

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME, ISE

WASSERSTOFF-TECHNOLOGIEN AM SÜDLICHEN OBERRHEIN (H₂SO)

Abschlussbericht



Gefördert durch:



Baden-Württemberg

MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT

WASSERSTOFF-TECHNOLOGIEN AM SÜDLICHEN OBERRHEIN (H2SO)

Abschlussbericht

Hauptautor:

Christopher Voglstätter, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE in Freiburg
Heidenhofstr. 2
79110 Freiburg
Telefon: +49 761 4588-5357
Mail: christopher.voglstaetter@ise.fraunhofer.de

Datum: 31.12.2021
Revision 6-2907

Co-Autoren:

Jochen Behrens, Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE
Sebastian Gölz, Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE
Thomas Jungmann, Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE
Nikolas Knetsch, Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE
Stefan Welle, basi Schöberl GmbH & Co. KG
Jonas Schmidinger, bnNETZE GmbH
Leopold Pfluger, bnNETZE GmbH
Simon Morgeneyer, Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband e.V. (DWV)
Dennitsa Nozharova, Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband e.V. (DWV)
Peter Trawitzki, Energiedienst Holding AG
Holger Weis, Gemeinde Teningen
Letizia Denubio, Gemeinde Teningen
Prof. Ulrich Hochberg, Hochschule Offenburg
Dr.-Ing. Parantapa Sawant, Hochschule Offenburg
Dr. Fabian Burggraf, Strategische Partner – Klimaschutz am Oberrhein e.V. (KPO)
Dr.-Ing. Oliver Jochum, Strategische Partner – Klimaschutz am Oberrhein e.V. (KPO)

Die Arbeiten des Programms Lebensgrundlage Umwelt und ihre Sicherung wurden mit Mitteln des Landes Baden-Württemberg gefördert

Abbildungsverzeichnis..... 5

Kurzfassung..... 6

Abstract 7

1 Motivation / Projektziele 8

2 Herangehensweise und Projektstruktur 10

2.1 Organisatorische Herangehensweise..... 10

2.2 Herangehensweise an das Reallabor 12

2.3 Zeitliche Herangehensweise 12

2.4 Abweichungen vom Projektplan 13

2.4.1 Inhaltliche Abweichungen13

2.4.2 Zeitliche Abweichungen14

3 Projektergebnisse..... 15

3.1 Potenzialerhebung..... 15

3.1.1 AP 1.1 Potenziale in der Industrie15

3.1.2 AP 1.2 Potenziale im Gasnetz (bnNETZE)19

3.1.3 AP 1.3 Potenziale in Kommunen (Gemeinde Teningen)20

3.1.4 AP 1.4 Potenziale in der Mobilität (ISE).....21

3.1.5 AP 1.5 Potenziale für netzferne Stromversorgung (DWW)21

3.1.6 AP 1.6 Potenziale zur Wasserstoffherzeugung (Energiedienst)22

3.1.7 PV-Potentiale22

3.1.8 Windkraft-Potentiale23

3.1.9 Wasserkraft-Potentiale24

3.1.10 AP 1.7 Potenziale für Wasserstoffbedarf in biologischer Verwertung von Nahrungsresten (Hochschule Offenburg)25

3.2 Visualisierung 25

3.3 Transformation – Herangehensweise 28

3.4 Transformation - Umstellung des Gasnetzes..... 29

3.4.1 Problemdefinition.....29

3.4.2 Fallbeispiel „Umnutzung“30

3.4.3 Fallbeispiel Separations-Option.....35

3.4.4 Fazit und kurze Diskussion der Ergebnisse der Kernfrage38

3.5 Transformation - Wasserstoff in Nutzfahrzeugen 38

3.5.1 Problemdefinition.....38

3.5.2 Fallbeispiel: Kleyling Spedition GmbH39

3.5.3 Fallbeispiel: basi Schöberl GmbH & Co. KG40

3.5.4 Fallbeispiel: bnNetze GmbH.....41

3.5.5 Fallbeispiel: Stadt Lahr/ Ladog-Fahrzeugbau- und Vertriebs-GmbH42

3.5.6 Fazit der Kernfrage.....42

3.6 Transformation - Regionale Wasserstofflogistik/-handel heute 43

3.6.1 Problemdefinition.....43

3.6.2 Fallbeispiel: Modellregion Südlicher Oberrhein als erster Implementierungsschritt für eine regionalen grünen Wasserstofflogistik/-handel44

3.6.3 Fallbeispiel: zentrale große Wasserstoffherzeugungsanlage46

3.6.4 Fallbeispiel: Dezentrale Wasserstoffherzeugungsanlage mit fluktuierenden erneuerbaren Energien47

3.6.5 Fazit der Kernfrage.....49

3.7 Transformation - Wasserstoff in der Kommune..... 50

3.7.1	Einsatz von Wasserstoff in kommunalen Klimaschutzkonzepten	50
3.7.2	Beteiligte Akteure	50
3.7.3	Bezug der Klimaschutzkonzepte auf die Kernfragen des Projekts	50
3.7.4	Implementierung von Wasserstoff in kommunale Bereiche	52
3.8	Transformation - Wasserstoff in der Industrie	53
3.8.1	Problemdefinition	53
3.8.2	Fallbeispiel: Evonik Industries AG– Industrie mit eigener Produktion	53
3.8.3	Fallbeispiel: Fischer Group – Industrie ohne eigene Produktion	54
3.8.4	Fallbeispiel: Sterr-Kölln & Partner– Wasserstoff in der Glasproduktion	55
3.8.5	Fazit der Kernfrage	56
3.9	Transformation - Wasserstoff in der Personenbeförderung	56
3.9.1	Problemdefinition	56
3.9.2	Fallbeispiel Pendlerverkehr im Raum Offenburg-Lahr-Kehl	57
3.9.3	Fallbeispiel (Corporate) Carsharing	59
3.9.4	Fallbeispiel Wasserstoffbusse im Regionalverkehr	61
3.9.5	Fazit der Kernfrage	63
3.10	Transformation - zukünftige Wasserstoffversorgung der Region	64
3.10.1	Problemdefinition	64
3.10.2	Fallbeispiel 1 – Wasserstoff wird über eine Wasserstoff-Pipeline in die Region importiert	64
3.10.3	Fallbeispiel 2 Import per LKW/Schiff/Zug	66
3.10.4	Fallbeispiel 3 Wasserstoff wird Regional über Elektrolyseure erzeugt	68
3.10.5	Fazit der Kernfrage	69
3.11	Transformation - netzferne Stromversorgung mit Wasserstoff	70
3.11.1	Problemdefinition	70
3.11.2	Fallbeispiel Weinfest	71
3.11.3	Fallbeispiel Rathaus	74
3.11.4	Fazit der Kernfrage	78
4	Synthese / Ergebnisdokumente	80
5	Zusammenfassung	81

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: »Sektorkopplung« – Optionen für die nächste Phase der Energiewende. acatech – Deutsche Akademie der Technik-wissenschaften et. al. November 2017	8
Abbildung 2: Struktur und geplanter Prozessablauf des Reallabors Wasserstofftechnologien am Südlichen Oberrhein	10
Abbildung 3: Zeitplan Projekt (geplant und ist)	13
Abbildung 4: Meilensteine des Projektes.....	13
Abbildung 5: Räumliche Darstellung der Wasserstoffbedarfspotenziale und Wasserstofferzeugungspotenziale in den Landkreisen am Oberrhein.....	16
Abbildung 6: Darstellung der Potenziale in den Bereichen Mobilität, Prozesse und Prozesswärme in den vier Clustern Ortenau, Breisgau, Dreiländereck und Waldshut	17
Abbildung 7: Sankey-Diagramm der Wasserstoffbedarfspotenziale innerhalb der Cluster in Abhängigkeit des Sektors.....	18
Abbildung 8: Endenergieverbrauch im Jahr 2020 nach Sektoren und Energieträgern in Deutschland; Quelle: UBA, Stand 09/2021	19
Abbildung 9: Verteilung der Globalstrahlung für den südlichen Oberrhein.	22
Abbildung 10: Jahresertrag einer Windkraftanlage mit einer Nennleistung von 4,2 MW im südlichen Oberrhein.	23
Abbildung 11: Übersicht der Laufwasserkraftwerke mit Realleistung und deren mögliche, jährliche H ₂ Produktion, ausgehend von 4.500 Vollaststunden.	24
Abbildung 12: Prozessablauf von der Datenerhebung, -aufbereitung und der abschließenden Visualisierung.....	26
Abbildung 13: Potenzialatlas mit kleinem (links) und großem (rechts) Maßstab. Erst bei einem großen Maßstab (hohe Zoomstufe) werden die Tortendiagramme nach Verbraucher und Kategorie (siehe Legende) dargestellt	27
Abbildung 14 Kernfragen und Partnerzuordnung	29
Abbildung 15: Erdgasversorgung in Freiburg	31
Abbildung 16: Konzept einer Wasserstoffversorgung des Kehler Hafengebiets via Gasseparation	36
Abbildung 17: Übersicht zur Clean-Vehicle-Richtlinie.....	41
Abbildung 18: Qualitative Darstellung von konstantem Wasserstoffverbrauch und H ₂ - Erzeugung einer PV-Elektrolyse	48
Abbildung 19 Transportmöglichkeiten von Wasserstoff	67
Abbildung 20: Lastverlauf während des Weinfestes	71
Abbildung 21 Verschiedene Speicherlösungen für Wasserstoff (Druckgasflaschen) und Methanol (Kunststofftank)	76

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Potenziale für Wasserstoffbedarf in biologischer Verwertung.....	25
Tabelle 2: Kostenvergleich zwischen Diesel, H ₂ und MeOH	72
Tabelle 3: Vergleich der Emissionen zwischen Diesel, grauem H ₂ , grünem H ₂ , grauem MeOH, grünem MeOH.....	73
Tabelle 4: Vergleich der auftretenden Emissionen während des Weinfestes von Diesel, grauem H ₂ grünem H ₂ und MeOH und grauem MeOH.....	73

Kurzfassung

Im Projekt Wasserstoff-Technologien am Südlichen Oberrhein H2SO wurde in einem Konsortium unter Leitung des Fraunhofer ISE die Kernfrage „Wie kann Wasserstoff ins Energiesystem integriert werden?“ adressiert. Das Projektformat war ein transdisziplinäres Reallabor mit insgesamt 25 Projektpartnern aus Industrie, Forschung, Kommunalen Verwaltungen und Verbänden, welche in der Projektregion „Südlicher Oberrhein“ angesiedelt war.

In dem Projekt wurde eine Potenzialerhebung durchgeführt, welche für die Projektregion konkrete akteursbezogene Wasserstoffverbrauchs- und -erzeugungspotenziale aus allen Sektoren erhoben hat. Diese Potenziale wurden im Folgenden genutzt, um die Projektfrage an 20 möglichst konkreten Fallbeispielen – welche auf 8 Kernfragen verteilt waren - und mit weiteren identifizierten Projektpartnern sowie einem erweiterten Akteursnetzwerk zu beantworten. Dabei wurden diese Fallbeispiele auf theoretischer Basis (aber mit der Perspektive einer Umsetzung) und – teilweise – anhand von Demonstratoren behandelt.

Das Projekt hat für die Region eine starke positive Wirkung verursacht und eine faktische Transformationsbewegung durch viele regionale Akteure auch über das Projektkonsortium hinaus verursacht, die Stand Juli 2022 in der Gründung der Initiative 3H2 gebündelt wurde. Aufgrund der Covid-19 Pandemie musste das Projekt jedoch wesentliche Einschränkungen hinnehmen. Ein Teil der Demonstratoren konnte nicht umgesetzt werden und bedingt durch sich auf-akkumulierende Verzögerungen konnte das Projekt trotz der Bemühungen nicht vollständig abgeschlossen werden. Die Überführung der Einzelergebnisse in konkrete Ergebnisdokumente sowie die Synthese zusammen mit dem Konsortium war nicht mehr innerhalb des Projektzeitrahmens möglich.

Der vorliegende Bericht konzentriert sich daher darauf, die Ergebnisse der Fallbeispiele zu beschreiben und die Schlüsse der jeweiligen Fallbeispiele - isoliert und ohne Reflektion durch das Gesamtkonsortium – darzulegen.

Abstract

The project "Hydrogen Technologies in the Southern Upper Rhine Region" H2SO addresses the question "How can hydrogen be integrated into the energy system?". To answer that question a consortium of 25 partners from industry, research, municipal administrations, and associations came together under the lead of Fraunhofer ISE in the format of a transdisciplinary real-life laboratory.

In a first step a potential survey was carried out, which collected concrete actor-related hydrogen consumption and generation potentials from all sectors for the project region. This data was used as data basis and to identify 20 regional case studies from all sectors and supply-chain-segment relevant for Hydrogen. These case studies were developed and analysed in detail to derive synergies, problems and solutions for implementing hydrogen in these case studies. In doing so, these case studies were based on theory but with the perspective of implementation.

This project had a strong positive impact on the project region and started a transformation process towards hydrogen for many stake holders – even beyond the original project consortia. As of July 2022, this movement has cumulated in the founding of the initiative 3H2. But - due to the Covid-19 pandemic - the project had to cope with significant limitations. Apart from not implementing a part of the demonstrators the project also accumulated delays over the timeline of the project. These delays could not be completed despite the efforts and therefore the project had to end without being able to transfer the results of the case studies into concrete result documents and consolidated recommendations.

This report therefore concentrates on describing the results of the case studies and presenting the conclusions of the respective case studies.

1 Motivation / Projektziele

In Deutschland befinden wir uns derzeit in der Phase 2 der Energiewende, in der es im Wesentlichen um die Systemintegration erneuerbarer Energien (EE) in das Energiesystem geht (siehe Abbildung 1). Entscheidend dabei ist der Auf- und Ausbau von Speicheroptionen, wobei Wasserstoff aus erneuerbaren Energien eine entscheidende Rolle zur sog. Sektorkopplung spielt, also der Verknüpfung der Sektoren Strom, Mobilität, Haushalt und Industrie. Auch als Vorbereitung zu Phase 3 sollte die Integration von Wasserstoff in das Energiesystem vorbereitet werden, um dann großskalige Elektrolyse zu erlauben.

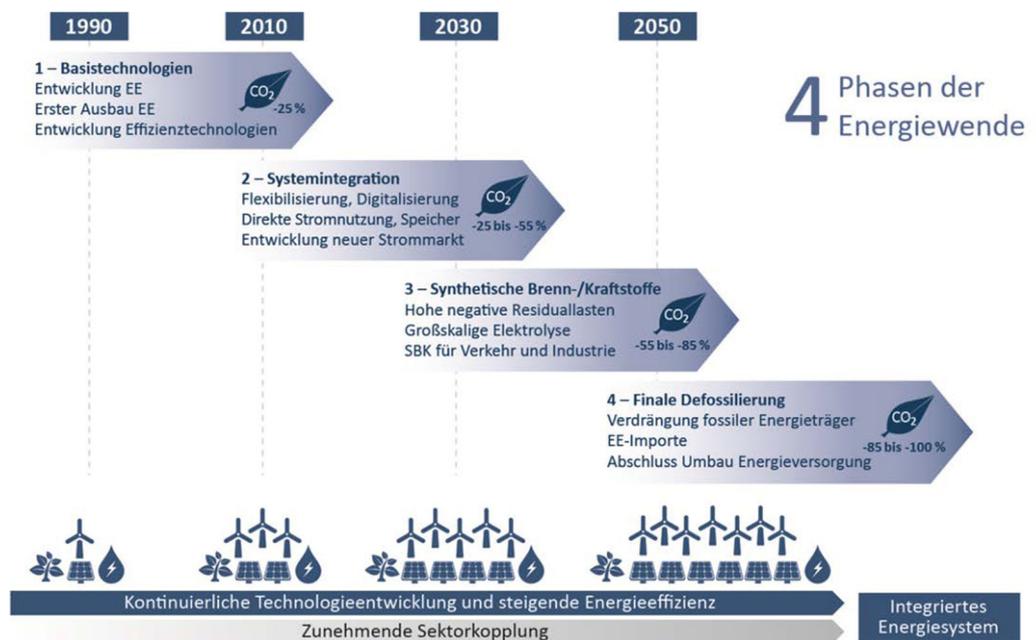


Abbildung 1: »Sektorkopplung« – Optionen für die nächste Phase der Energiewende. acatech – Deutsche Akademie der Technik-wissenschaften et. al. November 2017

Elektrolyse und Wasserstoff aus erneuerbaren Energien werden in vielen Studien als wichtiger Baustein des Energiesystems anerkannt. Die Einsatzmöglichkeiten für Wasserstoff sind vielfältig und zahlreich. Und bei vielen Akteuren existiert schon seit langer Zeit eine Faszination und Begeisterung für Wasserstoff als Energieträger der Zukunft. Auch eine Großzahl an Demonstrations- und Erprobungsprojekten hat – vor allem in Deutschland – schon stattgefunden. Trotzdem und trotz des großen Bedarfs an Emissionssenkung ist grüner Wasserstoff in Deutschland bis auf Nischen immer noch nicht im Energiesystem präsent. Die Gründe dafür sind vermutlich so mannigfaltig wie die Einsatzzwecke – so existieren in manchen Anwendungen noch keine geeigneten Produkte, während in anderen Sektoren Forschungs- und Materialfragen dominieren oder aber in wieder anderen Sektoren die Regulierung problematisch ist. Allen Fällen gemeinsam ist der Kostendruck, da Wasserstoff-basierte Technologie immer mit etablierten konventionellen Technologien in großen Skalen und Stückzahlen in Konkurrenz steht. Aber Kosten entstehen durch viele Faktoren und können durch andere Faktoren, Vorgaben, Synergien oder Anreize kompensiert werden.

An dieser Stelle soll das Projekt ansetzen und dabei unterstützen, grünen Wasserstoff in das Energiesystem und die Sektoren einzuführen. Es verfolgt dazu die folgenden Ziele:

- Hauptziel des Projekts ist es, aktuelle Hemmnisse bei der Implementierung der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie zu benennen und Lösungsvorschläge zu erarbeiten, die zu einer künftigen Verbreitung und Einführung von Wasserstoff in das Energiesystem führen.
- Neben- und Zwischenziele sind die Zusammenstellung eines Akteursnetzwerkes, die Erhebung des Potenzials für Wasserstoff am Südlichen Oberrhein, die Identifizierung, Analyse und teilweise Ausarbeitung von Fallbeispielen.
- Fernziel ist darüber hinaus die Vorbereitung einer Wasserstoff-Modellregion am Südlichen Oberrhein, die auch nach Ende des Projektes eine förderliche Wirkung für die Region, die im Projekt gebündelten Akteure und das Energiesystem entfalten soll.

Die Analyse der Hemmnisse und Synergien soll dabei für die komplette Wasserstoff-Versorgungskette und für ein möglichst breites Spektrum an zu versorgenden Sektoren geführt werden, um ein möglichst umfassendes Bild zu erreichen. Adressiert wurde daher der Einsatz in Industrie und Mobilität, bei der netzfernen Stromversorgung, im Gasnetz und im kommunalen Umfeld sowie auch das Thema Transport/Handel Gasnetz und Trailer. Darüber hinaus wird auch die Erzeugung/Versorgung der Region adressiert - kurzfristig und langfristig.

2 Herangehensweise und Projektstruktur

2.1 Organisatorische Herangehensweise

Das Reallabor gliedert sich in drei Phasen, die sich auf 4 Arbeitspakete verteilen. Die Darstellung gemäß Projektphasen sorgt für eine leichte Abweichung bei der Arbeitspaketreihenfolge:

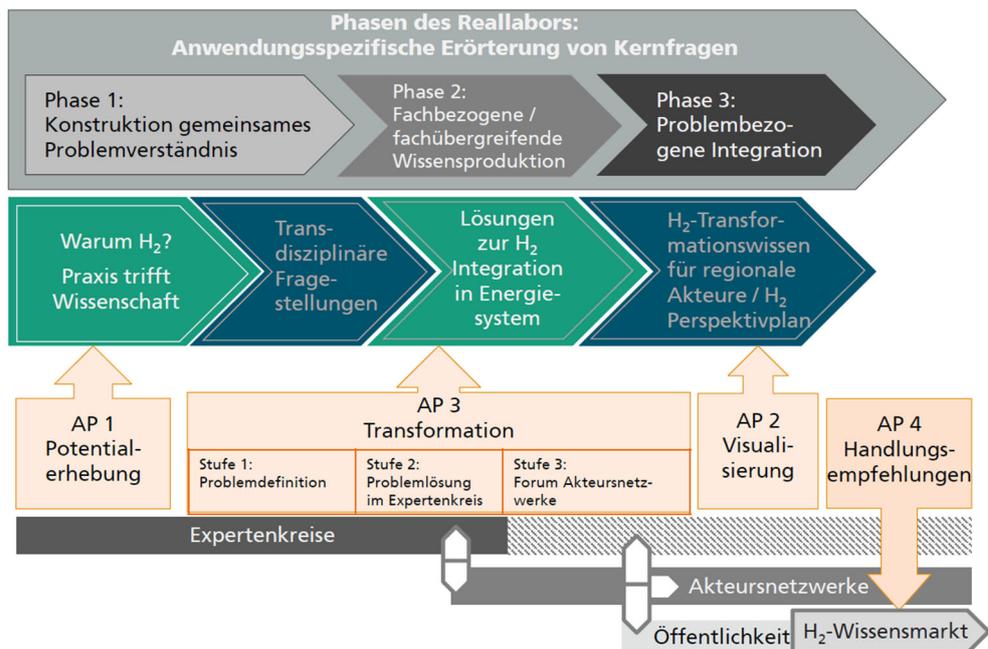


Abbildung 2: Struktur und geplanter Prozessablauf des Reallabors Wasserstofftechnologien am Südlichen Oberrhein

Die 3 Phasen sind:

1. **Konstruktion des gemeinsamen Problemverständnisses**

In dieser Phase wird durch die Expertenkreise das gemeinsame Problemverständnis erzeugt. Diese Phase wird in zwei Strängen umgesetzt: Dafür wird in AP1 zuerst eine Potenzialerhebung für den Südlichen Oberrhein durchgeführt. Die Partner erheben dabei in Bezug auf die für sie strategisch maßgeblichen Teile der Wasserstoffversorgungskette die relevanten Informationen und Potenziale am Südlichen Oberrhein und holen Wissensstände aus den jeweiligen Unternehmen/Organisationen ab. Die Potenzialerhebung wird durch eine transdisziplinäre Erarbeitung zur Bestimmung der Probleme und eine gemeinsame Zielvorstellung (bspw. durch eine Zukunftskonferenz) begleitet. Ziel ist es einerseits, die Wahrnehmung des Themas und das Bewusstsein über das strategische Potenzial zu schärfen und damit alle Partner zu aktivieren. Andererseits sollen auch potenzielle und möglichst repräsentative Fallbeispiele identifiziert werden, anhand derer die Transformation in den darauffolgenden Schritten möglichst konkret betrachtet werden soll. Durch die Erhebung des Poten-

zials soll vermieden werden, dass die Betrachtung an ungeeigneten Fallbeispielen stattfindet. Gleichzeitig soll sichergestellt werden, dass das Konsortium auf möglichst konkrete Fallbeispiele hinarbeitet und das Thema damit auch in der notwendigen Tiefe bearbeitet wird. Des Weiteren werden bei dieser Erhebung auch neue Akteure für die Akteursnetzwerke der nächsten Phase ermittelt. Die im Rahmen der Potenzialerhebung initiierte transdisziplinäre Diskussion wird in der Transformationsgestaltung in AP3 fortgesetzt. Der erste Teil dieser Transformationsgestaltung widmet sich dann der gemeinsamen Betrachtung des Fallbeispiels und der Diskussion.

2. **Fachbezogene / fachübergreifende Wissensproduktion**

In dieser Phase findet die Wissenserhebung und –erzeugung durch die Expertenkreise statt. Auf Basis der in Phase 1 identifizierten Wissensdefizite und Hemmnisse wird fehlendes Wissen erhoben, bspw. durch weitere Erhebung von Daten, durch Recherche von verfügbarem Wissen, Experteninterviews, Delphis und dem Austausch mit Demonstrationsprojekten. Ein wichtiger Baustein dieser Phase sind die im Projekt genutzten Demonstratoren, die sowohl teilweise Experimente erlauben als auch eine Erlebbarkeit der Technologie für alle Akteure ermöglichen. Darüber hinaus vermitteln diese Demonstratoren auch den aktuellen Stand und helfen, die Hemmnisse und Synergien zu identifizieren. Dies stellt einen iterativen Prozess dar: Durch wiederholte Durchführung geeigneter Formate (bspw. Vertiefungsworkshops, bei denen aktueller und neuer Wissenstand berichtet und mit den identifizierten Frage- bzw. Zielstellungen abgeglichen wird und aus den ggf. noch bestehenden Divergenzen die noch notwendigen Arbeitsschritte und weitere Vertiefungsworkshops definiert werden) und der darauffolgenden Wissenserhebung sollen die Hemmnisse identifiziert werden. Anschließend sollen sie, soweit möglich, innerhalb des Konsortiums oder seiner Einflussosphäre/Netzwerke gelöst werden. Ab diesem Zeitpunkt werden die Akteursnetzwerke aktiv in den Prozess mit einbezogen und in geeigneten partizipativen Formaten mit den Ergebnissen der Expertenkreise konfrontiert. Die Akteursnetzwerke werden auch während des Projektes noch weiter erschlossen und identifiziert. Neben der teilweise nachwirkenden Potenzialerhebung dient auch die Visualisierung (AP2) und die Nutzung der eng verflochtenen lokalen Netzwerke dazu, weitere Teilnehmer für die Akteursnetzwerke zu gewinnen. Die Expertenkreise erlangen dadurch weiteres Wissen oder einen anderen Blickwinkel, die hier bisher nicht vorhanden waren. Das Feedback der Akteursnetzwerke und die dadurch erweiterte Einflussosphäre soll bei der Bewertung der Hemmnisse und Probleme helfen und (idealerweise) bei deren Lösung unterstützen. Gegen Ende des Prozesses wird auch die Öffentlichkeit über geeignete Werkzeuge in den Prozess eingebunden.

3. **Problembefugene Integration**

In der dritten Phase werden dann die Erkenntnisse verwertet und in Ergebnisse umgesetzt. Geplant waren: Handlungsempfehlungen für diverse Akteure in Politik und Industrie (eine genaue Festlegung wird im Projekt erarbeitet), eine Wasserstoff-Roadmap für die Region, Empfehlungen an Netzwerke / Verbände (IHK, Handwerkskammer), strategische Entscheidungen der Partner, weitere Projektanträge, Formulierung von Forschungs- oder Normierungsbedarf und Empfehlungen für Klimaschutzpläne der Region (AP4). Darüber hinaus finden auch die Veröffentlichung und der Wissenstransfer an die Öffentlichkeit und die Akteursgruppen statt. Maßnahmen dafür werden in AP4 (Wasserstoff-Wissensmarkt) und auch AP2 (Visualisierung) näher beschrieben. Die Ergebnisse der Maßnahmen sind im Verwertungsplan (Abschnitt 5) aufgelistet und erläutert.

2.2 Herangehensweise an das Reallabor

Wie unter 2.2 beschrieben, folgte das Reallabor H2SO den drei organisatorischen Phasen „Konstruktion des gemeinsamen Problemverständnisses“, „fachbezogene / fachübergreifende Wissensproduktion“ und „problembezogene Integration“.

Insbesondere die erste Phase **Konstruktion des gemeinsamen Problemverständnisses** konnte zu Beginn des Vorhabens noch im Rahmen von physischen Veranstaltungen wie dem Kick-Off sowie einzelnen Arbeitstreffen erfolgreich initiiert werden. Im Rahmen dieser Phase konnten die Beteiligten sich zu den bestehenden Problemen austauschen und ihre jeweiligen Kompetenzen kennenlernen. Pandemiebedingt wurden die Ansätze des Reallabors ab dem März 2020 in virtuelle Formate übergeführt, was insbesondere im ersten Halbjahr 2020 den anfänglich regen Austausch ungünstig beeinflusste. Die Verknüpfung der Potenzialstudie mit der Phase der Wissenserzeugung erwies sich deshalb als sehr wichtig, da es sowohl durch die Datenerhebung als auch durch die Präsentation der Ergebnisse zu den Potenzialen in der Region Südlicher Oberrhein neue Motivation bei den Partnern und Akteuren erzeugte.

Wie geplant wurde die **fachbezogene / fachübergreifende Wissensproduktion** anhand der im Projekt genutzten Demonstratoren und den Fallbeispielen erreicht. Dazu wurde in zahlreichen Untergruppen (die an den Kernfragen orientiert waren) parallel an den spezifischen Problemen und Hemmnissen sowie möglichen Lösungen gearbeitet. Alle Gruppen wurden in den ersten Treffen methodisch unterstützt, so dass die Aufgabenstellung und das anvisierte Ziel von den Gruppen einheitlich verstanden und übernommen wurde.

Die Veranstaltung Akteursnetzwerke band sehr erfolgreich zahlreiche weitere Akteure aus der Region (auch aus den Nachbarländern Frankreich und Schweiz) aktiv in den Prozess mit ein und ermöglichte durch partizipative Formate die Validierung und Vervollständigung der Ergebnisse der Expertenkreise.

Auch die **problembezogene Integration** wurde in der zweiten Hälfte des Vorhabens mit zahlreichen Partnern vorangetrieben, neben den Handlungsempfehlungen und einer Wasserstoff-Roadmap für die Region ist insbesondere der Projektantrag für eine H2-Modellregion SO wesentlich für eine positive Umsetzung der Integration zu nennen.

2.3 Zeitliche Herangehensweise

Im Projektplan war vorgesehen, dass basierend auf den (Zwischen-)Ergebnissen der Potenzialerhebung in AP1 (M1) das AP 3 „Transformation“ die Inhalte erarbeitet, welche dann von AP4 „Synthese“ in Ergebnisdokumente verarbeitet werden.

Aufgrund der Covid-19 Pandemie entstanden – vor allem im ersten Jahr des Projektes – Verzögerungen in der Projektbearbeitung, die dazu führten, dass sich die entsprechenden Meilensteine spürbar verzögerten.

Diese Verzögerungen konnten im Projektverlauf nicht mehr vollständig aufgeholt werden, so dass die Arbeiten im AP 4 nicht bis zum Projektende abgeschlossen werden konnten. Eine Verlängerung im Rahmen von 1 Monat wurde noch bewilligt, konnte jedoch trotz der Bemühungen nicht zum vollständigen Abschluss des Projektes führen.

Eine Auflistung der resultierenden Verzögerungen zeigt Abbildung 3.

		Q1/20	Q2/20	Q3/20	Q4/20	Q1/21	Q2/21	Q3/21	Q4/21
Potenzial- erhebung (AP1)	Geplant			M1					
	Ist				M1				
Visualisierung (AP2)	Geplant				M2				
	Ist					M2			
Transformation (AP3)	Geplant			M3	M4	M5			
	Ist					M3/4	M5		
Synthese (AP4)	Geplant							M6	M8
	Ist								M6

Herangehensweise und
Projektstruktur

Abbildung 3: Zeitplan Projekt (geplant und ist)

Meilensteine

- M1 Abschluss-Veranstaltung Potenzialerhebung. Akteursnetzwerk aufgebaut.
- M2 Visualisierungsplattform online
- M3 Problemdefinition aller Kernfragen abgeschlossen
- M4 Problemlösung weit genug gediehen für Einbindung Akteursnetzwerke
- M5 Reflexionspunkt: Problemdefinition weiterhin gültig? Anpassung notwendig?
- M6 H2-Wissensmarkt mit Öffentlichkeitsbeteiligung
- M8 Ergebnisse liegen in aufbereiteter Form vor (H2-Roadmap)

Abbildung 4: Meilensteine des Projektes

2.4 Abweichungen vom Projektplan

2.4.1 Inhaltliche Abweichungen

Im Projektverlauf haben sich geringe fachliche Abweichungen zum Antrag ergeben. Konkret sind in AP3 die folgenden inhaltlichen Anpassungen in den Kernfragen vollzogen wurden:

KF1: grünes Gasverteilnetz: Der graduelle Übergang von Erdgasnetzen zu Wasserstoffnetzen über Gasmischnetze mit hohen Wasserstoffanteilen wurde aus inhaltlichen Gründen inzwischen ausgeschlossen. Der Fokus der Betrachtung liegt daher auf der Umwidmung von Teilen des Erdgasnetzes zu reinen Wasserstoffnetzen.

KF3: regionale Wasserstoff-Logistik-/Handel heute: Hier wurden Antragsbemühungen der Region auf eine Ausschreibung für Modellregion grüner Wasserstoff genutzt, um Erkenntnisse über Hemmnisse und Synergien von Wasserstoffregionen zu gewinnen

KF4: Wasserstoff in der Kommune: Aufgrund der hohen Synergien mit anderen Kernfragen diente diese Kernfrage ab einem gewissen Projektfortschritt primär als bindende Klammer für weitere Kernfragen und ohne eigene Fallbeispiele.

KF6: Wasserstoff in der Personenbeförderung: Da innerhalb der Partnerstruktur für alle Strecken, die für Brennstoffzellenzüge in Betracht gekommen wären, der Beschluss zur Elektrifizierung gefallen ist, werden Brennstoffzellenzüge leider nicht betrachtet.

Die Nutzung des Brennstoffzellenfahrzeuges für das Carsharing im Projekt war aufgrund einer Verkettung von Ereignissen leider nicht erfolgreich:

Zuerst wurden die Mittel für das Brennstoffzellenfahrzeug seitens Projektträger bis zur Vorlage unterschriebener Verträge gesperrt. Eine Unterschrift von Verträgen wurde aber seitens der Verwaltung von Fraunhofer abgelehnt, da keine entsperrten Projektmittel und damit keine Finanzierung der Fahrzeuge vorlag, die jedoch entscheidend ist.

Nach Lösung dieses Problems hat ein unvorhergesehener Defekt der Fraunhofer-ISE-Betankungsanlage in Kombination mit Lieferschwierigkeiten von Ersatzteilen einen Einsatz des Fahrzeuges um mehrere Monate verzögert.

Nach erfolgreicher Reparatur wurde das Fahrzeug seitens des Projektpartners Stadtmobil Südbaden vor der Eingliederung in den Fahrzeugpool einigen Testfahrten unterzogen, um für Rückfragen seitens der Kunden gewappnet zu sein. Dabei wurde das Fahrzeug in einen Unfall verwickelt. Die Schadensregulierung unter Einbeziehung eines Gutachters dauerte mehrere Monate, genauso wie die Lieferzeit für Ersatzteile des Fahrzeugs weitere Monate Verzug verursachte.

Damit konnte das Fahrzeug während der zweijährigen Projektlaufzeit nicht im Rahmen des Carsharings eingesetzt werden.

Das Fahrzeug wird aber im Rahmen eines Eigenforschungsprojektes des Fraunhofer ISE projektnachgelagert weiter betrieben (Projektzeitraum 07/22 – 02/2023), um den geplanten Erkenntnisgewinn dennoch zu gewährleisten. Es ist geplant die Projektergebnisse nach Abschluss des Eigenforschungsprojektes auch auf der Homepage des Projektes H2SO zu veröffentlichen.

2.4.2 Zeitliche Abweichungen

Im Projektzeitraum (Dezember 2019 – Dezember 2021) haben sich bedingt durch die Covid-19-Pandemie kontinuierlich Verzögerungen akkumuliert. Die Abstimmungen mit den Partnern und v.a. projektexternen Akteuren (wie bspw. Suche neuer assoziierter Partner, Potenzialerhebungen durch Ansprache von Akteuren und Fragebögen) liefen sehr schleppend und benötigten ein deutliches Mehr an Personalaufwand und Zeit, um zu einem Ergebnis zu kommen. Darüber hinaus waren auch die geplanten Treffen nicht immer im vorgesehenen Zeitraum machbar oder wurden leicht verschoben. Bei einigen Akteuren war zu beobachten, dass das pandemiebedingte virtuelle Format anfangs für Verzögerungen oder Probleme sorgte.

Daraus ergaben sich folgende Verzögerungen:

Die Ergebnisse der Potenzialerhebung zur Ermittlung des Potenzials für Wasserstoff in der Projektregion und weiterer Akteure / Akteursnetzwerke wurden statt im September 2020 im Februar 2021 für die Arbeiten von AP 3 „Transformation“ freigegeben. Diese Arbeiten dienten für die Erhebung von Akteuren und Fallbeispielen, die in AP3 benötigt wurden. Dadurch verzögerte sich auch den Start von AP3.

Dieser Zeitverlust konnte jedoch bis Projektende nicht vollständig aufgeholt werden, so dass infolgedessen die Überführung in Ergebnisdokumente in AP4 nicht abgeschlossen werden konnte.

3 Projektergebnisse

3.1 Potenzialerhebung

Zur Erfassung der aktuellen sowie zukünftig erwarteten Wasserstoffherzeugung und des -verbrauchs am südlichen Oberrhein wurde eine Potenzialerhebung durchgeführt. Hierbei wurden die Potenziale für Wasserstoff als Kraftstoff im Mobilitätsbereich (Individualverkehr, ÖPNV, Kommunale Fahrzeuge, Dienstwagenflotten und Lieferverkehr), als Rohstoff für die Industrie, als Energieträger zur Strom- und Wärmeversorgung und als Zwischenprodukt zur Produktion des Energieträgers Methan identifiziert. Zusätzlich wurde die Kompatibilität der vorhandenen Erdgasnetzstruktur hinsichtlich einer Wasserstofftransportinfrastruktur betrachtet.

Die Ergebnisse der Potenzialanalyse, die für die einzelnen Bereiche in verschiedene Arbeitspakete untergliedert wurde, sollen im Folgenden dargestellt werden.

3.1.1 AP 1.1 Potenziale in der Industrie

Zur Bestimmung der Wasserstoffpotenziale in der Industrie wurde eine umfassende online-Umfrage erarbeitet, die von 243 Unternehmen aus der Region südlicher Oberrhein beantwortet wurde. Es wurden vorrangig Unternehmen zur Teilnahme aufgefordert, bei denen die Nutzung von Wasserstoff bereits stattfindet, bzw. wo eine zukünftige Nutzung realistisch erscheint. Ziel der Umfrage war es, den zukünftig zu erwartenden Wasserstoffbedarf im Jahr 2027 von Unternehmen in der Region südlicher Oberrhein zu erheben. Dazu wurden die aktuellen Energie- bzw. Treibstoffbedarfe von Fahrzeugen (LKW, PKW, Busse, Flurförderfahrzeuge, etc.) und der Bedarf an Prozessgasen bzw. -wärme erfragt. Anhand dieser Daten wurden die theoretischen Potenziale für Wasserstoff als Energieträger rechnerisch bestimmt. Zusätzlich wurde eine räumliche Einteilung von Wasserstoffherzeugungspotenzialen und Wasserstoffbedarfspotenzialen vorgenommen und grafisch ausgearbeitet.

In Abbildung 5 sind die Ergebnisse der Auswertung grafisch dargestellt und auf Landkreisebene für die Region Südlicher Oberrhein abgebildet. Die Potenziale für den Wasserstoffbedarf sind als orange Kreise, die Potenziale zur Wasserstoffherzeugung als grüne Kreise dargestellt. Die Größe der Kreise wird durch die Höhe des vorliegenden Potenzials bestimmt. Es wird deutlich, dass sämtliche Erzeugungspotenziale entlang des Oberrheins (größtenteils an der deutsch-schweizer Grenze) lokalisiert sind und auf die dort vorhandenen Laufwasserkraftwerke hinweisen. Die Bedarfspotenziale sind größtenteils in Städten und Gemeinden verortet, da hier vorrangig die regionalen Industrieunternehmen angesiedelt sind. Die dünnbesiedelten Regionen im Schwarzwald weisen sowohl in Bezug auf Wasserstoffherzeugung und auch -bedarf nahezu keine Potenziale auf. Zudem wird ersichtlich, dass die Erzeugungspotenziale deutlich über den Bedarfspotenzialen liegen.

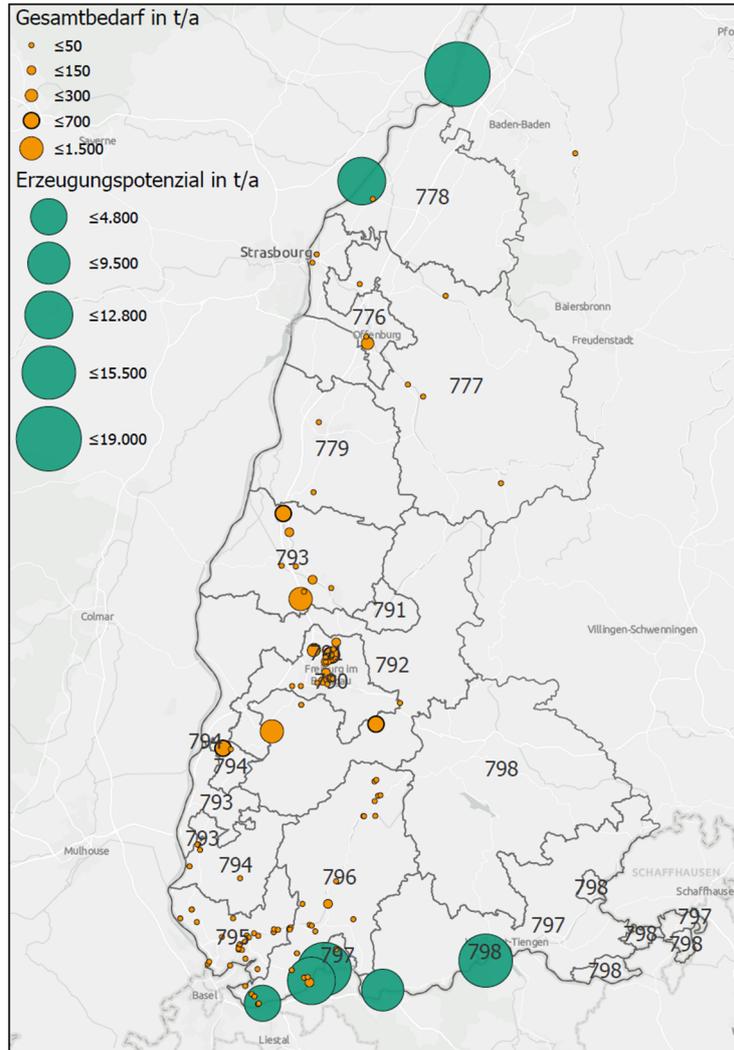


Abbildung 5: Räumliche Darstellung der Wasserstoffbedarfspotenziale und Wasserstoffherzeugungspotenziale in den Landkreisen am Oberrhein

Anhand dieser Darstellung können sich räumlich vier Cluster bilden lassen, in denen die Potenziale für den Wasserstoffbedarf vorrangig vorliegen. Diese vier Cluster werden, wie in Abbildung dargestellt, als Bereiche Ortenau, Breisgau, Dreiländereck und Waldshut bezeichnet. In der Darstellung wird zusätzlich der Einsatzbereich/Sektor hervorgehoben, in dem das Wasserstoffbedarfspotenzial anfällt. Hierbei wird deutlich, dass sich die Einsatzbereiche sowie die Größe des Potenzials je nach Cluster stark voneinander unterscheiden. Während im Cluster Ortenau die Potenziale zu etwa gleichen Anteilen im Mobilitätsbereich sowie bei der Prozesswärme vorliegen, weist das Cluster Breisgau fast ausschließlich ein Bedarfspotenzial im Mobilitätssektor auf. Im Cluster Dreiländereck besteht das Potenzial nahezu ausschließlich im Bereich Prozesse, während im Cluster Waldshut die Potenziale bei der Prozesswärme etwa 75 % ausmachen. Anhand der Größe der dargestellten Kreise zeigt sich, dass insgesamt das Wasserstoffbedarfspotenzial im Cluster Breisgau im Vergleich zu den anderen Clustern am höchsten ist.

Das Cluster Dreiländereck weist eine vergleichsweise sehr hohe Dichte an großen Industrieunternehmen auf, was das Wasserstoffbedarfspotenzial im Bereich Prozesse erklärt. Da der Cluster Breisgau mit der Stadt Freiburg im Vergleich kaum große Industrieunternehmen aufweist, jedoch als wichtiger Verkehrsknotenpunkt in der Region gilt, ist das hohe Wasserstoffbedarfspotenzial im Mobilitätssektor nachvollziehbar.

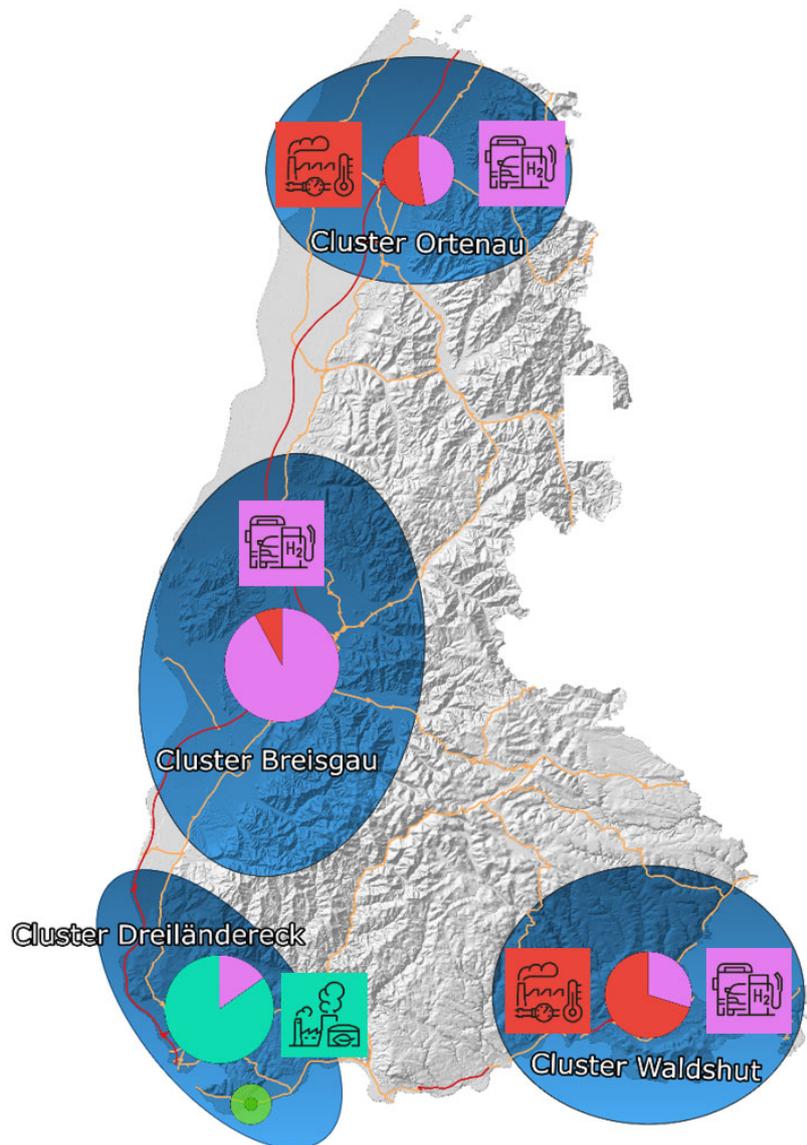


Abbildung 6: Darstellung der Potenziale in den Bereichen Mobilität, Prozesse und Prozesswärme in den vier Clustern Ortenau, Breisgau, Dreiländereck und Waldshut

Sämtliche Daten hinsichtlich der Wasserstoffbedarfspotenziale können zusammenfassend in Form eines Sankey-Diagramms dargestellt werden (Abbildung). Hier werden die Wasserstoffbedarfspotenziale ausgehend von den jeweiligen Clustern den dazugehörigen Bereichen zugeordnet. Dabei entspricht die Breite der dargestellten Bedarfspotenziale den Anteilen am Gesamtbedarfspotenzial. Gesamtheitlich betrachtet liegen die Wasserstoffbedarfspotenziale größtenteils (54%) im Mobilitätssektor. Innerhalb des Mobilitätssektors zeigt sich, dass die Potenziale bei den schweren Nutzfahrzeugen (SnF) ca. 76% des Bedarfspotenzials, bei Bussen, PKW, leichten Nutzfahrzeugen und Flurförderfahrzeugen lediglich ca. 24 % ausmachen.

Die Potenziale in den Bereichen Prozesse und Prozesswärme liegen bei 24% bzw. 22%.

Das gesamte Wasserstoffbedarfspotenzial aller vier Cluster bzw. in den drei Bereichen/Sektoren liegt bei 20.741 t Wasserstoff pro Jahr.

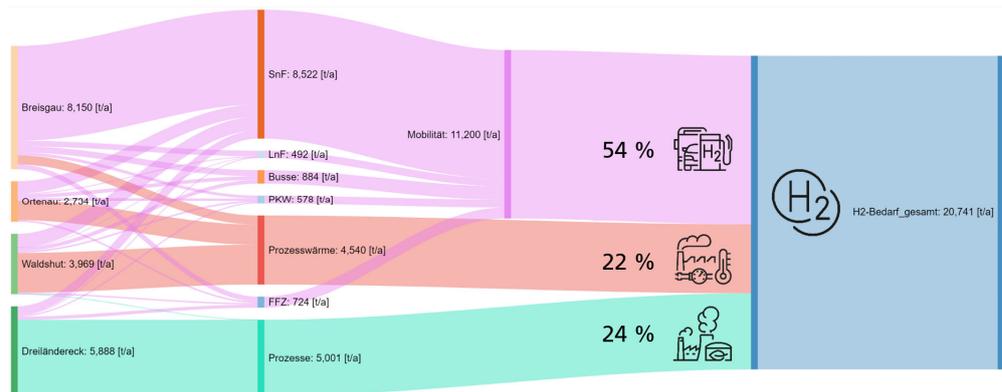


Abbildung 7: Sankey-Diagramm der Wasserstoffbedarfspotenziale innerhalb der Cluster in Abhängigkeit des Sektors

Soll dieser Wasserstoffmassenstrom durch (auf regenerativ erzeugtem Strom basierender) Wasser-Elektrolyse erzeugt werden, beträgt die theoretische installierte Nennleistung ca. 243 MW_{el}. (Annahme: Wirkungsgrad der Elektrolyse: 72 %; Volllaststunden eines Laufwasserkraftwerks zur Erzeugung regenerativen Stroms: 5000 h/a).

Die rheinischen Laufwasserkraftwerke Laufenburg, Rheinfelden und Whylen an der deutsch-schweizer Grenze weisen als Vergleich zusammen eine elektrische Nennleistung von 244,5 MW_{el} auf. Demnach reicht die elektrische Leistung der drei Laufwasserkraftwerke bei einer vollständigen Nutzung des dort erzeugten Stroms in Elektrolyseanlagen theoretisch, um das Wasserstoffbedarfspotenzial zu decken.

Hierbei muss jedoch festgehalten werden, dass dies rein theoretische Berechnungen sind, die in Bezug auf technische, wirtschaftliche und systemische Durchführbarkeit hinterfragt werden müssen. Zudem stellen die befragten Unternehmen lediglich einen Teil der Unternehmenslandschaft in der Region dar und können daher nur bedingt als repräsentativ gelten. Aufgrund von möglichen zukünftigen Neuansiedelungen von energieintensiven Industrien in der Region kann das Wasserstoffbedarfspotenzial deutlich höher als beschrieben ausfallen.

Der Wasserstoffbedarf im Industriesektor in ganz Baden-Württemberg im Jahr 2020 wurde auf ca. 42.000 t/a beziffert.¹ Somit weist der Industriesektor in ganz Baden-Württemberg bereits heute einen doppelt so hohen Wasserstoffbedarf auf, wie die hier beschriebenen Bedarfspotenziale für die Region Südlicher Oberrhein.

Fazit

Durch die erfolgreich durchgeführte Umfrage konnte eine ausreichend umfängliche Datenbasis generiert werden, die es ermöglicht, die Wasserstoffbedarfspotenziale der Industrieunternehmen in der Region beschreiben zu können. Dabei wurde eine räumliche Aufgliederung auf Landkreisebene sowie eine Unterteilung in unterschiedliche Einsatzbereiche erreicht.

Obwohl lediglich 4 Unternehmen (1,6 % der befragten Unternehmen) Wasserstoff als Rohstoff bzw. Treibstoff aktuell verwenden, können sich nahezu alle befragten Unternehmen Wasserstoff langfristig (ab 2025) als Energieträger in den Einsatzbereichen

¹ Quelle: Wasserstoff-Roadmap Baden-Württemberg 2020

Prozesse, Wärmeerzeugung und vor allem in der Mobilität vorstellen. Das gesamte Wasserstoffbedarfspotenzial in der Region Südlicher Oberrhein liegt bei 20.741 t Wasserstoff pro Jahr. Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass perspektivisch Wasserstoff in sämtlichen Bereichen als zukünftiger Baustein einer nachhaltigen Energieversorgung in der Industrie gesehen wird.

3.1.2 AP 1.2 Potenziale im Gasnetz (bnNETZE)

AP 1.2 Potenzial im Gasnetz: basierend auf Vorarbeiten zur Materialverträglichkeit wird das Wasserstoffpotenzial im Gasnetz auf Basis der existierenden Infrastruktur erhoben (Materialerhebung, Konsequenzen für die Netzführung, resultierende Verträglichkeit).

Mit dem Ziel der Klimaneutralität kommen weitreichende Veränderungen auf die unterschiedlichen Sektoren wie Verkehr, Industrie, Gewerbe und Haushalte zu. Mit Ausnahme des Verkehrssektors werden diese Sektoren momentan zu einem großen Teil mit Erdgas als Primärenergie über das weitverzweigte Gasnetz versorgt (zwischen 27,7% und 37,9%, siehe Abbildung Energieendverbrauch 2020 nach Sektoren und Energieträgern; Quelle: UBA, Stand 09/2021).

Hinzu kommt noch der stoffliche Einsatz von Erdgas in der Industrie. Als Beispiel kann hier die Chemieindustrie mit 37,1 TWh im Jahr 2019 herangezogen werden (Quelle: Statista.de).

Info:

Kennzahlen für das Gasnetz der bnNETZE GmbH im Jahr 2020:

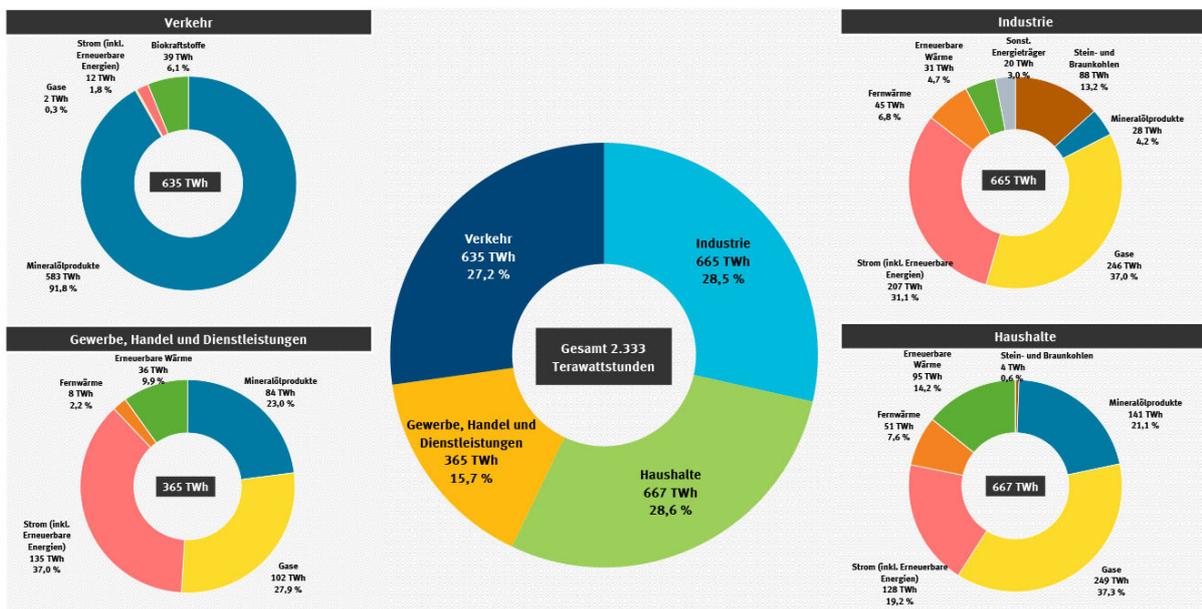
~ 8000 km Gasleitungen

~ 800 Gasdruckregelanlagen

15,4 TWh Jahresarbeit

4,03 GW Jahreshöchstlast

Endenergieverbrauch 2020 nach Sektoren und Energieträgern*



* vorläufige Angaben

Quelle: Umweltbundesamt auf Basis AG Energiebilanzen, Auswertungstabellen zur Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland, Stand 09/2021

Abbildung 8: Endenergieverbrauch im Jahr 2020 nach Sektoren und Energieträgern in Deutschland; Quelle: UBA, Stand 09/2021

Neben der Umstellung auf Energieerzeugung aus EE-Strom und Effizienzsteigerungsmaßnahmen können klimaneutrale Gase einen Beitrag zur Klimaneutralität leisten.

Insbesondere im Industriesektor bei der stofflichen und energetischen Verwendung aber auch im Gebäudebestand in Kombination mit strom- bzw. umweltwärmebasierten Energieerzeugern ist ein Einsatz möglich.

Während die Anbindung des Industriesektors auf Grund der hohen Anforderung bezüglich Leistung und Liefermenge zu großen Teilen an das Hochdrucknetz der Fernleitungs- und Verteilnetzbetreiber erfolgt, werden Haushaltskunden an das weitverzweigte Gasmittel- oder -niederdrucknetz angeschlossen.

Durch eine Umstellung des Gasnetzes auf alternative Energieträger wie bspw. Wasserstoff könnten – je nach Quelle und Energieeinsatz für die Erzeugung/Förderung des Wasserstoffs – erhebliche Mengen an Treibhausgasemissionen eingespart werden.

Eine Besonderheit in Baden-Württemberg und insbesondere in den Gemeinden im Schwarzwald ist die hohe Quote an Ölheizungen, deren mögliche Umstellung auf eine gasbasierte Energieerzeugung zusätzliche Kapazitäten auf Seiten des Gasnetzes erforderlich macht, aber auch langfristig Potenziale für die Nutzung von klimaneutralen Gasen birgt.

Das Potenzial für die Nutzung von Wasserstoff ist zunächst in den Sektoren Industrie und Mobilität gegeben. Ob und wann Haushaltskunden mit Wasserstoff versorgt werden, ist mit großen Unsicherheiten behaftet, da hier entsprechende Alternativen wie z.B. Luft-Wärme-Pumpen bereitstehen. Daher wurden bei den Fallbeispielen explizit Szenarien mit Industriekunden gewählt, um einen größeren Praxisbezug zu haben.

3.1.3 AP 1.3 Potenziale in Kommunen (Gemeinde Teningen)

Klimaschutzkonzepte stellen Handlungsvorgaben dar, die von der Legislative (z.B. Gemeinderats-, und Kreistagsparlamente) der jeweiligen Gebietskörperschaften beschlossen wurden. Sie weisen den Exekutiven (z.B. öffentliche Verwaltungen) mehr oder weniger detaillierte Handlungs- und Arbeitsvorgaben zu. Oft sind diese auch mit zeitlichen Vorgaben verbunden. Gesetzliche Vorgaben des Landes, des Bundes oder der Europäischen Union können dabei auch als Aufgaben für die Verwaltungen enthalten sein. Eine Pflicht zur Erstellung von Klimaschutzkonzepten besteht derzeit nicht. Durch gezielte Förderungen sind die Kommunen jedoch fast flächendeckend mit der Aufstellung von Klimaschutzkonzepten befasst. Zum Teil setzt die Teilnahme an Förderprogrammen ein abgeschlossenes Klimaschutzkonzept voraus.

Alle am Projekt Beteiligten haben bereits Klimaschutzkonzepte abgeschlossen. Die Gemeinde Teningen hat als einzige kein Klimaschutzkonzept, weil sie sich seit 1999 dem Gemeinschaftssystem für das Umweltmanagement und der Umweltprüfung gemäß EMAS-VO unterzieht. Für die Gemeinde Teningen ist darüber hinaus das Klimaschutzkonzept des Landkreises Emmendingen relevant. Der Gemeinderat der Gemeinde Teningen hat der Aufstellung eines Klimaschutzkonzeptes zur Ergänzung der bisherigen Arbeiten beschlossen. Es soll ab 2022 erarbeitet werden. Im Einzelnen wurden die Klimaschutzkonzepte der Städte Offenburg, Lahr und Freiburg sowie des Landkreises Emmendingen und der Gemeinde Teningen (EMAS) untersucht und flossen in die Projektstudie mit ein. Um die Einsatzmöglichkeiten von Wasserstoff in den Kommunen festzustellen, wurden die kommunalen Klimaschutzkonzepte der im Projekt beteiligten Kommunen sowie das Konzept des Landkreises Emmendingen verglichen.

Beim Vergleich der Klimaschutzkonzepte aller angegebenen Kommunen zeigt sich, dass die Größe der Kommunen einen Einfluss auf die Einsatzmöglichkeiten von Wasserstoff hat. Eine Einteilung nach Einwohnerzahl wäre Kommunen > 200.000 Einwohner (z. B. Freiburg), Mittelstädte > 50.000 Einwohner (z. B. Offenburg), kleine Kommunen < 20.000 Einwohner (z. B. Teningen).¹ Neben der reinen Größe sind Einflüsse weiterer Parameter auf die Einsatzmöglichkeit von Wasserstoff möglich. So sind neben weiteren Einflüssen Einflüsse von Industrie oder Landwirtschaft hier zu nennen.

Die Auswertung ergab, dass Anwendungen für Wasserstoff derzeit noch nicht direkt in den Klimaschutzkonzepten genannt werden. Jedoch können grundsätzlich einige Anwendungen herausgefiltert werden, in denen Wasserstoff, insbesondere „Grüner Wasserstoff“, den bisherigen fossilen oder regenerativen Energieträger ersetzen könnte.

3.1.4 AP 1.4 Potenziale in der Mobilität (ISE)

Die Erhebung der Bedarfe im Mobilitätssektor stützen sich auf die Auswertungen des interaktiven Fragebogens. Hier gab es die Möglichkeit nach Verkehrssektor unterschiedene Angaben über Flottenstärke und jährlich gefahrene Kilometer anzugeben. Auf dieser Basis wurden dann die jeweiligen H₂-Bedarfe rechnerisch ermittelt (gefahrne km x spezifischem Verbrauch) und den einzelnen Akteuren zugeordnet. Diese Angaben und Kategorisierungen sind in einem späteren Schritt in die Auswertung eingeflossen.

3.1.5 AP 1.5 Potenziale für netzferne Stromversorgung (DWW)

Netzferne Stromversorgung wird dort benötigt, wo Strom gebraucht wird, jedoch kein (funktionierendes) Stromnetz zur Verfügung steht. Dies kann an abgelegenen Orten ohne Anbindung ans Stromnetz notwendig sein. Auch bei Veranstaltungen und Baustellen wird für die Einrichtung einer temporären Stromversorgung häufig auf eine eigenständige Stromversorgung gesetzt. Ein weiteres Beispiel sind Netzersatzanlagen (NEA), welche bei einem Stromausfall die Stromversorgung aufrechterhalten sollen. Es handelt sich somit um ein Themenfeld mit einem großen Spektrum von unterschiedlichen Einsatzfeldern.

Die netzferne Stromversorgung wird aktuell in der Regel durch Dieselaggregate geleistet. Dabei handelt es sich um eine erprobte und etablierte Technologie, welche jedoch mit fossilen Treibstoffen betrieben wird. Um die Klimaziele hin zur Treibhausgasneutralität zu erfüllen, muss auch die netzferne Stromversorgung umgestellt werden. Eine Möglichkeit dafür ist der Einsatz von Brennstoffzellen (BZ) zur Stromversorgung. Dabei können BZ die üblichen Dieselaggregate nicht nur ersetzen, sie haben auch Eigenschaften, die sich positiv und verbessernd auf den Einsatz zur Stromversorgung auswirken. Diese werden in den einzelnen Fallbeispielen näher beschrieben.

Dabei ist das Potenzial des Themenfeldes netzferne Stromversorgung für den Einsatz von Wasserstoff nicht vergleichbar mit den Bedarfen der Industrie und Mobilität. Dennoch sollte das Themenfeld nicht außer Acht gelassen werden, wenn es um den Markthochlauf von Wasserstofftechnologien geht, da auch hier grüner Wasserstoff oder grünes Methanol einen entscheidenden Beitrag zur Dekarbonisierung der betroffenen Bereiche leisten kann.

¹ Vertreter von kommunalen Verwaltungen in der Größe 20.000 – 50.000 Einwohner waren nicht im Projekt vertreten.

3.1.6 AP 1.6 Potenziale zur Wasserstofferzeugung (Energiedienst)

Für eine grüne Versorgung mit Wasserstoff sind neben internationalen und überregionalen Potentialen auch die Möglichkeiten vor Ort zu evaluieren. Der südliche Oberrhein verfügt durch seine Geo- und Orografie über mehrere Möglichkeiten, erneuerbare Energiequellen zu nutzen. Neben dem Aspekt als eine der sonnenreichsten Regionen Deutschlands zu zählen, ist durch den Rhein eine Anzahl an großen Laufwasserkraftwerken eine Möglichkeit grundlastfähigen Wasserstoff zu erzeugen. Daneben stellt die Windkraft eine weitere Möglichkeit erneuerbare Energiequellen dar.

3.1.7 PV-Potentiale

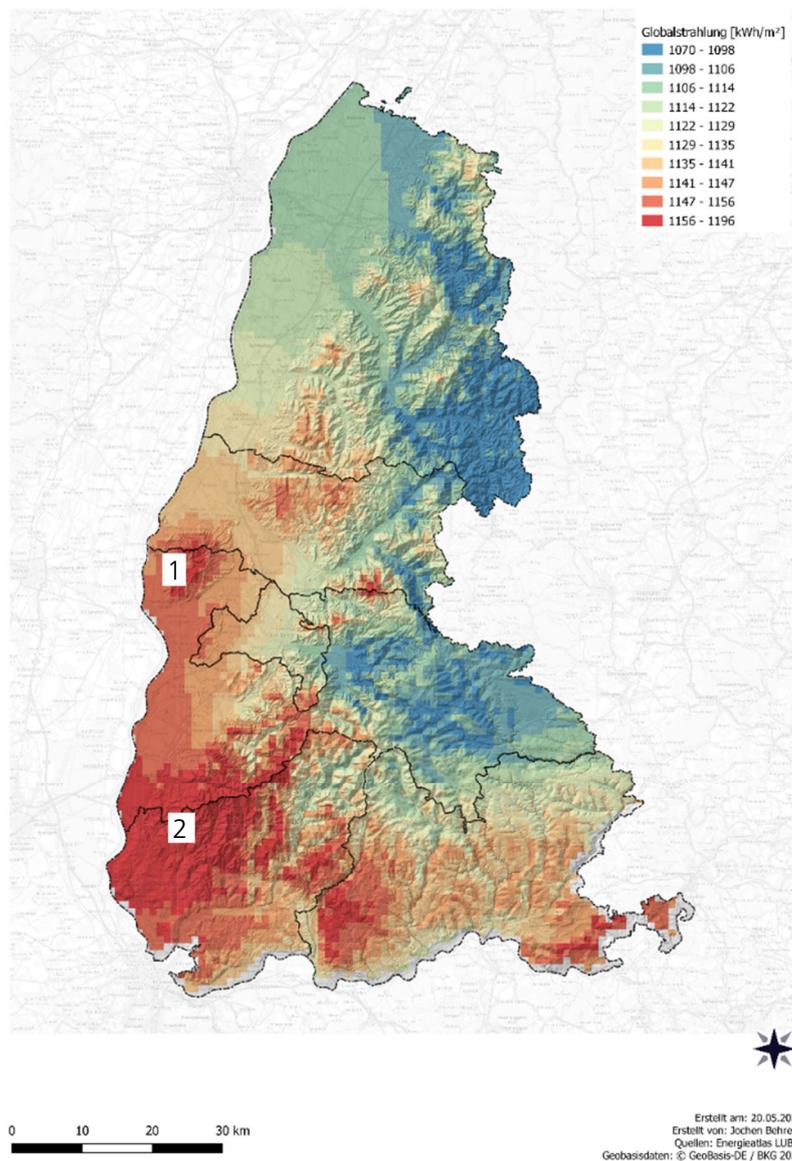


Abbildung 9: Verteilung der Globalstrahlung für den südlichen Oberrhein.

Der Oberrhein gilt als eine der sonnenreichsten Regionen in Deutschland. Mit Werten für die Globalstrahlung von um die 1.100 kWh/m² kann hier mit einem entsprechend großen Potential gerechnet werden, siehe dazu auch Abbildung 9. Große Potentiale bilden sich am Kaiserstuhl (1), als auch im südwestlichen Teil (Landkreis Breisgau-Hochschwarzwald und Lörrach (2)). Für das gesamte Gebiet ergibt, auch auf Grundlage des Energieatlas Baden-Württemberg, ein mögliches, technisches Potential von 7,493 GWh/a. Hieraus resultiert eine mögliche H₂-Produktion von 133 t jährlich

3.1.8 Windkraft-Potentiale

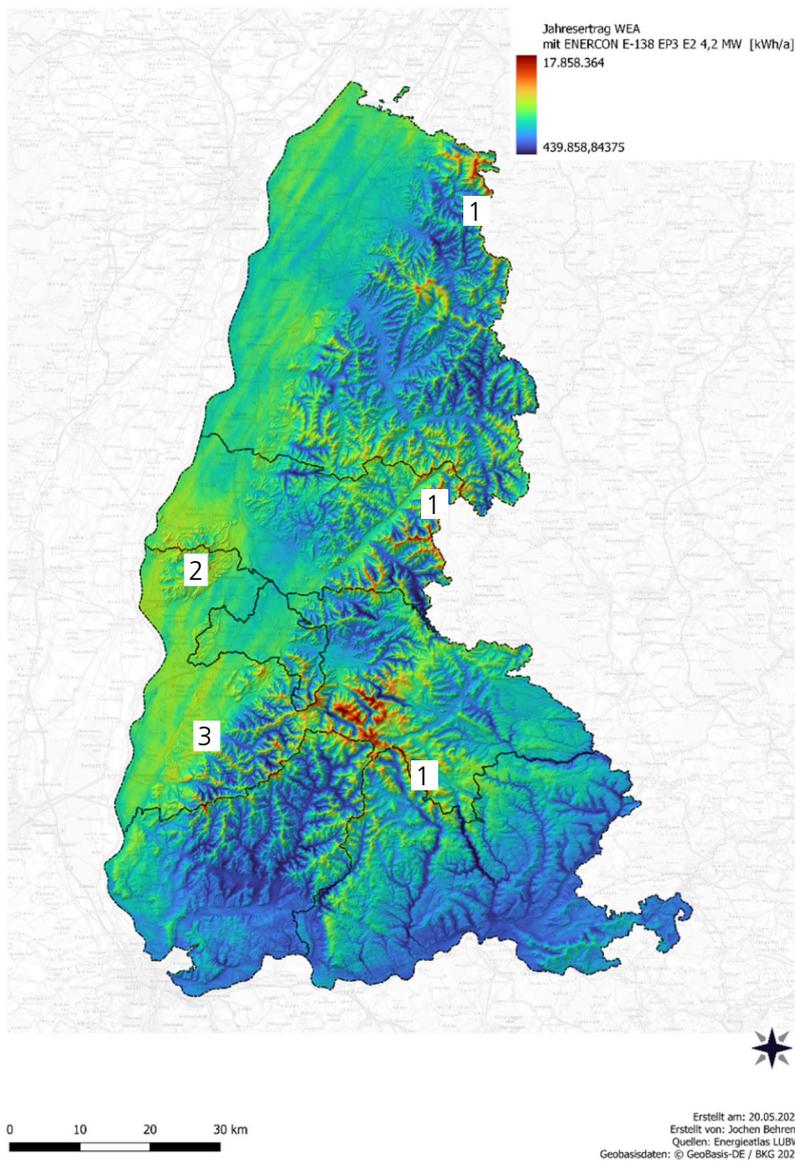


Abbildung 10: Jahresertrag einer Windkraftanlage mit einer Nennleistung von 4,2 MW im südlichen Oberrhein.

Neben den Potentialen der Photovoltaik, zeigt auch die Windkraft entsprechend windhöfliche Standorte, die eine grüne Wasserstoffgestehung begünstigen können. Diese zeigen vor allem in den Schwarzwaldanhöhen (1) und dem Kaiserstuhl (2) mit dem

südlich angrenzenden Markgräflerland (3). Abbildung 10 stellt diese Potentiale dar. Alle Werte stehen für den möglichen Jahresertrag. Alle Angaben beziehen sich dabei auf eine Windturbine mit 4.2 MW Leistung, bei einer Nabenhöhe von 100 m. Hier sind durch zukünftige Windradgenerationen größere Erträge zu erwarten. Nach Energieatlas der LUBW steht im gesamten Gebiet des südlichen Oberrheins ein PV-Potential von rund 17,6 GWh/a zur Verfügung, was wiederum einem H₂-Ertrag von 313 t/a entspricht.

3.1.9 Wasserkraft-Potentiale

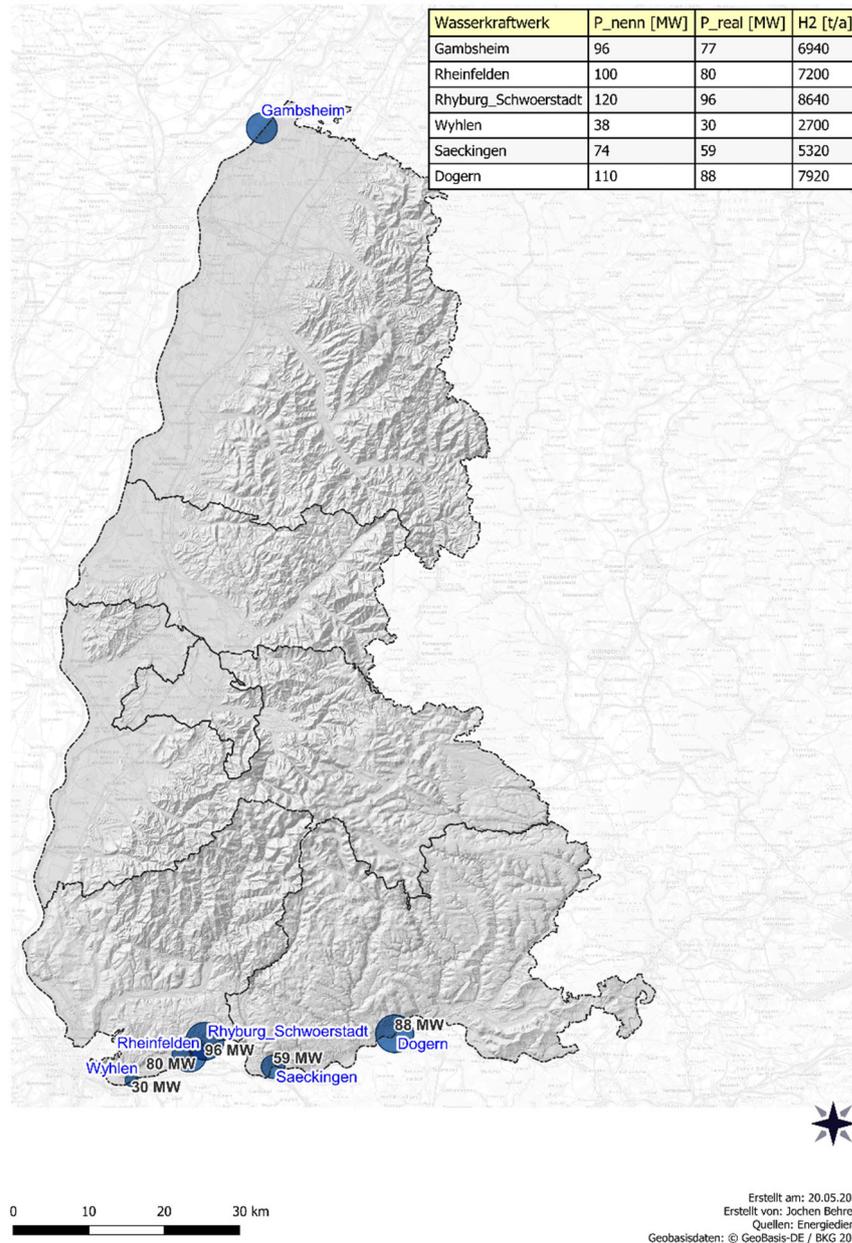


Abbildung 11: Übersicht der Laufwasserkraftwerke mit Realleistung und deren mögliche, jährliche H₂ Produktion, ausgehend von 4.500 Vollaststunden.

Insgesamt gibt es im untersuchten Gebiet derzeit sechs große Laufwasserkraftwerke mit Nennleistungen von 30 MW in Wyhlen bis hin zu 96 MW in Rhyburg-Schwörstadt. Bei den Kraftwerken wurde ein Abschlag von 20 % für die installierte Leistung in An-

satz gebracht, begründet durch eine Überauslegung aufgrund der Konzessionsvergabe. Das jährliche Erzeugungsprofil der Kraftwerke ist durch die schwankende Jahresdurchflussmenge geprägt. Im Allgemeinen erreichen Wasserkraftwerke hohe Vollaststunden. Daher wurden für die mögliche H₂-Produktion 4.500 Vollaststunden in Ansatz gebracht. Hierdurch ergeben sich große, potenzielle Energiemengen, die eine Grundlast bedienen können. Eine Übersicht über die Kraftwerke und deren resultierenden, jährlichen H₂-Produktionsmengen liefert Abbildung 11 inkl. der angefügten Tabelle.

3.1.10 AP 1.7 Potenziale für Wasserstoffbedarf in biologischer Verwertung von Nahrungsresten (Hochschule Offenburg)

Für die Potenzialerhebung in biologischer Verwertung von Nahrungsresten hat die Hochschule Offenburg hauptsächlich den Wasserstoffbedarf zur Methanisierung von CO₂ untersucht, das in Klärwerken und in der Nahrungsmittelindustrie anfällt bzw. bei entsprechender Abfallverwertung anfallen könnte. Hier wurden mehrere Umfragen bei Entsorgern, Kläranlagen, Biogasanlagen und einigen Lebensmittelproduzenten der Region zur Erhebung der CO₂-Emissionsmenge durchgeführt. Die Berechnungen wurden auf der Grundlage der biochemischen Prozesse der Alkoholgärung und Methanisierung und unter Ausschluss der Anlagen mit nachwachsenden Rohstoffen durchgeführt. Für die Region südlicher Oberrhein ergibt sich somit eine Gesamtmenge von 22,01 Millionen m³ CO₂ pro Jahr und einen Wasserstoffbedarf von ca. 7 086 Tonnen pro Jahr, vgl. Tabelle 1.

Tabelle 1: Potenziale für Wasserstoffbedarf in biologischer Verwertung

Branche	CO ₂ [Million m ³ /a]	CO ₂ [t/a]	H ₂ -Menge [Million m ³ /a]	H ₂ -Menge [t/a]
Bierproduktion	2	3 540	7,15	643
Weinproduktion	5,75	10 192	20,61	1 853
Kläranlagen	1,28	2 274	4,59	413
Biogasanlagen (ohne NaWaRo)	8,57	15 177	30,69	2 759
Entsorger	4,4	7 789	15,75	1 416
Gesamt	22,02	38 973	78,82	7 086

Der Wasserstoff wird für die Methanisierung des emittierten Kohlenstoffdioxids benötigt. Damit könnten die CO₂-Emissionen aus organischen Reststoffen vermindert werden. Das hier betrachtete CO₂ fällt überwiegend dezentral in Biogasanlagen, die keine NaWaRo verarbeiten, bei der Wein-/Bierproduktion, in Kläranlagen, sowie kleineren lebensmittelverarbeitenden Betrieben an. Ein deutlich höherer Bedarf wurde bei der Betrachtung der Daten für Biogasanlagen mit dem NaWaRo-Teil festgestellt. Weitere Details können dem von HSO vorgelegten Berechnungsbericht entnommen werden.

3.2 Visualisierung

Der während der Projektlaufzeit entstandene Internetauftritt dient nicht nur der Information über die Inhalte und Fortschritte des Projekts, sondern bildet zugleich auch eine

Plattform für den interaktiv zu bedienenden Potenzialatlas, dessen Basis die Potenzialerhebung aus 3.1 darstellt. Mittels dieser Karte lassen sich alle erhobenen Daten, die durch die Fragebögen gewonnen wurden, visuell darstellen. Da alle Datenpunkte in der hinterlegten Datenbank mit geographischen Koordinaten versehen sind, lassen sich die Ergebnisse in einen räumlichen Kontext bringen und ermöglichen so eine räumlich aufgelöste Darstellung. Zudem wird so eine Auswertung nach Kategorie der Verbraucher ermöglicht und die Daten lassen sich den gewählten Kategorien der Verbraucher entsprechend filtern. Damit diese Daten für eine räumliche Analyse überhaupt nutzbar gemacht werden konnten, wurden sie in ein Geoinformationssystem (GIS) eingelesen und aufbereitet. Somit entstand ein nutzbares Datenformat, das wiederum die Grundlage für die Einbindung in eine interaktive Potenzialkarte darstellt. Abbildung 12 zeigt nochmals grafisch, welche Schritte insgesamt durchgeführt wurden, von der Erhebung bis zur Visualisierung.

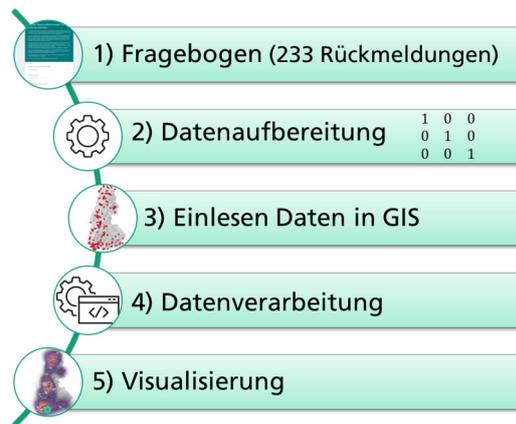


Abbildung 12: Prozessablauf von der Datenerhebung, -aufbereitung und der abschließenden Visualisierung

Somit lassen sich alle Daten nach vordefinierten Kategorien filtern, wie sie auch auf der derzeit bestehenden Plattform zu sehen und zu nutzen sind:

- Mobilität (aufgeteilt in PKW, LKW < 7.5t, LKW >7.5 t, Flurförderfahrzeugen)
- Prozesse
- Prozesswärme
- ÖPNV (Busse)
- Cluster (räumlich gebildete Kernregionen)

Der jeweilige Verbrauch ist nach individuellem Nutzer dargestellt und der Kategorie entsprechend eingefärbt und wird mittels Tortendiagramm visualisiert - ein Verbraucher kann z. B. mehreren Kategorien zugehörig sein. Bei sehr klein gewählten Maßstäben werden nah beieinander liegende Verbraucher aggregiert als ein Diagramm dargestellt. Je stärker in die Karte hineingezoomt wird, desto stärker aufgelöst werden die Daten dargestellt. In Abbildung 13 wird dieses Verhalten nochmals grafisch ersichtlich.

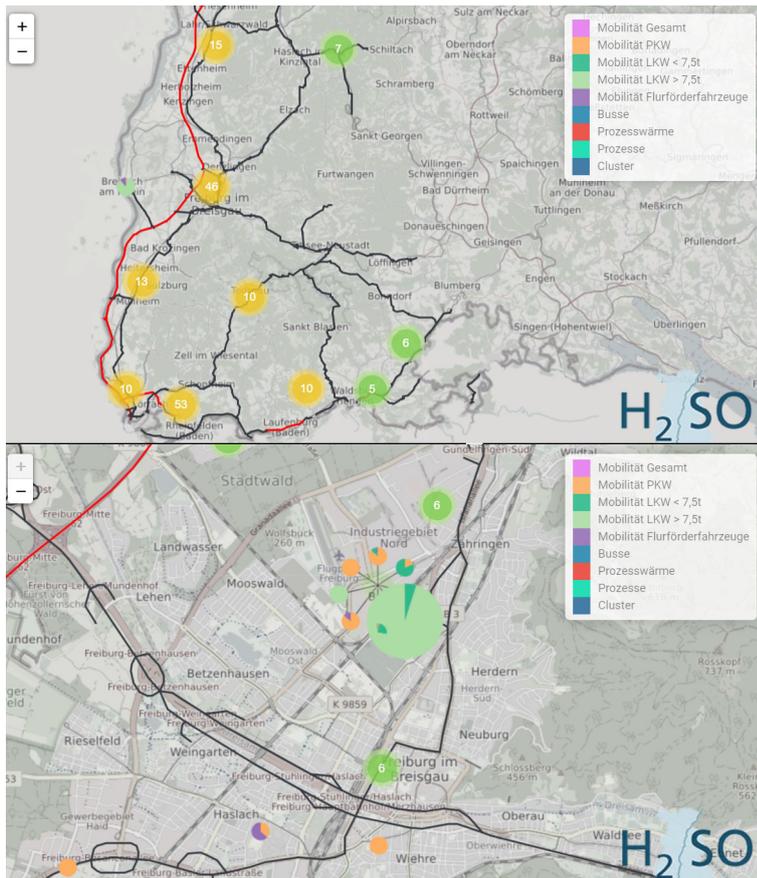


Abbildung 13: Potenzialatlas mit kleinem (links) und großem (rechts) Maßstab. Erst bei einem großem Maßstab (hohe Zoomstufe) werden die Tortendiagramme nach Verbraucher und Kategorie (siehe Legende) dargestellt

Dabei ist zu beachten, dass aufgrund des teilweise gewünschten Datenschutzes, manche Verbraucher evtl. räumlich versetzt dargestellt werden. Daneben besteht noch die Möglichkeit, eine Heatmap für die jeweilig gewählte Kategorie einzublenden. Durch diese Heatmap lassen sich örtliche Häufungen darstellen. Je intensiver sich der graduelle Farbverlauf darstellt, desto höher ist die räumliche Verdichtung. In dem vorliegenden Potenzialatlas erfolgte die Gewichtung und damit die Farbintensivierung nach dem Verbrauch. Somit lassen sich Gebiete identifizieren, die eine höhere Bedarfsdichte aufweisen. Mit Hilfe der Karte wurden zudem verschiedene Cluster gebildet, auf Basis deren Verortung und räumlichen Zuordnung. Auch diese Cluster können in dem Atlas eingeblendet werden inkl. deren Verbrauchsstrukturen (Kategorien), die ebenfalls als Tortendiagramm ausgegeben werden. Da der vorliegende Atlas kein statisches Ergebnis darstellt, lässt er sich jederzeit um neue Bedarfsmeldungen erweitern. Zudem können die Daten in konformen Formaten auch anderen Partnern für darüberhinausgehende Analysen oder eigene Darstellungen zur Verfügung gestellt werden. Dies erleichtert bzw. ermöglicht eine weitere Vernetzung auch über die Landesgrenzen hinweg oder die Ankopplung an laufende oder abgeschlossene Projekte in der Region des südlichen Oberrheins.

Geplant ist, diese Homepage inklusive interaktiver Karte auch über das Projektende hinaus zu betreiben und zu aktualisieren, um die Fernvision einer Wasserstoff-Modellregion am Südlichen Oberrhein zu unterstützen, weitere Akteure sowohl im Projekt als auch über das Projektende hinaus zu gewinnen und diese – auch unabhängig vom Fraunhofer ISE oder anderen Partnern – am Oberrhein zu vernetzen.

3.3 Transformation – Herangehensweise

Zur Adressierung der Projektkernfrage „Wie kann Wasserstoff in das Energiesystem eingebracht werden?“ wurde in diesem Projekt bewusst eine möglichst umfassende Abdeckung der Frage gewählt, d.h. es wurde das Ziel verfolgt, möglichst jeden Anwendungssektor (Stromerzeugung, Gasnetz (Wärmeversorgung), Mobilität, Industrie), jeden Teil der Transportkette (Erzeugung, Transport, Nutzung), als auch zwei Zeithorizonte (kurzfristig, zukünftig) zu betrachten.

Für diesen Zweck wurden 8 Kernfragen gebildet, die diesen Themenraum abdecken sollen. Die **Kernfragen** wurden so gewählt, dass sie idealerweise ein Bedürfnis oder eine Fragestellung eines Partners in diesem Themenbereich formulieren und gleichzeitig als Basis für eine spätere (möglichst konkrete) Umsetzung dienen können. Durch diese Perspektive auf eine spätere Umsetzung sollte gewährleistet werden, dass diese Fragestellungen in ausreichender Tiefe adressiert werden.

Flankiert und unterstützt werden sollten diese Kernfragen neben einer Recherche zum Stand von Wissenschaft und Technik durch die Forschungspartner auch anhand von in Betrieb befindlichen Anlagen und es war geplant, auch weitere Demonstratoren im deutschen Umfeld zu besuchen. Der Betrieb eigener Demonstratoren und der Besuch weiterer Demonstratoren war jedoch aufgrund der Covid-19-Pandemie nicht im ursprünglich geplanten Umfang möglich.

Die 8 Kernfragen lauteten:

- KF1: Wie kann das Gasverteilnetz graduell auf grünen Wasserstoff umgestellt werden?
- KF2: Wie kann grüner Wasserstoff in Nutzfahrzeugen eingesetzt werden?
- KF3: Wie können eine regionale grüne Wasserstofflogistik und ein grüner Wasserstoffhandel am Südlichen Oberrhein aussehen?
- KF4: Welche Rolle kann Wasserstoff in der Kommune spielen?
- KF5: Wie kann eine vollintegrierte Wasserstoffnutzung und/oder -erzeugung in der Industrie vorteilhaft gestaltet bzw. in die Wasserstoffregion eingebunden werden?
- KF6: Was ist notwendig, damit Wasserstoff und Brennstoffzellen für Dienstwagen / im Carsharing / bei der Taxibeförderung / im ÖPNV eine Rolle spielen?
- KF7: Wie kann eine Wasserstoffversorgung der Region hinsichtlich Import und regionaler Erzeugung aussehen?
- KF8: Wie kann ein Geschäftsmodell für netzferne Stromversorgung mit grünem Wasserstoff für Veranstaltungen aussehen?

Die Zuteilung der Partner zu den Kernfragen zeigt Abbildung 14.

	Themenbereich	Kernfragenleiter	Weitere Partner
Gesamt-systeme	Modellregion heute	Fraunhofer ISE	
	H2-Versorgung zukünftig	Hochschule Offenburg	
Anwendung	Grüne Gasverteilnetze	bnetze	
	Nutzfahrzeuge	KPO	
	Personentransport	Fraunhofer ISE	
	Kommunale Nutzung	Gemeinde Teningen	
	Industrie	KPO	
	Netzferne Stromversorgung	DWV	

Abbildung 14 Kernfragen und Partnerzuordnung

Die Bearbeitung der Kernfragen folgte dabei dem Vorgehen aus den Kapiteln 2.1 und 2.2.

Auf Basis der Potenzialerhebung von AP1 wurden in den Kernfragen das Ziel der Kernfrage nochmal geschärft und dann Fallbeispiele identifiziert. Diese Fallbeispiele wurden dann in der Phase „**Fachbezogene / fachübergreifende Wissensproduktion**“ in Untergruppen ausgearbeitet, in der größeren Kernfragengruppe diskutiert und dann schlussendlich im Rahmen eines World-Cafes in den in der Potenzialerhebung zusammengestellten Akteursnetzwerken (Netzwerke aus interessierter Fachöffentlichkeit) vorgestellt und diskutiert.

Die Rückmeldungen aus den Akteursnetzwerken wurden dann in die Kernfragen eingearbeitet.

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Kernfragen und Fallbeispiele vorgestellt.

Hinweis: Aufgrund des nicht-durchgeführten Syntheseprozesses (vgl. Kapitel 2.4.2) sind die Ergebnisse der Kernfragen und Fallbeispiele sowie die Auswertung / Ableitung Handlungsempfehlungen das Fazit und die Haltung nur der in der Kernfrage beteiligten Akteure.

3.4

Transformation - Umstellung des Gasnetzes

Kernfrage 1

„Wie kann die Umstellung der Verteilnetze auf eine Wasserstoffinfrastruktur gelingen?“

3.4.1 Problemdefinition

Die Kernfrage ist nun, ob das bestehende Gasnetz auf den Transport von Wasserstoff umgestellt werden und somit die weiterverzweigte Versorgungsstruktur und die hohe Transportkapazität für die Transformation in Richtung Klimaneutralität genutzt werden kann.

In Fachkreisen herrscht weitestgehend Konsens, dass zur Substitution von fossilem Erdgas beim Einsatz in der Stromversorgung sowie für den stofflichen Einsatz in der Industrie ein nationales bzw. internationales Wasserstoff-Fernleitungsnetz aufgebaut werden muss. Dem Punkt, wann diese Infrastruktur am südlichen Oberrhein vorhanden

und Wasserstoff zum Weitertransport zu Verfügung stehen wird, widmet sich die Kernfrage 7 (siehe Kapitel 3.10).

In den Fallbeispielen wird allerdings davon ausgegangen, dass diese Infrastruktur vorhanden ist, auch wenn dies im Oberrheingraben – ausgehend von aktuellen Plänen der Fernleitungsnetzbetreiber - erst relativ spät der Fall sein wird (2040).

Die Verbindung von Wasserstoffquellen und -verbrauchern (Senken) wird auf Grund der aktuell vorhandenen Wirtschaftlichkeitslücke zur bestehenden, kostengünstigeren Alternativen zunächst in möglicherweise geförderten Pilotprojekten realisiert werden.

Für die Bereitstellung der dafür notwendigen Leitungsinfrastruktur stehen drei grundsätzliche Optionen zur Verfügung:

- Vollständiger Neubau einer dezidierten, leitungsgebundenen Wasserstoffinfrastruktur
- Umwidmung bestehender Erdgasinfrastruktur zu einer Wasserstoffinfrastruktur
- Nutzung bestehender Erdgasleitungen durch eine Beimischung von Wasserstoff und nachträglicher membranbasierter Separation des Wasserstoffs für spezielle Kunden(-Zentren)

In Anlehnung an die Kernfrage werden innerhalb dieses Forschungsprojekts die Optionen „Umnutzung“ und „Beimischung und Separation“ behandelt, da es sich bei einem Neubau nicht um eine Umstellung bzw. Nutzung des bestehenden Netzes handelt.

Grundsätzlich müssen sich die Optionen der „Umnutzung“ als auch der „Separation“ immer wirtschaftlich mit der Neubaulösung messen, um eine optimale Lösung für die Umsetzung zu finden.

3.4.2 Fallbeispiel „Umnutzung“

Beschreibung des Fallbeispiels

Die praktischen Herausforderungen einer Umsetzung der Umwidmungsoption können am Beispiel einer hypothetischen Wasserstoffversorgung im Stadtgebiet Freiburg demonstriert werden.

bnNETZE betreibt in Freiburg ein direkt an das vorgelagerte Fernleitungsnetz angeschlossenes Gasverteilnetz. Abbildung 15: Erdgasversorgung in Freiburg stellt die Freiburger Erdgasversorgung vom vorgelagerten Fernleitungsnetz bis zum Hochdruck-Verteilnetz (blau und rot in der Karte) im Stadtgebiet dar. bnNETZE übernimmt das Gas vom vorgelagerten Netzbetreiber an drei Übernahmestationen (UN) und transportiert es dann über Hochdruckleitungen ins Stadtgebiet. Das in Abbildung 15 dargestellte Wasserstofftransportnetz im äußersten Südwesten Deutschlands entspricht dem Leitungsverlauf der Rheinschiene. Im Falle einer Realisierung des H₂-Backbones kann daher angenommen werden, dass Wasserstoff, ähnlich wie bisher Erdgas, aus dem vorgelagerten Netz übernommen werden kann.

Rolle von Wasserstoff / Vergleich mit Alternativen

Die Rolle von Wärmenetzen für die Energieversorgung von städtischen, dicht besiedelten Gebieten wird auf Grund eingeschränkter vorhandener Alternativen in Zukunft stetig wachsen. Momentan wird zur Erzeugung von Wärme für Wärmenetzen überwiegend Erdgas als Brennstoff verwendet. Hier bietet sich der Einsatz von Wasserstoff als Substitut an, wenn standortbedingt keine geeigneten Alternativen, wie beispielsweise Umweltwärme oder EE-Strom, zur Verfügung stehen.

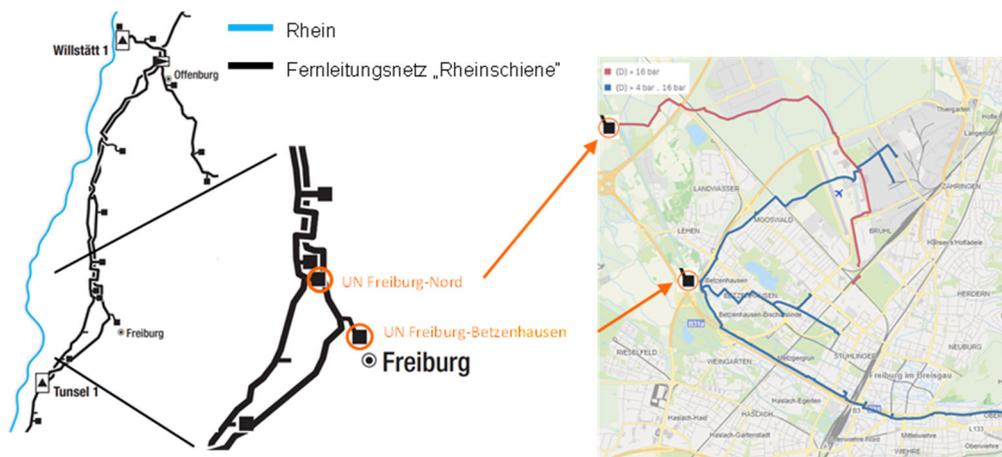


Abbildung 15: Erdgasversorgung in Freiburg

Die Erdgasversorgung in Freiburg wird hauptsächlich durch die Übernahmestationen Freiburg-Nord und –Betzenhausen gesichert, über die UN Neuershausen (nicht in der Karte verzeichnet) wird Gas nur indirekt über Mitteldrucknetze nach Freiburg transportiert.

Von der UN Freiburg-Betzenhausen wird Erdgas über Hochdruckleitungen ins zentrale- und westliche Stadtgebiet sowie über Littenweiler ins Dreisamtal transportiert. Über eine weitere Hochdruckleitung, welche den Freiburger Flugplatz quert (sog. „Flughafenleitung“), ist die UN Freiburg-Betzenhausen mit der Versorgung der nördlichen Stadtgebiete verbunden.

Diese Leitung wird im Regelfall nicht mit voller Kapazität betrieben, da die nördlichen Stadtgebiete, das Industriegebiet Nord sowie der Ort Gundelfingen über eine Hochdruckleitung (rot) von der UN Freiburg-Nord versorgt werden. Diese Leitung versorgt über weitere nachgelagerte Netze Wohngebiete und mittelgroße Industriekunden sowie zwei direkt an das 70bar-System angeschlossene Großkunden.

Die Vermaschung der beiden Systeme erfolgt über die Verbindung dieser Hochdruckleitung mit der Flughafenleitung in der Herman-Mitsch-Straße. Die dadurch theoretisch entstehende Redundanz lässt die Überlegung zu, eine der Versorgungsrouten zu einer Wasserstoffleitung umzuwidmen.

So könnte Freiburg über die Umwidmung eines bestehenden Systems an ein potenzielles Wasserstofffernleitungsnetz im Verlauf der Rheinschiene angeschlossen werden.

Beteiligte Akteure und Akteursgruppen

Vorgelagerter Netzbetreiber

Zunächst muss der den Verteilnetzen der bnNETZE GmbH vorgelagerte Fernleitungsnetzbetreiber – in dem Fall die terranets BW – an den oben genannten Übergabepunkt UN Freiburg-Nord Wasserstoff liefern. Eine Alternative stellt ggf. die Trans European Natural Gas Pipeline (TENP) dar, die durch die Firma Open Grid Europe GmbH betrieben wird.

Netzbetreiber

Der Weitertransport erfolgt dann wie oben beschrieben über das Leitungssystem der bnNETZE GmbH.

Kunden (Wasserstoff- und Erdgaskunden)

Als Ankerkunde wäre zunächst eine Wärmeerzeugungsanlage für das Wärmenetz zu sehen. Da die Leitung durch das Industriegebiet Nord geht, wären mögliche weitere Kunden entlang der Trasse zu erwarten, die in diesem Fallbeispiel auf Grund der Komplexität jedoch nicht weiter betrachtet werden. Betroffene Akteursgruppen sind aber auch die Erdgaskunden, denen auf Grund des Wegfalls der Redundanz ggf. eine verringerte Kapazität zur Verfügung steht.

Technologische Lösung

Wird für die Realisierung dieses Anschlusses die Umwidmung bestehender Erdgasleitungen weiter verfolgt, sprächen mehrere Gründe für die Umwidmung der 70bar-Leitung ab der UN Freiburg-Nord:

- Im Gegensatz zur UN Freiburg-Betzenhausen liegt die UN Freiburg-Nord direkt im Verlauf des aktuell diskutierten Wasserstofftransportnetzes, siehe Kapitel 1.2.
- Die 70bar-Leitung versorgt erst ab der Regelanlage in der Herman-Mitsch-Straße Kunden und könnte damit exklusiv für potenzielle Wasserstoffabnehmer verwendet werden, ohne die bestehende Erdgasversorgung zu beeinflussen.

Durch die Vermaschung der Versorgungsrouten ab der Regelanlage in der Herman-Mitsch-Straße könnte die Flughafenleitung theoretisch die Versorgungs-Aufgabe der 70bar-Leitung übernehmen.

Die 70bar-Leitung könnte im weiteren Verlauf (graduell) aus der Erdgasversorgung entnommen werden und die Wasserstoffversorgung Freiburgs übernehmen. Eine Kapazitätsprüfung dieser Variante hat bnNETZE via Netzsimulation vorgenommen. Daraus folgt, dass die derzeit über die 70bar-Leitung transportierte Erdgasmenge auch über die Flughafenleitung bereitgestellt werden kann; die Freiburger Erdgasversorgung ist kapazitiv redundant. Nach einer Anpassung der Regelleistung der UN Freiburg-Betzenhausen und einer technischen Überprüfung der 70bar-Leitung auf ihre Wasserstofftauglichkeit, wäre die Umwidmung der Hochdruckleitung zur Wasserstoffleitung kapazitiv denkbar.

Wirtschaftliche Betrachtung

Planung, Bau und Betrieb einer Wasserstoffleitung war bisher keine Aufgabe der öffentlichen Versorgung im engeren Sinne, im EnWG wurde nur die Einspeisung von Wasserstoff i.S. von Biogas als relevant und für den Netzbetreiber eines öffentlichen Versorgungsnetzes geregelt.

Daher muss für den Betrieb einer Wasserstoffleitung ein eigenes betriebswirtschaftliches Geschäftsmodell entwickelt werden, das sich möglicherweise von dem eines klassischen Gasnetzbetreibers unterscheidet.

Hierfür bieten sich zwei Möglichkeiten an:

Industriernetz

Hier wird der bestehende Leitungsabschnitt im Sinne eines Industrienetzes nur ausgewählten Endverbrauchern zur Verfügung gestellt und ist somit nicht Teil der öffentlichen Versorgung. Die vertraglichen Belange der Beteiligten werden über individuelle Netznutzungs- und -zugangsverträge geregelt.

Netz der öffentlichen Versorgung

Das Geschäftsmodell für ein Netz in der öffentlichen Versorgung unterscheidet sich dadurch, dass es der Anreizregulierung der Bundesnetzagentur und deren Vorgaben und Prozessen unterliegt. Diese Vorgaben sind momentan noch in der Erarbeitung und

lassen noch keine Rückschlüsse auf eine mögliche Wirtschaftlichkeit oder Unwirtschaftlichkeit zu. Im Unterschied zum Industrienetz steht ein Netz der öffentlichen Versorgung jedoch allen Kunden zur Ein- und Ausspeisung offen, sofern es die technischen und kapazitiven Voraussetzungen erlauben.

Die Möglichkeit der Betriebsführung bzw. Pacht wird in dem Fallbeispiel ausgeklammert, weil hierzu eine Eigentumsübertragung auf ein anderes Unternehmen oder z.B. eines Industriekonsortiums erforderlich wäre. Bei den behandelten Fällen verbleibt das Netz im Eigentum der Netzgesellschaft.

Implementierungsperspektive

Die Implementierung kann – nach Abbau der identifizierten Hemmnisse – wie folgt durchgeführt werden:

Umstellung der UN Freiburg-Nord

Die Leistungs-, Mess- und Regeltechnik der Übernahmestation UN Freiburg-Nord muss nach den aktuell gültigen Regeln der Technik (u.a. DVGW-Regelwerk, GasHDrLtgV) überprüft und ggf. angepasst werden. Dies umfasst zunächst eine planerische Analyse, in der jedes Bauteil auf dessen Wasserstofftauglichkeit überprüft wird.

Leitung

Bei der 70bar-Leitung handelt es sich um eine kunststoffummantelte Stahlleitung mit kathodischem Korrosionsschutz. Im Falle der Umwidmung auf einen reinen Wasserstoffbetrieb ist die Integrität bzw. Dichtigkeit der Leitung und Armaturen zu prüfen. Hierbei kann ggf. auf Erfahrungen von Leitungen ähnlicher Materialzusammensetzung und Armaturen gleichen Bautyps in Wasserstoffnetzen zurückgegriffen werden. Falls keine ausreichenden Erfahrungswerte existieren und somit die Integrität nicht gewährleistet werden kann, müssen zusätzliche Maßnahmen wie bspw. das Einziehen einer PE-Leitung oder ein Coating der Innenseite der Leitung in Betracht gezogen werden.

Regelanlagen / Übergabestation

Die in 1.1.1.6.1 beschriebenen Maßnahmen gelten analog sowohl für die auf dem Weg zum Abnehmer befindliche Anlage in der Hermann-Mitsch-Straße als auch für die Übergabeanlage zum Kunden.

Verbundwarte

Zur Überwachung der Wasserstoffleitung in Hinblick auf Betriebsdruck, Volumenfluss als auch zur Störungserkennung und- behebung muss der entsprechende Netzteil mit assoziierten Anlagen und Leitungen aus dem bestehenden Überwachungssystem für das Gasnetz herausgelöst werden und in ein separates System überführt werden.

Identifizierte Hemmnisse

Zunächst müssen zur Umsetzung zwei Grundvoraussetzungen geschaffen worden sein:

- Verfügbarkeit des Wasserstoffs am Übergabepunkt der Fernleitungsnetzbetreiber an der Übergabestation in Freiburg-Nord
- Umstellung des Wärmeerzeugers als maßgeblicher Abnahmepunkt auf Wasserstoff

Beide Punkte sind maßgeblich von der Entwicklung des Energiemarkts beeinflusst, da bei einer ungünstigen Preisentwicklung des Einkaufspreises von Wasserstoff dieser als Energieträger für den Wärmeerzeuger des Wärmenetzes keine wirtschaftliche Alternative darstellt.

Der Wasserstoffbedarf wird derzeit dem Konsultationsprozess der Fernleitungsnetzbetreiber für den Netzentwicklungsplan Gas entsprechend abgefragt. Hier spielen konkre-

te Anfragen für die Lieferung von Wasserstoff eine entscheidende Rolle für die weitere Ausbauplanung des Wasserstofffernleitungsnetzes.

Solange Wasserstoff aber keine wirtschaftliche Alternative für die jeweiligen Anwendungsfälle ist, können keine konkreten Fälle gemeldet werden.

Lösungsansätze hierzu werden in 1.1.1.8 beschrieben.

In Hinblick auf das bestehende Gasnetz gilt es zusätzlich folgende Punkte zu berücksichtigen:

Fehlende Redundanz in Freiburg und im nachgelagerten Netz Richtung Dreisamtal und kritische Konzentration der Versorgungsaufgabe auf die UN Betzenhausen

Redundante Netzstrukturen sind meist gezielt aufgebaut und können nicht ohne weiteres für andere Versorgungszwecke aufgelöst werden. Auch die über die Flughafenleitung entstandene Redundanz wurde gezielt etabliert, um eine sichere Erdgasversorgung zu jeder Zeit aufrecht halten zu können. Das Leitungssystem wurde so konstruiert, dass ein Betrieb in beide Richtungen möglich ist, sodass auch die westlichen- und zentralen Stadtgebiete sowie die nachgelagerten Netze Richtung Dreisamtal im Notfall über die UN Freiburg-Nord versorgt werden können. Fällt diese Option weg, würde sich die komplette Gasversorgung Freiburgs, Gundelfingens und der nachgelagerten Netze Richtung Dreisamtal auf die UN Betzenhausen konzentrieren. Eine derartige Konzentration ist mit der Aufgabe einer sicheren Energieversorgung nach EnWG nicht vereinbar.

Wegfall der Pufferfunktion der 70bar Leitung

Die Dimensionierung der pn70 Leitung ab der UN Freiburg-Nord wurde so gewählt, dass die Leitung eine Pufferfunktion einnehmen kann, sprich auch als Gasspeicher bewirtschaftet werden kann. Auch dieses Konzept wurde zur Maximierung der Versorgungssicherheit etabliert, um Kapazitätsengpässe (bspw. bei Extremwetter-Ereignissen) überbrücken zu können.

Spezialisierte 70bar Kundenstruktur

Auch technisch ist ein Verzicht auf die pn70-Leitung für die Erdgasversorgung derzeit nicht möglich. Die Prozesse und Systeme der Großkunden, welche direkt an das 70bar System angeschlossen sind, sind speziell auf diese Druckstufe ausgelegt und können nicht über das 16bar System der Flughafenleitung bedient werden.

Dieses Hemmnis ist derzeit der Hauptgrund, weshalb die pn70 Leitung derzeit nicht aus der Erdgasversorgung entnommen werden kann.

Lösungsvorschläge unter Nennung des Adressaten

Zuverlässige und kostengünstige Wasserstoffquelle

Zunächst muss der Zugang zu einer zuverlässigen und kostengünstigen Wasserstoffquelle geschaffen werden; dies kann wegen fehlender Erzeugungskapazitäten vor Ort nur durch einen Ausbau der vorgelagerten Netzsysteme vorangetrieben werden.

Die Bündelung der konkreten Anfragen für Wasserstoff ist der entscheidende Treiber für die Beschleunigung des Ausbaus, da die Fernleitungsnetzbetreiber innerhalb des Prozesses zur Erstellung des Netzentwicklungsplans und zur späteren Genehmigung einer Wasserstoffinfrastruktur zwingend auf die Freigabe der Bundesnetzagentur angewiesen sind.

Um den tatsächlichen Bedarf bzw. die Möglichkeiten zur Umstellung auf Wasserstoff für ein spezifisches Unternehmen bzw. Projekt ermitteln zu können, bedarf es entsprechender technischer und betriebswirtschaftlicher Fachkenntnisse.

Hier kommt fachlich orientierten Netzwerkeinrichtungen wie bspw. den Klimapartnern Oberrhein eine entscheidende Rolle zu, um in Kooperation mit den lokalen Verteilnetzbetreibern die Anfragen zu konkretisieren und dann an die Fernleitungsnetzbetreiber weiterleiten zu können.

Freiwerdende Netzkapazitäten

Das Aufkommen alternativer, nicht gasbasierter Heizsysteme, Effizienzsteigerungen im Gebäudesektor sowie eine Verkürzung der Heizperiode sprechen perspektivisch für eine Reduktion des Erdgasverbrauchs.

Mit einer solchen Reduktion ist die Notwendigkeit umfangreicher Redundanzen in der Versorgung neu zu bewerten. Ein Abbau der Versorgungsredundanz im Erdgasbereich zu Gunsten einer Versorgung mit Wasserstoff ist unter diesen Umständen ggf. zu rechtfertigen. Nichtsdestotrotz kann eine Umwidmung erst konkret geplant werden, wenn (derzeit nicht absehbare) alternative Versorgungskonzepte für die an das 70bar angeschlossene Großkunden abgestimmt sind.

Wirtschaftlichkeit

Stand Januar 2022 ist die Wirtschaftlichkeit eines Wasserstoffnetzes als Teil der öffentlichen Versorgung schwer abzuschätzen. Hier würde ein konkreterer Rahmen durch die BNetzA bzw. durch die Landesregulierungsbehörden einen Schritt in die richtige Richtung darstellen.

Fazit

Das Fallbeispiel in Freiburg demonstriert gut, dass bei potenziellen Überlegungen zur Leitungsumwidmung neben der technischen Machbarkeit Kundenstruktur und Netzführung entscheidend bzw. ausschlaggebend sind. Würde der Anschluss Freiburgs an ein vorgelagertes Wasserstoffnetz unmittelbar anstehen, wäre auf Grund der bestehenden Hemmnisse derzeit ein Leitungsneubau einer Umwidmung der 70bar-Leitung klar vorzuziehen.

Die Voraussetzung für die Umsetzung des Fallbeispiels ist maßgeblich davon abhängig, ob Wasserstoff für den Kunden eine wirtschaftliche und ökologisch tragbare Lösung darstellt, um den bisherigen Energieträger Erdgas zu ersetzen.

Die Betrachtung von Alternativen wie Abwärme aus Industrieprozessen, Power-to-heat oder Umweltwärme aus Großwärmepumpen bzw. Geothermie können standortbezogen Vorteile gegenüber der Nutzung von Wasserstoff aufweisen.

3.4.3 Fallbeispiel Separations-Option

Beschreibung des Fallbeispiels

Durch den Einsatz spezieller Membranen, welche ggü. Wasserstoff eine höhere Durchlässigkeit als zu Erdgas haben, kann einem Erdgas-Wasserstoffgemisch gezielt der Wasserstoff entzogen werden. Dies hat zwei wichtige Ziele:

- 1) Bei hohen Mischverhältnissen (>20 Vol. % H₂) können Wasserstoff-sensible Netze und v.a. Kunden geschützt werden.
- 2) Einzelne Kunden können gezielt mit reinem Wasserstoff versorgt werden.

So können bestehende Erdgasnetze sowohl zur Versorgung mit Erdgas als auch mit Wasserstoff genutzt werden. Diese Option ist zwar für den Netzbetrieb minimal-invasiv, bedarf allerdings eines umfassenden Zubaus von Anlagentechnik zur Gasseparation.

In dem hier beschriebenen Fallbeispiel ist der Kunde ein Unternehmen mit industrieller Produktion, in dessen Herstellungsprozess Wasserstoff als Grundstoff verwendet wird.

Anwendungsbeschreibung

Der Einsatz der Gasseparationstechnologie wurde hypothetisch am Beispiel der Hochdruckversorgung um den Kehler Hafen konzeptionell geprüft. Der Bereich des Kehler Hafens wurde als potenzielles Wasserstoffbedarfscluster angenommen (neben dem Hafen selbst als Abnehmer ist hier größere Industrie wie ein Stahlwerk angesiedelt). Auch für dieses Szenario wurde ein vorgelagertes Wasserstofftransportnetz als Wasserstoffquelle angenommen.

Beteiligte Akteure und Akteursgruppen

Hier kann auf die in 3.4.3.4 beschriebene Auflistung zurückgegriffen werden, wobei sich natürlich eine stoffliche Verwertung des Wasserstoffs hinsichtlich der erforderlichen Reinheit gegenüber einer energetischen Verwendung anwendungstypisch stark unterscheiden kann.

Technologische Lösung

Das Netz der bnNETZE rund um Kehl wird von der Übernahmestation Willstätt versorgt; auch diese Anlage übernimmt Gas aus der sog. Rheinschiene, welche im Rahmen des H₂-Backbone um ein Wasserstofftransportnetz erweitert werden soll. Ferner wurden für dieses Praxisbeispiel folgenden Annahmen getroffen:

- Hochreiner Wasserstoffbedarf (>99,9%) im Bereich des Kehler Hafens
- Beimischung des Wasserstoffs im Bereich $\geq 30\%$ ins pn16 Hochdrucknetz
- Nachgelagerte Verteilnetze, v.a. die Kundengeräte (graue Pfeile in Abbildung 16) sind nicht auf Wasserstoffbeimischung $\geq 30\%$ ausgelegt

Via Beimischung ins Erdgasnetz soll Wasserstoff von der UN Willstätt gezielt zum Wasserstoffbedarf im Kehler Hafengebiet durchgeleitet werden. Mit Gasseparationsanlagen soll der Wasserstoff dem Erdgas/H₂-Gemisch entzogen werden, um einerseits das Hafengebiet mit hochreinem Wasserstoff und andererseits die H₂-sensiblen Ortsnetze mit (nahezu) wasserstofffreiem Erdgas zu versorgen. In Abbildung 16 ist dieses Konzept zusammengefasst:

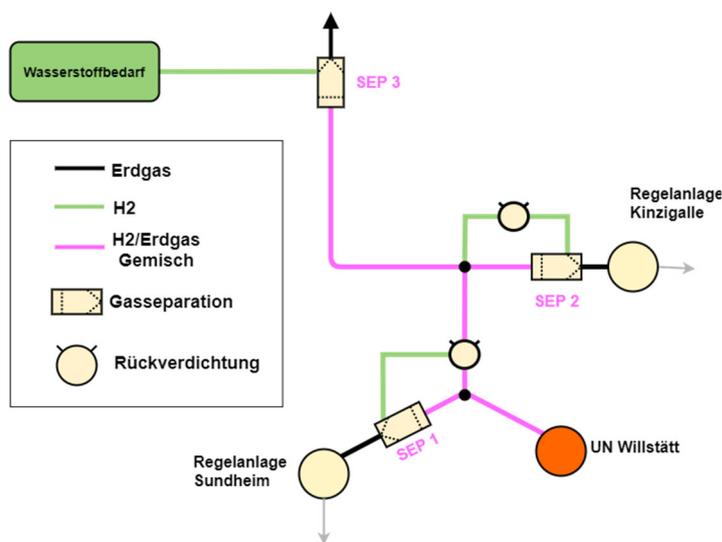


Abbildung 16: Konzept einer Wasserstoffversorgung des Kehler Hafengebiets via Gasseparation

Für dieses Wasserstoff-Versorgungskonzept sind 3 Separationsanlagen (SEP) notwendig:

- SEP 1&2: Diese Anlagen sollen den Wasserstoffanteil für die nachgelagerte (Erdgas-)Versorgung auf ≤ 10 Vol.% senken um nachgelagerte Einzelkunden vor hohen Wasserstoffkonzentrationen zu schützen. Diese Reinheit kann allein durch Membran-Einheiten erreicht werden. Der abgetrennte Wasserstoff fällt hierbei drucklos an. Da der Wasserstoff an dieser Stelle nicht genutzt werden kann, muss er rückverdichtet werden, um über das Hochdruck-Mischnetz weiter transportiert werden zu können.
- SEP 3: Diese Anlage soll dem bis hierher transportierten Erdgas/H₂-Gemisch den Wasserstoff entziehen und in hochreiner Form an den Wasserstoffbedarf übergeben. Um diese Reinheit zu erreichen, muss neben der Membran-Einheit mit einer Druckwechsel-Adsorption (DWA) eine weitere Reinigungsstufe nachgeschaltet werden. U.U. kann hier eine zwischengeschaltete Verdichtung ökonomisch vorteilhaft sein, um die DWA kompakter und günstiger zu dimensionieren.

Über den hier gezeigten Anlagenaufbau kann ca. 70% des an der UN Willstätt beigemischten Wasserstoffs zum Hafengebiet durchgeleitet werden. Die restlichen Mengen werden in Form von Erdgas/H₂-Gemischen mit Wasserstoffanteilen $\leq 10\%$ (10%) an die Ortsnetze übergeben oder fallen bei der DWA als Restgas (20%) an. Der Restgasanteil könnte allerdings theoretisch der DWA via Recycle-Loop der Aufbereitung – also einer Rückführung auf der Eingangsseite der DWA - erneut zugeführt werden und stünde dann ebenfalls dem Wasserstoffbedarf zur Verfügung.

Wirtschaftliche Betrachtung

Für die wirtschaftliche Betrachtung des Fallbeispiels wurden die Kosten für Planung, Bau und Betrieb der im vorherigen Abschnitt beschriebenen Separationsanlagen kalkuliert. Da hier mit einem Hersteller konkrete Abfragen durchgeführt wurden und diese durch entsprechende Vertraulichkeitserklärungen abgesichert wurden, können an dieser Stelle keine expliziten Zahlen für die Kosten genannt werden. Um dennoch eine Einschätzung zu erhalten, wurde im Abschnitt „identifizierte Hemmnisse“ ein entsprechender Vergleich mit dem Neubau einer Wasserstoffleitung hergestellt.

Implementierungsperspektive

Die Implementierung der Separationsanlagen würde anhand eines stufenweisen Ausbaus erfolgen, in dem zunächst eine Separationsanlage gebaut und im Betrieb getestet würde. Bei der Inbetriebnahme würde dann stufenweise der Anteil des Wasserstoffs am Gasgemisch erhöht und die Funktionsfähigkeit der Anlage überwacht. Bei zufriedenstellenden Ergebnissen würden dann auch die anderen beiden Anlagen entsprechend oder mit Anpassungen in das System integriert.

Identifizierte Hemmnisse

Die Kosten für die Separations-Anlagentechnik würden die eines Leitungsneubaus (UN Willstätt \leftrightarrow Hafen ca. 6 km) ca. um dem Faktor 4 übertreffen.

Fazit

Zum Zeitpunkt der Erarbeitung bzw. Auswahl des Fallbeispiels war noch nicht ersichtlich, ob es auf Fernleitungsnetzebene eine parallele Wasserstoffinfrastruktur geben wird. Es war anzunehmen, dass in absehbarer Zukunft ein Gasgemisch geliefert werden würde. Diese Annahme ist inzwischen durch die entsprechenden nationalen und internationalen politischen und gesetzlichen Initiativen überholt, es ist mit einer separaten H₂-Infrastruktur zu rechnen.

Bei der Nutzung bestehender Hochdrucknetze über längere Entfernungen könnte diese Option möglicherweise von Vorteil sein, da so mit einzelnen Separationsanlagen lange Wasserstoff-Versorgungstrecken erschlossen werden könnten.

3.4.4 Fazit und kurze Diskussion der Ergebnisse der Kernfrage

In der Praxis ist eine Kombination dieser Umsetzungsvarianten wahrscheinlich, wie bspw. einer Teilnutzung der bestehenden Erdgasinfrastruktur und mit einem Neubau direkt bei Erzeugung und Verbrauch. Zusätzlich muss auch bei individuellen, aber nach EnWG regulierten, Wasserstoffnetzen perspektivisch ein diskriminierungsfreier Zugang für weitere Netznutzer möglich sein.

Für die Wahl der genannten Optionen sind die Ausgangsbedingungen vor Ort entscheidend.

Gemeinsames Fazit für die Kernfrage

Anhand der Fallbeispiele wird deutlich, wie schwierig die Aussage über die Möglichkeiten einer Umstellung des Verteilnetzes auf Wasserstoff ist. Insbesondere die bestehende Versorgungsstruktur und die damit verbundenen, gebundenen Kapazitäten sprechen oft gegen eine Umwidmung oder Separationslösung. Die Absatzentwicklung von Erdgas ist eng gekoppelt an Technologiewechsel hin zu anderen Energieträgern und Effizienzsteigerungen. Wenn diese Entwicklung Fahrt aufnimmt, können mittelfristig Kapazitäten des Gasnetzes genutzt werden, um Wasserstoff zu transportieren.

Davon ausgenommen ist allerdings eine grundsätzliche Umstellung ganzer Gasverteilnetze mit der Umstellung aller angeschlossenen Verbraucher inklusive Haushaltskunden. Im aktuellen politischen Kontext spielen diese Überlegung allerdings nur eine untergeordnete Rolle. Die Umsetzung wäre jedoch – auf die transportierte Kilowattstunde bezogen – auf Netzseite deutlich einfacher, da keine Separation von Anlagenteilen oder Neubau von Separationsanlagen notwendig wäre.

Diskussion der Ergebnisse im Kontext weiterer Arbeiten in anderen Projekten / in der Realität

Die Umstellung der gesamten Gasversorgung auf Wasserstoff wäre ein ernstzunehmendes Szenario, dessen Betrachtung sowohl aus der volks- und betriebswirtschaftlichen als auch der technischen Perspektive bei entsprechenden Signalen aus der Politik zu analysieren wäre.

3.5

Transformation - Wasserstoff in Nutzfahrzeugen

3.5.1 Problemdefinition

Im Jahr 2020 betrug der Anteil der erneuerbaren Energien im Verkehrssektor in Deutschland lediglich 7,5% (Quelle: Bundesumweltamt¹). Dem Bereich Verkehr kommt daher vor dem Hintergrund des nationalen Klimaschutzprogramms 2030 und der angestrebten Klimaneutralität bis 2050 eine besondere Bedeutung zu.

Der Mobilitätssektor birgt dabei großes Potenzial zur Anwendung von Wasserstoff als Energieträger. So geht aus der Potenzialerhebung hervor, dass im Mobilitätssektor ein

¹ <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/erneuerbare-energie-im-verkehr>

Wasserstoffbedarfspotenzial von 11.200 t/a in der Region vorliegt. Die wasserstoffbasierte Mobilität ist für solche Anwendungen eine Alternative, bei denen der direkte Einsatz von Elektrizität (E-Mobilität) wirtschaftlich bislang nicht sinnvoll oder technisch nicht darstellbar erscheint.

Die Einführung von wasserstoffbetriebenen Brennstoffzellenfahrzeugen kann u.a. im öffentlichen Personennahverkehr (Busse, Züge), in Teilen des Straßenschwerlastverkehrs (LKW), bei Nutzfahrzeugen (z. B. für den Einsatz auf Baustellen der in der Land- und Forstwirtschaft) oder in der Logistik (Lieferverkehr und andere Nutzfahrzeuge wie Flurförderfahrzeuge) die batterieelektrische Mobilität ergänzen und den Ausstoß von Luftschadstoffen sowie CO₂-Emissionen erheblich senken. Auch in bestimmten Bereichen bei PKWs kann der Einsatz von Wasserstoff eine Alternative sein. Der Einsatz im Straßenverkehr setzt, unabhängig von der Fahrzeugart, den bedarfsgerechten Aufbau der erforderlichen Tankinfrastruktur voraus.

In der Kernfrage 2: „Wasserstoff in Nutzfahrzeugen“ sollten die Herausforderungen und Hemmnisse zur Umrüstung bzw. Neuaufstellung von Betriebsflotten auf einen wasserstoffbasierten Antrieb anhand von vier Fallbeispielen identifiziert werden. Dabei wurde unterschieden zwischen dem Einsatz von Wasserstoff als Energieträger im Schwerlastverkehr und bei leichten Nutzfahrzeugen.

3.5.2 Fallbeispiel: Kleyling Spedition GmbH

Die zur Partizipation im Projekt gewonnene Kleyling Spedition GmbH ist ein in Breisach am Rhein ansässiges, mittelständisches Speditions- und Logistikunternehmen mit einem Fuhrpark von 80 Schwerlast-Fahrzeugen. Das Unternehmen ist sehr an der Brennstoffzellentechnologie und der Möglichkeit zum wasserstoffbetriebenen Antrieb seiner LKW-Flotte interessiert. Durch Gespräche und Diskussionen zum Thema Wasserstoff konnten die Herausforderungen und Hemmnisse zur Umrüstung der Fahrzeugflotte auf einen wasserstoffbasierten Antrieb erarbeitet werden. Hierbei muss zwischen technischen, gesetzlich-regulatorischen und wirtschaftlichen Argumenten unterschieden werden. Als eines der Hauptargumente, die bislang gegen eine Nutzung von wasserstoffbetriebenen LKW sprechen, wurden wirtschaftliche Bedenken aufgeführt. Aufgrund des starken Konkurrenzkampfes in der Speditionsbranche dürfen alternative Energieträger nur bedingt zu höheren Kosten führen. Dabei müssen neben den Anschaffungskosten (als Investitionskosten) eines Brennstoffzellen-LKW, die Betriebskosten für den Wasserstoff (im Vergleich zu Diesel), die Reichweite, das zur Verfügung stehende Ladevolumen sowie die Verfügbarkeit der Fahrzeuge betrachtet werden.

Die allgemeine Verfügbarkeit eines LKW mit Brennstoffzellenantrieb wird dabei als Hemmnis identifiziert. Obwohl die in der Vergangenheit gängige Markenbindung nicht mehr als vorrangig gesehen wird, wird angemerkt, dass bislang lediglich einige wenige Modelle asiatischer Hersteller bedingt verfügbar sind. Als technisches Hemmnis kommt dabei zu tragen, dass das Servicenetz asiatischer Hersteller in der Region nicht zufriedenstellend vorhanden ist. Servicepartner sollten im Idealfall nicht weiter als 150 km entfernt sein.

Das Ladevolumen sollte bei LKW mit Brennstoffzellenantrieb im Vergleich zu dieselbetriebenen LKW nicht verringert sein. Aufgrund der größeren Ausmaße von Tankanlage und Antrieb bei LKW mit Brennstoffzellenantrieb sollte daher die Längenbegrenzung von in der EU zugelassenen LKW nach dem Vorbild der Schweiz angepasst werden. In der Schweiz wurde aufgrund des verringerten Ladevolumens bei Brennstoffzellen-LKW die zulässige Länge des LKW um 60 cm erweitert. Aufgrund dieser Tatsache haben diese in der Schweiz zugelassenen LKW keine EU-Zulassung erhalten, sodass keine internationalen Fahrten möglich sind. Auch aus diesem Grund ist ein ganzheitlicher europaweiter Ansatz hinsichtlich der gesetzlich-technischen Regularien wünschenswert.

Hierzu zählt auch eine CO₂-Differenzierung der Lkw-Maut zugunsten klimaschonender Antriebe im Rahmen der Eurovignetten-Richtlinie, wie in der Nationalen Wasserstoffstrategie beschrieben¹.

Als weitere Herausforderungen werden Unklarheiten in der alltäglichen Handhabung der Technologie identifiziert. Hierzu zählt allem voran die Verfügbarkeit von Wasserstofftankstellen, sicherheitstechnische Anforderungen beim Betrieb und der Wartung sowie im Falle eines Unfalls. Weiterqualifizierungsprogramme für bestehendes Personal wären erforderlich. Die Befürchtungen von hohen bürokratischen Hürden bei der Zulassung und der Nutzung der Technologie sollten ebenfalls berücksichtigt werden. Aus den beschriebenen Gründen wird bislang eine betriebseigene Wasserstofftankstelle von der Spedition ausgeschlossen.

Werden die wirtschaftlichen, gesetzlichen und technischen Rahmenbedingungen geschaffen, wird von der Kleyling Spedition GmbH ein gemischter Fuhrpark (vollelektrisch u. brennstoffzellenbetrieben) als zukunftsfähiges Konzept angesehen. Dabei wird eine mögliche Wirtschaftlichkeit des Brennstoffzellenantriebs lediglich im Schwerlastverkehr (40t-LKW) gesehen. Ob sich im Lieferverkehr mit LKW zwischen 7,5t und 18 t zukünftig Brennstoffzellenantriebe oder vollelektrische Antriebe technisch sowie wirtschaftlich durchsetzen werden, kann nicht exakt vorhergesehen werden und ist von der Technologieentwicklung sowie den gesetzlichen Rahmenbedingungen abhängig.

Inwiefern ein gemischter Fuhrpark das Kundenverhalten beeinflusst und ob dies Konfliktpotenzial oder sogar neue Geschäftsmodelle hervorruft, wurde ebenfalls diskutiert. Dieser Fall könnte eintreten, wenn Preisunterschiede je nach Antriebsart an den Kunden weitergegeben werden. Obwohl eine nachhaltige Logistik zunehmend vom Kunden präferiert wird, ist noch kein Druck von den Kunden hinsichtlich der Umrüstung auf nachhaltige Antriebe spürbar.

3.5.3 Fallbeispiel: basi Schöberl GmbH & Co. KG

Das Unternehmen basi Schöberl GmbH & Co. KG ist ein Gasproduzent und -lieferant mit Sitz in Rastatt und ist ebenfalls an wasserstoffbasierten Antrieben für die firmeneigene Fahrzeugflotte interessiert. Die Gaslieferungen werden durch LKW mit einem zulässigen Gewicht von 24 t, 32 t und 40 t durchgeführt. Die Liefertouren können unterteilt werden in Linienverkehr (wenige Stopps, lange Strecken) und Verteilverkehr (mehrere Stopps, kurze Strecken) mit maximalen Streckenweiten von 450 km. Im Zuge des Projekts wurden verschiedene Routen hinsichtlich Routenlänge, Dieserverbrauch und Kraftstoffkosten analysiert. Auf diesen Daten aufbauend wurden die Wasserstoffbedarfe pro Route berechnet. Demzufolge wäre eine Tankkapazität von mindestens 50 kg Wasserstoff notwendig, um die täglichen Routen bewerkstelligen zu können. Bei einem angenommenen Wasserstoffpreis von 9,50 €/kg, würden sich die Wasserstoffkosten auf maximal ca. 100 € pro Route belaufen. Im Vergleich zu den Dieserkosten von ca. 46 € für die gleiche Route, bei einem angenommenen Dieselpreis von 1,30 €, liegen die Wasserstoffkosten etwa doppelt so hoch. Bei diesem Vergleich sollte berücksichtigt werden, dass sich sowohl die Kosten für Diesel als auch die für Wasserstoff zukünftig maßgeblich ändern können und sie dies seit Beginn des Projekts auch bereits getan haben. Während die Preise für Diesel perspektivisch eher steigen werden, wird angenommen, dass sich die Preise für Wasserstoff zukünftig eher reduzieren. Laut basi Schöberl GmbH & Co. KG sollte unter heutigen Rahmenbedingungen der Wasserstoffpreis nicht über 4,40 €/kg liegen, um eine Wirtschaftlichkeit zu gewährleisten.

¹ BMWi: Die Nationale Wasserstoffstrategie, Juni 2020

Neben dem wirtschaftlichen Bezug von Wasserstoff ist auch für die basi Schöberl GmbH & Co. KG ein regionales Tankstellennetz mit einer maximalen Entfernung von ca. 200 km zwischen den einzelnen Tankstellen nötig, um einen reibungslosen Betrieb von Wasserstoff-LKW zu ermöglichen. Wird dies gewährleistet, bietet der Reichweitenvorteil von Brennstoffzellen-Fahrzeugen gegenüber rein elektrisch angetriebenen Lastfahrzeugen einen entscheidenden Vorteil.

Als entscheidendes Hemmnis wurde festgestellt, dass alle Fahrzeuge, die Gefahrgüter transportieren, der Vorgabe unterliegen, im Notfall spannungslos geschaltet werden müssen. Dies ist bei Brennstoffzellen-LKW aktuell technisch nicht darstellbar, sodass aufgrund dieser Vorgabe wasserstoffbetriebene Brennstoffzellen-LKW nicht für den Transport von Gefahrstoffen (in diesem Falle Gase) zugelassen werden und somit eine Umrüstung der Fahrzeugflotte für das Unternehmen unter diesen Rahmenbedingungen nicht realisierbar ist.

3.5.4 Fallbeispiel: bnNetze GmbH

Als Fallbeispiel für die Nutzung von Wasserstoff in Betriebsflotten mit leichten Nutzfahrzeugen, konnte die bnNetze GmbH für das Projekt gewonnen werden. Die bnNetze GmbH ist ein Tochterunternehmen der Badenova AG & Co. KG mit Hauptsitz in Freiburg im Breisgau und als Verteilnetzbetreiber für den Betrieb, die Planung, den Ausbau und die Instandhaltung der Strom-, Erdgas- und Wassernetze in weiten Teilen Südbadens verantwortlich. Die Firmenflotte umfasst insgesamt ca. 650 Fahrzeuge, von denen 450 als leichte Nutzfahrzeuge (Servicefahrzeuge, Montagefahrzeuge) deklariert werden. Summiert wurde von der Flotte eine Strecke von über 6,5 Mio. km im Jahr 2020 zurückgelegt. Das Unternehmen strebt den Umbau der Betriebsflotte nach dem Gesetz über die Beschaffung sauberer Straßenfahrzeuge (Clean-Vehicle-Richtlinie) an.

Fahrzeugklasse	Definition „sauberes Fahrzeug“		Beschaffungsquoten 1. Referenzzeitraum, 02.08.2021 bis 31.12.2025	Beschaffungsquoten 2. Referenzzeitraum, 01.01.2026 bis 31.12.2030
Pkw	50 g CO ₂ / km, 80% Luftschadstoffe (Prozentsatz der Emissionsgrenzwerte nach RDE)	ab 2026: 0 g CO ₂ / km, k.A. zu Luftschadstoff- emissionen	38,5 %	
leichte Nfz (< 3,5 t zGM)	50 g CO ₂ / km, 80% Luftschadstoffe (Prozentsatz der Emissionsgrenzwerte nach RDE)		38,5 %	
Lkw (> 3,5 t zGM)	Nutzung alternativer Kraftstoffe (lt. Art. 2 AFID bspw. Strom, Wasserstoff, Erdgas, synthetische Kraftstoffe**, Biokraftstoffe**)		10 %	15 %
Busse (> 5 t zGM)			45 % *	65 % *

Abbildung 17: Übersicht zur Clean-Vehicle-Richtlinie

Diese besagt, dass 38,5% der Neuanschaffungen im PKW- und leichten Nutzfahrzeugbereich mit nachhaltigem Antrieb ausgestattet sein müssen. Die Nachhaltigkeit des Fuhrparks wird als entscheidender Faktor bei Konzessionswettbewerben wahrgenommen. Somit lassen sich geringfügige Mehrkosten gegenüber konventionellen Antriebsarten durch den Mehrnutzen kompensieren. Die wirtschaftlichen, technischen sowie gesetzlichen Rahmenbedingungen für eine Umrüstung auf wasserstoffbetriebene Brennstoffzellenfahrzeuge sind dabei maßgeblich für das Unternehmen.

Aktuell besteht die gesamte Nutzfahrzeugflotte aus Fahrzeugen mit konventionellem Antrieb. Hinsichtlich einer Umrüstung auf wasserstoffbetriebene Brennstoffzellenfahrzeuge wurde eine Vielzahl von Fragestellungen und Hemmnissen identifiziert. So werden Nutzfahrzeuge, die kritische Monteursaufgaben (z. B. Notfalleinsätze an kritischer Infrastruktur) wahrnehmen von einer Umrüstung ausgeschlossen und vorerst die bewährten Antriebe beibehalten. Hierbei muss beachtet werden, dass Monteursfahrzeuge teilweise nachts als Notfallfahrzeuge deklariert werden. Darüber hinaus müssen ausgewählte Einsatzfahrzeuge geländegängig sein, um auch bei winterlichen Verhältnissen in unwegsamem Gelände (z. B. Quellwasserentnahmestationen im Schwarzwald) operieren zu können. Als offene Frage wurde die Einsatzfähigkeit in der Nähe von kritischen Infrastrukturpunkten wie z. B. Erdgasnetzspeisepunkte (Ex-Zonen) geäußert.

Trotz der aufgeführten Fragestellungen steht das Unternehmen der Nutzung von wasserstoffbetriebenen Nutzfahrzeugen sehr offen gegenüber. Bei einer Umrüstung wäre eine betriebseigene, kompakte Betankungseinheit im Depot auf Basis von Wasserstoffbündeln nicht zwingend notwendig, jedoch unternehmensseitig vorstellbar. Dennoch muss eine klare wirtschaftlich und technisch sinnvolle Abtrennung zwischen der Nutzung vollelektrischer und wasserstoffbasierter Antriebe definiert werden. Zudem wird vom Unternehmen angemerkt, dass zukünftig aufgrund begrenzter Verfügbarkeiten von Wasserstoff eine Priorisierung der Nutzungspfade nötig sein wird, was die Anwendung im PKW-Bereich ausschließen könnte.

3.5.5 Fallbeispiel: Stadt Lahr/ Ladog-Fahrzeugbau- und Vertriebs-GmbH

Als viertes Fallbeispiel konnte die Firma Ladog-Fahrzeugbau- und Vertriebs-GmbH aus Zell am Harmersbach in Kooperation mit der Stadt Lahr gewonnen werden. Das Unternehmen ist Hersteller von Multifunktionsfahrzeugen, Nutzfahrzeugen und Anbaugeräten in der Schmalspur- und Kompaktklasse. Es herrscht großes Interesse an einer Erweiterung der Produktpalette hinsichtlich wasserstoffbetriebener Brennstoffzellen als Antriebstechnik. Die Stadt Lahr betreibt einen kommunalen Fuhrpark bestehend aus LKW, Traktoren und weiteren Spezialfahrzeugen für den kommunalen Einsatz. Bei wirtschaftlicher und technischer Machbarkeit ist eine Umrüstung des Fuhrparks auf einen wasserstoffbetriebenen Antrieb und auch die Installation einer eigenen Wasserstofftankstelle vorstellbar.

Um den Wasserstoffbedarf eines Nutzfahrzeugs im kommunalen Betrieb real darstellen zu können, wurde ein Realversuch geplant. Hierzu sollte ein 2-3-tägiger Feldversuch durchgeführt werden, bei dem ein vollelektrisches Fahrzeug der Ladog-Fahrzeugbau- und Vertriebs-GmbH im kommunalen Betrieb zum Einsatz kommen sollte. Dabei sollten die Lastgangprofile eines typischen Arbeitstages aufgezeichnet und anhand dieser Rückschlüsse auf den zu erwartenden Wasserstoffbedarf berechnet werden. U. a. aufgrund der pandemiebedingten Herausforderungen war es im Projektzeitraum nicht möglich den Feldversuch durchzuführen.

3.5.6 Fazit der Kernfrage

Obwohl Wasserstoff in den betrachteten Bereichen bislang keine Anwendung findet, wurde in den vier beschriebenen Fallbeispielen deutlich, dass sowohl im Schwerlast- und auch im Nutzfahrzeugbereich ein großes Interesse an der Nutzung von Wasserstoff in Fahrzeugen mit Brennstoffzellen besteht.

In den vier Fallbeispielen wurden die Hemmnisse und Herausforderungen zu einer Etablierung von wasserstoffbetriebenen Fahrzeugflotten im Schwerlast- sowie Nutzfahrzeugsektor dargestellt. Diese können in wirtschaftliche, technische, gesetzliche sowie anwendungsbezogene Herausforderungen gegliedert werden. Speziell im Schwerlast-

verkehr liegt das Hauptaugenmerk auf der Wirtschaftlichkeit. Hier sind Investitionskosten sowie Betriebskosten maßgeblich für die Entscheidung einer Umrüstung.

Als Handlungsempfehlungen können folgende Punkte festgehalten werden, um Hemmnisse abzubauen und die Umrüstung von Betriebsflotten hin zu wasserstoffbetriebenen Antrieben zu realisieren:

- EU-weite einheitliche Regulierungen hinsichtlich der Zulassungen von wasserstoffbetriebenen Nutzfahrzeugen
- Ausbau eines flächendeckenden Wasserstoff-Tankstellennetzes für den Schwerlastverkehr
- Finanzielle Anreize über die bestehenden Anreize hinaus
- Abbau von Vorurteilen und Schaffung von technischem Verständnis der Technologie durch Informationsveranstaltungen (z. B. Woche des Wasserstoffs)
- Umsetzungsprojekte initiieren (z. B. Modellregion Grüner Wasserstoff)

3.6

Transformation - Regionale Wasserstofflogistik/-handel heute

In Kernfrage 3 „regionale Wasserstofflogistik/-handel heute“ wird das Ziel verfolgt, Hemmnisse, die der Etablierung einer regionalen Wasserstofflogistik und -handel entgegenstehen, zu identifizieren und zu lösen.

HINWEIS: Die Regulatorik hinsichtlich Wasserstoffherzeugung befand sich innerhalb des Projektzeitraums (und auch direkt nach Projektende) im Umbruch. Das folgende Kapitel ist also ein Schnappschuss einer Gesamtsituation, die bereits bei Projektende sich bereits wieder wesentlich verändert hat.

3.6.1 Problemdefinition

Grüner Wasserstoff wird allgemein als wichtiger Bestandteil des zukünftigen Energiesystems gesehen und erlaubt auch heute schon die Defossilisierung – also den Ersatz fossiler Energieträger in einigen Einsatzgebieten (siehe dazu auch die restlichen Kernfragen). Energiesystemanalysen zeigen einen Markthochlauf über die nächsten 10 Jahre, der notwendig ist, damit Wasserstoff sein Potenzial auch in die Umsetzung bringen kann.

Dennoch sind es zum Zeitpunkt des Projektes nur sehr wenige Aktivitäten, die erfolgreich starten – viele Aktivitäten brauchen viel Zeit und Energie bis eine regionaler Wasserstofflogistik und handel - entsteht.

Damit soll vor allem eine frühe, netzferne Versorgung mit grünem Wasserstoff erreicht werden, die einen dezentralen Marktlauf erlaubt und motivierten Akteuren die Erzeugung, Transport oder Nutzung von grünem Wasserstoff ermöglicht.

Allgemeine Herangehensweise bzw. Abweichung vom ursprünglichen Vorgehen

Aufgrund der im Bearbeitungszeitraum veröffentlichten Ausschreibung „Modellregion grüner Wasserstoff“ des Umweltministeriums Baden-Württemberg wurden die Aktivitäten von Teilen des Konsortiums und weiteren Akteuren zur Antragserstellung aktiv begleitet und beobachtet, um wesentliche Hemmnisse direkt an einem konkreten Fallbeispiel zu identifizieren und Lösungen mit den Akteuren zu erarbeiten. Damit wurde vom ursprünglich geplanten Format mehrerer Workshops mit der Erarbeitung einer einheitlichen Ergebnisdokumentstruktur abgewichen, um flexibler die Etablierung einer

regionalen grünen Wasserstofflogistik und -versorgung und der verschiedenen involvierten Akteure zu erfassen und Lösungen mit diesen Akteuren zu erarbeiten.

Die Arbeiten des Fraunhofer ISE wurden dabei stark durch die KPO und die HSO unterstützt und es fanden diverse interne Analysen statt, um im Austausch mit den Akteuren der Modellregion auch Fragen zu Kosten, Realisierbarkeit und Eignung der Akteure beantworten zu können.

Getrieben durch die Aspekte Systemdienlichkeit und Kosten, sowie kontroversen Diskussionen unter den Antragsstellern ergaben sich dabei zwei Schwerpunkte der Analyse. Einerseits die Verknüpfung der Einzelbausteine zu einem sinnvollen Ganzen, andererseits die Frage der besten Konzeption der Wasserstoffherzeugung. Konkret wurde in diesem zweiten Schwerpunkt dabei die Frage adressiert, ob für die Region mehrere kleine Anlagen sinnvoll sind oder eine große, sowie ob die Anlagen mit fluktuierenden EE oder mit grundlastfähigem grünem Strom betrieben werden sollen.

3.6.2 Fallbeispiel: Modellregion Südlicher Oberrhein als erster Implementierungsschritt für einen regionalen grünen Wasserstoffhandel/-logistik

In diesem Fallbeispiel wurde der Aufbau einer Wasserstoffregion analysiert.

Dabei wurden verschiedene Optionen und Gespräche mit diversen Akteuren diskutiert, techno-ökonomische Analysen von verschiedenen Optionen der Erzeugung und Transport durchgeführt.

Wirtschaftliche Betrachtung

Die Grenzkostenstruktur (wichtig: Dies sind minimale Grenzkosten ohne Gewinne, Sicherheitszuschläge, Unternehmensumlagen und standortspezifische Faktoren) einer regionalen Erzeugung am Südlichen Oberrhein wurden auf Basis von Strompreisen, Stromnetzumlagen 2019 und sind:

- Erzeugung: ca. 3,50 – 5,50 €/kg (abhängig von der Quelle)
- Transport: ca. 0,50 – 1,50 €/kg (abhängig von der Distanz)
- Betankung: ca. 1 – 2 €/kg (abhängig ob Bus/PKW/LKW und von der Auslastung)

Unter Berücksichtigung von Transportkosten zwischen den Erzeugungsanlagen und den hier involvierten Clustern am Südlichen Oberrhein ergibt dies Bereitstellungskosten am Zielcluster von:

- 5,50 €/kg Grenzkosten H₂-Bereitstellung für die Mobilität im Cluster Süd (Basel – Waldshut)
- 5,50 – 6,50 €/kg Grenzkosten H₂-Bereitstellung für die Mobilität im Cluster Mitte (Freiburg)

Implementierungsperspektive

Das Interesse an Wasserstoff ist groß und der Wunsch zur Emissionsminderung ist bei vielen Akteuren in der Region vorhanden. Aktuell sind jedoch verbindliche Investitionszusagen der investierenden Unternehmen schwierig, da es diverse regulatorische Unsicherheiten hinsichtlich der zukünftigen Stromkosten für Elektrolyseure und hinsichtlich der Anforderungen für eine Anerkennung als Grün-Wasserstoff gibt.

Interessierte Akteure können in drei Clustern gruppiert werden:

- Cluster Nord (75 t/a)

- Cluster Mitte (2.300 t/a)
- Cluster Süd (400 t/a)

Identifizierte Hemmnisse

1. In vielen Fällen starten die Aktivitäten als isolierte Einzelaktivität durch einen potenziellen Betreiber, der eine Wasserstoffherzeugung, -infrastruktur oder -anwendung errichten möchte. Diese Maßnahmen sind meist nicht wirtschaftlich machbar und die notwendigen weiteren Schritte sorgen für Frustration und hohe Kosten.
2. Ein Aufbau gelingt wegen des Henne-Ei-Problems nicht – ohne Infrastruktur funktioniert die H₂-Anwendung nicht, ohne H₂-Anwendung wird aber keine Infrastruktur errichtet. Unterschiedliche Zeitskalen bei der Verfügbarkeit von Modellregionskomponenten oder zeitlich versetzt verfügbare Fördertöpfe verschärfen diese Problematik.
3. Energieeffiziente Abwärmennutzung von Elektrolyseuren bedeutet meist, dass der Elektrolyseur nicht direkt an der erneuerbaren Stromquelle installiert werden kann. Die Installation am Wärmeverbraucher und damit eine Abwärmennutzung ist aber Stand 2021 mit höheren Umlagen belastet und daher teurer.¹
4. Die Rolle des Wasserstofflogistikers oder -händlers ist für den Erfolg einer Wasserstoffregion essenziell; oft wird dieser Akteur aber vergessen oder übersehen.

Lösungsvorschläge

- Gründung oder Weiterbildung unabhängiger regionaler Kompetenz- und Koordinationszentren, damit diese für die Vernetzung und Information von motivierten Akteuren dienen können. Die Regionalität ist wichtig, um eine Vernetzung der Akteure und eine schnelle Auffindbarkeit zu ermöglichen.
→ Kann Hemmnis 1 und 4 adressieren
- Modellregionausschreibungen -/förderungen sorgen für eine Vernetzung von Einzelakteuren und lösen damit das Henne-Ei-Problem.
→ Kann Hemmnis 1 und 4 adressieren
- Kombinierte/koordinierte Fördermöglichkeiten für Modellregionsbausteine (Tankstelle, Elektrolyseur, Fahrzeug)
→ Kann Hemmnis 2 adressieren
- Unterstützung von Abwärmennutzung bei Elektrolyseuren über
 - eine Minderung der Umlagen bei netzgebundenen, grünstromversorgten Elektrolyseuren bei Abwärmennutzung oder
 - eine Förderung über eine Umlage – analog zur KWK-Umlage.
→ Kann Hemmnis 3 adressieren

¹ Anmerkung: Hier sind in 2022 wesentliche regulatorische Änderungen zu erwarten, die dieses Hemmnis wesentlich verändern.

- Informationskampagne für regionale Gashändler / -transporteure, um diesen das Thema grüner Wasserstoff näher zu bringen – bspw. über entsprechende Verbände

3.6.3 Fallbeispiel: zentrale große Wasserstofferzeugungsanlage

In diesem Fallbeispiel wurde die Option einer großen (20MW) Wasserstofferzeugungsanlage an einem Wasserkraftwerk in Albruck-Dogern analysiert. Die Wasserstofferzeugungsanlage ist flexibel im Betrieb und kann auf schwankenden Verbrauch der H₂-Nutzung reagieren. Ein Betrieb mit 70% Auslastung würde ca. 2400 t/a Wasserstoff erzeugen. Durch die Lage an der Grenze müsste der Wasserstoff jedoch zu den Verbrauchszentren nach Freiburg transportiert werden, um die Anlage auszulasten. Das würde ca. 2400 Trailer pro Jahr und knapp 6 Trailer pro Tage bedeuten. Ein Trailer wäre also theoretisch 12h pro Tag unterwegs – mit Lade-/Entladezeiten geschätzt sogar 24h pro Tag (oder zwei Trailer mit je 12h pro Tag).

Es muss angemerkt werden, dass außerdem das Konzept existiert, die Trailer am Zielort stehen zu lassen und den leeren Trailer zurück zur Wasserstofferzeugungsanlage zu transportieren. Dies würde die Ladezeiten stärker verkürzen (geschätzt ca. 2h pro Fahrt) – die Entscheidung für ein Konzept ist vermutlich stark abhängig vom konkreten Fall und einer Wirtschaftlichkeitsanalyse.

Wirtschaftliche Betrachtung

- Die Grenzkostenstruktur (wichtig: Dies sind minimale Grenzkosten ohne Gewinne, Sicherheitszuschläge, Unternehmensumlagen und standortspezifische Faktoren) einer regionalen Erzeugung am Südlichen Oberrhein sind
 - Grenzkostenerzeugung einer 20MW-Anlage am Wasserkraftwerk bei einer Auslastung von 70%(!): 3,50 €/kg
 - eine teilweise Sauerstoff- und Wärmenutzung vor Ort kann zusätzliche Erlöse bringen – allerdings ist aktuell in der Literatur nicht klar welche Kosten die Sauerstoffnutzung verursacht. Die mögliche Absatzmenge ist ebenso unklar (Vermutung: Aufgrund der Anlagengröße ist keine vollständige Nutzung von Wärme und Sauerstoff möglich).

Implementierungsperspektive

- Der Investitionswille ist vorhanden, allerdings ist die Abnehmerstruktur noch nicht ausreichend geklärt.

Identifizierte Hemmnisse

1. Eine große Wasserstofferzeugungsanlage, die die Region komplett versorgt, kann den regionalen Wettbewerb durch ein Quasi-Monopol hemmen – andererseits sorgt diese Anlagengröße für die notwendige Kostenreduktion.
2. Die Abwärme der Wasserstofferzeugungsanlage ist eventuell nicht vollständig nutzbar (ca. 20% der Leistung = 4MW Wärme zu 70% des Jahres).

3. Der Ort der Wasserstoffherzeugung wird aufgrund der Umlagenfreiheit direkt an einer grundlastfähigen EE-Anlage sein¹. Diese Anlage ist aber ggf. verkehrstechnisch ungünstig gelegen und weit entfernt von Verbrauchszentren. Dies kann in einem erhöhten Verkehrsaufkommen und CO₂-Emissionen im Transport resultieren – v.a. da Wasserstoff als Antrieb in diesem Fall aktuell nicht möglich ist (vgl. Kernfrage Nutzverkehr).
4. Grundlastfähige Elektrolyse verbraucht die zunehmend wichtigere grüne Grundlast im Stromnetz.
5. Klärung und Vertragsgestaltung für die notwendige große Abnehmerstruktur kosten viel Zeit und Aufwand.

Lösungsvorschläge

- Limitierung der Größe der Elektrolyseanlagen pro Region auf die Hälfte der potenziellen Verbraucher (bspw. im Rahmen einer Ausschreibung).
→ Kann Hemmnis 1 und 3 adressieren
- Limitierung der maximalen Grundlast-EE-Nutzung für Wasserstoff pro Region – wie genau das umgesetzt werden kann, ist allerdings unklar und umstritten.
→ Kann Hemmnis 2 und 3 adressieren
- Unterstützung von Abwärmenutzung bei Elektrolyseuren über
 - Minderung der Umlagen bei netzgebundenen, grünstromversorgten Elektrolyseuren (wenn Abwärmenutzung umgesetzt wird) oder
 - Förderung über eine Umlage – analog zur KWK-Umlage.
 → Kann Hemmnis 2 und 3 adressieren
- Gründung oder Weiterbildung unabhängiger regionaler Kompetenz- und Koordinationszentren, damit diese für die Vernetzung und Information motivierter Akteure dienen können. Die Regionalität ist wichtig, um eine Vernetzung der Akteure und eine schnelle Auffindbarkeit zu ermöglichen.
→ Kann Hemmnis 5 adressieren
- Erstellung regionaler Potenzialanalysen oder virtueller Marktplätze könnten die Verbraucherakquise beschleunigen.
→ Kann Hemmnis 5 adressieren

3.6.4 Fallbeispiel: Dezentrale Wasserstoffherzeugungsanlage mit fluktuierenden erneuerbaren Energien

In diesem Fallbeispiel wurde die Option einer fluktuierenden Wasserstoffherzeugung aus einer direkten Kopplung von fluktuierender grüner Stromerzeugung mit einem Elektrolyseur analysiert. Typische Kombinationen sind die mit einer (Freiflächen-) PV-Anlage oder On-Shore-Wind. In beiden Fällen sorgt die fluktuierende EE-Erzeugung jedoch für

¹Anmerkung: Hierfür sind in 2022 wesentliche regulatorische Änderungen zu erwarten, die dieses Hemmnis wesentlich verändern.

Schwankungen in der H₂-Erzeugung, die sich nicht ohne Anschluss an das Gasfernnetz mit Kavernenspeichern speichern lassen.

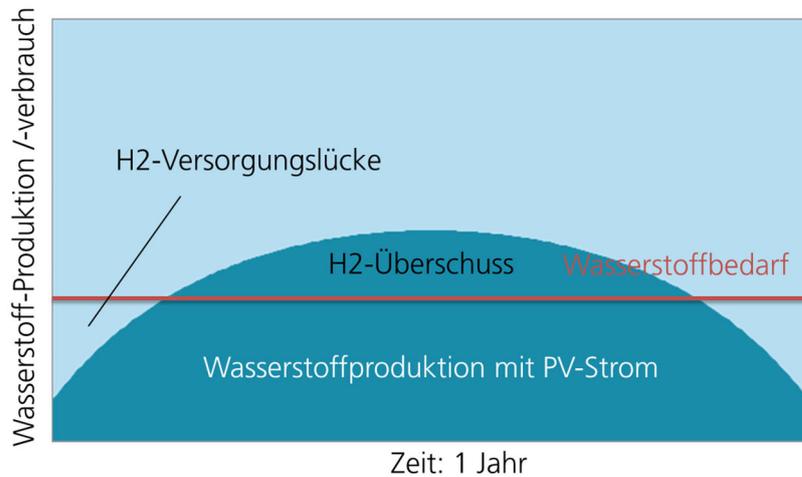


Abbildung 18: Qualitative Darstellung von konstantem Wasserstoffverbrauch und H₂-Erzeugung einer PV-Elektrolyse

Eine Alternative zur direkten Kopplung mit einer FEE-Anlage kann auch eine räumlich leicht entkoppelte Installation sein, die dann natürlich für Elektrolyse und FEE-Anlage einen Stromnetzanschluss und höhere Betriebskosten aufgrund von Netzentgelten und Umlagen verursacht, dafür aber bspw. eine Abwärmenutzung erlaubt.

Wirtschaftliche Betrachtung

- Die Grenzkostenstruktur (wichtig: Dies sind minimale Grenzkosten ohne Gewinne, Sicherheitszuschläge, Unternehmensumlagen und standortspezifische Faktoren) einer regionalen Erzeugung am Südlichen Oberrhein sind:
 - Erzeugung: 3,50 €/kg
 - Eine teilweise Sauerstoff- und Wärmenutzung vor Ort kann zusätzliche Erlöse bringen – allerdings ist aktuell in der Literatur nicht klar welche Kosten die Sauerstoffnutzung verursacht und die mögliche Absatzmenge ist ebenso unklar (Vermutung: Aufgrund der Anlagengröße ist keine vollständige Nutzung von Wärme und Sauerstoff möglich)

Implementierungsperspektive

- Aktuell noch unklar, vermutlich nach Regulierungsänderung über regionale PPAs mit Abwärmenutzung

Identifizierte Hemmnisse

1. Die Wasserstoffherstellungskosten sind aktuell noch höher als bei einer Elektrolyse aufgrund der niedrigeren Auslastung der Elektrolyse.
2. Das ökonomische Optimum verursacht eine Überdimensionierung der FEE-Anlage im Vergleich zur Elektrolyse – dies bedeutet Stromüberschüsse, die anderweitig genutzt werden müssen (ca. 10 – 25% der jährlich erzeugten Energie).
3. Bei einer direkten Kundenbeziehung (also exklusive Versorgung des Kunden) führt die Betriebsweise der Anlage zeitweise zu Wasserstoffüberschuss oder -mangel.
4. Oft keine Abwärmenutzung möglich (v.a. bei Windkraft-Elektrolyse!), da die Wasserstoff-Erzeugungsanlage zur Vermeidung von Umlagen meist direkt an der PV-Anlage oder der Windkraftanlage installiert wird.

5. Hohe Wasserstofftransportkosten bei abgelegener positionierter EE-Anlage.

Lösungsvorschläge

- Anpassung der Investitionsförderung, so dass Anlagen mit direkter FEE-Kopplung begünstigt werden.
→ Kann Hemmnis 1 adressieren
- Vermeidung von Off-Grid-Anlagen. Bau der Elektrolyse-Anlagen in der Nähe von Hauptverkehrswegen und Stromnetzen.
→ Kann Hemmnis 2 und 5 adressieren
- Optimierung der FEE-Anlage hinsichtlich hoher Auslastung, um Schwankungen in der H₂-Produktion und die Notwendigkeit für Überdimensionierung zu reduzieren (siehe auch doi:10.1088/1742-6596/1618/4/042039).
→ Kann Hemmnis 2 und 3 lindern
- Installation einer dezentralen FEE-Elektrolyse als Ergänzung zu einer bereits errichteten Grundlastelektrolyse.
→ Kann Hemmnis 3 adressieren
- Füllen der grünen Wasserstoffversorgungslücke mit grauem Wasserstoff und Grünwasserstoffzertifikaten (zum Zeitpunkt des Berichts noch nicht auf dem Markt verfügbar).
→ Kann Hemmnis 3 adressieren
- Unterstützung von Abwärmenutzung bei Elektrolyseuren über
 - Minderung der Umlagen bei netzgebundenen, grünstromversorgten Elektrolyseuren, wenn Abwärmenutzung umgesetzt wird, oder
 - Förderung über eine Umlage – analog zur KWK-Umlage.
→ Kann Hemmnis 4 adressieren

3.6.5 Fazit der Kernfrage

Der Aufbau einer Basis-Keimzelle ist wichtig, damit in einer Region eine Wasserstoffnutzung entstehen und wachsen kann. Dies ermöglicht einen dezentralen Markthochlauf für die Wasserstofftechnologie und einen frühen Kontakt von diversen gewerblichen Akteuren mit Wasserstoff – beides kann entscheidend sein für den Markthochlauf und die Kostensenkung der Wasserstofftechnologien.

Um die dafür notwendige nachhaltige, wirtschaftliche Machbarkeit zu erreichen, müssen in einer Region Akteure zusammenfinden und gemeinsam für eine Auslastung der Infrastruktur von mindestens 60% - besser 80% - und idealerweise einer Redundanz kritischer Bausteine (Wasserstoff-Tankstellen!) sorgen.

Eine regionale Koordinierung / Wissensverbreitung im Bereich Wasserstoff ist wichtig – aufgrund der Regionalität ist dies vermutlich eher Aufgabe von lokalen Unternehmen oder kommunal getragenen Gesellschaften.

Wenn keine geografische Nähe zu grünen Wasserstoffquellen besteht, sollte eine möglichst zentral gelegene und grundlastfähige, grüne Wasserstofferzeugung (bspw. am Wasserkraftwerk oder an einer Müllverbrennungsanlage) aufgebaut werden.

Da diese grundlastfähigen Anlagen jedoch die zunehmend wichtige erneuerbare Grundlast im Stromnetz entziehen, sollten diese Anlagen ab einer gewissen Schwelle (bspw. 20MW) nur noch durch Anlagen mit Versorgung durch fluktuierende erneuerbare Energien ergänzt werden. Die genaue Schwelle sollte in zukünftigen Forschungsarbeiten untersucht werden.

Eine Investitionsförderung ist weiterhin wichtig, um das hohe Umsetzungsrisiko der Akteure zu kompensieren.

3.7

Transformation - Wasserstoff in der Kommune

3.7.1 Einsatz von Wasserstoff in kommunalen Klimaschutzkonzepten

Wasserstoff kann im kommunalen Einflussrahmen prinzipiell im Bereich der Mobilität (Busse, kommunale Nutzfahrzeuge und PKW/LKW), im Bereich der Wärmeversorgung für Gebäude oder im Bereich der netzfernen Stromversorgung / Notstromversorgung eingesetzt werden. Bisher spielte speziell die Notstromversorgung keinerlei Rolle in den Klimaschutzkonzepten. Bei der Anwendung im Bereich der Wärmeerzeugung sind eine Beimischung im bestehenden Erdgasnetz oder der Aufbau eines reinen Wasserstoffnetzes denkbar.

Hierbei substituiert der Einsatz von Wasserstoff bestehende Energieträger. Zum Beispiel handelt es sich im Bereich Wärme um Heizöl, Erdgas oder Festbrennstoffe (Pellets; Hackschnitzel). Im Bereich der Fahrzeuge würde ein Einsatz von Wasserstoff Diesel oder Benzin ersetzen – in einigen wenigen Fällen Erdgas; bei netzfernen Stromanwendungen würde Diesel ersetzt werden.

Natürlich würden durch eine Ersetzung Unterschiede zur bisherigen Situation entstehen.

Das wären hinsichtlich der Versorgung und Lagerung bei einer gasnetzunabhängigen Wasserstoffversorgung die Lagerhaltung (Achtung abweichende Sicherheitsanforderung / Geräte / Platzbedarf und Kosten!). Bei einer gasnetzgebundenen Versorgung sind die Änderungen im Bereich der Logistik und Speicherung nicht wesentlich.

Bezogen auf die Anwendungsgebiete verändert sich im Bereich Mobilität vor allem die Art der Betankung, die Fahrzeugart (elektrischer Antrieb!), sowie die Anforderungen/Qualifizierung der betreuenden Werkstätten und Werkstattmitarbeiter). Im Bereich der Wärmeversorgung muss auf eine Eignung der Wärmeerzeugung geachtet werden und ggf. eine Umrüstung / Ersatz der Wärmeerzeuger durchgeführt werden. Im Bereich der Notstromversorgung ist ein kompletter Ersatz der Endgeräte sowie der Lagerhaltung notwendig und ggf. eine Anpassung des Betriebsorts.

3.7.2 Beteiligte Akteure

Beteiligte Akteure könnten im Fall der netzabhängigen Wasserstoffversorgung bei Wärme-, Gas-, sowie Stromnetzbetreiber sein. Bei Strom und netzunabhängiger Stromversorgung wären Feuerwehr, THW, Gebäude- oder Anlagenbetreiber und Stromnetzbetreiber zu nennen. Im Bereich der Fahrzeuge sind dies Hersteller und Halter von Bussen, Nutzfahrzeugen, PKW und LKW. Des Weiteren wären auch Feuerwehr, THW und Fahrzeugwerkstätten anzuführen.

Bei der Wärme wären Gasnetzbetreiber mögliche Akteure. Beim Strom könnten Gasnetzbetreiber und Stromnetzbetreiber beteiligt sein. Für alle Bereiche wären auch die Genehmigungsbehörden (z.B. Kommunen; Landratsämter und Regierungspräsidium) für Bau, Lagerung und Verteilung/Vertrieb von Wasserstoff zu nennen.

3.7.3 Bezug der Klimaschutzkonzepte auf die Kernfragen des Projekts

Im Rahmen des Projektes sollte seitens der Kommunen geprüft werden wo und wie Wasserstoff zum Einsatz kommen kann und welche Rolle die Gebietskörperschaften hierbei spielen. Während des Projektes zeigte sich, dass fast alle Teilaspekte, die unter-

sucht wurden, durch die Kommunen beeinflusst und/oder umgesetzt werden oder deren Umsetzung durch sie mit gesteuert werden können.

Daher sind alle nachfolgend aufgeführten Kernfragen des Projektes in irgendeiner Form relevant für die Handlungsebene der Kommunen.

zu Kernfrage 1: „Grünes Gasverteilnetz“

Ein grünes Gasverteilnetz mit Wasserstoff eingesetzt für die Wärme- und Stromversorgung könnte durch Substitution von Erdgas und eingesetzt sowohl in der Fernwärme als auch im normalen Erdgasnetz die CO₂-Bilanz von Kommunen als Ganzes aber auch direkt als Eigentümer von Gebäuden deutlich verbessern. Das gleiche gilt sinngemäß auch für den Strombereich, falls dieser nicht schon auf grünen Strom umgestellt wäre. Diese Umstellung auf grünen Wasserstoff hätte direkten Einfluss in die Klimaschutzkonzepte.

zu Kernfrage 2: „Wasserstoff in Nutzfahrzeugen“

Die Frage des Einsatzes von Wasserstoff, insbesondere die Frage des Einsatzes von grünem Wasserstoff in Nutzfahrzeugen, eröffnet den Kommunen die Möglichkeit, neben den bereits in Umstellung auf Elektrofahrzeuge befindlichen PKW- und Klein-LKW-Flotten nun auch große LKW, Busse und weitere Nutzfahrzeuge auf einen klimaneutralen Antrieb umzustellen. Auch hier würde sich dies in den Klimakonzepten deutlich niederschlagen.

zu Kernfrage 3: „Regionale Wasserstofflogistik-/handel heute“

Kommunen könnten hier mögliche Hilfestellungen für das Finden von Flächen für neue Tankstellen leisten oder auf eigenem Gebiet Flächen dafür bereitstellen. Diese könnten selbst oder auch von weiteren Fahrzeugbetreibern genutzt werden. Auch dies hätte indirekt Einfluss auf die Klimaschutzkonzepte.

zu Kernfrage 5: „Wasserstoff in der Industrie“

Dieser Punkt betrifft die informellen Netzwerke der Kommunen. In diesem Punkt spielt Wissens- und Informationstransfer zwischen den Akteuren eine entscheidende Rolle. So sind die Kommunen in der Region z.B. über die „Klimapartner am Oberrhein“ (KPO) auch mit den Firmen und Forschungsinstituten (z.B. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme oder Fakultäten der Universität Freiburg) verbunden.

zu Kernfrage 6: „Wasserstoff in der Personenbeförderung“

Analog der Kernfrage 2: „Wasserstoff in Nutzfahrzeugen“ eröffnet dieser Einsatz die Möglichkeit neben den bereits in Umstellung auf Elektrofahrzeuge befindlichen PKW- und Klein-LKW-Flotten nun auch Busse etc. auf einen klimaneutralen Betrieb umzustellen. Auch hier schlägt sich dies in den Klimakonzepten bzw. den mit den Klimaschutzkonzepten verbundenen Bilanzierungen von CO₂, etc... nieder.

zu Kernfrage 7: „Zukünftige Wasserstoffversorgung in der Region“

Die ausreichende und günstige Verfügbarkeit von Wasserstoff in der Region stellt natürlich die Grundbedingung für die Verwendung von Wasserstoff in den Kommunen dar. Ist diese nicht gewährleistet, wird es seitens der Kommunen schwer sein, als Multiplikator wirken zu können. Auch diese Frage hat indirekt Auswirkungen auf die Klimaschutzkonzepte der Kommunen, da auch die Erzeugung von Wasserstoff vor Ort in die Betrachtung einbezogen werden muss.

zu Kernfrage 8: „Netzferne Stromversorgung mit Wasserstoff“

Eine netzferne Stromversorgung findet im Bereich den Kommunen im Wesentlichen bei dem Betrieb von Stromaggregaten Verwendung. Hierbei ersetzt der Wasserstoff Benzin oder Diesel. Einsätze sind Notstromversorgungen und Einsätze in Bereichen, die keinen Zugang zu Stromnetzen haben. Entscheidend wird hierbei die Handhabung mit dem

Wasserstoff (Lagerung; Mengenverbrauch etc..) sein. Hiermit verbunden sind auch weitere Akteure wie Technisches Hilfswerk, Feuerwehren und Bauhöfe. Auch dieser Einsatzbereich fließt in die Betrachtung und Handlungsfelder der Klimaschutzkonzepte mit ein. Der Beitrag hierbei ist im Vergleich zu den übrigen Bereichen eher als gering anzusehen.

3.7.4 Implementierung von Wasserstoff in kommunale Bereiche

Ein weiterer wichtiger Aspekt wäre die Implementierung von Wasserstoff in den kommunalen Bereichen. Sie umfasst neben der eigentlichen Anwendung direkt eine vorherige Planungs- und Genehmigungsphase. So werfen die Kernfragen 1, 2, 3 und 7 Fragen in der Bauplanung (Bsp. Bau einer Wasserstoff-Tankstelle) auf. Dadurch sind weitere Akteure in das Thema Wasserstoff einzubinden.

Der Flächennutzungsplan regelt die zukünftige Raumplanungstätigkeit der Kommunen. Zuständig hierfür ist bei kreisangehörigen Städten und Gemeinden das Landratsamt und bei kreisfreien Städten das Regierungspräsidium. Für die darüber liegende Bauplanung ist bei kreisangehörigen Städten und Gemeinden ebenfalls das Landratsamt, bei großen Kreisstädten und kreisfreien Städten das Stadtplanungsamt zuständig. Bei kreisangehörigen Städten und Gemeinden ist das Landratsamt ebenfalls für den direkten Bauantrag zuständig. Bei großen Kreisstädten und kreisfreien Städten ist deren Stadtplanungsamt bzw. deren Baurechtsbehörde für Bauanträge zuständig.

Der Bau von Gasleitungen zu Transport und Verteilung von Wasserstoff wird über ein Planfeststellungsverfahren genehmigt. Hierfür ist das Regierungspräsidium zuständig.

Beim Transport muss die Gefahrgut VO beachtet werden. Der Transport über Rohrleitungen ist in der RohrfernleitungsVO geregelt.

Die Lagerung ist ebenfalls ein wichtiger zu betrachtender Punkt; die BlmschV für genehmigungsbedürftige Anlagen mit Betriebszulassung, muss hierbei beachtet werden. Diese wird grob wie folgt unterteilt:

- BlmschV (genehmigungsbedürftige Anlagen) –Betriebszulassung
- BlmschV (Störfall-Verordnung) - Überwachung

Die Beschaffung des Wasserstoffs wird durch die Ausschreibungspflicht nach Gesamtauftragswert, Schwellenwert, Auftragsinhalt, Vergabegrundsatz, Vertraulichkeitsgrundsatz und Transparenzgebot geregelt. Rechtsgrundlagen hierfür sind Gesetze gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB); Vergabeordnung (VgV): VOL/A für (allgemeine) Leistungen, VOL/B für Bauleistungen, VOF für freiberufliche Leistungen; Richtlinien 2014/17/EG und 2014/18/EG und Kommunalvorgaben (z. B. Die alleinige Nutzung regenerativer Energie) durch ein Gemeinderatsbeschluss.

Die Sicherheitsfrage wird bei einer Implementierung von Wasserstoff in kommunalen Bereichen als recht hoch einzustufen sein, da folgende Vorteile herbeigerufen werden: längerfristige, zuverlässige Lieferfähigkeit, Kostenstabilität, Wirtschaftlichkeit, ökologische Gleichwertigkeit mit anderen regenerativen Energieträgern. Dies gilt für netzabhängige wie netzunabhängige Wasserstoffversorgung.

3.8 Transformation - Wasserstoff in der Industrie

3.8.1 Problemdefinition

Die Treibhausgasemissionen des Industriesektors sind im Jahr 2021 in Deutschland gegenüber dem Vorjahr leicht angestiegen. Hierbei muss ergänzt werden, dass die Produktivität der Industrie im Jahr 2021 nach den Maßnahmen zur Eindämmung der Ausbreitung des Corona-Virus' im Jahr 2020 wieder deutlich zugenommen hat. Mit 179 Millionen Tonnen CO₂-Äq liegen die Treibhausgasemissionen leicht unter dem Niveau von 2019 (187 Millionen Tonnen). Als Sektorenziel werden Treibhausgasemissionen im Industriesektor von nicht mehr als 118 Millionen Tonnen CO₂-Äq im Jahr 2030 angestrebt. Dies entspricht einer Reduzierung von 33 % innerhalb der nächsten acht Jahre gegenüber dem aktuellen Wert. Für die Zielerreichung 2030 ist ein rascher Einstieg in neue klimaneutrale Produktionsverfahren vor allem in den energieintensiven Prozessindustrien notwendig.

In der Kernfrage 5 „Wasserstoff in der Industrie“ sollten die Herausforderungen und die Hemmnisse zur Nutzung von Wasserstoff als Energieträger und als Rohstoff in der regionalen Industrie anhand von drei Fallbeispielen identifiziert werden. Dabei wurde zwischen dem Einsatz von Wasserstoff in Industrien mit und ohne eigener Wasserstoffproduktion unterschieden.

3.8.2 Fallbeispiel: Evonik Industries AG– Industrie mit eigener Produktion

Der Standort Rheinfelden der Evonik Industries AG zählt mit rund 1.200 Mitarbeitern zu den größten Arbeitgebern am Hochrhein. Am Produktionsstandort des Chemiekonzerns werden Produkte aus Spezialchemikalien hergestellt, bei denen als Rohstoff unter anderem Wasserstoff benötigt wird. Aufgrund des Wasserstoffbedarfs sowohl als Rohstoff als auch als möglicher Energieträger für den energieintensiven Standort ist der Bezug von grün produziertem Wasserstoff für den Konzern von hohem Interesse. Aktuell werden jährlich etwa 5.500 t Wasserstoff als Rohstoff per Erdgasdampfreformierung vor Ort in eigener Produktion erzeugt. Hierbei wird Methan bzw. Erdgas in einem verfahrenstechnischen Prozess unter Zugabe von Wasserdampf in Wasserstoff und Kohlenmonoxid bzw. Kohlenstoffdioxid aufgespalten. Pro Tonne erzeugtem Wasserstoff werden hierzu ca. 2,4 t Methan benötigt, welche direkt dem Erdgasnetz entnommen werden. Durch die Dampfreformierung entstehen pro Tonne erzeugtem Wasserstoff etwa 6,5 t des Treibhausgases Kohlenstoffdioxid, welches in die Atmosphäre abgegeben wird.

Inwiefern der grüne Wasserstoff wirtschaftlich konkurrenzfähig zur eigenen konventionellen Produktion realisiert werden kann, wird derzeit diskutiert. Soll der beschriebene Wasserstoffbedarf von 5.500 t/a durch eine Wasser-Elektrolyse gedeckt werden, beläuft sich die benötigte Strommenge auf ca. 320 GWh/a (Annahme: Wirkungsgrad der Elektrolyse: 0,72). Die theoretisch installierte Nennleistung des Elektrolyseurs liegt in diesem Fall bei ca. 64,5 MW_{el} (bei einer angenommenen Volllaststundenzahl von 5000 h pro Jahr). Das nahezu direkt an das Betriebsgelände angrenzende Laufwasserkraft Rheinfelden des schweizerischen Energieversorgers Energiedienst Holding AG weist eine Nennleistung von 100 MW_{el} auf und würde demnach theoretisch ausreichen, um die Nachfrage decken zu können.

Des Weiteren betreibt die Energiedienst Holding AG am Laufwasserkraftwerk Wyhlen, ca. 9 km Luftlinie vom Betriebsgelände der Evonik Industries AG entfernt, eine Wasser-Elektrolyse als Reallabor. Hier wurde eine Elektrolyseanlage mit einer installierten Nennleistung von 1 MW_{el} in Betrieb genommen. Theoretisch (Annahme: Volllaststundenzahl:

5000 h/a; Elektrolyse-Wirkungsgrad: 0,72) können mit dieser Anlage bis zu 85t Wasserstoff pro Jahr erzeugt werden. Dies entspricht etwa 1,5 % der Wasserstoffmenge, die am Produktionsstandort Rheinfelden der Evonik Industries AG benötigt wird. Dieser Berechnung steht entgegen, dass einer Flexibilisierung von Elektrolyse derzeit als wirtschaftlich attraktiverer Business Case im Vergleich zum Volllastbetrieb angesehen wird.

In Hinblick darauf wurde seitens der Evonik Industries AG angemerkt, dass die Notwendigkeit besteht, auch konventionelle Erzeugungskapazitäten zu forcieren, um eine Wasserstoffinfrastruktur zu schaffen, die langfristig gesehen den Markthochlauf von grünem Wasserstoff erleichtert.

Die Evonik Industries AG verfolgt zudem eine firmeninterne „Wasserstoffstrategie 2022“ und befindet sich aktuell in deren Evaluation. Aus Geheimhaltungsgründen konnten die technischen und wirtschaftlichen Details dieser Strategie im Zuge dieses Projektes nicht kommuniziert bzw. veröffentlicht werden.

In den Diskussionen wurde deutlich, dass die regionale Großindustrie starkes Interesse am Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur zeigt. So wurden auch die Badischen Stahlwerke GmbH mit Sitz in Kehl als geeigneter Standort zum Aufbau einer eigenen Wasserstoffherstellung ins Gespräch gebracht. Das einzige Stahlwerk Baden-Württembergs zeigt ebenfalls Interesse an der Integration von Wasserstoff in den Stahlherstellungsprozess. Inwiefern hier eine eigene Wasserstoffproduktion und -nutzung integriert werden kann, konnte im Zuge des Projektes nicht endgültig mit dem Unternehmen diskutiert werden.

3.8.3 Fallbeispiel: Fischer Group – Industrie ohne eigene Produktion

Die Fischer Group unterteilt sich in 5 Unternehmensbereiche (Maschinentechnik, Edelstahlrohre, Rohrtechnik, Hydroforming und Power Solutions) und ist der weltweit führende Anbieter längsnahtgeschweißter Edelstahlrohre mit Sitz in Achern. An diesem Standort besteht ein jährlicher Wasserstoffbedarf von ca. 600.000 m³ (entspricht ca. 54 t/a). Da der benötigte Wasserstoff als Rohstoff in den Produktionsprozessen unerlässlich ist, wird der Versorgungssicherheit höchste Priorität eingeräumt. Aus diesem Grund unterhält die basi Schöberl GmbH & Co. KG vor Ort ein Wasserstofflager und beliefert dieses 2-3 mal wöchentlich per LKW. Prinzipiell ist der Versorgungsweg für die Fischer Group zweitrangig, solange die zeitliche und qualitative Versorgung gewährleistet ist. Dazu gehören auch die technischen Anforderungen wie z.B. das Druckniveau und die Reinheit (3.0) des Wasserstoffs. Aktuell ist in diesem Bereich die basi Schöberl GmbH & Co. KG als Gaslieferant und Lagerbetreiber am Standort verantwortlich.

Eine eigene Produktion am Betriebsstandort wurde im Zuge des Projektes diskutiert, da hier ein deutliches Interesse besteht. Dies setzt jedoch eine wirtschaftliche Darstellbarkeit voraus. Um den angegebenen Bedarf von 600.000 m³ pro Jahr durch eine betriebseigene Elektrolyseanlage decken zu können, wäre eine elektrische Nennleistung der Anlage von ca. 370 kW_{el} notwendig (Annahme: Wirkungsgrad: 0,72; Volllaststunden: 8000 h/a). Eine Angebotsanfrage für einen Elektrolyseur wird derzeit von zwei Unternehmen für die Fischer Group erstellt. Die für die beschriebene Wasserstoffherstellung erforderliche Strommenge beläuft sich auch knapp 3 GWh/a. Die Dachflächen am Unternehmensstandort werden hierbei als nicht ausreichend betrachtet, um diese Strommenge via eigener Photovoltaik-Anlagen bereitstellen zu können.

Bei den Überlegungen zum Bau eines betriebseigenen Elektrolyseurs, wurde angemerkt, dass es sich vorerst um eine Hybridlösung handeln wird. Die eigene Wasserstoffproduktion soll dabei die Wasserstofflieferung des Gaslieferanten basi Schöberl GmbH & Co. KG vorerst lediglich ergänzen. Somit kann zu Beginn eine deutlich leistungsreduzierte und somit kostengünstige Elektrolyse installiert werden. Auf diese Wei-

se sollen Erfahrungen im Betrieb gesammelt werden, um die eigenen Kapazitäten zukünftig ausbauen zu können. Darüber hinaus soll durch eine Hybridlösung die Versorgungssicherheit gewährleistet werden. Diesen Plänen steht die Einschätzung gegenüber, dass eine eigene Produktion von grünem Wasserstoff bislang wirtschaftlich nicht tragfähig ist. Dies kann sich durch die geplante, schrittweise Anhebung der CO₂-Bepreisung und weitere finanzieller Anreize (z. B. Förderungen) ändern.

Als weiteren Punkt der Überlegungen zur eigenen Wasserstoffproduktion wurde erwähnt, dass durch die Nähe zur Autobahn A5 und damit zum Autohof Achern (ca. 500 m Luftlinie zum Unternehmensstandort) ein potenziell vielversprechender möglicher Abnehmer von überschüssig produziertem Wasserstoff existiert. Bei einer großflächigen Umrüstung des Schwerlastverkehrs auf wasserstoffbasierte Brennstoffzellenantriebe wird durch die Nähe zu einer der meistbefahrenen Autobahnen Deutschlands als wichtiger internationaler Nord-Süd-Achse ein hohes Potenzial im zukünftigen Wasserstoffbedarf angenommen.

Da Elektrolyseanlagen aufgrund der aktuellen deutschen Rechtslage ausschließlich in Industriegebieten genehmigt werden, wäre ein Standort auf dem Gelände der Fischer Group realisierbar. Hierzu kann die Forderung einer EU-Richtlinie genannt werden, in welcher Elektrolyseanlagen mit einer installierten Nennleistung < 1 MW_{el} rechtlich nicht als industrielle Anlage deklariert wird, um die Genehmigungsverfahren zu vereinfachen.

Neben dem Wasserstoffbedarf in den Produktionsprozessen war das Unternehmen bis 2021 in der Brennstoffzellenfertigung tätig. Diese Unternehmenssparte wurde veräußert, doch die Fertigungsstraße verblieb am Standort Achern. Auch der Vertrieb der Brennstoffzellen soll beim Unternehmen verbleiben. Diese Tatsache verstärkt zusätzlich das Interesse des Unternehmens am Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur und der Nutzung von Wasserstoff im Mobilitätssektor.

Darüber hinaus ist die Fischer Group als Hersteller von Edelstahlrohren für Pipeline-Anwendungen besonders am Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur interessiert. Hierbei wurde angemerkt, dass Rohrsysteme, wie sie im Erdgasnetz verwendet werden, aufgrund chemischer Unbeständigkeit nicht für den Einsatz in reinen Wasserstoffnetzen geeignet sind. Innenbeschichtung der Rohrsysteme wurde als kostengünstige Alternative zu Edelstahlrohren diskutiert.

Aufgrund der vielseitigen Beziehungen der Fischer Group zum Thema Wasserstoff wurde unternehmensintern eine neue Abteilung „HyFischer“ gegründet. Diese soll das Unternehmen gezielt in eine wasserstoffbasierte Zukunft führen und zeigt den hohen Stellenwert des Wasserstoffs in der Unternehmensstrategie.

3.8.4 Fallbeispiel: Sterr-Kölln & Partner– Wasserstoff in der Glasproduktion

Als weiteres Fallbeispiel zur Nutzung von Wasserstoff in der Industrie sollte ein Unternehmen aus der Glasproduktion gewonnen werden. Die deutsche Glasindustrie wies 2019 einen Gesamtenergiebedarf von 18,5 TWh/a auf¹. Davon entfallen 13,5 TWh/a (73 %) auf durch thermische Nutzung von Erdgas gewonnene Prozesswärme. Theoretisch kann diese Energiemenge anstatt aus Erdgas, bei dessen Verbrennung u. a. das Treibhausgas Kohlenstoffdioxid entsteht, aus Wasserstoff generiert werden. Derzeit wird die generelle Machbarkeit im Projekt „HyGlass - Wasserstoffeinsatz in der Glasin-

¹ Branchensteckbrief der Glasindustrie 2019

dustrrie“ durch den Bundesverband Glasindustrie e. V. in Kooperation mit dem Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. untersucht.

Auch der Sauerstoff, der bei der Wasserelektrolyse neben dem Wasserstoff als Produktgas erzeugt wird, kann in der Glasindustrie verwendet werden. Auf diese Weise können zusätzlich Synergien genutzt werden, was zu effizienteren und eventuell kostengünstigeren Prozessen führen kann.

Leider konnte im Zuge des Projektes kein Partner aus der Glasindustrie gewonnen werden, um die Details einer Wasserstoffnutzung an einem direkten Beispiel zu diskutieren. In möglichen Folgeprojekten zur Thematik wird die Beteiligung eines Unternehmens aus der Glasindustrie forciert.

3.8.5 Fazit der Kernfrage

Die Fallbeispiele haben gezeigt, dass in der regionalen Industrie sehr hohe Potenziale für die Nutzung von Wasserstoff als Rohstoff oder als Energieträger vorhanden sind. Auch die Bereitschaft der Unternehmen, die bereits interne Wasserstoffstrategien erarbeitet und spezialisierte Teams gegründet haben, zeigt, dass das Thema Wasserstoff gedanklich stark vorangetrieben wird. Ebenfalls wird deutlich, dass wirtschaftliche Bedenken derzeit noch als größtes Hemmnis zur Realisierung von technischen Maßnahmen wahrgenommen werden. Hinzu kommen unklare rechtliche Rahmenbedingungen, die die Planungssicherheit erschweren. Abgesehen von den wirtschaftlichen Aspekten sehen die Unternehmen eine eigene „grüne“ Stromproduktion zur Erzeugung von eigenem „grünen“ Wasserstoff als vorteilhaft in Bezug auf das Unternehmensimage. Dabei wird jedoch angemerkt, dass bei den Kunden keine Bereitschaft besteht, einen finanziellen Mehraufwand für grünen Wasserstoff zu akzeptieren. Grüner Wasserstoff wird bei den Kunden nur bei Preisparität zum aktuell günstigsten Angebot interessant.

Als gesellschaftlicher Aspekt wird bei allen Unternehmen stets die Akzeptanz in der Bevölkerung hervorgehoben. Frühzeitige Informationsveranstaltungen zur Einbindung der Bürgerschaft in die Planung werden als maßgeblich zum Abbau von Vorurteilen, Unklarheiten und offenen Fragen betrachtet. Eine Integration der Prozesse in den öffentlichen Raum (z. B. Abwärmenutzung der Elektrolyse im kommunaler Wärmemanagement) sind dabei ebenfalls denkbar.

3.9

Transformation - Wasserstoff in der Personenbeförderung

3.9.1 Problemdefinition

In dieser Kernfrage wurde überlegt, welche Möglichkeiten für den Wasserstoffeinsatz in der Personenmobilität denkbar sind und welche Optionen es zu einer Umsetzung gibt. Es wurde sich dabei die Frage gestellt, welche Möglichkeiten gibt es prinzipiell und wie sind diese umsetzbar. Bei der Priorisierung wurden bestehende Überlegungen der einzelnen (assoziierten) Kernfragenpartner mitberücksichtigt und dann eine Priorisierung durchgeführt. Hintergrund der Überlegungen sind auch hier die Reduzierung des Flotten-CO₂-Ausstosses, wie vom Gesetzgeber gefordert, die Anpassung an aktuelle Entwicklungen, wie Verbesserung der Energieeffizienz oder eine geplante Modernisierung des Fuhrparks.

In den so festgelegten Fallbeispielen erfolgte die Betrachtung zwar nur für jeweils einen der Cluster, die sich bei der Erstellung des Potenzialatlasses ergeben haben, aber in die Überlegungen flossen auch mögliche weitere Standorte, nicht nur im Bereich des Südlichen Oberrheins, mit ein. Allen Diskussionspunkten gemein war die Frage, in welchen

Bereichen der Personenmobilität wasserstoffbetriebene Fahrzeuge eine sinnvolle, realistische und finanzierbare Alternative zu bestehenden Angeboten darstellen. In den Diskussionen wurde festgestellt, dass im Moment aufgrund noch erhöhter Anschaffungs- und Folgekosten eine finanzielle Unterstützung seitens des Staates hilfreich wäre, um diese Technologie in der Region einzuführen. Alle Beteiligten sehen aber die Möglichkeit, wasserstoffbetriebene Fahrzeuge in der Personenmobilität einzusetzen. Dabei hat sich ein gewisser Fokus auf Busanwendungen herauskristallisiert. Aufgrund der unterschiedlichen Kostenstrukturen im Vergleich zu den bestehenden Angeboten erscheinen auch spezielle Angebote denkbar, die beispielweise höhere Ticketpreise rechtfertigen.

Aus diesen Überlegungen heraus wurden dann die drei nachfolgend näher beschriebenen Fallbeispiele definiert und detailliert in kleineren Arbeitsgruppen betrachtet. Dabei handelt es sich um ein mögliches Pendlerbusangebot im Raum Offenburg, was speziell Pendler ansprechen soll, die auf dem Weg zur Arbeit und zurück im Bus auch noch arbeiten wollen. Außerdem wurden ein Corporate Carsharing Angebot mit Brennstoffzellenfahrzeugen im Raum Freiburg diskutiert, sowie ein Regionalbusangebot im Raum Waldshut, welches mit Brennstoffzellenbussen realisiert werden soll.

3.9.2 Fallbeispiel Pendlerverkehr im Raum Offenburg-Lahr-Kehl

Im Fallbeispiel „Pendlerverkehr im Raum Offenburg-Lahr-Kehl mit speziellem Angebot in den Bussen oder Stadtbuslinie in Offenburg mit ganztägigem Umlauf (Cluster Offenburg)“ wurde überlegt, ob für diese Möglichkeit der Einsatz von Wasserstoffanwendungen denkbar ist und welche Möglichkeiten es zu einer Umsetzung gibt.

Mit der Bezeichnung „Pendlerverkehr“ ist hier das Angebot an sich gemeint, ein Fahrzeug zur Verfügung zu stellen, mit dem gependelt werden kann. Dies kann auch eine Stadtbuslinie sein und muss nicht zwangsweise ein überregionales Angebot darstellen. Wenn beispielsweise ein spezielles Angebot für eine bestimmte Strecke bereitgestellt würde, dann spricht man per Definition von einem Werksverkehr, der wiederum anderen Vorgaben und auch Förderungen unterliegt. Würde allerdings dieser Werksverkehr auch für die allgemeine Nutzung durch die Öffentlichkeit angeboten, könnten möglicherweise wieder mehr Fördergelder gewonnen werden.

Unter einem speziellen Angebot wird in diesem Fall an die Ausstattung des Busses, wie sicheres und zuverlässiges WLAN, mehr Platzangebote und Steckdosen gedacht. Mögliche Nutzer könnten Personen sein, die auf dem Weg von und zur Arbeit an einem Computer oder anderen internetfähigen Geräten arbeiten möchten. Dieses neuartige Angebot soll von den Pendlern dann mit einem gesonderten Tarif genutzt werden können, der die auf das Angebot zugeschnittenen höheren Investitionskosten mitberücksichtigt. Ebenfalls könnte dieses neue Konzept durch eine neue Antriebsart im Bus unterstützt werden. Ein solcher Pendlerverkehr würde sich nach aktuellem Stand im Überlandverkehr mit einem Wasserstoffbus (FCEV, engl. Fuel Cell Electric Vehicle) realisieren lassen, da dieser dort technologische Vorteile gegenüber einem rein batteriebetriebenen Bus (BEV, engl. Battery Electric Vehicle) besitzt. Alternativ zum überregionalen Pendlerangebot könnte, wie erwähnt, auch eine ganztägige Umlaufbuslinie in einer Stadt (hier z.B. Offenburg) mit solch einem Bus betrieben werden. Ein weiterer Vorteil eines FCEV könnte die Organisation der Betankung sein, da diese unabhängig von der Abstellfläche ist. Es muss nicht zwangsweise auf dem Betriebshof getankt werden, sondern könnte auch im öffentlichen Raum erfolgen. Einen BEV würde man eher auf dem Betriebshof oder an Haltestellen mittels Pantographen nachladen. Eine Nutzung für Nicht-Busbetreiber erscheint dabei nicht realisierbar.

Grundsätzlich ist es möglich, ein solches Angebot in der gesamten Region des Südlichen Oberrheins anzubieten, genauso wie in anderen Regionen.

Am Fallbeispiel beteiligt waren die Stadt Offenburg, die TRAPICO GmbH und deren Muttergesellschaft die SWEG Südwestdeutsche Landesverkehrs-GmbH. Das Fallbeispiel wurde dabei vom Fraunhofer ISE koordiniert. In diesem Fall könnten die Fallbeispielpartner ausgehend von der Bereitschaft der Stadt Offenburg gut zusammenarbeiten. In Anbetracht der aktuellen Marktbedingungen wird der Einsatz alternativer Antriebs-technologien in den angedachten Fällen als wirtschaftlich umsetzbar angesehen. Dies ist genau dann das Thema, wenn die Aufgabenträger oder Fördermittelgeber einen entsprechenden Fahrzeugeinsatz nachfragen bzw. die anfallenden Mehrkosten finanzieren. So steht z.B. die SWEG bei einem Technologiewechsel des Offenburger Stadtbusverkehrs gerne in allen Facetten (Betrieb / Infrastruktur usw.) der Stadt zur Verfügung. Grundsätzlich muss die Verkehrserbringung jedoch durch Dritte insoweit monetär abgedeckt sein, dass mindestens die anfallenden Selbstkosten finanziert sind. Im derzeit vorliegenden Förderaufruf des Umweltministeriums Baden-Württemberg „Modellregion Grüner Wasserstoff“ wird die Förderquote jedoch als problematisch angesehen, da die kommende Busförderung des BMDV und des Landes wohl höher ausfällt. Hier wäre zu klären, ob die Förderung kumuliert werden kann. Hinzu kommt, dass der angedachte Wasserstoffbus mit gehobenem Ambiente für Berufspendler als Werksverkehr angesehen werden muss und damit eine gewisse Konkurrenz zum öffentlichen Nahverkehr darstellt. In solchen Fällen erscheint eine öffentliche Förderung zweifelhaft. Im Endeffekt müssten die profitierenden Wirtschaftsunternehmen sowie die darin engagierten Kommunen die entstehenden Mehrkosten übernehmen. Dies ist zumindest unter den gegenwärtigen Umständen voraussichtlich weder von den Kommunen noch von den Unternehmen zu finanzieren.

Weitere Aspekte für den Einsatz von alternativen Antrieben in derartigen Angeboten stellen die Nutzung sogenannten grünen Stroms sowie die regulatorischen Vorgaben aus der Green Vehicle Directive (GVD) dar. Diese schreibt ab 2021 22,5 % emissionsfreie und ebenfalls 22,5 % saubere Fahrzeuge im Fuhrpark vor. Zu letzteren gehören auch Fahrzeuge, die mit Erdgas oder mit synthetischen Kraftstoffen betrieben werden.

Wenn das angedachte Fallbeispiel heute in die Realität umgesetzt werden würde, käme es zu einer technologieoffenen Ausschreibung. In diesem Fall würde derzeit ein BEV vor einem FCEV landen. Dies liegt an den geringeren Kosten und der größeren Modellauswahl. Jedoch ist auch festzuhalten, dass bei einer besseren Tankstelleninfrastruktur ein FCEV wieder ausreichend Vorteile vor einem BEV hätte.

Übergangsweise könnte auch eine Trailerlösung erwogen werden. Bisher werden alle Busangebote im betrachteten Cluster mit Dieselnissen realisiert.

Weitere Hemmnisse für den Einsatz der neuen Bustechnologie(n) sind die erhöhten Anschaffungskosten, derzeit handelt es sich um Faktor 2-3 gegenüber den Dieselnissen, die längeren Lieferzeiten und die geringere Modellauswahl. Daraus leiten sich auch Forderungen an den Fördermittelgeber ab, ganz unabhängig davon, ob er lokal, regional oder überregional (national, EU) angesiedelt ist. Gerade die Investitionsförderung für private Betreiber ist aktuell noch nicht ausreichend.

Grundsätzlich würde das FCEV dem BEV aufgrund der genannten Punkte sowie der angedachten Streckenführung bevorzugt angeschafft werden wollen.

Insgesamt ist aber auch festzuhalten, dass die komplette Kette von der Erzeugung des Wasserstoffs, über die Speicherung, den Transport bis hin zur Nutzung in der Region abgedeckt werden könnte. Dazu wären noch verschiedene Gespräche zu führen, wie bspw. mit dem regionalen Energieerzeuger, der badenova. Um die Nutzung von Wasserstoff in der Personenmobilität zu realisieren, wird auch eine kommunenübergreifende Kooperation vorgeschlagen und wäre von den Partnern in dem Fallbeispiel sogar gewünscht. Derartige Kooperationen könnten dann auch die Finanzierungskosten besser

verteilen. Würde in einem solchen Fall eine Tankstelle gebaut, die von mehreren Unternehmen genutzt wird, muss von Anfang an sichergestellt werden, dass ausreichend Wasserstoff für alle Fahrzeuge zur Verfügung steht.

Ein weiterer Punkt, der für eine gute Implementierung in die bestehenden Angebote genannt wurde, ist die Schaffung einheitlicher Richtlinien / Vorgaben / Genehmigungen / etc. für alle Regionen damit die Prozesse (Aufbau, Anschaffung, ...) vergleichbar schnell durchgeführt werden können.

Zusammenfassend wurde festgestellt, dass die Idee eines Pendlerbusses mit einem speziellen Angebot für die Mitfahrenden grundsätzlich in der betrachteten Region Offenburg realisiert werden könnte. Jedoch wären noch viele Gespräche zu führen und die Fördermöglichkeiten, nicht nur für die Anschaffung von Brennstoffzellenbussen müssten, genauso wie das Produktangebot für die Darstellung der kompletten Kette weiter verbessert werden. Somit könnte das Fallbeispiel auch für private Busbetreiber interessant werden.

3.9.3 Fallbeispiel (Corporate) Carsharing

In diesem Fallbeispiel wurde überlegt, ob bei einem (Corporate) Carsharing Angebot der Einsatz von Wasserstoffanwendungen denkbar ist und welche Möglichkeiten es zu einer Umsetzung gibt. Als mögliches Einsatzgebiet kam das Gewerbegebiet Freiburg-Hochdorf im Cluster Freiburg in Betracht.

Mit Corporate Carsharing ist die kombinierte Nutzung eines Fahrzeugs für berufliche und private Zwecke gemeint. Dieses innovative Konzept kann auch mit einer innovativen Fahrzeugtechnologie genutzt werden; in den Überlegungen dieser Arbeitsgruppe spielen wasserstoffbetriebene Fahrzeuge (FCEV) und batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) eine Rolle. Dabei wird ein Fahrzeug für einen privaten Nutzer von einer Firma beschafft (Leasing oder Kauf). So hat der Nutzer keine Fixkosten. Das beinhaltet auch Kosten, die beispielsweise durch Wartung oder Service aufkommen. Der Nutzer muss also nur bei der Verwendung des Fahrzeugs etwas bezahlen. Corporate Carsharing ist also eine besondere Form der Fahrzeugnutzung unter Berücksichtigung spezieller Bedürfnisse des zur Verfügung stellenden Unternehmens (z.B. außerhalb der Betriebszeiten und am Wochenende). Ein solches Angebot kann gegebenenfalls über Dritthalterungen ermöglicht werden, jedoch ist dies unter Umständen schwierig zu organisieren. In einem passenden Modell sind aber zusätzliche Erlöse für den Anbieter erzielbar.

Wenn beispielsweise ein Carsharing-Unternehmen Halter des Fahrzeugs ist, dann sollte das Auto auch immer nutzbar sein, um die Kosten abbilden zu können. Ggf. muss die Firma, die ein Corporate Carsharing-Angebot an ihre Mitarbeitenden anbietet, Minder-einnahmen durch Blockierbuchungen ausgleichen. Mit einer solchen Variante wäre das Fahrzeug kein klassisches Carsharingauto mehr. Es könnte aber ein Angebot zur Substitution von Privatfahrzeugen darstellen. In unserem Fall würde es sich dann um die Substitution von Benzin- und Dieselaautos hin zu FCEV und BEV handeln. Um das Angebot attraktiv zu gestalten, müssen die Konditionen (immer) auf den normalen Preisen basieren. Je nach angebotenen Modell sind diese ggf. je nach Potenzial des Standorts verhandelbar. Auch in diesem Fallbeispiel ist die Gruppe zu dem Schluss gekommen, dass ein FCEV bei der hauptsächlichen Nutzung für Langstrecken im Vorteil gegenüber BEV wäre.

In den Diskussionen hat sich dann herausgestellt, dass ein solches Corporate Carsharing Angebot nur für die Wochenenden sinnvoll realisierbar wäre. Insgesamt sind Carsharingfahrzeuge für die anbietenden Unternehmen am interessantesten, wenn sie lange genutzt werden, man spricht dann auch von Urlaubsfahrzeugen. Je nach Unter-

nehmensausrichtung wären solche Modelle auch in einem Corporate Carsharing Angebot darstellbar.

Um solch ein innovatives Angebot in ein Portfolio mit aufzunehmen wäre in jedem Fall auch die Umweltbilanz wichtig. Dabei ist die Frage, woher der Wasserstoff (die Energie allgemein) kommt, entscheidend. Wenn er nicht zu 100 % aus erneuerbaren Energien zur Verfügung gestellt werden kann, hätten LNG-Fahrzeuge, also erdgasbetriebene Autos, eine ähnlich „grüne“ Bilanz. Aber das Ziel muss nicht nur bei einer Wasserstoffanwendung grüner Strom sein.

Von den in dieser Arbeitsgruppe beteiligten Partnern, der Stadtmobil Südbaden GmbH, der Stadt Freiburg, den Klimapartnern Oberrhein und dem Fraunhofer ISE, das diese Arbeitsgruppe koordiniert hat, arbeitet die Stadtmobil bereits mit der Energiedienst AG zusammen. So werden die bereits heute im Portfolio befindlichen BEV mit 100 % grünem Strom aufgeladen. Dieses Grüner-Strom-Angebot ist für die Zielgruppe, die Carsharing nutzt, ein wichtiges Argument und sollte auch weiterhin entsprechend propagiert werden.

Die beteiligten Akteure haben auch betont, dass es problematisch ist, wenn wenige oder nur einzelne Fahrzeuge an einem Standort positioniert sind. Die Flottengröße sollte immer so beschaffen sein, dass jede Buchung auch möglich ist. Wenn ein Corporate Carsharing Modell in einem Gewerbegebiet angeboten wird, dann sind immer alle ansässigen möglichen Nutzer anzusprechen, um das Potenzial für ein solches Angebot verlässlich zu erheben. Während der Diskussionen wurde festgestellt, dass der Standort Freiburg-Hochdorf aktuell nicht die beste Position für ein solches Angebot wäre, da die nächste verfügbare Wasserstoff-Tankstelle in Freiburg zu weit weg ist. Mit der derzeit einzigen öffentlichen Wasserstofftankstelle in Freiburg-Zähringen, die auch für größere Mengen ausgelegt ist, könnten die Gewerbegebiete Zähringen-Nord oder das Industriegebiet Nord bessere Standorte für ein Corporate Carsharing Angebot sein.

In den Diskussionen kam aber auch zur Sprache, dass die klassischen Nutzer von Carsharingangeboten Kurzstreckenfahrer sind. Damit wäre genau zu erarbeiten, ob in diesem Fall ein FCEV gegenüber einem BEV so viele Vorteile hat, dass sich dafür eine Umsetzung mit Wasserstofffahrzeugen lohnt. Diese wirtschaftlichen Betrachtungen werden dann ausschlaggebend für eine Entscheidung zwischen FCEV und BEV sein. Zu berücksichtigen ist, dass die Carsharing-Erlöse über die gefahrenen Kilometer und die benutzte Zeit erfolgen. Damit sind solche Angebote für Pendler eher ungeeignet. Bei den wirtschaftlichen Betrachtungen sind auch die Wartungen der Fahrzeuge mit zu berücksichtigen. Aktuell wäre es für die Stadtmobil Südbaden nicht abdeckbar, eine eigene wasserstofffähige Werkstatt zu betreiben, dazu müsste ein Servicevertrag mit dem Fahrzeughersteller abgeschlossen werden. Dies erscheint aber nur bei einer sehr großen Flotte sinnvoll.

Grundsätzlich ist die Stadtmobil Südbaden bereit, Wasserstofffahrzeuge in ihr Portfolio mit aufzunehmen. Dies war im Rahmen des Projektes auch geplant, konnte aber durch verschiedene Verzögerungen nicht vollumfänglich realisiert werden. Insgesamt erscheint im Moment ein Angebot für Langstrecken sinnvoller als für kurze Entfernungen. Dort hat das BEV bereits eine gute Akzeptanz.

Die Arbeitsgruppe kam zu dem Schluss, dass ein Corporate Carsharing Modell ausschließlich mit Brennstoffzellenfahrzeugen nicht die beste Lösung darstellt, da diese Fahrzeuge eher für Langstrecken geeignet sind und nach heutigem Stand zukünftig mehr im Schwerlastverkehr eingesetzt werden sollen. Nichtsdestotrotz ist das Modell des Corporate Carsharings, also einer gemischten Fahrzeugnutzung zwischen geschäftlichen und privaten Fahrten durchaus interessant. Gerade im Gewerbegebiet Freiburg-Hochdorf wird von den Partnern ein gewisses Potenzial gesehen. Dieses ist aber mit

batterieelektrischen PKW besser denkbar. Insgesamt werden FCEV aber als interessant für BEV-Skeptiker gesehen. Dabei spielt es erst einmal keine Rolle, ob es sich um ein Firmencarsharing-Fahrzeug handelt oder eines, das ausschließlich für den privaten Gebrauch angeboten wird. Weiterhin könnte die Umweltbilanz die Nutzer von FCEV überzeugen, wenn die Umweltbilanz der Lithiumbatterie im BEV deutlich schlechter sein sollte. Dazu laufen derzeit viele Untersuchungen, so dass noch kein abschließendes Urteil möglich ist.

3.9.4 Fallbeispiel Wasserstoffbusse im Regionalverkehr

Grundlage für dieses Fallbeispiel, welches für das Cluster Basel-Waldshut betrachtet wurde, war die Idee des Aufgabenträgers für das regionale Verkehrsangebot verschiedene Angebote miteinander zu kombinieren. Hierbei handelt es sich um den ÖPNV, sowie die Nutzung von Schwerlastfahrzeugen im Allgemeinen. Damit wäre es möglich Skaleneffekte in Anspruch zu nehmen. Diese Überlegungen wurden von der Südbadenbus GmbH, der Deutschen Bahn (SBG), gemeinsam mit der Energiedienst AG und anteilig auch mit der Stadt Teningen zum Teil sehr detailliert diskutiert. Die Koordination lag auch hier beim Fraunhofer ISE.

Basis des Fallbeispiels stellten die Überlegungen der SBG dar, für die 10 Solobusse im Waldshuter Umlauf, die nur einmal pro Tag betankt werden müssen, Wasserstoffbusse einzusetzen. Dabei würde es sich um eine Betankung in der Betriebspause nach etwa 350 km bis 400 km handeln. Im Idealfall erhält die SBG den Wasserstoff in einer Trailerlösung von der Energiedienst AG, die sich in räumlicher Nähe befindet. Bei den Überlegungen wurden auch die Themen der Wartung und Instandhaltung mit angesprochen. Auch hier kann sich die SBG vorstellen, eine der eigenen Werkstätten entsprechend zu ertüchtigen. Eine Kombination des Geschäftsmodells mit LKWs anderer Betreiber ist aufgrund der räumlichen Nähe zur Schweiz interessant, da dort die LKWs eine hohe Straßenmaut bezahlen müssen, wenn sie mit fossilen Brennstoffen betrieben werden. So könnte bereits heute für Möbelhäuser, die eine eigene Fahrzeugflotte haben und grenzüberschreitend tätig sind, ein solches Geschäftsmodell realisierbar sein. Dies hätte jedoch zur Folge, dass eine Tankstelle im öffentlichen Raum notwendig wäre. Eine entsprechende Tankstelle kann jedoch nur durch Förderung, z.B. über die H2Mobility, installiert werden. Basis der Überlegungen war hierbei auch eine Studie, die, aufbauend auf der geplanten regionalen Streckenführung, Wasserstoffanwendungen priorisiert.

Auch in den Diskussionen in diesem Fallbeispiel wurde bekräftigt, dass der Wasserstoff für die Busse aus regenerativen Quellen kommen soll, also „grün“ sein soll. Dies wäre bei einem Bezug über die Energiedienst AG schon heute gegeben. Jedoch ist immer die Wirtschaftlichkeit in den Betrachtungen prioritär. Diese könnte auch die Farbe des Wasserstoffs, also dessen Herkunft, beeinflussen. So sind im Moment auch noch andere Farben bzw. Farbmischungen denkbar, auch wenn sie nicht gewünscht sind. Neben der Herkunft des Wasserstoffs sind jedoch auch noch die Transportwege bei der Betrachtung wirtschaftlicher Aspekte von Bedeutung. Eine Entscheidung hängt also auch von den Kosten des Wasserstoffs ab. Allerdings könnte auch eine Verteuerung der Wettbewerbstechnologien, z.B. durch politische Vorgaben, den Ausschlag hin zu grünem Wasserstoff geben. Es wurde beim Thema Wasserstofferzeugung und -bereitstellung auch angemerkt, dass eine technologieoffene Betrachtung und Umsetzung notwendig ist, damit der sich gerade entwickelnde Markt nicht zu zeitig auf einen Hauptpfad festgelegt wird.

Im Zusammenhang mit der Bereitstellung wurden auch die allgemein notwendige Infrastruktur und deren Optionen diskutiert. Dabei erscheint aktuell der Transport des Wasserstoffs per Trailer von der Quelle zur Tankstelle als die am schnellsten realisierbare Variante. Eine andere Variante ist in diesem Cluster aktuell nicht denkbar. In anderen Regionen des Südlichen Oberrheins oder in weiteren Regionen, können jedoch weitere

Lösungen, wie beispielsweise der Transport über eine Pipeline, möglich sein. Die Betankung erfolgt dann, je nach Partnern und Abnehmern, auf dem Betriebshof der SBG oder an einer öffentlichen Tankstelle.

Was den vergleichenden CO₂-Ausstoß der unterschiedlichen Lösungen für derartige Regionalbusangebote angeht, wurden bei den beteiligten Partnern dieses Fallbeispiels noch keine Quantifizierungen unternommen. Derartige Betrachtungen sind von den Beteiligten schwer allein durchzuführen und bedürfen einer Unterstützung.

Bei der Betrachtung der wirtschaftlichen Aspekte wurde konkret festgestellt, dass die Anschaffung entsprechender Busse aktuell Faktor 3 zu den bestehenden etablierten Dieselbusangeboten beträgt. Eine Betankungsanlage in entsprechender Größe würde in etwa 2,5 – 3 Mio. Euro kosten und die Ertüchtigung einer Werkstatt für die Instandhaltung der Fahrzeuge wird mit etwa 1 Mio. Euro angenommen. Im Gegensatz zu den Überlegungen im Fallbeispiel in Kapitel 3.9.2 können diese erhöhten Kosten nicht auf den Nutzer umgelegt werden. Erlöse können hier nur durch den Ticketverkauf oder über Zahlungen der Auftraggeber erreicht werden.

Es wurde ebenfalls herausgestellt, dass bei der Anschaffung von Bussen mit Brennstoffzellenantrieb im Anfangsstadium auch noch eine Fahrzeugreserve (von Bussen mit herkömmlichen Antrieben) im Fuhrpark vorhanden sein wird, um die neue Technologie im Regelbetrieb einzuführen und noch besser kennenzulernen.

Wichtig bei der Einführung von Wasserstoffbussen im Waldshuter Regionalverkehr ist aber auch das angewandte Geschäftsmodell. Wie bereits erwähnt, könnte es sich rechnen, wenn der Wasserstoff zusätzlich von Nebennutzern, wie betriebsfremden LKWs, verwendet wird. Allerdings darf aus Kostensicht der Betreuungsaufwand dann nur minimal sein.

Die Entscheidung für eine Wasserstoffanwendung kommt auch aus den bekannten Erfahrungen in der Schweiz. Dort hat sich bspw. bei der Coop herausgestellt, dass Batterielösungen keine Option hinsichtlich Reichweite und Tankzeit darstellen. Zudem sind andere Konkurrenzlösungen wie Busse, die mit synthetischem Diesel fahren, heute noch nicht belastbar zu vergleichen, da derartige Angebote noch nicht marktreif sind.

Weiterhin wurde in den Diskussionen festgehalten, dass die Fördermöglichkeiten für Busse und für die Wasserstoffherzeugung noch nicht oder nicht ausreichend eingeführt sind.

Unabhängig davon plant die Energiedienst AG eine Erweiterung ihrer Wasserstoffherzeugung von derzeit 1 MW auf 6 MW, um den gestiegenen Bedarf, basierend auf den bisherigen Anfragen, zeitnah bedienen zu können.

Ebenfalls in die wirtschaftlichen Betrachtungen dieses Fallbeispiels fließen die Laufzeiten der Busse mit ein. Die Fahrzeuge müssen aufgrund der Grundkosten mindestens 16 Jahre laufen, wobei in dieser Zeit sowohl die Brennstoffzelle als auch die Pufferbatterie nicht mehr als einmal getauscht werden dürfen. Bei den aktuell eingesetzten Dieselbussen wird heute mit einer Laufzeit von 13 Jahren gerechnet. Außerdem ist die Wirtschaftlichkeit wesentlich von den Instandhaltungskosten abhängig. Auch dort dürfen die Intervalle nicht häufiger sein als heutzutage. Die neue Technologie muss also von Anfang an sehr zuverlässig arbeiten.

Neben den wirtschaftlichen Betrachtungen wurden weitere Punkte, die bei einer Implementierung als Hemmnisse auftreten können, erwähnt. So stellt bei einer Lagerung des Wasserstoffs auf dem Betriebsgelände möglicherweise die Störfallverordnung ein Problem dar. Diese besagt, dass derzeit maximal 5000 kg Wasserstoff auf einmal gela-

gert werden dürfen. Je nach Fahrzeugflotte könnte dieser Wert erreicht werden. Ein weiterer Punkt sind die aktuellen Lieferzeiten der Busse von 12 – 14 Monaten. Im Vergleich dazu werden Dieselbusse bereits nach 6 – 9 Monaten ausgeliefert. Auch gibt es bisher noch keine Gelenkbusse mit Brennstoffzellenantrieb auf dem Markt. Dies schränkt die Möglichkeiten ein, auf welchen Strecken die Busse eingesetzt werden können. Des Weiteren wurde angemerkt, dass es im Raum Waldshut bisher noch keine öffentlich betriebene Tankstelle gibt, die gegebenenfalls mit genutzt werden könnte. Ebenfalls als Hemmnis bei der Implementierung wurde genannt, dass aktuell noch keine zentrale Überwachungsstelle (ZÜS) eine derartige große Anlage abnehmen könnte, auch weil es noch keine allgemeingültige Standardisierung bei der Genehmigung gibt. Dies kann regional unterschiedlich sein, führt aber grundsätzlich zu Verzögerungen. Daher wurde der dringende Bedarf einer Angleichung der Bedingungen für die Erstellung einer Wasserstoffanlage, den Betrieb, aber auch für die Anschaffung von Wasserstoffbussen angemerkt.

Zusammenfassend kann auch in diesem Fallbeispiel gesagt werden, dass der Einsatz von Wasserstoffbussen im Regionalverkehr gewünscht ist und bereits konkret ange-dacht wird. Dabei ist aber aufgrund der neuen Technologie festzuhalten, dass derzeit noch fehlende Fördergelder die zeitnahe Umsetzung erschweren. Weiterhin stellen die Lieferzeiten und die mangelnde Modellauswahl an Bussen ein Hemmnis für eine zeitnahe Umsetzung eines solchen Projektes dar.

Eine weitere Herausforderung ergibt sich in dem konkreten Beispiel aus dem Auffinden eines geeigneten Geländes für eine Tankstelle und die insgesamt benötigte Infrastruktur. Dies ist unabhängig davon, ob die SBG das Projekt auf ihrem Betriebsgelände umsetzen würde, oder ob bei einer gemeinsamen Nutzung der Infrastruktur ein Platz im öffentlichen Raum benötigt wird.

3.9.5 Fazit der Kernfrage

Allen in dieser Kernfrage diskutierten Fallbeispielen eint der Wille, Wasserstoff in der Personenmobilität einzusetzen. Für Busbetreiber besteht aufgrund der europäischen Clean Vehicle Directive CVD bereits heute ein akuter Handlungsbedarf, der jedoch in dem Umfang noch nicht gedeckt werden kann. Beim Einsatz von Brennstoffzellen-PKW hat sich herausgestellt, dass ein Corporate Carsharing ausschließlich mit solchen Fahrzeugen im betrachteten Cluster nicht sinnvoll erscheint. Der Einsatz von Brennstoffzellenautos an sich kann aber einen Beitrag darstellen, mehr Kunden an sich zu binden. Alle Partner sind bereit für die Umsetzung mit anderen, auch neuen, Partnern zusammenzuarbeiten. Damit sollen nicht nur Synergien für eine bessere Wirtschaftlichkeit erreicht werden, sondern das Thema insgesamt (in der Öffentlichkeit) vorangebracht werden.

Ebenfalls wichtig für die Umsetzung der einzelnen Fallbeispiele ist die Lieferung von grünem Wasserstoff, also Wasserstoff, der aus regenerativen Quellen erzeugt wird.

Ein weiteres Hemmnis stellen derzeit die Kosten für die Anschaffung aller Komponenten (meint hier Wasserstoffherzeugung und Fahrzeuge), die längeren Lieferzeiten, sowie die Infrastruktur und den Betrieb dar. Letzteres kommt auch durch fehlende Regularien und Standards zu Stande.

Allen drei Fallbeispielen gleich ist die Möglichkeit, diese auch in anderen Regionen umzusetzen. Dies meint sowohl die gesamte Region des Südlichen Oberrheins als auch darüberhinausgehende Gebiete.

3.10 Transformation - zukünftige Wasserstoffversorgung der Region

3.10.1 Problemdefinition

Unter der Annahme, dass mittelfristig aus Klimaschutzgründen die Wasserstoff-Potenziale aus AP1 gedeckt werden müssen, wird diskutiert, wie eine Versorgung aussehen kann. Nach der Potenzialerhebung aus AP1 ist klar, dass in der Region südlicher Oberrhein im Jahr ca. 25 000 t Wasserstoff benötigt werden. Es ist davon auszugehen, dass diese Menge in den späteren Jahren stark steigen wird. Eine günstige und vor allem ausreichende Verfügbarkeit von Wasserstoff stellt den Grundbaustein des zukünftigen Energiesystems und einer erfolgreichen Energiewende dar. Welche Methode für die Versorgung von Wasserstoff genutzt werden kann, hängt von der lokalen Infrastruktur, von den potenziellen Möglichkeiten, vorhandene Strukturen auszubauen, und von der geplanten Anwendung ab. Es muss berücksichtigt werden, ob Wasserstoff z.B. gasförmig, in verflüssigter oder gebundener Form zum Einsatz kommen soll. Eine wichtige Rolle spielt die Reinheit des Wasserstoffs; so wird für eine Anwendung in Brennstoffzellen eine höhere Reinheit als in Wärmekraftwerken und Stahlwerken oder bei den Anwendungen für Wärmeprozesse, benötigt. Außerdem muss berücksichtigt werden, ob der Wasserstoff vor Ort verdichtet werden kann oder schon verdichtet geliefert werden muss. Unter Berücksichtigung der üblichen Methoden für den Wasserstofftransport, die in der Wasserstoffstrategieplanung diskutiert werden, wurden die folgenden drei Fälle für eine weitere Analyse ermittelt:

- Wasserstoff wird über eine H₂-Pipeline in die Region importiert
- Wasserstoff wird per LKW, Schiff, und Schiene in die Region importiert
- Wasserstoff wird direkt in der Region erzeugt und verteilt

3.10.2 Fallbeispiel 1 – Wasserstoff wird über eine Wasserstoff-Pipeline in die Region importiert

Große Mengen an Wasserstoff, die nicht vor Ort produziert werden können, könnten zukünftig über Pipelines zu ihren Verbrauchern transportiert werden.

Beimischung ins vorhandene Erdgasnetz

Wasserstoff lässt sich bereits heute direkt ins Erdgasnetz beimischen. Allerdings muss die Beimischung überwacht werden, damit der richtige Anteil an Wasserstoff im Gasgemisch vorhanden ist, da die Abrechnung des bezogenen Erdgases üblicherweise volumetrisch erfolgt und Wasserstoff einen deutlich niedrigeren volumetrischen Heizwert als Erdgas hat. Einige Teile der bestehenden Erdgasinfrastruktur, wie Erdgastankstellen, lassen lediglich Wasserstoffkonzentrationen von bis zu zwei Volumenprozent zu. Daher ist bei der Wasserstoffverteilung über das bestehende Erdgasnetz eine vorgeschaltete Abtrennung von Wasserstoff aus dem Erdgas nötig. Ein Projekt der DVGW¹ hat gezeigt, dass die Abtrennung des Wasserstoffs durch spezielle Membranen erfolgen kann. Zurzeit werden geeignete Membranen für dieses Verfahren unter anderem

¹ Literaturquelle: Abtrennung von Wasserstoff aus Wasserstoff-Erdgas-Gemischen: Udo Lubenau (DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH) & Peter Kussin (DVGW-Forschungsstelle am EnglerBunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie)

von der DVGW untersucht. Soll der Wasserstoff jedoch für den Betrieb von Brennstoffzellen eingesetzt werden, ist eine Reinheit erforderlich, die ein mehrstufiges und damit vermutlich unwirtschaftliches Verfahren erfordert.

Umstellung des Erdgasnetzes auf Wasserstoff

Wasserstoff hat eine wesentlich geringere volumetrische Energiedichte als Methan / Erdgas. Jedoch sind aufgrund der geringeren Dichte von Wasserstoff in den Fernleitungen höhere Fließgeschwindigkeiten möglich, sodass eine auf Wasserstoff umgestellte Erdgastransportleitung bei ansonsten gleichen Bedingungen 80 bis 90% der ursprünglichen Energietransportkapazität sicherstellen kann. Die Nutzung bestehender Gasnetze ist mit niedrigeren Vorlaufkosten verbunden als der Neubau von Wasserstoffpipelines.

Reine Wasserstoffpipeline

Alternativ gibt es reine Wasserstoff-Pipelines, die aus Metall oder Kunststoff gefertigt und für den Wasserstofftransport optimiert sind. Obwohl es sich rohrgelagert um die einfachste Art der Gasverteilung handelt, erfordert der Bau reiner Wasserstoff-Pipelines hohe Anfangsinvestitionen. Aufgrund der Anfangsinvestitionen eignen sich Pipelinesysteme mit reinem Wasserstoff erst ab einem gewissen Durchsatz, dem sogenannten kritischen Durchsatz. Ausgehend von einem kritischen Durchsatz von 20 t/Tag¹, der in der Literatur genannt wird, liegt die Region mit ihrem ermittelten Potenzial von ca. 25 000 t/a bzw. 69 t/Tag deutlich über dem kritischen Wert.

Wirtschaftliche Betrachtung

- Neben Investitionskosten für die benötigte Infrastruktur für Fernleitungen und das Verteilnetz müssen auch Investitionen zum Betrieb der für die Infrastruktur notwendigen Anlagen, wie Verdichteranlagen, und die zugeordneten Betriebskosten berücksichtigt werden.
- Bei nahezu ausgelasteten Fernleitungen ergibt sich ein Preis von 4,8 €/MWh je 1 000 km Transportweg bzw. 0,16 €/t/km² (33,3 kWh/kg)
- Zu Beginn der Wasserstoffwirtschaft werden Fernleitungen nicht voll ausgelastet sein, sodass Pionierkunden eines solchen Netzes mit höheren Transportkosten rechnen müssen. Die entstehenden Mehrkosten könnten durch staatliche Unterstützung reduziert werden.

Implementierungsperspektive

- Die Region südlicher Oberrhein wird derzeit bei der Planung im Netzentwicklungsplan Gase nicht berücksichtigt. Allerdings soll ab 2040 die Planung einer transnationalen H₂-Pipeline erfolgen, an welche die Region angeschlossen werden könnte.

Sicherheitsbestimmung, Regulatorik

- Im DVGW-Arbeitsblatt G 4095, ist das technische Verfahren zur Umstellung bestehender Erdgasleitungen geregelt.

¹ Literaturquelle: C. Yang and J. Ogdén, "Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 32, no. 2, pp. 268-286, 2007.

² <https://gasforclimate2050.eu/>; European Hydrogen Backbone; HOW A DEDICATED HYDROGEN INFRASTRUCTURE CAN BE CREATED JULY 2020; Enagás, Energinet, Fluxys Belgium, Gasunie, GRTgaz, NET4GAS, OGE, ONTRAS, Snam, Swedegas, Teréga

- Zündfähigkeit und Leckagen; Wasserstoff verhält sich aufgrund seiner physikalischen Eigenschaften anders als Erdgas, ist aber beherrschbar.
- Die Wasserstoffversprödung wurde bereits vielfältig untersucht und stellt kein Problem dar.

Identifizierte Hemmnisse

- Fehlende gesetzliche und regulatorische Rahmenbedingungen für eine Wasserstoffinfrastruktur geben den beteiligten Akteuren keine Investitions- und Planungssicherheit; diese sind aber aktuell in Bearbeitung.
- Für die Verwendung in Brennstoffzellen oder in bestimmten stofflichen Anwendungen, wie z. B. in der pharmazeutischen Produktion, ist eine Aufreinigung auf die erforderliche Wasserstoffreinheit notwendig.
- Trotz des ermittelten Potenzials bzw. des in naher Zukunft steigenden Bedarfs der Region, sind Umstellung oder Neubau von Wasserstoff- oder Grüngas-Pipelines für die Region südlicher Oberrhein im Netzentwicklungsplan 2025 und 2030 nicht vorgesehen.
- Fernleitungen in der Rhein-Ebene, TENP (Trans Europa Naturgas Pipeline), zur H₂-Versorgung werden durch OGE/Fluxys koordiniert. Die Erschließung der Region wird erst ab 2040 berücksichtigt. Die Entscheidung über eine Umstellung des vorhandenen Erdgasnetzes oder den Neubau sind noch offen.
- Obwohl die Nationale Wasserstoffstrategie die Interaktion mit anderen europäischen Ländern über die gesamte Wasserstoff Wertschöpfungskette fördert, gibt es keine spezifischen Strategien oder Empfehlungen für die Region Oberrhein.
 - Aufgrund der Dreiländerregion können jedoch in einem langfristigen Szenario erhebliche Vorteile aus der Interaktion zwischen den betroffenen Ländern gezogen werden.

Lösungsvorschläge

- Frühere Berücksichtigung der Region im Netzentwicklungsplan umsetzen
- Zur Berücksichtigung müssen Verbraucher/Akteure aktiv werden und ihren Bedarf melden, dies ist bereits unter folgender Adresse möglich

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

3.10.3 Fallbeispiel 2 Import per LKW/Schiff/Zug

Der Wasserstoff könnte aus anderen Regionen per LKW, Schiff oder per Zug in die Region importiert und verteilt bzw. direkt an den Verbraucher geliefert werden. Dazu wird der Wasserstoff an Abfüllanlagen befüllt und flüssig, gasförmig oder in Form von LOHC an die Abnahmestelle transportiert. Ein Transport von gasförmigem Wasserstoff in normalen Kesselwagen bei niedrigerem Druck ist technisch möglich, wäre aber aufgrund der geringen Masse, die in so einem Fall transportiert würde, wirtschaftlich nicht sinnvoll.

Transport von Wasserstoff als Druckgas (CGH₂)

Die Speicherung von Wasserstoff als Druckgas ist vor allem für den Endanwender die wichtigste kommerzielle Speichermethode. Der Transport über die Straße erfolgt heute fast ausschließlich in Druckbehältern der Druckstufen 200 bar oder 300 bar.

Transport von Wasserstoff in verflüssigter Form (LH₂)

Verflüssigter Wasserstoff (LH₂), verfügt über die höchste Energiedichte und stellt eine weitere Möglichkeit zur Speicherung und zum Transport dar. Bei gleichem Speichervolumen kann deutlich mehr Wasserstoff transportiert und gelagert werden als beim Speichern des Wasserstoffs als Druckgas. Dem gegenüber steht allerdings der Nachteil des gekühlten Transports (-270 °C), wodurch zusätzlich technische Anforderungen an die Logistik gestellt werden.

Transport von Wasserstoff in einer chemischen Bindung (LOHC)

Durch Hydrierung kann Wasserstoff in einer chemischen Bindung an einem Trägermaterial, bspw. Dibenzyltoluol, sog. Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) oder Methanol gespeichert werden. Am Einsatzort wird der Wasserstoff durch Dehydrierung von seinem Trägermaterial wieder separiert. Diese Form des Transports und der Speicherung ist noch im Versuchsmaßstab und derzeit kommerziell nicht einsatzfähig. Die volumetrische Speicherkapazität ist vergleichbar mit der Speicherung in Druckgasbehältern bei 700 bar, Vorteil ist die einfache Handhabung gegenüber der Druckspeicherung, der Nachteil ist, dass bei der Entnahme Wärme zugeführt werden muss, die, sollte sie durch Verbrennung des Wasserstoffs aufgebracht werden müssen, ca. 1/3 der gespeicherten Energie verbraucht.

Abbildung 19 zeigt die aktuell möglichen Varianten, inkl. Druckstufen und Transportvolumina des Wasserstofftransports.



Abbildung 19 Transportmöglichkeiten von Wasserstoff ¹

Ein beladener 40 ft Container kann gleichermaßen auf Schiffen, Zügen und LKWs transportiert werden. Durch die Containerbauweise ist eine hohe Flexibilität zwischen den einzelnen Transportmöglichkeiten gewährleistet.

Wasserstoffbedarf und Kosten zum Transport über LKW

- Soll heute Wasserstoff per LKW transportiert werden, sollte dies sinnvollerweise mit Wasserstoff-LKWs erfolgen. Ein H₂ betriebener LKW wird mit ca. 7 – 8 kg H₂ auf 100 km angegeben². Bei einem Wasserstofftransport mit aktuellen Trailern Typ IV kann 1 t Wasserstoff transportiert werden (persönliche Mitteilung BASI / Hr. Welle, Herbst 2021). Damit würde ca. 0,8% der Ladung des LKWs für den Transport über 100 km benötigt, ebenso viel für die Rückfahrt. Hier sei angemerkt, dass dies keinen Aktionsradius darstellt, sondern kumuliert, gefahrene Kilometer. Diese Kosten müssen mit den Wasserstoffkosten multipliziert werden (Abschätzung der Kosten siehe 3.6.2). Da die sich erge-

¹ Abbildungsquelle: https://www.shell.de/media/shell-publications/shell-hydrogen-study/jcr_content/par/toptasks_370b.stream/1499172073990/0fa9de44b4b64319aa21d86bc77f078536e29b2a/shell-hydrogen-study.pdf

² Literaturquelle: <https://www.klimafreundliche-nutzfahrzeuge.de/praxis/fahrzeugdatenbank/hyundai-xcient-fuel-cell/>

benden Kosten reine Kraftstoffkosten darstellen, müssen Investitions- und Personalkosten bei einer Gesamtkostenkalkulation zusätzlich berücksichtigt werden.

Implementierungsperspektive

- Der Straßentransport wird in Zukunft aufgrund der geringen erreichbaren Transportvolumina vor allem für kleinere Mengen und die Nahverteilung eingesetzt werden.
- Um Kosten für H₂-Speicher einzusparen, können Container direkt als Speicher genutzt werden. Lediglich eine Be- und Entlademöglichkeit muss vor Ort vorgesehen werden.
- Aufgrund der hohen Investitionskosten eignen sich TubeTrailer nicht als Speicher. Die Standzeit solcher Trailer sollten kurzgehalten werden.
- Wasserstoff wird auch in naher Zukunft hauptsächlich in Form von Druckgas auf diesem Weg transportiert werden.

Sicherheitsbestimmung, Regulatorik

- Laut § 2 GGBefG gelten für einen Wasserstofftransport die vorgegebenen Anforderungen an die Beförderung von gefährlichen Gütern und die damit verbundenen Pflichten der Beteiligten.
- Gefahrguttransporte unterliegen einer Kennzeichnungspflicht.
- Für den Transport per LKW sind das Fahrzeug und der Auflieger zusätzlich noch mit einer orangefarbenen Tafel zu kennzeichnen.
- Weitere Regelungen, wie z.B. Sondervorschriften oder anderweitige gefahrgutrechtliche und betriebliche Herausforderungen, liegen für den Transport von Wasserstoff nicht vor.

Identifizierte Hemmnisse

- Verschiedene Prozesse benötigen verschiedene Reinheiten von Wasserstoff. Es sollte vermieden werden, mit einem Tube Trailer oder Container Trailer verschiedene Reinheiten zu transportieren. Ein Spülen der Behälter wäre nötig.
- Der Straßentransport wird aufgrund der geringen erreichbaren Transportvolumina vor allem für kleinere Mengen und die Nahverteilung eingesetzt werden.
- Um das gesamte Potenzial der Region abzudecken, wären zusätzlich ca. 25 000 LKW-Transporte pro Jahr bzw. 68 Lkw-Transporte pro Tag mehr auf der Straße.

3.10.4 Fallbeispiel 3 Wasserstoff wird regional über Elektrolyseure erzeugt

Statt den benötigten Wasserstoff in die Region zu importieren, könnte Wasserstoff vor Ort hergestellt und verteilt werden. Zu diesem Zweck könnte Strom aus erneuerbaren Energien importiert werden, um damit vor Ort Wasserstoff zu produzieren. Unter der Annahme des ermittelten Potenzials der Region von 25 000 t/a (ca. 773 GWh/a) Wasserstoff, ist eine installierte Elektrolyseurleistung von ca. 0,15 GW nötig (1 100 GWh/a bei 70 % Effizienz der Elektrolyseure), also knapp 20% der im Netzentwicklungsplan Strom für 2035 vorgesehenen Leistung.

Wirtschaftliche Betrachtung

- Die Wasserstoffgestehungskosten mit Elektrolyse werden auf ca. 0,10 €/kWh geschätzt. Mögliche Netzkosten schlagen unmittelbar auf die Wasserstoffgestehungskosten durch, bei einem Wirkungsgrad der Elektrolyseure von 70% mit mehr als dem Faktor 1,4. Damit könnten sich die Wasserstoffgestehungskosten bei der Herstellung von Wasserstoff mit fremdbezogenem Strom verdoppeln.

- Die Wasserstoffherstellung aus lokal erzeugtem Strom aus Wind oder Strom erhöht dramatisch die Investitionskosten, da der Elektrolyseur infolge der fluktuierend bereitgestellten Energie erheblich größer dimensioniert werden muss.

Implementierungsperspektive

- Elektrolyseure direkt an Anlagen, die aus der EEG-Umlage Förderung fallen, könnten wirtschaftlich sein. Hier entstehen keine Durchleitungskosten.
- Elektrolyseure an Laufwasserkraftwerke, die kontinuierlich Strom liefern, könnten in besonderem Maße wirtschaftlich sein. Allerdings sollten Laufwasserkraftwerke, die kontinuierlich Energie zur Verfügung stellen können, der Deckung des Grundlastbedarfs vorbehalten bleiben.

Identifizierte Hemmnisse

- Erst im Netzentwicklungsplan Strom 2035 sind 0,8 GW installierte Leistung von Elektrolyseuren in ganz BW vorgesehen.
- Um das ermittelte H₂-Potenzial der Region lokal zu erzeugen, würden 0,15 GW von der für Baden-Württemberg vorgesehenen 0,8 GW geplanten Elektrolyseurleistung auf die Region südlicher Oberrhein anfallen, also 20%.
- Durchleitungskosten und hohe Strompreise für erneuerbare Energien machen es in der Region schwierig, Elektrolyseure wirtschaftlich zu betreiben.

Lösungsvorschläge

- Erarbeitung einer Strategie für die Region, an welchen Orten Elektrolyseure errichtet werden sollten und wie der produzierte Wasserstoff verteilt wird.
- Eine strompreisgeführte Elektrolyse könnte die Volllaststunden erhöhen. Die Realisierung eines solchen Betriebs ist allerdings komplex und teuer.
- Errichtung und Betrieb von Elektrolyseuren, die sich nur über Förderung der Investitionskosten wirtschaftlich rechnen, ist nicht sinnvoll, wenn der Betreiber auf Dauer keine kostendeckenden Erlöse erhält. Daher wäre es vorteilhaft, wenn der Strom, der für Elektrolyse benötigt wird, von Netzentgelten befreit wird.

3.10.5 Fazit der Kernfrage

Wasserstoffimport über Pipeline

Der Wasserstoffimport über Pipeline ist mit Abstand die Lösung mit den geringsten Betriebskosten, ist jedoch nur ab einem relativ hohen Bedarf sinnvoll. Es gibt aktuell keine Planung für eine Pipeline in den Südlichen Oberrhein. Der mögliche Anschluss an das Europäische Backbone-Netz, das ab 2040 geplant werden soll, wäre wichtig und sinnvoll. Eine Umwidmung bestehender Gasnetze im südlichen Oberrhein ist nicht in Planung, eine Zumischung zum Erdgas in bestehende Erdgasnetze ist unwirtschaftlich, wenn der Wasserstoff in Brennstoffzellen genutzt werden soll.

Wasserstoff über LKW (Schiff/Zug in Containern)

Der Wasserstofftransport über LKW oder Schiff/Zug ist wesentlich teurer und bedeutet bei dem identifizierten Bedarf zusätzlichen Transport von über 68 Trailern bzw. Containern pro Tag. Ein brennstoffzellenbetriebener LKW benötigt ca. 1% der Ladung des LKWs für den Transport über 100 km. Der Wasserstofftransport über LKW in die Region ist daher nur sinnvoll, wenn die Übernahmestelle nicht allzu weit entfernt ist. Bei größeren Entfernungen könnte der Energiebedarf über Transport mit Schiff/Zug in Containern gesenkt werden. Speziell auf den Wasserstofftransport ausgerichtete Züge/Schiffe scheinen derzeit nicht sinnvoll, da sonst für den Transport zum Endverbraucher Umfüllstationen mit Kompressoren bereitgestellt werden müssten.

Wasserstoff wird in der Region erzeugt

Die Möglichkeit der Erzeugung des Wasserstoffs in der Region in der Nähe des Endverbrauchers hat zwangsläufig die geringsten Transportkosten, setzt aber die Verfügbarkeit von Strom voraus. Aktuell könnten die Durchleitungskosten (Netzentgelte) für Strom den Wasserstoffpreis größenordnungsmäßig mehr als verdoppeln. Auch der Betrieb von Elektrolyseuren mit fluktuierenden erneuerbaren Energien vor Ort würde den Wasserstoffpreis deutlich erhöhen, da die Elektrolyseure entsprechend größer ausgelegt werden müssten. Eine deutliche Reduktion der Netzentgelte für Strom, der zur Wasserstoffherzeugung genutzt wird, könnte Abhilfe schaffen.

Damit dürfte die wirtschaftlichste Lösung für die Wasserstoffversorgung sein:

im Zeithorizont der Studie kurzfristig über Container/Trailer, sowie mittelfristig über eine Erzeugung in der Region. Erst langfristig, wenn der Bedarf erheblich höher als der hier ermittelte Bedarf ist, könnten Wasserstoffleitungen wirtschaftlich sein.

3.11

Transformation - netzferne Stromversorgung mit Wasserstoff

3.11.1 Problemdefinition

Netzferne Stromversorgung wird dort benötigt, wo Strom gebraucht wird, jedoch kein (funktionierendes) Stromnetz zur Verfügung steht. Dies kann an abgelegenen Orten ohne Anbindung ans Stromnetz notwendig sein. Auch bei Veranstaltungen und Baustellen wird für die Einrichtung einer temporären Stromversorgung häufig auf eine eigenständige Stromversorgung gesetzt. Ein weiteres Beispiel sind Netzersatzanlagen (NEA), welche bei einem Stromausfall die Stromversorgung aufrechterhalten sollen. Es handelt sich somit um ein Themenfeld mit einem großen Spektrum von unterschiedlichen Einsatzfeldern.

Die netzferne Stromversorgung wird aktuell in der Regel durch Dieselaggregate geleistet. Dabei handelt es sich um eine erprobte und etablierte Technologie, welche jedoch mit fossilen Treibstoffen betrieben wird. Um die Klimaziele hin zur Treibhausgasneutralität zu erfüllen, muss auch die netzferne Stromversorgung umgestellt werden. Eine Möglichkeit dafür ist der Einsatz von Brennstoffzellen (BZ) zur Stromversorgung. Dabei können BZ die üblichen Dieselaggregate nicht nur ersetzen, sie haben auch Eigenschaften, die sich positiv und verbessernd auf den Einsatz zur Stromversorgung auswirken. Diese werden in den einzelnen Fallbeispielen näher beschrieben.

Dabei ist das Potenzial des Themenfeldes netzferne Stromversorgung für den Einsatz von Wasserstoff nicht vergleichbar mit den Bedarfen der Industrie und Mobilität. Dennoch sollte das Themenfeld nicht außer Acht gelassen werden, wenn es um den Markthochlauf von Wasserstofftechnologien geht, da auch hier grüner Wasserstoff oder grünes Methanol einen entscheidenden Beitrag zur Dekarbonisierung der betroffenen Bereiche leisten kann.

In der Kernfrage 8 wurde das Thema anhand von zwei Fallbeispielen näher betrachtet. Untersucht wurden die netzferne Stromversorgung einer Veranstaltung: dem Weinfest auf dem Hungerberg und die Notstromversorgung des Rathauses Teningen, welches im Katastrophenfall als Haupteinsatzzentrale zur Lagebewältigung fungieren soll. Wie zuvor beschrieben, gibt es viele Anwendungsfelder für eine netzferne Stromversorgung. Das Fallbeispiel zur Versorgung einer Veranstaltung wurde gewählt, da aktuell viele Outdoor-Veranstaltungen mit Dieselaggregaten versorgt werden. Außerdem sind viele Veranstalter interessiert an neuen Ideen und daran, ihre Veranstaltungen umweltfreundlicher zu gestalten, auch um den Anspruch der Teilnehmer und Besucher nachzukommen. Daher sind hier alternative Technologien gefragt und perspektivisch auch

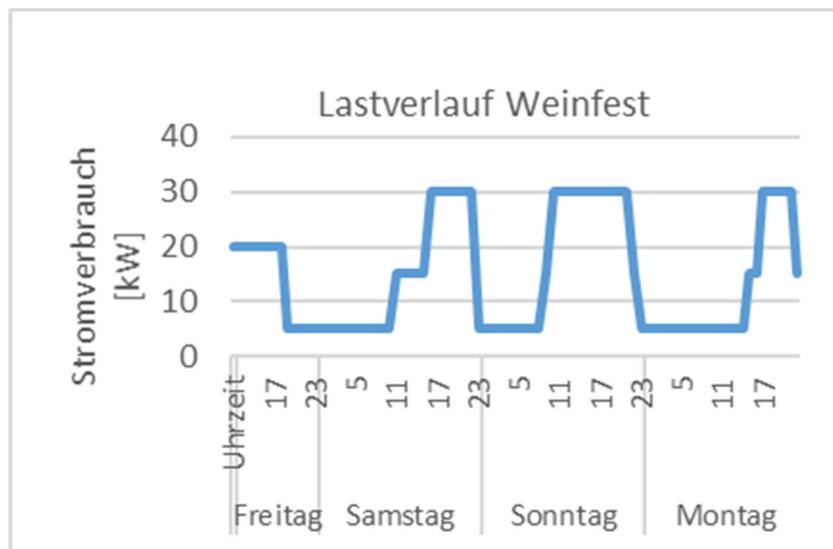
notwendig, um einen klimaneutralen Betrieb sicherstellen zu können. Gleichzeitig können den Besuchern einer Veranstaltung so auch praktisch die Möglichkeiten von Brennstoffzellen und Wasserstoff/Methanol präsentiert und nähergebracht werden.

Im Bereich der Notstromversorgung, wie beim 2. Fallbeispiel der Kernfrage 8 ist die Zuverlässigkeit der Anlage ein zentrales Augenmerk, da der Einsatz erfolgt, wenn das Stromnetz ausfällt. Auch hier wird regulär auf den Einsatz von Dieselaggregaten gesetzt. Diese weisen jedoch einige Nachteile auf, welche die Erfüllung der Hauptaufgabe z.T. behindern können. Daher lohnt es sich, auch in diesem Bereich den Blick für neue und alternative Technologien zu weiten und die Möglichkeiten eines Einsatzes zu erwägen und zu testen.

3.11.2 Fallbeispiel Weinfest

Im Fallbeispiel wurde die Möglichkeit des Einsatzes von Brennstoffzellen (BZ) zur Stromversorgung des Weinfestes auf dem Hungerberg in Köndringen betrachtet. Das Weinfest findet alle zwei Jahre statt, geht über 3 Tage und zieht jedes Mal 1.500 - 2.000 Besucher an. Ausgerichtet wird es u. a. vom Förderverein Wein & Kultur Köndringen, dem Zusammenschluss der Köndringer Vereine „Musikverein Winzerkapelle“, „Gesangverein Köndringen“, sowie der Freiwilligen Feuerwehr und der Winzergenossenschaft.

Aufgrund der Lage ist für das Weinfest eine netzunabhängige Energieversorgung erforderlich, da auf dem Hungerberg keine ausreichend großen Stromleitungen liegen und es sich nicht lohnt, für die wenigen Einsatztage solche dauerhaft einzurichten. Bislang wird die Stromversorgung durch ein Dieselaggregat des THW-Ortsverbandes Emmendingen sichergestellt. Dabei muss die Stromversorgung der Bühne, der Beleuchtung, des Caterings, der Kühlschränke etc. sichergestellt werden.



Der Strombedarf der Verbraucher unterliegt starken Schwankungen während des Tages (siehe Abbildung), da z. B. die Beleuchtung der Bühne und Zelte erst in den Abendstunden benötigt wird. Einen besonders großen Anteil am Strombedarf haben die in der Essensversorgung notwendigen Fritteusen. Diese können jeweils einen sehr hohen Strombedarf von bis zu 18 kW haben. Es kommen 4 Stück zum Einsatz. Daher kann es zu Lastspitzen von über 60 kW kommen. In der Nacht liegt der Stromverbrauch (Grundlast) jedoch deutlich darunter bei etwa 5-10 kW.

Technologie und Brennstoff

Der Einsatz von Dieselgeneratoren ist die aktuell übliche Praxis bei der netzfernen Stromversorgung. Die Technik ist vergleichsweise günstig, hat jedoch einen geringen elektrischen Wirkungsgrad ($\eta=30-35\%$), ist laut und mit dem Ausstoß von CO₂-Emissionen verbunden.

Als alternative Technik kann eine Brennstoffzelle (BZ) genutzt werden, die als Treibstoff Wasserstoff oder Methanol nutzt. Diese Kraftstoffe können auf Basis von Erdgas, verbunden mit dem Freisetzen von CO₂-Emissionen als „graue“ Kraftstoffe oder mittels der Elektrolyse von Wasser durch erneuerbare Energien produziert werden. Beim Einsatz von erneuerbaren Energien entstehen keine CO₂-Emissionen und das Produkt ist „grüner Wasserstoff“. In einem weiteren Schritt kann durch die Kombination mit CO₂ „grünes Methanol“ hergestellt werden.

Brennstoffzellen sind sehr schnell betriebsbereit, sie besitzen einen sehr guten elektrischen Wirkungsgrad (H₂ bis zu 60%, Methanol ca. 42%), sind sehr wartungsarm (keine beweglichen Teile) und im Betrieb sehr leise. Allerdings gibt es noch nicht viele fertige Lösungen, welche auch teurer als die Dieselsechnik sind.

Strombedarf und Brennstofflagerung

Für die Versorgung des Weinfestes über 4 Tage (84 h, inkl. Auf- und Abbau) werden ca. 1.800 kWh Strom benötigt. Dies lässt sich mit einer BZ mit 30-35 kW Leistung gut darstellen. Zusätzlich notwendig ist eine Batterie zur Versorgung der Lastspitzen. Diese wird in Momenten mit geringerer Nachfrage wieder aufgeladen. Für die Versorgung mittels Wasserstoff sind dafür 90 kg H₂ erforderlich. Dieser wird in Druckgasflaschen gespeichert. 12 dieser Flaschen können auf einer Palette zu einem „Flaschenbündel“ zusammengefasst werden. Bei einem Flaschendruck von 300 bar wären zu Versorgung des Weinfestes 7 Bündel notwendig. Die Bündel müssen gegebenenfalls ausgetauscht werden, wenn diese leer sind. Dies sollte ausschließlich durch qualifizierte oder unterwiesene Personen erfolgen und kann während des Betriebes durchgeführt werden.

Wird als Brennstoff hingegen Methanol gewählt, so wird ein Methanol-Wasser-Gemisch (60:40) verwendet. Davon wären für die 4 Tage ca. 1.615 -1.800 l notwendig. Diese können drucklos in Kunststofftanks gelagert und transportiert werden. Da Methanol die Wassergefährdungsklasse 2 besitzt, muss beim Einsatz eine Auffangwanne verwendet werden.

Kosten

Die Kosten für die Brennstoffe unterscheiden sich stark. Diesel kostet ca. 1,4 €/l, Wasserstoff 9,5 - 30 €/kg, Methanol 0,5-0,9 €/l. Für die Versorgung des Weinfestes ist danach für den Brennstoff mit folgenden Kosten zu rechnen:

Tabelle 2: Kostenvergleich zwischen Diesel, H2 und MeOH

Diesel	~1,4 €/l	900 l	~1.260 €
Wasserstoff	9,5-30 €/kg	90 kg	855 - 2.700 €
Methanol	0,5-0,9 €/l	1.800 l	895 - 1.611 €

Hinzu kommen die Kosten für die Logistik des Brennstoffs und des Stromaggregats. Diese Kosten sind bei der aktuellen Lösung mit dem Dieselaggregat gering, da dieses dem THW Emmendingen gehört und durch dieses zur Verfügung gestellt wird.

Die Anlieferung und das Abholen des Wasserstoffs in den Flaschenbündeln kostet aktuell etwa 670 € und kann über den Zufahrtsweg auf den Hungerberg erfolgen. Die Versorgung mit Methanol ist mit anderen Lieferanten umsetzbar.

Hinzu kommen die Kosten für die Miete oder den Kauf des BZ-Aggregates. Da das Weinfest jedoch nur alle zwei Jahre stattfindet, ist die Miete der benötigten Technik (BZ und Brennstoffflaschen/-tanks) zu empfehlen. Bislang gibt es jedoch noch keine Vermieter von BZ für den temporären Einsatz z. B. auf Veranstaltungen.

Teilversorgung mittels BZ

Als Alternative zur vollständigen Versorgung des Weinfestes durch BZ wäre es möglich, nur die über lange Zeiten ausreichende Grundlast (nachts und z. T. am Vormittag) mittels BZ zu produzieren und in den Hauptzeiten weitere Stromerzeuger zusätzlich zu nutzen. Dies könnten auch Brennstoffzellen oder ein Dieselaggregat sein. Damit ließe sich schon eine erhebliche Menge an Emissionen einsparen, ohne vollständig auf eine neue Technologie umzustellen. Dies kann zusätzliche Sicherheit bei einer ersten Erprobung geben. Der Aufwand zum Einsatz sowohl von BZ als auch eines Dieselaggregates ist jedoch höher als die Verwendung nur einer Technologie.

Werden für die 84h dauerhaft 5 oder 10 kW mittels BZ bereitgestellt, sind dafür 21 bzw. 42kg Wasserstoff notwendig. Dieser wäre in 2 Bündeln (bzw. 20 Flaschen) (5 kW) oder 3 Bündeln + 3 Flaschen (10 kW) bei 300bar lagerbar.

Im unteren Leistungsbereich werden BZ häufig durch das Zusammenbringen von einem oder mehreren 5 kW Modulen zusammengesetzt. Damit ist die Versorgung verschiedener Leistungen wie im Fallbeispiel möglich.

Emissionen

Die mit dem Brennstoff verbundenen Emissionen sind in der Tabelle bereinigt vom Wirkungsgrad der jeweiligen Technologie dargestellt. Danach lassen sich auch schon mit den grauen Brennstoffen (Wasserstoff oder Methanol) Emissionsminderungen von bis zu 45% gegenüber der bisherigen Verwendung von Diesel realisieren. Bei der Verwendung von grünem Wasserstoff oder grünem Methanol treten weder am Einsatzort der BZ noch bei der Produktion des jeweiligen Brennstoffs Emissionen auf.

Tabelle 3: Vergleich der Emissionen zwischen Diesel, grauem H2, grünem H2, grauem MeOH, grünem MeOH

Brennstoff	Diesel	Grauer H2	Grünes H2	Graues MeOH	Grünes MeOH
Emissionen [g CO ₂ /kWh]	900	500	0	591	0

Bei Einsatz der jeweiligen Technologie auf dem Weinfest werden je nach Anwendungsfall folgende Emissionen ausgestoßen:

Tabelle 4: Vergleich der auftretenden Emissionen während des Weinfestes von Diesel, grauem H2 grünem H2 und MeOH und grauem MeOH

	Diesel	grauer Wasserstoff	grüner Wasserstoff grünes Methanol	graues Methanol
Vollversorgung	2.385	896 kg CO ₂	0 kg CO ₂	-

Projektergebnisse

Grundlast 5 kW	kg CO ₂	211 kg CO ₂	248 kg CO ₂
Grundlast 10 kW		421 kg CO ₂	497 kg CO ₂

Für die einfache Versorgung von Veranstaltungen mit BZ sind Komplettlösungen mit BZ, Steuerungselektronik und wenn möglich integrierten Speichern erforderlich. Dies ermöglicht einen einfachen und benutzerfreundlichen Einsatz der neuen BZ-Technik, welche mit den konventionellen Aggregaten vergleichbar ist. Durch ein Angebot von verschiedenen Leistungsgrößen lässt sich dann das Spektrum von unterschiedlichen Veranstaltungsgrößen abdecken. Für lange Veranstaltungen, bei denen ein integrierter Tank zu Brennstoffversorgung nicht mehr ausreicht, muss ein zusätzlicher/externer Anschluss von Flaschen bzw. Bündeln / Tanks möglich sein.

Eine Möglichkeit ist das Unterbringen der Technik in Containern oder die Installation in einem „Wasserstoff-Event-Lkw“. Dieser ist mobil und kann selbstständig mit der benötigten Technik und dem Brennstoff zum Einsatzort gefahren werden. Konzepte für solche Lösungen liegen vor. Eine Umsetzung kann den Markthochlauf der Technik voranbringen.

Die erforderliche Technik für die Versorgung von Veranstaltungen mit BZ durch Wasserstoff oder Methanol ist vorhanden. Es müssen noch einfacher anwendbare Lösungen auf den Markt kommen, jedoch ist dafür auch der allgemeine Hochlauf von Wasserstofftechnologien erforderlich, um die Verfügbarkeit von Systemen und von grünem Wasserstoff zu erhöhen sowie die Kosten der Technik und der Brennstoffe durch eine verstärkte Nachfrage zu senken.

Weitere Hemmnisse und Lösungsvorschläge zur Überwindung dieser sind nach dem 2. Fallbeispiel ausgeführt.

3.11.3 Fallbeispiel Rathaus

Im Fallbeispiel wurde die Möglichkeit des Einsatzes von Brennstoffzellen (BZ) zur Notstromversorgung des Rathauses Teningen betrachtet. Dieses soll im Katastrophenfall als Haupteinsatzzentrale fungieren und verschiedene Aufgaben zur Krisenbewältigung beherbergen (zum Beispiel die Koordination der Lagebewältigung und der Krisenstab). Dabei wurde aufgrund der zunehmenden Verbraucher eine Leistung der BZ von 25 kW angenommen und die Berechnungen darauf ausgelegt. Vom Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe wird empfohlen, eine Notstromversorgung auf eine Einsatzzeit von mindestens 72 h auszulegen.

Betrachtet wurde der Einsatz einer BZ mit Wasserstoff oder Methanol als Brennstoff. Der Brennstoff ist jedoch anlagenspezifisch festgelegt und kann nicht nach Bedarf geändert werden. Als Referenz wurde ein mögliches Dieselaggregat angenommen, was bei konventionellen Notstromanlagen zu Anwendung kommt.

Wenn eine unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) notwendig ist, wird diese durch Batterien geleistet. Dies kann insbesondere für sensible Infrastruktur sinnvoll sein. Das gesamte Rathaus mittels USV abzusichern, erscheint nicht notwendig, ggf. können einzelne Verbraucher (z. B. Server) mittels einer kleinen USV abgesichert werden. Die Installation einer Netzersatzanlage (NEA) zur Versorgung aller benötigten Verbraucher ist geeigneter. Im Fall eines Stromausfalls würden die BZ-Module nach wenigen Sekunden anspringen und die Stromversorgung übernehmen. Eine mögliche USV müsste somit nur eine kurze Zeitspanne überbrücken.

Bei der Stromversorgung über 72 h mit 25 kW Leistung werden etwa 1.800 kWh Strom benötigt. Diese müssen durch das verwendete Aggregat produziert werden. Der dafür benötigte Treibstoff muss vor Ort gelagert werden und zur Verfügung stehen.

Technologien

Aktuell werden für die Notstromversorgung insbesondere Dieselgeneratoren eingesetzt. Es handelt sich dabei um eine lang erprobte Technologie, die vergleichsweise günstig ist. Allerdings weist die Technik einen geringen Wirkungsgrad (~30-35%) auf, ist im Betrieb sehr laut, wartungsintensiv und der Betrieb mit dem Ausstoß von CO₂-Emissionen verbunden. Ein Aggregat benötigt Zeit, um aufzuheizen und die volle Leistung zu liefern. Weiterhin kann im Treibstoff bei langen Stillstandszeiten die „Dieselpest“ auftreten.¹

Die Notstromversorgung mit Batterien ist durch die Kaltstartfähigkeit sofort einsatzfähig und gilt als wartungsfrei. Allerdings ist die Anschaffung mit hohen Kosten verbunden; im Betrieb weisen Batterien einen hohen Eigenstromverbrauch auf und müssen alle 5-10 Jahre gewechselt werden.

Brennstoffzellen weisen eine Mischung der Eigenschaften der vorangegangenen Technologien auf. Sie können aus dem Kalten sehr schnell starten², haben einen hohen elektrischen Wirkungsgrad (H₂ ~60%, Methanol bis zu 42 %). Gleichzeitig benötigen sie einen geringen Wartungsaufwand, da sie keine beweglichen Teile besitzen und sind im Betrieb sehr leise. Allerdings ist die Anschaffung (noch) mit hohen Investitionen verbunden. Bei der Verwendung von „grünem“ Brennstoff werden auch bilanziell keine CO₂-Emissionen ausgestoßen.

Brennstoff

Die konventionelle Notstromversorgung arbeitet mit Diesel, die dargestellten Brennstoffzellen mit Wasserstoff oder Methanol als Brennstoff. Diese beiden Brennstoffe gibt es jeweils in einer CO₂-behafteten, „grauen“ Variante (aus Erdgas hergestellt) und einer emissionslosen Variante (grüner Wasserstoff und grünes Methanol). Methanol wird dabei als ein 60:40 Gemisch aus Methanol und Wasser verwendet.

Die mit dem Brennstoff verbundenen Emissionen sind in der Tabelle bereinigt vom Wirkungsgrad der jeweiligen Technologie dargestellt. Danach lassen sich auch schon mit den grauen Brennstoffen Emissionsminderungen von bis zu 45% realisieren.

Brennstoff	Diesel	Grauer H2	Grünes H2	Graues MeOH	Grünes MeOH
Emissionen [g CO ₂ /kWh]	900	500	0	591	0

Wie viel Emissionen absolut eingespart werden, hängt von der Einsatzzeit der Notstromversorgung ab. Wie häufig dies sein wird, ist im Vorfeld nicht absehbar.

¹ Bildung von Mikroorganismen aufgrund des enthaltenen Wassers, der Kraftstoff muss dann ausgetauscht werden.

² Es sind Batterien für die Überbrückung der Anlaufphase integriert, H₂-BZ laufen sehr schnell an, Methanol-BZ benötigen ca. 35 min Aufheizzeit für den Reformier

Speicher ¹

Zur Speicherung von Wasserstoff werden Druckgasflaschen verwendet. Diese können bei einem Druck von 300bar 1,1 kg Wasserstoff fassen. 12 dieser Flaschen zusammen bilden ein „Bündel“.



Abbildung 21 Verschiedene Speicherlösungen für Wasserstoff (Druckgasflaschen) und Methanol (Kunststofftank)

Methanol ist bei normalen Bedingungen flüssig und kann daher einfacher gelagert werden. Dafür werden drucklose Kunststofftanks verwendet.

Für die Produktion der erforderlichen 1.800 kWh ist ein H₂ Bedarf von ca. 90kg anzunehmen. Wird ein Puffer für Testversuche mit eingerechnet wären ca. 100 kg Wasserstoff zu lagern. Dies kann in 8 Wasserstoffbündeln bei 300 bar geschehen.

Beim Einsatz einer Methanol-BZ wären etwa 2.000 l des Methanol-Wasser-Gemisches zu lagern. Dies entspricht zwei der abgebildeten Tanks.

Da der Brennstoffbedarf in beiden Fallbeispielen nahezu identisch ist, war bei der Auswahl der Fallbeispiele nicht absehbar und beabsichtigt.

Im Folgenden sind die Hemmnisse und Lösungsvorschläge dargestellt, die im Rahmen der Kernfrage 8 von den Teilnehmern identifiziert und diskutiert wurden. Dabei sind die Punkte aus der Arbeit an beiden Fallbeispielen gemeinsam dargestellt und nach den Themenbereichen Kenntnisse, Beschaffung, Rahmen und Betrieb/Versorgung Brennstoff gegliedert.

Hemmnisse

1. Kenntnisse

¹ Abbildungsquellen: H₂ Flasche: https://gase-kaufen.de/687-large_default/wasserstoff-30-50-liter-flasche-made-in-eu.jpg;

Bündel: https://static.prd.echannel.linde.com/wcsstore/DE_REC_Industrial_Gas_CatalogueAS/images/product/de_DE/large/buendel_wasserstoff_300bar_rot.jpg;

Methanoltank: <https://www.serenergy.com/fuel-mix/>

- a. Geringe oder keine Kenntnisse zu den Möglichkeiten des Einsatzes von H₂- und BZ-Technologie für Notstrom + NEA (bei Behörden, Veranstaltern und Bevölkerung)
 - b. Kein/wenig Wissen über Vorteile der BZ-Systeme gegenüber konventionellen Lösungen, insbesondere über deren Klimabilanz
 - c. Bedenken zu Verlässlichkeit & Sicherheit
 - d. Skepsis gegenüber neuen Lösungen
2. Beschaffung
- a. Höhere Anschaffungskosten im Vergleich zu konventionellen Diesel-Aggregaten
 - b. Wenige Anbieter der Technik, wenige Komplettlösungen
3. Rahmen
- a. Keine Anreize/Fördermittel für die Anschaffung und Nutzung von H₂/Methanol Brennstoffzellen zur Notstromversorgung/ für NEA
 - b. Keine Vorschriften für Antrieb von NEA und Notstromaggregaten
 - c. Keine Vorschriften über zulässige CO₂-Emissionen von Notstrom oder Veranstaltungen
4. Betrieb/Versorgung Brennstoff
- a. Verfügbarkeit von (grünem) Wasserstoff
 - b. Aufwändige H₂-Bündel-/Flaschenlogistik
 - c. Hohe Kosten für H₂-Logistik

Lösungsvorschläge

1. Kenntnisse
- a. Erprobung und Demonstration des Einsatzes von (H₂)-Brennstoffzellen für:
 - o Feste Notstromversorgung von öffentlichen Einrichtungen
 - o Mobile Notstromversorgung bei THW und Feuerwehr
 - o Netzferne Stromversorgung von Veranstaltungen
 - o Netzferne Stromversorgung von Baustellen etc.
 - b. Öffentlichkeitsarbeit im Rahmen von Demo-Projekten
2. Beschaffung

- a. Beschleunigung der Markteinführung von BZ für netzferne Stromversorgung durch Investitionsanreize und Förderungen (analog zur KfW-Förderung für BZ-Heizungen)

(höhere Nachfrage → Ausbau + Automatisierung der Fertigung → niedrigere Stückkosten → niedrigere Systemkosten + mehr Angebote für Komplettsysteme)

3. Rahmen

- a. Aufnahme des Einsatzes von grünem H₂/Methanol und Brennstoffzellen für verschiedene Anwendungen als klimafreundliche Variante in (kommunale + regionale) Klimapläne
- b. Emissionsanforderungen (THG Emissionen und Lärm) für:
 - o Event-Stromversorgung
 - o netzunabhängige Stromversorgung
 - o (öffentliche) Notstromversorgung
- b. Kontinuierlicher Anhebung des CO₂-Preises für fossile Brennstoffe
- c. Verlässliche Anforderungen an grünen Wasserstoff + Regelung zur Zertifizierung

2. Betrieb/Versorgung Brennstoff

- a. Ausbau von Anreizen für allgemeinen Wasserstoff- und BZ-Hochlauf (vom Ausbau der Infrastruktur profitieren alle Anwendungen)
- b. Ausbau der H₂-Infrastruktur (Transport, Speicher etc.)

3.11.4 Fazit der Kernfrage

Das Einsatzfeld der netzfernen Stromversorgung weist ein Potenzial für den Einsatz der Brennstoffzellentechnologie und für Wasserstoff auf. Wie in den Fallbeispielen dargestellt, lässt sich die konventionelle Technologie der Dieselaggregate durch den Einsatz von BZ ersetzen. Dies ist auch schon heute möglich und wird in einigen Projekten realisiert, die notwendigen Technologien sind verfügbar. Allerdings können die Anwendungsfreundlichkeit und auch die Anwendungshäufigkeit durch ein verfügbares Angebot von Komplettsystemen deutlich verbessert werden. Nur so lässt sich eine echte Alternative zu den bisherigen Dieselaggregaten anbieten, die meist sehr einfach in der Handhabung sind.

Der Einsatz von BZ für die netzferne Stromversorgung ist mit Vorteilen gegenüber der herkömmlichen Technik verbunden (schneller Start, geringer Wartungsaufwand, leiser Betrieb, wenige oder keine CO₂-Emissionen). Die Anschaffung eines solchen Aggregats ist jedoch aktuell mit deutlich höheren Kosten verbunden. Dies stellt das größte Hindernis für die aktuelle Markteinführung der Technologie dar. Weiterhin ist die Beschaffung des Brennstoffs mit hohen Kosten für den Transport und das Abfüllen der Druckgasflaschen verbunden. Auch ist die Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff noch nicht gegeben. Jedoch ist der Einsatz von grünem Wasserstoff den Anwendern ein zentrales Anliegen, da sich nur so die möglichen Emissionsminderungen komplett ausschöpfen lassen.

Dort, wo die Aggregate häufig genutzt werden (z.B. bei Veranstaltungen), kann sich der Einsatz auch ökonomisch lohnen. So können die hohen Anschaffungskosten bei einer hohen Auslastung der Anlagen verteilt werden, z.B. durch einen Verleih und Betrieb der BZ auf vielen Veranstaltungen. Auch die Notstromversorgung lässt sich mit Brennstoffzellen und Wasserstoff leisten. Dabei ist insbesondere die Zuverlässigkeit der Anlagen durch die Wartungsarmut entscheidend. Der schnelle Anlauf der BZ-Anlagen stellt dabei eine sehr schnelle Stromverfügbarkeit sicher. Jedoch sind auch hier die aktuell hohen Anschaffungskosten ein zentrales Hindernis.

Weiterhin muss die Bekanntheit der Technologie bei den beteiligten Behörden, Veranstaltern, weiteren Anwendern und der Bevölkerung erhöht werden. Dafür geeignet sind z. B. die Demonstration und der Aufbau von Beispielanwendungen. Dadurch kann die Funktionsweise der Technologie gezeigt werden und für den Aufbau weiterer Anlagen als Vorbild dienen. Die im Projekt vorgesehene Demonstration einer BZ zur Versorgung einer Veranstaltung konnte durch den Ausfall des Weinfestes 2021 aufgrund der Corona-Pandemie leider nicht stattfinden. Dies könnte in einem anderen Projekt nachgeholt werden.

Der Einsatz von BZ für die netzferne Stromversorgung wird mit einer Beseitigung der dargestellten Hemmnisse zunehmen. Denn nur durch solche Technologien und andere Brennstoffe wie Wasserstoff lassen sich die Klimaziele erreichen und die Anwendungen dekarbonisieren.

4 Synthese / Ergebnisdokumente

Die Synthese konnte im Rahmen des Projektes nicht mehr abgeschlossen werden. (vgl. dazu Kapitel 2.4).

Eine projektnachgelagerte Synthese durch die Kernpartner wurde versucht. Es zeigte sich jedoch, dass für ein so stark transdisziplinäres Projekt intensive Abstimmungen der Ergebnisse und Zuarbeit durch die weiteren Partner notwendig sind und diese nicht ohne Projektrahmen realisierbar sind.

Damit spiegeln die Ergebnisse der Kernfragen und Fallbeispiele sowie die abgeleiteten Handlungsempfehlungen das Fazit und die Haltung der in der Kernfrage beteiligten Akteure und nicht die des Gesamtkonsortiums wieder.

5 Zusammenfassung

Elektrolyse und Wasserstoff aus erneuerbaren Energien werden in vielen Studien als wichtiger Baustein des Energiesystems anerkannt. Die Einsatzmöglichkeiten für Wasserstoff sind vielfältig und zahlreich. Und bei vielen Akteuren existiert schon seit langer Zeit eine Faszination und Begeisterung für Wasserstoff als Energieträger der Zukunft. Trotzdem und trotz des großen Bedarfs an Emissionsenkung ist grüner Wasserstoff in Deutschland bis auf Nischen zum Zeitpunkt dieses Berichts nicht im Energiesystem präsent. Die Gründe dafür sind vermutlich so mannigfaltig wie die Einsatzzwecke – so existieren in manchen Anwendungen noch keine geeigneten Produkte, während in anderen Sektoren Forschungs- und Materialfragen dominieren oder aber in wieder anderen Sektoren die Regulierung problematisch ist. Allen Fällen gemeinsam ist der Kostendruck, da wasserstoffbasierte Technologie immer mit etablierten, konventionellen Technologien in großen Skalen und Stückzahlen in Konkurrenz steht. Kosten wiederum entstehen durch viele Faktoren und können durch andere Faktoren, Vorgaben, Synergien oder Anreize kompensiert werden.

In diesem Kontext wurde das Projekt „Wasserstoff am Südlichen Oberrhein H2SO“ angesetzt, um dabei zu unterstützen, grünen Wasserstoff in das Energiesystem und die Sektoren einzuführen. Es verfolgte dazu die folgenden Ziele:

- Hauptziel des Projekts ist es, aktuelle Hemmnisse bei der Implementierung der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie zu benennen und Lösungsvorschläge zu erarbeiten, die zu einer künftigen Verbreitung und Einführung von Wasserstoff in das Energiesystem führen.
- Neben- und Zwischenziele sind die Zusammenstellung eines Akteursnetzwerkes, die Erhebung des Potenzials für Wasserstoff am Südlichen Oberrhein, die Identifizierung, Analyse und teilweise Ausarbeitung von Fallbeispielen.
- Fernziel ist darüber hinaus die Vorbereitung einer Wasserstoff-Modellregion am Südlichen Oberrhein, die auch nach Ende des Projektes eine förderliche Wirkung für die Region, die im Projekt gebündelten Akteure und das Energiesystem entfalten soll.

Die Analyse der Hemmnisse und Synergien soll dabei für die komplette Wasserstoffversorgungskette und für ein möglichst breites Spektrum an zu versorgenden Sektoren geführt werden, um ein möglichst umfassendes Bild zu erreichen. Adressiert wurde daher der Einsatz in Industrie und Mobilität, bei der netzfernen Stromversorgung, im Gasnetz und im kommunalen Umfeld sowie auch das Thema Transport/Handel Gasnetz und Trailer. Darüber hinaus wird auch die Erzeugung/Versorgung der Region betrachtet - kurzfristig und langfristig.

Die Bearbeitung dieses Projektes wurde durch ein transdisziplinäres Konsortium unter Leitung des Fraunhofer ISE durchgeführt. Das Projektformat war ein transdisziplinäres Reallabor mit insgesamt 25 Projektpartnern aus Industrie, Forschung, Kommunalen Verwaltungen und Verbänden, welches in der Projektregion „Südlicher Oberrhein“ angesiedelt war.

Zur Erreichung der Projektziele folgte das Reallabor drei organisatorischen Phasen:

- 1) „Konstruktion des gemeinsamen Problemverständnisses“: Potenzialerhebung für Wasserstoff in der Projektregion, Aufbau eines Akteursnetzwerkes und daraus abgeleitet die Identifikation von Fallbeispielen

- 2) „fachbezogene / fachübergreifende Wissensproduktion“: Ausarbeitung der Fallbeispiele, Identifikation von Hemmnissen, Lösungen und Synergien
- 3) „Problembezogene Integration“ – also die Synthese der Ergebnisse, die Integration der Akteursnetzwerke zur Kommentierung der Ergebnisse, sowie die Überführung der Ergebnisse in gemeinsame Ergebnisdokumente.

Hinsichtlich der thematischen Breite wurde in diesem Projekt eine möglichst umfassende Abdeckung des Themenbereichs Wasserstoff gewählt, d.h. es wurde das Ziel verfolgt, möglichst jeden Anwendungssektor (Stromerzeugung, Gasnetz (Wärmeversorgung), Mobilität, Industrie), jeden Teil der Transportkette (Erzeugung, Transport, Nutzung), als auch zwei Zeithorizonte (kurzfristig, zukünftig) zu betrachten.

Für diesen Zweck wurden die Fallbeispiele so gewählt, dass sie idealerweise das Bedürfnis oder die Fragestellung eines Partners in diesem Themenbereich formulieren und gleichzeitig als Basis für eine spätere (möglichst konkrete) Umsetzung dienen können. Durch diese Perspektive auf eine spätere Umsetzung sollte gewährleistet werden, dass diese Fragestellungen in ausreichender Tiefe adressiert werden.

Die 8 Kernfragen lauteten:

- KF1: Wie kann das Gasverteilnetz graduell auf grünen Wasserstoff umgestellt werden?
- KF2: Wie kann grüner Wasserstoff in Nutzfahrzeugen eingesetzt werden?
- KF3: Wie können eine regionale grüne Wasserstofflogistik und ein grüner Wasserstoffhandel am Südlichen Oberrhein aussehen?
- KF4: Welche Rolle kann Wasserstoff in der Kommune spielen?
- KF5: Wie kann eine vollintegrierte Wasserstoffnutzung und/oder -Erzeugung in der Industrie vorteilhaft gestaltet bzw. in die Wasserstoffregion eingebunden werden?
- KF6: Was ist notwendig, damit Wasserstoff und Brennstoffzellen für Dienstwagen / im Carsharing / bei der Taxibeförderung / im ÖPNV eine Rolle spielen?
- KF7: Wie kann eine Wasserstoff-Versorgung der Region hinsichtlich des Imports und der regionalen Erzeugung aussehen?
- KF8: Wie kann ein Geschäftsmodell für netzferne Stromversorgung mit grünem Wasserstoff für Veranstaltungen aussehen?

Das Projekt entfaltete während und nach der Projektlaufzeit eine große Wirkung in der Region und den beteiligten Akteuren und sorgte dafür, dass diverse Akteure auch über die Projektlaufzeit und den originalen Akteurskreis hinaus eine Transformation hin zu Wasserstoff im Energiesystem anstrebten. Dies äußert sich bis Juli 2022 u.a. in der Anpassung von Unternehmensstrategien, der Entwicklung neuer wasserstoffbezogener Produkte, dem Initiieren und Pflegen trinationaler Bemühungen für Wasserstoff am Südlichen Oberrhein (zwei trinationale Wasserstoffkongresse durchgeführt, der dritte terminiert), der Aktivierung von kommunalen Verwaltungen und kleinen, mittleren und großen Unternehmen entlang des Oberrheins, dem Start mehrerer konkreter Anlagenplanungen für Wasserstoffherstellungsanlagen, mehreren Förderanträgen für Wasserstoff-Modellregionen und der Gründung der trinationalen Initiative 3H2 bei deren Gründung mehr als 400 Teilnehmer anwesend waren.

Hinsichtlich des Hauptziels des Projektes konnten die o.g. Kernfragen adressiert, bearbeitet und auch im Rahmen der dritten Phase – der problembezogenen Integration – bereits von den Akteursnetzwerken kommentiert werden.

Leider war ein Abschluss der Arbeiten – konkret eine Synthese und Überführung der Ergebnisse in Ergebnisdokumente – aufgrund Verzögerungen im Projekt durch die

Covid-19-Pandemie nicht mehr innerhalb der maximalen Projektlaufzeit von 24+1 Monaten möglich.

Zusammenfassung

Eine projektnachgelagerte Synthese durch die Kernpartner wurde versucht. Es zeigte sich jedoch, dass für ein so stark transdisziplinäres Projekt intensive Abstimmungen der Ergebnisse und Zuarbeit durch die weiteren Partner notwendig sind und diese nicht ohne Projektrahmen realisierbar sind. Damit spiegeln die Ergebnisse der Kernfragen und Fallbeispiele sowie die abgeleiteten Handlungsempfehlungen das Fazit und die Haltung der in der Kernfrage beteiligten Akteure und nicht die des Gesamtkonsortiums wieder.