

Hy-NATuRe

Zukunft gestalten mit Wasserstoff

**Abschlussbericht des HyExperts-Projekts
der Landkreise Reutlingen und Tübingen**

Hy-NATuRe

Zukunft gestalten mit Wasserstoff

Abschlussbericht des HyExperts-Projekts
der Landkreise Reutlingen und Tübingen

August 2023

Im Auftrag von:



Landratsamt Reutlingen

Bismarckstraße 47, 72764 Reutlingen

Kontakt: nachhaltige-entwicklung@kreis-reutlingen.de



Landratsamt Tübingen

Wilhelm-Keil-Straße 50, 72072 Tübingen

Kontakt: eu@kreis-tuebingen.de

Erstellt durch:



EMCEL GmbH



BBH Consulting AG



Reiner Lemoine Institut



umlaut energy GmbH



DIE KAVALLERIE GmbH

Die Entwicklung der Region „Hy-NATuRe“ als Wasserstoffregion wird im Rahmen des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP 2) mit insgesamt 400.000 Euro durch das Bundesministerium für Digitales und Verkehr gefördert. Die Förderrichtlinie wird von der NOW GmbH koordiniert und durch den Projektträger Jülich (PtJ) umgesetzt.

Ein Projekt der:



Gefördert durch:



Koordiniert durch:



Projektträger:



Inhaltsverzeichnis

1	Ausgangslage	5
2	Wasserstoff in der Hy-NATuRe-Region	7
2.1	Die Region	7
2.2	Bisherige Aktivitäten	8
2.3	Hy-NATuRe	9
3	Basiswissen Wasserstofftechnologie	10
3.1	Wasserstofferzeugung	10
3.2	Verteilung und Speicherung	15
3.3	Wasserstoffnutzung	20
4	Regulatorische Rahmenbedingungen	26
4.1	Regulatorische Treiber	26
4.2	Regulatorische Anforderungen	29
4.3	Genehmigungsverfahren für Wasserstoffinfrastruktur	32
5	Theoretische Potenziale der Region	35
5.1	H ₂ -Bedarfe	35
5.2	H ₂ -Erzeugung	38
5.3	CO ₂ -Einsparpotenziale	40
6	Umsetzungskonzept für die Region	41
6.1	H ₂ -Bedarfe	42
6.2	H ₂ -Erzeugung	46
6.3	Bilanzierung der regionalen Bedarfe und Erzeugungsmengen	51
6.4	H ₂ -Verteilung	56
7	Wirtschaftlichkeit	59
7.1	Grundlagen der Wirtschaftlichkeit	59
7.2	Fördermöglichkeiten	64
7.3	Wasserstoff-Geschäftsmodelle	68
8	Eine Roadmap für die Hy-NATuRe-Region	73
8.1	Umsetzung der Roadmap	77
8.2	Handlungsempfehlungen für Akteure	78
8.3	Ausblick	80
9	Anhang	81

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
AEL	Alkalische Elektrolyse
AFIR	Alternative Fuel Infrastructure Regulation
AGVO	Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung
ASF	Abfallsammelfahrzeuge
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BetrSichV	Betriebssicherheitsverordnung
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung
BMDV	Bundesministerium für Digitales und Verkehr
BW	Baden-Württemberg
BZ	Brennstoffzelle
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CVD	Clean Vehicles Directive
DVWG	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EHS	Emissionshandelssystem
GIP	Green Innovation Park
GW / GWh	Gigawatt / Gigawattstunden
H ₂	Wasserstoff
H2BW	Plattform Wasserstoff in Baden-Württemberg
IIGP	Interkommunaler Industrie- und Gewerbepark
KMU	Kleinere und mittlere Unternehmen
KUEBLL	Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen
kW / kWh	Kilowatt / Kilowattstunden
Lkw	Lastkraftwagen
LNF	Leichte Nutzfahrzeuge
MW / MWh	Megawatt / Megawattstunden
NIP	Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
O ₂	Sauerstoff
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
PEMEL	Polymer Electrolyte Membrane Elektrolyse
Pkw	Personenkraftwagen
PPA	Power-Purchase-Agreement
PV	Photovoltaik
SNF	Schwere Nutzfahrzeuge
SOEC	Solide Oxide Electrolyser Cell
SPNV	Schienenpersonennahverkehr
SW	Stadtwerke
TCO	Total-Cost-of-Ownership (Vollkosten)
THG	Treibhausgase
TWh	Terrawattstunden
UVPG	Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung
WKA	Windkraftanlage

1 Ausgangslage

Warum beschäftigen wir uns mit dem Thema Wasserstoff?

Wasserstoff spielt weltweit eine zunehmend wichtige Rolle, um den Übergang zu einer nachhaltigen und klimaneutralen Energieversorgung zu ermöglichen. Aus diesem Grund hat die Europäische Union ihre Anstrengungen zur Förderung einer nachhaltigen Wasserstoffwirtschaft verstärkt. Im Zuge des European Green Deal¹ und der Erweiterung der Ziele von REpowerEU² wurde die Rolle von grünem Wasserstoff als wesentlicher Bestandteil der Energiewende hervorgehoben. Dabei wird anerkannt, dass Wasserstoff eine zentrale Rolle spielt, um die Dekarbonisierung in verschiedenen Sektoren wie Energie, Mobilität und Industrie voranzutreiben. Die Mitgliedsstaaten der Europäischen Union planen, gemeinsam eine Wasserstoffinfrastruktur aufzubauen und bis 2030 mindestens 10 Mio. Tonnen Wasserstoff zu produzieren bzw. zu importieren. Auch auf Bundesebene wird Wasserstoff als Baustein zur Erreichung der Klimaschutzziele intensiv verfolgt. Die Nationale Wasserstoffstrategie³ stellt den Rahmen dar, um die Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff in Deutschland voranzutreiben. Die Bundesregierung rechnet mit einem H₂-Bedarf von 90 bis 110 TWh bis 2030. Die Aktualisierung der Nationalen Wasserstoffstrategie sieht eine Elektrolyseleistung von 10 GW statt bisher 5 GW als Ziel bis 2030 vor. Durch den verstärkten Einsatz von grünem Wasserstoff sollen Treibhausgasemissionen reduziert und die Importabhängigkeit von fossilen Energieträgern verringert werden.

Das Land Baden-Württemberg hat sich ehrgeizige Klimaschutzziele gesetzt und strebt an, die Emissionen bis 2030 um 65 % zu reduzieren. Bis 2040 möchte das Land die Netto-Treibhausgasneutralität erreichen. In der Klimaschutzstrategie spielt Wasserstoff eine zentrale Rolle: Die Wasserstoff-Roadmap Baden-Württemberg skizziert den Fahrplan für die Entwicklung und Nutzung von Wasserstoff in verschiedenen Sektoren. Der gegründete Wasserstoffbeirat veröffentlichte im Fortschrittsbericht der Wasserstoffroadmap⁴ einen Sieben-Punkte-Plan, der konkrete Maßnahmen zur Förderung von Wasserstoffprojekten und zum Aufbau einer entsprechenden Infrastruktur vorsieht. Der Beirat geht davon aus, dass die Nachfrage nach Wasserstoff deutlich höher ausfallen und auch früher ansteigen wird als bisher prognostiziert. Bis 2030 wird ein Wasserstoffbedarf in Baden-Württemberg von 16,5 TWh pro Jahr prognostiziert. Bis 2040 rechnet der Rat mit einem Wasserstoffbedarf von 30 TWh pro Jahr. Drei der sieben Punkte zielen daher darauf ab, die bisher ungünstige Ausgangssituation des Landes bei der Versorgung und Erzeugung von grünem Wasserstoff strukturell zu verbessern. Der zügige Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten ist dabei das entscheidende Kriterium.

Die Hy-NATuRe Region mit den beiden Landkreisen Reutlingen und Tübingen wirkt durch verschiedene Maßnahmen in den eigenen Verwaltungen und Politikentscheidungen auf die Klimaneutralität hin. Beide Landkreise engagieren sich zudem im Qualifizierungs- und Managementprozess European Energy Award (eea). Während sich der Landkreis Tübingen mitten in der ersten Antragsphase befindet, nimmt der Landkreis Reutlingen bereits seit 2012 erfolgreich am European Energy Award® teil. Im Jahr 2021 wurde er für seine sehr gute Klimaschutzarbeit mit dem eea Gold Status ausgezeichnet.

Wasserstoff wird auch in der Hy-NATuRe-Region eine entscheidende Rolle bei der Transformation der Energiesektoren Verkehr, Industrie und Wärme spielen. Im Verkehr kann durch den Ausbau der Wasserstofftankstelleninfrastruktur und den Einsatz von Brennstoffzellenfahrzeugen ein bedeutender Beitrag zur

¹ Europäische Kommission, Der europäische Grüne Deal, 2019

² Europäische Kommission, REPowerEU: Ein Plan zur raschen Verringerung der Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen aus Russland und zur Beschleunigung des ökologischen Wandels, 2022

³ Bundesministerium für Bildung und Forschung, Die Nationale Wasserstoffstrategie, 2020

⁴ Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft, Erster Fortschrittsbericht zur Wasserstoff-Roadmap Baden-Württemberg, 2023

Verminderung von CO₂-Emissionen geleistet werden. Auch die Industrie kann mit grünem Wasserstoff ihren CO₂-Fußabdruck reduzieren. Dieser kann in Zementwerken, in der Metallindustrie, in der Papierindustrie, in der Halbleiterproduktion sowie in anderen Industrieprozessen zum Einsatz kommen. Nicht zuletzt kann Wasserstoff auch zur Erzeugung von Strom und Wärme genutzt werden.

2 Wasserstoff in der Hy-NATuRe-Region

Welche kurzfristigen und langfristigen Ziele werden durch Hy-NATuRe verfolgt?

In den beiden Landkreisen Reutlingen und Tübingen soll eine regionale Wasserstoffwirtschaft aufgebaut und etabliert werden. Dazu haben sich die Landkreise zu Hy-NATuRe (Wasserstoff – Neckar-Alb-Tuebingen-Reutlingen) zusammengetan. Im Rahmen des 12-monatigen Projekts wurde ein Netzwerk von Akteuren, die Wasserstoff erzeugen, verteilen oder nutzen wollen, aufgebaut und kontinuierlich gepflegt. Auch Hersteller von Wasserstofftechnologien, Hochschulen und Netzwerke wurden aktiv eingebunden.

Im Rahmen von Hy-NATuRe wurden Informationen über Wasserstoffaktivitäten, regulatorische Rahmenbedingungen, Fördermaßnahmen und Geschäftsmodelle erarbeitet, aufbereitet und den Akteuren in der Region zur Verfügung gestellt. Darüber hinaus war es ein explizites Ziel, durch Kooperationen mit anderen Partnern Synergien bei der Umsetzung von Wasserstoffprojekten zu schaffen. Einzelne Projekte und Ideen sollten sowohl innerhalb der Hy-NATuRe Region als auch darüber hinaus eine hohe Sichtbarkeit erreichen. Dies kann das Interesse und das Verständnis für Wasserstoff als Energieträger fördern und trägt zur Akzeptanz und Aufklärung der Bevölkerung bei.

Durch Forschungs- und Pilotprojekte werden Innovationen und technologischer Fortschritt aktiv angestoßen und vorangetrieben. Dadurch kann langfristig ein Beitrag zur wirtschaftlichen Entwicklung und Schaffung von Arbeitsplätzen geleistet werden. Nicht zuletzt soll die Region durch Hy-NATuRe eine Vorreiterrolle im Land einnehmen und als Blaupause für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft in anderen Regionen dienen.

2.1 Die Region

Wie ist die Region für die Einführung von Wasserstofftechnologien aufgestellt?



Die grünen Kästchen beinhalten jeweils die wichtigsten Kernaussagen jedes Kapitels

- Die Region zeichnet sich durch zahlreiche Handwerksbetriebe, mittelständische Unternehmen sowie weltweit bekannte Industrieunternehmen aus.
- Die Region ist gut aufgestellt für die Herstellung von Wasserstoff sowie die Einführung von Wasserstofftechnologien.

Die Landkreise Reutlingen und Tübingen gehören zu den wirtschaftsstärksten Gebieten des Landes Baden-Württemberg. Sie bilden zusammen mit dem Zollernalbkreis die Region Neckar-Alb und gehören zur europäischen Metropolregion Stuttgart. Der Landkreis Reutlingen ist mit rund 290.000 Einwohner*innen und 1.093 km² der größte Landkreis dieser Region. Er umfasst 26 Städte und Gemeinden. Im Landkreis Tübingen leben auf 519 km² etwa 230.000 Menschen. Er umfasst 15 Städte und Gemeinden.

Die Region zeichnet sich durch zahlreiche traditionelle Handwerksbetriebe, mittelständische Unternehmen und weltweit bekannte Industrieunternehmen aus, die über langjährige Erfahrungen im Bereich der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie verfügen. Zu diesen Unternehmen zählen unter anderem die Robert Bosch GmbH und die EKPO Fuel Cell Technologies GmbH.

Ein bedeutender Vorteil der Region Neckar-Alb liegt in den vorhandenen Potenzialen für erneuerbare Energiequellen. Die Nutzung von erneuerbarem Strom zur Erzeugung von Wasserstoff bietet die Möglichkeit, die lokalen Potenziale voll auszunutzen und die Abhängigkeit von Energieimporten zu verringern.

2.2 Bisherige Aktivitäten

Was haben wir im Bereich Wasserstoff schon erreicht?



- Durch das HyStarter-Programm wurde ein Akteursnetzwerk aufgebaut und Handlungsansätze für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft diskutiert.
- Durch das Leuchtturmprojekt H2-Grid als Teil der Modellregion Grüner Wasserstoff H2-Wandel werden Elektrolyseure mit insgesamt ca. 2 MW_{el} Leistung in der Region errichtet.

Die Ursprünge des Wasserstoff-Projekts Hy-NATuRe gehen auf das Jahr 2019 zurück. Im Rahmen des nationalen HyLand-Programms bewarb sich der Landkreis Reutlingen zeitgleich mit der Robert Bosch GmbH (Standort Reutlingen) erfolgreich als HyStarter-Region.

HyStarter

Der Landkreis Reutlingen wurde 2020/21 im Förderprojekt „HyLand-Wasserstoffregionen in Deutschland“ vom Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV) als HyStarter gefördert. Im Rahmen dieses Projektes wurde ein regionales Akteursnetzwerk gebildet, und erste Wasserstoff-Ideen mündeten im HyStarter-Konzept, erstellt unter Mitwirkung von etwa 20 Akteuren aus Politik, Wirtschaft und Forschung. Es zeigt die Potenziale der Region und Ideen für Umsetzungsprojekte auf. Aufgrund der vertieften regionalen Zusammenarbeit als gemeinsame RegioWIN Wettbewerbsregion Neckar-Alb, beteiligte sich der Landkreis Tübingen bereits in dieser Phase aktiv an der Netzwerkarbeit.

Hy-NATuRe, als gemeinsames landkreisübergreifendes HyExperts-Projekt, führt diese Projekte aus HyStarter weiter und entwickelt mit den neu gewonnenen Akteuren weitere Projektideen.

H2-Wandel

Die Landkreise Reutlingen und Tübingen bewarben sich zusammen mit der Stadt Ulm und weiteren Partnern als Modellregionen Grüner Wasserstoff Baden-Württemberg und wurden als eine von zwei Regionen ausgewählt. Die Modellregion „H2-Wandel“ umfasst die Region Mittlere Alb-Donau-Ostwürttemberg mit den Landkreisen Reutlingen, Alb-Donau-Kreis und die Stadt Ulm sowie die Landkreise Ostalbkreis, Heidenheim und Tübingen und die Stadt Schwäbisch Gmünd. Die beteiligten Akteure in der Modellregion können in den nächsten Jahren mit bis zu 32 Mio. Euro Förderung aus EU- und Landesmitteln für Wasserstoffaktivitäten rechnen.

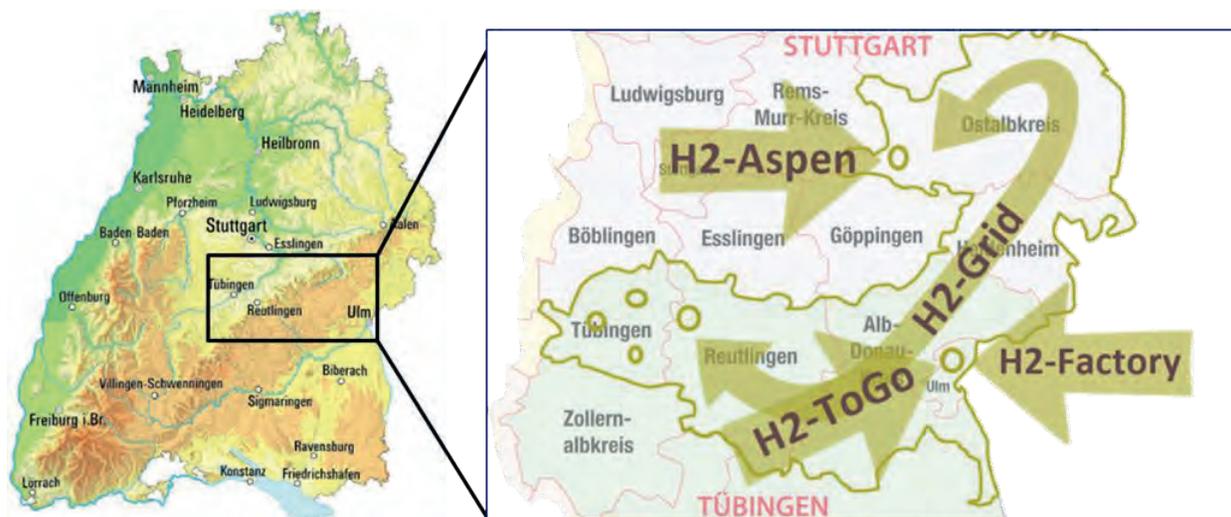


Abbildung 2-1: Übersicht der H2-Wandel-Region und Leuchtturm-Projekte

H2-Wandel besteht aus 4 Leuchtturm-Projekten (vgl. Abbildung 2-1):

- Leuchtturm 1: H2-Factory – Grüner Wasserstoff für existierende Verbraucher
- Leuchtturm 2: H2-Aspen – Wasserstoff-Technologiepark in Schwäbisch Gmünd
- Leuchtturm 3: H2-ToGo – Wasserstoff für Lkw-Brennstoffzellenantriebe in der Logistik
- Leuchtturm 4: H2-Grid – Vernetzung von dezentraler Wasserstofferzeugung und Verbrauch

Im Projekt Hy-NATuRe wurde der Austausch und die Vernetzung mit H2-Wandel angestoßen. Besonderes Potenzial bieten die Schnittstellen zu dem Projekt H2-Grid. Das Leuchtturmprojekt wird an Standorten in den Landkreisen Reutlingen und Tübingen realisiert. Im Projekt sollen insgesamt 10 Elektrolyseure gebaut werden. Der erzeugte Wasserstoff kann u.a. zur Nutzung in der Mobilität und Industrie verwendet werden. Projektpartner sind die FairEnergie, die FairNetz, Green Innovation Park (GIP), die Hochschulen Reutlingen und Rottenburg, Stadtwerke Mössingen, Stadtwerke Rottenburg, Stadtwerke Tübingen und die Technische Hochschule Ulm.

2.3 Hy-NATuRe

Was ist im Hy-NATuRe-Projekt passiert?

Zwischen August 2022 und Juli 2023 wurden die Wasserstoffaktivitäten im HyExperts-Projekt Hy-NATuRe weitergeführt und intensiviert. Dazu wurde zum einen auf das vorhandene Akteursnetzwerk zurückgegriffen, zum anderen wurde die Einbindung neuer regionaler Akteure forciert. Zur Einbindung wurden eine Online-Akteursumfrage, die Webseite www.hy-nature.de sowie Pressemitteilungen genutzt. Im September 2022 fand dann das erste Hy-NATuRe-Akteurstreffen in der Motorworld in Metzingen statt, wo auch die dortige H₂-Tankstelle, ein BZ-Abfallsammelfahrzeug und ein BZ-Pkw begutachtet werden konnten.

Auf Basis der Umfragedaten und einer Desk-Study wurden die theoretischen und praktischen Potenziale für die Erzeugung und die Nutzung von Wasserstoff analysiert (Kapitel 5). Darauf aufbauend wurden in mehreren Workshops die grundlegenden Rahmenbedingungen für H₂-Projekte (Technologie, Markt, Wirtschaftlichkeit, Recht; Kapitel 3 und 4) dargestellt und mit den Akteuren diskutiert. Für besonders vielversprechende Projekte und Projektideen wurden bilaterale Gespräche und Analysen durchgeführt, um diese Projekte gezielt weiterzuentwickeln.

Anhand der Potenziale und der Projekte wurde eine Modellierung erstellt, die das Gesamtkonzept für eine regionale H₂-Wirtschaft abbilden soll (Kapitel 6). Dazu wurden mögliche Wasserstoff-Geschäftsmodelle für die Region abgeleitet (Kapitel 7). In einem gemeinsamen Workshop wurde schließlich eine H2-Roadmap für die Region entworfen und Handlungsempfehlungen für die Umsetzung formuliert (Kapitel 8).



Abbildung 2-2 Schritte zum Hy-NATuRe-Umsetzungskonzept

3 Basiswissen Wasserstofftechnologie

Wie ist der aktuelle Stand der Wasserstofftechnologien zur Erzeugung, Verteilung, Speicherung und Nutzung?

Wasserstoff wird schon seit Jahrzehnten als Rohstoff oder Zwischenprodukt in der Industrie genutzt. Die energetische Nutzung steht noch am Anfang, gewinnt aber zunehmend an Bedeutung. Der Wasserstoff wurde bisher jedoch nahezu ausschließlich aus fossilen Energieträgern wie Erdgas, Kohle oder Erdöl gewonnen. Seine Herstellung basierte damit überwiegend auf CO₂-intensiven klimaschädlichen Herstellungsverfahren. Zukünftig werden klimafreundliche Herstellungsverfahren die bereits fossil bereitgestellten Wasserstoffmengen substituieren, sowie die hinzukommende Wasserstoffnachfrage aus anderen Sektoren bedienen müssen. Dabei wird ein Großteil des zukünftig klimafreundlichen Wasserstoffs mit hoher Wahrscheinlichkeit über das Verfahren der Wasserelektrolyse bereitgestellt werden. Die Bereitstellung aus biogenen Quellen (bspw. Biogas) oder der Hydrolyse/Vergasung organischer (Rest-)Stoffe wird vermutlich eher eine Nischenanwendung bleiben, kann regional aber durchaus zu einem alternativen Angebot von grünem Wasserstoff führen.

Grüner Wasserstoff kann in allen Sektoren (Verkehr, Industrie, Strom und Wärme) zur Emissionsreduktion beitragen. Für manche Anwendungen sind noch technologische Fortschritte erforderlich, um Marktreife zu erreichen. Andere stehen an der Markteinführung und benötigen wirtschaftliche und regulatorische Rahmenbedingungen für einen Marktdurchbruch.

3.1 Wasserstofferzeugung

Wie wird Wasserstoff heute und in Zukunft erzeugt?



- Wasserstoff kann aus unterschiedlichen Rohstoffen und über unterschiedliche Verfahren bereitgestellt werden. Je nach Verfahren ist die Herstellung mit mehr oder weniger Emissionen verbunden.
- Die Elektrolyse-Technologie ist marktreif. Ob alkalische und/oder PEM-Elektrolyseure die dominante Technologie werden ist aktuell noch recht offen. Mittelfristig wird es ggf. eine Knappheit von Elektrolyseuren am Markt geben.
- Die Dampfreformierung von Biogas unterscheidet sich nur unwesentlich von der Dampfreformierung von Erdgas. Da das Verfahren in der Industrie schon lange ein etablierter Prozess ist, ist auch diese Technologie marktreif.
- Im aktuellen Energiemarktumfeld sind die Stromkosten bzw. Biogaskosten die Haupttreiber der Wasserstoffgestehungskosten.

Herstellungspfade und Farben

Wasserstoff kann aus unterschiedlichen Rohstoffen und über unterschiedliche Verfahren hergestellt werden. Je nach Pfad ist die Herstellung mit mehr oder weniger Emissionen verbunden. Die folgende Abbildung stellt die wesentlichen H₂-Erzeugungspfade dar. Es zeigt sich, dass es viele unterschiedliche Pfade der Wasserstoffherstellung gibt. Die Bundesregierung und auch die EU setzen sehr stark auf den Pfad der Elektrolyse.

Abbildung 3-1 stellt die in der Nationalen Wasserstoffstrategie definierten Farben dar. Bisher gibt es jedoch noch keine einheitliche Farbdefinition für Wasserstoff. Insbesondere wird die Frage, was „grüner“ bzw. „erneuerbarer“ Wasserstoff ist, aktuell in Politik und Gesellschaft kontrovers diskutiert. Zukünftig

wird es vermutlich unterschiedliche Schattierungen von grünem bzw. erneuerbarem bzw. klimafreundlichem Wasserstoff geben. Die EU hat am 20. Juni 2023 eine Delegierte Verordnung erlassen, welche die Anforderungen an die Herstellung von erneuerbarem Wasserstoff nicht-biogenen Ursprungs festlegt. Die genaue Umsetzung in nationales Recht wird bis Ende 2023 erwartet.

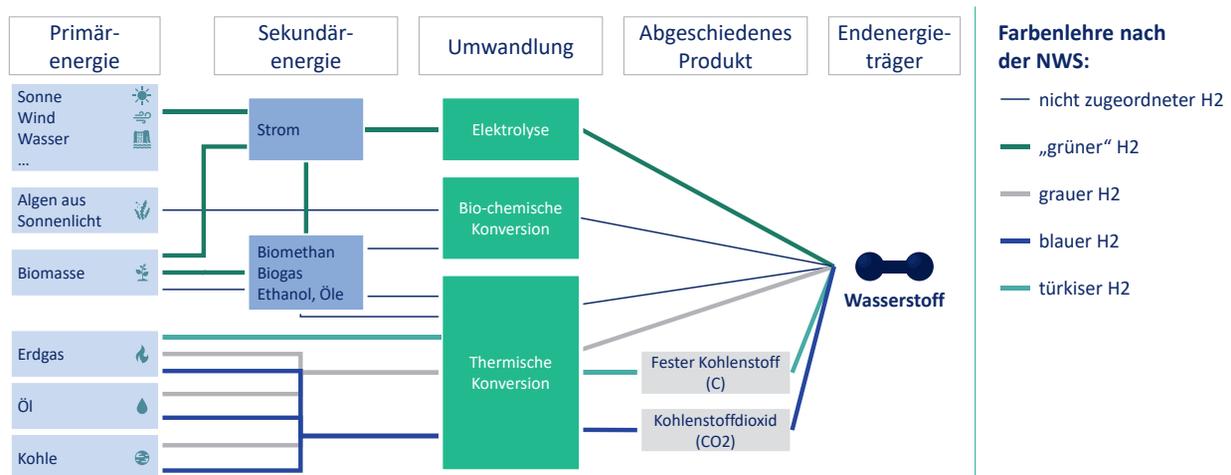


Abbildung 3-1: H₂-Erzeugungspfade⁵

Elektrolyse

In der (Wasser-)Elektrolyse wird durch den Einsatz von elektrischem Strom das Molekül Wasser (H₂O) in die Bestandteile Wasserstoff (H₂) und Sauerstoff (O₂) zerlegt. Die gängigsten Technologien sind alkalische Elektrolyseure (AEL), Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyseure (PEMEL) und Festoxid-(Hochtemperatur-)Elektrolyseure (SOEC). AEL sind, insbesondere in der Industrie, schon seit über 80 Jahren in der Anwendung. PEMEL erobern erst seit wenigen Jahren im ausgereiften Zustand den Markt. SOEC durchlaufen aktuell den Übergang von der Forschung zur industriellen Anwendung. Ob sich der AEL, der PEMEL oder beide am Markt durchsetzen bleibt abzuwarten. Aufgrund des (Hochtemperatur-)Wärmebedarfs und der geringen Betriebsflexibilität eignen sich SOEC nicht für die Kopplung mit EE-Anlagen und werden eher im Industrieumfeld angewendet. Aufgrund der hohen Marktnachfrage bei begrenzten Produktionskapazitäten wird es zukünftig ggf. eine Knappheit von Elektrolyseuren am Markt geben.

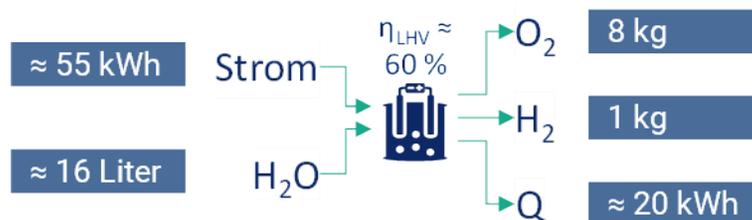


Abbildung 3-2: Wirkprinzip Elektrolyse (AEL/PEM)⁶

Der Wasserstoffhochlauf über das Verfahren der (Wasser-)Elektrolyse ist noch in den Kinderschuhen. Entsprechend hoch ist die Zahl an Unternehmen, die in die Produktion und den Verkauf von Elektrolyseuren

⁵ Quelle: Eigene Darstellung BBHC in Anlehnung an Die Nationale Wasserstoffstrategie, BMWi, 2020; Shell Wasserstoffstudie, Shell, 2017 (Auch in den Verfahren über die Elektrolyse (bspw. Sauerstoff, Abwärme), der bio-chemischen Konversion sowie der thermischen Konversion von bspw. Biomasse fallen Nebenprodukte an. Der Verständlichkeit halber sind jedoch nur die abgeschiedenen Produkte aufgeführt, die für die Klassifizierung der Farbe und die Abgrenzung zum grauen Wasserstoff von Bedeutung sind: fester Kohlenstoff beim türkisen H₂ und Kohlenstoffdioxid beim blauen H₂.)

⁶ Eigene Darstellung BBHC

einsteigen oder einsteigen möchten. Dies bedingt eine große Spannweite der am Markt aufgerufenen Investitionskosten für Elektrolyseure. Die Abbildung 3-3 zeigt einen groben Vergleich der Investitionskosten der drei gängigsten Elektrolyse-Technologien. Weil die alkalische Elektrolyse derzeit die am weitesten entwickelte Technologie ist und im Gegensatz zur PEM-Elektrolyse auf kostenintensive Katalysatormaterialien wie Platin und Iridium verzichten kann, sind die Investitionskosten am niedrigsten. Vorteil der PEM-Elektrolyse gegenüber der alkalischen Elektrolyse sind ein geringerer Platzbedarf sowie eine flexible Fahrweise. Die Hochtemperatur-Elektrolyse wird bislang erst in Pilotprojekten eingesetzt, sodass sich sehr hohe und schwer kalkulierbare Kosten ergeben. Für 2030 werden aber bereits deutliche Kostensenkungen und ein Schließen der Preisdifferenz zwischen der AEL- und PEM-Elektrolyse prognostiziert. Bis 2050 sollen sich die Investitionskosten technologieübergreifend annähern und bei ca. 300 – 400 €/kW liegen.

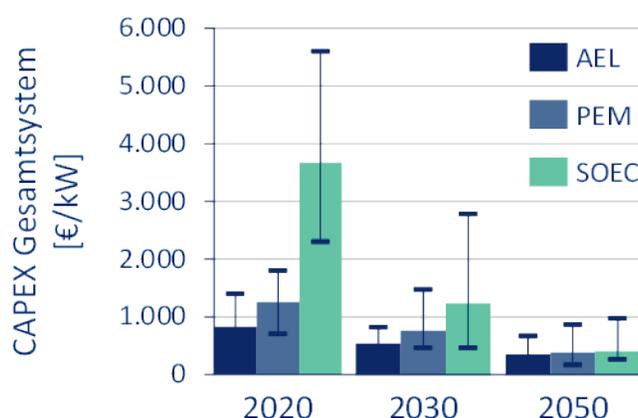


Abbildung 3-3: Investitionskosten Elektrolyse⁷

Die Wirkungsgrade zwischen den Elektrolyse-Technologien variieren (vgl. Abbildung 3-4). Über die Zeit wird eine Steigerung der Wirkungsgrade erwartet. Die SOEC-Technologie weist die mit Abstand höchsten (elektrischen) Wirkungsgrade auf, da ein Teil der benötigten Reaktionsenergie dem Prozess in Form von Wasserdampf bei hoher Temperatur zugeführt wird. Es wird erwartet, dass sich die Wirkungsgrade der alkalischen und der PEM-Elektrolyse über die Jahre annähern. Die Angabe und Interpretation von elektrischen Wirkungsgraden von Elektrolyseuren erfordert eine gewisse Vorsicht: Je nach Quelle unterscheiden sich die Angaben in Relation auf den Bezugswert. Teilweise wird der Stromaufwand in Relation zum (unteren) Heizwert (LHV = 33,3 kWh/kg_{H₂}) und teilweise in Relation zum (oberen) Brennwert (HHV = 39,41 kWh/kg_{H₂}) von Wasserstoff angegeben. Ein Strombedarf von 55 kWh_{el} pro kg Wasserstoff entspricht dabei einem elektrischen Wirkungsgrad von ca. 61 % in Relation zum (unteren) Heizwert und von ca. 72 % in Relation zum (oberen) Brennwert.

⁷ Eigene Darstellungen BBHC basierend auf unterschiedlichen Quellen (u. a. Irena (2020)), Angaben können lediglich eine Tendenz zwischen den Technologien und über die Zeit geben, da Kosten stark größen- und herstellerabhängig sind.

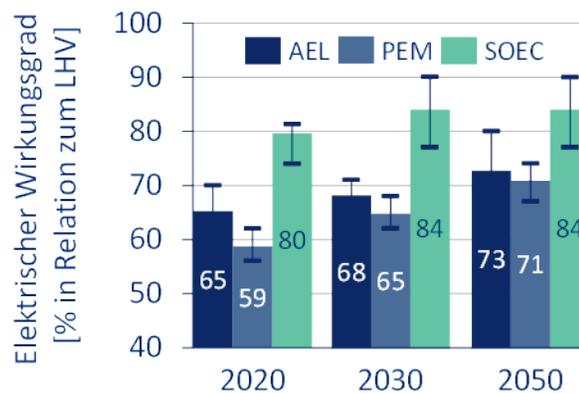


Abbildung 3-4: Wirkungsgrade Elektrolyse⁸

(Dampf-)Reformierung

Die (Dampf-)Reformierung methanhaltiger Gase ist das weltweit bedeutendste großindustrielle Wasserstoff-Erzeugungsverfahren und technisch ausgereift. Erdgas ist derzeit der wichtigste Rohstoff. Dampfreformer können, je nach Auslegung, neben Biomethan (als Erdgas-Äquivalent) auch direkt Biogas mit hohen CO₂-Restmengen reformieren. Dabei kann auf eine Aufreinigung von Biogas zu Biomethan verzichtet werden. Die hohen CO₂-Restmengen reduzieren jedoch den Umwandlungswirkungsgrad. Die für die endotherme Reaktion in der Dampfreformierung zuzuführende Wärme wird üblicherweise durch die Verbrennung eines Teils des Eingangsstoffes bereitgestellt. Bei der Dampfreformierung von Biogas/-methan wird die gleiche Menge Kohlenstoffdioxid (CO₂) produziert, die auch bei der Dampfreformierung von Erdgas entstünde. Wesentlicher Unterschied ist, dass das CO₂ bei der Reformierung von Biogas/-methan vorher der Atmosphäre entzogen wurde, der Prozess somit CO₂-neutral ist. Die (Dampf-)Reformierung ist ein seit Jahren ausgereiftes Verfahren, welches teilweise in der (Grundstoff-)Industrie in großen zentralen Anlagen, aber auch dezentral in kleineren Ausführungen zum Einsatz kommt. Je nach Größe unterscheiden sich die Investitionskosten sehr stark (vgl. Abbildung 3-6/Abbildung 3-5).

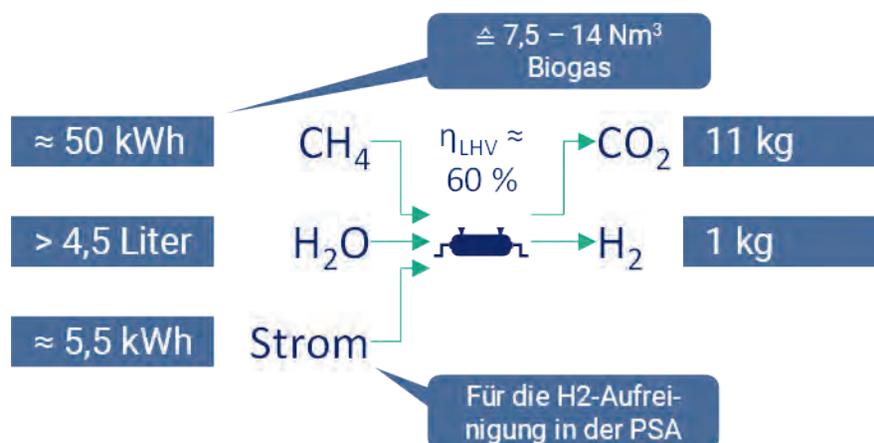


Abbildung 3-5: Wirkprinzip der (Dampf-)Reformierung⁹

⁸ Eigene Darstellungen BBHC basierend auf unterschiedlichen Quellen (u. a. Irena (2020)), Wirkungsgrad in Relation zum unteren (Heiz-)Wert LHV inklusive BoP (Balance of Plant)

⁹ Eigene Darstellung BBHC (PSA: Pressure Swing Adsorption, dt.: Druckwechsel-Adsorption, physikalisches Verfahren zur Trennung von Gasgemischen unter Druck mittels Adsorption)

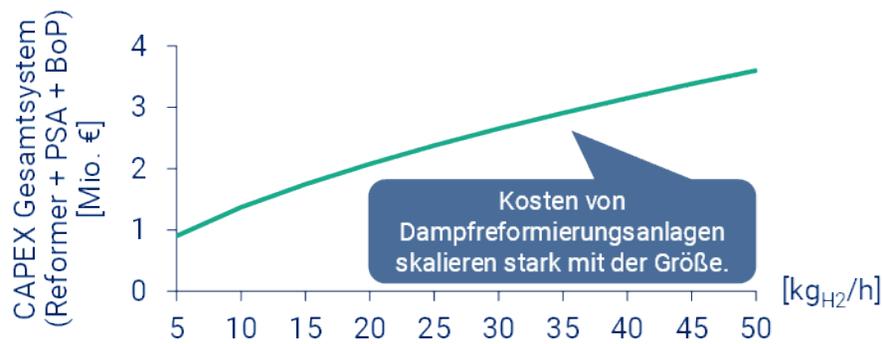


Abbildung 3-6: Investitionskosten (Dampf-)Reformierung¹⁰

Die Nutzung von Bioenergie zur Wasserstoff-Herstellung ist ein kontrovers diskutiertes Thema. Zur Erreichung der Klimaneutralität stellt uns, neben der Stromwende, vor allem die Wärmewende vor große Herausforderungen. Biogene Energieträger (wie z. B. Biogas/-methan) können langfristig einen wesentlichen Beitrag zur direkten Wärmebereitstellung leisten, ohne eine vorherige Umwandlung in Wasserstoff zu durchlaufen oder statt in Wasserstoff umgewandelt in anderen Sektoren eingesetzt zu werden. Insbesondere vor dem Hintergrund der limitierten Verfügbarkeit von Biomasse sieht die Wissenschaft den Einsatz von Biomasse zur Wasserstoffherstellung skeptisch. Nichtsdestotrotz hat die Politik angekündigt, bis Ende 2023 eine Definition zu erarbeiten, die die Anforderungen an erneuerbaren/grünen Wasserstoff aus biogenen Quellen festlegt.

¹⁰ Quelle: Eigene Darstellungen BBHC basierend auf Interviews mit unterschiedlichen Herstellern

3.2 Verteilung und Speicherung

Wie kann Wasserstoff effizient gespeichert und verteilt werden?



- Industrieller Standard zur Speicherung sind Drucktanks, in denen Wasserstoff gasförmig gespeichert wird.
- Metallische Speicher (Typ I) stellen die günstigste Variante dar und sind daher für stationäre Anwendungen bei ausreichendem Platzangebot zu bevorzugen.
- Bei mobilen Anwendungen sind aufgrund der Vorteile in Speicherdichte und Gewicht fast ausschließlich Typ III & IV im Einsatz.
- LKW-Trailer transportieren zwischen 0,3 bis 1 Tonnen H₂ pro Fahrt.
- Der Bau einer Pipeline zwischen zwei Standorten lohnt sich ab einem Transportvolumen von etwa 10 Tonnen H₂ pro Tag.
- Eine mobile Wasserstofftankstelle kann für geringe Bedarfe und einen schnellen Projektstart genutzt werden.

Aufgrund der geringen volumetrischen Energiedichte von Wasserstoff wird dieser zur Speicherung komprimiert. Je höher der Druck, desto geringer ist das Gasvolumen und mehr Gas kann gespeichert werden. Entsprechend ist weniger Platz für die Tanks notwendig. Wasserstoffdrucktanks werden je nach Druckniveau und Aufbau in die Typen I bis IV eingeteilt, wobei ein Speicherdruck von bis zu 1.000 bar realisiert werden kann. Eine noch größere Energiedichte kann durch eine tiefkalte flüssige Speicherung des Wasserstoffs erreicht werden. Aufgrund des hohen Energiebedarfs zur Verflüssigung wird diese Option allerdings momentan nur für einzelne industrielle Anwendungen verwendet.

Typ I	Typ II	Typ III	Typ IV
<ul style="list-style-type: none"> • Max. Druck: 200 bar • Anwendungen in Gasindustrie, als stationärer Speicher und für Transport • Hohlkörper aus Metall (Stahl) • Günstig in Herstellung • Hohes Eigengewicht 	<ul style="list-style-type: none"> • Max. Druck: 1.000 bar • Stationäre Applikationen • Druckbehälter aus Stahl • Erhöhung der Druckfestigkeit durch Faserwicklung im Zylinderbereich • Belastungsfähiger und leichter als Typ I, aber auch teurer 	<ul style="list-style-type: none"> • Typischerweise 350 oder 700 bar • Standard in Mobilität, auch für stationäre Anwendungen geeignet • Besteht aus zwei Komponenten: Innenliner aus Metall und Faserverbundmaterial • Belastungsfähiger und leichter als Typ II, aber auch teurer 	<ul style="list-style-type: none"> • Max. Druck: 1.000 bar • Anwendung im Transport • Innenliner aus PE oder PA • Äußere Schutzschale aus Kohlefaser • Geringstes Gewicht bei höchster Belastbarkeit • Höchste Anschaffungskosten
			

Bei ausreichendem Platzangebot sind Typ I Speicher aufgrund der geringen Kosten zu bevorzugen. Für mobile Anwendungen sind aufgrund der Vorteile in Speicherdichte und Gewicht fast ausschließlich Typ III & IV im Einsatz.

Abbildung 3-7: Klassifikation von Druckspeichern in die Typen I – IV

Niederdruckspeicher

Im Niederdruckbereich kommen vor allem Speicher des Typs I zur Anwendung. Diese bestehen aus einem stählernen Hohlkörper und sind aufgrund des niedrigen Drucks und des einfachen Aufbaus besonders kostengünstig, benötigen jedoch relativ viel Platz und Materialeinsatz. Typ I Speicher werden häufig in der Gasindustrie, als stationärer Speicher oder für kurze Transporte eingesetzt.

Hochdruckspeicher

Speicher vom Typ II – IV sind Hochdruckspeicher aus Kompositmaterialien, welche mit Drücken von bis zu 1.000 bar betrieben werden können. Hierbei kommen vor allem kohlefaserummantelte Behälter aus Aluminium oder Kunststoff zum Einsatz. Aufgrund des hohen Drucks ist die Herstellung komplexer und die Kosten höher als bei Niederdruckspeichern. Die Vorteile sind dafür ein niedrigeres Gewicht und ein geringerer Platzbedarf. Hochdruckspeicher werden vor allem im Bereich der mobilen Speicher verwendet, z.B. im Fahrzeugbau oder auch für den Transport über längere Strecken. Beispielsweise werden Trailer zum Transport von Wasserstoff in der Regel mit einem Druck von 250 – 500 bar betrieben.

Tabelle 3-1: Vergleich Speichertechnologien

Typ	Niederdruckspeicher	Hochdruckspeicher
Druckniveau	30 – 350 bar	bis 1.000 bar
Investitionskosten / CAPEX	300 – 350 €/kg _{H2}	800 – 1.200 €/kg _{H2} (Typ IV 500 bar) 1.000 – 2.000 €/kg _{H2} (bis 1.000 bar)
Betrieb & Wartung / OPEX	2 % CAPEX p. a.	
Flächenbedarf	12 m ² (stehend) – 46 m ² (liegend)	14 – 28 m ² (20 – 40 ft Container)
Energiebedarf (zur Komprimierung)	5 – 9 % HHV	9 – 11 % HHV
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> • Ausgereifte Technologie • Schnelle Be- & Entladung • Lange, verlustfreie Speicherung möglich 	<ul style="list-style-type: none"> • Höhere volumetrische und gravimetrische Dichte • Geringeres Gewicht in Relation zum gespeicherten Wasserstoff
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> • Geringe volumetrische und gravimetrische Dichte • Geringe Speicherkapazität • Große und schwere Tanks 	<ul style="list-style-type: none"> • Teurer als Niederdruckspeicher • Hohe Kompressionsarbeit nötig • Kompositmaterial schwierig recyclebar

Distribution

Die einzelnen Transportmöglichkeiten für Wasserstoff unterscheiden sich hinsichtlich der benötigten Infrastruktur, der Betriebskosten sowie der maximalen Transportkapazität. Ein flexibler und bedarfsgerechter Transport zwischen Erzeugungsstandorten und Abnahmepunkten kann durch Lkw-Trailer realisiert werden, welche 0,5 – 1 Tonne Wasserstoff pro Fahrt bewegen können. Bei Nutzung eines Umlaufprinzips kann der Trailer auch als Zwischenspeicher vor Ort genutzt werden. Für ein Transportvolumen größer als 10 Tonnen pro Tag kann eine regionale Verbindung über eine Pipeline Sinn machen, insbesondere wenn sich die Wasserstofferzeugung und -abnahme auf einzelne Standorte konzentriert.

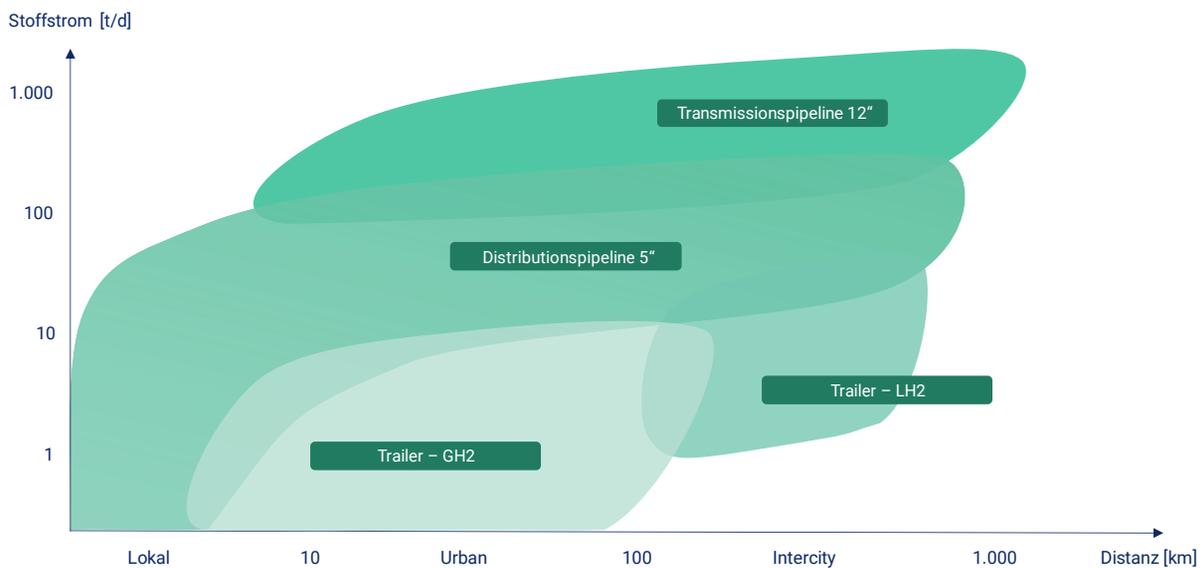


Abbildung 3-8: Vergleich der Transportvektoren nach Stoffstrom und Distanz¹¹

Transport per Lkw-Trailer

Gasförmiger Wasserstoff wird meist in mehreren einzelnen Druckbehältern auf einem 40-Fuß-Auflieger transportiert. Unterschieden wird im Allgemeinen zwischen sogenannten Tube-Trailern und Flaschenbündeln. Tube-Trailer verfügen über bis zu 9 Stahlbehälter des Speichertyp I, welche insgesamt ca. 500 kg Wasserstoff bei 200 bis 250 bar speichern.

Für den Transport von größeren Mengen Wasserstoff über längere Strecken bietet sich die Nutzung von Flaschenbündeln an. Im Vergleich zum Tube-Trailer besteht der Aufbau nicht aus metallischen Speichern, sondern aus Hochdruckspeichern vom Typ IV, welche zu Flaschenbündeln zusammengefasst und in Standardcontainer eingebettet sind. Bei 500 – 700 bar Druck können pro Trailer bis zu 1.100 kg Wasserstoff transportiert werden. Systeme für die Nutzung höherer Druckniveaus mit einer Kapazität von bis zu 1.500 kg sind in Entwicklung. Durch den Transport großer Mengen Wasserstoff pro Trailer sind die spezifischen Fahrtkosten geringer und eine weitere Kompression an der Tankstelle kann gegebenenfalls entfallen.

Transport per Pipeline

In einigen deutschen Industrieregionen (z. B. Ruhrgebiet) werden bereits seit Jahrzehnten Wasserstoff-Pipelines betrieben. Die Technologie zum Aufbau sowie Erfahrungen im Betrieb von Wasserstoffnetzen liegen also vor. Die Verlegung eines neuen Wasserstoffnetzes verlangt jedoch große Investitionen. Durch die Umwidmung bestehender Erdgasleitungen kann hier eine Kostenreduktion erzielt werden.

Die Kosten für den Transport von Wasserstoff über Pipelines hängen stark von deren Durchmesser, Länge und der tatsächlichen Auslastung ab. Bei einer Distanz von rund 30 km sollte eine Auslastung von etwa 10 Tonnen pro Tag erreicht werden, um Transportkosten von unter 1 €/kg Wasserstoff zu realisieren.

Transport von Flüssigwasserstoff (LH2)

Neben der Möglichkeit von gasförmiger Speicherung und Distribution besteht auch die Möglichkeit, Wasserstoff in flüssigem Zustand zu speichern und zu transportieren.

Wasserstoff wird in speziellen Verflüssigungsanlagen in die flüssige Phase überführt. Damit Wasserstoff in den flüssigen Aggregatzustand übergeht, muss dieser auf ca. 20 K (-253 °C) gekühlt werden. Der flüssige Wasserstoff kann in Kryobehältern gespeichert werden. Ein kryogener Wasserstofftank besteht aus einem

¹¹ Angelehnt an Energy Transition Commission 2021 - Making the Hydrogen Economy Possible

inneren und einem äußeren Behälter, die durch ein evakuiertes Vakuum getrennt sind.

Die Verwendung von flüssigem Wasserstoff bietet wie die Verwendung von gasförmigem Wasserstoff Vorteile, aber auch Nachteile. Diese sollten immer fallbezogen abgewogen werden, denn es gibt durchaus Anwendungsbereiche, bei denen die Verwendung von flüssigem Wasserstoff vorteilhaft ist. Ein Vorteil der Speicherung von flüssigem Wasserstoff ist seine höhere Energiedichte. Die volumetrische Energiedichte von flüssigem Wasserstoff beträgt etwa 2,4 kWh/l. Im Vergleich dazu beträgt die Energiedichte von gasförmigem Wasserstoff bei einem Druck von 350 bar etwa 0,8 kWh/l (1,3 kWh/l bei 700 bar). Dadurch wird die Speicherung und der Transport von flüssigem Wasserstoff im Vergleich zu gasförmigem Wasserstoff erleichtert, da z.B. die Lieferung per Lkw seltener erfolgen muss.

Ein Nachteil der Nutzung von flüssigem Wasserstoff ist der hohe Energieeinsatz zu seiner Erzeugung. Die Energie, die zur Verflüssigung benötigt wird, entspricht ca. 33 % des Energiegehalts des Wasserstoffs. Effizienzsteigerungen auf ca. 20 % werden allerdings erwartet. Ein weiterer Nachteil besteht in den sogenannten Boil-Off-Verlusten. Der Wärmeeintrag in die Speicher kann nie zu 100 % verhindert werden. Demnach verdampft ein Teil des Wasserstoffs, was als Boil-Off-Verlust verstanden wird. Dieser wird in die Umwelt abgelassen, um Schäden an den Speichern zu vermeiden. 0,1 - 0,5 % an Boil-Off-Verlusten werden in der Literatur angegeben. Bei der gasförmigen Speicherung gibt es diese Verluste nicht, da der Wasserstoff bei Umgebungstemperaturen gelagert wird.

Tabelle 3-2 Wasserstoffspeichertechnologien im Vergleich^{12 13}

	Gasförmig (15°C)				Flüssig (-253°C)	
Druck [bar]	30	300	350	700	1	10
Anwendung	z.B. Geol. Speicher	z.B. Flaschenbündel	z.B. Mobilitätseinsatz		z.B. potenziell für Schifffahrt und schwere Nfz	
Dichte [kg/m ³]	2,48	21,15	23,99	40,17	71,10	72,25
Energiedichte [kWh/m ³]	80	705	800	1339	2370	2408

Wasserstofftankstellen

Bei der Betankung von wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen wird keine Flüssigkeit, sondern gasförmiger Wasserstoff getankt. Um ausreichend Wasserstoff in die Fahrzeugtanks pressen zu können, wird mit sehr hohem Druck gearbeitet. Wasserstoffspeicher in Pkw haben einen Zieldruck von 700 bar, der Speicherdruck bei Nutzfahrzeugen liegt in der Regel bei 350 bar, in Ausnahmen auch bei 700 bar. Heutige Tankstellen haben eine Kapazität zwischen 200 – 500 kg H₂ pro Tag. Größere Tankstellen v.a. für den Schwerverlastverkehr und Busse sind in Planung.

¹² National Institute of Standards and Technology (NIST) Chemistry WebBook, SDR 69

¹³ Compendium of Hydrogen Energy, Volume 2: Hydrogen Storage, Distribution and Infrastructure, 2015

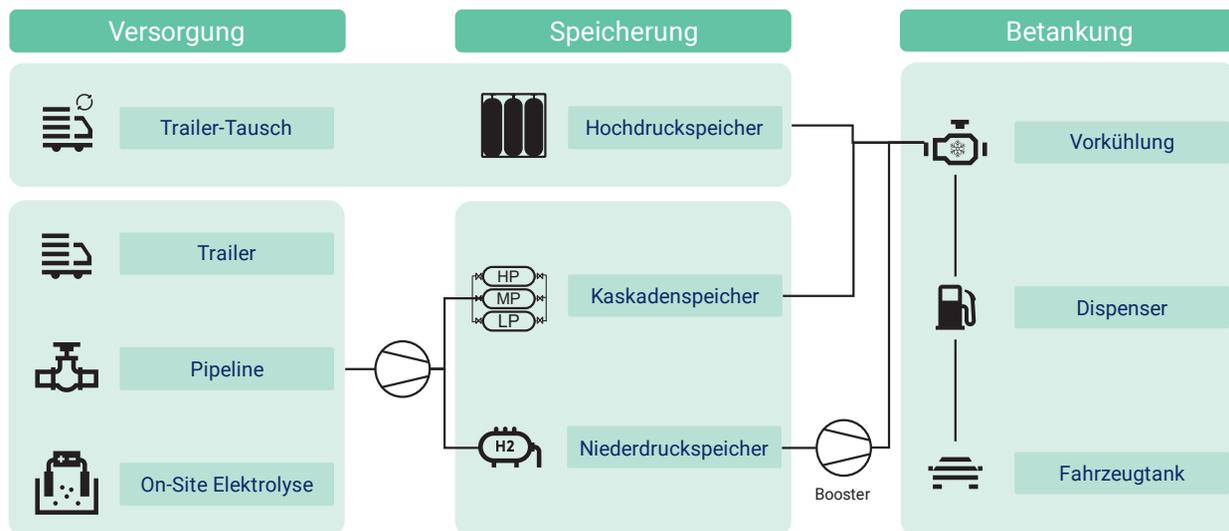


Abbildung 3-9: Skizzierter Aufbau einer Wasserstofftankstelle

Eine Wasserstofftankstelle kann alleinstehend aufgebaut oder als zusätzliches Kraftstoffangebot in eine bestehende Tankstelle integriert werden. Voraussetzung ist in jedem Fall verfügbare Fläche für die Wasserstoffanlieferung, -lagerung und -abgabe an der Tankstelle. Dies ist insbesondere im innerstädtischen Raum ein beschränkender Faktor. Für Standorte, an denen nur geringe Mengen vertankt werden sollen, sind mobile Tankstellen eine Möglichkeit für einen schnellen, flexiblen Aufbau einer Versorgungsinfrastruktur. Dabei wird die Tankstellentechnik inklusive dem Wasserstoffspeicher in Lkw-Aufliegern untergebracht. Typischerweise werden solche Tankstellen befristet genutzt, um den Hochlauf zu unterstützen.

Tabelle 3-3: Vergleich einer stationären und mobilen Tankstelle

Typ	Stationäre Tankstelle	Mobile Tankstelle
Investitionskosten (nach Kapazität)	4,5 M€ (350 bar; 1 t _{H2} /Tag) 5,5 M€ (700 bar; 1 t _{H2} /Tag)	0,7 M€ (350 bar; 0,25 t _{H2} /Tag)
Betrieb & Wartung	3 – 5 % CAPEX p. a.	
Abgabemenge	200 – 1.000 kg _{H2} /Tag	24 – 360 kg _{H2} /Tag
Flächenbedarf	200 – 800 m ²	15 – 34 m ²
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> Nachrüsten bestehender Tankstellen und modulare Erweiterung i.d.R. möglich Serielle Betankung mehrerer Fahrzeuge Kombinierte Tankstelle mit 350 bar & 700 bar möglich 	<ul style="list-style-type: none"> Keine/geringe Baumaßnahmen notwendig Schneller Aufbau und Ortswechsel möglich Geringe Investitionskosten
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> Hohe Investitionskosten bei Neubau 	<ul style="list-style-type: none"> Geringere Kapazität bzw. wenige Tankzyklen möglich

3.3 Wasserstoffnutzung

In welchen Bereichen wird und kann Wasserstoff eingesetzt werden? Welchen Nutzen kann dies bringen und welche Hindernisse bestehen?



- Brennstoffzellen-Fahrzeuge können lokale und Treibhausgas-Emissionen einsparen. Vorteile gegenüber batterieelektrischen Fahrzeugen sind v.a. hohe Reichweiten, kurze Betankungszeiten und höhere Nutzlasten.
- Brennstoffzellen-Fahrzeuge wie Pkw, Busse, Abfallsammelfahrzeuge und Lkw sind weitestgehend marktreif und werden von verschiedenen Herstellern angeboten.
- Wasserstoff kann zur Versorgung von Gebäuden als Beimischung im Erdgasnetz oder zur Erzeugung von Strom und Wärme durch Brennstoffzellen eingesetzt werden. Politisch ist die Anwendung umstritten, da Wasserstoff bis voraussichtlich 2030 ein knappes Gut sein wird und vorwiegend in Industrie und Verkehr eingesetzt werden sollte.
- Fossiler Wasserstoff wird aktuell in Raffinerien und in der chemischen Industrie in großem Umfang eingesetzt. Kleinere Mengen werden in Produktionsprozessen benötigt. Heutige Anwendungen könnten größtenteils direkt durch grünen Wasserstoff ersetzt werden.
- In Zukunft wird Wasserstoff in größeren Mengen auch zur Herstellung von Stahl, Methanol, Ammoniak und Zement sowie zur Erzeugung von Prozesswärme eingesetzt.

Mobilität

Die Nutzung von Brennstoffzellen-Fahrzeugen ermöglicht lokal emissionsfreien Verkehr und, bei Erzeugung des Wasserstoffs durch erneuerbare Energien, signifikante Einsparungen von Treibhausgas-Emissionen gegenüber fossil betriebenen Fahrzeugen. Sie zeichnen sich gegenüber batterieelektrischen Fahrzeugen durch hohe Reichweiten, kurze Betankungszeiten und höhere Nutzlasten aus.

Durch die stetige Entwicklung in den letzten Jahren werden von verschiedenen Herstellern immer mehr Brennstoffzellen-Fahrzeuge angeboten. Pkw und Busse sind marktreif und werden in Serie produziert. Lkw, Abfallsammelfahrzeuge, leichte Nutzfahrzeuge und Züge befinden sich in der Phase der Markteinführung. Nach aktuellem Stand der Technik werden die Fahrzeuge überwiegend mit gasförmigem Wasserstoff, zukünftig auch mit flüssigem Wasserstoff, betrieben. Im Brennstoffzellensystem wird aus dem Wasserstoff elektrische Energie erzeugt, die den Elektromotor des Fahrzeugs antreibt und eine Pufferbatterie lädt, welche zusätzlich auch Rekuperationsenergie beim Bremsvorgang speichern kann. Abbildung 3-10 zeigt schematisch den Aufbau eines Brennstoffzellen-Fahrzeugs.

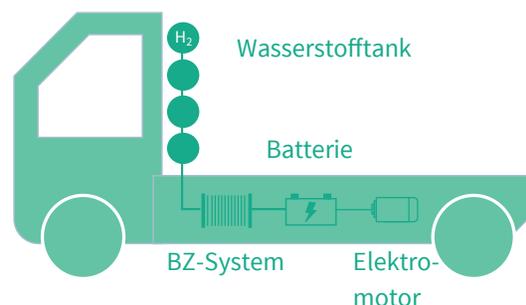


Abbildung 3-10: Schematischer Aufbau eines Brennstoffzellen-Fahrzeugs

Die Wasserstoffmenge – und damit auch die Reichweite des Fahrzeugs – wird über das Volumen und das Druckniveau der Tanks bestimmt. Dieses liegt für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge bei 700 bar, schwere

Nutzfahrzeuge und Züge werden momentan vorwiegend bei 350 bar betankt. Eine Ausnahme bieten derzeit Müllsammelfahrzeuge, diese können je nach Hersteller mit 700 bar oder 350 bar betankt werden. Im Bereich der schweren Nutzfahrzeuge werden derzeit Fahrzeuge zur Betankung mit 700 bar und flüssigem Wasserstoff entwickelt. Dadurch können beispielsweise Lkw Reichweiten von bis zu 1.000 km erreichen. Diese Fahrzeuge werden nach Herstellerangaben ab ca. 2024 angeboten. In Tabelle 3-4 werden die technischen Parameter für verschiedene Fahrzeugtypen dargestellt.

Tabelle 3-4: Technische Parameter von Brennstoffzellen-Fahrzeugen ¹⁴

Fahrzeugtyp	Pkw	LNF	Bus	Lkw	ASF
					
Reichweite [km]	400 – 650	350 - 450	350 – 450	400 – 1.200	ca. 500 – 600 km
Druckniveau [bar]	700	700	350	350, später 700 / flüssig	350 / 700
Tankvolumen [kg]	4 – 6	4 – 5	35 – 40	> 35	nach Wunsch
Tankzeit [min]	3 – 5	3 – 5	8-15	8-15	8-15
Verbrauch [kg/100km]	ca. 1	1 – 1,8	6 – 10	7 – 9	Abh. von Betriebsweise
Investitions-Kosten [€]	64 – 79	50 – 80	550 – 650	350 – 600	700 – 900

Im Folgenden werden die wesentlichen Parameter zu den am Markt erhältlichen Brennstoffzellen-Fahrzeugen skizziert. Eine detaillierte Übersicht zu den Fahrzeugen, technischen Parametern und Herstellern ist den Technologiesteckbriefen im Dokument „Hy-NATuRe Anhang“ zu entnehmen.

Pkw

Brennstoffzellen-Pkw sind marktreif und werden von verschiedenen Herstellern wie bspw. Toyota und Hyundai angeboten. Mit dem iX5 Hydrogen entwickelt BMW aktuell eine Kleinserie. Die bisher am Markt verfügbaren Fahrzeuge werden mit 700 bar in ca. 3 Minuten betankt und erreichen Reichweiten von 400 bis 650 km. Gegenüber einem Benzin- oder Diesel-Pkw spart ein Brennstoffzellen-Pkw im Betrieb jährlich bis zu 2,4 tCO₂ ein¹⁵.

Leichte Nutzfahrzeuge (LNF)

Auch für die Klasse der leichten Nutzfahrzeuge (LNF) bis zu 3,5 Tonnen gibt es bereits Brennstoffzellen-Fahrzeuge auf dem Markt. Stellantis (mit den Marken Peugeot, Citroën und Opel), Renault und Hyundai/Iveco bieten erste Kleinserienmodelle an. Wie bei den Pkw werden die Fahrzeuge mit 700 bar betankt und erreichen Reichweiten von bis zu 500 km. Im Fahrbetrieb können durch den Ersatz von Diesel pro Fahrzeug jährlich bis zu 4,7 Tonnen CO₂ eingespart werden¹⁶.

Busse

¹⁴ Herstellerangaben, www.faan.com; www.still.de, Hyundai, Toyota, <https://www.auto-data.net>, <https://ecomento.de>

¹⁵ Durchschnittliche Jahresfahrleistung nach KBA 2021: 12.843 km; Benzin: 7,8 l/100 km; 2,33 kg CO₂ pro l; Diesel: 7,0 l/100 km; 2,64 kg CO₂ pro l.

¹⁶ Durchschnittliche Jahresfahrleistung nach KBA 2021: 18.647 km; Diesel: 9,5 l/100 km, 2,64 kg CO₂ pro l.

Brennstoffzellenbusse werden wie Batteriebusse seit Jahren erfolgreich im ÖPNV eingesetzt und sind im Markt etabliert. Es gibt verschiedene Hersteller (u.a. Solaris, Van Hool, Caetano), die Busse in Serie anbieten. Sie können in ca. 10 Minuten mit 350 bar betankt werden und erreichen Tagesfahrleistungen von etwa 350 bis 400 km. Das ermöglicht häufig einen 1:1 Ersatz von Dieselnbussen. Durch seine hohe Jahresfahrleistung spart ein Bus im Fahrbetrieb bis zu 58 Tonnen CO₂ ein¹⁷.

Soll der ÖPNV auf Elektrobusse oder BZ-Busse umgestellt werden, empfiehlt es sich, die individuellen Einsatzbedingungen genau zu analysieren. Typische Bedingungen, die für den Einsatz von Brennstoffzellenbussen sprechen, sind:

- Hohe Tagesfahrleistungen / Reichweiten / Umläufe (> 250 km). Abbildung 3-11 zeigt die Reichweiten über alle Jahreszeiten von Batterie- und BZ-Bussen für eine Ladung / Betankung.
- Vermeidung von Mehrfahrzeugen und Mehrpersonal
- Keine ausreichende Netzkapazität zum Laden mehrerer Busse im Depot / auf der Strecke
- Keine ausreichenden Pausenzeiten zum Nachladen auf der Strecke bzw. im Depot
- Aufrechterhaltung typischer Arbeitsabläufe (Tankzeiten, Instandhaltung, Reinigung, etc.)

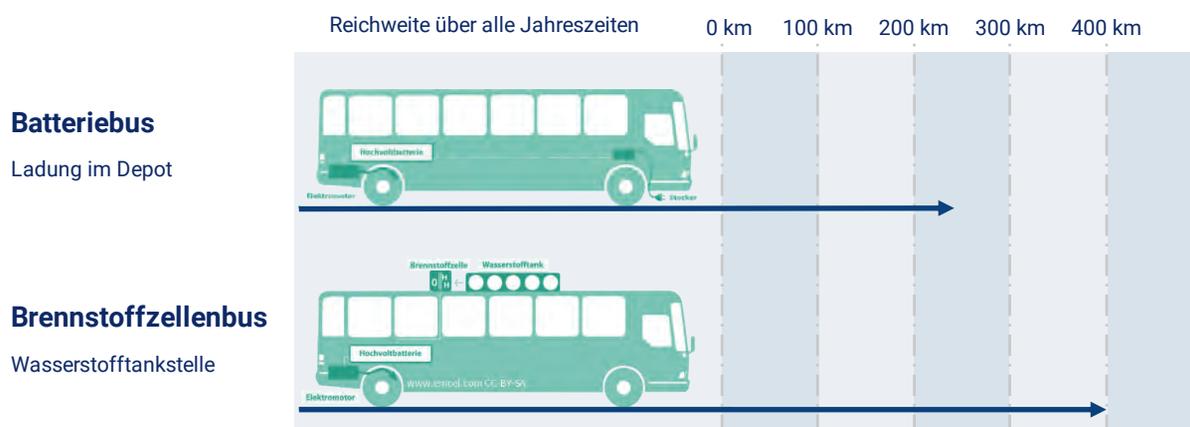


Abbildung 3-11: Reichweiten von Elektrobusen und BZ-Bussen

Je nach Standort des Busunternehmens ist für die Einführung von Brennstoffzellenbussen häufig der Bau einer eigenen Wasserstofftankstelle erforderlich. Aufgrund der steigenden Anzahl von Wasserstofftankstellen in Deutschland gibt es jedoch in immer mehr Regionen öffentliche Wasserstofftankstellen, die für die Einführung bzw. den Test erster Brennstoffzellenbusse genutzt werden können.

Brennstoffzellen-Reisebusse sind derzeit im Stadium der frühen Markteinführung. Mit Synosynergy hat 2022 der erste Hersteller einen Brennstoffzellen-Reisebus für den europäischen Markt vorgestellt¹⁸. Daimler plant die Einführung eines Brennstoffzellen-Reisebusses erst nach der Einführung von Lkw¹⁹.

¹⁷ Durchschnittliche Jahresfahrleistung nach KBA 2021: 52.192 km; Diesel: 42 l/100 km, 2,64 kg CO₂ pro l.

¹⁸ <https://www.electrive.net/2022/10/11/synosynergy-stellt-ersten-fcev-reisebus-vor/>, abgerufen am 09.11.2022

¹⁹ <https://www.welt.de/wirtschaft/article237142629/Daimler-Truck-plant-Reisebusse-mit-Brennstoffzelle.html>, abgerufen am 09.11.2022

Abfallsammelfahrzeuge

Abfallsammelfahrzeuge sind von verschiedenen Herstellern wie Faun, Zoeller, HyTrucks oder Geesinknorba erhältlich. Je nach Hersteller können sie mit 350 oder mit 700 bar betankt werden und lassen sich dadurch auch in Regionen, in denen es bisher nur 700 bar Tankstelle gibt, betreiben.

Brennstoffzellen-Abfallsammelfahrzeuge weisen im Vergleich zu Batterie-Abfallsammelfahrzeugen größere Reichweiten auf und ermöglichen zudem kürzere Betankungszeiten. Pauschale Aussagen zu Mindestreichweiten für eine Betankung / Beladung sind hier allerdings nicht möglich. Die Bewertung dieser Technologien ist stark abhängig vom benötigten Gesamtenergieverbrauch für den Umlauf bzw. von der Tagesfahrleistung des Abfallsammelfahrzeugs. Dabei ist nicht nur die rein fahrbezogene Leistung von Bedeutung, sondern auch die Energie, die für die Aufnahme, Verarbeitung und Abladung der Abfälle benötigt wird. Diese kann erheblich sein, insbesondere bei großen Müllmengen oder schweren Abfällen.

In diesem Kontext ist es wichtig, die spezifischen Anforderungen und Betriebsbedingungen des Abfallsammelfahrzeugs zu berücksichtigen, um eine umfassende Bewertung der beiden Technologien vornehmen zu können. Bei der Auswahl einer passenden Technologie empfiehlt sich eine enge Abstimmung mit den Fahrzeugherstellern zu den benötigten Energien für die Tagesfahrleistungen.

Lkw

Durch die hohen Reichweiten- und Nutzlastanforderungen beim Transport von Waren und Gütern ist das Potenzial für den Einsatz von Brennstoffzellen-Lkw sehr hoch. Die ersten Brennstoffzellen-Lkw mit einer 350 bar Betankung sind bereits marktreif und erreichen Reichweiten von ca. 400 km. Ab 2024 werden die ersten Brennstoffzellen-Lkw mit Reichweiten von bis zu 1.000 km vertrieben. Derzeit bieten beispielsweise Hyundai, Hyzon Motors, Quantron und IVECO/Nikola schwere Lkw bis zu 40 Tonnen an. Aber auch im Bereich der mittelschweren Lkw gibt es bereits erste Hersteller auf dem Markt. So hat beispielsweise die Paul Group einen 24 Tonnen Lkw vorgestellt, der ab 2023 in Serie geht.²⁰ Schwere Lkw und insbesondere Sattelzugmaschinen bieten aufgrund ihrer hohen Fahrleistungen Emissionseinsparungen von bis zu 71 tCO₂ pro Jahr²¹ im Fahrbetrieb bei der Nutzung von grünem Wasserstoff.

Der Brennstoffzellenantrieb bietet auch im Lkw-Bereich Vorteile in Form von höheren Reichweiten und kürzeren Betankungszeiten. Pauschale Aussagen über tägliche Fahrleistungen, bei denen der Einsatz von Brennstoffzellen-Lkw sinnvoll ist, sind jedoch schwierig, da sie stark von verschiedenen Faktoren wie Fahrprofil und Menge bzw. Gewicht der transportierten Güter abhängen. Es lässt sich jedoch festhalten, dass Reichweiten im Bereich von 400 bis 1.000 km in der Regel ausreichen, um eine Betankung an einer privaten Tankstelle (gasförmig oder flüssig), z.B. auf dem Betriebshof, zu ermöglichen. Dies eröffnet vielen Unternehmen die Möglichkeit, unabhängig von Tank- und Ladevorgängen während der Fahrt zu planen. Aber auch bereits im Verteilerverkehr kann der Einsatz von Brennstoffzellen-Lkw sinnvoll sein. Typische Bedingungen, die für den Einsatz von Brennstoffzellen-Lkw und gegen Batterie-Lkw sprechen, sind:

- Keine ausreichenden Zeiten zum Nachladen auf der Strecke, bzw. im Betriebshof
- Vermeidung von Mehrfahrzeugen und ggf. Mehrpersonal
- Keine ausreichende Netzkapazität auf dem Betriebshof
- Keine ausreichende Ladeinfrastruktur auf der Strecke

²⁰ <https://www.electrive.net/2022/06/03/paul-nutzfahrzeuge-stellt-mittelschweren-h2-lkw-vor/>, abgerufen am 09.11.2022

²¹ Durchschnittliche Jahresfahrleistung nach KBA 2021: 89.714 km; Diesel: 30 l/100 km, 2,64 kg CO₂ pro l.

Schienefahrzeuge

Im Schienenpersonennahverkehr (SPNV) werden auf nicht-elektrifizierten Strecken seit 2018 erste Brennstoffzellenzüge im Linienbetrieb eingesetzt. Mit Alstom und Siemens haben zwei etablierte Hersteller entsprechende Produkte am Markt platziert. Aktuelle SPNV-Brennstoffzellenzüge speichern ihren Wasserstoff bei 350 bar und haben bei einem Verbrauch von etwa 25 kg_{H₂}/100 km Reichweiten von bis zu 1.000 km. Durch die Substitution von konventionellen Dieselmotoren mit einem Verbrauch von 129 l/100 km können Brennstoffzellenzüge im Fahrbetrieb bis zu 330 tCO₂ pro 100.000 km einsparen²². Mit seiner hohen Energiedichte ist Wasserstoff zudem auch für Güter- oder Rangierloks interessant – hier befinden sich Pilot- und Forschungsprojekte in Umsetzung.

Industrie

Zur Erreichung der Klimaziele ist eine holistische Transformation des Industriesektors notwendig. Fossile Energiequellen müssen durch erneuerbare Energien ersetzt werden. Aber auch die stoffliche Nutzung von Erdgas oder Erdöl muss durch CO₂-neutrale Alternativen substituiert werden.

Der heute in Deutschland verbrauchte Wasserstoff wird größtenteils in der Industrie eingesetzt und ist fossilen Ursprungs. Er dient u.a. zur Produktion von Treibstoffen in Raffinerien sowie zur Herstellung von Düngemitteln und Chemikalien wie Methanol. In Zukunft wird grüner Wasserstoff in großen Mengen auch zur Herstellung von Stahl, grünem Methanol und Ammoniak sowie zur Zementproduktion benötigt²³. Darüber hinaus kann Wasserstoff zur Bereitstellung von emissionsfreier Prozesswärme eingesetzt werden. Die Verbreitung ist v.a. davon abhängig, in welchem Umfang und zu welchen Kosten grüner Wasserstoff in Zukunft zur Verfügung stehen wird. Aktuell wird für einen Großteil der Anwendungen eine direkte Elektrifizierung als wirtschaftlicher angesehen. Wasserstoff kann in speziellen gasbasierten Anwendungen und Hochtemperaturprozessen, zum Beispiel in der Papier- oder Glasindustrie, eine Rolle spielen.

In der Hy-NATuRe-Region sind nach aktueller Kenntnis keine der oben erwähnten Bedarfe bekannt. Allerdings wird Wasserstoff bereits heute in der Industrie als Trägergas in der Halbleiterproduktion, zum Testen von Brennstoffzellen sowie in der Hartmetallverarbeitung eingesetzt. Die dabei eingesetzten Mengen sind verhältnismäßig gering.

Gebäudewärme

Wasserstoff kann Erdgas im Gasnetz teilweise oder ganz ersetzen. Das Regelwerk des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) sieht Quoten von 1-10 Vol.-% für Wasserstoffbeimischungen ins Erdgasnetz vor. Mögliche Beimischungsquoten in konkreten Anwendungsfällen sind mit den Gasnetzbetreibern und Endanwendern abzuklären. Aus technischer Sicht sind bereits heute höhere Beimischungsquoten denkbar. Entsprechend unterbreitet der DVGW einen Vorschlag zur Weiterentwicklung der Quoten für Wasserstoff im Erdgasnetz von bis zu 20 Vol.-%. Eine Beimischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz kann – zumindest in der Übergangsphase – eine Möglichkeit zur Verteilung von Wasserstoff darstellen²⁴.

Durch eine Umrüstung klassischer Wärmeerzeugungsanlagen oder den Einbau neuer „H₂-ready“ Anlagen sowie durch den Einsatz von Brennstoffzellen-Systemen kann reiner Wasserstoff oder eine Erdgas-Wasserstoff-Mischung zur Wärmeversorgung von Gebäuden genutzt werden. Entsprechende Heizgeräte sind verfügbar, jedoch bisher kaum verbreitet. Grundsätzlich empfiehlt sich, zukünftig nur noch Kessel und Blockheizkraftwerke zu verbauen, die sowohl mit (synthetischem) Erdgas als auch mit Wasserstoff betrieben werden können („H₂-ready“). Dadurch kann mittel- bis langfristig die Nutzung von Wasserstoff in der Wärmeversorgung von Gebäuden vorbereitet werden.

²² „Wasserstoffoffensive Kreis Düren“, Kreis Düren, 2021.

²³ „Neue Ziele auf alten Wegen?“, Forschungszentrum Jülich, 2021

²⁴ <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/h2vorort-wasserstoff-gasverteilst-dvgw-broschuere.pdf>, abgerufen 10.11.2022

Wie bereits im HyStarter-Bericht beschrieben, gibt es verschiedene Brennstoffzellensysteme zur Erzeugung von Wärme und Strom. Die Technologieauswahl ist immer von der Gebäudeart, aber auch vom Nutzerverhalten (maßgeblich Wärmebedarf), abhängig. PEM-Brennstoffzellen bieten hohe Stromkennzahlen und sind für Gebäude mit geringen Wärmebedarfen zu empfehlen. Für Gebäudearten mit einem konstanten Energie- und Wärmebedarf eignen sich Hochtemperatur-Brennstoffzellen und Wasserstoff-BHKWs, bei denen eine höhere Wärmeauskopplung möglich ist. Grundsätzlich sind die Technologien marktreif, allerdings existiert in den wenigsten Fällen eine Serienproduktion.

Der Einsatz von Wasserstoff in der Wärmeversorgung im großen Stil ist noch offen, da unklar ist, in welchem Umfang und zu welchen Kosten grüner Wasserstoff in Zukunft zur Verfügung stehen wird. Der Hochlauf im Gebäudebereich hängt maßgeblich von der Verfügbarkeit großer Mengen Wasserstoffs und von dem Aufbau einer Versorgungsstruktur über ein Rohrleitungsnetzwerk ab. Zumindest kurzfristig bis 2030 wird Wasserstoff ein knappes Gut sein. Insgesamt gilt daher, dass vor der Nutzung von Wasserstoff alle verfügbaren Alternativen zur klimafreundlichen Wärmeversorgung ausgereizt werden sollten. Wasserstoff ist dort eine Option, wo große konzentrierte Bedarfsmengen vorliegen, oder hohe Vorlauftemperaturen erreicht werden müssen, zum Beispiel in denkmalgeschützten Gebäuden.

4 Regulatorische Rahmenbedingungen

Welche Rahmenbedingungen sind zur Erzeugung, Verteilung und Nutzung von Wasserstoff zu beachten?

Der Markthochlauf bzw. der Marktdurchbruch der Wasserstofftechnologie hängt, neben Technologie- und Kostenentwicklungen, von den regulatorischen Rahmenbedingungen ab. Der Bund und die EU geben den regulatorischen Rahmen zur Erzeugung, Verteilung und Nutzung von Wasserstoff vor und passen diesen kontinuierlich an. Durch regulative und marktwirtschaftliche Treiber soll der Einsatz von klimafreundlichen Technologien – wie z.B. die Nutzung von Wasserstoff – gezielt unterstützt werden. Gleichzeitig soll sichergestellt werden, dass der Wasserstoff möglichst durch erneuerbare Energien erzeugt wird, damit die Nutzung dem Klimaschutz dient.

Im Folgenden werden die aktuellen regulatorischen Treiber und Regularien, die den Einsatz von grünen Wasserstofftechnologien beschleunigen und lenken sollen, beleuchtet. Zudem werden die Genehmigungsverfahren für die Errichtung von Wasserstoffinfrastrukturen sowie Schritte zur effizienten Umsetzung dargestellt.

Hinweis zu den regulatorischen Rahmenbedingungen:

Die Gestaltung des regulatorischen Rahmens unterliegt aktuell einer großen Dynamik. Die hier dargestellten Sachverhalte stellen keine Rechtsberatung dar, sondern spiegeln eine Interpretation der aktuellen Gesetzeslage wider. Implikationen für konkrete Projekte sind in jedem Fall einer juristischen Einzelfallprüfung zu unterziehen.

4.1 Regulatorische Treiber

Welche umweltpolitischen Instrumente treiben die Einführung von Wasserstofftechnologien?



- Der Bund und die EU geben den rechtlichen Rahmen zur Erzeugung, Verteilung und Nutzung von Wasserstoff vor und passen diesen kontinuierlich an.
- Durch regulatorische und marktwirtschaftliche Treiber soll der Aufbau der Wasserstoffwirtschaft und die Nutzung von Wasserstoff innerhalb der EU und in Deutschland gezielt unterstützt werden. Gleichzeitig soll sichergestellt werden, dass der erzeugte Wasserstoff möglichst durch erneuerbare Energien erzeugt wird, damit die Nutzung von Wasserstoff dem Klimaschutz dient.

Die angestrebte Klimaneutralität im Jahr 2045 erfordert große Kraftanstrengungen – insbesondere im Verkehrssektor, in dem die Emissionen seit 1990 auf einem konstanten Niveau verbleiben. Auf europäischer und Bundesebene wurden daher regulative und marktwirtschaftliche Instrumente eingeführt, die zur Erreichung der Ziele beitragen sollen (siehe Tabelle 4-1).

Tabelle 4-1: Regulatorische Treiber zur Nutzung von Wasserstoff im Verkehrssektor

Regulative Treiber	Adressat	Kurzbeschreibung
CO₂-Flotten-grenzwerte	Fahrzeughersteller	Die EU legt Grenzwerte für CO ₂ -Emissionen für die Herstellung von Fahrzeugen fest. Diese sehen für Pkw eine Reduktion von 37,5 % bis 2030 vor. Für Lkw (zunächst nur Schwerlastverkehr) werden Grenzwerte der CO ₂ -Emissionen für Flotten ab 2025 um 15 % Reduktion im Vergleich zur Periode Juli 2019/Juni 2020 festgelegt, ab 2030 liegt die Reduktion im Vergleich zur Periode Juli 2019/Juni 2020 bei 30 %.
Clean Vehicles Directive / SaubFahrzeugBe-schG	Fahrzeugbetreiber / öffentliche Auftraggeber	Die Richtlinie legt Mindestziele für die Fahrzeugbeschaffung von Pkw, LNF und SNF durch öffentliche Behörden und Unternehmen fest. Die Beschaffungsquote liegt bspw. für Busse ab August 2021 bei 45 % für Fahrzeuge mit alternativen Antrieben, ab 2026 liegt die Beschaffungsquote bei 65 %. Die Hälfte davon muss komplett emissionsfrei sein (nur Batterie oder BZ-Fahrzeuge).
Umweltauflagen	Fahrzeugbetreiber	Die mögliche Entstehung / Erweiterung von Umweltzonen und / oder Fahrverbotszonen stellt ebenfalls einen politischen Treiber dar.
Marktwirtschaftliche Treiber	Adressat	Kurzbeschreibung
CO₂-Preis (BEHG)	Kraftstoffbezieher	Seit 2021 wird eine CO ₂ -Abgabe auf in Verkehr gebrachte Brenn- und Kraftstoffe erhoben. Die CO ₂ -Abgabe erfolgt über einen Emissionszertifikate-Handel und wird im Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) vorgegeben. Die CO ₂ -Abgabe wird in mehreren Schritten erhöht: 2021: Start mit 25 €/tCO ₂ , 2022: 30 €/tCO ₂ , 2023: 35 €/tCO ₂ , 2024: 45 €/tCO ₂ , 2025: 55 €/tCO ₂
Ausweitung EU-Emissionshandel (EHS) auf Verkehr	Kraftstoffbezieher	Im April 2023 haben sich das EU-Parlament und der Rat der EU über eine Überarbeitung des EHS geeinigt ²⁵ . Hier soll u.a. ein separates EHS für die Sektoren Gebäude und Verkehr entwickelt werden, das den Emissionshandel in den beiden Sektoren beschreibt und dazu führen soll, die Reduzierung von CO ₂ -Emissionen in den Sektoren schneller voranzubringen. Die genaue Umsetzung dieser Ausweitung ist noch nicht ausgearbeitet. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass es einen Gesamtkostenvorteil für CO ₂ -freie Antriebe geben wird.
Treibhausgas-Minderungs-Quote	Kraftstoff-Inverkehrbringer	Die Treibhausgas-Minderungs-Quote (THG-Quote) verpflichtet Unternehmen, die Kraftstoff in Verkehr bringen, die beim Verbrennen dieser Kraftstoffe entstehenden Treibhausgasemissionen zu reduzieren. Die THG-Quote wird bis 2030 auf 25 Prozent ansteigen.
Steuervorteile	Fahrzeughalter	Erlass der Kfz-Steuer für elektrisch angetriebene Fahrzeuge, Befreiung bis 31.12.2030 (Kraftfahrzeugsteuergesetz); betrifft keinen Güterverkehr, aber ggf. weitere Nutzfahrzeuge. Ggf. Sonderabschreibung reiner Elektro-Nutzfahrzeuge (N1, N2 und N3) nach § 7c EStG möglich. Das BMVD prüft, ob weitere Steuerentlastungen sinnvoll und möglich sind.
Lkw-Maut / Eurovignetten für Lkw	Fahrzeugbetreiber	Die Lkw-Maut setzt sich aus Mautteilsätzen für Infrastruktur- Luftverschmutzungs- und Lärmbelastungskosten zusammen. Die Reform der Lkw-Maut durch die Bundesregierung im Jahr 2023 führt zu folgenden Änderungen ²⁶ : Zum 01.12.2023 wird zusätzlich ein neuer Mautteilsatz für die Kosten verkehrsbedingter CO ₂ -Emissionen erhoben. Der CO ₂ -Aufschlag beträgt 200 € pro Tonne CO ₂ . Dadurch erhöhen sich bspw. die Mautsätze von einem 40 t Diesel-Lkw von ca. 0,19 € pro Kilometer auf etwa 0,36 € pro Kilometer. Ab dem 01.07.2024 umfasst die Lkw-Maut alle Lkw ab 3,5 Tonnen. BZ-Lkw sind bis Ende 2025 von der Maut befreit. Ab 01.01.2026 zahlen Flottenbetreiber von BZ-Lkw einen 75 % reduzierten Mautteilsatz für die Kosten der Infrastruktur, zusätzlich der Mautteilsätze für Luftverschmutzung und Lärmbelastung.

²⁵ <https://www.consilium.europa.eu/de/infographics/fit-for-55-eu-emissions-trading-system/>

²⁶ Bundesregierung, „Reform der Lkw-Maut“, www.bundesregierung.de, abgerufen Juni 2023

Fokus: Clean Vehicle Directive

Für die öffentliche Auftragsvergabe ist insbesondere die Clean Vehicle Directive (CVD)²⁷ zu berücksichtigen. Diese sieht Mindestquoten für saubere und emissionsfreie Fahrzeuge bei Neubeschaffungen vor. Die für Deutschland festgelegten Quoten sind in Tabelle 4-2 aufgeführt. Ein „sauberes Fahrzeug“ muss alternative Kraftstoffe nutzen, die weniger Emissionen als konventionelle Kraftstoffe ausstoßen. Ein „emissionsfreies Fahrzeug“ darf faktisch keine CO₂-Emissionen im Fahrbetrieb ausstoßen – hierfür kommen also nur Batterie- oder Wasserstofffahrzeuge in Betracht. Für ÖPNV-Busse heißt das konkret: Zwischen 2021 und 2025 müssen mindestens 45 % der neu ausgeschriebenen Fahrzeuge sauber und mindestens 22,5 % emissionsfrei sein. Zwischen 2026 und 2030 müssen folglich 65 % der neu ausgeschriebenen Fahrzeuge sauber und mindestens 32,5 % emissionsfrei sein.

Die CVD wurde Mitte 2021 durch das Gesetz über die Beschaffung sauberer Straßenfahrzeuge (SaubFahrzeugBeschG²⁸) in deutsches Recht umgesetzt. Danach müssen öffentliche Auftraggeber und Sektorauftraggeber bei neuen Ausschreibungen für Beschaffung, Leasing oder Anmietung von Straßenfahrzeugen sowie bei der Vergabe von Verkehrsdienstleistungen das SaubFahrzeugBeschG berücksichtigen. Die Quotenpflicht für saubere Fahrzeuge gilt u.a. bei der Beschaffung von ÖPNV-Bussen, Abfallsammelfahrzeugen sowie für Fahrzeuge zur Post- und Paketzustellung.

Für Busse im ÖPNV wird aktuell eine Quote von 100 % emissionsfrei für Beschaffungen ab 2030 diskutiert.

Tabelle 4-2: Mindestquoten der CVD für saubere und emissionsfreie Fahrzeuge

Fahrzeugklasse	Definition „Sauberes Fahrzeug“		Beschaffungsquoten 02.08.2021 bis 31.12.2025	Beschaffungsquoten 01.01.2026 bis 31.12.2030
PKW und Leichte NFZ (< 3,5t)	50 g CO ₂ / km, 80% Luftschadstoffe	Ab 2026: 0 g CO ₂ / km, kA. zu Luftschadstoff- emissionen	38,5 %	
LKW (> 3,5 t)	Nutzung alternativer Kraftstoffe (lt. Art. 2 AFID bspw. Strom, Wasserstoff, Erdgas, synthetische Kraftstoffe**, Biokraftstoffe**)		10 %	15 %
Busse (> 5 t)			45 % *	65 % *

* Die Hälfte der beschafften Busse muss emissionsfrei sein, d.h. weniger als 1 g CO₂/km ausstoßen, z.B. Elektro- oder Brennstoffzellenfahrzeuge.

** Alternative Kraftstoffe dürfen nicht mit konventionellen, fossilen Kraftstoffen gemischt werden

Fokus: Treibhausgasminderungs-Quote

Durch die Treibhausgasminderungs-Quote soll der Anteil erneuerbarer Energien im Verkehrssektor gesteigert werden. Inverkehrbringer von fossilen Kraftstoffen werden dazu verpflichtet, ihre Treibhausgas-Emissionen (THG-Emissionen) zu reduzieren. Dies kann zum einen durch den Vertrieb emissionsarmer Kraftstoffe geschehen, zum anderen kann der Inverkehrbringer als Quotenverpflichteter zertifizierte THG-Quoten von Dritten erwerben. Dies können beispielsweise Betreiber von Wasserstofftankstellen sein, die so zusätzliche Erlöse erzielen können.

Nach der Aktualisierung des § 37a BImSchG erhöht sich die geforderte Quote schrittweise von 8 % im Jahr

²⁷ Europäisches Parlament und Europäischer Rat, „RICHTLINIE (EU) 2019/1161 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 20. Juni 2019 zur Änderung der Richtlinie 2009/33/EG über die Förderung sauberer und energieeffizienter Straßenfahrzeuge“. Juni 20, 2019

²⁸ Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz vom 9. Juni 2021 (BGBl. I S. 1691).

2023 auf 25 % im Jahr 2030. Werden die Minderungsquoten nicht eingehalten, fallen für den Quotenverpflichteten Strafzahlungen an, die 2021 von 470 € auf 600 € pro Tonne CO₂ angehoben wurden. Betreiber von Wasserstofftankstellen können ihre Quoten für den von ihnen in Verkehr gebrachten erneuerbaren Wasserstoff verkaufen. Hierbei können – je nach Quotenpreis – Einnahmen in Höhe von 4 bis 10 €/kg Wasserstoff erzielt werden. Durch diese zusätzlichen Einnahmen wird das Inverkehrbringen von grünem Wasserstoff wirtschaftlicher und attraktiver.

Abschnitt 4.2 beschreibt die Anforderungen, welche der Wasserstoff für die Qualifizierung für den THG-Quotenhandel erfüllen muss.

4.2 Regulatorische Anforderungen

Was ist grüner Wasserstoff? Wie qualifiziert sich Wasserstoff für die THG-Quote?



- Es gibt verschiedene Definitionen von grünem Wasserstoff. Gemein haben sie, dass damit CO₂-armer bzw. -neutraler Wasserstoff bezeichnet wird.
- Zur Qualifizierung für den THG-Quotenhandel muss der Wasserstoff strenge Kriterien erfüllen. Die genaue Umsetzung im deutschen Recht steht noch aus.
- Der Aufbau von Wasserstofftankstellen an (städtischen) Verkehrsknotenpunkten ist für die EU-Mitgliedsstaaten Pflicht.
- Wasserstoff darf dem Gasnetz je nach Gasnetzbetreiber mit einem Anteil von 1 bis 10 Vol.-% zugemischt werden. Der DVGW sieht bis zu 20 Vol.-% als machbar an.

Definition von grünem und erneuerbarem Wasserstoff

Bisher gibt es noch keine einheitliche Definition von grünem Wasserstoff. Die Nationale Wasserstoffstrategie definiert Wasserstoff als grün, wenn dieser „durch Elektrolyse mit Strom aus Erneuerbaren Energien“ erzeugt wird²⁹. Neben dieser Definition existieren derzeit verschiedene Zertifizierungsmöglichkeiten, beispielsweise über den TÜV Süd³⁰ oder das europäische Zertifizierungssystem CertifHy³¹. Bei CertifHy werden die Zertifizierungen in Abhängigkeit der im Herstellungsprozess anfallenden CO₂-Emissionen und der eingesetzten Energieträger als „Green Hydrogen“ oder „Low Carbon Hydrogen“ definiert.

Am 20. Juni 2023 veröffentlichte die Europäische Kommission die Delegierte Verordnung zur Ergänzung der RED II (EU) 2018/2001³². Hierin sind die Definition und Kriterien für erneuerbaren Wasserstoff für den Verkehrssektor aus nicht-biogenen Quellen festgeschrieben. Die Verordnung sieht vor, dass erneuerbarer Wasserstoff aus nicht-biogenen Quellen durch Elektrolyse mit grünem Strom (v.a. Windenergie und Photovoltaik) hergestellt wird. Durch weitere Kriterien soll dafür gesorgt werden, dass mit dem Ausbau der Wasserstoffwirtschaft auch der Ausbau erneuerbarer Stromerzeuger weiter vorangetrieben wird.

Der Strombezug für die Elektrolyse lässt sich in vier Optionen unterteilen:

- Versorgung mittels Direktleitung
- Netzbezug mit Stromlieferverträgen (Power Purchase Agreement, kurz PPA)
- Netzbezug bei einem Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix von über 90 %

²⁹ „Die Nationale Wasserstoffstrategie“, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020

³⁰ „Erzeugung von Grünem Wasserstoff (GreenHydrogen)“, TÜV SÜD Industrie Service GmbH, 2020

³¹ Weitere Informationen unter www.certifyhy.eu

³² <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:32023R1184>

- Netzbezug bei Nutzung von Überschussstrom

Bei der Stromversorgung mittels Direktleitung sieht die Verordnung vor, dass die erneuerbare Energieerzeugungsanlage (EE-Anlage) maximal 36 Monate vor dem Elektrolyseur in Betrieb genommen wurde. Darüber hinaus muss bei einer Einspeisung von Strom in das Netz ein intelligentes Messsystem vorgesehen sein, welches alle Stromflüsse misst und somit sichergestellt wird, dass der Elektrolyseur nur Strom von der EE-Anlage bezieht. Ein zusätzlicher Netzbezug von Strom ist möglich, solange die nachfolgenden Voraussetzungen für den Netzbezug erfüllt sind.

Wird Strom über das Netz bezogen und der Anteil von grünem Strom im Netz ist geringer als 90 %, müssen ein oder mehrere Stromlieferverträge (PPAs) über die genutzte Menge an grünem Strom vorhanden sein. Darüber hinaus müssen auch folgende Kriterien zum Strombezug erfüllt sein:

- Zusätzlichkeit (gilt ab dem 01.01.2028, Anlagen mit früherer Inbetriebnahme sind bis 31.12.2037 davon befreit):
 - Neuanlagen: Inbetriebnahme oder Repowering der EE-Anlage maximal 36 Monate vor Inbetriebnahme der H₂-Erzeugungsanlage und
 - Förderung: EE-Anlage hat keine Investitions- oder Betriebsförderung erhalten (Förderungen vor einem Repowering sind zulässig)
- Zeitliche Korrelation der Erzeugung:
 - Bis 31.12.2029: H₂- und Stromerzeugung (-speicherung) müssen innerhalb desselben Kalendermonats ablaufen
 - Ab 01.01.2030: H₂- und Stromerzeugung (-speicherung) müssen innerhalb einer Stundenperiode ablaufen
 - Alternativ: Strompreise auf dem Day-Ahead-Markt für die Stundenperiode liegen bei maximal 20 €/MWh oder bei maximal dem 0,36-fachen des CO₂-Zertifikatspreises
- Geografische Korrelation:
 - Strom- und Wasserstoffherstellungsanlage liegen in gleicher Gebotszone (Deutschland und Luxemburg)
 - Stromerzeugungsanlage befindet sich in verbundener Gebotszone mit höheren Strompreisen auf dem Day-Ahead-Markt
 - Stromerzeugungsanlage befindet sich in verbundener Offshore-Gebotszone

Sobald in einer Gebotszone ein Anteil von mehr als 90 % von grünem Strom am Bruttostromverbrauch innerhalb eines Kalenderjahres erreicht wird, gilt das Netz für die folgenden fünf Jahre als grün und es werden keine PPAs für den Strombezug benötigt. Die Kriterien der Zusätzlichkeit, der Zeitgleichheit und der geografischen Korrelation fallen ebenfalls weg, dafür darf der Betrieb des Elektrolyseurs eine Höchstzahl an Stunden nicht überschreiten. Diese Höchstzahl wird über den Faktor des Grünstromanteils im Stromnetz ermittelt und mit den Stunden eines Jahres multipliziert.

In Zeiten sehr hoher Stromproduktion kann sogenannter Überschussstrom (= Erzeugung, die abgeregelt werden würde) direkt für die Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff genutzt werden. Diese Strommengen sind heute noch gering, werden aber mehr je höher der Anteil erneuerbarer Energien am Strommix ist.

Die Delegierte Verordnung zu erneuerbarem Wasserstoff trat am 10. Juli in Kraft. Es bleibt abzuwarten, wie die Umsetzung in nationales Recht gestaltet wird. Bereits im EEG 2023 gab es eine Integration der Vorgaben, eine weitere Anpassung wird in der Aktualisierung der 37. BImSchV bis Ende 2023 erwartet.

Qualifizierung für den THG-Quotenhandel

Damit Wasserstoff quotenberechtigt ist, muss er im Straßenverkehr eingesetzt werden und einige, in der 37. BImSchV definierte Anforderungen erfüllen. Hier werden Anforderungen an die Elektrolyseanlage als auch an den Strom, der für das Verfahren genutzt wird, gestellt. Der Strom für die Wasserstoffherzeugung muss aktuell durch eine nicht-biogene, erneuerbare, nicht mit dem Stromnetz verbundene Stromerzeugungsanlage generiert werden. Derzeit werden die Rahmenbedingungen für Wasserstoff im THG-Handel neu definiert. Mit der Anpassung des BImSchG (§37d) im September 2021 wurde zum Beispiel die Anrechenbarkeit von biogenem Wasserstoff ab 2023 grundsätzlich ermöglicht. Mit der Umsetzung des Delegierten Rechtaktes in die 37. BImSchV werden die oben aufgeführten Leitkriterien im deutschen Recht verankert. Da die Anforderungen für den THG-Quotenhandel hierauf basieren, ist zu erwarten, dass quotenwürdiger Wasserstoff diese Vorgaben in Zukunft erfüllen muss. Abzuwarten ist, ob die Anrechenbarkeit biogenen Wasserstoffs mit dem europäischen Recht vereinbar ist.

Aufbau von Wasserstofftankstellen

Die EU-Richtlinie zur Förderung des Ausbaus einer bedarfsgerechten Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (Alternative Fuel Infrastructure Regulation, kurz AFIR) legt Rahmenparameter für die H₂-Betanungstechnologie sowie den Ausbau der H₂-Tankstelleninfrastruktur fest.

Nach der am 11. Juli 2023 beschlossenen Anpassung der AFIR³³ sind die Mitgliedstaaten dazu verpflichtet, bis zum 31. Dezember 2030 eine Mindestanzahl öffentlich zugänglicher Wasserstofftankstellen zu errichten. Die Anforderungen sind:

- Mindestens eine öffentlich zugängliche Wasserstofftankstelle an jedem „städtischen Knoten“.
- Mindestens eine öffentlich zugängliche Wasserstofftankstelle im TEN-V-Gesamtnetz (= in Deutschland alle Autobahnen) alle 200 km, innerhalb einer Fahrdistanz von maximal 10 km von der Abfahrt.
- Mindestkapazität von 1 t/Tag und mindestens eine 700 bar-Zapfsäule.
- Die Tankstellen sollen für leichte und schwere Nutzfahrzeuge ausgelegt sein.

Einspeisung von Wasserstoff in das Gasnetz

Wasserstoff kann in bestehende Erdgasnetze beigemischt werden oder Erdgas vollständig ersetzen. Als Regelsetzer für die technische Sicherheit von Energieanlagen zur Erzeugung, Fortleitung und Abgabe von Wasserstoff wurde der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) benannt. Im Jahr 2021 wurden mit den DVGW-Merkblättern G 221, 260 und 655 bereits Regelwerke veröffentlicht, welche sich mit der Einspeisung von Wasserstoff in Gasnetze beschäftigen oder Regeln für die Umstellung von Netzabschnitten vorschreiben.

Das aktuelle Regelwerk des DVGW sieht Quoten von 1 bis 10 Vol.-% für Wasserstoffbeimischungen ins Erdgas vor³⁴. Technisch ist jedoch bereits eine problemlose Realisierbarkeit der Beimischung von 20 Vol.-% Wasserstoff in das Erdgasnetz nachgewiesen worden³⁵. Eine höhere Beimischung als 20 Vol.-% bedarf einer Anpassung einzelner Bestandteile der Gasnetzinfrastuktur und eines Austauschs der Endgeräte beim Verbraucher, ist nach den Erkenntnissen aktueller Forschungsvorhaben des DVGW aber technisch sicher realisierbar³⁶. Abbildung 4-1 gibt eine Übersicht über die technische Realisierbarkeit der Beimischung von Wasserstoff in das Gasnetz, aktuelle Entwicklungen und bestehende Regelwerke.

³³ https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/TA-9-2023-0261_EN.pdf

³⁴ „H₂vorOrt“, Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., 2020

³⁵ „Erstmals 20 Prozent Wasserstoff im deutschen Gasnetz“, Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. 2021

³⁶ <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/aktuelles/presse/pi-dvgw-staehle-h2ready.pdf>, abgerufen 20.04.2023



Abbildung 4-1: Beimischung von H₂ in das bestehende Erdgasnetz

4.3 Genehmigungsverfahren für Wasserstoffinfrastruktur

Was muss bei der Genehmigung von Wasserstoffinfrastruktur beachtet werden?

- Wasserstoff-Tankstellen, -Speicher oder -Erzeugungsanlagen gelten nach Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) als überwachungsbedürftige Anlagen.
- Genehmigungsverfahren von H₂-Tankstellen sind von der vorgehaltenen Wasserstoffmenge und einer möglichen Vor-Ort-Erzeugung des Wasserstoffs abhängig.
- Bei der Errichtung eines Elektrolyseurs greift zumeist das Genehmigungsverfahren nach Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG).
- Es sind Vereinfachungen im Genehmigungsprozess geplant, um den Ausbau der Infrastruktur zu beschleunigen.

Für den zügigen Aufbau einer flächendeckenden H₂-Infrastruktur sind klare Genehmigungsprozesse erforderlich. Dieses Kapitel stellt die grundlegenden Schritte für die Errichtung von H₂-Erzeugungsanlagen, H₂-Speichern und H₂-Tankstellen dar. Einen detaillierten Überblick über den Genehmigungsprozess mit Anwendungsbeispielen gibt der Genehmigungsleitfaden im Dokument „Hy-NATuRe Anhang“.

Bei der Errichtung von H₂-Tankstellen und Elektrolyseuren sind verschiedene Genehmigungsverfahren zu berücksichtigen, die je nach Menge des gespeicherten Wasserstoffs und der Art der Wasserstoffversorgung variieren. So ist die Vor-Ort-Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyse aus genehmigungsrechtlicher Sicht anders zu bewerten als die Anlieferung von Wasserstoff per Trailer oder Pipeline. Die jeweiligen Genehmigungsverfahren besitzen eine „Konzentrationswirkung“, sodass jedes übergeordnete Genehmigungsverfahren alle anderen Genehmigungen miteinschließt, welche für die Anlage nach öffentlich-rechtlichen Rechtsvorschriften erforderlich wären. Andere Genehmigungen sind damit nicht mehr separat ein-

zuholen, sondern sind Teil des Genehmigungsverfahrens mit Konzentrationswirkung und bei der zuständigen Behörde in der Regel gebündelt einzureichen. Die Rangordnung der infrage kommenden Genehmigungsverfahren Baugenehmigungsverfahren, Betriebssicherheitsverordnung³⁷, Bundes-Immissionschutzgesetz³⁸ und Planfeststellungsverfahren³⁹ ist in Abbildung 4-2 dargestellt.



Abbildung 4-2: Konzentrationswirkung im Genehmigungsrecht: Jedes übergeordnete Genehmigungsverfahren schließt die untergeordneten Verfahren mit ein

Diese Verfahren können weitere Untersuchungen und Rahmenbedingungen wie z.B. das Gesetz zur Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG), IE-Richtlinie oder die Störfallverordnung (12. Bundesimmissionschutzverordnung) einschließen.

Genehmigungsverfahren von Wasserstofftankstellen und Elektrolyseuren

Der Ablauf des Genehmigungsprozesses beginnt mit der Identifizierung des Projektes sowie der Kontaktaufnahme zu der zuständigen Behörde. Einen Überblick erforderliche Genehmigungsverfahren von Wasserstofftankstellen und Elektrolyseuren gibt Abbildung 4-3. Im Sinne einer effizienten Prozessgestaltung ist es essenziell, frühzeitig das Gespräch mit den zuständigen Behörden zu suchen, um Missverständnisse zu vermeiden und Absprachen über den Genehmigungsablauf, Fristen, Dauer usw. zu treffen.

H ₂ -Lagermenge	< 3 t	Ab 3 t	Ab 5 t
H₂-Tankstelle	Baugenehmigungsverfahren Erlaubnis-Verfahren nach § 18 BetrSichV	Baugenehmigungsverfahren Erlaubnis-Verfahren nach § 18 BetrSichV	Baugenehmigungsverfahren Erlaubnis-Verfahren nach § 18 BetrSichV
		Vereinfachtes Verfahren nach § 19 BlmSchG inkl. standortbezogene Vorprüfung nach UVPG	Vereinfachtes Verfahren nach § 19 BlmSchG inkl. standortbezogene Vorprüfung nach UVPG
			Störfallverordnung 12. BlmSchV
+ Elektrolyseur	Förmliches Verfahren nach § 10 BlmSchG inkl. allgemeine Vorprüfung nach UVPG	Förmliches Verfahren nach § 10 BlmSchG inkl. allgemeine Vorprüfung nach UVPG	Förmliches Verfahren nach § 10 BlmSchG inkl. allgemeine Vorprüfung nach UVPG

www.emcel.com, Mai 2023, CGBY-SA

Abbildung 4-3: Genehmigungsverfahren in Abhängigkeit der H₂-Lagermenge vor Ort

³⁷ Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV), Abschnitt 3 § 18 Erlaubnispflicht mit Baugenehmigung

³⁸ Bundes-Immissionsschutzgesetz (BlmSchG), Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge

³⁹ Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG), §§ 72 bis 78

Dem derzeitigen Rechtsrahmen zufolge wird für die Genehmigung einer Wasserstofftankstelle bei einer Speichermenge von unter 3 Tonnen Wasserstoff das Erlaubnisverfahren nach §18 BetrSichV und die Baugenehmigung nach der Landesbauordnung erforderlich. Übersteigt die Speichermenge 3 Tonnen, ist ein vereinfachtes Verfahren nach dem BImSchG anzuwenden. Ab einer Lagermenge von mehr als 5 Tonnen Wasserstoff ist die Störfallverordnung (12. BImSchV) zu berücksichtigen. Bei über 30 Tonnen Wasserstoff muss ein Regelverfahren nach BImSchG § 10 mit Öffentlichkeitsbeteiligung durchgeführt werden.

Da Elektrolyseure nach geltendem Recht als Industrieemissionsanlage (nach IE-Richtlinie) eingeordnet werden, kann eine Genehmigung im Regelverfahren nach BImSchG § 10 erforderlich sein. Ein Planfeststellungsverfahren ist nur erforderlich, wenn genutzte Flächen dem öffentlich-rechtlichen Fachplanungsrecht unterliegen. Dies kann beispielsweise auf Betriebsanlagen von Industrieparks, Eisenbahnen, Hafenanlagen oder Flugplätzen zutreffen. Hierfür sind deutlich längere Zeiträume zu kalkulieren.

Die Mindestbearbeitungszeit für die Prüfung der Dokumente beträgt 3 Monate im vereinfachten Verfahren, bei einer Öffentlichkeitsbeteiligung kann die Bearbeitungszeit 7 Monate betragen. Vom Start des Planungsprozesses bis zur Inbetriebnahme einer Tankstelle vergehen im Durchschnitt zwei bis drei Jahre, ohne Berücksichtigung außerplanmäßiger Verzögerungen.

Bestrebungen zur Vereinfachung der Verfahren

Nach derzeitiger Rechtslage der Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen (4. BImSchV) ist die Leistung des Elektrolyseurs für das Genehmigungsverfahren nicht ausschlaggebend. Aufwändige und langwierige Verfahren bremsen jedoch den Ausbau notwendiger Erzeugungsanlagen.

Aus diesem Grund sind Vereinfachungen im Genehmigungsprozess zu befürworten. So könnte, wie in Abbildung 4-4 dargestellt, der Prozess abhängig von der Anlagengröße sein und dadurch das Verfahren für kleinere Elektrolyseanlagen vereinfacht werden. Für kleine Elektrolyseure bis 100 kW steht bereits die Vorgabe für ein förmliches Genehmigungsverfahren nach § 10 BImSchG im Rahmen aktueller Beratungen in den Bund-/Länder-Gremien für Immissionsschutz auf dem Prüfstand⁴⁰. Im EU-Parlament wird aktuell diskutiert, ob die Anwendung der IE-Richtlinie auf große Anlagen beschränkt wird⁴¹ oder Elektrolyseure gar vollständig ausgenommen werden⁴².



Abbildung 4-4: Vorschlag zur Vereinfachung der Genehmigungsverfahren für Elektrolyseure

⁴⁰ Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Immissionsschutz (LAI): Auslegungsfragen zur Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen (4. BImSchV i.d.F. vom 2. Mai 2013), 2022

⁴¹ https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/ENVI-PR-737352_EN.pdf

⁴² https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CONSIL:ST_7537_2023_INIT

5 Theoretische Potenziale der Region

Welche theoretischen Potenziale hat die Wasserstofftechnologie in der Region?

Die Wasserstofftechnologie bietet in der Hy-NATuRe-Region ein breites Spektrum an Potenzialen. Mit dem verstärkten Fokus auf erneuerbare Energien und der Notwendigkeit, die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen zu verringern, wird Wasserstoff als vielversprechender Energieträger und Schlüssel zur Dekarbonisierung angesehen.

Die Hy-NATuRe-Region verfügt über eine solide industrielle Basis und eine vielfältige Wirtschaftsstruktur, die sich als optimaler Nährboden für die Entwicklung und Umsetzung von Wasserstofftechnologien erweist. Ein theoretisches Potenzial bietet die Wasserstofftechnologie bspw. im Verkehrssektor. Durch den Einsatz von Brennstoffzellenfahrzeugen, die Wasserstoff als Treibstoff nutzen, kann eine klimafreundliche Alternative zu herkömmlichen Verbrennungsmotoren geschaffen werden. Insbesondere im öffentlichen Nahverkehr und im Güterverkehrssektor können Brennstoffzellenfahrzeuge zur Reduzierung von Emissionen beitragen und die Luftqualität in der Region verbessern.

Ein weiteres theoretisches Potenzial liegt in der Wasserstoffnutzung für die Industrie. Wasserstoff kann als sauberer Brennstoff in industriellen Prozessen eingesetzt werden und so zur Dekarbonisierung von energieintensiven Sektoren beitragen. Insbesondere in der Region Reutlingen und Tübingen, die über eine starke industrielle Präsenz verfügt, eröffnen sich hier vielfältige Möglichkeiten zur Reduzierung von CO₂-Emissionen und zur Steigerung der Energieeffizienz. Die theoretischen Potenziale der Wasserstofftechnologie in der Hy-NATuRe-Region sind jedoch nicht nur auf die genannten Anwendungsbereiche beschränkt. Auch in den Bereichen Wärmeversorgung, Energiespeicherung und Notstromversorgung gibt es generell vielversprechende Perspektiven für die Nutzung von Wasserstoff. Die genaue Untersuchung in diesen Bereichen war nicht Teil dieses Projekts.

5.1 H₂-Bedarfe

Welche Potenziale zur Wasserstoffnutzung sind in der Region vorhanden?



- In der Hy-NATuRe-Region sehen wir bis 2025 einen Bedarf von etwa 350 Tonnen Wasserstoff pro Jahr. Bis 2045 könnte ein Bedarf von bis zu 13.300 Tonnen pro Jahr entstehen.
- Ein Großteil des Bedarfs entsteht in der Mobilität, vor allem durch die Umstellung von Bussen und schweren Nutzfahrzeugen (Lkw, Abfallsammelfahrzeuge etc.). Pkw spielen für den Bedarfshochlauf eine untergeordnete Rolle.
- Brennstoffzellen-Busse können langfristig ca. 45 % der eingesetzten Dieselsebusse sinnvoll ersetzen. Das kurzfristige Potenzial bis 2025 liegt bei 19 Fahrzeugen, bis 2045 bei etwa 200 Fahrzeugen.
- Brennstoffzellen-Züge im SPNV werden auf der Strecke „Tübingen-Pforzheim“ eingesetzt. Das kurzfristige Potenzial liegt bei 30 Tonnen pro Jahr.
- Der Anteil des H₂-Bedarfs der Industrie (inkl. Prozesswärme) in der Region ist nach heutiger Einschätzung im Verhältnis zum Verkehrs- und Wärmesektor klein. Der H₂-Bedarf liegt bei 77 Tonnen pro Jahr bis 2025, bei 885 Tonnen pro Jahr bis 2045.
- Wasserstoff zur Wärmeversorgung könnte mit Anschluss der Region an eine Transportpipeline genutzt werden und einen Anteil von bis zu 5 % des Endenergiebedarfs für Gebäude decken.

Die Abschätzung des theoretischen Potenzials der Wasserstoffbedarfe basiert auf den aktuellen Energiebedarfen und Fahrzeugzulassungen in der Region. Für die Prognose des Hochlaufs wurden aktuelle Energiesystemstudien⁴³ zugrunde gelegt, welche auf die Treibhausgasneutralität in Deutschland im Jahr 2045 abzielen. Für die geplante Treibhausgasneutralität bis 2040 in Baden-Württemberg sind voraussichtlich noch stärkere Bedarfe zu erwarten.

Abbildung 5-1 zeigt die Entwicklung des Bedarfspotenzials in den Landkreisen Reutlingen und Tübingen. Mit dem Ziel der Dekarbonisierung wird für beide Landkreise ein maximaler Wasserstoffbedarf von bis zu 440 Tonnen im Jahr 2025 und 13.300 Tonnen im Jahr 2045 (davon ca. 9.200 Tonnen ohne die Bedarfe im Gebäudesektor) prognostiziert.

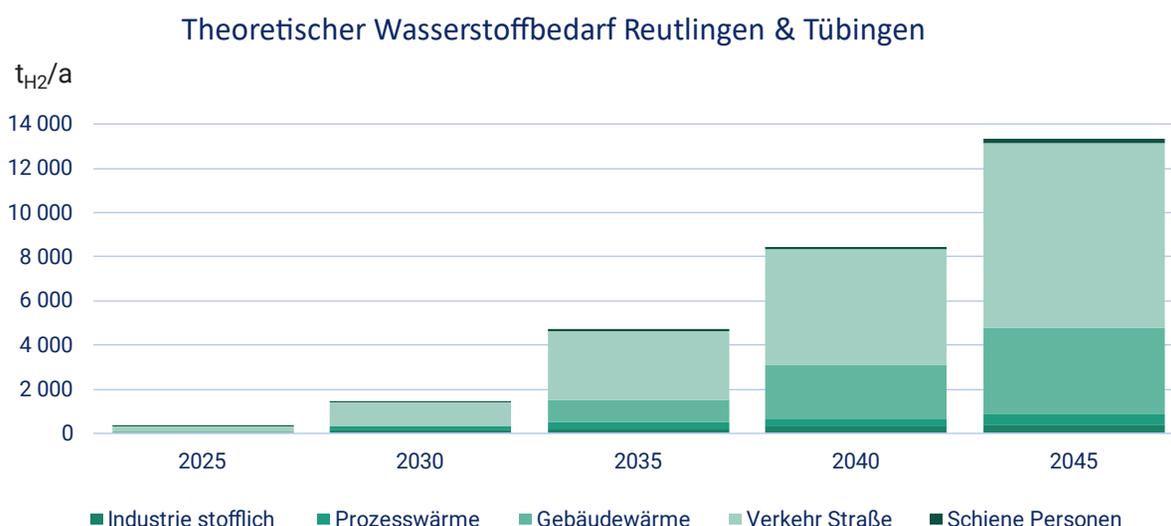


Abbildung 5-1: Entwicklung des theoretischen Wasserstoffbedarfs in der Region [eigene Berechnung]

Mobilität

Mit etwa 8.400 Tonnen im Jahr 2045 entsteht ein Großteil des Bedarfs im Bereich der Mobilität. Dieser wird getrieben durch die Nachfrage der Busse und des Schwerlastverkehrs sowie der Nutzfahrzeuge, in denen Wasserstoffantriebe bis 2045 einen Marktanteil von bis zu 45 % erreichen. In der Region sind aktuell ca. 3.600 schwere Nutzfahrzeuge (SNF) mit 3,5 t bis über 20 t Gesamtgewicht sowie 440 Busse und Kraftomnibusse zugelassen⁴⁴. Aus den 35.000 leichten Nutzfahrzeugen (LNF) bis 3,5 t Gesamtgewicht können ca. 12.000 Fahrzeuge den Land- und Forstmaschinen zugeordnet werden. Auch diese Nutzfahrzeuge müssen auf alternative Treibstoffe umgestellt werden und stellen aufgrund der hohen Anzahl langfristig ein großes Bedarfspotenzial dar. Aufgrund der guten Entwicklungen von batterieelektrischen Antrieben für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge erreichen Wasserstoffantriebe in diesen Bereichen voraussichtlich lediglich einen Marktanteil von 5 % respektive 10 % im Jahr 2045⁴⁵. In Abbildung 5-2 ist der Bedarfshochlauf im Straßenverkehr im Detail dargestellt.

⁴³ Wietschel, M.; Zheng, L.; Arens, M.; Hebling, C.; Ranzmeyer, O.; Schaadt, A.; Hank, C.; Sternberg, A.; Herkel, S.; Kost, C.; Ragwitz, M.; Herrmann, U.; Pfluger, B. (2021): Metastudie Wasserstoff – Auswertung von Energiesystemstudien. Studie im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats. Karlsruhe, Freiburg, Cottbus: Fraunhofer ISI, Fraunhofer ISE, Fraunhofer IEG (Hrsg.).

⁴⁴ Kraftfahrtbundesamt Januar 2022

⁴⁵ Agora 2021 - Klimaneutrales Deutschland, DENA 2021 - Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität, FZJ 2019 - Future Hydrogen Markets for Transportation and Industry

Trotz der vergleichsweise geringen Anzahl zugelassener Fahrzeuge leisten Busse einen signifikanten Beitrag zum Markthochlauf und stellen in 2025 einen Bedarfsanteil von 25 % dar. Dies ist in der guten Marktverfügbarkeit von Neufahrzeugen und den hohen Laufleistungen der Fahrzeuge begründet. Im Bereich der schweren Nutzfahrzeuge sehen wir eine kurzfristige Bedarfsentwicklung, vor allem im Bereich der öffentlichen Flotten, zum Beispiel bei den Abfallsammelfahrzeugen.

Für den Zugbetrieb auf nicht elektrifizierten Strecken ist Wasserstoff eine leistungsstarke Alternative. Auf der Kulturbahn von Tübingen nach Pforzheim wird zeitnah der Betrieb mit Wasserstoff getestet. Hierfür wird bis 2024 eine Zugtankstelle in Tübingen aufgebaut⁴⁶. Bei vollständiger Umstellung könnten auf der Linie ca. 170 Tonnen Wasserstoff pro Jahr eingesetzt werden.

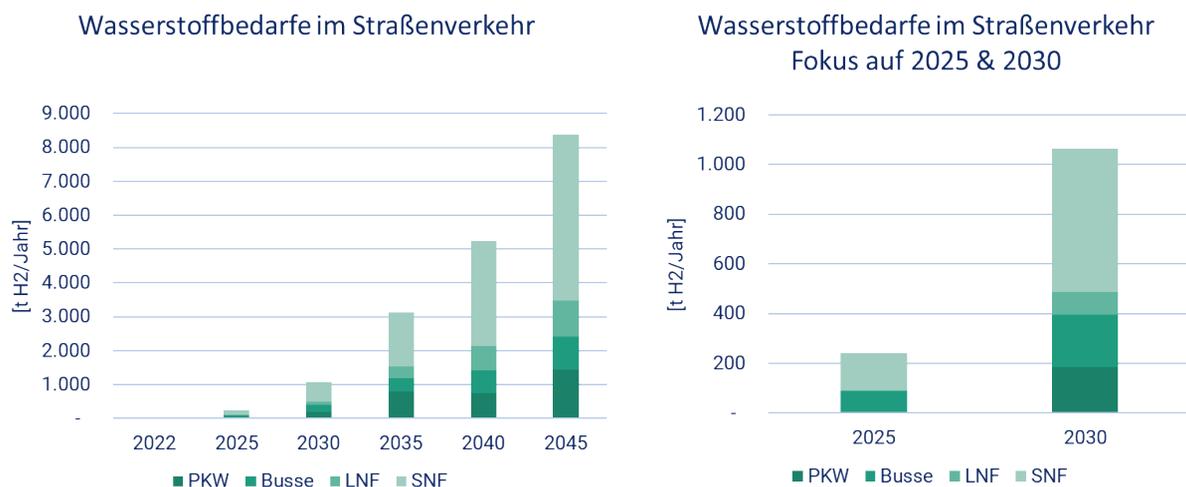


Abbildung 5-2: Wasserstoffbedarfe im Straßenverkehr

Industrie

In Bezug auf die Industrie gilt, wie in allen anderen Sektoren, "Electricity first". Das heißt Wasserstoff sollte dann genutzt werden, wenn Prozesse nicht oder nur schwer zu elektrifizieren sind. Wasserstoff wird heute vor allem als Rohstoff eingesetzt, insbesondere in Raffinerien zur Treibstoffherstellung und in der chemischen Industrie zur Herstellung von Methanol und Düngemittel. Hier besteht das Potenzial, fossilen Wasserstoff direkt durch grünen Wasserstoff zu ersetzen. In Zukunft wird Wasserstoff auch in großen Mengen zur Stahlerzeugung und in Klinkeröfen zur Zementherstellung benötigt.

Da in der Region keine der genannten Industrien ansässig sind, sehen wir in der industriellen Anwendung nur ein vergleichsweise geringes Bedarfspotenzial. Der Gesamtbedarf der Industrie zur stofflichen Nutzung liegt aktuell bei etwa 155 Tonnen pro Jahr, der bis 2030 auf grünen Wasserstoff umgestellt sein könnte. Durch Produktionsausweitungen könnte der Bedarf bis 2045 auf etwa 390 Tonnen anwachsen. Die industrielle Nachfrage in der Hy-NATuRe-Region entsteht durch Spezialanwendungen in Produktionsprozessen, zum Beispiel in dem Bereich der Produktion von Halbleitern, dem Test von Brennstoffzellen und in der Hartmetallverarbeitung. Langfristig wird Wasserstoff auch zur Bereitstellung von Prozesswärme im Hochtemperaturbereich genutzt. Wir gehen davon aus, dass dies einen wachsenden Teil des Erdgasbedarfs der verarbeitenden Industrie ersetzt. Bis 2030 könnte 1 %, bis 2045 3 % des Endenergiebedarfs der Industrie durch grünen Wasserstoff gedeckt werden⁴⁷. Hierdurch entsteht ein Bedarf von etwa 500 Tonnen Wasserstoff im Jahr 2045.

⁴⁶ <https://nachhaltigkeit.deutschebahn.com/de/massnahmen/wasserstoff/h2goesrail>

⁴⁷ DENA 2021 - Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität

Wärme

Die Wasserstoffbedarfe zur Wärmebereitstellung in Gebäuden variieren voraussichtlich stark zwischen einzelnen Regionen. Im Durchschnitt sehen aktuelle Studien⁴⁸ einen Anteil von Wasserstoff am Endenergiebedarf der Gebäude (inkl. Strom) zwischen 0 % und 12 % im Jahr 2045. Für die Region gehen wir davon aus, dass Wasserstoff langfristig ein Anteil von etwa 5 % des Endenergiebedarfs der Gebäude decken könnte. Eine Anbindung der Region an eine Transportpipeline soll erst ab 2035 / 2040 stattfinden⁴⁹. Zu diesem Zeitpunkt könnten erste Netzgebiete auf Wasserstoff umgestellt und damit auch Gebäude versorgt werden.

Rückverstromung

Ein weiterer Anwendungsfall für Wasserstoff ist die Rückverstromung von Wasserstoff. Bei diesem Prozess wird der gespeicherte grüne Wasserstoff wieder in Strom umgewandelt, beispielsweise in einem Gaskraftwerk oder in Brennstoffzellen. Dabei entsteht lediglich Wasserdampf als Emission, wodurch dieser Prozess emissionsfrei und umweltfreundlich ist. Das regionale Potenzial für die Rückverstromung von Wasserstoff ist in Deutschland unterschiedlich hoch. Norddeutschland weist aufgrund günstiger Erzeugungs- und Speicherkapazitäten hohe Potenziale für die langfristige Speicherung von Wasserstoff auf. Süddeutschland hingegen bietet v.a. aufgrund der vergleichsweise geringeren Verfügbarkeit von Speicherkapazitäten begrenzte Möglichkeiten für die Rückverstromung grünem Wasserstoff. Da die genauen Potenziale der Rückverstromung noch umstritten und sehr stark abhängig von einer zukünftigen Pipelineinfrastruktur sind, wird diese in Hy-NATuRe nicht berücksichtigt.

5.2 H₂-Erzeugung

Wie viel Strom müssten wir für die Wasserstoffherzeugung zur Deckung der Bedarfe bereitstellen?



- Für die Erzeugung des Wasserstoffbedarfs in der Region sind 2025 ca. 18 GWh und 2045 ca. 690 GWh Strom notwendig. Hierfür müssten 2025 EE-Anlagen mit einer Kapazität von 6 MW Wind und 8 MW Photovoltaik für die Wasserstoffherzeugung genutzt werden.
- Im Jahr 2045 sind EE-Anlagen mit einer Kapazität von 224 MW Wind und 315 MW Photovoltaik notwendig.
- Für die vollständige Deckung des Wasserstoffbedarfs, wäre daher ein massiver Zubau der EE-Anlagen notwendig. Alternativ muss in Zukunft Strom oder Wasserstoff in die Region gebracht werden.

Zur Erzeugung des prognostizierten Wasserstoffbedarfes im Jahr 2025 sind ca. 18 GWh Strom notwendig, im Jahr 2030 ca. 75 GWh. Um den Wasserstoff in der Region mit Strom aus erneuerbaren Energien zu erzeugen, wäre im Jahr 2025 eine Kombination aus 6 MW Windkraft- (WKA) und 8 MW Photovoltaikanlagen (PV) notwendig, deren Stromerzeugung ausschließlich für die Wasserstoffherzeugung über Elektrolyse genutzt wird. Im Jahr 2030 steigt die notwendige Kapazität auf 24 MW Windenergie- und 34 MW Photovoltaikanlagen. Für die Abschätzung der Anlagengrößen wurde das Verhältnis der im Jahr 2030 geplanten EE-Anlagenkapazität in Deutschland zu Grunde gelegt⁵⁰.

⁴⁸ Agora 2021 - Klimaneutrales Deutschland, DENA 2021 - Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität; FZJ 2021 - Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045; BDI 2021 - Klimapfade 2.0

⁴⁹ www.h2-fuer-bw.de/

⁵⁰ BMWi; Entwurf Wind-auf-See-Gesetz (WindSeeG); Entwurf Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2021

Tabelle 5-1: Notwendige Kapazität an erneuerbaren Energien zur Deckung des Wasserstoffbedarfs

Jahr	Wasserstoffbedarf	Strombedarf zur H ₂ -Erzeugung	Notwendige Erneuerbare Energien Anlagen
2025	440 t	18 GWh	6 MW WKA; 8 MW PV
2030	1.400 t	75 GWh	24 MW WKA; 34 MW PV
2045	13.300 t	690 GWh	224 MW WKA; 315 MW PV

Die Landkreise Reutlingen und Tübingen haben einen Strombedarf von etwa 1.500 GWh bzw. 600 GWh. Nach Auswertung der registrierten Erneuerbare Energien (EE)-Anlagen können derzeit etwa 630 GWh, also etwa 30 %, an Grünstrom in der Region erzeugt werden. Der grüne Strom wird zu ca. 40 % von Biomasseanlagen und ca. 50 % durch Photovoltaikanlagen erzeugt. Windenergieanlagen spielen mit etwa 1 % noch eine untergeordnete Rolle.

Derzeit sind etwa 350 MW an EE-Anlagen in der Hy-NATuRe-Region installiert. Weitere Anlagen mit einer Leistung von 345 MW sind bereits in konkreter Planung.⁵¹ Diese neuen Anlagen könnten, nach der Umsetzung in 2-5 Jahren, etwa 633 GWh Strom pro Jahr produzieren und den Grünstromanteil stark erhöhen. Darüber hinaus besteht großes Interesse weitere EE-Anlagen zu bauen. Gute Standorte für Wind- & Solaranlagen finden sich in den Flächengemeinden auf der Schwäbischen Alb. Allerdings sind Anlagenplanungen auf der Schwäbischen Alb immer wieder durch die limitierte Aufnahmefähigkeit der dortigen Stromnetze begrenzt. Um den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien zu ermöglichen, müssen deshalb die Netzkapazitäten verstärkt werden. Elektrolyseure, die direkt mit EE-Anlagen gekoppelt sind, können auch helfen Netzengpässe zu vermeiden, indem sonst abgeregelte Energiemengen direkt genutzt werden. Dadurch können EE-Anlagen auch bei limitierter Aufnahmefähigkeit der ansässigen Stromnetze errichtet werden.

Die Erzeugung von Wasserstoff vor Ort erhöht den lokalen Strombedarf stark. Für die vollständige Deckung des Wasserstoffbedarfs durch eine Erzeugung vor Ort wären in 2045 EE-Anlagen mit einer Kapazität von etwa 540 MW notwendig. Diese Kapazität müsste zusätzlich zu den EE-Anlagen aufgebaut werden, welche zur Deckung des sonstigen Strombedarfes dienen. Alternativ muss in Zukunft Strom zur Wasserstofferzeugung oder Wasserstoff selbst in die Region gebracht werden.

Die Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien zur Wasserstofferzeugung steht in der Regel in Konkurrenz zum Absatz über den Strommarkt. EE-Anlagen werden deshalb in Zukunft nicht ausschließlich Strom an Wasserstofferzeuger liefern, sondern nur zu (Tages-) Zeiten günstiger Strompreise. Die Preise bilden sich auf Basis der gesamtdeutschen Nachfrage, weshalb auch die regionalen Potenziale und Kosten der Wasserstofferzeugung von überregionalen Entwicklungen abhängig sind.

⁵¹ Auswertung Marktstammdatenregister Oktober 2022

5.3 CO₂-Einsparpotenziale



- Der Einsatz von grünem Wasserstoff könnte in der Region bis 2030 ca. 15.000 Tonnen CO₂ einsparen. Bis 2045 könnten sogar ca. 116.000 Tonnen CO₂ pro Jahre eingespart werden.
- Das höchste Einsparpotenzial bietet der Verkehrssektor mit ca. 80.000 Tonnen CO₂ im Jahr 2045. Aber auch in Industrie und Wärme können signifikante CO₂-Einsparungen von insgesamt 36.000 Tonnen pro Jahr erreicht werden.

Die Einführung von grünem Wasserstoff als umweltfreundlicher Energieträger eröffnet durch die Substitution herkömmlicher, fossiler Energieträger signifikante CO₂-Einsparpotenziale in den Sektoren Verkehr, Industrie und Wärme.

Tabelle 5-2 zeigt die CO₂-Einsparpotenziale der verschiedenen Sektoren für die Jahre 2030 und 2045. Im Verkehrssektor lassen sich bis zum Jahr 2030 eine Einsparung von etwa 11.000 Tonnen CO₂ erzielen, wenn Diesel und Benzin durch grünen Wasserstoff ersetzt werden. Bis 2045 könnten diese Einsparungen auf 80.000 Tonnen CO₂ ansteigen.

Auch die Industrie in der Region kann einen maßgeblichen Beitrag zur CO₂-Reduktion leisten, insbesondere im stofflichen Bereich. Schon bis 2030 könnten etwa 3.000 Tonnen CO₂ eingespart werden, indem grauer Wasserstoff durch die nachhaltige Alternative substituiert wird. Diese Einsparungen könnten bis 2045 auf ca. 6.000 Tonnen CO₂ anwachsen.

Auch der Wärmebereich (hier: Gebäude und Prozesswärme) bietet langfristig ein hohes Potenzial für CO₂-Einsparungen. Eine Umstellung von Erdgas auf grünen Wasserstoff könnte bis zum Jahr 2030 etwa 1.000 Tonnen CO₂ einsparen. Bis 2045 könnten diese Einsparungen auf 30.000 Tonnen CO₂ pro Jahr ansteigen. So kann grüner Wasserstoff – neben anderen klimafreundlichen Technologien – einen Beitrag für eine nachhaltige Wärmeerzeugung leisten.

Tabelle 5-2 Theoretisches CO₂-Einsparpotenzial nach Sektoren⁵²

Sektoren	Verkehr	Industrie	Wärme
	CO₂-Einsparpotenzial in t_CO₂/a		
2030	Ca. 11.000 t	Ca. 3.000 t	Ca. 1.000 t
2045	Ca. 80.000 t	Ca. 6.000 t	Ca. 30.000 t

Eine ganzheitliche Analyse der CO₂-Emissionen über die gesamte Wertschöpfungskette hinweg gewährleistet, dass die Umstellung auf grünen Wasserstoff tatsächlich zu einer positiven CO₂-Bilanz führt. Diese sollte daher bei jedem Projekt im Rahmen eine Machbarkeitsanalyse durchgeführt werden.

⁵² Nach https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/dokumente/uba_welche_treibhausgasemissionen_verursacht_die_wasserstoffproduktion.pdf

6 Umsetzungskonzept für die Region

Wie entwickeln sich Wasserstoffprojekte in der Region?

Auf Basis der geplanten Projekte/Ideen und der theoretischen Potenziale in der Region werden in diesem Abschnitt zeitlich und örtlich aufgelöste Gesamtsystemmodelle entwickelt. Mit ihnen wird die kostenoptimale Wasserstofferzeugung und -verteilung auf die Abnahmestandorte in der Region ermittelt. Hierfür werden Modelle verschiedener Erzeugungs- und Abnahmestandorte definiert und mit Simulationstools analysiert. Ziel des Gesamt- und Umsetzungskonzeptes ist es, eine realistische Einschätzung zu dem Eintritt der theoretischen Potenziale abgeben zu können und benötigte sowie verfügbare Mengen an Wasserstoff in der Region für zwei Betrachtungszeiträume zu beziffern.

Es wurden Gespräche mit regionalen Stakeholdern aus verschiedenen Sektoren geführt, um die Potenziale kurz- und langfristig abschätzen zu können. In Abschnitt 6.1 und 6.2 wird die Modellierung der durch die Akteure angegebenen Projekte zur Wasserstofferzeugung und -abnahme in den betrachteten Zeiträumen dargestellt. Die Bilanzierung und Verteilung der Wasserstoffmengen werden in Abschnitt 6.3 und 6.4 diskutiert.

Die Modellierung wird für zwei Zeiträume und zwei wesentliche Konzepte durchgeführt. Die Unterscheidung der Konzepte richtet sich nach der Nutzung des verfügbaren Stroms aus Erneuerbaren Energien (EE) zur Elektrolyse. Das dezentrale Konzept geht dabei von einer Direktleitung zwischen den einzelnen EE-Standorten und des Elektrolyseurs aus. Das hat den Vorteil von reduzierten Strombezugskosten für die Elektrolyse. Bei diesem Konzept kann der jeweilige Elektrolyseur jedoch ausschließlich die verfügbare Energiemenge der angeschlossenen EE-Anlage nutzen. Ein dezentrales Anlagenkonzept führt auf einer regionalen Betrachtungsebene zu einer höheren Ausfallsicherheit. Im Gegensatz dazu wird im zentralen Konzept ein zentraler Elektrolysestandort betrachtet, der die verfügbare Energie aller EE-Anlagen über das Stromnetz beziehen kann. Dabei werden die jeweiligen Stromprofile der EE-Anlagen (PV und Wind) zusammengefasst, was die Auslastung des Elektrolyseurs positiv beeinflusst. Nachteilig in diesem Konzept ist die geringere Ausfallsicherheit, weil es nur noch einen Produktionsstandort gibt. Die anderen Erzeugungstechnologien wie Biogas und Biomasse werden für beide Konzepte gleichermaßen berücksichtigt; es wird in der Region kein Konzept verfolgt, das Wasserstoffproduktion per Biogas und Biomasse an nur einem Standort betrachtet.

Das Kurzfristszenario berücksichtigt Wasserstoffbedarfe und Erzeugungsanlagen ab 2025 und wird in einem dezentralen Erzeugungskonzept betrachtet. Das Langfristszenario orientiert sich folgend am Zeitraum ab 2040 und beinhaltet damit alle bekannten Erzeugungsstandorte sowie die theoretischen Abnahmepotenziale (siehe Kapitel 5). Hierbei werden zwei zentrale Erzeugungskonzepte sowie ein dezentrales Erzeugungskonzept betrachtet. Im zentralen und dezentralen Konzept werden die bekannten Erzeugungsstandorten zur Deckung des regionalen Bedarfs analysiert. In einem zusätzlichen zentralen Erzeugungskonzept wird der Wasserstoffimport bzw. notwendige Zubau von weiteren EE-Anlagen in der Region zur Bedarfsdeckung berücksichtigt.

Abbildung 6-1 zeigt die geographische Lage der verschiedenen Projektstandorte. Diese Standorte spielen in der späteren Modellierung und der damit verbundenen Transportoptimierung zwischen den Akteuren eine zentrale Rolle. Die blau gefärbten Symbole stellen Abnahmestandorte in der Region dar (Tankstellen und Industrieabnahmen). In Grün werden Erzeugungsstandorte markiert. Bei der Elektrolyse wird jeweils nach Strombezug unterschieden (Wind, PV oder Netzbezug). Zusätzlich werden Standorte der Biomasse-nutzung gezeigt, dies beinhaltet Biogas-Dampfreformation und Biomasse-Vergasungsprozesse.

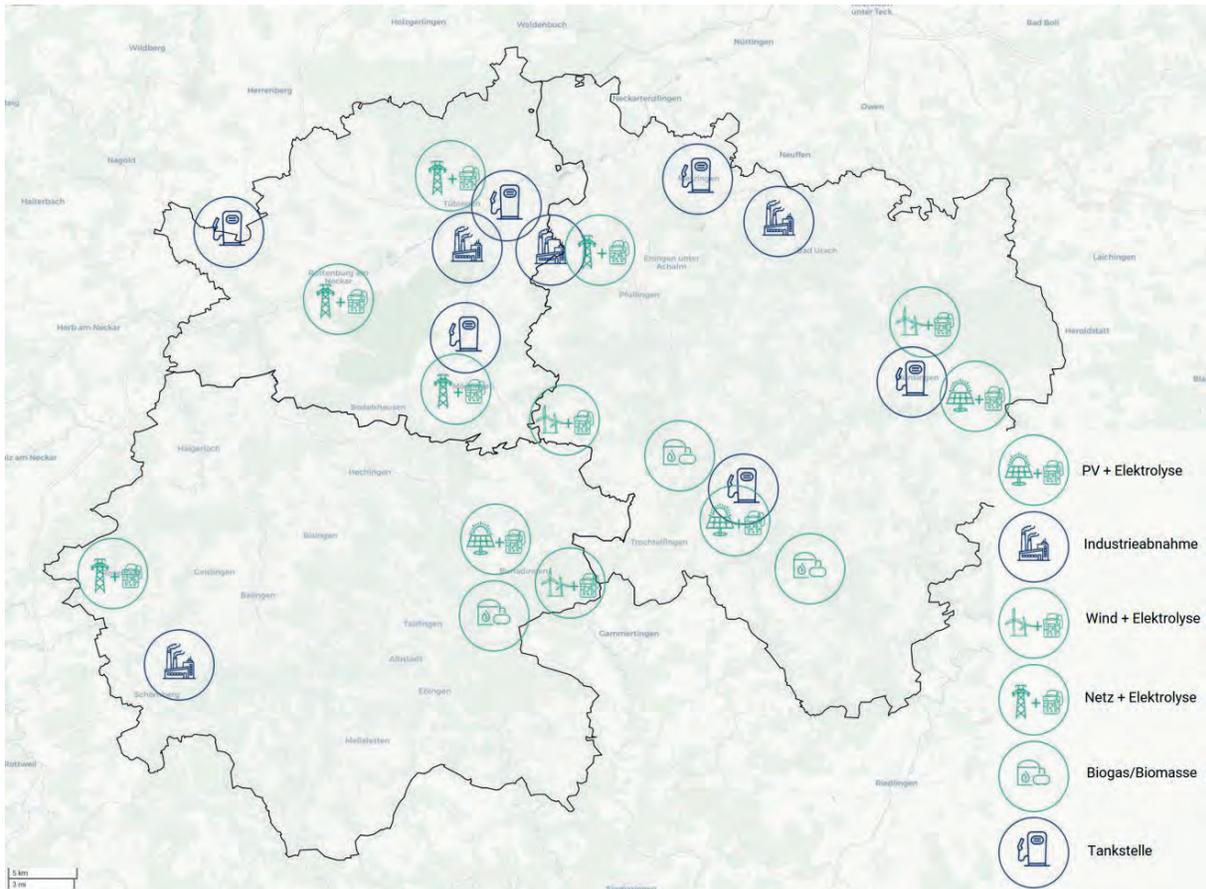


Abbildung 6-1: Übersichtskarte zur Verortung der Projekte in der Region

6.1 H₂-Bedarfe

Welche Bedarfe werden im Umsetzungskonzept berücksichtigt?



- Die Bedarfe werden standortspezifisch für die Bereiche Mobilität, Industrie und Wärme abgebildet.
- Im Kurzfristszenario versorgen drei Tankstellen die Region, im Langfristszenario sind es sechs Tankstellen.
- Im Bereich Industrie werden drei Standorte mit jeweils unterschiedlichen Bedarfen im Kurz- und Langfristszenario berücksichtigt.
- Die Wärmeversorgung mittels Wasserstoffs wird voraussichtlich erst langfristig von Bedeutung sein. Der Einsatz von Prozesswärme in der Industrie wird im Langfristszenario berücksichtigt.

Ausgehend von den in Kapitel 5.1 beschriebenen theoretischen Potenzialen sowie den Angaben aus dem Akteurskreis werden Wasserstoffbedarfe in der Mobilität, die stoffliche Nutzung von Wasserstoff in der Industrie und die thermische Nutzung modelliert. Dabei wird jeweils in ein kurzfristiges Szenario (bis ca. 2030) und ein langfristiges Szenario (bis ca. 2040) unterschieden.

Unterscheidung konkrete Bedarfe und theoretisches Potenzial

Die Modellierung der Nachfrage unterscheidet in konkrete, angegebene Bedarfe der Akteure und das theoretisch bestimmte Potenzial aus den Prognosen (siehe Kapitel 5).

Im Kurzfristszenario beläuft sich die gesamte Nachfrage auf Grundlage der angegebenen Projektideen bzw. von den Akteuren auf 223 Tonnen pro Jahr. Dazu im Vergleich steht das theoretische Potenzial bei 440 Tonnen pro Jahr. Die Aufteilung nach Kategorien ist in Abbildung 6-2 dargestellt. Die größten Unterschiede ergeben sich im straßengebundenen Verkehr, wo sich die Nachfrage durch die Akteure auf einzelne Teilflotten von Busbetrieben beschränkt. Andere Verkehrsträger wie Schwerlastverkehr oder Pkw-Flotten zur Umstellung sind noch nicht bekannt. Im Schienenverkehr und Industriesektor sind die bekannten Bedarfe fast gleich zu den theoretischen Potenzialen.

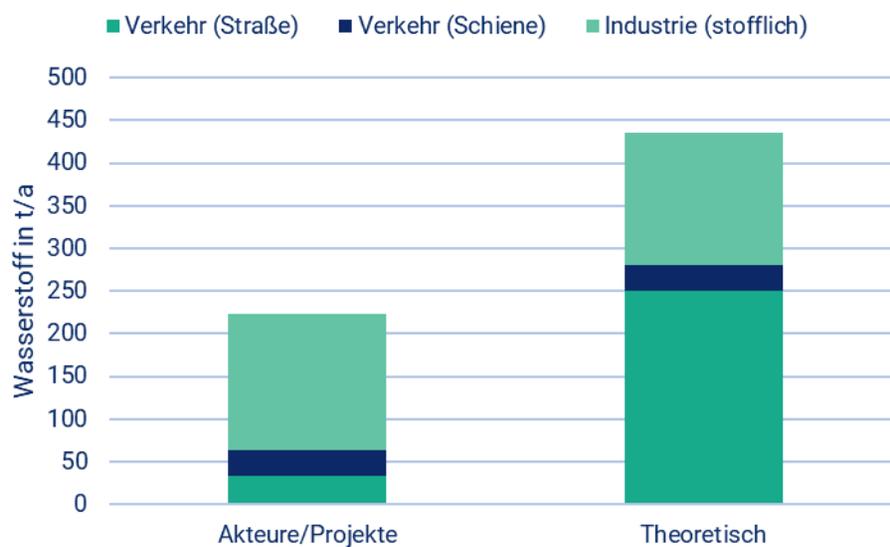


Abbildung 6-2: Vergleich der Wasserstoffnachfrage aus dem Akteurskreis und theoretisch (kurzfristig)

Ein ähnliches Bild zeigt sich im Langfristszenario. Hier beläuft sich die Nachfrage ausgehend von den Akteursangaben auf 925 Tonnen pro Jahr, und das theoretische Potenzial liegt bei ca. 9.200 Tonnen pro Jahr (potenzielle Bedarfe aus dem Gebäudesektor werden in den Modellierungen nicht berücksichtigt, da die Eintrittswahrscheinlichkeit noch nicht geklärt ist und dann von einem Import per Pipeline ausgegangen wird, s. Kapitel 5). Die Aufteilung nach Kategorien zeigt Abbildung 6-3. Als neue Kategorie kommt die Nutzung von Wasserstoff in der Prozesswärme hinzu, was kurzfristig noch keine Relevanz hat. Die größten Unterschiede zwischen konkreter Nachfrage und Potenzial liegen auch hier im Straßenverkehr, was durch die prognostizierten Hochlaufzahlen vor allem im Schwerlastverkehr und bei Bussen zu erklären ist. Der Busbereich ist der einzige Bereich mit bekannten Nachfragemengen aus dem Akteurskreis in der Kategorie Straßenverkehr. Die Nutzung von Wasserstoff in der Prozesswärme im Industriebereich ist nur beim theoretischen Potenzial enthalten, da es zwar relevante Industriezweige in der Region mit Möglichkeiten zur Umstellung gibt, aber noch keine konkreten Ideen bekannt sind. Der Schienenverkehr stellt für die Modellierung einen Sonderfall dar, da für die geplante Zugtankstelle in Tübingen eine Eigenversorgung eingerichtet wird und somit keine Belieferung von anderen Akteuren erfolgt. Durch die geringen bisher bekannten Nachfragemengen im Langfristszenario aus dem Akteurskreis wird für die Modellierung das theoretische Potenzial angesetzt.

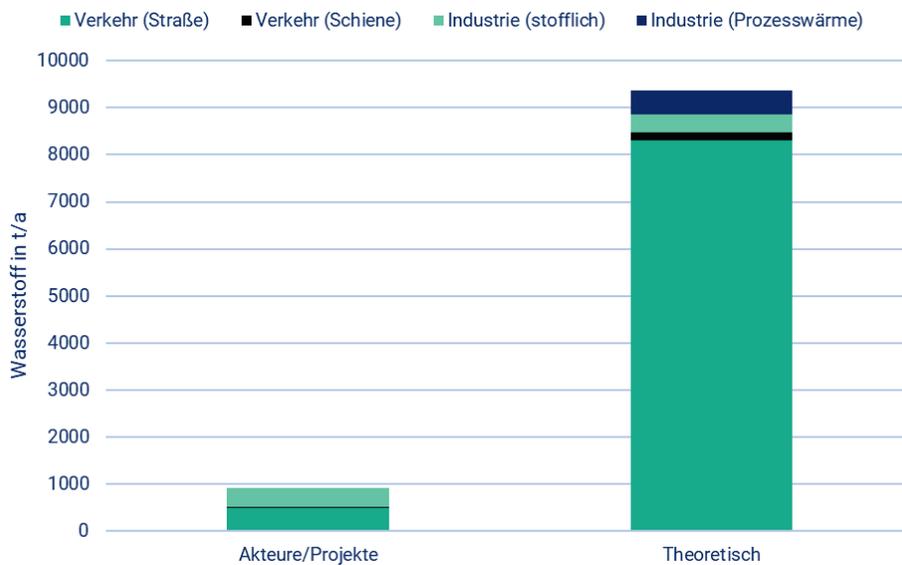


Abbildung 6-3: Vergleich der Wasserstoffnachfrage aus dem Akteurskreis und theoretisch (langfristig)

Nachfolgend werden die einzelnen Nachfrageanteile für das kurz- und langfristige Szenario beschrieben.

Mobilität

In der Region wird aktuell eine Wasserstofftankstelle in Metzingen betrieben, zwei weitere Tankstellen sind in Planung. Für das Kurzfristszenario werden die drei Tankstellen Metzingen, Tübingen und A81 vorgesehen. Beim Langfristszenario werden drei weitere Tankstellenstandorte ergänzt und die Betankungskapazität der Tankstellen aus dem Kurzfristszenario erweitert.

Die Gesamtnachfrage an Wasserstoff für alle Tankstellen je Szenario ergibt sich aus den theoretischen Potenzialen. Im Kurzfristszenario beläuft sich die modellierte Gesamtmenge auf 410 Tonnen pro Jahr und langfristig werden 8.300 Tonnen pro Jahr an den Tankstellen nachgefragt. Die Aufteilung des Wasserstoffbedarfs auf die Tankstellen erfolgt auf Basis des mit dem Standort verbundenen Abnahmepotenzials. Dies ergibt sich aus der Nähe zu bekannten potenziellen Abnehmer*innen und der Nähe zu wichtigen Verkehrsrouten. Hierbei werden die Tankstellen entsprechend der prognostizierten Vertankungsmengen in die Kategorien bis 500, 1.000, 2.000 und über 4.000 kg Wasserstoff pro Tag eingeteilt.

Tankstelle 1: Metzingen

Die Tankstelle wird ausgehend von der bereits bestehenden Abnahme durch die Technischen Betriebsdienste Reutlingen (TBR) positioniert und ausgelegt. Im Fuhrpark der Technischen Betriebsdienste Reutlingen (TBR) wird gegenwärtig bereits ein Abfallsammelfahrzeug mit Brennstoffzelle getestet. Die Betankung erfolgt an der Tankstelle in Metzingen. Auf Basis dieser bestehenden Abnahme und der prognostizierten theoretischen Abnahmemenge wird für diese Tankstelle im Kurzfristszenario von einem Bedarf von 34 Tonnen pro Jahr ausgegangen. Im Langfristszenario steigt der Bedarf auf ca. 1.000 Tonnen pro Jahr.

Tankstelle 2: A81

Durch den prognostizierten Hochlauf von Brennstoffzellen-Lkw wird diese Tankstelle am stark frequentierten Knotenpunkt der Autobahn A81 mit der Bundesstraße B28 positioniert. Die angenommenen Bedarfe beziehen sich hierbei ausschließlich auf das theoretische Potenzial. Im Kurzfristszenario ergibt sich ein Bedarf von 182 Tonnen pro Jahr. Im Langfristszenario steigt der Bedarf auf ca. 2.000 Tonnen pro Jahr.

Tankstelle 3: Tübingen

Eine weitere Tankstelle wird in Tübingen angenommen, um das Verkehrsaufkommen abzubilden und künftigen EU-Richtlinien zum Aufbau von H₂-Tankstellen in städtischen Zentren nachzukommen. Der Bedarf ergibt sich ausschließlich aus den theoretisch prognostizierten Mengen, noch ohne konkrete Bedarfe aus dem Akteurskreis. Im Kurzfristszenario wird von einem Bedarf von 34 Tonnen pro Jahr ausgegangen. Im Langfristszenario steigt der Bedarf auf ca. 1.000 Tonnen pro Jahr.

Tankstelle 4: Bahnhof Münsingen

In Münsingen wird eine Tankstelle zur Versorgung des ÖPNV und des Nutzfahrzeugverkehrs angenommen. Abnehmer wären potenziell die Busse der Auftragnehmer der Regionalverkehrslinien sowie ggf. Test-Brennstoffzellen-Lkw von Daimler-Truck. Durch die eher langfristig eingeschätzten Abnahmemöglichkeiten der Akteur*innen wird diese Tankstelle nur im Langfristszenario berücksichtigt. Für das Langfristszenario wird ein Bedarf von ca. 2.000 Tonnen pro Jahr angesetzt.

Tankstelle 5: Hohenstein/Trochtelfingen

Eine weitere H₂-Tankstelle wird in der Nähe zum Unternehmen Schwörer Haus prognostiziert. In Hinblick auf den aktuellen Fuhrpark (über 200 Fahrzeuge) und eine mögliche langfristige vollständige Umstellung auf Brennstoffzellenantrieb sowie auf die theoretisch prognostizierten Mengen für den Durchgangs- und Lieferverkehr wird im Langfristszenario mit einer jährlichen Abnahme von bis zu 500 Tonnen Jahr gerechnet.

Tankstelle 6: Mössingen

In Mössingen gibt es durch den Aufbau des Elektrolyseurs aus dem H₂-Grid Projekt das Potenzial zum Aufbau einer H₂-Tankstelle. Da es hierfür noch keine konkreten Abnahme-Mengen aus dem Akteurskreis gibt, wird ausschließlich das theoretische Potenzial angesetzt. Für das Langfristszenario wird ein Bedarf von ca. 1.000 Tonnen pro Jahr angenommen.

DB Tankstelle Tübingen

Durch den Test-Betrieb eines Brennstoffzellen-Zuges auf der Kulturbahn im Projekt H2GoesRail ist in Tübingen die Errichtung einer temporären Wasserstofftankstelle für den Zugverkehr geplant. Eine Elektrolyseanlage soll die Tankstelle direkt vor Ort versorgen. Die Produktionskapazität liegt bei 30 Tonnen jährlich. Durch die Eigenproduktion zur Bedarfsdeckung der Tankstelle wird dieser Standort nicht mit in der Modellierung berücksichtigt, ist aber im Gesamtbedarf der Region mit aufgeführt.

Industrie

Im Industriebereich werden Standorte betrachtet, die aktuell Wasserstoff als Prozessgas einsetzen. Hier besteht das Potenzial der zukünftigen Umstellung auf ausschließlich grünen Wasserstoff.

Am Standort Reutlingen setzt Bosch Wasserstoff in der Halbleiterindustrie ein. Die Belieferung erfolgt mit einem Wasserstofftrailer. Perspektivisch könnte die Nutzung des grauen Wasserstoffs durch die Nutzung von regionalem, grünem Wasserstoff ersetzt werden. Hierbei müssen die hohen Qualitätsanforderungen und eine zuverlässige Belieferung gewährleistet sein. Im Kurzfristszenario wird von einem Bedarf an regionalem, grünem Wasserstoff von 75 Tonnen pro Jahr ausgegangen, der für das Langfristszenario auf 150 Tonnen pro Jahr steigt. In der in der Region ansässigen Brennstoffzellenfertigung wird ebenso Wasserstoff benötigt. Hier beläuft sich der Bedarf kurzfristig auf 80 Tonnen pro Jahr und langfristig auf 237 Tonnen pro Jahr. Ein weiterer Industriezweig in der Region mit Wasserstoffbedarf ist die Metallbearbeitung. Es besteht ein Bedarf von 7 Tonnen pro Jahr (kurzfristig) beziehungsweise 15 Tonnen pro Jahr (langfris-

tig). In einem geplanten neuen Interkommunalen Industrie- und Gewerbepark IIGP wird ebenfalls die Nutzung von Wasserstoff vorgesehen. Aufgrund von fehlenden Angaben zur Menge und Qualität des Wasserstoffs wird dieses Vorhaben nicht in der Modellierung berücksichtigt.

Wärme

Im Wärmesektor kann Wasserstoff sowohl in der Gebäudeversorgung zum Einsatz kommen als auch in industriellen Prozessen zur Wärmebereitstellung. Im Bereich der Gebäudewärmeversorgung sind zwei Elektrolyseure aus dem H₂-Grid Projekt vorgesehen. Die Stadtwerke Mössingen und die Stadtwerke Rotenburg planen jeweils einen Elektrolyseur mit ca. 100 kW Leistung für die Quartiersversorgung. Die Projekte stellen aus der Sichtweise des Wasserstoffgesamtsystems ein isoliertes System dar, da der produzierte Wasserstoff jeweils direkt vor Ort genutzt wird. Mit der Annahme, dass diese Teilsysteme weder Wasserstoff von extern erhalten noch Wasserstoff für andere Anwendungen zur Verfügung stellen, werden sie nicht mit in die Modellierung aufgenommen. Einbezogen wird allerdings der Wärmebedarf, der entsprechend Kapitel 5.1 mittels Wasserstoffs für die Prozesswärme in der Industrie gedeckt werden könnte. Für das Langfristszenario ergibt die Prognose eine relevante Menge von 500 Tonnen pro Jahr, die entsprechend in die Bilanzierung des Langfristszenarios einfließt.

6.2 H₂-Erzeugung

Wie viel Wasserstoff wird durch aktuelle Projektentwicklungen regional zur Verfügung stehen?



- Die Elektrolyseure aus dem H₂-Grid Projekt, die für die gewerbliche Nutzung eingeplant sind, werden voraussichtlich ca. 88 Tonnen Wasserstoff pro Jahr produzieren.
- Für die Erzeugung von weiteren Wasserstoffmengen in der Region steht eine Vielfalt erneuerbarer Energien mit Ausbaupotenzialen zur Verfügung:
 - Strom aus Photovoltaik (PV)
 - Strom aus Windkraft (Wind)
- Darüber hinaus kann Wasserstoff mittels Elektrolyse aus Strom von einem Biomassekraftwerk hergestellt werden.
- Weitere Erzeugungspfade in der Region sind die Dampfreformierung aus Biogas und Vergasungsprozesse aus Biomasse.

Auf Basis der bekannten Projektideen aus dem Akteurskreis wird die Erzeugung in der Region modelliert. Kurzfristig werden ausschließlich Elektrolyseanlagen in Verbindung mit Erneuerbaren Energien bzw. Netzbezug modelliert. Die Nutzung von biogenen Quellen wie Biomasse und Biogas zur Wasserstoffherzeugung werden zusätzlich im Langfristszenario betrachtet.

Elektrolyse

Um die Wasserstoffbedarfe mit den möglichen Erzeugungsanlagen kostenoptimal zu decken, werden für jeden Erzeugungsstandort zeitlich aufgelöste Simulationen durchgeführt. Für die Elektrolyseure ergibt sich der stündliche Betrieb aus den verfügbaren Stromprofilen der EE-Anlagen. Im unteren Teil der Abbildung 6-4 ist exemplarisch der Betrieb eines Elektrolyseurs, der direkt an einer Windkraftanlage angeschlossen ist, für eine Woche dargestellt. Im oberen Teil ist der Betrieb des dazugehörigen Wasserstoffspeichers zu sehen, der durch den Elektrolyseur beladen wird und (in diesem Beispiel) durch den Wasserstoffabtransport mittels Trailer entladen wird. Sobald der Füllstand 80 % erreicht, findet eine Entladung bzw. ein Abtransport statt. Dies ist in der Abbildung zwei Mal, ungefähr zu Stunde 30 und zu Stunde 100, zu sehen.

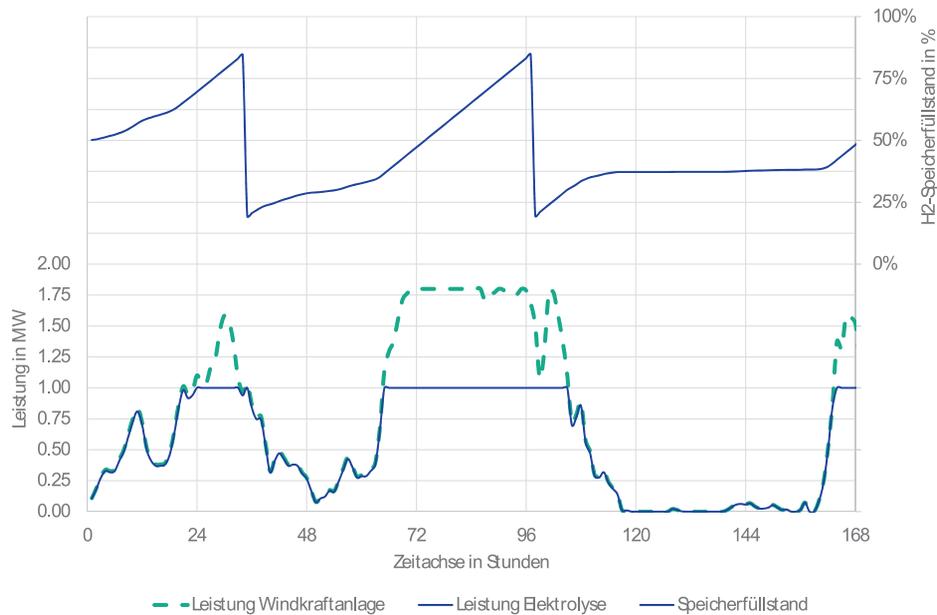


Abbildung 6-4: Betrieb eines 1-MW-Elektrolyseurs an einer 1,8-MW-WKA und Betrieb des H₂-Speichers

Die stundenbasierten Simulationen erfolgen jeweils für das gesamte Jahr des Kurz- und Langfristszenarios. Es werden verschiedene Anlagengrößen für die einzelnen Standorte simuliert. In Abhängigkeit der Anlagengröße werden somit die erzeugte Wasserstoffmenge, die Vollbenutzungsstunden des Elektrolyseurs und die resultierenden Erzeugungskosten inkl. Kosten der Verdichtung und Speicherung berechnet. In Abbildung 6-5 ist dieser Zusammenhang für einen Standort mit einer 1,8 MW-Windkraftanlage dargestellt. Die Wasserstoffmenge (grün, linke Y-Achse) steigt mit der installierten Elektrolyseleistung bis ca. 1,7 MW, was ungefähr der installierten nominellen Leistung der Windkraftanlage entspricht. Dabei sinken die Vollbenutzungsstunden (grau, rechte Y-Achse) von ca. 6.000 h/a für einen 100 kW-Elektrolyseur auf ca. 2.000 h/a für einen 2 MW-Elektrolyseur. Durch die geringere Auslastung (niedrigere Vollbenutzungsstunden) steigen die Kosten der Wasserstoffherzeugung (blau, linke Y-Achse) leicht an.

Ein entscheidender Faktor für den Betrieb und die Wirtschaftlichkeit eines Elektrolyseurs ist der Strombezug. Zur Ermittlung, welcher Strom für den Betrieb der in der Region betrachteten Elektrolyseure genutzt werden kann, wurden folgende Punkte berücksichtigt:

- die rechtliche Definition für den Strombezug für grünen Wasserstoff auf EU-Ebene (vgl. Kapitel 4.2),
- die Potenziale von Strom aus Erneuerbaren Energien in der Region,
- eine im Rahmen des H₂-Grid-Projektes konzipierte Plattform zur Strombeschaffung für Elektrolyseure in Rücksprache mit der Hochschule Reutlingen,
- die technische Flexibilität beim Betrieb von Elektrolyseuren.

Die Elektrolyseure und die Kompressoren werden im dezentralen Konzept direkt mit dem lokal erzeugten EE-Strom versorgt, im zentralen Fall "indirekt" über das Stromnetz. Für die Wasserstoffherzeugung werden 55,55 kWh pro kg benötigt und für die Kompression von angenommenen 40 bar (Ausgangsdruck Elektrolyse) auf 350 bar weitere 1,76 kWh pro kg. Die Aufteilung der eingesetzten Energie ist im Sankey-Diagramm in Abbildung 6-6 dargestellt.

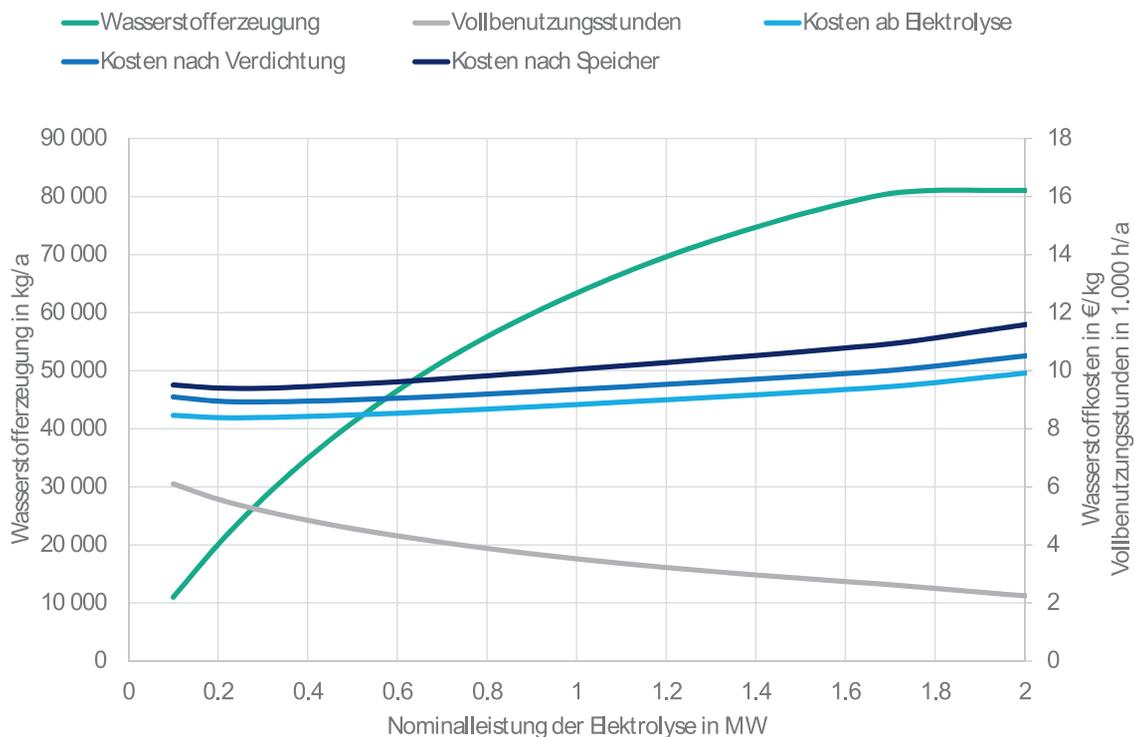


Abbildung 6-5: Wasserstoffmenge, Vollbenutzungsstunden der Elektrolyse und Wasserstoffkosten in Abhängigkeit der Nominalleistung der Elektrolysen (für eine 1,8 MW WKA)

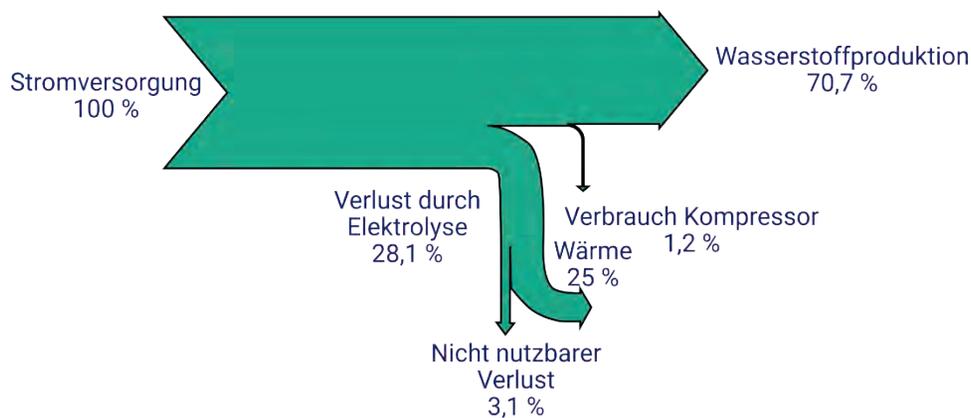


Abbildung 6-6: Effizienz der Wasserstoffherzeugung über das Elektrolyseverfahren (brennwertbezogenes Sankey-Diagramm)

Elektrolyse im H2-Grid Projekt

Im H2-Grid Projekt wird der Aufbau von bis zu 10 Elektrolyse-Anlagen in der Region geplant. Die Leistung der Elektrolyseure steht bereits fest. Der Strombezug ist noch nicht abschließend geklärt. Nach Gesprächen mit den Projektverantwortlichen wird für die Modellierung von einer Auslastung von 4.000 Volllaststunden pro Jahr ausgegangen. Die Elektrolyseure der Stadtwerke Mössingen und der Stadtwerke Rottenburg werden ausschließlich für die jeweilige Quartiersversorgung eingeplant und stehen somit nicht für

die Versorgung der Bedarfe in der Region zur Verfügung. Es werden Elektrolyseure an folgenden Standorten modelliert:

- FairNetz GmbH in Reutlingen mit ca. 100 kW Leistung
- Green Innovation Park GmbH & Co.KG mit 500 kW Leistung
- Stadtwerke Mössingen mit ca. 100 kW Leistung
- Stadtwerke Rottenburg mit ca. 100 kW Leistung
- Stadtwerke Tübingen mit 500 kW Leistung

Die aufgeführten Elektrolyseure produzieren mit der oben angegebenen Auslastung 96 Tonnen Wasserstoff pro Jahr. Davon werden 16 Tonnen von den Elektrolyseuren der Stadtwerke Rottenburg und der Stadtwerke Mössingen produziert, die nach aktuellem Planungsstand direkt vor Ort in der Quartiersversorgung eingesetzt werden sollen und somit nicht für die weitere Nutzung zur Verfügung stehen.

Elektrolyse mit verfügbaren PV- und Windkapazitäten

Für die Modellierung der Elektrolyse zur Nutzung von Wind- und PV-Strom werden bereits verfügbare oder konkret geplante EE-Anlagen in der Region verwendet. Es erfolgt eine getrennte Betrachtung von dezentralen und zentralen Erzeugungskonzepten. Bei der dezentralen Betrachtung wird die Annahme getroffen, dass die Elektrolyseure durch eine Direktleitung nur den Strom der jeweiligen Wind-/PV-Anlage verwenden und hinsichtlich der lokalen jährlichen Stromverfügbarkeit dimensioniert werden. Für das zentrale Konzept steht der Strom der gleichen Wind-/PV-Anlagen zur Verfügung wie im dezentralen Fall, die Strommengen werden jedoch "zusammengefasst" über das öffentliche Stromnetz zu einem zentralen Elektrolyseur geleitet. Für beide Betrachtungsfälle wird eine Simulation der Jahresprofile der Anlagen vorgenommen und die entsprechenden Profile der Stromverfügbarkeit bei der Dimensionierung der Elektrolyseure berücksichtigt. Im Kurzfristszenario werden drei Standorte für Windkraftanlagen und ein Standort für PV-Anlagen angenommen:

- PV (Freifläche): Standort Burladingen mit 2 MW_p
- Wind: Standort Sonnenbühl mit 18 MW
- Wind: Standort Burladingen mit 1,8 MW
- Wind: Standort Münsingen mit 0,8 MW

Die angenommene Einspeiseleistung der PV-Anlagen für das Kurzfristszenario im Jahresverlauf ist in Abbildung 6-7 dargestellt und die der Windkraftanlagen in Abbildung 6-8.

Im Langfristszenario kommen folgende Anlagen dazu:

- PV (Dachfläche): Standort Hohenstein mit 1,2 MW_p
- PV (Dachfläche): Standort Münsingen mit 0,2 MW_p

Möglich weitere PV-Potentiale können zukünftig bspw. noch am Standort Münsingen entstehen.

Weitere Elektrolyseanwendungen

Das existierende Biomassekraftwerk am Standort in Hohenstein hat eine elektrische Leistung von 5.600 kW, die zukünftig für den Betrieb eines Elektrolyseurs eingesetzt werden kann. Aufgrund der bereits bestehenden Nutzung des Kraftwerks wird ein Elektrolysebetrieb im Langfristszenario nur zu Zeiten modelliert, in denen dieser nicht für die Industrieanlagen benötigt wird: Unter der Woche zwischen 22:00 und 06:00 Uhr und am Wochenende ganztags. Am Standort Hohenstein werden demnach neben der oben genannten PV-Anlage (insgesamt 1,2 MW_p) auch das Biomassekraftwerk in die Modellierung mit einbezogen.

Biogas

Mit dem Auslaufen der EEG-Förderung können Biogaspotenziale ggf. auch für die Produktion von Wasserstoff über den Prozess der Dampfreformierung genutzt werden. Hierzu werden Dampfreformer mit nachgeschalteter Gasreinigung in der Modellierung abgebildet, die so dimensioniert sind, dass sie maximal die anfallende Biogasmenge zu Wasserstoff weiterverarbeiten können. Die Verluste der beiden Verfahrensschritte Dampfreformierung und der Druckwechsel-Adsorption sind in Abbildung 6-7 dargestellt. Der Gesamtwirkungsgrad liegt bei ca. 53 %. Je nach Biogaszusammensetzung sind Abweichungen von diesem Wirkungsgrad möglich.

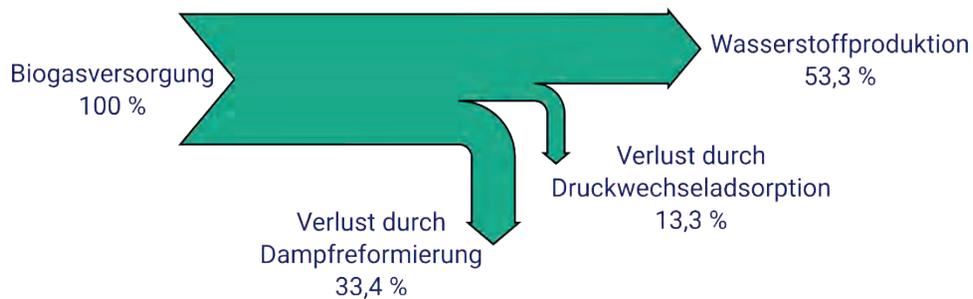


Abbildung 6-7: Effizienz der Wasserstoffherzeugung aus Biogas (brennwertbezogenes Sankey-Diagramm)

Der Einsatz der Dampfreformierung aus Biogas wird wie beschrieben an zwei Standorten für das Langfristszenario modelliert:

- Standort Aichelau mit 550 m³/h
- Standort Hohenstein - Ödenwaldstetten mit 262,5 m³/h

Biomasse

Biomasse kann auch ohne den Zwischenschritt des Biogases zu Wasserstoff umgewandelt werden, bspw. mittels Vergasung oder ähnlicher Verfahren. Hierzu wird im Langfristszenario ein Prozess der Firma blue-FLUX Energy AG für eine Biomassequelle modelliert. Es stehen ca. 11.000 Tonnen Biomasse jährlich zur Verfügung, wodurch sich ein Wasserstofftrag von 483 Tonnen pro Jahr ergibt. Zur weiteren Nutzung des Wasserstoffs ist eine Verdichtung von atmosphärischem Druck auf 350 bar notwendig, die 3,56 kWh pro kg Wasserstoff und damit fast 3 MWh/Jahr Strom für die betrachtete Anlage benötigt.

An den betrachteten Standort gibt es weitere Potenziale für dieses Verfahren bei Akteuren der Abfallwirtschaft in Dußlingen und Pfullingen, wobei keine konkreten Zahlen vorliegen und diese Standorte somit nicht in die Modellierung einfließen.

6.3 Bilanzierung der regionalen Bedarfe und Erzeugungsmengen

Können die regionalen Wasserstoffbedarfe durch die geplanten Erzeugungskapazitäten gedeckt werden?

- Die H2-Grid Elektrolyseure werden mit voraussichtlich ca. 88 Tonnen Wasserstoff pro Jahr einen wichtigen Beitrag leisten zur Deckung der kurzfristigen Bedarfe, die auf 410 Tonnen pro Jahr geschätzt werden.
- Mit den angenommenen Potenzialen von PV-Anlagen, Windkraftanlagen, Biomassekapazitäten und Biogasmengen in der Region lassen sich ca. 3.000 Tonnen Wasserstoff pro Jahr erzeugen, womit der ermittelte Langfristbedarf von ca. 9.200 Tonnen nicht gedeckt werden kann. Hierzu wären zusätzliche Erneuerbare Energien Anlagen nötig - bspw. weitere ca. 150 MW Windkraftanlagen.
- Die Gesteungskosten für Wasserstoff sind je nach Technologie, Anlagenauslastung und Zeitpunkt unterschiedlich. Für die betrachteten Anlagenkonstellationen ist ein zentrales Erzeugungskonzept kurzfristig mit 8,51 €/kg ca. 12 % günstiger als das dezentrale Konzept mit 9,62 €/kg. Im Langfristszenario ist der Unterschied zwischen den beiden Konzepten mit 6,13 €/kg (zentral) bzw. 6,25 €/kg (dezentral) marginal.

Die beschriebenen regionalen Bedarfs- und Erzeugungsstandorte werden in der Modellierung zu einem System verknüpft und Transportoptionen (Trailer und Pipeline) hinzugefügt. Die resultierenden Erzeugungs-, Speicherungs- und Transportkosten werden für mögliche Bezugspfade zur Bedarfsdeckung berechnet und ein kostenoptimales System ermittelt.

Die Modelle des kurz- und langfristigen Szenarios sind in Abbildung 6-8 und Abbildung 6-9 dargestellt.

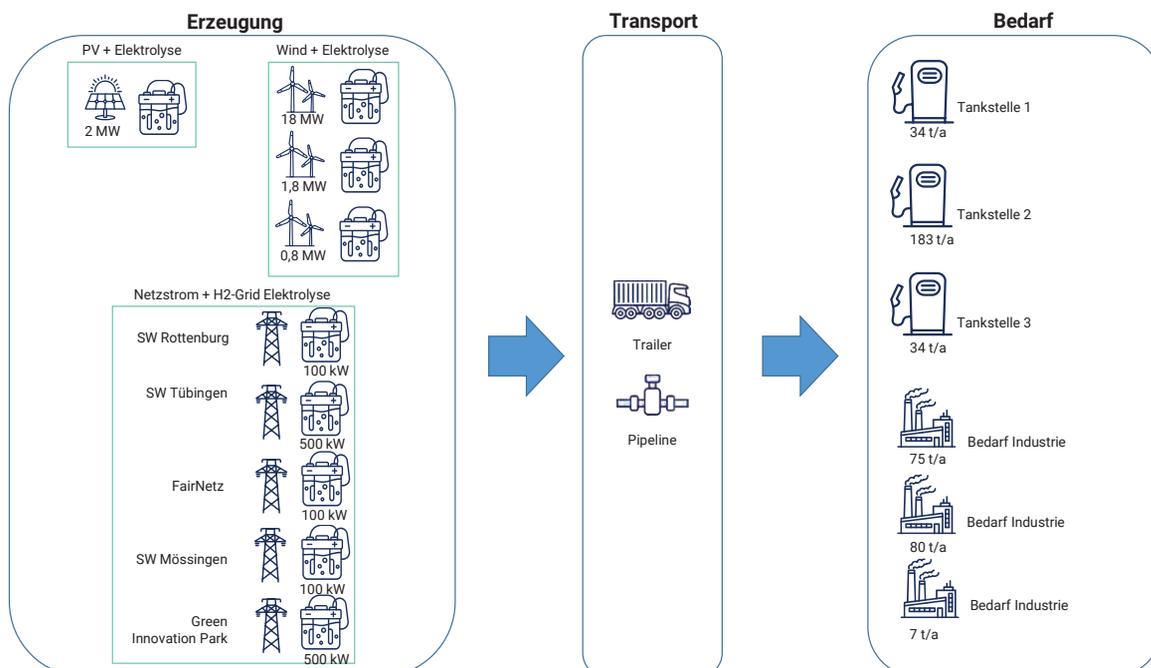


Abbildung 6-8: Modellübersicht des Kurzfristszenarios (bis ca. 2030)

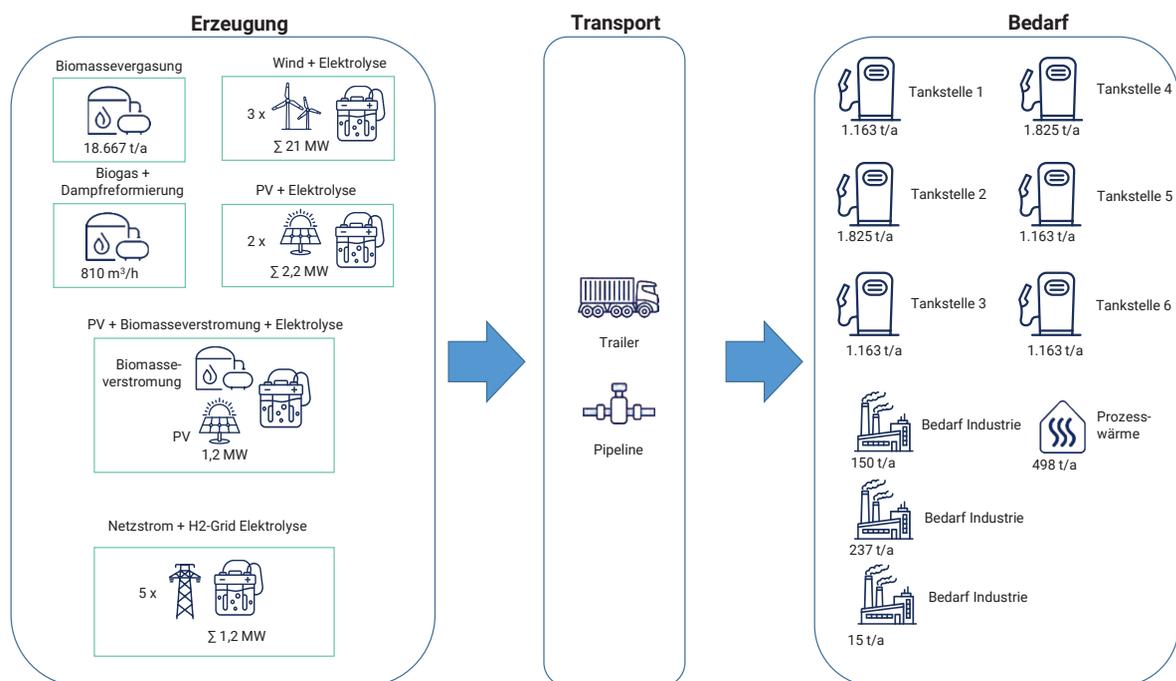


Abbildung 6-9: Modellübersicht des Langfristszenarios (bis ca. 2040)

Die Modelle werden mit allen Bezugsoptionen simuliert und in der Kostenoptimierung die Bezugspfade ausgewählt, die für das Gesamtsystem die Kosten minimieren. In der nachfolgenden Darstellung wird jeweils das resultierende System beschrieben.

Ergebnisse Kurzfristszenario

Im Kurzfristszenario hat die Region einen jährlichen Gesamtbedarf von 410 Tonnen Wasserstoff. Die Modellierung ergibt, dass der Bedarf für das dezentrale Erzeugungskonzept zu 22 % durch die H2-Grid Elektrolyseure, zu 5 % von Elektrolyseuren an PV-Anlagen und zu 73 % von Elektrolyseuren an Windkraftanlagen gedeckt wird (vgl. Abbildung 6-10). Der Wasserbedarf für die Wasserstoffherzeugung der 410 Tonnen per Elektrolyse beträgt jährlich ca. 8.200 m³, was dem Verbrauch von 170 Personen entspricht⁵³.

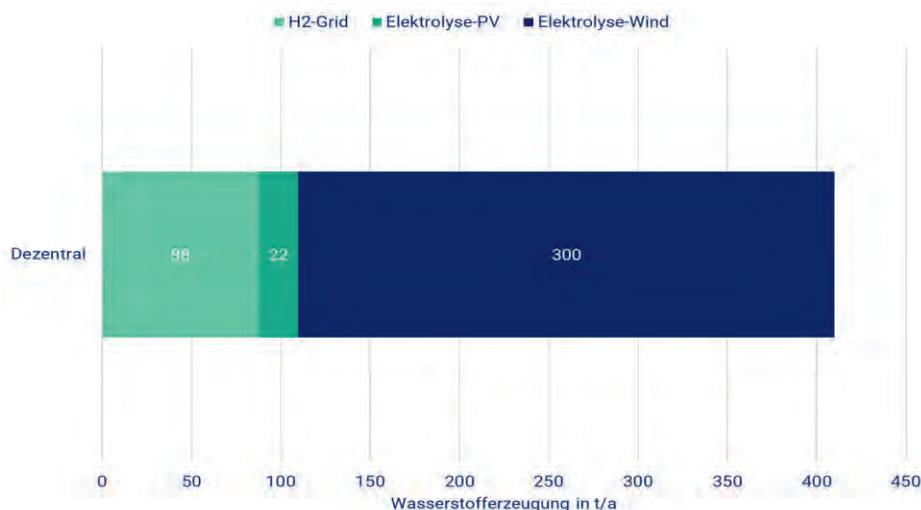


Abbildung 6-10: Wasserstoffherzeugung des dezentralen Kurzfristszenarios

⁵³ Wasserbedarf: 20 kg für 1 kg H₂. Wassernutzung privater Haushalte von 130 Liter täglich nach: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/private-haushalte-konsum/wohnen/wassernutzung-privater-haushalte#direkte-und-indirekte-wassernutzung>, aufgerufen am 20.07.2023

Dabei werden 88 Tonnen pro Jahr von den H2-Grid Elektrolyseuren mit einer Gesamtleistung (kumuliert) von 1,3 MW bereitgestellt. Elektrolyseure an Wind- und PV-Anlagen tragen zur Bedarfsdeckung mit einer kumulierten Gesamtleistung von 4,0 MW bei. Zusammengefasst wird erneuerbarer Strom in Höhe von 22.800 MWh pro Jahr benötigt. Von den 22.800 MWh werden 4.880 MWh in den H2-Grid Elektrolyseuren über Stromlieferverträge bezogen (für ca. 4.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr), 1.220 MWh werden durch direkte PV-Nutzung gedeckt und 16.700 MWh über direkte Windenergienutzung. Die genaue Verortung der Erzeugungsstandorte ist in Abbildung 6-11 dargestellt.

Die mittleren, mengengewichteten Wasserstoffgestehungskosten liegen bei der betrachteten dezentralen Erzeugung bei 9,51 €/kg. Die Kosten der einzelnen Standorte liegen zwischen 8,39 €/kg für einen 2,5 MW-Elektrolyseur an einem Windstandort und bis zu 12,53 €/kg für einen H2-Grid-Elektrolyseur mit nur 100 kW.

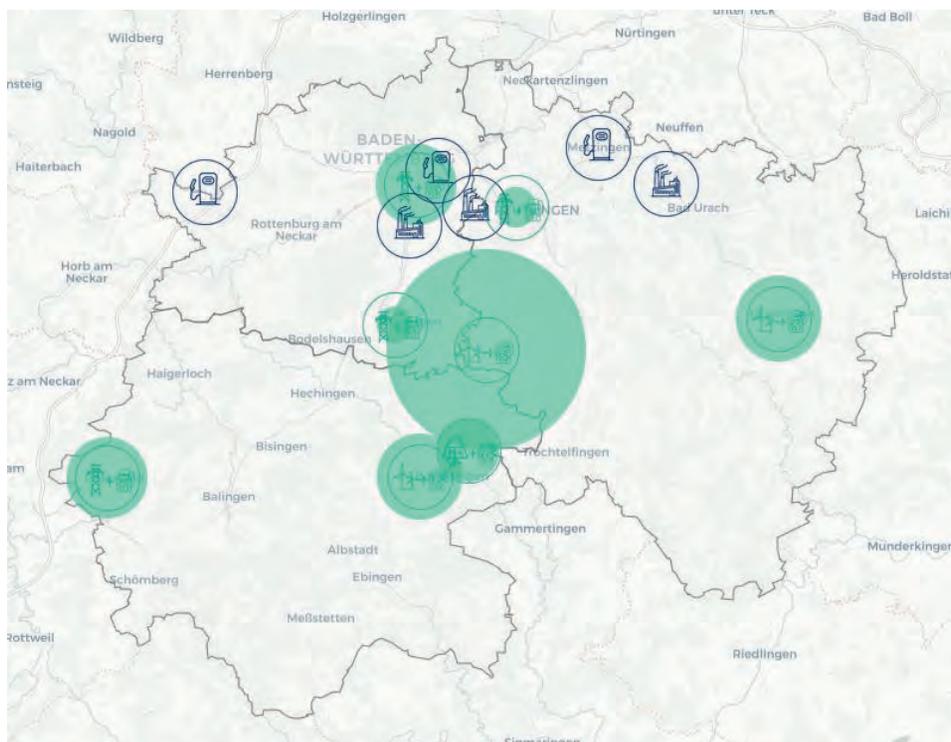


Abbildung 6-11: Produktionsstandorte und Mengen für das dezentrale Kurzfristszenario

Ergebnisse Langfristszenario

Im Langfristszenario steigt der erwartete Wasserstoffbedarf auf 9.200 Tonnen pro Jahr. Im Vergleich zum Kurzfristszenario steht neben einer geringfügig höheren möglichen PV-Leistung zusätzlich Strom aus dem Biomassekraftwerk für den Betrieb der Elektrolyseure zur Verfügung. Darüber hinaus wird die Wasserstoffherzeugung aus Biogas mittels Dampfreformierung und anschließender Gasreinigung und die Wasserstoffherzeugung aus Biomasse berücksichtigt.

Die betrachteten Erzeugungsanlagen in der Region können im langfristigen Szenario damit nur eine Wasserstoffproduktion von maximal 2.800 Tonnen pro Jahr bereitstellen. Dadurch ergibt sich eine Versorgungslücke von 6.400 Tonnen pro Jahr im Vergleich zum prognostizierten Bedarf. Aus diesem Grund werden im Langfristszenario mehrere Versorgungskonzepte analysiert. Zunächst wird ein dezentrales und

zentrales Erzeugungskonzept mit der maximal möglichen Wassererzeugung der betrachteten Anlagen untersucht. Damit wird keine Bedarfsdeckung erreicht, aber es kann vollständig regional produzierter Wasserstoff eingesetzt werden. Für eine vollständige Bedarfsdeckung wird ein (theoretisches) Szenario entworfen. Alternativ dazu wird ein Import in die Region berücksichtigt, z.B. über eine überregionale H₂-Pipeline. Die Wasserstoffmengen beider Versorgungskonzepte sind in Abbildung 6-12 dargestellt.

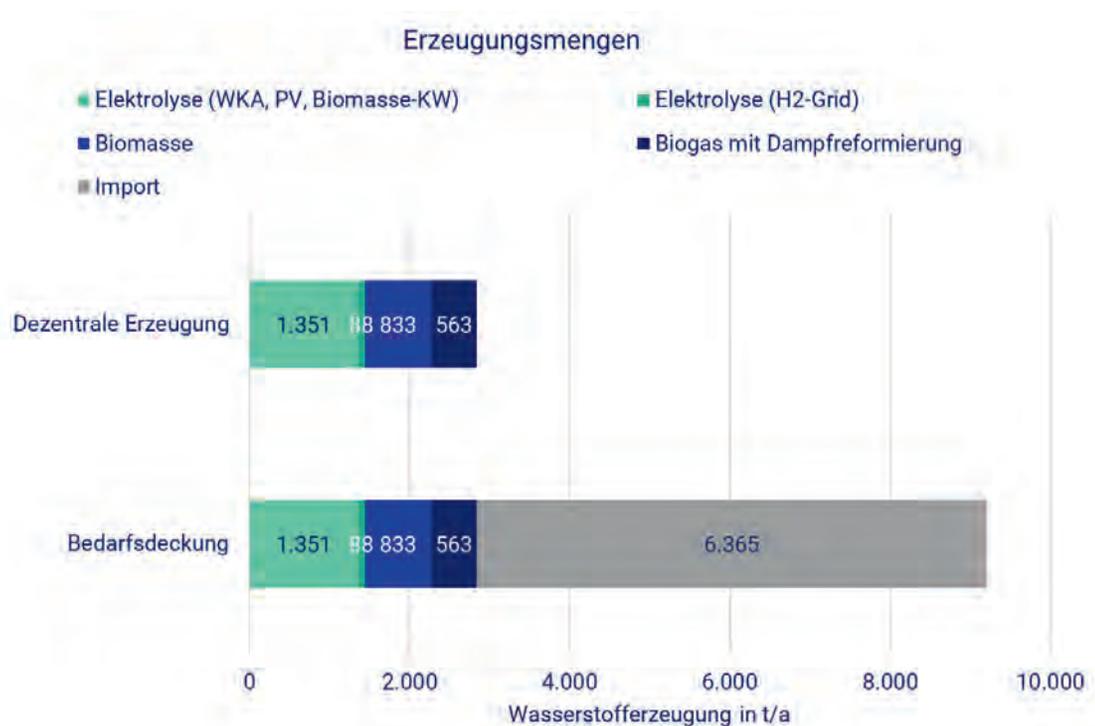


Abbildung 6-12: Wasserstoffproduktion für das Langfristszenario (WKA – Windkraftanlage, PV – PV-Anlage, Biomasse-KW – Biomassekraftwerk zur Stromproduktion)

Langfristszenario – Dezentrale Eigenerzeugung

Die maximale regionale Wasserstoffproduktion liegt im Langfristszenario für die betrachteten Anlagen bei 2.800 Tonnen pro Jahr. Davon werden 3 % durch die H₂-Grid Elektrolyseure, 30 % von den Elektrolyseuren an den Windkraftanlagen, 18 % von den Elektrolyseuren an den PV-Anlagen, 20 % von den Biogas-Anlagen sowie 29 % von der Biomasse-Anlage bereitgestellt. Das zentrale Erzeugungskonzept benötigt für die zentrale Produktion mit den kumulierten Strommengen den Aufbau eines Elektrolyseurs in der Leistungsklasse von ca. 20 MW. Für die regional im Langfristszenario stattfindende Wasserstoffproduktion per Elektrolyse von ca. 1.400 Tonnen werden jährlich insgesamt 28.000 m³ Wasser benötigt, was dem Wasserverbrauch von 590 Personen entspricht⁵⁴.

Zu beachten ist, dass die Biomasse- und Biogas-Anlagen jeweils in beiden Konzepten vorkommen, da sich die zentrale Erzeugung lediglich auf die Elektrolyse bezieht. Die sich ergebende Verteilung der Erzeugungskapazitäten für das dezentrale Konzept ist in Abbildung 6-13 grafisch dargestellt.

⁵⁴ Wasserbedarf: 20 kg für 1 kg H₂. Wassernutzung privater Haushalte von 130 Liter täglich nach: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/private-haushalte-konsum/wohnen/wassernutzung-privater-haushalte#direkte-und-indirekte-wassernutzung>, aufgerufen am 20.07.2023

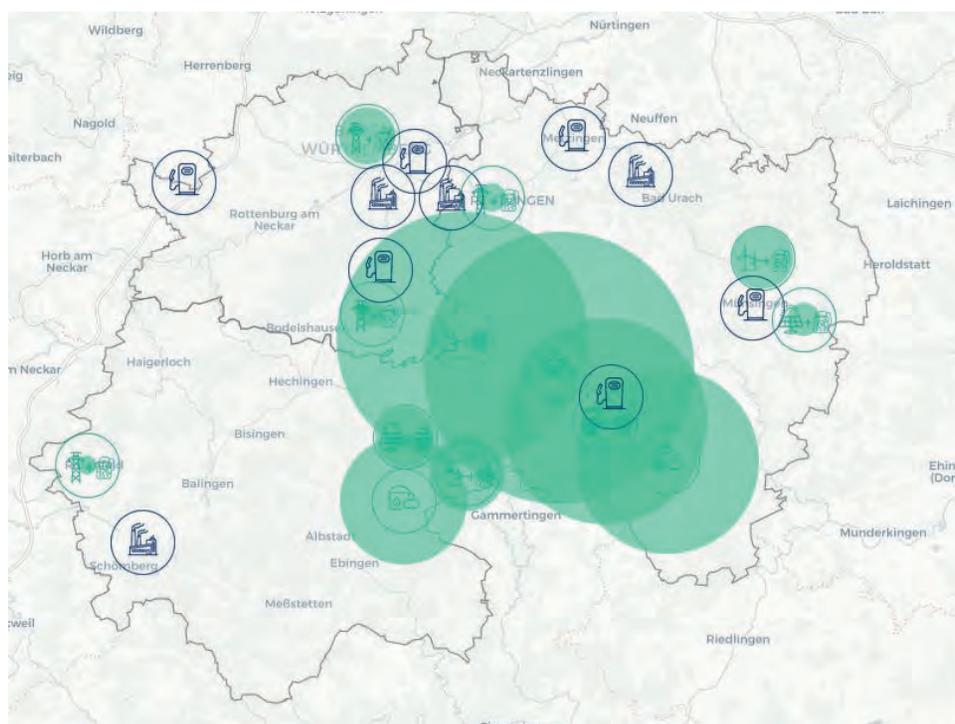


Abbildung 6-13: Produktionsstandorte und Mengen für das dezentrale Langfristszenario

Die Beiträge der einzelnen Technologien in der Wasserstoffherzeugung für die Region setzt sich wie folgt zusammen:

- Es werden pro Jahr 7 Mio. m³ Biogas zu 563 Tonnen Wasserstoff via Dampfreformierung umgewandelt. Durch die Biomassevergasung werden aus 18.667 Tonnen organischen Rohstoffen 833 Tonnen Wasserstoff produziert.
- Der Strombezug der Elektrolyseure teilt sich wie folgt auf: PV-Anlagen liefern 5.425 MWh Strom, Windkraftanlagen 41.521 MWh und 25.670 MWh liefert das Biomassekraftwerk. Bei dezentraler Erzeugung sind kumuliert über alle Anlagenstandorte insgesamt 22 MW Elektrolyseleistung notwendig. Bei einer zentralen Erzeugung mit nur einem Elektrolyseur können 20 MW ausreichen, da die kombinierte Nutzung von Stromprofilen der betrachteten Wind- und PV-Anlagen eine etwas höhere Auslastung des Elektrolyseurs ermöglicht.

Die mengengewichteten, durchschnittlichen Erzeugungskosten liegen beim zentralen Konzept mit 6,13 €/kg nur marginal unterhalb derer des dezentralen Konzeptes mit Kosten von 6,25 €/kg. Die Erzeugungskosten der einzelnen Technologien sind in Tabelle 6.1 aufgeführt.

Tabelle 6.1: Erzeugungskosten für Wasserstoff nach Technologien für das Langfristszenario

Technologie		Erzeugungskosten*
Elektrolyse	Dezentral:	7,05 – 10,56 €/kg
	Zentral:	6,76 €/kg
Biogas mit Dampfreformierung		8,00 – 8,40 €/kg
Biomasse (organische Rohstoffe)		3,31 €/kg**

*inkl. Verdichtung und Speicherung, Angabe: mengengewichtete Durchschnittskosten

**basierend auf Angaben des Herstellers, z.Z. im Prototypenstadium (TRL 6-7)

Langfristszenario – Bedarfsdeckung

Die bisher gezeigten Ergebnisse beziehen sich auf die Konzepte für die maximale Nutzung aller betrachteten Erzeugungsanlagen der Region, wodurch ca. 2.800 Tonnen pro Jahr Wasserstoff produziert werden können. Um den ermittelten Wasserstoffbedarf von 9.200 Tonnen pro Jahr des Langfristszenarios zu decken, müssten jedoch weitere Erzeugungskapazitäten regional aufgebaut oder Wasserstoffimport in Betracht gezogen werden. Einen Vergleich der theoretisch erforderlichen Erzeugung für eine regionale Bedarfsdeckung zeigt Abbildung 6-12.

Zur Verdeutlichung der zusätzlich benötigten Kapazitäten werden regionale Erneuerbare Energien und weitere Elektrolysekapazitäten betrachtet. Dies könnten beispielsweise zusätzliche 150 MW Windkraftanlagen (oder eine größere Leistung an PV-Anlagen) sein mit einer Elektrolyseleistung von insgesamt 150 MW – im Vergleich zu den bisher betrachteten 20 bzw. 22 MW, die auch in diesem Konzept weiterhin benötigt werden. Der Aufbau einer solchen zusätzlichen Erzeugungskapazität würde die Wasserstoffkosten des Gesamtsystems geringfügig erhöhen auf 6,64 €/kg.

Neben der zusätzlichen regionalen Erzeugung ist auch der Import von Wasserstoff eine Option zur Bedarfsdeckung. Dabei müssten insgesamt ca. 6.400 Tonnen pro Jahr Wasserstoff zur Bedarfsdeckung importiert werden. Die resultierenden Wasserstoffkosten für den Import via Pipeline sind mit den aktuellen Informationen nur grob abschätzbar. Verschiedene Quellen gehen von 2,5 €/kg bis 8,5 €/kg bis 2040 aus⁵⁵.

6.4 H₂-Verteilung

Wie können die produzierten Wasserstoffmengen optimal zu den Abnehmern transportiert werden?



- Die Transportkosten des Kurzfristszenarios (durchschnittlich 1,75 €/kg) liegen weit über denen des Langfristszenarios (∅ 0,45 €/kg bis 0,73 €/kg) und verdeutlichen damit die hohe Kostenabhängigkeit der transportierten Menge an Wasserstoff.
- Die Transportoptionen Trailer (gasförmig) und Pipeline (Neubau) wurden betrachtet und verglichen. Pipeline-Transport bietet Kostenvorteile bei der Kombination von geringen Distanzen und hohen transportierten Mengen.

Um die ideale Transportlösung für jede Standortkombination zu ermitteln, werden verschiedene Transportoptionen simuliert und bewertet. Betrachtet werden dabei der Transport von Wasserstoff in Trailern von 350 bar (gasförmig) und Pipelines. Für beide Transportmöglichkeiten werden Investitions- und Betriebskosten berücksichtigt. Mit der Simulation wird das Kostenoptimum zur Deckung des Bedarfs des jeweiligen Standortes für zentrale und dezentrale Erzeugungskonzepte ermittelt. Für den Transport mit Trailern wird dabei die Wegstrecke, die Be- und Entladezeit sowie die Kosten für Personal und die Verdichtung berücksichtigt. Bei Pipelines wird ein Neubau betrachtet inkl. Bau – und Genehmigungskosten sowie die Betriebskosten.

Ergebnisse Kurzfristszenario

Die Transportbedürfnisse im Kurzfristszenario sind vor allem durch geringe Mengen (maximal 183 Tonnen pro Jahr für eine Strecke) gekennzeichnet, weshalb die kostengünstigste Transportoption oft der Trailer ist. Die Verbindung zwischen dem H₂-Grid Elektrolyseur der Stadtwerke Tübingen und der Tankstelle in

⁵⁵ Zum Beispiel: Frontier Economics und AIT Austrian Institut of Technology: *Importmöglichkeiten für erneuerbaren Wasserstoff*, 2022 und Frontier Economics: Teil 2: *Pipeline Studie Kosten von grünem Wasserstoff Import via Pipelines*, 2021

Tübingen sowie zwischen dem H2-Grid Elektrolyseur von FairNetz und der Industrieabnahme von Bosch zeigen Kostenvorteile für den Transport mit einer Pipeline, aufgrund der Kombination von geringen Strecken (3 km bzw. < 1 km) und der relativ großen Mengen (21 Tonnen pro Jahr bzw. 8 Tonnen pro Jahr). Die Transportkosten für das dezentrale Szenario belaufen sich auf durchschnittlich 1,75 €/kg. Die Streuung der Kosten liegt dabei zwischen 0,84 €/kg und 4,79 €/kg. Die konkreten Transportmengen und verknüpften Standorte sind in Tabelle 6-1 dargestellt.

Tabelle 6-1: Mögliche Transportmengen im dezentralen Kurzfristszenario mit Trailer (T) und Pipeline (P)

	Bereitgestellte Menge der Erzeugungsstandorte in t pro Jahr							
	H2-Grid Elektrolyseure				PV-Anlage	Windkraftanlagen		
	SW Tübingen	Green Innovation Park	FairNetz	SW Mössingen Rottenburg	Burladungen	Sonnebühl	Burladungen	Münsingen
Industrie (Halbleiter)			8,6 (P)		2,5 (T)		63,4 (T)	
Industrie (BZ-Produktion)	7,1 (T)					58,8 (T)		13,1 (T)
Industrie (Werkzeuge)	7,0 (T)							
Tankstelle 1 (Metzingen)		33,7 (T)						
Tankstelle 2 (A81)						182,5 (T)		
Tankstelle 3 (Tübingen)	29,1 (P)				4,6 (T)			

Ergebnisse Langfristszenario

Im Langfristszenario sind die transportierten Mengen insgesamt höher. Dies wirkt sich positiv auf die Transportkosten aus. Im Ergebnis wird die Industrieabnahme von Bosch sowohl mit dem dezentralen als auch dem zentralen Konzept mit einer Pipeline versorgt. Gleiches gilt für die Versorgung der Tankstelle 3 in Tübingen, die per Pipeline an die Elektrolyse am Standort angeschlossen werden kann. Für die anderen Transportwege wird weiterhin die Trailer-Belieferung als kostengünstigste Alternative ausgewählt. Die Kosten sinken im Vergleich zum Kurzfristszenario auf durchschnittlich 0,73 €/kg im dezentralen und 0,64 €/kg im zentralen Szenario.

Die große Abhängigkeit zwischen der Transportauswahl und den zu transportierenden Mengen wird bei der Betrachtung der beiden zentralen Langfristszenarien deutlich. Diese zentralen Szenarien gehen von einem zentralen Elektrolyse-Standort in der Nähe von Tübingen aus, da viele Bedarfsstandorte in räumlicher Nähe liegen. Auf dieser Grundlage werden die Distanzen sowie die Nachfragemengen zu den einzelnen Bedarfsstandorten berechnet bzw. berücksichtigt, aufgrund dessen die Transportsimulation durchgeführt und die kostengünstigste Alternative ermittelt wird. In der Variante zur regionalen Eigenversorgung liegt die Gesamtmenge bei 2.800 Tonnen pro Jahr mit den größten Abnahmestandorten Tankstelle 2 (A81) und 4 (am Bahnhof Münsingen) mit jeweils 584 Tonnen pro Jahr. Bei der Variante Bedarfsdeckung steigt die Gesamtmenge auf 9.200 Tonnen pro Jahr, wobei sich die Wasserstoffnachfrage an Tankstelle 2 und 4 auf jeweils 1.825 Tonnen pro Jahr erhöht. Tabelle 6-2 zeigt die Ergebnisse beider Varianten je ausgewählter Transportart. Die Steigerung der Transportmengen in der Variante Bedarfsdeckung resultiert in einem Kostenvorteil der Pipeline bei allen Tankstellenstandorten unter 20 km Distanz. Der Transport mit Trailern bleibt weiterhin die günstigste Alternative bei geringen Mengen (wie bei Industrie 3) bzw. bei hohen Distanzen (wie bei Industrie Wärme).

Tabelle 6-2: Kostenminimierte Transportoptionen im zentralen Langfristszenario – regionale Eigenversorgung

	Distanz zu zentraler Erzeugung in km	Bedarfsmenge (Eigenversorgung) in t/a	Transportart	Bedarfsmenge (Bedarfsdeckung) in t/a	Transportart
Industrie 1	0,5	150	Pipeline	150	Pipeline
Industrie 2	22	237	Trailer	237	Trailer
Industrie 3	10	15	Trailer	15	Trailer
Industrie Wärme	47	498	Trailer	498	Trailer
Tankstelle 1	14	183	Trailer	1.163	Pipeline
Tankstelle 2	30	584	Trailer	1.825	Trailer
Tankstelle 3	10	183	Pipeline	1.163	Pipeline
Tankstelle 4	38	584	Trailer	1.825	Trailer
Tankstelle 5	31	183	Trailer	1.163	Trailer
Tankstelle 6	19	183	Trailer	1.163	Pipeline

Die hier gezeigten Ergebnisse basieren nur auf der Modellrechnung und sind nicht zwingend die beste Option in der realen Welt. Hier gilt es v.a. Kooperationen mit potenziellen Wasserstofflieferanten zu schließen, um eine optimale Versorgung (ggf. inkl. Redundanzen) zu erzielen.

7 Wirtschaftlichkeit

Wie können in der Region Geschäftsmodelle mit Wasserstoff geschaffen werden?

Kapitel 7 gibt einen Überblick über die wirtschaftlichen Realitäten und Perspektiven von Wasserstoffanwendungen. Grundsätzlich ist zu beachten, dass sich die Technologie noch in einer Entwicklungs- bzw. Hochlaufphase befindet und durch Technologiefortschritte und Skalierungseffekte starke Kostensenkungen erwartet werden. Bis dahin sind Wasserstoffanwendungen nur durch entsprechende Förderprogramme wirtschaftlich realisierbar.

7.1 Grundlagen der Wirtschaftlichkeit



- Bei der Wasserstofferzeugung per Elektrolyse sollte ein besonderes Augenmerk auf den Strombezug gelegt und genau evaluiert werden, mit welchem Stromprodukt welche Anlagenauslastungen zu welchen Strombezugskosten erreicht werden kann.
- Bei Wasserstofferzeugungskonzepten über das Verfahren der Dampfreformierung von Biogas bzw. Biomethan sollte ein besonderes Augenmerk auf die Kosten des Biogas-/Biomethanbezugs gelegt werden.
- Die Transportkosten für Wasserstoff variieren je nach Transportmenge und Distanz stark. Heute übliche Transportmengen von bis zu 1 Tonnen werden typischerweise per Trailer geliefert.
- Die Wirtschaftlichkeit von Wasserstoffanwendungen hängt vorrangig von den Wasserstoffkosten ab. Konventionelle und alternative CO₂-neutrale Technologien geben die Zielpreise für Wasserstoff in der Zukunft vor.

Wasserstofferzeugung

Die Kosten für die Erzeugung von Wasserstoff (H₂-Gestehungskosten) setzen sich aus drei wesentlichen Kostenblöcken zusammen:

- den auf die H₂-Erzeugungsmenge umgelegten Investitionskosten in die Anlagen (CAPEX),
- den Energiebezugskosten für die Wasserstoff-Ausgangsstoffe und den Betrieb der Anlagen (OPEX)
- und weiteren Kosten für Betrieb- und Instandhaltung der Anlagen (OPEX).

Bei der Wasserstofferzeugung über das Verfahren der **Wasserelektrolyse** entfallen die Investitionskosten auf den Elektrolyseur inklusive des Stacks⁵⁶, der notwendigen Nebenaggregate (Balance of Plant)⁵⁷ zur Vorbereitung des Wassers und zur Aufbereitung der Produktströme sowie zur Planung und Genehmigung der Anlage. Je höher die Auslastung des Elektrolyseurs, desto größer ist die jährlich produzierte Wasserstoffmenge, auf die die Investitionskosten umgelegt werden können. Allerdings liegt hier kein proportionaler Zusammenhang vor. Stattdessen sinken die H₂-Gestehungskosten mit einer steigenden Auslastung (vgl. Abbildung 7-1, rechts unten). Als Daumenregel gilt: Um den Anteil der Investitionskosten gering zu

⁵⁶ Der Stack ist die Einheit eines Elektrolyseurs, in der die Spaltung von Wasser in dessen Bestandteile Sauerstoff und Wasserstoff erfolgt.

⁵⁷ Balance of Plant (BOP) ist ein Begriff, der im Allgemeinen in der Energietechnik verwendet wird, um alle unterstützenden Komponenten und Hilfsysteme eines Kraftwerks zu bezeichnen, die für die Bereitstellung der Energie benötigt werden, mit Ausnahme der Erzeugungseinheit selbst. Dazu gehören je nach Art der Anlage Transformatoren, Wechselrichter, Schalt- und Steuergeräte, Schutzeinrichtungen, Leistungsregler, Tragwerke usw.

halten, sollte der Elektrolyseur eine jährliche Auslastung von mindestens 3.000 Volllaststunden/Vollbenutzungsstunden aufweisen⁵⁸.

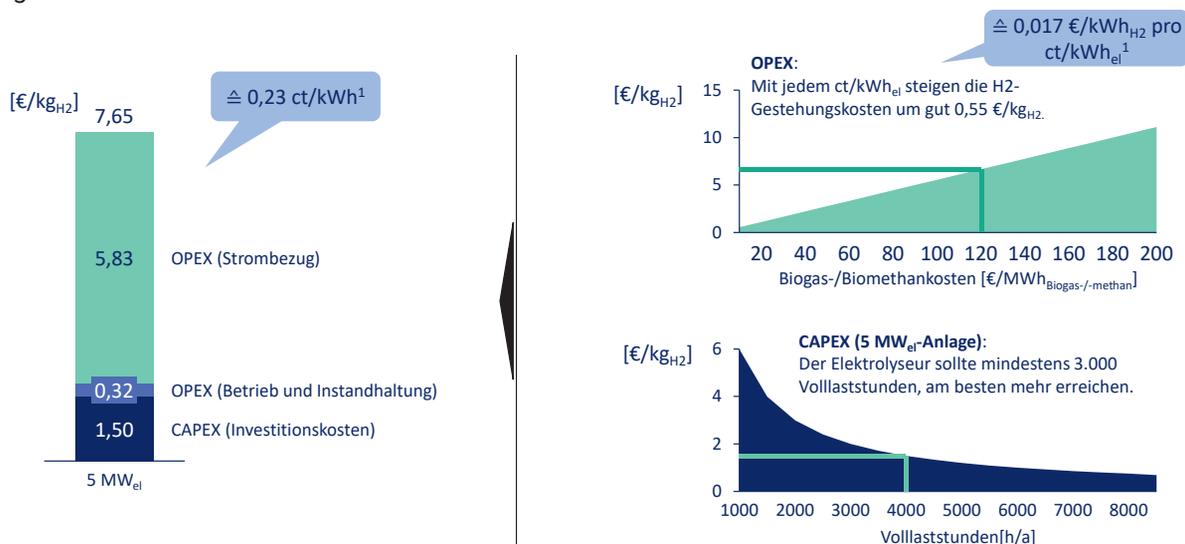


Abbildung 7-1: Beispielhafte H₂-Gestehungskosten in der Wasserelektrolyse⁵⁹

Der Strombezug zur Spaltung des Wassers in seine Bestandteile Sauerstoff und Wasserstoff stellt die wesentlichen Energiebezugskosten dar. Der Anteil der H₂-Gestehungskosten, der auf den Strombezug zurückzuführen ist, ist direkt proportional zu den Strombezugskosten. Als Daumenregel gilt: Eine Steigerung der Strombeschaffung von einem Cent pro Kilowattstunde resultiert in einer Steigerung der Wasserstoff-Gestehungskosten von gut 55 Cent pro Kilogramm Wasserstoff (vgl. Abbildung 7-1, rechts oben).

Im aktuellen Marktumfeld machen die Strombezugskosten, auch bei der mittelfristig erwarteten Reduktion der Strompreise an den Börsen, den überwiegenden Teil der H₂-Gestehungskosten aus (vgl. Abbildung 7-1, links). Für die Auslegung von Wasserstoffherzeugungskonzepten ist es aus wirtschaftlicher Sicht demnach ratsam, ein besonderes Augenmerk auf den Strombezug zu legen und genau zu evaluieren, mit welchem Stromprodukt welche Anlagenauslastungen zu welchen Strombezugskosten erreicht werden kann.

Bei der Wasserstoffherzeugung über das Verfahren **Dampfreformierung von Biogas** entfallen die Investitionskosten auf den Reformer, inklusive der notwendigen Nebenaggregate, wie die Aufbereitung der Produktströme bspw. über eine Druckwechseladsorption⁶⁰. Je höher die Auslastung des Reformers, desto größer ist die jährlich produzierte Wasserstoffmenge, auf die die Investitionskosten umgelegt werden können. Allerdings liegt hier kein proportionaler Zusammenhang vor. Stattdessen sinken die H₂-Gestehungskosten mit einer steigenden Auslastung (vgl. Abbildung 7-2, rechts unten). Als Daumenregel gilt: Um den Anteil der Investitionskosten gering zu halten, sollte der Reformer eine jährliche Auslastung von mindestens 5.000 Volllaststunden/Vollbenutzungsstunden⁵⁸ aufweisen.

⁵⁸ Mit Volllaststunden wird die Zeit bezeichnet, für die eine Anlage bei Nennleistung betrieben werden müsste, um die gleiche elektrische Arbeit umzusetzen, wie die Anlage innerhalb eines festgelegten Zeitraums, in dem auch Betriebspausen oder Teillastbetrieb vorkommen können, tatsächlich umgesetzt hat. Volllaststunden dürfen nicht mit den Betriebsstunden verwechselt werden. Diese bezeichnen den gesamten Zeitraum, in dem die Anlage betrieben worden ist und können Zeiten von Teillastbetrieb einschließen.

⁵⁹ Eigene Darstellung BBHC, Annahmen zu H₂-Gestehungskosten: 5-MW-Elektrolyseur (Auslastung: 4.000 Volllaststunden, Strombezugskosten: 10,5 ct/kWh, keine Entrichtung von Abgaben + Umlagen, Systemwirkungsgrad: 60 % ($\cong 55 \text{ kWh}_{el}/\text{kg}_{H_2}$), Systemkosten Elektrolyse (inkl. Ingenieursdienstleistungen und Genehmigungskosten, exkl. eventueller Förderungen): 5 Mio. €, ¹ LHV (unterer Heizwert) von Wasserstoff

⁶⁰ Es handelt sich hierbei um ein Trocken-Anreicherungsverfahren, das sich die unterschiedliche Adsorption von CH₄ und CO₂ bei erhöhtem Druck an einem Kohlenstoffmolekularsieb zunutze macht. Das Kohlendioxid bindet sich schneller und stärker an den Feststoff als Methan. Die englischsprachige Bezeichnung für Druckwechseladsorption lautet „Pressure Swing Adsorption“, weshalb solche Anlagen auch oft als PSA-Anlagen bezeichnet werden.

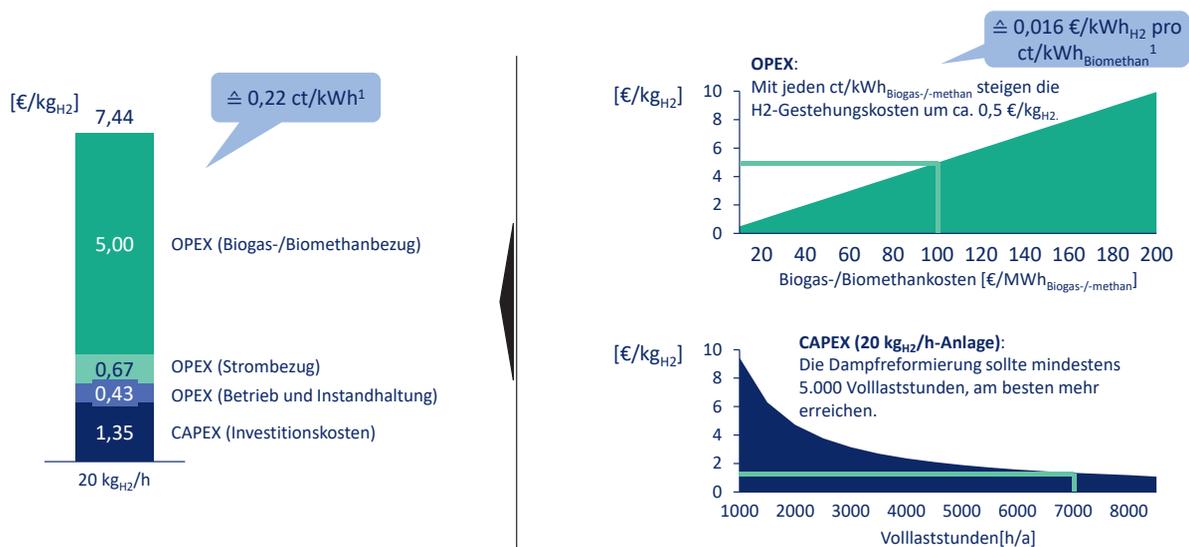


Abbildung 7-2: Beispielhafte H₂-Gestehungskosten in der Biogas-Dampfreformierung⁶¹

Der Bezug von Biogas bzw. Biomethan als Rohstoff der Wasserstoffherzeugung stellt die wesentlichen Energiebezugskosten dar. Der Anteil der H₂-Gestehungskosten, der auf den Bezug von Biogas bzw. Biomethan zurückzuführen ist, ist direkt proportional zu den Bezugskosten. Als Daumenregel gilt: Eine Erhöhung der Biogas-/Biomethanbezugskosten um einen Cent pro Kilowattstunde führt zu einer Erhöhung der Wasserstoff-Gestehungskosten um gut 50 Cent pro Kilogramm Wasserstoff (vgl. Abbildung 7-2, rechts oben).

Dem Strombezug zur Aufbereitung des Wasserstoffs in der Druckwechseladsorption nach dem Reformprozess kommt eine untergeordnete Bedeutung für die gesamten H₂-Gestehungskosten zu. Im aktuellen Marktumfeld machen die Bezugskosten von Biogas bzw. Biomethan, auch bei der mittelfristig erwarteten Reduktion der Gaspreise an den Börsen, den überwiegenden Teil der H₂-Gestehungskosten aus (vgl. Abbildung 7-2, links).

Für die Auslegung von Wasserstoffherzeugungskonzepten ist es aus wirtschaftlicher Sicht demnach ratsam, ein besonderes Augenmerk auf die Kosten des Biogas-/Biomethanbezugs zu legen.

Wasserstofftransport

Der Wasserstoff kann auf unterschiedliche Weisen transportiert werden (s. Abbildung 7-3/Abbildung 3-8). Bevor der Trailer befüllt bzw. der Wasserstoff in die Pipeline eingespeist werden kann, muss der Wasserstoff, der nach dem Elektrolyseur einen Druck von bis zu 30 bar aufweist, mittels Kompressoren weiter verdichtet werden: Bei Trailern auf bis zu 500 bar (abhängig vom Druckniveau des Trailers), bei Pipelines auf bis zu 100 bar. Beim Trailertransport erfolgt nach der Verdichtung noch ein weiterer Prozessschritt, die Abfüllung. Je nach Anwendung muss der Wasserstoff nach dem Trailer- bzw. Pipelinetransport erneut verdichtet werden. Um eine Vergleichbarkeit zwischen den Optionen zu schaffen, müssen alle Einzelschritte mitbedacht werden.

⁶¹ Eigene Darstellung BBHC, Annahmen zu H₂-Gestehungskosten: Dampfreformierung (Auslastung: 7.000 Volllaststunden, Biomethan-Bezugskosten: 100 €/MWh, Systemwirkungsgrad: 67 %, Strombezugskosten: 12 ct/kWh, Systemkosten Dampfreformierung (inkl. Reformer, Druckwechseladsorption (PSA), Balance of Plant (BoP), exkl. eventueller Förderungen): 2 Mio. € (bei 20 kgH₂/h), Systemlebensdauer: 20 Jahre, kalkulatorischer Zinssatz: 7 %, O&M: 3 % vom CAPEX, 1 LHV (unterer Heizwert) von Wasserstoff

Transport per Trailer



Transport per Pipeline



Abbildung 7-3: Prozess Wasserstofftransport für Trailer und Pipeline

Die Kosten des Transports werden vor allem durch die Distanz zwischen Erzeugungsort und Ort der Nutzung sowie von der benötigten Menge bestimmt. Je nach Kombination der beiden Einflussfaktoren ergeben sich unterschiedliche Kosten (vgl. Abb. Abbildung 7-4). Der Transport per Trailer ist vor allem bei geringen Distanzen und geringeren Mengen wirtschaftlicher: Bei einer Distanz bis ca. 200 km und einer Menge von 1 bis 2 t/d betragen die Transportkosten ca. 0,55 bis 0,75 €/kg. Der Transport per Pipeline ist vor allem dann wirtschaftlich, wenn große Distanzen zurückgelegt und große Mengen transportiert werden müssen: Bei einer Distanz bis 1.000 km und einem Stoffstrom bis zu 1.000 t/d betragen die Transportkosten 0,05 bis 0,5 €/kg.

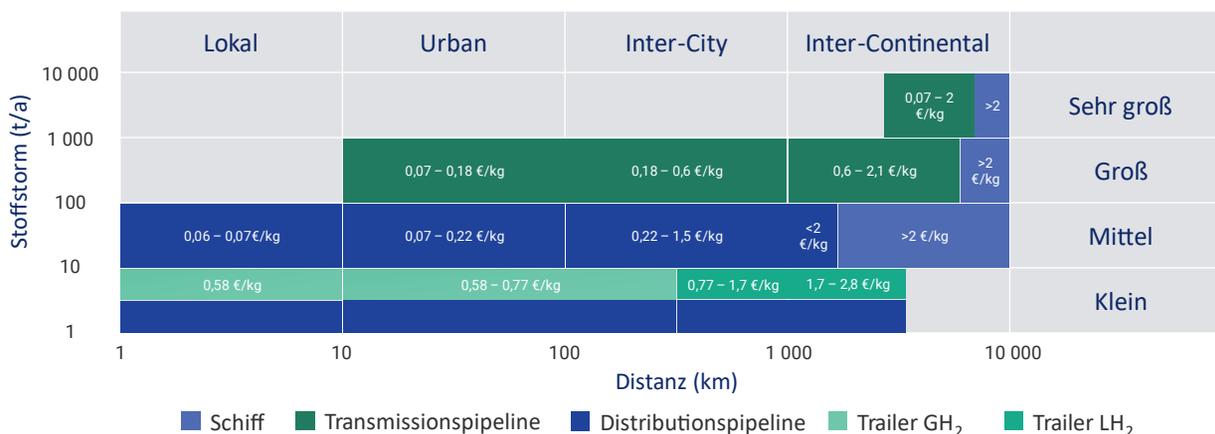


Abbildung 7-4 Wasserstofftransportkosten nach Stoffstrom und Transportdistanz/ -methode

Generell gilt, dass die Verfügbarkeit und die Wirtschaftlichkeit der Transportoptionen von Fall zu Fall zu bewerten ist. Zudem empfiehlt es sich, übergeordnete Planungen und Initiativen im Blick zu behalten, um beispielsweise den Bau von H₂-Pipelines mitzugestalten.

Wasserstoffnutzung

Für den Einsatz von Wasserstoff in den verschiedenen Sektoren ist die wirtschaftliche Nutzung von großer Bedeutung. Neben den Investitionskosten ist bei den Betriebskosten besonders der Wasserstoffpreis entscheidend. Er ist abhängig von der Erzeugungstechnologie sowie deren Energiebezugskosten, der Transporttechnologie sowie der Transportentfernung und möglichen Zusatzkosten, wie beispielsweise den Betriebskosten einer Tankstelle bei der Wasserstoffbereitstellung für den Verkehrssektor.

Im aktuellen Energiemarktumfeld muss kurz- bis mittelfristig mit Bereitstellungskosten von um die 10,00 €/kgH₂ gerechnet werden, die sich im Falle einer Bereitstellung für den Verkehrssektor um 2,00 bis 3,00 €/kgH₂ durch den Betrieb der notwendigen Tankstelle erhöhen.

Wenngleich die Gesamtkosten des Betriebs je nach Technologie und den individuellen Rahmenbedingungen eines Unternehmens schwanken können, werden in folgendem Diagramm Zielkosten für die Nutzung von Wasserstoff im Verkehr und den Sektoren Wärme und Industrie dargestellt. Wie in Abbildung 7-5 dargestellt, sind die Zielkosten direkt abhängig von den Energiekosten der konventionellen Anwendungen. Je höher die Kosten der fossilen Energien sind, desto höher sind die Wasserstoffzielkosten. Werden die Zielkosten für den Wasserstoffpreis erreicht, lassen sich Wasserstoffanwendungen mit geringen Mehrkosten ggü. konventionellen Anwendungen realisieren. Bei den zu erreichenden Wasserstoffkosten für Wasserstoff an Tankstellen müssen auch politische Rahmenbedingungen wie die Erlöse über den THG-Quotenhandel (vgl. Abschnitt 4.1) mitbetrachtet werden, da diese einen erheblichen Einfluss auf den Wasserstoffpreis haben können.

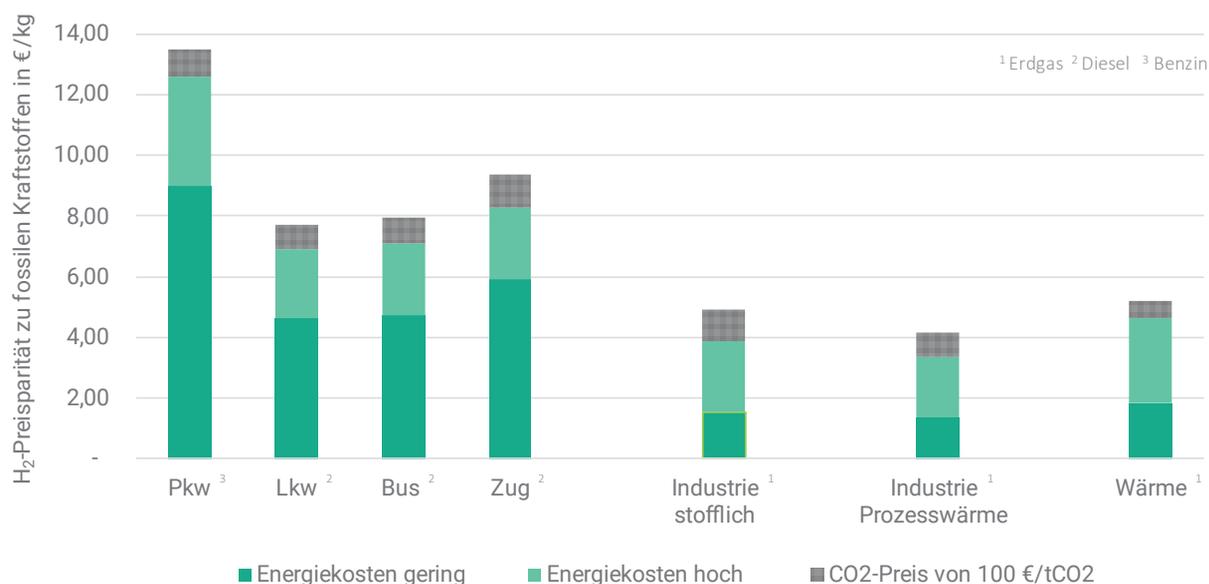


Abbildung 7-5: H₂-Preisparitäten zu konventionellen Kraftstoffen je Anwendung; bei den Fahrzeugen an der Zapfsäule

Beim Einsatz von Wasserstoff im Pkw ist heute schon eine Preisparität zu konventionellen Kraftstoffen vorhanden. Der aktuelle Marktpreis öffentlicher Wasserstofftankstellen der H2 MOBILITY hingegen liegt für Pkw bei 11,64 €/kg netto. Umgerechnet auf die erreichbaren Kilometer ist dies konkurrenzfähig zu aktuellen Benzinpreisen. Der Paritätspreis für den Einsatz von Wasserstoff in schweren Nutzfahrzeugen liegt derzeit zwischen 6,00 und 8,00 €/kg. Perspektivisch werden – bei steigenden Diesel- und CO₂-Preisen – bis zu 10,00 €/kg als realistischer Paritätspreis angenommen. Der aktuelle Marktpreis öffentlicher Wasserstofftankstellen der H2 MOBILITY hingegen liegt bei 10,80 €/kg netto für Nutzfahrzeuge. Dieser Preis ist stark getrieben von den aktuellen Energiepreisschwankungen. Wie sich der Wasserstoffpreis an den öffentlichen Tankstellen der H2 MOBILITY in Zukunft verändert, ist aufgrund der aktuellen politischen Geschehnisse schwer zu beurteilen. Deshalb ist es für heutige Projekte nicht empfehlenswert, sich an den aktuellen Marktpreis zu orientieren. Vielmehr sollten sich die regionalen Erzeuger, Infrastrukturbetreiber und Fahrzeugnutzer austauschen und einen gemeinsamen Zielpreis festlegen.

Bei der Nutzung von Wasserstoff zur Wärmeerzeugung müsste ein Paritätspreis von etwa 2,00 bis 5,00 €/kg Wasserstoff erreicht. Der Zielpreis ist maßgeblich abhängig von der zukünftigen Entwicklung des Erdgaspreises, aber ebenso von den Kosten alternativer CO₂-freier Wärmeerzeugungstechnologien wie Wärmepumpen. Für die Nutzung von Wasserstoff in der Industrie ergeben sich – je nach Anwendung – Zielpreise zwischen 1,90 und 5,00 €/kg.

Insbesondere bei den Sektoren Wärme und Industrie wird deutlich, dass noch eine Lücke zwischen den ausgewiesenen H₂-Bereitstellungskosten (10 €/kg H₂) und dem Zielpreisen zur H₂-Kostenparitäten herrscht. Dies weist darauf hin, dass der Einsatz von Technologien, die Wasserstoff nutzen, in diesen Sektoren ohne weitere Eingriffe in den Markt auch 2030 immer noch teurer ist als der Einsatz von Technologien, die auf fossile Energieträger setzen. Eine Ausnahme stellt der Verkehrssektor dar. Hier kann der Einsatz von Wasserstoff in Brennstoffzellenfahrzeugen, je nach Projektspezifika, auch ohne zusätzliche Eingriffe in den Markt wirtschaftlich vorteilhaft gegenüber der Nutzung von dieselbetriebenen Fahrzeugen sein.

Nicht zuletzt aus diesem Grund setzt die Politik verstärkt auf zusätzliche Incentivierungen. Diese Incentivierungen, die sich entweder direkt in Förderrichtlinien oder indirekt in der Gesetzgebung wiederfinden, sind teilweise in der Lage, die Kostenlücke zu schließen. Im Verkehrssektor, unter den indirekt auch der Betrieb von Raffinerien fällt, ist dies die sogenannte THG-Quote (vgl. Kapitel 4.1). Perspektivisch ist die Implementierung eines ähnlichen Systems auch für die Schifffahrt angedacht. In ausgewählten Industrie-sektoren sind es die Klimaschutzverträge, die die Dekarbonisierung der deutschen Großindustrie und des Mittelstands anregen sollen. Den meisten „Eingriffen“ in den Markt ist mittlerweile gemein, dass diese technologieunabhängig erfolgen. Das bedeutet, dass Wasserstoff nur ein möglicher erneuerbarer Energieträger ist, der neben weiteren Energieträgern wie Strom oder anderen Wasserstoff-Derivaten von den Incentivierungen profitieren kann.

7.2 Fördermöglichkeiten



- Die Rahmenbedingungen von Förderungen werden von der EU vorgegeben.
- Viele Förderrichtlinien geben nur das Grundgerüst der Fördervorgaben vor. Anträge können erst im Rahmen von regelmäßig erscheinenden Förderaufrufen gestellt werden, die weitere Details an die Förderhöhen, -voraussetzungen etc. definieren.
- Die Höchstsätze für die Förderungen von Elektrolyseuren liegen regelmäßig bei 45 % und für H₂-Tankstellen und Brennstoffzellen-Fahrzeuge bei 80 %.
- Während sich die Förderquoten bei Elektrolysen und H₂-Tankstellen auf die Gesamtinvestitionsausgaben beziehen, werden bei Fahrzeugen nur die Mehrkosten gegenüber der konventionellen Technologie gefördert.
- Über alle Förderrichtlinien hinweg ist ein Trend zu wettbewerblichen Vergaben erkennbar. Nur die Projekte, die die Priorisierungskriterien am besten erfüllen, erhalten eine Förderung.

Einbettung der Wasserstoffförderlandschaft in die Vorgaben der EU

Damit die Mitgliedsstaaten der EU den Wettbewerb durch unterschiedliche Förderbedingungen nicht verzerren, gibt es gesetzliche Rahmenbedingungen, die die Förderbedingungen EU-weit vorgeben. Der Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV), der neben dem Vertrag über die Europäische Union (EUV) einer der Gründungsverträge der Europäischen Union (EU) ist, regelt unter anderem das Thema staatlicher Beihilfen. Darin ist festgelegt, dass die Gewährung von staatlichen Beihilfen, abgesehen von bestimmten Ausnahmen, nicht zulässig ist. Zulässig sind jedoch unter anderem Vorhaben von gemeinsamem europäischem Interesse, die Förderung der Entwicklung gewisser Wirtschaftszweige/-gebiete oder Beihilfen, die auf Vorschlag der Kommission durch den Rat bestimmt worden sind. Grundsätzlich müssen neue Beihilfemaßnahmen von Mitgliedsstaaten durch die EU-Kommission genehmigt werden. Daneben

gibt es jedoch Verordnungen und Leitlinien, die Ausnahmen von dieser Einzelnotifizierungspflicht enthalten. Für Förderungen im Kontext Wasserstoff sind hier insbesondere die KUEBLL und die AGVO zu nennen:

- Bei den Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen (KUEBLL) handelt es sich um Leitlinien, die der Europäischen Kommission bei der Bewertung der Frage dienen, ob eine Genehmigung gewährt werden kann. Das heißt, nationale Förderrichtlinien, die auf Basis der KUEBLL entwickelt werden, sind durch die Europäische Kommission zu genehmigen.
- In der Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung (AGVO) hat die Europäische Kommission Förderbedingungen definiert, die keiner Genehmigung bzw. Notifizierung durch die EU-Kommission bedürfen. Nationale Förderrichtlinien, die nach Vorgaben aus der AGVO erstellt werden, müssen nur bei der EU-Kommission angezeigt werden.

Erzielbare Förderquoten nach Wertschöpfungsstufen

Aufgrund der oben dargestellten Einzelnotifizierungsmöglichkeit von Förderprogrammen können keine pauschal erzielbaren Förderquoten benannt werden. Im Rahmen der IPCEI⁶²-Projekte, die eine Sondernotifizierung bei der EU-Kommission durchlaufen haben, werden Wasserstoffgroßprojekte beispielsweise mit Investitionsförderquoten von bis zu 90 % gefördert. Derartig hohe Förderquoten, die oftmals nur für Großprojekte zugänglich sind, stellen Ausnahmen dar und werden bei Förderrichtlinien, die nach Vorgaben der AGVO oder unter Berücksichtigung der Leitlinien der KUEBLL (siehe oben) erlassen werden, nicht erreicht. Abbildung 7-6 gibt einen Überblick über die drei aktuell wichtigsten Förderrichtlinien, die Wasserstoffprojekten regelmäßig zur Verfügung stehen⁶³. Während „NIP II“ nach Vorgaben der AGVO erlassen wurde, wurde „H2-ÖPNV“ unter Berücksichtigung der UEBLL⁶⁴ und „KsNI“ unter Berücksichtigung der KUEBLL erlassen. Förderrichtlinien werden hinsichtlich der Antragstellung in drei Kategorien unterschieden:

- Kontinuierliche Antragstellung: Ein Antrag kann von dem Bewerber jederzeit gestellt werden und wird individuell evaluiert.
- Antragstellung zu einem Stichtag: Die Förderrichtlinie definiert ein oder zwei Stichtage im Jahr, zu denen alle bis dahin eingereichten Anträge evaluiert werden. Später eingereichte Anträge werden erst zum nächsten Stichtag ausgewertet.
- Antragstellung über einen Förderaufruf: Förderaufrufe werden gesondert veröffentlicht und konkretisieren die Anforderungen, die an den Antrag und das Projekt gestellt werden. Sie sind meistens für vier bis 12 Wochen offen zur Antragstellung. Häufig werden über die Laufzeit einer Richtlinie die Förderaufrufe in gleicher oder ähnlicher Form wiederholt.

Die drei Förderrichtlinien in Abbildung 7-6 folgen allesamt der dritten Kategorie, also der Antragsstellung über separate Förderaufrufe. Eine Kombination von verschiedenen staatlichen Fördermitteln für ein Projekt ist nur dann zulässig, sofern die Höchstgrenzen der zulässigen Förderung, wie sie in der AGVO und der KUEBLL definiert werden, nicht überschritten werden oder sofern die Förderprogramme auf unterschiedliche förderfähige Bereiche (bspw. Elektrolyse vs. Tankstelle) abzielen.

⁶² Important Project of Common European Interest

⁶³ Es handelt sich dabei explizit nicht um eine vollständige Übersicht aller zur Verfügung stehenden Förderprogramme, die es auf EU-Ebene, auf nationaler Ebene oder auf Landesebene gibt.

⁶⁴ Die UEBLL (Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen) stellen den Vorgänger der KUEBLL (Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen) dar und wurden durch diese Anfang 2022 ersetzt.

Langfristszenario – Bedarfsdeckung

Die bisher gezeigten Ergebnisse beziehen sich auf die Konzepte für die maximale Nutzung aller betrachteten Erzeugungsanlagen der Region, wodurch ca. 2.800 Tonnen pro Jahr Wasserstoff produziert werden können. Um den ermittelten Wasserstoffbedarf von 9.200 Tonnen pro Jahr des Langfristszenarios zu decken, müssten jedoch weitere Erzeugungskapazitäten regional aufgebaut oder Wasserstoffimport in Betracht gezogen werden. Einen Vergleich der theoretisch erforderlichen Erzeugung für eine regionale Bedarfsdeckung zeigt Abbildung 6-12.

Zur Verdeutlichung der zusätzlich benötigten Kapazitäten werden regionale Erneuerbare Energien und weitere Elektrolysekapazitäten betrachtet. Dies könnten beispielsweise zusätzliche 150 MW Windkraftanlagen (oder eine größere Leistung an PV-Anlagen) sein mit einer Elektrolyseleistung von insgesamt 150 MW – im Vergleich zu den bisher betrachteten 20 bzw. 22 MW, die auch in diesem Konzept weiterhin benötigt werden. Der Aufbau einer solchen zusätzlichen Erzeugungskapazität würde die Wasserstoffkosten des Gesamtsystems geringfügig erhöhen auf 6,64 €/kg.

Neben der zusätzlichen regionalen Erzeugung ist auch der Import von Wasserstoff eine Option zur Bedarfsdeckung. Dabei müssten insgesamt ca. 6.400 Tonnen pro Jahr Wasserstoff zur Bedarfsdeckung importiert werden. Die resultierenden Wasserstoffkosten für den Import via Pipeline sind mit den aktuellen Informationen nur grob abschätzbar. Verschiedene Quellen gehen von 2,5 €/kg bis 8,5 €/kg bis 2040 aus⁵⁵.

6.4 H₂-Verteilung

Wie können die produzierten Wasserstoffmengen optimal zu den Abnehmern transportiert werden?



- Die Transportkosten des Kurzfristszenarios (durchschnittlich 1,75 €/kg) liegen weit über denen des Langfristszenarios (∅ 0,45 €/kg bis 0,73 €/kg) und verdeutlichen damit die hohe Kostenabhängigkeit der transportierten Menge an Wasserstoff.
- Die Transportoptionen Trailer (gasförmig) und Pipeline (Neubau) wurden betrachtet und verglichen. Pipeline-Transport bietet Kostenvorteile bei der Kombination von geringen Distanzen und hohen transportierten Mengen.

Um die ideale Transportlösung für jede Standortkombination zu ermitteln, werden verschiedene Transportoptionen simuliert und bewertet. Betrachtet werden dabei der Transport von Wasserstoff in Trailern von 350 bar (gasförmig) und Pipelines. Für beide Transportmöglichkeiten werden Investitions- und Betriebskosten berücksichtigt. Mit der Simulation wird das Kostenoptimum zur Deckung des Bedarfs des jeweiligen Standortes für zentrale und dezentrale Erzeugungskonzepte ermittelt. Für den Transport mit Trailern wird dabei die Wegstrecke, die Be- und Entladezeit sowie die Kosten für Personal und die Verdichtung berücksichtigt. Bei Pipelines wird ein Neubau betrachtet inkl. Bau – und Genehmigungskosten sowie die Betriebskosten.

Ergebnisse Kurzfristszenario

Die Transportbedürfnisse im Kurzfristszenario sind vor allem durch geringe Mengen (maximal 183 Tonnen pro Jahr für eine Strecke) gekennzeichnet, weshalb die kostengünstigste Transportoption oft der Trailer ist. Die Verbindung zwischen dem H₂-Grid Elektrolyseur der Stadtwerke Tübingen und der Tankstelle in

⁵⁵ Zum Beispiel: Frontier Economics und AIT Austrian Institut of Technology: *Importmöglichkeiten für erneuerbaren Wasserstoff*, 2022 und Frontier Economics: Teil 2: *Pipeline Studie Kosten von grünem Wasserstoff Import via Pipelines*, 2021

Tübingen sowie zwischen dem H2-Grid Elektrolyseur von FairNetz und der Industrieabnahme von Bosch zeigen Kostenvorteile für den Transport mit einer Pipeline, aufgrund der Kombination von geringen Strecken (3 km bzw. < 1 km) und der relativ großen Mengen (21 Tonnen pro Jahr bzw. 8 Tonnen pro Jahr). Die Transportkosten für das dezentrale Szenario belaufen sich auf durchschnittlich 1,75 €/kg. Die Streuung der Kosten liegt dabei zwischen 0,84 €/kg und 4,79 €/kg. Die konkreten Transportmengen und verknüpften Standorte sind in Tabelle 6-1 dargestellt.

Tabelle 6-1: Mögliche Transportmengen im dezentralen Kurzfristszenario mit Trailer (T) und Pipeline (P)

	Bereitgestellte Menge der Erzeugungsstandorte in t pro Jahr							
	H2-Grid Elektrolyseure				PV-Anlage	Windkraftanlagen		
	SW Tübingen	Green Innovation Park	FairNetz	SW Mössingen Rottenburg	Burladungen	Sonnebühl	Burladungen	Münsingen
Industrie (Halbleiter)			8,6 (P)		2,5 (T)		63,4 (T)	
Industrie (BZ-Produktion)	7,1 (T)					58,8 (T)		13,1 (T)
Industrie (Werkzeuge)	7,0 (T)							
Tankstelle 1 (Metzingen)		33,7 (T)						
Tankstelle 2 (A81)						182,5 (T)		
Tankstelle 3 (Tübingen)	29,1 (P)				4,6 (T)			

Ergebnisse Langfristszenario

Im Langfristszenario sind die transportierten Mengen insgesamt höher. Dies wirkt sich positiv auf die Transportkosten aus. Im Ergebnis wird die Industrieabnahme von Bosch sowohl mit dem dezentralen als auch dem zentralen Konzept mit einer Pipeline versorgt. Gleiches gilt für die Versorgung der Tankstelle 3 in Tübingen, die per Pipeline an die Elektrolyse am Standort angeschlossen werden kann. Für die anderen Transportwege wird weiterhin die Trailer-Belieferung als kostengünstigste Alternative ausgewählt. Die Kosten sinken im Vergleich zum Kurzfristszenario auf durchschnittlich 0,73 €/kg im dezentralen und 0,64 €/kg im zentralen Szenario.

Die große Abhängigkeit zwischen der Transportauswahl und den zu transportierenden Mengen wird bei der Betrachtung der beiden zentralen Langfristszenarien deutlich. Diese zentralen Szenarien gehen von einem zentralen Elektrolyse-Standort in der Nähe von Tübingen aus, da viele Bedarfsstandorte in räumlicher Nähe liegen. Auf dieser Grundlage werden die Distanzen sowie die Nachfragemengen zu den einzelnen Bedarfsstandorten berechnet bzw. berücksichtigt, aufgrund dessen die Transportsimulation durchgeführt und die kostengünstigste Alternative ermittelt wird. In der Variante zur regionalen Eigenversorgung liegt die Gesamtmenge bei 2.800 Tonnen pro Jahr mit den größten Abnahmestandorten Tankstelle 2 (A81) und 4 (am Bahnhof Münsingen) mit jeweils 584 Tonnen pro Jahr. Bei der Variante Bedarfsdeckung steigt die Gesamtmenge auf 9.200 Tonnen pro Jahr, wobei sich die Wasserstoffnachfrage an Tankstelle 2 und 4 auf jeweils 1.825 Tonnen pro Jahr erhöht. Tabelle 6-2 zeigt die Ergebnisse beider Varianten je ausgewählter Transportart. Die Steigerung der Transportmengen in der Variante Bedarfsdeckung resultiert in einem Kostenvorteil der Pipeline bei allen Tankstellenstandorten unter 20 km Distanz. Der Transport mit Trailern bleibt weiterhin die günstigste Alternative bei geringen Mengen (wie bei Industrie 3) bzw. bei hohen Distanzen (wie bei Industrie Wärme).

Tabelle 6-2: Kostenminimierte Transportoptionen im zentralen Langfristszenario – regionale Eigenversorgung

	Distanz zu zentraler Erzeugung in km	Bedarfsmenge (Eigenversorgung) in t/a	Transportart	Bedarfsmenge (Bedarfsdeckung) in t/a	Transportart
Industrie 1	0,5	150	Pipeline	150	Pipeline
Industrie 2	22	237	Trailer	237	Trailer
Industrie 3	10	15	Trailer	15	Trailer
Industrie Wärme	47	498	Trailer	498	Trailer
Tankstelle 1	14	183	Trailer	1.163	Pipeline
Tankstelle 2	30	584	Trailer	1.825	Trailer
Tankstelle 3	10	183	Pipeline	1.163	Pipeline
Tankstelle 4	38	584	Trailer	1.825	Trailer
Tankstelle 5	31	183	Trailer	1.163	Trailer
Tankstelle 6	19	183	Trailer	1.163	Pipeline

Die hier gezeigten Ergebnisse basieren nur auf der Modellrechnung und sind nicht zwingend die beste Option in der realen Welt. Hier gilt es v.a. Kooperationen mit potenziellen Wasserstofflieferanten zu schließen, um eine optimale Versorgung (ggf. inkl. Redundanzen) zu erzielen.

7 Wirtschaftlichkeit

Wie können in der Region Geschäftsmodelle mit Wasserstoff geschaffen werden?

Kapitel 7 gibt einen Überblick über die wirtschaftlichen Realitäten und Perspektiven von Wasserstoffanwendungen. Grundsätzlich ist zu beachten, dass sich die Technologie noch in einer Entwicklungs- bzw. Hochlaufphase befindet und durch Technologiefortschritte und Skalierungseffekte starke Kostensenkungen erwartet werden. Bis dahin sind Wasserstoffanwendungen nur durch entsprechende Förderprogramme wirtschaftlich realisierbar.

7.1 Grundlagen der Wirtschaftlichkeit



- Bei der Wasserstofferzeugung per Elektrolyse sollte ein besonderes Augenmerk auf den Strombezug gelegt und genau evaluiert werden, mit welchem Stromprodukt welche Anlagenauslastungen zu welchen Strombezugskosten erreicht werden kann.
- Bei Wasserstofferzeugungskonzepten über das Verfahren der Dampfreformierung von Biogas bzw. Biomethan sollte ein besonderes Augenmerk auf die Kosten des Biogas-/Biomethanbezugs gelegt werden.
- Die Transportkosten für Wasserstoff variieren je nach Transportmenge und Distanz stark. Heute übliche Transportmengen von bis zu 1 Tonnen werden typischerweise per Trailer geliefert.
- Die Wirtschaftlichkeit von Wasserstoffanwendungen hängt vorrangig von den Wasserstoffkosten ab. Konventionelle und alternative CO₂-neutrale Technologien geben die Zielpreise für Wasserstoff in der Zukunft vor.

Wasserstofferzeugung

Die Kosten für die Erzeugung von Wasserstoff (H₂-Gestehungskosten) setzen sich aus drei wesentlichen Kostenblöcken zusammen:

- den auf die H₂-Erzeugungsmenge umgelegten Investitionskosten in die Anlagen (CAPEX),
- den Energiebezugskosten für die Wasserstoff-Ausgangsstoffe und den Betrieb der Anlagen (OPEX)
- und weiteren Kosten für Betrieb- und Instandhaltung der Anlagen (OPEX).

Bei der Wasserstofferzeugung über das Verfahren der **Wasserelektrolyse** entfallen die Investitionskosten auf den Elektrolyseur inklusive des Stacks⁵⁶, der notwendigen Nebenaggregate (Balance of Plant)⁵⁷ zur Vorbereitung des Wassers und zur Aufbereitung der Produktströme sowie zur Planung und Genehmigung der Anlage. Je höher die Auslastung des Elektrolyseurs, desto größer ist die jährlich produzierte Wasserstoffmenge, auf die die Investitionskosten umgelegt werden können. Allerdings liegt hier kein proportionaler Zusammenhang vor. Stattdessen sinken die H₂-Gestehungskosten mit einer steigenden Auslastung (vgl. Abbildung 7-1, rechts unten). Als Daumenregel gilt: Um den Anteil der Investitionskosten gering zu

⁵⁶ Der Stack ist die Einheit eines Elektrolyseurs, in der die Spaltung von Wasser in dessen Bestandteile Sauerstoff und Wasserstoff erfolgt.

⁵⁷ Balance of Plant (BOP) ist ein Begriff, der im Allgemeinen in der Energietechnik verwendet wird, um alle unterstützenden Komponenten und Hilfsysteme eines Kraftwerks zu bezeichnen, die für die Bereitstellung der Energie benötigt werden, mit Ausnahme der Erzeugungseinheit selbst. Dazu gehören je nach Art der Anlage Transformatoren, Wechselrichter, Schalt- und Steuergeräte, Schutzeinrichtungen, Leistungsregler, Tragwerke usw.

1. die Elektrolyseförderung um ca. 0,05 €/km,
2. die Tankstellenförderung um ca. 0,13 €/km,
3. die Berücksichtigung von THG-Quotenerlösen
 - a. um ca. 0,16 €/km bei THG-Quotenerlösen von 2 €/kg_{H2}
 - b. um ca. 0,4 €/km bei THG-Quotenerlösen von 5 €/kg_{H2}
4. die Fahrzeugförderung um ca. 0,34 €/km.

Die resultierenden Kilometerkosten können insgesamt im besten Fall auf bis zu 1,39 €/km reduziert werden und kommen somit in einen Bereich der Kostenparität zu Dieselbussen.

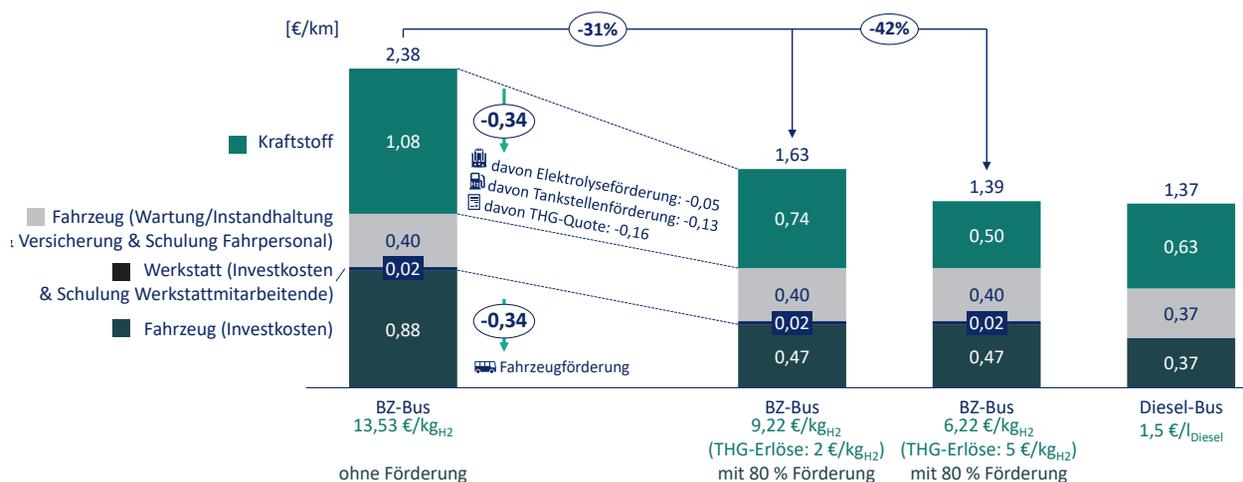


Abbildung 7-9: Vollkostenvergleich mit verschiedenen Förder- und Erlösmöglichkeiten am Beispiel Bus⁶⁶

Fallbeispiele: Wasserstoffnutzung in schweren Nutzfahrzeugen

Um den Einfluss der Wasserstoffpreise und der aktuellen Fördermöglichkeiten auf verschiedene Nutzfahrzeuge zu verdeutlichen, werden beispielhaft die Gesamtkosten (TCO, ohne Fahrpersonal) für schwere Nutzfahrzeuge (Lkw, Busse und Abfallsammelfahrzeuge) vergleichend dargestellt. Die Gesamtkosten sind schon heute in der Hy-NATuRe Region realisierbar.

Abbildung 7-10 stellt die Gesamtkosten von BZ-Lkw und Diesel-Lkw (40 t) mit und ohne Förderung dar. Für den regional erzeugbaren Wasserstoff wird im ersten Schritt ein Preis von 13,53 €/kg angenommen. Dieser Preis ist regional und ohne Förderung der Elektrolyse und der Tankstelle erzielbar. Durch die Förderung von Elektrolyse und Tankstelle kann der regionale Wasserstoffpreis auf ca. 11,22 €/kg gesenkt werden. Bei einer THG-Quote von konservativ angenommen ca. 2,00 €/kg könnte der Preis auf 9,22 €/kg sinken. Ohne Förderung betragen die Mehrkosten für BZ-Lkw ca. 96 %. Durch die Förderung von Elektrolyse, Tankstelle und Brennstoffzellen-Lkw können die Gesamtkosten um ca. 35 % reduziert werden. Eine Senkung des Kraftstoffpreises um ca. 2,00 €/kg durch die THG-Quote reduziert die Gesamtkosten um weitere ca. 10 %. Unter Berücksichtigung der aktuellen Förderbedingungen liegen die Gesamtkosten von Brennstoffzellen-Lkw bei etwa 10 bis 20 % über den Gesamtkosten von Diesel-Lkw.

⁶⁶ Eigene Darstellung BBHC, Annahmen: 12m-Bus, Kosten Diesel-Bus: 250.000 €, Kosten Brennstoffzellen-Bus: 590.000 €, Mehrkostenförderung 80 %, Diesel-Preis 1,5 €/l, jährliche Fahrleistung: 75.000 km, Wasserstoffpreise an der Zapfsäule gemäß Voranalysen (unter Berücksichtigung von Elektrolyse- und Tankstellenförderung)

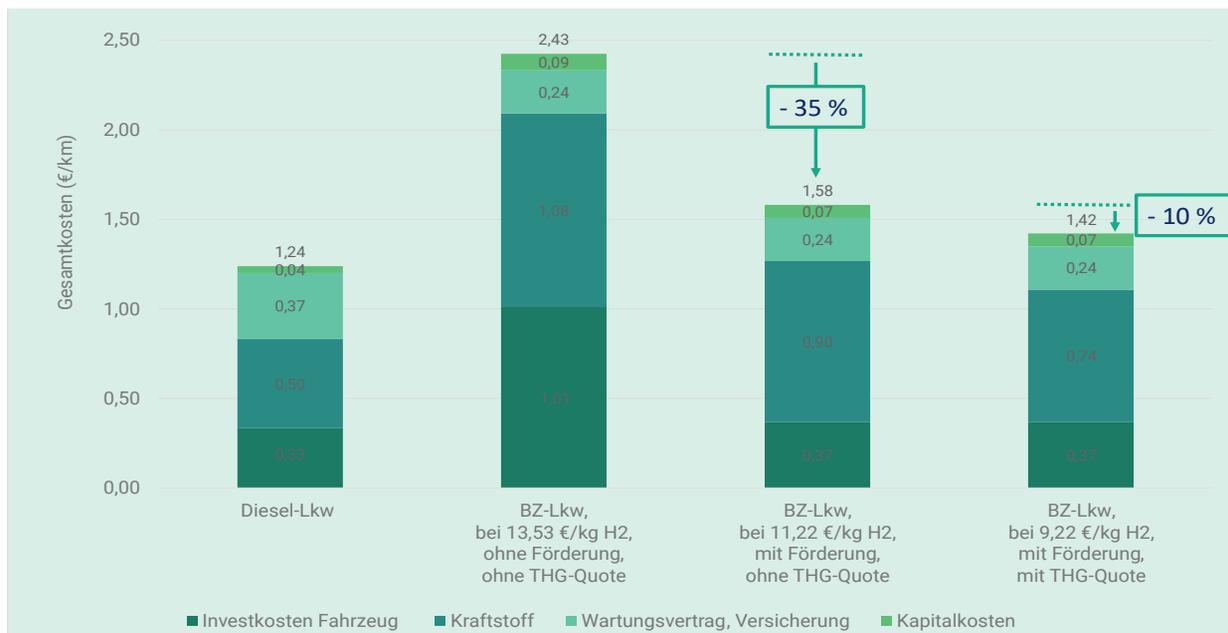


Abbildung 7-10: Beispielhafte Darstellung der Gesamtkosten eines Diesel- und Brennstoffzellen-Lkws⁶⁷

Die Mehrkosten von Brennstoffzellenbussen gegenüber Dieseln liegen ohne Förderung bei ca. 70 bis 75 % (vgl. Abbildung 7-11). Durch die Förderung der Wasserstofftechnologien lassen sich die TCO-Kosten um ca. 25 % reduzieren. Bei einem vergünstigten Wasserstoffpreis von 9,22 €/kg können die Gesamtkosten nochmal um knapp 10 % reduziert werden. Die Gesamtkosten von Brennstoffzellenbussen liegen ca. 15 bis 30 % über den Gesamtkosten von Dieseln.

Bei Abfallsammelfahrzeugen hingegen liegen die Mehrkosten ohne Förderung heute bei noch über 130 % (vgl. Abbildung 7-12). Das liegt insbesondere an den hohen Fahrzeugkosten aufgrund geringer Stückzahlen. Bei einer Förderung der Wasserstoffinfrastruktur und der Fahrzeuge können die TCO-Kosten um ca. 40 % reduziert werden. Bei einem vergünstigten Wasserstoffpreis von 9,22 €/kg können die Gesamtkosten um weitere 5 % reduziert werden. Unter Berücksichtigung der aktuellen Förderungen liegen die Gesamtkosten von Brennstoffzellen-Abfallsammelfahrzeugen ca. 30 bis 40 % über den Gesamtkosten von Diesel-Abfallsammelfahrzeugen.

Es wird deutlich, welchen erheblichen Anteil sowohl die Förderung der Investitionskosten (je nach Förderaufruf: Fahrzeuge, Werkstatttüchtigung, Tankstelle, Elektrolyseur) als auch die THG-Quote auf die Gesamtkosten haben. Aus diesem Grund sollten Akteure, die sich mit der Beschaffung von Brennstoffzellen-Fahrzeugen auseinandersetzen, für eine erste wirtschaftliche Einschätzung die erzielbaren Kraftstoffkosten und die Fördermöglichkeiten genauestens analysieren und eine Gesamtkostenrechnung erstellen.

⁶⁷ Eigene Darstellung EMCEL, Annahmen: Kosten Diesel-Lkw 110.000 €, Kosten BZ-Lkw 530.000 €, Mehrkostenförderung Fahrzeuge 80 %, Kosten Diesel 1,5 €/l, Mautsatz Diesel-Lkw 2025, jährliche Fahrleistung 105.000 km, 95 % mautpflichtiger Straßenanteil, H₂-Preise an der Zapfsäule gemäß Voranalysen (unter Berücksichtigung der Elektrolyse- und Tankstellenförderung), Einfluss der THG-Quote: Reduktion von 2 €/kg an der Zapfsäule

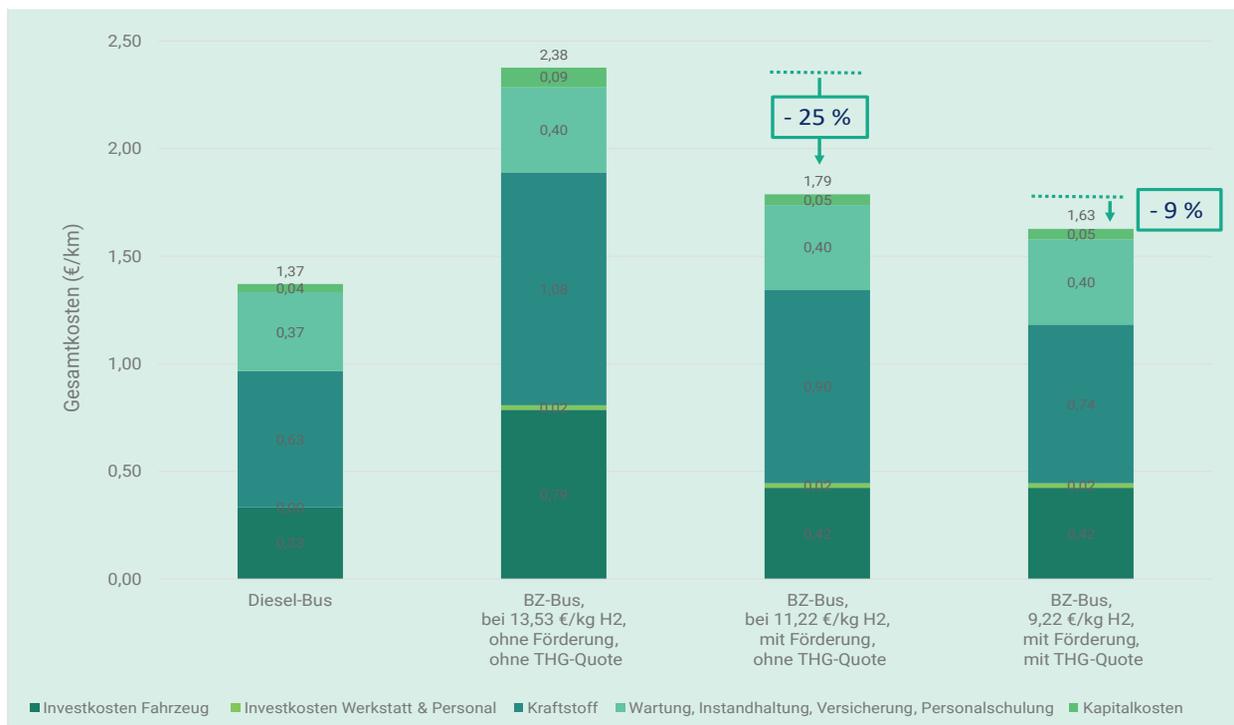


Abbildung 7-11: Beispielhafte Darstellung der Gesamtkosten eines Diesel- und Brennstoffzellen-Busses⁶⁸

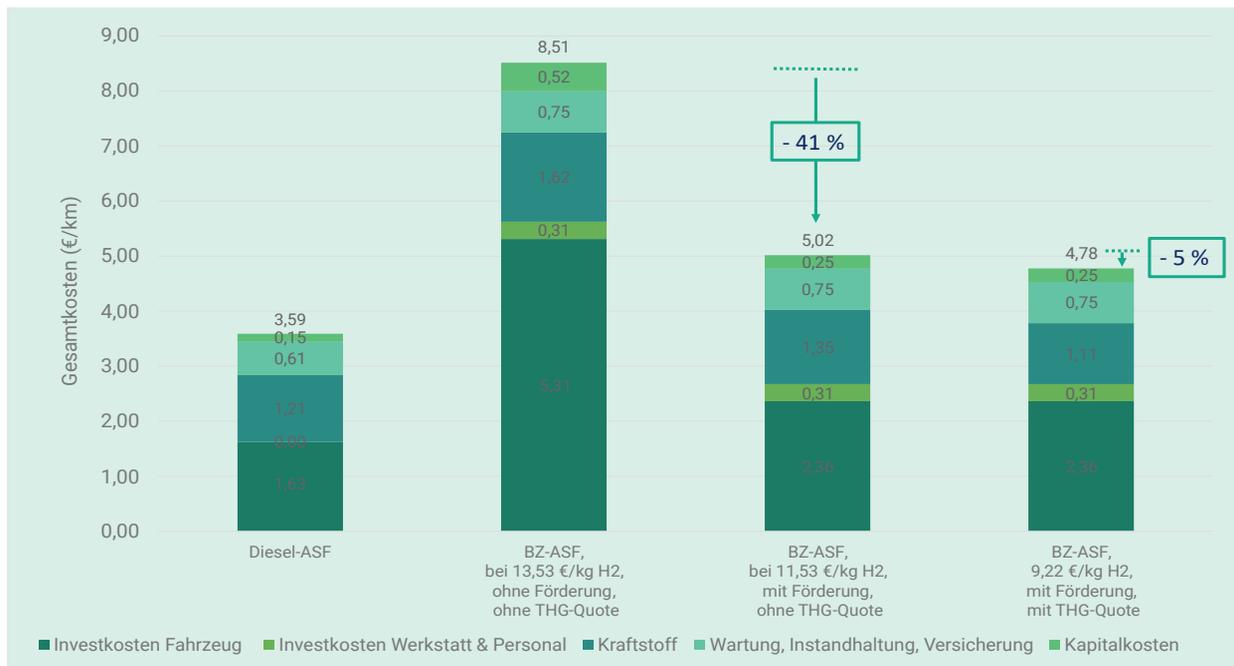


Abbildung 7-12: Beispielhafte Darstellung der Gesamtkosten eines Diesel- und Brennstoffzellen-Abfallsammel-fahrzeugs⁶⁹

⁶⁸ Eigene Darstellung EMCEL, Annahmen: Kosten Diesel-Bus: 250.000 €, Kosten Brennstoffzellen-Bus: 590.000 €, Mehrkostenförderung Fahrzeuge 80 %, Diesel-Preis 1,5 €/l, jährliche Fahrleistung: 75.000 km, Wasserstoffpreise an der Zapfsäule gemäß Voranalysen (unter Berücksichtigung von Elektrolyse- und Tankstellenförderung), Einfluss der THG-Quote: Reduktion von 2 €/kg an der Zapfsäule

⁶⁹ Eigene Darstellung EMCEL, Annahmen: Kosten Diesel-ASF: 260.000 €, Kosten Brennstoffzellen-ASF: 850.000 €, Mehrkostenförderung Fahrzeuge 80 %, Diesel-Preis 1,5 €/l, jährliche Fahrleistung: 20.000 km, Verbrauch Diesel-ASF 80 l / 100 km, Verbrauch BZ-ASF 12 kg / 100 km, Wasserstoffpreise an der Zapfsäule gemäß Voranalysen (unter Berücksichtigung von Elektrolyse- und Tankstellenförderung), Einfluss der THG-Quote: Reduktion von 2 €/kg an der Zapfsäule

8 Eine Roadmap für die Hy-NATuRe-Region

Wie entwickelt sich das Thema Wasserstoff in den nächsten Jahren?

In einem Roadmap-Workshop wurde gemeinsam mit etwa 20 Akteuren eine regionale Wasserstoff-Roadmap entwickelt. Die Akteure ordneten ihre Projektvorhaben und Ideen auf einem Zeitstrahl von 2023 bis 2035+ ein. Zudem wurden gemeinsam Meilensteine diskutiert, die in der Region erreicht werden sollen. Die entstandene Wasserstoff-Roadmap zeigt den zeitlichen Umsetzungsplan zur Etablierung einer Wasserstoffwirtschaft auf. Darüber hinaus wurden Herausforderungen und notwendige Rahmenbedingungen diskutiert sowie Handlungsempfehlungen erarbeitet, die zur erfolgreichen Umsetzung der Roadmap beitragen sollen. Abbildung 8-1 zeigt die Gesamtübersicht der Roadmap mit den festgelegten Meilensteinen.

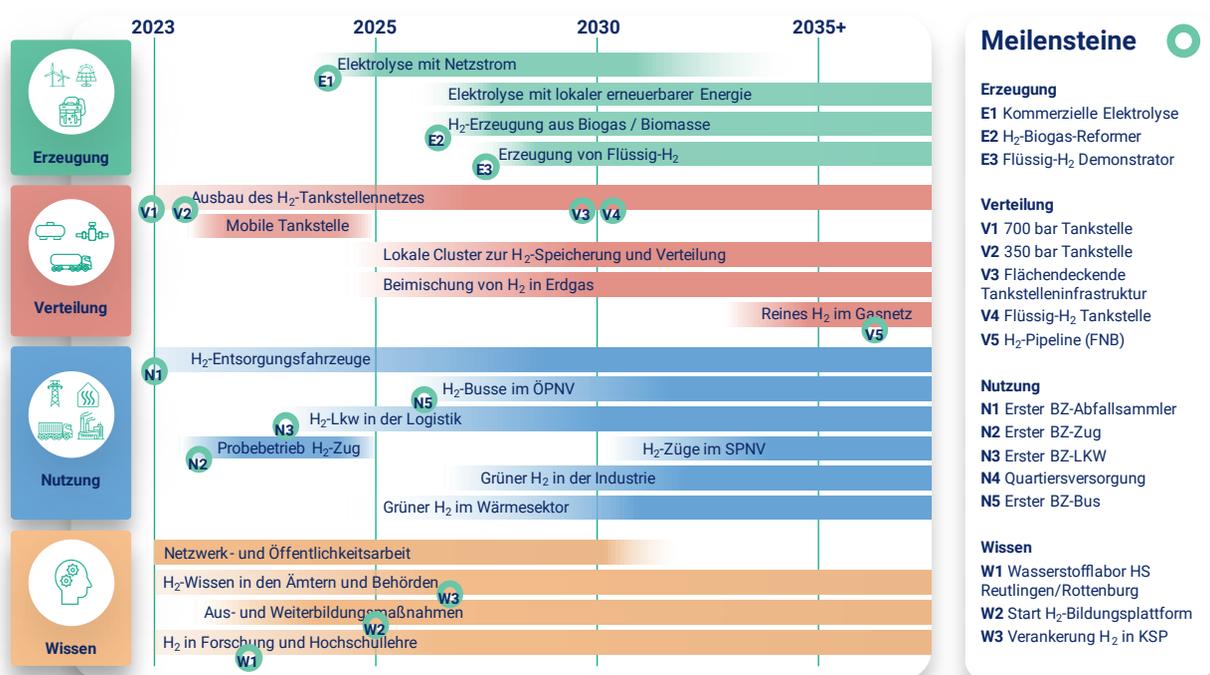


Abbildung 8-1: Gesamtübersicht der Wasserstoff-Roadmap für die Region

Abbildung 8-2 bis Abbildung 8-5 zeigen die detaillierten Roadmaps der Kategorien ‚Erzeugung‘, ‚Verteilung‘, ‚Nutzung‘ und ‚Wissen‘ mit ausgewählten Projekten und Projektideen sowie den dahinterstehenden Akteuren. Die aufgeführten Projekte stehen stellvertretend für alle weiteren, nicht genannten Projekte und Akteure in der Region. Die Steckbriefe zu den aufgeführten Projekten und Projektideen sind dem Dokument „Hy-NATuRe Anhang“ beigefügt.

Die Roadmap ist als lebendes Dokument zu verstehen, welches in regelmäßigen Abständen geprüft und aktualisiert werden muss. Es soll etablierten und neuen Akteuren als Orientierung für zeitliche Abläufe und potenzielle Partner dienen.

Roadmap Erzeugung

Die ersten Wasserstoffprojekte im Bereich Erzeugung werden im Rahmen des H₂-Grid-Förderprojekts umgesetzt. Ab ca. 2025 werden die Stadtwerke Tübingen, die FairNetz, die Stadtwerke Rottenburg, die Stadtwerke Mössingen und der Green Innovation Park (GIP) fünf Elektrolyseure in Betrieb nehmen und netzdienlich Wasserstoff erzeugen. In den darauffolgenden Jahren sind von Schöller SI und SOWITEC weitere Elektrolyseure geplant, die mit Strom aus lokalen erneuerbaren Energien gespeist werden. Gleichzeitig

sind erste Projekte zur Erzeugung von Wasserstoff aus Biogas geplant. Verschiedene Biogasanlagen-Betreiber zeigen hier Interesse. Gegen Ende des Jahrzehnts sollen dann auch erste Erzeugungsanlagen für Wasserstoff aus Biomasse in Betrieb gehen, zum Beispiel mit Biomasse der KURZ Bioenergie GmbH oder Schwörer Haus KG. Und auch Flüssigwasserstoff soll in der Region hergestellt werden. Hierzu plant die ArianeGroup ein entsprechendes Pilotprojekt für einen mobilen H₂-Verflüssiger.

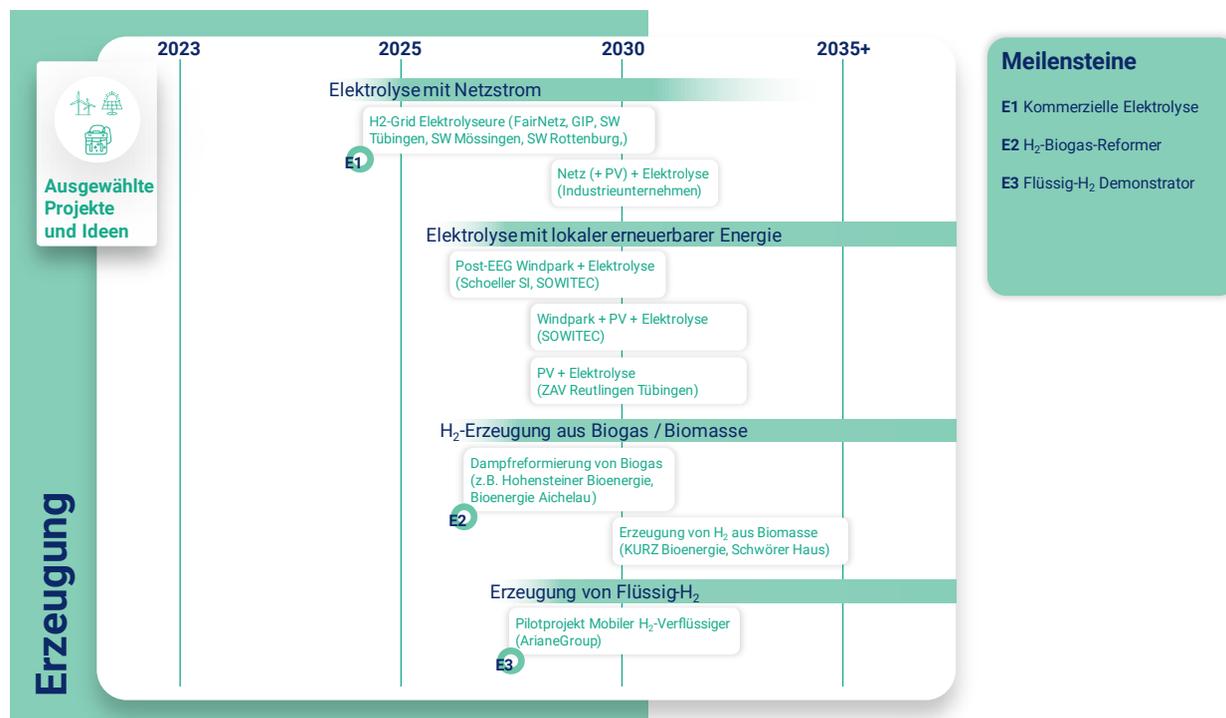


Abbildung 8-2: Roadmap für den Bereich H₂-Erzeugung

Roadmap Verteilung

Der erste Meilenstein in der Roadmap Verteilung ist durch die H₂-Tankstelle in Metzingen schon seit 2017 erreicht. Im Laufe des Jahres 2023 plant die H₂ MOBILITY die Erweiterung der Tankstelle auf 350 bar für die Nutzfahrzeugbetankung. Die zweite Tankstelle in der Region wird durch die Stadtwerke Tübingen errichtet und soll bis 2025 in Betrieb gehen. Weitere Tankstellen sind an der A81 und in Münsingen geplant. So soll bis ca. 2030 eine flächendeckende H₂-Tankstelleninfrastruktur entstehen, die die Bedürfnisse der meisten H₂-Fahrzeugnutzer*innen in der Region bedient. Hierzu sind etwa sechs bis zehn H₂-Tankstellen in der Region erforderlich. Im Projekt H2goesRail setzt die Deutsche Bahn schon im nächsten Jahr eine mobile Wasserstofftankstelle für die Betankung von BZ-Zügen ein. Das Projekt ist allerdings zunächst auf ein Jahr befristet. In verschiedenen Projekten soll Wasserstoff in lokalen Clustern verteilt werden, so zum Beispiel im Green Innovation Park (GIP) oder im geplanten Interkommunalen Industrie- und Gewerbepark Zollernalb (IIGP). Im GIP ist auch die Abfüllung von Wasserstoff in Trailer geplant.

In den H₂-Grid-Projekten der FairNetz, der Stadtwerke Mössingen und der Stadtwerke Rottenburg soll der erzeugte Wasserstoff ins Erdgas beigemischt werden. Langfristig sollen aber auch reine Wasserstoffnetze zu Einsatz kommen. Hierfür ist langfristig der Import über ein H₂-Transportnetz notwendig. Die Netztransformation des Gas-Transportnetzes wird heute schon von Fernleistungsnetzbetreiber terranets bw (u.a. mit einer Bedarfsabfrage, siehe 8.2) angegangen, aber voraussichtlich erst in der zweiten Hälfte des nächsten Jahrzehnts abgeschlossen sein.

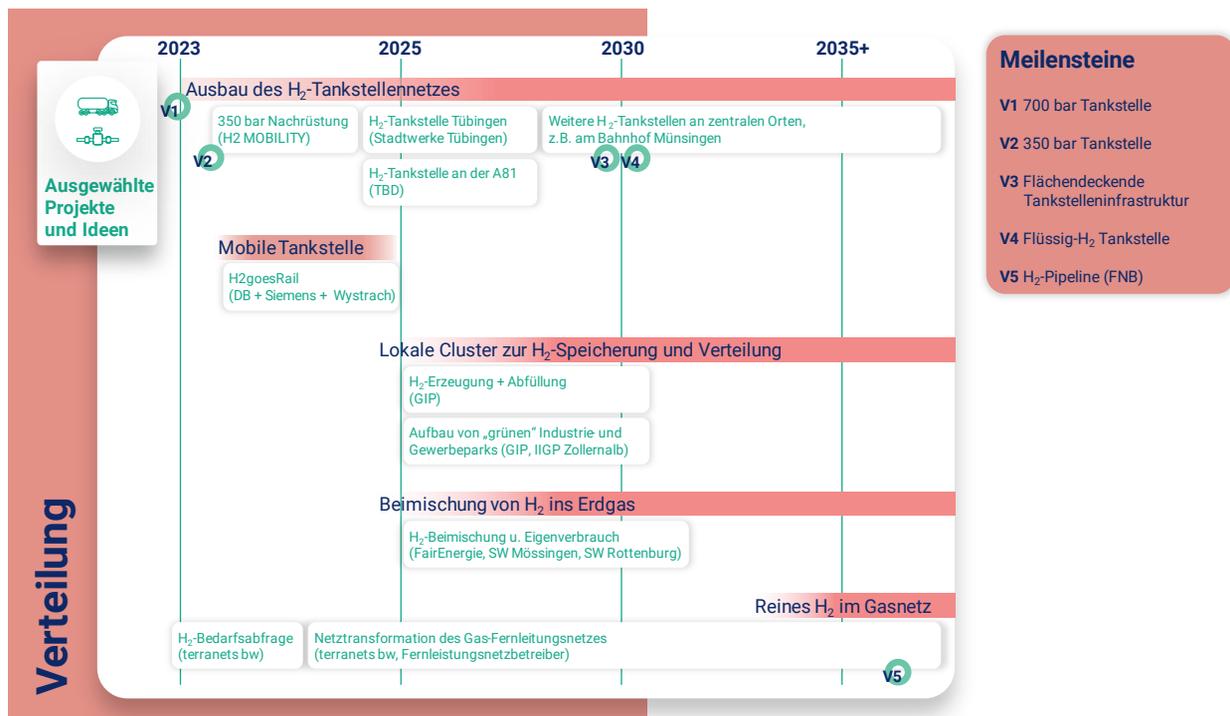


Abbildung 8-3: Roadmap für den Bereich H₂-Verteilung

Roadmap Nutzung

Von den technischen Betriebsdiensten Reutlingen wird seit 2021 ein Wasserstoff-Abfallsammelfahrzeug eingesetzt. Die Landkreise als Aufgabenträger prüfen aktuell, inwiefern die Technologie für weitere Fahrzeuge geeignet ist, und wollen zukünftige Ausschreibungen entsprechend gestalten. Auch für weitere Nutzfahrzeuge in der Entsorgung soll ein Einsatz geprüft werden, zum Beispiel bei der Straßenmeisterei Münsingen. Auch im ÖPNV prüfen die Landkreise den Einsatz von Brennstoffzellenbussen. Verschiedene Busunternehmen (Bottenschein Reisen, Regionalverkehr Alb-Bodensee, Groß Omnibus) haben Interesse an entsprechenden Ausschreibungen und dem Einsatz von BZ-Bussen bekundet.

Ab 2024 wird auch der erste BZ-Lkw in der Region unterwegs sein und an der – dann auf 350 bar ertüchtigten – Tankstelle in Metzingen tanken. Des Weiteren sind die Unternehmen der Region sehr an der Entwicklung von neuen Fahrzeugkonzepten interessiert. So prüft SchwörerHaus in Gesprächen mit verschiedenen Fahrzeugherstellern die Möglichkeiten zur Entwicklung eines BZ-Lowliners und Daimler Truck den Einsatz von Flüssig-H₂-Lkws in der Region. Im Demonstrationsprojekt H2goesRail wird ab 2024 ein wasserstoffbetriebener BZ-Zug auf der Kulturbahn von Tübingen nach Pforzheim eingesetzt. Der Probebetrieb ist zunächst auf ein Jahr begrenzt. In der langfristigen Perspektive wird der Einsatz von BZ-Zügen auf der zur Reaktivierung vorgesehenen Strecke der Schwäbischen Alb-Bahn von Münsingen nach Sigmaringen untersucht.

In der Industrie wird grüner Wasserstoff auf vielfältige Weise zum Einsatz kommen. Zum einen kann er in grünen Industrie- und Gewerbeparks zur Wärmeerzeugung und Energiespeicherung genutzt werden. In Frage kommen hier zum Beispiel der Green Innovation Park (GIP) oder der interkommunale Industrie- und Gewerbepark (IIGP). Zum anderen kann er in verschiedenen Industrieprozessen grauen Wasserstoff, der schon heute eingesetzt wird, ersetzen. Unternehmen wie Bosch, EKPO und Paul Horn planen die mittelfristige Umstellung auf grünen und regionalen Wasserstoff.

Nicht zuletzt wird Wasserstoff auch im Wärmesektor eingesetzt werden: Der Wasserstoff, der in den H₂-Grid-Projekten der FairNetz, Stadtwerke Mössingen und Stadtwerke Rottenburg erzeugt wird, soll zu Testzwecken in BHKWs vor Ort eingesetzt werden. Zudem wird die Abwärme der Elektrolyseure lokal genutzt.

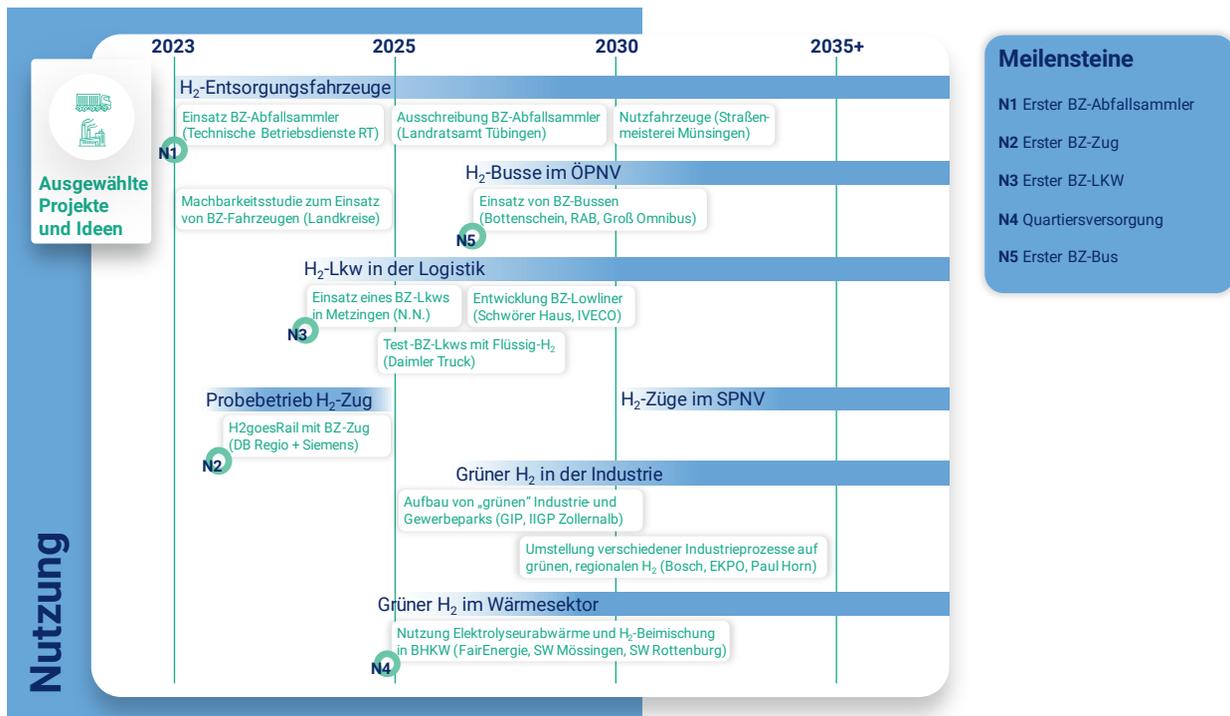


Abbildung 8-4: Roadmap für den Bereich Nutzung

Roadmap Wissen

Im Bereich Wissen kommt den Landkreisen und Kommunen eine wichtige Rolle zu. Zum einen wollen sie – in Kooperation mit Partnern wie dem Verein H₂-Wandel und der IHK Reutlingen – die Netzwerks-, Informations- und Öffentlichkeitsarbeit fortführen. Zum anderen wollen sie Wasserstoffwissen in Ämtern und Behörden verankern, zum Beispiel bei den relevanten Genehmigungsbehörden oder durch die Integration des Themas Wasserstoff in die kommunalen Klimaschutzpläne und die kommunale Wärmeplanung.

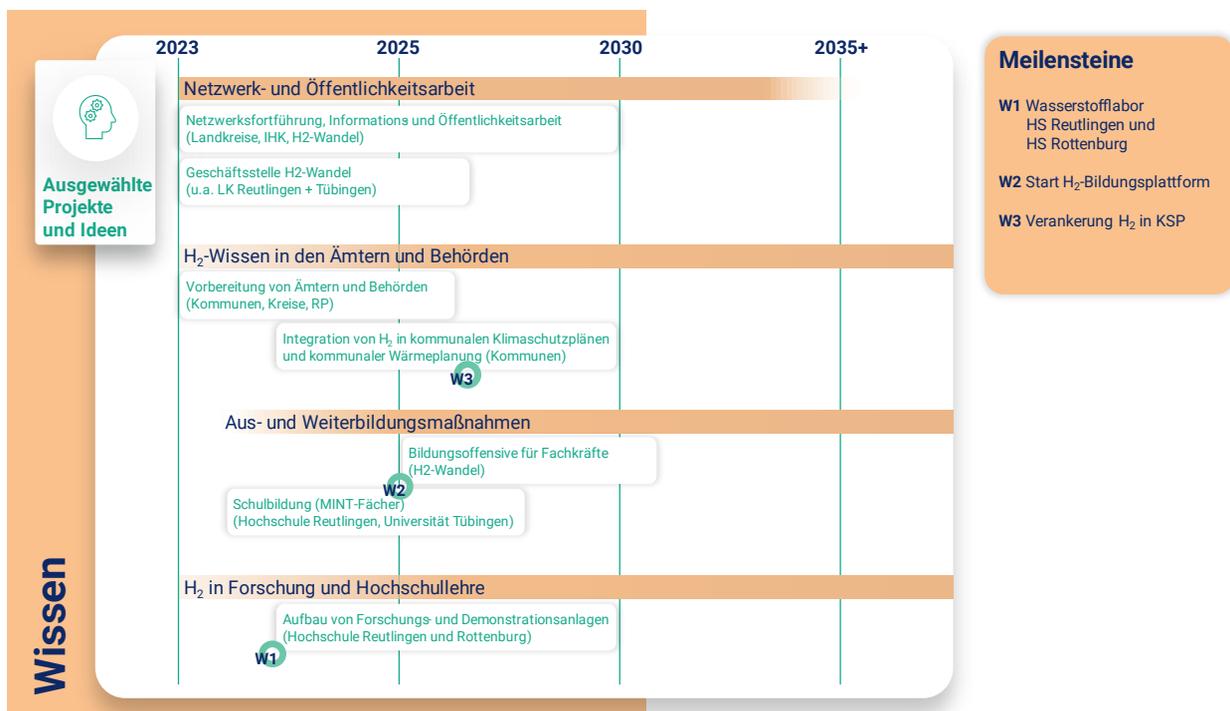


Abbildung 8-5: Roadmap für den Bereich Wissen

Die Hochschule Reutlingen und die Hochschule Rottenburg errichten im Rahmen des H2-Grid-Projekts Elektrolyseure für Forschungs- und Lehrzwecke. Gemeinsam mit den anderen H2-Grid-Partnern soll eine Software für die netzdienliche Fahrweise der Elektrolyseure entwickelt werden. Die Hochschule Reutlingen und die Universität Tübingen sind zudem schon heute aktiv bei der Integration von Wasserstoff in die Schulbildung. Aktuell konzipieren sie Lehr- und Lernmaterialien für den Schulunterricht, der ab Oktober 2023 frei für alle Schularten zur Verfügung stehen soll.

Der neuen Geschäftsstelle von H2-Wandel kommt eine wichtige Rolle bei der Initiierung und Koordinierung von Wasserstoffprojekten zu. Neben den Hauptvorhaben in den vier Leuchtturm-Projekten sollen auch weitere Projekte integriert werden. Im Rahmen des Förderprojekts H2-Wandel soll ab 2025 auch eine Bildungsoffensive für Fachkräfte gestartet werden.

8.1 Umsetzung der Roadmap

Wie werden die Landkreise Wasserstoffvorhaben konkret unterstützen?

Basierend auf den durchgeführten Workshops und Gesprächen mit den Akteuren wurden Handlungsempfehlungen zur Unterstützung von Wasserstoffaktivitäten erarbeitet. Im Folgenden wird beschrieben, wie die Landkreise regionale Akteure, die konkret Wasserstoffvorhaben planen oder umsetzen, unterstützen und somit die Umsetzung der Roadmap vorantreiben werden.

1. Netzwerk- und Informationsarbeit

Zu weiteren Vernetzung und Information der Akteure werden Netzwerktreffen und Workshops veranstaltet. Dies wird zusammen mit Partnern, wie z.B. der IHK Reutlingen und den Akteuren aus H2-Wandel geplant. In diesen Veranstaltungen werden u.a. Informationen zu Aktivitäten in der Region, zu Förderaufrufen (regionale und überregionale Förderprogramme), zu Netzplanungen und Bedarfsabfragen sowie weiteren aktuellen Entwicklungen kommuniziert.

2. Öffentlichkeitsarbeit

Um Wasserstoff auch in der breiten Öffentlichkeit weiter zu verankern, werden öffentlichkeitswirksame Veranstaltungen wie ein ‚Tag des Wasserstoffs‘, eine ‚Roadshow‘ mit einem BZ-Bus durchgeführt und themenspezifisches Informationsmaterial (analog und digital) veröffentlicht. Ziel ist es, Wasserstoff für alle erlebbar und zu machen und Vertrauen zu schaffen.

3. Rahmenbedingungen für Unternehmen verbessern

Regionale Unternehmen und insbesondere kleinere und mittlere Unternehmen (KMU) sind das Rückgrat bei der Entwicklung und beim Einsatz von neuen Technologien. Daher sollten die Bedürfnisse identifiziert und die Rahmenbedingungen verbessert werden, damit die Unternehmen Wasserstofftechnologien entwickeln und einzusetzen können. Dadurch kann mittel- und langfristige Wertschöpfung in der Region geschaffen bzw. gehalten werden.

4. Angebote zur Aus- und Weiterbildung

Zur Verbesserung der Rahmenbedingungen gehört z.B. die Ausbildung von Fachkräften. Gemeinsam mit der Geschäftsstelle von H2-Wandel und weiteren relevanten Partnern (IHK Reutlingen, Handwerkskammern, DGB, Berufs- und Hochschulen) werden Angebote zur Aus- und Weiterbildung von Fachkräften entwickelt und eine „H₂-Bildungsoffensive“ gestartet.

5. Beschleunigung von Genehmigungsverfahren

Durch die Vorbereitung involvierter Behörden (z.B. Festlegen zentraler Ansprechpersonen und Verantwortlichkeiten innerhalb der Behörden) soll die Vorbereitung und die Durchführung von Genehmigungsverfahren beschleunigt werden. Dabei sollen auch Leitfäden und die Praxishilfe aus Hy-NATuRe dienen.

6. Bereitstellung von Grundstücken

Um die H₂-Infrastruktur in der Region entwickeln zu können, sollen von den Städten und Gemeinden entsprechende Flächen zur Verfügung gestellt werden: Insbesondere sollen verstärkt Flächen in Industrie- und Gewerbegebieten sowie an Verkehrsknoten prioritär für die H₂-Infrastruktur ausgewiesen werden.

7. Austausch mit anderen Regionen und Institutionen

Um von Erfahrungen aus anderen H₂-Projekten zu profitieren, soll der Austausch mit anderen Regionen, Ländern und Institutionen zum Thema Wasserstoff intensiviert werden (z.B. über das Cluster Brennstoffzelle BW, H₂BW oder HyLand). Dadurch können auch regional auftretende Problematiken auf Landes- und Bundesebene adressiert werden, um eine konsistente Politik und H₂-Strategie zu unterstützen.

Für eine erfolgreiche Umsetzung der Wasserstoff-Roadmap sind zudem Rahmenbedingungen notwendig, die weder von den Kreisen noch von den Akteuren direkt beeinflusst werden können, sondern auf EU- oder Bundesebene festgelegt werden. Eine elementare Voraussetzung für einen erfolgreichen Hochlauf der Wasserstoffinfrastruktur ist das Thema Planungssicherheit. Daher ist eine Aktualisierung der Nationalen Wasserstoffstrategie, die langfristige Planungssicherheit gewährleistet, von hoher Relevanz. In diesem Zusammenhang ist eine sektorübergreifende Top-down-Förderung sowie eine einfachere Antragstellung und schnellere Bewilligung von Fördermitteln wünschenswert. Auch sollte der Übergang zum Ablauf der Förderungen skizziert werden. In Bezug auf den regulatorischen Rahmen steht die Umsetzung des delegierten Rechtsakts zur Ergänzung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II/ RED III) in nationales Recht noch aus. Die klare Definition von grünem Wasserstoff (und weiteren Farben, siehe Kapitel 3.1) ist elementar für die Planungssicherheit von Wasserstoffherzeugern und -anwendern. Zudem muss der nationale Rechtsrahmen für Wasserstoffinfrastruktur weiter angepasst werden, um agierenden Unternehmen Rechtssicherheit zu gewährleisten.

8.2 Handlungsempfehlungen für Akteure

Was sollten Akteure bei der Planung von Wasserstoffvorhaben beachten?

Die Aktivitäten auf Regions-, Landes- und Bundesebene schaffen die Rahmenbedingungen für die erfolgreiche Entwicklung von H₂-Projekten. Um an der wachsenden H₂-Wirtschaft partizipieren zu können ist darüber hinaus eine hohe Eigeninitiative gefragt. Den Akteuren, die H₂-Projekte planen, werden folgende Handlungsempfehlungen nahegelegt:

1. Vernetzungs-, Workshop- und Informationsangebote nutzen

Die Teilnahme an Vernetzungs-, Workshop- und Informationsangeboten schafft einen Informations- und Wissensfortschritt. Im besten Fall ergeben sich neue Projektideen oder Kooperationsmöglichkeiten. Ebenso wichtig wie die Teilnahme ist die Rückmeldung von Wünschen und Bedürfnissen (z.B. Inhalte, Umfang, Intervalle) an die Veranstalter.

2. Regionale Branchentage veranstalten

Um regionale und überregionale Akteure zu spezifischen Themen zusammenzubringen, sollten Fach- oder Branchentage organisiert werden, z.B. zum Thema Elektrolyse oder Wasserstoff aus Biogas. Hierzu können Fachexperten und Hersteller eingeladen werden.

Ebenso können gemeinsame Fach-Exkursionen geplant werden, z.B. Busunternehmen oder deren Werkstattteams zu den Stuttgarter Straßenbahnen (SSB) / BusWorld Esslingen, welche seit Jahren eine BZ-Busflotte und eine H₂-Tankstelle betreiben.

3. Wasserstoffaktivitäten kommunizieren

Das Wachstum der H₂-Wirtschaft hängt auf vielen Ebenen maßgeblich davon ab, dass das Henne-Ei-Problem überwunden wird. Ein erster Schritt hierzu ist, die eigenen H₂-Aktivitäten zu

kommunizieren. Dadurch können Partner, Kunden oder Investoren für das eigene H₂-Projekt gewonnen werden. Die Landesinitiative H2BW stellt auf Ihrer Webseite eine entsprechende Möglichkeit zur Verfügung⁷⁰. Auf Bundesebene zeigt u.a. der Wasserstoffatlas⁷¹ einen Überblick über H₂-Erzeugungs und -Nutzungsprojekte.

4. Bedarfe planen und anmelden

Zur Kommunikation der Aktivitäten gehört auch, die eigenen zukünftigen Bedarfe bei den (Fernleitungs-) Netzbetreibern anzugeben. Dazu müssen zunächst die eigenen Bedarfe und deren zeitliche Entwicklung ermittelt werden. Diese sollten dann bei Bedarfsabfragen angegeben werden, z.B. über die konzertierte Aktion des Landes Baden-Württemberg, dem Fernleitungsnetzbetreibers terranets bw und vielen mehr⁷².

5. Kooperative Beschaffungen in Betracht ziehen

Um H₂-Fahrzeuge zu günstigeren Konditionen zu erwerben, die Voraussetzungen für Förderaufträge zu erfüllen oder eine erforderliche H₂-Infrastruktur aufzubauen, können Kooperationen oder Beschaffungsinitiativen zielführend sein. Ein Zusammenschluss von mehreren Unternehmen bei der Fahrzeugbeschaffung erhöht die Marktmacht gegenüber den Fahrzeuganbietern und zugleich die Attraktivität für Tankstellenerrichter wie die H2 MOBILITY oder JET H2 ENERGY. Ebenso könnte eine kooperative Beschaffung einer eigenen H₂-Tankstelle oder Werkstatt Kosten und Risiken für die einzelnen Unternehmen reduzieren.

Ein besonderes Beispiel ist die „Lernwerkstatt“ für BZ-Busse im Landkreis Gießen⁷³. Hier beschaffte die Fahrzeugmanagement Region Frankfurt RheinMain GmbH, eine Tochtergesellschaft des Rhein-Main-Verkehrsverbundes (RMV), im April 2023 zwei BZ-Busse, um sie verschiedenen Busunternehmen gegen eine Mietgebühr zur Verfügung stellen. Dies bietet auch kleinen, mittelständischen Unternehmen die Möglichkeit, Erfahrungen mit Wasserstoff zu sammeln, sowohl im Betrieb als auch in der Instandhaltung. Zudem werden die lokalen H₂-Tankstellen durch die regelmäßigen und planbaren Bedarfe der Busse besser ausgelastet.

6. Auf Förderaufträge vorbereiten

Aktuell stehen umfangreiche Fördermittel für H₂-Infrastruktur und -fahrzeuge zur Verfügung (vgl. Kapitel 7.2). Um sich in den zunehmend wettbewerblichen Förderaufträgen behaupten zu können, sollten sich Unternehmen auf angekündigte oder erwartete Förderaufträge umfassend vorbereiten. Dazu gehört neben in erster Linie eine detaillierte Vorhabenbeschreibung, die neben den geplanten technischen und wirtschaftlichen Projektkennzahlen v.a. die erwartbaren CO₂-Emissionseinsparungen angibt.

7. Auf Genehmigungsverfahren vorbereiten

Parallel zur Fördermittelbeantragung sollte für H₂-Infrastrukturprojekte eine umfassende Vorbereitung auf das Genehmigungsverfahren stattfinden. Dazu gehören u.a. die Grundstücksprüfung, das Anlagenkonzept, der Zeitplan sowie die Übersicht über erforderliche Unterlagen und Gutachten. Mit den groben Kenndaten des Projekts sollte ein Vortermin mit den relevanten Genehmigungsbehörden vereinbart werden, um mögliche Probleme oder Anforderungen frühzeitig zu identifizieren.

⁷⁰ <https://www.plattform-h2bw.de/>

⁷¹ <https://wasserstoffatlas.de/>

⁷² <https://www.h2-fuer-bw.de/bedarfsmeldung/>

⁷³ <https://www.fahma-rheinmain.de/projekte/wasserstoffbusse/>

8.3 Ausblick

Wie geht es mit Hy-NATuRe weiter?

Das Thema Wasserstoff soll in der Region weiter aktiv vorangetrieben werden. Vorrangige Ziele sind der Aufbau der erforderlichen Infrastruktur für den Einsatz von Wasserstoff in allen Sektoren sowie die schrittweise Einführung von Anwendungen, in denen Wasserstoff aus wirtschaftlichen, betrieblichen und umwelttechnischen Gesichtspunkten sinnvoll ist. So soll ein Beitrag zum Umwelt- und Klimaschutz geleistet werden und gleichzeitig die Wettbewerbsfähigkeit der Region erhalten bleiben.

Im Vorfeld der Abschlussveranstaltung wurden die Akteure befragt, ob und wie die Aktivitäten von Hy-NATuRe weitergeführt werden sollen. 53 Personen und Unternehmen haben an der Befragung teilgenommen. Die Ergebnisse sind dem Dokument „Hy-NATuRe Anhang“ beigefügt. Sie zeigen, dass eine Fortführung des Netzwerkes mit regelmäßigen Netzwerktreffen, Informationsveranstaltungen und Workshops gewünscht wird.

Der Informationsbedarf ist dabei vielfältig. Das größte Interesse besteht laut Umfrage am Austausch über die Aktivitäten in der Region, aber auch über Fördermöglichkeiten und neue Marktentwicklungen. Darüber hinaus haben einige Akteure Interesse an der gemeinsamen Entwicklung von Wasserstoffprojekten. Hierbei wird die Einbindung in überregionale Projekte, wie z.B. H2-Wandel, H2GeNeSiS oder die Aktivitäten der H2BW-Plattform favorisiert.

Die Landkreise Reutlingen und Tübingen wollen die Weiterentwicklung und Umsetzung der Roadmap in Abstimmung mit den regionalen Unternehmen und Akteuren aus Politik, Verwaltung sowie Wissenschaft und Bildung vorantreiben. Gemeinsam mit der Geschäftsstelle von H2-Wandel, dem Wasserstoffnetzwerk der IHK und mit Unterstützung weiterer Expertinnen und Experten wird die Vernetzungs- und Informationsarbeit fortgesetzt. H2-Wandel und das integrierte Leuchtturmprojekt H2-Grid dienen dabei als Anker, mit dem bis 2027 geplant werden kann. Die Aktivitäten in der Region sollen zudem auf Entwicklungen auf überregionaler und Landesebene – u.a. über die H2-Roadmap des Landes Baden-Württemberg und H2BW – abgestimmt werden.

9 Anhang

Den Anhang zum Abschlussbericht finden Sie im Dokument „Hy-NATuRe Anhang“ auf der Webseite www.hy-nature.de.



Ein Projekt der



Gefördert durch



Koordiniert durch



Projektträger



Umsetzung durch

