Vertriebskanäle und Kundenbasis verfügt, von denen einige bereit sind für grünen Wasserstoff einen Mehrpreis zu bezahlen.

Derartige Systeme sind derzeit noch im Aufbau und es ist noch nicht absehbar, wie hoch die Mehrerlöse für den Betreiber des Elektrolyseurs nach Abzug der Zertifizierungskosten und Marge an den Gashändler sein können.

2.4.6 EU-Richtlinie Renewable Energy Directive (REDII)

Mit der REDII (EU-Richtlinie 2018/2001) und insbesondere dem darauf basierenden „Delegierten Rechtsakt“, dessen Entwurf im Juni 2022 veröffentlicht wurde⁸ und der bis zum Bearbeitungsschluss der Studie noch nicht finalisiert war, setzt die EU-Kommission die Kriterien für grünen Wasserstoff fest. Auch wenn sich diese Definition von zunächst nur auf den Mobilitätssektor bezieht, dürfte dies deutliche Auswirkungen haben. Zum einen, weil der Mobilitätssektor ein wesentlicher Treiber des H₂-Markts (insbesondere in der Hochlaufphase) sein wird. Zum anderen, weil zu erwarten ist, dass diese einmal gesetzte Definition dann auch in anderen H₂-Anwendungsfällen außerhalb der Mobilität zur Geltung kommen dürfte.

Die REDII fußt auf drei wesentliche Anforderungen:

1. Vermeidung von Netzengpässen zwischen Stromerzeugung und H₂-Produktion durch die Elektrolyse
2. Gleichzeitigkeit von Stromerzeugung und H₂-Produktion
3. Zusätzlichkeit: Der Strom für die Elektrolyse muss aus neuen, zusätzlichen für die Elektrolyse errichteten EE-Anlagen stammen

Daraus abgeleitet ergeben sich eine Reihe von Anforderungen an grünen Wasserstoff im Delegierten Rechtsakt:

- Der Wasserstoff darf nur mit Strom aus Erneuerbaren Energien – mit Ausnahme von Biomasse – erzeugt worden sein (damit dürften auch MHKW ausschließen)
- Der Strom muss entweder über eine Direktleitung von der EE-Anlage bezogen werden – diese Anlage darf dann keine EEG-Vergütung in Anspruch nehmen oder genommen haben (damit scheiden die „Post-EEG“ Anlagen als Stromlieferanten aus) und die EE-Anlage muss innerhalb eines Zeitraums von höchstens 36 Monaten vor Inbetriebnahme des Elektrolyseurs errichtet worden sein.
- Wenn ein Bezug über das öffentliche Netz stattfindet, dann muss der Strom entweder aus einer Gebotszone mit mehr als 90 Prozent EE-Anteil im Vorjahr kommen (was in Deutschland nicht der Fall ist) oder der Strom mittels PPA aus einer dezidierten EE-Anlage bezogen werden (mit Nachweis Gleichzeitigkeit auf Monatsbasis anfänglich – später bis zu 1/4h Takt)

In vollem Umfang sollen die Regelungen des Delegierten Rechtsakt ab dem 01.01.2027 greifen. Ob und in welchem Umfang bis dahin errichtete Elektrolyse-Anlagen (z.B. solche die ihren Strom aus einem direkt danebenliegenden MHKW beziehen) dann noch

⁸ https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/7046068-Produktion-erneuerbarer-Kraftstoffe-Anteil-des-Stroms-aus-erneuerbaren-Energietragern-Vorgaben-_de

Bestandsschutz genießen, wie der dann ausgestaltet ist oder wie mögliche Übergangsregelungen aussehen werden, ist bisher nicht bekannt.

2.4.7 Sauerstoffnutzung

Eine Nutzung des Sauerstoffs (O_2) der bei der Elektrolyse von Wasser zwangsweise anfällt, würde die Wirtschaftlichkeit des Elektrolyseurs verbessern. Bei der Spaltung von zehn Litern Wasser im Elektrolyseur und damit der Produktion von ca. einem Kilogramm H_2 fallen weitere ca. neun Kilogramm O_2 an. Bei einem 1 MW Elektrolyseur mit 4.000 Vollaststunden im Jahr wären das damit ca. 650 Tonnen O_2 .

Allerdings steht man hier im Wettbewerb mit Sauerstoff, der in großen Luftzerlegern gewonnen wird und dann meist in flüssiger Form zum Endabnehmer transportiert wird (falls dieser entsprechend große Mengen abnimmt). Bei kleineren Abnahmemengen erfolgt die Belieferung in der Regel mit Flaschenbündeln, die wiederum an einem zentralen Umschlagplatz aus angeliefertem flüssigem Sauerstoff über Kryopumpen befüllt werden.

Eine Kompression des aus dem Elektrolyseur gewonnenen Sauerstoffs in Gasflaschen bzw. Flaschenbündeln ist von den Kosten her nicht wirtschaftlich darstellbar, wie Gespräche mit Gashändlern gezeigt haben.

Bleibt allein die direkte Versorgung eines in räumlicher Nähe befindlichen Abnehmers über eine eigene Pipeline auf einem Druckniveau, das keine weitere Kompression erfordert. Das wäre z.B. bei einem Klärwerk der Fall, das den Sauerstoff (nach vorhergehender Trocknung) aus der Elektrolyse über eine im Klärwerk erfolgende Ozonierung dann in einer vierten Reinigungsstufe einsetzen könnte (vgl. Jentsch und Büttner 2019). Eine derartige Anwendung ist aber derzeit in der Region nicht absehbar: Zum einen, weil das große Klärwerk Steinhäule (Ulm/Neu-Ulm) auf den Einsatz von Aktivkohle in der vierten Reinigungsstufe setzt und bei anderen, meist kleineren Klärwerken noch nicht absehbar ist, wann die vierte Reinigungsstufe kommen und mit welcher Technologie diese dann umgesetzt werden wird.

Eine Nutzung des Sauerstoffs kommt also nur bei einem Abnehmer in Frage, der räumlich nah genug für den Bau einer dezidierten Pipeline ist und auch in der Lage ist, einen Großteil des anfallenden Sauerstoffs ohne vorhergehende Kompression zu nutzen, um eine ausreichende Auslastung der Pipeline sicherzustellen.

2.4.8 Nutzung der Abwärme

Beim Betrieb eines Elektrolyseurs entsteht Abwärme in erheblichem Umfang. Im Regelfall wird die Abwärme, die beim Kühlen der Stacks anfällt, durch Rückkühler in die Umgebung abgegeben. Das Temperaturniveau der Abwärme bewegt sich bei ca. 40 bis 55°C und ist damit bei vielen Anwendungen in der industriellen Prozesswärme zu gering, um direkt genutzt zu werden. Für Raumheizungen wäre die Abwärme nutzbar – allerdings hat man hier das Problem, dass eine Nutzung nur während der Heizperiode und nicht ganzjährig sinnvoll ist. Es setzt zudem voraus, dass das zu beheizende Gebäude über ausreichend große Pufferspeicher verfügt, um Zeiten überbrücken zu können, in denen keine Abwärme entsteht, wenn der Elektrolyseur nicht „durchläuft“.

Ein höheres Temperaturniveau um Prozesswärme von über 100°C zu erreichen wäre nur durch eine nachgeschaltete Wärmepumpe möglich. Diese Anwendungen waren in der Vergangenheit wenig wirtschaftlich – aber das könnte sich bei langfristig höheren Gaspreisen ändern, sodass hier erste Pilotanwendungen an ausgewählten Standorten entstehen könnten.

Eine weitere Nutzung der Abwärme könnte über den Zwischenschritt der Adsorptionskühlung⁹ für Raumkühlung im Sommer, z.B. dann als Ergänzung zur Raumheizung im Winter, stattfinden. Das Temperaturniveau der Abwärme des Elektrolyseurs wäre für eine Raumkühlung ausreichend¹⁰. Für die Kühlung von Obstlagerhallen und ähnlichen Lagerhallen, bei denen deutlich unter 10°C gefordert werden, müsste man zwei Adsorptionskühlungen in Serie schalten, was die Wirtschaftlichkeit wiederum deutlich gefährden würde.

2.4.9 Entwicklung der Strompreise

Die Stromkosten für die Elektrolyse sind der mit Abstand wichtigste Faktor für die Wirtschaftlichkeit des Betriebs eines Elektrolyseurs und die Wettbewerbsfähigkeit des grünen H₂. Bei einem Strombedarf von ca. 60 kWh für die Erzeugung von einem Kilogramm H₂ wirkt sich jede Veränderung des Strompreises um ein Cent/kWh mit einer direkten Änderung der H₂ Gestehungskosten von 0,60 Euro/kg H₂ aus. Bei einem Preis von 5 Euro/kg

⁹ www.fahrenheit.cool

¹⁰ je höher die Eingangstemperatur bei Adsorptionskühlung ist, desto niedriger ist die Ausgangstemperatur

grauem H₂ (siehe Kapitel 2.4.4) sind das deutliche Änderungen, die die Wettbewerbsfähigkeit massiv beeinflussen.

Nachdem über viele Jahre der Strompreis (Großhandelspreis) bzw. der daraus abgeleitete Marktwert für die Erneuerbaren Energien, aus denen ja bevorzugt grüner H₂ erzeugt werden soll, um bzw. unter 5 Cent/kWh lag (siehe Abb. 16 mit dem Jahresverlauf 2019) und im Corona-Jahr 2020 (siehe Abb. 17) wegen Nachfragerückgang sogar deutlich niedriger war, steigt der Marktwert für den Strom aus Erneuerbaren Energien seit Sommer 2021 (siehe Abb. 18) stark an.

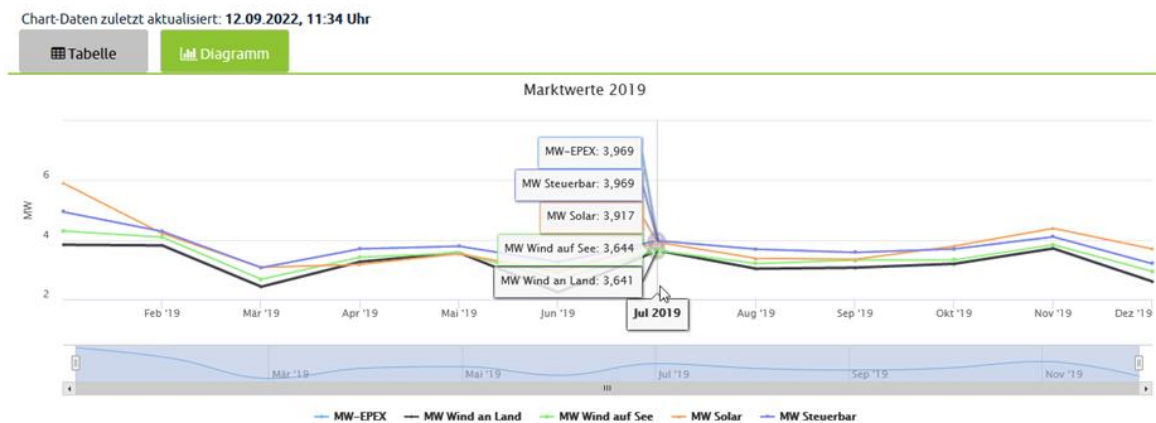


Abb. 16: Marktwerte Erneuerbarer Energien in 2019 (Quelle www.markttransparenz.de)

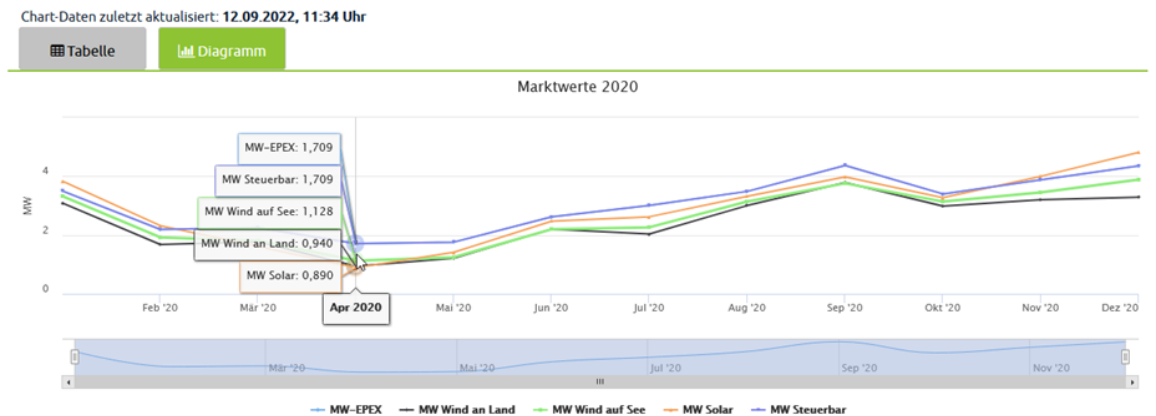


Abb. 17: Marktwerte Erneuerbarer Energien in 2020 (Corona-Jahr) (Quelle www.markttransparenz.de)

Chart-Daten zuletzt aktualisiert: 12.09.2022, 11:34 Uhr



Abb. 18: Marktwerte Erneuerbarer Energien in 2021 mit dem beginnenden Anstieg im 2. Halbjahr (Quelle www.markttransparenz.de)

Chart-Daten zuletzt aktualisiert: 12.09.2022, 11:34 Uhr

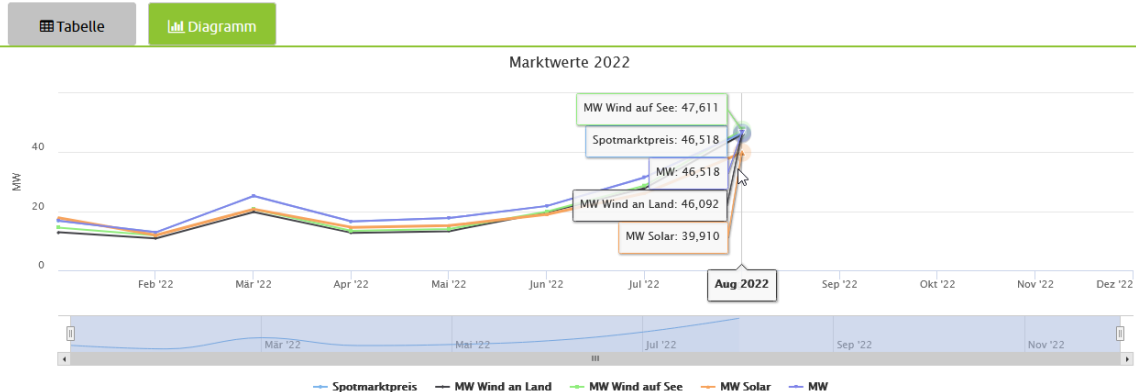


Abb. 19: Marktwerte Erneuerbarer Energien in 2022 mit Beginn des Ukrainekriegs Ende Februar 2022 und einsetzender Energiekrise

Der Anstieg im 2. Halbjahr 2021 auf bis zu 20 Cent/kWh oder 200 Euro/MWh wird auf eine Reihe von möglichen Ursachen zurückgeführt, wie eine bereits damals beginnende Verknappung und Verteuerung fossiler Energieträger, dem Anstieg der CO₂-Preise, etc..

In 2022 (Abb. 19) ging der Anstieg im Rahmen der Energiekrise als Folge des Ukrainekriegs weiter und erreichte in der Spitze Werte von ca. 40 Cent/kWh. Die Gründe hierfür lagen in der weiter zunehmenden Verteuerung fossiler Brennstoffe für die Kraftwerke und deutlich höheren Strompreisen, die sich aus dem Merit-Order Mechanismus ergaben.

Der Betrieb eines Elektrolyseurs wird in der Regel jedoch nicht auf Basis von Marktwerten oder Spotmarktpreisen stattfinden, da oft ein gesicherter Bezug von Strom für die „fahrplanmäßige“ Produktion von H₂ benötigt wird.

Aber an den Marktwerten orientieren sich überwiegend die Preise für den (direkten) Bezug von Strom aus EE-Anlagen, die sog. Power Purchase Agreements¹¹ (PPA). Diese haben sich im selben Zug nach oben entwickelt, wie Abb. 20 exemplarisch für PV-Strom-Lieferverträge zeigt. Lagen bis zum Sommer 2021 die typischen PPA-Preise¹² bei unter 5 Cent/kWh, so haben sich die Preise (in Anlehnung an die Entwicklung am Spotmarkt/Terminmarkt) in der Spitze auf fast 15 Cent/kWh erhöht.

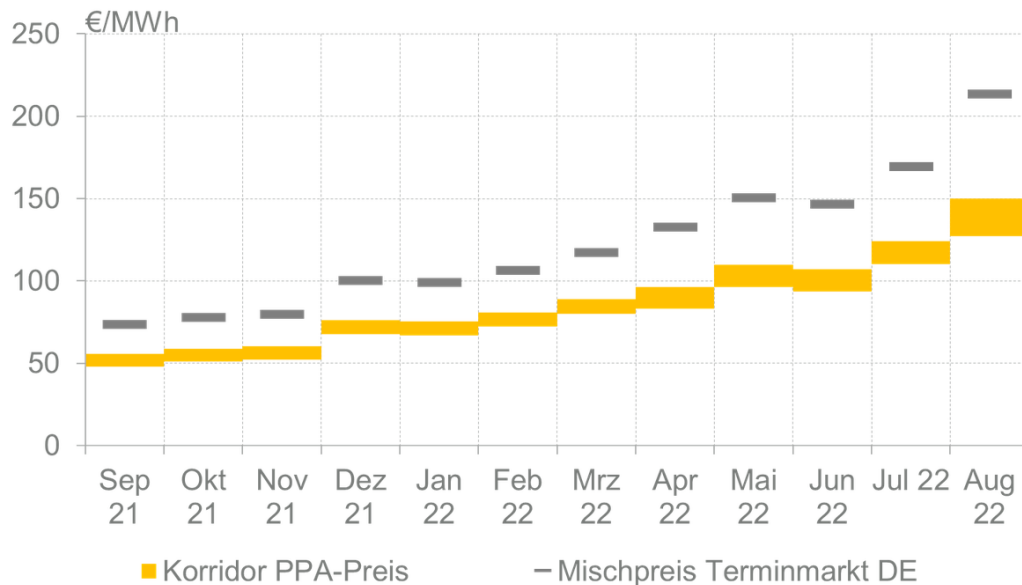


Abb. 20: Entwicklung der PPA-Preise (Basis 5 Jahre Laufzeit) von PV-Strom (Quelle <https://tinyurl.com/mtysr5s9>)

Auch bei der Anzahl der Stunden mit negativen Strompreisen an der Strombörse Leipzig, die natürlich für die Produktion von H₂ sehr lukrativ sind und in den Vorjahren in der Regel bei 100 bis 150 Stunden lagen (also ca. 1 bis 2 Prozent der Jahresstunden ausmachen). Auch hier ist in 2021 und vor allem 2022 ein deutlicher Rückgang zu verzeichnen. Negative Strompreise entstehen bei einem deutlichen Überangebot von Strom gegenüber der Nachfrage, z.B. bei starkem Windaufkommen in der Nacht.

Für die Produktion von grünem H₂ bedeutet der Strompreisanstieg der vergangenen zwei Jahre eine **Kostensteigerung** von ca. 6 Euro/kg H₂ bei sonst unveränderten Kosten. Der Netto-Verkaufspreis an den H₂-Tankstellen liegt bei ca. 10,80 Euro/kg (12,85 Euro/kg brutto,

¹¹ Stromlieferverträge

¹² bei 5 Jahren Vertragslaufzeit und „pay as produce“-System, d.h. der gesamte von der Solaranlage produzierte Strom wird abgenommen und vergütet

Stand Juni 2022).¹³ Der Kostenanstieg durch die höheren Strompreise wird also bei weitem nicht durch den Preisanstieg an der Tankstelle kompensiert.

Ausblick mögliche Entwicklungen der Strompreis

Mit Blick auf die Laufzeiten eines Elektrolyseurs¹⁴ sind neben den kurzzeitigen Schwankungen des Strompreises bzw. wenn man den Bezug über ein PPA für mehrere Jahre gesichert hat, vor allem auch die langfristigen Preisperspektiven relevant. Hierzu gibt es eine Reihe von Studien und Einschätzungen – allerdings hat die Vergangenheit gezeigt, dass sich durch äußere Einflüsse und/oder regulatorische Änderungen die Bedingungen teilweise dramatisch ändern können. Wer hätte noch Anfang 2021 mit Gas- und Strompreisen gerechnet wie im Herbst 2022?

Für die Marktwerte Solar und Wind erstellt EnergyBrainPool einen täglichen Newsletter mit deren Prognose zur Entwicklung der Marktwerte. Exemplarisch dargestellt die Prognosen des Jahresmittels des Marktwerts für Windstrom (Offshore und Onshore) sowie Solarstrom jeweils für das Jahr 2024, beginnend mit der Prognose vom Januar 2021 bis Ende 2022 (siehe Abb. 21). Innerhalb eines Zeitraums von annähernd zwei Jahren hat sich der Prognosewert für den Marktwert in 2024 von deutlich unter 50 Euro/MWh (= 5 Cent/kWh) auf über 200 Euro/MWh (= 20 Cent/kWh) erhöht – also mehr als vervierfacht!

¹³ <https://insideevs.de/news/591331/wasserstoff-preis-tankstelle-h2mobility/>

¹⁴ 10 Jahre und länger

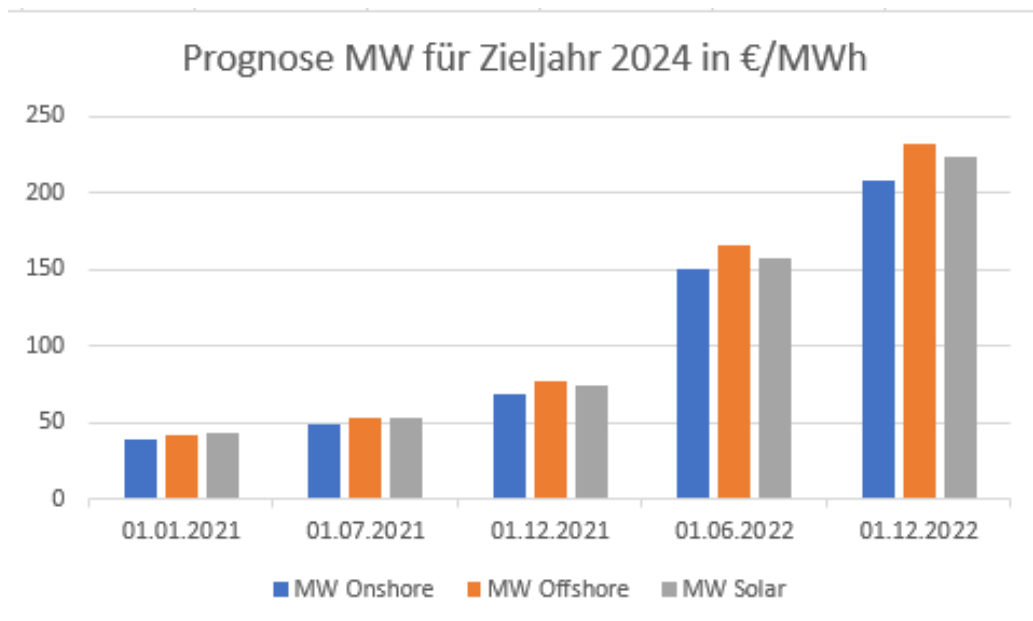


Abb. 21: Prognose des Jahresmittels für die Marktwerte von Windkraft und Solar für das Zieljahr 2024 (Quelle: EnergyBrainPool)

Auch in diesen Prognosen spiegelt sich der Anstieg der Strompreise wider – je höher die Strompreise desto „wertvoller“ der Wind- und Solarstrom und desto höher deren Marktwert. Ein Betreiber von derartigen Anlagen kann sich nun entscheiden den erzeugten Strom über das EEG (verpflichtende Direktvermarktung) zum Marktwert zu verkaufen oder im Rahmen der „sonstigen Direktvermarktung“ (d.h. über PPAs) den Strom direkt an Abnehmer oder Stromhändler zu veräußern.

Je höher die Prognose für den Marktwert ausfällt, desto höher muss der PPA-Preis angesetzt werden, um eine attraktive Alternative zu sein. Wobei hier noch ein Abschlag erfolgt, da der Verkäufer des Stroms bei einem festen PPA-Preis keinem weiteren Marktrisiko durch z.B. fallende Strompreise und damit auch fallende Marktwerte ausgesetzt ist.

Sowohl die Preisentwicklung bei den PPAs als auch den Marktwerten für Erneuerbare Energien hängen wesentlich von den Strompreisentwicklungen ab. Hierzu gibt es eine Vielzahl von verschiedenen Prognosen, die basierend auf unterschiedlichen Randbedingungen und Zeitverläufen zu unterschiedlichen Ergebnissen kommen. Exemplarisch sind in Abb. 22 unter Annahme verschiedener Szenarien die daraus abgeleiteten möglichen Entwicklung der Großhandelspreise von Strom abgebildet.

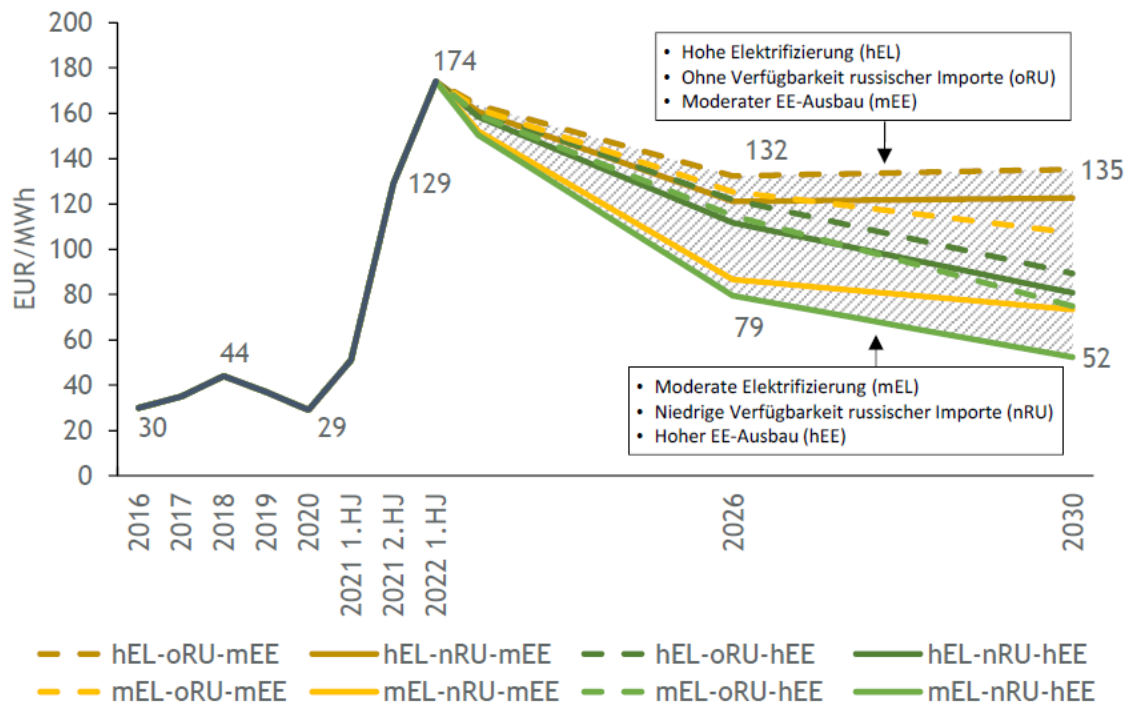


Abb. 22: Mögliche Entwicklung der Großhandelspreise in Deutschland bis 2030 bei verschiedenen Szenarien (siehe Legenden im Diagramm) vom Juli 2022 (Quelle: EWI Studie)

Die Daten stammen aus einer Studie des Energiewirtschaftlichen Instituts der Universität zu Köln (EWI) vom Juli 2022 beinhalten Szenarien wie den kontinuierlichen Ausbau der Erneuerbaren Energien und der Sektorenkopplung (Stichwort Elektrifizierung von PKW-Verkehr und Wärmepumpen), bis hin zur Verfügbarkeit von (billigem) russischem Erdgas zur Stromerzeugung.

Auch wenn all diese Prognosen mit Unsicherheiten versehen sind, so ist ihnen doch gemein, dass bis 2030 die Strompreise nicht mehr auf das Niveau vor 2020 sinken, sondern deutlich höher liegen werden. Vor allem wenn man vor dem Hintergrund des Ukraine Konflikts und der Sprengung von Nord Stream I und II in der Ostsee unterstellt, dass in den kommenden Jahren wohl kaum mit günstigem russischem Erdgas zu rechnen sein dürfte, also eher die Szenarien ohne Verfügbarkeit russischer Importe (oRU) zum Tragen kommen werden (vgl. Abb. 22). Der Schlüssel zu niedrigeren Strompreisen in der mittleren Zukunft liegt eindeutig bei einem beschleunigten Ausbau der Erneuerbaren Energien – sollten hier die ambitionierten Ziele der Bundesregierung nicht erreicht werden, dürfte sich das Niveau eher auf Werten um die 10 Cent/kWh und damit in etwa dem doppelten Wert gegenüber 2020 langfristig einpendeln.

2.4.10 Zinsentwicklung

Neben den Preiserhöhungen bei Strom sind durch die Maßnahmen der Europäischen Zentralbank (EZB), wie Leitzinserhöhungen und Abschaffung der negativen Einlagezinsen, inzwischen die Zinsen für Darlehen binnen Jahresfrist massiv gestiegen (vgl. Abb. 23). Die aktuellen Verlautbarungen der EZB lassen erwarten, dass die Zinsen zur Bekämpfung der momentan sehr hohen Inflation weiter steigen werden.

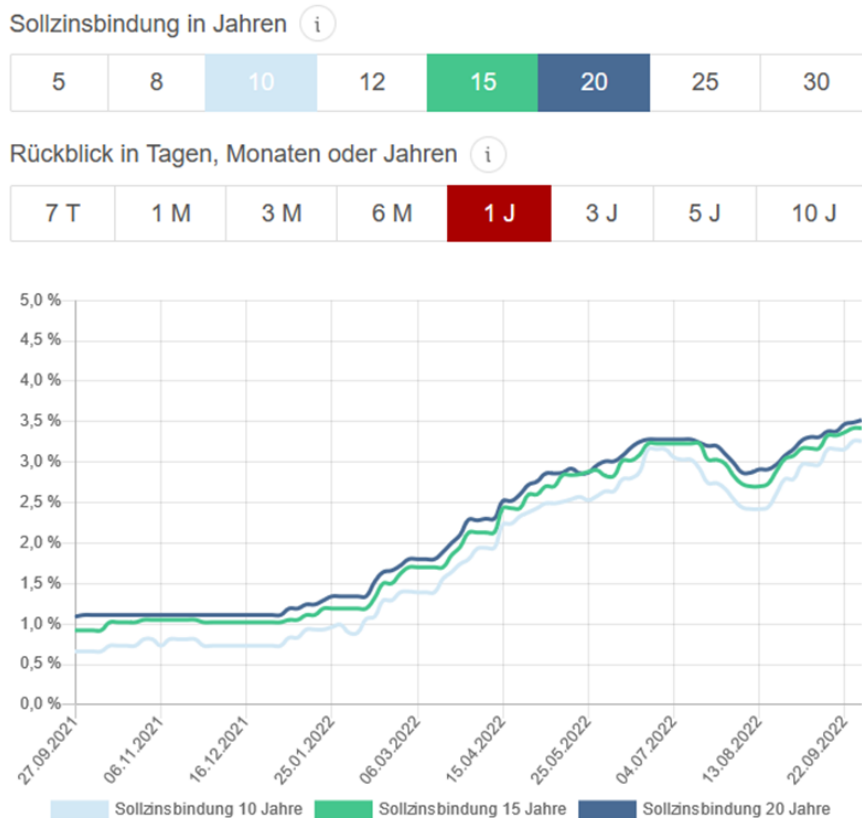


Abb. 23: Entwicklung der Hypothekenzinsen bei verschiedenen Laufzeiten bzw. Zinsbindungszeiträumen (Quelle: <https://www.vergleich.de/zinsentwicklung.html>)

Die Auswirkungen des Anstiegs der Fremdkapitalzinsen auf die Finanzierung eines Elektrolyse-Projekts bzw. die H₂-Gestehungskosten verdeutlicht eine Beispielsrechnung unter den folgenden Annahmen:

Kosten Elektrolyse-Anlage (inkl. Kompression etc.)	1500 Euro/kW
Zinserhöhung gegenüber 09/2021	3 Prozent
Laufzeit des Darlehens	10 Jahre
Volllaststunden des Elektrolyseurs	3000 h/Jahr
Strombedarf Elektrolyse	60 kWh/kgH ₂

Ein Elektrolyseur mit einer Leistung von 1 MW würde dann pro Jahr ca. 50.000 Kilogramm H₂ produzieren. Die jährliche Zinsmehrbelastung beträgt anfänglich ca. 45 Euro/kW – im Mittel über die 10 Jahre Laufzeit bei konstanter Tilgung ca. 23 Euro/kW oder ca. 23.000 Euro/MW und Jahr. Bezogen auf den hergestellten Wasserstoff ergeben sich also Mehrkosten von knapp 0,50 Euro/kg H₂ über die Laufzeit des Darlehens.

Als Faustformel lässt sich ableiten, dass eine Zinserhöhung um 1 Prozent unter den getroffenen Annahmen über einen Zeitraum von 10 Jahren zu einer Erhöhung der H₂-Gestehungskosten von ca. 0,15 bis 0,20 Euro/kg H₂ führt, was bei der Annahme von 5 Euro/kg H₂ Herstellkosten eine Kostensteigerung von ca. 3 bis 4 Prozent bedeutet, die zwar nicht gravierend, aber auch nicht unbedeutend ist.

2.4.11 Zusammenfassung der wichtigsten Faktoren

Die nachfolgende Tab. 5 gibt einen Überblick, welche Faktoren die Wirtschaftlichkeit von Elektrolyseuren beeinflussen und in welchem Maße sie sich seit der Stellung des Förderantrags verändert haben. Die Daten ermöglichen zudem eine Indikation, ob die Änderungen für den Betrieb eines Elektrolyseurs eher positiv oder eher negativ zu werten sind. Obwohl es ein paar sehr positive Entwicklungen während der Projektlaufzeit durch z.B. den kompletten Wegfall der EEG-Umlage und der Erhöhung der THG-Quote gab, werden diese aktuell durch gegenläufige Entwicklungen bei Strompreisen und Zinsniveau überkompensiert.

Tab. 5: Wichtige Faktoren und ihre Auswirkungen auf den wirtschaftlichen Betrieb eines Elektrolyseurs (eigene Darstellung)

Faktor	Änderung	Auswirkung
EEG-Umlage	entfällt – keine besonderen Auflagen mehr	+++
THG-Quote	Vermehrte Nachfrage und höhere Quote	++
CO ₂ -Steuer	Nur sehr geringer Einfluss	+
Kosten grauer H ₂	Deutliche Mehrkosten bei Dampfreformierung (Erdgas als Rohstoff)	+
H ₂ -Zertifikate	Müssen noch in den Markt kommen und ihren Wert finden	-
REDII	Birgt viele Hemmnisse für schnellen Markthochlauf	--
Strompreise	Massive Preissteigerungen bis 2030 (ggü. 2020) deutliche Erhöhung der Herstellkosten von grünem H ₂	---
Zinsen	Erhöhung des Zinsniveaus belastet Neuinvestitionen in Elektrolyseure ¹⁵	-

2.5 Wirtschaftlichkeit von Elektrolyseuren

Neben einer ausreichend hohen Auslastung des Elektrolyseurs (> 3000 Vollaststunden pro Jahr, vgl. Abb. 24) ist vor allem der Strompreis der wesentliche Faktor, der über einen wirtschaftlichen Betrieb des Elektrolyseurs entscheidet. Abgesehen von der Kostenseite, bei der der Strompreis dominierend ist, spielt der Abgabepreis des erzeugten Wasserstoffs eine ebenso wichtige Rolle.

Daneben können durch die Bereitstellung von Regelenergie (sofern es die Fahrweise und die Produktionsvorgaben des Elektrolyseurs zulassen) sowie Abgabe von Wärme und Sauerstoff (sofern es dafür eine Verwendung in der Nähe des Elektrolyseurs über eine Pipeline gibt, da eine Kompression und nachfolgender Transport in Druckflaschen unwirtschaftlich ist) noch eine Rolle spielen und einen Einfluss haben.

¹⁵ Bestand an Dampfreformierung nicht davon betroffen

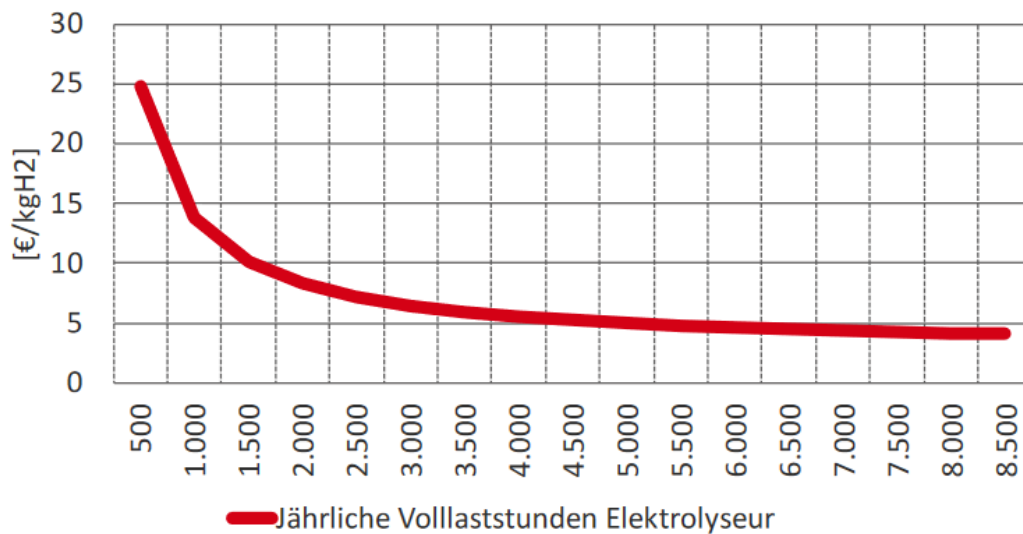


Abb. 24: Sensitivität der H₂-Gestehungskosten in Abhängigkeit der Volllaststunden (Quelle: Umsetzungskonzept HyExpert Region Emscher-Lippe, https://www.hy.land/wp-content/uploads/2021/12/HyExpEL_Endbericht.pdf)

Um all diese Faktoren abbilden, variieren und simulieren zu können, wurde ein Tool auf Basis von xls- und VBA-Programmierung eingesetzt. Dieses Tool arbeitet in 15-Minuten-Zeitschritten, da der gesamte Strommarkt in diesem Zeitraster denkt und organisiert ist (siehe Abb. 25). Als Inputparameter dienen u.a. bis zu zwei unterschiedliche EE-Anlagen, z.B. eine PV-Anlage und Windkraftanlage mit den typischen Erzeugungsprofilen, die in der Leistung frei skalierbar sind, sowie der Spotmarkt – um vor allem in Zeiten mit wenig EE-Strom weiteren Strom zuzukaufen, um den Lieferverpflichtungen gegenüber der Kundenseite (d.h. H₂-Erzeugung) nachkommen zu können.

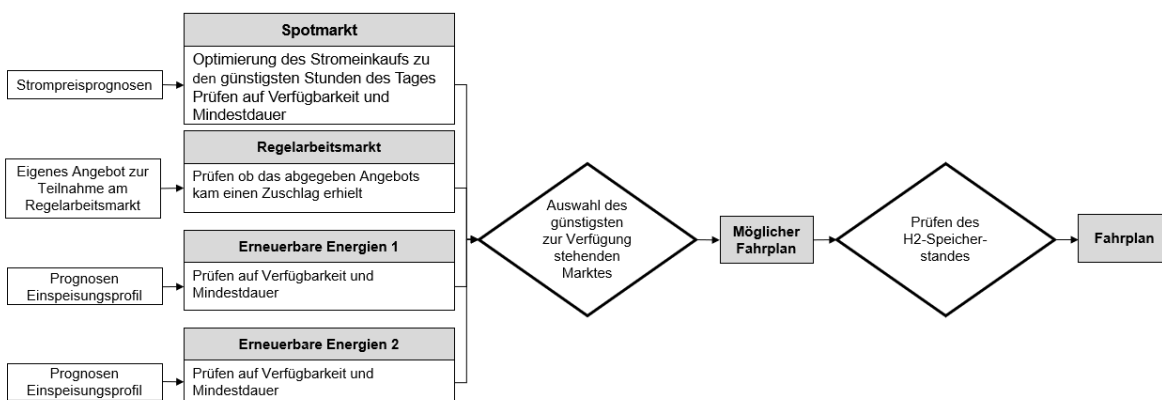


Abb. 25: Funktionsweise des Berechnungstools (eigene Darstellung)

Dazu prüft das Tool vor jedem Simulations- bzw. Zeitschritt ab, welche Prognosen zu Mengen und Preisen verfügbar sind und trifft dann eine Entscheidung: Falls H₂ produziert werden soll, aus welcher Quelle der Elektrolyseur vorrangig bedient wird.

Die folgende Abbildung (Abb. 26) illustriert die Auswahl für den Fall, dass insgesamt ein Bedarf von 1 MW existiert, der von unterschiedlichen Quellen zu unterschiedlichen Konditionen bedient werden kann (linke Seite).

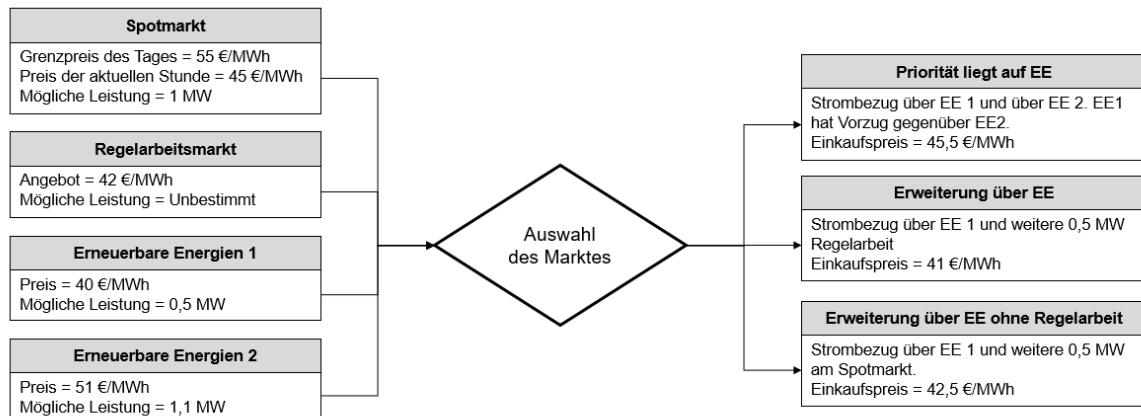


Abb. 26: Auswahlmatrix Energiequelle (eigene Darstellung)

Bei der Auswahl können auch Prioritäten definiert werden – es kann also z.B. festgelegt werden, dass immer, wenn EE1 verfügbar ist (z.B. eine PV-Anlage) hier auch die maximalen Energiemengen unabhängig vom Preis bezogen werden soll. Oder es kann auch festgelegt werden, dass generell keine Energie über den Regelenergiemarkt bezogen werden soll. Abhängig von den Vorgaben bestimmt das Tool dann automatisch aus welcher Quelle wieviel Strom in der jeweiligen Zeiteinheit bezogen wird. Ebenso kann festgelegt werden, dass, wenn der Strombezugspreis zu hoch liegen würde, der Elektrolyseur nicht in Betrieb gehen würde (vorausgesetzt es ist noch ausreichend Speicherstand und Zeit bis zur Lieferung der vertraglich vereinbarten Menge H₂ vorhanden). Für den Fall, dass ab einem zuvor berechneten Zeitpunkt zwingend produziert werden muss, weil sonst die Lieferverpflichtung nicht eingehalten werden kann, wird Strom aus der dann günstigsten Quelle bezogen (Abb. 27).

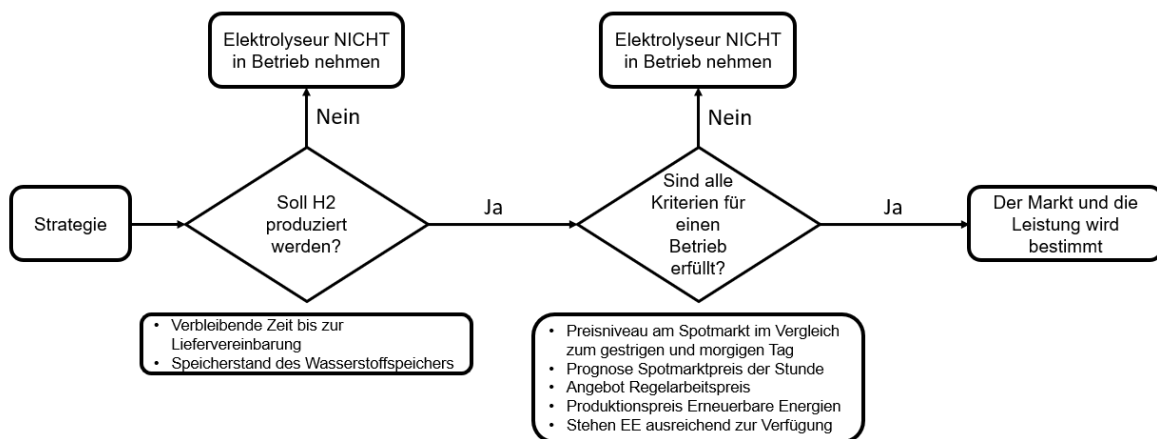


Abb. 27: Entscheidungsbaum Elektrolyseur-Betrieb (eigene Darstellung)

Die Diagramme in Abb. 28 zeigen als Ergebnisse die eingesetzten Strommengen aus den verschiedenen Quellen¹⁶, sowie die dafür entstandenen Kosten und die sich dann daraus ergebenden Produktionskosten für den erzeugten H₂.

Betrachtung des Zeitraums: 2018 - 2020, 1 MW-Elektrolyseur und 4000 Volllaststunden

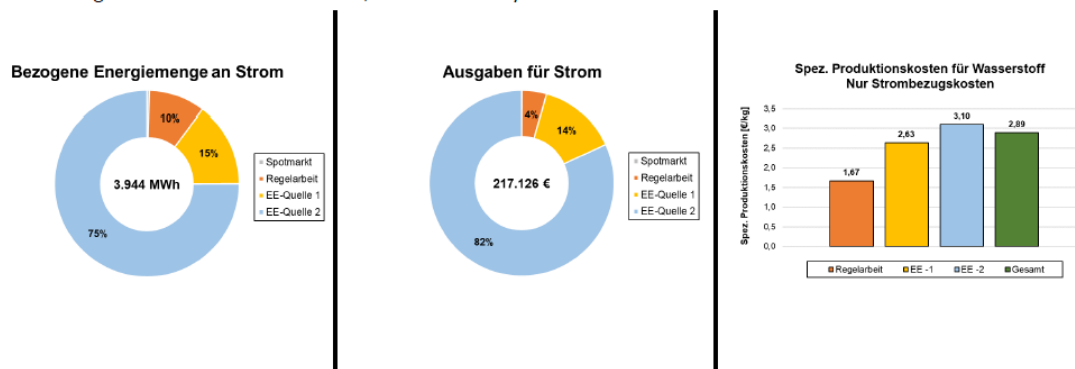


Abb. 28: Betrachtung des Zeitraums 2018 bis 2020 - 1 MW-Elektrolyseur und 4000 Volllaststunden (Quelle eigene Darstellung?)

Diese Simulation wurde auf Basis von historischen Preisen des Spot- und Regelenenergiemarkts in den Jahren 2018 bis 2020 erstellt (für 2021 lagen zum Zeitpunkt der Simulationen noch keine Werte über das Gesamtjahr vor). Es zeigt sich, dass die Nutzung des Regelenenergiemarkts zu den niedrigsten H₂-Gestehungskosten führen kann. Allerdings ist das Volumen mit ca. vier Prozent am Gesamtvolumen relativ gering, was vor allem daran liegt, dass der Elektrolyseur wegen der Vorgaben des Produktionsplans diese Option eher selten nutzen konnte.

Es muss an dieser Stelle – gerade auch mit Blick auf die spezifischen Produktionskosten

¹⁶ Die Simulation wurde unter Einbeziehung des Regelenenergiemarktes durchgeführt

betont werden – dass es sich hier nur um die Auswirkungen der Variationen der reinen Strombezugskosten auf die H₂-Gestehungskosten handelt. Weitere Faktoren, die die Produktionskosten beeinflussen, wie CAPEX- oder OPEX-Kosten (Löhne, Versicherung, Wasserbezug, Kapitaldienst, etc.) sind hier genauso wenig berücksichtigt wie mögliche Umlagen oder Steuern.

2.6 Ökobilanzierung der erneuerbaren Wasserstofferzeugung

Eine Ökobilanzierung¹⁷ ist eine systematische Analyse und Bewertung der Umwelteinwirkungen von „der Wiege bis zur Bahre“ eines Produkts. Das heißt nicht nur der Betrieb, sondern auch der Bau, die Logistik und die letztendliche Entsorgung oder bestenfalls Weiterverwertung wird in die Klimabilanz mit aufgenommen. Das Vorgehen ist in den internationalen Dokumenten ISO 14040 und 14044 normiert.

Zur Klimabilanz von Wasserstoff wurde im September 2022 eine Kurzstudie vom Naturschutzbund (Nabu) veröffentlicht (Nabu 2022, Abb. 29). Betrachtet wurden verschiedene Erzeugungspfade, und insbesondere die verschiedenen Typen der Wasserelektrolyse.

Die Ergebnisse sind recht eindeutig: Entscheidend für die Klimabilanz, gemessen in Kilogramm CO₂ pro Kilogramm H₂, ist die für die Produktion herangezogene Stromquelle. Hinterlegt sind die über die Jahre wachsenden Anteile an erneuerbarem Strom, was zu einer deutlichen Verbesserung der Bilanz für die Jahre 2030 bzw. 2050 führt. Anlagenbau und Wasseraufbereitung spielen kaum eine Rolle. Auch für alle weiteren ermittelten globalen Umweltwirkungen, wie beispielsweise Landverbrauch, Wasserverbrauch oder Ozonemissionen ist die Herkunft des Stroms maßgeblich. Für die Region Ulm bedeutet dies wie für alle anderen Standorte der H₂-Herstellung auch, dass als Stromquelle möglichst von Anfang an ausschließlich aus erneuerbaren Quellen erzeugter Strom verwendet werden sollte.

Für die H₂-Herstellung aus Biogas, wie unter Kapitel 2.2.2 kurz beschrieben, sind in der Literatur kaum verwertbare Bilanzdaten zu finden. Die Bilanz wird im Wesentlichen von der Ökobilanz des verwendeten Biogases abhängen; damit von den verwendeten Substraten, den Anfahrwegen etc. (UBA 2016). Die Werte dürften sich bereits heute in der unteren Hälfte der Skala von Abb. 29 bewegen.

¹⁷ engl. Life Cycle Assessment (LCA)

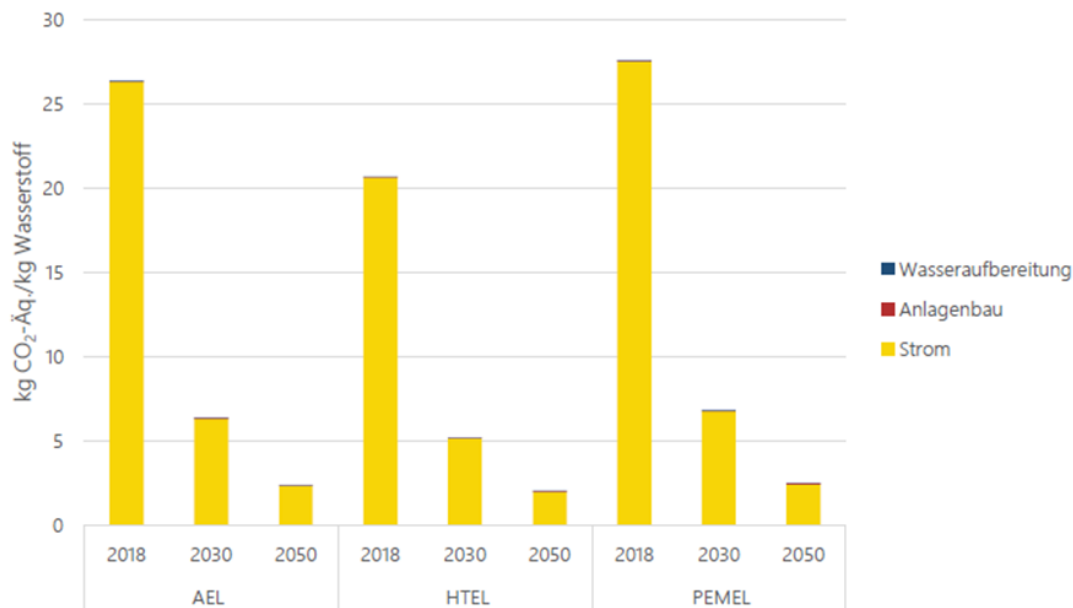


Abb. 29: Klimabilanz von Wasserstoffherzeugung über Elektrolyse (Quelle: Nabu 2022)

2.7 Betreibermodelle

2.7.1 Energiegenossenschaften

Mit Blick auf die sehr erfolgreichen und zahlreichen Betreiber-genossenschaften von EE-Anlagen wurde untersucht, ob auch die Finanzierung und der Betrieb von Elektrolyseuren zur Produktion von grünem Wasserstoff für Energiegenossenschaften interessant sein könnte. In Gesprächen mit mehreren Vertretern von Energiegenossenschaften, die an der Thematik Wasserstoff an sich sehr interessiert sind, stellte sich jedoch heraus, dass die bestehenden Energiegenossenschaften hier vor allem zwei Problemfelder sehen:

1. Satzung und Geschäftszweck von Genossenschaften
2. Das Geschäftsmodell (Bau, Finanzierung und Betrieb eines Elektrolyseurs)

In der Regel ist in der Satzung der Genossenschaft der Geschäftszweck derselben festgelegt. Der Geschäftszweck ist dabei recht eng gefasst und jede Änderung – und das wäre bei Finanzierung, Bau und Betrieb eines Elektrolyseurs der Fall – muss zum einen durch die Mitglieder mit qualifizierter Mehrheit beschlossen werden und dann zum anderen von der Genossenschaftsaufsicht auch genehmigt werden.

Das hier betrachtete Geschäftsmodell (Bau, Finanzierung und Betrieb eines Elektrolyseurs) weist ein deutlich höheres Risikopotential auf als der Betrieb einer EE-Anlage im Rahmen

des EEGs: Beim Betrieb einer EE-Anlage ist in der Regel der (komplette) Absatz des Produkts („grüner Strom“) über eine Laufzeit von 20 Jahren zu einem vorher bekannten, festen Preis gesetzlich festgelegt. Bei den Betriebskosten sind die einzelnen Faktoren eher gering (im Vergleich zu den Investitionskosten) – gerade bei PV-Anlagen und Windkraftanlagen ist der „Brennstoff“ umsonst. Das einzige dann noch verbleibende Risiko besteht für die Betreibergesellschaft dann noch darin sicherzustellen, dass die EE-Anlage in etwa die geplanten Werte für die Energieproduktion erreicht. Zu diesem Punkt gibt es neben sehr langjährigen Erfahrungswerten von vergleichbaren EE-Anlagen auch viele sehr erfahrene Komponentenhersteller, Anlagenbauer und Betriebsführer, sodass dieses Risiko in der Regel beherrschbar und überschaubar ist.

Dieser Umstand ist bei einer Elektrolyseanlage nicht gegeben: In der Regel gibt es hier keinen Abnahmevertrag mit fixen Abnahmepreisen und einer Laufzeit, die der Abschreibungsdauer der Elektrolyse-Anlage entsprechend würde. Darüber hinaus sind die Kosten für die benötigte Energie, d.h. die Stromkosten, nicht über die Laufzeit fest kalkulierbar und gerade die Preisentwicklungen in den vergangenen Jahren haben gezeigt, wie hoch die Volatilität ist (vgl. Kapitel 2.4.9). Außerdem gibt es bei den Elektrolyseanlagen, insbesondere den PEM-Elektrolyseuren, noch keine vergleichbaren langjährigen Erfahrungswerte und Referenzen bei Betrieb, Herstellern und Anlagenbauer wie es bei EE-Anlagen der Fall ist. Das über die Laufzeit vorherrschende Risiko für den Betreiber ist hier also erheblich größer als bei EE-Anlagen.

Aus den beschriebenen Gründen scheiden Energiegenossenschaften, wie sie sich im Bereich der Erneuerbaren Energien etabliert haben, Betreiber von Elektrolyseanlagen weitgehend aus. Vorstellbar sind aber zwei mögliche Kooperationsmodelle:

- 1. Beteiligung der Energiegenossenschaft an der Betreibergesellschaft des Elektrolyseurs**
In diesem Fall jedoch mit einem Anteil, der deutlich unter fünf Prozent der Gesamtsumme aller übrigen Beteiligung der Genossenschaft liegt. Dann ist das zum einen das Verlustrisiko verkraftbar und vertretbar für den Vorstand und es muss in dem Fall auch nicht die Satzung der Genossenschaft geändert werden.
- 2. Stromversorgung des Elektrolyseurs aus einer der EE-Anlagen der Genossenschaft**
Organisiert über einen entsprechenden Stromliefervertrag oder eine Direktleitung bei räumlicher Nähe. Als „Rückfallposition“ könnte dann, wenn der Elektrolyseur als Abnehmer des Stroms aus irgendwelchen Gründen ausfällt, der Strom anderweitig vermarktet werden.

2.7.2 Zweckverbände und Eigenbetriebe

In der Region befinden sich zwei Müllheizkraftwerke (MHKW), die als Standort eines Elektrolyseurs in Frage gekommen, da der hier erzeugte Strom zu 50 Prozent als erneuerbar

gilt und der Strombedarf des Elektrolyseurs direkt von dort bezogen werden könnte. Daher wurde im Rahmen des Projektes untersucht, ob diese Zweckverbände bzw. Eigenbetriebe auch als Betreiber von Elektrolyseuren in Frage kommen.

Die Aufgaben und Befugnisse der beiden Betreibergesellschaften der MHKWs sind sehr eng umrissen – deren Geschäftszweck ist allein die Entsorgung von Müll im Rahmen der „Daseinsfürsorge“. Vor diesem Hintergrund ist der Betrieb eines Elektrolyseurs in diesen Rechtsgebilden nicht darstellbar.

2.8 Genehmigungen

Für den Bau und Betrieb eines Elektrolyseurs samt seinen Nebenanlagen wie Kompression und Speicherung, müssen eine Reihe von Auflagen erfüllt und Genehmigungen erteilt werden. Von zentraler Bedeutung ist hier das Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) mit den entsprechenden Verordnungen (BImSchV).

Im Rahmen dieses Verfahrens wird – nach aktueller Rechtslage und entsprechend den Erfahrungen aus bereits durchgeführten Verfahren – ein förmliches Genehmigungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung unvermeidlich sein. Ein vereinfachtes Verfahren dürfte nicht möglich sein, da es sich bei den geplanten Projekten nicht um „Versuchsanlagen“ handelt. Zudem wird bei Versuchsanlagen nur eine zeitlich befristete Genehmigung erteilt, nach Ablauf einer solchen Befristung ist ein reguläres Genehmigungsverfahren nachzuholen¹⁸.

Die Möglichkeit der Genehmigung eines Elektrolyseurs als "Nebenanlage" zu einer bereits bestehenden Industrie-, Forschungs- und Entwicklungs- oder Energieerzeugungsanlage ist im Einzelfall durch die zuständigen Stellen zu prüfen. Die Notwendigkeit der Durchführung eines eigenen BImSch-Verfahrens ist auf Basis der aktuellen Erfahrungen wahrscheinlich.

Neben der BImSchV sind noch eine Reihe von weiteren Prüfungen und Genehmigungen einzuholen bzw. Auflagen einzuhalten die in Abb. 30 dargestellt sind.

¹⁸ vgl. dazu: Projekt der Stadtwerke Haßfurt - <https://www.stwhas.de/stadtwerk/projekte/power-to-gas/> (Stand: 20.02.2023)

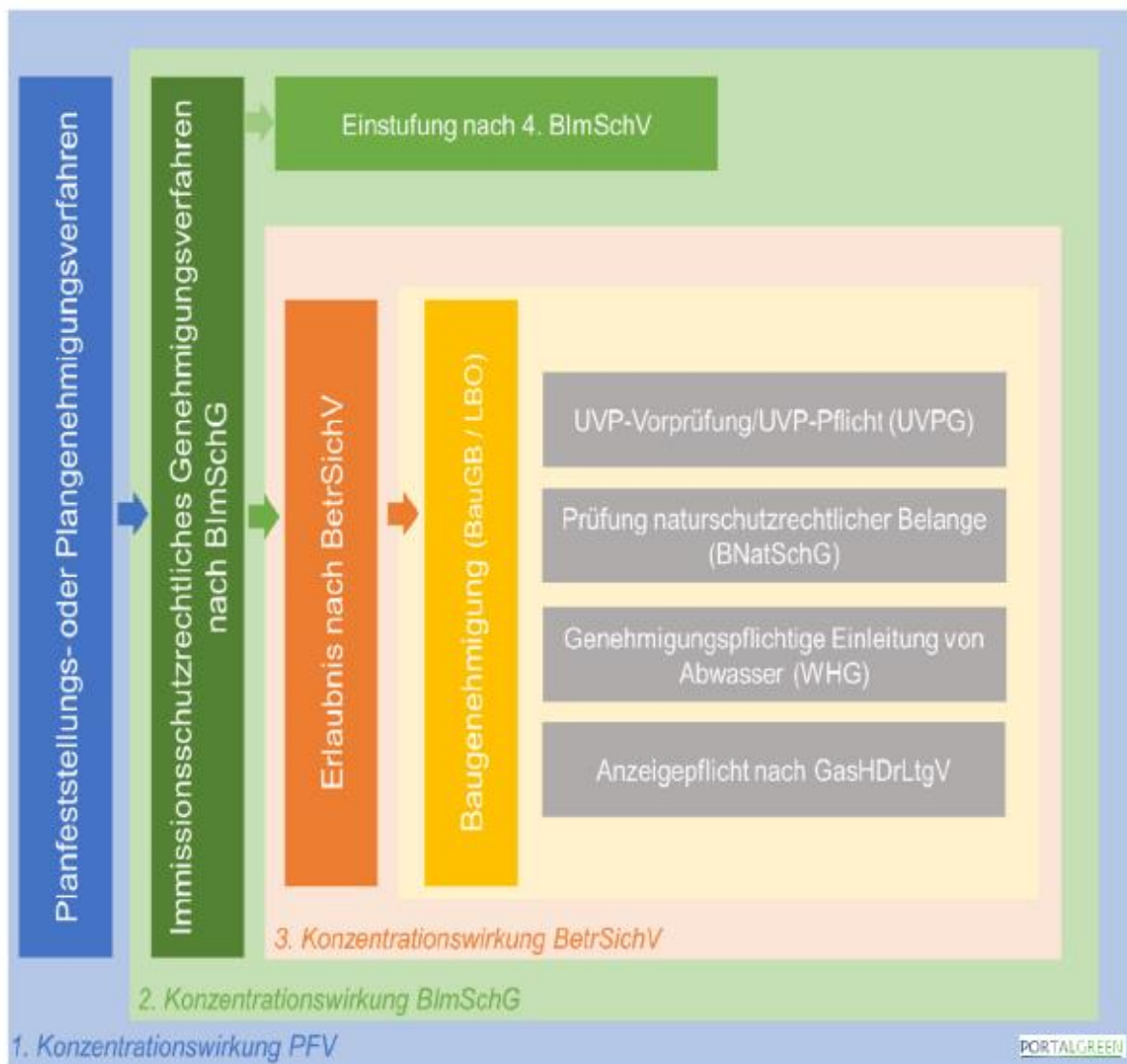


Abb. 30: Genehmigungsbereiche nach PortalGreen -Leitfaden (Quelle: DVGW 2020)

Dazu zählen die Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) aus der sich weitere Prüf- und Erlaubnispflichten ableiten können, eine Umweltverträglichkeitsprüfung nach dem Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz (UVP-G) und das Baugesetzbuch (BauGB), aus dem sich dann eine finale Baugenehmigung ableitet.

2.8.1 BauGB Außenbereich – Sonderfall Privilegierung

In der Regel dürfte der Elektrolyseur in einem Plangebiet, wie z.B. einem ausgewiesenen Industrie- oder Gewerbegebiet, errichtet werden für den es bereits einen rechtsgültigen Bebauungsplan gibt und aus dem dann die Baugenehmigung (nach erfolgreichem Abschluss der Verfahren nach BImSchV, UVP, etc.) abgeleitet werden kann.

Eine Ausnahmesituation könnte u.a. dann entstehen, wenn der Elektrolyseur im Außenbereich – also einer Fläche, für die es keinen Bebauungsplan gibt – errichtet werden soll. Dann könnte §35 BauGB¹⁹ greifen, auf dessen Basis eng umrissene Vorhaben „privilegiert“ sind. Zum Beispiel fallen hierunter bei Landwirten errichtete Biomasse-Anlagen, da sie im Außenbereich liegen und nach §35 BauGB Abs 1 Punkt 6 genehmigt worden sind. Auch Vorhaben, die der öffentlichen Versorgung mit Gas dienen²⁰ könnten unter diesen Paragrafen fallen.

Im Dezember 2022 wurde dann im Bundestag die Änderung des BauGB (§35) dahingehend beschlossen, dass dieser auch auf Elektrolyseanlagen in unmittelbarer Nähe zu Wind- und Wasserkraftanlagen sowie Solaranlagen angewandt werden kann. Sofern die Elektrolyseanlagen mit Strom aus den in unmittelbarer Nähe befindlichen EE-Anlagen versorgt wird und eine Reihe von baulichen Voraussetzungen (Erschließung, Abmessungen, Speichervolumen) erfüllt wird.

Man wird sehen inwieweit sich diese „Privilegierung“ in der Praxis auswirkt – es kann jedoch sein, dass das ohne größere Bedeutung ist, weil diese Privilegierung nicht von den übrigen Vorschriften und Verfahren wie Blmsch, UVP, etc. auf dem Weg zu einer Baugenehmigung entbindet, so dass es – auch um das Einvernehmen der Kommune sicherzustellen – auch in dem Fall ratsam erscheint, ein reguläres Bauleitplanverfahren zu durchlaufen, da dies das Hauptverfahren Blmsch nicht verzögert, sondern parallel dazu durchgeführt werden kann.

2.8.2 Genehmigungspraxis in Baden-Württemberg und Bayern

Die Genehmigungspraxis für das Blmsch-Verfahren unterscheidet sich in Baden-Württemberg und Bayern nicht vom Verfahren her – sehr wohl aber in der Frage, wer für die Durchführung des Verfahrens zuständig ist: In Baden-Württemberg wird das Blmsch-Verfahren durch das zuständige Regierungspräsidium geleitet und ist nicht auf Ebene des Landkreises angesiedelt. So wurde in der Vergangenheit bereits bei den Elektrolyseanlagen in Grenzach-Whylen, Öhringen und Esslingen verfahren. Für Elektrolyseure im Landkreis Alb-Donau oder der Stadt Ulm ist damit das Regierungspräsidium in Tübingen zuständig.

¹⁹ privilegierte Vorhaben im Außenbereich

²⁰ §35 BauGB Absatz 1 Punkt 3

In Bayern dagegen ist das Blmsch-Verfahren in der Verantwortung des Landkreises und nicht auf Ebene der Bezirksregierung. Für Elektrolyseure im Landkreis Neu-Ulm ist damit nicht die Regierung Schwaben federführend, sondern das Landratsamt Neu-Ulm.

Während der Ansatz in Bayern kurze Wege verspricht, bietet der Ansatz in Baden-Württemberg den großen Vorteil, dass die handelnden Personen bei der zuständigen Behörde bereits mehrere Verfahren betreut haben und damit keinerlei Einarbeitungsphase notwendig ist.

3 Speicherung und Infrastruktur

3.1 Ausgangslage – Status Quo und Entwicklungen

3.1.1 Druckwasserstoff und tiefkalte Optionen

Die Anfänge der kommerziellen Wasserstoffspeicherung und -verteilung in Europa gehen auf den Beginn des 20. Jahrhunderts zurück, als Flamm-schweißen mit H_2 als Brenngas eingeführt wurde. Der Wasserstoff wurde unter Druck gesetzt und in Stahlflaschen oder kleinen Druckbehältern transportiert, und in Straßenfahrzeugen an die Kunden verteilt. Dieses grundlegende System der Verteilung von Wasserstoff in Druckbehältern (CGH_2) hat sich im letzten Jahrhundert, bis auf einige regionale, industrielle H_2 -Pipelines ab ca. 1940, kaum verändert. Die ständig steigende Nachfrage nach Wasserstoff führte zur Entwicklung neuer und größerer Transportanlagen. Dazu gehören einzelne Bündel von Stahlflaschen, große Behälter/Röhren, die auf LKW montiert sind, und eine Vielzahl von Transportfahrzeugen mit multiplen Tanks an Bord für den Straßentransport.

Die häufigsten eingesetzten Behälter für die Verteilung von technischem Wasserstoff unter Druck sind nahtlos aus vergüteten Chrom-Molybdän-legierten Stählen hergestellt. Auch Aluminium wird als Werkstoff verwendet. Um den Betriebsdruck von Wasserstofftanks weiter zu erhöhen und das Gewicht (leicht) zu verringern, wurden metallische Zylinder mit einer Ummantelung versehen. Für Weltraum- oder Militäranwendungen wurden in den 80er Jahren vollumhüllte Tanks entwickelt. Aufgrund ihres vergleichsweise geringen Gewichts wurden sie später für portable Anwendungen oder für Fahrzeuge, zunächst für die On-Board-Speicherung von Erdgas, verwendet. Diese vollständig ummantelten Verbundtanks, die sogenannten Typ-III- und Typ-IV-Tanks werden heute für die Speicherung von Wasserstoff benutzt und weiterentwickelt.

Die Höchstmengen der am Speicherort vorhältbaren Menge wird in Deutschland durch die BImSchV bzw. die Störfallverordnung definiert (vgl. Kapitel 3.2). Für die Bevorratung größerer Mengen von Wasserstoff an Produktions- und Verteilorten wie Tankstellen sind Druckspeicher aus Stahl oder Composite mit Druckniveaus von 45 bar bis 500 bar etabliert. Außerdem wird Wasserstoff in verflüssigter Form in Cryotanks vorgehalten. Dieser tiefgekühlt verflüssigte Wasserstoff (**LH₂**), wurde in stationären kryogenen Behältern zur weiteren Erhöhung der Energiedichte erstmals in den 1960er Jahren eingesetzt. Nicht zuletzt für die Raketenstarts der Apollo-Weltraummissionen erarbeitete die NASA umfangreiches Wissen um Werkstoffe und den Einsatz von flüssigem (und auch gasförmigem) Wasserstoff [NASA_1997]. Seit etwa 2010 ist eine Mischung aus kryogener und Druckspeicherung, das sogenannte **CcH₂**, für mobile Anwendungen in Entwicklung.

3.1.2 Weitere Speichermethoden

Metallhydridspeicher

Metallhydridspeicher speichern Wasserstoff bei mittleren Druck mit hoher volumetrischer, aber niedriger gravimetrischer Speicherdichte als etablierte Technologie vor allem stationär oder in Anwendungen, in denen Gewicht keine Rolle spielt (oder erwünscht ist, z. B. in U-Booten). Für die Verteilung von Wasserstoff spielen Metallhydride auf absehbare Zeit keine Rolle.

Methanol und synthetische Kohlenwasserstoffe

Wasserstoff kann mit verschiedenen Stoffen zu wasserstoffreichen Verbindungen umgesetzt werden. Aus CO₂ und Wasserstoff kann in einer vergleichsweise einfachen Reaktion zum Beispiel Methan oder Methanol synthetisiert werden. Für beide Stoffe gibt es etablierte Märkte und Transportinfrastrukturen. Gerade Methanol wurde in der Vergangenheit als möglicher erneuerbarer Kraftstoff gehandelt. In China ist eine nennenswerte Anzahl an Fahrzeugen unterschiedlicher Größe in Demonstrationsprojekten in Betrieb. Etwas aufwändiger ist die Herstellung von synthetischem Diesel, Kerosin oder Benzin (flüssige Kohlenwasserstoffe). Die Weiterverarbeitung von Wasserstoff zu Kohlenwasserstoffen oder Methanol ist außerdem mit Verlusten von ca. 20 bis 30 Prozent in Form von Abwärme verbunden. Kohlenwasserstoffe und Alkohole können wieder in Wasserstoff verwandelt werden, jedoch treten auch hier Verluste auf.

Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC)

Die Reaktion sogenannter ungesättigter Kohlenwasserstoffe wie zum Beispiel Toluol oder daraus abgeleiteter Verbindungen mit Wasserstoff (Hydrierung) zur Wasserstoffspeicherung

wird aktuell intensiv untersucht und in Demonstrationsprojekten erprobt. Die Bildung dieser „Liquid Organic Hydrogen Carriers“ (LOHC) findet bei Temperaturen um 250 C an einem Katalysator statt, die Freisetzung erfolgt ebenfalls in einer katalytischen Reaktion bei Temperaturen um 300 C. Bei der Speicherung von Wasserstoff in LOHC werden ca. 30 Prozent der Energie des Wasserstoffs in Form von Wärme frei, die bei der Freisetzung von Wasserstoff aus LOHC wieder benötigt werden. LOHC weisen ähnliche Transport- und Lagereigenschaften wie Diesel oder Kerosin auf. Ihr Einsatz wird daher für den Ferntransport und die saisonale Speicherung von Wasserstoff diskutiert. Ob sich die thermochemische Beladung und Entladung von flüssigen Toluolverbindungen mit Wasserstoff sowie der Transport für mobile Anwendungen durchsetzen werden, ist heute fraglich.

Ammoniak

Die industrielle Herstellung von Ammoniak aus Wasserstoff und Stickstoff zu Beginn des 20. Jahrhunderts stellte einen Meilenstein in der Geschichte der chemischen Industrie dar. Weltweit wurden 2019 ca. 233 Mio. Tonnen umgesetzt. Ammoniak wird bei Umgebungsdruck bei –33 C oder einem Druck von 0,9 MPa bei 20 C flüssig. Die Handhabung von Ammoniak wird industriell beherrscht. Ammoniak würde den Transport und die Speicherung von etwa 18 Gew.-Prozent H₂ in Ammoniak ermöglichen (Shell 2017). Ammoniak gilt als Gefahrstoff (entzündlich, giftig, korrosiv, umweltgefährdend), daher stößt seine Verwendung als Kraftstoff auf große Skepsis. Ammoniak kann durch thermische Zersetzung wieder in Wasserstoff und Stickstoff getrennt werden, allerdings müssen ca. 14 bis 36 Prozent der ursprünglich im Wasserstoff enthaltenen Energie als Wärmeverlust in Kauf genommen werden (IEA 2019).

Adsorbentien

Neben der Einlagerung von Wasserstoff in Metalllegierungen kann Wasserstoff auch in andere Stoffe eingelagert bzw. an der Oberfläche von Nanoporen adsorbiert werden. Als Adsorbentien kommen hier Aktivkohlen, Zeolithe oder sogenannte Metal-Organic-Framework-Verbindungen (MOF) in Frage. Diese Stoffe adsorbieren bei Raumtemperatur in der Regel nur geringe Mengen an Wasserstoff, jedoch kann ihre Kapazität durch Abkühlen stark erhöht werden. Trotz intensiver Forschungsarbeiten wurden bislang noch keine technischen Anwendungen für adsorptive Wasserstoffspeicher entwickelt.

3.1.3 Wasserstoffqualität

In der technischen Gaseindustrie ist eine Klassifikation der Wasserstoffqualität nach dem Wasserstoffgehalt üblich. Die Qualitätsstufe 3.0 entspricht zum Beispiel einem

Wasserstoffgehalt von 99,9 Prozent. Qualität 3.7 enthält 99,97 Prozent Wasserstoff, während Qualität 5.0 99,999 Prozent Wasserstoff enthält. Die Anforderungen an den Kraftstoff Wasserstoff unterscheiden sich signifikant von denen an technische Gase. Daher wurden über eine internationale Norm (DIN EN 17124) zusätzlich die zulässigen Mengen für verschiedene Kontaminanten definiert, die dann im Zuge regelmäßiger Überprüfungen überwacht werden können.

3.1.4 Wasserstoffverdichter

Wasserstoff kann auf verschiedene Arten verdichtet werden. Die geringe Molekülgröße und die hohe Diffusivität setzt technologische Grenzen. Für die nachfolgende Anwendung des Wasserstoffs in Brennstoffzellen müssen verträgliche Schmiermittel, Dichtmittel oder Gleitlager eingesetzt werden. In der Regel werden zur Verdichtung Verdrängermaschinen eingesetzt. Turbomaschinen sind für hohe Differenzdrücke, wie an H₂-Tankstellen erforderlich, aufgrund der hohen Spaltverluste eher nicht zu empfehlen. Sie können aber im Bereich der abschnittswise Druckanhebung von Gas-Fernnetzen, wie heute im Erdgasnetz, eingesetzt werden. Nachfolgend werden einige Technologien beleuchtet.

Kolbenverdichter

Jeder Zylinderhub verdichtet das Gas im Verhältnis 1:10. Oft werden mehrere Stufen mit Zwischenkühlung hintereinandergeschaltet. Üblich sind ölfreie Kolben-kompressoren. Als Alternative gilt der ionische Kompressor von Linde mit einem „Flüssigkolben“ aus einer ionischen Flüssigkeit. Kolbenverdichter sind in der Regel Dauerläufer und brauchen eine Aufwärmzeit, um ihre beste Effizienz zu erreichen. Sie können als Langsamläufer sehr geräuscharm ausgeführt werden. Beim Untertyp Ionischer Verdichter übernimmt ein Flüssigkolben den Hub. Diese Technologie ist daher für kurze Laufzeiten geeignet.

Membranverdichter

Das Gas wird über eine flexible Metallmembran verdichtet. Der Gaspfad ist so inhärent ölfrei. Auch Membranverdichter sind bevorzugt Dauerläufer, da viele Start-Stops die Membran schwächen. Wasserstoff wird kontaminationsfrei komprimiert, da dieser nur mit Metalloberflächen in Berührung kommt. Nachteilig ist der begrenzte Durchsatz.

Kryopumpe

Bei flüssiger Wasserstoffbevorratung, kann Flüssigwasserstoff als wenig kompressible Flüssigkeit auf hohen Druck gebracht und anschließend verdampft werden. Die Kryopumpe ist vergleichsweise kompakt und energieeffizient, hat aber bei häufigem Stillstand hohe Spülverluste.

Elektrochemischer Verdichter

Wasserstoff kann durch elektrochemisches Pumpen durch eine Elektrolytmembran (Protonenpumpe) verdichtet werden. Die Technologie befindet sich in einem frühen Entwicklungsstand.

Metallhydrid-Verdichter

Dieses Verdichterkonzept nutzt die Wärmetönung der Adsorptions- und Desorptionsreaktion von Wasserstoff in Hydridlegierungen. Wasserstoff wird unter Kühlung in der Legierung absorbiert und anschließend unter Wärmezufuhr wieder ausgetrieben. Hierzu ist eine externe Wärmequelle erforderlich. MH-Verdichter sind dort zu empfehlen, wo ungenutzte Abwärme vorhanden ist und Vibrationen und Geräuschemissionen stören.

3.1.5 Wasserstoffdistribution heute

Sowohl die oben beschriebenen Kleinmengen als technisches Gas als auch die Verteilung von Wasserstoff als Kraftstoff oder als Ressource für industrielle Anwendungen geschieht heute auf der Straße oder Leitungsgebunden (siehe weiter unten). Für den Straßentransport werden die in Abb. 31 gezeigten Optionen angewandt.



* durch Änderung in der DIN EN 17339:2020

Abb. 31: Gängige Verteiloptionen über LKW-Straßentransport (Quellen: Linde, eigene Zusammenstellung)

Das Wechselcontainer-Modell ist eine Variante, welches dem Prinzip des Austauschens von kompletten Speichereinheiten inklusive der darin gespeicherten Gasmenge folgt. Hierbei werden Containerspeicher (siehe Abb. 32), gefüllt mit Verbundflascheneinheiten, als eigenständige Speicher an Kundenstandorten genutzt.



Abb. 32: Wechselcontainer der Firma Vernconex, zur Befüllung abgestellt in Niedergösgen/CH durch die H2Energy AG (Quelle Vernconex 2021)

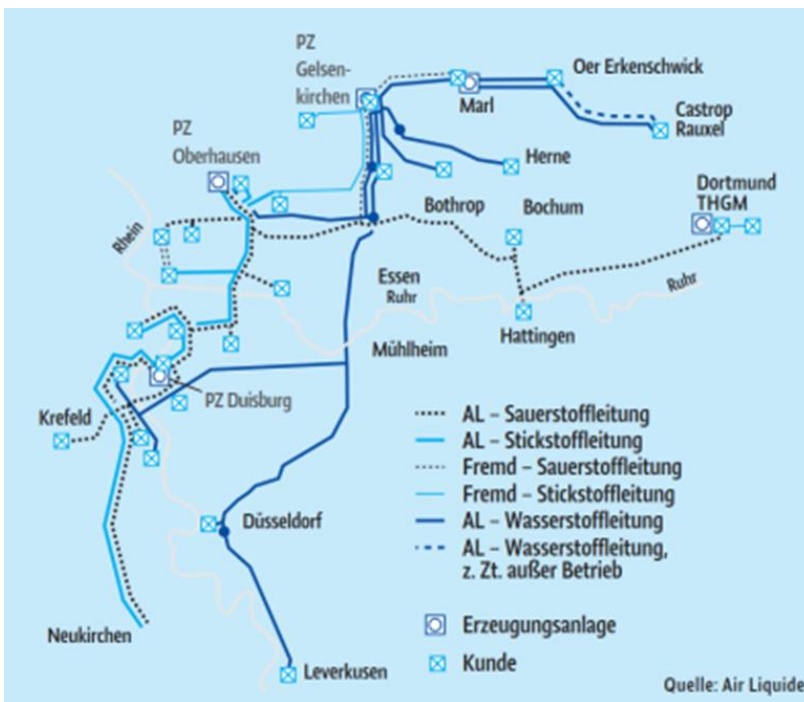


Abb. 33: bestehendes Wasserstoff-Pipelinennetz im Ruhrgebiet

Des Weiteren sind mehrere spezifische Wasserstoff-Pipelines weltweit in Betrieb, zum Beispiel im Ruhrgebiet seit 1940. Die Anlage mit einer Gesamtlänge von 230 Kilometern wird von Air Liquide (AL) betrieben und verbindet industrielle Senken von Wasserstoff mit Standorten von Wasserstoffüberschuss wie z.B. Chloralkalielektrolysen. Zusätzlich plant AL die Kopplung mit Elektrolyseuren. Bereits 2023 soll in einer ersten Ausbauphase eine Anlage von Siemens Energy mit 20 MW Anschlussleistung in Betrieb gehen. Der Elektrolyseur wird

an die bereits bestehende Wasserstoff-Pipeline angebunden, um zum Beispiel Raffinerien und Standorte der Stahl- und Chemieindustrie mit erneuerbarem Wasserstoff zu versorgen.

Eine Initiative der Europäischen Ferngasnetzbetreiber, der Firmenverbund European Hydrogen Backbone hat im April 2022 angekündigt, die 2020 ausgegebenen Ziele für Leitungslängen von reinen Wasserstoffpipelines für 2030 (28.000 Kilometer) und 2040 (53.000 Kilometer) nahezu zu verdoppeln (EHB 2022). Für Baden-Württemberg wurde eine Initiative gestartet, bei der aktuelle und künftige Wasserstoffnutzer ihren Bedarf angeben können, um den Aufbau bzw. die Umnutzung von Verteilstrukturen bedarfsgerecht gestalten zu können²¹.

3.2 Rechtlicher Rahmen und gültige Richtlinien

Die **Verfahren für die Genehmigung von Betriebsstätten zur Wasserstoffdistribution** oder von H₂-Tankstellen sind vor allem von der Menge des zu lagernden Gefahrstoffs Wasserstoff und von der Frage, ob H₂ vor Ort produziert wird, abhängig. Die Abhängigkeit von der Größe des Wasserstoffspeichers für das Genehmigungsverfahren basiert auf zwei Verordnungen: Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen (4. BImSchV) größer als drei Tonnen Speicherkapazität und (Störfall-Verordnung (12. BImSchV) größer als fünf Tonnen Speicherkapazität.

1a) Für den Bau von Betriebsstätten ohne eigene H₂-Produktion und H₂-Lagerung < 3t ist das Verfahren nach §18 der Betriebssicherheitsverordnung zur Erteilung einer Bau- und Betriebsgenehmigung anzuwenden.

1b) Für den Bau von Betriebsstätten mit Produktion vor Ort und H₂-Lagerung < 3t gilt das vereinfachte Genehmigungsverfahren nach §19 BImSchG-Verfahren (4. BImSchV, 4.1.12) 1a und 1b erfordern ein Verfahren nach der Landesbauordnung zur Erteilung einer Baugenehmigung.

²¹ <https://www.h2-fuer-bw.de/bedarfsmeldung>

2. Für die Errichtung von Betriebsstätten mit oder ohne H₂-Produktion vor Ort, aber Lagerung vor Ort $\geq 3t < 30t$

gilt das vereinfachte Genehmigungsverfahren nach §19 BImSchG zur Erteilung einer Bau- und Betriebsgenehmigung. Es beinhaltet das Baugenehmigungsverfahren und die Umweltverträglichkeitsprüfung, soweit erforderlich.

3. Für den Bau von Betriebsstätten mit Produktion vor Ort (wenn es sich um eine Produktion im industriellen Maßstab handelt) oder ohne Produktion vor Ort, aber Lagerung $\geq 30t$

ist ein förmliches Genehmigungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung nach §10 Bundes-Immissionsschutzgesetz anzusetzen. Dieses schließt das Baugenehmigungsverfahren und die Umweltverträglichkeitsprüfung ein, falls erforderlich (vgl. auch Kapitel 2.8). Die Lagerung anderer Brennstoffe auf dem Betriebsgelände wird in der Störfall-Verordnung durch Zuschlagsregelungen (12. BImSchV, Anhang I Mengenschwellen, 5.) für jeden einzelnen Betriebsbereich berücksichtigt. Nach derzeitiger Praxis in Deutschland werden beispielsweise an heutigen H₂-Tankstellen nur gasförmige Brennstoffe berücksichtigt. Annahme der Autoren: Eine Mehrstofftankstelle wird als ein Betriebsbereich betrachtet. Für Anlagen mit H₂-Produktion vor Ort gibt der Portal Green Leitfaden (DVGW 2020) sehr brauchbare Hinweise.

Bei der Errichtung von H₂-Tankstellen ist in Deutschland die DIN EN 17127 gemäß Umsetzung der AFID (Alternative Fuel Infrastructure Directive, 2014/94/EU) gültig. Für die Nachfolgeregelung AFIR (Alternative Fuels Infrastructure Regulation) wurde im Juli 2022 von der Europäischen Kommission ein Entwurf verabschiedet, der sich aktuell im Verhandlungsstatus zwischen Parlament, Kommission und Mitgliedstaaten, der sogenannte Trilogie, befindet. Nach dem aktuellen Entwurf sollen bis 2031 entlang der Hauptverkehrsachsen in Europa ein Mindestbestand an H₂-Tankstellen mit einem maximalen Abstand von 200 km und der Betankungsfähigkeit von PKW bis schweren LKW errichtet werden.

Sicherheitsanforderungen

Aus einigen für die Erstellung von überwachungsbedürftigen Anlagen wie Wasserstoff-Produktion, -Speicherung und -Verteilung werden im Folgenden einige Auszüge von zu erstellenden Dokumenten, Risikobeurteilungen usw. dargestellt.

Als erstes Beispiel die Inhalte eines "Explosionsschutzdokuments" im Rahmen der Gefahrstoffverordnung (GefStoffV, 2017) §6 (9):

" ...In der Dokumentation (...) muss der Arbeitgeber (...) die Gefährdungen durch gefährliche explosionsfähige Gemische konkret benennen (Explosionsschutzdokument). Daraus muss insbesondere hervorgehen,

1. dass die Explosionsgefahren ermittelt und beurteilt worden sind
2. dass angemessene Vorkehrungen getroffen werden, um die Explosionsschutzziele zu erreichen (Vorlage eines Explosionsschutzkonzeptes),
3. ob und welche Bereiche (...) in Zonen eingeteilt worden sind,
4. für welche Bereiche Explosionsschutzmaßnahmen (...) getroffen worden sind,
5. wie die Anforderungen nach § 15 umgesetzt werden, und
6. welche Überprüfungen (...) und welche Prüfungen zum Explosionsschutz nach Anhang 2 Abschnitt 3 der Betriebssicherheitsverordnung durchzuführen sind..."

Als zweites Beispiel eine "Dokumentation der Gefährdungsbeurteilung" in der Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) §3 (8):

"Der Arbeitgeber hat das Ergebnis seiner Gefährdungsbeurteilung vor der erstmaligen Benutzung des Arbeitsmittels zu dokumentieren. Darin ist mindestens anzugeben

1. die Gefährdungen, die sich aus der Benutzung des Arbeitsmittels ergeben,
2. die zu treffenden Schutzmaßnahmen,
3. wie die Anforderungen dieser Verordnung eingehalten werden, wenn von den [empfohlenen Fristen] (...) abgewichen wird,
4. die Art und der Umfang der erforderlichen Prüfungen sowie die Zeitabstände der wiederkehrenden Prüfungen (...) und
5. das Ergebnis der Überprüfung der Wirksamkeit der Schutzmaßnahmen (...).
6. Die Dokumentation kann auch in elektronischer Form erfolgen."

Einschlägige nationale Vorschriften für den Bau und Betrieb von Wasserstoffanlagen sind:

- Arbeitsschutzgesetz (ArbSchG)
- Verordnung über Sicherheit und Gesundheitsschutz bei der Arbeit (BetrSichV)
- Verordnung über gefährliche Stoffe (GefStoffV)

- Arbeitsstättenverordnung (ArbStättV)

Diese nationalen Vorschriften setzen europäische Verordnungen um und verpflichten den "Arbeitgeber" (vor 2015 wurde die Bezeichnung "Betreiber" verwendet) unter anderem zur Durchführung einer Gefährdungsbeurteilung.

Dokumente, die die Bestimmungen der deutschen Verordnungen konkretisieren, sind

- TRBS = Technische Regeln für Betriebssicherheit - Konkretisierung der BetrSichV
- TRGS = Technische Regeln für Gefahrstoffe - Konkretisierung der GefStoffV

Die meisten der relevanten TRBS/TRGS wurden innerhalb der letzten 24 Monate aktualisiert. Alle oben genannten Dokumente stehen, unter anderem auf baua.de, zum freien Download bereit.

Für die Errichtung von H₂-Tankstellen ist insbesondere die TRBS 3151 "Vermeidung von Brand-, Explosions- und Druckgefahren an Tankstellen und Gastankstellen für Landfahrzeuge" von 10/2020 ein im europäischen Vergleich ungewöhnlich detaillierte und rechtssichere Informationsquelle.

Transportvorschriften

ADR – Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße

Für die Verteilung von Wasserstoff als technischem Gas der Klasse 1 ist laut heutigem Stand der Transportregulierung für europäische Straßen ausschließlich die Verwendung von diesel- oder benzingetriebenen LKW erlaubt. Die Fahrer von heute dieselbetriebenen Tanklastkraftwagen für den Wasserstofftransport müssen neben dem für die Fahrzeug-Gewichtsklasse gültigen Fahrerlaubnis den ADR-Schein („Gefahrgutführerschein“) für die Gefahrgutklasse 2 besitzen. Meist werden, beispielsweise für Gefahrgutfahrer in Entsorgungsunternehmen, die Klassen 2 bis 6 und 8 bis 9 in einem ADR-Schein zusammengefasst.

Eine Änderung in der Norm DIN EN 17339:2020-09 „Ortsbewegliche Gasflaschen - Vollumwickelte Flaschen und Großflaschen aus Kohlenstoff-Verbundwerkstoffen für Wasserstoff“ ermöglicht es bisher für den Transport von Wasserstoff bis 500 bar zugelassene Druckbehälter, nach vorheriger Anwendung der neuen Prüfungsprozeduren, bis zu 630 bar befüllt werden. Die analoge Aussage gilt für Composite-Behälter bisher bis 300 bar, neu bis 380 bar Nenn-Befülldruck.

3.3 Distributionsoptionen

3.3.1 Gasleitungsnetze

Wasserstoff kann als Gas, analog zu Erdgas, über ein Rohrleitungsnetz verteilt werden. Dies ist zur Verbindung von Chemiestandorten seit Langem gängige Praxis. In NRW betreibt Air Liquide beispielsweise ein Leitungsnetz von 240 Kilometern Länge, das in Teilen seit 1940 in Betrieb ist. Der Firmenverbund European Hydrogen Backbone hat im April 2022 angekündigt, in Europa 2030 bereits 28.000 Kilometer, im Jahr 2040 dann 53.000 Kilometer an Wasserstoffleitungen neu gebaut oder aus Erdgasbetrieb umgewidmet zu haben. Als Gesamt-Investitionskosten werden 80 bis 143 Milliarden Euro angegeben, bei Transportkosten von 0,11 bis 0,21 Euro/kg H₂ pro 1000 Kilo Kilometer (EHB 2022). Für Baden-Württemberg ist laut diesem Szenario erst ab ca. 2035 mit ersten umgewidmeten Gasleitungen zu rechnen, die aber einige Kilometer nördlich der Region Ulm verlaufen dürften.

In Abb. 34 dargestellt sind Pläne der terranets bw, die anhand einer Marktabfrage vier Cluster identifiziert. Im Raum Göppingen – Heidenheim – Ulm (Cluster 3b) ist nach dieser Planung eine Erweiterung bestehender Leitungen erst bei hinreichendem Bedarf bis 2035 möglich (eMobilBW 2022).

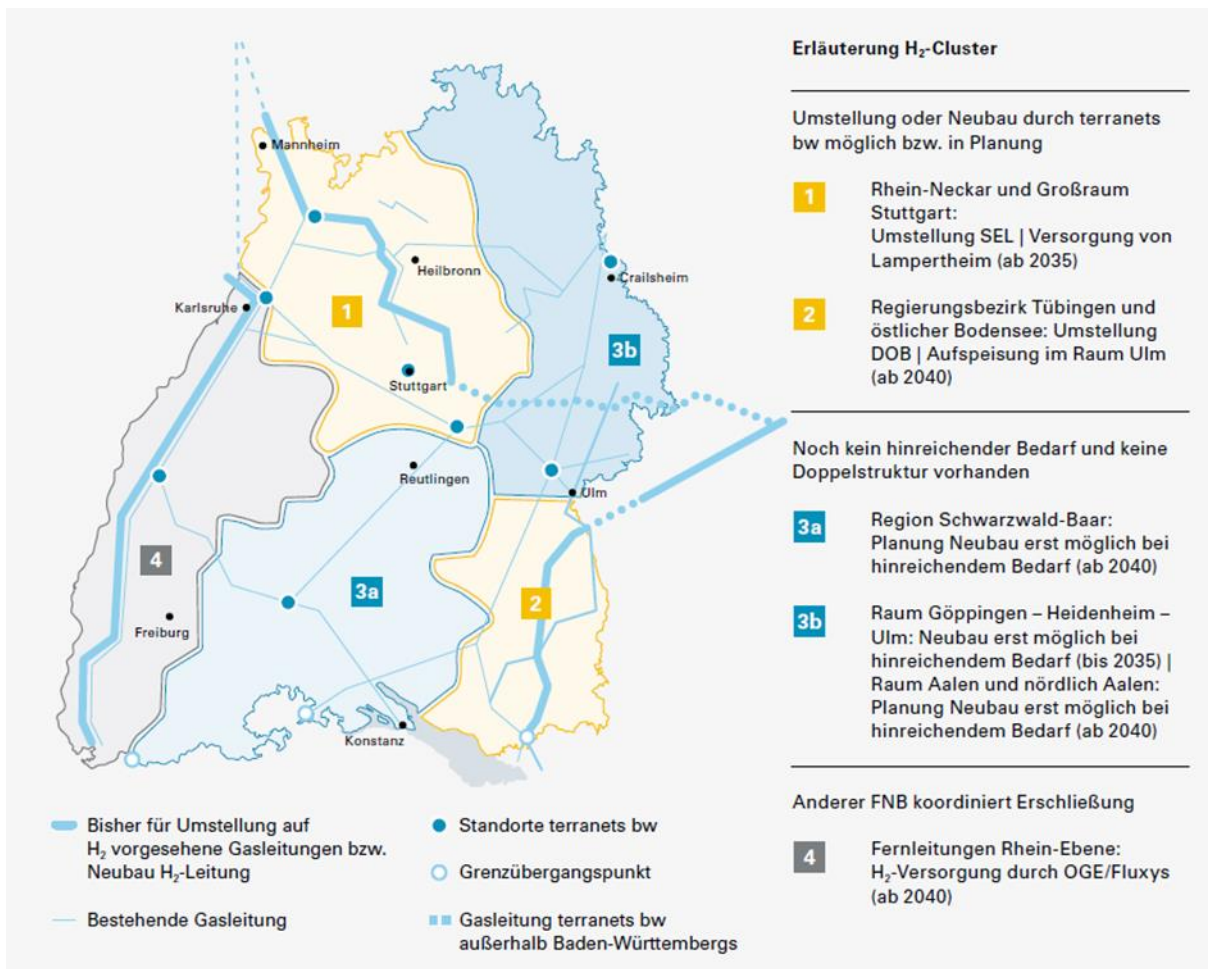


Abb. 34: Umstellungspläne Wasserstoffinfrastruktur der terranets bw für 2035/40 (Quelle: emobilBW 2022)

Wasserstoff aus existierenden und künftigen Wasserstoffleitungsnetzen hat in der Regel keine Kraftstoffqualität und muss deshalb für mobile Anwendungen aufbereitet und, aufgrund des relativ niedrigen Versorgungsdrucks, vorverdichtet werden.

Leitungsgebundener Transport ist für große Wasserstoffmengen und weite Strecken die kostengünstigste Art des Transports. Bis zum Vollausbau eines Verbundnetzes muss Wasserstoff nach wie vor über die traditionellen Pfade verteilt werden. Zwar öffnen die Gasnetzbetreiber im Rahmen ihrer Regelwerke ihre Leitungsnetze für wasserstoffreiche Gase, allerdings müsste Wasserstoff zur Verwendung als Kraftstoff in einem aufwändigen Prozess aus einer Mischung mit Erdgas entfernt und gereinigt werden. Dies ist aus Kostengründen nicht kurzfristig zu erwarten. Die Verteilung an Standorte mit Wasserstoffbedarf, die nicht in unmittelbarer Nähe eines künftigen Wasserstoffnetzes liegen, wird dauerhaft über Straßen- und, wo möglich, Schienentransport erfolgen. **Für die Region Ulm ist ein Anschluss an Wasserstoff-Gasleitungen als Zubringer großer benötigter Mengen an Verteilpunkte und die nachfolgende Distribution durchaus denkbar.**

3.3.2 Straßentransport von Wasserstoff

Die Belieferung von H₂-Verbrauchern, H₂-Tankstellen oder Industrie/Gewerbestandorte geschieht heute größtenteils als Druckgas, wie in Kapitel 3.1.5 und Abb. 31 dargestellt. Bei sehr hohem Durchsatz von um die 100 t/Jahr und um zu häufige Anlieferungsfahrten zu vermeiden, wird auch tiefkalter Flüssigwasserstoff (LH₂, vgl. Kapitel 3.1.1) angeliefert. Die H₂-Verflüssigerkapazität in Deutschland liegt heute bei etwa 10 t/Tag, was dem wasserstoffäquivalenten Diesel-Durchsatz von zwei bis vier größeren LKW-Tankstellen entspricht. Die Verflüssigerkapazität müsste zur Deckung der erwarteten Bedarfe vervielfacht werden, es sei denn, Wasserstoff kann künftig in großen Mengen mit LH₂-Schiffen aus Regionen mit günstiger erneuerbarer Energie importiert und auch tief kalt verteilt werden. Betrachtet wird in dieser Studie die etablierte Distribution mit H₂ als Druckgas, die noch einige Effizienzpotenziale aufweist.

Die bereits in Kapitel 3.1.5 kurz beschriebenen heutigen Optionen zum Straßentransport von Druckwasserstoff sind entweder Auflieger (Trailer) oder Wechselbrücken, jeweils mit verbundenen Druckgasflaschen bestückt, in Druckbereichen von 200 bis 500 bar (künftig 625 bar, vgl. Kapitel 3.2).

Im Kapitel 3.4 werden hierzu ausführlich zwei Szenarien beschreiben und bewertet. Der Ansatz der H₂ Energy für die Distribution in der Schweiz stellt hier das zweite Transportmodell mit Wechselbrücken dar, in dessen Rahmen bisher gute 3000 Wechsellvorgänge durchgeführt und die wenigen Herausforderungen behoben werden konnten. H₂ Energy hat mit Philips 66, dem Mutterkonzern der Tankstellenfirma Jet, grüne Wasserstoffproduktion und den Bau von 250 zu versorgenden H₂-Tankstellen für LKW und PKW in Mitteleuropa angekündigt. Auch hier wird das Wechselbrückenkonzept eine wichtige Rolle spielen, das auf die Erfahrungen aus der Schweiz aufbauen kann.

Ein Beispiel: Wenn alle Fahrzeuge, die heute am Autohof in Seligweiler statt Diesel mit Wasserstoff tanken würden, würden etwa 2,4 t/Tag Wasserstoff im Schnitt über das Jahr benötigt. Das würde mehr Anlieferungen als mit heutigen Diesel-Tankkraftwagen nach sich ziehen (Faktor 2 bis 5). Im Vergleich zum gesamten LKW-Tankverkehr fielen diese Anlieferungen aber kaum ins Gewicht.

Für einen fairen Vergleich zu beachten ist, dass heutige konventionelle Kraftstoffe, auch CNG (für Erdgasfahrzeuge), von den Produktionsstätten, die alle außerhalb der Region Ulm liegen, von dort zu den Tankstellen transportiert werden müssen. Die nächsten Raffinerien sind in Ingolstadt und Karlsruhe zu finden.

3.3.3 Weitere Distributionsmöglichkeiten

Binnenschifftransport

Die japanische Firma Kawasaki baut seit Langem Flüssigerdgas-(LNG-)Transportschiffe und adaptiert die Technologie gegenwärtig auf den Transport des um etwa 100 K kälteren Flüssigwasserstoffs LH₂. Grundsätzlich bietet die Technologie das Potenzial, pipelineunabhängig große Mengen an Wasserstoff weltweit zu handeln. Dies bietet Chancen für Länder mit hohem Potenzial an erneuerbarer Energie wie Saudi-Arabien, die Vereinigten Arabischen Emirate, Australien, Schottland oder auch Norwegen, den Export klimaschädlicher fossiler Energieträger auf grünen Wasserstoff umzustellen. Hierzu gibt es in den genannten Ländern bereits Anstrengungen.

Die technischen Ergebnisse der oben genannten Entwicklungen in der Hochsee-Schifffahrt lassen sich für die Binnenschifffahrt adaptieren. Der Transport von Wasserstoff in heutigen MEGC-Containern (vgl. folgender Abschnitt) mit Binnenschiffen ist von Zulassungsseite bereits heute möglich. Für die Region Ulm spielt diese Art der Distribution dank fehlender Binnenschifffahrtswege keine direkte Rolle.

Schienentransport

Laut der „Potenzialbeschreibung Wasserstofftransport über das Schienennetz“ der Landesenergieagentur Hessen²² ist der Energieverbrauch für den Schienentransport eines Multiple-Element Gas Container (MEGC), also Beförderungsgeräte, die aus Flaschen, Großflaschen, Druckfässern und Flaschenbündeln sowie Tanks mit einem Fassungsraum von mehr als 450 Litern bestehen und die durch ein Sammelrohr miteinander verbunden und in einem Rahmen montiert sind, ca. 40 Prozent geringer als im Straßentransport mit LKW. Für die CO₂-Emissionen zeigt der Vergleich zwischen Straßentransport und Schienentransport einen um ca. 40 Prozent geringeren CO₂-Ausstoß beim Transport über die Schiene. Hierbei sind Diesel-Loks mit LKWs verglichen worden. Beim Einsatz von Elektro-Loks würde sich der CO₂-Ausstoß noch weiter verringern.

Der Transport von Wasserstoff über Güterzüge ist derzeit auf Grund fehlender Zulassungen nicht möglich. Die notwendige Zulassung nach RID (Regulierung für den Einsatz im Schienentransport) liegt derzeit für kein Beförderungsgerät vor. MEGC sind in einigen Baugrößen für den Straßentransport nach ADR (vgl. Kapitel 3.2) zugelassen. Da die

²² <https://blog.lea-hessen.de/wp-content/uploads/2020/08/Potenzialbeschreibung-Wasserstofftransport-%C3%BCber-das-Schienennetz.pdf>

Anforderungen des RID denen des ADR (für die Straßenzulassung) für den Anwendungsfall H₂-Transport sehr ähneln, ist laut oben genannter Potenzialbeschreibung jedoch zu erwarten, dass die Zertifizierung nach RID innerhalb von weniger Monate möglich wäre.

Seit einiger Zeit sind mit Wasserstoff und Brennstoffzellen angetriebene Züge im realen Einsatz an mehreren nicht elektrifizierten Strecken in Deutschland. Hier wurden Regulierungshürden in enger Zusammenarbeit mit den zuständigen Behörden wie dem Eisenbahnbundesamt gelöst, so dass künftig mit weitere Zugstrecken mit Wasserstoff betrieben werden. Im Projekt H2goesRail (DB 2022) wird grüner Wasserstoff in Tübingen mit Hilfe von Ökostrom hergestellt und anschließend in einem mobilen Speicher gelagert. Ein Demo Mireo Plus H soll künftig Dieseltriebzüge im Regionalverkehr ersetzen und ab 2024 den Regelbetrieb zwischen Tübingen, Horb und Pforzheim aufnehmen. Um einen reibungslosen Betriebsablauf des Demo-Zugs zwischen den Städten zu gewährleisten und den Zug regelmäßig warten zu können, wird das DB Regio-Werk in Ulm und auch die Mitarbeiter/-innen fit für Wasserstoff-Fahrzeuge gemacht.

Die Belieferung, gerade von Eisenbahninfrastruktur, mit grünem Wasserstoff über die Schiene liegt für die Region Ulm nahe. Sowohl die kommende Wartung von H₂-Zügen im DB-Werk Ulm als auch das Vorhandensein des Umschlag-Containerbahnhofs im Ulmer Norden sprechen dafür. Die Umsetzung ist aber noch mit zulassungstechnischen Hürden behaftet.

3.4 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und Distributionsszenario

Es wurden im Rahmen der Studie exemplarisch für einen möglichen Elektrolyse-Standort und verschiedene Abnehmer in der Region die beiden Distributionsmodelle – einmal mit konventionellen Trailern und einmal mit Wechselbrücken untersucht.

3.4.1 Szenariorahmen

Für den Vergleich wurde als Standort der Elektrolyse-Anlage die Stadt Weißenhorn (zentral im Landkreis Neu-Ulm gelegen) mit dem dortigen Müllheizkraftwerk und einem direkt angrenzenden großen Gase-Lagers eines überregionalen Gashändlers gewählt. Als Abnehmer des Wasserstoffs wurde eine Tankstelle bei den zwei nahegelegenen Autobahnknotenpunkten A7/A8 Elchingen und A7/A96 Memmingen (an denen sich auch viele Speditionen angesiedelt haben und somit auch viel LKW-Verkehr sowohl im Schwerlastbereich und im Verteilerverkehr stattfindet) sowie ein industrieller Abnehmer in

der Stadt Ulm angenommen. Die Abnahmestellen befinden sich alle innerhalb von weniger als 40 Kilometern um den Elektrolyse-Standort, so dass mehrere Abnehmer mit einer Trailerfahrt am Tag bedient werden können (siehe Abb. 35).

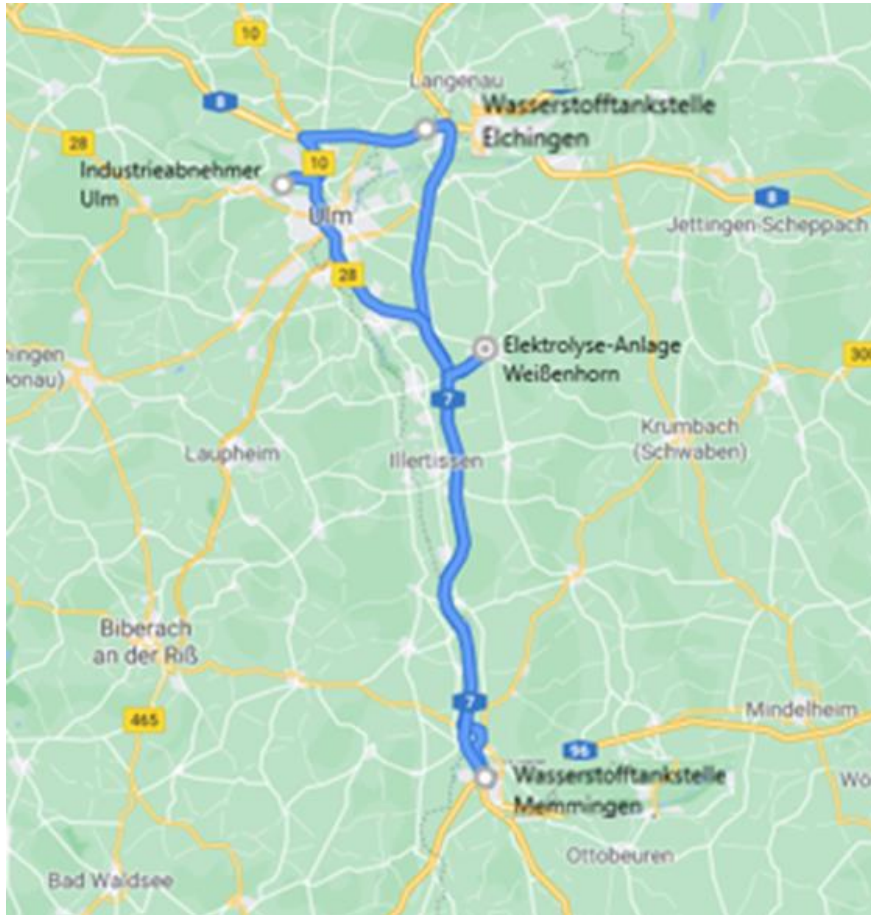


Abb. 35: Elektrolyse-Standort, Kundenstandorte und Fahrtrouten (Quelle: Google Maps)

Bei beiden Tankstellen wurde angenommen, dass sie neu errichtet werden und deswegen keine Bestandsinfrastruktur (d.h. bereits vorhandene Puffer- oder Zwischenspeicher) bei den Berechnungen in Betracht gezogen werden muss. Bei dem Industriekunden wurde das Vorhandensein von zwei 45 bar Pufferspeichern mit jeweils ca. 350 Kilogramm H₂-Speichervolumen vorausgesetzt. Dabei wurde von folgendem Mengenbedarf (pro Woche bzw. in der Jahressumme) ausgegangen:

Tab. 6: Im Szenario angenommener Wasserstoffbedarf

Kunde	Mengenbedarf	
	Pro Woche in kg	Pro Jahr in kg
Wasserstofftankstelle Elchingen	1.782	89.100
Wasserstofftankstelle Memmingen	1.782	89.100
Industrieannehmer – Speicher 1	300	15.000

Industrieabnehmer – Speicher 2	300	15.000
Gesamtbedarf	4.164	208.200

Die angesetzten Bedarfsmengen bei den beiden Tankstellen entsprechen angenommen Verbräuchen von neun LKWs im Verteilverkehr, die jeweils einmal pro Tag mit ca. 30 Kilogramm H₂ betankt werden. Bei dem gewählten Beispiel ist der Bedarf der Tankstellen deutlich höher als der des Industrieabnehmers, der allerdings mit einem Jahresbedarf von ca. 30 Tonnen H₂ zu den TOP5 H₂ Abnehmern der Region gehört.

Für den Transport bieten sich verschiedene Drucktrailer an, deren Druckniveaus und Transportvolumen in Tab. 7 zusammengefasst sind.

Tab. 7: Speicherkapazität der verschiedenen Drucktrailer (Quelle: angelehnt an Wurster, 2021, Datenblätter der Hexagon Purus GmbH siehe Anhang 1,A.1,A2,A3)

Druckwasserstoffanlieferung 40 Fuß-Transporter	Nenn-Befülldruck (bar)	Fassungsvermögen (kg)
Stahlröhrentrailer	200	280
Stahlflaschenbündeltrailer	200	450
Verbundflaschenbündeltrailer (MEGC)	250	720
Verbundflaschenbündeltrailer (MEGC)	300	830
Verbundflaschenbündeltrailer (MEGC)*	500	1.100

*die künftig mögliche Erweiterung bis auf 630bar/~1.500kg ist noch nicht berücksichtigt

3.4.2 Transportmodell 1: Das „mobile“ Befüllungsmodell

Als Transportmodelle wurden zwei Varianten betrachtet. Zum einen die „konventionelle“ Methode, bei der der Transporttrailer zwischen H₂-Quelle und den H₂-Senken pendelt und der Wasserstoff am Empfängerort umgefüllt wird (im Folgenden auch „mobiles Befüllungsmodell“ genannt). Alternativ dazu „Wechselcontainer-Modell“, bei dem der Transporttrailer am Empfängerort verbleibt bzw. dort gegen einen leeren Transportspeicher ausgetauscht wird.

Das mobile Befüllungsmodell bildet die klassische Variante der Versorgung von Kunden mit großen Gasbedarf ab: Hierbei wird ein befüllter transportierbarer Speicher (wie ein Stahlröhrentrailer oder ein Verbundflaschentrailer) zu einem stationären Kundenspeicher transportiert, um dort den beförderten gasförmigen Wasserstoff in diesen stationären Speicher umzufüllen. Die Befüllung des stationären Speichers erfolgt nach dem Überströmprinzip. Hier ist vor allem die Zeit für das „Umfüllen“ per Überströmen

entscheidend (auch für die Wirtschaftlichkeit). Je länger dies dauert, desto weniger Fahrten kann der Trailer pro Woche machen.

Für das mobile Befüllungsmodell ist die zeitliche Belieferungsdauer kundenabhängig, da die Abnehmer mit unterschiedlichen großen Speicherbehältern in unterschiedlichen Druckstufen und H₂-Bedarfmengen individuelle Überströmzeiten benötigen. Grund hierfür ist neben dem Speichervolumen und dem Druckniveau, der bestehende Restdruck in den Speicherdruckbehältern. Der Restinhalt im Speicher, welcher auch als Kissengas bezeichnet wird, bestimmt damit die maximal überströmende Menge aus Lieferbehälter in den Zielbehälter. In einem Gasspeicher wird allgemein der Inhalt in Kissengas und Arbeitsgas unterteilt. Das Kissengas ist die Menge des Gases, die ständig im Gasspeicher vorhanden ist und die für die Erhaltung des minimalen Speicherdrucks notwendig ist. Die Gasmengen, die im Speicher darüber hinaus gespeichert sind und verbraucht werden können, bezeichnet man als Arbeitsgas.

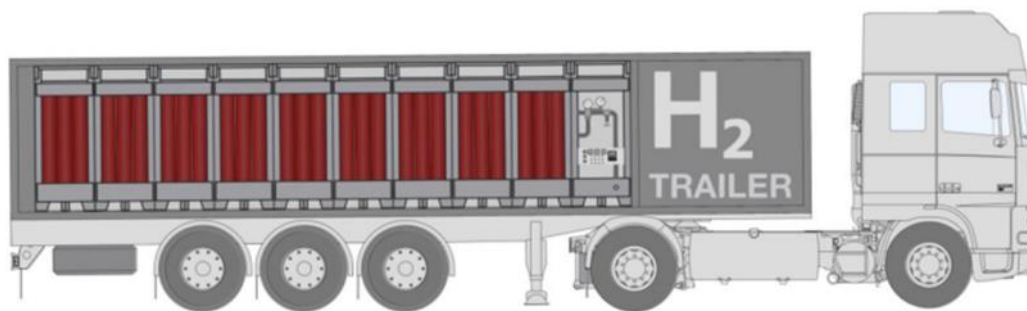


Abb. 36: Prinzip-Zeichnung eines Verbundflaschentrailers samt Sattelzug (Quelle: Plank-Wiedenbeck et al., 2019, S. 42)

3.4.3 Transportmodell 2: Das Wechselcontainer-Modell

Das Wechselcontainer-Modell ist eine Variante, welches dem Prinzip des Austauschens von kompletten Speichereinheiten inklusive der darin gespeicherten Gasmenge folgt. Hierbei werden Containerspeicher (siehe Abb. 37) gefüllt mit Verbundflascheneinheiten, als eigenständige Speicher an Kundenstandorten genutzt.



Abb. 37: Wechselbrückensystem (Quelle: Wystrach GmbH, 2021)

Die Anlieferung der Containerspeicher erfolgt dabei mittels Sattelzugmaschinen, welche die Container über das Straßennetz transportieren. Ein weiterer, zusätzlicher Pufferspeicher kann dann beim Kunden in der Regel entfallen. Das Wechselcontainer-Modell hat den Vorteil, dass (weitgehend) entleerte Containerspeicher vor Ort schnell und zügig gegen (neue) befüllte Containerspeichern ausgetauscht werden können und Zeiten für Befüllen per Überströmen entfallen. Erste Anwendungen solcher Wasserstofflogistik-Lösungen mittels austauschbarer Container werden bereits in der Schweiz durch das Unternehmen Vernconex AG angeboten, deren 20 Fuß-Container bei einem Druckniveau von 350 bar etwa 350 kg H₂ zur Verfügung stellen können (Vernconex AG, 2021).

3.4.4 Gegenüberstellung der beiden Versorgungsmodelle

Aus den vorgestellten Distributionsmodellen lassen sich unterschiedliche Vor- und Nachteile erkennen, die hierfür in der nachstehenden Tabelle zusammengefasst werden.

Tab. 8: Vor- und Nachteile der Versorgungsmodelle (eigene Darstellung)

	Mobiles Befüllungsmodell	Wechselcontainer-Modell
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> ■ Belieferung von mehreren Kunden mit einem Transportspeicher möglich → Potential für Routenoptimierungen ■ Nutzung der bestehenden stationären Speicherinfrastruktur des Kunden (wenn vorhanden) ■ Flexible Versorgung von Neukunden möglich 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Zeiteinsparungen durch wegfallende Überströmzeiten ■ Schnelle Verfügbarkeit von hohen H₂-Mengen am Kundenstandort ■ Schnelle Ablagerung und Abholung der Container möglich ■ Einsparung eines stationären Pufferspeichers für den Kunden ■ Kaum teilentleerte Speicher für Rückfahrt
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> ■ Kunden/ Speicherabhängige Befüllungszeiten für Überströmen ■ Erschwerte Planungssicherheit für die Versorgung mehrerer Kunden pro Tour aufgrund individueller Speichergrößen und Druckniveaus ■ Evtl. nur Teilentleerungen möglich 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Kapitalkostenintensive Containerlösungen ■ Planung genügender Container für alle Kundenstandorte ■ Akzeptanz von Neukunden für solch eine Speicherinfrastruktur □ Bindung des Kunden an einen Anbieter

Belieferungszyklus beim mobilen Versorgungsmodell

Ausgehend von den vordefinierten Lieferleistungen wurden verschiedene Szenarien simuliert, um die wöchentliche Versorgung aller Kunden mit dem mobilen Befüllungsmodell zu gewährleisten. Wie bereits beschrieben, muss für eine planbare Versorgung nach dem Überströmprinzip die Speicherinfrastruktur von Speichergröße und Druckniveau des Kundenspeichers bekannt sein. In den Berechnungen wurde die Annahme getroffen, dass die (bisher fiktive) Wasserstofftankstellen in Elchingen und in Memmingen einen stationären, liegenden Speicher mit einer Größe von 23,1 m³ bei einem Druckniveau von 200 bar besitzen. Als Speicherkapazität kann bei einer Dichte von ca. 16 kg/m³ gemäß etwa 370 Kilogramm H₂ angenommen werden. Unter dieser Voraussetzung können beide Tankstellen alle Speditionsfahrzeuge täglich mit einer Gesamtmenge von mindestens 297 Kilogramm an H₂ beliefern. Auf Seiten des Industriabnehmers gelten die vorab definierten Pufferspeicher mit 90 m³ die unter 45 bar eine Speichergesamtmenge von jeweils 340 Kilogramm an H₂ beinhalten.

Mit Blick auf die Größe der vorhandenen Pufferspeicher bei den Tankstellen wird klar, dass diese dann unter der Woche täglich angefahren und mit H₂ versorgt werden müssen. Bei dem Industriekunden ist eine zweimalige Belieferung pro Woche ausreichend.

Für das mobile Befüllungsmodell ergibt sich damit eine wöchentliche Fahrtstrecke von 806 Kilometer, die in Summe eine Belieferungsdauer mit den gesamten Überströmzeiten in der Woche von etwa 42 Stunden benötigt.

Belieferungszyklus beim Wechselcontainer-Modell

Für die Anwendung des Wechselcontainer-Modells an den vorgegebenen Szenariorahmen wird davon ausgegangen, dass die beiden Kundentankstellen in Elchingen und Memmingen die austauschbaren Containerspeicher in ihrer Infrastruktur etabliert haben und ohne die Pufferspeicher arbeiten. Für den Industriabnehmer gelten weiterhin zwei 90 m³ große stationäre Pufferspeicher, die wöchentlich nach dem Überströmprinzip aus den Containerspeichern gefüllt werden.

Für das Wechselcontainer-Modell werden nach den Berechnungen in Summe drei MEGC-Speicher benötigt. An jeder Kundenwasserstofftankstelle ist ein MEGC-Speicher geplant, der mit dem dritten MEGC-Speicher, welcher zwischen der Elektrolyse-Anlage und der beiden Tankstellen pendelt, ausgetauscht werden kann. Für die Planung der benötigten Wasserstoffmengen pro Woche muss für dieses Distributionsmodell beachtet werden, dass für alle MEGC-Speicher ein Kissengas einkalkuliert werden muss. Hierfür wird davon ausgegangen, dass die MEGC-Speicher mit einem Druckniveau von 500 bar bis max. 30 bar

von den Kunden entleert werden können. Exemplarisch werden für einen MEGC-Speicher mit einem Fassungsvermögen von 1.100 Kilogramm rund 1034 Kilogramm für den Kunden nutzbar sein, da die restlichen 66 Kilogramm für die Erhaltung des minimalen Speicherdrucks notwendig sind. Aus dem Versorgungsplan geht hervor, dass eine wöchentliche Versorgung der Tankstelle in Memmingen durch einen Austausch eines vollen MEGC-Speichers am Dienstag und Freitag erfolgt. Die hierbei nutzbaren Wasserstoffmengen für die Tankstelle von 1034 Kilogramm gewährleisten damit die Versorgung aller Speditionsfahrzeuge (297 kg/Tag) für mindestens drei Tage.

Für die Versorgung der Kundentankstelle in Elchingen wird gemäß dem oben geplanten Wochenplan der Kundenspeicher mittwochs mit einem vollgefüllten MEGC-Speicher ausgetauscht, was zu einer Versorgungssicherheit von mindestens drei Tagen führt. Um die beiden Pufferspeicher des Industrieabnehmers im Wochenplan zu integrieren und mit derselben Tour zu versorgen, werden zuerst montags und samstags die Pufferspeicher nach dem Überströmprinzip aus dem MEGC-Speicher gefüllt. Im Anschluss an die Befüllung des stationären Speichers des Industriekunden, folgt der Transport des MEGC-Speichers mit der verbleibenden Restmenge zur Kundentankstelle Elchingen. Dort wird der noch teilgefüllte MEGC-Speicher gegen den „leeren“ MEGC-Speicher der Tankstelle ausgetauscht. Die Restmenge im MEGC-Speicher beträgt dabei noch 798 Kilogramm, aus denen nach Abzug des Kissengases noch etwa 750 Kilogramm für die Tankstelle zur Verfügung stehen. Die verfügbare Menge von nur noch 750 Kilogramm an der Kundentankstelle Elchingen führt dann dazu, dass die Tankstelle bereits am Montag erneut beliefert werden muss, da sonst eine zuverlässige Versorgung aller Speditionsfahrzeuge (297 kg/Tag) nicht gewährleistet werden kann. In diesem Modell werden zwar in der Summe mehr Wasserstoffmengen, aufgrund zu voriger Belieferung der beiden Pufferspeicher des Industrieabnehmers, an die Kundentankstelle in Elchingen angeliefert, doch verbleiben im ausgetauschten MEGC-Speicher am Montag mehr Restmengen, da nur an zwei Tanktagen aus dem Speicher H₂ entnommen wird. Die Konsequenz führt auf Seiten des Elektrolyseurs dazu, dass im darauffolgenden Produktionszyklus weniger H₂ produziert und verdichtet werden muss.

Für das Wechselcontainer-Modell ergibt sich eine wöchentliche Gesamtfahrtstrecke von 354 Kilometern, und in Summe eine wöchentliche Belieferungsdauer samt Überströmzeiten, Austauschzeiten der MEGC-Speicher und der benötigten Fahrzeit etwa 14 Stunden. Belieferungszeiten gehen aus der Überlegung hervor, dass der Überströmungsprozess für den Industrieabnehmer aufgrund des hohen Druckunterschiedes zwischen MEGC-Speicher und Pufferspeicher max. 60 Minuten benötigt. Des Weiteren wurden für den Austauschprozess der MEGC-Speicher ebenfalls 60 Minuten angesetzt und analog zu dem

mobilen Distributionsmodell bei einer durchschnittlichen Fahrgeschwindigkeit von 50 km/h eine Minute und 20 Sekunden je gefahrener Kilometer angenommen.

Für das Wechselcontainer-Modell wurden darüber hinaus unterschiedliche Variationen sowohl mit 250 bar als auch 300 bar und 500 bar Druckbehälter mit unterschiedlichen Containergrößen von 20 und 40 Fuß Container simuliert. Die geringere transportierbare Wasserstoffmenge des 20 Fuß MEGC oder auch der Einsatz von 250 bar und 300 bar in Kombination mit 40 Fuß Containern führten dazu, dass eine wöchentliche Belieferung aller Kunden weitere, zusätzliche MEGC-Speicher- sowie Transportfahrzeuge und Fahrer benötigt. Mit dem Ziel die Gesamtkosten sowie die laufenden Kosten und die Anzahl der benötigten Speicher so gering wie möglich zu halten, wurden diese Varianten nicht weitergehend betrachtet.

Kostenparameter

Um eine Gegenüberstellung der Kosten der beiden Distributionsmodelle zu ermöglichen sind zahlreiche kostenbezogene Parameter erforderlich. Dazu gehören auf Seiten der Capex-Kosten die Anschaffungskosten für:

- Druckbehälter
- Sattelzugmaschine
- Sattelaufleger
- stationäre Pufferspeicher

Auf Seiten der operativen Kosten zählen variable Kostenarten sowie fixe Kosten, die abhängig durch die Jahresfahrleistung und der Anzahl des Transportfahrzeugs entstehen.

Hierfür zählen folgende in Tab. 9 aufgelisteten Kostenparameter:

Tab. 9: Kostenparameter

Variable operative Kosten	Fixe operative Kosten
<ul style="list-style-type: none"> ■ Kraftstoffverbrauch ■ Kraftstoffkosten ■ AdBlue-Kosten ■ Schmierstoffkosten ■ Wartungs- und Reparaturkosten 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Versicherungen der Sattelzugmaschinen und des Sattelauflegers ■ Allgemeine Steuern der Transportfahrzeuge ■ Wiederkehrende TÜV-Kosten des Fahrzeugs ■ Wiederkehrende Prüfungen der Druckbehälter im MEGC-Speicher

<ul style="list-style-type: none"> ■ Reifenkosten ■ Mautgebühren ■ Löhne 	
---	--

3.4.5 Kostenvergleichsrechnung

Zusammenfassend ergeben sich auf Basis der angesetzten Annahmen und Kosten folgende Gesamtkosten für die beiden Distributionsmodelle:

Tab. 10: Kostenzusammenstellung und -vergleich der Distributionsmodelle

Kostenart	Mobiles Befüllungsmodell	Wechselcontainer-Modell
Jährliche Kapitalkosten	37.051 €	92.600 €
Jährliche Betriebskosten	138.374 €	64.016 €
Gesamtjahreskosten	175.425 €	156.616 €
Jährlich zu versorgende Wasserstoffmenge	208.200 kg	208.200 kg

Aus der Gegenüberstellung der Kosten in Tab. 10 ist zu erkennen, dass das Wechselcontainer-Modell gegenüber dem mobilen Befüllungsmodell deutlich kapitalkostenintensiver ist. Dieser Kostenunterschied ist auf die höhere Anzahl der benötigten, relativ hochpreisigen, MEGC-Speicher und der darin verwendeten Druckbehälter zurückzuführen. Während in der Fallstudie mit dem mobilen Befüllungsmodell die tägliche Versorgung aller Kunden mit einem einzigen MEGC-Speicher erreicht werden konnte, benötigte die Variante mit dem Wechselcontainer-Modell bereits bei der Anschaffung drei kostenintensive MEGC-Speicher.

Hierbei ist jedoch zu beachten, dass bei zukünftig gebauten Wasserstofftankstellen die Versorgungsmodelle nach dem Wechselcontainer-Modell präferiert werden können, da in diesem Fall ein stationärer Speicher vor Ort entfallen kann, da diese Funktion durch den Wechselcontainer erfüllt werden kann. Hieraus leitet sich weiteres Kostensenkungspotential des Wechselcontainer-Modells mit Blick auf die gesamte Wertschöpfungskette ab.

Aus Sicht der OPEX-Kosten und der damit jährlich laufenden Betriebskosten ist das Wechselcontainer-Modell deutlich kostengünstiger, welches jährlich 74.358 Euro weniger laufende Betriebskosten verursacht als das mobile Befüllungsmodell. Grund hierfür sind die deutlichen Zeiteinsparungen und geringeren Fahrtstrecken

Unter der Annahme, dass 4.164 Kilogramm grüner Wasserstoff innerhalb einer Woche und damit 208.200 kg/Jahr von beiden Distributionsmodellen versorgt werden müssen, ergeben sich für das mobile Befüllungsmodell (siehe Abb. 38) spezifische Kosten von 0,84 Euro je transportiertem Kilogramm. Das Distributionsmodell mit den austauschbaren Wechselcontainern weist dagegen spezifische Kosten von 0,75 Euro/kg auf und erreicht damit eine Kosteneinsparung gegenüber dem mobilen Befüllungsmodell von etwa 0,09 Euro/kg. Für die Wahl des Wechselcontainer-Modells würde sich aus der Differenz der beiden Distributionsmodelle somit ein jährliches Einsparpotenzial von 18.809 Euro ergeben.

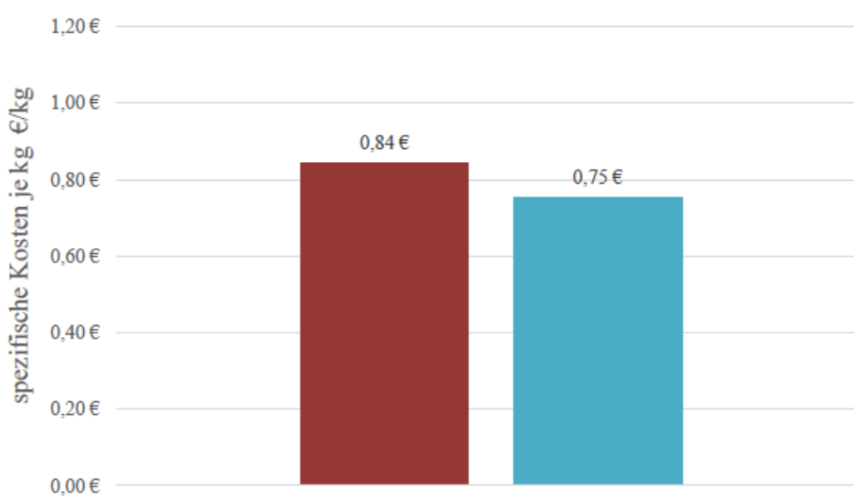


Abb. 38: Kosten je kg – in rot das mobile Befüllungsmodell und blau dargestellt das Wechselbrücken-Modell (Quelle: eigene Berechnungen in Stäudle 2021)

3.4.6 Sensitivitätsanalyse

Die nachfolgenden Sensitivitätsanalysen in Abb. 39 und Abb. 40 dienen dazu, die Empfindlichkeit der verschiedenen Kostenarten der beiden Distributionsmodelle erkennbar zu machen. Nachgehend ist ein prozentualer Kostenanstieg für alle Kostenarten von max. 20 Prozent und eine max. Kostensenkung von 20 Prozent angesetzt.

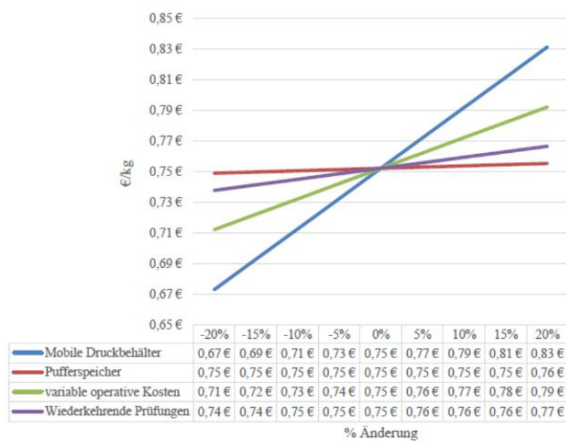


Abb. 39: Sensitivitätsanalyse Wechselcontainer-Modell
(Quelle: eigene Berechnungen in Stäudle 2021)

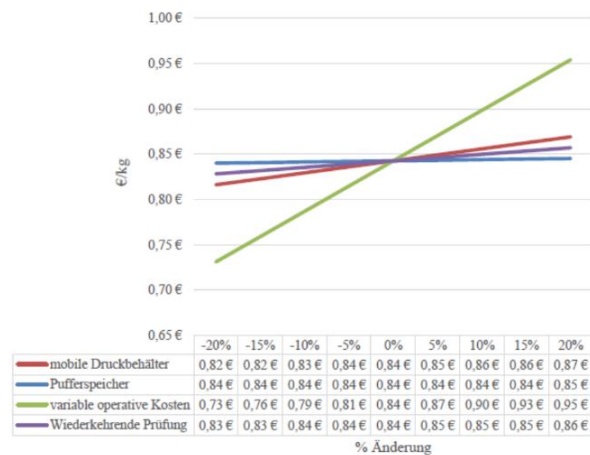


Abb. 40: Sensitivitätsanalyse mobiles Befüllungsmodell
(Quelle: eigene Berechnungen in Stäudle 2021)

Anhand der Abb. 39 wird ersichtlich, dass für das Distributionsmodell mit den austauschbaren Wechselcontainern die größten Kostensenkungen der spezifischen Kosten durch die Preisminderung der Druckbehälter erreicht werden kann. Eine prozentuale Einsparung von 20 Prozent bei den Anschaffungskosten der Druckbehälter führt bereits zu einer Kostensenkung der spezifischen Kosten von 0,75 Euro/kg auf 0,67 Euro/kg.

Hierbei wird deutlich, dass für das mobile Befüllungsmodell besonders die variablen operativen Kosten einen signifikanten Einfluss auf die entstehenden spezifischen Kosten haben. So konnten beispielsweise die spezifischen Kosten am deutlichsten mit einer Kosteneinsparung von 20 Prozent anhand der variablen Operativen Kosten auf 0,73 Euro/kg gesenkt werden. Die hohe Sensitivität der variablen operativen Kosten ist in Abb. 40 mit der insgesamt benötigten Beförderungszeit des Versorgungsmodells und der damit entstehenden Fahrleistung des Transportfahrzeugs zu begründen. Als zweitgrößter Kostenblock beeinflussen die Ausgaben für die benötigten Druckbehälter die spezifischen Kosten massiv. In Relation zu dem Wechselcontainer-Modell können hierbei jedoch nur geringere Einsparungen erreicht werden, da entsprechen den Ergebnissen der Fallstudie für das H₂-Versorgungsmodell nur ein MEGC-Speicher benötigt wird.

Zusammenfassend lässt sich aus den beiden Sensitivitätsanalysen erkennen, dass für das Wechselcontainer-Modell der kritische Kostenblock bei den „Kosten der mobilen Druckbehälter“ und für das mobile Befüllungsmodell bei dem Kostenblock „variable operative Kosten“ liegt, deren Bedeutung bei den spezifischen Kosten herausragt. Ursache dafür sind die bereits erwähnten benötigten MEGC-Speicher je Versorgungsmodell und die benötigten Gesamtbelieferungszeiten je Distributionsmodell.

4 Wasserstoffbedarfe und -nutzung

4.1 Anwendungsfeld Mobilität

4.1.1 Ermittlung des potenziellen Wasserstoffbedarfs der Region (Nutzfahrzeuge Industrie)

Es existieren bereits verschieden wasserstoffbetriebene Lastwagen und Lieferwagen. Eine Übersicht verfügbarer Fahrzeuge ist im Anhang zu finden (A3). Um die Entwicklung des Wasserstoffbedarfs in Ulm und Umgebung im mobilen Bereich abzuschätzen, wurden Firmen in Ulm und Umgebung hinsichtlich ihrer Pläne, Wasserstofffahrzeuge einzusetzen, befragt. Der Fokus lag dabei auf dem Einsatz von LKWs, Bussen und Sonderfahrzeugen, aber auch andere Anwendungen wurden ermittelt. Im Zuge der Befragung wurden auch Aspekte hinsichtlich Voraussetzungen für die Einführung von Wasserstoff, Tankinfrastruktur, Nachhaltigkeit und Geschäftsmodellen berücksichtigt.

Zunächst wurden Firmen aus der Region Ulm und Neu-Ulm, welche dem Mobilitätssektor zuzuordnen sind, im Rahmen eines Workshops eingeladen, anhand von gestellten Fragen Ihre Pläne zum Thema Wasserstoff zu äußern. Die Firmenauswahl wurde anhand der folgenden Kriterien ausgewählt.

- Im Umkreis von 100 Kilometer rund um Ulm/Neu-Ulm
- Mittelständisches Unternehmen sowie Großunternehmen
- Zusammenhang mit dem Mobilitätssektor muss vorhanden sein (benötigen Nutzfahrzeuge)
- Vorhandensein eines Fuhrparks, der auf Wasserstofffahrzeuge umgerüstet werden kann

Die Ergebnisse, die aus dem Workshop hervorgegangen sind, wurden analysiert und ausgewertet. Da jedoch nur wenige Unternehmen die Fragen beantwortet hatten, wurde ein erweiterter Fragebogen erstellt. Dieser Fragebogen hatte das Ziel, mehr Firmen zu erreichen und den Wasserstoffbedarf der Unternehmen besser einschätzen zu können.

Zusätzlich zu den Firmen, die am Workshop teilgenommen haben, wurden weitere Firmen vom H2PUR Team kontaktiert. Diese wurden zur Datenerhebung per E-Mail angeschrieben oder telefonisch kontaktiert und um die Beantwortung des Fragebogens gebeten. Dabei bestand die Möglichkeit, den Fragebogen selbstständig oder mithilfe eines Mitarbeiters von H2PUR auszufüllen. Der Fragebogen gliederte sich in die Kategorien "Steckbrief

Unternehmen“, „Einstiegsszenarien“, „Tankstellen“, „Geschäftsmodelle zur Fahrzeugnutzung“ und „Herkunft/Nachhaltigkeit des Wasserstoffs“.

Nach Abschluss der Befragung lagen Daten von 28 Firmen vor, die für die Auswertung berücksichtigt werden konnten. Allerdings waren auf vielen Fragebögen nicht alle Fragen beantwortet, sodass meist weniger Daten zur Auswertung vorhanden waren. Die von den Unternehmen ausgefüllten Fragebögen wurden gesammelt und in einer Excel Tabelle zusammengefasst. Die Daten, welche im Zuge des durchgeführten Workshops erhoben wurden, wurden ebenfalls in die Tabelle aufgenommen und bei der Auswertung berücksichtigt. Für die Auswertung wurden die Daten anonymisiert. Der Fragebogen, eine Übersicht der kontaktierten Unternehmen und ihrer Standorte, sowie die detaillierte Auswertung des Fragebogens befindet sich im Anhang. Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse der Befragung hinsichtlich des zu erwartenden H₂-Bedarfs dargestellt.

Wasserstoffbedarf kommerzieller Transport

Die Firmen, welche sich an der Befragung beteiligten, zeigten ein großes Interesse am Einsatz von Wasserstofffahrzeugen. Mehr als 60 Prozent gaben an, den Einsatz solche Fahrzeuge im nächsten Jahrzehnt zu planen. 17 der Firmen machten bereits detaillierte Angaben zur Anzahl und zum Startzeitpunkt einer Pilotphase für den Einsatz von H₂-Fahrzeugen. Die aus den Angaben der Firmen resultierende Anzahl an Wasserstofffahrzeugen in dieser Pilotphase ist in Abb. 41 zu sehen. Basierend auf den Ergebnissen des Fragebogens ist bis zum Jahr 2028 zwischen 48 und 54 Fahrzeugen zu rechnen.

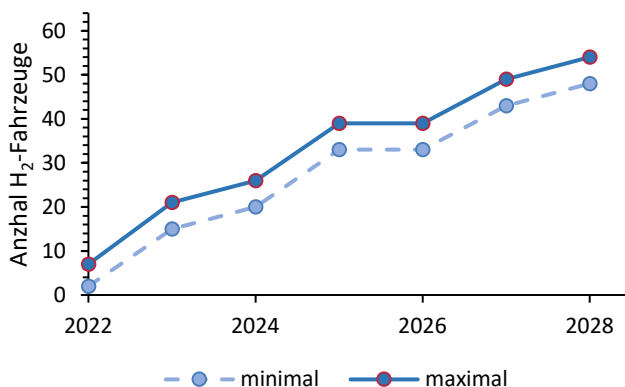


Abb. 41: Anzahl der (potenziell) eingesetzten Wasserstofffahrzeuge in der Pilotphase

Aus den Angaben der Unternehmen wurde der Wasserstoffbedarf für die nächsten Jahre abgeschätzt. Dazu wurde der durchschnittliche Wasserstoffbedarf je Kilometer für verschiedene Fahrzeugtypen aus den Herstellerangaben bereits erhältlich bzw. bald

erhältlicher LKW und Lieferwagen ermittelt (siehe Anhang A3) und mit der durchschnittlichen Fahrleistung, die von den Unternehmen angegeben wurde, multipliziert. Das Ergebnis ist in Abb. 42 zu sehen. Sollten die Unternehmen ihre Pläne für Pilotphasen, wie im Fragebogen angegeben umsetzen, ist für das Jahr 2024 bereits mit einem Wasserstoffbedarf von rund 200 Tonnen pro Jahr zu rechnen.

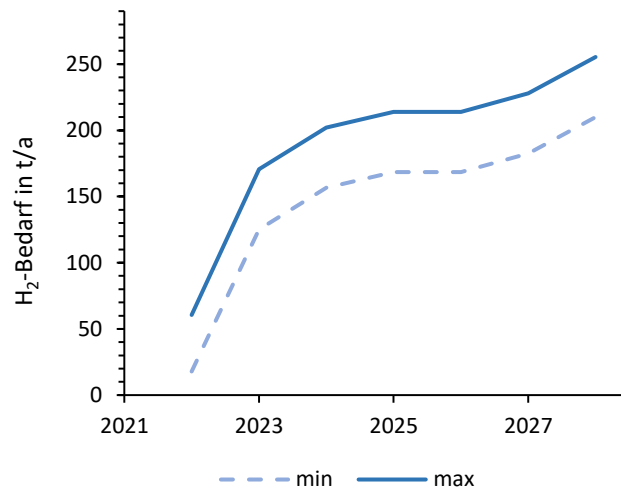


Abb. 42: Wasserstoffbedarf für die Fahrzeuge der Pilotphase bis 2028, basierend auf den Angaben von zehn Unternehmen

Zwei Firmen gaben an zwischen 2024 und 2030 ihre gesamte Flotte umstellen zu wollen. Sollten diese Unternehmen ihre Pläne umsetzen wird der Bedarf im Jahre 2030 bei mindestens 1700 Tonnen liegen.

Wasserstoffinfrastruktur

In Ulm gibt es bisher eine Wasserstofftankstelle, zwei weitere sind in Planung. Die Standorte sind in Abb. 43 zu sehen. Für mehr als die Hälfte der an der Befragung teilnehmenden Unternehmen wären diese Tankstellen ausreichend, um eine Pilotphase zu starten.

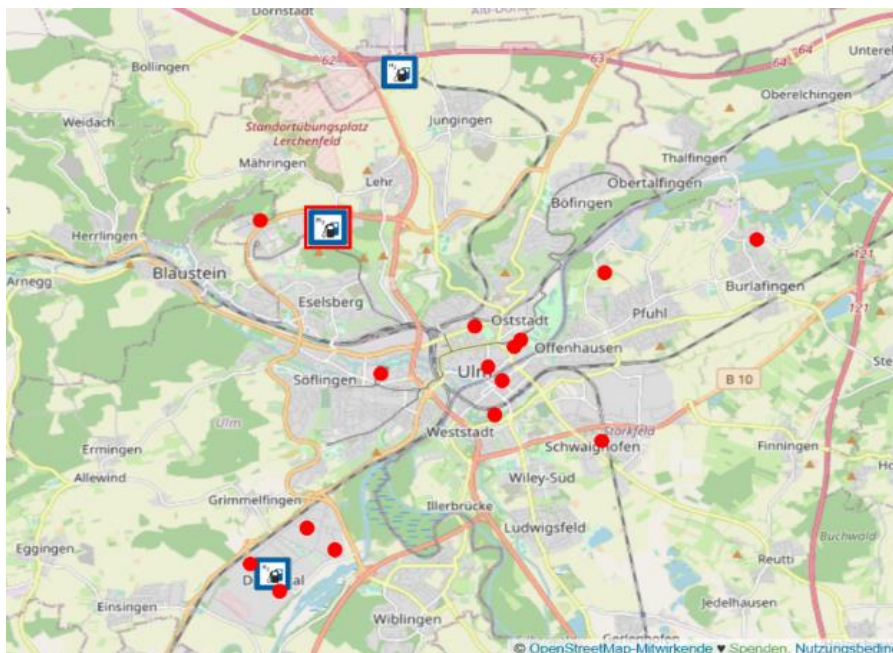


Abb. 43: Standorte der existierenden (rot umrahmt) und geplanten Wasserstofftankstellen, sowie Standorte potenzieller Nutzer (rote Punkte) (Eigene Darstellung mit Open Street Map)

Nur knapp 40 Prozent der Unternehmen gaben an, dass weitere Standorte benötigt werden, um in die Technologie einzusteigen. Die gewünschten zusätzlichen Standorte befinden sich hauptsächlich im weiteren Umkreis von Ulm und weniger im Stadtgebiet selbst. 46 Prozent der Unternehmen gaben an, auch an der Errichtung eigener H₂-Tankstellen interessiert zu sein, sofern die entsprechende Förderung und Unterstützung vom Staat vorhanden ist.

4.1.2 Bussektor

Es sind inzwischen mehrere Busse für den Personentransport auf Basis von Brennstoffzellen erhältlich. Weltweit gibt es mehr als 20 Firmen, die Brennstoffzellenbusse herstellen oder in naher Zukunft auf den Markt bringen wollen. Eine tabellarische Übersicht ist im Anhang finden. Dabei sind für den Stadtverkehr hauptsächlich kurze Busse (bis 13 Metern Länge) erhältlich, die bereits in mehreren deutschen Städten eingesetzt werden.

In Gesprächen mit den Stadtwerken Ulm SWU²³ wurde erwähnt, dass besonders Gelenkbusse mit einer Länge von 18 Metern für den Einsatz in Ulm von Interesse sind. Van Hool und die Firma New Flyer aus Kanada bieten zurzeit Gelenkbusse dieser Größe an. Der französische Hersteller Safran plant mit einer 18 Meter Version des neuen Busses Hycity im Jahr 2023. Ebenso will Solaris seinen Gelenkbus Urbino 18 Hydrogen Ende 2022 vorstellen. Zudem gibt es Unternehmen, die die Umrüstung von herkömmlichen auf Wasserstoffantriebe anbieten.

Wasserstoffbedarf Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm

Die Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm (SWU) betreibt momentan 66 Dieselbusse, die zwischen 200 und 450 Kilometer am Tag fahren und um die 20 Stunden pro Tag im Einsatz sind²³. Bei einem Umstieg auf elektrische Fahrzeuge und aufgrund zunehmender Fahrgastzahlen werden in der Zukunft vermutlich mehr Fahrzeuge benötigt, so dass langfristig ca. 50 H₂-Busse und 30 Batteriebusse vorstellbar wären. Die Batteriebusse würden dann eher auf den kürzeren Routen eingesetzt. Es besteht der Plan bei 45 Prozent der Neuanschaffungen emissionsfreie Technologien zu wählen. Ab 2025 sollen dann 65 Prozent der Neuanschaffungen emissionsfrei sein. Da die SWU auch die Straßenbahn betreibt und somit Erfahrung mit Hochvoltfahrzeugen aber nicht mit Wasserstoff hat, wird das erste emissionsfreie Fahrzeug eher ein Batteriefahrzeug als ein Wasserstofffahrzeug sein.

²³ Gesprächsnotiz vom 7.10.21

Würden von den Stadtwerken langfristig 50 H₂-Busse betrieben, die 450 Kilometer am Tag fahren, so ergäbe sich daraus ein Wasserstoffverbrauch von ca. 903 Tonnen im Jahr. Zur Berechnung des Wasserstoffverbrauchs pro Kilometer wurde der Mittelwert des Verbrauches der ermittelten verfügbaren Fahrzeuge aus Tabelle 3 (des Fragebogens im Anhang) verwendet.

Zeithorizont

Aus dem Gespräch mit den SWU²³ haben Dieselbusse eine Lebensdauer von ca. zwölf Jahren. Jedes Jahr werden bei den SWU ca. vier bis sechs neue Busse ersetzt. Sollte sich die SWU für den Einsatz von Wasserstoffbussen entscheiden, so wäre ein Start mit fünf bis zehn Busse möglich.

Um im Folgenden die Entwicklung des Wasserstoffbedarfs zu bestimmen, wurde angenommen, dass ab dem Jahre 2025 jedes Jahr vier Wasserstoffbusse beschafft werden. Das bedeutet, dass ab dem Zeitpunkt ein Großteil der sowieso anstehenden Neubeschaffungen auf Wasserstoffbasis erfolgen würden. Die so ermittelte Entwicklung des Wasserstoffbedarfs ist in der nachfolgenden Tabelle zu sehen. Bis zum Jahre 2030 wäre dann ein H₂-Bedarf von 433 Tonnen pro Jahr zu erwarten.

Tab. 11: Entwicklung des Wasserstoffbedarfs im Bussektor

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Anzahl H ₂ -Busse	0	4	8	12	16	20	24	28	32
H ₂ -Bedarf in t/Jahr	0	73	145	217	289	361	434	506	578

Bisher betreiben die SWU eine eigene Betriebshoftankstelle in der Bauhoferstraße in Ulm. Auch beim Umstieg auf Wasserstoff wird eine eigene Tankstelle angestrebt, allerdings an einem neuen Standort, da die Kapazität des jetzigen nicht ausreicht.

Die Tankstelle muss Wasserstoff sowohl mit 350 bar als auch mit 700 bar betanken können und sollte für die Öffentlichkeit zugänglich sein. Die Nutzung der schon am Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW) vorhandenen Tankstelle in der Helmholtzstraße ist nur begrenzt möglich, da sie maximal für 10 bis 15 Busse eingesetzt werden kann. Außerdem liegt sie ungünstig und würde für die meisten Busse eine extra Fahrt zum Tanken bedeuten. Auch die Infrastruktur für die Wartung der Busse ist noch zu klären. Das Ziel wäre, hier ebenfalls die Wartung in einer eigenen Werkstatt durchzuführen. Am Anfang wäre auch eine Wartung des Herstellers denkbar.

Wasserstoffbedarf weiterer lokaler Busbetreiber

Neben den Stadtwerken stellen auch private Firmen Busse für den Nahverkehr zur Verfügung. Aus der Auswertung des Fragebogens ergab sich, dass die Firma Brandner Bus Schwaben Verkehrs GmbH (BBS), die unter anderem Linienverkehr in der Region Allgäu-Schwaben bereitstellt, ggf. fünf Fahrzeuge bis zum Jahre 2028 mit Wasserstoff betreiben will. Die Fahrzeuge haben eine durchschnittliche Fahrleistung von 50.000 Kilometer im Jahr, woraus sich ein Wasserstoffbedarf von 27,5 Tonnen im Jahr ergibt.

4.1.3 Bahn

In Deutschland gibt es inzwischen einige wasserstoffbetriebene Züge und weitere Projekte, in denen Züge entwickelt oder auf Wasserstoff umgerüstet werden. Viele dieser Projekte planen eine Inbetriebnahme der ersten Züge in den Jahren 2023 oder 2024. Bereits seit 2018 ist der Coradia iLint 54 im probeweisen Einsatz im Elbe-Weser-Netz und verkehrt zwischen Cuxhaven, Bremerhaven und Buxtehude.

Situation in Baden-Württemberg

Der Betrieb des schienengebundenen Nahverkehrs fällt in den Zuständigkeitsbereich der Länder. In Baden-Württemberg sind hierzu verschiedene Projekte in der Planung oder Umsetzung:

1. Tübingen, Horb, Pforzheim
2. Zollern-Alb-Bahn
3. Offenburg-Freudenstadt
4. Projekt H2 SO „Wasserstofftechnologien am Südlichen Oberrhein“
5. Land BW hat eine Studie zur Elektrifizierung von Bahnstrecken und alternative Antriebe von Fahrzeugen in Auftrag gegeben

Auch Einsätze von batterieelektrischen Fahrzeugen sind geplant, z.B. 20 batterieelektrische Nahverkehrszüge der Siemens Mobility GmbH im NETZ 8 Ortenau ab 2023.

Geeignete Strecken in Ulm und Umgebung

Mehrere Schienennetze rund um Ulm und Neu-Ulm sind nicht oder nur teilweise elektrifiziert, was nach wie vor den Einsatz von Dieselloks bedarf. Diese Strecken könnten zum Teil mit Wasserstoffzügen versorgt werden.

In Bayern wird die Illertalbahn von Kempten über Memmingen bis Neu-Ulm derzeit elektrifiziert. Nicht elektrifiziert ist weiterhin der Abschnitt zwischen Senden und Weißenhorn (Abb. 44). Auf Basis der aktuellen Fahrten auf dieser Strecke lässt sich ein Potential von ca. 60 Tonnen Wasserstoff im Jahr errechnen.



Abb. 44: Bahnstrecke Senden - Weißenhorn (Quelle: Open Street Map)

Abb. 45 zeigt die nicht elektrifizierten Strecken um Ulm in Baden –Württemberg.

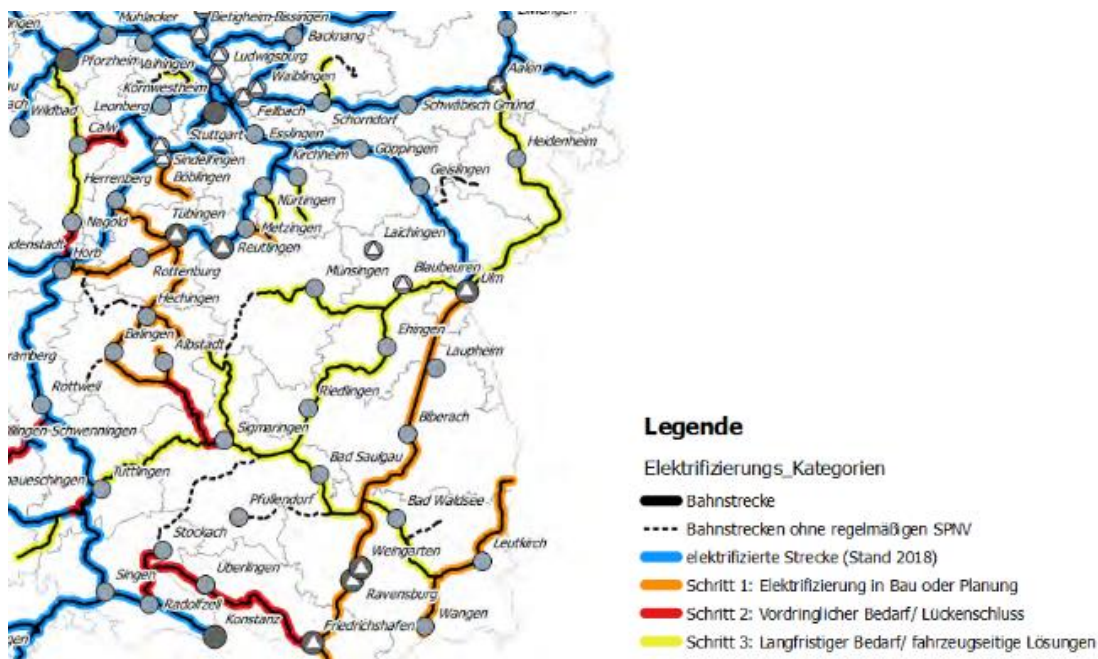


Abb. 45: Nicht elektrifizierte Strecken um Ulm(Ausschnitt) (Quelle: Ministerium für Verkehr Baden-Württemberg (VM) 2018)

Aus dem Gespräch mit der Deutschen Bahn am 2.3.2022 ergab sich, dass nicht einzelne Strecken, sondern Netze zu betrachten sind, da Züge (außer für Pilotprojekte) nicht für einzelne Strecken, sondern für Netze mit Linienbündel beschafft werden. Eine Umstellung ist immer nur im Rahmen der Neuvergabe dieser Linienbündel möglich und sinnvoll. Im Falle

des am ehesten in Betracht kommenden Netzes "Donau Ostalb" ist eine Neuvergabe für den Zeitraum ab 2027 vorgesehen. Die dazugehörige Ausschreibung wird voraussichtlich in 2024 erfolgen. Das Netz beinhaltet die nicht-elektrifizierte Strecke Ulm - Sigmaringen mit einer Länge von 93 Kilometer. Würden 21 Züge pro Tag und ein Verbrauch von 26 Kilogramm Wasserstoff pro 100 Kilometer angenommen (siehe Nawrocki 2018), ergibt sich ein Verbrauch von ca. 370 Tonnen Wasserstoff im Jahr.

Weiter sind die geplanten Aktivitäten der Bahn rund um den Einsatz von Wasserstoff aktuell nicht abschätzbar. Zwar wird das Instandhaltungswerk der Deutschen Bahn auf dem Gelände des alten Rangierbahnhofs in Ulm aktuell für die Wartung von Wasserstoffzügen modernisiert (siehe Deutsche Bahn AG 2022). Hier ist die Wartung des Siemens Mireo ab dem im Jahre 2024 geplant, der im Raum Tübingen eingesetzt und betankt und lediglich zwei bis dreimal zur Wartung eingeplant ist. Ein relevanter Wasserstoffbedarf ergibt sich daraus nicht.

Züge sind oft 30 Jahre und länger im Einsatz, so dass davon auszugehen ist, dass eine komplette Umstellung auf Wasserstoff sich über mehrere Jahrzehnte erstrecken würde, sofern nur bei Ausmusterung alter Züge auf Wasserstoffantrieb umgestellt wird. Da auch in der Zukunft weitere Strecken rund um Ulm und Neu-Ulm elektrifiziert werden können, kann ein Bedarf an dieser Stelle aktuell nicht seriös abgeschätzt werden.

4.1.4 Sonder- und Kommunalfahrzeuge

Eine weitere Möglichkeit für den Einsatz von Wasserstoff ist im Bereich der Sonder- und Kommunalfahrzeuge. Dies betrifft z.B. Müllfahrzeuge, Kehrmaschinen aber auch Baumaschinen oder Stapler. Im folgenden Kapitel werden vor allem Müllfahrzeuge betrachtet, da diese als Flotte betrieben werden und sich somit gut für die Einführung einer neuen Technologie eignen.

Verfügbarkeit der Technologie

Es gibt bisher einige Müllfahrzeuge im Einsatz oder im Probebetrieb, die mit Wasserstoff betrieben werden. Einige Beispiele sind im Anhang zu finden (A3). Für Fahrzeuge wie Kehrmaschinen, Kanalreinigung und Winterdienst sind bisher fast keine Hersteller bekannt. Eine Ausnahme ist der Hersteller Green Machines, der seit 2020 eine wasserstoffbetriebene Kehrmaschine (GM 500 H2) anbietet.

Wasserstoffbedarf

Um den Bedarf an Sonderfahrzeugen, insbesondere Müllfahrzeuge zu ermitteln, wurde ein Gespräch mit den Entsorgungsbetrieben der Stadt Ulm (EBU) geführt²⁴. Die EBU betreibt zurzeit elf Müllfahrzeuge, die sowohl Restmüll als auch Biomüll und Papier transportieren. Dabei werden zehn Fahrzeuge mit Diesel betrieben und eines mit Erdgas. Jedes der Fahrzeuge fährt täglich 160 bis 200 Kilometer.

Bei der Annahme, die gesamte Flotte wird auf Wasserstoff umgestellt, ergibt sich ein Jahresbedarf von ca. 43 Tonnen. Herangezogen wurden hierfür die Anzahl der von den EBU betriebenen Fahrzeuge, deren Fahrleistung sowie die Angaben der im Anhang aufgeführten und verfügbaren H₂-Müllfahrzeuge. Der auf diesen Daten basierende Wasserstoffbedarf beträgt 0,06 kg/km.

Wartung

Die Wartung der momentanen Flotte der EBU wird bisher in einer eigenen Werkstatt vorgenommen. Bei einem Einsatz von wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen soll dies beibehalten werden. Somit wird eine Umrüstung der Werkstatt und eine entsprechende Schulung des Personals benötigt. Für das erste Testfahrzeug wäre allerdings eine Wartung durch den Hersteller wünschenswert.

Tankinfrastruktur

Zur Betankung des bestehenden Fuhrparks der EBU existiert bisher keine Betriebshoftankstelle. Bei einer Umstellung auf Wasserstoff müssten öffentliche Tankstellen oder zugängliche Betriebshoftankstellen, z.B. der SWU genutzt werden. Das von der Firma Faun angebotene Müllfahrzeug hat ein Tankdruckniveau von 700 bar, sodass die Tankstelle dafür geeignet sein muss. Da alle Müllfahrzeuge auf ihren normalen Routen am Ende beim Müllheizkraftwerk im Donautal zum Abladen vorbeikommen, bietet sich dies als ein guter Standort für eine Tankstelle an. Damit wäre die von Iveco geplante Tankstelle sehr gut geeignet. Es wird jedoch eine weitere Tankstelle im Stadtgebiet benötigt, falls die Iveco Tankstelle z.B. wegen Wartungsarbeiten nicht verfügbar ist. Die Routenplanung der Fahrzeuge kann so optimiert werden, dass diese zeitlich versetzt an der Tankstelle eintreffen und zwei Fahrzeuge stündlich bedient werden können.

²⁴ Gesprächsnotiz vom 13.7.2021

Zeithorizont

Nach Aussage der EBU liegt die durchschnittliche Nutzungsdauer eines Müllautos bei acht Jahren. Somit wird im Normalfall ein Fahrzeug pro Jahr ersetzt. Die erste Anschaffung eines alternativen Antriebs ist für 2023 geplant, die Technologie ist jedoch noch offen. Aufgrund der bisher geringen Verfügbarkeit der H₂-Müllfahrzeuge ist davon auszugehen, dass frühestens in zwei bis drei Jahren ein H₂-Fahrzeug angeschafft wird.

Zusammenfassung

Bei einer Umstellung der gesamte Flotte Müllfahrzeuge der EBU ergibt sich ein Jahresbedarf ca. 43 Tonnen im Jahr. Das erste H₂-Müllfahrzeug wird vermutlich frühestens 2024 oder 2025 angeschafft. Eine komplette Umstellung der Flotte würde mindestens acht Jahre dauern. Für andere Anwendungen wie z.B. Winterdienst fehlen zurzeit noch die Fahrzeuge.

4.1.5 Zusammenfassung

Um den möglichen Wasserstoffverbrauch im mobilen Bereich im nächsten Jahrzehnt in Ulm und Umgebung abschätzen zu können, wurden mögliche Nutzer in einem Umkreis von 100 Kilometer von Ulm identifiziert und kontaktiert. Mithilfe eines Fragebogens sowie persönlichen Gesprächen wurde der zukünftige Wasserstoffbedarf abgeschätzt. Die Ergebnisse hinsichtlich des H₂-Bedarfs bis 2028 sind in der folgenden übersichtlich dargestellt:

Tab. 12: Wasserstoffbedarf bis 2028 in verschiedenen mobilen Anwendungen

Sektor	H ₂ -Bedarf in 2028	Anmerkung/Details
Nutzfahrzeuge Industrie	bis 1226 t/a	Basierend auf den Ergebnissen des Fragebogens
ÖPNV-Busse	289 t/a	Theoretischer Bedarf, sofern alle Neuanschaffungen ab 2025 Wasserstofffahrzeuge sind
ÖPNV-Züge	-	Aufgrund Vergabeterminen bis mindestens 2027 kein Bedarf zu erwarten
Sonder- und Kommunalfahrzeuge (Müllabfuhr)	43 t/a	Theoretischer Bedarf basierend auf einer Umstellung der gesamten Flotte der EBU

Die Ergebnisse zeigen, dass der mobile Sektor die treibende Kraft beim Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft sein wird. Besonders im kommerziellen und öffentlichen Transport können in den nächsten Jahren größere Mengen Wasserstoff benötigt werden. Mehrere Firmen zeigten ein starkes Interesse daran Pilotphasen mit Wasserstofffahrzeugen in den

nächsten Jahren zu starten. Basierend auf der Auswertung des Fragebogens kann bis 2024 bereits ein Bedarf von 200 Tonnen pro Jahr erwartet werden, der bis 2028 auf bis zu 1.226 Tonnen anwachsen könnte.

Öffentliche Verkehrsmittel bieten ebenfalls ein hohes Potential, das allerdings von einzelnen, politischen Entscheidungen abhängig ist. Sollten die Stadtwerke entscheiden auf Wasserstoffbusse umzusteigen, entstünde hier ein Bedarf von bis zu 400 Tonnen pro Jahr bis 2030. Der Wasserstoffbedarf im Bereich der Bahn wird bis mindestens 2027 vernachlässigbar bleiben. Auch der potenzielle Bedarf von wasserstoffbetriebenen Müllfahrzeugen bleibt klein.

Der Mobilitätssektor in der Region um Ulm bietet ein großes Potential für Wasserstoffnutzung in der nahen Zukunft. Aktivitäten, um den Einsatz von Wasserstofftechnologien zu stärken sollten unterstützt werden. Um einen zunehmenden Einsatz von Wasserstofffahrzeuge zu fördern, sollten mindestens zwei H₂-Tankstellen im Stadtbereich zur Verfügung stehen, auch um Redundanz zu gewährleisten. Die Ergebnisse zeigten außerdem, dass Informationsbedarf hinsichtlich der verfügbaren Technologien sowie Fördermöglichkeiten besteht.

4.2 Anwendungsfeld Industrie und Forschung

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie wurden in der Region Akteure identifiziert, die bereits heute schon Wasserstoff im größeren Maßstab einsetzen. Aktuell wird der Wasserstoff von umliegenden zentral organisierten Erzeugungsquellen per Trailer-Anlieferung beschafft. Der jährliche Wasserstoffbedarf der einzelnen Akteure setzt zudem jeweils andere Speichergrößen und Typen voraus.

Die Wieland Werke AG benötigt nach eigenen Angaben seit einigen Jahren konstant etwa 50 Tonnen Wasserstoff jährlich für die Herstellung von Halbfabrikaten aus Kupfer und Kupferlegierungen. Aufgrund des hohen Bedarfs (und geringerer Anlieferfrequenz im Vergleich zu Druckwasserstoff, vgl. 3.3.2) beziehen die Wieland Werke den Wasserstoff in Form von Flüssigwasserstoff. Vor Ort sind Speicherkapazitäten von ca. 2,95 Tonnen im LH₂-Speicher plus 15 Kilogramm in Form von Druckgasflaschen vorgesehen. Wieland ist in der Region an den Standorten Ulm (Baden-Württemberg) und Vöhringen (Bayern) vertreten. Der Wasserstoffbedarf fällt größtenteils am Standort in Vöhringen an und findet im Walzwerk Verwendung.

Ein weiterer Akteur, der heute bereits Wasserstoff einsetzt ist die Schwäbische Härtetechnik Ulm GmbH & Co KG im Ulmer Industriegebiet Donautal. Der jährliche Verbrauch von Wasserstoff liegt bei durchschnittlich ca. 20 Tonnen. Dabei benötigt die Härterei den Wasserstoff als Prozessgas für die thermische Oberflächenbehandlung ihrer Produkte.

Im Industriegebiet Donautal ist außerdem die Firma IVECO und dessen Mutterkonzern CNH Industrial. Als OEM-Unternehmen entwickelt die Firma IVECO intensiv an neuen Antriebstechnologien. Nach eigenen Angaben möchte IVECO in einem Konsortium mit Nikola ab 2023 erste Prototypen eines brennstoffzellenbetriebenen Sattelschleppers ausgewählten Kunden zur Verfügung stellen. Das Konsortium setzt dabei auf die 700 bar Betankungstechnologie und gibt einen steigenden Bedarf, ausgehend von 10 Tonnen jährlich für 2022, an.

Der Gasehändler MTI aus Neu-Ulm vermittelt zum einen mit Trailern angelieferten Wasserstoff der Firma Westfalen, zum andere liefert er Wasserstoff in Druckgasflaschen und -bündeln für kleinere bis mittlere Anwendung. Soweit eine passende Abfüllstation für 200 und 300 bar, 50 Liter, Flaschen und 12er Bündel, zur Verfügung steht und das Produktzertifikat die entsprechende Qualität garantiert, könnte MTI sich gut vorstellen, regional erzeugten Wasserstoff künftig auf diesem Wege zu vertreiben.

Für einen Hochlauf der Wasserstofftechnologie um Verkehrssektor ist der Ausbau der Tankinfrastruktur notwendig und wird damit zu einer relevanten Senke für den Wasserstoffbedarf in der Region. Unterschiedliche Aktivitäten sind hier in der Region vorgesehen, so plant die Stadt Ulm die Realisierung einer Wasserstofftankstelle im Gewerbegebiet Ulmer Norden, dazu kommt eine Tankstelle der Firma im Industriegebiet Donautal. Daneben sind in der Region im Raum Weißenhorn und im Raum Ehingen die Entwicklung von jeweils einer Wasserstofftankstelle geplant. Zusätzlich planen verschiedene weitere private Anbieter Aktivitäten, wie z.B. die Firmen H2Mobility und Jet/H₂ Energy im Rahmen ihrer Ausbaupläne. Die Gesamtbedarfe wurden unter Punkt 4.1 zusammenfassend dargestellt.

Das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW) forscht seit Jahren im Bereich der Brennstoffzellentechnologie und betreibt erfolgreich ein Brennstoffzellen-Testfeldes mit mehreren Prüfständen. Der jährliche Wasserstoffumsatz beträgt rund 33 Tonnen (Stand 2022). Seit Mitte 2022 wird der Neubau der Brennstoffzellen-Testfabrik im Science-Park 2 in Betrieb genommen. Damit wird der Wasserstoffbedarf in den nächsten Jahren weiter steigen; 100 Tonnen im Jahr 2025 erscheinen aus heutiger Sicht realistisch. Für die Versorgung des Testfeldes sind drei stehende Niederdruck-Speicher von 95 Nm³

(nutzbar ~750 kg H₂ bei einem Hub von 10 bis 42 bar) bei einem Druckniveau von 45 bar installiert bzw. einer noch vorgesehen. Nach aktueller Planung könnte die Bereitstellung der Grundversorgung an Wasserstoff ab voraussichtlich 2025 über einen 2 MW Elektrolyseur erfolgen.

Die Summe aller abgefragten Bedarf in Industrie und Forschung ergaben einen H₂-Bedarf 2022 in der Region Ulm/Neu-Ulm von ca. 125 Tonnen. Für 2025 kann ein Bedarf von über 500 Tonnen pro Jahr abgeschätzt werden.

4.3 Anwendungsfeld Gebäudeenergieversorgung und Rückverstromung

4.3.1 Motivation

In diesem Kapitel werden potenzielle zukünftige Energiesenken, für die ein Wechsel zu Wasserstoff als Energiequelle behandelt. Als Grundlage hierzu werden bisherige Energiebedarfe der SWU zu Hilfe genommen. Damit können realistische Abschätzungen gemacht werden. Darüber hinaus werden Notstromaggregate als mögliche dauerhafte Wasserstoffverbraucher betrachtet. Diese sind bereits in wasserstoffbetriebenen Varianten vorhanden und somit technisch für einen Wechsel geeignet. Zusätzlich steht für H₂ das Erdgasnetz als Senke zur Verfügung.

In der nachfolgenden Abbildung sind die verkauften Mengen an Energieträgern der verschiedenen Versorgungsbereiche der SWU Energie GmbH aufgelistet. Interessant für die Betrachtung sind dabei die Mengen an Strom: Im Jahr 2020 wurden 1.679 GWh an elektrischem Strom sowie 1.412 GWh an Erdgas bereitgestellt (SWU 2020). Der Brennwert des Erdgases in Ulm und Umgebung wird mit etwa 11,26 kWh/m³ angegeben (SWU 2021).

	verkaufte Menge	zum Vorjahr
Strom	1.679 GWh	+ 2,0 %
- davon SWU Energie GmbH	1.124 GWh	- 3,46 %
- davon Großhandel	556 GWh	+ 15,3 %
Erdgas	1.412 GWh	- 13,7 %
Trinkwasser	11.858 Tsd. m ³	+ 3,5 %
Fernwärme	89 GWh	+ 2,1 %
WDL	28 GWh	- 6,3 %

Abb. 46: Verkaufte Menge an Energieträgern der Versorgungsbereiche der SWU Energie GmbH (SWU 2021)

Ausgehend von diesen Zahlen betrüge die substituierte Erdgas-Energiemenge von 1.412 GWh bei einem Brennwert von Wasserstoff von 39,4 kWh/kg, einer Wasserstoffmenge von ca. 36.000 Tonnen. Ein 1 MW-Elektrolyseur mit 6.000 Betriebsstunden produziert ca. 116 Tonnen Wasserstoff pro Jahr. Es würden somit für eine vollständige Substitution des Erdgases im Netz der SWU in Summe ca. 310 MW an Elektrolyse-Leistung benötigt. Würden die 36.000 Tonnen Wasserstoff per Trailer transportiert (1.500 kg pro Fahrt, aktuelle Speicher 630 bar), entspräche bei 250 Werktagen im Jahr ca. 96 Fahrten pro Tag. Mit einem Güterzug (vereinfacht 25 MEGC-Container á 1000 Kilogramm) wären immer noch sechs Fahrten pro Werktag nötig. Dieser Punkt würde für den leitungsgebundenen Transport sprechen.

4.3.2 Technologien

Beimischung von Wasserstoff im Erdgasnetz

Regional wurde bis in die 1990er Jahre zum Kochen und Heizen Stadtgas verwendet, das einen Anteil von über 50 Vol.-% Wasserstoff aufwies. Die Leitungsnetze und insbesondere die Verdichterstationen wurden jedoch schon seit den 1960er Jahren auf die Verwendung von günstigerem Erdgas umgestellt. Eine aktuelle Studie des Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches (siehe DVGW 2021) erklärt die Leitungen des deutschen Erdgasnetzes als tauglich für 100 Prozent Wasserstoff, allerdings nicht die Anlagen und Instrumentierungen.

In der Praxis ist die Beimischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz bereits intensiv erprobt und schon heute, je nach Zusammensetzung des Erdgases, bis zu einem Anteil von 20 Vol.-% zulässig. In verschiedenen Regionen Deutschlands konnte mit Forschungsprojekten

erfolgreich nachgewiesen werden, dass die Beimischung von Wasserstoff ohne jegliche Nachteile oder Gefährdung für die Verbraucher vor Ort möglich ist. Dabei ergibt sich beim alltäglichen Gebrauch weder für die Geräte noch bezüglich des Komforts bei der Nutzung ein Unterschied. Die Forschungen zu 30 Vol.-% Wasserstoff im Erdgasnetz laufen bereits. In zahlreichen Untersuchungen wurden für viele Teile der Gasinstallation und für Gasgeräte keinerlei sicherheitsrelevanten Einschränkungen festgestellt. Weitere Untersuchungen laufen aktuell als EU- und DVGW-Forschungsprojekte, auch für höhere Beimischungen (vgl. DVGW 2021).

Laut eigener Aussage in 2022, prüfen die Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH aktuell die Rahmenbedingungen für die Beimischung von Wasserstoff - entsprechend den Vorgaben der Wasserstoffstrategie bzw. Roadmap von EU, Bund oder Land Baden-Württemberg. Eine belastbare Aussage über Zeitpunkt und Umfang der Beimischung ist aktuell nicht möglich.

Laut der Bundesnetzagentur wird das Einspeisepotential aufgrund der rund 900 Erdgastankstellen auf 2 Vol.-% Zumischung von H₂ ins Erdgasnetz limitiert. Dabei darf der zulässige Grenzwert an keiner Stelle des Netzes überschritten werden. An dieser Stelle ist auch die Schwäche vieler Berechnungen für das Einspeisepotential von Wasserstoff zu sehen. Bei diesen wird ein bestimmter Grenzwert auf das komplette Netz angewendet, wobei häufig nicht berücksichtigt wird, dass der zulässige Grenzwert an keiner Stelle des Netzes überschritten werden darf. Da sich der eingespeiste Wasserstoff nicht gleichmäßig im gesamten Netz verteilt, wird die Konzentration an einigen Stellen des Netzes überschritten, wodurch sog. Wasserstoffblasen entstehen können.

Die Kompatibilität des Netzes und seinen unmittelbaren Komponenten wie bspw. Verdichter würde die Herstellung der Kompatibilität aller Netzkomponenten bedeuten. Aktuell verwendete Messeinrichtungen, insbesondere Prozessgaschromatographen sind nicht für die Messung von Wasserstoff zugelassen und müssten ersetzt werden, da sie für eine eichrechtlich korrekte Abrechnung zwingend notwendig sind. Ebenso müssten alle an das Netz angeschlossenen Geräte und Kundenanlagen im Rahmen einer Marktraumumstellung auf ihre Wasserstoffeignung überprüft werden. Viele Hersteller von Heizgeräten geben bei heute eingebauten Neugeräten eine Kompatibilität mit höheren Wasserstoffgehalten an. Die grundsätzliche Frage wird künftig sein, ob überhaupt flächendeckend mit H₂-Brennern geheizt wird ob hier andere Technologien wie Wärmepumpen oder KWK-Anlagen zielführender sind. Festzustellen ist der Verlust der stofflichen Eigenschaften des reinen Wasserstoffs bei einer Beimischung ins Erdgas. Dieser ist für bestimmte Anwendungen wie bspw. in der Stahlindustrie in seiner reinen Form notwendig und kann nach einer Beimischung nur mit relativ großem Aufwand wieder aus dem Erdgas extrahiert werden. Der

weiter oben beschriebene Ansatz, parallel zum Erdgasnetz ein reines Wasserstoffnetz aufzubauen bzw. umzuwidmen, im Rahmen des European Hydrogen Backbone oder anderer Initiativen, erscheint aus heutiger Sicht in jedem Fall zielführend.

Potential der Wasserstoffspeicherung im Erdgasnetz in Ulm

Wird als eine zulässige Beimischung von Wasserstoff ein Anteil von 2 Vol.-% angenommen, so ergibt ausgehend von den Daten der SWU (Abb. 46) ein Potential zur Einspeisung von 223 Tonnen Wasserstoff pro Jahr. Wird die zulässige Beimischung weiter auf 5 Vol.-% erhöht, erhöht sich das Potential auf 558 Tonnen Wasserstoff pro Jahr. Zudem ermöglicht es die Kapazität des Erdgasnetzes im Falle höherer Produktion als Bedarf der sonstigen Abnehmer, überschüssigen Wasserstoff einzuspeichern. Da jedoch grüner, reiner Wasserstoff zum jetzigen Zeitpunkt noch ein sehr hochwertiger und teurer Brennstoff ist, ist die Verdünnung im Erdgasnetz nicht die erste Wahl der Nutzung.

Potential der Nutzung von H₂ in stationären Brennstoffzellensystemen in Ulm

Laut dem Marktstammdatenregister sind mit Erdgas betriebene Brennstoffzellensysteme mit einer elektrischen Gesamtleistung von 68 kW in Ulm und Umgebung installiert (vgl. Marktstammdatenregister²⁵). Dies ergäbe ein Potenzial von bis zu 52 Tonnen H₂ pro Jahr. Da die existierenden Brennstoffzellen über ein weites Gebiet verstreut sind, würde die Anlieferung zunächst über LKW erfolgen. Diese Option wäre erst langfristig bei Verfügbarkeit eines feinverteilenden Wasserstoffnetzes plausibel nutzbar (siehe BHKW-Forum 2020).

Notstromaggregate als Wasserstoffverbraucher

Die nachfolgende Tabelle Tab. 13) zeigt Leistungen der größten in Betrieb befindlichen Notstromaggregate in der Region Ulm/Neu-Ulm aus dem Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur. Es ist ersichtlich, dass bereits die neun größten Notstromaggregate eine Nettonennleistung von 59 MW zur Verfügung stellen, wovon allein die Universität Ulm TVZ mit einer Nettonennleistung von 42 MW knapp 71 Prozent ausmacht. Die Firma AVS Aggregatebau betreibt bereits Notstromaggregate mit Wasserstoffantrieb im Rahmen bereits Projekte in den Bereichen Wasserstoffnutzung mit Brennstoffzellen, Stromaggregaten und Wasserstoffnutzung mit Motorenherstellern. Seit Ende 2021 wird im Rahmen eines Projekts ein Brennstoffzellen-Stromaggregat für eine Versorgung einer Liegenschaft in Bremen in

²⁵ Stromerzeugungseinheiten, Filter Energieträger [Erdgas] & Landkreis endet auf [Ulm]

Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer Institut und der Wenger Engineering GmbH aus Ulm eingesetzt.

Tab. 13: Leistungen der größten Notstromaggregate in der Region Ulm/Neu-Ulm (Quelle Marktstammdatenregister²⁶)

Anlagenbetreiber	Nennleistung netto (kW)	Anlagenbetreiber	Nennleistung netto (kW)
Universität Ulm TVZ	42.000	Vodafone GmbH (Ulm)	454
Wieland-Werke AG (Vöhringen)	3.750	Wieland-Werke AG (Vöhringen)	431
Wieland-Werke AG (Vöhringen)	3.750	EvoBus GmbH (Neu-Ulm)	320
Zweckverband Thermische Abfallverwertung Donautal	2.500	Wieland-Werke AG (Ulm)	192
PASM Power and Air Condition Solution Management (Ulm)	2.304	PASM Power and Air Condition Solution Management (Ulm)	187,2
PASM Power and Air Condition Solution Management (Ulm)	1.440	Wieland-Werke AG (Ulm)	123
PASM Power and Air Condition Solution Management (Ulm)	1.440	EvoBus GmbH (Neu-Ulm)	40
Universitäts- und Rehabilitationskliniken Ulm	1.120	Natürliche Person (Pfaffenhofen)	8
Abfallwirtschaftsbetrieb des Landkreises Neu-Ulm (Weißenhorn)	1.000		
Gesamtleistung		61.509 kW	

4.3.3 Wirtschaftlichkeitsberechnungen

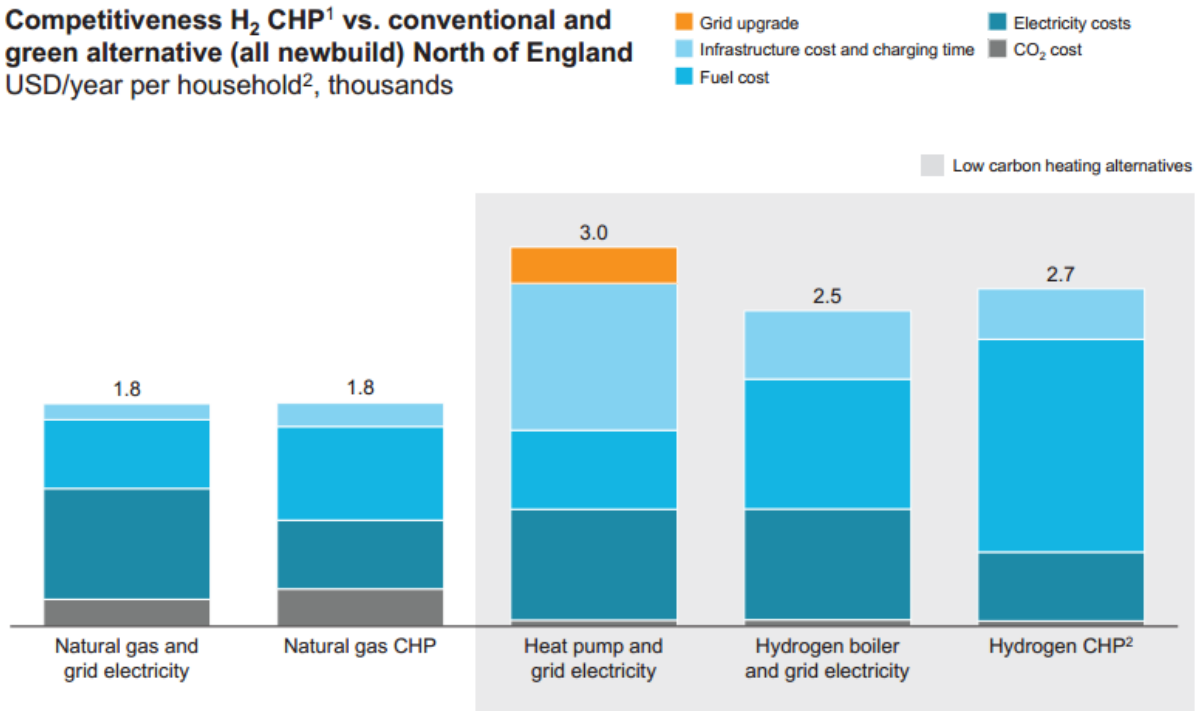
In einer 2020 veröffentlichten Studie vom Hydrogen Council (siehe Hydrogen Council 2020), einem Zusammenschluss von Unternehmen, die Wasserstoff einsetzen, wird die Wettbewerbsfähigkeit und Preisentwicklung von Wasserstoffanwendungen diskutiert. Von besonderem Interesse ist dabei der Vergleich der Gesamtkosten für Betrieb und Anschaffung (total cost of ownership, TCO) im Jahr 2030.

Laut der Studie lassen sich Brenner zum Heizen von Gebäuden vor allem dann günstig einsetzen, wenn die vorhandene Erdgas-Infrastruktur ausgenutzt werden kann. Ab einem

²⁶ Stromerzeugungseinheiten, Filter Energieträger [Mineralölprodukte] & Landkreis endet auf [Ulm]

Wasserstoffpreis von 5,40 USD/kg seien Wasserstoffbrenner günstiger als die Umrüstung auf Wärmepumpen. Wenn die Kosten für Wasserstoff auf 3 USD/kg sinken, entstehen vergleichbare Kosten zu Wärmepumpen in Neubauten. Allerdings bleibt Erdgas (Stand 2020) die günstigste Lösung, solange der Wasserstoffpreis über 1 USD/kg liegt. Die Studie geht von einem Wasserstoffpreis von 2,7 USD/kg und 0,30 USD/kg für die Speicherung in 2030 aus. Sogenannte Brennstoffzellen für kombinierte Wärme- und Stromerzeugung (FC CHP) sind eine weitere Anwendungsmöglichkeit. Die folgende Abbildung zeigt den Vergleich von herkömmlichen Erdgasanwendungen mit FC CHP, Wasserstoffboilern und Wärmepumpen. FC CHP wird mit den anderen beiden erneuerbaren Alternativen vergleichbar, wenn der Wasserstoffpreis auf 2,90 USD/kg sinkt. Insgesamt bleibt auch hier der Betrieb mit Erdgas am günstigsten.

Competitiveness H₂ CHP¹ vs. conventional and green alternative (all newbuild) North of England
 USD/year per household², thousands



1. We system (30% electrical efficiency; 80% overall efficiency)
 2. Assumes new build house with 18 MWh heat and 7.5 MWh electricity consumption – Note that fuel and electricity costs will vary due to specific local conditions
 SOURCE: H2I; DoE; Element Energy; SGC Rapport 2014; Eurostat; IEA; Battelle Memorial Institute

Abb. 47: Vergleich der Wirtschaftlichkeit von Brennstoffzellen CHP und alternativen Anwendungen (siehe Hydrogen Council 2020)

In der Industrie ist Wasserstoff für die reine Wärmegewinnung aus ökonomischer Sicht weniger geeignet. Dafür wären ein nur selten realistischer Wasserstoffpreis von 1,10 USD/kg oder hohe Kosten für CO₂ notwendig. Der Einsatz von Blockheizkraftwerken kann für eine zunehmende regionale Energieautonomie günstig sein. Insgesamt können sie durch ihre

Nachfrage nach Wasserstoff dessen Produktion erhöhen. Von den sinkenden Produktionskosten können alle Wasserstoffanwender profitieren.

Zur Stromgewinnung wurden in der Studie Wasserstoff-Gasturbinen betrachtet. Eine Alternative sind Brennstoffzellen. Welche Technologie sich durchsetzen wird, hängt auch von der Baugröße ab. Gasturbinen sind lange im MW-Bereich etabliert, während Brennstoffzellen diesen Bereich gerade erst erreichen. Einen technologisch wie wirtschaftlich spannenden Ansatz untersucht der Übertragungsnetzbetreiber Transnet BW mit den Partnern THU, KIT und ZSW [13]. Mit sogenannten H₂-Netzboostern soll bei Netzausfall zunächst ein Batteriespeicher die Ausfalleistung übernehmen, bis ein wasserstoffbetriebener Stromerzeuger, zunächst eine Gasturbine, übernimmt. Der Wasserstoff wird im normalen Netzbetrieb über Elektrolyseure hergestellt und gespeichert. Das Konzept ermöglicht neben mehr Stromnetzstabilität auch eine höhere Auslastung des bestehenden Stromnetzes durch strategische Platzierung der Netzbooster an wichtigen Knotenpunkten. Eine Demonstrationsanlage wird gegenwärtig an der THU aufgebaut, um bestmögliche Betriebsstrategien zu erarbeiten.

5 Aufbau einer regionalen Wasserstoffwirtschaft

5.1 Rahmenbedingungen für die Wasserstoffwirtschaft in der Region

Im Zeitraum zwischen dem Antrag und der Erstellung dieser Studie haben sich die Rahmenbedingungen für den Aufbau und die Initiierung einer regionalen Wasserstoffwirtschaft signifikant geändert.

Zum Beantragungszeitpunkt von H2PURe bestanden in Baden-Württemberg und Bayern nur wenige, im direkten Umfeld der Region keine Aktivitäten mit dem direkten Ziel der Initiierung einer Wasserstoffwirtschaft. Somit bestand die Herausforderung in der Schaffung einer weitgehend autarken, in sich geschlossenen Insel, welche im Ausgleich über alle beteiligten Akteure ein tragfähiges Konzept für die Wasserstoffnutzung darstellen sollte. Die erwartete Anzahl der Beteiligten war eher klein. Erschwerend kam hinzu, dass durch die Vorgaben des EEG eine Erzeugung von Wasserstoff nur direkt an einer Erzeugung von ausreichenden Mengen an grünem Strom sinnvoll war. Hieraus ergaben sich in der Region drei mögliche Standorte, die beiden Müllheizkraftwerke und das Wasserkraftwerk Böfinger Halde. Der Schlüssel für die Etablierung einer Wasserstoffwirtschaft lag in der Einführung einer effizienten Straßenlogistik für Wasserstoff, zur Versorgung der bekannten Nutzer.

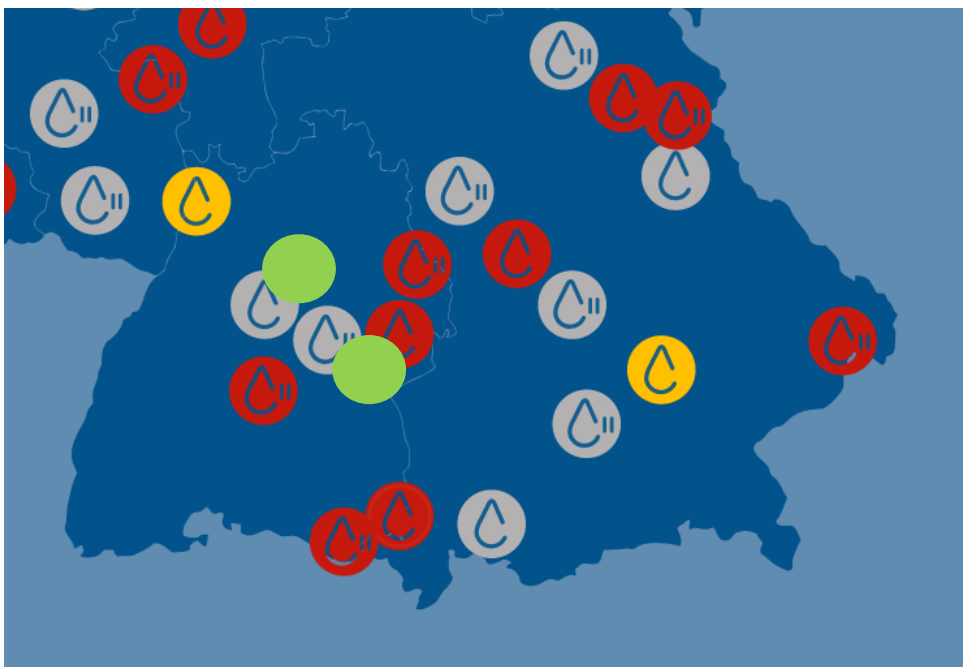


Abb. 48: Karte der HyLand Wasserstoffregionen (grau HyStarter, rot HyExpert, HyPerformer) ergänzt um Modellregion Grüner Wasserstoff (grün, Landesförderprogramm) (Quelle: www.hy.land)

Es war davon auszugehen, dass im Rahmen der zu erwartenden Abnahmemengen, dies nur mit einem lokalen Monopol darstellbar ist. Hierfür sollten geeignete Formen gefunden

werden. Von einer Insellage kann heute nicht mehr gesprochen werden. Sicher auch angespornt durch die Wasserstoffaktivitäten in der Region Ulm/Neu Ulm, aber vor allem begünstigt durch die Bundes- und Landesförderprogramme sind im Umfeld viel Aktivitäten zur Einführung einer Wasserstoffwirtschaft entstanden (siehe Abb. 48).

Ebenso hat sich die Anzahl der Akteure, die sich aktiv mit einer Wasserstoffwirtschaft beschäftigen seit Anfang 2020 sprunghaft nach oben entwickelt. Abb. 49 zeigt die Anzahl der Mitglieder des Clusters Brennstoffzelle BW, in dem auch einige der Bayrischen Akteure der Region aktiv sind.

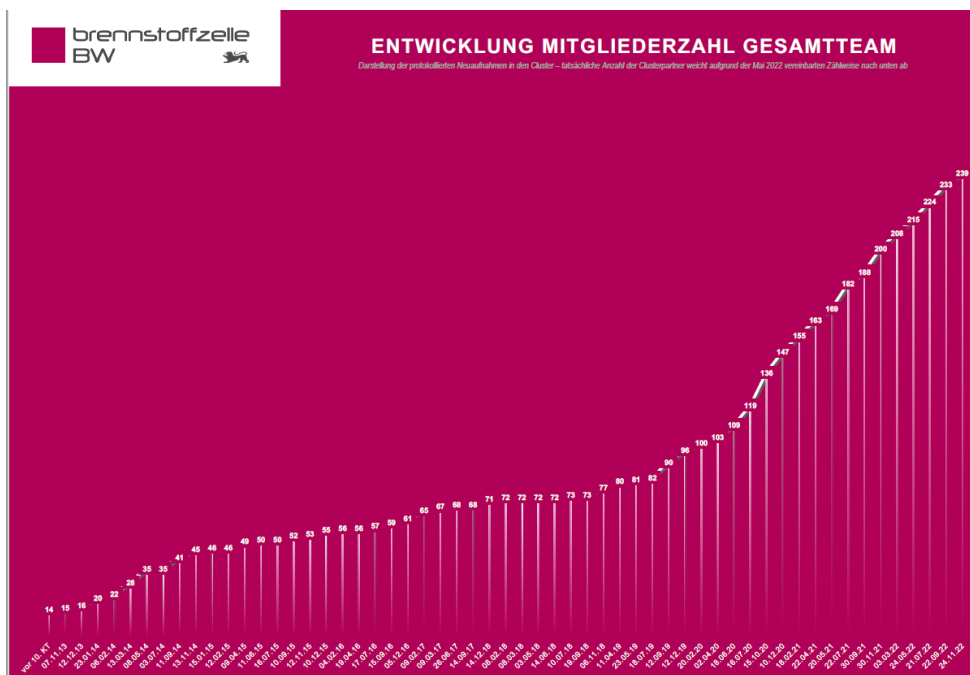


Abb. 49: Mitglieder im Cluster Brennstoffzelle BW nach Beitrittsdatum (Quelle: e-mobil BW 2022)

Es ist auch festzustellen, dass erste Standortentscheidungen für die Ansiedlung von Betrieben der Wasserstoffwirtschaft fallen. In der Region waren das die Entscheidung der IVECO/Nikola für die Errichtung eines LKW-Werkes für BEV und FCEV in Ulm²⁷. Die DANA fertigt Bipolarplatten in Neu-Ulm²⁸, die Bahn errichtet ihre Wartung für Wasserstoffzüge im DB Regio-Werken Ulm (siehe Deutsche Bahn AG 2022). Darüber hinaus investiert die cellcentric GmbH & Co. KG in Weilheim unweit der Region²⁹. Weitere Entscheidungen sind zu erwarten.

²⁷ <https://www.iveco.com/germany/presse/veroeffentlichungen/pages/cnh-nikola-werkseroeffnung.aspx>

²⁸ <https://www.reinz.com/DE/AKTUELLES/Pressemeldungen.aspx>

²⁹ <https://cellcentric.net/news/>

Durch die Änderung des EEG ist es jetzt sinnvoll möglich Wasserstoff Elektrolyse direkt bei den Abnehmern zu errichten und so das Wasserstoff Straßentransportaufkommen erheblich zu reduzieren. Basierend auf Zwischenergebnissen des Projektes H2Pure, konnte mit der erfolgreichen Bewerbung als "H2-WANDEL Modellregion Mittlere Alb- Donau- Ostwürttemberg" erfolgreich Fördermittel in die Region gelotst werden, die es ermöglichen, erste zentrale Infrastrukturen in der Region zu errichten.

In der Wissenschaftsstadt am Oberen Eselsberg in Ulm wird eine Elektrolyse entstehen, in unmittelbarer Nähe zum ZSW und weiteren potenziellen Abnehmern. Im Industriegebiet Donautal der Stadt Ulm entsteht eine Wasserstoff Tankstelle für LKW. Eine weitere Elektrolyse soll errichtet werden³⁰.

Vor den geänderten Rahmbedingungen ergeben sich für das Projekt H2PURE zwei Fragen:

- Welche Rolle kann und will die Region in einer Wasserstoffwirtschaft einnehmen?
- Wie kann eine dynamische Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft in der Region ermöglicht werden?

5.2 Ausrichtung

Wesentliche Rollen in der Wasserstoffwirtschaft sind die Erzeugung von Grünem Wasserstoff, die Nutzung von Grünem Wasserstoff als Energieträger, die stoffliche Nutzung von Grünem Wasserstoff, die Entwicklung und Fertigung von Geräten und Einrichtung für Wasserstoff, die Bereitstellung von Dienstleistungen zu und mit grünem Wasserstoff und der Wasserstoff Transport sowie die Lagerung. Die Übergänge zwischen den Rollen sind fließend.

Die Erzeugung sowie die energetische und stoffliche Nutzung von Wasserstoff wurden bereits in den vorherigen Kapiteln betrachtet. Im Vorgriff auf eine zusammenfassende Würdigung lässt sich an dieser Stelle bereits feststellen, dass eine lokale Erzeugung in mittlerem Umfang erforderlich ist, um die lokale Wirtschaft mit Wasserstoff zur stofflichen Nutzung – im Wesentlichen in Testständen – und für eine grüne Mobilität bei Nutzfahrzeugen zu versorgen. Ein breiterer insbesondere energetischer Einsatz kann erst mit dem Zugang zu großen Mengen an Wasserstoff erfolgen. Transport und Lagerung werden für die regionale Versorgung erforderlich sein. Überregional relevante Gasspeicher gibt es in der Region aber

³⁰ <https://h2-wandel.de/>

nicht³¹, aufgrund der hafentfernen Lage ist nicht davon auszugehen, dass die Region als Wasserstoffumschlagort eine überregionale Relevanz erreichen wird.

Der Fokus der Regionalen Wasserstoff Wirtschaft muss darum auf der Entwicklung und Fertigung von Produkten für Wasserstoff und auf Dienstleistungen liegen. Diese können in der Region erarbeitet werden und über die Region hinaus Märkte finden. Die bereits erfolgten Investitionsentscheidungen unterstreichen diese Ausrichtung.

5.3 Voraussetzungen für die Entwicklung

Die regionale Entwicklung und das Schaffen von lokalen Agglomerationen bzw. Clustern ist sowohl auf Bundes- als auch auf Landesebene bereits in Studien betrachtet worden (Hüther et al. 2019 und Hagemann et al. 2021). Diese Studien berücksichtigen auch die entsprechenden wirtschaftswissenschaftlichen Theorien. Hierfür sei auf die Quellen verwiesen. Eine zentrale Aussage sei hervorgehoben:

„Bei der Abschätzung von Agglomerationseffekten sind nichtlineare Kostenverläufe, Mindestschwellen und historische Pfadabhängigkeiten zu beachten. Zu Beginn einer Standortentwicklung bestehen zunächst noch keine Agglomerationsvorteile. Für einen regionalen Entwicklungsprozess muss dann zunächst eine gewisse Mindestschwelle der Agglomeration überschritten werden, bevor sich (positive) Agglomerationseffekte einstellen können. Ist diese einmal überschritten, kann sich ein selbstverstärkender Prozess ergeben.“
(zitiert aus Hüther et al. 2019)

Ziel der Etablierung der Wasserstoffwirtschaft in der Region sollte es sein diese Schwelle so früh wie möglich zu überschreiten. Zusammenfassend lassen sich aus den Studien folgende Faktoren ableiten, die dies begünstigen:

1. Verfügbarkeit von Ressourcen Für die Wasserstoffwirtschaft ist dies der Zugang zu Grünem Wasserstoff und die Verfügbarkeit von Flächen und Gebäuden die über diesen Zugang verfügen.
2. Möglichkeit der Wertschöpfungsverflechtung mit spezialisierten Zulieferern / Verfügbarkeit von spezialisierten Dienstleistern
3. Verfügbarkeit von qualifizierten Arbeitskräften
4. Regionale Innovationsnetze

³¹ <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/gasspeicher-deutschland/> (01.03.2022)

Bei der Umsetzung von Projekten zur Thematik Wasserstoff ergeben sich Anforderungen an die Genehmigungsverfahren. Zusätzlich ist die Akzeptanz in der Bevölkerung wichtig, um Blockaden zu verhindern³². Hieraus folgt ein weiterer Faktor:

5. Kenntnis und Akzeptanz der Technologie in der Verwaltung und Bevölkerung

5.3.1 Verfügbarkeit von Ressourcen

Bereits heute verfügen einige Unternehmen in der Region über eine individuelle Versorgung mit Wasserstoff. Typischer Weise wird dieser über die Straße als Druckwasserstoff oder Flüssigwasserstoff angeliefert. Die Unternehmen unterhalten ihre eigenen Infrastrukturen zur Speicherung und Verteilung. Entsprechende Anlagen sind zu genehmigen und zu warten. Ein Standortvorteil kann so nicht dargestellt werden, da diese Anlagen prinzipiell überall errichtet werden können. Standortvorteile entstehen, wenn der Wasserstoff in unmittelbarer Nähe erzeugt wird und die Transportwege kurz sind. Insbesondere lokale Verteilnetze, die eine Versorgung sichern können, ohne dass entsprechende Infrastrukturen durch die Unternehmen errichtet werden müssen können einen Standortvorteil schaffen, wenn der darüber angebotene Wasserstoff wettbewerbsfähig bezogen werden kann.

Für die Entwicklung von Flächen mit Wasserstoffanschlüssen bestehen zwei mögliche Wege. Es können neue Gebiete geplant und freigegeben werden, die über eine entsprechende Wasserstoff Infrastruktur verfügen. Im Rahmen des Projektes H2-WANDEL Modellregion Mittler Alb- Donau- Ostwürttemberg geschieht dies z.B. in Schwäbisch Gmünd im Industriegebiet Aspen³³. Die Herausforderung bei diesem Vorgehen liegt in der Gewinnung der ersten („Groß“-)Investoren, die bereit sind entsprechend Flächen zu belegen und damit die Grundinvestitionen im Gebiet zu rechtfertigen.

Ein zweiter Weg ist die Entwicklung bestehender Gebiete. Sind bereits Nutzer von Wasserstoff vorhanden können diese genutzt werden, um die Grundinvestitionen zu rechtfertigen. Bestehende Unternehmen können bei Bedarf angeschlossen werden. Sind Ausbaufächen vorhanden können diese für Neuansiedlungen, insbesondere auch von kleineren und mittleren Unternehmen genutzt werden. Ein Beispiel hierfür ist die Errichtung eines Elektrolyseurs am Oberen Esels Berg mit dem ZSW als Anker Kunden. Über ein Verteilnetz könnten hier weitere Akteure angeschlossen werden. Im Stadtgebiet Ulm sind neben dem Oberen Eselsberg, das Industriegebiet Donautal mit der H₂-Tankstelle bei IVECO

³² <https://www.hzwei.info/blog/2017/04/10/streit-um-die-ptg-anlage-in-grenzach-wyhlen/>

³³ <https://h2-wandel.de/>

sowie weitere Industrieunternehmen und der Ulmer Norden mit einer Tankstelle an der Autobahnabfahrt potenzielle Gebiete für dieses Vorgehen. Im Kreis Neu-Ulm besteht die Möglichkeit im Raum Weißenhorn / Tankstelle an der A7.

5.3.2 Wertschöpfungsverflechtung

Erste H₂-Ansiedlungen in der Region bestehen bereits. Insbesondere mit dem ZSW steht auch ein Testzentrum mit einer in weitem Umkreis einzigartigen Einrichtungen zur Verfügung. Ulm verfügt auch über Unternehmen für Wasserstoff Ingenieursdienstleistung. Weiter Unternehmen in der Region sind potenzielle Akteure in der Wasserstoffwirtschaft. Gewerbliche Dienste sind noch nicht entwickelt.

5.3.3 Arbeitskräfte

In der Universität Ulm und in der THU werden die erforderlichen Ingenieure und Naturwissenschaftler ausgebildet. Die Universität verfügt traditionell über Kompetenzen in der Elektrochemie. An diesen Einrichtungen werden in Masterprogrammen spezielles Fachwissen zur Wasserstoffanwendung vermittelt. Programme einer vergleichbaren Tiefe sind an anderen Hochschulstandorten aktuell noch schwer zu finden.

Die Einrichtungen leiden aber massiv unter Nachwuchsproblemen, dies entspricht dem Trend in Deutschland. Generell sinken die Studienanfänger Zahlen in den relevanten Studiengängen z.B. 25 Prozent weniger Studienanfänger im Jahr 2021 zu 2017 (Anfängerjahrgang 2021/ Absolventenjahrgang 2021) in Elektrotechnik an Hochschulen für Angewandte Wissenschaften (HaW)³⁴ bei einem bereits bestehenden akuten Mangel an Ingenieuren. Dies gefährdet erheblich die allgemein wirtschaftliche Entwicklung in der Region.

Am WBZU werden Weiterbildungen zur zertifizierten Wasserstofffachkraft angeboten. Diese Kurse werden in der Region und darüber hinaus massiv nachgefragt. Auch an dieser Stelle ist das Angebot in der Region deutlich besser ausgebaut als in anderen Regionen.

Im Bereich der gewerblichen Bildung sind die Inhalte der Wasserstoffwirtschaft noch nicht aufgenommen, erste Ansätze wie ein Brennstoffzellen Fahrzeug als Lehrobjekt in einer

³⁴ <https://www.fbtei.de/>

gewerblichen Schule bestehen bereits. Auch im Bereich der gewerblichen Bildung fehlt es an geeignetem Nachwuchs.

Anwerben von qualifizierten Arbeitskräften aus anderen Regionen stellt keinen Standortvorteil dar, dies kann prinzipiell überall erfolgen. Ein Vorteil für die Region entsteht dann, wenn qualifizierte Menschen in der Region auf den Arbeitsmarkt kommen. Die hierfür erforderlichen Ausbildungsgänge sind vorhanden, wenn auch im Bachelor und in der gewerblichen Bildung ausbaufähig. Das grundlegende Problem ist der fehlende Nachwuchs.

Der Nachwuchs für die Ausbildungsgänge kommt bisher aus der Region. Ohne eine grundlegende Reform des Bildungswesens hin zu einer echten MINT Orientierung an den Schulen wird keine Veränderung eintreten. Die Problematik ist seit langem bekannt, die Reformbereitschaft fehlt aber nach wie vor völlig, eine Verbesserung ist nicht zu erwarten.

Eine Alternative ist die Gewinnung von Nachwuchs für die Ausbildungsgänge außerhalb der Region, insbesondere außerhalb Deutschlands. Die Voraussetzungen hierfür sind geeignete, englischsprachige Ausbildungsgänge und geeignete Rahmenbedingungen z.B. Wohnheimplätze.

5.3.4 Innovationsnetze

Eine enge Verzahnung der wirtschaftlichen Akteure, der Wissenschaft und der Verwaltung begünstigt die schnelle Umsetzung von Ideen in Produkte. Diese Verzahnung besteht in der Region und drüber hinaus auf Länderebene bereits. In verschiedenen Clustern findet dieser Austausch statt (z.B. Cluster Nutzfahrzeuge Schwaben, Logistik-Cluster Schwaben). Als besondere Stärke ist auch die ‚überschaubare‘ Größe der Stadt Ulm sowie der beiden Kreise zu betrachten, die immer noch schnelle und direkte Wege und Entscheidungen ermöglichen.

5.3.5 Akzeptanz in Verwaltung und Bevölkerung

Bereits seit 2016 besteht in Ulm eine öffentliche Wasserstofftankstelle³⁵. Die Stadt Ulm ist Mitglied im Cluster Brennstoffzelle BW. Die Stadt und die Kreise tragen das Projekt H2Pure. Die Aktivitäten finden eine fraktionsübergreifende Unterstützung in den Kreistagen und im Stadtrat. Es finden regelmäßig Informationsveranstaltungen zum Thema statt.

³⁵ , <https://www.zsw-bw.de/presse/aktuelles/detailansicht/news/detail/News/wasserstoff-tanken-jetzt-in-ulm-moeglich.html>

Entsprechende Meldungen finden sich auch in den regionalen Medien. Die Region feiert Erfolge, wie das Einwerben von Fördergeldern und das Entstehen von Arbeitsplätzen.

Eine Intensivierung der Zusammenarbeit zwischen den beiden Landkreisen und der Stadt Ulm durch ein koordiniertes gemeinsames Vorgehen gemeinsam mit der IHK Ulm ist der notwendige wichtige Schritt für eine erfolgreiche Verstärkung des Themas im Bereich der Standort- und Wirtschaftsförderung. Auf diesem Weg können die Aktivitäten optimal aufeinander abgestimmt und ein schneller Markthochlauf der Technologie unterstützt werden.

Statistische Daten liegen nicht vor, es ist aber davon auszugehen, dass das Thema in der Region bereits aktiver und auch positiver wahrgenommen wird als in anderen Regionen. Ob aber bereits eine gesellschaftliche Akzeptanz für die Wasserstoff Technologien erreicht wurde, ähnlich wie für die Existenz von Erdgas Verteilnetzen in Wohngebieten und Benzintanks in Fahrzeugen darf bezweifelt werden. Dies gilt insbesondere, da die existierenden Anlagen sich nicht im direkten Wohn- und Lebensumfeld der Bürgerschaft befinden und darum auch nicht als potenzielle Bedrohung wahrgenommen werden.

Die aktuellen Vorgaben zur Genehmigung von Wasserstoff Anlagen sind nicht vor dem Hintergrund, der mit der Energiewende angestrebten Einsatzmöglichkeiten erstellt worden. Sie stellen an vielen Stellen erhebliche Hindernisse da. Darüber hinaus fehlen Referenzen in der Region bzw. der direkten Nachbarschaft und Erfahrungen bei den Genehmigungsbehörden.

Ein Standortvorteil entsteht, wenn Wasserstoff über eine Leitung verfügbar ist und somit die Genehmigungen für Speicher entfallen können. Bereits installierte Anlagen in der Nachbarschaft erleichtern die Genehmigung, da grundsätzliche Fragen dann meist geklärt sind. Darüber hinaus reduziert sich das Risiko von Bürgerwiderständen, da die Technologie in diesem Standort bereits akzeptiert ist.

Eine besondere Herausforderung stellt die Felderprobung neuer Produkte da, insbesondere von Produkten für die stationäre Anwendung die absehbar entwickelt werden. Ein entsprechendes Testfeld mit vorliegenden, erforderlichen Genehmigungen und Ansiedelung von Bewohnern und Gewerbe die daran mitwirken möchten wäre ein entscheidender Standortvorteil, insbesondere für den Mittelstand.

6 Schlussbetrachtung und Handlungsempfehlungen

Gegenstand der vorliegenden Studie war die Konzepterarbeitung für ein vollständiges Wasserstoffökosystem für die Region Ulm/Neu-Ulm im Rahmen des Bundesförderprogramms Hy-Land des Bundesministeriums für Digitales und Verkehr. Die Studie fasst die bereits bestehenden Aktivitäten in dieser Region zusammen, identifiziert Potentiale und stellt diese beiden Punkte den aktuell geltenden wissenschaftlichen und betriebswirtschaftlichen Erkenntnissen gegenüber.

Die Studie berücksichtigt dabei die besonderen Herausforderungen einer Region, die sich aus einem urbanen Oberzentrum Ulm/Neu-Ulm und einem diesen umgebenden, weitläufigen ländlichen Raum zusammensetzt, der sich über die Landesgrenze hinweg über Baden-Württemberg und Bayern erstreckt. Als eine weitere Besonderheit wurde die starke Wirtschaftskraft dargestellt, die sich insbesondere auch durch starke KMUs in der gesamten Region ergeben. Im Unterschied zu einem starken wirtschaftlichen Zentrum, sind die Distanzen zwischen den verschiedenen Akteuren eine besondere Situation für die Einführung einer Wasserstoffwirtschaft. Dies und viele weitere Herausforderungen wurden herausgearbeitet und schlussendlich für die Region spezifische Handlungsempfehlungen erarbeitet, die zum Abschluss im Folgenden dargestellt werden:

6.1 Vernetzung mit weiteren Aktivitäten auch in angrenzenden Regionen

Die Akteure in der Region sind sehr stark miteinander vernetzt, auch über die Region Ulm/Neu-Ulm hinaus. Hier sind insbesondere die engen Verbindungen in die angrenzenden Landkreise Biberach, Heidenheim und den Ostalbkreis, aber auch Memmingen/Kempten und Augsburg zu nennen. Daher ist eine Abstimmung mit anderen Aktivitäten, wie z.B. das Projekt "H2-WANDEL Modellregion Mittlere Alb- Donau- Ostwürttemberg", sowie den Hy-Expert-Aktivitäten in Ostwürttemberg und der Region Reutlingen/Tübingen wichtig. Auf diesem Weg können Synergien genutzt und Dopplungen sowie Kannibalisierungen vermieden werden.

6.2 Regionalität

Die Vernetzung von regionalen Playern oder Stakeholdern, die in der Region stark verwurzelt sind, fördert nicht nur die regionale Wertschöpfung und erhöht die Akzeptanz,

sondern dürfte auch dazu führen, dass bei auftretenden Schwierigkeiten während der Projektlaufzeit mehr Engagement zum Überwinden der Probleme und dem Durchhalten von schwierigen Phasen an den Tag gelegt wird. Es stellt weiter sicher, dass eine Grundlast an Technologie (z.B. Elektrolyseure, Fahrzeuge, etc.) durch lokale Stakeholder betrieben und damit mittelfristig ein Betrieb sichergestellt werden kann. Im Falle eines Abzugs überregionaler Investoren ist somit ein Grundbestand in lokaler Hand sichergestellt.

Ein weiterer Fokus muss daraufgelegt werden, in relativ kurzer Zeit eine kritische Masse bei Anwendungen und Erzeugungspotential zu erreichen – dies vereinfacht erfahrungsgemäß dann die anschließende weitere Marktentwicklung erheblich.

6.3 Förderung

Die Förderung von Pilotprojekten und Initiativen ist unerlässlich, um eine wirtschaftliche Umsetzung der Projekte und des Markthochlaufs zu unterstützen. Allerdings ist es für viele Akteure schwierig, insbesondere aus dem industriellen Umfeld, einerseits die passenden Förderprogramme zu finden und andererseits bei den Themen auf dem Laufenden zu bleiben. Aus diesem Grund ist es essenziell, eine zentrale Stelle auf regionaler Ebene aufzubauen, die als Multiplikator und Anlaufstelle für Bedarfsträger dienen kann. Neben den Zuschussförderungen spielen hier auch Darlehen von Förderbanken, die eine Finanzierung zu reduzierten Zinsen und/oder teilweiser Haftungsfreistellung für die finanzierende Bank anbieten, eine Rolle.

Dies gilt auch für Themen wie REDII bzw. die Car Directive auf kommunaler Ebene bei Flottenbestellungen, etc. um regulatorische Vorgaben zeitnah und vorausschauend in die Bedarfsplanung einfließen lassen zu können.

6.4 H₂-Erzeugung

Die On-Site Generation an einer (neuen) Tankstelle oder in der Nähe von Abnehmern (Donautal Ulm wie Wieland, Schwäbische Härterei, IVECO-Tankstelle) ist vorstellbar und zu präferieren, wenn ausreichend Bedarf und Platz vorhanden ist um damit teure Transport zu dieser Tankstelle oder anderen Abnehmern (ggf. Andienung über kurze, dünne Pipelines) zu vermeiden.

Die Strombeschaffung bzw. die Stromkosten sind essenzieller Kostentreiber bei der Elektrolyse. Da in der Region bisher zu wenig Erneuerbare Energien vorhanden sind muss grüner Strom „dazugekauft“ werden (mit Herkunftsnachweisen, etc.). Daran werden auch der

mittelfristig starke Ausbau der Photovoltaik und ein möglicher weiterer Ausbau der Windkraft nicht grundsätzlich etwas ändern. Bei diesem „Zukauf“ von grünem Strom befindet man sich im Wettbewerb mit anderen Abnehmern von grünem Strom, sodass die Beschaffungskosten sich an den derzeit relativ hohen Strompreisen orientieren.

Abhilfe kann man hier schaffen, wenn zumindest ein Teil des grünen Stroms für die Elektrolyse in „eigenen“ EE-Anlagen erzeugt wird. Dann kann der Elektrolyseur mit dauerhaft niedrigen Stromkosten rechnen, die sich eher an den Stromgestehungskosten der EE orientieren als an den Marktpreisen für EE-Strom, was dann wiederum bei den H₂-Gestehungskosten zu einem Kostenvorteil führen kann.

Die Dimensionierung der Elektrolyseure sollte von Anfang an auf „brauchbare“ Größe ausgelegt sein (also deutlich größer als der Anfangsbedarf), weil:

- derzeit attraktive Förderquoten auf CAPEX möglich sind (da ist zu erwarten, dass die im Lauf der Zeit abschmelzen und damit mögliche CAPEX Reduzierungen in den kommenden Jahren zumindest teilweise kompensieren)
- mit einem größeren Elektrolyseur besser am derzeit wieder sehr attraktiven Regenergiemarkt (Sekundärregelleistung) teilgenommen werden kann und damit größere Zusatzerlöse erzielt werden können
- mit einem größeren Elektrolyseur Zeiten mit sehr niedrigen Strompreisen besser genutzt werden können. Voraussetzung ist, dass genügend freier Puffer-Speicher vorhanden ist oder die Abnahme flexibilisiert werden kann.
- bei einem späteren Ausbau der Produktionskapazitäten nicht erneute Genehmigungsverfahren, die für Verzögerungen sorgen und auch deutliche Mehrkosten verursachen können, zu durchlaufen sind.

Redundanz bei kritischen Elementen

Bei Bausteinen der Wasserstoffwirtschaft, die für die Nutzer kritisch sind, wie Elektrolyse-Anlagen oder Tankstellen, ist von Anfang an auf eine Redundanz zu achten, damit die Nutzer nicht befürchten müssen, bei Regelwartungen aber vor allem bei Störungen nach ein oder zwei Tagen bereits ein Problem zu bekommen. Denn dann können entweder die Fahrzeuge nicht mehr betankt werden oder es steht generell nicht genügend Wasserstoff für die Nutzung zu Verfügung. Neben der Redundanz bei Elektrolyseuren und Tankstellen hilft auch eine enge Kooperation mit leistungsfähigen Gasehändlern, um in diesem Fall Defizite auch kurzfristig (innerhalb weniger Tage) ausgleichen oder zumindest abmildern zu können (im Worst Case auch mit grauem Wasserstoff, falls keine Ersatzbeschaffung von grünem H₂ möglich ist).

6.5 Absatz/Vertrieb des Wasserstoffs und Abnehmer

Fahrzeuge

Die Beschaffung sollte wo möglich gemeinschaftlich erfolgen, beispielsweise über Einkaufskooperationen. Dadurch würde auch die (gemeinsame, evtl. zentrale) Wartung- und Serviceorganisation vereinfacht. Service und Wartung müssen in der Region stattfinden. Idealerweise in der Anfangszeit zentral an einem Ort, um Ressourcen bestmöglich zu nutzen. Der Service muss spätestens bei Einsatz der ersten Fahrzeuge sichergestellt sein, um Probleme mit Ausfällen zu Lasten der Akzeptanz zu vermeiden. Kommunale Unternehmen sollten hier als „First Mover“ und Leuchttürme agieren.

Auch Leasinggeber können hier eine zentrale Rolle spielen, da auch sie im Förderprogramm nach der Richtlinie KsNI³⁶ antragsberechtigt sind. Der bei Bewilligung erhaltene Kostenvorteil muss dann an den Spediteur weitergegeben werden. Dies würde das Risiko für den Spediteur deutlich reduzieren, vor allem bezüglich eines möglichen Restwerts nach Ende der betriebsinternen Nutzungsdauer (ein lukrativer Weiterverkauf an die bisherigen Abnehmer dürfte an mangelnder H₂-Infrastruktur in den Zielländern scheitern).

H₂-Tankstelle

Die THG-Quote ist ein zentraler Bestandteil für den wirtschaftlichen Betrieb einer Tankstelle. Diese Fördermittel sollten unbedingt in Anspruch genommen werden, wobei sichergestellt sein muss, dass auch alle Förderkriterien dauerhaft erfüllt sind. Da die THG-Quote nur vom Tankstellenbetreiber in Anspruch genommen werden kann, muss dieser von Anfang an in das Projekt eingebunden werden – nicht zuletzt, weil er wiederum die THG-Quote nur bei Einsatz von nachweislich grünem Wasserstoff beanspruchen kann. Anfänglich sollte – um die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Stakeholder wie Elektrolyseur-Betreiber, Tankstellenbetreiber und Spediteure (die den grünen H₂ verwenden) zu verbessern und Planungssicherheit zu schaffen – ein Modell für eine transparente Verteilung der Mehrerlöse durch die THG-Quote gefunden werden.

Der Einsatz einer mobilen Tankstelle, z.B. von Westfalen oder Wystrach, die auch auf Leasing-Basis verfügbar wäre, um den anfänglichen Kapitalaufwand zu reduzieren, wäre vermutlich in der Hochlaufphase zunächst ausreichend. Diese könnte auch als mögliche

³⁶ KsNI = Förderung von Nutz- und Sonderfahrzeugen mit klimaschonenden Antrieben und dazugehöriger Tank- und Ladeinfrastruktur (<https://www.balm.bund.de/DE/Foerderprogramme/KlimaschutzundMobilitaet/KSNI/KSNI.html>)

Redundanz dienen, bis ausreichend Nachfrage nach weiteren stationären Tankstellen besteht. Die mobile Tankstelle könnte dann später auch zur Notfallversorgung eingesetzt werden oder in andere aufstrebende H₂-Regionen vermittelt werden. Auch beim Einsatz einer mobilen Tankstelle sollten Zusatzerlöse über THG-Quoten ermöglicht werden.

Für die Errichtung von H₂-Tankstellen sollten Kooperation mit erfahrenen Tankstellenbetreiber wie H2 Mobility, Jet und weiteren angestrebt werden. Diese erfahrenen Betreiber verfügen in der Regel nicht nur über das notwendige Knowhow im Genehmigungsprozess und Errichtung einer Tankstelle, sondern vor allem rund um alle Aspekte des langjährigen, laufenden Betriebs. Es sollte auch die Möglichkeit gesucht werden, den Bau/Betrieb der H₂-Tankstelle mit dem Bau/Betrieb einer (größeren) „konventionellen“ Tankstelle an attraktiven Standorten zu kombinieren. Dies ist dann wegen der dann ohnehin vorhandenen Infrastruktur auch für die Nutzer attraktiver – bietet aber aus Betreibersicht auch den Vorteil, dass ein Teil der notwendigen Infrastruktur mehrfach genutzt werden kann bzw. eine bessere Ausnutzung erfährt.

Gasehandel

Gerade während der Hochlaufphase sollte der regionale/lokale Gasehandel aus verschiedenen Gründen mit einbezogen werden:

- Diese Stakeholder haben bereits eine langjährige Expertise mit dem Handel von Wasserstoff, d.h. Sie haben Zugang zu Kunden, die bereits Wasserstoff (meist in industriellen Prozessen) einsetzen und als potenzielle Kunden für grünen Wasserstoff in Frage kommen (ohne dass hier, wie bei „Dekarbonisierung“ im Vorfeld erst Produktionsprozesse adaptiert werden müssen).
- Darüber hinaus verfügen sie über geeignete Logistik in Form von Fahrzeugen, Trailern, Druckflaschen, Lagern, etc. die grundsätzlich auf für die Logistik von grünem H₂ geeignet sind.
- Viele industrielle Kunden, die H₂ einsetzen verwenden auch weitere „Industriegase“ – und ziehen es in der Regel vor, alle notwendigen Gase von einem Lieferanten zu beziehen (One-Stop-Agency), so dass es auch unter diesem Gesichtspunkt mehr Sinn macht eine Kooperation mit dem existierenden Gasehandel einzugehen, als selbst als neuer Wasserstoff-Lieferant in Konkurrenz zum Gasehandel zu treten.

Auch wird man als Elektrolyseur-Betreiber für den aufkommenden Handel mit H₂ auf einen Dienstleister/Gashändler angewiesen sein. Diese treiben den Vertrieb des grünen H₂ innerhalb und außerhalb der eigenen Region voran, auch an Kunden, die bereit sind für grünen H₂ einen Premium-Aufschlag zu bezahlen.

Wechselbrücken-Systeme

Die Untersuchung zum Einsatz von Wechselbrückensystemen gegenüber den bisherigen Trailertransporten hat keine eindeutige Präferenz ergeben. Es ist vom jeweiligen Anwendungsfall abhängig, welche Mengen werden an welche Abnehmer mit welchem Speichersystem vor Ort geliefert, sodass hier eine projektbezogene Untersuchung vorgenommen werden muss. Tendenziell dürfte das Wechselbrückensystem aber wirtschaftliche Vorteile bieten, wenn am Lieferstandort noch keine Puffer-Infrastruktur vorhanden ist, wie es z.B. beim Neubau einer H₂-Tankstelle der Fall wäre. Eine weitere zu berücksichtigende Option wäre die Verwendung von Wechseltrailern, da sich die Mehrkosten „für die Räder unter den Speichern“ im Vergleich zu den Wechselbrücken in Grenzen halten, aber als Vorteil höhere Flexibilität in der Logistik (keine Abhängigkeit von Aufnahmevorrichtungen für generische Wechselbrücken) erreicht würde.

6.6 Schaffung von H₂-Ready Fläche

Science Park: Oberer Eselsberg für Forschung / Entwicklung / Start-up – Schaffen eines H₂-Verteilnetzes um den in Planung befindlichen Elektrolyseur

Mit den Testeinrichtungen des ZSW und der sich im Aufbau befindenden HyFab Forschungsfabrik, sowie dem Energiepark der Technischen Hochschule Ulm (THU) besteht absehbar eine wahrscheinlich einzigartige Infrastruktur in attraktiver Stadtlage. Freiflächen in den Erweiterungen könnten über eine Leitung direkt und verlässlich mit H₂ versorgt werden. Die Nähe zur Universität und zur THU ermöglicht einen einfachen Zugang zu qualifizierten studentischen Hilfskräften und damit mittelbar zu Mitarbeitenden.

Im Rahmen des Standortmarketings sollten diese Möglichkeiten gebündelt zugänglich gemacht und für Ansiedlungen vermarktet werden. Die Schaffung eines Start-up Centers mit Flächen und Infrastrukturen kann, insbesondere unterstützt durch lokale Investoren, eine zusätzliche Dynamik entfalten.

Industriegebiet Donautal für Industrie und Logistik – Schaffung von H₂-Verteilnetz und Elektrolyseur

Mit der in Planung befindlichen H₂-Tankstelle bei IVECO besteht absehbar ein großer Abnehmer für grünen Wasserstoff. Daran anknüpfend kann das Industriegebiet über eine Elektrolyse und ein Verteilnetz angeschlossen werden. Im Gebiet gibt es mit den Schwäbischen Härtereiunternehmen einen weiteren Abnehmer sowie weitere potenzielle Abnehmer, dies kann systematisch entwickelt werden. Die Firma Deutz, die Wieland Werke,

die Logistiker und die Weiterbildungseinrichtungen sollten hier gezielt integriert werden. Die Qualität des Standorts und damit die Wettbewerbsfähigkeit der dortigen Arbeitsplätze kann so erhöht werden. Es ist zu prüfen in welchem Rahmen am Standort noch Ansiedlung von Gewerbebetrieben die H₂ einsetzen möglich sind.

Industriegebiet Ulmer Norden für Fernverkehr und Logistik

An der Autobahnauffahrt Ulm Nord ist eine H₂-Tankstelle geplant. Die Abstimmung zu Errichtung eines Elektrolyseurs sind gestartet. Auch an diesem Standort kann über ein Verteilnetz weitere Abnehmer, insbesondere in der Logistik erschlossen werden. Aus der Nähe zur Autobahn und zum Containerbahnhof (Pipeline auf Rädern) ergeben sich insbesondere gute Möglichkeiten für die Verteilung von Wasserstoff in die Region, d.h. für die Ansiedlung einer Wasserstofflogistik. Es ist zu prüfen inwieweit auf den vorhandenen Erweiterungsflächen Ansiedlungen von mittelständischen Unternehmen der Wasserstoffwirtschaft, insbesondere Produktion möglich sind.

Raum Weißenhorn, Autohof A7 für Müllfahrzeuge, Fernverkehr und Wasserstofflogistik

In Weißenhorn in Nachbarschaft zur Müllverbrennung bietet sie die Errichtung eines Elektrolyseurs an. Die Nähe zur A7 erlaubt es auch diesen Standort für die Wasserstofflogistik für die Region zu entwickeln. Eine Aufrüstung der Tankstelle an der Autobahnauffahrt für Wasserstoff würde eine Umstellung der Müllfahrzeuge auf Wasserstoff ermöglichen. Es ist zu prüfen inwieweit auf den vorhandenen Erweiterungsflächen Ansiedlungen von mittelständischen Unternehmen der Wasserstoffwirtschaft, insbesondere Produktion möglich sind.

Weiter Industriegebiete Kreis Neu-Ulm und Alb Donau für Industrie

Im Zuge einer erweiterten Potenzialanalyse sollten die bestehenden Industriegebiete daraufhin bewertet werden, inwieweit sie sich für den Aufbau einer Wasserstoff Infrastruktur eignen. Es ist zu prüfen inwieweit auf den vorhandenen Erweiterungsflächen Ansiedlungen von mittelständischen Unternehmen der Wasserstoffwirtschaft, insbesondere Produktion möglich sind.

Neue Industrieflächen

Um große Ansiedlungen zu ermöglichen, bedarf es geeigneter Flächen. Diese müssen identifiziert und entwickelt werden.

6.7 Schaffung von Testmöglichkeiten und Dienstleistern

Testgebiet für Feldtests

Felderprobungen sind ein wichtiger Teilschritt in der Entwicklung von Produkten. Insbesondere für die zukünftig zu erwartenden stationären Anwendungen stellt dies eine besondere Herausforderung dar. Wohn- oder Gewerbeimmobilien, die über einen Wasserstoffanschluss verfügen existieren nicht. Darüber hinaus sind entsprechende Genehmigungen eine zusätzliche Herausforderung.

Im Zuge der Entwicklung neuer Gebiete oder der Umwidmung bestehender kann, gemeinsam mit Unternehmen der Region, ein solches Testfeld geschaffen werden.

Kompetenz im Handwerk und Gewerbe

Unternehmen der Wasserstoffwirtschaft benötigen lokale Dienstleister aus dem Handwerk und dem Gewerbe, die z.B. Aufgaben beim Aufbau und Unterhalt ihrer Anlagen und Gebäude übernehmen. Diese Dienstleister müssen z.B. durch IHK und HWK identifiziert und gezielt entwickelt werden.

6.8 Sicherung Arbeitskräfte – Kompetenzstärkung und Nachwuchsförderung

Ausreichend qualifizierte Arbeitskräfte auszubilden ist von zentraler Bedeutung für den zukünftigen Erfolg der Region. Da in der Region nicht genügend junge Menschen für die Ausbildungsgänge zur Verfügung stehen, müssen diese aus anderen Regionen gewonnen werden, typischerweise wird dies nicht aus dem deutschsprachigen Raum möglich sein.

Im akademischen Bereich sollten und werden teilweise bereits hierfür englischsprachige Studiengänge geschaffen. Im gewerblichen Bereich müssen geeignete Vorgehensweisen entwickelt werden. Insbesondere die Unterbringung dieser jungen Menschen stellt eine besondere Aufgabe dar. Hier müssen die Kreise mit ihren Kommunen und die Stadt Ulm aktiv werden. Es ist zu prüfen, ob über die Wohnungsbaugesellschaften aktiv Wohnraum geschaffen werden muss, um die Ziele der Region zu erreichen.

Die Sicherstellung von Nachwuchs stellt eine generelle Herausforderung für die Sicherung der Zukunft der Region dar. Sie sollte darum übergreifend von der Region aktiv bearbeitet werden.

6.9 Akzeptanzförderung und Öffentlichkeitsarbeit

Die betroffene Bevölkerung früh in die Planungsphasen mit einbeziehen

Ein Beispiel für eine offensichtlich nicht ausreichende Bürgerbeteiligung in der Planungsphase ist der Bau einer Pilotanlage zur Produktion von Wasserstoff durch Elektrolyse in der südbadischen Gemeinde Grenzach-Wyhlen durch die Energiedienst Holding AG, Laufenburg (CH). Bei ausreichender Einbindung der Bevölkerung in das Projekt hätte dieser Widerstand wahrscheinlich vermieden werden können. Herbert Flum, Fraktionssprecher der Freien Wähler im Gemeinderat von Grenzach-Wyhlen: *"Wir hätten uns das mit der Bürgerinitiative sparen können, wenn Energiedienst vorzeitiger die Anwohner informiert hätte"*.

Für die erfolgreiche Umsetzung der angestrebten Wasserstoffvorhaben ist es daher unverzichtbar, die Bürger und Unternehmen von Anfang an mit einzubeziehen. Dies kann beispielsweise durch klassische Themenveranstaltungen oder an Erzeugungs- und Anwendungsstandorten eingerichtete Zugänge für Publikum, mittels sog. Reallaboren erreicht werden, die es ermöglichen, die Technik zu erleben und teilzuhaben.

Fazit

Die vorliegenden Handlungsempfehlungen stellen wichtige Bausteine für die Entwicklung eines Wasserstoffökosystems in der Region Ulm/Neu-Ulm dar, das von der Erzeugung über die Verteilung bis zum Einsatz eine Grundstruktur für ein erfolgreiches Hochfahren dieser Technologie darstellt. Dieser Weg stellt einen bedeutenden Aspekt der anstehenden und notwendigen Transformation des Wirtschaftsstandorts dar. Die Region Ulm/Neu-Ulm ist damit als Hy-Expert zu klassifizieren und erfüllt damit die vom Bundesministerium für Digitales und Verkehr beabsichtigten Ziele.

7 Quellenverzeichnis

- Althoff et al. (2022), Studie: *Analyse der aktuellen Situation des H₂-Bedarfs und -Erzeugungspotenzials in Baden-Württemberg*. Plattform H2BW. Abgerufen am https://www.e-mobilbw.de/fileadmin/media/e-mobilbw/Publikationen/Studien/e-mobilBW_Wasserstoffbedarf_und_-Erzeugungspotenzial.pdf
- AVS Aggregatebau GmbH (2020): *Homepage*. <https://www.avs-aggregatebau.de/>
- BHKW Forum (2020): *4,2 kW Brennstoffzellen-BHKW inhouse5000+*. <https://www.bhkforum.de/diskussion/thread/9088-4-2-kw-brennstoffzellen-bhk-inhouse5000/>
- Bundesamt für Wirtschaft und Ausführungkontrolle (BAfA) (2022): *BAfA Merkblatt zur elektrochemischen Herstellung von Wasserstoff in stromkostenintensiven Unternehmen*. Abgerufen am https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/bar_merkblatt_wasserstoff.pdf;jsessionid=853454C4250B8726CA1AB62FBDA655DD.intranet671?__blob=publicationFile&v=2
- Bundesnetzagentur (2016): *Leitfaden zur Eigenversorgung*. Abgerufen am https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Eigenversorgung/Finaler_Leitfaden.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- Bundesnetzagentur (2020): *Regulierung von Wasserstoffnetzen Bestandsaufnahme*. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Wasserstoff/Wasserstoffpapier.pdf?__blob=publicationFile&v=2 Seite 57 f.
- Deutsche Bahn AG (2022): *Projekt-Homepage H₂goesRail*. Abgerufen am <https://nachhaltigkeit.deutschebahn.com/de/massnahmen/wasserstoff/h2goesrail>
- Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) (2020): *Genehmigungsrechtlicher Leitfaden für Power-to-Gas-Anlagen*. <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g201735-portalgreen-finaler-genehmigungsleitfaden-bd1.pdf>
- Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) (2021): *Wasserstoff-Beimischung Sicherheit in Ihrem Zuhause*. <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/sicherheit-h2-beimischung-dvgw.pdf>
- e-mobil BW – Landesagentur für neue Mobilitätslösungen und Automotive Baden-Württemberg (emobilBW) (2022). Studie: *Analyse der aktuellen Situation des H₂-Bedarfs und – Erzeugungspotenzials in Baden-Württemberg*. Stuttgart. Abgerufen am https://www.e-mobilbw.de/fileadmin/media/e-mobilbw/Publikationen/Studien/e-mobilBW_Wasserstoffbedarf_und_-Erzeugungspotenzial.pdf
- Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2022): *Szenarien für die Preisentwicklung von Energieträgern*. Abgerufen am https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2022/07/EWI-Studie_Preisentwicklung-von-Energietraegern_220714.pdf
- European Automobile Manufacturers Association, “ACEA Position Paper Heavy - duty vehicles : Charging and refuelling infrastructure requirements,” (2021): Available: https://www.acea.auto/files/ACEA_Position_Paper-Heavy-duty_vehicles-Charging_and_refuelling_infrastructure.pdf

- European Hydrogen Backbone (EHB) (2022): *A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 28 Countries*. Utrecht. <https://www.ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf>
- Gröger, M. (2020), Bachelorlothesis *Dezentrale Wasserstoffproduktion mittels Energie aus Wasserkraft*, HTWG Konstanz / ZSW Ulm 2020
- Hagemann et al. (2021), *Die Bedeutung von Innovationsclustern, sektoralen und regionalen Innovationssystemen zur Stärkung der globalen Wettbewerbsfähigkeit der baden-württembergischen Wirtschaft*. Forschungszentrum Innovation und Dienstleistung, Universität Hohenheim, Hohenheim Juli 2021
- Hüther et al. (2019), *Die Zukunft der Regionen in Deutschland - Zwischen Vielfalt und Gleichwertigkeit*, IW-Schriften zur Wirtschaftspolitik, Institut der deutschen Wirtschaft, Köln 2019
- Hydrogen Council (2020): *Path to hydrogen competitiveness: a cost perspective*. www.hydrogencouncil.com
- Internationale Energieagentur (IEA) (2019): *Bericht: The Future of Hydrogen*. <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
- Jentsch und Büttner (2019): *Dezentrale Umsetzung der Energie- und Verkehrswende mit Wasserstoffsystemen auf Kläranlagen*. Gwf Gas+Energie, Sonderdruck 06/2019. Vulkan-Verlag GmbH 2019. Abgerufen am https://www.uni-weimar.de/fileadmin/user/fak/bauing/professuren_institute/Urban_Energy_Systems/Dokumente/Sonderdruck_gwf-gas_Jentsch_Buettner.pdf
- Jörissen et al. (2017), Studie im Programm bwplus: *Regionale, netzunabhängige Nutzung Erneuerbarer Energien RENE*, FKZ BWWB17001, Ulm 2017. <https://pudi.lubw.de/detailseite/-/publication/54773-RENE.pdf>
- Marktstammdatenregister (2022): *Stromerzeugungseinheiten – Öffentliche Einheiten Übersicht*. <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheiteneuebersicht>
- Ministerium für Verkehr Baden-Württemberg (VM) (2018): *Elektrifizierungskonzept für das Schienennetz in Baden-Württemberg*. https://www.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-mvi/intern/Dateien/PDF/PM_Anhang/180413_Elektrifizierungskonzept_Praesentation_Kurzfassung.pdf
- Naturschutzbund Deutschland e. V. (NABU) (2022): *Kurzstudie Bedingungen für eine ökologisch und sozial verträgliche Entwicklung von Wasserstofftechnologien*. https://www.nabu.de/imperia/md/content/nabude/energie/220906_studie_wasserstoff_pdf.pdf
- Nawrocki T. (2018): *Brennstoffzellenfahrzeuge in Niedersachsen*. V+T Verkehr und Technik, no. 2, pp. 55–60, 2018.
- Plank-Wiedenbeck et al. (2019): *Pilotprojekt Einsatz von H2BZ-Triebwagen in Thüringen*. Weimar: Ministerium für Umwelt, Energie und Naturschutz.
- Shell (2017): *Wasserstoff-Studie. Energie der Zukunft? Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H2*. <https://tinyurl.com/2dewbagz>
- Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm (SWU) (2020): *Geschäftsjahr 2020 Konzernabschluss und Konzernlagebericht*. <https://www.swu.de/fileadmin/content/unternehmen/SWU-Geschaeftsbericht-2020.pdf> - Seite 42

Stadwerke Ulm/Neu-Ulm (SWU) (2021): *Abrechnungsrelevante Brennwerte Hsn der Gasnetzbetreiber Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH, TW Blaubeuren GmbH, Gasversorgung Langenau GmbH, TW Herbrechtingen GmbH, SW Niederstotzingen GmbH*. <https://www.ulm-netze.de/fileadmin/content/downloadcenter/Gas/Strukturmerkmale/Netze-Gas-Brennwerte-2021.pdf>

Stäudle, A. (2021), Masterthesis *Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von Speicher- und Transportkonzepten für dezentral hergestellten grünen Wasserstoff*, shs München / FH Kufstein 2021

Transnet BW (2023): Projekt-Homepage HydrogREenBoost – Wasserstoff für die Systemsicherheit. <https://www.transnetbw.de/de/unternehmen/portraet/innovationen/hydrogreenboost>

Umweltbundesamt (UBA) (2016): *Aktualisierung der Eingangsdaten und Emissionsbilanzen wesentlicher biogener Energienutzungspfade*, Heidelberg 2016. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/texte_09_2016_aktualisierung_der_eingangsdaten_und_emissionsbilanzen_wesentlicher_biogener_energienutzungspfade_1.pdf

Vernconex AG (2021): Broschüre Vernconex – schlüsselfertige Lösung für containerisierte Wasserstofflogistik. https://vernconex.com/wp-content/uploads/2021/02/210222-Broschure_Vernconex_DE.pdf

Anhang

Anhang zum Kapitel 4.1.1 Ermittlung des potenziellen Wasserstoffbedarfs – Fragebogen

A 1 Fragebogen

Vorabinformation: Iveco Ulm plant bis ca. 2024 eine H₂-Tankstelle mit finanzieller Unterstützung durch Fördermittel zu bauen, die frei zugänglich sein wird.

A 1.1 Aufbau und Inhalt

Der Fragebogen gliederte sich in die Kategorien "Steckbrief Unternehmen", „Einstiegsszenarien“, „Tankstellen“, „Geschäftsmodelle zur Fahrzeugnutzung“ und „Herkunft/Nachhaltigkeit des Wasserstoffs“.

Im Folgenden sind die gestellten Fragen zu sehen:

1 Steckbrief Unternehmen / Einrichtung

1.1 Namen des Unternehmens / Einrichtung

1.2 Geschäftsfeld

1.3 Klasse und Anzahl der Fahrzeuge (aktuell)

1.4 Fahrzeug Anwendung (Anzahl der Fahrzeuge für Stadt-, Regional- Fernlinienverkehr)

1.5 Produktion von Fahrzeugen (inklusive Erprobung und Kundenauslieferung) (Anzahl)

1.6 Durchschnittliche Fahrleistung (pro Fahrzeug pro Jahr[km])

1.7 Durchschnittliche Haltedauer der Fahrzeuge ([Jahre])

1.8 Betreiben Sie momentan eine eigene Werkstatt?

1.9 Nutzen Sie bereits Wasserstoff? (für was nutzen Sie bereits Wasserstoff)

1.10 Wie erfolgt derzeit die Anlieferung für Ihren Wasserstoffbedarf?

2 Einstiegsszenario

2.1 Welche Technologie ist für Sie interessanter? (Wasserstoff oder Batterie)

2.2 Können Sie sich grundsätzlich den Einsatz von Wasserstoff vorstellen? (wenn ja, wo?)

2.3 Ist bei Ihnen bereits ein künftiger Bedarf an Wasserstoff abzusehen?

2.4 Unter welchen Voraussetzungen würden Sie Wasserstoff wählen?

2.5 Ab wann wären Sie bereit in Wasserstoff einzusteigen? (Zeitraum, z.B. 01.01.2022)

2.6 Mit wie vielen Fahrzeugen würden Sie starten? (Anzahl, ab wann, Dauer Pilotphase)

2.7 Wie würde Ihr Einstiegsszenario aussehen?

3 Tankstelle

3.1 Erscheint Ihnen die Errichtung einer weiteren Tankstelle erforderlich? (Wo?)

3.2 Würden Sie eine eigene Betriebstankstelle errichten? (welche Voraussetzungen benötigen Sie dafür/wo würden Sie diese errichten?)

3.3 Welchen Tankdruck benötigen Sie für Ihre Fahrzeuge?

4 Abfrage Geschäftsmodell Wasserstofffahrzeug

4.1 Unter welchen Umständen kommt für Sie der Kauf von Fahrzeugen in Frage? (Nie, Pilotphase, ständiger Einsatz, immer)

4.2 Wann würde das Leasen von Fahrzeugen für Sie in Frage kommen? (Nie, Pilotphase, ständiger Einsatz, immer)

4.3 Kommt für Sie die Nutzung/Bezahlung nach gefahrenen Kilometern in Frage? (Nie, Pilotphase, ständiger Einsatz, immer)

5 Fragen zur ökologischen Qualität des eingesetzten Wasserstoffs

5.1 Für meine Fahrzeuge akzeptiere ich grauen Wasserstoff bis? (Nie, 2024, 2028, 2035, immer)

5.2 Für meine Fahrzeuge akzeptiere ich grauen Wasserstoff für dessen Klimaneutralität CO₂ Zertifikate erworben wurden bis? (Nie, 2024, 2028, 2035, immer)

5.3 Für meine Fahrzeuge akzeptiere ich grauen Wasserstoff für den an anderer Stelle grüner Wasserstoff erzeugt wurde bis? (Nie, 2024, 2028, 2035, immer)

5.4 Für meine Fahrzeuge akzeptiere ich grünen Wasserstoff auch als Importwasserstoff bis? (Nie, 2024, 2028, 2035, immer)

5.5 Für meine Fahrzeuge erwarte ich lokalen grünen Wasserstoff aus der Region ab? (Sofort, 2024, 2028, 2035, nie)

B 1.1 Detaillierte Auswertung

Technologie

Um die Planung der Firmen hinsichtlich den Alternativen Wasserstoff/Brennstoffzelle oder batterieelektrische Fahrzeuge zu erfassen, wurden den Firmen die folgenden zwei Fragen gestellt:

2.1 Welche Technologie kommt für die Firmen in Frage? (Batterie/Brennstoffzelle)

2.2 Ist die Nutzung von H₂ grundsätzlich vorstellbar für die Firmen?

Befragt wurden dazu 28 Firmen, die Ergebnisse sind Tabelle 1 und Tabelle 2 dargestellt.

Welche Technologie kommt für die Firmen in Frage?

Tab. 14 zeigt, wie viele Firmen planen, Wasserstofffahrzeuge, batterieelektrische Fahrzeuge oder beides einzusetzen.

Tab. 14: Anzahl der Firmen, welche planen Brennstoffzellen oder Batteriefahrzeuge einzusetzen

Technologie	Anzahl Firmen	Anteil in %
Brennstoffzelle (H ₂)	10	36
Batterie	1	3
Beides	8	29
Keine Angaben	9	32

Die Ergebnisse zeigten, dass die Firmen bei Langstrecken auf H₂ und für Kurzstrecken auf rein batterieelektrisch setzen. Wichtig für die Firmen ist aber auch das Thema Infrastruktur. Im Moment ist es leichter, batterieelektrische Fahrzeuge zu laden. Für Wasserstofffahrzeuge fehlt die Infrastruktur und deswegen sind die Firmen zurückhaltender. Generell haben alle Firmen Interesse am Thema Wasserstoff bekundet. Gerade bei den unentschlossenen Firmen scheitert der Einsatz von Wasserstoff noch an der Wirtschaftlichkeit. Auch das Thema grüner Wasserstoff spielt hier eine Rolle, da dieser im Moment noch nicht wirtschaftlich ist. Die Firmen wollen nur dann auf Wasserstoff setzen, wenn der Bedarf an grünem Wasserstoff zu einem wirtschaftlichen Preis gedeckt werden kann.

Ist die Nutzung von H₂ grundsätzlich vorstellbar für die Firmen?

In Tab. 15 ist zu sehen, dass 71 Prozent der Firmen angaben, am Einsatz von Wasserstoff als Energieträger grundsätzlich interessiert zu sein.

Tab. 15: Bereitschaft der Unternehmen Wasserstoff einzusetzen. Anzahl der Firmen und prozentualer Anteil.

Nutzung von H ₂ vorstellbar?	Anzahl Firmen	Anteil in %
Ja	20	71
Nein	0	0
Keine Angaben	8	29

Die Zahlen zeigen, dass der Großteil der Firmen bereits grundsätzlich an der Nutzung von Wasserstoff interessiert sind. Dabei möchten sie den Wasserstoff in folgenden Anwendungen nutzen:

- Sattelzugmaschinen, Busse und LKW im Langstreckenverkehr (sechs Unternehmen)
- Langstrecken bei Winterdienst und Müllfahrzeugen (ein Unternehmen)
- Testen und Erstbetankung von produzierten Fahrzeugen (ein Unternehmen)
- Sondermaschinen (Landwirtschaft, Schwerindustrie) (zwei Unternehmen)
- Zur Wärmeengewinnung und Stromerzeugung (Brennstoffzelle) (zwei Unternehmen)

Damit ein Umstieg der Firmen auf Wasserstoff möglich wird, müssen aus Sicht der Firmen allerdings bestimmte Voraussetzungen erfüllt werden. Dazu zählen vor allem Faktoren der Wirtschaftlichkeit, H₂-Förderungen und Kontinuität in der Wasserstofflieferkette.

Dass fast 30 Prozent der Firmen keine Angaben machen, zeugt noch von Unklarheiten und einer abwartenden Haltung bei den Firmen, wenn es um das Thema Wasserstoff geht. Die Wirtschaftlichkeit und die Forderung nach Förderungen und Unterstützungen durch den Staat bekräftigen diese Haltung noch weiter. Ein Thema ist auch die kontinuierliche Lieferkette des Wasserstoffs. Die Firmen können nur dann mit Wasserstoff langfristig planen, wenn die Lieferkette sicher gewährleistet, dass genügend grüner Wasserstoff zur Verfügung steht.

Einstieg Wasserstoff

Im Fragebogen wurde auch nach den Voraussetzungen sowie nach möglichen Einstiegsszenarien gefragt. Die Fragen zu diesem Thema waren:

2.4 Unter welchen Voraussetzungen würden Sie Wasserstoff wählen?

2.7 Wie würde Ihr Einstiegszenario aussehen?

Bei der Frage nach den Voraussetzungen, um Wasserstoff einzusetzen, spielt dessen Verfügbarkeit eine wichtige Rolle. Dafür sind eine lokale Wasserstoffinfrastruktur und ein Tankstellennetz in der Nähe der Anwenderstützpunkte notwendig. Eine Firma gab hier zum

Beispiel eine maximale Distanz zur nächsten Tankstelle von drei Kilometer an. Auch darf die Verfügbarkeit von Tankstellen nicht auf Ulm beschränkt sein.

Zudem sehen fünf Firmen die technischen und praktischen Anforderungen an die entsprechende Technologie als einen entscheidenden Faktor an. Das betrifft neben der Reichweite von Fahrzeugen auch deren sinnvolle Einsatzmöglichkeiten. So hängt die Entscheidung, ob Wasserstoff oder batterieelektrische Fahrzeuge favorisiert werden, z. B. von der regelmäßig gefahrenen Strecke ab. Voraussetzung für den Einsatz von Wasserstoff ist die Verfügbarkeit entsprechender Wasserstofffahrzeuge und deren Wirtschaftlichkeit.

Für zwei Unternehmen ist für die Einführung von Wasserstofftechnologien der Ausgleich von entstehenden Mehrkosten im Vergleich mit Dieselanwendungen wichtig. So sollten Fördermöglichkeiten für Wasserstofftechnologien bestehen. Letzteres sowie ein Wasserstoff-Tankstellennetz sollten sich nicht auf die Region Ulm/Neu-Ulm beschränken.

Die folgenden Punkte wurden nur von jeweils einem Unternehmen erwähnt und beziehen sich nicht ausschließlich auf Wasserstofffahrzeuge: Demnach hängt die Produktion von Wasserstoff bzw. Wasserstofffahrzeugen von der Kundennachfrage und dem Stand der Technik ab. Zudem sollte der bürokratische Aufwand z.B. bei Genehmigungen oder Förderanträgen, verringert werden. Für ein Unternehmen spielen die Kosten für einen eigenen Elektrolyseur eine Rolle, um selbstständig den benötigten Wasserstoff zu produzieren. Außerdem legt ein Unternehmen Wert auf grünen Wasserstoff.

Einstiegszeitpunkt, Pilotphase

Nach den Voraussetzungen für den Einsatz von Wasserstoff wurde nach den individuellen Plänen der Unternehmen zu einem Einstiegszeitpunkt, Dauer und Umfang der Pilotphase gefragt. Der Wortlaut der Fragen war:

2.5 Ab wann wären Sie bereit in Wasserstoff einzusteigen (Zeitraum, z.B. 01.01.2022)

2.6 Mit wie vielen Fahrzeugen würden Sie starten (Anzahl, ab wann, Dauer Pilotphase)

Insgesamt haben 17 Unternehmen genauere Angaben zu der Anschaffung von Wasserstofffahrzeugen gemacht. Diese fallen unterschiedlich konkret aus.

15 Firmen konnten schon einen Einstiegszeitpunkt nennen, der bis spätestens 2028 passieren soll (vgl. Abb. 50). Bei der genauen Anzahl an Wasserstofffahrzeugen gaben drei Firmen eine Spannweite an. 14 Unternehmen werden im Jahr 2028 zwischen 48 und 54 Wasserstofffahrzeuge einsetzen, wie in Abb. 51 zu sehen.

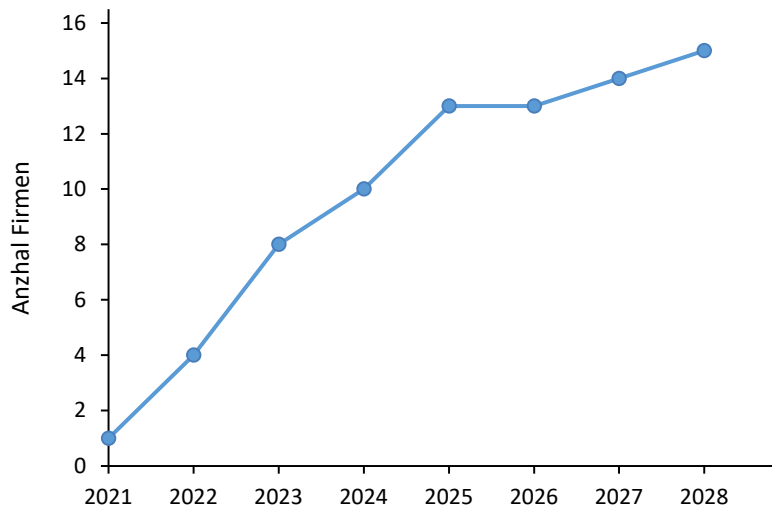


Abb. 50: Anzahl der Firmen und angegebener Einstiegspunkt nach Jahren

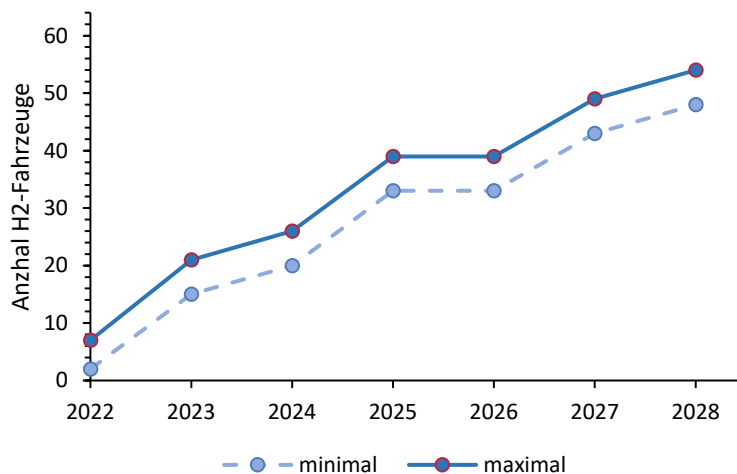


Abb. 51: Anzahl der (potenziell) eingesetzten Wasserstofffahrzeuge in der Pilotphase

Wasserstoffbedarf

Vier der befragten Firmen gaben an, auch langfristig Pläne bezüglich Wasserstofftechnologie in der Mobilität zu haben. Ein Unternehmen will langfristig 60 Prozent seiner Fahrzeuge mit Brennstoffzellen betreiben. Die zweite Firma will insgesamt 20 Wasserstofffahrzeuge nach dem Umstieg betreiben. Die beiden anderen gaben an, vollständig auf Wasserstoff umsteigen zu wollen. Dabei will eines der Unternehmen den Umstieg bis 2030 vollzogen haben.

Aus den Angaben zu Pilotphase und langfristiger Planung lässt sich ein Wasserstoffbedarf für die kommenden Jahre abschätzen. Es wurde angenommen, dass die in der Pilotphase

eingesetzten Wasserstofffahrzeuge darüber hinaus genutzt werden und die von den Unternehmen angegebene Fahrleistung im Jahr erreichen. Der Wasserstoffbedarf je Kilometer für verschiedene Fahrzeugtypen wurden aus den Herstellerangaben bereits erhältlich bzw. bald erhältlich Busse, LKW und Müllfahrzeuge ermittelt und ist in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tab. 16: Wasserstoffbedarf je gefahrenen Kilometer für verschiedene Fahrzeugtypen

Fahrzeug	durchschnittlicher H ₂ -Verbrauch kg/km (geschätzt)
Bus	0,11
LKW	0,07
Müllabfuhr	0,06
Transporter	0,011

Der sich ergebende Wasserstoffbedarf ist in Abb. 52 dargestellt. Auch hierbei wurde berücksichtigt, dass bei manchen Unternehmen die Anzahl der eingesetzten Fahrzeuge und somit deren Wasserstoffbedarf noch ungewiss ist. Deswegen ist in der Grafik ein minimaler und maximaler Bedarf zu sehen.

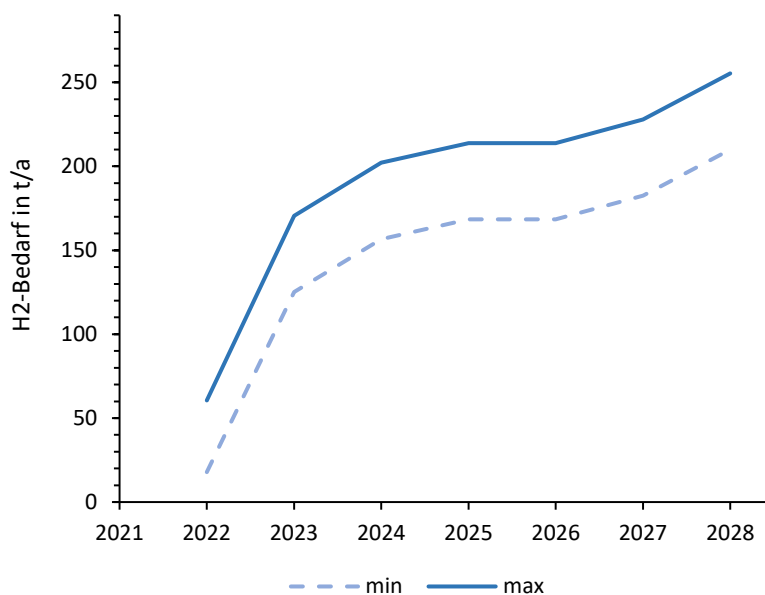


Abb. 52: Wasserstoffbedarf für die Fahrzeuge der Pilotphase bis 2028, basierend auf den Angaben von zehn Unternehmen

Es ist zu erkennen, dass der Bedarf zwischen 2022 und 2024 stark ansteigen wird, wenn die ersten Firmen ihre Pilotphasen starten. Es kann von einem Wasserstoffbedarf in der Mobilität von rund 200 Tonnen pro Jahr im Jahre 2024 ausgegangen werden.

Abb. 53 betrachtet den Fall, dass zwei der oben erwähnten Unternehmen mit langfristigen Zielen diese auch umsetzen. Hier zeigt die hellblaue Linie den Verlauf des Wasserstoffbedarfs aus der Pilotphase (b) und die dunkelblaue Linie (a) den Verbrauch bei Umsetzung dieser langfristigen Ziele.

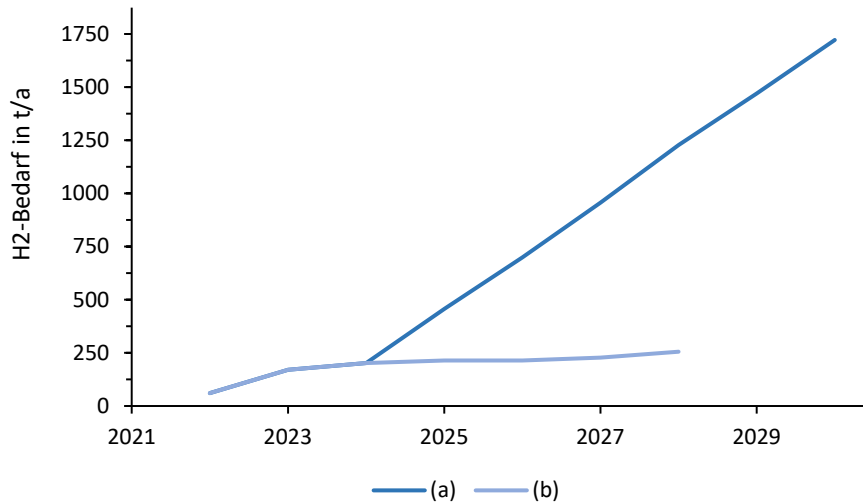


Abb. 53: Wasserstoffbedarf, wenn (a) zwei der oben erwähnten Unternehmen ihr langfristigen Ziele erreichen verglichen mit dem maximalen Bedarf der Pilotphase (b)

Zur Erstellung der Grafik wurden folgende Annahmen getroffen: Das Unternehmen stellt bis 2030 seinen bisherigen Fuhrpark an LKW (160) vollständig auf wasserstoffbetriebene Fahrzeuge um. Außerdem erreicht auch das zweite Unternehmen seine geplante Anzahl an Fahrzeugen bis 2030. Verglichen mit dem bestmöglichen Betrieb der Fahrzeuge aus der Pilotphase (b) verfünffacht sich die benötigte Menge an Wasserstoff im Jahr 2028. Dies zeigt, dass deutlich mehr an Wasserstoff zur Verfügung stehen muss als für die Pilotphase berechnet, sobald Unternehmen anfangen, ernsthaft Wasserstofffahrzeuge in ihren Fuhrpark zu integrieren.

Auswertung momentane Fahrleistung

Um einen besseren Überblick über die Anwendungsfelder im mobilen Bereich zu erhalten, wurden im Fragebogen folgende Fragen gestellt:

- 1.3 Klasse und Anzahl der Fahrzeuge
- 1.4 Fahrzeug Anwendung
- 1.5 Produktion von Fahrzeugen
- 1.6 Durchschnittliche Fahrleistung
- 1.7 Durchschnittliche Haltedauer der Fahrzeuge

Klasse und Anzahl der Fahrzeuge

Diese Frage nach der Klasse und Anzahl der Fahrzeuge (Frage 1.3) zielte darauf ab, herauszufinden, welche Fahrzeugklassen und Fahrzeuganzahl die Unternehmen einsetzen. Die befragten Unternehmen setzen zurzeit in Summe 1510 Fahrzeuge ein. Dabei handelt es sich um PKW, Kleinbusse, Linien- und Reisebusse, Transporter, LKW, Sattelzugmaschinen und Sonderfahrzeuge. Wie sich der gesamte Fuhrpark zusammensetzt, ist im Folgenden dargestellt.

Tab. 17: Eingesetzte Fahrzeugtypen der befragten Firmen

Fahrzeugart	Anzahl	Anteil in %
PKW	335	22
Kleinbus (M2)	20	1
Linien- und Reisebus (M3)	262	18
Transporter bis 3,5 t (N1)	200	13
LKW/SZM (N2) (BA-Lastkraftwagen mit Kran)	222	15
LKW/SZM <12 t (N3)	350	23
Sonderfahrzeuge (Stapler, Schwerlastfahrzeuge, Traktor)	121	8

Aus Tab. 17 ist ersichtlich, dass LKWs sowie Linien- und Reisebusse zusammen etwa 56 Prozent der Fahrzeuge ausmachen, so dass diese Kategorien voraussichtlich am besten für einen Einstieg in Wasserstofftechnologie geeignet sind

Fahrzeug Anwendung

In Tab. 18 ist zu sehen, auf welche Anwendungsbereiche sich die Fahrzeuge der befragten Firmen verteilen. Rund 46 Prozent entfallen auf den Einsatz im Regional- und Fernverkehr, welches einer Gesamtanzahl von 689 Fahrzeugen entspricht. Rund 509 Fahrzeuge (ca. 34 Prozent) der befragten Firmen sehen die Wasserstoffanwendung auch im Stadtverkehr. Unter der Fahrzeuganwendung „Andere Anwendung“ werden alle Anwendungen zusammengefasst, die nicht den Anwendungen der Kategorien „Stadtverkehr“, „Regionalverkehr“ und „Fernverkehr“ zugeordnet werden können. Diese sind z. B. Stapler, die nur auf dem Betriebsgelände eingesetzt werden oder auch Fahrzeuge, die verteilt über die verschiedenen Kategorien flexibel eingesetzt werden.

Tab. 18: Anwendungsbereiche der Fahrzeuge

Anwendungsbereich	Anzahl Fahrzeuge	Anteil in %
Stadtverkehr	509	34
Regionalverkehr	454	30
Fernverkehr	235	16
Andere Anwendung (Stapler)	312	20

Produktion von Fahrzeugen

Die Firmen wurden ebenfalls dazu befragt, ob Sie eigene Fahrzeuge herstellen. Bei den Fahrzeugen handelt es sich um LKWs, Busse und Sonderfahrzeuge. Dabei wurde nicht auf die Anzahl der Fahrzeuge abgezielt, sondern generell, ob die Firmen Fahrzeuge produzieren oder diese nur für eigene Anwendungen einsetzen. Dieses Ergebnis ist der Tab. 19 zu entnehmen. Zwei der befragten Firmen stellen eigene Fahrzeuge her, was 7 Prozent von der Gesamtzahl von 28 befragten Firmen ausmacht. 57 Prozent der Firmen setzen Ihre Fahrzeuge dementsprechend für andere Anwendungen ein. Dementsprechend machten 36 Prozent der Firmen aus unbekanntem Gründen keine Angaben.

Tab. 19: Anteil Fahrzeuge produzierender Unternehmen

Produktion von Fahrzeugen	Anzahl produzierender Unternehmen	Anteil in %
Ja	2	7
Nein	16	57
Keine Angaben	10	36

Erprobung

Die Tab. 20 zeigt die Nutzung der Fahrzeuge als Erprobungsfahrzeuge. Bei den Fahrzeugen handelt es sich um LKWs, Busse und Sonderfahrzeuge. Unter Erprobungsfahrzeugen versteht man Fahrzeuge, die Verkehrs- und Fahrzeugdaten für die Validierung von innovativen Fahrfunktionen sammeln. Diese Fahrzeuge sind mit fest installierten Messelektroniken versehen, um diese Daten zu erfassen. Der Tabelle sind die Anzahl der Firmen zu entnehmen, die solche Fahrzeuge einsetzen. Es handelt sich dabei um drei Firmen von 28, die Erprobungsfahrzeuge einsetzen.

Tab. 20: Anteil der Erprobungsfahrzeuge

Erprobung von Fahrzeugen	Anzahl Unternehmen	Anteil in %
Ja	3	11
Nein	16	57
Keine Angaben	9	32

Dies macht einen prozentualen Anteil von 11 Prozent aus. 57 Prozent gaben an, dass Sie keine Fahrzeuge als Erprobungsfahrzeuge einsetzen, was einer Anzahl von 16 Firmen entspricht. Dementsprechend machten 32 Prozent der Firmen aus unbekanntem Gründen keine Angaben.

Kundenauslieferung

Die Firmen wurden ebenfalls dazu befragt, ob Sie Fahrzeuge an Kunden ausliefern. Bei den Fahrzeugen handelt es sich um LKWs, Busse und Sonderfahrzeuge. Die Zahlen kann man der Tab. 21 entnehmen. 11 Prozent der Firmen liefern Fahrzeuge an Kunden aus. 57 Prozent gaben an, dass sie keine Fahrzeuge ausliefern, was einer Anzahl von 16 Firmen entspricht. Dementsprechend machten 32 Prozent der Firmen aus unbekanntem Gründen keine Angaben.

Tab. 21: Nutzung zur Auslieferung von Fahrzeugen an Kunden

Auslieferung von Fahrzeugen	Anzahl Unternehmen	Anteil in %
Ja	3	11
Nein	16	57
Keine Angaben	9	32

Fahrleistung je Anwendungsbereich

Im Folgenden wird aufgezeigt, wie die Fahrleistung der Unternehmen in Kilometer auf verschiedene Bereiche aufteilt. Die minimale/maximale Gesamtfahrleistung lässt sich über die Kennwerte Fahrleistung und Fahrzeuganzahl berechnen, indem die beiden Werte miteinander multipliziert werden. Die Unterkategorien „Fahrleistung im Bereich Stadtverkehr“, „Fahrleistung im Bereich Regionalverkehr“, „Fahrleistung im Bereich Fernverkehr“ und „Fahrleistung im Bereich andere Anwendung“ lassen sich äquivalent zur Gesamtfahrleistung berechnen. Unter dem Begriff Fahrleistung „andere Anwendung“ wird die Fahrleistung von Stadtverkehr, Regionalverkehr, Fernverkehr und Sonderverkehr zusammengefasst, die nicht eindeutig den Kategorien zugewiesen werden konnte. Im Falle, dass Firmen keine Angaben

zum Fahrbereich gemacht haben, wurden die Fahrleistungsangaben ebenfalls dem Bereich „andere Anwendung“ zugewiesen. Es muss auch beachtet werden, dass nicht alle Firmen, die den Fragebogen beantwortet haben, auch Fahrleistungen angegeben haben.

Fahrleistung Verkehr

Tab. 22 zeigt die minimale und maximale Fahrleistung der angegebenen Fahrzeuge im Stadtverkehr Regionalverkehr, Fernverkehr und anderen Anwendungen pro Jahr. Die minimale Fahrleistung im Stadtverkehr liegt bei ca. 28,4 Millionen Kilometer pro Jahr. Die maximale Fahrleistung liegt bei ca. 29,1 Millionen Kilometer. Dies macht einen Unterschied von rund 700.000 Kilometer.

Tab. 22: Gegenüberstellung der Fahrleistung der verschiedenen Anwendungsbereiche

Anwendungsbereich	Fahrleistung pro Jahr (in Mio. km)		
	Minimum	Maximum	Differenz
Stadtverkehr	28,4	29,1	0,7
Regionalverkehr	37,8	38,4	0,6
Fernverkehr	6,6	7,6	1,0
Andere Anwendungen	8,4	23,1	14,7
Summe	81,2	98,3	17,0

Wie die Tabelle zeigt, nimmt der Regionalverkehr den größten Anteil am Gesamtverkehr ein (entspricht 46 Prozent), gefolgt vom Stadtverkehr. Hier ist somit auch das Entwicklungspotential für den Einsatz von Wasserstoff am größten.

Durchschnittliche Nutzungsdauer der Fahrzeuge

Die nachfolgende Tab. 23 zeigt übersichtlich, wie lange die Unternehmen im Durchschnitt ihre Fahrzeuge betreiben und nach wie vielen Jahren sie ausgetauscht werden.

Tab. 23: Durchschnittliche Haltedauer der Fahrzeuge der befragten Unternehmen

Nutzungsdauer	Anzahl Unternehmen	Anteil in %
Bis 3 Jahre	0	0
3 bis 5 Jahre	6	20
5 bis 8 Jahre	8	27
8 bis 10 Jahre	2	6
Über 10 Jahre	3	10
Keine Angaben	11	37

Die Gesamtzahl der Unternehmen von 30 ergibt sich dadurch, dass Firmen auch zu den verschiedenen Fahrzeugklassen Haltedauerangaben gemacht haben. 37 Prozent der Firmen haben keine Angaben gemacht. Gründe dafür sind nicht bekannt. Fast die Hälfte mit 47 Prozent geben an, eine Haltedauer zwischen drei bis acht Jahren anzustreben. Für eine rasche Umstellung auf Wasserstofffahrzeuge wäre die Haltedauer von drei bis fünf Jahren interessant. Diese Haltedauer wurde mit 20 Prozent angegeben. Die Haltedauer der Fahrzeuge zeigt, dass bei positiven Erfahrungen, günstigen Bedingungen und ausreichender Wasserstoffversorgung die gesamte Fahrzeugflotte in weniger als zehn Jahren umgestellt werden kann. Würden die Unternehmen ab jetzt nur noch Wasserstofffahrzeuge anschaffen, würden in fünf Jahren ca. 20 Prozent der Fahrzeuge mit Wasserstoff betrieben.

Auswertung Infrastruktur

Eine ausreichende Wasserstoffinfrastruktur (Tankstellen), sowie Werkstätten für die Wartung und Reparatur von wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen sind wichtige Voraussetzungen für den Umstieg auf Wasserstoff. Um den Bedarf an weiteren öffentlichen Tankstellen sowie Wartungsmöglichkeiten zu erfassen, wurden im Fragebogen die folgenden Fragen gestellt:

- 1.8 Betreiben Sie momentan eine eigene Werkstatt?
- 3.1 Erscheint Ihnen die Errichtung einer weiteren Tankstelle erforderlich? (Wo?)
- 3.2 Würden Sie eine eigene Betriebstankstelle errichten? (welche Voraussetzungen benötigen Sie dafür/wo würden Sie diese errichten?)
- 3.3 Welchen Tankdruck benötigen Sie für Ihre Fahrzeuge?

Eigene Werkstätten

Die Unternehmen wurden befragt, ob sie bisher eigene Werkstätten betreiben oder von dem Vorhandensein externer Werkstätten für Wartung und Reparaturen abhängig sind. In Tab. 24 ist zu sehen, dass 29 Prozent der Firmen angaben, eigene Werkstätten zu betreiben. Dies legt nahe, dass für die Einführung von Wasserstoffmobilität in Ulm auch externe Werkstätten umgerüstet bzw. das Personal geschult werden muss.

Tab. 24: Anteil der Unternehmen mit eigenen Werkstätten

Eigene Werkstätten	Anzahl Unternehmen	Anteil in %
Ja	8	29
Nein	10	35,5
Keine Angaben	10	35,5

Vorhandene und geplante H₂-Tankstellen in Ulm

Im Rahmen des Fragebogens wurden die Unternehmen über die momentan geplanten Wasserstofftankstellen in Ulm informiert und befragt, ob weitere Tankstellen für Ihren H₂-Einstieg nötig sind. 39 Prozent der Unternehmen beantworteten dies mit „ja“ wie in Tab. 25 zu sehen.

Tab. 25: Anteil der Unternehmen, die mehr als die bisher geplanten Tankstellen benötigen, um Wasserstoff einzusetzen

Weitere H ₂ -Tankstellen erforderlich	Anzahl Unternehmen	Anteil in %
Ja	11	39
Nein	17	61
Keine Angaben	0	0

Die Unternehmen wurden nach den gewünschten zukünftigen Standorten für weitere Tankstellen gefragt. Hier wurde beispielsweise angegeben, dass eine Tankstelle für Müllfahrzeuge beim Müllheizkraftwerk im Donautal wünschenswert wäre. Dies ist ggf. durch die von Iveco bereits geplante Tankstelle möglich. Ein weiterer genannter Punkt ist, dass eine öffentlich zugängliche Tankstelle benötigt wird, an der eine große Anzahl Busse betankt werden können (es wurde angegeben, dass mit der ZSW-Tankstelle nur 10 bis 15 Busse Wasserstoffbusse versorgt werden können).

Folgende Standorte wurden genannt:

- Für Müllfahrzeuge beim Müllheizkraftwerk Donautal
- Betriebshoftankstelle bei neuem Betriebshof Ulm
- Öffentlich zugängliche Tankstelle, wo Busse getankt werden können (bei der ZSW Tankstelle können nur 10 bis 15 Busse eingesetzt werden)
- Gewerbegebiet oder Autobahn Tankstelle Günzburg
- Rasthof Autohof Seligweiler Ulm-Ost
- Nähe der B10 Autobahnauffahrt beidseitig
- Empfehlung für ACEA Tankstellennetz
- Die Städte Merklingen, Dornstadt, Biberach, Ehingen, Laupheim, Blaubeuren, Münsingen, Heidenheim

Betrieb eigener H₂-Tankstellen

Eine Möglichkeit zusätzliche Tankstellen zu errichten, ist der Betrieb von eigenen H₂-Betriebstankstelle, welche ggf. für externe Fahrzeuge zugänglich gemacht werden können. Im Rahmen der Befragung gaben 46 Prozent der Firmen an, dies zu planen (Tab. 26).

Tab. 26: Anteil der Unternehmen, die eine eigene Wasserstofftankstelle in Betracht ziehen

Eigene H ₂ -Tankstellen (auf Betriebshof)	Anzahl Unternehmen	Anteil in %
Ja	13	46
Nein	14	50
Keine Angaben	1	4

Als Voraussetzung für das Betreiben von eigenen H₂-Betriebstankstellen gaben die Unternehmen folgende Punkte an:

- Einsatzmöglichkeit von mobilen Tankstellen für kleineren H₂ Absatz (ein Unternehmen)
- Entsprechende Förderungen und Unterstützung vom Staat sind notwendig (zwei Unternehmen)
- Möglichkeit der Umrüstung von Diesel Tankstellen zu Wasserstoff (ein Unternehmen)
- Möglichkeit zur eigenen Herstellung von H₂ mithilfe eigener PV-Anlagen (ein Unternehmen)

Gründe keine eigene Tankstelle betreiben zu wollen sind dagegen:

- Zu vielen Auflagen (ein Unternehmen)
- Aufgrund von zu wenig Jahresverbrauch nicht lukrativ (ein Unternehmen)
- Keine Eigenproduktion von grünem Wasserstoff (ein Unternehmen)

Aus den genannten Gründen wird ersichtlich, dass eine Förderung und übersichtliche Auflagen zu der Bereitschaft eigene Tankstellen aufzubauen, beitragen können.

Benötigter Tankdruck

Die Unternehmen wurden gefragt, ob für ihre Anwendung Tankstellen mit 350 bar oder 700 bar Technologie benötigt wird. Die Unternehmen sind sich noch unklar, welche Tanktechnologie sich durchsetzen wird. Es gibt im Moment bereits Technologien, die auf Flüssiggas (H₂) setzen, sowie 350 bar und 700 bar Drucktanks. Die Unternehmen sind hier abhängig vom Hersteller der Fahrzeuge und den kommerziell erhältlichen Serienfahrzeugen. Somit fordern die Firmen, dass Tankstellen alle Technologien anbieten. Ebenfalls herrscht die Haltung, abzuwarten, bis sich Serienfahrzeuge am Markt durchsetzen werden.

Zusammenfassung

Generell betreiben nur 29 Prozent der Firmen eigene Werkstätten. Dadurch erhöht sich auch die Notwendigkeit von externen Werkstätten, die sich mit dem Thema Wasserstoff und Instandhaltung von Wasserstofffahrzeugen beschäftigen erheblich. Es ist also notwendig, auch diese Umrüstung und Schulung des Personals frühzeitig voranzutreiben. Das Thema der Betriebstankstelle zeigt, dass annähernd die Hälfte der Firmen bereit sind, eigene Tankstellen zu betreiben. Dennoch müssen Voraussetzungen erfüllt werden, um dies aus Unternehmersicht umzusetzen. Dazu zählen die Verfügbarkeit von mobilen Tankstellen, Förderungen und Unterstützungen vom Staat, evtl. Umrüstungen von Dieseltankstellen auf Wasserstofftankstellen und die Möglichkeit zur eigenen Herstellung von grünem Wasserstoff. Die Gründe gegen den Betrieb von eigenen Tankstellen sind zu viele Auflagen, zu geringer Jahresverbrauch von H₂ und keine Möglichkeit zur eigenen Produktion von grünem Wasserstoff.

Für 39 Prozent der Firmen sind weitere Tankstellen in der Ulm/Neu-Ulm Region notwendig. Dies zeigt, dass die geplanten Tankstellen eine gute Wirkung erzielen können. Beim Thema Tankdruck sind die Firmen sich noch unsicher, welche Tankdrucktechnologie sich durchsetzen wird. Ein Problem dabei ist der Fahrzeugmarkt, da es noch zu wenig Serienfahrzeuge gibt und sich der Fahrzeugmarkt selbst unklar ist, welche Technologien sich durchsetzen werden.

Ebenfalls ein Thema bei den Firmen sind die Prognosen der European Automobile Manufacturers Association (ACEA). Diese legt eine Zielvorgabe von rund 300 Lkw-tauglichen Wasserstofftankstellen bis 2025 und mindestens 1.000 bis spätestens 2030 fest. Außerdem sollten bis 2030 alle 200 Kilometer im TEN-V-Kernnetz eine Wasserstofftankstelle zur Verfügung stehen. Eine Wasserstofftankstelle sollte dabei für Lkw über eine Mindestkapazität von sechs Tonnen H₂ pro Tag und mindestens zwei Zapfsäulen zur Verfügung stellen³⁷.

Geschäftsmodell Fahrzeuge

Im Fragebogen wurden die schon im Workshop gestellten Fragen wiederholt, z.B. die Frage hinsichtlich möglicher Finanzierungsoptionen (Fahrzeugkauf, Leasing, Abrechnung nach gefahrenen Kilometern). Die Teilnehmer wurden um Feedback gebeten, welche Modelle für

³⁷ https://www.acea.auto/files/ACEA_Position_Paper-Heavy-duty_vehicles-Charging_and_refuelling_infrastructure.pdf

sie in welcher Phase der Einführung der Technologie (Pilotphase, ständiger Einsatz, Immer (in jeder Phase), oder nie) in Frage kommen. Das anonymisierte Ergebnis ist in Tab. 27 zu sehen. Es wurden von 27 Firmen Daten erhoben, allerdings lagen zu dieser Frage von fünf Firmen keine Daten vor, sodass 22 Antworten ausgewertet wurden. Es kamen auch Mehrfachnennungen vor.

In der Pilotphase ist das Leasing für die meisten Firmen das präferierte Model, gefolgt von der Abrechnung nach gefahrenen Kilometern. Nur vier Firmen wollen in der Pilotphase eigene Fahrzeuge anschaffen. Für den ständigen Einsatz ändern sich die Präferenzen allerdings und die meisten Firmen (14) planen, eigene Fahrzeuge anzuschaffen. Zehn Firmen gaben an, an der Abrechnung pro Kilometer zu keinem Zeitpunkt Interesse zu haben. Die Ergebnisse ähneln denen aus dem Workshop.

Tab. 27: Anzahl der zustimmenden Unternehmen hinsichtlich verschiedener Geschäftsmodelle für verschiedene Phasen der Technologieeinführung

Nutzungsmodell H2-Fahrzeuge	Nie	Pilotphase	Ständiger Einsatz	Immer	Keine Angaben
Kauf	4	4	14	2	5
Leasing	4	13	7	1	5
nach gefahrenen Kilometern	10	7	5	2	5

Herkunft Wasserstoff

Der Fragebogen enthielt ebenfalls Fragen hinsichtlich der Anforderungen der Firmen an die Stufen der Nachhaltigkeit des Wasserstoffs und zu welchem Zeitpunkt sie akzeptabel wären, um einen Überblick zu erhalten, welchen Einfluss die Herkunft des verwendeten Wasserstoffs auf die Umsetzungspläne der Firmen hat. In Tab. 28 ist zu sehen, wie viele Firmen sich jeweils den Einsatz bis wann vorstellen können. Es kamen auch Mehrfachnennungen vor.

Tab. 28: Anzahl der Firmen, die grauen Wasserstoff als Übergangslösung akzeptieren

Aussage „Für meine Fahrzeuge akzeptiere ich...“	Nie	2024	2028	2035	Immer/ sofort	Keine Angaben
...grauen H ₂ bis	9	2	8	2	3	3
... grauen H ₂ für dessen Klimaneutralität CO ₂ -Zertifikate erworben wurden bis	6	5	5	4	2	4
... grauen H ₂ , für den an anderer Stelle grüner H ₂ erzeugt wurde bis	3	1	5	3	11	3
... grünen H ₂ auch als Import-H ₂ bis	3	1	5	3	11	3
... grünen H ₂ ab	2	2	6	1	12	4

Aus der Tabelle wird ersichtlich, dass für neun Firmen der Einsatz von grauem Wasserstoff zu keiner Zeit infrage kommt, auch nicht als Übergangslösung. Für drei Firmen ist der Einsatz von grauem Wasserstoff zu jeder Zeit vorstellbar. Für zwölf Firmen ist der Einsatz von grauem Wasserstoff als Übergangslösung für einen begrenzten Zeitraum vorstellbar. Der CO₂-Ausgleich über das Erwerben von Zertifikaten findet mehr Zustimmung, ist aber nur für zwei Firmen eine Dauerlösung. Ähnlich ist das Bild für grauen Wasserstoff, für den an anderer Stelle grüner Wasserstoff erzeugt wurde. Importwasserstoff ist für die meisten Firmen eine Option, auch wenn dies vereinzelt nicht als Zielzustand gesehen wird.

A 2 Standorte der befragten Unternehmen

In der folgenden Abbildung sind die Standorte von Unternehmen, die potenziell am Einsatz von Wasserstoff interessiert sind, auf einer Karte dargestellt. Die Zahlen in der Abbildung geben die Anzahl der Firmen in dem jeweiligen Ort an.

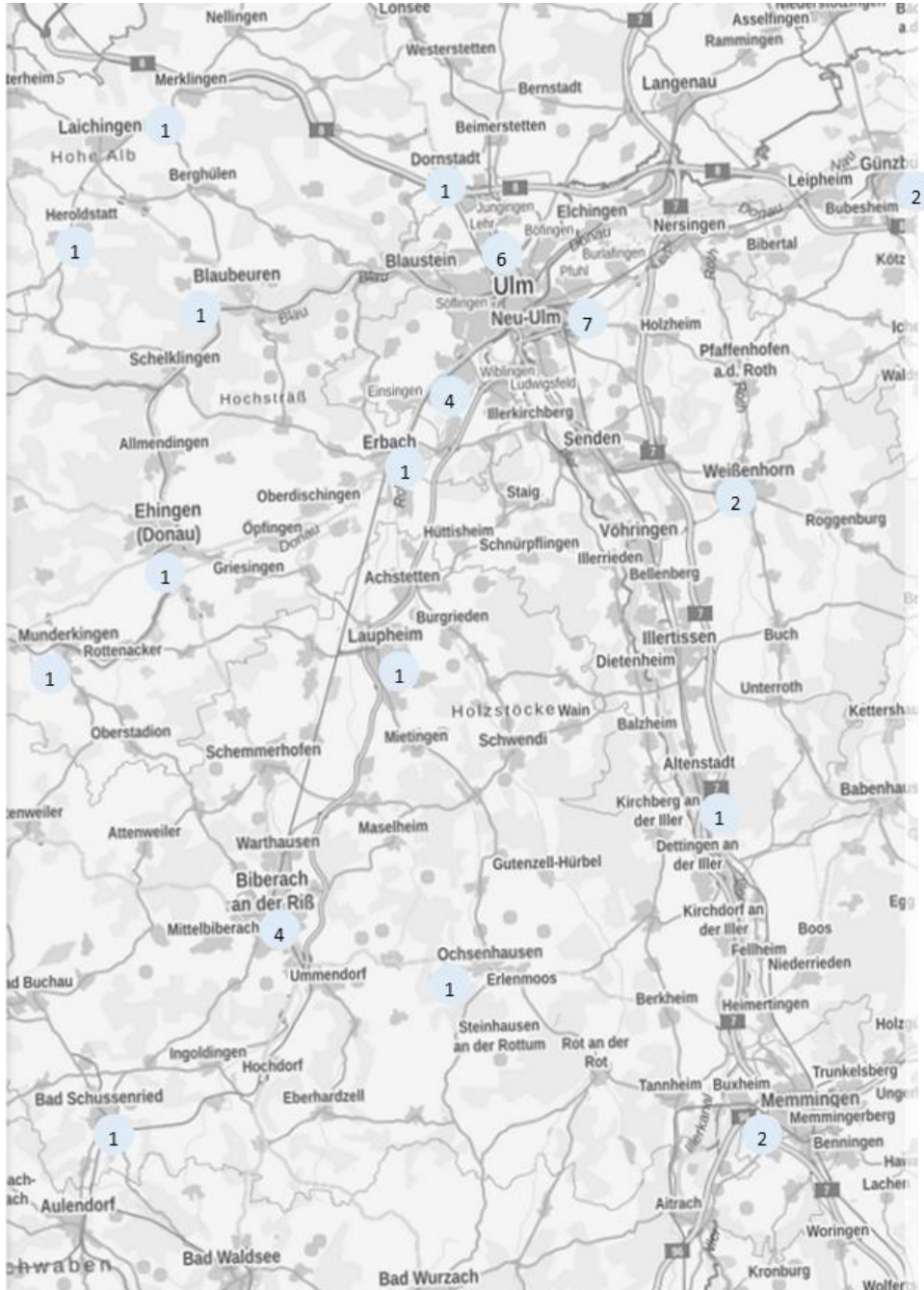


Abb. 54: Standorte und Anzahl der an der Befragung beteiligter Unternehmen in der Region (eigene Darstellung unter Verwendung von Geoportal Stadt Ulm)

A 3 Fahrzeugübersicht

Nachfolgend sind in den Tabellen einige beispielhafte Fahrzeugtabellen dargestellt. Da nicht bei allen Fahrzeugen ein Verbrauch recherchiert werden konnte, wurde bei allen Fahrzeugen ein Verbrauch über die maximale Reichweite und die Tankgröße abgeschätzt.

Es ist zu beachten, dass dadurch zusätzliche Reichweiten durch die Energieversorgung aus der Batterie vernachlässigt werden und die realen Verbräuche der Fahrzeuge abweichen.

Tab. 29: Busse (alle abgerufen am 6.12.2022)

Nr.	Hersteller	Modell	Reichweite (km)	Tankgröße (kg)	Verbrauch (kg/km)
1	Van Hool	Exqui.City 18 Fuel Cell	240	38,7	0,161
https://www.ornouvelleaquitaine.fr/wp-content/uploads/2021/07/08-presentation-systeme-transport-Pau-H2.pdf					
2	Van Hool	A330 Fuel Cell	350	38,5	0,11
https://www.rvk.de/fileadmin/images/Null_Emissio/Datenblatt_van_Hool_A330_FC.pdf					
3	Solaris	Urbino 12 hydrogen	350	37,5	0,107
https://www.solarisbus.com/de/fahrzeuge/zero-emissions/hydrogen					
4	Caetano (mit Toyota)	H2.City Gold	400	37,5	0,094
https://caetanobus.pt/en/buses/h2-city-gold/					
5	Safra	HYCITY	350	35	0,1
https://safra.fr/en/manufacture/					

Tab. 30: Müllfahrzeuge (abgerufen am 6.12.2022 (Nr. 1+2) und 13.12.2022 (Nr. 4+5))

Nr.	Hersteller	Modell	Reichweite (km)	Tankgröße (kg)	Verbrauch (kg/km)
1	Faun	Bluepower	300	16,1	0,054
https://www.klimafreundliche-nutzfahrzeuge.de/praxis/fahrzeugdatenbank/faun-bluepower-2/					
2	Geesinknorba	GPM IV Split	250	15	0,06
https://www.openaccessgovernment.org/hydrogen-on-trial/80599/					
3	E-Trucks Europe	Truck for Baetsen	400	30	0,075
https://www.lifeandgrabhy.eu/sites/default/files/Lifengrabhy_LaymanReport_2021_DEF.pdf					
4	E-Trucks Europe	Truck for Cure	400	20	0,05
https://www.lifeandgrabhy.eu/sites/default/files/Lifengrabhy_LaymanReport_2021_DEF.pdf					

Tab. 31: LKW (abgerufen am 6.12.2022)

Nr.	Hersteller	Modell	Reichweite (km)	Tankgröße (kg)	Verbrauch (kg/km)
1	Faun	Bluepower	250	16,1	0,064
https://www.klimafreundliche-nutzfahrzeuge.de/praxis/fahrzeugdatenbank/faun-bluepower/					
2	Faun	Citypower	500	32	0,064
https://www.klimafreundliche-nutzfahrzeuge.de/praxis/fahrzeugdatenbank/faun-citypower/					
3	Hyundai	Xcient Fuel Cell	400	31,08	0,078
https://www.klimafreundliche-nutzfahrzeuge.de/praxis/fahrzeugdatenbank/hyundai-xcient-fuel-cell/					

Tab. 32: Transporter (abgerufen am 6.12.2022)

Nr.	Hersteller	Modell	Reichweite (km)	Tankgröße (kg)	Verbrauch (kg/km)
1	Opel	E-Vivaro Hydrogen	400	4,4	0,011
https://h2.live/wasserstoffautos/opel-vivaro-e-hydrogen/					
2	Peugeot	E-Expert Hydrogen	400	4,4	0,011
https://h2.live/wasserstoffautos/peugeot-e-expert-hydrogen/					
3	Citroen	e-Jumpy Hydrogen	400	4,4	0,011
https://h2.live/wasserstoffautos/citroen-e-jumpy-hydrogen/					