



Hochschule Kempten
University of Applied Sciences

„HyAllgäu“

Wissenschaftliche Begleitung des Projektes
durch die
Hochschule Kempten

Downloadlink :

www.allgaeu-klimaschutz.de/download/hyallg%C3%A4u_hyexpert-machbarkeitsstudie_210726.pdf



„HyAllgäu“

Wissenschaftliche Begleitung des Projektes durch die Hochschule Kempten

Prof. Dr. rer. nat. Werner E. Mehr
BA Eng. Silvan Lemberg
BA Eng. Korbinian Federl

Hochschule Kempten
Forschungszentrum Allgäu
Kempten, 26.07.2021
Version: HyAllgäu_Ergebnisdokument_HKE_final

Auftraggeber: Landkreis Oberallgäu
Stadt Kempten



Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	6
2	Energiebedarfsanalyse	9
2.1	Zusammenfassung	9
2.2	Status Quo im Landkreis Oberallgäu und der Stadt Kempten	11
2.2.1	Masterpläne 100% Klimaschutz	11
2.2.2	Energiebedarf Landkreis Oberallgäu und Stadt Kempten	12
2.2.3	Energiegewinnung aus regenerativen Quellen	27
2.2.4	CO2-Emissionen	34
2.3	Analyse der Wasserstoffquellen	36
2.3.1	Verfahren der Wasserstoffherstellung	36
2.3.2	Wasserstoffproduktionspotenziale.....	41
2.3.3	Entwicklung der Produktionskapazitäten	44
2.4	Analyse der Wasserstoffsinken	46
2.4.1	Anwendungsmöglichkeiten von Wasserstoff	46
2.4.2	Regionale Einsatzmöglichkeiten.....	49
2.4.3	Potenzieller Gesamtwasserstoffbedarf der Region	58
2.4.4	Entwicklung des Wasserstoffbedarfs.....	59
2.5	Szenarien für die Region	61
2.5.1	Zielszenario	62
2.5.2	Wahrscheinliches Szenario	62
2.5.3	Minimalszenario	62
2.5.4	Quantitative Darstellung der Szenarien	63
2.6	Abschätzung möglicher CO2-Einsparungen.....	64
3	Regionale und nachhaltige Wasserstoffwirtschaft	66
3.1	Zusammenfassung	66
3.2	Merkmale einer Kreislaufwirtschaft.....	66
3.3	Sektorenkopplung.....	67
3.4	Modell einer regionalen Wasserstoffwirtschaft	68
3.4.1	Erschließung regenerativer Energiequellen und von Einsatzstoffen	69
3.4.2	Wasserstoffproduktion.....	69
3.4.3	Logistik & Distribution	69
3.4.4	Abnehmer.....	72
4	Analyse nationaler und internationaler Wasserstoff-Aktivitäten	73
4.1	Zusammenfassung	73
4.2	Darstellung der nationalen Wasserstoff-Aktivitäten	74



4.3	Darstellung der internationalen Wasserstoff-Aktivitäten	79
4.3.1	Wasserstoff-Aktivitäten in Europa	79
4.3.2	Wasserstoff-Aktivitäten in den USA.....	81
4.3.3	Wasserstoff-Aktivitäten in Japan	84
4.3.4	Wasserstoff-Aktivitäten in Südkorea.....	87
4.4	Bewertung ausgewählter technologischer Ansätze	90
4.4.1	Vorgehensweise / Methodik	90
4.4.2	Bewertung von innovativen technologischen Strukturen	91
4.4.3	Bewertung potenzieller Wasserstoff-Strukturen für das Allgäu.....	106
5	Literaturverzeichnis.....	112
6	Anhang	133
6.1	Weitere nationale Wasserstoffentwicklungen	133
6.2	Weitere europäische Wasserstoffentwicklungen	134
6.3	Weitere globale Wasserstoffentwicklungen	138



Abkürzungsverzeichnis

ATR.....	<i>Autotherme Reformierung</i>
AVKE	<i>Abwasserverband Kempten</i>
BHKW	<i>Blockheizkraftwerk</i>
BMVI	<i>Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur</i>
CCS	<i>Carbon Capture and Storage</i>
CO	<i>Kohlenmonoxid</i>
CO2	<i>Kohlenstoffdioxid</i>
eza!	<i>Energie- und Umweltzentrum Allgäu</i>
Kfz.....	<i>Kraftfahrzeug</i>
Nfz	<i>Nutzfahrzeug</i>
NIP2.....	<i>Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie 2</i>
NWS	<i>Nationale Wasserstoffstrategie</i>
ÖPNV.....	<i>Öffentlicher Personennahverkehr</i>
PEM.....	<i>Proton Exchange Membran</i>
Pkw	<i>Personenkraftwagen</i>
POX	<i>Partielle Oxidation</i>
PtX.....	<i>Power-to-X</i>
SMR.....	<i>Steam-Methan-Reformer</i>
THG	<i>Treibhausgas</i>
TRL.....	<i>Technology Readiness Level</i>
ZAK.....	<i>Zweckverband für Abfallwirtschaft Kempten</i>

1 Einleitung

Die vergangenen sechs Jahren waren weltweit gesehen, die Jahre mit den höchsten Jahresdurchschnittstemperaturen seit Beginn der Wetteraufzeichnungen. Gemessen an der globalen Durchschnittstemperatur konnte ein Anstieg von ca. 1,2 °C im Vergleich zur vorindustriellen Zeit verzeichnet werden [1]. Dies hat dramatische Folgen auf das weltweite Ökosystem. Neben zunehmend extremen Wetterereignissen, wie Überschwemmungen infolge starker Regenfälle, Anstieg des Meeresspiegels durch das Abschmelzen der Polkappen und extreme Hitzeperioden, ist auch ein vermehrtes Pflanzen- und Tiersterben zu beobachten [2]. Auch in Deutschland sind die Folgen des Klimawandels mittlerweile deutlich spürbar. Hier liegt der Anstieg der Durchschnittstemperatur mit 1,9 °C sogar über dem weltweiten Wert. Mehr Starkregen und längere Trockenzeiten sind unter anderem die Folgen, wodurch jetzt schon die Pflanzen- und Tierwelt und daraus resultierend auch die Land- und Forstwirtschaft in Deutschland enorm leiden. Bei einem weiteren Anstieg der Temperaturen werden sich die Effekte und Auswirkungen des Klimawandels zunehmend intensivieren [3]. Maßgeblichen Einfluss auf die weltweite Temperaturerhöhung hat der Mensch selbst. Die Verwendung fossiler Brennstoffe, Abholzung von Waldgebieten und immer mehr Viehzucht führen zu einer enormen Erhöhung der Treibhausgaskonzentrationen in unserer Atmosphäre. Diese Treibhausgase verstärken den Treibhauseffekt und somit auch die Klimaerwärmung. Rund 63 Prozent des anthropogenen Treibhauseffekts sind auf das Treibhausgas Kohlenstoffdioxid (CO₂) zurückzuführen.

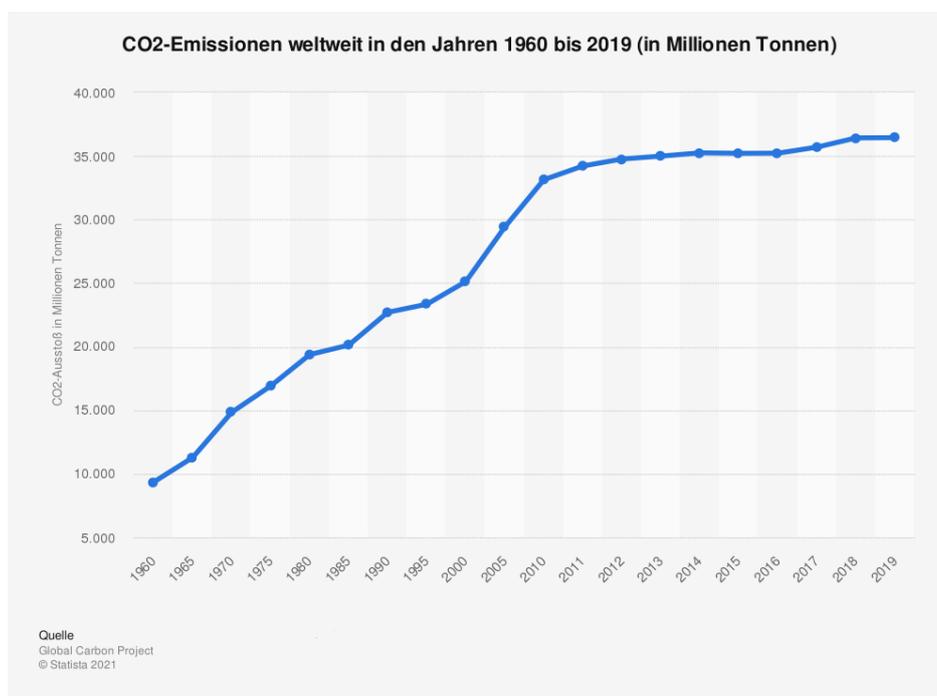


Abbildung 1: Weltweite CO₂-Emissionen [4]



Heute ist die CO₂-Konzentration in der Atmosphäre, im Vergleich zur vorindustriellen Zeit, um 48 Prozent erhöht [5]. Um dem Klimawandel entgegenzuwirken, ist es also notwendig, die CO₂-Emissionen drastisch zu reduzieren.

Die Deutsche Bundesregierung hat deshalb festgelegt, bis zum Jahr 2050 die Treibhausgasemissionen um 95 Prozent, bezogen auf das Basisjahr 1990, zu reduzieren [6]. Das langfristige Ziel ist treibhausgasneutral zu werden. Dies erfordert neue Technologien, Strategien und Lösungsansätze, insbesondere auch Verzicht. Besonders in den energieintensiven Bereichen der Gebäudeversorgung mit elektrischer Energie und Wärme und im Bereich der Mobilität / Verkehr wurden bisher größtenteils auf fossile Energieträger zurückgegriffen. Diese verursachen einen Großteil der derzeitigen CO₂-Emissionen. Um die Energieversorgung klimaneutral zu gestalten, wird zunehmend auf erneuerbare Energien gesetzt. Bereits 2019 waren rund 43 Prozent der elektrischen Energie in Deutschland regenerativen Ursprungs [7]. Das Problem regenerativer Quellen wie Wind und Sonne ist die temporäre Verfügbarkeit. Deshalb ist es notwendig, die generierte elektrische Energie zwischenspeichern und erst bei Bedarf wieder abzurufen. Als eine der Energiespeicherformen der Zukunft wird die Speicherung in Form von Wasserstoff gesehen. Mit der im Jahr 2020 beschlossenen Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) forciert die Deutsche Bundesregierung ihre Bestrebungen, zukünftig auch auf Wasserstoff zu setzen.

Zur Erreichung der nationalen Klimaziele ist es notwendig, dass auf lokaler Ebene die Kommunen und Städte ihre Beiträge leisten. Der Landkreis Oberallgäu und die Stadt Kempten haben sich dementsprechend zum Ziel gemacht, durch die Teilnahme am Modellvorhaben „Masterplan 100% Klimaschutz“ einen aktiven Beitrag zu leisten und durch entsprechende Maßnahmen die Treibhausgasemissionen deutlich zu reduzieren [8]. Im Bereich der Wasserstofftechnologien nehmen Landkreis und Stadt ebenfalls eine Vorreiterrolle ein. Im Rahmen des Förderprogramms „HyLand – Wasserstoffregionen in Deutschland“ des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) konnten sich weitere Regionen und das Oberallgäu zusammen mit der Stadt Kempten durchsetzen. Unter dem Teilprogramm „HyExperts“ wurde das Projekt „HyAllgäu“ als Machbarkeitsstudie zur lokalen und regionalen Wasserstoffwirtschaft im Allgäu im Rahmen des Nationalen Innovationsprogrammes Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP2) finanziert. Das Projekt „HyAllgäu“ soll die Vorstufe für weitere Förderungen und Umsetzungen geplanter Wasserstoffaktivitäten im Oberallgäu und der Stadt Kempten bilden. Das Projekt „HyAllgäu“ wurde in mehrere Arbeitspakete unterteilt, welche von teilnehmenden Projektpartnern bearbeitet wurden. Die Hochschule Kempten wurde mit der wissenschaftlichen Begleitung des Projekts beauftragt. Konkret wurden von der Hochschule folgende Themen bearbeitet: Im Zuge einer Energiebedarfsanalyse wurden aktuelle und zukünftige Wasserstoffquellen und -senken, basierend



auf den bestehenden Masterplänen, für den Landkreis Oberallgäu und die Stadt Kempten analysiert. Aufbauend darauf wurde eine Prognose der Entwicklungen bis zum Jahr 2035 erstellt.

Ergänzend wurde eine Wasserstoffbedarfsprognose, ebenfalls bis zum Jahr 2035, anhand einer durchgeführten Onlinebefragung von mehr als 120 Allgäuer Unternehmen erstellt.

Des Weiteren wurden für Landkreis und Stadt eine regionale und nachhaltige Wasserstoffwirtschaft konzipiert.

Ebenso wurden von der Hochschule nationale und internationale Wasserstoffaktivitäten betrachtet, untersucht und bezüglich der Anwendbarkeit in der Region bewertet.



2 Energiebedarfsanalyse

2.1 Zusammenfassung

Zur Energiebedarfsanalyse wurden zunächst die energetischen Basisdaten (Kapitel 2.2) des Landkreises Oberallgäu und der Stadt Kempten auf Grundlage der *Masterpläne 100% Klimaschutz* analysiert. Das Kapitel dient dazu, im weiteren Verlauf Potenziale der Wasserstoffherzeugung und des –bedarfs sowie den Einfluss auf die Treibhausgasbilanz des Landkreises und der Stadt abschätzen zu können. Die Basisdaten beziehen sich für die Stadt Kempten auf das Jahr 2011 und für den Landkreis Oberallgäu auf das Jahr 2014. Stadt und Landkreis wurden separat untersucht. Die Energiesektoren der Wärmeversorgung, elektrischen Energieversorgung und des Sektors Verkehr / Mobilität / Transport wurden dabei differenziert betrachtet. Ebenso wurden die Verbrauchergruppen private Haushalte, Wirtschaft und Verkehr / Mobilität unterschieden. Das Kapitel 2.2 ist unterteilt in Energiebedarf, Energiegewinnung aus regenerativen Quellen und CO₂-Bilanz des Landkreises und der Stadt. Neben aktuellen Daten wird auch die potenzielle Entwicklung von Bedarf und Gewinnung aus regenerativen Quellen und damit verbundenen CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2035 dargestellt.

Für die Stadt Kempten und den Landkreis Oberallgäu konnte eine ähnliche energetische Ausgangssituation sowie prognostizierte Entwicklung festgestellt werden. Der größte Energiebedarf liegt im Sektor Wärmeversorgung vor. Der Wärmebedarf wurde in den Basisjahren jeweils zu über 70 Prozent durch fossile Energieträger abgedeckt. Im Sektor Verkehr / Mobilität / Transport wird nach der Wärmeversorgung am meisten Energie benötigt. Hier wurden in den Basisjahren fast ausschließlich fossile Kraftstoffe eingesetzt. Der geringste Energiebedarf liegt im Sektor der elektrischen Energieversorgung vor. Hier konnten knapp 50 % der Energieversorgung regenerativ abgedeckt werden. Bei einer Betrachtung der Verbrauchergruppen zeichnet sich für Landkreis und Stadt ebenfalls ein ähnliches Bild ab. Der größte Energiebedarf liegt im Sektor Wirtschaft vor. Die Sektoren Verkehr / Mobilität / Transport und private Haushalte haben beide einen ähnlich hohen Energiebedarf. Durch energieeffizientere Technologien, bauliche Maßnahmen, den Ausbau des öffentlichen Personennahverkehrs und wachsendes Umweltbewusstsein soll sich der Energiebedarf sektorenübergreifend um über 30 % bis zum Jahr 2035 verringern. Zur künftigen klimaneutralen Bedarfsdeckung wurden die Potenziale regenerativer Quellen der Stadt Kempten und des Landkreises Oberallgäu betrachtet. Besonders im Bereich der elektrischen Energiegewinnung aus Windkraft und Photovoltaik gibt es große ungenutzte Potenziale, die den Bedarf an elektrischer Energie deutlich übersteigen. Auch im Bereich der regenerativen Wärmeversorgung sind freie Potenziale durch Solarthermie, Geothermie und Biomasse verfügbar. Allerdings war deutlich erkennbar, dass der enorm hohe Wärmebedarf



selbst bei Energieeinsparmaßnahmen nicht komplett durch die verfügbaren Potenziale zur Wärmeabgewinnung abgedeckt werden kann. Auch im Sektor Verkehr / Mobilität / Transport müssen die hohen Anteile an fossilen Kraftstoffen im Zuge der Energiewende größtenteils durch klimaneutrale Varianten ersetzt werden. Hier soll die Wasserstofftechnologie zur Kopplung der Energiesektoren eine entscheidende Rolle spielen. Zur Reduktion der CO₂-Emissionen sollte Wasserstofftechnologie dort eingesetzt werden, wo bisher fossile Energieträger dominieren. Dies sind die Sektoren der Wärmeversorgung sowie Verkehr / Mobilität / Transport.

Zur Analyse der Wasserstoffquellen in der Region (Kapitel 2.3) wurden derzeit verfügbare Verfahren zur Wasserstoffproduktion berücksichtigt und auf ihre Anwendbarkeit in der Region untersucht. Fokus lag dabei auf der Produktion von grünem, also klimaneutralem, Wasserstoff unter Berücksichtigung der dargestellten verfügbaren regenerativen Potenziale. Aufgrund der hohen Technologiereife und der verfügbaren Potenziale kommt in der Region vor allem das Verfahren der Elektrolyse mittels elektrischer Überschussenergie durch den Ausbau von Windkraft und Photovoltaik in Frage. Für die Zukunft erscheint das Verfahren der Methanpyrolyse von Biogas aus Gülle in der ländlich geprägten Region als sinnvoll. Darüber hinaus wurde das Produktionspotenzial einer Plasmavergasungsanlage beim Zweckverband für Abfallwirtschaft untersucht. Aufgrund der nur geringfügig höheren Produktionsraten gegenüber einer installierten Elektrolyseanlage, ist aktuell das Elektrolyseverfahren zu empfehlen. Die gesamte Wasserstoffproduktionsrate in der Region, inklusive der Wasserstoffgewinnung aus Gülle, könnte mit dem beschriebenen Ansatz bis 2035 auf jährlich 7.644 Tonnen ausgebaut werden.

Neben den Wasserstoffquellen wurden auch regional sinnvolle Einsatzmöglichkeiten von Wasserstofftechnologien (Kapitel 2.4) untersucht und deren Wasserstoffbedarfspotenzial abgeschätzt. Im Vordergrund stand dabei, fossile Energieträger durch regenerative zu ersetzen. Hierfür wurden die prognostizierten Entwicklungen der Energiebedarfe herangezogen. Im privaten Sektor soll der auf fossilen Energieträgern basierende Wärmebedarf vollständig durch Wasserstoffeinsatz gedeckt werden. Ebenso soll der Personentransport teilweise durch brennstoffzellenbetriebene Fahrzeuge realisiert werden. Auch im Sektor Wirtschaft könnte die Wärmeversorgung durch Wasserstofftechnologien komplett regenerativ erfolgen. Des Weiteren wurde der Wasserstoffbedarf von Nutzfahrzeugen in der Region evaluiert. Zur Ermittlung des H₂-Bedarfs für Fahrzeugflotten wurde zusätzlich eine Onlinebefragung von Allgäuer Unternehmen durchgeführt. Hierfür wurden insgesamt 123 Unternehmen im Allgäu, mit einer Mitarbeiteranzahl von mehr als 250, zum möglichen Einsatz von Wasserstofftechnologien befragt. Berücksichtigt wurden die Anzahl der aktuell eingesetzten Fahrzeuge sowie die Bereitschaft der regionalen Unternehmen zukünftig Wasserstofftechnologien einzusetzen. Zur Darstellung branchenspezifischer Unterschiede wurden



die Unternehmen den Clustern Dienstleistung & Handwerk, Produzierendes Gewerbe und Lebensmittelindustrie zugeordnet. Die durchschnittlichen Größen der ermittelten Fahrzeugflotten wurden branchenspezifisch abgebildet und im Weiteren auf die Gesamtzulassungszahlen des Jahres 2020 angewandt. Die Zulassungszahlen für die Stadt Kempten und das Oberallgäu wurden den Daten des Kraftfahrt-Bundesamtes entnommen. Insgesamt sind 39 % der befragten Unternehmen daran interessiert, langfristig Wasserstofftechnologien in Ihrem Unternehmen einzusetzen. Ein besonders hoher potenzieller Wasserstoffbedarf konnte für Fahrzeugflotten im Cluster Dienstleistung & Handwerk ermittelt werden. Auch der ÖPNV wurde als potenzielle Wasserstoffsенке identifiziert. Hier könnte besonders im Bereich des bisher nicht elektrifizierten Schienenverkehrs und durch den Einsatz in Bussen eine große Menge Wasserstoff zum Einsatz kommen. Insgesamt könnten bis 2035 ca. 40.000 t Wasserstoff pro Jahr in der Region Verwendung finden, wobei davon der Großteil des Bedarfs im Sektor Wärmeversorgung identifiziert wurde. Es ist deutlich zu erkennen, dass dieser enorme Bedarf durch eine rein regionale Produktion nicht mehr abgedeckt werden kann.

Um den Einfluss der Anwendung von Wasserstofftechnologien auf die Klimaschutzziele des Landkreises Oberallgäu und der Stadt Kempten abschätzen zu können, wurden ein Zielszenario, wahrscheinliches Szenario und Minimalszenario für das Jahr 2035 betrachtet (Kapitel 2.5). Diese unterscheiden sich nach der Menge des produzierten Wasserstoffs sowie der Einsatzzwecke. Ein Ergebnis dieser Studie ist, dass selbst im besten Falle, durch konsequenten Einsatz von Wasserstofftechnologien, diese einen Reduktionsbeitrag von lediglich 11 % bezogen auf die erforderliche CO₂-Einsparung von 95 % leisten kann.

2.2 Status Quo im Landkreis Oberallgäu und der Stadt Kempten

2.2.1 Masterpläne 100% Klimaschutz

Im Kreistag 2011 wurden im Landkreis Oberallgäu Beschlüsse zur Energiewende gefasst. Mit diesen stellt sich der Landkreis aktiv seiner Verantwortung, durch Energieeinsparungen und den Ausbau erneuerbarer Energien, einen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele zu leisten. Im Jahr 2016 folgte die Teilnahme am Klimaschutz-Modellvorhaben „Masterplan 100% Klimaschutz“. Mit gleichem Verantwortungsbewusstsein beschloss zuvor auch die Stadt Kempten an diesem Modellvorhaben teilzunehmen. Ziel der Masterpläne ist es, aufzuzeigen, wie die Energiewende verbunden mit der Dekarbonisierung in der Region bis zum Jahr 2050 umgesetzt werden kann. Die bundesweit teilnehmenden Kommunen und Landkreise sind dabei in einer Vorreiterrolle für andere Regionen. Gemeinsam mit relevanten Akteuren in der Region wurden für die Stadt Kempten und das Oberallgäu die „Masterpläne



100% Klimaschutz“ erstellt. Die praktische Ausarbeitung der Masterplankonzepte wurde jeweils durch das Energie- und Umweltzentrum Allgäu (eza!) durchgeführt. Als Ergebnis wurden passende Energieversorgungskonzepte entworfen, welche die Machbarkeit der Energiewende bis 2050 aufzeigen. Zudem wurden Empfehlungen in Richtung der Bundesregierung adressiert, welche Rahmenbedingungen notwendig sind, damit die Energiewende wie geplant vollzogen werden kann. Zur technischen Umsetzung des Konzepts sind im Wesentlichen der Wechsel zu erneuerbaren Energiequellen, die Vernetzung verschiedener Sektoren und eine bedarfsgerechte Energiespeicherung notwendig. Die regionalen Energieversorgungskonzepte der Masterpläne bilden im Wesentlichen die Datengrundlage für die ermittelten Wasserstofferzeugungs- und Wasserstoffbedarfspotenziale dieser Studie [9].

2.2.2 Energiebedarf Landkreis Oberallgäu und Stadt Kempten

Der gesamte Energiebedarf des Landkreises und der Stadt lässt sich auf die Sektoren Wärme, elektrische Energie sowie Verkehr / Mobilität / Transport aufteilen. Innerhalb der Energiesektoren wird der Energieumsatz für private Haushalte und die Wirtschaft dargestellt. Neben den Energiebedarfswerten der Basisjahre 2014, für den Landkreis Oberallgäu, und 2011, für die Stadt Kempten, wird auch die potenzielle Entwicklung bis zum Jahr 2035 aufgezeigt.

2.2.2.1 Energiebedarf Wärme

Landkreis Oberallgäu

Während der Wärmebedarf privater Haushalte den Schwankungen der Außentemperatur unterliegt, ist der Wärmebedarf im Sektor Wirtschaft weitestgehend wetterunabhängig. Insgesamt lag im Jahr 2014 der Energiebedarf für Wärme im privaten Sektor bei circa 1.140.000 MWh (Abbildung 2). Mit über 700.000 MWh erfolgte die Wärmeversorgung zu mehr als 65 Prozent auf Basis fossiler Energieträger wie Erdgas und Erdöl [9].

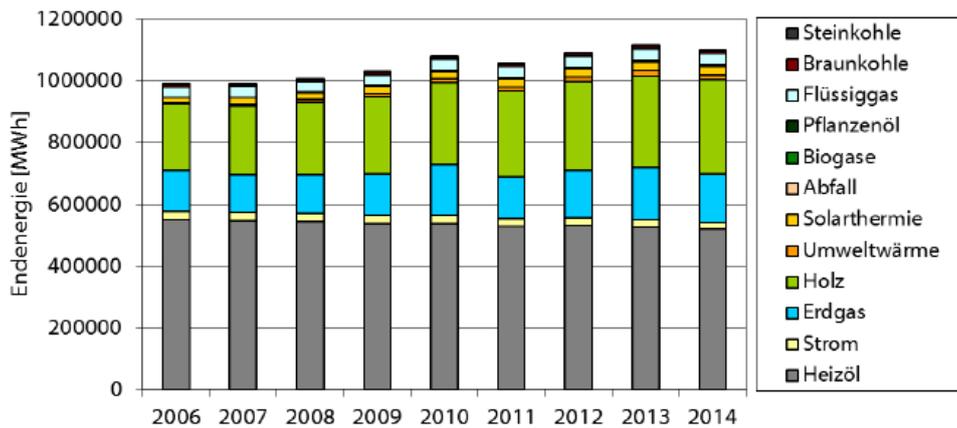


Abbildung 2: Wärmebedarf privater Haushalte nach Energieträgern im LK OA [9]

Der Sektor Wirtschaft hatte mit 1.200.000 MWh im Jahr 2014 einen ähnlich hohen Wärmebedarf wie der private Sektor (Abbildung 3). Mit 950.000 MWh spielen hier die fossilen Energieträger mit einem Anteil von 79 Prozent die dominierende Rolle. Im Zuge der Dekarbonisierung müssen die eingesetzten fossilen Energieträger größtenteils durch erneuerbare Energien ersetzt werden [9].

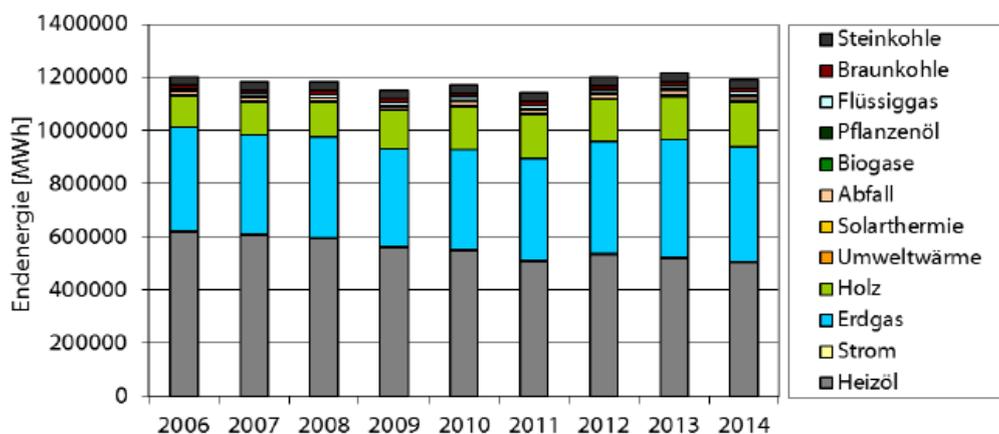


Abbildung 3: Wärmebedarf im Sektor Wirtschaft nach Energieträgern im LK OA [9]

Stadt Kempten

Der Gesamtwärmebedarf privater Haushalte in der Stadt Kempten lag im Jahr 2011 bei knapp 325.000 MWh (Abbildung 4). Auch hier dominierten mit fast 70 Prozent die fossilen Energieträger. Durch das Kemptener Fernwärmenetz konnte ein wesentlicher Teil des Wärmebedarfs durch energetische Abfallverwertung bereitgestellt werden [10].

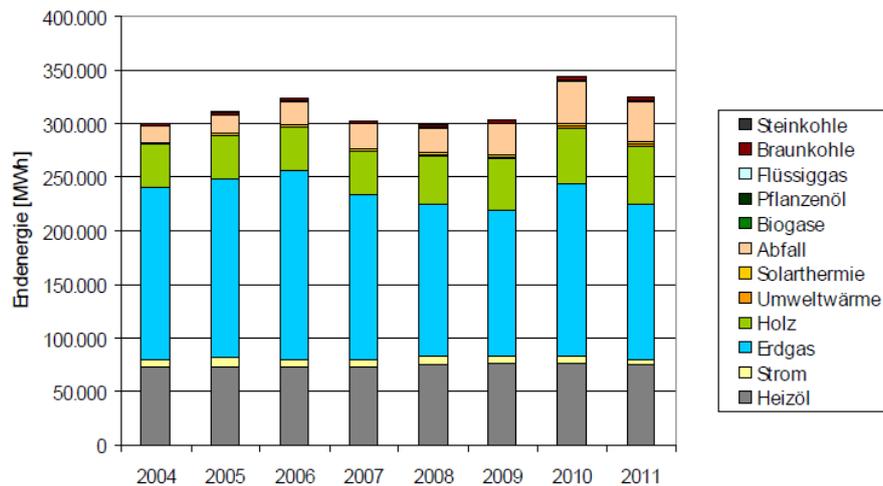


Abbildung 4: Wärmebedarf privater Haushalte der Stadt Kempten [10]

Im Sektor Wirtschaft war der Wärmebedarf der Stadt seit 2004 um 16 Prozent rückläufig (Abbildung 5). Diese Effekte konnten durch Effizienzverbesserungen und den Anschluss ans Fernwärmenetz erreicht werden. Insgesamt war der Wärmebedarf des Wirtschaftssektors mit 570.000 MWh im Jahr 2011 deutlich höher als der Bedarf privater Haushalte. Mit knapp 80 Prozent erfolgte dabei die Wärmeversorgung aus fossilen Energiequellen [10].

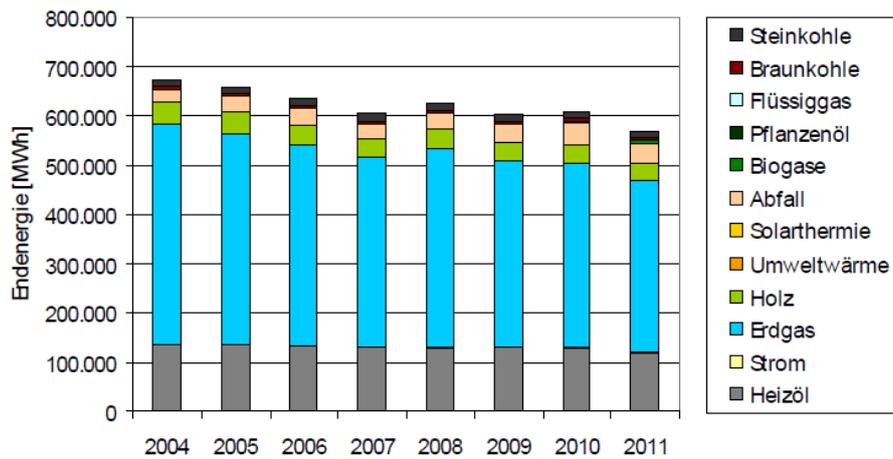


Abbildung 5: Wärmebedarf des Sektors Wirtschaft der Stadt Kempten [10]

2.2.2.2 Energiebedarf elektrische Energie

Der Bedarf an elektrischer Energie im Landkreis und der Stadt bewegte sich in den letzten Jahren auf einem konstanten Niveau und war nur geringfügig rückläufig (Abbildung 6, Abbildung 7).

Landkreis Oberallgäu

Dabei wurden in etwa 50 Prozent der elektrischen Energie im Landkreis im Bereich Wirtschaft eingesetzt. Insgesamt lag der Bedarf an elektrischer Energie im Jahr 2014 bei rund 780.000 MWh [9].

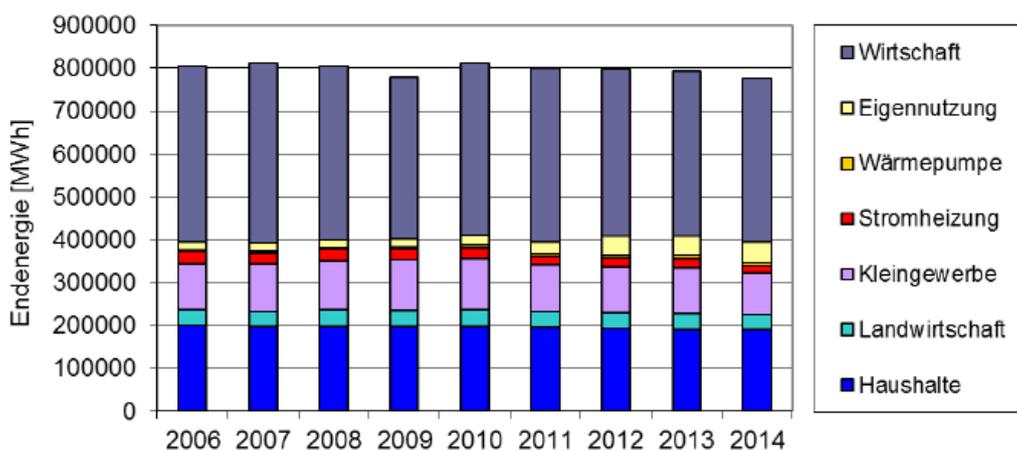


Abbildung 6: Elektrischer Energiebedarf im Landkreis OA [9]

Stadt Kempten

Der elektrische Energiebedarf der Stadt Kempten belief sich im Jahr 2011 auf insgesamt knapp 440.000 MWh. Besonders hoch war dabei der Anteil (Abbildung 7), der auf den Sektor Wirtschaft entfällt.

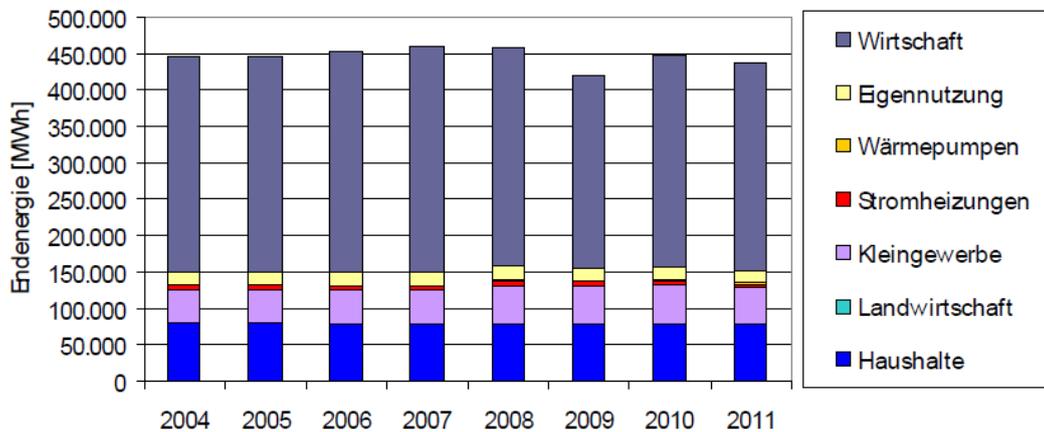


Abbildung 7: Elektrischer Energiebedarf der Stadt Kempten [10]

2.2.2.3 Energiebedarf Verkehr / Mobilität

Im Sektor Verkehr / Mobilität wurden ausschließlich Personenkraftwagen (Pkw) und Nutzfahrzeuge (Nfz) berücksichtigt. Die Anzahl der 2014 zugelassenen Kraftfahrzeuge (Kfz) betragen im Landkreis insgesamt 90.567 und in der Stadt 35.379 [11]. Die eingesetzten Energieträger verteilen sich entsprechend der Abbildung 8. Klar erkenntlich ist dabei, dass zum Betrieb der Kfz derzeit fast ausschließlich fossile Kraftstoffe eingesetzt werden. Insgesamt lag der Energieumsatz im Sektor Verkehr / Mobilität im Landkreis bei rund 1.300.000 MWh [9] und in der Stadt bei rund 460.000 MWh [10].

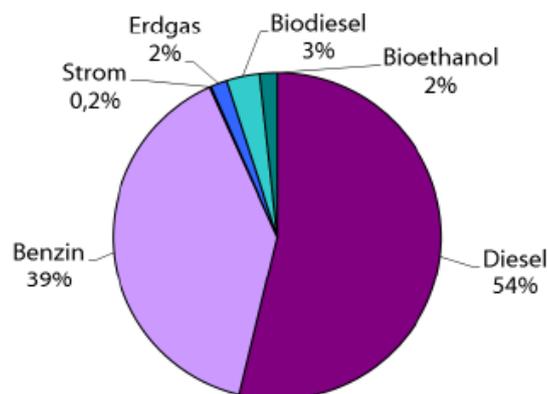


Abbildung 8: Anteile der Energieträger für den Sektor Verkehr / Mobilität [9]

2.2.2.4 Zeitliche Entwicklung der Energiebedarfe

Ebenfalls Teil der Masterpläne 100% Klimaschutz ist eine Prognose, wie sich die Energiebedarfswerte voraussichtlich in den nächsten Jahren entwickeln werden. Hierzu wurden unterschiedliche Szenarien in den Masterplänen betrachtet. Die prognostizierte potenzielle Entwicklung der Energiebedarfe ist notwendig, um den zukünftigen Anteil an Wasserstoff, der zur Energieversorgung eingesetzt werden kann, vorhersagen zu können.

Landkreis Oberallgäu

Die Entwicklung des Wärmebedarfs privater Haushalte orientiert sich am Szenario des Masterplans „Sanieren wie bisher, aber mit hohen Energiestandards“ [9, p. 64]. Laut Dr. Barth (eza!) ist dieses Szenario der Realität am nächsten, da durch Hemmnisse wie begrenzte Kapazitäten an Handwerkern, die Sanierungsrate nicht beliebig erhöht werden kann. Bis 2035 wird so eine Reduzierung des Wärmebedarfs um 13 Prozent erwartet. Im Jahr 2035 wird sich demnach der Wärmebedarf auf 996.000 MWh reduzieren. Im Sektor Wirtschaft sollen besonders im Bereich der Raumwärme etwa 24 Prozent des Wärmebedarfs bis 2035 entfallen. Dies entspricht einem Wärmebedarf von 908.000 MWh. Insgesamt soll sich der Wärmebedarf im Oberallgäu von 2.333.000 MWh um 18 Prozent auf 1.904.000 MWh reduzieren (Abbildung 9) [9].

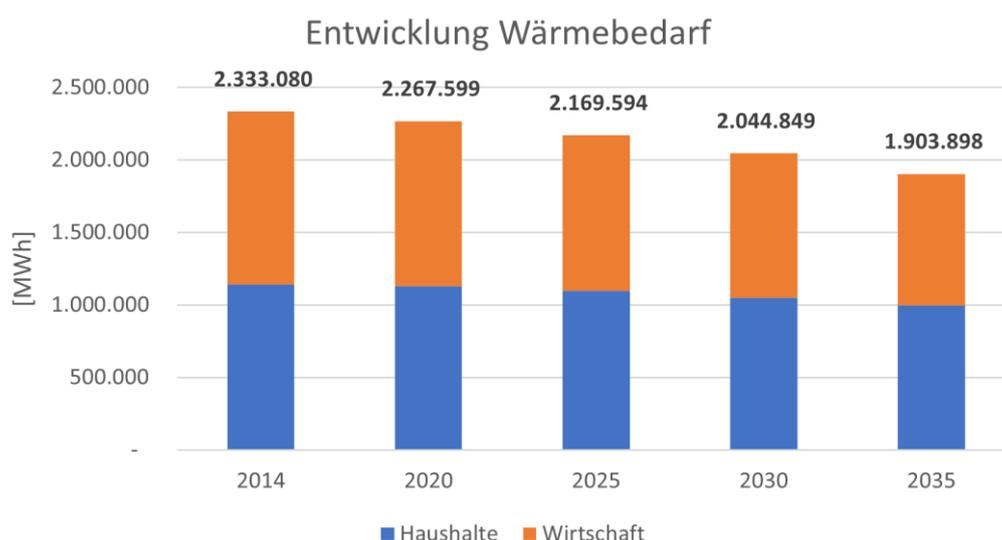


Abbildung 9: Entwicklung des Wärmebedarfs im Landkreis Oberallgäu

Der Bedarf an elektrischer Energie wird sich im Bereich privater Haushalte durch effizientere Geräte, den Ersatz alter Geräte und zunehmendes Umweltbewusstsein stetig verringern.

Hier wird bis 2035 eine Reduktion des Bedarfs an elektrischer Energie von knapp 34 Prozent erwartet. Dies entspricht einem zukünftigen Bedarf von 108.900 MWh. Im Bereich Wirtschaft wird eine Reduktion des Bedarfs an elektrischer Energie von 21% auf 443.000 MWh pro Jahr prognostiziert. Der Gesamtbedarf an elektrischer Energie soll sich bis 2035 somit um 24 Prozent auf 552.000 MWh verringern (Abbildung 10) [9].

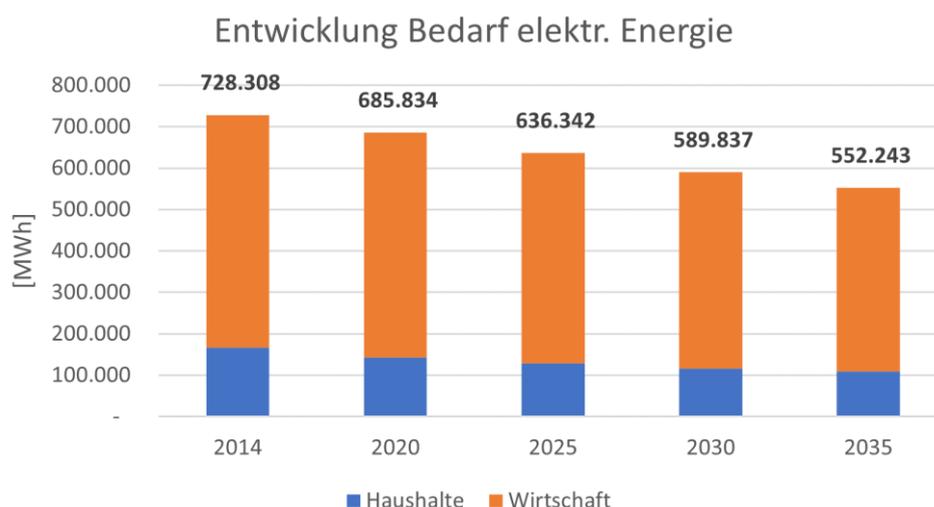


Abbildung 10: Entwicklung des Bedarfs an elektrischer Energie im Landkreis Oberallgäu

Sowohl im Lastverkehr als auch im Individualverkehr wird von einem Rückgang der Anzahl an Kraftfahrzeugen ausgegangen (Abbildung 11). Im Jahr 2014 waren rund 90.000 Pkw im Einsatz, deren Anzahl sich auf 80.000 im Jahr 2035 verringern soll. Bis 2050 sollen sämtliche Pkw im Oberallgäu über alternative Antriebe verfügen. Es wird davon ausgegangen, dass 2035 bereits 60.000 Fahrzeuge ersetzt sein werden. Aus energetischer Sicht soll sich der jährliche Energiebedarf für Pkw um 77 Prozent auf 210.000 MWh und der für Lkws um 36 Prozent auf 240.000 MWh verringern. Insgesamt wird somit für den Sektor Verkehr / Mobilität eine Reduzierung um 66 Prozent auf 450.000 MWh/a erwartet [9].

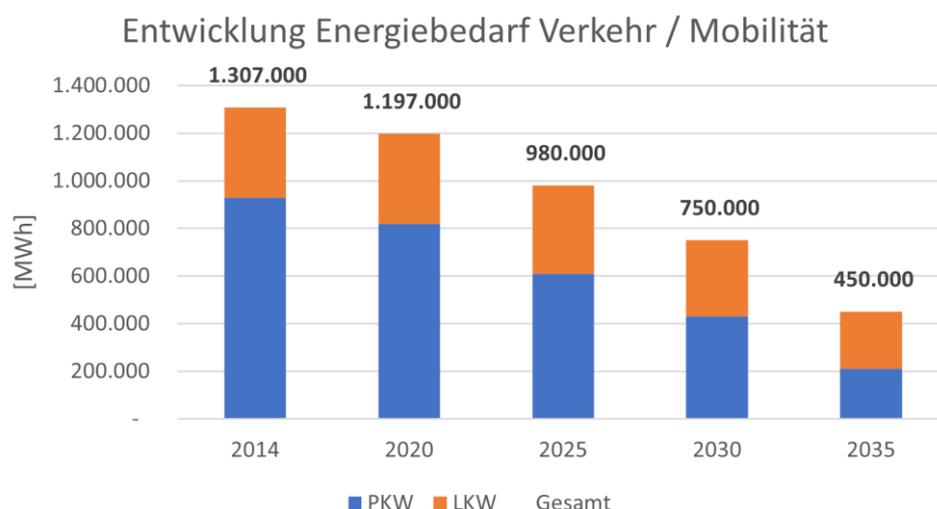


Abbildung 11: Entwicklung des Energiebedarfs für Mobilität und Transport im Landkreis Oberallgäu

Die angenommene Entwicklung des Gesamtenergiebedarfs bis zum Jahr 2035 lässt für den Landkreis Oberallgäu eine Reduktion von bis zu 33 Prozent realistisch erscheinen (Abbildung 12). Ausgehend vom ursprünglichen Bedarf 2014 mit 4.370.000 MWh entspricht dies einem Zielbedarf 2035 von 2.906.000 MWh [9].

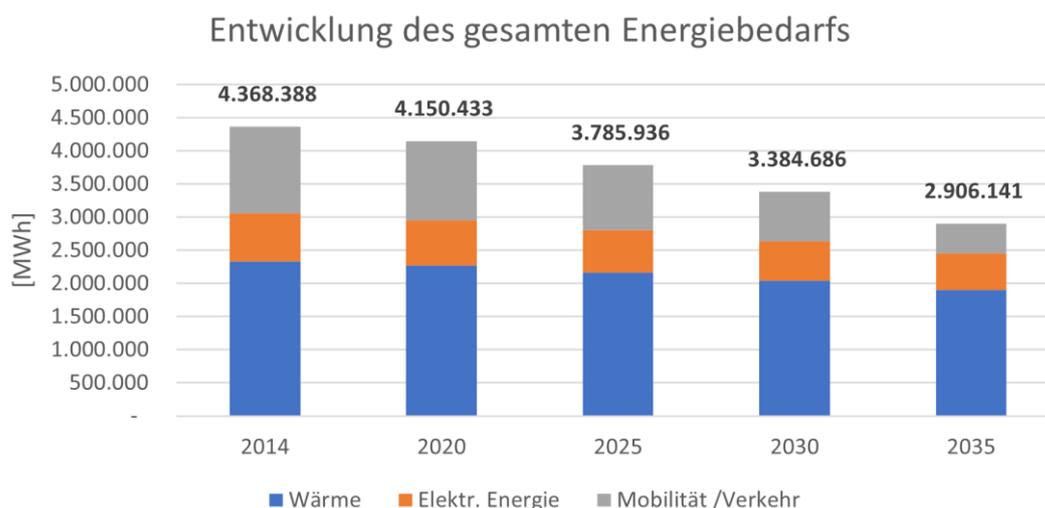


Abbildung 12: Entwicklung des Gesamtenergiebedarfs im Landkreis Oberallgäu

Stadt Kempten

Der Wärmebedarf im Bereich privater Haushalte der Stadt Kempten soll sich in Zukunft ebenfalls rückläufig entwickeln. Zunehmende Sanierungsraten, energieeffiziente Neubau-

ten und Heizanlagen mit Brennwerttechnik beflügeln diesen Trend. Somit soll sich der Wärmebedarf privater Haushalte von 325.000 MWh um 31 Prozent auf 225.000 MWh im Jahr 2035 reduzieren. Im Sektor Wirtschaft wird eine ähnliche hohe Reduktion um 28 Prozent erwartet. Hauptgründe werden hier Effizienzsteigerungen des Energieeinsatzes und Modernisierung der Gebäude sein. Insgesamt soll sich der Wärmeenergiebedarf der Stadt Kempten bis zum Jahr 2035 auf einen jährlichen Gesamtbedarf von 635.000 MWh reduzieren (Abbildung 13). Dies entspricht einer Einsparung von 29 Prozent im Vergleich zum Jahr 2011 [10].

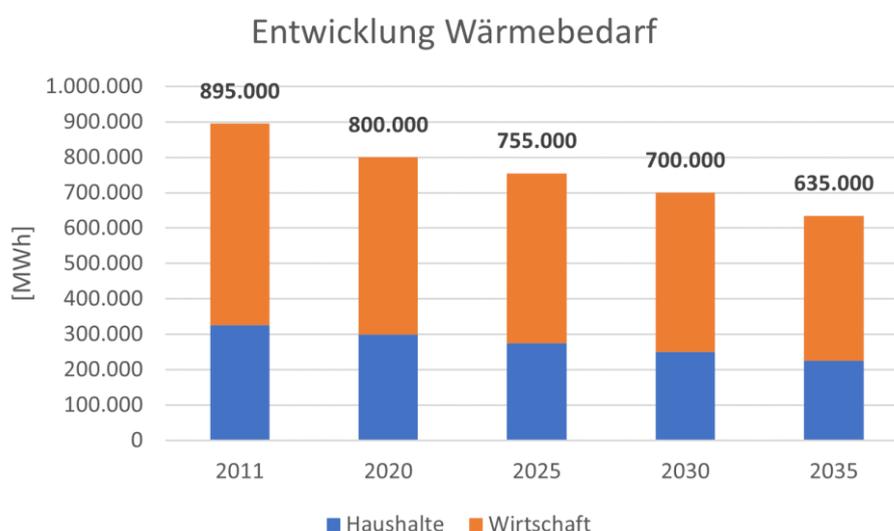


Abbildung 13: Entwicklung des Wärmebedarfs der Stadt Kempten

Auch der Bedarf an elektrischer Energie soll sich für die Stadt Kempten positiv entwickeln (Abbildung 14). Bessere Geräteeffizienzen sowie wachsendes Umweltbewusstsein führen im Bereich privater Haushalte zu einem Rückgang des elektrischen Energiebedarfs. Dem deutlich größeren Bedarf im Sektor Wirtschaft wird eine ähnliche Entwicklung wie im privaten Sektor vorhergesagt. Insgesamt soll die Reduktion 34 Prozent betragen. Im Jahr 2035 entspricht das einem elektrischen Gesamtenergiebedarf von 292.000 MWh [10].

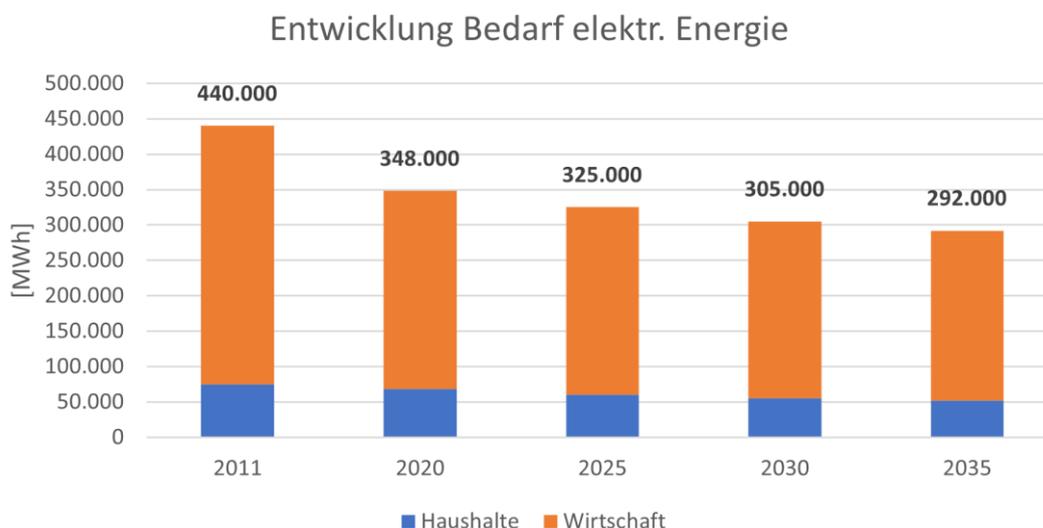


Abbildung 14: Entwicklung des elektrischen Energiebedarfs der Stadt Kempten

Der Großteil des Energiebedarfs für Verkehr / Mobilität der Stadt Kempten war 2011 auf Pkw zurückzuführen (Abbildung 15). Vermehrte Nutzung des ÖPNV, effizientere Fahrzeuge und ein Rückgang der eingesetzten Fahrzeuge sollen sich zukünftig positiv auf den Energiebedarf im Bereich der Pkw auswirken. So soll sich hier der Energiebedarf bis 2035 um knapp 70 Prozent reduzieren. Dass der Güterverkehr durch Lkw abnimmt, wird nicht erwartet. Allerdings soll sich auch hier der Energiebedarf durch mehr Effizienz um fast 30 Prozent reduzieren. Insgesamt wird mit 60 Prozent eine starke Reduktion des Energiebedarfs im Sektor Verkehr / Mobilität erwartet. So sollen statt 490.000 MWh im Jahr 2011, 2035 nur noch 190.000 MWh benötigt werden [10].

Entwicklung Energiebedarf Verkehr / Mobilität

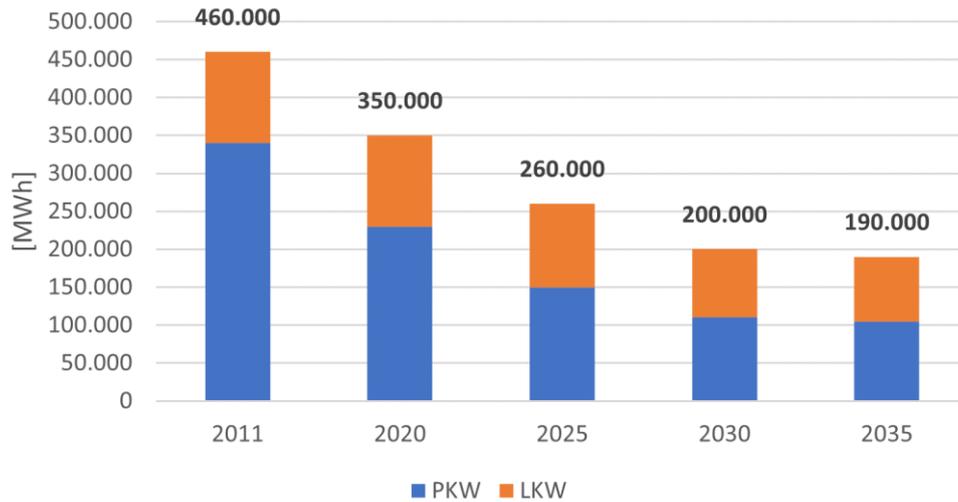


Abbildung 15: Entwicklung des Energiebedarfs für Verkehr / Mobilität der Stadt Kempten

Für die Stadt Kempten wird über alle Bedarfsgruppen hinweg eine Reduktion des Energiebedarfs von 38 Prozent erwartet (Abbildung 16). Die prozentual größten Einsparungen werden im Sektor Verkehr / Mobilität prognostiziert. Bis zum Jahr 2035 soll sich so der Gesamtenergiebedarf auf rund 1.117.000 MWh belaufen [10].

Entwicklung des gesamten Energiebedarfs

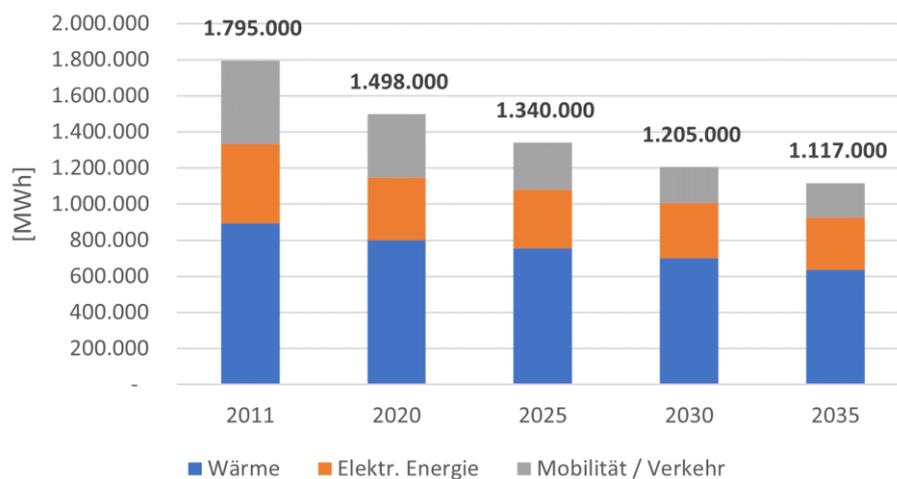


Abbildung 16: Entwicklung des Gesamtenergiebedarfs der Stadt Kempten

2.2.2.5 Überblick Energiebedarfe

Landkreis Oberallgäu

Bei einer Betrachtung über alle Verursacherguppen und Energieträger hinweg, betrug der kumulierte Endenergieverbrauch 2014 im Landkreis Oberallgäu insgesamt circa 4.370.000 MWh. Wird nach Verursacherguppen differenziert, wird erkennbar, dass mit 40 Prozent der größte Teil des Energieumsatzes auf die Wirtschaft zurückzuführen ist. Mit jeweils etwa 30 Prozent folgen die Sektoren der privaten Haushalte und Verkehr / Mobilität (Abbildung 17) [9].

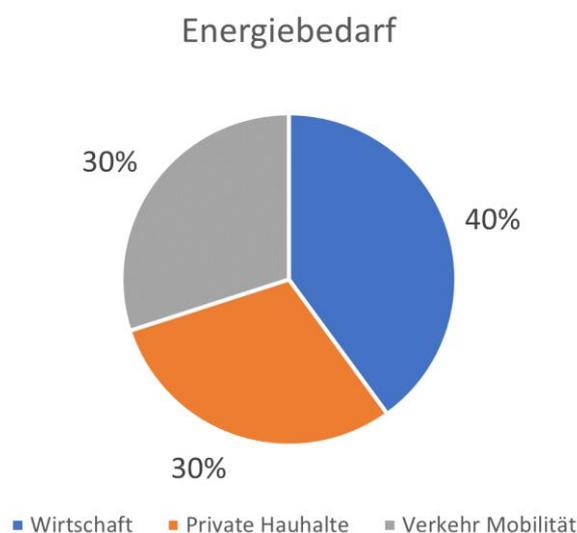


Abbildung 17: Verteilung des Energiebedarfs nach Verursacherguppen [9]

Neben der Verteilung nach Verursacherguppen, ist der Pro-Kopf-Umsatz ein Indikator, in welchen Bereichen Maßnahmen am meisten Wirkung zeigen (Abbildung 18). Der Gesamtenergiebedarf bezieht sich dabei auf die rund 150.000 Einwohner im Landkreis Oberallgäu. Der Bedarf an Wärme liegt bei circa 15.000 kWh pro Kopf und Jahr und macht damit den größten Anteil aus. Der Energiebedarf für Verkehr und Mobilität folgt danach mit 10.000 kWh. Der geringste Bedarf pro Kopf ergibt sich für die elektrische Energie. Hier liegt der jährliche Endenergiebedarf bei ca. 5.750 kWh. Klar erkenntlich ist, dass Maßnahmen in den Bereichen der Wärmeversorgung und Mobilität wohl den größten Einfluss auf den Energiebedarf im Landkreis Oberallgäu haben. Verteilt auf die Verursacherguppen sollten Maßnahmen alle Sektoren in gleichem Maße betreffen [9].

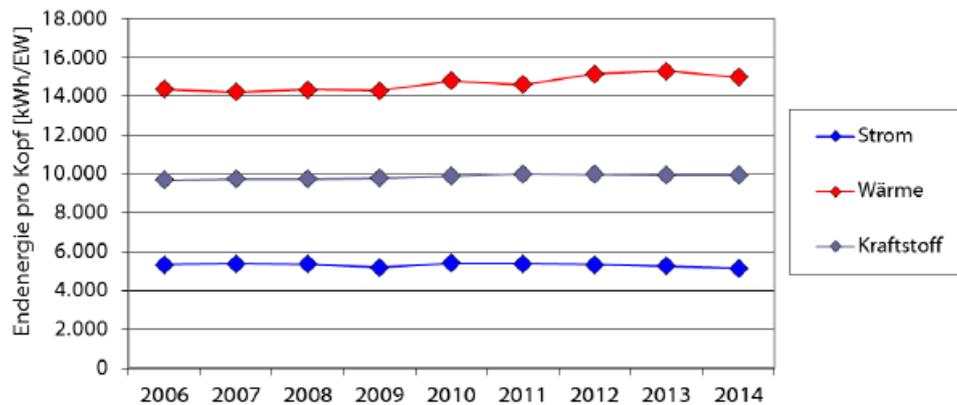


Abbildung 18: Pro-Kopf-Entwicklung des Energiebedarfs [9]

Die Abbildung 19 gibt nochmals einen Überblick über alle aktuellen Energiebedarfe (Stand 2014) sowie deren erwartete Entwicklung gemäß des Masterplans 100% Klimaschutz. Insgesamt wird von einer Reduktion des jährlichen Endenergiebedarfs um fast 33,5 Prozent ausgegangen. Prozentual gesehen werden die größten Energieeinsparungen im Bereich Mobilität / Verkehr erwartet, gefolgt von Einsparungen für elektrische Energie und Wärme.

Energiebedarfswerte						
		2014	2020	2025	2030	2035
Wärme [MWh]	Haushalte	1.140.241	1.127.763	1.095.930	1.049.961	996.023
	Wirtschaft	1.192.839	1.139.836	1.073.664	994.888	907.875
	Gesamt	2.333.080	2.267.599	2.169.594	2.044.849	1.903.898
	Reduktion %	0,00	2,81	7,01	12,35	18,40
Elektr. Energie [MWh]	Haushalte	166.110	143.574	128.424	116.492	108.876
	Wirtschaft	562.198	542.260	507.918	473.345	443.367
	Gesamt	728.308	685.834	636.342	589.837	552.243
	Reduktion %	0,00	5,83	12,63	19,01	24,17
Mobilität /Verkehr [MWh]	PKW	930.000	820.000	610.000	430.000	210.000
	LKW	377.000	377.000	370.000	320.000	240.000
	Gesamt	1.307.000	1.197.000	980.000	750.000	450.000
	Reduktion %	0,00	8,42	25,02	42,62	65,57
Gesamtenergiebedarf [MWh]		4368388	4150433	3785936	3384686	2906141
	Reduktion %	0,00	4,99	13,33	22,52	33,47

Abbildung 19: Überblick der Entwicklung des Energiebedarfs im Landkreis Oberallgäu

Stadt Kempten

Im Bezugsjahr 2011 belief sich der jährliche Gesamtenergiebedarf der Stadt Kempten auf rund 1.800.000 MWh. Knapp die Hälfte der benötigten Energie ist auf den Sektor Wirtschaft zurückzuführen (Abbildung 20). Ein Drittel, der in der Stadt Kempten benötigten Energie, wird im Sektor Verkehr / Mobilität benötigt. Mit 23 Prozent ist der Sektor private Haushalte für den geringsten Energiebedarf verantwortlich [10].

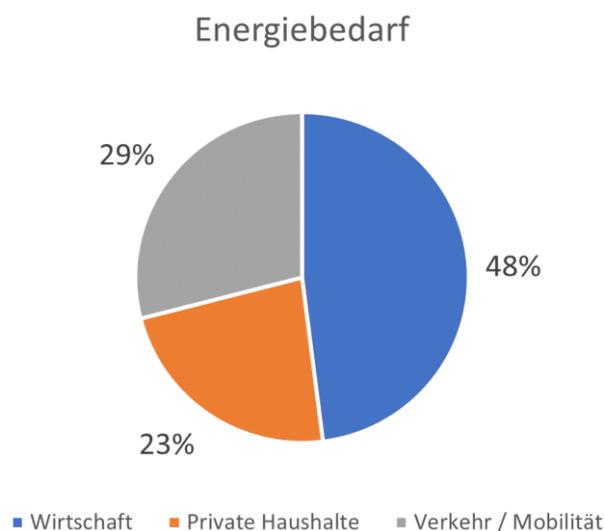


Abbildung 20: Verteilung des Energiebedarfs nach Verursachergruppen [vgl. [10]]

Die Pro-Kopf-Entwicklung des Gesamtenergiebedarfs der Stadt Kempten bezieht sich auf die rund 64.000 gemeldeten Einwohner im Jahr 2011. Der Bedarf an Wärme war mit knapp 14.000 kWh/a je Einwohner am größten (Abbildung 21). Darauf folgt mit einem Pro-Kopf-Bedarf von knapp 8.000 MWh/a der Energiebedarf für Verkehr / Mobilität. Schlusslicht bildet, wie auch im Landkreis Oberallgäu, der Energiebedarf für elektrische Energie. Insgesamt entwickelte sich der gesamte Energiebedarf der Stadt Kempten rückläufig [10].

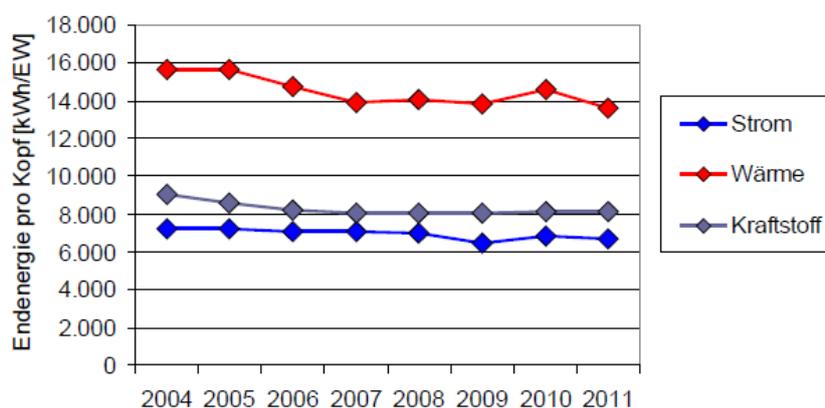


Abbildung 21: Pro-Kopf-Entwicklung des Energiebedarfs [10]

Ein Überblick zur erwarteten Entwicklung des Energiebedarfs der Stadt Kempten ist in Abbildung 22 zu sehen. Insgesamt sollen bis 2035 bereits fast 38 Prozent der Energie der Stadt Kempten eingespart werden. Die meisten Einsparungen werden dabei in der Wärmeversorgung und im Energiebedarf für Mobilität / Verkehr prognostiziert.

Energiebedarfswerte						
		2011	2020	2025	2030	2035
Wärme [MWh]	Haushalte	325.000	300.000	275.000	250.000	225.000
	Wirtschaft	570.000	500.000	480.000	450.000	410.000
	Gesamt	895.000	800.000	755.000	700.000	635.000
	Reduktion %	0	10,61	15,64	21,79	29,05
Elektr. Energie [MWh]	Haushalte	75.000	68.000	60.000	55.000	52.000
	Wirtschaft	365.000	280.000	265.000	250.000	240.000
	Gesamt	440.000	348.000	325.000	305.000	292.000
	Reduktion %	0	20,91	26,14	30,68	33,64
Mobilität / Verkehr [MWh]	PKW	340.000	230.000	150.000	110.000	105.000
	LKW	120.000	120.000	110.000	90.000	85.000
	Gesamt	460.000	350.000	260.000	200.000	190.000
	Reduktion %	0	23,91	43,48	56,52	58,70
Gesamtenergiebedarf [MWh]		1.795.000	1.498.000	1.340.000	1.205.000	1.117.000
	Reduktion %	0	16,55	25,35	32,87	37,77

Abbildung 22: Überblick der Entwicklung des Energiebedarfs der Stadt Kempten

2.2.3 Energiegewinnung aus regenerativen Quellen

Bereits in den Basisjahren 2014 und 2011 wurde die Energieversorgung im Landkreis Oberallgäu und der Stadt Kempten zum Teil aus regenerativen Quellen bedient. Regenerative, also erneuerbare Energiequellen, sind Quellen, welche quasi unbegrenzt und meist doch nur temporär zur Verfügung stehen (Wind, Sonne) oder durch nachwachsende Rohstoffe (Biogase) gespeist werden. Die aktuell zur Verfügung stehenden erneuerbaren Energiequellen sind Wasserkraft, Solar- und Windenergie sowie Biomasse [12]. Dargestellt wird der bisher genutzte Anteil regenerativer Quellen, darüber hinaus wird auch das Gesamtpotenzial der regenerativen Quellen aufgezeigt. Abschließend werden die regenerativen Energieversorgungskonzepte der Masterpläne reflektiert.

2.2.3.1 Wärmegewinnung aus regenerativen Quellen

Landkreis Oberallgäu

Zur Erreichung der Klimaschutzziele ist es notwendig, dass die Nutzung erneuerbarer Energien massiv erhöht wird. Zwar ist im Landkreis Oberallgäu im zeitlichen Verlauf (Abbildung 23) bisher ein Anstieg zu erkennen, jedoch fällt dieser sehr gering aus. Insgesamt wurden 2014 etwa 24 Prozent des Wärmebedarfs durch regenerative Energiequellen abgedeckt. Der Energieträger Holz spielt bei der Wärmeversorgung aus erneuerbaren Energiequellen die größte Rolle. Mit insgesamt 76 Prozent war der Anteil fossiler Energieträger deutlich größer [9].

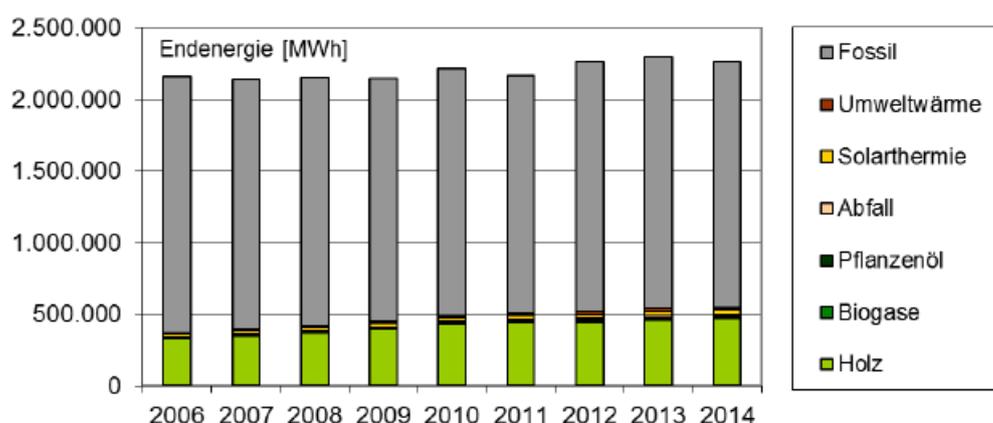


Abbildung 23: Anteil regenerativer Energieträger an der Wärmeversorgung [9]

Stadt Kempten

In der Stadt Kempten erfolgte im Basisjahr 2011 die Wärmeversorgung noch zu 78 Prozent durch fossile Energieträger. Der Anteil aus regenerativen Energiequellen war damals je knapp zur Hälfte auf den Energieträger Holz sowie die energetische Abfallverwertung zurückzuführen (Abbildung 24). Der hohe Beitrag des Kemptener Fernwärmenetzes war bereits 2011 deutlich zu erkennen [10].

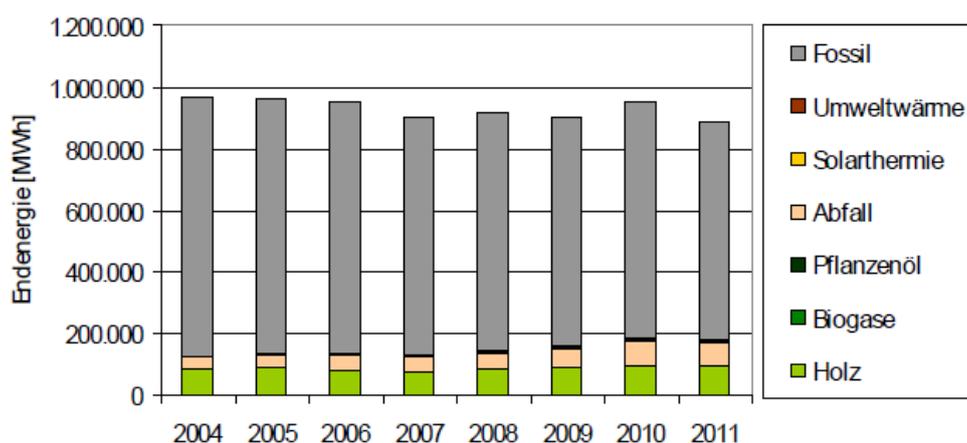


Abbildung 24: Anteil regenerativer Energieträger an der Wärmeversorgung [10]

2.2.3.2 Gewinnung elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen

Landkreis Oberallgäu

Bei der Gewinnung elektrischer Energie war der Anteil regenerativer Quellen mit 49 Prozent im Jahr 2014 deutlich höher als bei der Wärmegewinnung. Hier fällt besonders die Energiegewinnung durch Photovoltaik und Wasserkraft stark ins Gewicht (Abbildung 25). Insgesamt konnten 2014 rund 350.000 MWh an elektrischer Energie regenerativ bereitgestellt werden [9].

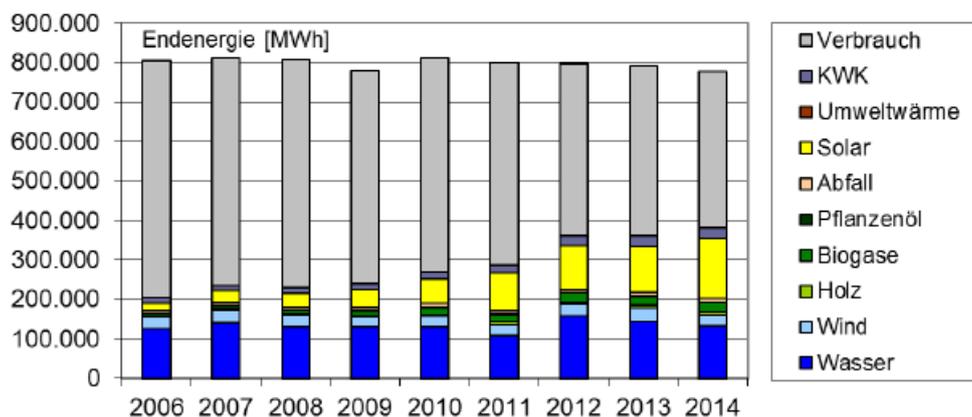


Abbildung 25: Erzeugung elektrischer Energie aus regenerativen Energieträgern Landkreis Oberallgäu [9]

Stadt Kempten

In der Stadt Kempten wurden im Jahr 2011 etwa 29 Prozent der elektrischen Energie aus erneuerbaren Quellen gewonnen (Abbildung 26). Besonders hoch war dabei der Anteil aus Wasserkraft und energetischer Abfallverwertung. Die elektrische Energiegewinnung aus Photovoltaik konnte bereits 2011 einen hohen Anstieg verzeichnen [10].

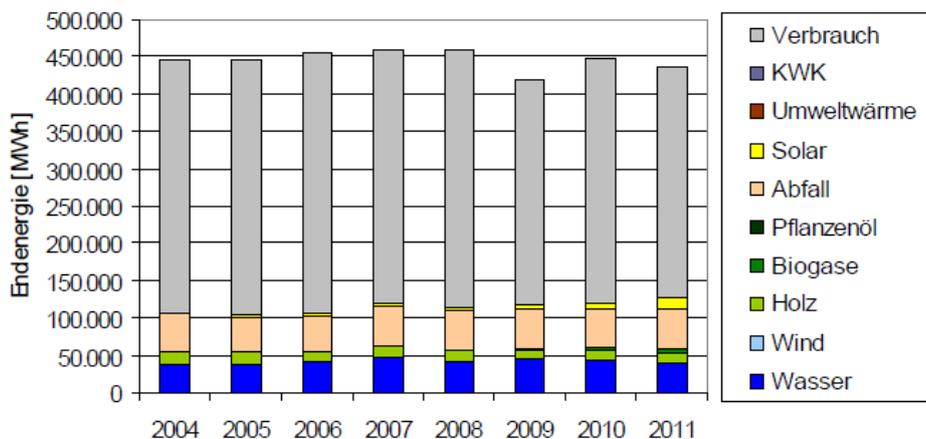


Abbildung 26: Erzeugung elektrischer Energie aus regenerativen Energieträgern Stadt Kempten [10]

2.2.3.3 Erzeugungspotenziale aus regenerativen Quellen

Das im Alpenvorland liegende Oberallgäu und die Stadt Kempten haben zahlreiche, derzeit noch nicht ausgeschöpfte Potenziale zur regenerativen Energiegewinnung. Aufgrund der jährlichen Sonneneinstrahlung ist die Gewinnung elektrischer Energie durch Photovoltaik eine Möglichkeit. Ebenso ist die Region gekennzeichnet durch eine hohe Niederschlags-

menge, wodurch die Wasserkraft einen erheblichen Beitrag zu leisten vermag. Die größtenteils landwirtschaftliche Struktur der Region und die Nutztierhaltung bieten die Möglichkeit, im großen Stil Biogas auch aus Gülle zu gewinnen.

Landkreis Oberallgäu

In Abbildung 27 sind die jährlichen Gewinnungspotenziale elektrischer Energie dargestellt sowie die Energiemenge, welche bisher davon ausgeschöpft wird. Klar erkenntlich ist, dass die größten zukünftigen Entwicklungen in den Bereichen Photovoltaik und Windenergie stattfinden werden. Hier ist das Verhältnis von vorhandenem Potenzial zu bereits ausgeschöpften Energiemengen am größten.

Strom	MWh/a	davon ausgeschöpft
Photovoltaik (Dachflächen)	633.000	145.000
Photovoltaik (Freiland)	70.000	30.000
Wasserkraft	165.000	133.000
Windenergie	650.000	30.000
Biomasse	145.000	32.000
Summen	1.663.000	370.000

Abbildung 27: Gewinnungspotenziale elektrischer Energie im Oberallgäu [9]

Zur Wärmeversorgung wird, wie in Kapitel 2.2.2.1 bereits erläutert, im Bereich der erneuerbaren Energien fast ausschließlich Holz eingesetzt. Das Potenzial des Energieträgers Holz ist darüber hinaus nahezu erschöpft. Größeres ungenutztes Potenzial besteht noch in den Bereichen Solarthermie sowie der Nutzung von Umweltwärme, beispielsweise durch Wärmepumpen.

Wärme	MWh/a	davon ausgeschöpft
Holz	476.000	473.000
sonstige Biomasse	145.000	74.000
Umweltwärme (Luft-, Wasser-, Erdwärme)	150.000	18.000
Solarthermie	210.000	31.000
Summen	981.000	596.000

Abbildung 28: Erzeugungspotenziale für Wärme im Oberallgäu [9]

Stadt Kempten

Das größte Potenzial zur elektrischen Energiegewinnung liegt in der Stadt Kempten im Bereich der Photovoltaik vor. Hier sind hauptsächlich die vielen Dachflächen der Stadt geeignet. Abzüglich der für Solarthermie eingeplanten und bisher genutzten Flächen ergibt sich ein Restpotenzial von fast 100.000 MWh/a. Insgesamt könnten durch Photovoltaik rund 115.000 MWh/a gewonnen werden. Zur Nutzung von Windkraft gibt es in der Stadt Kempten keine geeigneten Flächen. Auch die Gewinnung elektrischer Energie aus Wasserkraft ist größtenteils ausgeschöpft. Lediglich durch technische Fortschritte herrscht hier ein minimales Restpotenzial. Auch im Bereich der Biogasverwertung durch Kraft-Wärme-Kopplung ist ein geringes Restpotenzial verfügbar [10].

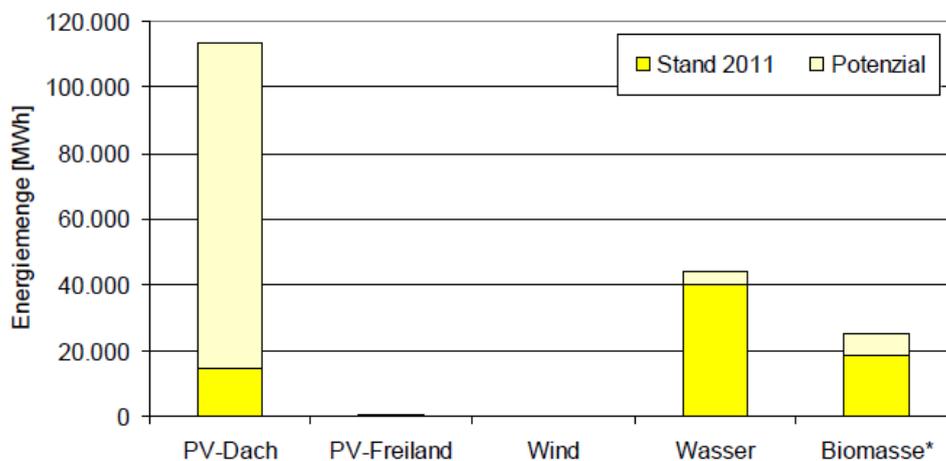


Abbildung 29: Erzeugungspotenziale für elektrische Energie in der Stadt Kempten [10]

Die Nutzung der Potenziale von Energieholz zur Wärmeversorgung der Stadt Kempten war 2011 schon komplett ausgeschöpft (Abbildung 30). Hier ist zu erwähnen, dass der Großteil des Energieholzes von außerhalb kommt. Freie Potenziale zur Wärmeengewinnung gibt es in den Bereichen Solarthermie, Geothermie und Biogasverwertung. Insgesamt liegen die freien regenerativen Potenziale in der Wärmeengewinnung bei knapp 80.000 MWh/a [10].

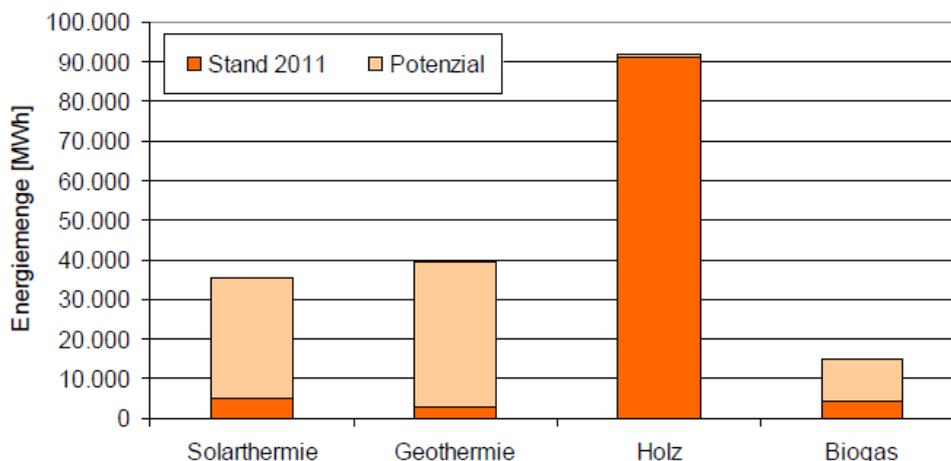


Abbildung 30: Gewinnungspotenziale für Wärme in der Stadt Kempten [10]

Deutlich sichtbar ist, dass der hohe Wärmebedarf der Region, wie in Kapitel 2.2.2.1 dargestellt, nicht durch die direkte Versorgung aus Biomasse, Umweltwärme und Solarthermie zu decken ist. Hier muss durch Kopplung der Sektoren das große Potenzial an regenerativ gewonnener elektrischer Energie genutzt werden, um den gesamten Wärmebedarf aus erneuerbaren Energiequellen decken zu können. Das Potenzial zur regenerativen elektrischen Energiegewinnung ist deutlich höher als das zur Wärmegewinnung. Die in der Stadt Kempten verfügbaren freien Potenziale sind verglichen mit dem Landkreis Oberallgäu geringer und größtenteils im Bereich der elektrischen Energiegewinnung aus Photovoltaik zu verorten.

2.2.3.4 Zeitliche Entwicklung der Energiegewinnung

Landkreis Oberallgäu

Die Energieversorgung des Landkreises Oberallgäu soll gemäß des Masterplans bis 2050 komplett dekarbonisiert sein. Das folgende Versorgungsszenario (Abbildung 31) soll auf der Erzeugungsseite zur Erreichung der Klimaschutzziele bereits in weiten Teilen im Jahr 2035 umgesetzt sein. Das Konzept beinhaltet ausschließlich regenerative Energien, welche für die komplette Energieversorgung des Landkreises eingesetzt werden. Dafür ist es notwendig, dass die in Kapitel 2.2.3.3 dargestellten Potenziale genutzt und größtenteils ausgeschöpft werden. Da die Potenziale zur Wärmeversorgung nicht ausreichend sind, muss ein Teil des Wärmebedarfs durch elektrische Energie gedeckt werden. Dies erfordert Power-to-X (PtX) Technologien, also Verfahren, bei denen elektrische Energie zur Speicherung in chemische Energieträger umgewandelt werden [13]. Besonders großer Fokus muss dabei auf den Ausbau von Photovoltaik und Windenergie gelegt werden, da hier die größten

Potenziale vorhanden sind. Problematisch ist allerdings die Volatilität dieser Energieträger. Um elektrische Energie bedarfsgerecht nutzen zu können, muss in Zeiten von erhöhtem Aufkommen an elektrischer Energie diese zwischengespeichert werden können. Auf die gespeicherte Energie kann dann wiederum bei Energiebedarf zurückgegriffen werden. Besonders in den Sommermonaten ist temporär sehr viel elektrische Energie durch Photovoltaik verfügbar. Diese muss auch längerfristig gespeichert werden, da im Sommer speziell der Wärmebedarf deutlich niedriger ist als im Winter. Hier könnte die Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyse eine zentrale Rolle einnehmen.

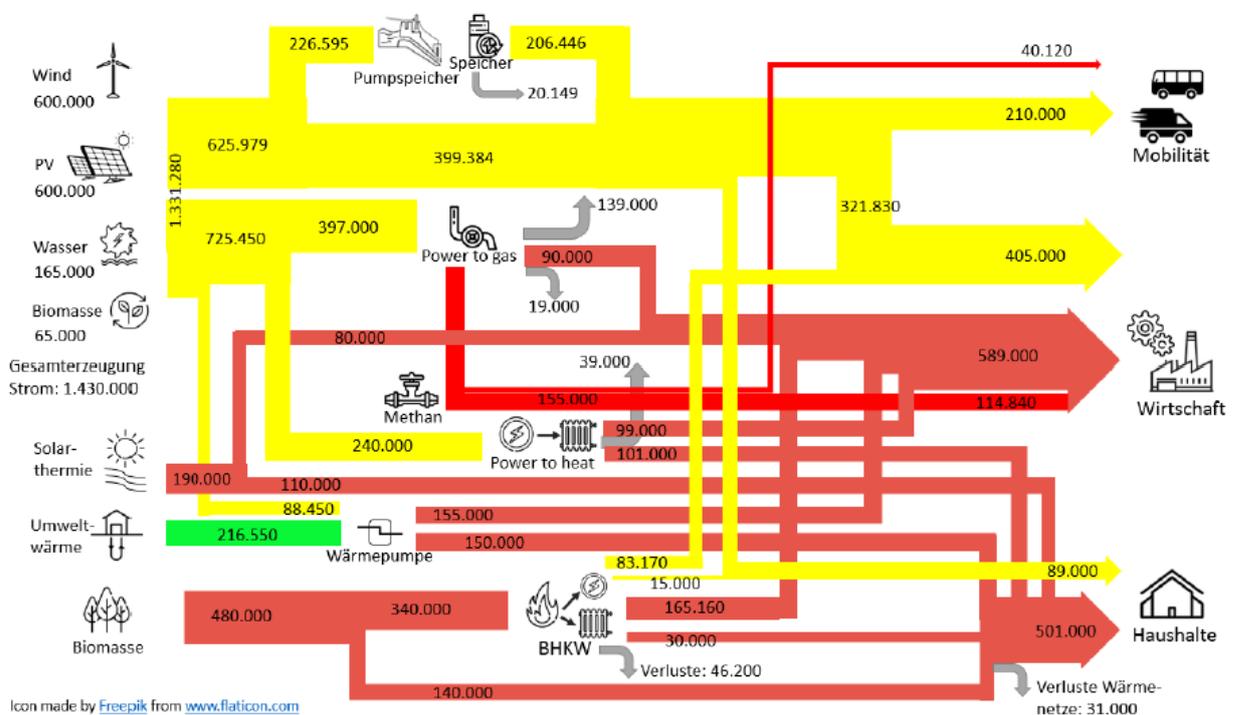


Abbildung 31: Das Energieversorgungssystem im Landkreis Oberallgäu im Jahr 2050 [9]

Stadt Kempten

Neben der beschriebenen Reduktion des Energiebedarfs ist es notwendig, dass zur Verringerung der CO₂-Emissionen die regionale Energiegewinnung und -versorgung der Stadt Kempten fast ausschließlich regenerativen Quellen entstammt. Dafür sollen die Potenziale erneuerbarer Energiequellen der Stadt Kempten sowohl im Bereich der elektrischen Energiegewinnung als auch der Wärmeenergiegewinnung komplett ausgeschöpft werden. Ebenso sollte das Kemptener Fernwärmenetz weiter ausgebaut werden. Deutlich ist, dass zur regenerativen Energieversorgung der Stadt Kempten auf Potenziale des umliegenden Landkreises Oberallgäu zugegriffen werden muss. Der starke Ausbau von Photovoltaik erfordert zudem die Inbetriebnahme kurz- bzw. langfristiger Speicherkapazitäten.

2.2.4 CO₂-Emissionen

Zur Erreichung der Klimaschutzziele und Begrenzung der Temperaturerhöhung auf der Erde ist es unumgänglich den Ausstoß von Treibhausgasen (THG) drastisch zu reduzieren. Mit 88 Prozent Anteil an den in Deutschland emittierten Treibhausgasen war CO₂ 2014 das THG mit dem deutlich höchsten Anteil [14]. Deshalb wird im Folgenden ausschließlich auf die CO₂-Bilanz eingegangen. Insgesamt lag der CO₂-Ausstoß im Landkreis Oberallgäu im Jahr 2014 bei 1.405.514 t. Dies entspricht einer Emissionsmenge von 9,3 t/a pro Einwohner im Landkreis. Verglichen mit dem Jahr 2006 war bereits ein Rückgang um 7,1 Prozent zu sehen. Berücksichtigt sind hier Emissionen aus den Bereichen private Haushalte, Wirtschaft und Verkehr / Mobilität. Bis zum Jahr 2050 soll der CO₂-Ausstoß um 95 Prozent, bezogen auf die Emissionswerte des Jahres 1990, verringert werden [6]. Im Landkreis Oberallgäu ist das Bezugsjahr zur Reduzierung das Jahr 2011 [15]. Hier lag der Wert bei 1.420.000 t/a. Bis zum Jahr 2050 sollen folglich die jährlichen CO₂-Emissionen bei maximal 71.000 t liegen.

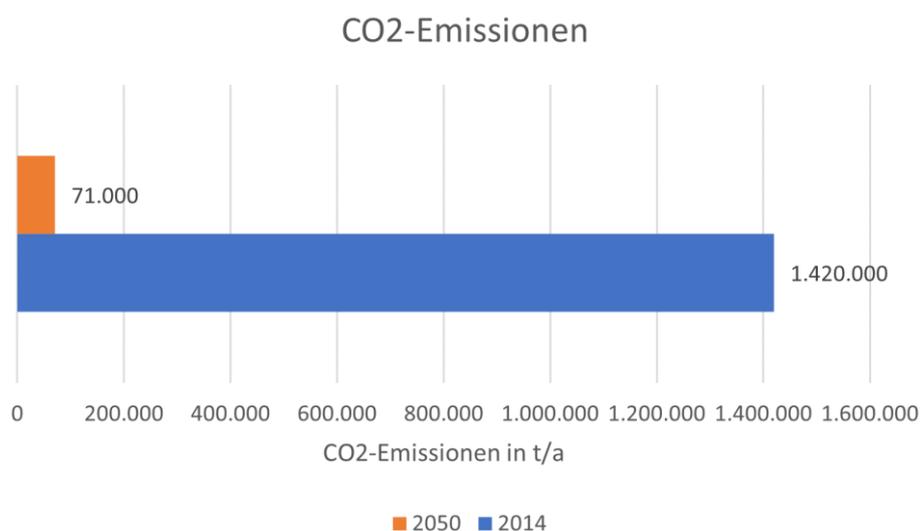


Abbildung 32: CO₂-Emissionen Landkreis Oberallgäu

In der Stadt Kempten lag der CO₂-Ausstoß im Jahr 2010 bei insgesamt knapp 571.000 Tonnen (Abbildung 33). Dies entspricht einer jährlichen Pro-Kopf-Emissionsmenge von 8,6 t CO₂ je Einwohner. Die aufgeführten Emissionswerte beinhalten die Emissionen der Verbrauchergruppen Wirtschaft, private Haushalte und Verkehr / Mobilität / Transport. Zur Erreichung der Klimaschutzziele müssen sich die jährlichen CO₂-Emissionen der Stadt Kempten auf rund 28.500 Tonnen im Jahr 2050 verringern [10].

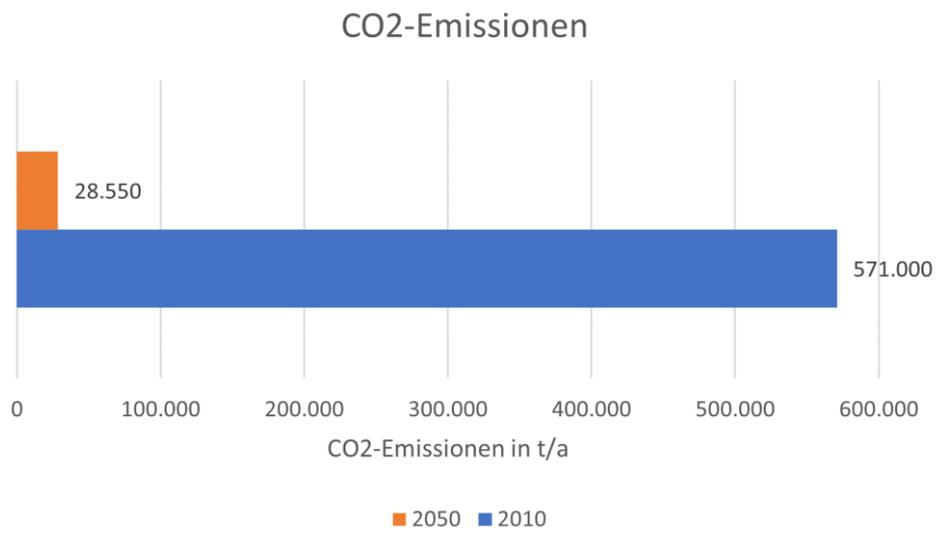


Abbildung 33: CO2-Emissionen der Stadt Kempten

2.3 Analyse der Wasserstoffquellen

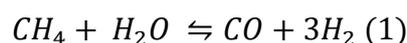
2.3.1 Verfahren der Wasserstoffherstellung

Jährlich werden weltweit rund 50 Millionen Tonnen Wasserstoff erzeugt und verbraucht (Stand 2018). Dies entspricht etwa 1 Prozent des weltweiten Gesamtenergieumsatzes. Davon entstehen knapp 40 Prozent als Nebenprodukt in der Prozessindustrie. Der restliche Wasserstoff muss über geeignete Verfahren erzeugt werden. Ausgangsbasis sind wasserstoffhaltige Verbindungen wie Kohlenwasserstoffe, Biomasse oder Wasser, aus denen unter Energiezufuhr H₂ gewonnen wird [16]. Bei den aktuell üblichen Verfahren der Wasserstoffherstellung wird grundsätzlich zwischen thermischen, elektrischen und biochemischen Verfahren unterschieden. Die Funktionsweise der einzelnen Verfahren wird im Folgenden dargestellt und erklärt.

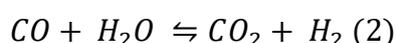
2.3.1.1 Thermische Verfahren

Dampfreformierung

Der in der Industrie am häufigsten verwendete Prozess zur Wasserstofferzeugung ist die Dampfreformierung. Vor allem der SMR-Prozess (SMR: Steam-Methan-Reformer) hält bislang mit 48 % den größten Anteil an der Wasserstoffproduktion aus fossilen Energieträgern weltweit. Bei der Dampfreformierung werden Kohlenwasserstoffe wie Methan unter hohen Temperaturen (ca. 700-800 °C) und der Zugabe von Wasserdampf aufgespalten (Gleichung 1). Zur Beschleunigung der Reaktion werden Katalysatoren eingesetzt. Dabei entsteht ein sogenanntes Synthesegas, welches aus Kohlenmonoxid (CO) und Wasserstoff besteht [17].



Das entstandene CO wird in einem weiteren Prozessschritt, der Wassergas-Shift-Reaktion, wieder mit Wasserdampf zur Reaktion gebracht (Gleichung 2). Dabei entstehen CO₂ und H₂.



Der entstandene Wasserstoff wird anschließend von den restlichen Komponenten getrennt. Mit dem Prozess der Dampfreformierung können so Wirkungsgrade bis zu 80 Prozent erreicht werden [16].

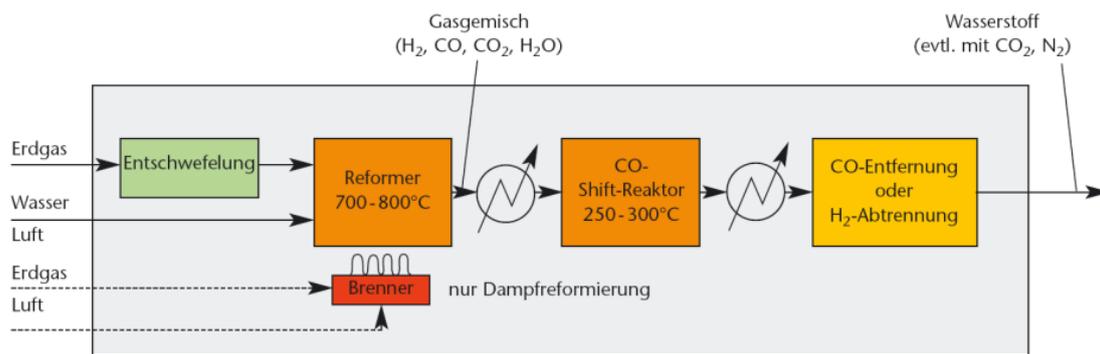


Abbildung 34: Blockschaltbild eines Dampfreformers [18]

Der schematische Aufbau eines Dampfreformers ist in Abbildung 34 dargestellt. Zur Dampfreformierung wird derzeit meist Erdgas als Ausgangsstoff verwendet, jedoch ist auch der Einsatz von Biogas möglich. Um das Emittieren klimaschädlicher Kohlenstoffgase zu verhindern, müssen diese anschließend abgeschieden werden. Ein entsprechendes Verfahren ist das sogenannte Carbon Capture and Storage Verfahren (CCS), bei dem Kohlenstoffverbindungen abgeschieden und meist unterirdisch gelagert werden. Allerdings ist diese Methode der CO₂-Speicherung umstritten, da weiterhin die Gefahr des CO₂-Austritts aus den Speicherstätten besteht. Die Dampfreformierung ist mit einem hohen Technologiereifegrad (Technology Readiness Level = TRL) von 9 ein etabliertes Verfahren zur Produktion von Wasserstoff [19].

Partielle Oxidation

Die Partielle Oxidation (POX) ist die exotherme Umwandlung von meist schweren Kohlenwasserstoffen mithilfe von Sauerstoff. Die Reaktion findet unter hohem Druck und hoher Temperatur (1300°C) statt. Da es sich um eine exotherme Reaktion handelt, ist keine Wärmezufuhr notwendig. Genau wie bei der Dampfreformierung entsteht ein Synthesegas, bestehend aus H₂ und CO. Im Anschluss wird ebenso eine Wassergas-Shift-Reaktion durchgeführt. Statt Wasserdampf wird bei der partiellen Oxidation O₂ als Oxidationsmittel eingesetzt. Der reine Sauerstoff muss dabei meist erst erzeugt werden, was den Wirkungsgrad des Gesamtprozesses verschlechtert. Insgesamt ist die POX weniger effizient als die Dampfreformierung [20].

Autotherme Reformierung

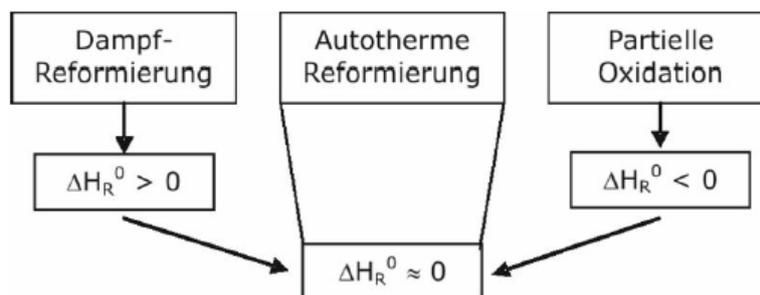
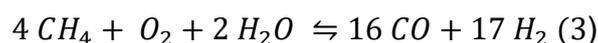


Abbildung 35: Autotherme Reformierung [18]

Die autotherme Reformierung (ATR) ist eine Kombination aus Dampfreformierung und POX (Abbildung 35). Die Wasserstoffausbeute wird durch die Dampfreformierung bestimmt. Die dafür benötigte Prozesswärme liefert dabei die partielle Oxidation. Die ATR von Methan ist in folgender Reaktionsgleichung dargestellt [20]:



Pyrolyse / Vergasung

Ein weiteres thermochemisches Verfahren der Wasserstoffgewinnung ist die Vergasung kohlenstoffhaltiger Energieträger bei hohen Temperaturen. Neben der bereits industriell genutzten Vergasung von Kohle werden Verfahren, bei denen biogene Abfälle, Rückstände und Nebenprodukte eingesetzt werden, erprobt. Feste Brennstoffe werden bei Temperaturen zwischen 800 und 2000 °C und einem Maximaldruck von 40 bar vergast. Der Vergasungsprozess teilt sich auf die vier Teilschritte Trocknung, Thermolyse / Pyrolyse, Oxidation und Vergasung auf. Beim Teilschritt der Trocknung wird enthaltenes Wasser unter Wärmezufuhr entfernt. Im anschließenden Teilschritt der Thermolyse / Pyrolyse wird der Rohstoff unter Luftausschluss in seine Kohlenstoff- und Wasserstoffverbindungen zerlegt. Der zerlegte Rohstoff wird im Weiteren in einer exothermen Reaktion unter Zuführung eines Oxidationsmittels teilweise verbrannt. Die dabei entstehende Wärme wird für den endothermen Teilprozess der Vergasung eingesetzt. Im abschließenden Prozess der Vergasung reagieren die bei der Oxidation entstandenen Produkte mit Kohlenstoff bei Temperaturen zwischen 500 und 1000 °C. Hier entsteht der gewünschte Wasserstoff. Die Wirkungsgrade erreichen Werte um die 50 Prozent [16]. Das Verfahren der Pyrolyse befindet sich derzeit noch im Forschungsstadium. Es wird deshalb mit einem TRL von 4-5 bewertet [19].

Im Bereich der Wasserstoffgewinnung aus Abfall wird vermehrt das Verfahren der Plasmavergasung /-pyrolyse untersucht. Hier wird Plasma erzeugt, wodurch Abfall bei hohen Temperaturen in seine Bestandteile aufgebrochen wird. Dadurch kann ein wasserstoffreiches Synthesegas erzeugt werden. Bedingt durch hohe Prozesstemperaturen wird eine hohe Gasqualität erreicht. Die Plasmavergasung wird derzeit noch nicht kommerziell betrieben [21].

2.3.1.2 Elektrische Verfahren

Elektrolyse

Die Elektrolyse ist ein Verfahren, bei dem eine Substanz mittels Zufuhr elektrischer Energie zerlegt wird. Auf diese Weise erfolgt die Umwandlung elektrischer in chemische Energie. Die Anlage zur Zerlegung von Wasser in seine Grundbestandteile Wasserstoff und Sauerstoff wird als Elektrolyseur bezeichnet. Derzeit kommen in der Praxis hauptsächlich die alkalische- und die PEM-Elektrolyse (PEM = Proton Exchange Membran) zum Einsatz.

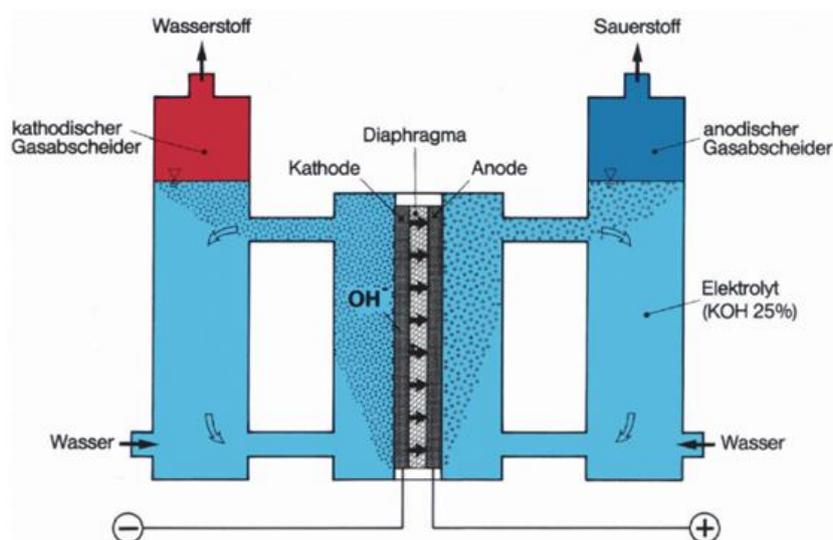


Abbildung 36: Alkalische Elektrolyse [22]

Bei der alkalischen Elektrolyse wird Wasser bei Stromfluss an der Kathode zu Wasserstoff und Hydroxidionen reduziert (Abbildung 36). Die Hydroxidionen gelangen über den flüssigen Elektrolyten und durch das Diaphragma zur Anode, an der sie zu Sauerstoff oxidiert werden. Die alkalische Elektrolyse ist seit ca. 100 Jahren im Einsatz und ist das derzeit verbreitetste System.

Bei der PEM-Elektrolyse wird das Wasser auf der Anodenseite zugeführt (Abbildung 37). Hier wird es bei Stromfluss zu Sauerstoff oxidiert. Dabei entstehende Protonen gelangen über die Elektrolytmembran zur Kathode und werden dort zu Wasserstoff reduziert. Bei der PEM-Elektrolyse wird vollentsalztes Trinkwasser benötigt.

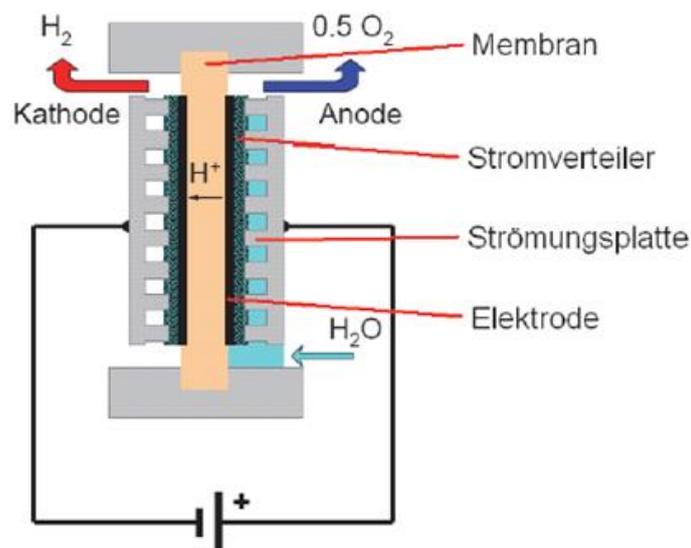


Abbildung 37: PEM Elektrolyse [22]

Sowohl bei der alkalischen als auch bei der PEM-Elektrolyse entsteht Abwärme im Nieder-temperaturbereich von ca. 90 °C. Der elektrische Wirkungsgrad beider Verfahren liegt bei derzeit maximal 75% [23].

Plasmalyse

Beim Verfahren der Plasmalyse wird Schmutzwasser, beispielsweise aus Klär- oder Biogasanlagen, mithilfe eines starken elektrischen Feldes in seine Bestandteile Wasserstoff, Sauerstoff und Stickstoff aufgespalten. Das starke elektrische Feld lässt ein Plasma entstehen, in dem sich Wasserstoff bildet, welcher über eine spezielle Membran separiert werden kann. Schmutzwasser ist dafür besonders geeignet, da sich im Wasser zusätzliche wasserstoffhaltige Stickstoff- und Kohlenstoffverbindungen befinden. Der benötigte Aufwand an elektrischer Energie ist bei der Plasmalyse verglichen mit der Elektrolyse deutlich geringer. Mit diesem Verfahren lässt sich Wasserstoff erheblich günstiger gewinnen als bei herkömmlichen Elektrolyseverfahren. Allerdings befindet sich dieses Verfahren aktuell noch in der Entwicklungsphase [24].

2.3.1.3 Biochemische Verfahren

Im Bereich der biochemischen Verfahren stehen derzeit zwei biologische Prozesse zur Wasserstoffgewinnung im Zentrum der Forschung. Dies ist zum einen die Photolyse und zum anderen die Fermentation. Bei der biologischen Wasserstofferzeugung kommen lebende Organismen wie Bakterien oder Algen zum Einsatz. Unterschieden werden die Prozesse anhand der beteiligten Organismen sowie der Licht- und Sauerstoffabhängigkeit der Prozesse. Die biochemischen Verfahren befinden sich derzeit noch alle in der Laborphase und können deshalb noch nicht zur kommerziellen Gewinnung von Wasserstoff eingesetzt werden. Die Photolyse ist die lichtabhängige Spaltung von Wasser mittels Mikroorganismen. Bei der Fermentation wird Wasserstoff über mikrobielle Abbauprozesse aus Biomasse gewonnen. Basisstoffe für die Fermentation sind industrielle und landwirtschaftliche Nebenprodukte, organische Abfälle und Energiepflanzen [16].

2.3.2 Wasserstoffproduktionspotenziale

Im Folgenden werden mögliche Produktionspotenziale für Wasserstoff untersucht. Eine Voraussetzung dabei ist, dass sich die Energieversorgung im Landkreis Oberallgäu und der Stadt Kempten entsprechend der in Kapitel 2.2.3.4 dargestellten Versorgungskonzepte entwickelt. Der Aufbau einer funktionierenden Wasserstoffwirtschaft erfordert einen über Sektoren und Regionen integrierenden Ansatz. Aus diesem Grund werden die Wasserstoffproduktionspotenziale des Landkreises und der Stadt als Region zusammengefasst betrachtet. Im Weiteren werden verschiedene Herstellungsverfahren auf ihre Anwendbarkeit in der Region untersucht und in Form potenzieller Anwendungen dargestellt und erläutert. Aus den Anwendungsfällen errechnet sich ein Wasserstoffproduktionspotenzial, welches im Jahr 2035 erreicht werden kann. In der weiteren Betrachtung wurde angenommen, dass die geplante regenerative Energieversorgung bereits im Jahr 2035 vollständig umgesetzt sein wird.

2.3.2.1 Potenzielle Produktionspotenziale in der Region

Im Zuge der *Masterpläne 100% Klimaschutz* soll die Energiegewinnung in der Region in Zukunft aus erneuerbaren Energiequellen erfolgen. Anhand der Energieversorgungskonzepte und den aktuell einsetzbaren Verfahren zur H₂-Gewinnung sind drei Methoden besonders aussichtsreich hinsichtlich ihrer Anwendbarkeit in der Region.



Produktionspotenziale durch Elektrolyse:

Durch den angestrebten Ausbau der Gewinnung elektrischer Energie aus regenerativen Quellen (Kapitel 2.2.3.3) wird die Wasserstoffgewinnung mittels Elektrolyse zukünftig vermutlich die größte Rolle spielen. Der Einsatz von Elektrolyseuren ist langjährig erprobt. Elektrolyseure stehen in unterschiedlichen Leistungsklassen zur Verfügung. Zudem kann bei der Elektrolyse freiwerdende Prozesswärme unter Umständen genutzt werden, was eine deutliche Nutzungsgraderhöhung der eingesetzten elektrischen Energiemenge bedeutet. Aufgrund der energetischen Verluste ist es nur sinnvoll, elektrische Überschussenergie für die H₂-Produktion zu nutzen, um dadurch die Überschussenergie in chemischer Form zu speichern. Da der elektrische Energiebedarf zu großen Teilen durch Windkraft und Photovoltaik gedeckt werden soll, wird sich der Anteil der elektrischen Überschussenergie zeitweise deutlich erhöhen. Zur Prozesswärmenutzung wird der Wasserstoff idealerweise direkt dort erzeugt, wo er auch verbraucht werden kann. Ebenso entsteht bei der Rückverstromung in Brennstoffzellen Wärme, die beispielsweise ins Nah- und Fernwärmenetz eingespeist werden kann. Ein solches Konzept für Wohngebiete wird auch als „Wasserstoff-Quartierlösung“ bezeichnet. Resultierend aus den analysierten zukünftigen Energieversorgungskonzepten wurden die elektrischen Energieströme verwendet, welche durch Pumpspeicher, Power-to-Gas und Power-to-Heat zwischengespeichert werden sollen. Insgesamt ergibt sich hier eine verwendbare elektrische Energiemenge von 863.595 MWh/a. Dadurch könnten jährlich 15.338 t H₂ durch Elektrolyse in Quartierlösungen gewonnen werden. Weitere Energiequellen für die Wasserstoffgewinnung aus Elektrolyse stellen Überschussenergien aus dem Abwasserverband Kempten (AVKE) und dem Zweckverband für Abfallwirtschaft Kempten (ZAK) dar. Auf der Kläranlage des AVKE werden Klärgase produziert, welche mit Hilfe von Blockheizkraftwerken zur Gewinnung elektrischer Energie und Abwärme dienen. Die hierdurch gewonnene elektrische Energie soll zur Wasserstoffgewinnung eingesetzt werden. Dies führt zu einer möglichen Produktionsrate von 10,5 Tonnen Wasserstoff pro Jahr [25]. Durch Müll- und Holzverbrennung beim ZAK wird mittels Dampfkraftturbinen elektrische Energie generiert. Diese könnte zur elektrolytischen Herstellung von 400 t Wasserstoff pro Jahr genutzt werden [26]. Insgesamt könnten in der Region im Jahr 2035 rund 15.750 Tonnen Wasserstoff durch Elektrolyse gewonnen werden.

Produktionspotenziale durch Dampfreformierung

Neben der Elektrolyse erscheint in der Region die Dampfreformierung aus Biogas eine geeignete Produktionsquelle für Wasserstoff zu sein. Die Dampfreformierung besticht durch hohe technologische Reife und entsprechende Reformieranlagen sind sowohl in Kleinanlagen als auch großindustriell erprobt. Für die Dampfreformierung eignen sich in der Region

vor allem zwei Biogasquellen. Zum einen kann das Klärgas vom AVKE für die Dampfreformierung verwendet werden. Dadurch könnte im Vergleich zur Elektrolyse jährlich die doppelte Menge an Wasserstoff gewonnen werden. Wird das Klärgas zur Dampfreformierung verwendet, kann es jedoch im zuvor erwähnten Elektrolyseprozess nicht mehr verwendet werden. Allerdings muss sichergestellt werden, dass das bei der Dampfreformierung entstehende CO₂ nicht in die Atmosphäre emittiert wird. Zum anderen gibt es in der ländlich geprägten Region des Allgäus viele Milchbetriebe, die jährlich große Mengen an Gülle erzeugen. Die Gülle von Rindern ist besonders zur Biogaserzeugung geeignet. Unter der Annahme, dass nur die Gülle der im Stall gehaltenen Rinder zur Verfügung steht, könnte durch die Dampfreformierung aus Gülle eine beachtliche Wasserstoffmenge von 1760 t/a gewonnen werden. Ein entsprechendes Pilotprojekt wurde bereits in Japan in Betrieb genommen und wird im Kapitel 4.3.3 näher erläutert. Allerdings ist es hierfür notwendig eine entsprechende Infrastruktur zur Gülleab- bzw. -zufuhr aufzubauen und zu betreiben. Die energetische Nutzung der Gülle würde weitere Vorteile mit sich bringen. Durch Überdüngung der Felder steigt der Nitratgehalt im Grundwasser. Zur Sicherstellung der Trinkwasserqualität müssen deshalb oft teure Gegenmaßnahmen ergriffen werden. Beim großangelegten Einsatz von Gülle in Dampfreformern wird vermieden, dass die Gülle überhaupt auf Felder ausgefahren wird.

Produktionspotenziale durch Plasmavergasung

Beim Zweckverband für Abfallwirtschaft könnte zur Wasserstoffgewinnung aus Müll das Verfahren der Plasmavergasung angewandt werden. Besonders der zunehmend hohe, nicht recyclebare Anteil an Polystyrol im Müll und geringere Verluste im Vergleich zur Elektrolyse befürworten dieses Verfahren. Unter Berücksichtigung aller Verluste errechnet sich hier jährliches Gewinnungspotenzial von 460 Tonnen. Allerdings ist das Verfahren der Plasmavergasung aufgrund seiner noch niedrigen technologischen Reife der Elektrolyse noch klar unterlegen. Deshalb ist die Weiterentwicklung entsprechender Anlagen Voraussetzung für die zukünftige Anwendbarkeit dieses Verfahrens in der Region.

2.3.2.2 Summe möglicher Produktionspotenziale

In der folgenden Tabelle 1 sind die theoretisch verfügbaren Wasserstoffproduktionspotenziale zusammengefasst. Die absoluten H₂-Produktionsmengen sind jeweils den zuvor erwähnten möglichen Projekten zugeordnet sowie nach Produktionsverfahren unterteilt. Das größte Potenzial der Wasserstoffgewinnung in der Region stellt die Elektrolyse mit elektrischer Überschussenergie dar. Ebenso können durch Elektrolyse beim ZAK sowie beim AVKE beachtliche Mengen an H₂ gewonnen werden; allerdings würde das Verfahren der

Dampfreformierung auf der Kläranlage deutlich größere Wasserstoffmengen erzeugen, wobei die CO₂-Neutralität dadurch zunächst nicht erreicht wird. Das Verfahren der Dampfreformierung bietet insbesondere bei der Biogasverwertung aus Gülle enorme Potenziale. Durch das Verfahren der Plasmavergasung könnte zukünftig mit einer entsprechenden Anlage beim Zweckverband für Abfallwirtschaft eine Wasserstoffmenge von 460 t/a gewonnen werden. Insgesamt liegt so das theoretische Wasserstoffproduktionspotenzial bei rund 17.600 t im Jahr.

Technologie	Potenzielles Projekt	H ₂ -Menge /a
Plasmavergasung	Plasmavergasungsanlage beim Zweckverband für Abfallwirtschaft Kempten (ZAK)	460 t H ₂
Elektrolyse	Elektrolyseur beim ZAK (alternativ)	400 t H ₂ ¹
	Wasserstoff-Quartierslösung	15.338 t H ₂
	Elektrolyseur beim Abwasserverband Kempten (AVKE)	10,5 t H ₂ ²
Dampfreformierung	Wasserstoff aus Abwasser beim AVKE (alternativ)	21 t H ₂
	Wasserstoff aus Gülle	1.760 t H ₂

Tabelle 1: H₂-Produktionspotenziale in der Region

2.3.3 Entwicklung der Produktionskapazitäten

Auch wenn aus Klimaschutzgründen das in Kapitel 2.2.3.4 dargestellte Energieversorgungskonzept bereits bis 2035 umgesetzt werden soll, kann nicht davon ausgegangen werden, dass ein derartig schneller, wenn auch erforderlicher, Umstieg auf regenerative Energien erreicht wird. Begrenzte Kapazitäten an Handwerkern, fehlende Akzeptanz, beispielsweise beim Bau von Windkraftträdern, und fehlende Infrastrukturen zur benötigten Kopplung der Sektoren hemmen die Energiewende. Im Folgenden wird mit der Annahme gearbeitet, dass 2035 erst rund 42 Prozent der regenerativ gewonnenen Überschussenergie zur Verfügung stehen wird. Durch die Installation und den Betrieb von Elektrolyseuren beim ZAK und AVKE könnte das dort ermittelte Potenzial (Tabelle 1) komplett erschlossen werden. Die Erzeugung von Wasserstoff durch Dampfreformierung aus Gülle sollte ebenfalls angegangen werden. So wird für das Jahr 2035 hierfür ebenfalls eine Ausschöpfungsquote von

¹ [77, p. 3]

² [81, p. 7]

circa 40 % angenommen. Es müssten erst eine entsprechende Infrastruktur und Anreize für landwirtschaftliche Betriebe geschaffen werden. Im Jahr 2035 könnten demnach insgesamt 7.644 Tonnen Wasserstoff in der Region erzeugt werden. Der Markthochlauf von Wasserstofftechnologien wird in den nächsten Jahren erst allmählich beginnen und bis 2035 stark zunehmen. Deshalb ist auch ein entsprechender Verlauf bei der H₂-Produktion in der Region zu erwarten. In der folgenden Abbildung 38 ist die erwartete zeitliche Entwicklung der H₂-Produktionsmengen dargestellt:

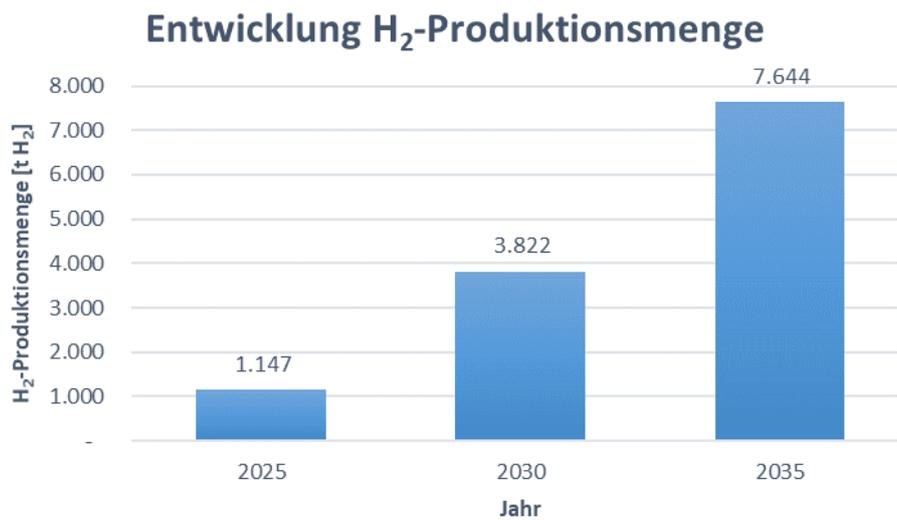


Abbildung 38: Entwicklung H₂-Produktionsmengen



2.4 Analyse der Wasserstoffszenen

Neben regionalen Produktionsmöglichkeiten wurde ebenfalls untersucht, wo und in welchen Mengen zukünftig Wasserstoff in der Region eingesetzt werden kann. Zu Beginn dieses Kapitels werden allgemeine Anwendungsmöglichkeiten von Wasserstoff aufgezeigt und den betreffenden Sektoren zugeordnet. Anschließend werden die Anwendungsmöglichkeiten hinsichtlich ihrer Umsetzbarkeit in der Region untersucht. Im Wirtschaftssektor wurden Ergebnisse verwendet, die im Rahmen der durchgeführten Onlinebefragung von Unternehmen in der Region gefunden wurden. Die Onlinebefragung war Bestandteil der wissenschaftlichen Begleitung des Projekts „HyAllgäu“ durch die Hochschule Kempten.

2.4.1 Anwendungsmöglichkeiten von Wasserstoff

Grundsätzlich muss bei der Anwendung von H₂ zwischen der stofflichen und der energetischen Nutzung unterschieden werden. Bei der stofflichen Nutzung werden andere Stoffe unter Zugabe von H₂ veredelt oder weiterverarbeitet. Dies geschieht insbesondere in der chemischen Industrie, beispielsweise bei der Produktsynthese von Ammoniak. Soll H₂ energetisch genutzt werden, wird die im Wasserstoff gespeicherte chemische Energie in andere Energieformen wie mechanische Energie, Wärme oder elektrische Energie umgewandelt. Hierfür eignet sich besonders die Verwendung von Brennstoffzellen. Wasserstoff kann ebenso in klassischen Wärmekraftprozessen eingesetzt werden. In Brennstoffzellen wird die im H₂ enthaltene chemische Energie sowohl in Wärme als auch in elektrische Energie umgewandelt. Mittlerweile stehen Brennstoffzellenstacks in vielen Leistungsklassen bis zu mehreren Megawatt, sowohl für stationäre als auch für mobile Anwendungszwecke, zur Verfügung. Grundsätzlich sollte H₂-Technologie dort eingesetzt werden, wo große Vorteile gegenüber anderen Technologien wirksam werden und vor allem der Beitrag zur CO₂-Reduktion am höchsten ist. Besonders der Einsatz von grünem, also klimaneutralem Wasserstoff muss dabei im Vordergrund stehen. Die Einsatzfelder von H₂-Technologien können in die Bereiche Verkehr / Mobilität / Transport, Wirtschaft, Privater Sektor und Energieversorgung unterteilt werden (Abbildung 39).

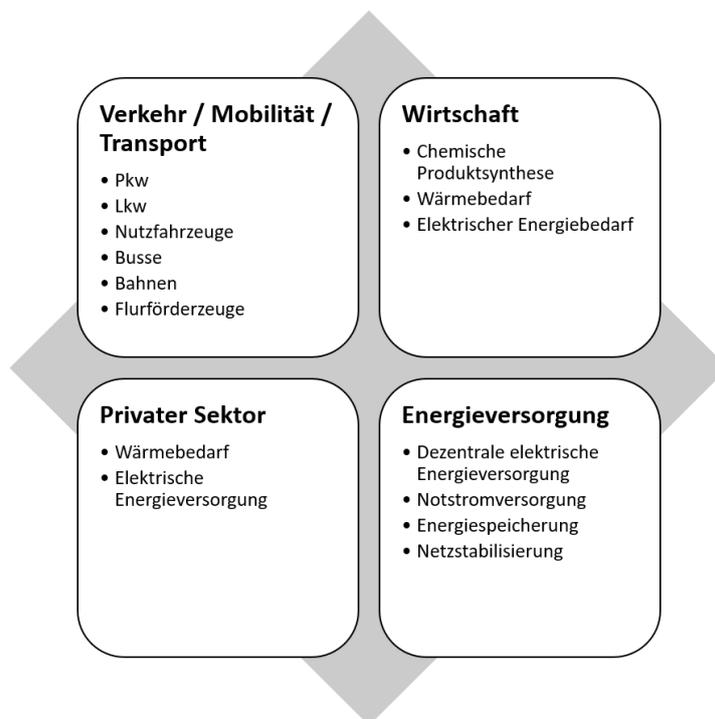


Abbildung 39: Anwendungsmöglichkeiten der Wasserstofftechnologie

Verkehr / Mobilität / Transport

Im Bereich Verkehr / Mobilität / Transport eignet sich H₂ als Kraftstoff in Verbindung mit Brennstoffzellen für mobile Anwendungen. Besonders brennstoffzellenbetriebene Pkw können mittlerweile als erprobte Serienfahrzeuge käuflich erworben werden. Ebenso kann Wasserstoff im Schwerlastverkehr, vor allem bei langen Fahrstrecken, optimal eingesetzt werden, um zur Dekarbonisierung beizutragen. Derzeit sind allerdings kaum serienreife Nutzfahrzeuge verfügbar. Durch zahlreiche Forschungsprojekte und intensive Entwicklungsbestrebungen ist auch hier zu erwarten, dass in naher Zukunft kommerziell nutzbare Fahrzeuge unterschiedlicher Hersteller verfügbar sein werden. Der Bereich der leichten Nutzfahrzeuge birgt ebenso großes Potenzial H₂ einzusetzen. Wie bei den schweren Nutzfahrzeugen sind allerdings derzeit kaum Fahrzeuge kommerziell verfügbar. Der öffentliche Personennahverkehr (ÖPNV) bietet sich ebenfalls als großer potenzieller Absatzmarkt von H₂ an. In diesem Bereich kann beispielsweise der städtische Busverkehr auf Basis von Wasserstoff betrieben werden. Zudem können Dieselzüge durch Wasserstoffzüge ersetzt werden, um nicht elektrifizierte Bahnstrecken klimaneutral befahren zu können. Marktreife

Busse und Bahnen, angetrieben durch Wasserstoff, sind derzeit in Deutschland bereits im Einsatz.



Abbildung 40: Wasserstoffzug Coradia iLint [27]

Privater Sektor

Im privaten Sektor werden Wasserstoffbedarfe einmal für Pkw und vor allem zur dezentralen Energieversorgung von Quartierlösungen betrachtet. So kann Wasserstoff vor allem auch in sogenannten Brennstoffzellenheizungen eingesetzt werden, um dadurch elektrische und thermische Energie für den Haushalt bereitzustellen. Darüber hinaus bietet sich der Einsatz von Brennwert-Heizungen befeuert mit Wasserstoff an. Aufgrund des unterschiedlichen Brennverhaltens können bisher verwendete Erdgas-Brennwert-Heizungen nicht ohne weitere Maßnahmen eingesetzt werden; es muss eine Umrüstung erfolgen.



Abbildung 41: Brennstoffzellenheizung [28]

Wirtschaftssektor

In Industrie- und Dienstleistungsunternehmen kann Wasserstoff einerseits energetisch zur elektrischen und thermischen Energieversorgung eingesetzt werden. Dies kann durch den Einsatz in stationären Brennstoffzellen oder durch thermische Verwertung in Blockheizkraftwerken (BHKW) erfolgen. Andererseits ist auch die stoffliche Verwendung in Industrieprozessen zu erwähnen. In vielen Unternehmen werden zu Transportzwecken Flurförderzeuge wie Gabelstapler eingesetzt. Hier sind brennstoffzellenbasierte Fahrzeuge bereits heute kommerziell verfügbar und erprobt.

Energieversorgung

Im Bereich der Energieversorgung kann Wasserstoff sehr vielfältig eingesetzt werden. Dadurch hat Wasserstoff das Potenzial zur dezentralen Energieversorgung, zum Beispiel für Inselösungen. Ebenso sinnvoll ist der Einsatz in Notstromaggregaten, die bisher größtenteils mit fossilen Energieträgern versorgt werden. Mit Hilfe von Wasserstoff könnte überschüssige elektrische Energie aus dem öffentlichen Netz zwischengespeichert werden. Besonders durch den Ausbau volatiler erneuerbarer Energien, wird diese Form der Zwischenspeicherung zukünftig an Bedeutung zunehmen. Wasserstoff kann hier wesentlich zur Netzstabilisierung beitragen.

2.4.2 Regionale Einsatzmöglichkeiten

Einige der bereits genannten Einsatzmöglichkeiten könnten auch in der betrachteten Region des Allgäus Anwendung finden. Aus diesem Grund wird im Folgenden näher auf die Anwendung von H₂ im Oberallgäu und der Stadt Kempten eingegangen. Es wird besonders Wert darauf gelegt, Wasserstoff dort einzusetzen, wo bisher fossile Energieträger dominieren. Zur Wasserstoffbedarfsrechnung wurde die Reduktion der Energiebedarfe bis zum Jahr 2035 berücksichtigt.

2.4.2.1 Privater Sektor

Wärmeversorgung privater Haushalte

Wie in Kapitel 2.2.2 bereits dargestellt, erfolgte die Wärmeversorgung privater Haushalte in den Basisjahren sowohl in der Stadt Kempten als auch im Landkreis Oberallgäu zu über 65 Prozent aus fossilen Energieträgern. Hier besteht großer Handlungsbedarf, wodurch ein großer potenzieller Absatzmarkt für Wasserstoff entstehen kann. Zwar soll sich der gesamte Wärmeenergiebedarf des privaten Sektors reduzieren, jedoch müssen fossile Energieträger zur CO₂-Reduzierung gänzlich ersetzt werden. Der Neubau von reinen Ölheizungen ist ab dem Jahr 2026 in Deutschland nicht mehr erlaubt [29]. Der Heizölbedarf wird sich demnach



stetig verringern. Als alternatives Heizsystem für klassische Ölheizungen könnten im privaten Bereich Brennstoffzellenheizungen eingesetzt werden. Nach aktuellem Stand (2020) wird bei der Brennstoffzellenheizung Wasserstoff durch einen vorgeschalteten Reformier aus Erdgas gewonnen. Eine bessere CO₂-Bilanz kann durch den direkten Einsatz von grünem H₂ erreicht werden. Werden bis 2035 alle Ölheizungen der Region durch entsprechende Brennstoffzellenheizungen ersetzt sowie energetische Sanierungen durchgeführt und auch andere Technologien (Wärmepumpen, Power-to-Heat, etc.) eingesetzt, so benötigt man dafür 19.253 Tonnen Wasserstoff pro Jahr. Wird der Wasserstoff zur Versorgung der Brennstoffzellenheizungen mittels Elektrolyseure in Quartierlösungen erzeugt, so kann die entstehende Abwärme ebenfalls genutzt werden. Diese reduziert wiederum den Wärmebedarf aus Brennstoffzellenheizungen, wodurch sich der jährliche Wasserstoffbedarf auf 14.499 Tonnen verringert. Zudem könnte der jährliche elektrische Energiebedarf privater Haushalte durch den großangelegten Einsatz von Brennwärtheizungen gedeckt werden. Erdgasbetriebene Brennwärtheizungen sind ebenfalls eine Standardtechnologie zur häuslichen Wärmeversorgung. Hierfür kann Wasserstoff bis zu einem gewissen Grad ins vorhandene Erdgasnetz eingespeist werden. Soll bis zum Jahr 2035 Erdgas vollständig durch Wasserstoff ersetzt werden, so ergibt sich ein Bedarf von 6.599 Tonnen Wasserstoff pro Jahr. Zum flächendeckenden Austausch der Heizungen müssten finanzielle Anreize geschaffen werden. Im Vergleich sind die Kosten einer Brennstoffzellenheizung ca. 3-4-mal höher als die Kosten für herkömmliche Gasheizungen. Zwar gibt es derzeit schon staatliche Förderungen, welche die Kosten um knapp die Hälfte reduzieren, allerdings ist das im Vergleich zu den Kosten für Gasheizungen noch nicht ausreichend [30].

Brennstoffzellen-Pkw

In der Region besteht ebenfalls großer potenzieller Wasserstoffbedarf für mobile Anwendungszwecke. Stand 2020 waren in der Stadt Kempten und im Landkreis Oberallgäu insgesamt 140.169 durch Benzin und Diesel betriebene Pkw zugelassen. Knapp 89 Prozent der Pkw werden dabei privat genutzt. Dies entspricht einer absoluten Pkw-Anzahl in Höhe von 122.115 privat genutzter Fahrzeuge. Ausgehend von der in Kapitel 2.2.2.4 beschriebenen Entwicklung, werden im Jahr 2035 73.944 Fahrzeuge über alternative Antriebe verfügen. Im Folgenden wird angenommen, dass 40 Prozent der Fahrzeuge mit alternativem Antrieb Brennstoffzellen-Pkw sind. Bei einer durchschnittlichen jährlichen Fahrleistung von rund 15.000 km ergibt sich rein rechnerisch ein Wasserstoffbedarf im Bereich privater Pkw von 4.503 t/a. Allerdings ist zu erwähnen, dass dafür eine geeignete Infrastruktur aufzubauen ist. Wesentlicher Bestandteil dieser Infrastruktur ist ein flächendeckendes Netz von H₂-Tankstellen für das Druckniveau 70 MPa.



2.4.2.2 Wirtschaftssektor

Auch in Industrie- und Dienstleistungsunternehmen der Region kann die Wasserstoffnutzung durch die genannten Möglichkeiten einen erheblichen Beitrag zur CO₂-Einsparung leisten. Die Berechnung des potenziellen Wasserstoffbedarfs zur elektrischen und thermischen Energieversorgung basiert auf den Energiebedarfswerten gemäß der *Masterpläne 100 % Klimaschutz* aus Kapitel 2.2.2. Um das H₂-Bedarfspotenzial für Fahrzeugflotten ermitteln zu können, wurden im Wesentlichen die Ergebnisse einer durchgeführten Onlinebefragung von 123 Allgäuer Wirtschaftsunternehmen herangezogen. Die für eine Onlinebefragung ordentliche Rücklaufquote von 15 % diente als Basis für weitere Annahmen zur Modellierung einer H₂-Bedarfsprognose für den Sektor Mobilität / Transport / Verkehr bis zum Jahr 2035.

Berücksichtigt wurden die Anzahl der aktuell eingesetzten Fahrzeuge sowie die Bereitschaft der regionalen Unternehmen zukünftig Wasserstofftechnologien einzusetzen. Zur Darstellung branchenspezifischer Unterschiede, wurden die Unternehmen den Clustern Dienstleistung & Handwerk, Produzierendes Gewerbe und Lebensmittelindustrie zugeordnet. Die wichtigsten Ergebnisse der Befragung werden im Folgenden dargestellt:

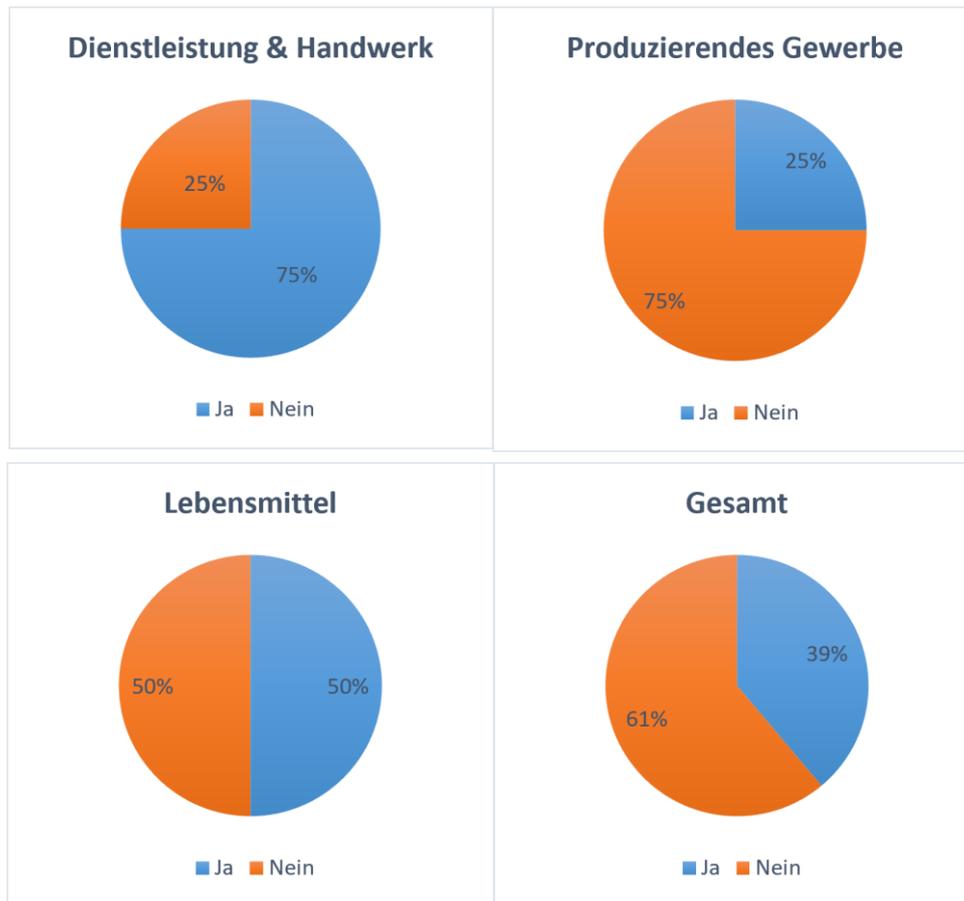


Abbildung 42: Frage: Plant Ihr Unternehmen zukünftig Wasserstofftechnologien einzusetzen?

Insgesamt planen 39 Prozent der befragten Unternehmen zukünftig Wasserstofftechnologien einzusetzen (Abbildung 42). Besonders im Sektor Dienstleistung & Handwerk ist die Bereitschaft mit 75 Prozent sehr hoch. Im Weiteren wird klar erkenntlich, dass die Unternehmen an einem langfristigen Einsatz von Wasserstofftechnologien interessiert sind (Abbildung 43).

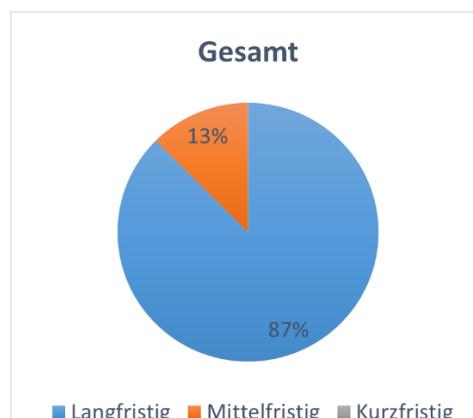


Abbildung 43: Frage: In welchem Zeitraum plant Ihr Unternehmen zukünftig Wasserstofftechnologien einzusetzen?

Der größte Anwendungsbereich für Wasserstoff wird von Unternehmen im Bereich Mobilität / Verkehr / Transport gesehen (Abbildung 44).



Abbildung 44: Anwendungsbereiche für Wasserstofftechnologie

Brennstoffzellen-Nutzfahrzeuge

Um den potenziellen Wasserstoffbedarf für mobile Anwendungen abschätzen zu können, wurden die Unternehmen zu ihren Fahrzeugflotten befragt. Im Detail wurden die Anzahl der Pkw, leichten Nutzfahrzeuge (Nfz), Lkw und Flurförderzeuge sowie deren Antriebsart und durchschnittliche Fahrleistungen abgefragt. Die durchschnittlichen Größen der ermittelten Fahrzeugflotten wurden branchenspezifisch zugeordnet und im Weiteren auf die Gesamtzulassungszahlen des Jahres 2020 angewandt. Die Zulassungszahlen für die Stadt Kempten und das Oberallgäu wurden den Daten des Kraftfahrt-Bundesamtes entnommen. Die im Weiteren erwartete Entwicklung der absoluten Fahrzeugzahlen basieren auf den *Masterplänen 100 % Klimaschutz*. Die Anzahl der ermittelten Fahrzeuge, welche durch Brennstoffzellenfahrzeuge ersetzt werden sollen, wurden entsprechend der Bereitschaft der jeweiligen Branche skaliert. Für den fahrzeugspezifischen Wasserstoffbedarf wurden übliche Bedarfswerte für die jeweiligen Fahrzeugtypen verwendet.

So sollen im Jahr 2035 insgesamt 4.265 der 9.476 gewerblich genutzten Pkw durch entsprechende Brennstoffzellenfahrzeuge ersetzt werden. Dadurch ergibt sich ein potenzieller

Wasserstoffbedarf von jährlich 717 Tonnen für gewerblich genutzte Pkw. Mit einem potenziellen Bedarf von 434 Tonnen besteht der größte Wasserstoffbedarf im Cluster Dienstleistung & Handwerk (Abbildung 45).

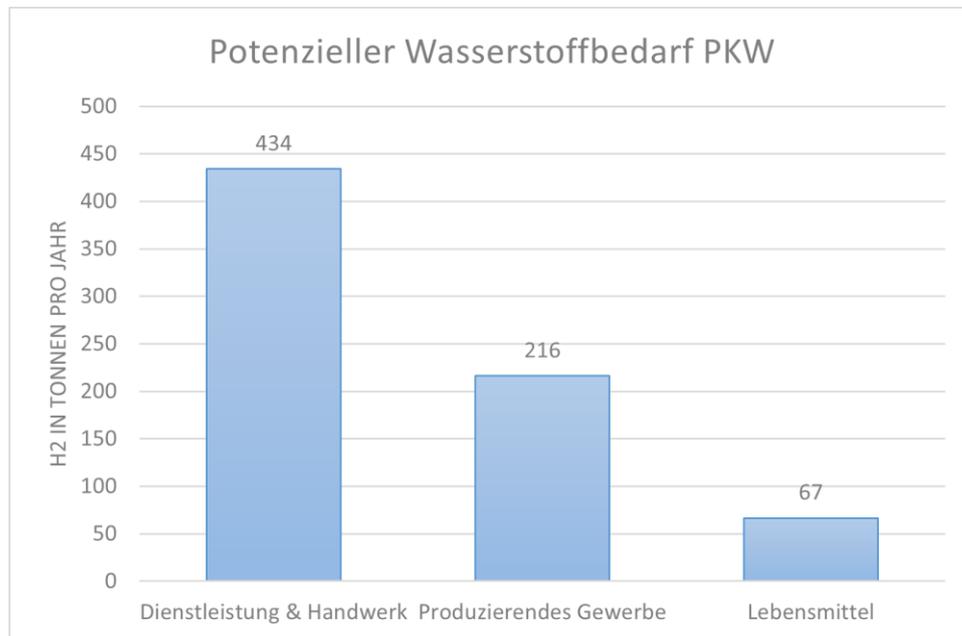


Abbildung 45: Potenzieller Wasserstoffbedarf gewerblich genutzter Pkw

Der Bereich leichter Nutzfahrzeuge beinhaltet alle Nutzfahrzeuge bis zu einer Gesamtmasse von 3.500 kg. Im Jahr 2035 wird eine Anzahl von 5.756 leichten Nutzfahrzeugen in der Region erwartet. Davon sollen 3.885 der Fahrzeuge mit Wasserstoff betrieben werden. Hierdurch ergibt sich ein jährlicher potenzieller Wasserstoffbedarf von 1.404 t. Mit 1360 t/a wird der errechnete Wasserstoff fast ausschließlich im Cluster Dienstleistung & Handwerk benötigt (Abbildung 46).

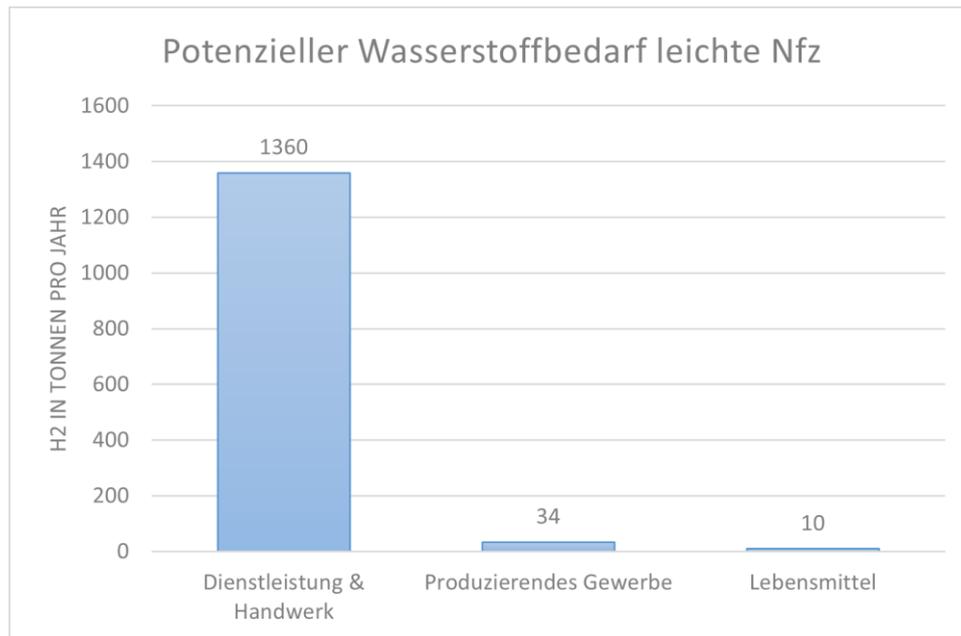


Abbildung 46: Potenzieller Wasserstoffbedarf leichte Nfz

Ein ebenfalls großes Bedarfspotenzial für Wasserstoff liegt im Bereich schwerer Nutzfahrzeuge vor. Schwere Nutzfahrzeuge sind alle Fahrzeuge mit einer Gesamtmasse von mehr als 3.500 kg. Hier sollen im Jahr 2035 bereits 819 Fahrzeuge durch Wasserstoff betrieben werden. So könnten jährlich 1.143 Tonnen H₂ abgesetzt werden. Auch hier ist der Großteil des Wasserstoffbedarfs dem Cluster Dienstleistung & Handwerk zuzuordnen (Abbildung 47).

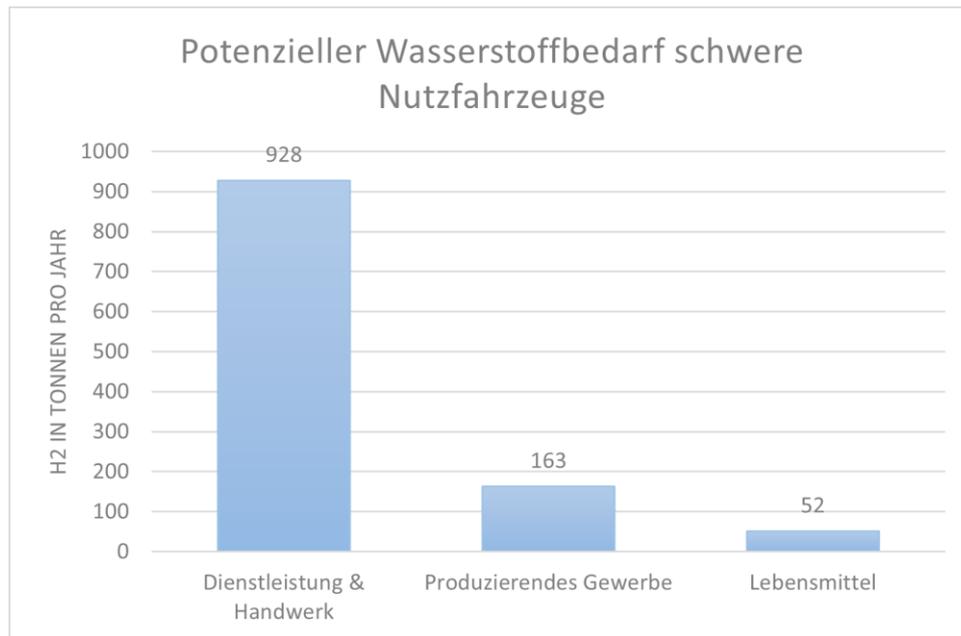


Abbildung 47: Potenzieller Wasserstoffbedarf schwere Nfz

Die in Unternehmen eingesetzten Flurförderzeuge basieren zum größten Teil bereits auf alternativen Antriebsformen, weswegen hier nur ein sehr geringes Einsatzpotenzial von Wasserstofftechnologie zu erwarten ist. Lediglich bei den in Unternehmen eingesetzten Gabelstaplern wurde ein geringes Restpotenzial an nichtelektrifizierten Fahrzeugen ermittelt. Aufgrund fehlender Daten und des vergleichbar geringen Potenzials wird der Wasserstoffbedarf für Flurförderzeuge nicht berücksichtigt.

Das gesamte Wasserstoffpotenzial aller Nutzfahrzeuge im Sektor Wirtschaft beläuft sich im Jahr 2035 auf insgesamt 3.264 t/a (Abbildung 48). Dabei ist der Bedarf für leichte Nutzfahrzeuge mit 1.404 t/a am größten. Deutlich zu erkennen ist, dass mit fast 80 Prozent der größte potenzielle Bedarf im Cluster Dienstleistung & Handwerk vorliegt.

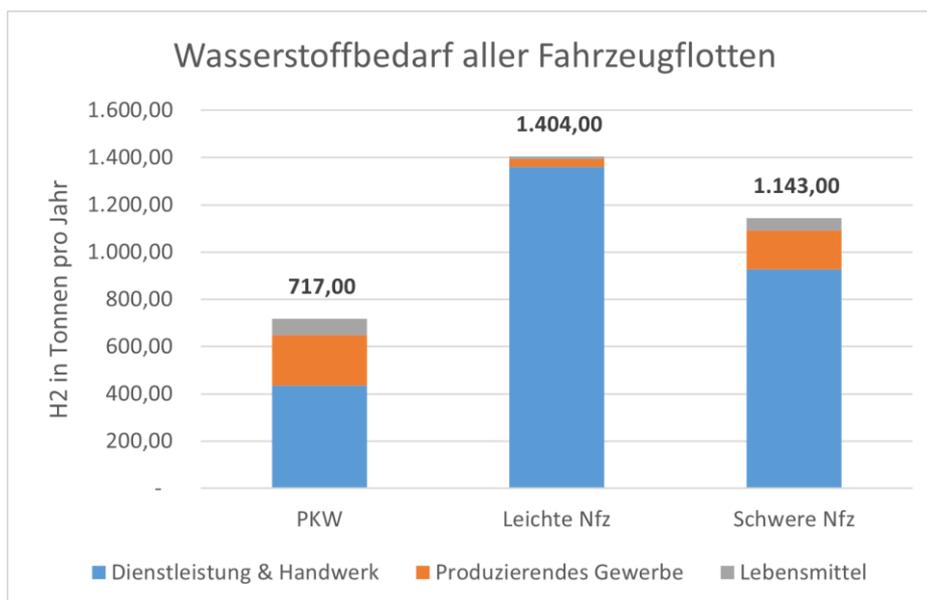


Abbildung 48: Gesamter Wasserstoffbedarf für Nutzfahrzeuge im Sektor Wirtschaft

Brennwert-Heizungen

In Kapitel 2.2.2.1 wurde bereits aufgezeigt, dass, resultierend aus den Masterplänen, im Wirtschaftssektor der Region ein hoher Wärmebedarf besteht, welcher überwiegend durch fossile Energieträger gedeckt wird. Alternativ eignen sich besonders Brennwert-Heizungen mit H₂ als Einsatzstoff. Dadurch könnten die Erdgas- und Ölheizungen der regionalen Unternehmen ersetzt werden. Gelingt es durch geeignete Technologien den Wärmebedarf des Wirtschaftssektors mit Hilfe von Wasserstoff abzudecken, so ergibt sich eine große Wasserstoffsенke für die Region. Durch den Ersatz fossiler Brennstoffe durch Wasserstoff könnten so im Jahr 2035 im Sektor Wirtschaft über 23.200 t Wasserstoff in Brennwert-Heizungen eingesetzt werden.

2.4.2.3 ÖPNV

Zugverkehr

Einen weiteren potenziellen Absatzmarkt für Wasserstoff stellt exemplarisch der öffentliche Personennahverkehr dar. Im regionalen Bahnverkehrsnetz gibt es nach wie vor Streckenabschnitte, die auf lange Sicht nicht elektrifiziert werden und somit für den Einsatz von Wasserstoffzügen geeignet sind. Hier verkehren aktuell Dieselmotoren, die zu einem erheblichen Teil der CO₂-Emissionen in die Atmosphäre beitragen. Durch den schrittweisen Ersatz dieser Dieselmotoren durch Wasserstoffzüge könnte ein erheblicher Reduktionsbeitrag geleistet werden. Exemplarisch soll die Strecke Oberstdorf - Buchloe und zurück in der folgenden



Betrachtung 5-mal am Tag mit zwei Wasserstoffzügen befahren werden, wobei sich eine jährliche Fahrleistung von 715.400 km ergibt. Dadurch würde sich ein jährlicher H₂-Bedarf von 215 Tonnen ergeben.

Busverkehr

Der Busverkehr könnte eine erhebliche Wasserstoffsенке für die Region darstellen. Aufgrund hoher täglicher Fahrleistungen würde sich bezogen aufs Jahr eine Gesamtfahrleistung von fast 5 Mio. km/a ergeben. Dieser Betrachtung liegt die Annahme zugrunde, dass von den im Jahr 2020 eingesetzten 318 Omnibussen zukünftig 80 % auf Wasserstoffbetrieb umgestellt werden, da batteriegetriebene Busse im Allgäu eher ungeeignet sind [31]. Hieraus ergäbe sich ein H₂-Gesamtbedarf in Höhe von 1.275 t/a.

2.4.3 Potenzieller Gesamtwasserstoffbedarf der Region

In der folgenden Abbildung 49 wird ein Überblick über den gesamten potenziellen Wasserstoffbedarf in der Region im Jahr 2035 dargestellt. Die Basisdaten für diese Betrachtung ergeben sich einmal aus der Analyse der Masterpläne sowie zusätzlich aus den Ergebnissen der Onlinebefragung von 123 Allgäuer Unternehmen, die sich lediglich auf Wasserstoffbedarf für mobile Anwendungen stützt.

Insgesamt könnten im Jahr 2035 58.237 Tonnen Wasserstoff eingesetzt werden, die bei Einsatz höchsteffizienter Wasserstofftechnologien, vor allem im Bereich Quartierlösungen, auf insgesamt 53.483 t/a reduziert werden können. Der Sektor Wärmeversorgung stellt dabei mit Abstand den größten Abnehmer von Wasserstoff dar. Ebenfalls großer Wasserstoffbedarf besteht im Bereich mobiler Anwendungen. Hier könnten 2035 knapp 9.200 Tonnen Wasserstoff eingesetzt werden.

Potenzieller Wasserstoffbedarf der Region

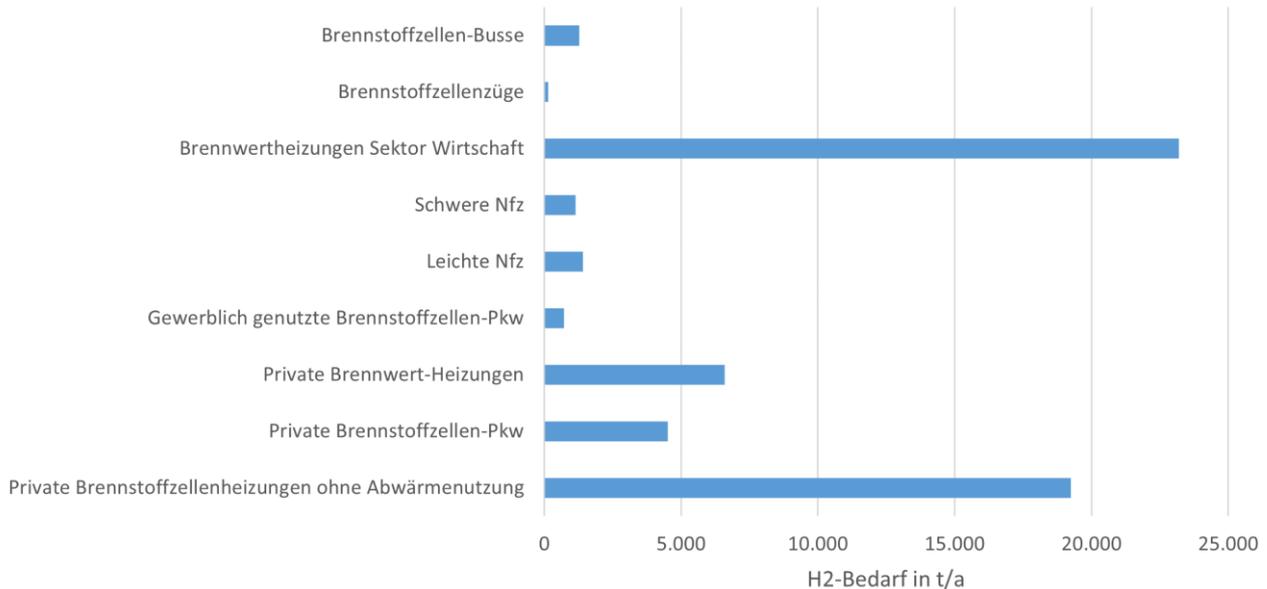


Abbildung 49: Potenzieller Wasserstoffbedarf der Region

2.4.4 Entwicklung des Wasserstoffbedarfs

Es ist zu erwarten, dass sich verschiedene Wasserstofftechnologien erst sukzessive etablieren werden, wodurch der Wasserstoffbedarf zeitlich wachsen wird. Bis zum Jahr 2025 sollen so in ersten Pilotprojekten bereits 10 Prozent des potenziellen Wasserstoffbedarfs benötigt werden. Im Zuge des Markthochlaufs ist zu erwarten, dass der Wasserstoffbedarf sich deutlich erhöhen wird. Bis 2030 wird ein weiterer Zuwachs auf 35 Prozent und bis 2035 auf 70 Prozent der maximal möglichen potenziellen Absatzmenge in der Region angenommen. In Abbildung 50 ist die erwartete Entwicklung der Absatzmenge in absoluten Zahlen dargestellt. Demnach könnte im Jahr 2035 der Bedarf an Wasserstoff bereits bei 40.766 Tonnen liegen.

Entwicklung H₂-Bedarf

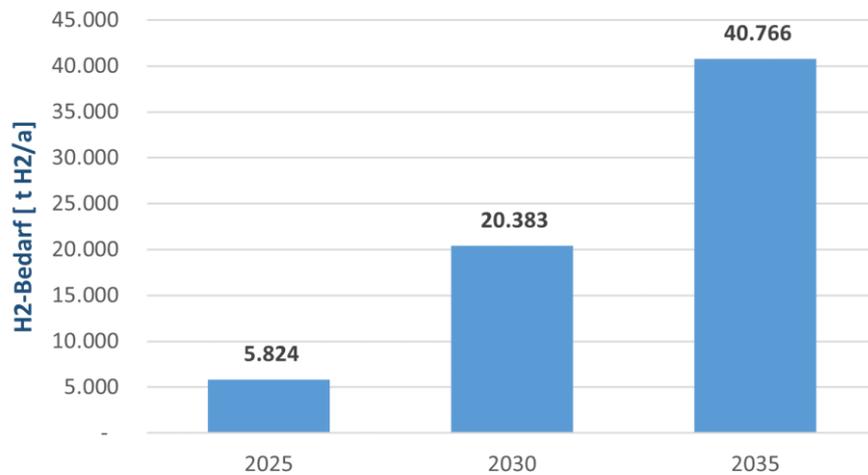


Abbildung 50: Entwicklung des Wasserstoffbedarfs

Wird der mögliche Wasserstoffbedarf im Jahr 2035 mit den potenziellen regionalen Produktionskapazitäten aus Kapitel 2.3.2 verglichen, ist deutlich erkennbar, dass eine regionale Bedarfsdeckung nicht mehr möglich ist. So könnten nur etwa 19 Prozent des potenziellen Bedarfs regional produziert werden.

2.5 Szenarien für die Region

Abhängig von der zukünftigen Entwicklung der Wasserstoffproduktion und des Wasserstoffbedarfs, wird sich auch der entsprechende Beitrag zur CO₂-Reduktion verändern. Um diesen Einfluss für die Region zu untersuchen, wurden drei verschiedene H₂-Szenarien erstellt. Differenziert betrachtet wurden dabei Zielszenario, wahrscheinliches Szenario und Minimalszenario. Die Szenarien unterscheiden Wasserstoffproduktionsmengen, die Einsatzbereiche des Wasserstoffs und die sich daraus ergebenden spezifischen CO₂-Einsparungen. Beginnend mit der höchsten spezifischen Einsparung und der größten produzierten Wasserstoffmenge im Zielszenario, erfolgt stufenweise eine Minderung der Erzeugungs- und Bedarfspotenziale bis hin zum Minimalszenario. Bei den Bedarfsfeldern wurde der Fokus auf die private Verwendung von Wasserstoff als Kraftstoff für Brennstoffzellen-Pkw und als Energieträger zur Wärmeversorgung gelegt. Darüber hinaus wurde ebenso der Einsatz von Wasserstoff in Nutzfahrzeugen betrachtet. Alle drei Szenarien beziehen sich dabei auf das Jahr 2035. Zur Berechnung der Einsparpotenziale wurden aktuelle CO₂-Emissionsfaktoren für Heizöl, Erdgas, Benzin und Diesel herangezogen. Der Emissionsfaktor für elektrische Energie wurde entsprechend der erwarteten zeitlichen Entwicklung für den bundesdeutschen elektrischen Energiemix im Jahr 2035 berücksichtigt.

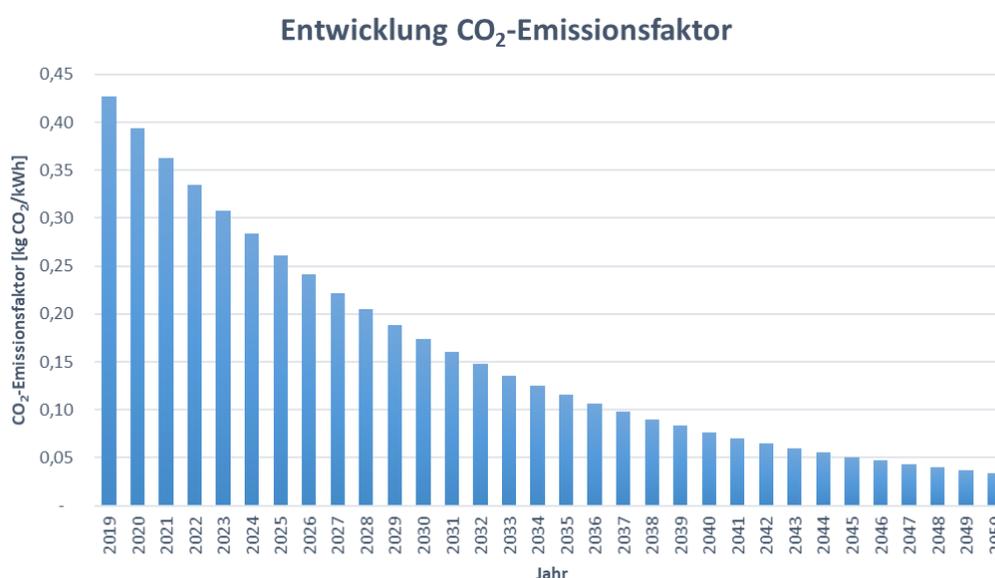


Abbildung 51: Entwicklung des CO₂-Emissionsfaktors am bundesdeutschen elektr. Energiemix [150]

2.5.1 Zielszenario

Dem Zielszenario liegt zu Grunde, dass die in Kapitel 2.3.2 dargestellten Wasserstoffproduktionspotenziale gänzlich ausgeschöpft werden. Dies setzt voraus, dass die Energieversorgung bereits 2035 komplett auf erneuerbare Energien umgestellt sein wird. Zur maximalen Wasserstoffausbeute wird angenommen, dass statt Elektrolyseuren beim ZAK eine Plasmavergasungsanlage und beim AVKE eine Dampfreformierungsanlage betrieben werden. Um die Prozesse klimaneutral zu gestalten, wird entstehendes CO₂ durch geeignete Maßnahmen abgetrennt und gespeichert oder anderweitig verwendet. Die komplette elektrische Überschussenergie wird im Zielszenario für die Wasserstoffproduktion verwendet. Zur Abwärmenutzung sollen Elektrolyseure in der Nähe von Abnehmern installiert werden. Ebenfalls wird im Zielszenario das komplette Wasserstoffpotenzial aus Gülle genutzt. Auch hier sollen CO₂-Emissionen zum Beispiel durch das CCS-Verfahren verhindert werden.

Um auf der Verbraucherseite eine maximale Dekarbonisierungsrate zu erreichen, sollen zunächst alle Ölheizungen der Region durch entsprechende Brennstoffzellenheizungen ersetzt werden. Im Weiteren soll Wasserstoff zur Betankung von Brennstoffzellen-Pkw und -Nutzfahrzeugen verwendet werden. Insgesamt werden im Zielszenario jährlich 17.579 Tonnen Wasserstoff regional produziert und eingesetzt. Durch einen entsprechenden Wasserstoffeinsatz könnten 199.400 Tonnen CO₂ pro Jahr eingespart werden. Dies entspricht einer spezifischen Einsparung von 11,34 kg CO₂ / kg H₂.

2.5.2 Wahrscheinliches Szenario

Das wahrscheinliche Szenario stellt einen Mittelweg zwischen dem Zielszenario und dem Minimalszenario dar. Hier wird nicht das ganze Potenzial der Wasserstoffproduktion ausgeschöpft. Es wird davon ausgegangen, dass sich die Wasserstoffproduktion entsprechend des in Kapitel 2.3.3 beschriebenen Verlaufs entwickelt. Dadurch könnten ab dem Jahr 2035 jährlich 7.644 Tonnen Wasserstoff verfügbar gemacht werden.

Verbraucherseitig wird eine mittlere Dekarbonisierungsrate erreicht. In erster Linie sollen proportional zum prozentualen Ausbau der erneuerbaren Energiequellen 42 % der Ölheizungen durch Brennstoffzellenheizungen ersetzt werden. Verbleibender Wasserstoff wird genutzt, um einen Teil der Pkw und Nutzfahrzeuge auf Brennstoffzellenantriebe umzustellen. In diesem Szenario könnten ab 2035 jährlich 82.159 Tonnen CO₂ eingespart werden. Dies entspricht einer spezifischen Einsparung von 10,75 kg CO₂ / kg H₂.

2.5.3 Minimalszenario

Im Minimalszenario wird aufgrund des großen logistischen Aufwands auf Wasserstoffgewinnung aus Gülle gänzlich verzichtet. Beim ZAK und AVKE sollen die Produktionspotenziale

durch Elektrolyse genutzt werden. Hierbei wird davon ausgegangen, dass der Ausbau erneuerbarer Energien langsamer als geplant erfolgen wird. Dadurch steht deutlich weniger elektrische Überschussenergie zur Verfügung. Hierfür wurde angenommen, dass nur 42 Prozent der für die Power-to-Gas Verfahren benötigten Überschussenergie zur Wasserstoffproduktion verwendet wird. Ab dem Jahr 2035 könnten somit insgesamt 3.393 Tonnen Wasserstoff gewonnen werden.

Auf der Verbraucherseite wird die geringste Dekarbonisierungsrate aller Szenarien erreicht. Wasserstoff wird in erster Linie zum Ersatz von Erdgas in Haushalten eingesetzt. Das restliche H₂ wird zur Betankung von Brennstoffzellen-Fahrzeugen und Nutzfahrzeugen verwendet. Im Minimalszenario können insgesamt 34.903 Tonnen an Kohlenstoffdioxid eingespart werden. Dies bedeutet eine spezifische Einsparung von 10,28 kg CO₂ / kg H₂.

2.5.4 Quantitative Darstellung der Szenarien

In der folgenden Tabelle 2 werden die Wasserstoffproduktionsmengen sowie die absoluten und spezifischen CO₂-Einsparungen der Szenarien zusammengefasst dargestellt. Es ist eine deutliche Diskrepanz zwischen Minimal- und Zielszenario zu erkennen und auch die spezifische Einsparung nimmt zum Minimalszenario hin ab. Die spezifischen Einsparpotenziale veranschaulichen die Wichtigkeit des klimatechnisch sinnvollen Einsatzes von Wasserstoff.

	Zielszenario	Wahrscheinliches Szenario	Minimalszenario
Menge Wasserstoff	17.579 t H ₂ / a	7.644 t H ₂ / a	3.393 t H ₂ / a
CO₂-Einsparung	199.400 t CO ₂ / a	82.159 t CO ₂ / a	34.903 t CO ₂ / a
Spezifische CO₂-Einsparung	11,34 kg CO ₂ / kg H ₂	10,75 kg CO ₂ / kg H ₂	10,28 kg CO ₂ / kg H ₂

Tabelle 2: Quantitative Betrachtung der Szenarien

2.6 Abschätzung möglicher CO₂-Einsparungen

Um die Auswirkungen der drei Szenarien für die Region beurteilen zu können, wurde eine Abschätzung möglicher CO₂-Einsparungen, zunächst auf Basis der Masterpläne, durchgeführt. Diese Abschätzung zeigt konkret auf, welche Beiträge zur Erreichung der Klimaziele durch die einzelnen Szenarien (Zielszenario, wahrscheinliches Szenario und Minimalszenario) möglich werden.

In Kapitel 2.5 wurden die unterschiedlichen Szenarien für die Region definiert und erläutert. Es ergaben sich Unterschiede in den spezifischen und absoluten Emissions-Einsparungen, die aufgrund unterschiedlicher Verwendungszwecke des Wasserstoffs zustande kommen. Im Folgenden werden die klimatischen Auswirkungen der drei Szenarien und der jeweilige Beitrag hinsichtlich der Klimaschutzziele zusammengefasst.

Zum besseren Vergleich werden nachfolgend die absoluten CO₂-Einsparungen resultierend aus den drei Szenarien dargestellt.

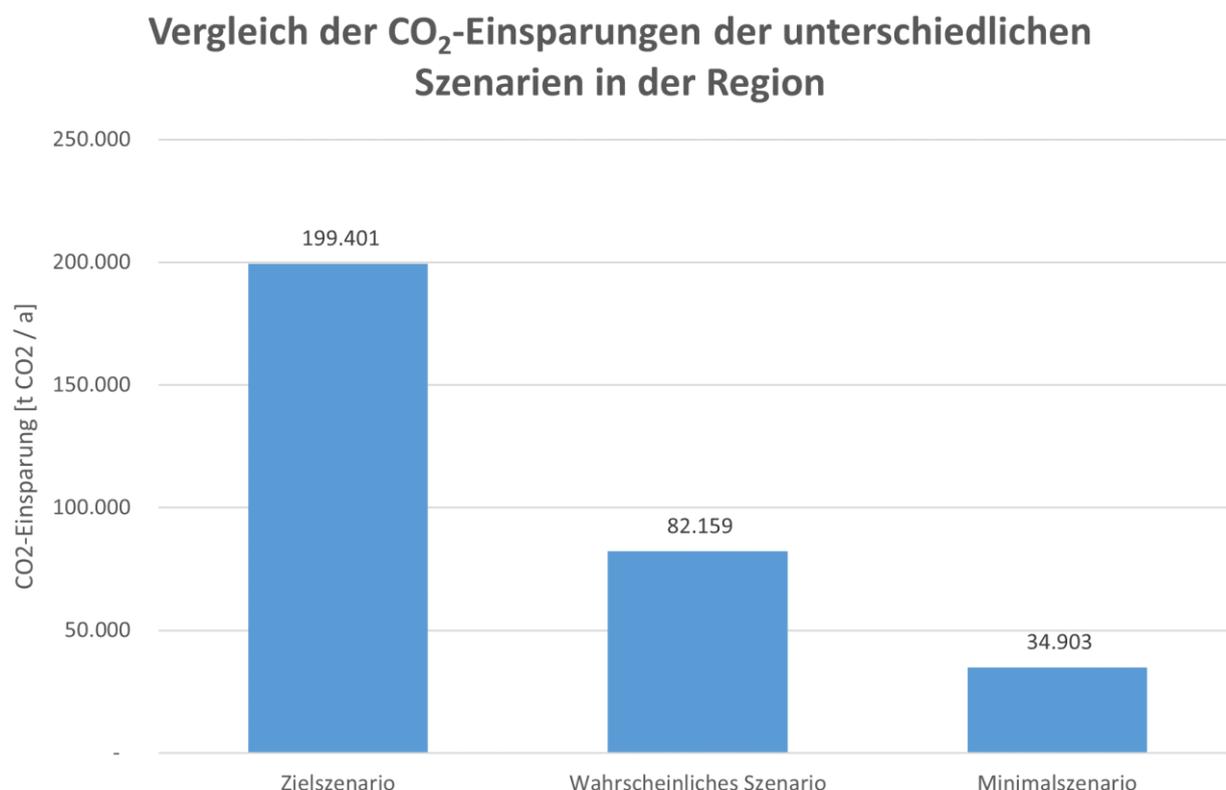


Abbildung 52: Vergleich absoluter CO₂-Einsparungen der Szenarien

Die mittels der betrachteten Szenarien realisierbaren Treibhausgaseinsparungen werden nun in Relation zu den notwendigen Einsparungen, die sich aus den Klimazielen ergeben, gesetzt. Zur Quantifizierung der möglichen Einsparungen wurden die in Kapitel 2.2.4 analysierten notwendigen CO₂-Reduktionen der Stadt Kempten und des Landkreises Oberallgäu herangezogen. Insgesamt müssen zur Erreichung der Klimaschutzziele bis 2050 1.891.450 Tonnen an CO₂ in der Region eingespart werden.

Die folgende Abbildung 53 zeigt die jeweiligen Beiträge der drei Szenarien (blau) zur Erreichung der 95 %-Reduktion in der Region, auf Basis der Masterpläne. Dabei ist deutlich zu erkennen, dass selbst im besten Falle der konsequente Einsatz von regional erzeugtem Wasserstoff nicht reichen wird, um die CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2050 um 95 % zu reduzieren. Durch das Zielszenario kann ein maximaler Reduktionsbeitrag von 11 % erreicht werden.

Das grün dargestellte Maximalszenario wurde ermittelt, indem zusätzlich zum Zielszenario der Wärmebedarf noch stärker über Wasserstoff abgedeckt werden soll und dazu ein deutlich höherer Wasserstoffeinsatz für Mobilität / Transport / Verkehr, resultierend aus der Unternehmensbefragung, berücksichtigt wurde, siehe Kapitel 2.4.4.

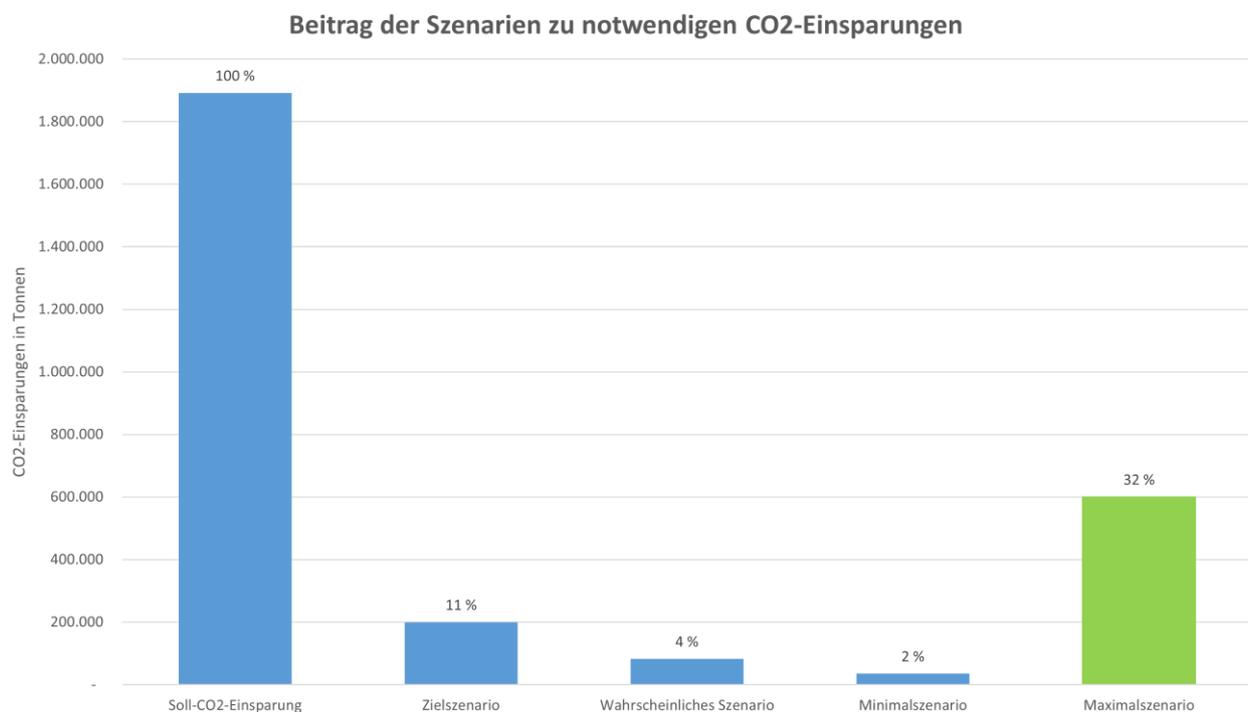


Abbildung 53: Beitrag der drei Szenarien Zielszenario, Wahrscheinliches Szenario und Minimalszenario zur erforderlichen CO₂-Einsparung

3 Regionale und nachhaltige Wasserstoffwirtschaft

3.1 Zusammenfassung

Ziel dieses Kapitels war es, zentrale Bestandteile zu identifizieren, welche für ein funktionierendes Geschäftsmodell einer Wasserstoffwirtschaft im Allgäu notwendig sind. Zentrale Säulen einer regionalen und nachhaltigen Wasserstoffwirtschaft sind die regenerative Erzeugung, Speicherung & Distribution sowie die umwelttechnisch sinnvolle Verwendung von Wasserstoff. Um das Funktionieren eines Geschäftsmodelles zu gewährleisten, muss die gesamte Wertschöpfungskette für jeden teilnehmenden Partner wirtschaftlich erfolgreich gestaltet sein. Als Grundelemente dieser Wertschöpfungskette für eine Wasserstoffwirtschaft wurden die Erschließung regenerativer Energiequellen / Einsatzstoffe, die Wasserstoffproduktion, Logistik & Distribution sowie Abnehmer von Wasserstoff identifiziert. Die Ergebnisse der Machbarkeitsstudie „HyAllgäu“ zeigen auf, wie es gelingen kann, das Geschäftsmodell einer regionalen und nachhaltigen Wasserstoffwirtschaft im Allgäu für alle beteiligten Partner entlang der beschriebenen Wertschöpfungskette wirtschaftlich erfolgreich zu gestalten. Dies rechnerisch nachzuweisen, erfordert eine tiefgehende betriebswirtschaftliche Analyse und Modellierung. Beides wäre im Rahmen eines Folgeprojektes durchzuführen.

3.2 Merkmale einer Kreislaufwirtschaft

Die nach wie vor starke Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen und der verschwenderische Umgang mit Ressourcen begrenzen schnelle Entwicklungen in puncto Klimaschutz. Maßnahmen wie die stetige Verbesserung von Energieeffizienz und der Ausbau erneuerbarer Energien werden in Zukunft einen wesentlichen Beitrag zur Begrenzung des Klimawandels leisten müssen. Aber auch andere Ansätze müssen zu einer Verbesserung der Klimabilanz führen. So gewinnt der Ansatz einer regionalen und nachhaltigen Wasserstoffwirtschaft immer mehr an Bedeutung [32]. In einer nachhaltigen Kreislaufwirtschaft sollen Stoffe und Materialien so eingesetzt werden, dass sie so lange wie möglich wiederverwendet, recycelt, aufbereitet oder repariert werden können. So sollen Abfälle auf ein Minimum reduziert und Materialien sowie Ressourcen so lange wie möglich produktiv weiterverwertet werden, um so weiterhin zur Wertschöpfung beizutragen. Neben ökologischen Aspekten muss eine Kreislaufwirtschaft auch wirtschaftlich und sozial nachhaltig sein. Die Vorteile sind dabei klar ersichtlich. So bringt eine Ressourceneinsparung finanzielle und klimatechnische Vorteile mit sich. Außerdem wird die Rohstoffversorgungssicherheit erhöht und die regionale Wett-

bewerbsfähigkeit gesteigert. Ein kommerzielles Wertschöpfungskonzept nach Wirtschaftlichkeitsprinzipien in Anlehnung an nachhaltige Strukturen sollen als Grundlage einer Wasserstoffwirtschaft dienen.

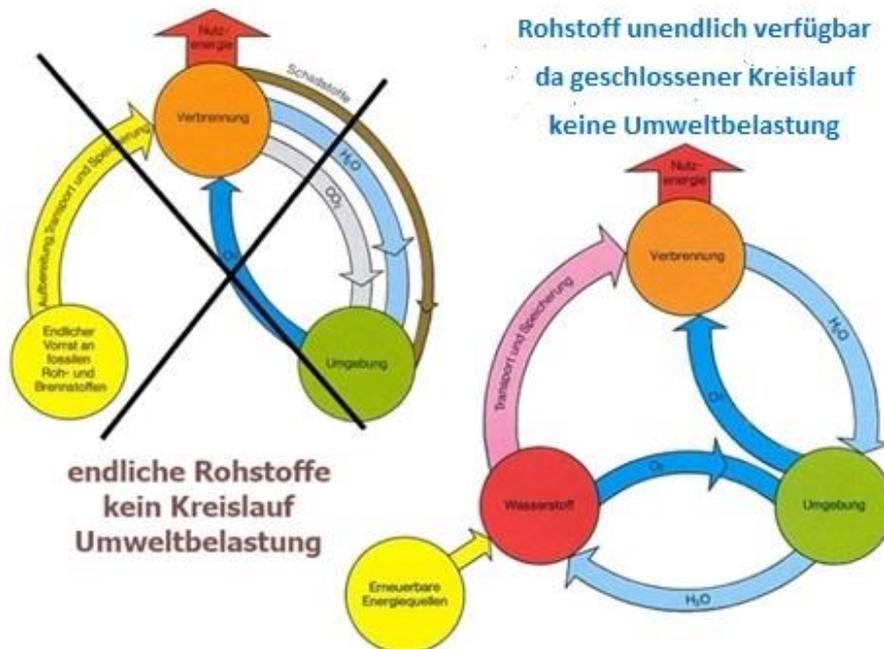


Abbildung 54: Darstellung einer Wasserstoffkreislaufwirtschaft [33]

Die zentralen Säulen einer Wasserstoffkreislaufwirtschaft sind die regenerative Erzeugung, Speicherung & Distribution sowie der umwelttechnisch sinnvolle Einsatz des Energieträgers. Die im Kreislauf zusammenhängenden zentralen Bestandteile sind in Abbildung 54 dargestellt.

3.3 Sektorenkopplung

Wasserstoff bietet die herausragende Möglichkeit zur Sektorenkopplung auf einfache Weise beitragen zu können. Die Kopplung energieintensiver Sektoren ist unverzichtbar für eine zügige Energiewende. Der Ausbau regenerativer Energien führt zu großen Schwankungen in der Verfügbarkeit von elektrischer Energie. Um das Netz zu stabilisieren und die Energie bedarfsgerecht zur Verfügung stellen zu können, muss diese in geeigneten Formen gespeichert werden. Wasserstoff ist Energieträger, Energiespeicher und Kraftstoff zugleich. Diese Eigenschaften des Wasserstoffs ermöglichen die umfassende Sektorenkopplung durch Einsatz der Wasserstofftechnologie (Abbildung 55). Das bedeutet, dass für alle Sektoren eine einheitliche Speicher- und Transportinfrastruktur verwendet werden kann, welche bisher

über isolierte Versorgungspfade erfolgte. Der Einsatz von Wasserstofftechnologie erfordert eine grundlegende Umstrukturierung bisheriger Versorgungskonzepte.



Abbildung 55: H₂ als sektorenübergreifendes Bindeglied

3.4 Modell einer regionalen Wasserstoffwirtschaft

Zur Modellierung einer regionalen Wasserstoffwirtschaft muss ein Geschäftsmodell entlang der Wertschöpfungskette entworfen werden. Im Folgenden soll ein mögliches Modell einer regionalen Wasserstoffwirtschaft vorgestellt werden.

Grundelemente der Wertschöpfungskette für eine nachhaltige regionale Wasserstoffwirtschaft sind:

- die Erschließung regenerativer Energiequellen (Solar, Wind, Wasserkraft) sowie der erforderlichen Einsatzstoffe (Wasser, Müll, Abwasser, etc.).
- die Wasserstoffproduktion (diverse Verfahren, z. B. Elektrolyse).
- Logistik und Distribution (Speicherung, Transport, Bereitstellung).
- Abnehmer.



Abbildung 56: Grundelemente der Wertschöpfungskette einer Wasserstoffwirtschaft

3.4.1 Erschließung regenerativer Energiequellen und von Einsatzstoffen

An dieser Stelle wird auf das Kapitel 2.3.2 verwiesen. Einsatzstoffe sind abhängig vom jeweiligen Produktionsstandort und dem jeweiligen Herstellungsverfahren Wasser, Abwasser, Holz, Müll und z. B. Gülle. Als regenerative Quellen werden bisher ausschließlich Restholz, Klärgase und Wasserkraft berücksichtigt. Aktuell werden in der Machbarkeitsstudie „HyAllgäu“ Wind- und Solarenergie bei der regionalen Produktion von Wasserstoff nicht betrachtet.

3.4.2 Wasserstoffproduktion

Die identifizierten Produktionsstätten in der Region sind die Kläranlage der Stadt Kempten (AVKE), das Holz- und Müllheizkraftwerk (ZAK) sowie das Wasserkraftwerk Horn (AÜW). In der Planung ist jeweils der Betrieb von PEM-Elektrolyseuren. Es ergibt sich eine maximale produzierbare Wasserstoffmenge von rund 900 Tonnen pro Jahr. Innerhalb von zwei Jahren ist diese Produktionskapazität realisierbar. Die Gestehungskosten je Kilogramm Wasserstoff liegen bei circa 6 Euro. In Deutschland ist derzeit der Wasserstoffpreis je Kilogramm bei 9,50 Euro fixiert. Insofern sollte es gelingen, die Wertschöpfungskette wirtschaftlich erfolgreich zu gestalten.

3.4.3 Logistik & Distribution

Als nächste Elemente der Wertschöpfungskette haben Logistik und Distribution erfolgskritische Bedeutung.

Üblicherweise würden diese Aufgaben durch ein Handelsunternehmen übernommen werden, das Speicherung, Transport und Bereitstellung von Wasserstoff, zum Beispiel über Tankstellen, als Kerngeschäft betreibt. Im eingeschwungenen Zustand wird dies auch der Fall sein. Während des Anlaufs der Wasserstoffwirtschaft bietet es sich jedoch an, dass die Wasserstoffhersteller ihr Produkt direkt vermarkten und eigene Tankstellen direkt bei der



Produktionsstätte betreiben. Der Vorteil läge darin, dass die Direktvermarktung des Wasserstoffs deutlich preisgünstiger erfolgen kann, als wenn dies durch Händler (Tankstellenbetreiber) und Zwischenhändler (Lieferanten) übernommen wird.

Dieses Modell wird so lange erfolgreich sein, wie der Wasserstoffbedarf in der Region durch die regionale Produktion abgedeckt werden kann.

In Kapitel 2.4.3 wurde ermittelt, wie sich der Wasserstoffbedarf in der Region bis zum Jahr 2035 bei einem äußerst positiven Markthochlauf entwickeln kann. Die dann benötigten 40.766 Tonnen Wasserstoff können durch regionale Produktion nicht mehr gedeckt werden. Wenn dieser Fall eintritt, ist eine externe Wasserstoffversorgung erforderlich. Dieser Fall soll jedoch zunächst nicht betrachtet werden, da ausschließlich die regionale und nachhaltige Wasserstoffwirtschaft Gegenstand der Machbarkeitsstudie ist.

Aktuell gibt es im Allgäu, in Oberschwaben, in der Bodenseeregion und auch im ländlichen Oberbayern keine Wasserstofftankstellen (Abbildung 57, grün in Betrieb, rot aktuell gestört). Daraus resultierend ergibt sich ein hoher Handlungsdruck zum Aufbau von Wasserstofftankstellen in der Region.

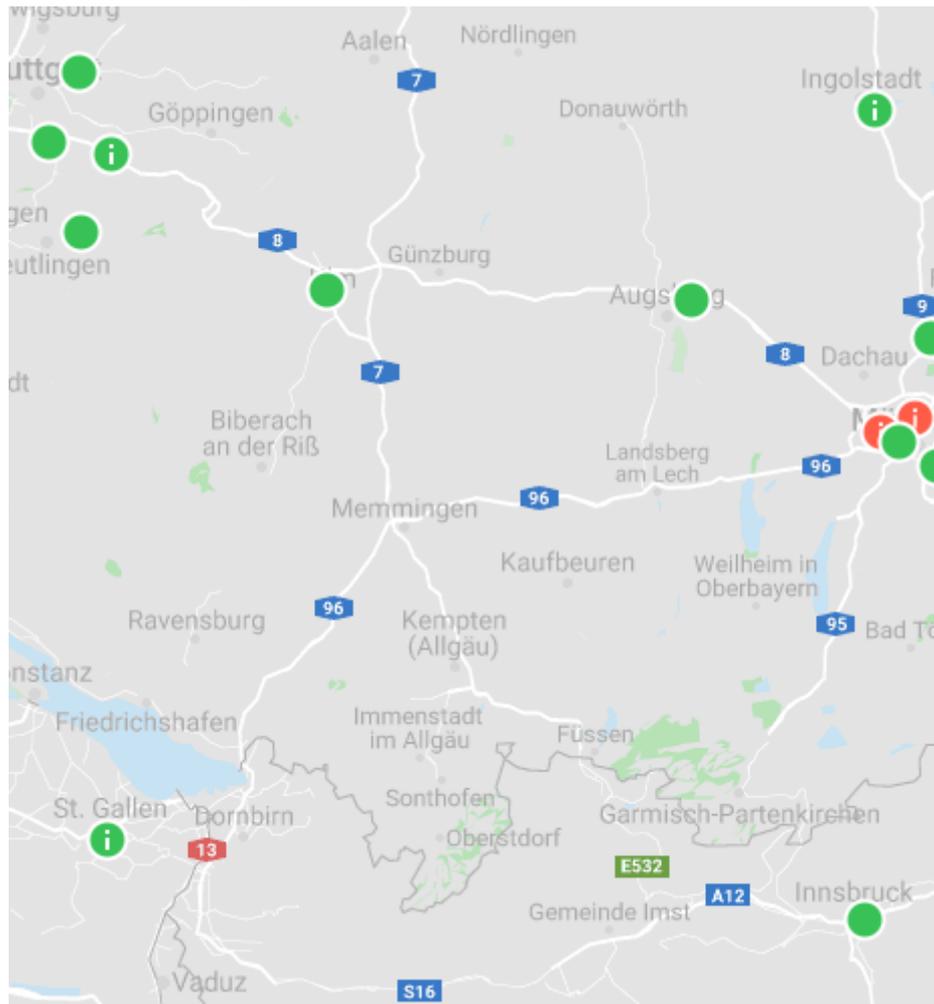


Abbildung 57: Wasserstofftankstelleinfrastruktur Stand 2021 [34]

Damit sowohl Pkw als auch Nutzfahrzeuge betankt werden können, müssen geplante H₂-Tankstellen über die Druckniveaus 35 und 70 MPa verfügen. Besonders das Autobahnkreuz Memmingen, welches A7 und A96 verbindet, erscheint ideal für die Errichtung einer Wasserstofftankstelle. Die kreisfreie Stadt Kempten ist ebenfalls als Standort für eine oder zwei H₂-Tankstellen zu empfehlen. Als konkreter Standort kommt dafür das Betriebsgelände des ZAK in Frage, da hier in Zukunft große Mengen Wasserstoff produziert werden sollen und das Gelände am Stadtrand nahe der Autobahn A7 liegt. Ebenfalls könnte der Hauptbahnhof Kempten ein Standort für den Betrieb einer geeigneten Tankstelle sein, da zur Betankung von Brennstoffzellenzügen Wasserstoff vor Ort benötigt wird.

Sollen Quartierlösungen mit Wasserstoff versorgt werden, so kann einmal der Wasserstoff mit Nutzfahrzeugen transportiert werden oder es wird ein bereits vorhandenes Gasleitungsnetz für Wasserstofftransport ertüchtigt.



3.4.4 Abnehmer

Zwei wesentliche Klassen von Abnehmern wurden identifiziert. Es sind dies:

- der Sektor Mobilität / Verkehr / Transport (Pkw, Nfz, Busse, Bahnen, Taxis).
- die Quartierlösungen zur Nutzung der elektrischen und auch thermischen Energie.

Entscheidend für den Erfolg der Geschäftsmodelle wird das Kosten-Nutzen-Verhältnis im direkten Vergleich zu etablierten Technologien und Systemen sein.

4 Analyse nationaler und internationaler Wasserstoff-Aktivitäten

4.1 Zusammenfassung

Im Kapitel 4 wurden nationale sowie internationale Wasserstoff-Aktivitäten untersucht. Ziel war es, besonders innovative Technologiestrukturen und -lösungen zu identifizieren und diese auf ihre Anwendbarkeit in der Region zu überprüfen. Insgesamt wurden weltweit über 120 Projekte gefunden und analysiert. Besonders in Deutschland, Europa, den USA, Japan und Südkorea konnten zahlreiche Projekte identifiziert werden. Projekte, welche durch einen besonders hohen Innovationsgrad hervorstechen oder eine hohe Wasserstoffproduktionsrate aufweisen, wurden genauer auf ihre technologischen Strukturen hin untersucht. Im Wesentlichen konnten fünf übergeordnete Technologielösungen identifiziert werden: die Waste-to-Hydrogen Technologie, die Dampfreformierung aus Gülle / Abwasser, Power-to-Gas-Anlagen in Kombination mit Windkraftanlagen, Wasserstoffquartierlösungen und die Solar-to-Hydrogen Technologie.

Anschließend wurden die ausgewählten technologischen Ansätze anhand der Kriterien Art des Wasserstoffs, Ressourceneinsatz, CO₂-Bilanz, Standort / Transport, Flexibilität der Anlagen sowie des Technologiereifegrads untersucht. Daraus konnten für jeden technologischen Ansatz dedizierte Vor- und Nachteile identifiziert werden. Im Allgäu könnten vor allem die Waste-to-Hydrogen Technologie mittels Plasmavergasung, Dampfreformierung aus Biogas und die Wasserstoffquartierlösungen sinnvoll angewandt werden.

Die Waste-to-Hydrogen Technologie mittels Plasmavergasung hat den großen Vorteil, dass bei gleichzeitiger Abfallverwertung Energie gewonnen wird. Zudem halbiert sich im Vergleich zur Elektrolyse der benötigte Wassereinsatz und das Verfahren ist insgesamt energieeffizienter. Allerdings wird dabei CO₂ freigesetzt, welches zusätzlich abgetrennt und gespeichert werden müsste. Das Verfahren befindet sich derzeit noch in der Entwicklungsphase und könnte potenziell, falls die entsprechende Technologiereife erreicht wird, beim ZAK in Kempten eingesetzt werden.

Die Dampfreformierung aus Biogas besticht durch ihren hohen Technologiereifegrad und ist, sofern freiwerdendes CO₂ abgeschieden wird, auch im Allgäu sinnvoll anwendbar. Hier sollte besonders die Biogasgewinnung aus Gülle sowie die Anwendbarkeit beim AVKE genauer untersucht werden.

Der Wasserstoffeinsatz in Quartierlösungen könnte ebenfalls im Allgäu sinnvoll zur Anwendung kommen. Besonders die Abwärmenutzung einer on-site Erzeugung birgt große Vorteile. Dies würde die Vermeidung von Netzentgelten und EEG-Umlage, etc. mit sich bringen.

4.2 Darstellung der nationalen Wasserstoff-Aktivitäten

Im Folgenden werden einige aktuelle Wasserstoffprojekte aus Deutschland genannt und kurz erläutert.

„GreenHydroChem Mitteldeutschland“

Laut Fraunhofer Institut für Mikrostruktur von Werkstoffen und Systemen IMWS wird bis zum Jahr 2024, gemeinsam mit den Unternehmen Siemens AG und der Linde AG eine Demonstrationsanlage zur Erzeugung von grünem Wasserstoff unter dem Namen „GreenHydroChem Mitteldeutschland“ in Leuna realisiert werden. Der 100 Megawatt-Elektrolyseur soll dabei grünen Wasserstoff erzeugen. Der Wasserstoff soll in unterschiedlichen Sektoren, wie beispielsweise dem Mobilitäts- und Chemiesektor eingesetzt werden [35].

Als Teilprojekt des Vorhabens „GreenHydroChem Mitteldeutschland“ entstand das Reallaborvorhaben „Energiepark Bad Lauchstädt“. Bei diesem Projekt haben sich die Unternehmen VNG Gasspeicher GmbH, die ONTRAS Gastransport GmbH, die DBI – Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg, die Terrawatt Planungsgesellschaft mbH und Uniper zusammengeschlossen, um Wasserstoff im großen Maßstab zu erzeugen, zu speichern und zu transportieren. Dabei wird der Wasserstoff mit elektrischer Energie und einem 40 Megawatt-Elektrolyseur in Kombination mit einem Windpark produziert. Der Wasserstoff wird in einer Salzkaverne, die ein Fassungsvermögen von 50 Millionen Kubikmetern aufweist, zwischengespeichert und über angepasste Erdgasleitungen in das Wasserstoffnetz des Mitteldeutschen Chemiedreiecks eingespeist werden [36].

Pilotanlagen von Uniper SE

Des Weiteren hat Uniper SE nach eigenen Angaben zwei Pilotanlagen im Bereich der Wasserstoff-Elektrolyse gebaut. Eine Anlage steht in Hamburg. Dort wird der Betrieb einer PEM-Elektrolyse-Anlage getestet (Stand: Dezember 2018). In der Stadt Falkenhagen wird die zweite Pilotanlage betrieben. Dabei handelt es sich um einen alkalischen Elektrolyseur in Kombination mit Windkraftanlagen, die eine Leistung von 2 Megawatt (MW) liefern. In das Erdgasnetz werden seit August 2013 grüner Wasserstoff mit einem Anteil von 10 % eingespeist. Die Wasserstoffproduktionsrate beträgt dabei 360 Normkubikmeter pro Stunde (Nm³/h). Im Mai 2018 wurde die Erweiterungsphase der Pilotanlage in Falkenhagen eingeleitet (Abbildung 58). Dabei wird grüner Wasserstoff in einer Methanisierungsanlage mit Kohlenstoffdioxid zu grünem Methan (CH₄) verarbeitet [37].



Abbildung 58: Pilotanlage in Falkenhagen [38]

Einer der Vorteile bei Verwendung von grünem Methan ist die Möglichkeit der Beimischung zum Erdgas. Der Energieträger Methan, der aus grünem Wasserstoff und wiederverwertetem CO₂ hergestellt wurde, kann problemlos mit einem beliebigen Anteil dem bereits bestehenden Erdgasnetz zugeführt werden.

Wasserstoffquartierlösung Esslingen

Das nächste Projekt deckt die komplette H₂-Wertschöpfungskette von der Erzeugung, über die Verteilung bis zum Verbrauch ab. Es handelt sich hierbei um eine Wasserstoff-Quartierlösung in der Stadt Esslingen am Neckar.

In den Jahren 2016 bis 2022 werden auf einer Fläche von 120.000 Quadratmetern mehr als 600 Wohnungen, Büro- und Gewerbeflächen und ein Teil der Hochschule Esslingen gebaut. Zur Energieversorgung werden auf den Dächern der Wohneinheiten Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) installiert. Die Besonderheit des Projektes stellt der Elektrolyseur in der Energiezentrale dar. Sobald ein Überschuss an elektrischer Energie aus erneuerbaren Energiequellen im öffentlichen Netz oder bei den PV-Anlagen vor Ort vorliegt, wird diese mit Hilfe des Elektrolyseurs in Form von Wasserstoff zwischengespeichert [39].

Bei Schwachlastzeiten wird der Wasserstoff über eine Brennstoffzelle als Kernelement eines Blockheizkraftwerks (BHKW) wieder in elektrische Energie umgewandelt. Somit kann das Quartier in Esslingen stets mit Energie aus regenerativen Quellen versorgt werden [40].

Zudem soll überschüssige elektrische Energie auch im öffentlichen Nahverkehr einer Nutzung zugeführt werden [41].

Planmäßig sollen mit Hilfe des 1 MW-Elektrolyseurs rund 400 Kilogramm Wasserstoff am Tag produziert werden. Zudem wird die Abwärme des Elektrolyseurs in ein Nahwärmenetz gespeist, um somit die Bewohner des Quartiers mit Wärmeenergie zu versorgen. Des Weiteren soll der erzeugte Wasserstoff nicht nur in das Erdgasnetz und zur Rückgewinnung von elektrischer Energie dienen, sondern auch zur Betankung von Brennstoffzellen-Pkw genutzt werden [41].

„GET H2 Nukleus“

Das Projekt „GET H2 Nukleus“ soll die ersten Grundbausteine für eine zukünftige Wasserstoffinfrastruktur legen. Dabei soll die 130 Kilometer (km) lange Gasleitung von Lingen nach Gelsenkirchen Wasserstoff von den Erzeugern zu den Verbrauchern transportieren (Abbildung 59). Die Erzeugung erfolgt mit einem 100 MW-Elektrolyseur in Kombination mit Windkraftanlagen. Ab 2023 sollen die ersten Kunden – darunter befinden sich vor allem Chemieparks und Raffinerien – mit grünem Wasserstoff beliefert werden. Somit deckt dieses Vorhaben die komplette H2-Wertschöpfungskette ab [42].

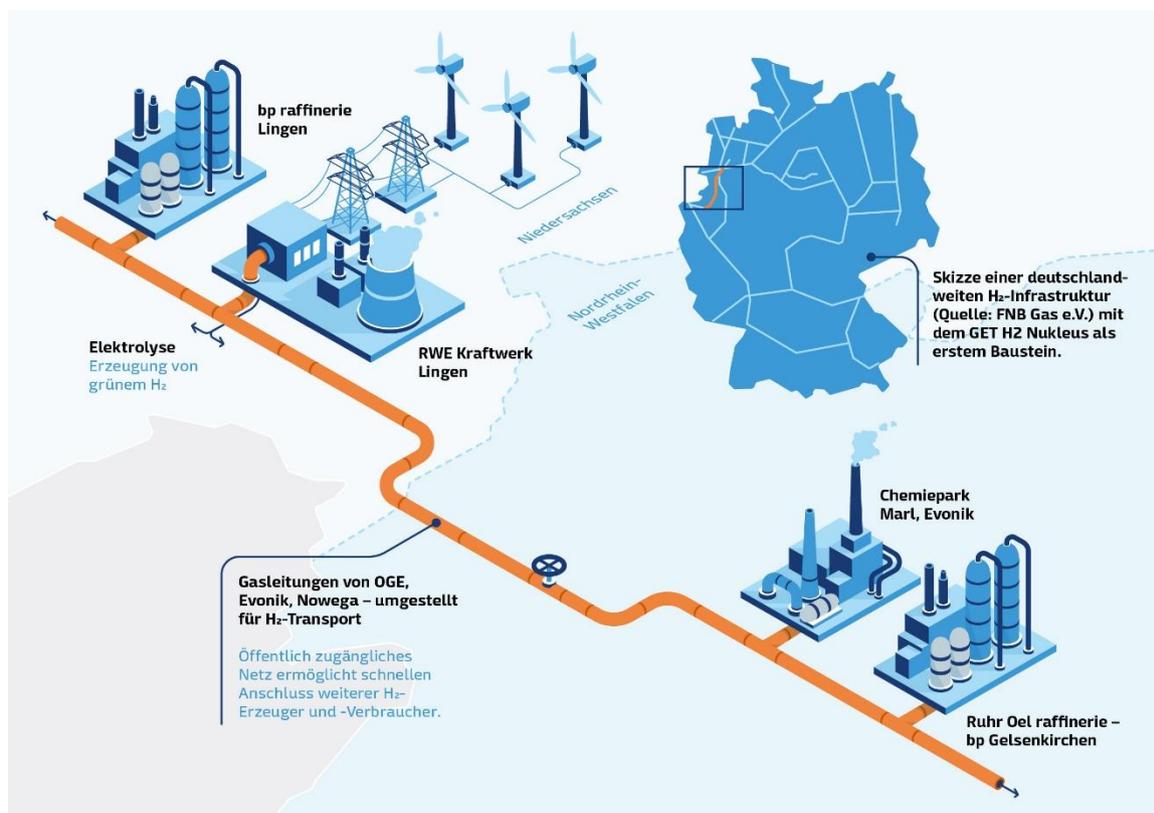


Abbildung 59: Das Projekt „GET H2 Nukleus“ [43]

Energiepark Mainz

In Mainz haben die Mainzer Stadtwerke AG gemeinsam mit der Linde Group drei Elektrolyseure mit einer Gesamtleistung von 6 Megawatt aufgebaut, die überschüssige elektrische Energie von Windkraftanlagen in H₂ umwandeln. Der grüne Wasserstoff wird zu öffentlichen Wasserstoff-Tankstellen und zu Kunden in der Industrie geliefert sowie in das Erdgasnetz mit einem Anteil von max. 10 % eingespeist. Die Anlage weist eine gute Dynamik auf. Überschüssige elektrische Energie von Windkraftanlagen kann schnell in Wasserstoff umgewandelt werden. Dies wird durch die schnelle Regelbarkeit der drei Elektrolyse-Einheiten sichergestellt. Diese sind während des Betriebs innerhalb weniger Sekunden regelbar und bei einem Kaltstart liefern die Anlagen nach nur zwei Minuten ihre maximale Leistung. Prof. Dr. Birgit Scheppat war federführend für die Realisierung dieser Anlage zuständig, die im Jahr 2015 in Betrieb genommen und die ersten zwei Jahre vom Bund gefördert wurde. Inzwischen befindet sich die Anlage im Regelbetrieb (Stand 2018) [44].

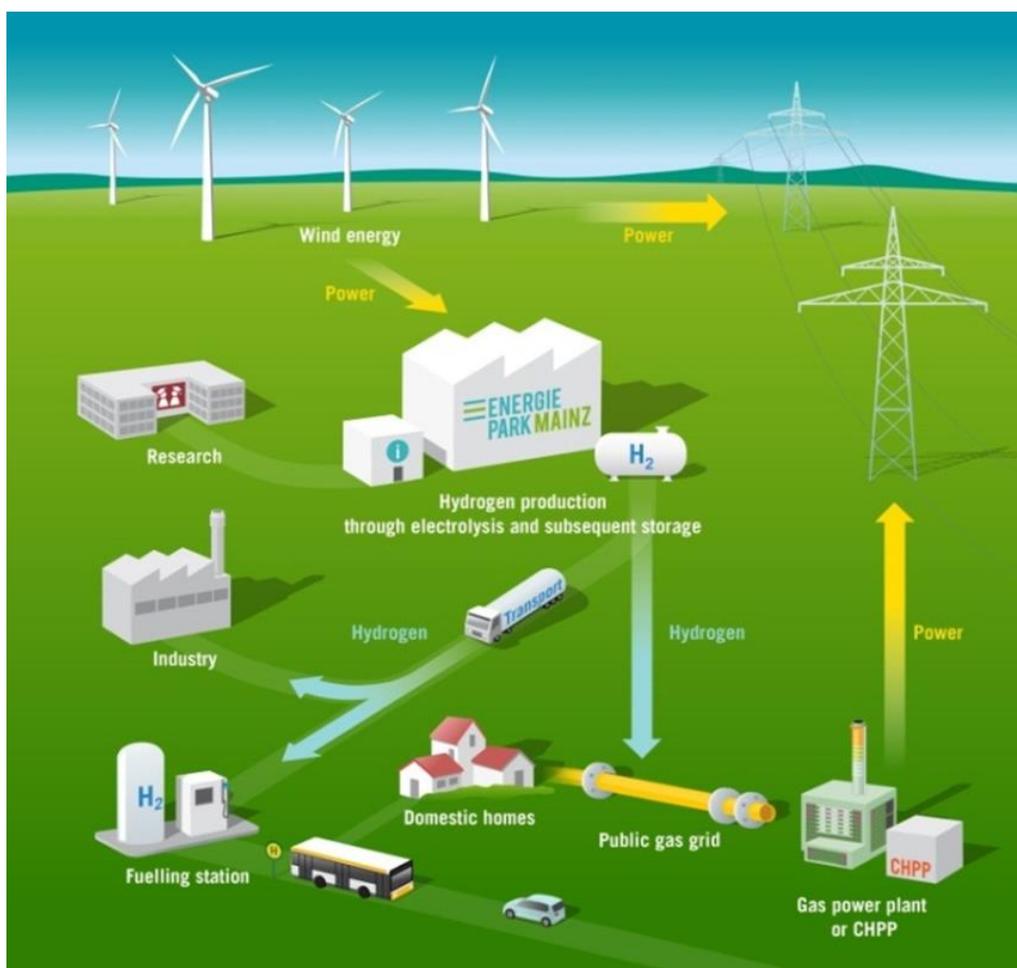


Abbildung 60: Übersicht Energiepark Mainz [45]

„ELEMENT EINS“

In Deutschland soll ab dem Jahr 2022 schrittweise die Power-to-Gas-Pilotanlage „ELEMENT EINS“ in Betrieb gehen. Dabei handelt es sich um eine Elektrolyse-Anlage getrieben durch Windkraftanlagen (Abbildung 61). Mit Hilfe des Wasserstoffs sollen die Sektoren Energie, Industrie und Verkehr miteinander verbunden werden [46].

Laut der technischen Machbarkeitsstudie werden schrittweise zuerst zwei Elektrolyseure mit einer Leistung von jeweils 40 Megawatt aufgebaut, bis in der Endausbaustufe insgesamt eine Leistung von 100 MW installiert sein wird. Dabei handelt es sich um alkalische Elektrolyseure. Die zweite Anlage soll grünen Wasserstoff für die Methanisierungsanlage produzieren. Neben reinem Wasserstoff soll auch grünes Methan mit Hilfe von Kohlenstoffdioxid aus einer biogenen Quelle hergestellt werden. Als Standort für das Pilotprojekt wurde der Ort Diele gewählt. Am Projekt Element Eins sind die drei Unternehmen Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, Thyssengas GmbH und TenneT TSO GmbH beteiligt [47].

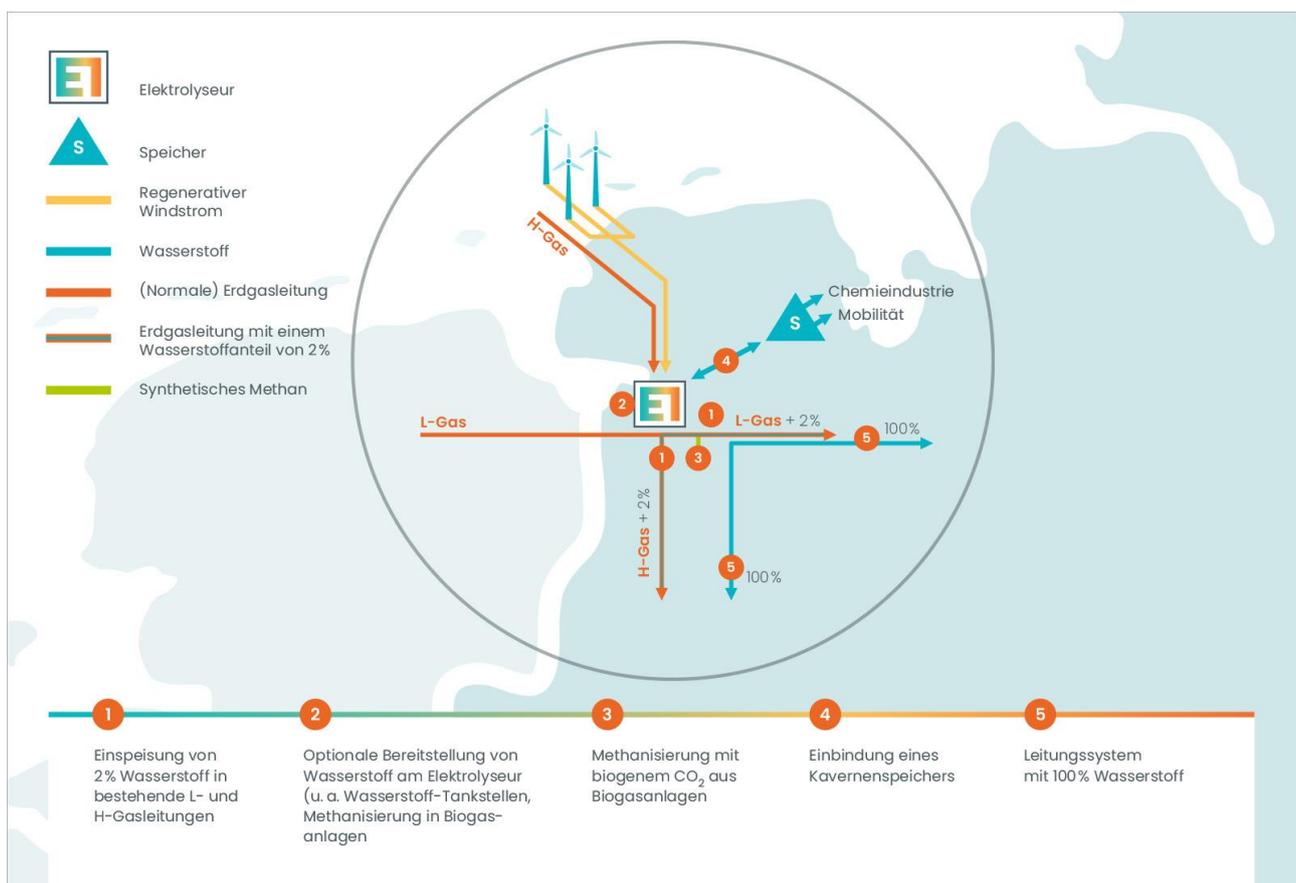


Abbildung 61: Das Projekt "ELEMENT EINS" [48]

Dies sind nur einige der bereits aktiven Projekte in Deutschland. Im Anhang befinden sich in Tabelle 16 weitere interessante Wasserstoff-Projekte in Deutschland.

4.3 Darstellung der internationalen Wasserstoff-Aktivitäten

Vor allem in Japan, Südkorea und Kalifornien werden Wasserstoffaktivitäten bereits seit längerer Zeit durch die öffentliche Hand unterstützt. Aus diesem Grund werden im Folgenden geplante bzw. bereits umgesetzte Projekte aus den genannten Staaten sowie Europa vorgestellt.

4.3.1 Wasserstoff-Aktivitäten in Europa

„H2H-Saltend“

Beim ersten Projekt in Europa handelt es sich um die Dekarbonisierung eines Industriecusters. Das sogenannte Projekt H2H-Saltend hat das Ziel, den Industriecenter Humber in Großbritannien auf ein Minimum an klimaschädlichen Emissionen zu reduzieren. Die Schlüsselrolle für die Dekarbonisierung soll dabei Wasserstoff spielen, der aus Erdgas gewonnen wird. Dabei wird das Erdgas gemeinsam mit Dampf in einem autothermen Reformer mit einer Leistung von 600 MW zu Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid umgewandelt. Das anfallende CO₂ wird mittels der Carbon Capture and Storage-Technologie aus dem Prozess abgeschieden und im Meeresuntergrund gespeichert. Beim produzierten Wasserstoff handelt es sich also um blauen Wasserstoff. Auf lange Sicht soll jedoch auch grüner Wasserstoff in das Wasserstoffnetz integriert werden. Das Einsparpotenzial dieses Projektes erstreckt sich auf 900.000 Tonnen CO₂ pro Jahr. Bisher befindet sich das Vorhaben noch in der Investitionsentscheidung. Die Produktion von Wasserstoff ist ab dem Jahr 2026 geplant [49].

„H2morrow“

Ähnliche Vorhaben werden in Norwegen und Deutschland realisiert. Im Rahmen des Projektes „H2morrow“ wird Erdgas von Norwegen nach Deutschland geliefert. Aus dem Erdgas wird mittels einer Dampfreformierung Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid gewonnen. Das CO₂ wird abgeschieden und im Meeresuntergrund der norwegischen Nordsee gelagert. Das Vorhaben soll bis 2030 realisiert werden und hat das Potenzial in Nordrhein-Westfalen Energie für 450.000 Haushalte pro Jahr zu liefern. Dadurch lassen sich jährlich 1,9 Millionen Tonnen CO₂ einsparen [50].

„HYFLEXPOWER“

In der französischen Stadt Saillat-sur-Vienne soll ab dem Jahr 2021 die Installation einer Wasserstoff-Gasturbine in Kombination mit einem Elektrolyseur erfolgen. Dabei soll überschüssige elektrische Energie aus erneuerbaren Quellen dem öffentlichen Netz entnommen werden und mit einem Elektrolyseur in Wasserstoff umgewandelt und dann zwischengespeichert werden (Abbildung 62). Die Gasturbine wurde speziell für die Verbrennung von

Wasserstoff umgerüstet. Außerdem wird der Wasserstoff dem Erdgas in einer vorgeschalteten Mischstation anteilig beigemischt. Bei einem H₂-Anteil von 100 % könnten im Jahr 65.000 Tonnen CO₂ eingespart werden. Mit dem Projekt soll die Realisierung der Speicherung und Rückgewinnung von elektrischer Energie mit Hilfe von Wasserstoff bewiesen werden. Das Projekt wird von der EU finanziell unterstützt. Ab 2023 soll die Funktionsfähigkeit mit einem Wasserstoffanteil von bis zu 100 % nachgewiesen werden [51].

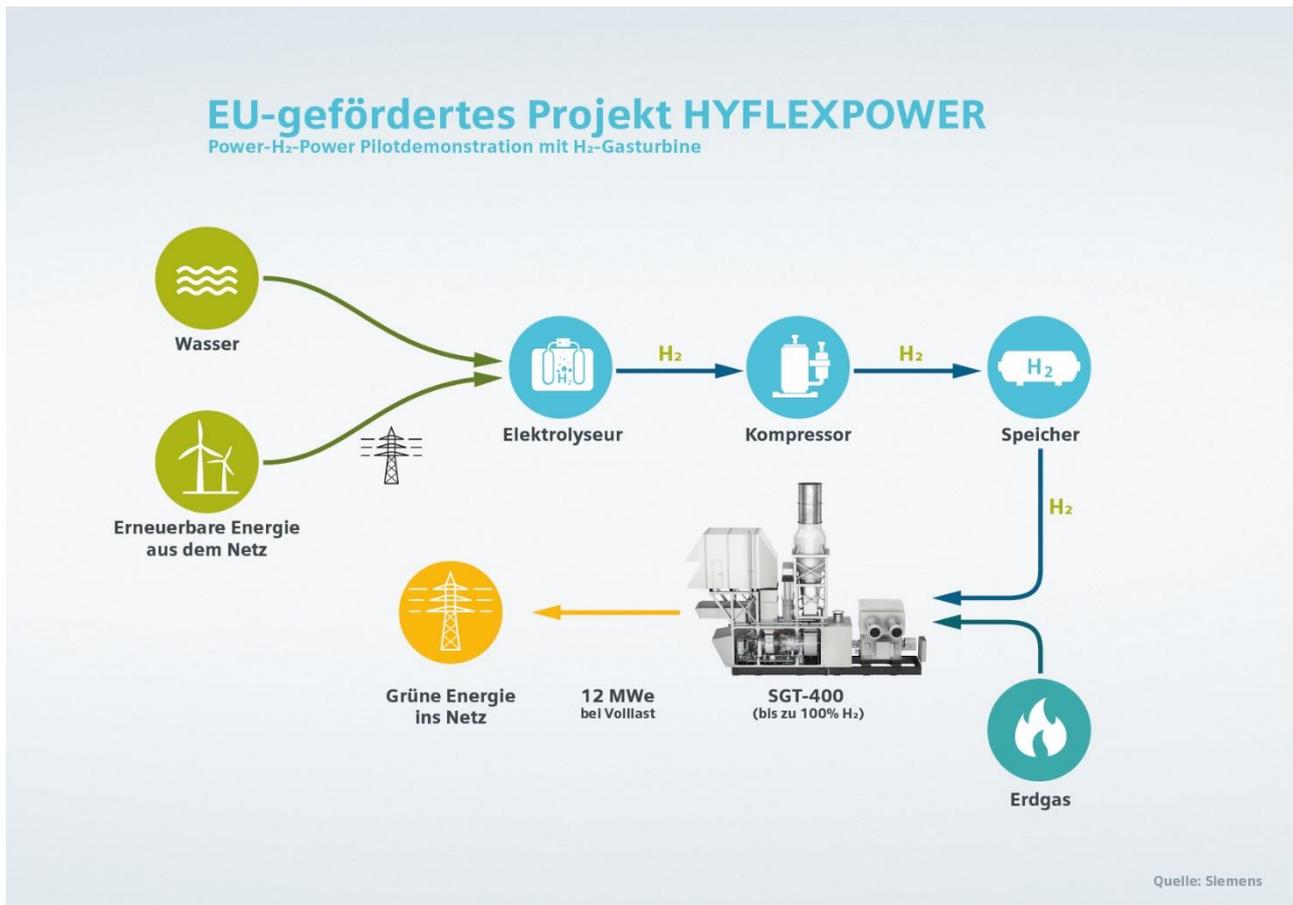


Abbildung 62: Das Projekt "HYFLEXPOWER" [51]

„NorthH2“

In den Niederlanden wird ein Großprojekt im Bereich der Wasserstofftechnologie namens „NorthH2“ geplant. Dabei soll bis zum Jahr 2030 ein Windpark mit einer Leistung von drei bis vier Gigawatt erbaut werden. Die Kapazität soll bis zum Jahr 2040 auf knapp zehn Gigawatt ansteigen, womit rund 12,5 Millionen Haushalte in den Niederlanden versorgt werden könnten. Im Zusammenhang mit den Windparks werden auch Elektrolyseure installiert, welche die elektrische Energie in Wasserstoff umwandeln sollen. Mit dem erzeugten grünen H₂ kann eine Dekarbonisierung des Energiesektors erfolgen und es könnten ungefähr

800.000 Tonnen CO₂ pro Jahr eingespart werden. Derzeit wird die Machbarkeit dieses Vorhabens geprüft. Wenn alles nach Plan läuft, soll ab dem Jahr 2027 der erste grüne Wasserstoff produziert werden [52].

Hybrid-Wasserstoffturbine in Istrana

In Italien haben sich die beiden Unternehmen Snam SPA und Baker Hughes zusammenschlossen und eine Hybrid-Wasserstoffturbine getestet, die die Kompression eines Erdgas-Wasserstoff-Gemisches ermöglicht. Bis Ende 2021 wird in der Stadt Istrana (Italien) die Turbine installiert und betrieben werden. Dadurch ist es möglich, das Erdgas-Wasserstoff-Gemisch zu komprimieren und in das vorhandene Gasnetz einzuspeisen. Die Turbine wird durch ein Erdgas-Wasserstoff-Gemisch mit einem H₂-Anteil von zehn Prozent angetrieben. In das vorhandene Gasnetz wird ebenfalls Wasserstoff mit einem Anteil von zehn Prozent eingespeist, was einer Menge von sieben Milliarden Kubikmetern entspricht. Das CO₂-Einsparpotenzial beträgt dadurch fünf Millionen Tonnen pro Jahr [53]. Im Anhang sind in der Tabelle 17 weitere H₂-Projekte dargestellt, welche in Europa durchgeführt wurden bzw. werden.

4.3.2 Wasserstoff-Aktivitäten in den USA

Wasserstoff-Lkw Anheuser-Busch

Die Brauerei Anheuser-Busch hat beim amerikanischen Hersteller Nikola Motors 800 Brennstoffzellen-Lastkraftwagen bestellt, um die Belieferung der Kunden in Zukunft emissionsfrei gestalten zu können. Um die Versorgung der Lastkraftwagen auf langen Strecken zu gewährleisten, werden Wasserstoff-Tankstellen aufgebaut. In diesem Zusammenhang sollen in den USA 30 Tankstellen aufgebaut werden, die mit einer Gesamtelektrolyseurleistung von einem Gigawatt – gespeist von 448 Elektrolyseuren - versorgt werden. Die Elektrolyseure werden vom norwegischen Unternehmen Nel ASA geliefert. Der Bau der Tankstellen soll im Jahr 2020 mit den ersten beiden Stationen in Kalifornien und Arizona starten. Anschließend werden sequenziell weitere 28 Tankstellen installiert [54].

Der Konzern Nikola Motors steht jedoch unter der Aufsicht des US-Finanzministeriums. Dem Unternehmen werden „*Verstöße gegen Wertpapiergesetze*“ [55] und Betrug vorgeworfen. Die beiden Geschäftspartner General Motors und Bosch haben ihre Zusammenarbeit mit dem amerikanischen Hersteller von Brennstoffzellen-Lastkraftwagen deutlich reduziert. Zudem musste der Gründer von Nikola Motors nach einigen Betrugsvorwürfen, von denen einige nicht argumentativ als Falschaussage belegt werden konnten, bereits zugestehen, dass der Konzern bei der Präsentation eines Produktes absichtlich getäuscht hat [55].

Aus diesem Grund ist das Projekt von Anheuser-Busch mit Vorsicht zu bewerten. Es sollte weiterhin verfolgt werden, ob das Vorhaben tatsächlich umgesetzt wird.

Wasserstoff-Tankstellen „True Zero“

Beim Aufbau des Tankstellennetzes war bisher überwiegend das Unternehmen „True Zero“ in Kalifornien aktiv. Dort wurden allein von „True Zero“ 25 Wasserstoff-Tankstellen installiert (Abbildung 63) [56]. Der eingesetzte Wasserstoff stammt zu zwei Dritteln aus fossilen Energieträgern und zu einem Drittel aus regenerativen Energiequellen wie Biomasse [57].

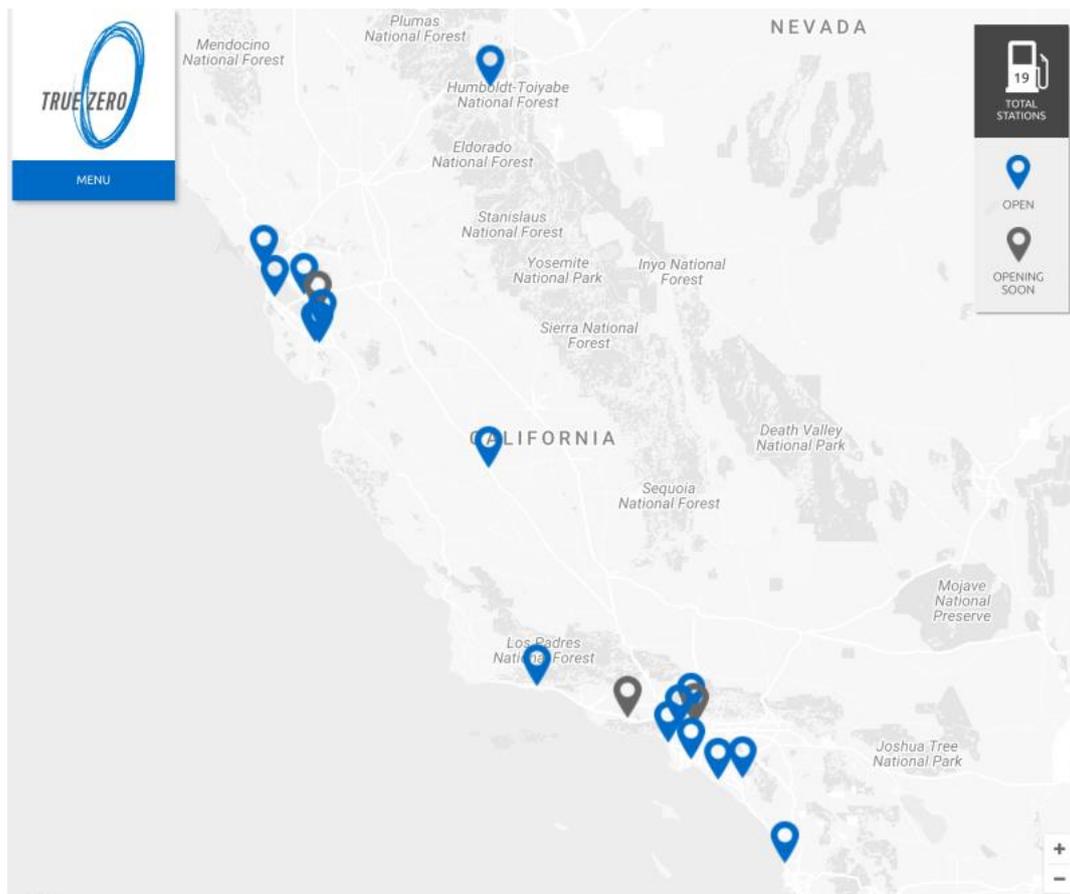


Abbildung 63: Tankstelleninfrastruktur von „True Zero“ [58]

Ein weiteres Unternehmen, welches den Ausbau der Wasserstoff-Tankstellen betreibt, ist Air Liquide, die mit FirstElement Fuel Inc. (FEF) kooperieren. Dabei möchte Air Liquide eine Flüssig-Wasserstoff-Produktionsanlage bauen, um damit die Tankstellen von FEF in Kalifornien mit Wasserstoff versorgen zu können. Der Bau der Anlage hat bereits im Jahr 2019 begonnen. Bei Fertigstellung der Produktionsanlage soll diese täglich 30 Tonnen flüssigen Wasserstoff liefern, genug um 35.000 Brennstoffzellen-Fahrzeuge zu versorgen [59].

Wasserstoffprojekte von Mitsubishi

Ein weiteres Großprojekt in den USA im Bereich der Gasturbinen wird vom Unternehmen Mitsubishi getrieben. Mitsubishi plant derzeit drei neue Wasserstoffprojekte mit einer Gesamtleistung von 3,3 GW und einem Gesamtbudget von drei Milliarden US-Dollar. Bei den insgesamt drei Projekten soll Wasserstoff mit Erdgas vermischt und anschließend in einer Gasturbine verbrannt werden, welche auf 100 % Wasserstoff ausgelegt wurde. Das langfristige Ziel beinhaltet die Umstellung des Betriebes auf 100 % Wasserstoff und somit die Möglichkeit der vollständigen Dekarbonisierung des Prozesses. Bei den drei geplanten Projekten wird der eingesetzte Wasserstoff mit Hilfe der Elektrolyse aus erneuerbaren Energiequellen gewonnen. Im ersten Projekt in Newburgh, New York, beim Unternehmen Danskammer Energy, wird eine Anlage mit einer Leistung von 600 MW installiert. Das Projekt soll maßgeblich zur Erreichung der Klimaziele der Stadt New York beitragen. Das zweite Vorhaben in Virginia, beim Unternehmen Balico, LLC, umfasst eine Leistung von rund 1.600 Megawatt und das dritte Projekt in der Stadt Cadiz, Ohio, beim Unternehmen EmberClear, umfasst eine Leistung von 1.084 MW. Die Gemeinsamkeit der drei Vorhaben findet sich in der Produktion und Speicherung des grünen Wasserstoffs. Dabei wird durch einen Elektrolyseur mittels elektrischer Energie aus regenerativen Energiequellen H₂ gewonnen. Dadurch ist eine flexible und klimafreundliche Energieversorgung im großen Maßstab gewährleistet [60].

Die Fertigstellung der drei Vorhaben von Mitsubishi soll nach Angabe von S&P Global Market Intelligence in den Jahren 2022 und 2023 erfolgen [61].

Abfallverwertung von InEnTec

Als weitere Projekte sind Vorhaben aus der Abfallverwertung zu nennen. Dabei wird der anfallende Abfall in Vergasungsanlagen verarbeitet, um daraus Wasserstoff zu gewinnen. Die Funktionsfähigkeit dieser Technologie hat das Unternehmen InEnTec Inc. in Arlington unter Beweis gestellt. Bei dieser Anlage werden Siedlungsabfälle in Wasserstoff umgewandelt [62].

Abfallverwertung von Ways2H

Im Bereich der Abfallverwertung ist auch das Unternehmen Ways2H aktiv. Der Konzern hat einen thermochemischen Prozess entwickelt, mit welchem die Verwertung von Siedlungsabfällen, Kunststoffabfällen, Abwasserschlamm und vielen weiteren Arten von Abfällen ohne eine Verbrennung möglich ist. Der Müll wird lediglich durch einen thermochemischen Prozess aufgespalten. Als Endprodukt entsteht unter anderem Wasserstoff, welcher an-

schließlich einem Nutzen zugeführt werden kann. Ways2H plant zwei kommerzielle Anlagen in Kalifornien und Japan (Stand Oktober 2020). Mit dieser Technologie kann sowohl ein Beitrag zur Lösung des Abfallproblems als auch zum Klimawandel geleistet werden [63].

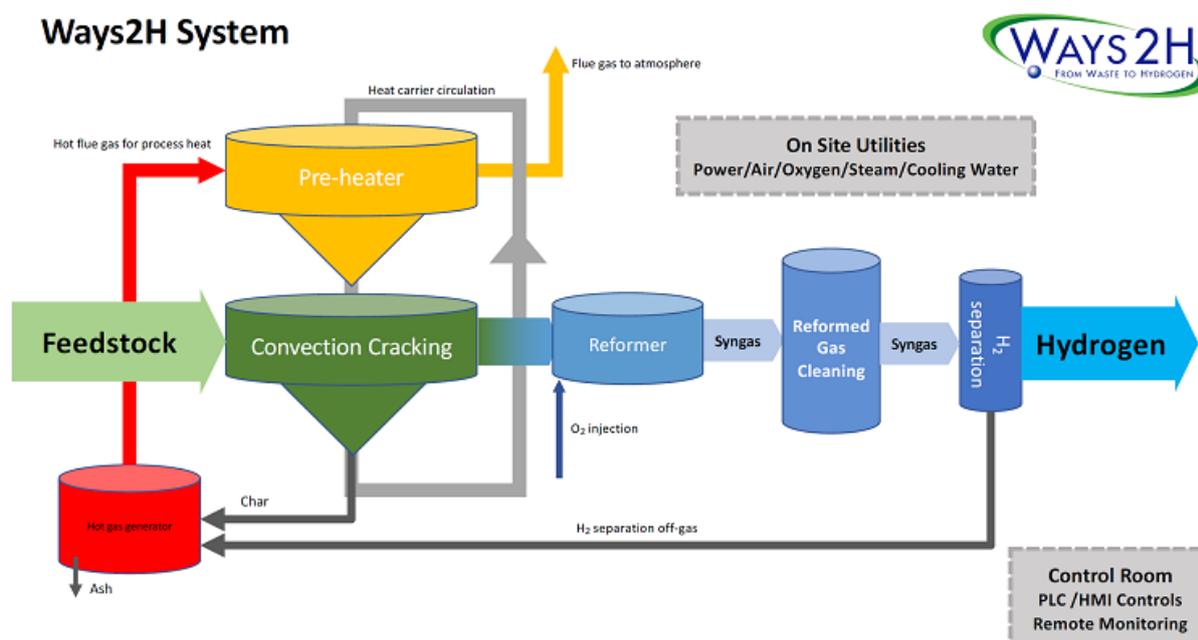


Abbildung 64: Flussdiagramm "Ways2H" [64]

Plasmavergasungsanlage in Lancaster

Das Unternehmen SG H2 Energy Global, LLC baut ab dem ersten Quartal 2021 eine Plasmavergasungsanlage in der Stadt Lancaster, Kalifornien. Dabei werden pro Jahr 42.000 Tonnen Mischpapierabfall bei Temperaturen von 3.500 bis 4.000° C vergast. Die Anlage hat somit das Potenzial 11.000 Kilogramm grünen Wasserstoff am Tag zu produzieren bzw. 3,8 Millionen Kilogramm Wasserstoff im Jahr. Ab dem vierten Quartal 2022 soll die Inbetriebnahme erfolgen und ab dem ersten Quartal 2023 startet der kommerzielle Betrieb der Anlage. Nach Angaben von SG H2 Energy ist der produzierte Wasserstoff konkurrenzfähig zum grauen Wasserstoff, welcher derzeit den größten Marktanteil in der Wasserstoffwirtschaft ausmacht [65].

4.3.3 Wasserstoff-Aktivitäten in Japan

„Fukushima Hydrogen Energy Research Field“

In Fukushima, Japan, wurde im März 2020 das Wasserstoffprojekt „Fukushima Hydrogen Energy Research Field“ in Betrieb genommen. Dabei wurden ein Elektrolyseur mit einer

Leistung von zehn Megawatt in Kombination mit einem Solarfeld installiert. Die Anlage kann am Tag genug Wasserstoff bereitstellen, um täglich 560 Brennstoffzellen-Fahrzeuge zu betanken oder 150 Haushalte für einen Monat mit elektrischer Energie zu versorgen. Dabei wird elektrische Energie nicht nur aus den Photovoltaikanlagen vor Ort gewonnen. Überschüssige elektrische Energie aus dem öffentlichen Netz wird bei Bedarf dem Elektrolyseur zugeführt und das produzierte H₂ wird zwischengespeichert. Dadurch kann der Anteil der regenerativen Energiequellen im Energieversorgungssystem maximiert und die Effizienz der Anlage erhöht werden [66]. Insgesamt wird eine jährliche Wasserstoffproduktion von 200 Tonnen erwartet [67].

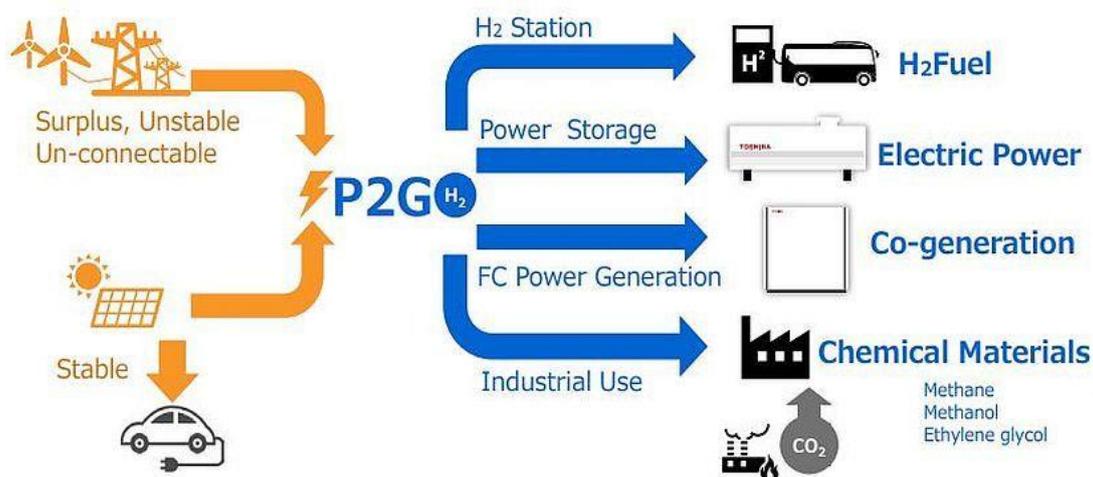


Abbildung 65: „Fukushima Hydrogen Energy Research Field“ [68]

„ENE-FARM“

Ein weiteres Vorhaben, welches bereits seit dem Jahr 2010 läuft, ist das „ENE-FARM-Projekt“, in dessen Rahmen bis zum Jahr 2018 270.000 Brennstoffzellen für die Versorgung des Wohnsektors installiert wurden. Diese liefern Wärme und elektrische Energie für jeden Haushalt. Eine sogenannte Mikro-KWK-Anlage schafft dabei eine CO₂-Einsparung von 1,2 Tonnen pro Jahr. Durch die vielfache Installation der Anlagen konnten somit im Jahr 2018 324.000 Tonnen an Kohlenstoffdioxid allein im Wohnsektor eingespart werden. Ein enormes Potenzial, welches die japanische Regierung noch weiter ausbauen möchte. So sollen bis zum Jahr 2025 5,3 Millionen Brennstoffzellen in den Haushalten Japans installiert werden. Aufgrund der fortgeschrittenen Technologie und den erhöhten Absatzzahlen sind die Mikro-KWK-Anlagen inzwischen wirtschaftlich und werden daher seit 2019 nicht mehr staatlich subventioniert [69].



H2 aus Abwasser in Fukuoka

Japan setzt neben ENE-Farm und dem Projekt in Fukushima auch auf das Prinzip „Wasserstoff aus Abfall“. So hat Toyota bekannt gegeben, dass in Fukuoka das Abwasser in flüssige und feste Bestandteile zerlegt wird. Der feste Bestandteil wird mit Mikroorganismen versetzt und zu Biogas umgewandelt, welches anschließend in einer Dampfreformierungsanlage zu Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid umgesetzt wird. Nach einer Abtrennung des Kohlenstoffdioxids werden mit dem gewonnenen reinen Wasserstoff Brennstoffzellen-Fahrzeuge betankt. Die Wasserstoffproduktionsrate liegt bei rund 300 Kilogramm Wasserstoff pro Tag (Stand: September 2016). Somit können am Tag 65 Mirai-Brennstoffzellen-Pkw betankt werden. Bei einer vollständigen Ausnutzung des Potenzials könnten 600 Fahrzeuge am Tag versorgt werden [70].

H2 aus Gülle in Shikaoi

Ein ähnliches Prinzip wurde in der Stadt Shikaoi, Japan, durchgeführt. Dort wurde an Stelle von Abwasser Gülle verarbeitet. Forschende haben herausgefunden, dass eine Kuh im Durchschnitt 23 Tonnen pro Jahr an Exkrementen ausscheidet. In dieser Menge ist genug Wasserstoff enthalten, um ein Brennstoffzellen-Fahrzeug für 10.000 Kilometer (km) zu versorgen [71].

Aus diesem Grund wurde in Shikaoi eine Anlage gebaut, welche Gülle in Biogas umwandelt. Nach einer Aufbereitung des Biogases wird dieses mit Wasserdampf versetzt. Als Endprodukt entsteht wieder Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff, welcher aus dem Prozess abgeschieden wird und anschließend in Fahrzeugen als Kraftstoff genutzt werden kann. Weitere Anwendungsmöglichkeiten sind Brennstoffzellen zur Versorgung der Haushalte mit elektrischer und thermischer Energie. Bei einer Nutzung aller Tierexkremente könnten rund drei Millionen Brennstoffzellen-Fahrzeuge pro Jahr versorgt werden. Das Pilotprojekt lief bis März 2020 und wurde aufgrund eines nicht-kommerziellen Betriebes vorerst eingestellt. Bei einer hohen Wasserstoff-Nachfrage kann ein kommerzieller Betrieb jedoch wieder aufgenommen werden und mit Benzin / Diesel als Kraftstoff konkurrieren [72].

H2 aus Abfall in der Kawasaki City

Ein weiteres Vorhaben, bei dem Abfall zu Wasserstoff umgewandelt wird, befindet sich seit dem 01. Juni 2018 in der Kawasaki City in Japan in der Umsetzung. Dort werden die Kunststoffabfälle, die beim Betrieb eines Hotels anfallen, in eine Kunststoffverarbeitungsanlage des Unternehmens Showa Denko gebracht. Der Kunststoff wird in einer Anlage unter Zufuhr von thermischer Energie in seine Bestandteile aufgebrochen. Als Endprodukt entsteht unter anderem Wasserstoff, welcher über Leitungen zurück zum Hotel geführt wird. Im Hotel hat



das Unternehmen Toshiba eine Brennstoffzelle installiert, welche den Wasserstoff in elektrische und thermische Energie umwandelt. Dadurch wird dem Hotel eine Deckung des eigenen Energiebedarfs von bis zu 30% ermöglicht [73].

4.3.4 Wasserstoff-Aktivitäten in Südkorea

Power-to-Gas Anlage Jeju

In Südkorea hat das Unternehmen G-Philos gemeinsam mit dem Konzern Korea Midland Power (KOMIPO) eine Power-to-Gas-Anlage in Kombination mit einem Pufferakkumulator auf der Insel Jeju in Betrieb genommen. Dabei soll der Akkumulator die Fluktuationen des Windparks Sangmyung, welcher eine Leistung von 21 MW hat, auffangen und somit die Lastspitzen für die Power-to-Gas-Anlage glätten. Dadurch wird eine stabile Wasserstoffproduktion aus der überschüssigen elektrischen Energie des Windparks sichergestellt. In Zukunft möchte der Konzern G-Philos gemeinsam mit der BASF New Business GmbH (BNB) kooperieren, um weitere Power-to-Gas-Anlagen mit einem Pufferakkumulator in Betrieb zu nehmen, um die Produktion von grünem Wasserstoff zu erhöhen [74].

Brennstoffzellenkraftwerk in Seosan

In der Stadt Seosan, Korea, muss der Wasserstoff nicht über Prozesse oder Technologien aufwendig hergestellt werden, sondern fällt als Nebenprodukt eines petrochemischen Prozesses an. Um den anfallenden Wasserstoff sinnvoll zu nutzen, hat das Unternehmen auf dem Gelände der petrochemischen Anlage, dem Daesan-Industriekomplex, ein Brennstoffzellenkraftwerk mit einer Leistung von 50 MW gebaut (Abbildung 66). Im Jahr fällt dort genug Wasserstoff als Abfallprodukt an, um 400.000 Megawattstunden (MWh) an elektrischer Energie in das öffentliche Versorgungsnetz einspeisen zu können. Dadurch werden 160.000 Haushalte pro Jahr mit klimafreundlicher Energie versorgt. Die Anlage wurde im Juli 2020 fertiggestellt [75].



Abbildung 66: Brennstoffzellenkraftwerk in Seosan [76]

Wasserstoffprojekte der Hyosung Group

In der Stadt Ulsan plant das Unternehmen Hyosung Group gemeinsam mit Linde eine Flüssigwasserstoffanlage. Die Bauarbeiten sollen im ersten Quartal 2021 starten und im Jahr 2022 fertiggestellt sein. Die geplante Anlage produziert jährlich 13.000 Tonnen an flüssigem Wasserstoff. Im Jahr 2022 möchte die Hyosung Group neben der Flüssigwasserstoffanlage auch 50 Wasserstoff-Tankstellen bauen um die bereits bestehenden 70 Tankstellen erweitern [77].

Biochemische Wasserstoffproduktion in Taean

Nach Angaben des Ministeriums für Ozeane plant das Unternehmen Korea Western Power Co. in der Stadt Taean eine Anlage, welche aus Kohlenmonooxid gemeinsam mit marinen Mikroorganismen aus der Tiefsee Wasserstoff erzeugt. Durch diesen Prozess sollen jährlich 330 Tonnen Wasserstoff produziert werden. Ein Potenzial, welches ausreicht, um 2.200 Brennstoffzellen-Fahrzeuge im Jahr zu betanken. Die Anlage wird für sechs Monate durchlaufen, um somit den sicheren und wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten (Stand November 2019) [78].

Wasserstoffstädte in Südkorea

Neben all diesen großtechnischen Wasserstoffanlagen hat Südkorea noch ein wichtiges Ziel in der Planung: den Aufbau von sogenannten Wasserstoffstädten.



In diesem Rahmen hat der Staat vier Städte in Betracht gezogen, welche eine Förderung für den Aufbau einer Wasserstoffstadt erhalten sollen. Bei den vier Kandidatenstädten handelt es sich um „*Ansan, Ulsan, Wanju and Jeonju.*“ [79].

Am Ende erhalten drei der vier Städte die Förderung zum Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur bis zum Jahr 2022. Die Regierung verfolgt mit diesem Vorhaben das Ziel, in den drei ausgewählten Städten eine Brennstoffzellen-Leistung von insgesamt 9,9 MW bis zum Jahr 2022 zu installieren. Außerdem sollen 670 brennstoffzellenbetriebene Personenkraftwägen (Pkws) und 30 Busse mit Brennstoffzellenantrieb in den Städten betrieben werden [80].

Im Anhang sind in Tabelle 18 weitere interessante Wasserstoff-Projekte aus den Staaten USA, Japan und Südkorea aufgelistet.

4.4 Bewertung ausgewählter technologischer Ansätze

In diesem Kapitel werden ausgewählte nationale und internationale Projekte hinsichtlich der technologischen Struktur bewertet. Außerdem werden daraus mögliche Einsatzszenarien für das Oberallgäu und die Stadt Kempten abgeleitet, die in Kapitel 2.3.2 bereits berücksichtigt sind. Im Folgenden wird die Vorgehensweise der Betrachtung erläutert.

4.4.1 Vorgehensweise / Methodik

Es erfolgte eine technologische Bewertung der nationalen und internationalen angewandten Wasserstoffprojekte. Die Bewertung zielte darauf ab, Aussagen zu potenziell übertragbaren Strukturen für Anwendungen im Allgäu zu treffen.

Nach Angaben der beiden Herausgeber Schuh und Klappert gibt es unterschiedliche Phasen für eine Technologiebewertung. Je fortgeschrittener die Planung und Entwicklung der Technologie ist, desto mehr liegt der Fokus auf der quantitativen als auf der qualitativen Betrachtung. In Abbildung 67 wird dieser Zusammenhang dargestellt [81, p. 312].

Die technologische Betrachtung dient in erster Linie der Analyse von nationalen und internationalen Projekten und der Untersuchung der Strukturen hinter den angewandten Technologien. Es soll ein Anreiz für die Umsetzung von Wasserstoffstrukturen gegeben werden, die eventuell im Allgäu eine Anwendung finden könnten. Aus diesem Grund wird die Betrachtung auf Basis der in Abbildung 67 dargestellten Phasen zwischen der Technologiefrüherkennung und der Technologieplanung eingeordnet. Daher wird der Schwerpunkt auf eine qualitative Bewertung gelegt.

Nach Angabe von Schuh und Klappert gibt es unterschiedliche Methoden eine technologische Bewertung vorzunehmen. Neben der Einteilung in unterschiedliche Phasen stecken hinter jeder Phase unterschiedliche Ansätze für eine fundierte Beurteilung. So eignen sich für eine Technologiefrüherkennung die Argumentenbilanz mit einer Gegenüberstellung der Vor- und Nachteile einer Technologie. Des Weiteren wird auf die Erstellung einer Checkliste für einen übersichtlichen und groben Vergleich der unterschiedlichen Technologieoptionen verwiesen. Zudem werden für die Technologiefrüherkennung und die Technologieplanung eine Nutzwertanalyse vorgeschlagen. Dabei werden unterschiedlichen Kriterien Gewichtungen zugeteilt, anhand derer eine Punktzahl für die jeweilige Technologie ermittelt werden kann. Als eine weitere Option zur Beurteilung in den beiden Phasen Technologiefrüherkennung und Technologiebewertung wird die Kosten-Nutzen-Analyse aufgezeigt. Dabei wird die Wirtschaftlichkeit jeder Technologie betrachtet und berechnet [81, pp. 324-330].

Unter Berufung der oben dargestellten Erklärungen, dass es sich bei der durchgeführten technologischen Bewertung um eine Analyse der bereits angewandten Wasserstoffstrukturen und die Abschätzung einer Anwendbarkeit für das Allgäu handelt, wird eine Argumentenbilanz mit einer anschließenden Checkliste für eine bessere Darstellung und Übersichtlichkeit der unterschiedlichen Strukturen durchgeführt.

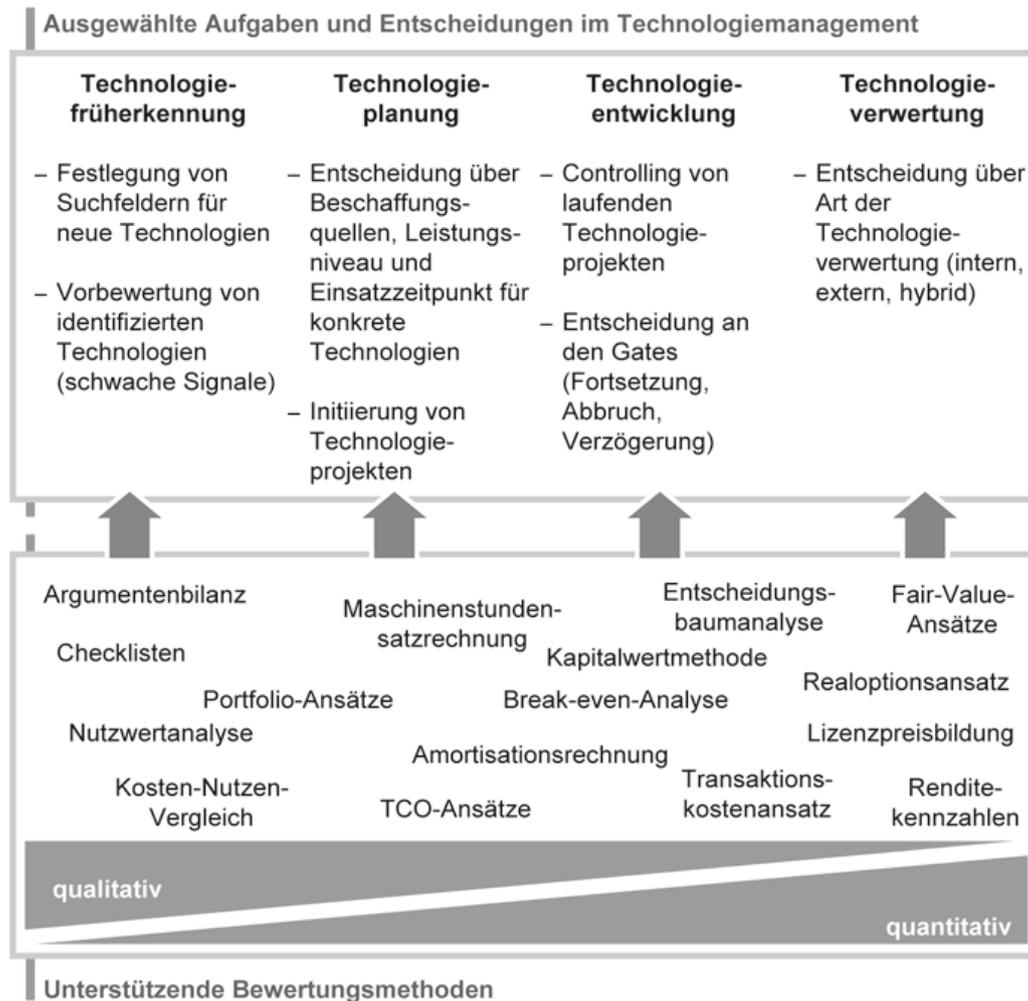


Abbildung 67: Darstellung der unterschiedlichen Phasen einer Technologiebewertung inklusive der jeweils dafür geeigneten Bewertungsmethoden, Quelle: [81, p. 312]

4.4.2 Bewertung von innovativen technologischen Strukturen

Im Folgenden werden die unterschiedlichen technologischen Strukturen in Kombination mit Projekten, die sich durch besondere Merkmale oder eine hohe Leistung auszeichnen, bewertet.

4.4.2.1 Darstellung der Projekte für die Bewertung der technologischen Strukturen

In den vorhergehenden Kapiteln wurden einige nationale und internationale Wasserstoff-Projekte genannt, denen unterschiedliche Technologien zugeordnet werden können. Dabei haben sich vor allem fünf Technologielösungen herauskristallisiert. Bei der Technologiebewertung wird jede dieser fünf Möglichkeiten anhand ausgewählter Projekte hinsichtlich der Vor- und Nachteile unter Beachtung der Vorgehensweise, die in Kapitel 4.4.1 erläutert wurde, in den Kriterien Art des Wasserstoffs, Ressourceneinsatz, CO₂-Bilanz, Standort / Transport, Flexibilität der Anlage und dem Technologiereifegrad bewertet. Die ausgewählten Projekte zeichnen sich durch einen hohen Innovationsgrad oder eine hohe Wasserstoffproduktion aus.

In der folgenden Tabelle 3 sind die ausgewählten Projekte, zugeordnet zu der jeweiligen Technologie, dargestellt.

Technologien	Projekt
Waste-to-Hydrogen	Plasmavergasung in Lancaster, California (CA)
Dampfreformierung	Wasserstoff aus Gülle in Shikaoi, Japan
	Wasserstoff aus Abwasser in Fukuoka, Japan
	H ₂ H Saltend in Humber, Großbritannien
Power-to-Gas-Anlagen in Kombination mit Windkraftanlagen	ElementEins in Deutschland
	WindGas Falkenhagen in Falkenhagen, Deutschland
	Energiepark Mainz in Mainz, Deutschland
Wasserstoff-Quartierlösung	Esslingen Wasserstoff-Quartierlösung
	Wasserstoff-Hotel in der Kawasaki City, Japan
Solar-to-Hydrogen	FH ₂ R in Fukushima, Japan

Tabelle 3: Zuordnung von Projekten zu den jeweiligen Technologielösungen

4.4.2.2 Bewertung der Waste-to-Hydrogen-Technologie

Beginnend mit der Waste-to-Hydrogen-Technologie bzw. mit der Plasmavergasung werden die Vor- und Nachteile bezüglich den in Kapitel 4.4.1 genannten Kriterien dargestellt. Angefangen mit dem Ressourceneinsatz, ergibt sich bei dieser Technologie ein relevanter Vorteil, da zwei Probleme gleichzeitig gelöst werden.

Abfall, ein Stoff, welcher die Menschheit immer wieder vor Probleme und Herausforderungen, wie die Endlagerung von Abfällen stellt, wird genutzt, um daraus elektrische, thermische Energie oder Gase, wie Wasserstoff, zu gewinnen. Somit wird nicht nur das Abfallproblem gelöst, es kann auch ein Beitrag zum Klimaschutz geleistet werden.



Beim Projekt in Lancaster, Kalifornien, wird als Abfall Mischpapier eingesetzt [65]. Bei diesem Prozess entsteht auch Kohlenstoffdioxid, welches zuvor in den Bäumen und somit bereits in der Atmosphäre gebunden war. Demnach handelt es sich beim Einsatz von Mischpapier um einen klimaneutralen Prozess. Wenn jedoch beispielsweise Kunststoffe verwertet werden, entsteht bei diesem Prozess Kohlenstoffdioxid, welches zuvor nicht in der Atmosphäre gebunden war, da Kunststoffe aus Erdöl hergestellt werden. Somit wird CO₂ erzeugt, in die Erdatmosphäre emittiert und verstärkt damit den Treibhauseffekt. Die Waste-to-Hydrogen-Technologie kann dazu beitragen, klimaneutral elektrische und thermische Energie und Wasserstoff zu erzeugen, jedoch hängt die CO₂-Bilanz von den gewählten Einsatzstoffen ab. Um beim Einsatz von kohlenstoffdioxid-belasteten Stoffen einen Prozess auf klimaneutraler Basis zu ermöglichen, kann die CCS-Technologie (Kapitel 2.3.1) angewendet werden.

Für einen geringen Platzbedarf muss das CO₂ flüssig gelagert werden. Daher müssen die Lagerstätten in großen Tiefen unter der Erde liegen, um den dafür notwendigen Druck aufrechtzuerhalten, sodass der flüssige Zustand bestehen bleibt. Als Lagerstätten bieten sich daher bereits ausgebeutete Erdöl- und Erdgasfelder sowie saline Aquifere an [82, pp. 256 - 257].

Durch die Anwendung der CCS-Technologie kann somit Kohlenstoffdioxid abgeschieden und eingelagert, anstatt in die Atmosphäre entlassen zu werden. Damit wäre der Prozess klimaneutral. Der daraus gewonnene Wasserstoff würde demnach als blauer Wasserstoff klassifiziert werden. Wenn im Fall von Lancaster, bei dem es sich durch den Einsatz des CO₂-neutralen Mischpapiers um grünen Wasserstoff handelt, die Carbon Capture and Storage-Technologie angewendet wird, kann somit der CO₂-Gehalt in der Atmosphäre reduziert werden. Es ist also zu erkennen, dass die Emissionsbilanz und damit auch die Farbe des gewonnenen Wasserstoffs wesentlich von den eingesetzten Abfallstoffen abhängig sind.

Bei der Plasmavergasung werden hohe Temperaturen im Bereich von 3.500 – 4.000 °C benötigt [65]. Das bedeutet, dass die Anlage kontinuierlich betrieben werden muss und eine Skalierung nach Bedarf schlecht möglich ist. Das bringt sowohl einen Vorteil als auch einen Nachteil mit sich. Einerseits kann durch den dauerhaften Betrieb und der damit konstanten H₂-Produktion die Grundlast an Wasserstoffbedarf gedeckt werden. Vor allem durch den Ausbau von erneuerbaren Energiequellen, wie Photovoltaik- und Windkraftanlagen, kann es zu starken Schwankungen der Energieversorgung und somit auch der Wasserstoffproduktion kommen. In diesem Fall ist eine stabile und sichere Grundversorgung durch die Plasmatechnologie ein klarer Vorteil.

Ein weiterer Vorteil ergibt sich im Bereich des Standortes und damit auch im Bereich des Transports von Wasserstoff. Beim Projekt in Lancaster wird die Plasmavergasungsanlage am Rand der Stadt gebaut [65]. Damit ergibt sich eine Nähe zum Abfallstrom, welcher zum größten Teil in der Stadt entsteht. Außerdem wird der Wasserstoff dort produziert, wo er benötigt wird. Dadurch reduzieren sich die Transportkosten von Abfall und Wasserstoff. Dies wirkt sich wiederum positiv auf die energetische und wirtschaftliche Bilanz des Endproduktes H₂ aus.

Als letztes Kriterium wäre noch der Technologiereifegrad zu nennen.

Laut Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gibt es eine Bewertung für den Fortschritt von Technologien hinsichtlich ihrer Marktfähigkeit. Deshalb wurde gemeinsam mit dem TÜV Rheinland eine Definition der unterschiedlichen Technologiereifegrade (engl.: Technology Readiness Level, kurz: TRL) verfasst, welche in Abbildung 68 dargestellt sind [83].

Anschließend wird unter Beachtung der Klassifizierungen aus Abbildung 68 der Waste-to-Hydrogen-Technologie ein Technologiereifegrad zugeordnet.

TRL 1	Beobachtung und Beschreibung des Funktionsprinzips
TRL 2	Beschreibung der Anwendung der Technologie
TRL 3	Nachweis der Funktionsfähigkeit der Technologie
TRL 4	Versuchsaufbau im Labor
TRL 5	Versuchsaufbau in (simulierter/ vereinfachter) Einsatzumgebung
TRL 6	Prototyp in (simulierter/vereinfachter) Einsatzumgebung
TRL 7	Prototyp im (realen) Einsatz
TRL 8	Nachweis der Funktionsfähigkeit im Einsatzbereich (Zulassungsprozess abgeschlossen)
TRL 9	Technologie im Markt

Abbildung 68: Definition der Technologiereifegrade, Quelle: [69]

Nach Angaben des Unternehmens SG H₂ Energy wurde die Technologie der Plasmavergasung bisher zwei Mal getestet. Beide Projekte waren Pilotprojekte. Die Funktionsfähigkeit der Technologie wurde von verschiedenen Experten überprüft und konnte dabei bestätigt werden [84]. Dadurch zeigt sich, dass die Plasmavergasung zwar eingesetzt werden kann, sich auf dem Markt jedoch noch nicht etabliert hat und daher noch keine vollständig ausgereifte Technologie für die Herstellung von Wasserstoff darstellt. Aus diesem Grund wurde

sie mit einem Technologiereifegrad von TRL 6 bis TRL 8 bewertet. In der folgenden Darstellung (s. Tabelle 4) sind die Vor- und Nachteile der Waste-to-Hydrogen-Technologie kurz zusammengefasst.

Vorteile	Nachteile
Deckung der Grundlast	CO ₂ -Emissionen beim Einsatz von nicht biogenen Abfällen (Beispiel: Kunststoff)
Verwertung von Abfällen und Erzeugung von Wasserstoff (Lösung von zwei Problemen)	Keine etablierte Technologie (Technologiereifegrad TRL 7 bis TRL 8)
Geringe Transportwege durch die Nähe zum Erzeuger von Abfällen und Abnehmern von H ₂	
Klimaneutral bei Verwendung von biogenen Abfällen	

Tabelle 4: Darstellung der Vor- und Nachteile der Waste-to-Hydrogen-Technologie anhand des Projektes in Lancaster, Kalifornien

4.4.2.3 Bewertung der Dampfreformierung

Für die zukünftige Wasserstoffwirtschaft kann die Dampfreformierung ebenfalls eine relevante Rolle spielen und zur Dekarbonisierung der Energiewirtschaft beitragen, indem fossile Energiequellen wie Erdgas durch erneuerbare Energieträger wie Biogas ersetzt werden. Biogas und Erdgas haben einen ähnlichen chemischen Aufbau, da sie zum größten Teil aus Methan bestehen, welches im Steam-Methan-Reformer zur Umwandlung in Wasserstoff eingesetzt wird. Durch vorgeschaltete Entschwefelungsanlagen werden die Gase gereinigt und für die thermische Konversion aufbereitet. Auf diese Weise wird in Shikaoi (Japan), Fukuoka (Japan) und in Humber (Großbritannien) Wasserstoff gewonnen.

In Shikaoi wurde bis März 2020 eine Biogasanlage in Kombination mit einer Dampfreformierungsanlage betrieben, um aus Gülle Wasserstoff zu gewinnen [72]. In Fukuoka wurde ein ähnliches Prinzip durchgeführt. Bei diesem Projekt teilt Toyota Abwasser in seine festen und flüssigen Bestandteile auf und wandelt die Abfallstoffe durch Zugabe von Mikroorganismen in Biogas um, welches anschließend in einer Dampfreformierungsanlage zu Wasserstoff umgewandelt wird [70].

Im Bereich der Ressourcenverwendung ergibt sich somit ein Vorteil, da ähnlich wie bei der Waste-to-Hydrogen-Technologie Abfall verwertet wird, um daraus H₂ zu gewinnen.



Ein weiterer Vorteil liegt in der CO₂-Bilanz. Da Wasserstoff aus einem biogenen Abfall gewonnen wird, kann der Prozess als klimaneutral betrachtet werden. Das emittierte Kohlenstoffdioxid, welches bei der Dampfreformierung entsteht, war bereits in der Atmosphäre vorhanden, wurde durch Nahrung aufgenommen und landete am Ende als Abfall in den Biogasanlagen. Der erzeugte Wasserstoff kann somit als grün klassifiziert werden.

Im Gegensatz dazu führt die CO₂-Bilanz beim Projekt in Humber, Großbritannien zu einem Nachteil, da Wasserstoff aus dem fossilen Energieträger Erdgas gewonnen wird. Durch die Abscheidung und Speicherung des Kohlenstoffdioxids im Meeresuntergrund, wird somit in Humber blauer Wasserstoff hergestellt. Aus diesem Grund ist der Prozess zwar rein bilanziell klimaneutral, jedoch ist zu beachten, dass hinsichtlich des Klimawandels und der hohen CO₂-Konzentration in der Atmosphäre, nicht nur der Ausstoß von Kohlenstoffdioxid reduziert werden sollte, sondern auch im Allgemeinen die CO₂-Konzentration in der Atmosphäre reduziert werden sollte. Dies kann durch die Integration der CCS-Technologie bei Prozessen, wie der Dampfreformierung von Biogas erreicht werden. Durch die Abscheidung von CO₂ wäre dieser Prozess kohlenstoff-negativ. Vor dem Hintergrund, dass keine unbegrenzten Lagerstätten für das flüssige Kohlenstoffdioxid zur Verfügung stehen, wären die Lagerstättenpotenziale sinnvoller genutzt, wenn bereits in der Atmosphäre vorhandenes CO₂ darin gelagert werden würde, anstatt durch den Einsatz fossiler Energieträger zusätzliche Treibhausgase zu erzeugen und diese für einen klimaneutralen Prozess in salinen Aquiferen oder abgebauten Erdgasstätten einzulagern.

Biogas- und Dampfreformierungsanlagen können am Rand von Städten aufgebaut und betrieben werden. Somit sinken die Transportwege- und kosten für die Bereitstellung von Wasserstoff. Zudem fällt beispielsweise bei der Abwasseranlage von Toyota in Fukuoka der Abfall dort an, wo auch die Menschen leben. Des Weiteren wird der Wasserstoff gleich vor Ort erzeugt, wo er auch gebraucht wird – vorzugsweise in der Stadt bzw. am Rande. Das bedeutet, dass sich im Falle der Abwassernutzung, wie dies von Toyota durchgeführt wird, geringe Transportwege- und auch -kosten, sowohl für den Abfall als auch für das grüne Gas ergeben. Dies wirkt sich wiederum positiv auf die Wirtschaftlichkeit und die energetische Bilanz aus.

Für die energetische Bilanz ergibt sich im Weiteren ein Vorteil, weil Wasserstoff zum Beispiel nicht durch eine lange Pipeline transportiert werden muss. Beim Transport von Wasserstoff durch Gasleitungen ist der Druckverlust in der Leitung proportional zur Leitungslänge. Dies hat zur Folge, dass sich bei einer geringen Wegstrecke auch ein geringer Druckverlust ergibt. Dadurch muss der Verdichter weniger Arbeit aufwenden, wodurch der Verbrauch an elektrischer Energie reduziert wird.



Für die Verarbeitung der Gülle in Shikaoi, Japan, ist ein großer logistischer Aufwand notwendig, da Gülle überwiegend abseits der Stadt anfällt. Somit ergibt sich für dieses Projekt ein Nachteil im Bereich des Abfalltransports. Sinnvoll ist es jedoch die Biogas- und Dampfreformierungsanlagen wiederum in Stadtnähe zu errichten, sodass die Transportaufwände für den produzierten Wasserstoff minimiert werden können.

Weiterhin wäre die Flexibilität der Anlagen zu nennen. Biogasanlagen sind für eine schnelle Laständerung wenig geeignet, da die Produktion des Biogases ausschließlich mit Mikroorganismen funktioniert. Mikroorganismen können jedoch nur bei den richtigen Bedingungen Methan produzieren. Für diesen Abbauprozess muss die Sauerstoffzufuhr ausreichend sein, andernfalls sterben aerobe Mikroorganismen ab. Außerdem muss genug Feuchtigkeit vorhanden sein, da Wasser als Nährstoffträger fungiert. Der Abbauprozess von Mikroorganismen kann einige Wochen dauern, weswegen eine flexible und schnelle Laständerung bzw. ein schnelles Hoch- und wieder Herunterfahren der Anlagen nicht möglich ist. Genauso können Dampfreformierungsanlagen nicht als flexible Erzeugungsanlagen von Wasserstoff fungieren. Der SMR-Prozess wird bei Temperaturen von 850 °C und einem Betriebsdruck zwischen 15 und 40 bar gefahren [85, p. 310]. Daher ist die Dampfreformierung für einen flexiblen Einsatz nicht geeignet.

Als letzter Aspekt wäre der Technologiereifegrad zu nennen. Biogas- und Dampfreformierungsanlagen sind etablierte Technologien, die bereits einen wesentlichen Beitrag zur Marktversorgung leisten. Aus diesem Grund erfolgt eine Einstufung der Anlagen in den Technologiereifegrad TRL9. In der folgenden Darstellung (s. Tabelle 5) sind die Vor- und Nachteile der Dampfreformierung zusammenfassend dargestellt.

Vorteile	Nachteile
Klimaneutral bei Verwendung von biogenen Einsatzstoffen	Erzeugung von neuem CO ₂ bei Verwendung von fossilen Energieträgern
Biogas- und Dampfreformierungsanlagen können an Stadträndern aufgebaut werden → geringe Transportkosten und Energiebedarf	Lange Transportwege und logistische Herausforderung bei der Verwendung von Gülle
Geeignet für die Grundlastdeckung des Wasserstoffbedarfs	Nicht geeignet für den flexiblen Betrieb
Optimaler Ressourceneinsatz bei der Verwendung von Abfällen zur Wasserstofferzeugung	
Kann zur Reduktion der CO ₂ -Konzentration in der Atmosphäre beitragen (CCS-Technologie und biogene Einsatzstoffe)	
Etablierte Technologie (TRL9)	

Tabelle 5: Darstellung der Vor- und Nachteile der Dampfreformierung anhand der Projekte in Shikaoi, Fukuoka und Humber

4.4.2.4 Bewertung der Power-to-Gas-Anlagen in Kombination mit Windkraftanlagen

Für die Bewertung der Power-to-Gas-Anlagen (PtG-Anlagen) basierend auf Windkraftanlagen werden die drei Projekte ElementEins, WindGas Falkenhagen und der Energiepark Mainz herangezogen, wie in Tabelle 3 in Kapitel 4.4.2.1 bereits dargestellt wurde.

Bei dem Projekt WindGas in Falkenhagen wird nicht nur grüner Wasserstoff mit Hilfe von elektrischer Energie aus Windkraftanlagen und dem Einsatz eines Elektrolyseurs erzeugt, sondern dieser auch mit Kohlenstoffdioxid in einer Methanisierungsanlage zu grünem Methan umgewandelt [37]. Eine Methanisierungsanlage kommt bei dem Projekt ElementEins ebenfalls zum Einsatz [47]. Da Wasserstoff das kleinste Molekül im Universum ist, ergeben sich Diffusionsverluste, welche zu Transportschwierigkeiten in den Pipelines führen können. Aufgrund der Größe des H₂-Moleküls gibt es Möglichkeiten die Diffusion durch geeignete Materialien der Pipelines zu verhindern. Durch die Herstellung von grünem Methan aus grünem Wasserstoff sinken aufgrund der Größe des Methanmoleküls die Diffusionsverluste in den Pipelines. Dadurch wird der Transport einfacher und ist mit geringeren energetischen Verlusten behaftet. Es ergibt sich auch ein wirtschaftlicher Vorteil, da in den meisten Ländern die Infrastruktur der Gasversorgung auf Erdgas basiert. Die Versorgung mit CH₄ aus einer Methanisierungsanlage ist dann klimaneutral, wenn das Kohlenstoffdioxid zur Herstellung von Methan bereits in der Atmosphäre vorhanden war.



Der Wasserstoff ist bei allen drei Projekten frei von CO₂-Emissionen, da dieser in Kombination einer Windkraftanlage mit einem Elektrolyseur gewonnen wird.

Da Windkraftanlagen nur einen Ertrag liefern, wenn die Wetterbedingungen passen, müssen die Elektrolyseure flexibel auf die Fluktuationen im Energiesystem reagieren können. Der Energiepark Mainz beweist in der Realität den Umgang mit starken Lastschwankungen.

Elektrolyseure können nach einem Kaltstart innerhalb von zwei Minuten ihre volle Leistung bereitstellen. Außerdem kann eine Nachregelung der Elektrolyseur-Leistung während des Betriebs innerhalb weniger Sekunden erfolgen [44].

Windkraft- und Photovoltaikanlagen benötigen großen Platzbedarf, abhängig von der Leistungsklasse. Somit folgt ein starker Eingriff in die Natur. Dem Betreiber der Anlage bleibt es überlassen, ob der Wasserstoff vor Ort (on-site) mit Elektrolyseuren erzeugt wird oder die überschüssige elektrische Energie zum Produktionsstandort geliefert werden soll. Beim Transport von elektrischer Energie ergibt sich der Vorteil, dass die Leitungsverluste geringer sind und die Infrastruktur dafür bereits existiert.

Durch den Einsatz von Elektrolyseuren ergibt sich ein weiterer Nachteil im Bereich der Ressourcennutzung. Anders als bei der Waste-to-Hydrogen-Technologie oder der Dampfreformierung wird der Wasserstoff ausschließlich aus Trinkwasser gewonnen, das zusätzlich vollständig entsalzt werden muss. Ein Elektrolyseur benötigt rund neun Kilogramm Wasser für die Herstellung eines Kilogramms Wasserstoff. Abhängig von der Temperatur und der Dichte des Wassers entspricht dies rund neun Litern Wasser pro Kilogramm Wasserstoff. Nach Angaben der Deutschen Gesellschaft für Ernährung e.V. sollte ein Mensch am Tag rund 1,5 Liter Wasser trinken [86]. Demnach werden für die Herstellung von einem Kilogramm Wasserstoff der Tagedrinkwasserbedarf von rund sechs Personen benötigt. Die Tabelle 9 im Kapitel 4.4.2.7 stellt einen Vergleich der unterschiedlichen Technologien mit den jeweiligen Wasserverbräuchen dar.

Hinsichtlich der Technologiereife ergeben sich abhängig von der Wahl des Elektrolyseurs Unterschiede. So gibt das Fraunhofer Institut an, dass alkalische Elektrolyseure im Gegensatz zu einem PEM-Elektrolyseur einen höheren Technologiereifegrad haben, da diese bereits länger kommerziell auf dem Markt verfügbar sind, während die PEM-Technologie sich derzeit etabliert. Daher wird der alkalische Elektrolyseur mit dem Reifegrad TRL9 eingestuft und der PEM-Elektrolyseur mit TRL 6 bis TRL 8 [87, pp. 12 - 13].

In der folgenden Darstellung (s. Tabelle 6) werden die Vor- und Nachteile der Power-to-Gas-Technologie anhand der genannten Projekte zusammenfassend aufgezeigt.

Vorteil	Nachteil
Reduzierung der Diffusionsverluste durch Herstellung von grünem Methan aus grünem H ₂	Hoher Wasserverbrauch beim Einsatz von Elektrolyseuren
Beitrag zum Klimaschutz durch den Einsatz von grünem Methan bzw. grünem Wasserstoff	Hoher Flächenverbrauch bzw. starker Eingriff in die Natur
Schnelle Anpassung an Lastschwankungen	Lange Transportwege von Wasserstoff oder elektrischer Energie

Tabelle 6: Darstellung der Vor- und Nachteile der Power-to-Gas-Technologie basierend auf Windkraftanlagen anhand der Projekte ElementEins, WindGas Falkenhagen und dem Energiepark Mainz

4.4.2.5 Bewertung der Wasserstoff-Quartierlösungen

Zur Bewertung von Wasserstoff-Quartierlösungen werden die beiden Projekte in Esslingen und Kawasaki City in Japan herangezogen. In Esslingen handelt es sich um die Versorgung von mehr als 600 Wohneinheiten aus regenerativen Energiequellen. Darunter befindet sich seit dem Jahr 2020 auch ein Elektrolyseur, welcher sowohl Wasserstoff als auch Abwärme zur Versorgung der Verbraucher bereitstellt [39].

In Kawasaki City hingegen wird ein Hotel mit elektrischer Energie und Wärme über eine Brennstoffzelle versorgt, welche Wasserstoff nutzt, der durch das Recycling von Kunststoffabfällen des Hotels in einer externen Anlage gewonnen wurde [73].

Beginnend mit dem Standort, ergibt sich für beide Projekte ein Vorteil. Eine Brennstoffzelle oder ein Elektrolyseur erzeugen bei der Umwandlung des Wasserstoffs bzw. in Wasserstoff Wärme. Diese kann über ein Nahwärmenetz den Verbrauchern zu Heizzwecken zur Verfügung gestellt werden. Die Abwärme kann genutzt werden, wenn die Anlage in der Nähe der Verbraucher betrieben wird, wie es in Esslingen oder in Kawasaki City der Fall ist. In Esslingen kann somit das CO₂-Einsparpotenzial von rund 7,9 kg CO₂ / kg H₂ ohne Abwärmenutzung auf knapp 11,7 kg CO₂ / kg H₂ mit Abwärmenutzung angehoben werden.

Ein weiterer Vorteil ist die Flexibilität der Anlage. Wie bereits der Energiepark Mainz in der Praxis beweisen konnte, sind Elektrolyseure dafür geeignet auf starke Fluktuationen im Netz schnell zu reagieren, um kurzfristig die benötigte Wasserstoffmenge herstellen zu können. Dadurch wird der Anteil an regenerativer Energie im Versorgungssystem erhöht und unterstützt die Dekarbonisierung des Energiesektors.

In Esslingen wird der Wasserstoff eingesetzt, um diesen in einem Blockheizkraftwerk zu nutzen [40]. Neben der Umwandlung in Wasserstoff wird der Überschuss auch in anderen

Sektoren wie der Mobilität zum Antrieb von Elektro-Fahrzeugen genutzt [39]. Auch der öffentliche Nahverkehr ist potenzieller Abnehmer der umweltfreundlichen Energie [41].

Daran ist zu erkennen, je größer die Bandbreite an Abnehmern ist, desto flexibler muss das Energiesystem ausgelegt werden. Dadurch ergibt sich die Notwendigkeit, den Anteil an regenerativer Energie im Gesamtsystem zu erhöhen.

Bei der Verwendung von Kunststoff zur Herstellung von Wasserstoff, wie dies im Hotel in Kawasaki City angewandt wird, entsteht durch die thermische Spaltung des Kunststoffes Kohlenstoffdioxid. Durch eine Abscheidung kann somit blauer Wasserstoff erzeugt werden.

Als wesentlicher Aspekt wäre wieder der Technologiereifegrad zu nennen. Da bei den Quartierlösungen Elektrolyseure und Brennstoffzellen eingesetzt werden, wird auf eine Studie des Fraunhofer Instituts verwiesen. Wie bereits erklärt, wird der Technologiereifegrad der alkalischen Elektrolyse mit TRL9 und der für die PEM-Elektrolyse mit TRL6-8 angegeben [87, pp. 12 - 13].

In Tabelle 7 sind die Vor- und Nachteile von Wasserstoff-Quartierlösungen zusammenfassend dargestellt.

Vorteile	Nachteile
Nutzung der Abwärme von Elektrolyseur oder Brennstoffzelle	Bei der Verwertung von Kunststoffabfall entsteht CO ₂ (blauer Wasserstoff bei Abscheidung)
Flexible Nutzung der regenerativen Energiequellen	Hoher Wasserverbrauch beim Einsatz von Elektrolyseuren
Nutzung von Abfall	
Grüner Wasserstoff beim Einsatz von erneuerbaren Energiequellen	

Tabelle 7: Darstellung der Vor- und Nachteile der Wasserstoff-Quartierlösungen anhand der beiden Projekte in Esslingen und Kawasaki-City

4.4.2.6 Bewertung der Solar-to-Hydrogen-Technologie

Die Vor- und Nachteile der Solar-to-Hydrogen-Technologie wurden anhand des Projektes „FH2R“ in Fukushima, Japan erläutert. Bei dem Vorhaben wurden auf einer Fläche von 180.000 Quadratmetern (m²) PV-Anlagen und Elektrolyseure installiert [67].

Laut Kaoru Ohno vom Japan Atomic Industrial Forum, Inc., werden beim Vorhaben in Fukushima rund 200 Tonnen H₂ pro Jahr gewonnen [67]. Beim bekannten Wasser-zu-Wasserstoff-Verhältnis von neun zu eins, werden somit bei dem Projekt FH2R pro Jahr

1,8 Millionen Liter Wasser für die Wasserstoffherstellung benötigt. Die Tabelle 9 veranschaulicht den hohen Trinkwasserverbrauch in Relation zu anderen H₂-Projekten.

Hinsichtlich der Technologiereife wird aufgrund der gleichen angewandten Technologie – Elektrolyse auf die beiden Kapitel 4.4.2.4 und 4.4.2.5 verwiesen, wo bereits eine Bewertung der Elektrolyseure gemäß dem Fraunhofer Institut durchgeführt wurde.

In der folgenden Tabelle 8 sind die Vor- und Nachteile der Solar-to-Hydrogen-Technologie zusammengefasst.

Vorteile	Nachteile
Schnelle Reaktionen auf Fluktuationen im öffentlichen Energieversorgungsnetz	Hoher Wasserverbrauch durch den Einsatz von Elektrolyseuren
CO ₂ -Einsparung durch Verwendung von regenerativen Energiequellen zur Gewinnung von H ₂ (grüner Wasserstoff)	Lange Transportstrecken- und kosten

Tabelle 8: Zusammenfassung der Vor- und Nachteile der Solar-to-Hydrogen-Technologie anhand des Projektes FH2R in Fukushima, Japan

4.4.2.7 Zusammenfassende Bewertung nationaler und internationaler Strukturen

In Tabelle 9 sind die bewerteten technologischen Strukturen für eine bessere Anschaulichkeit zusammengefasst. Für die Berechnung der Trinkwassermenge wurde als Trinkwasserbedarf eines Menschen pro Tag der Wert von 1,5 Liter angesetzt [86]. Beim Verhältnis Wasser zu Wasserstoff ergibt sich für die Waste-to-Hydrogen-Technologie ein Wert von 3,6:1, da als Einsatzstoff Abfall in Form von Papier bzw. Cellulose eingesetzt wird. Bei der Verwendung von anderen Abfallstoffen kann sich das Verhältnis ändern.

Es wird klar, dass die Elektrolyseure den größten Wasserverbrauch haben. Wie anhand der beiden Projekte in Lancaster und ElementEins zu erkennen ist, empfiehlt es sich für hohe Wasserstoffproduktionen auf den Einsatz von Elektrolyseuren eher zu verzichten und den Wasserstoff aus anderen Stoffen zu gewinnen. Bei kleineren Projekten, wie der Quartierlösung in Esslingen ist der Trinkwasserverbrauch vertretbar, da sich die Wasserstoffproduktion im geringen Maß hält und bei der Quartierlösung der Wasserstoff direkt vor Ort produziert wird. Das hat den Vorteil, dass die Abwärme des Elektrolyseurs in einem Nahwärmenetz für Heizzwecke der umliegenden Gebäude genutzt werden kann. Wie anhand der CO₂-Einsparung zu erkennen ist, wird die Nutzung der Abwärme stark empfohlen, da somit die Einsparung an Emissionen von rund 7,9 kg CO₂ / kg H₂ auf knapp 11,7 kg CO₂ / kg H₂ ansteigt. Das macht einen Zuwachs von rund 48 % aus.



Der Einsatz von Wasserstoff in Fahrzeugen und damit der Ersatz für Verbrennungsmotoren führt zu einem hohen Einsparpotenzial mit ca. 12,7 kg CO₂ / kg H₂.

Jede Technologie oder technologische Struktur ist auch mit Nachteilen verbunden, so hat die Elektrolyse den Nachteil des hohen Trinkwasserbedarfs. In vielen Regionen Deutschlands herrscht heute bereits Wasserknappheit [88].

Grundsätzlich gilt, mit der Ressource Trinkwasser schonend umzugehen. Wenn bei großen Windparks die überschüssige elektrische Energie gespeichert werden soll, ist die Verwendung von Lithium-Ionen-Akkumulatoren die energieeffizientere Möglichkeit. Dies resultiert aus dem deutlich besseren Systemwirkungsgrad, der sich durch die Verwendung von Lithium-Ionen-Akkumulatoren ergibt.

Ein Lithium-Ionen-Akkumulator kommt im Durchschnitt auf einen Speicherwirkungsgrad von 95,1 % [89, p. 10].

Im Gegensatz dazu kommt ein PEM-Elektrolyseur auf einen Wirkungsgrad von lediglich 74 % [90, p. 2] und hat somit beim Einspeichern bereits größere Verluste als der Lithium-Ionen-Akkumulator.

In Tabelle 10 wird abschließend eine Zusammenfassung der globalen Wasserstoff-Strukturen und Technologien dargestellt.

Technologie	Projekt	Menge H2 pro Tag	Verhältnis H2O/H2	Trinkwasser von ... Menschen pro Tag	Ersatzbrennstoff für...	CO2-Einsparung
Waste-to-Hydrogen	Plasmavergasung Lancaster, CA	11.000 kg ³	3,6 / 1	26.400	Erdgas H ⁴	7,87 kg CO2/kg H2
Dampf-reformierung	Wasserstoff aus Abwasser (Toyota)	300 kg ⁵	4,0 / 1	800	Kraftstoff	12,71 kg CO2/kg H2
PtG in Kombination mit Windkraft	ElementEins (1. Ausbauphase)	5.310 kg	9,0 / 1	31.860	Erdgas H, Erdgas L ⁶	7,91 kg CO2/kg H2
	Energiepark Mainz	463 kg	9,0 / 1	2.778	Erdgas H	7,87 kg CO2/kg H2
	WindGas Falkenhagen	167 kg	9,0 / 1	1.002	Erdgas H	7,87 kg CO2/kg H2
Quartierslösungen	Esslingen Wasserstoff-Quartierslösung	400 kg ⁷	9,0 / 1	2.400	Erdgas H	11,73 kg CO2/kg H2
Solar-to-Hydrogen	FH2R Fukushima, Japan	548 kg	9,0 / 1	3.288	Erdgas H	7,87 kg CO2/kg H2

Tabelle 9: Quantitativer Vergleich der unterschiedlichen nationalen und internationalen technologischen Strukturen

³ Quelle: [53]

⁴ Hochkalorisch

⁵ Quelle: [57]

⁶ Niederkalorisch

⁷ Quelle: [34]

Technologie	Projekte	Farbe Wasserstoff	Flexibilität	Standort/Transport	CO2-Emissionen
Waste-to-Hydrogen	Plasmavergasung Lancaster, CA	grün	für schnelle Laständerungen nicht geeignet	unmittelbare Nähe	neutral
Dampf-reformierung	H ₂ aus Abwasser (Toyota)	grün	für schnelle Laständerungen nicht geeignet	unmittelbare Nähe	neutral
	H ₂ H Saltend Humber	blau	für schnelle Laständerungen nicht geeignet	unmittelbare Nähe	Neu / zusätzlich
PtG in Kombination mit Windkraft	ElementEins	grün	schnelle Laständerungen	weite Entfernung	null
	Energiepark Mainz	grün	schnelle Laständerungen	weite Entfernung	null
	WindGas Falkenhagen	grün	schnelle Laständerungen	weite Entfernung	null/neutral
Quartierslösungen	Esslingen Wasserstoff-Quartierslösungen	grün	schnelle Laständerungen	unmittelbare Nähe	null
Solar-to-Hydrogen	FH2R Fukushima	grün	schnelle Laständerungen	weite Entfernung	null

Tabelle 10: Zusammenfassung der Kriterien der globalen Wasserstoff-Strukturen anhand von ausgewählten Projekten

4.4.3 Bewertung potenzieller Wasserstoff-Strukturen für das Allgäu

Nachdem die nationalen und internationalen Wasserstoff-Aktivitäten analysiert und bewertet wurden, folgt eine Empfehlung für die Anwendbarkeit im Allgäu. Dabei stand im Fokus, welche technologischen Strukturen auf das Oberallgäu und die Stadt Kempten übertragen werden können, um zum Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft beizutragen.

Die Bewertung der anwendbaren Strukturen erfolgte nach dem gleichen Prinzip, welches in Kapitel 4.4.1 erläutert wurde. Als Bewertungskriterien wurden das Herstellungsverfahren (Farbe) des Wasserstoffs, der Ressourceneinsatz, Standort / Transport, die CO₂-Emissionen und der Technologiereifegrad herangezogen.

In Tabelle 11 sind die anwendbaren technologischen Strukturen potenziellen Projekten in der Region zugeordnet.

Technologie	Potenzielles Projekt
Waste-to-Hydrogen	Plasmavergasungsanlage beim Zweckverband für Abfallwirtschaft Kempten (ZAK)
Power-to-Gas	Elektrolyseur beim ZAK (alternativ)
	Wasserstoff-Quartierlösungen
	Elektrolyseur beim Abwasserverband Kempten (AVKE)
Dampfreformierung	Wasserstoff aus Abwasser beim AVKE (alternativ)
	Wasserstoff aus Gülle

Tabelle 11: Darstellung der anwendbaren technologischen Strukturen auf die Region mit potenziellen Projekten

4.4.3.1 Wasserstoff aus Abfall beim Zweckverband für Abfallwirtschaft Kempten

Beim Zweckverband für Abfallwirtschaft Kempten sollen jährlich bis zu 400 Tonnen Wasserstoff produziert werden können [26, p. 3]. Dabei soll elektrische Energie, die aus der Müllverbrennung gewonnen wird, in einem Elektrolyseur für die Umwandlung von Wasser in Wasserstoff genutzt werden. Wenn hingegen die Plasmavergasungsanlage eingesetzt werden würde, würde die Wasserstoffproduktion von 400 auf knapp 460 Tonnen H₂ pro Jahr steigen.

Bei der Plasmaanlage wird davon ausgegangen, dass reiner Kunststoff verwendet wird. Bei der Sortierung von Kunststoffabfällen kann oft ein großer Teil des Abfalls nicht richtig recycelt werden. Dies führt dazu, dass dieser Teil des Kunststoffs aussortiert und auf einem separaten Weg in die Müllverbrennungsanlage gelangt. Anstatt diesen Stoffstrom jedoch in



die Müllverbrennung zu geben, kann dieser abgefangen und in einer Plasmavergasungsanlage energetisch verwertet werden. Beim Kunststoff, der nicht richtig recycelt werden kann, handelt es sich hauptsächlich um Mischkunststoffe und Polystyrol, welche bestens für die Plasmavergasung geeignet sind. In den letzten Jahren nahm der Polystyrol-Anteil jedoch stark zu, weswegen angenommen wurde, dass 70 % des Kunststoffabfalls, welcher in der Müllverbrennungsanlage landet, aus Polystyrol besteht. Nach Angabe des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit beträgt der Kunststoffanteil im Restmüll ca. 6,7 % [91].

Daraus ergibt sich ein prozentualer Anteil von Polystyrol im Restmüll von 4,7 %. Nach Angaben des ZAK hat dieser eine jährliche Kapazität an Restmüll von 76.000 Tonnen [92]. Für die Erstellung der Szenarien, welche im Kapitel 2.5 näher erläutert wurden, wird aufgrund der steigenden Bevölkerung davon ausgegangen, dass die komplette Kapazität genutzt wird. Daher ergibt sich der Wert von 3.564 Tonnen Kunststoffabfall pro Jahr beim ZAK.

Bei der Plasmaanlage wird für die Herstellung der gleichen Menge Wasserstoff weniger Restmüll benötigt. Das ist insofern vorteilhaft, da die eingesparte Menge an Restmüll für die Verbrennung genutzt und somit einerseits der gewünschte Wasserstoffbedarf gedeckt und andererseits mehr elektrische Energie und Wärme erzeugt werden können. Außerdem werden bei der Elektrolyse rund neun Kilogramm Wasser benötigt, um ein Kilogramm Wasserstoff zu erzeugen. Im Gegensatz dazu werden bei der Plasmaanlage rund fünf Kilogramm Wasser pro Kilogramm Wasserstoff eingesetzt. Das bedeutet nicht nur eine Einsparung von Restmüll, sondern auch eine Einsparung der Ressource Wasser. Jedoch hat nicht allein die Plasmatechnologie im Bereich der Ressourcen einen Vorteil.

Beim Elektrolyse-Prozess wird neben Wasserstoff auch reiner Sauerstoff gewonnen. Dieser kann in der Verbrennung genutzt werden. Damit kann die Leistung des Luft-Verdichters reduziert werden, da ein geringerer Volumenstrom angesaugt werden muss. Sauerstoff nimmt in der Luft einen Anteil von knapp 21 Vol.-% ein. Deswegen muss für die Verbrennung wesentlich mehr Luft gefördert werden, um die gleiche Menge an Sauerstoff in den Verbrennungsprozess zu führen.

Ein Vorteil, den PEM-Elektrolyseure mit sich bringen, ist die Flexibilität. PEM-Elektrolyseure können ohne Probleme schnell ihre Leistung skalieren. Damit könnte die Wasserstofferzeugung an den aktuellen Bedarf angepasst und, falls nötig bzw. sinnvoll, komplett abgeschaltet werden.

Bei der Plasmatechnologie ist die schnelle Skalierung nicht möglich, da hohe Temperaturen benötigt werden. Außerdem wird der Wasserstoff durch das Aufbrechen der Molekülstrukturen des Abfalls gewonnen, woraus die Trägheit des Plasmavergasungsverfahrens im We-

sentlichen resultiert. Dies bedeutet, dass sich die Plasmatechnologie für die Grundlastdeckung eignet. Der Elektrolyseur eignet sich sowohl für die Deckung der Grundlast als auch für die flexible Deckung des volatilen Bedarfs.

Hinsichtlich des Standortes und somit des Transports ergeben sich für beide Technologien keine Unterschiede, da beide Anlagen auf einem Gelände in oder nahe der Stadt gebaut werden könnten. Somit ergeben sich keine wesentlichen Unterschiede hinsichtlich der Logistik- und Infrastrukturkosten.

Bezüglich des Technologiereifegrads kommt es bei Elektrolyseuren darauf an, ob die alkalische oder die PEM-Elektrolyse zum Einsatz kommen soll.

Der alkalische Elektrolyseur ist bereits länger auf dem Markt verfügbar und wird deswegen mit einem Technologiereifegrad von TRL9 bewertet. Die PEM-Elektrolyse hingegen ist nicht stark etabliert und wird daher mit einer Technologiereife TRL6 bis TRL8 bewertet [87, pp. 12 - 13].

Im Kapitel 4.4.2.2 wurde bereits ausführlich begründet, warum die Plasmavergasungsanlage nach TRL6 bis TRL8 eingestuft wird. Das wird hauptsächlich damit begründet, dass diese Technologie noch kaum etabliert ist und bisher nur Pilotanlagen gebaut wurden.

In der folgenden Darstellung (s. Tabelle 12) werden jeweils die Vorteile der jeweiligen Technologien für einen besseren Vergleich aufgezeigt.

Vorteile Elektrolyse	Vorteile Plasmavergasung
Erzeugung von reinem Sauerstoff für die Verbrennungszufuhr	Weniger Restmüll- und Wasserverbrauch
Deckung der Grundlast und des flexiblen Wasserstoffbedarfs durch passende Skalierung	Deckung der Grundlast
Bei Einsatz der alkalischen Elektrolyse höhere Technologiereife (TRL9)	Höhere Wasserstoffausbeute

Tabelle 12: Vergleich der beiden Technologiemöglichkeiten Elektrolyse und Plasmavergasung im Bereich der Waste-to-Hydrogen-Technologie

4.4.3.2 Wasserstoff aus Gülle

Im Allgäu ist die Viehzucht ein bedeutender Wirtschaftszweig. Laut der online-Zeitung all-in.de wurden im Jahr 2019 im Allgäu rund 375.000 Rinder gezählt [93].

Zur Gewinnung von H₂ aus Gülle, werden die Exkremete zuerst in Biogas umgewandelt. Nach einer Aufbereitung des Biogases, bei der unerwünschte Bestandteile wie Schwefel

und Kohlenstoffdioxid entfernt werden und am Ende fast ausschließlich nur noch Methan übrigbleibt, kommt im Anschluss das Verfahren der Dampfreformierung zum Einsatz.

Problematisch ist die Standortwahl der Biogas- und Dampfreformierungsanlagen. Die Rinder sind sowohl in großen als auch in kleinen Betrieben dezentral im Allgäu verteilt. Je nachdem, in welchem Umkreis von der Biogas- und Dampfreformierungsanlage die Betriebe und die Abnehmer vom Wasserstoff liegen, ergeben sich längere Transportwege für die Gülle und den Wasserstoff. Die Transportwege für den Wasserstoff könnten jedoch stark reduziert werden, wenn die Biogas- und Dampfreformierungsanlagen jeweils in Stadtnähe aufgestellt werden würden. Damit wäre der Wasserstoff in unmittelbarer Nähe zu den meisten Verbrauchern.

Hinsichtlich der Ressourcenverwertung ergibt sich durch die Nutzung der Gülle ein Vorteil, da es sich um problematische Abfallprodukte handelt. Die Gülle wird in den meisten Fällen auf den Feldern verteilt und trägt damit zur Erhöhung der Nitrat-Werte im Boden bei. Durch eine Sammlung der Exkremate und Umwandlung in H₂ würde somit die Erhöhung der Nitrat-Werte zum Teil verhindert werden und es kann eine neue Quelle für die zukünftige Wasserstoffversorgung gewonnen werden.

Biogas- und Dampfreformierungsanlagen sind seit längerer Zeit im kommerziellen Einsatz, wodurch ihre Funktionsfähigkeit bereits vielfach unter Beweis gestellt wurde. Aus diesem Grund werden beide Anlagen mit einem Technologiereifegrad von TRL9 bewertet.

In Tabelle 13 sind die Vor- und Nachteile der Gewinnung von Wasserstoff aus den Exkrementen von Rindern zusammenfassend dargestellt.

Vorteile	Nachteile
Kein weiteres CO ₂ → grüner Wasserstoff	Die Betriebe sind im ganzen Allgäu verteilt
Verarbeitung von Abfallprodukten	Keine flexible Wasserstoffproduktion möglich
Deckung der Grundlast	
Technologiereifegrad TRL9	

Tabelle 13: Darstellung der Vor- und Nachteile der Gewinnung von H₂ aus Gülle im Allgäu

4.4.3.3 Wasserstoff aus Abwasser

Die Idee hinter dem Konzept „H₂ aus Abwasser“ besteht darin, dass beim Abwasserverband Kempten das Abwasser mit Mikroorganismen behandelt wird, um dadurch Biogas zu erzeugen, welches in einem Blockheizkraftwerk verbrannt und in elektrische und thermische Energie umgewandelt wird. Die erzeugte elektrische Energie dient zunächst zur Versorgung der Kläranlage, wobei die jährlich überschüssig produzierte Menge an elektrischer Energie ausreicht, um in Kombination mit einem Elektrolyseur ca. 10,5 Tonnen Wasserstoff pro Jahr zu produzieren [25, p. 7]. Laut Aussage von Herrn Beer, dem Geschäftsleiter des Abwasserverbands Kempten, kann die Absatzmenge an H₂ durch Anwendung der Dampfreformierung verdoppelt werden.

In der folgenden Tabelle 14 werden die Vorteile der jeweiligen Technologien zum Vergleich gegenübergestellt.

Vorteile Elektrolyseur	Vorteile Dampfreformierung
Gewinnung von reinem Sauerstoff → Nutzung in Belebungsbecken	Geringerer Wasserverbrauch
Flexible Wasserstoffproduktion	Technologiereifegrad TRL9

Tabelle 14: Vergleich der Vorteile von Elektrolyseur und Dampfreformierung für die Gewinnung von Wasserstoff aus Abwasser

4.4.3.4 Wasserstoff-Quartierlösungen

Laut den Masterplänen 100 % Klimaschutz soll bis zum Jahr 2050 die gesamte überschüssige elektrische Energie aus erneuerbaren Energiequellen bei rund 863.595 MWh/a liegen [94, p. 77]. Aus diesem Grund bietet es sich an, darüber nachzudenken, ob die überschüssige Energie in Quartierlösungen verwendet werden soll, um Wasserstoff für die Energieversorgung der Quartierlösungen im Allgäu einzusetzen. Siehe Bewertung der Wasserstoff-Quartierlösungen in Kapitel 4.4.2.5.

4.4.3.5 Zusammenfassende Bewertung von anwendbaren Wasserstoff-Strukturen

Allgemein bestehen im Allgäu bzw. im Oberallgäu und der Stadt Kempten große Potenziale, um Wasserstoff zu gewinnen und eine H₂-Wirtschaft aufzubauen.

Die Zusammenfassung der im Allgäu anwendbaren Verfahren wird in nachstehender Tabelle dargestellt.

Technologie	Projekte	Farbe Wasserstoff	Flexibilität	Standort / Transport	CO2-Emissionen	Ressourceneinsatz
Waste-to-Hydrogen	Plasmavergasung ZAK	Abhängig vom Einsatzstoff	für schnelle Laständerungen nicht geeignet	unmittelbare Nähe	neu	Abfallverwertung, Wasserverbrauch (< 6 kg H2O/kg H2)
Power-to-Gas	Elektrolyseur ZAK	Abhängig vom Einsatzstoff	schnelle Laständerungen	unmittelbare Nähe	neu	Wasserverbrauch (ca. 9 kg H2O/kg H2)
	Wasserstoff-Quartierlösung	grün	schnelle Laständerungen	unmittelbare Nähe	null	Wasserverbrauch (ca. 9 kg H2O/kg H2)
	Abwasserverband Kempten	grün	schnelle Laständerungen	unmittelbare Nähe	neutral	Wasserverbrauch (ca. 9 kg H2O/kg H2)
Dampfreformierung	Abwasserverband Kempten	grün	für schnelle Laständerungen nicht geeignet	unmittelbare Nähe	neutral	Abfallverwertung, Wasserverbrauch (ca. 5 kg H2O/kg H2)
	Gülle	grün	für schnelle Laständerungen nicht geeignet	weite Entfernung	neutral	Abfallverwertung, Wasserverbrauch (ca. 5 kg H2O/kg H2)

Tabelle 15: Vergleich der unterschiedlichen anwendbaren Technologien und potenziellen Projekte im Allgäu

5 Literaturverzeichnis

- [1] Deutschlandfunk, „Vorläufiger Klima-Statusbericht für 2020,“ Deutschlandfunk, 02 12 2020. [Online]. Available: https://www.deutschlandfunk.de/vorlaeufiger-klima-statusbericht-fuer-2020-globale.676.de.html?dram:article_id=488544. [Zugriff am 08 02 2021].
- [2] Europäische Kommission, „Folgen des Klimawandels,“ Europäische Kommission, 2020. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/change/consequences_de#:~:text=Eisschmelze. [Zugriff am 08 02 2021].
- [3] Deutsches Klima-Konsortium, Deutsche Meteorologische Gesellschaft, Deutscher Wetterdienst, Extremwetterkongress Hamburg, Helmholtz-Klima-Initiative, klimafakten.de, „Was wir heute übers Klima wissen: Basisfakten zum Klimawandel, die in der Wissenschaft unumstritten sind,“ 2020.
- [4] Global Carbon Project, „statista.de,“ Global Carbon Project, 2020. [Online]. Available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/37187/umfrage/der-weltweite-co2-ausstoss-seit-1751/>. [Zugriff am 23 02 2021].
- [5] Europäische Kommission, „ec.europa.eu,“ 2020. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/change/causes_de#:~:text=Die. [Zugriff am 23 2 2021].
- [6] „CO2-Emissionen,“ Die Bundesregierung, 2020. [Online]. Available: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/energiewende/co2-kohlenstoffdioxid-oder-kohlendioxid-emission-614692>. [Zugriff am 23 02 2021].
- [7] Die Bundesregierung, „Klimaschutz, Energiewende, Mobilität : Was tut die Bundesregierung für den Klimaschutz?,“ 2020. [Online]. Available: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/bundesregierung-klimapolitik-1637146>. [Zugriff am 23 02 2021].
- [8] Landratsamt Oberallgäu, „Energiewende und Klimaschutz,“ 2020. [Online]. Available: <https://www.oberallgaeu.org/de/umwelt-und-natur/allgaeu-klimaschutz.html>. [Zugriff am 23 02 2021].
- [9] Landkreis Oberallgäu, „Masterplan 100% Klimaschutz,“ Landratsamt Oberallgäu, Sonthofen, 2017.
- [10] Stadt Kempten, „Masterplankonzept der Stadt Kempten (Allgäu),“ Kempten, 2013.
- [11] Bayerisches Landesamt für Statistik, „Kreisfreie Stadt Kempten (Allgäu),“ 2018. [Online]. Available: https://www.statistik.bayern.de/mam/produkte/statistik_kommunal/2018/09763.pdf. [Zugriff am 12 03 2021].

- [12] next GmbH, „Was sind erneuerbare Energien?“, Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/erneuerbare-energien>. [Zugriff am 15 03 2021].
- [13] T. Süd, „Power-to-X“, [Online]. Available: <https://www.tuvsud.com/de-de/industrie/klima-und-energie-info/power-to-x>. [Zugriff am 03 03 2021].
- [14] statista, 2020. [Online]. Available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/312536/umfrage/anteil-von-co2-an-den-treibhausgasemissionen-in-deutschland/#:~:text=Kohlendioxid%20%2D%20Anteil%20an%20den%20Treibhausgasemissionen%20in%20Deutschland%20bis%202018&text=Im%20Jahr%202018%20ware>. [Zugriff am 04 03 2021].
- [15] eza-allgäu, „Energie- und CO2-Bilanz fürs Allgäu vorgestellt“, [Online]. Available: <https://www.eza-allgaeu.de/news-detail/news/energie-und-co2-bilanz-fuers-allgaeu-vorgestellt/news-a/show/news-c/NewsItem/news-from/1/>. [Zugriff am 04 03 2020].
- [16] M. Klell, H. Eichlseder und A. Trattner, Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2018.
- [17] J. Töpler, Wasserstoff und Brennstoffzelle: Technologien und Marktperspektiven, Esslingen: Springer Vieweg, 2017.
- [18] T. Jordan, „Skript zur Vorlesung über Wasserstofftechnologie“, Forschungszentrum Karlsruhe GmbH, 2007.
- [19] P. Horng und M. Kalis, „Wasserstoff - Farbenlehre“, Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V., Berlin, 2020.
- [20] J. Adolf und u. , „Shell Wasserstoff-Studie: Energie der Zukunft? Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H₂“, Shell Deutschland Oil GmbH, Hamburg, 2017.
- [21] Y. Noel und P. Quicker, „Plasmapyrolyse und -vergasung zur thermischen Abfallbehandlung“, 2015. [Online]. Available: <https://muellundabfall.de/ce/plasmapyrolyse-und-vergasung-zur-thermischen-abfallbehandlung/detail.html>. [Zugriff am 04 2021].
- [22] A. Brinner, „Elektrolyse Basics III“, Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung, 2013.
- [23] Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband, „Wasserstoff der neue Energieträger“, Hydrogeit Verlag, Berlin, 2015.
- [24] „Grüner Wasserstoff aus schmutziger Brühe“, *raffiniert IW-Fachmagazin für den Wärmemarkt*, pp. 16-18, 02 2020.



- [25] A. Dornburg und C. Wiegand, „HyAllgäu. Clean Energy for regional mobility and transport AP 2.1: H2-Produktion bei AVKE,“ bluemove consulting GmbH, München, 02. November 2020.
- [26] A. Dornburg und C. Wiegand, „HyAllgäu. Clean Energy for regional mobility and transport AP 3.1: Einsatz H2 im ÖPNV,“ bluemove consulting GmbH, München, 02. November 2020.
- [27] Alstom, „Coradia iLint Wasserstoffzug erhält Zulassung für den Fahrgasteinsatz im deutschen Schienenverkehrsnetz,“ 2018. [Online]. Available: <https://www.alstom.com/sites/alstom.com/files/2018/07/19/Global/OneAlstomPlus/Railsystems/Pressreleases/2018/20180711---Coradia%20iLint%202018---800x320.jpg>. [Zugriff am 04 2021].
- [28] hurra-wir-bauen, „Brennstoffzellenheizung – Wärme und Strom dezentral erzeugen,“ [Online]. Available: <https://www.hurra-wir-bauen.de/energiesparen/heizung/brennstoffzellenheizung.html>. [Zugriff am 04 2021].
- [29] Deutsche Handwerks Zeitung, „Verbot von Ölheizungen: Das soll ab 2026 gelten,“ 2021. [Online]. Available: <https://www.deutsche-handwerks-zeitung.de/verbot-von-oelheizungen-das-gilt-ab-2026/150/32542/392249>. [Zugriff am 03 2021].
- [30] Viessmann Climate Solutions Berlin GmbH, „Vpr- und Nachteile der Brennstoffzelle,“ 2020. [Online]. Available: <https://heizung.de/brennstoffzellenheizung/wissen/vor-und-nachteile-der-brennstoffzelle/>. [Zugriff am 20 03 2021].
- [31] Kraftfahrt-Bundesamt, „Fahrzeugzulassungen (FZ) Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach ZUlassungsbezirken,“ 2020.
- [32] L. Rieg, A. Meyer und H. Bertignoll, „Potentiale der Kreislaufwirtschaft zur Reduktion des Ausstoßes von Treibhausgasen,“ 18 02 2019. [Online]. Available: <https://link.springer.com/article/10.1007%2Fs00501-019-0843-z>. [Zugriff am 22 02 2021].
- [33] H2-Alpenländer Verein, „Warum Wasserstoff,“ [Online]. Available: <https://h2-alpenlaender.org/content/97/178/h2-3600/warum-h2>. [Zugriff am 30 03 2021].
- [34] H2 MOBILITY Deutschland GmbH & Co. KG, „<https://h2.live/>,“ [Online]. Available: <https://h2.live/>. [Zugriff am 30 03 2021].
- [35] Fraunhofer-Institut für Mikrostruktur von Werkstoffen und Systemen IMWS, „Großelektrolyseur Leuna Gewinner im Ideenwettbewerb Reallabore der Energiewende. GreenHydroChem Mitteldeutschland wird gefördert,“ Fraunhofer-Institut für Mikrostruktur von Werkstoffen und Systemen IMWS, 18. Juli 2019. [Online]. Available:

- <https://www.imws.fraunhofer.de/de/presse/pressemitteilungen/reallabor-leuna-elektrolyse-wasserstoff.html>. [Zugriff am 21. November 2020].
- [36] VNG Gasspeicher GmbH, „Presseinformation. Reallabor in Mitteldeutschland geplant: "Energiepark Bad Lauchstädt" untersucht Einsatz von grünem Wasserstoff,“ Energiepark Bad Lauchstädt, 08. April 2019. [Online]. Available: <https://energiepark-bad-lauchstaedt.de/wp-content/uploads/2019/08/Presseinformation-Reallabor-in-Mitteldeutschland-geplant.pdf>. [Zugriff am 21. November 2020].
- [37] Uniper SE, „Power-to-Gas. Energiewende zukunftsfest machen - mit Energiespeichern,“ Uniper SE, Dezember 2018. [Online]. Available: https://www.uniper.energy/storage/sites/default/files/2018-12/2018_11_uniper_power-to-gas_flyer_1.pdf_0.pdf. [Zugriff am 21. November 2020].
- [38] Uniper SE, „Mit grünem Wasserstoff Richtung Energiewende,“ Uniper SE. [Online]. [Zugriff am 04 2021].
- [39] Projektträger Jülich | Forschungszentrum Jülich GmbH, „Wasserstoff für die urbane Energiewende,“ Energiewende Bauen, 05. Juli 2018. [Online]. Available: <https://projektinfos.energiwendebauen.de/forschung-im-dialog/neuigkeiten-aus-der-forschung/detailansicht/wasserstoff-fuer-die-urbane-energiewende/>. [Zugriff am 21. November 2020].
- [40] Stadt Esslingen am Neckar, „Klimaneutrales Stadtquartier Neue Weststadt,“ Stadt Esslingen am Neckar, 2020. [Online]. Available: https://www.esslingen.de/start/es_themen/eswestp2g2p.html. [Zugriff am 22. November 2020].
- [41] Projektträger Jülich | Forschungszentrum Jülich GmbH, „Esslinger Quartier bereitet eigene Wasserstoffproduktion vor,“ Energiewende Bauen, 14. Februar 2020. [Online]. Available: <https://projektinfos.energiwendebauen.de/forschung-im-dialog/neuigkeiten-aus-der-forschung/detailansicht/esslinger-quartier-bereitet-eigene-wasserstoffproduktion-vor/>. [Zugriff am 22. November 2020].
- [42] Open Grid Europe GmbH (OGE), „GET H2 Nukleus - Der Kern für eine deutschlandweite öffentlich zugängliche Wasserstoffinfrastruktur,“ Open Grid Europe GmbH, 2020. [Online]. Available: <https://oge.net/de/wir/projekte/get-h2-nukleus>. [Zugriff am 29. November 2020].
- [43] Nowega GmbH, „H2 Infrastruktur Lingen-Gelsenkirchen,“ 2020. [Online]. Available: <https://www.get-h2.de/projekt-nukleus/>. [Zugriff am 04 2021].
- [44] Mainzer Stadtwerke AG, „Langfristige Zukunft für den Energiepark Mainz. Linde Group und Mainzer Stadtwerke unterzeichnen Vertrag zur Power-to-Gas-Anlage,“



- Energiepark Mainz, 23. 03. 2018. [Online]. Available: <https://www.energiepark-mainz.de/artikel-detailseite/article/langfristige-zukunft-fuer-den-energiepark-mainz/>. [Zugriff am 22. November 2020].
- [45] vision mobility, 2019. [Online]. Available: <https://vision-mobility.de/news/toyota-mirai-toyotas-zweiter-pionier-4693.html>. [Zugriff am 04 2021].
- [46] TenneT TSO GmbH, „Power-to-Gas-Projekt ELEMENT EINS fasst Standort Diele ins Auge,“ TenneT TSO GmbH, 20. Januar 2020. [Online]. Available: https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/News/German/Hoerchens/2020/20200120_PM-Gasunie-TenneT-Thyssengas-Power-to-Gas-Pilot-Element1.pdf. [Zugriff am 22. November 2020].
- [47] Thyssengas GmbH, „Zusammenfassung der technischen Machbarkeitsstudie für das Projekt ELEMENT EINS,“ ELEMENTEINS, Januar 2020. [Online]. Available: https://www.element-eins.eu/_Resources/Persistent/47d0ed0d64969f1d27ba74debb3770f350e6a533/Zusammenfassung_Technische%20Machbarkeitsstudie.pdf. [Zugriff am 22. November 2020].
- [48] Thyssengas GmbH, „Von der Vision zur Wirklichkeit: unser Wasserstoffprojekt ELEMENT EINS,“ 2021. [Online]. Available: <https://thyssengas.com/de/innovation/element-eins.html>. [Zugriff am 04 2021].
- [49] Equinor Deutschland GmbH, „Das „H2H Saltend“-Projekt in Großbritannien – die weltweit größte geplante Anlage für klimaneutralen blauen Wasserstoff,“ 2020. [Online]. Available: <https://www.equinor.de/de/aktuelles/h2h-saltend-projekt.html>. [Zugriff am 29. November 2020].
- [50] Equinor Deutschland GmbH, „Equinor und Open Grid Europe stellen gemeinsames Projekt „H2morrow“ zur Dekarbonisierung der deutschen Industrie vor,“ Equinor Deutschland GmbH und Open Grid Europe GmbH, 08. Oktober 2019. [Online]. Available: <https://www.equinor.de/de/aktuelles/h2morrow.html>. [Zugriff am 29. November 2020].
- [51] Siemens Gas and Power GmbH & Co. KG, Engie Solutions und Centrax Ltd., „HYFLEXPOWER: Weltweit erste integrierte Power-to-X-to-Power-Demonstrationsanlage mit Wasserstoffgasturbine,“ Siemens Gas and Power GmbH & Co. KG, Engie Solutions und Centrax Ltd., 29. Mai 2020. [Online]. Available: <https://press.siemens.com/global/de/pressemitteilung/hyflexpower-weltweit-erste-integrierte-demonstrationsanlage-einer-power-x-power>. [Zugriff am 29. November 2020].



- [52] Deutsche Shell Holding GmbH, „Europas grösstes grünes Wasserstoffprojekt startet in Groningen,“ Gasunie Deutschland GmbH & Co. KG, Groningen Seaports und Shell Nederland, 27. Februar 2020. [Online]. Available: <https://www.shell.de/medien/shell-presseinformationen/2020/europas-groesstes-gruenes-wasserstoffprojekt-startet-in-groningen.html>. [Zugriff am 29. November 2020].
- [53] Snam SPA and Baker Hughes, „Snam and Baker Hughes test world's first hydrogen blend turbine for gas networks,“ Snam SPA und Baker Hughes, 20. Juli 2020. [Online]. Available: https://www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository/ENG_file/Media/Press_releases/2020/PR_Baker-Hughes-Snam-Hydrogen-Test.pdf. [Zugriff am 29. November 2020].
- [54] M. Jendrischik, „Norweger bauen Wasserstoff-Tankstellen für Nikola in den USA,“ Cleanthinking.de, 09. September 2020. [Online]. Available: <https://www.cleanthinking.de/wasserstoff-tankstellen-nel-norwegen-usa/>. [Zugriff am 05. Dezember 2020].
- [55] Handelsblatt GmbH, „Nikola im Fokus: Hype und Attacke schütteln US-Elektro-Truckhersteller durch,“ Handelsblatt, 04. 12. 2020. [Online]. Available: <https://www.handelsblatt.com/dpa/anlage/wirtschaft-handel-und-finanzen-nikola-im-fokus-hype-und-attacke-schuetteln-us-elektro-truckhersteller-durch/26688342.html?ticket=ST-6780238-YbVvXmduu4CHdnqf64mm-ap3>. [Zugriff am 06. Dezember 2020].
- [56] TrueZero, „Station Map - True Zero,“ TrueZero, 2020. [Online]. Available: <https://www.truezero.com/station-map/>. [Zugriff am 05. Dezember 2020].
- [57] TrueZero, „How it Works,“ TrueZero, 2020. [Online]. Available: <https://www.truezero.com/videos/how-it-works/>. [Zugriff am 05. Dezember 2020].
- [58] Green Car Congress, „True Zero H2 network,“ [Online]. Available: <https://www.greencarcongress.com/2017/11/true-zero-h2-network-fuels-17m-fuel-cell-electric-miles-in-250-tonnes-h2-sold.html>. [Zugriff am 04 2021].
- [59] L'AIR LIQUIDE S.A., „Air Liquide to build first world scale liquid hydrogen production plant dedicated to the supply of Hydrogen energy markets,“ L'AIR LIQUIDE S.A., 26. November 2018. [Online]. Available: <https://en.media.airliquide.com/news/air-liquide-to-build-first-world-scale-liquid-hydrogen-production-plant-dedicated-to-the-supply-of-hydrogen-energy-markets-1cde-56033.html>. [Zugriff am 05. Dezember 2020].
- [60] Mitsubishi Power Americas Inc., „Mitsubishi Power Cuts Through the Complexity of Decarbonization: Offers the World's First Green Hydrogen Standard Packages for



- Power Balancing and Energy Storage,” Mitsubishi Power Americas Inc., 02. 09. 2020. [Online]. Available: <https://power.mhi.com/regions/amer/news/20200902.html>. [Zugriff am 05. Dezember 2020].
- [61] G. Hering, „Mitsubishi lands 3.3 GW of new US hydrogen-compatible gas turbine orders,” S&P Global, 03. September 2020. [Online]. Available: <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/electric-power/090320-mitsubishi-lands-33-gw-of-new-us-hydrogen-compatible-gas-turbine-orders>. [Zugriff am 05. Dezember 2020].
- [62] InEnTec Inc., „Deployed PEM technology,” InEnTec Inc., 2020. [Online]. Available: <https://inentec.com/pem-technology/deployed-pem-technology/>. [Zugriff am 05. Dezember 2020].
- [63] Ways2H, Inc., „RENEWABLE HYDROGEN PRODUCER WAYS2H ANNOUNCES STRATEGIC INVESTMENT BY JOHN MOLINA AND PACIFIC6 ENTERPRISES,” Ways2H, Inc., 20. Oktober 2020. [Online]. Available: <https://ways2h.com/renewable-hydrogen-producer-ways2h-announces-strategic-investment-by-john-molina-and-pacific6-enterprises/>. [Zugriff am 05. Dezember 2020].
- [64] Biofuels Digest, „Waste to Hydrogen Tokyo Facility Ready to Rock - Is 2021 the Year of Hydrogen?,” 2020. [Online]. Available: <https://www.biofuelsdigest.com/bdigest/2021/04/04/waste-to-hydrogen-tokyo-facility-ready-to-rock-is-2021-the-year-of-hydrogen/>. [Zugriff am 04 2021].
- [65] SG H2 Energy Global, LLC (SGH2), „World's Largest Green Hydrogen Project to Launch in California,” SG H2 Energy Global, LLC (SGH2), 2020. [Online]. Available: <https://sg-h2.squarespace.com/worlds-largest-green-hydrogen-project-to-launch-in-california>. [Zugriff am 05. Dezember 2020].
- [66] The Government of Japan, „Giant Leap Towards a Hydrogen Society,” The Government of Japan, 2020. [Online]. Available: <https://www.japan.go.jp/tomodachi/2020/earlysummer2020/hydrogen.html>. [Zugriff am 06. Dezember 2020].
- [67] K. Ohno, „Fukushima Hydrogen Energy Research Field Opens in Namie Town, with Hydrogen to Be Used in Tokyo Olympics,” Japan Atomic Industrial Forum, Inc., 16. März 2020. [Online]. Available: <https://www.jaif.or.jp/en/fukushima-hydrogen-energy-research-field-opens-in-namie-town-with-hydrogen-to-be-used-in-tokyo-olympics/>. [Zugriff am 06. Dezember 2020].
- [68] Energy Global News, „FUKUSHIMA HYDROGEN ENERGY RESEARCH FIELD COMPLETED AT NAMIE TOWN,” 2020. [Online]. Available:



- <http://www.energyglobalnews.com/fukushima-hydrogen-energy-research-field-completed-at-namie-town/>. [Zugriff am 04 2021].
- [69] PACE, „Japan: A success story in deploying Fuel Cell micro-Cogeneration,“ PACE, 20. Februar 2019. [Online]. Available: <http://www.pace-energy.eu/japan-a-success-story-in-deploying-fuel-cell-micro-cogeneration/>. [Zugriff am 06. Dezember 2020].
- [70] T. Wofford, „Toyota is using sewage sludge to power its new electric car,“ Quartz Media, Inc., 20. September 2016. [Online]. Available: <https://qz.com/785654/toyota-is-using-sewage-sludge-to-power-its-new-electric-car/>. [Zugriff am 06. Dezember 2020].
- [71] O. Sawaji, „A Town Producing Milk and Hydrogen,“ gov-online, Mai 2019. [Online]. Available: <https://www.gov-online.go.jp/pdf/hlj/20190501/14-15.pdf>. [Zugriff am 25. Dezember 2020].
- [72] K. Sakakibara, „Poop powering hydrogen cars in Hokkaido,“ Nikkei Asia, 08. Oktober 2017. [Online]. Available: <https://asia.nikkei.com/Economy/Poop-powering-hydrogen-cars-in-Hokkaido>. [Zugriff am 06. Dezember 2020].
- [73] Toshiba Clip Team, „Welcome to the World's First "Hydrogen Hotel": Energy from Waste Plastics Recycling,“ Toshiba, 08. 04. 2020. [Online]. Available: <https://www.toshiba-clip.com/en/detail/p=470>. [Zugriff am 06. Dezember 2020].
- [74] BASF SE, „BASF New Business and G-Philos sign MoU for cooperation in power-to-gas (P2G) business,“ BASF SE, 10. September 2020. [Online]. Available: <https://www.basf.com/id/en/who-we-are/sustainability/whats-new/sustainability-news/2019/2020/basf-new-waterborne-basecoat-line1.html>. [Zugriff am 06. Dezember 2020].
- [75] Hanwha Group, „Hanwha Energy Celebrates Its Completion of the World's First and Largest Byproduct-Hydrogen-Fuel-Cell Power Plant,“ Hanwha Energy, 07. August 2020. [Online]. Available: https://www.hanwha.com/en/news_and_media/press_release/hanwha-energy-celebrates-its-completion-of-the-worlds-first-and-largest-byproduct-hydrogen-fuel-cell-power-plant.html. [Zugriff am 06. Dezember 2020].
- [76] Power-to-X, „Hanwha Energy nimmt 50-MW-Brennstoffzellen-Kraftwerk in Betrieb,“ 17 08 2020. [Online]. Available: <https://power-to-x.de/hanwha-energy-nimmt-50-mw-brennstoffzellen-kraftwerk-in-betrieb/>. [Zugriff am 04 2021].
- [77] J. He-rim, „Hyosung to build world's largest liquid hydrogen plant in Ulsan,“ The Korea Herald, 28. April 2020. [Online]. Available: <http://www.koreaherald.com/view.php?ud=20200428000738>. [Zugriff am 06. Dezember 2020].

- [78] R. Garikipati und newswire, „S. Korea builds hydrogen plant,“ The Korea Herald, 05. November 2019. [Online]. Available: <http://www.theinvestor.co.kr/view.php?ud=20191105000704#:~:text=The%20Korea%20Western%20Power%20Co,ministry%20said%20in%20a%20statement>. [Zugriff am 06. Dezember 2020].
- [79] S. H. Crolius, „South Korea Launches Hydrogen Cities Initiative,“ Ammonia Energy Association, 14. Mai 2020. [Online]. Available: <https://www.ammoniaenergy.org/articles/south-korea-launches-hydrogen-cities-initiative/>. [Zugriff am 06. Dezember 2020].
- [80] Yonhap, „S. Korea to build 3 hydrogen-powered cities by 2022,“ The Korea Herald, 10. Oktober 2019. [Online]. Available: <http://www.koreaherald.com/view.php?ud=20191010000806>. [Zugriff am 06. Dezember 2020].
- [81] G. Schuh und S. Klappert, Hrsg., Technologiemanagement. Handbuch Produktion und Management 2, 2. Auflage, Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 2011.
- [82] M. Fishedick, K. Görner und M. Thomeczek, Hrsg., CO₂: Abtrennung, Speicherung, Nutzung. Ganzheitliche Bewertung im Bereich von Energiewirtschaft und Industrie, Berlin Heidelberg: Springer Vieweg, 2015.
- [83] TÜV Rheinland, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Technologiereifegrade (TRL). BMWi-Fachprogramm "Neue Fahrzeug- und Systemtechnologien",“ TÜV Rheinland Projektträger, 2020. [Online]. Available: http://www.tuvpt.de/fileadmin/downloads/TRL_NFST_PT-TUEV.pdf. [Zugriff am 29. Dezember 2020].
- [84] SG H2 Energy Global, LLC (SGH2), „Technology,“ SG H2 Energy Global, LLC (SGH2), 2020. [Online]. Available: <https://www.sgh2energy.com/technology>. [Zugriff am 20. Dezember 2020].
- [85] W. Maus, Hrsg., Zukünftige Kraftstoffe. Energiewende des Transports als ein weltweites Klimaziel, Berlin: Springer Vieweg, 2019.
- [86] Deutsche Gesellschaft für Ernährung e.V., „Nicht nur im Sommer: Am besten Wasser trinken. Deutsche trinken jährlich eine Badewannenfüllung Mineralwasser,“ Deutsche Gesellschaft für Ernährung e.V., 13. 06. 2018. [Online]. Available: <https://www.dge.de/presse/pm/nicht-nur-im-sommer-am-besten-wasser-trinken/#:~:text=Trinken%20Sie%20rund%201%2C5,pro%20Stunde%20zus%C3%A4tzlich%20n%C3%B6tig%20sein..> [Zugriff am 30. Dezember 2020].
- [87] C. Hebling, M. Ragwitz, T. Fleiter, U. Groos, D. Härle, A. Held, M. Jahn, N. Müller, T. Pfeifer, P. Plötz, O. Ranzmeyer, A. Schaadt, F. Sensfuß, T. Smolinka und M.

- Wietschel, „Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland,“ Fraunhofer Institut, Oktober 2019. [Online]. Available: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/2019-10_Fraunhofer_Wasserstoff-Roadmap_fuer_Deutschland.pdf. [Zugriff am 30. Dezember 2020].
- [88] Umweltbundesamt, „Trockenheit in Deutschland - Fragen und Antworten,“ Umweltbundesamt, 31. 08. 2020. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/trockenheit-in-deutschland-fragen-antworten>. [Zugriff am 02. Januar 2021].
- [89] J. Weniger, S. Maier, N. Orth und V. Quaschnig, „Stromspeicher - Inspektion 2020,“ Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, März 2020. [Online]. Available: <https://pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/Stromspeicher-Inspektion-2020.pdf>. [Zugriff am 02. Januar 2021].
- [90] H-TEC SYSTEMS, „H-TEC Series-ME: ME 450/1400. READY. SET. SUPPLY.,“ H-TEC Systems, 2020. [Online]. Available: https://www.h-tec.com/fileadmin/Content/PDFs/19022019/H-TEC_SYSTEMS_Datenblatt_Elektrolyseur_ME450_1400_DE.pdf. [Zugriff am 25. Dezember 2020].
- [91] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, „Zusammensetzung des Hausmülls in Deutschland,“ BMU, 28. 07. 2020. [Online]. Available: <https://www.bmu.de/media/zusammensetzung-des-hausmuells-in-deutschland/>. [Zugriff am 25. Dezember 2020].
- [92] Zweckverband für Abfallwirtschaft Kempten, „Müllheizkraftwerk (MHKW) Kempten,“ ZAK-Kempten, 2020. [Online]. Available: <https://www.zak-kempten.de/mhkw-kempten.html>. [Zugriff am 25. Dezember 2020].
- [93] Redaktion all-in.de aus Kempten, „Trend setzt sich fort: Rinderbestand im Allgäu nimmt weiter ab,“ all-in.de, 10. März 2020. [Online]. Available: https://www.all-in.de/kempten/c-lokales/trend-setzt-sich-fort-rinderbestand-im-allgaeu-nimmt-weiter-ab_a5058147. [Zugriff am 25. Dezember 2020].
- [94] Landkreis Oberallgäu, Hrsg., „Masterplan 100% Klimaschutz. Teil 1 Landkreis Oberallgäu,“ Allgäu-Klimaschutz.de, 10. 10. 2017. [Online]. Available: https://www.allgaeu-klimaschutz.de/download/masterplan_klimaschutz_oa_1.pdf. [Zugriff am 25. Dezember 2020].
- [95] N. Weinhold, „Lausitz wird Energiewende-Region,“ Erneuerbare Energien, 4. Januar 2020. [Online]. Available: <https://www.erneuerbareenergien.de/lausitz-wird-energie-wende-region>. [Zugriff am 22. November 2020].



- [96] ENERTRAG, „Windgas direkt aus dem Windfeld,“ ENERTRAG, 2020. [Online]. Available: <https://enertrag.com/windgas-wasserstoff-aus-windenergie>. [Zugriff am 22. November 2020].
- [97] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. - Technisch-wissenschaftlicher Verein, „Abtrennen von Wasserstoff aus Gasgemischen mit Membranen. Pilotprojekt in Prenzlau als Praxistest für künftige Gasinfrastruktur,“ DVGW, 13. 05. 2020. [Online]. Available: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/aktuelles/presse/PI-Start-H2-Membransep-20200513.pdf>. [Zugriff am 22. November 2020].
- [98] Shell Deutschland Oil GmbH, „Shell Rheinland Raffinerie: Baubeginn der weltweit grössten Wasserstoff-Elektrolyse,“ 25 Juni 2019. [Online]. Available: <https://www.shell.de/medien/shell-presseinformationen/2019/refhyne.html>. [Zugriff am 28. November 2020].
- [99] EMCEL GmbH, „Nebenprodukt-Wasserstoff,“ 2020. [Online]. Available: <https://www.wasserstoff-rheinland.de/project/nebenprodukt-h2/>. [Zugriff am 28. November 2020].
- [100] Reiner Lemoine Institut gGmbH, „Entwicklung und Erprobung von Betriebsstrategien für eine Wasserstofftankstelle am Flughafen BER,“ 2020. [Online]. Available: <https://reiner-lemoine-institut.de/h2ber2-entwicklung-und-erprobung-von-betriebsstrategien-fuer-die-h2-tankstelle-am-flughafen-ber/>. [Zugriff am 28. November 2020].
- [101] gemeinsame Pressemitteilung - TOTAL Deutschland GmbH, H2 MOBILITY Deutschland GmbH & Co.KG, WIND-projekt GmbH, Nordex energy GmbH, Clean Energy Partnership, NOW GmbH, „Erster Spatenstich für TOTAL Multi-Energie Tankstelle in Rostock,“ 02. September 2016. [Online]. Available: <https://de.total.com/de/erster-spatenstich-fuer-total-multi-energie-tankstelle-rostock>. [Zugriff am 29. November 2020].
- [102] EMCEL GmbH, „H2 Mobility Tankstelle Flughafen,“ 2020. [Online]. Available: <https://www.wasserstoff-rheinland.de/project/h2-tankstelle-h2mobility/>. [Zugriff am 28. November 2020].
- [103] moBiel GmbH, „Wasserstoffbusse und -tankstelle bestellt. Bielefelds Nahverkehr wird 2022 noch sauberer,“ 09. Oktober 2020. [Online]. Available: <https://www.mobiel.de/aktuelles/aktuelle-news/wasserstoffbusse-und-tankstelle-bestellt/>. [Zugriff am 29. November 2020].
- [104] thyssenkrupp Steel Europe AG, „Grüner Wasserstoff für die Stahlproduktion: RWE und thyssenkrupp planen Zusammenarbeit,“ thyssenkrupp Steel Europe AG, 10. 06.



2020. [Online]. Available: <https://www.thyssenkrupp-steel.com/de/newsroom/pressemitteilungen/gruener-wasserstoff-fuer-die-stahlproduktion-rwe-und-thyssenkrupp-planen-zusammenarbeit.html>. [Zugriff am 05. Dezember 2020].
- [105] HydrogenEurope, „Project HySTOC. Hydrogen supply and transportation using liquid organic hydrogen carriers,“ HydrogenEurope, 2020. [Online]. Available: <https://hydrogeneurope.eu/project/hystoc>. [Zugriff am 05. Dezember 2020].
- [106] Air Liquide, „Air Liquide inaugurates a pilot site for the production of carbon-free hydrogen in Denmark,“ Air Liquide, 03. September 2018. [Online]. Available: <https://en.media.airliquide.com/news/air-liquide-inaugurates-a-pilot-site-for-the-production-of-carbon-free-hydrogen-in-denmark-7121-56033.html>. [Zugriff am 12. Dezember 2020].
- [107] Vattenfall GmbH, „HYBRIT: Vattenfall, SSAB und LKAB und starten die weltweit erste Pilotanlage für fossilfreien Stahl,“ Vattenfall, SSAB und LKAB, 31. August 2020. [Online]. Available: <https://group.vattenfall.com/de/newsroom/pressemitteilungen/2020/hybrit-vattenfall-ssab-und-lkab-und-starten-die-weltweit-erste-pilotanlage-fur-fossilfreien-stahl>. [Zugriff am 12. Dezember 2020].
- [108] S. Schaal, „Hyundai liefert erste H2-Lkw in die Schweiz,“ Hyundai, 06. 07. 2020. [Online]. Available: <https://www.electrive.net/2020/07/06/hyundai-liefert-erste-h2-lkw-in-die-schweiz/>. [Zugriff am 12. Dezember 2020].
- [109] POLSKIE GORNICTWO NAFTOWE I GASOWNICTWO SA, „PGNiG launches new hydrogen program,“ POLSKIE GORNICTWO NAFTOWE I GASOWNICTWO SA, 12. 05. 2020. [Online]. Available: <http://en.pgnig.pl/news/-/news-list/id/pgnig-launches-new-hydrogen-program/newsGroupId/1910852>. [Zugriff am 12. Dezember 2020].
- [110] Alstom S.A., „Alstom and Eversholt Rail unveil a new hydrogen train design for the UK,“ Alstom S.A. und Eversholt Rail, 07. Januar 2019. [Online]. Available: <https://www.alstom.com/press-releases-news/2019/1/alstom-and-eversholt-rail-unveil-new-hydrogen-train-design-uk>. [Zugriff am 12. Dezember 2020].
- [111] Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A., „Hydrogen production at ZE PAK SA is a new fuel source for passenger cars and buses,“ Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A., 04. 05. 2020. [Online]. Available: <https://zepak.com.pl/en/clean-poland/hydrogen-production-at-ze-pak-sa.html>. [Zugriff am 12. Dezember 2020].

- [112] Alstom S.A., „Alstoms Wasserstoffzug fährt im Linienverkehr in Österreich,“ Alstom S.A., 11. September 2020. [Online]. Available: <https://www.alstom.com/de/press-releases-news/2020/9/alstoms-wasserstoffzug-faehrt-im-linienverkehr-oesterreich>. [Zugriff am 12. Dezember 2020].
- [113] O. Döhne, „Viel Potenzial für Beimischung in Gas,“ Alstom S.A. und Snam S.p.A., 01. 07. 2020. [Online]. Available: <https://www.gtai.de/gtai-de/trade/specials/special/italien/viel-potenzial-fuer-beimischung-in-gas-258256>. [Zugriff am 12. Dezember 2020].
- [114] A. Durakovic, „Belgian Wind Power to Gas Project Moves Forward,“ Offshore WIND Group, 27. Februar 2020. [Online]. Available: <https://www.offshorewind.biz/2020/02/27/belgian-wind-power-to-gas-project-moves-forward/>. [Zugriff am 12. Dezember 2020].
- [115] Nel ASA, „Nel ASA: Receives purchase order for H2Station fueling station solution for taxis in Copenhagen,“ Nel ASA, 27. Dezember 2019. [Online]. Available: <https://nelhydrogen.com/press-release/nel-asa-receives-purchase-order-for-h2station-fueling-station-solution-for-taxis-in-copenhagen/>. [Zugriff am 12. Dezember 2020].
- [116] Nel ASA, „Press release: Everfuel awarded grant for the establishment of a large-scale hydrogen production facility in Denmark,“ Everfuel Europe A/S, 18. Dezember 2019. [Online]. Available: <https://nelhydrogen.com/press-release/press-release-everfuel-awarded-grant-for-the-establishment-of-a-large-scale-hydrogen-production-facility-in-denmark/>. [Zugriff am 12. Dezember 2020].
- [117] Nel ASA, „Press release: Nel receives purchase order for a 3.5 MW electrolyser from ENGIE,“ Nel Hydrogen Electrolyser AS, 09. Dezember 2019. [Online]. Available: <https://nelhydrogen.com/press-release/press-release-nel-receives-purchase-order-for-a-3-5-mw-electrolyser-from-engie/>. [Zugriff am 12. Dezember 2020].
- [118] M. Jendrischik, „Portugal investiert sieben Milliarden Euro in Wasserstoff,“ Cleantalking, 25. Mai 2020. [Online]. Available: <https://www.cleantalking.de/portugal-wasserstoffstrategie-sieben-milliarden/>. [Zugriff am 12. Dezember 2020].
- [119] Windkraft-Journal.de, „250.000 Tonnen nachhaltigen Kraftstoff für Busse, Lastwagen, Seeschiffe und Flugzeuge,“ Windkraft-Journal, 26. Mai 2020. [Online]. Available: <https://www.windkraft-journal.de/2020/05/26/250-000-tonnen-nachhaltigen-kraftstoff-fuer-busse-lastwagen-seeschiffe-und-flugzeuge/148697>. [Zugriff am 13. Dezember 2020].



- [120] C. Hecking, „Dänemark plant künstliche Energieinsel zur Herstellung von Wasserstoff,“ Spiegel, 12. 12. 2019. [Online]. Available: <https://www.spiegel.de/wissenschaft/mensch/daenemark-plant-kuenstliche-energieinsel-zur-herstellung-von-wasserstoff-a-1300931.html>. [Zugriff am 13. Dezember 2020].
- [121] Hydrogenious LOHC Technologies GmbH, „Referenzen und Hauptpartner,“ Hydrogenious LOHC Technologies GmbH, 2020. [Online]. Available: <https://www.hydrogenious.net/index.php/de/references-2/>. [Zugriff am 05. Dezember 2020].
- [122] Hydrogenious LOHC Technologies GmbH, „Hydrogenious Technologies betritt mit der UHG den US-Wasserstoff-Markt,“ Hydrogenious LOHC Technologies GmbH, 2020. [Online]. Available: <https://www.hydrogenious.net/index.php/de/2016/05/06/hydrogenious-technologies-betritt-mit-der-uhg-den-us-markt/>. [Zugriff am 05. Dezember 2020].
- [123] Air Products GmbH, „Air Products to Build Second Liquid Hydrogen Production Facility in California,“ Air Products GmbH, 07. 01. 2019. [Online]. Available: <http://www.airproducts.de/Company/news-center/2019/01/0107-air-products-to-build-second-liquid-hydrogen-productions-facility-in-california.aspx>. [Zugriff am 05. Dezember 2020].
- [124] L'AIR LIQUIDE S.A., „Air Liquide announces locations of several hydrogen fueling stations in northeast U.S.A.,“ Air Liquide, 07. April 2016. [Online]. Available: https://www.airliquide.com/sites/airliquide.com/files/2016/04/07/20160407_air_liquide_announces_locations_of_several_hydrogen_fueling_stations_in_northeast_usa_.pdf. [Zugriff am 05. Dezember 2020].
- [125] Toyota Motor Sales, U.S.A., Inc., „Toyota und Hino Truck to Jointly Develop Class 8 Fuel Cell Electric Truck for North America,“ Toyota Motor Sales, U.S.A., Inc., 05. Oktober 2020. [Online]. Available: <https://pressroom.toyota.com/toyota-and-hino-truck-to-jointly-develop-class-8-fuel-cell-electric-truck-for-north-america/>. [Zugriff am 05. Dezember 2020].
- [126] U. Umann, „Die USA errichten wasserstoffbetriebene Kraftwerke,“ Germany Trade and Invest GmbH, 14. 08. 2020. [Online]. Available: <https://www.gtai.de/gtai-de/trade/specials/special/usa/die-usa-errichten-wasserstoffbetriebene-kraftwerke-534870>. [Zugriff am 05. Dezember 2020].
- [127] Southern California Gas Company, „Power-to-Gas Technology,“ Southern California Gas Company, 2020. [Online]. Available: <https://www.socalgas.com/smart-energy/renewable-gas/power-to-gas>. [Zugriff am 05. Dezember 2020].



- [128] National Renewable Energy Laboratory (NREL), „NREL and Southern California Gas Launch First U.S. Power-to-Gas Project,“ National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2020. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/workingwithus/partners/partnerships-southern-california-gas.html#:~:text=Project%20Basics,dioxide%20into%20methane%20and%20water>. [Zugriff am 05. Dezember 2020].
- [129] T. Kumagai, „Japan H2 Mobility aims to launch 24 more hydrogen stations in 2020-21,“ S&P Global, 24. April 2020. [Online]. Available: <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/042420-japan-h2-mobility-aims-to-launch-24-more-hydrogen-stations-in-2020-21>. [Zugriff am 06. Dezember 2020].
- [130] M. Kölling, „Japan glaubt noch an die Brennstoffzelle,“ Handelsblatt GmbH, 03. 04. 2019. [Online]. Available: <https://www.handelsblatt.com/saubere-antriebstechnik-japan-glaubt-noch-an-die-brennstoffzelle/24175692.html?ticket=ST-6860358-jkpDsrJ3kCouasKUSUgF-ap3>. [Zugriff am 06. Dezember 2020].
- [131] A. Karidis, „Ways2H Commercializes Hydrogen Fuel-From-Waste Technology,“ Ways2H, 11. Juni 2020. [Online]. Available: <https://www.waste360.com/waste-energy/ways2h-commercializes-hydrogen-fuel-waste-technology>. [Zugriff am 06. Dezember 2020].
- [132] Lloyd's Register Group, „World first for liquid hydrogen transportation.,“ Lloyd's Register Group, 23. Oktober 2020. [Online]. Available: <https://www.lr.org/en/insights/articles/world-first-for-liquid-hydrogen-transportation/>. [Zugriff am 06. Dezember 2020].
- [133] New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO), Obayashi Corporation und Kawasaki Heavy Industries, Ltd., „NEDO Conducts World's First Technology Demonstration for Hydrogen-fueled Cogeneration System in Urban Areas,“ New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO), 11. Dezember 2017. [Online]. Available: https://www.nedo.go.jp/english/news/AA5en_100348.html. [Zugriff am 06. Dezember 2020].
- [134] Air Liquide, „Air Liquide is partnering with Incheon Airport, Hyundai Motor Company and HyNet to deploy hydrogen stations at Seoul Airport,“ Air Liquide, 20. Mai 2020. [Online]. Available: <https://energies.airliquide.com/air-liquide-partnering-incheon-airport-hyundai-motor-company-and-hynet-deploy-hydrogen-stations>. [Zugriff am 06. Dezember 2020].

- [135] Elsevier Ltd., „Korea to demo hydrogen from waste processing with Ballard fuel cell systems,“ *Renewable Energy Focus*, 17. März 2011. [Online]. Available: <http://www.renewableenergyfocus.com/view/16679/korea-to-demo-hydrogen-from-waste-processing-with-ballard-fuel-cell-systems/>. [Zugriff am 06. Dezember 2020].
- [136] Yonhap News Agency, „Hyundai Rotem to build hydrogen reformer plant,“ *Yonhap News Agency*, 28. Juli 2020. [Online]. Available: <https://en.yna.co.kr/view/AEN20200728002400320>. [Zugriff am 06. Dezember 2020].
- [137] S. Ji-hye, „Hyundai Motor, Rotem to develop hydrogen-powered tram by 2020,“ *The Korea Herald*, 10. Juni 2019. [Online]. Available: <http://www.koreaherald.com/view.php?ud=20190610000620>. [Zugriff am 06. Dezember 2020].
- [138] GermanZero e.V., „Der 1,5-Grad-Klimaplan für Deutschland. Gemeinsamer Aufbruch gegen die Klimakrise,“ *GermanZero*, 30. 04. 2020, 2. Auflage. [Online]. Available: https://assets.website-files.com/5e663c02af4002dcdcab78dc/5ece7812eb97a0be582bad67_Der%201%2C5-Grad-Klimaplan%20f%C3%BCr%20Deutschland.pdf. [Zugriff am 12. Januar 2021].
- [139] M. F. Schneider, „Einfluss des Klimawandels auf Flora, Fauna und Lebensräume in den Landkreisen Ober-, Ost- und Unterallgäu (Bayern, Deutschland),“ *Naturkundliche Beiträge aus dem Allgäu*, pp. 3 - 31, Jahrgang 54 (2019).
- [140] Umweltbundesamt, „Klimafolgen: Handlungsfeld Energiewirtschaft,“ *Umweltbundesamt*, 19. 11. 2020. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimafolgen-anpassung/folgen-des-klimawandels/klimafolgen-deutschland/klimafolgen-handlungsfeld-energiewirtschaft#verfuegbarkeit-von-kuhlwasser>. [Zugriff am 26. 01. 2021].
- [141] DIN V 4108-6:2003-06, Wärmeschutz und Energie-Einsparung in Gebäuden - Teil 6: Berechnung des Jahresheizwärme- und des Jahresheizenergiebedarfs.
- [142] FH Aachen, Körperschaft des öffentlichen Rechts, ausführende Stelle Solar-Institut Jülich der FH Aachen (SIJ), Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH (WI) und Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), „Handbuch methodischer Grundfragen zur Masterplan-Erstellung. Kommunale Masterpläne für 100 % Klimaschutz,“ 2016. [Online]. Available: https://elib.dlr.de/104751/1/Handbuch%20methodischer%20Grundfragen_BILDSC_HIRM_20160205.pdf. [Zugriff am 05. Januar 2021].

- [143] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „Entwicklung der Neuzulassungen CO₂-effizienter Pkw 2018,“ Pkw-Label, 07. 2019. [Online]. Available: https://www.pkw-label.de/fileadmin/Dokumente/Monitoringbericht/MB_Neuzulassungen_07_2019/dena_FS_PKW-Label-Monitoringbericht_A4_Web_Titel_korregiert.pdf. [Zugriff am 25. Dezember 2020].
- [144] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „Umstellung von L- auf H-Gas,“ Bundesnetzagentur, 2021. [Online]. Available: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/UmstellungGasbeschaffenheit/UmstellungGasqualitaet-node.html#:~:text=In%20Deutschland%20gibt%20es%20zwei,nach%20Herkunft%20des%20Gases%20unterschiedlich..> [Zugriff am 08. Januar 2021].
- [145] V. Masson-Delmotte, P. Zhai, H.-O. Pörtner, D. C. Roberts, J. Skea, P. R. Shukla, A. Pirani, W. Moufouma-Okia, C. Péan, R. Pidcock, S. Connors, J. R. Matthews, Y. Chen, X. Zhou, M. Gomis, E. Lonnoy, T. Maycock, M. Tignor und T. Waterfield, „Summary for Policymakers. In: Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to,“ IPCC, 2018. [Online]. Available: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/05/SR15_SPM_version_report_LR.pdf. [Zugriff am 29. Dezember 2020].
- [146] Energie- & Umweltzentrum Allgäu gemeinnützige GmbH, „Energie- und CO₂-Bilanz fürs Allgäu vorgestellt,“ eza-Allgäu, 09. April 2019. [Online]. Available: <https://www.eza-allgaeu.de/news-detail/news/energie-und-co2-bilanz-fuers-allgaeu-vorgestellt/news-a/show/news-c/NewsItem/news-from/1/>. [Zugriff am 11. Januar 2021].
- [147] G. P. Peters, J. C. Minx, C. L. Weber und O. Edenhofer, „Growth in emission transfers via international trade from 1990 to 2008,“ *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America (PNAS)*, pp. 8903 - 8908, 24. Mai 2011.
- [148] L. Collins, „Greener-than-green hydrogen to be produced at same cost as grey H₂ at world's largest facility,“ Recharge, 20. Mai 2020. [Online]. Available: <https://www.rechargenews.com/transition/-greener-than-green-hydrogen-to-be-produced-at-same-cost-as-grey-h2-at-world-s-largest-facility-/2-1-811743>. [Zugriff am 20. Dezember 2020].



- [149] M. Sterner und I. Stadler, Hrsg., Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration, 2. korrigierte und ergänzte Auflage, Berlin: Springer Vieweg, 2017.
- [150] M. Lehmann, B. De Leeuw und E. Fehr, Kreislaufwirtschaft, Schweiz, 2014.
- [151] M. Klell, Storage of Hydrogen in the pure form, Wiley-VCH Verlag, 2010.
- [152] True Zero, „Image Gallery,“ True Zero, 2021. [Online]. Available: <https://www.truezero.com/images/>. [Zugriff am 11. 03. 2021].
- [153] M. Fuhs, „Klimaneutrales Quartier mit Wasserstoff,“ pv magazine, 17 April 2020. [Online]. Available: <https://www.pv-magazine.de/2020/04/17/klimaneutrales-quartier-mit-wasserstoff/>. [Zugriff am 12. 03. 2021].
- [154] S. Ullrich, „Netzentgelte für Wasserstoffelektrolyse fallen weg,“ Erneuerbare Energien, 11. April 2019. [Online]. Available: <https://www.erneuerbareenergien.de/netzentgelte-fuer-wasserstoffelektrolyse-fallen-weg>. [Zugriff am 12. 03. 2021].
- [155] Bundesanstalt für Straßenwesen, „Manuelle Straßenverkehrszählung 2015,“ 2015. [Online]. Available: https://www.bast.de/DE/Statistik/Verkehrsdaten/2015/Autobahnen-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=4. [Zugriff am 30 03 2021].
- [156] Umweltbundesamt, „Strom- und Wärmeversorgung in Zahlen,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/energieversorgung/strom-waermeversorgung-in-zahlen#Strommix>. [Zugriff am 04 2021].



Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Weltweite CO2-Emissionen [4]	6
Abbildung 2: Wärmebedarf privater Haushalte nach Energieträgern im LK OA [9].....	13
Abbildung 3: Wärmebedarf im Sektor Wirtschaft nach Energieträgern im LK OA [9].....	13
Abbildung 4: Wärmebedarf privater Haushalte der Stadt Kempten [10]	14
Abbildung 5: Wärmebedarf des Sektors Wirtschaft der Stadt Kempten [10].....	15
Abbildung 6: Elektrischer Energiebedarf im Landkreis OA [9]	15
Abbildung 7: Elektrischer Energiebedarf der Stadt Kempten [10]	16
Abbildung 8: Anteile der Energieträger für den Sektor Verkehr / Mobilität [9]	16
Abbildung 9: Entwicklung des Wärmebedarfs im Landkreis Oberallgäu	17
Abbildung 10: Entwicklung des Bedarfs an elektrischer Energie im Landkreis Oberallgäu	18
Abbildung 11: Entwicklung des Energiebedarfs für Mobilität und Transport im Landkreis Oberallgäu	19
Abbildung 12: Entwicklung des Gesamtenergiebedarfs im Landkreis Oberallgäu	19
Abbildung 13: Entwicklung des Wärmebedarfs der Stadt Kempten	20
Abbildung 14: Entwicklung des elektrischen Energiebedarfs der Stadt Kempten	21
Abbildung 15: Entwicklung des Energiebedarfs für Verkehr / Mobilität der Stadt Kempten	22
Abbildung 16: Entwicklung des Gesamtenergiebedarfs der Stadt Kempten	22
Abbildung 17: Verteilung des Energiebedarfs nach Verursachergруппen [9].....	23
Abbildung 18: Pro-Kopf-Entwicklung des Energiebedarfs [9].....	24
Abbildung 19: Überblick der Entwicklung des Energiebedarfs im Landkreis Oberallgäu ...	24
Abbildung 20: Verteilung des Energiebedarfs nach Verursachergруппen [vgl. [10]]	25
Abbildung 21: Pro-Kopf-Entwicklung des Energiebedarfs [10].....	26
Abbildung 22: Überblick der Entwicklung des Energiebedarfs der Stadt Kempten	26
Abbildung 23: Anteil regenerativer Energieträger an der Wärmeversorgung [9].....	27
Abbildung 24: Anteil regenerativer Energieträger an der Wärmeversorgung [10].....	28
Abbildung 25: Erzeugung elektrischer Energie aus regenerativen Energieträgern Landkreis Oberallgäu [9]	29
Abbildung 26: Erzeugung elektrischer Energie aus regenerativen Energieträgern Stadt Kempten [10]	29
Abbildung 27: Gewinnungspotenziale elektrischer Energie im Oberallgäu [9]	30
Abbildung 28: Erzeugungspotenziale für Wärme im Oberallgäu [9].....	30
Abbildung 29: Erzeugungspotenziale für elektrische Energie in der Stadt Kempten [10] ..	31
Abbildung 30: Gewinnungspotenziale für Wärme in der Stadt Kempten [10]	32
Abbildung 31: Das Energieversorgungssystem im Landkreis Oberallgäu im Jahr 2050 [9]	33



Abbildung 32: CO ₂ -Emissionen Landkreis Oberallgäu	34
Abbildung 33: CO ₂ -Emissionen der Stadt Kempten	35
Abbildung 34: Blockschaltbild eines Dampfreformers [18]	37
Abbildung 35: Autotherme Reformierung [18]	38
Abbildung 36: Alkalische Elektrolyse [22]	39
Abbildung 37: PEM Elektrolyse [22]	40
Abbildung 38: Entwicklung H ₂ -Produktionsmengen	45
Abbildung 39: Anwendungsmöglichkeiten der Wasserstofftechnologie	47
Abbildung 40: Wasserstoffzug Coradia iLint [27]	48
Abbildung 41: Brennstoffzellenheizung [28]	48
Abbildung 42: Frage: Plant Ihr Unternehmen zukünftig Wasserstofftechnologien einzusetzen?	52
Abbildung 43: Frage: In welchem Zeitraum plant Ihr Unternehmen zukünftig Wasserstofftechnologien einzusetzen?	52
Abbildung 44: Anwendungsbereiche für Wasserstofftechnologie	53
Abbildung 45: Potenzieller Wasserstoffbedarf gewerblich genutzter Pkw	54
Abbildung 46: Potenzieller Wasserstoffbedarf leichte Nfz	55
Abbildung 47: Potenzieller Wasserstoffbedarf schwere Nfz	56
Abbildung 48: Gesamter Wasserstoffbedarf für Nutzfahrzeuge im Sektor Wirtschaft	57
Abbildung 49: Potenzieller Wasserstoffbedarf der Region	59
Abbildung 50: Entwicklung des Wasserstoffbedarfs	60
Abbildung 51: Entwicklung des CO ₂ -Emissionsfaktors am bundesdeutschen elektr. Energiemix [150]	61
Abbildung 52: Vergleich absoluter CO ₂ -Einsparungen der Szenarien	64
Abbildung 53: Beitrag der drei Szenarien Zielszenario, Wahrscheinliches Szenario und Minimalszenario zur erforderlichen CO ₂ -Einsparung	65
Abbildung 54: Darstellung einer Wasserstoffkreislaufwirtschaft [33]	67
Abbildung 55: H ₂ als sektorenübergreifendes Bindeglied	68
Abbildung 56: Grundelemente der Wertschöpfungskette einer Wasserstoffwirtschaft	69
Abbildung 57: Wasserstofftankstelleninfrastruktur Stand 2021 [34]	71
Abbildung 58: Pilotanlage in Falkenhagen [38]	75
Abbildung 59: Das Projekt „GET H ₂ Nukleus“ [43]	76
Abbildung 60: Übersicht Energiepark Mainz [45]	77
Abbildung 61: Das Projekt "ELEMENT EINS" [48]	78
Abbildung 62: Das Projekt "HYFLEXPOWER" [51]	80
Abbildung 63: Tankstelleninfrastruktur von „True Zero“ [58]	82
Abbildung 64: Flussdiagramm "Ways2H" [64]	84
Abbildung 65: „Fukushima Hydrogen Energy Research Field“ [68]	85



Abbildung 66: Brennstoffzellenkraftwerk in Seosan [76]88
Abbildung 67: Darstellung der unterschiedlichen Phasen einer Technologiebewertung inklusive der jeweils dafür geeigneten Bewertungsmethoden, Quelle: [81, p. 312]91
Abbildung 68: Definition der Technologiereifegrade, Quelle: [69]94

6 Anhang

6.1 Weitere nationale Wasserstoffentwicklungen

Standort	Projekt	Status	Beschreibung	Quelle
Lausitz	Referenzkraftwerk Lausitz	in Planung bis 2022, Bau 2023/24, Inbetriebnahme 2025	Wasserstoffspeicherung, 100 MW-Elektrolyseur bis 2030	[95]
Prenzlau	ENERTRAG Hybridkraftwerk	In Betrieb seit 2011	Erzeugung von grünem Wasserstoff durch Windenergie	[96]
Prenzlau	Membranabtrennung Erdgas-Wasserstoff	In Planung	Untersuchung von Membranen zur Abtrennung von Wasserstoff aus Wasserstoff-Erdgas-Gemisch	[97]
Wesseling	Wasserstoff-Elektrolyse-Anlage Shell Rheinland Raffinerie	Fertigstellung 2. Jahreshälfte 2020	PEM-Elektrolyseur, Erzeugung von 1.300 Tonnen Wasserstoff pro Jahr	[98]
Hürth	Industriepark Knapsack	In Betrieb seit 2010	Wasserstoff als Nebenprodukt der Chlor-Alkali-Elektrolyse; Betankung von Bussen	[99]
Berlin	Projekt H2BER	Projektzeitraum: 01.01.2015 – 31.12.2016	Aufbau einer Wasserstoff-Tankstelle am Flughafen BER	[100]
Rostock	Multi-Energie Tankstelle von TOTAL	Betrieb seit Frühjahr 2017	Bau einer Tankstelle für Elektro- und Brennstoffzellenautos in Kombination mit Windkraftanlagen und Pufferbatteriespeicherung	[101]

Flughafen Köln/Bonn	Wasserstoff-Tankstelle	In Betrieb seit Herbst 2017	Aufbau einer Wasserstoff-Tankstelle	[102]
Bielefeld	Wasserstoff-Tankstelle und Busse	In Betrieb ab 2021/22	Vier Brennstoffzellen-Busse und eine Wasserstoff-Tankstelle (350 bar Druckniveau) für den öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV)	[103]
Duisburg	Klimaneutraler Stahl im Duisburger Stahlwerk	In Planung, Betrieb ab Mitte des Jahrzehnts	100 MW-Elektrolyseur von RWE erzeugt 1,7 Tonnen grünen Wasserstoff pro Stunde, Einsatz des grünen Wasserstoffs im Hochofen von Thyssenkrupp für die Herstellung von klimaneutralem Stahl	[104]

Tabelle 16: Weitere nationale Wasserstoffentwicklungen

6.2 Weitere europäische Wasserstoffentwicklungen

Standort	Projekt	Status	Beschreibung	Quelle
Finnland, Voikoski	HySTOC	Forschungsprojekt vom 01.01.2018 bis 31.12.2020	Anwendung der LOHC-Technologie zur Speicherung von Wasserstoff an einer Tankstelle	[105]
Hobro, Dänemark	Wasserelektrolyse	In Betrieb seit 2018	Speicherung von überschüssiger elektrischer Energie aus dem öffentlichen Netz in Form von Wasserstoff; Elektrolyseur-Leistung von 1,2 MW und eine Wasserstoffproduktion von 500 kg pro Tag	[106]
Lulea, Schweden	Hybrit-Initiative	Inbetriebnahme, Durchführung von	Aufbau einer Wertschöpfungskette zur Dekarbonisierung der Stahlindustrie; Einsatz von Wasserstoff in	[107]

		unter-schiedli-chen Tests	der Reduktion von Eisenerz; Gewinnung von Wasserstoff aus der Elektrolyse-Anlage mit regenerativer elektrischer Energie; im vollen Ausbau können mit dieser Anlage die gesamten CO ₂ -Emissionen von Schweden um 10% reduziert werden	
Schweiz	Brennstoffzellen-Trucks XCIENT	Seit 2020 in Umsetzung	Das Unternehmen Hyundai liefert in den Jahren 2020 bis 2025 1.600 brennstoffzellenbetriebene Lkws in die Schweiz; Reichweite pro Tankfüllung liegt bei 400 km	[108]
Warschauer Stadtteil Wola, Polen	Hydra-Tank	In Planung, Betrieb ab 2021	Die polnische Öl- und Gasgesellschaft (PGNiG) baut eine Wasserstofftankstelle in Polen	[109]
Oda-lanów, Polen	InGrid – Power to Gas	Inbetriebnahme im Jahr 2022	Photovoltaik-Module sollen elektrische Energie für den Betrieb eines Elektrolyseurs bereitstellen; Produktion von grünem Wasserstoff; Untersuchung der Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz	[109]
Großbritannien	Wasserstoff-Zug „Breeze“	In Umsetzung, großflächiger Betrieb ab 2022 in komplett Großbritannien	Alstom und Eversholt Rail planen den Bau eines Wasserstoffzuges namens „Breeze“ für Großbritannien; bereits 2022 sollen die Züge in Großbritannien großflächig eingesetzt werden	[110]
Polen	Wasserstoffproduktion aus Biomasse	2020 Unterzeichnung Kaufvertrag von	Das Unternehmen Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A. (ZE PAK SA) produziert mit 2,5 MW-Elektrolyseuren aus Biomasse grünen Wasserstoff zur Betankung	[111]

		Elektrolyseur	von Bussen; die Elektrolyseure werden von dem belgischen Unternehmen Hydrogenics Europe NV geliefert; Wasserstoffproduktion im Vollausbau (2 Elektrolyseure) bis zu zwei Tonnen pro Jahr	
Wien, Österreich	Wasserstoff-Zug Coradia iLint	In Betrieb von September 2020 bis November 2020	Einsatz des Coradia iLint, dem ersten Wasserstoff-Zug in Österreich, auf den Schienen in Wien	[112]
Italien	Brennstoffzellenzug	Betrieb ab 2021	Die beiden Unternehmen Alstom und SNAM wollen ab dem Jahr 2021 einen Brennstoffzellenzug in Italien einsetzen	[113]
Zebrugge, Belgien	Hyoffwind-Projekt	In Planung, Bau ab 2021, Betrieb ab 2023	Bau eines 25 MW-Elektrolyseurs zur Gewinnung von grünem Wasserstoff aus elektrischer Energie eines Windkraftparks	[114]
Kopenhagen, Dänemark	H2-Betankungsstation für die Versorgung von Taxis in Kopenhagen	Installation der H2-Betankungsstation im Jahr 2020	Installation einer Tankstellenlösung vom Unternehmen Nel ASA, um emissionsfreie Wasserstoff-Taxis in Kopenhagen zu versorgen	[115]
Fredericia, Dänemark	HySynergy	In Planung	Das Unternehmen Everfuel plant den Bau einer Elektrolyse-Anlage mit anfangs 20 MW; hauptsächlich Versorgung der Shell-Raffinerie mit Wasserstoff; die Kapazität der Elektrolyseure soll später auf 1 GW erhöht werden	[116]

Südafrika	Wasserstoff-Lkw für den Bergbau	Inbetriebnahme 2020	Das Unternehmen Nel Hydrogen Electrolyser AS – Tochtergesellschaft von Nel ASA – liefert einen 3,5 MW-Elektrolyseur nach Südafrika; der Wasserstoff wird mit Hilfe elektrischer Energie aus Solarenergie und aus dem öffentlichen Netz gewonnen; Betankung eines Bergbau-Lkws in einer Mine in Südafrika; bei Ausbau Erweiterung der Elektrolyseur-Kapazität auf 100 MW	[117]
Hafen von Sines, Portugal	1 GW-Projekt	Produktion von grünem Wasserstoff ab 2023	Der lokale Energieversorger 1-GW baut ein Solar-to-Hydrogen-Kraftwerk; die Investitionskosten betragen rund 1,6 Milliarden Euro	[118]
Kopenhagen, Dänemark	Nachhaltiger Kraftstoff	Durchführung der Machbarkeitsstudie	Bau eines 1,3 GW-Elektrolyseurs in Kombination mit Offshore-Windanlage zur Gewinnung von Wasserstoff; der Wasserstoff soll mit wiederverwertetem CO ₂ zu Methanol umgewandelt werden als Kraftstoff für Schiffe und Flugzeuge; Herstellung von 250.000 Tonnen nachhaltigem Kraftstoff; im Endausbau Einsparung von 850.000 Tonnen CO ₂	[119]
Dänemark	Energieinsel	Standortsuche und Genehmigungsverfahren	Aufschüttung einer künstlichen Insel; Installation von 10 GW Windleistung; zum Teil Nutzung elektrischer Energie zur Gewinnung von Wasserstoff	[120]

Tabelle 17: Weitere Wasserstoffprojekte in der EU



6.3 Weitere globale Wasserstoffentwicklungen

Standort	Projekt	Status	Beschreibung	Quelle
Ken-nesaw, Georgia, USA	LOHC Wasserstoffspeicherung	Ausgeliefert im November 2017	Lieferung der StorageBOX und ReleaseBOX für die Wasserstoffspeicherung	[121, 122]
Kalifornien und La Porte, Texas, USA	Air Products baut zwei Flüssig-Wasserstoff-Anlagen	In Planung, in Betrieb ab 2021	Bau von zwei Flüssig-Wasserstoff-Anlagen	[123]
Hartford, Braintree, Mansfield und Bronx, USA	Wasserstoff-tankstellen	Betrieb ab 2017 (Stand vom 07. April 2016)	Air Liquide plant gemeinsam mit Toyota Motor Sales USA, Inc. den Ausbau von insgesamt zwölf Wasserstofftankstellen im Nordosten der USA	[124]
Nordamerika, USA	Brennstoffzellen-Lkw	Betrieb ab 2021 (erstes Demonstrationsfahrzeug)	Toyota Motor North America (TMNA) und Hino Trucks bauen gemeinsam ein Brennstoffzellen-Lkw für den Markt in Japan und USA	[125]
Utah, USA	Wasserstoffkraftwerk	Betrieb ab 2025	Umstellung Kohlekraftwerk von Kohle- auf Gasbefeuerung, Beimischung von Wasserstoff gewonnen aus Solar- und Windenergie zum Erdgas, Speicherung von Wasserstoff in Salzstöcken	[126]
Golden, Colorado, USA	Power-to-Gas-Anlage mit Methanisierungsanlage	Installation im Herbst 2017	Produktion von grünem Wasserstoff, Umwandlung zu grünem Methan in Bioreaktor	[127, 128]
Japan	Wasserstoff-Tankstellen	In Betrieb	Japan H2 Mobility will zu den 127 bereits bestehenden Wasserstoff-Tankstellen (Stand 24.	[129]

			April 2020) 24 weitere Tankstellen im Land installieren	
Tokio, Japan	Wasserstoff-Bus	In Betrieb	Der Wasserstoff-Bus „Sora“ von Toyota ist bereits aktiv auf den Straßen von Tokio unterwegs, Toyota hatte geplant bis zum Jahr 2020 für die olympischen Sommerspiele 100 Wasserstoff-Busse zur Verfügung zu stellen	[130]
Joso, Japan	Abfallanlage (Ways2H)	In Betrieb	Waste-to-Hydrogen-Anlage, Verarbeitung von 6 Tonnen Abfall im Jahr, Erzeugung von 300 kg Wasserstoff am Tag	[131]
Japan, Australien und Victoria	Hydrogen Energy Supply Chain	Betrieb ab 2021	Übersee-Transport von flüssigem Wasserstoff mit dem weltweit ersten Flüssigwasserstofftanker „Suiso Frontier“ von Australien nach Japan	[132]
Kobe Port Island, Japan	KWK-Anlage im Rahmen des NEDO-Projektes	In Betrieb	Bau einer wasserstoffbetriebenen KWK-Anlage mit einer Leistung von 1 MW, Produktion von elektrischer Energie und Wärme zur Versorgung der umliegenden Gebäude, Unternehmen: Obayashi Corporation und Kawasaki Heavy Industries, Ltd.	[133]
Seoul, Südkorea	Incheon International Airport	In Planung	Air Liquide liefert zwei Wasserstoff-Tankstellen und den benötigten Wasserstoff für den Flughafen Incheon International Airport; das Unternehmen Hyundai Motor stellt die Wasserstoffbusse zur Verfügung, welche zwischen Terminal 1 und 2 fahren sollen	[134]

Cheong-song, Südkorea	Wasserstoff aus Abfall	in Planung (Stand März 2011)	Das Unternehmen GS Platech baut eine Pilotanlage, die Wasserstoff aus Siedlungsabfällen erzeugt; Verarbeitung von fünf Tonnen Abfall pro Tag und Erzeugung von 50 kW elektrischer Energie mit Hilfe einer PEM-Brennstoffzelle	[135]
Uiwang, Südkorea	Hyundai Rotem Co. baut Wasserstoff-Reformer-Anlagen	In Umsetzung	Das Unternehmen Hyundai Rotem Co. hat angekündigt ab Oktober 2020 jährlich 20 Reformer für den Wasserstoffmarkt in Südkorea zu bauen; 20 Reformer erzeugen 4.700 Tonnen Wasserstoff	[136]
Südkorea	Wasserstoff-Straßenbahn	in der Umsetzung	Hyundai Motor und Hyundai Rotem haben bis 2020 gemeinsam eine Wasserstoff-Straßenbahn entwickelt; ebenfalls bis 2020 Bau eines Wasserstoff-Zug-Prototypen	[137]

Tabelle 18: Weitere Wasserstoffprojekte in Japan, Südkorea und den USA