

Gesamtkonzept

zum

Aufbau einer regionalen,
grünen Wasserstoffwirtschaft



H2
REGION
WARTBURG HAINICH



Impressum

Erarbeitet im Auftrag von:

Landratsamt Wartburgkreis

vertreten durch Landrat Reinhard Krebs
Erzberger Allee 14, 36433 Bad Salzungen

Projektbetreuung:

Maika Baldauf – Stellv. Amtsleiterin Kreisplanung

Tel.: 03695 61-6406 / E-Mail: Maika.Baldauf@wartburgkreis.de

Dr. Maxi Domke – Klimaschutzmanagement

Tel: 03695 61-6304 / E-Mail: klimaschutz@wartburgkreis.de



Stand: Oktober 2023

In Kooperation mit:

Landratsamt Unstrut-Hainich-Kreis

vertreten durch Landrat Harald Zanker
Lindenhof 1, 99974 Mühlhausen

Projektbetreuung:

Felix Freitag – Klimaschutzmanagement

Tel: 03601 80 2647 / E-Mail: F.Freitag@uh-kreis.de



Erarbeitet durch das Projektkonsortium:

Triveda GmbH

Justus-Liebig-Straße 3, 99087 Erfurt

Projektbetreuung:

Dr.-Ing. Lutz Mittelstädt – Geschäftsführer

M: +49 160 9285 2595 / E: lutz.mittelstaedt@triveda.de

Jens-Uwe Eras – Vertrieb & Netzwerk

M: +49 171 5586 107 / E: jens-uwe.eras@triveda.de

TRIVEDA

EurA AG

Standort Suhl, Mauerstrasse 8, 98527 Suhl, Germany

Projektbetreuung:

Dirk Schmidt – Leiter Niederlassung Thüringen

M: +49 172 3478 900 / E: dirk.schmidt@eurag.de

Marcel Hartung – Koordinator Fördermittel und Netzwerke

Tel: +49 3682 40062-22 / E: marcel.hartung@eurag.de



Fraunhofer UMSICHT

Osterfelder Straße 3, 46047 Oberhausen

Projektbetreuung:

Dr. Sebastian Stiessel – Business Development Manager Green Hydrogen & Carbon Management

Tel: +49 208 8598 - 1525 / E: sebastian.stiessel@umsicht.fraunhofer.de

Lars Paschke – Wissenschaftlicher Mitarbeiter / Doktorand

Tel: +49 208 8598 - 1754 / E: lars.paschke@umsicht.fraunhofer.de



Disclaimer:

Aufteilung zur Kapitererstellung

Triveda GmbH: A, B (ohne B4), C1, C2, und D1

EurA AG: C3, C5 und D2

Fraunhofer UMSICHT: B4, C4 und D3

Die Kapitel C6 und C7 wurden gemeinsam erstellt.

Projektwebseite: <https://www.wasserstoffregion-wartburg-hainich.de/>

Das Konzept wurde von Juli 2022 bis Oktober 2023 im Rahmen des Förderwettbewerbs HyLand unter dem Vorhabentitel „Aufbau einer regionalen grünen Wasserstoffwirtschaft im Wartburgkreis und Unstrut-Hainich-Kreis unter besonderer Berücksichtigung des multimodalen Einsatzes des Wasserstoffs im Mobilitätssektor“ erarbeitet.

Die Entwicklung der Wasserstoffregion Wartburg Hainich und des vorliegenden Konzepts wurde im Rahmen des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP2) durch das Bundesministerium für Digitales und Verkehr gefördert. Die Förderrichtlinie wird von der NOW GmbH koordiniert und durch den Projektträger Jülich (PtJ) umgesetzt.

<https://www.hy.land/>



Inhaltsübersicht

A Einführung

A.1	Die Landkreise - Wartburgkreis und Unstrut-Hainich-Kreis	3
A.2	HyExpert-Projekt und Wasserstoffregion Wartburg-Hainich.....	6

B Überblick: Wasserstoff und Wasserstoffwirtschaft

B.1	Wasserstoff als Energieträger	11
B.2	Wasserstoff in der Mobilität	12
B.3	Wasserstoff-Indizes und Marktmechanismen	15
B.4	Tools zur Berechnung von Wasserstoffgestehungskosten	16
B.5	Aus- und Weiterbildung	20

C HyExpert-Projekt: Wasserstoffregion Wartburg-Hainich

C.1	Wasserstoff-Erzeugungspotentiale in der Wasserstoffregion Wartburg Hainich.....	23
C.2	Wasserstoffbedarfs- und abnahmepotenziale.....	30
C.3	Speicherung & Verteilung	36
C.4	Energiesystemmodellierung.....	59
C.5	Regionale Anwendungsfälle & -analyse im Mobilitätssektor.....	78
C.6	Umsetzung der regionalen grünen Wasserstoffwirtschaft in der Wasserstoffregion Wartburg Hainich	88
C.7	Fazit & Handlungsempfehlungen	96

D Technischer Annex

D.1	Luftfahrt - E-Fuels in Leichtflugzeugen.....	101
D.2	Speicherung & Verteilung	118
D.3	Energiesystemmodellierung - Beschreibung des Modells und der Agenten	153

E Anhang

Glossar/Begriffserklärung.....	171
Literatur- und Quellenverzeichnis	173
Abbildungsverzeichnis	179
Tabellenverzeichnis	182
Anlage – Beispielfragebogen für Potenzialabfrage	184

Mit einem * gekennzeichnete Fachbegriffe sind im Abschnitt Glossar/Begriffserklärung erläutert.

A Einführung

A.1	Die Landkreise - Wartburgkreis und Unstrut-Hainich-Kreis.....	3
A.1.1	Lage & Räumliche Einordnung	3
A.1.2	Wirtschaftsstruktur	3
A.1.3	Verkehrsinfrastruktur.....	4
A.1.4	Energieverbrauch & Erneuerbare Energien	4
A.1.5	Klimaschutz	5
A.2	HyExpert-Projekt und Wasserstoffregion Wartburg-Hainich	6

A.1 Die Landkreise - Wartburgkreis und Unstrut-Hainich-Kreis

A.1.1 Lage & Räumliche Einordnung

Die Landkreise Wartburgkreis und Unstrut-Hainich-Kreis befinden sich im Westen und Norden des Freistaates Thüringen und grenzen beide westlich an Hessen.

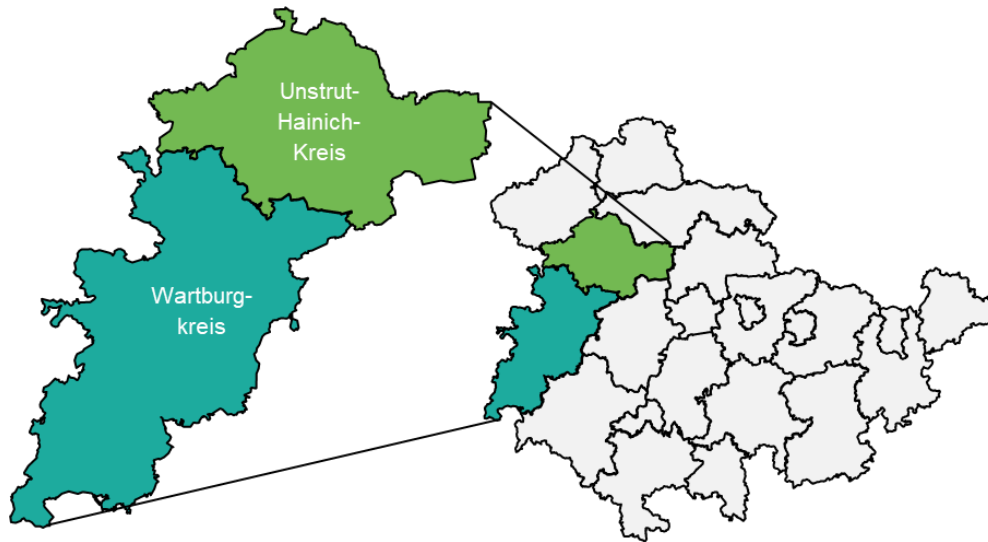


Abb. 1: Der Wartburgkreis und Unstrut-Hainich-Kreis in Thüringen (Quelle: eigene Darstellung, TLBG)

Nach der Klassifizierung des Bundesamtes für Bauwesen und Raumordnung gehören beide Kreise zum Raumtyp "Ländlicher Raum"¹. Die Bevölkerungszahlen belaufen sich auf ca. 160.000 für den Wartburgkreis und ca. 102.000 für den Unstrut-Hainich² (Stand 2022). Der Wartburgkreis ist nach der Einkreisung Eisenachs 2021 mit 1.371 km² der flächengrößte Landkreis Thüringens.

Aufgrund ihrer Lage gehören Sie unterschiedlichen Planungsregionen an – Wartburgkreis: Südwestthüringen, Unstrut-Hainich-Kreis: Nordthüringen.

A.1.2 Wirtschaftsstruktur

Beide Landkreise verfügen über ein breites Spektrum an Industrie und Gewerbe.

Der Wartburgkreis ist einer der stärksten Industriestandorte in Thüringen, hinsichtlich der Umsatz- und Beschäftigungszahlen. Als Branchen sind Metallerzeugung und -bearbeitung, Maschinenbau, Kfz-Herstellung sowie die Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren vertreten. Weiterhin zählen das Gesundheitswesen, der Handel sowie die Instandhaltung von Kfz, die Herstellung von Holz-, Korb- und Korkwaren und der Einzelhandel zu den starken Branchen. Eine traditionelle Branche ist zudem der Kalibergbau mit der Kalisalzproduktion. Die Betriebsgrößenstruktur wird im Wartburgkreis mit über 80 % von Kleinst- und Kleinbetrieben dominiert.

Im Unstrut-Hainich-Kreis hat sich als wichtiger Wirtschaftszweig in den letzten Jahren die Automobilzulieferindustrie entwickelt. Elektronik, Holz, Möbel, Dachziegelherstellung und Handwerk sind neben der Landwirtschaft weitere wichtige Branchen im Landkreis. Mit mehreren Windparks und Biogasanlagen sind die Erneuerbaren Energien wachsender bedeutender Wirtschaftszweig für den Landkreis.

¹<https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/forschung/raumb Beobachtung/Raumabgrenzungen/deutschland/kreise/staedtischer-laendlicher-raum/kreistypen.html>

² <https://statistik.thueringen.de/datenbank/TabAnzeige.asp?tabelle=kr000102> |

In naher Zukunft stehen jedoch beide Landkreise als Wirtschaftsstandorte vor grundsätzlichen Herausforderungen. Dazu zählen u. a. die Transformation in der Automobilindustrie, der wirtschaftliche Strukturwandel, der demografische Wandel mit dem einhergehenden Fachkräftemangel, die steigenden Energie- und Rohstoffpreise, Lieferengpässe und die noch nicht absehbaren Auswirkungen globaler und internationaler Ereignisse.

A.1.3 Verkehrsinfrastruktur

Mit der zentralen Lage der beiden Landkreise in Deutschland ist eine großräumliche Anbindung in alle Richtung gegeben. So ist der Wartburgkreis über die Bundesautobahn (BAB) 4 und zukünftig über das Autobahndreieck Wommen an die BAB 44 direkt an das transeuropäische Verkehrsnetz angeschlossen. Zahlreiche verkehrsbedeutsame Bundes- und Landesstraßen stellen zudem die Verbindungen zwischen den zentralen Orten innerhalb der Landkreise und zu benachbarten Regionen sicher.

Der ÖPNV auf der Straße wird in beiden Landkreise über ihre jeweiligen regionalen Verkehrsunternehmen (Verkehrsunternehmen Wartburgmobil, Regionalbus-Gesellschaft Unstrut-Hainich- und Kyffhäuserkreis) abgedeckt. Der regionale Schienenverkehr ist über verschiedene Anbieter erschlossen. Beide Landkreise sind an den ICE-Knotenpunkt in Erfurt angebunden. Eisenach im Wartburgkreis verfügt zudem über einen eigenen ICE-Halt.

Der Wartburgkreis verfügt zudem über den Verkehrslandeplatz Eisenach-Kindel, nahe der Stadt Eisenach und direkt an der Autobahn A4. Der Flugplatz ist für Flugzeuge bis 20 t MTOW*, Hubschrauber und Luftsportgeräte zugelassen und damit Plattform für nahezu alle Luftverkehrssparten der Allgemeinen Luftfahrt. Er wird sowohl durch den Business- und Frachtflugverkehr als auch für die Flugschulung, den Fallschirmsprungbetrieb und den sonstigen privaten Freizeit- und Gelegenheitsverkehr genutzt.

A.1.4 Energieverbrauch & Erneuerbare Energien

Der Endenergieverbrauch* verteilt sich in beiden Landkreisen zu einem großen Anteil auf die Sektoren Mobilität und Industrie. Im Wartburgkreis entfallen auf diese beiden Sektoren zwei Drittel des gesamten Endenergieverbrauchs, im Unstrut-Hainich-Kreis 50 % (Abb. 2).

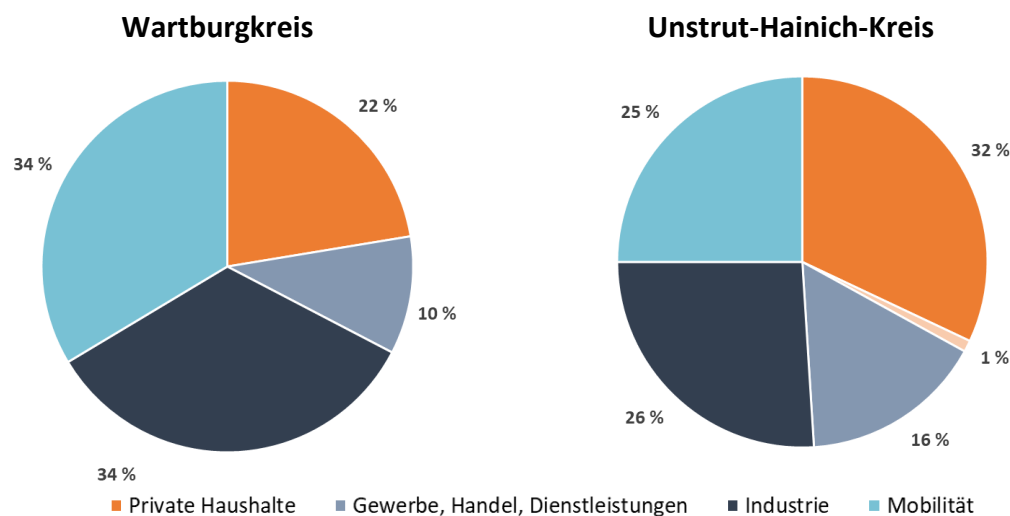


Abb. 2: Endenergieverbrauch nach Sektoren im Wartburgkreis (links, Stand 2019) und Unstrut-Hainich-Kreis (rechts, Stand 2021) (Quelle: target GmbH)

Die Erzeugung erneuerbarer Energien in den beiden Landkreisen basiert vorrangig auf der Wind- und Solarenergie, auch die Biomasse spielt eine wichtige Rolle. In Thüringen führt der Wartburgkreis bei

der Solarenergie mit der PV-Anlagenanzahl (über 5.200) und installierten Leistung (über 170 MW) bei 2023 die Liste an (Abb. 3). Bei der Windenergie liegt der Unstrut-Hainich-Kreis mit der Anlagenzahl (110) und installierten Leistung (236,7) der Vorreiter in Thüringen (Abb. 4).

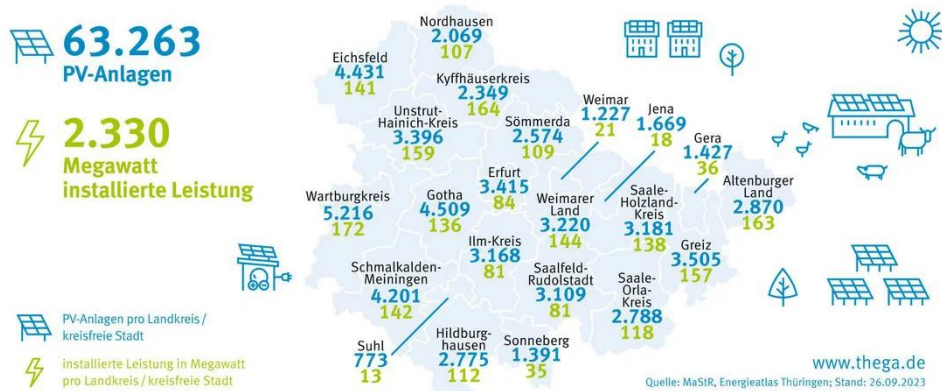


Abb. 3: Photovoltaik in Thüringen, Stand: September 2023 (Quelle: ThEGA GmbH)

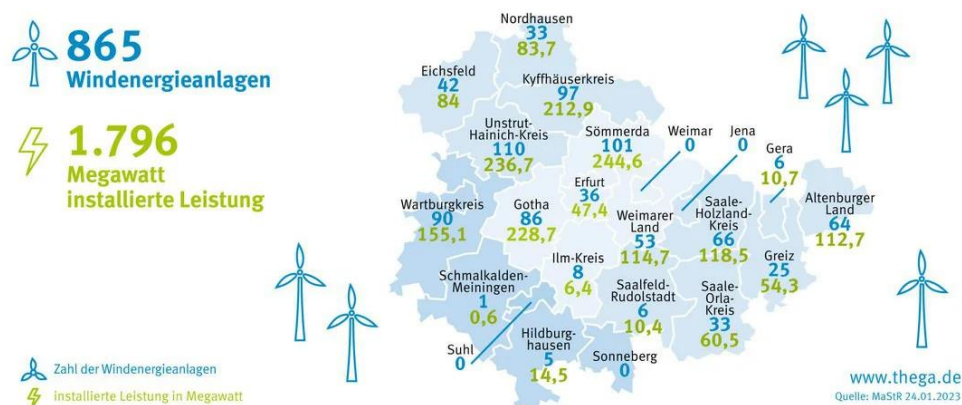


Abb. 4: Windenergie in Thüringen, Stand: Januar 2023 (Quelle: ThEGA GmbH)

Weitere Potenziale für den Ausbau der Erneuerbaren Energien sind im Wartburgkreis und Unstrut-Hainich-Kreis vorhanden und noch auszuschöpfen.

A.1.5 Klimaschutz

Der Wartburgkreis wie auch der Unstrut-Hainich-Kreis etablieren aktuell mit der personellen Ausstattung und der Erarbeitung von Klimaschutzkonzepten das Klimaschutzmanagement in ihren Verwaltungen. Zu den Handlungsfeldern der Klimaschutzkonzepte der beiden Landkreise gehören unter anderem Erneuerbare Energien, Mobilität und Wirtschaft.

Im 2022 veröffentlichten Klimaschutzkonzept des Wartburgkreises findet der Wasserstoff und das HyExpert-Projekt demnach bereits Erwähnung in den folgenden Maßnahmen: „Nutzung von Potenzialen und Unterstützung von dezentralen Lösungen mit erneuerbaren Energien“; „Ausweitung Einsatz alternativer Antriebe“ und „Klimaverträgliche Industrie- und Gewerbegebietsentwicklung“.

Das Klimaschutzkonzept des Unstrut-Hainich-Kreises wird voraussichtlich 2023 fertig gestellt.

A.2 HyExpert-Projekt und Wasserstoffregion Wartburg-Hainich

Im Rahmen des „Nationalen Investitionsprogramms Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie“ (NIP) fördert der Bund Regionen bei der Implementierung der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie. In diesem Zusammenhang lobt der Bund den Regionenwettbewerb „HyLand“ aus, in dem die Bewerberregionen je nach Ausgangslage Berücksichtigung in den drei unterschiedlichen Kategorien „HyStarter“, „HyExperts“ oder „HyPerformer“ finden.

Im Juni 2021 hat der Wartburgkreis in Kooperation mit dem Unstrut-Hainich-Kreis sowie den beiden Städten Eisenach und Bad Langensalza am Regionenwettbewerb „HyLand“ des BMVI/BMDV teilgenommen und sich in der Kategorie „HyExperts“ beworben. Im September 2021 wurden die Gewinner des Wettbewerbs bekanntgegeben, zu denen auch die Bewerbung des Wartburgkreises gehört. Im Nachgang zum Wettbewerb wurden die Gewinner aufgefordert, einen formalen Förderantrag für das Wettbewerbs-Projekt bis zum 31.01.2022 einzureichen. Nach Bewilligung dessen, stehen den einzelnen Gewinnern Fördermittel zur Verfügung, um den eingereichten Wettbewerbsbeitrag umsetzungsreife ausarbeiten zu lassen.

Zum Zeitpunkt der Antragstellung waren u.a. folgende Aspekte für die beiden Landkreise Anlass für die Bewerbung:

- In Bad Langensalza ist die Errichtung einer Wasserstoffelektrolyse*, die aus einer großen Photovoltaik-Freilandanlage mit Strom gespeist werden soll, und die Errichtung einer Wasserstofftankstelle bis zum Jahr 2024 geplant. Hierzu liegt bereits eine Machbarkeitsstudie aus dem Jahr 2020 vor, welche sich mit der Erzeugung und Verwendung von grünem Wasserstoff* in der lokalen Industrie und im Verkehr beschäftigt hat. Ergänzend wurde für die Stadt Mühlhausen ebenfalls die Errichtung einer Elektrolyse sowie von Wasserstofftankstellen geprüft und mögliche Wasserstoffabnehmer identifiziert, konkrete Umsetzungsabsichten gibt es hier jedoch noch nicht. Weiterhin ist der Bau einer Wasserstofftankstelle am Standort Eisenach-Kindel geplant.
- Zudem hatten sich verschiedene lokale Akteure aus dem Mobilitätssektor bereits mit der Wasserstoffnutzung beschäftigt und es liegen teilweise erste Konzepte und Konzeptideen vor.
- Im Rahmen der Ausarbeitung der Gesamtkonzeption sollen die bereits bestehenden Ideen, Initiativen sowie Planungen in den Bereichen Wasserstoffproduktion/-nutzung bzw. zur Einführung von Brennstoffzellen (BZ)-Technologien in der Region aufgegriffen und im Gesamtkonzept zusammengeführt werden.
- Die Region besitzt mit der Bundesautobahn 4 und dem zukünftigen Anschluss zur Bundesautobahn 44 über das Autobahndreieck Wommen sowie den bedeutenden Bundesstraßen B 19, B 84, B 247 und B 249 in Richtung der Bundesautobahn 38 sehr gut ausgebaute Ost-West und Nord-Süd-Verbindungen. Aufgrund der zentralen Lage in Deutschland ist die Region ein wichtiger Logistikstandort und durch den Transitverkehr geprägt. Hinzu kommen die gut ausgebauten überregionalen und regionalen Schienenverbindungen durch den ICE-Bahnhof in Eisenach sowie diversen kleineren Bahnhöfen. Zudem verfügt die Region über einen regionalen Flughafen am Verkehrslandeplatz Eisenach-Kindel.
- Die dezentrale Verteilung von (potenziellen) Erzeugerkapazitäten für erneuerbare Elektrizität in der Region liefert günstige Voraussetzungen für die technische Entwicklung und den Aufbau von dezentralen Wasserstoffbetankungsinfrastrukturen mit Vor-Ort-Elektrolyseanlagen zur lokalen Treibstoffversorgung von Brennstoffzellenfahrzeugen, z.B. in der Logistik und Kommunalwirtschaft sowie dem ÖPNV und dem Individualverkehr.

- Die beiden Standorte Eisenach-Kindel und Bad Langensalza werden in der Thüringer Landesstrategie Wasserstoff zu einer Initialregion zusammengefasst und im Rahmen einer interministeriellen Arbeitsgruppe diskutiert. In der Region sollen verstärkt Förderprogramme zum Einsatz kommen.
- Zahlreiche lokale und überregionale Unternehmen, nicht nur aus dem Mobilitätssektor, haben ihr Interesse an den Themen „Grüne Wasserstofferzeugung“, „Verteilungs- und Tankstelleninfrastruktur“ sowie „Multimodaler Einsatz der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie“ signalisiert und ihre Bereitschaft zur Mitarbeit und Unterstützung des Projektes bekundet.
- Neue wirtschaftliche Aktivitäten zu Wasserstofftechnologien können auf in der Region vorhandenen Kompetenzen in der Automobilzulieferindustrie sowie Maschinen- und Elektrobranche aufbauen, bei der Reduktion von externen Abhängigkeiten helfen und zur Steigerung der Attraktivität des lokalen Arbeitsmarktes in wichtige Zukunftsbranchen beitragen, um Fachkräfte für die Region zu gewinnen.
- Durch die Dekarbonisierung des Verkehrssektors soll ein weiterer Baustein zur Erreichung der regionalen und bundesweiten Klimaschutzziele geschaffen werden.

Im Zusammenschluss mit dem Unstrut-Hainich-Kreis gehört der Wartburgkreis als HyExperts-Region zu einer von 30 Gewinnerregionen aus 119 Bewerbungen, die beim Bundesförderprogramm HyLand des Bundesministeriums für Digitales und Verkehr 2022 prämiert wurden (Abb. 5).

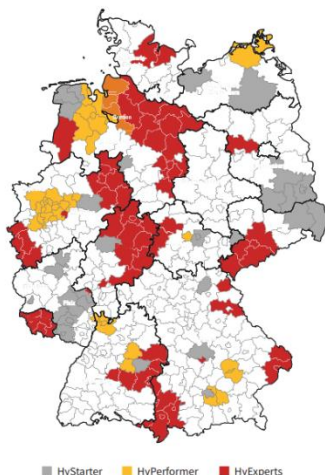


Abb. 5: links - HyLand-Regionen (NOW GmbH); rechts - Übergabe der Gewinnerurkunde durch Bundesminister Volker Wissing, Mai 2022 (F.J. Brück)

Nach Beendigung der Ausschreibungsphase und Auswahl des Projektkonsortiums, untersuchten der Wartburgkreis und Unstrut-Hainich-Kreis bis Sommer 2023 ihre **Potenziale zur Entwicklung einer regionalen, grünen* Wasserstoffwirtschaft**. Ziel des HyExperts Förderprojektes war es, ein Gesamtkonzept für den Hochlauf einer regionalen, grünen Wasserstoffwirtschaft in der Wasserstoffregion Wartburg Hainich zu erarbeiten. Dazu wurden im Rahmen der Machbarkeitsstudie folgende Schwerpunkte tiefer betrachtet:

- Vorhandene und neue Standorte für erneuerbare Energien und die Wasserstofferzeugung mittels Elektrolyse
- Logistikkonzept zur Verteilung, Speicherung und Bereitstellung von Wasserstoff
- Bedarfe und Anwendungsbereiche im Mobilitätssektor (ÖPNV, Logistik, Intralogistik, Luftfahrt) sowie im Industrie- und Wärmesektor

Diese drei Schwerpunkte wurden in einer umfassenden Energiesystemmodellierung zusammengeführt und technisch-wirtschaftlich bewertet, um mögliche und sinnvolle Szenarien abzubilden und zu priorisieren. Als Ergebnis sollten idealerweise ebenso konkrete Pilotprojekte identifiziert werden, für die dieses Konzept die Grundlage für die Umsetzungsphase dient. Die Gesamtkonzeption wurde von einem Projektkonsortium bestehend aus der Triveda GmbH, der EurA AG und dem Fraunhofer UMSICHT erarbeitet.

Im Verlaufe des Projektes war das Projektkonsortium mit über 40 Akteuren aus vier Fokusregionen im Wartburgkreis und Unstrut-Hainich aktiv im Gespräch, um konkrete Ansätze für eine regionale Wasserstoffwirtschaft zu analysieren und zu diskutieren. 400 Interessierte verfolgten bereits über digitale Kanäle die Entwicklungen in der Region. Zusätzlich zu einer Auftaktveranstaltung im September 2022 und einer Online-Veranstaltung zur Vorstellung der Zwischenergebnisse im März 2023, fanden vier branchenspezifische und fünf regionalspezifische Akteurstreffen statt. Die Ergebnisse der Gesamtkonzeption wurden zur Abschlusskonferenz am 14.6.2023 knapp 100 Wasserstoff-Interessierten in Eisenach vorgestellt.

Die Landkreise konnten in vier Fokusregionen unterteilt werden, die sich aus der geografischen Lage der Potentialflächen zur Wasserstofferzeugung (Kapitel C.1) und potentiellen Abnehmern des Wasserstoffs (Kapitel C.2) ergeben haben.

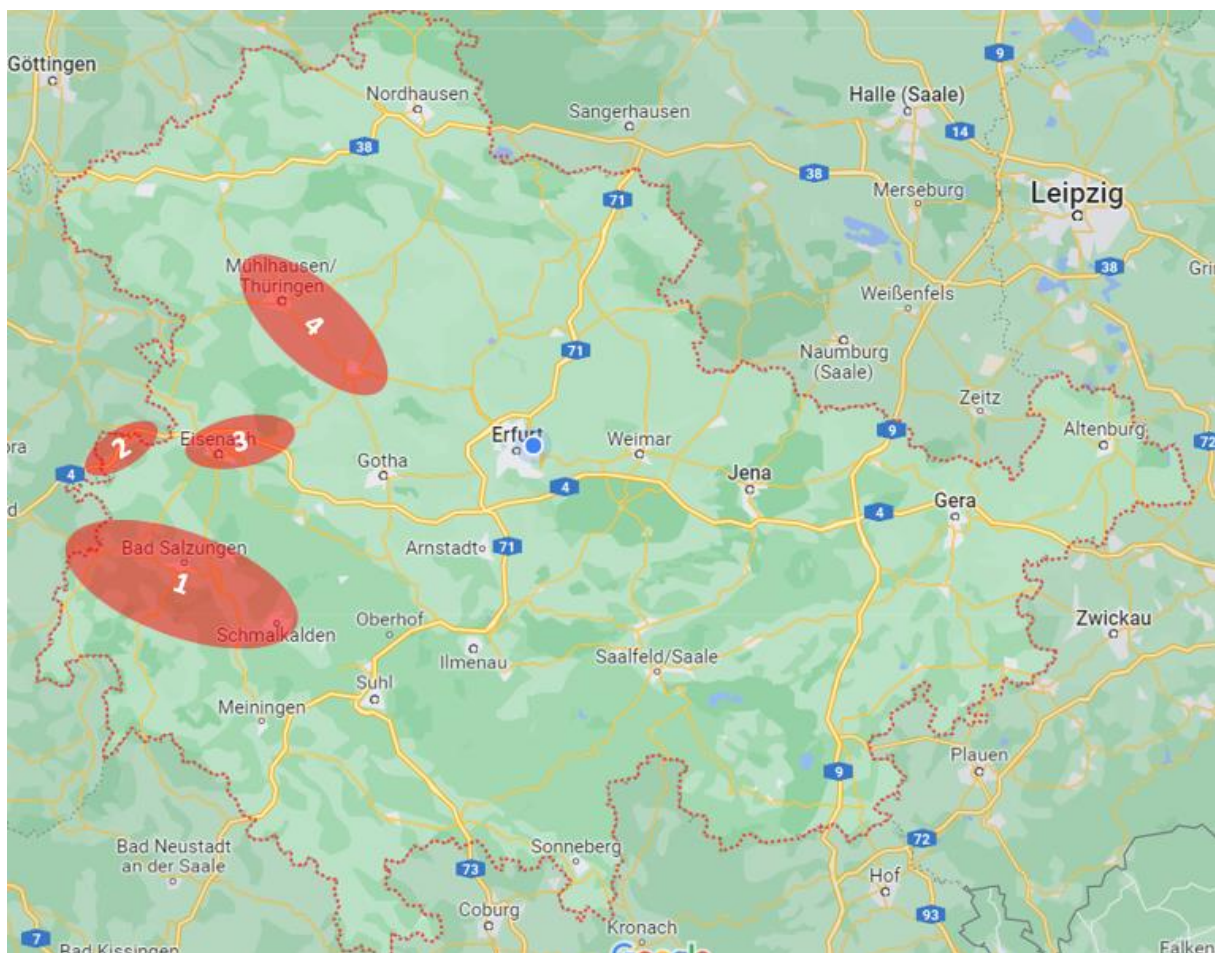


Abb. 6: Geografische Lage der vier Fokusregionen (1) Raum Bad Salzungen/Vacha, (2) Werra-Suhl-Tal/Gerstungen, (3) Raum Eisenach/Hörselberg-Hainich und (4) Bad Langensalza/Mühlhausen

Das HyExperts Projekt der beiden Landkreise ist umgeben von weiteren Wasserstoffprojekten, wie die die folgende Abb. 7 zeigt.

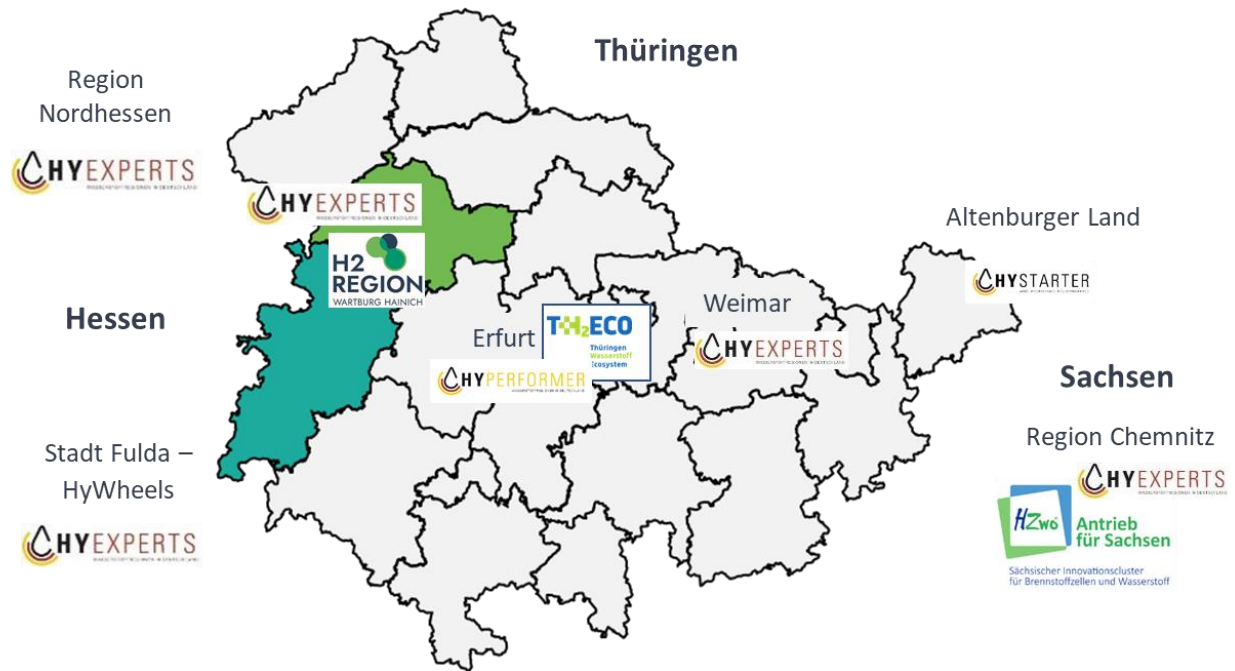


Abb. 7: HyLand-Regionen in Thüringen, Sachsen und Hessen

B Überblick: Wasserstoff und Wasserstoffwirtschaft

B.1	Wasserstoff als Energieträger	11
B.2	Wasserstoff in der Mobilität	12
B.2.1	Brennstoffzellenfahrzeuge	12
B.2.2	E-Fuels	13
B.2.3	Clean Vehicle Directive / SaubFahrzeugBeschG	13
B.3	Wasserstoff-Indizes und Marktmechanismen	15
B.3.1	HYDRIX – Der Wasserstoff-Index der eex	15
B.3.2	H2Global und HINT.CO	15
B.4	Tools zur Berechnung von Wasserstoffgestehungskosten	16
B.5	Aus- und Weiterbildung	20

B.1 Wasserstoff als Energieträger

Der Blick auf die in Deutschland verwendeten Primärenergieträger* zeigt, ohne Wasserstoff gelingt die Energiewende nicht. Über 85 % der Primärenergieträger sind molekülbasiert (Abb. 8).

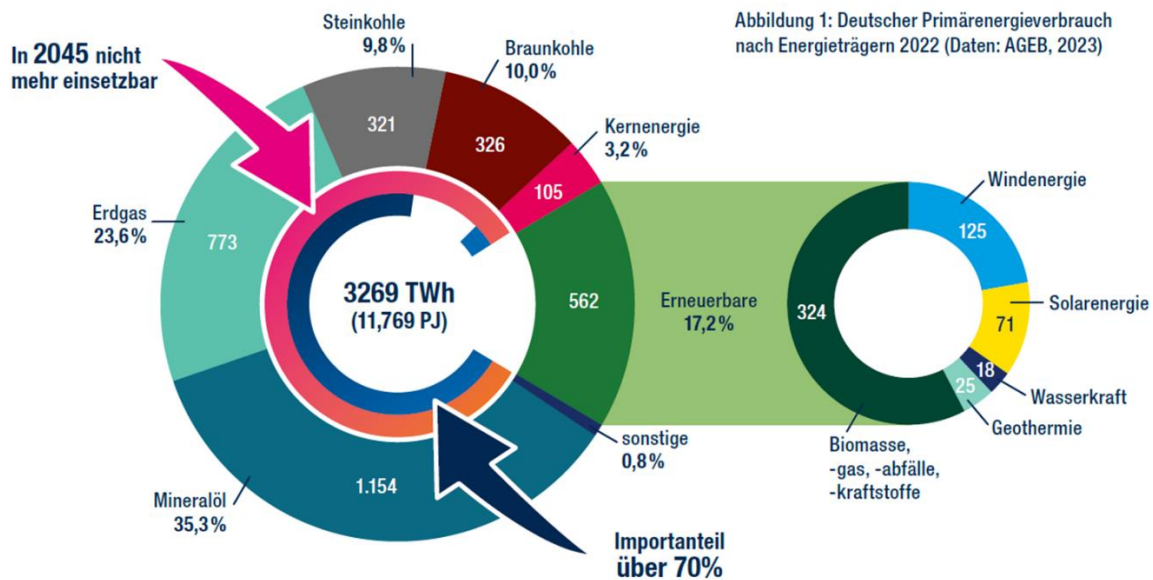


Abb. 8: Deutscher Primärenergieverbrauch nach Energieträgern, Quelle AGE, September 2023

Um die Dekarbonisierung dieser Primärenergieträger zügig voranzutreiben, bietet sich grüner Wasserstoff als molekülbasierter Energieträger an. Grüner Wasserstoff wird im Elektrolyseverfahren mit Strom aus erneuerbaren Quellen (Wind, Sonne, Wasser) durch die Aufspaltung von Wasser (H_2O) in Wasserstoff (H_2) und Sauerstoff (O) erzeugt. Dabei entsteht auch Wärme. Aktuelle Berechnungen des Nationalen Wasserstoffrates (NWR) gehen davon, dass bis 2030 50-100 TWh und bis 2050 1.000-1.400 TWh benötigt werden. Besonders in den energieintensiven Industrien und im Schwerlastverkehr wird der Wasserstoff benötigt. Dabei werden dezentrale Erzeugungskapazitäten über Elektrolyse etwa 10-30 % des Bedarfes decken und der Rest über Importe.

Ohne den Einsatz des grünen Wasserstoffs, bliebe nur die Alternative über Strom aus erneuerbaren Energien. Der dafür notwendige Aufbau der Erzeugungskapazitäten (hauptsächlich Windkraft- und PV-Anlagen) und der gleichzeitige Ausbau der Stromnetze ist in den verbleibenden 22 Jahren weder technisch noch kostenseitig realistisch.

B.2 Wasserstoff in der Mobilität

B.2.1 Brennstoffzellenfahrzeuge

Der Antriebsstrang eines Brennstoffzellenfahrzeuges (BZ-Fahrzeug) setzt sich aus den Hauptkomponenten Brennstoffzelle (BZ), Elektromotor, Batterie und den Wasserstofftanks zusammen. Die Brennstoffzelle generiert konstant elektrische Energie aus Wasserstoff, mit der die Batterie stetig gespeist wird. Der Fahrzeugantrieb erfolgt über einen Elektromotor, der je nach Leistungsanforderung sowohl elektrische Energie der Brennstoffzelle als auch der Batterie in Bewegungsenergie umwandelt. Speziell im Falle hoher Leistungsanforderungen werden Lastspitzen über die Batterie abgedeckt, so dass die Brennstoffzelle möglichst mit konstanter Leistung betrieben werden kann, um u.a. ihre Lebensdauer zu maximieren. Ähnlich wie bei einem reinen Elektrofahrzeug kann bei einem Brennstoffzellenfahrzeug beim Bremsen mittels Rekuperation Bewegungsenergie in elektrische Energie umgewandelt und in der Batterie gespeichert werden. Die einzige Emission eines Brennstoffzellenfahrzeuges ist Wasser(-dampf). Sie produzieren weder CO₂- noch Stickoxid- oder Partikelemissionen.

Auch wenn heute die Investitions- und Betriebskosten von Fahrzeugen mit Brennstoffzellenantrieb höher sind als die von entsprechenden Fahrzeugen mit reinem Elektroantrieb oder mit konventionellem Verbrennungsmotor, kombinieren sie einige der Vorteile der beiden anderen Technologien. Neben der Rekuperation und den damit verbundenen geringeren Verbräuchen beim (innerstädtischen) Stop-And-Go, dem leisen Betrieb und der direkten Kraftübertragung eines Elektromotors, haben Brennstoffzellenfahrzeuge eine ähnlich hohe Reichweite und kurze Betankungszeiten wie Diesel- oder Benzinfahrzeuge.

Aufgrund der geringen Motorengeräusche und der Rückgewinnung von Bremsenergie eignen sich Brennstoffzellenfahrzeuge speziell für den Stadt- oder Verteilverkehr. Je nach Wasserstoffspeicherung können Reichweiten von 400 km bis 1000 km erreicht werden. In Nutzfahrzeugen erfolgt die Wasserstoffspeicherung aktuell überwiegend in 350 bar-Drucktanks, vereinzelt auch in 700 bar-Drucktanks. Die Druckbetankung ist eine mittlerweile etablierte und erprobte Technologie. Die 350 bar-Speicherung im Fahrzeug ist im Vergleich zu 700 bar und tiefkaltem flüssigen Wasserstoff (Liquid Hydrogen – LH₂) die günstigste Variante, beansprucht jedoch mehr Volumen und damit Bauraum, was u. U. zu Einschränkungen der Last- bzw. Transportkapazitäten führen kann. Mit 350 bar-Speichern lassen sich meist Reichweiten bis 400 km darstellen. Für höhere Reichweiten müsste man nach aktuellem Stand auf 700 bar (bis 800 km) oder LH₂ (bis 1.000 km) ausweichen.

Reife und Verbreitung

Der Brennstoffzellenantrieb im Speditionsverkehr befindet sich überwiegend im Prototyp-Stadium, teilweise in großen Praxistests wie z.B. von Hyundai in der Schweiz. Viele weitere Hersteller befinden sich im Prototyp-Status (z.B. MAN, IVECO) oder befinden sich kurz vor der Markteinführung (z.B. Hyzon).

Wartung

Betriebseigene Werkstätten benötigen technische und kraftstoffbedingte Anpassungen sowie zusätzliche Qualifizierungen der Werkstattmitarbeiter. Auf der technischen Seite muss die Möglichkeit bestehen, Hochvoltkomponenten des Fahrzeugs spannungsfrei zu schalten. In diesen Zusammenhang benötigt das Werkstattpersonal eine Qualifizierung bezüglich der bestehenden Hochvoltanforderungen sowie eine Einführung in die Wasserstofftechnik. Der technische Zugang zu den einzelnen Antriebskomponenten des Fahrzeugs ist in der Regel den Technikern des Herstellers vorbehalten, da hier detaillierte Schulungen zu den spezifischen Bestandteilen sowie eine Gasanlagenprüfung notwendig

sind. Kraftstoffbedingte Anpassungen sind entsprechende Lüftungseinrichtungen in Kombination mit Gaswarnanlagen (Wasserstoffsensoren) sowie ATEX-Einrichtungen*. Gutachterliche Begehungen geben schnell Klarheit über konkrete Anpassungserfordernisse. Die zusätzliche Qualifizierung des Fahrers beschränkt sich auf eine Fahrzeugeinweisung.

B.2.2 E-Fuels

Als E-Fuel (englisch: electrofuel, auch als Synfuels oder strombasierte synthetische Kraftstoffe bezeichnet) werden synthetische Kraftstoffe bezeichnet, die mittels elektrischer Energie aus Wasser und Kohlenstoffdioxid (CO_2) hergestellt werden. Dieser Prozess wird als Power-to-Liquid (PtL) bezeichnet [8].

Da bei der Herstellung und Nutzung von E-Fuels mehrere verlustintensive Umwandlungsstufen durchlaufen werden müssen, ist die Energiebilanz beim Einsatz von E-Fuels grundsätzlich schlechter als bei anderen Antriebsarten – insbesondere im Vergleich zur Elektromobilität. Die Klimaschutzwirkung hängt darüber hinaus stark vom für die Herstellung verwendeten Strommix ab. Wird der Strom zur Erzeugung der E-Fuels vollständig aus erneuerbaren oder anderen CO_2 -neutralen Quellen gespeist und das zur Herstellung notwendige CO_2 aus der Atmosphäre bzw. aus nachhaltig gewonnener Biomasse entnommen, können mittels E-Fuels Verbrennungsmotoren klimaneutral betrieben werden. Bereits geringe Anteile fossilen Stroms verschlechtern die Klimabilanz jedoch erheblich, bei größeren Anteilen fossilen Stroms übersteigen die Emissionen von E-Fuels diejenigen von fossilen Brennstoffen um ein Mehrfaches. [9]

Im Rahmen des Gesamtkonzepts wird die Herstellung von E-Fuels am Verkehrslandeplatz Eisenach-Kindel betrachtet.

B.2.3 Clean Vehicle Directive / SaubFahrzeugBeschG

Die Clean Vehicle Directive (CVD) der EU ist durch das Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz vom 9. Juni 2021 (SaubFahrzeugBeschG) in deutsches Recht überführt worden. Die Einhaltung der Mindestziele durch öffentliche Auftraggeber und Sektorenauftraggeber in den Bundesländern sollen diese eigenverantwortlich für ihr Hoheitsgebiet regeln und sicherstellen. Die Bundesländer sind insoweit frei in ihrer Entscheidung, entsprechend den bestehenden Verwaltungsebenen (Regierungsbezirke, Kreise bzw. Landkreise, (kreisfreie) Städte und Gemeinden) hinsichtlich der Einhaltung der Mindestziele zu differenzieren. Die Vorgaben zu den Beschaffungsquoten sind in Abb. 9 dargestellt.

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

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

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

Abb. 9: Vorgaben zur Beschaffungsquoten von „sauberen Fahrzeugen“ nach der SaubFahrzeugBeschG (BMDV)

B.3 Wasserstoff-Indizes und Marktmechanismen

B.3.1 HYDRIX – Der Wasserstoff-Index der eex

Seit Anfang Mai 2023 veröffentlicht die European Energy Exchange AG – eex einmal wöchentlich den Wasserstoffindex HYDRIX (Abb. 10). Der HYDRIX ist der erste marktbasierter Index, der Angebots- und Nachfragepreise berücksichtigt und so den Vergleich mit den Strom- und Gaspreisen ermöglicht.

Der Index ist ein erster Schritt hin zu einem liquiden Terminmarkt, d.h. das Wasserstoff an der Börse ge- und verkauft werden kann. Damit ist jedoch erst in 6-8 Jahren zu rechnen.

Um den Akteuren und Investoren aber ein besseres Gefühl über die aktuellen Wasserstoffmarktpreise zu geben, ist der Index essentiell und hilfreich.

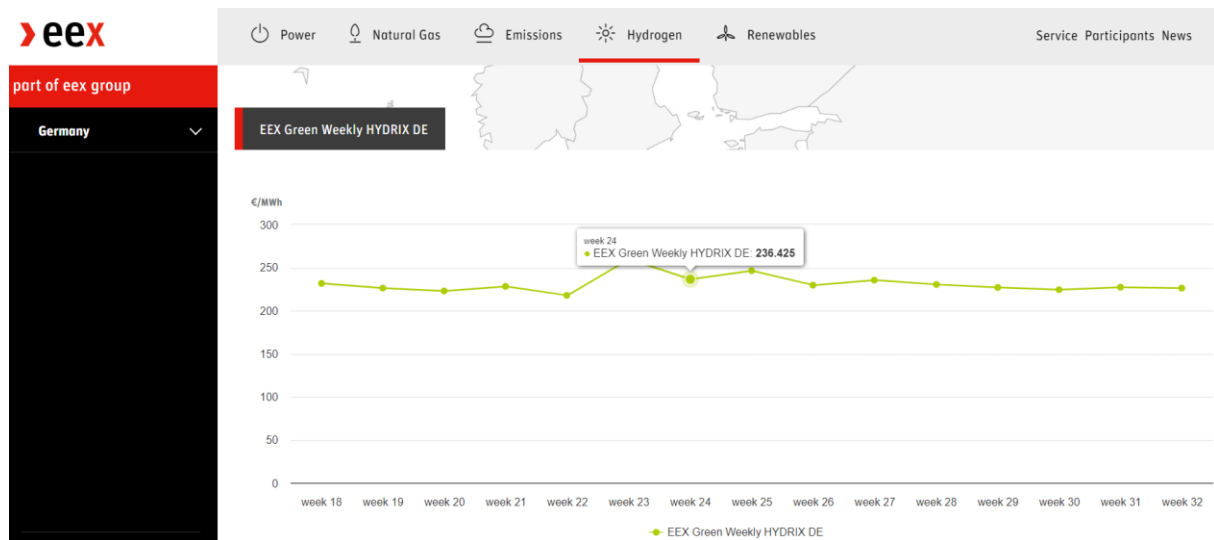


Abb. 10: Entwicklung des Wasserstoffindex HYDRIX in den ersten Wochen nach Veröffentlichung (Quelle <https://www.eex-transparency.com/hydrogen/germany/>).

B.3.2 H2Global und HINT.CO

Die H2Global Stiftung hat ihren Sitz in Hamburg und hat ein wettbewerbsbasiertes Instrument (Auktionen) zur Förderung eines rechtzeitigen und effektiven Hochlaufs des PtX-Marktes (PtX: Nutzung des Überschussstromes aus EE-Anlagen in Speichern oder zur Umwandlung in Wasserstoff) im industriellen Maßstab und damit auch zur Wasserstoff Marktaktivierung in Leben gerufen. Ein Intermediär (auch Vermittler, der zwischen H₂-Produzenten und -Abnehmern vermittelt), die Hydrogen Intermediary Company GmbH (HINT.CO), schließt langfristige Abnahmeverträge auf der Angebotsseite und kurzfristige Verkaufsverträge auf der Nachfrageseite ab. Die Differenz zwischen den Angebotspreisen (Produktion und Transport) und den Nachfragepreisen wird durch Fördermittel ausgeglichen. Also ähnlich dem CfD-Ansatz (Contracts for Difference) bzw. dem deutschen Förderprogramm der Klimaschutzverträge, bei dem zwischen Staat und Unternehmen der energieintensiven Industrie die Mehrkosten klimafreundlicher Produktionsverfahren gegenüber herkömmlichen Verfahren ausgeglichen werden.

Weitere Infos unter <https://www.hintco.eu/>

Und zu den CfD bzw. Klimaschutzverträgen unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Wasserstoff/Foerderung-National/018-pilotprogramm.html>

B.4 Tools zur Berechnung von Wasserstoffgestehungskosten

Die Planung von regionalen Infrastrukturprojekten für die Nutzung von Wasserstoff erfordert eine Abschätzung von Wasserstoffgestehungskosten^{*}. Es sind bereits verschiedene Tools veröffentlicht, welche erste Prognosen in unterschiedlichen Detailgraden erlauben. Für eine genaue Planung ist allerdings eine detaillierte Analyse lokaler Gegebenheiten nötig. Um den Nutzen bereits veröffentlichter Tools für die Planung von Wasserstoffprojekten einzuschätzen, werden folgend fünf verschiedene Tools zur Berechnung von Wasserstoffgestehungskosten vorgestellt und weitergehend untersucht. Bei der Untersuchung sollen wesentliche Parameter zur Variation der Berechnungen sowie generelle Vor- und Nachteile analysiert werden.

Nachfolgend werden die Tools einzeln beschrieben, um anschließend wesentliche Vor- und Nachteile für weitere Anwendungen zusammenzufassen (siehe Tab. 1).

Elektrolyserechner – TH Köln

Der „Elektrolyserechner“ der Technischen Hochschule Köln³ ist ein webbasiertes Tool zur Berechnung von Wasserstoffgestehungskosten. Das dort betrachtete Energiesystem besteht dabei aus EE-Erzeugungsanlagen und einem Elektrolyseur. Über Regler kann die installierte Leistung von Photovoltaikanlagen, On- und Offshore-Windkraftanlagen und des Elektrolyseurs variiert werden. Neben der Leistung können auch wirtschaftliche Aspekte wie die Stromgestehungskosten und die Investitionskosten des Elektrolyseurs angepasst werden. Als weitere Verfeinerung der Betrachtung kann angegeben werden, ob der Elektrolyseur Strom aus dem Netz oder im Rahmen einer Direktkopplung bezieht und ob die Abwärme des Elektrolyseurs als zusätzliche Erlösquelle genutzt wird.

Die Ergebnisse der Modellrechnung werden dynamisch während der Verschiebung der einzelnen Regler angepasst. Neben den Gestehungskosten des Wasserstoffs werden auch weitere technische Aspekte des Elektrolyseurs, wie die Auslastung, Wasserverbrauch, erzeugte Gasmengen und weiteres angezeigt. Die Verfügbarkeit erneuerbaren Stroms wird ebenfalls mit Angabe der Erzeugungsanlagen ausgegeben. Die ausgegebene Stromerzeugung basiert dabei auf einem zeitreihenbasierten Modellansatz. Die in dem Modell verwendeten Standorte der EE-Anlagen wurden nach Angaben der Entwickler so gewählt, dass die erhaltenen Volllaststunden einem mittleren Erzeugungsstandort in Deutschland entsprechen. Aus wirtschaftlicher Sicht wird die Zusammensetzung der Wasserstoffgestehungskosten angegeben. Zusätzlich wird angegeben, wie der produzierte Wasserstoff verwendet werden kann. Betrachtete Anwendungsfälle sind dabei der Straßenverkehr, die Stahlerzeugung und die Wärmeversorgung von Haushalten.

Aufgrund der einfachen Bedienung und dynamischen Ergebnisausgabe eignet sich das Tool besonders für erste, bzw. grundlegende Abschätzungen der Validität eines Konzepts. Die Einstellung der installierten Leistung verschiedener Energieträger ermöglicht die Anpassung auf regionale Konzepte im Megawatt Maßstab. Aufgrund der fehlenden Lokalität der zugrundeliegenden Wetterdaten ist allerdings eine nachfolgende Detailanalyse unumgänglich.

³ <https://elektrolyserechner.web.th-koeln.de/>

Global H2 Cost Tool V3 – EWI

Das „Global H2 Cost Tool“⁴ vom Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln ist ein Excel-Tool, was die Ermittlung von Herstellungs- und Transportkosten von Wasserstoff ermöglicht. Bei Betrachtung von Importkosten werden jedem Importland spezifische Exportnationen zugewiesen. Produktionskosten können für eine Vielzahl von Ländern berechnet werden. Dabei werden verschiedene Produktionspfade über PV- und Windkraftanlagen betrachtet. Neben der Einstellung einzelner technischer Parameter und des Betrachtungsjahres, stehen grundsätzlich zwei Szenarien zur Auswahl, welche eine Anpassung der zugrundeliegenden Daten erlauben.

Als Erweiterung des Tools kann das „Global PtX Cost Tool“⁵ angesehen werden. Dieses, ebenfalls vom ewi veröffentlichte Tool, ermöglicht die Betrachtung weiterer Commodities* wie bspw. synthetischen Methan, Ammoniak oder synthetisches Kerosin.

Aufgrund der internationalen Ausrichtung eignet sich das Tool nicht für die Auslegung regionaler Konzepte. Die Kosten innerdeutscher Produktion können zwar ebenfalls berechnet werden, allerdings ist keine Anpassung der installierten Leistungen möglich.

H2-Index Tool II – DBI

Das „H2-Index Tool“⁶ des Gastechnologischen Instituts gGmbH Freiberg ist eine auf Matlab basierende Anwendung. Nach Installation des Tools können über eine umfangreiche Benutzeroberfläche Wertschöpfungsketten für die Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff und synthetischen Methan definiert werden. Als Ergebnis werden neben den Gestehungskosten die verschiedenen Parameter des Systems wie Auslastung der Elektrolyse, Stromverfügbarkeit oder der Füllstand von Wasserstoffspeichern in stündlicher Auflösung ausgegeben. Dadurch ist eine Detailanalyse der definierten Wertschöpfungskette möglich. Die Ergebnisse können dabei in Bezug auf das Gesamtsystem oder auch auf die einzelnen Teilelemente angezeigt werden. Außerdem bietet das Tool die Möglichkeit einer Sensitivitätsanalyse, in der verschiedene Parameter automatisch gegeneinander variiert werden. Das Ergebnis wird anhand einer 2D- oder 3D- Grafik dargestellt und erlaubt so die Optimierung der Parameter.

Die detaillierten Einstellungsoptionen des Tools erlauben eine umfangreiche Planung regionaler Konzepte und Abschätzung von entstehenden Gestehungskosten sowie die Einbeziehung verschiedener Verbraucher. In Anbetracht der Komplexität des Tools eignet es sich daher vor allem für weiterführende Planungen der Konzeptentwicklung und für einen Ergebnisvergleich mit detaillierten, auf die Region bezogene, Modellrechnungen.

Syncost-PtG-PtL-Calculator – AGORA / frontier economics

Der „Syncost-PtG-PtL-Calculator“⁷ von frontier economics und Agora Energiewende ist ein Excel-Tool, welches ähnlich zum „Global H2 Cost Tool“ die Gestehungs- und Transportkosten von verschiedenen Commodities nach Deutschland berechnen kann. Zur Auswahl stehende Commodities sind SNG und E-Fuels, wobei die Kosten des jeweils nötigen Wasserstoffs in einem Fenster extra ausgegeben werden.

⁴ Zum Download verfügbar unter <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/tools/schaetzung-der-langfristigen-globalen-versorgungskosten-fuer-kohlenstoffarmen-wasserstoff/>. Für den Bericht wurde die Version V3 getestet.

⁵ Zum Download verfügbar unter <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/tools/globales-ptx-produktions-und-import-kostentool/>. Für den Bericht wurde die Version 1.3 getestet

⁶ <https://www.dbi-gruppe.de/h2-index.html>

⁷ Zum Download verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/en/publications/?tx_agorathemen_themenliste%5Bprodukt%5D=1029&cHash=19d2926c57cd951638ede2b8987e4c01

Im Vergleich zum „Global H2 Cost Tool“ stehen auch hier verschiedene Szenarien zur Auswahl, welche die Parameter der Berechnung beeinflussen. Allerdings ist die Auswahl der Herkunftsländer begrenzt. Mit Ausnahme von Island, können lediglich Regionen (wie bspw. Nordafrika oder Nord und Ostsee) ausgewählt werden. Dadurch ist auch die Abschätzung innerdeutscher Produktionskosten nicht möglich.

Das Tool eignet sich demnach ausschließlich zur Abschätzung von Importkosten und deren Vergleich mit lokalen Herstellungskosten in zu planenden regionalen Versorgungskonzepten.

Green Hydrogen with Solar Plant – EY

Das „Green Hydrogen with Solar Plant“ Excel-Tool von Ernst&Young ermöglicht die Berechnung von Wasserstoffgestehungskosten in einem System, in dem die Elektrolyse vollständig über PV-Anlagen betrieben wird. Zusätzlich kann der Transport über LKW-Trailer als Komponente des Systems eingefügt werden. Der Elektrolyseur kann aus einer umfangreichen Datenbank an Elektrolysetechnologien ausgewählt werden, wobei jede Technologie eine vorgefertigte Anzahl an Leistungskapazitäten aufweist. Da es sich um ein Excel-Tool handelt können die hinterlegten Normleistungen verändert werden. Für den Transport über LKW sowie Peripherieanlagen (Speicher und Dispenser) liegen verschiedene Studien zur Auswahl vor. Die Annahmen zur Stromerzeugung aus PV beschränken sich auf nur wenige Länder, wobei Deutschland nicht vertreten ist. Vor allem in den wirtschaftlichen Parametern erlaubt das Tool umfangreiche Einstellungen. Der Fokus auf wirtschaftliche Aspekte zeigt sich auch in der Ergebnisausgabe die unter anderem eine Gewinn- und Verlustrechnung sowie eine Bilanz beinhaltet. Das Tool eignet sich demnach vor allem für eine detaillierte Betrachtung wirtschaftlicher Aspekte des geplanten Erzeugungssystems. Die PV-Leistung – und damit auch das Nutzungsverhalten des Elektrolyseurs - wird allerdings nur bilanziell berechnet. Eine genauere Rechnung auf Basis von Zeitreihen wird nicht vorgenommen. Die Ergebnisse dienen daher nur einer ersten Abschätzung der Erzeugungspotenziale. Zudem müssten zur Betrachtung innerdeutscher Projekte eigenhändig Annahmen zur Stromerzeugung aus PV ergänzt werden.

Tab. 1: Übersicht der untersuchten Wasserstoff-Tools

Tool	Vorteile	Nachteile
Elektrolyserechner	○ Einfache Bedienung ○ Übersichtliche Ergebnisausgabe ○ Approximation Anwendungsfälle	○ Keine Anpassung der zugrundeliegenden Annahmen möglich
Global H2 Cost Tool	○ Variation über zwei Szenarien möglich ○ Ausgabe Herstellungs- und Transportkosten ○ Betrachtung innerdeutscher Erzeugung möglich ○ Variation technischer Parameter möglich ○ Szenariodaten bis 2050	○ Internationale Auflösung

Syncost PtG-PtL-Calculator	○ Detaillierte Ergebnisausgabe ○ Betrachtung verschiedener Commodities ○ Wasserstoffkosten zusätzlich detailliert aufgeführt ○ Betrachtung verschiedener Szenarien	○ Eingeschränkte Auswahl Herkunftsländer ○ Keine innerdeutsche Betrachtung möglich ○ Internationale Auflösung
Green Hydrogen with Solar Plant	○ Detaillierte Ergebnisausgabe ○ Umfangreicher Katalog von Elektrolyseuren ○ Ausgabe von Bilanz sowie Gewinn- und Verlustrechnung	○ PV-Leistung kann nicht auf Deutschland bezogen werden
H2-index tool	○ Ausgabe von Zeitreihen in stündlicher Auflösung ○ Möglichkeit zur Definition von Wertschöpfungsketten ○ Umfangreiche Einstellungsoptionen	○ Installation notwendig ○ Einarbeitung nötig aufgrund umfangreicher Optionen

B.5 Aus- und Weiterbildung

Damit die Energiewende insbesondere durch den Einsatz von Wasserstoff und den zugehörigen Technologien (Erzeugung, Speicherung, Verteilung und Anwendung) gelingt, braucht es gut qualifizierte Fachkräfte. Durch den Aufbau dieser Wasserstoff-Infrastruktur entstehen neue Qualifikationsbedarfe in verschiedenen Ausbildungsberufen. Darauf haben sich einige Weiterbildungsanbieter von Qualifizierungsangeboten und wissenschaftliche Einrichtungen bereits eingestellt. Sie bieten Qualifizierungen zu den folgenden Themen an:

- Einsatzgebiete von grünem Wasserstoff
- Rechtliche Themen (Gesetze, Verordnungen, Normen)
- Genehmigungsprozesse
- Wirtschaftliche Betrachtungen
- Sicherheitsaspekte, Arbeitsschutz
- Technologien zur Erzeugung, Speicherung, Verteilung und Anwendung des Wasserstoffs

Nachfolgend einige konkrete Ausbildungsangebote teilweise mit entsprechender Verlinkung zum Bildungsträger

- IHK & HySON: Fachexperte für Wasserstoffanwendungen - <https://hyson.de/fachexperte-fuer-wasserstoffanwendungen/>)
- DVGW: Bildungs- und Qualifikationsprogramme zum Thema Wasserstoff - <https://www.dvgw-veranstaltungen.de/top-themen/wasserstoff>
- DVGW: H₂ – Vielseitiger Energieträger der Zukunft, Veranstaltungen - <https://www.dvgw-veranstaltungen.de/veranstaltungen/themenuebersicht/top-themen/wasserstoff>
- IHK / Private Bildungsträger: Fachkraft Wasserstofftechnik IHK - <https://heinze-akademie.de/kursangebot/wasserstoff-trainings/berufsbegleitend>
- WBS Training: ExpertInnen Qualifikation Wasserstoff-Systeme - <https://www.wbstraining.de/weiterbildung-experte-qualifizierung-wasserstoffsysteme/>
- Sanitär-Heizung-Klima Handwerk für H₂-BHKW's über Handwerkskammern
- Kfz- & Bau- und Landmaschinenhandwerk, Mechatroniker für Gasfahrzeuge und Hochvoltsysteme über Handwerkskammern

C HyExpert-Projekt: Wasserstoffregion Wartburg-Hainich

C.1	Wasserstoff-Erzeugungspotentiale in der Wasserstoffregion Wartburg Hainich.....	23
C.1.1	Potenzielle Flächen erneuerbarer Energien und Wasserstofferzeugungs- kapazitäten	23
C.1.2	Elektrolysepotenziale und Voraussetzungen	28
C.2	Wasserstoffbedarfs- und abnahmepotenziale.....	30
C.2.1	Wasserstoff-Bedarfsermittlung & regionale Vernetzung.....	30
C.2.2	Der Wasserstoffbedarf bis 2045 in den Fokusregionen	32
C.2.3	Chancen und Risiken	35
C.3	Speicherung & Verteilung	36
C.3.1	Einführung.....	36
C.3.2	Wasserstoffspeicherung: Regionale Mengen- und Standortszenarien	36
C.3.2.1	Gesamtregion und Fokusregion.....	36
C.3.2.1.1	Fokusregion 1 – Bad Salzungen / Vacha	37
C.3.2.1.2	Fokusregion 2 – Werra-Suhl-Tal / Gerstungen	38
C.3.2.1.3	Fokusregion 3 – Eisenach / Hörselberg-Hainich	39
C.3.2.1.4	Fokusregion 4 – Bad Langensalza / Mühlhausen.....	40
C.3.2.2	Standortanalyse für die Fokusregion 1 – Bad Salzungen / Vacha Bad.....	41
C.3.2.2.1	EE-Flächen + Elektrolyse Unterbreizbach – Option 1	42
C.3.2.2.2	EE-Flächen + Elektrolyse Unterbreizbach – Option 2	43
C.3.2.2.3	EE-Flächen + Elektrolyse Bad Salzungen – Option 3	44
C.3.2.2.4	Fokusregion 1: EE-Flächen und daraus resultierendes H ₂ -Erzeugungspotential	45
C.3.2.3	Identifikation von möglichen Stakeholdern im Bereich Speicherung.....	46
C.3.3	Wasserstofflogistikkonzept und Handlungsempfehlungen	47
C.3.3.1	Randbedingungen und Identifikation geeigneter potenzieller Wasserstoff-Tankstel- lenstandorte	49
C.3.3.2	Darstellung der möglichen Auslastung / Absatzprognose	50
C.3.3.3	Erstellung eines Verteilungs- und Tankstellenkonzeptes für die Region.....	51
C.3.3.3.1	Standorte und Wasserstofflogistik	51
C.3.3.3.2	Belieferungsszenarien mit Kostenschätzung	53
C.3.3.3.3	Wasserstoff-Tankstellenkonzept mit Kostenschätzung.....	55
C.3.3.3.4	Zusammenfassung Wasserstoffkonzept.....	56
C.3.3.4	Erstellung von Handlungsempfehlungen für exemplarisches Vorgehen und zur Über- tragbarkeit auf andere Regionen	57
C.4	Energiesystemmodellierung.....	59
C.4.1	Einführung.....	59
C.4.2	Modellaufbau	59
C.4.3	Ausbauszenario Erneuerbare Energien	62
C.4.4	Simulationsergebnisse	62
C.4.4.1	Allgemeine Hinweise	62
C.4.4.2	Bad Salzungen / Vacha.....	63
C.4.4.3	Werra-Suhl-Tal / Gerstungen.....	66
C.4.4.4	Eisenach / Hörselberg-Hainich.....	68
C.4.4.5	Bad Langensalza / Mühlhausen	70
C.4.4.6	Szenariovergleich.....	73
C.4.5	Fazit	74

C.4.6	Effekt von Batteriespeichern	75
C.4.6.1	Allgemein	75
C.4.6.2	Simulationsergebnisse	76
C.5	Regionale Anwendungsfälle & -analyse im Mobilitätssektor	78
C.5.1	ÖPNV	78
C.5.2	Abfallentsorgung	79
C.5.3	Intralogistik.....	81
C.5.4	Logistik	84
C.5.5	Luftfahrt	86
C.6	Umsetzung der regionalen grünen Wasserstoffwirtschaft in der Wasserstoffregion Wartburg Hainich	88
C.6.1	Lokale Szenarien (2025-2030)	88
C.6.2	Pilotregion: Raum Bad Salzungen / Vacha	90
C.6.3	Vernetzte Wasserstoffregion (2030-2035).....	91
C.6.4	Zeitplan.....	94
C.7	Fazit & Handlungsempfehlungen	96
C.7.1	Fazit & Ausblick zum Wasserstoffhochlauf	96
C.7.2	Handlungsempfehlungen für die Wasserstoffregion Wartburg Hainich	97
C.7.3	Kooperation mit NordH2essen & TH2ECO MOBILITY	98

C.1 Wasserstoff-Erzeugungspotentiale in der Wasserstoffregion Wartburg Hainich

C.1.1 Potenzielle Flächen erneuerbarer Energien und Wasserstoffherzeugungskapazitäten

Grundlage für die Erzeugung von grünem Wasserstoff ist die Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom aus Photovoltaik oder Windkraft. Nach der aktuellen Gesetzgebung der EU ist nur Wasserstoff der aus neu errichteten erneuerbaren Energieanlagen (PV oder WKA) oder WKA nach Repowering* erzeugt wird, als grüner Wasserstoff zu deklarieren. Um die theoretisch maximalen Erzeugungspotentiale für grünen Wasserstoff in den beiden Landkreisen der Wasserstoffregion Wartburg Hainich zu ermitteln, wurden zunächst die zur Verfügung stehenden Potentialflächen für den Ausbau von erneuerbaren Energien (PV und WKA) ermittelt. Hierbei ging es darum ein maximales Potenzial zu ermitteln, so dass keine Beschränkungen aus den Regionalen Planungsgesellschaften berücksichtigt wurden, die Annahmen sind in den jeweiligen Abschnitten erläutert. Im folgenden Abschnitt werden die Flächen für WKA ermittelt und im Anschluss die Potenzialflächen für PV-Anlagen.

Wind

Für die Ermittlung der Flächen für die Windkraft wurde eine Studie der Uni Hannover verwendet [10]. Die Daten der Studie zeigen bundesweit nach einheitlichen Kriterien für einen anspruchsvollen Schutz von Natur und Landschaft ermittelte Flächen, auf denen die Installation eines zukunftsfähigen Windenergieanlagentyps weitgehend konfliktfrei möglich ist. Die Daten sind öffentlich als Shapefile verfügbar und können in ein Geo-Informationssystem (GIS)* eingelesen werden. Die Daten der Studie zeigen, dass auf Flächen mit sogenanntem „geringem Raumwiderstand“, der Ausbau der Windenergie weitgehend konfliktfrei möglich ist. Auf Flächen mit mittlerem Raumwiderstand ist unter Anpassung an spezifische Standortgegebenheiten voraussichtlich eine Windenergienutzung naturschonend möglich. Im Gegensatz dazu sind Flächen mit hohem oder sehr hohem Raumwiderstand nicht für eine Windenergienutzung geeignet. Die Kriterien zur Definition der Raumwiderstände sind in Tab. 2 aufgeführt.

Tab. 2: Kriterien zur Definition der Raumwiderstände [10].

Sehr hoher Raumwiderstand	Hoher Raumwiderstand
• Flächen ab 30° Neigungswinkel • Nationalparks • Vogelschutzgebiete • Siedlungsbereiche: Wohngebiete inkl. Abstand von 750 m nach TA-Lärm bei 40 dB(A) • Bahnschienen inkl. Abstand von 263,5 m • Bundesstraßen inkl. Abstand von 83,5 m • Trassenausbau nach BNetzA inkl. Abstand von 127 m • Freizeit/ Erholung • Wildnis- & Waldentwicklungsgebiete • Flugverkehr: Differenzierung nach Flughäfen inkl. Abstand von 5.000 m und Flugplätzen inkl. Abstand von 1.760 m • Gewässer • Naturschutzgebiete • FFH-Gebiete • Industrie/Gewerbe inkl. Abstand von 75 m nach TA-Lärm bei 60 dB(A) • Autobahnen inkl. Abstand von 103,5 m • Leitungstrassen inkl. Abstands von 127 m • Seilbahnen inkl. Abstand von 381 m • Grünes Band Deutschland • Truppenübungsplätze & Bergbaufolgelandschaften	• Ramsar-Feuchtgebiete • Historische Waldstandorte • Landschaftsbildbewertung ≥ 54 von 100 • Biosphärenreservate (Kernzonen) • 200 m Pufferzone um Schutzgebiete • Vorkommen empfindlicher Vogelarten außerhalb von Schutzgebieten
Mittlerer Raumwiderstand	Geringer Raumwiderstand
• Natürliche Überflutungsräume • Unzerschnittene Verkehrsarme Räume • Laub- und Mischwälder • Abstand von 1.000 m um Freizeit/ Erholungsflächen • Nationaler Biotopverbund • Biosphärenreservate (Pflege- und Entwicklungszonen) • Landschaftsschutzgebiete	• Grünland • Nadelforst • Ackerflächen • Landschaftsbildbewertung < 54 von 100

Die beiden folgenden Abbildungen Abb. 11 und Abb. 12 zeigen die räumliche Verteilung der Potenzialflächen Wind für die beiden Landkreise, basierend auf den Daten der Studie.

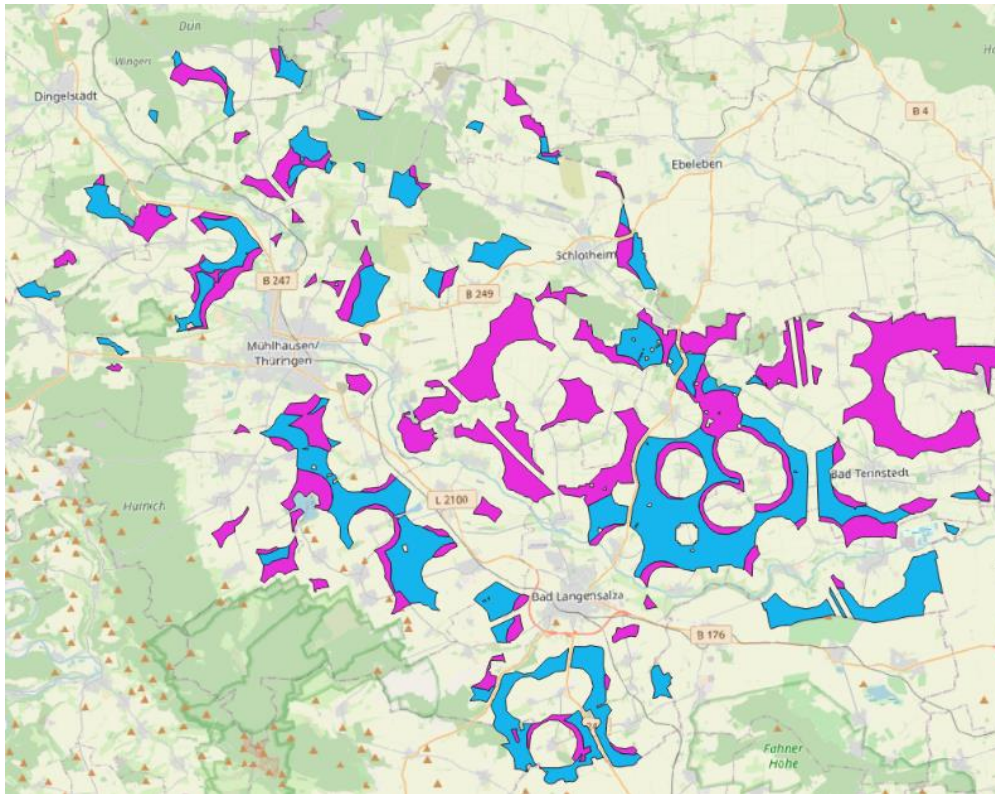


Abb. 11: Flächen mit geringem (blau) und mittleren (lila) Raumwiderstand im Unstrut-Hainich-Kreis

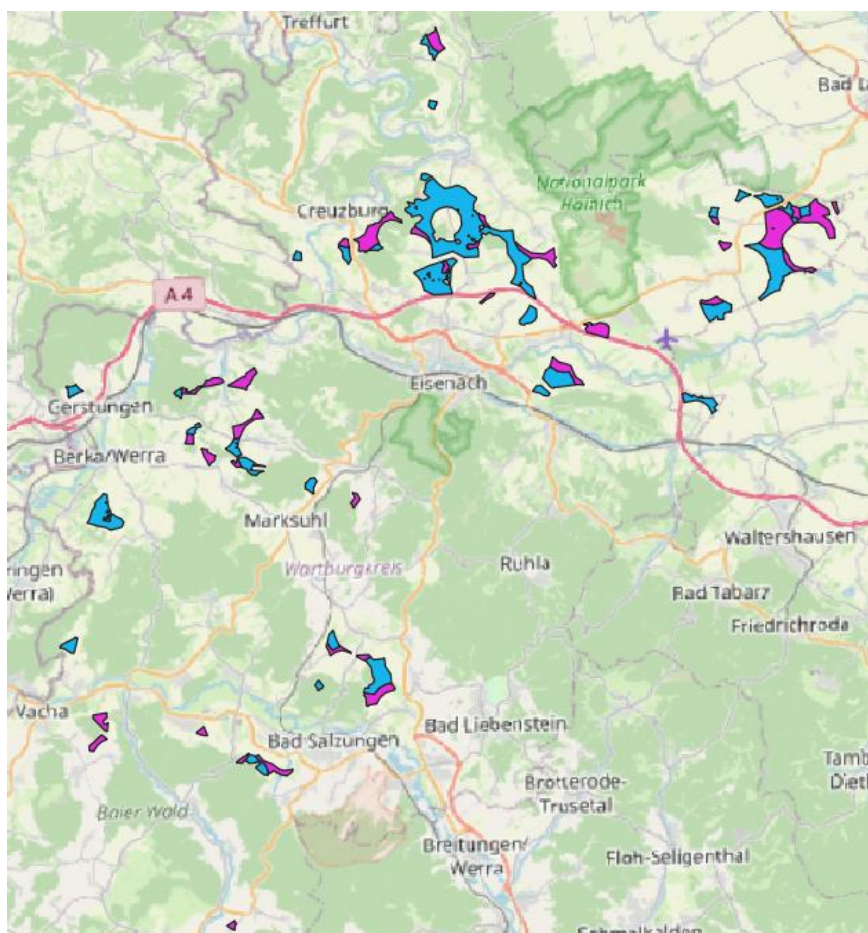


Abb. 12: Flächen mit geringem (blau) und mittleren (lila) Raumwiderstand im Wartburgkreis.

Als Obergrenze wurden die Flächenziele von 2,5 % der Landesfläche im Unstrut-Hainich Kreis und 1,1 % der Landesfläche im Wartburgkreis aus dem aktuellen Entwurf der Fortschreibung des Landesentwicklungsprogramms (LEP) Thüringen 2025⁸ berücksichtigt und die mögliche Potentialfläche entsprechend reduziert. Um den Flächenbedarf für eine Windkraftanlage zu bestimmen, wurde das 5-fache des Rotordurchmessers in Windhauptrichtung und das 3-fache in Nebenrichtung angenommen. Somit ergibt sich für eine typische Windkraftanlage mit 5,6 MW Leistung und einem Rotordurchmesser von 150 m ein Flächenbedarf von 33,75 ha. Basierend auf diesem Flächenbedarf wurde die maximal installierbare Leistung und die Anzahl der Windkraftanlagen, wie in Tab. 3 aufgeführt, ermittelt. Das mögliche Potenzial wird nur in der Region Bad Langensalza / Mühlhausen durch das LEP limitiert, hier wäre ohne Limitierung ein Verhundertfachen der Leistung von 503 MW auf 2.633 MW möglich.

Tab. 3: Maximales Potenzial an installierte Leistung von WKA in den vier Fokusregionen.

	Bad Salzungen / Vacha	Werra-Suhl-Tal / Gerstungen	Eisenach / Hörselberg- Hainich	Bad Langensalza / Mühlhausen
Wind [MW]* Ohne Flächenbegrenzung	131 (23)	142 (25)	392 (70)	503 (88) 2.633 (462)

* In Klammern Anzahl WKA 5,6 MW,

Photovoltaik (PV)

Bei PV-Potentialflächen wurde der Fokus auf Flächen entlang der Bundesautobahnen und Schienenwege gelegt. Keine Berücksichtigung fanden Ackerflächen und Grünland mit geringem landwirtschaftlichem Ertrag, sowie Agri-PV* Installationen, um Interessenkonflikte mit der landwirtschaftlichen Nutzung zu vermeiden. Zusätzlich wurden Potentialflächen auf Dächern mit einer Fläche von mehr als 4.000 m² berücksichtigt. Hierbei handelt es sich häufig, um Logistikhallen mit geringem Stromverbrauch vor Ort, so dass eine Nutzung zur Herstellung von grünem Wasserstoff sinnvoll ist. Die Potentialflächen entlang der Schienenwege und Autobahnen sind in Abb. 13 und Abb. 14 für beide Landkreise dargestellt.

⁸<https://infrastruktur-landwirtschaft.thueringen.de/unsere-themen/strategische-landesentwicklung-und-demografie/teil-fortschreibung-landesentwicklungsprogramm/stufe-3-1-entwurf-lep> (Abgerufen am 29.06.2023).

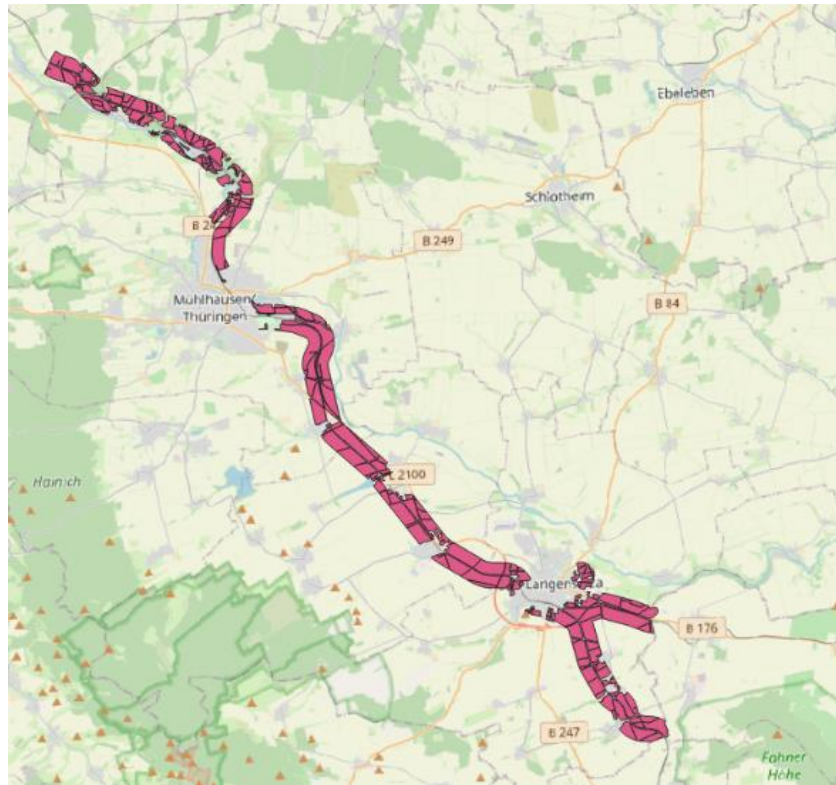


Abb. 13: PV-Potentialflächen entlang von Autobahnen und Schienenwegen im Unstrut-Hainich-Kreis.

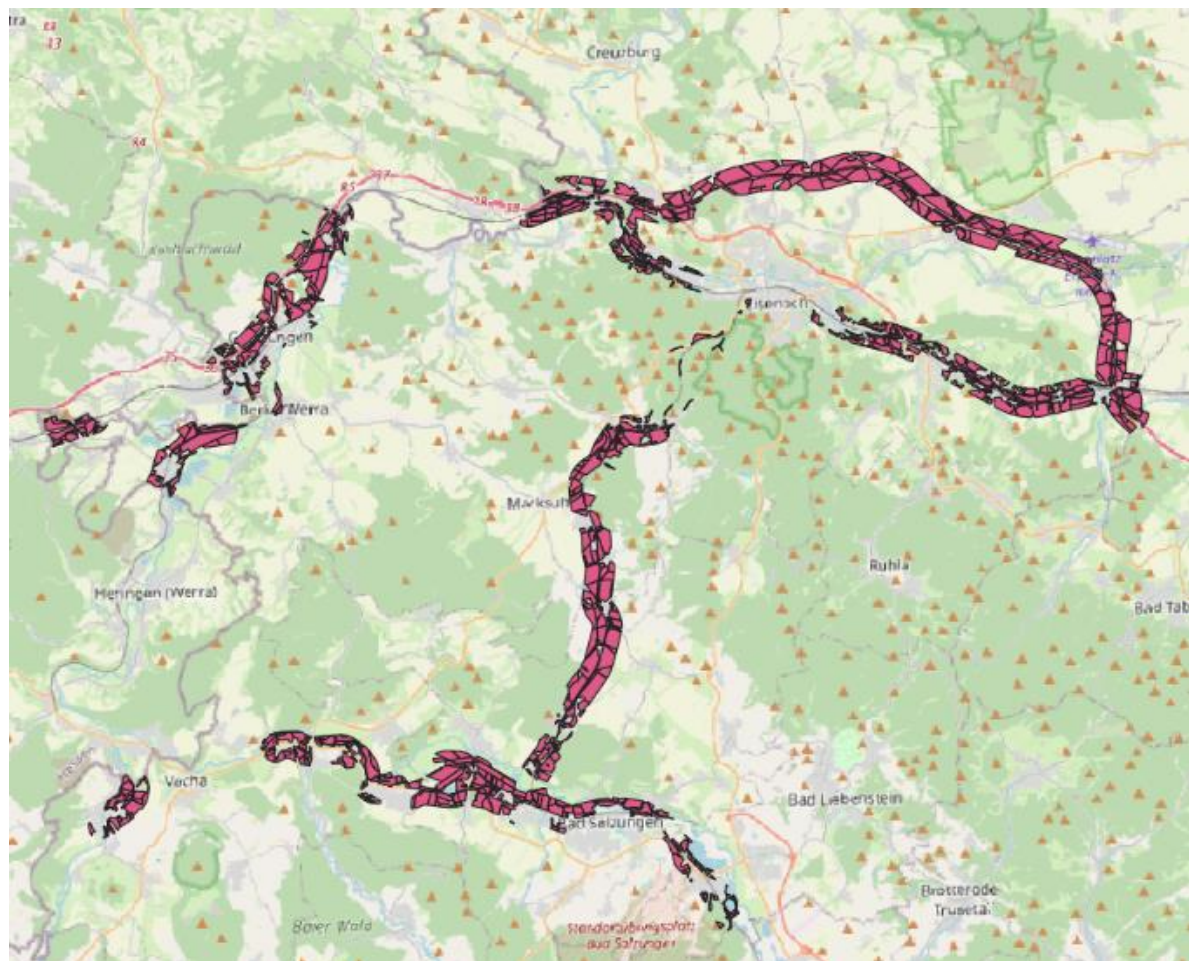


Abb. 14: PV-Potentialflächen entlang von Autobahnen und Schienenwegen im Wartburgkreis.

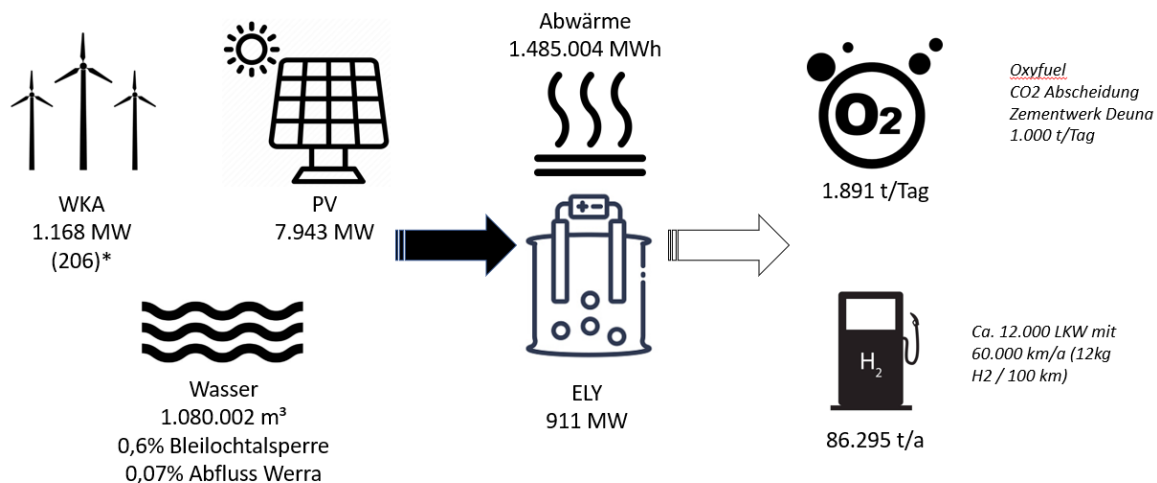
Basierend auf den ermittelten Flächen ist das mögliche Potenzial an zu installierender PV Leistung für die vier Fokusregionen in Tab. 4 dargestellt

Tab. 4: Potenzial an zu installierender PV Leistung in MW in den vier Fokusregionen.

	Bad Salzungen / Vacha	Werra-Suhl-Tal / Gerstungen	Eisenach / Hörselberg- Hainich	Bad Langensalza / Mühlhausen
PV-Freifläche [MW]	1.463	916	2.283	3.025
PV-Dachfläche [MW]	38	34	142	42

C.1.2 Elektrolysepotenziale und Voraussetzungen

Die nachfolgende Grafik (Abb. 15) zeigt zusammengefasst das theoretische Potenzial für die Wasserstoffherzeugung in den beiden Landkreisen ebenso wie den benötigten Bedarf an Wasser und erneuerbaren Energien. Die Menge der entstehenden Nebenprodukte in Form von Abwärme und Sauerstoff sind ebenfalls mit aufgeführt.



* In Klammern: Anzahl Windkraftanlagen mit 5,6 MW

Abb. 15: Zusammenfassende Übersicht zum theoretischen Wasserstoff-Erzeugungspotentials in den beiden Landkreisen.

Für die Berechnung der Wasserstoffmengen wurde ein Bedarf von 55 kWh Strom zur Erzeugung von 1 kg Wasserstoff angesetzt, da aus Studien [11] und Abfragen bei Elektrolyseurherstellern, Wirkungsgrade zwischen 50 und 60 % bekannt sind.

Unter der Annahme, dass ein LKW 12 kg Wasserstoff auf 100 km verbraucht und 60.000 km im Jahr fährt, könnten mit der potentiellen jährlichen Wasserstoffmenge 12.000 LKWs pro Jahr betankt werden. Zum Vergleich, in den beiden Landkreisen sind aktuell 15.000 Nutzfahrzeuge zugelassen.

Aufgeteilt auf die Fokusregionen und basierend auf den ermittelten Potentialflächen sind in Tab. 5 die theoretischen Potenziale an installierter Leistung für Wind und PV sowie daraus folgende Elektrolysekapazitäten und Wasserstoffmengen aufgeführt.

Tab. 5: Theoretische Erzeugungspotentiale für grünen Wasserstoff aus erneuerbaren Energien in den vier Fokusregionen der beiden Landkreise.

	Raum Bad Salzungen / Vacha	Werra-Suhl-Tal / Gerstungen	Raum Eisenach / Hörselberg-Hainich	Bad Langensalza / Mühlhausen
Wind [MW]* Ohne Flächenbegrenzung	131 (23)	142 (25)	392 (70)	503 (88) 2.633 (462)
PV-Freifläche [MW]	1.463	916	2.283	3.025
PV-Dachfläche [MW]	38	34	142	42
Wind / PV [Prozent]	8 / 92	13 / 87	14 / 86	14 / 86
ELY-Kapazität [MW]	163	109	282	357
H ₂ ** [t/a]	15.440	10.325	26.713	33.817

* In Klammern Anzahl Windkraftanlagen 5,6 MW ** Kapazität x VLH / 55 kWh/kg H₂

Um die Elektrolyse mittels Strom aus erneuerbaren Energien wirtschaftlich zu betreiben, sollten möglichst Volllaststunden* (VLH) von mehr als 5.000 h erzielt werden. Daher ist die Kapazität der installierten Elektrolyse typischerweise um den Faktor 3 - 10 geringer im Vergleich zur installierten Kapazität der erneuerbaren Energien. Dieser Zusammenhang ist in Abb. 16 dargestellt. Entsprechend dem jeweiligen Verhältnis von Windkraft zu Photovoltaik Potential in den vier Regionen wurde die maximale Leistung an Elektrolyse Kapazität ermittelt und die jährliche Menge des erzeugten grünen Wasserstoffs in Tonnen pro Jahr. Die Werte sind ebenfalls in der obigen Tab. 5 aufgeführt.

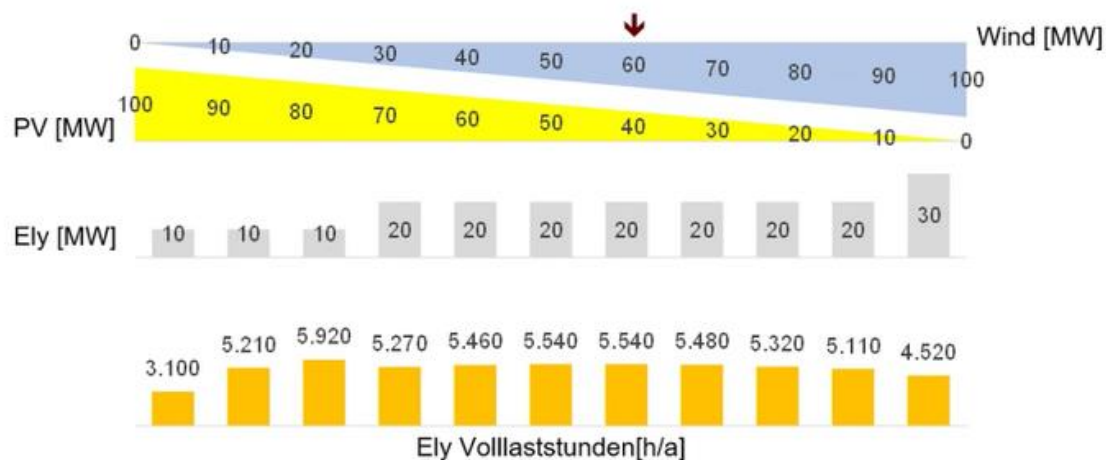


Abb. 16: Erzielbare Volllaststunden für die Elektrolyse in Abhängigkeit vom Verhältnis der erneuerbaren Energien Wind und PV und der Leistung der Elektrolyse [12]

C.2 Wasserstoffbedarfs- und abnahmepotenziale

C.2.1 Wasserstoff-Bedarfsermittlung & regionale Vernetzung

Um den Bedarf an Wasserstoff in der Region zu ermitteln, wurden in einem mehrstufigen Vorgehen potenzielle Abnehmer und ihre Bedarfe sowie Synergien identifiziert und ein Wasserstoffnetzwerk aufgebaut (Abb. 17). In einem ersten Schritt wurden Gespräche mit potentiellen Wasserstoffabnehmern im Rahmen branchenspezifischer Fachgruppentreffen geführt, um erste Perspektiven und Einschätzungen zu den künftigen benötigten Mengen an Wasserstoff einzuholen. Diese wurden im Anschluss im Rahmen einer Potenzialabfrage (siehe Beispieldokument im Kapitel Anlagen) systematisch erfasst, an der sich 34 Unternehmen beteiligten. Daraus wurde die Konzentration auf vier Fokusregionen in beiden Landkreisen abgeleitet, in denen die Akteure zur Vernetzung und zum Austausch in regional-spezifischen, branchenübergreifenden Treffen zusammengeführt wurden.

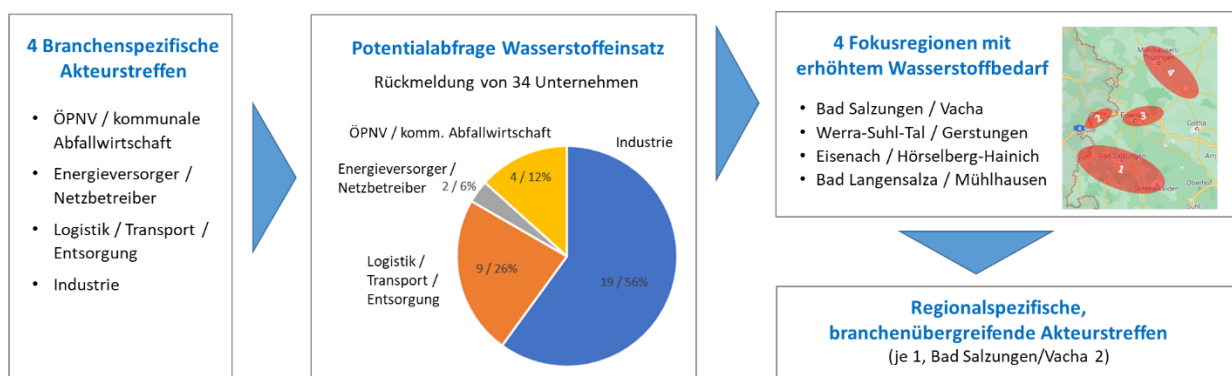


Abb. 17: Mehrstufiges Verfahren zur Ermittlung potenzieller Wasserstoffabnehmer, Bedarfe und Synergien sowie zum Aufbau eines Wasserstoffnetzwerks

In der Region Eisenach / Hörselberg-Hainich wurde noch zusätzlich der Flughafen Eisenach-Kindel betrachtet. Hier wurde in bilateralen Gesprächen der Bedarf ermittelt. Basierend auf dem aktuellen Verbrauch an Flugkraftstoffen, wird in Abschnitt C.5.5 dargestellt, wie dieser durch aus Wasserstoff hergestellte eFuels ersetzt werden kann.



Abb. 18: Teilnehmer eines der Akteurstreffen, hier bei Aco Passavant

Aus den aggregierten Daten der einzelnen Wasserstoffbedarfe haben sich diese vier Fokusregionen mit erhöhtem Wasserstoffbedarf herauskristallisiert.

- (1) Raum Bad Salzungen / Vacha
- (2) Raum Werra-Suhl-Tal / Gerstungen
- (3) Raum Eisenach / Hörselberg-Hainich
- (4) Raum Bad Langensalza / Mühlhausen

Diese weisen zum einen eine Wasserstoffaffinität und erste geplante Wasserstoffprojekte auf und zum anderen interessieren und engagieren sich Akteure (Abb. 18) aus den Bereichen Logistik, ÖPNV, Industrie und Politik für das Thema Wasserstoff. Drei der Fokusregionen (1 – 3) befinden sich im Wartburgkreis und eine (4) im Unstrut-Hainich-Kreis (Abb. 19).

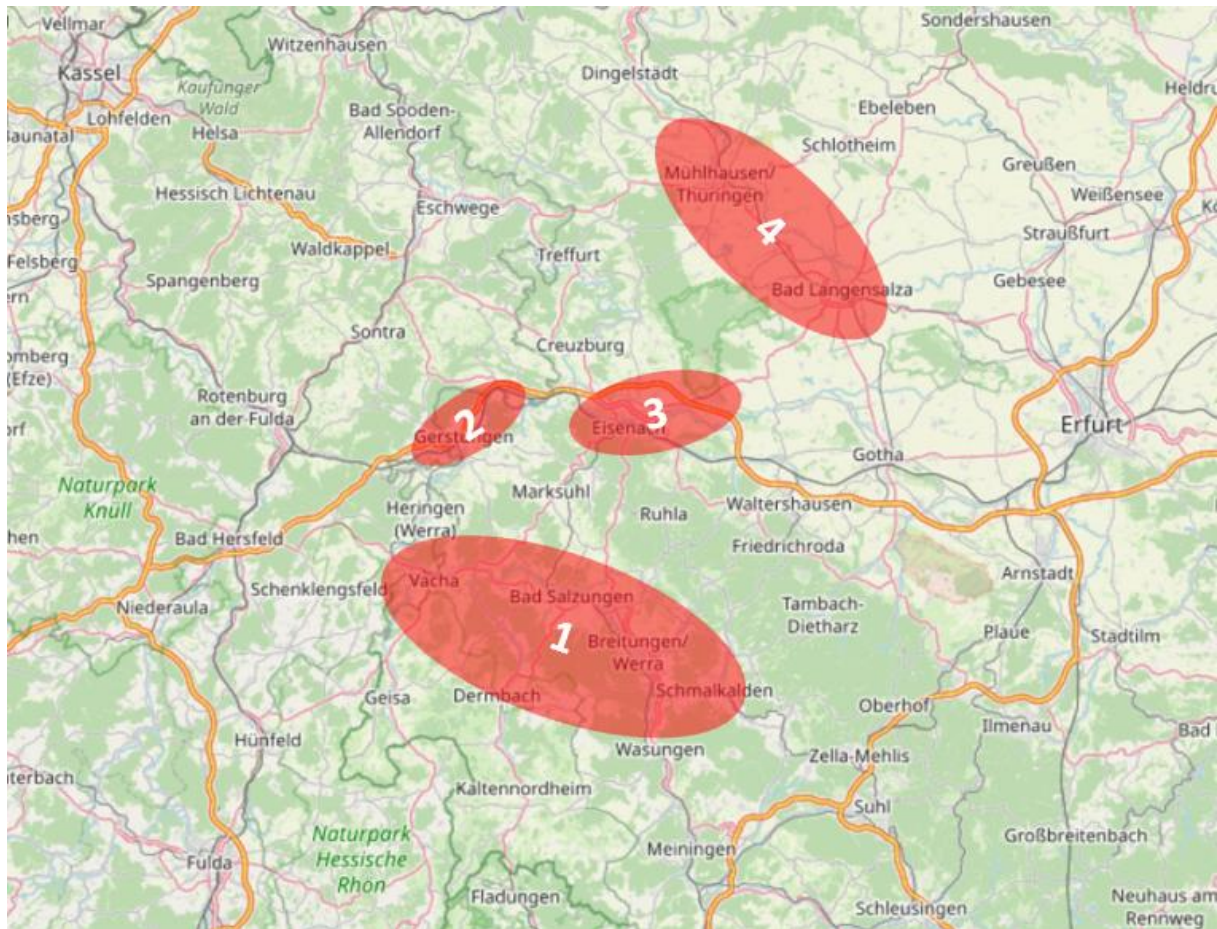


Abb. 19: Die vier Fokusregionen der Wasserstoffregion Wartburg Hainich

In diesen vier Fokusregionen sind die folgenden Unternehmen ansässig, die sich an der Bedarfsermittlung und dem Austausch beteiligt haben (Abb. 20):

24.01.2023	26.01.2023	02.02.2023	07.03.2023
Werra-Suhl-Tal / Gerstungen	Bad Langensalza / Mühlhausen	Raum Bad Salzungen / Vacha	Raum Eisenach / Höselsberg-Hainich
- Model GmbH - ae group - Hirschvogel Aluminium GmbH - EAM Netze - Ruhlamat GmbH - H.Leiter GmbH - Energiegenossenschaft Berka/Werra eG	- TMP Fenster & Türen GmbH - Borbet Thüringen GmbH - MillEx Logistics GmbH - BAC, Bad Tennstedt - Stadtwerke BaLa Netze - Thüringen Recycling GmbH - FTE automotive möve GmbH - Loick AG - Intercord Thüringen GmbH - GKN Sinter Metals GmbH - Salza Tours - Regionalbus GmbH - Abfallwirtschaftsbetrieb UH-Kreis - Stadtwerke MHL Netze	- HFP Bandstahl - Werra Energie GmbH - Henry Technologies GmbH - K+S Minerals and Agriculture GmbH - TEAG Heizkraftwerk, Bad Salzungen - Verkehrsunternehmen Wartburgmobil (VUW) gkAöR - Spedition Matthias & Söhne GmbH - ACO Passavant GmbH - Sofidel Germany GmbH	- ATP Klebetechnik GmbH - BMW Fahrzeugtechnik GmbH - Benteler Automobiltechnik Eisenach GmbH - Robert Bosch Fahrzeugelektrik GmbH - LINDIG - Scholz Recycling - Pollmeier - Weidmüller - Entsorgungsgesellschaft Wartburgregion mbH - Eisenacher Versorgungs-Betriebe GmbH - EDAG Werkzeug + Karosserie GmbH - St. Georg Klinikum

Abb. 20: Akteure der Fokusregionen mit den Terminen der regionalen Akteurstreffen

Im weiteren Verlauf der Konzeption, haben sich einige der obigen Akteure wieder zurückgezogen. Meist wurde der kurz- und mittelfristige Einsatz von Wasserstoff verworfen. Bspw. im Logistikbereich kann bei günstigen Rahmenbedingungen (Tagesfahrleistung kleiner 200 km und längeren Ladestopps) auch auf batterieelektrische Nutzfahrzeugen umgestellt werden.

C.2.2 Der Wasserstoffbedarf bis 2045 in den Fokusregionen

Das Wasserstoffpotenzial bzw. der -bedarf der Akteure wurde im Rahmen der Potenzialabfrage in 5-Jahresschritten für die Jahre 2025, 2030, 2035, 2040 und 2045 ermittelt.

Wasserstoffbedarfe 2025

Die nachfolgende Tab. 6 zeigt die aus der Potenzialabfrage ermittelten Wasserstoffbedarfe bis 2025 verteilt auf die jeweiligen Sektoren und Fokusregionen. Die dafür erforderlichen Elektrolysekapazitäten sind ebenso wie die zur Erzeugung notwendigen Leistungen der erneuerbaren Energien mit angegeben.

Tab. 6: Aus der Potenzialabfrage ermittelter Wasserstoffbedarf der Akteure in den Fokusregionen für 2025

	Raum Eisenach / Hörselberg- Hainich	Werra-Suhl-Tal / Gerstungen	Raum Bad Salzungen / Vacha	Bad Langensalza / Mühlhausen
Industrie (Erdgasersatz) [t/a]	184	1.578	156	1.424
Industrie (Logistik) [t/a]	17	59	71	
Industrie (Intralogistik) [t/a]	22			
Industrie (Prozess) [t/a]				48
Spedition [t/a]	26	38		
ÖPNV / Abfall [t/a]	6		13	23
Tankstellen [t/a]				
Fernwärme [t/a]				169
Summe [t/a]	255	1.675	240	1.664
ELY [MW]	2,7	18	2,5	16
Wind / PV [MW]	3,8 / 23,2	18/162	2,5 / 22,5	28 / 52
Theoretisches H2 Potenzial [t/a]	26.713	10.325	15.440	33.817

Wasserstoffbedarfe 2030 - 2045

Der weitere Bedarf an Wasserstoff für den Zeitraum 2030 – 2045 wurde für die einzelnen Sektoren nach unterschiedlichen Kriterien abgeschätzt. Für das Jahr 2030 wurde ein Hochlauf bei den Unternehmen entsprechend den Angaben aus der Potenzialabfrage angesetzt. Für die Folgejahre wurden verschiedene Annahmen getroffen, die in der folgenden Tab. 7 mit den Wasserstoffbedarfen der Gesamregion, gelistet sind. Sowohl für den Einsatz von Wasserstoff im Güterverkehr als auch als Erdgasersatz in der Industrie, ist es schwer abzuschätzen ob eine direkte Elektrifizierung stattfindet oder Wasserstoff zum Einsatz kommt. Die hier gemachten Annahmen orientieren sich an der dena – Leitstudie Integrierte Energiewende [13].

Tab. 7: Wasserstoffbedarfe von 2030 bis 2045 aller Fokusregionen zusammen

Gesamt – alle 4 Fokusregionen der Wasserstoffregion Wartburg Hainich					
Jahr	2030	2035	2040	2045	Anmerkungen zur Ermittlung und Annahmen
Industrie t/a	12.767	15.163	17.707	23.608	- Hochrechnung der Angaben aus der Potenzialabfrage - Erdgasverbrauch Sektor Industrie in 2021 - Steigender Anteil des Wasserstoffs als Erdgasersatz: 2035: 35%, 2040: 45%, 2045: 60%
Spedition t/a	469	1.069	1.523	1.979	- Zulassungszahlen der jeweiligen Regionen - steigender Anteil von H ₂ -BZ-LKWs: 2030: 5%, 2035: 10%, 2040: 15%, 2045: 20%
ÖPNV / Abfall t/a	105	149	269	279	- Hochrechnung der Angaben aus der Potenzialabfrage
Tankstellen t/a	273	575	871	1.548	- Fahrzeugzahlen aus Verkehrsmessungen des Kraftfahrt-Bundesamtes - steigender Anteil von mit H ₂ -betankten Fahrzeugen: 2030: 1%, 2035: 3%, 2040: 5%, 2045: 10%
Fernwärme t/a	490	790	1.090	1.090	- Hochrechnung der Angaben aus der Potenzialabfrage
Haushalte t/a	1.015	1.829	2.640	3.445	- Maximaler Bedarf aus dem Gebäude-Langfristszenario ⁹ T45-H ₂

Der Gesamtbedarf über alle vier Regionen liegt in 2045 bei 31.949 t/a und damit bei 37 % des in Abschnitt 0 ermittelten theoretischen Erzeugungspotenzials in den beiden Landkreisen.

Dass für die Hochrechnungen bis 2045 bei der Industrie der Fokus auf dem Erdgasverbrauch liegt, ist durch die Verteilung der Energieträger aus dem Jahr 2021 (Abb. 21) zu erklären. In beiden Landkreisen ist Erdgas der mit Abstand dominierende Energieträger.

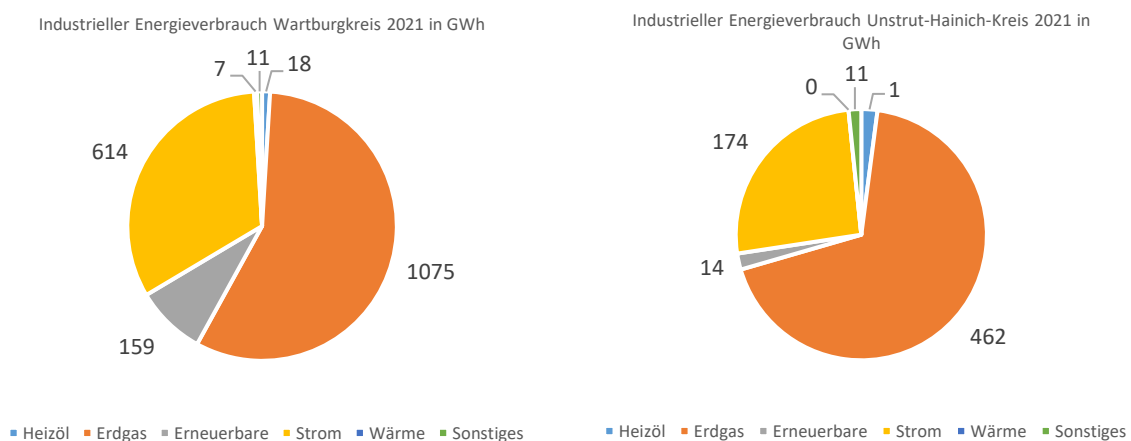


Abb. 21: Industrieller Energieverbrauch in den beiden Landkreisen [14]

⁹https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/20221117_LFS3_Webinar_Gebaeude_Geraete_PHH_GHD.pdf (Abgerufen am 29.06.2023)

Im Rahmen der Potenzialabfrage wurde ermittelt, dass der industrielle Erdgasverbrauch von einigen Großabnehmern, wie z.B. BORBET Thüringen GmbH in Bad Langensalza oder K+S in Vacha dominiert wird. Demensprechend wurde der Verbrauch basierend auf der Verteilung in den Fokusregionen aus der Potenzialabfrage, wie im Folgenden dargestellt, hochgerechnet.

Wartburgkreis:	60 %	Bad Salzungen / Vacha
	15 %	Werra-Suhl-Tal / Gerstungen und
	20 %	Eisenach / Hörselberg-Hainich
Unstrut-Hainich-Kreis:	60 %	Bad Langensalza / Mühlhausen

Für die vier Fokusregionen verteilt sich der Bedarf bis 2045 auf die verschiedenen Bereiche wie in Tab. 8 dargestellt.

Tab. 8: Wasserstoffbedarfe der vier Fokusregionen 2030 (Potentialabfrage) bis 2045 (eigene Hochrechnungen).

Region 1: Bad Salzungen / Vacha				
Jahr	2030	2035	2040	2045
Industrie t/a	7.671	8.233	8.796	11.727
Spedition t/a	126	253	379	506
ÖPNV / Abfall t/a	23	46	93	93
Tankstellen t/a	48	143	238	476
Fernwärme t/a	300	600	900	900
Haushalte t/a	263	475	686	893

Region 2: Werra-Suhl-Tal / Gerstungen				
Jahr	2030	2035	2040	2045
Industrie t/a	1.696	1.710	2.199	2.932
Spedition t/a	190	211	237	263
ÖPNV / Abfall t/a				
Tankstellen t/a	150	208	260	325
Fernwärme t/a				
Haushalte t/a	72	130	187	245

Region 3: Eisenach / Hörselberg-Hainich				
Jahr	2030	2035	2040	2045
Industrie t/a	505	2.280	2.932	3.909
Spedition t/a	26	196	293	391
ÖPNV / Abfall t/a	12	23	86	86
Tankstellen t/a	34	102	169	339
Fernwärme t/a	21	21	21	21
Haushalte t/a	484	869	1.255	1.640

Region 4: Bad Langensalza / Mühlhausen				
Jahr	2030	2035	2040	2045
Industrie t/a	2.895	2.940	3.780	5.040
Spedition t/a	127	409	614	819
ÖPNV / Abfall t/a	70	80	90	100
Tankstellen t/a	41	122	204	408
Fernwärme t/a	169	169	169	169
Haushalte t/a	196	355	512	667

C.2.3 Chancen und Risiken

Die Akteure machen für den Einsatz von grünem Wasserstoff unterschiedliche Faktoren verantwortlich und sehen nachfolgend aufgeführte Chancen und Risiken.

	Chancen	Risiken
Transport, Logistik & Verkehr	• Überlegungen für Tankstelle an der A4 • Wasserstoff für Intralogistik / Stapler wird bei einigen Logistikern untersucht • Zwei Logistiker sehen bis zu 7 Fahrzeuge • Umstellung Werksverkehr Dieselloks auf Wasserstoff-Triebwagen wird angestrebt	• Aktuelle Verfügbarkeit von Fahrzeugen noch nicht gegeben • Kosten müssen gegenüber Verbrenner konkurrenzfähig sein • Teilweise batterieelektrische Fahrzeuge bevorzugt und bereits bestellt
Industrie	• Hoher Bedarf, einige Abnehmer mit sehr hohem Bedarf • Ein Unternehmen könnte kurzfristig von grauem Wasserstoff auf grünen Wasserstoff umstellen, bei Preisen von 5-7 €/kg • Gesamtmengen setzen Belieferung über Pipeline voraus, ggf. Start mit Trailerbelieferung denkbar • Umstellung von Erdgas auf H₂ ist technisch kein Problem • Kooperation mit HyExperts Nordhessen für Abnehmer mit Betriebsstätten in Hessen und Thüringen	• geringer Bedarf in einigen Regionen • Prozesstauglichkeit H₂ muss gegeben sein • H₂ Einsatz teilweise bereits geprüft und verworfen • Ggf. Erdgasprozesse die nicht elektrisch umzustellen sind • Teilweise noch keine klare Priorität zwischen H₂ und elektrischer Umstellung (Tendenz Elektro)
ÖPNV & kommunale Abfallbetriebe	• Der Abfallwirtschaftszweckverband hat einen Förderantrag für Abfallfahrzeuge gestellt und genehmigt bekommen • Wasserstoffversorgung / Abdeckung über andere Fokusregion • Mit Tankoption in Unterbreizbach könnte die Anschaffung von Wasserstoffbussen geplant werden	• Aktuelle Verfügbarkeit von Fahrzeugen wird kritisch gesehen • Kosten müssen gegenüber Verbrenner konkurrenzfähig sein • Teilweise batterieelektrische Fahrzeuge bevorzugt und bereits in Betrieb bzw. bestellt • Verfügbarkeit einer nahen Tankstelle muss gegeben sein • Eigenes Windrad für Erzeugung auf Deponiegelände, aktuell aber schwierige Genehmigungslage • Ein ÖPNV-Unternehmen plant kurzfristig keine H₂ Busse (Problem Tankstelle und Fahrzeugverfügbarkeit)
Energieversorger	• Umstellung BHKW wird geprüft • H₂ Einsatz im Bereich Fernwärme ab 2030 • Energiegenossenschaft kann sich vorstellen im Bereich Elektrolyse und Tankstelle zu investieren • 25 % Ersatz Erdgas durch Wasserstoff in Heizkraftwerk über Pipelineanbindung • Umstellung komplette Erdgasinfrastruktur auf Wasserstoff bis 2030 denkbar, aber abhängig von Markregulierung	• Wärmepreis für die Endkunden muss in einem akzeptablen Bereich liegen

C.3 Speicherung & Verteilung

C.3.1 Einführung

Als Bindeglied zwischen Erzeugung und Anwendung spielen Verteilung, Speicherung und Bereitstellung ebenfalls eine essenzielle Rolle zum Aufbau einer grünen Wasserstoffwirtschaft. Ziel dieses Abschnitts ist die Erstellung eines Mengen- und Kostengerüsts, welches eine Bewertung der verschiedenen Transport- und Verteiltechnologien ermöglicht. Grundlage hierfür bilden die Wasserstofferzeugungs- und Wasserstoffbedarfsabschätzungen aus Abschnitt C.1 und C.2 (produzierte Wasserstoffmengen und potenzielle Abnehmer sowie die dazwischenliegenden Entfernungen). Übergeordnet soll die Frage beantwortet werden, ob eine Off-Site bzw. On-Site-Produktion von Wasserstoff geringere Gesamtkosten mit sich bringt (Gegenüberstellung „Import von grünem Wasserstoff vs. regionaler Produktion“). Die mögliche Gesamtkostenstruktur, der resultierende Wasserstoffpreis und die zu erwartende regionale Wertschöpfung sind zu berücksichtigen.

Im Technischen Annex (Kapitel D.2) werden Grundzüge und Bandbreite des Rahmens der Wasserstoffspeicherung, der Wasserstofflogistik und -bereitstellung (Tankstellen) ausführlich dargestellt.

C.3.2 Wasserstoffspeicherung: Regionale Mengen- und Standortszenarien

C.3.2.1 Gesamtregion und Fokusregion

Anhand der Gespräche mit Vertretern kommunaler und (über)regionaler Unternehmen sowie auch der Lokalpolitik hat sich gezeigt, dass es sinnvoll ist, die H₂-Potenziale in den beiden Landkreisen in Fokusregionen zu bündeln, da dort eine relative Konzentration sowohl von H₂-Erzeugung auf der Grundlage Erneuerbarer Energien (EE) möglich ist, als auch nennenswerte Abnahmepotentiale gegeben sind, vgl. Abb. 22.

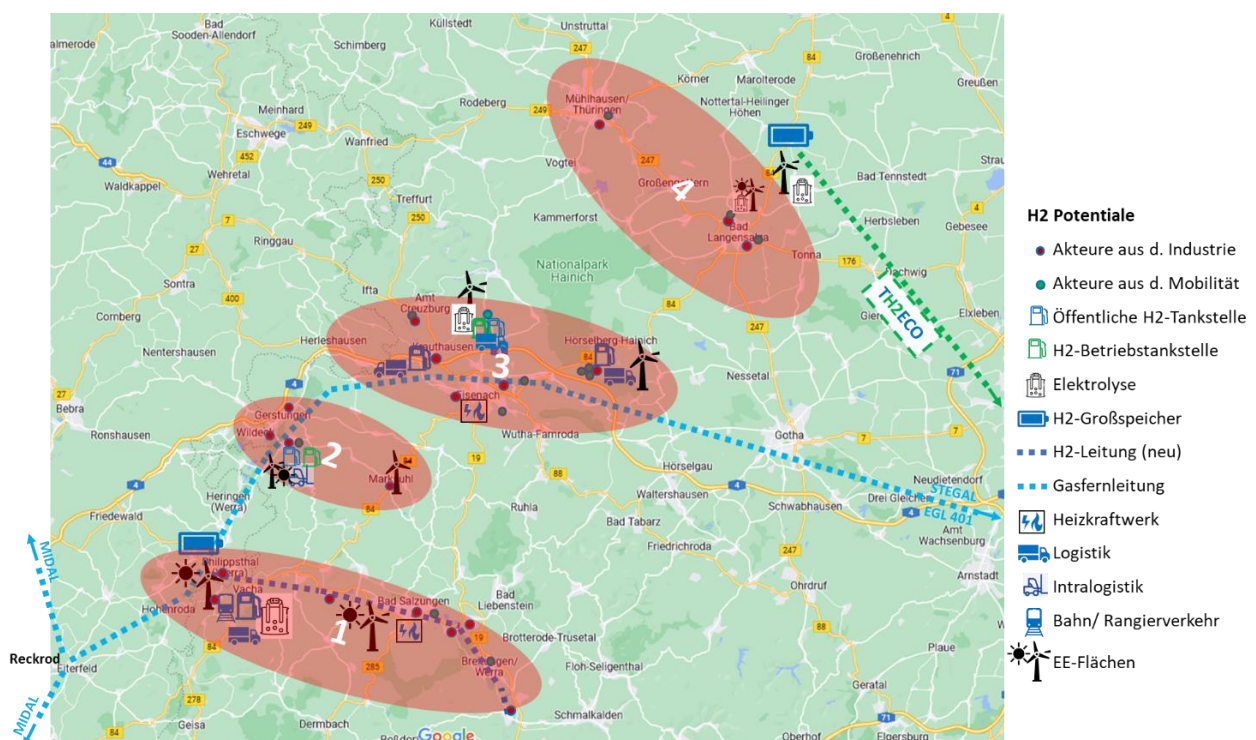


Abb. 22: Überblick Wasserstoffpotenzial der Gesamtregion und Einteilung in vier Fokusregionen

In der HyExperts Region Wartburgkreis und Unstrut-Hainich -Kreis wurden im Laufe der Bearbeitung vier Fokusregionen ausgearbeitet die zum einen eine Wasserstoffaffinität und erste geplante Wasserstoffprojekte aufweisen und zum anderen Akteure aus den Bereichen Logistik, ÖPNV, Industrie und Politik sich entsprechend für das Thema Wasserstoff interessieren und auch engagieren.

Die Fokusregionen sind:

- (1) Raum Bad Salzungen / Vacha
- (2) Raum Werra-Suhl-Tal / Gerstungen
- (3) Raum Eisenach / Hörselberg-Hainich
- (4) Raum Bad Langensalza / Mühlhausen

In diesen Fokusregionen wurden im 1. Quartal 2023 Akteurstreffen mit Teilnehmern aus den vorgeannten Bereichen durchgeführt. Ziel war die Identifikation von Wasserstoff-Eco-Systemen mit EE-Anlagen, Wasserstofferzeugung mittels Elektrolysesystemen und entsprechenden Wasserstoffnutzern bzw. einem potenziellen Wasserstoffverbrauch in den verschiedenen Sektoren bei verschiedenen Akteuren.

Für die Fokusregionen wurden im ersten Schritt jeweilige dezentrale Ansätze für die Umsetzung von Wasserstoff-Eco-Systemen ausgearbeitet und nachfolgend zusammenfassend dargestellt.

Aufgrund der Ergebnisse zu konkreten potenziellen zeitnahen Handlungsansätzen in der Fokusregion 1 – Bad Salzungen/ Vacha, wird nach der Vorstellung der einzelnen Fokusregionen ein Schwerpunkt bei den Ausführungen auf diese Region gelegt wird.

C.3.2.1.1 *Fokusregion 1 – Bad Salzungen / Vacha*

Die Region zeichnet sich durch zwei größere Standortpotentiale aus.

Zum einen im Westen mit dem Standort „K+S Werk Werra“, welcher ein hohes Potential für erneuerbare Energien-Anlagen (PV und Wind) aufweist und bereits Umsetzungsplanungen bzw. Konzepte ausarbeitet. Eine Wasserstoffnutzung ist vor allem in der Werkslogistik (dem innerbetrieblichen Rangierverkehr) sowie entsprechend anfallender LKW-Logistik zu sehen. Thermische Anwendungen, für zum Beispiel Trocknungsprozesse, sind ebenfalls vorhanden und geeignet für die Umstellung auf wasserstoffbetriebene Prozesse. Aufgrund der örtlichen Gegebenheiten ist am Standort auch die Großspeicherung von Wasserstoff prädestiniert (Kavernenspeicherung).

Im östlichen Bereich der Fokusregion befindet sich der weitere Standort mit der Stadt „Bad Salzungen“. Auch hier sind entsprechende EE-Anlagen Potentiale mit einer direkten Elektrolyseanbindung vorhanden. Anwender finden sich in der Industrie, im Bereich des ÖPNV sowie in der Logistik. Des Weiteren ist Aufgrund der angepeilten Dekarbonisierung im Wärmesektor auch eine H₂-Teilsubstitution im bestehenden Heizkraftwerk sinnvoll umzusetzen. Jedoch müssen im Wärmebereich der weitere Ausbau direkt nutzbarer erneuerbarer Energien mit betrachtet werden, was wiederum ein eigenständiges Bearbeitungsthema aufweist und in diesem Kontext nicht weiter betrachtet wird.

Die nachfolgende Abb. 23 stellt einen Überblick der Fokusregion, mit den jeweiligen Akteuren aus den verschiedenen Bereichen, den potenziellen EE-Anlagen und Elektrolysestandorten dar. Ausgehend von den aktuellen Gegebenheiten könnten bis zu zwei Wasserstofftankstellen für ein Umsetzungsszenario bis 2030 relevant betrachtet werden.



Abb. 23: Fokusregion Bad Salzungen / Vacha

Aufgrund der Industriepartner wie HFP-Bandstahl, Henry Technologies und ACO Haustechnik sowie den ansässigen Logistikern und dem ÖPNV ist in der Region eine hohe Wasserstoffaffinität vorhanden. Hinzukommt mit dem K+S Werk Werra ein Großakteur, der Wasserstoff für verschiedene Anwendungsszenarien, u.a. für die Logistik in Unterbreizbach und für Trocknungsprozesse, einführen will. Für alle Akteure werden in der Hochlaufphase Wasserstoffspeicher relevant sein, bis hin zur geplanten Großspeicherung (Kaverne) am Standort von K+S. Bei den Industriepartnern ist mit einer H₂-Speichermenge im dreistelligen kg Bereich zur Pufferung und direkten Abnahme zu rechnen. Jedoch sollte für den Hochlauf zeitnah die Umsetzung einer Wasserstoffpipeline mit allen Akteuren, darunter auch der Energieversorger Werra Energie, betrachtet und vorangetrieben werden.

C.3.2.1.2 Fokusregion 2 – Werra-Suhl-Tal / Gerstungen

In dieser Region ist vorrangig das Gebiet „Berka Werra“ als potenzieller Umsetzungsstandort zu sehen. Vertreten sind Akteure aus der Industrie aber auch aus der Logistik, die z.T. bereits eigene Tankinfrastrukturen besitzen. Ebenfalls ist bei einem Industrieunternehmen die Intralogistik für die Wasserstoffnutzung als Potenzial einzustufen.

Jedoch sind in der Fokusregion aktuell keine neuen EE-Flächen entsprechend ausgeschrieben/ fokussiert bzw. sind Planungen zum Bau neuer EE-Anlagen nicht vorhanden, wodurch ein zeitnaher Aufbau (innerhalb von 3 Jahren) von Wasserstofferzeugungskapazitäten nicht realisiert werden könnte. Eine potenzielle Wasserstoffgroßspeicherung ist in dieser Fokusregion nicht vorhanden.

In Marksuhl ist des Weiteren ein Industriekunde mit hohen Energie- bzw. Erdgasverbräuchen angesiedelt, welcher ein hohes Wasserstoffnutzungspotential aufweist. Die Produktionsprozesse dieses Unternehmens lassen sich dabei nur durch die Nutzung von grünem Wasserstoff (prozess- und standortbedingt) vollständig dekarbonisieren.

Die Abb. 24 stellt einen Überblick der Fokusregion, mit den jeweiligen Akteuren aus den verschiedenen Bereichen, den potenziellen EE-Anlagen und der Elektrolysestandorte (bei Berka Werra und im Industriegebiet bei Marksuhl) dar. Ausgehend von den aktuellen Gegebenheiten könnte eine öffentliche Wasserstofftankstelle oder eine erweitert zugängliche Wasserstoff-Betriebstankstelle für ein Umsetzungsszenario bis 2030 relevant betrachtet werden.

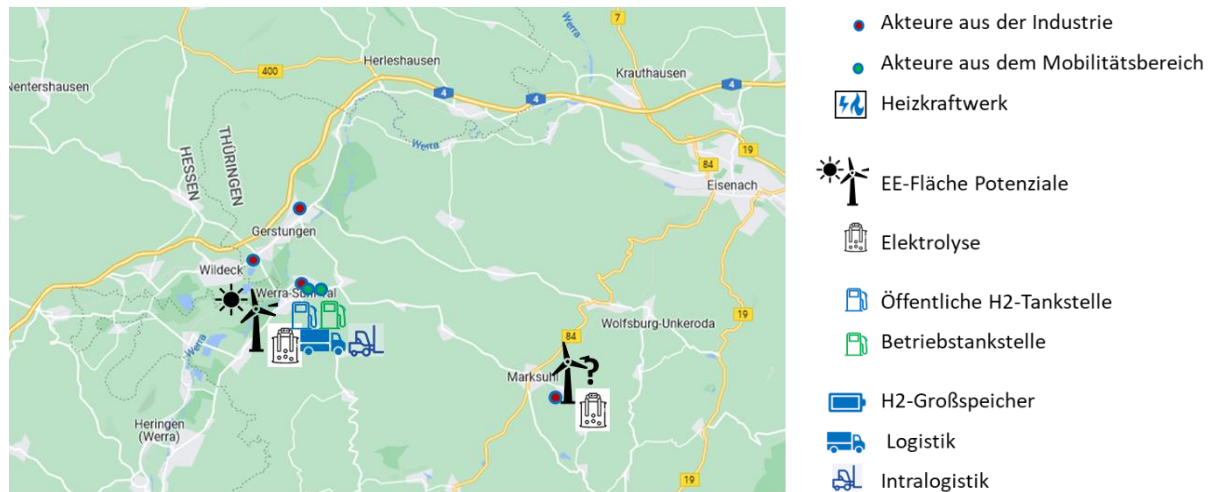


Abb. 24: Fokusregion Werra-Suhl-Tal / Gerstungen

C.3.2.1.3 Fokusregion 3 – Eisenach / Hörselberg-Hainich

Diese Fokusregion weist durch die Stadt Eisenach, den Industrie- und Logistikakteuren sowie dem direkten Autobahnstandort wie die Fokusregion 1 ein hohes Umsetzungspotential auf. Neben den Akteuren/ Unternehmen in der Region sind ebenfalls die für die Wärmeversorgung vorhandenen Heizkraftwerke des örtlichen Energieversorgers als potenzielle Wasserstoffabnehmer mit zu betrachten. Dabei ist ähnlich wie unten in der Fokusregion Bad Salzungen / Vacha ausgeführt, der Ansatz der weiteren direkten Einbringung von erneuerbaren Energien in die Wärmeversorgung bei gleichzeitiger Teilsubstitution mit Wasserstoff aufzuführen. Ebenfalls hervorzuheben sind, das östliche Industriegebiet „Eisenach-Kindel“ mit seinen Akteuren, die ein hohes Logistikaufkommen aufweisen sowie die westlich gelegene Autobahntankstelle an der A4 (Krauthausen) der Shell Deutschland GmbH, welche bereits als Autohof und LKW-Rastplatz ausgebaut ist.

Des Weiteren hat das kommunale Entsorgungsunternehmen bereits die Einführung von Wasserstofffahrzeugen eingeplant. Darüber hinaus hat das Unternehmen ein Konzept zum Aufbau von Windkraftanlagen und einer entsprechenden Wasserstoffherzeugung beim Akteurstreffen aufgezeigt.

Insgesamt weist die Region hohe EE-Anlagen Potentiale auf, die jedoch in dem Akteurstreffen als nicht zeitnah umsetzbar definiert wurden.

Die nachfolgende Abb. 25 stellt einen Überblick der Fokusregion, mit den jeweiligen Akteuren aus den verschiedenen Bereichen, den Heizkraftwerken in Eisenach, den potenziellen EE-Anlagen in der Region und eines potentiell zeitnah umsetzbaren Elektrolysestandortes dar. Ausgehend von den aktuellen Gegebenheiten könnten bis zu 3 Wasserstofftankstellen, darunter eine „überregionale“ Tankstelle (ÜR) an der A4 und eine erweitert zugängliche Wasserstoff-Betriebstankstelle, für ein Umsetzungsszenario bis 2030 relevant betrachtet werden.

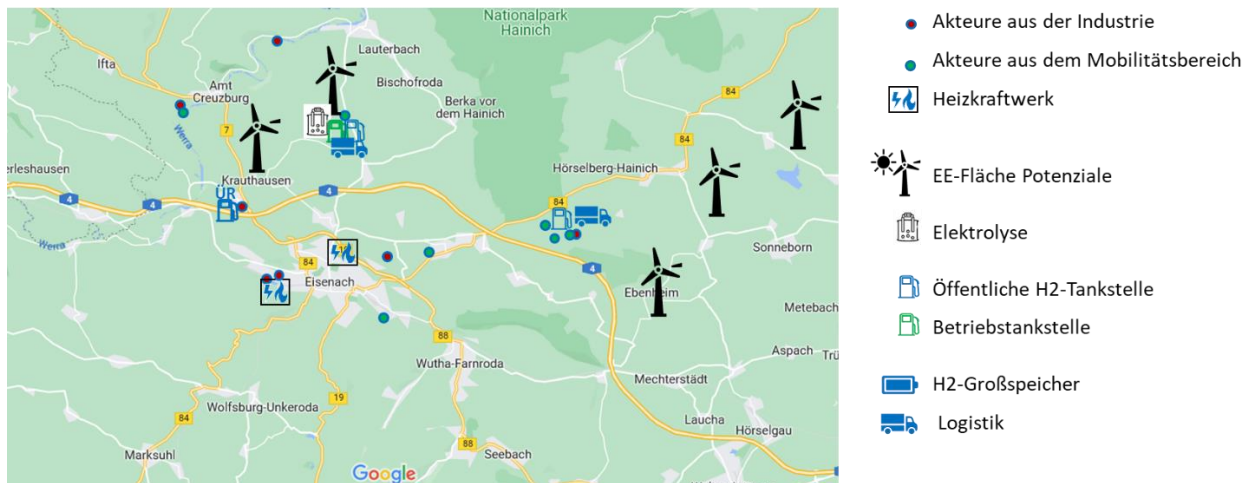


Abb. 25: Fokusregion Eisenach/Hörselberg-Hainich

C.3.2.1.4 Fokusregion 4 – Bad Langensalza / Mühlhausen

Die vierte Fokusregion wird durch die beiden Städte Mühlhausen und Bad Langensalza aufgestellt und zeichnet sich durch die bereits gestarteten Umsetzungsprojekte „TH2ECO“ und „P2G Bad Langensalza“ aus. Dadurch werden in der Region bereits zeitnah entsprechend neue EE-Anlagen gekoppelt mit Wasserstofferzeugungskapazitäten installiert. Eine entsprechende Nutzung des erzeugten Wasserstoffs in der Region ist ausgehend von den Gesprächen sowie dem Akteurstreffen jedoch zunächst noch als schwierig einzuschätzen. Obwohl Akteure aus Industrie und Logistik vorhanden sind, wird der Einsatz von Wasserstoff aktuell noch nicht priorisiert. Die Nutzung von Wasserstoff im Heizkraftwerk in Bad Langensalza ist zum aktuellen Zeitpunkt ebenfalls als gering einzustufen und wird vom Betreiber nicht priorisiert.

Durch die Nähe zum Projekt TH2ECO und dem Porenspeicher, welcher als Wasserstoff-Großspeicher umgesetzt wird, könnten jedoch regionale Großbedarfe der ansässigen Industrie und entsprechenden Schwankungen bei der Erzeugung und dem Bedarf sehr gut kompensiert werden. Eine entsprechende Kopplungsleitung von der TH2ECO-Leitung ist gestrichelt in der nachfolgenden Abb. 26 dargestellt.

Die Abb. 26 stellt ebenfalls einen Überblick der Fokusregion, mit den jeweiligen Akteuren aus den verschiedenen Bereichen, dem Heizkraftwerk, den potenziellen EE-Anlagen in der Region und der Elektrolysestandorte in Bad Langensalza (in Umsetzung) und in Mühlhausen als Konzept/ Potentialstandort dar. Ausgehend von den aktuellen Gegebenheiten könnten bis zu zwei Wasserstofftankstellen, je eine in Mühlhausen und Bad Langensalza, für ein Umsetzungszenario bis 2030 relevant betrachtet werden.



H2-Eco-Systeme in der Planungsphase

TH2ECO

- Elektrolyseleistung Phase 1 bis 25 MW (Phase 2 bis 45 MW)
- U.a. Boreas, Greenwind
- Pipeline + Trailer (für Mobilität)

P2G in Bad Langensalza

- Elektrolyseleistung 1,2 bis 6 MW
- Loick, Boreas
- Energetische Nutzung Industrie + BHKW + Trailer (für Mobilität)

Abb. 26: Fokusregion Bad Langensalza / Mühlhausen

C.3.2.2 Standortanalyse für die Fokusregion 1 – Bad Salzungen / Vacha

Im Rahmen einer Flächenanalyse wurden für die Fokusregion Bad Salzungen entlang der Werra Erzeugungsflächen für Erneuerbare Energie, Produktionsstandorte für Wasserstoff über Elektrolyse sowie Abnehmer und Transportoptionen analysiert. Hierbei wurden auch Städte und Gemeinden angrenzender Landkreise mit betrachtet. Die Ergebnisse der Analysen dieses Unterkapitels wurden anschließend im Konzept des Abschnitts C.3.3 detailliert umgesetzt.

Randbedingungen für Flächenanalyse:

- Entfernung zu potentiellen Verbrauchern
- Bereits erschlossene Fläche für Elektrolyse vorhanden
- Entfernung zu EE-Fläche mit Möglichkeit der direkten Anbindung Elektrolyse
- Kapazität des vorhandenen Stromnetzes und mögliche Anbindung zum Gasnetz

Untersuchte Standorte

- Unterbreizbach B-Plan „K+S Werkserweiterung“
- Unterbreizbach B-Plan „Am Wolfsgraben“
- Merkers B-Plan „Am großen Teich“

Eine Beschreibung der Gegebenheiten dieser Standorte im Folgenden:

C.3.2.2.1 *EE-Flächen + Elektrolyse Unterbreizbach – Option 1*



Abb. 27: Standort von Elektrolyse und mögliche Flächen für EE - Option 1

- Elektrolyse Standort (gelb schraffiert) bestehender B-Plan „K+S Werkerweiterung“
- PV-Flächenpotential 5,16 ha (grau schraffiert)
- Wind Option 1 – Repowering Windpark „Lohberg / Unterbreizbach, Vacha“ bei Sünna (rosa Fläche) 2 km Entfernung (aktuell 7,1 MW)
- Wind Option 2 – Geplanter Windpark in Hessen 2 km Entfernung (28,5 MW)
- Wind Option 3 – 3 WKA vor Ort über Änderung FNP

C.3.2.2.2 *EE-Flächen + Elektrolyse Unterbreizbach – Option 2*



Abb. 28: Standort von Elektrolyse und mögliche Flächen für EE - Option 2

- Elektrolyse Standort (gelb schraffiert) bestehender B-Plan „Im Wolfsgraben“
- PV-Flächenpotential 23 ha (grün, Potenzialflächen bisher ohne Bebauungsplan, bevorzugt für PV) + 7,9 ha (gelb schraffiert, Freiflächen in dem Gewerbegebiet, für Gewerbeansiedlung)
- Wind Option 1 – Repowering Windpark „Lohberg / Unterbreizbach, Vacha“ bei Sünna (rosa Fläche) 1,5 km Entfernung (aktuell 7,1 MW)

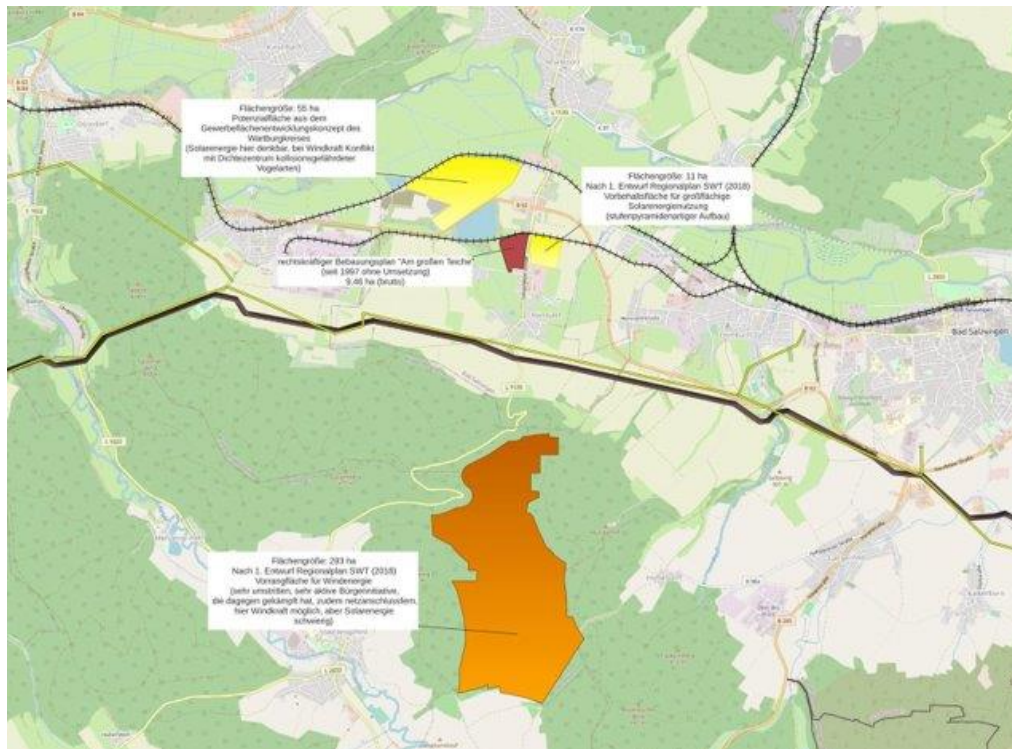
C.3.2.2.3 *EE-Flächen + Elektrolyse Bad Salzungen – Option 3*

Abb. 29: Standort von Elektrolyse und mögliche Flächen für EE - Option 3

- Elektrolyse Standort (rot) rechtskräftiger Bebauungsplan „Am großen Teich“ mit 9,46 ha
- PV-Flächenpotential gelb mit 2 Teilflächen
 - 55 ha: Potenzialfläche aus dem Gewerbeentwicklungskonzept des WAK
 - 11 ha: Vorbehaltsfläche für großflächige Solarenergienutzung
- Wind Option – Vorranggebiet Stadtlengsfeld (orange Fläche) 4 km Entfernung (293 ha) ca. 30-40 MW Windpotential
- Der Elektrolysestandort ist nach der Abbildung oben bereits recht günstig gewählt (relativ nahe an der Trasse der Fernleitung), könnte aber ggf. noch näher an diese heranrücken.

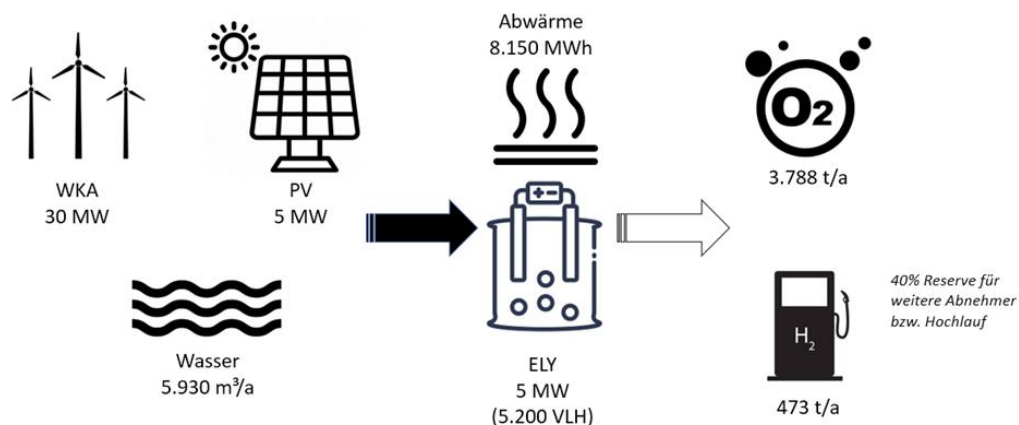


Abb. 30: Resultierendes Wasserstoff-Erzeugungskonzept für Standort Bad Salzungen als Basis für das Konzept im Kapitel C.3.3

C.3.2.2.4 *Fokusregion 1: EE-Flächen und daraus resultierendes H₂-Erzeugungspotential*

Standort K+S Werk Werra

Größe der Fläche: PV 1: 5,16 ha; PV 2: 23 ha + 7,9 ha, Wind: vorhandene WKA, Repowering

EE-Leistung/ Größe: PV 1: ca. 5 MW_p; PV 2: ca. 30 MW_p, Wind: 7,1 MW (+ Repowering)

Erzeugungspotential: PV 1: ca. 118 t H₂ pro Jahr; PV 2: ca. 690 t H₂ pro Jahr, Wind: ca. 380 t H₂ pro Jahr (+ Repowering)

Summe H₂-Potential: ca. 1.188 t H₂ pro Jahr

Standort Bad Salzungen

Größe der Fläche: PV: 66 ha, Wind: 293 ha (umstritten)

EE-Leistung/ Größe: PV: ca. 66 MW_p, Wind: 30 bis 40 MW (z.B. 6 Anlagen à 5,6 MW = 33,6 MW)

Erzeugungspotential: PV: ca. 1.500 t H₂ pro Jahr, Wind: ca. 1.800 bis 2.100 t H₂ pro Jahr

Summe H₂-Potential: ca. 3.600 t H₂ pro Jahr

Erläuterungen zur Berechnung:

Benötigter spezifischer Energiebedarf **Elektrolyse:**

48 kWh_{el} pro 1 kg H₂ (Wirkungsgrad ~ 70 %, bezogen auf den Heizwert)

Große, moderne **WKAs** = ca. 2.450 bis maximal etwa 2.650 Vh/a

5,6 MW WKA à ca. 13.720 bis max. ca. 14.840 MWh_{el}

5,6 MW à 286 bis 310 t H₂/a

1 ha à ca. 1 MW_p **PV**

1 ha à 1.100 MWh/a in Thüringen¹⁰

1 ha → 23 t H₂/a

Erläuterungen zur Elektrolyseur-Auslegung am Beispiel WKA Bad Salzungen:

Im Falle der WKA (mit 6 Anlagen à 5,6 MW = 33,6 MW) müsste die Elektrolyse ca. 33 MW Anschlussleistung aufweisen, was aus wirtschaftlichen Gründen jedoch abwegig ist.

Bzgl. der Elektrolyse_{Wind} wäre für einen maximalen Ertrag an H₂ eine Anschlussleistung von etwa 75 bis 80 % der installierten WKA-Leistung zu empfehlen (je nach Jahresdauerlinie der WKAs an diesem Ort).

Die damit produzierbare H₂-Menge wären etwa 1.330 bis 1.425 t H₂/a.

Für eine möglichst kostengünstige H₂-Produktion sollte die Elektrolyse jedoch eher klein sein (ca. 10 % der installierten WKAs) = ca. 4 MW. Auf diese Weise wird die Elektrolyse sehr gut ausgelastet; der Capex-Anteil pro kg H₂ ist dann gering, der Ertrag läge dann bei etwa 540 t/a.

¹⁰ <https://www.solarserver.de/pv-anlage-online-berechnen/>

Den o.g. potenziell erzeugbaren Mengen an „grünem“ Wasserstoff stehen Abnehmer mit einem relativ geringeren Bedarf gegenüber. Zu bedenken ist jedoch, dass viele Unternehmen noch unentschlossen sind, mit Anlagentechnik in die H₂-Technologie zu investieren. Für eine wirtschaftlich tragfähige Lösung bedarf es grundsätzlichen gesetzlicher Rahmenbedingungen. Beispielsweise sind die Strompreise an der Börse (eex) seit langem sehr hoch, so dass die Direktvermarktung von Grünstrom (EE-Strom aus Windkraftanlagen und Freiflächen-PV) erheblich lukrativer ist als die Erzeugung von „grünem“ H₂. Hier sollte durch gesetzliche Regelungen eine Unterstützung der Produktion von „grünem“ H₂ geschaffen werden, z.B. der Art, dass ein bestimmter Anteil von EE-Strom (z.B. 3 bis 15 %) zu Preisen von z.B. 3 ct/kWh an Betreiber von Elektrolyseuren geliefert werden muss. Der prozentuale Anteil könnte an den jeweiligen Börsenpreis (Spotmärkte) gekoppelt sein: ist der Börsenpreis hoch, müsste auch ein relativ größerer Anteil des Grünstroms zu 3 ct/kWh abgegeben werden (da dann die Gewinne entsprechend größer sind). Ohne eine solche Regelung / Deckelung der Stromkosten wird es schwierig bleiben, heimischen „grünen“ Wasserstoff zu attraktiven Preisen in den Markt zu bringen.

Tab. 9: Potenzielle Abnehmer in der Fokusregion Bad Salzungen.

Unternehmen	Standort	Wasserstoffmengen
K+S Werkslogistik; Kielholz & Rybicki	K+S Werk Werra	bis zu 15 Betankungen am Tag (ca. 5-7 LKW): ca. 65 t H ₂ /a
K+S Rangierloks (50 % Ersatz-Diesel)	K+S: Werra; Unterbreizbach	ca. 120 t/a
Tankstelle Unterbreizbach (öffentlich, aber auch für K+S)	K+S: Unterbreizbach	ca. 150 t/a, Anlieferung per Trailer (ca. 5-mal pro Woche à 500 kg/Trailer)
Wartburgmobil (ÖPNV): 2 Fahrzeuge	Unterbreizbach und Bad Salzungen	ca. 22 t/a (je Bus ca. 30 kg H ₂ /d)
HFP-Bandstahl, Umstellung Brenner; Trailer-Belieferung	Bad Salzungen	ca. 78 t H ₂ /a (3x 500 kg/Woche), ca. 5 % Substitution des aktuellen Erdgasbedarfs pro Jahr
Sofidel (Trailer Belieferung); 2 Fahrzeuge	Wernshausen	ca. 6 t/a
Trailer Zugmaschine, Betreiber des Elektrolyseurs	Merkers	ca. 1 t/a
Henry Technologies	Merkers	ca. 60 t/a (via Pipeline)

C.3.2.3 Identifikation von möglichen Stakeholdern im Bereich Speicherung

Potentielle Stakeholder zu H₂-Tankstellenbetrieb siehe Abschnitt D.2.3.3.

Relevante Akteure sind in erster Linie die Werke von K+S, insbesondere am Standort Werra / Unterbreizbach, wo eine vorhandene Salzkaverne für die Speicherung von Wasserstoff umgerüstet werden könnte. Des Weiteren wird im TH2ECO-Projekt der Porenspeicher bei Kirchheilingen auf Wasserstoff umgerüstet werden. Betreiber ist hier eine Tochter der TEAG. Die Arbeiten (Molchen, Vorbereitung des H₂-ready-Status) an einer bereits vorhandenen Pipeline werden durch die Ferngas GmbH bereits ausgeführt. Weitere Akteure zum Thema Untergrundspeicher (Kaverne oder Porenspeicher) sind im Projektgebiet nicht bekannt. Dies wird absehbar auch so bleiben, da mögliche weitere Speicher (Kavernen) allenfalls durch K+S erschlossen werden könnten.

Im Bereich der Speicherung größerer Mengen Wasserstoff sind verschiedene Akteure denkbar: im Sinne der Schaffung einer gewissen Versorgungssicherheit werden bestimmte Betriebe (gerade diejenigen mit einem größeren Bedarf) sich Speicherkapazitäten für jeweils mindestens 2 bis 3 Tage anlegen

(um im Falle technischer Störungen bei der regionalen Erzeugung und Logistik notfalls H₂ aus dem eigenen Speicher nutzen zu können und einen zeitlichen Puffer für die Belieferung durch einen der großen Gashändler zu haben).

Es ist aber auch denkbar, dass Industrie- oder Regionalverbünde einen Speicher gemeinsam betreiben, wobei neben einer sicheren Versorgung von Unternehmen auch die Versorgung privater Haushalte durch einen solchen Regionalverbund abgedeckt werden könnte. Die Organisation und Bewirtschaftung können in diesem Fall durch kommunale Betriebe (Stadtwerke) oder z.B. auch die TEAG erfolgen. Auch Gasversorger wie z.B. die Werra Energie oder Gascade könnten diese Rolle übernehmen.

Haupthindernis sind derzeit die hohen Strompreise an der Leipziger Börse, was die direkte Vermarktung von Grünstrom gegenüber der Produktion und Anwendung von „grünem“ Wasserstoff derzeit begünstigt. Durch entsprechende gesetzliche Vorgaben bzw. Anreize kann sich dies jedoch wieder ändern, beispielsweise durch eine (ggf. sogar massive) Verteuerung der CO₂-Zertifikate bzw. Erweiterung der Wirtschaftszweige, die am Zertifikatshandel (ETS und auf nationaler Ebene (D)) teilnehmen müssen, so dass der Einsatz fossiler Energieträger massiv verteuert wird.

Bzgl. der herkömmlichen Herstellung von fossilem H₂ über das Verfahren der Dampfreformierung aus Erdgas hatten die steigenden Preise sowohl für Erdgas als auch die ab 2018 stark angestiegenen Preise für Emissionsrechte im ETS bereits dazu geführt, dass die Gestehungskosten für diesen erdgasbasierten Wasserstoff bereits erheblich über dem langjährigen Wert von etwa 1,50 € je kg H₂ lag (nämlich bei etwa 4,20 €/kg H₂). Dies ermöglicht bereits heute für große EE-Anlagen und Elektrolyseuren (> ca. 20 MW), „grünen“ Wasserstoff als Alternative zum beschriebenen „grauen“ Wasserstoff in den Markt zu bringen. Wenn es gelingt, entsprechend große Windparks / Freiflächen-PV-Anlagen zu errichten, würde sich bei entsprechendem Bedarf auch ein Markt für „grünen“ Wasserstoff entwickeln. Wegen der bekanntlich mitunter stark schwankenden Erzeugungsleistung (Grünstrom) von Windkraftanlagen / PV-Anlagen sind dann auch entsprechend (sehr) große Speicherkapazitäten für den erzeugten „grünen“ Wasserstoff nötig. Da die geologischen Voraussetzungen für Kavernen- oder Porenspeicher nur an wenigen Orten gegeben sind, wären dies vorteilhafterweise Röhrenspeicher, wie sie noch vor wenigen Jahren auch als Vorratsspeicher für Erdgas u.a. in NRW, aber auch der Schweiz, in Betrieb waren (bzw. in der Schweiz aktuell sind).

Betreiber dieser Röhrenspeicher (die z.B. in der Schweiz so angelegt sind, dass darüber in üblicher Weise Landwirtschaft betrieben werden kann) könnten z.B. Unternehmen sein, deren Gesellschafter sich aus Kommunen, Erzeugern (von „grünem“ H₂) und (größeren) Abnehmern zusammensetzen. Diese Speicher hätten eine multisektorale Funktion. Sie wären Vorrat von regional erzeugter erneuerbarer Energie für praktisch alle Sektoren: Mobilität, Strom- und Wärmeversorgung (inkl. Sicherstellung von Prozesswärme in den einschlägigen Unternehmen). Darüber hinaus wäre auch die Versorgung mit stofflich genutztem Wasserstoff gegeben.

C.3.3 Wasserstofflogistikkonzept und Handlungsempfehlungen

Aus regionaler Sicht wird sich, zu Beginn bei kleinen Mengen und in der Region verteilten Abnehmern, der Transport über die Straße (Trailer mit 200 bis 500 bar) anbieten, sowie bei größeren Abnahmemengen pro Kunde auch die Variante mit Wechselbrücke, die beim Kunden / Abnehmer für einen gewissen Zeitraum verbleibt.

Wie in Abschnitt C.2 ersichtlich, ist die Zahl der Abnehmer von grünem Wasserstoff in den beiden Landkreisen Wartburgkreis und Unstrut-Hainich-Kreis derzeit bzw. auch in der näheren Zukunft überschaubar; ein wesentlicher Anteil des regional erzeugten „grünen“ Wasserstoffs wird in der Mobilität

(Schwerlastverkehr auf der Straße) Anwendung finden, und weniger in das Gewerbe / die Industrie / ggf. sogar (in fernerer Zukunft) in private Haushalte fließen.

Regionen übergreifend ist festzuhalten, dass nahezu alle großen Fahrzeughersteller (LKW-Sparte) sowohl batterieelektrische Antriebe als auch Wasserstoff-Brennstoffzellen-Antriebe und (einige wie z.B. MAN sogar verstärkt) H₂-Verbrennungsmotorkonzepte verfolgen. Aus diesem Grund ist die Abschätzung der zukünftigen Bedarfe allein in der Mobilität derzeit noch mit einigen Fragezeichen versehen.

Der Einsatz von grünem Wasserstoff in stationären Systemen ist jedoch, bei unterschiedlicher Bedarfsintensität, eine von vielen Unternehmen bereits heute betrachtete Option. Es gibt eine Reihe von Anwendungen, bei denen ein gasförmiger Energieträger gegenüber einer elektrischen Heizung im Vorteil ist. Hierzu gehören verschiedene Hochtemperaturprozesse, etwa die Wärmebehandlung von Stählen, bei der der Einsatz eines gasförmigen Energieträgers verfahrensbedingt für eine homogenere Wärmeverteilung sorgt und daher von Vorteil ist.

Andere Unternehmen bzw. Branchen wollen ihren Anteil zur „Dekarbonisierung“ (besser: Defossilisierung) leisten und daher mindestens einen gewissen Anteil ihres derzeitigen Erdgasbedarfs durch „grünen“ Wasserstoff ersetzen. Allerdings ist dies natürlich auch (und vor allem) eine Frage der Kosten, d.h. die Entwicklung des Erdgaspreises auf der einen Seite, die Entwicklung des Preises für Emissionsrechte sowie allgemeiner auch der Gesetzgebung spielen hier die zentrale Rolle bzgl. Investitionsentscheidungen der Unternehmen.

Um in diesem Umfeld mit vielen offenen Fragen flexibel bleiben zu können, bietet sich daher zunächst der Transport von H₂ auf der Straße an (auch wegen der noch relativ kleinen Mengen). Eine Ausnahme bildet K+S, die mit ihrer Werksbahn über eine eigene Logistik (auf dem Betriebsgelände) verfügen und deren Bedarf diese Option nicht erlaubt.

Parallel arbeiten die Fernleitungsbetreiber Ontras, Gascade und terranets BW seit längerem an einer Struktur (Projekt „FLOW“), bei der ausgehend von Lubmin bis in den Raum Stuttgart und evtl. bis nach Bayern eine große Leitung für „grünen“ Wasserstoff teils neu gebaut, teils durch Umnutzung bestehender Gasleitungen geschaffen werden soll. Diese Leitung wird auch durch den Wartburgkreis gehen. Neben der Belieferung regionaler Abnehmer eröffnet sich für die Erzeuger von „grünem“ H₂ daher auch die Option, in diese Leitung künftig einzuspeisen. Angesichts der doch recht großen Potenziale ein wichtiger Punkt, der die Investition in Elektrolyseure erleichtern sollte, da der Bedarf an „grünem“ H₂ in den nächsten Jahren vor allem in der Stahl- und Chemieindustrie stark ansteigen wird. Die Standorte neuer Elektrolyseanlagen sollten dabei so nah wie möglich an der Trasse der großen Leitung liegen, um mit möglichst geringem Aufwand (kurze Leitungen) später H₂ einspeisen zu können.

Auch die Verdichter- und Abfüllstationen sollten nah an der Trasse liegen, um ggf. H₂ aus der großen Leitung beziehen zu können, wenn später entweder Wartungsarbeiten an den regionalen Anlagen (EE-Anlagen, Elektrolyse) durchzuführen sind oder der Bedarf an „grünem“ Wasserstoff in der Region schneller wachsen sollte als die dafür erforderliche regionale Erzeugungskapazität für grünen H₂.

Bekanntermaßen dauert die Genehmigung neuer EE-Anlagen (Windkraftanlagen, Freiflächen-PV) mitunter einige Jahre (trotz beschleunigter Verfahren); häufig entstehen auch Verzögerungen mangels Netzausbau, so dass der Grünstrom nicht eingespeist werden kann. Sofern der Ausbau der WKAs / PVAs parallel zur Errichtung von entsprechenden Elektrolysekapazitäten abläuft, kann bei direkter Kopplung der EE-Anlagen mit der Elektrolyse auch ggf. auf die Netzeinspeisung verzichtet werden. In diesem Fall empfiehlt sich jedoch, die installierte Leistung der Elektrolyse deutlich kleiner als die installierte Leistung der EE-Anlagen zu wählen, um eine möglichst hohe Auslastung der Elektrolyse zu haben. Der nicht für die Elektrolyse genutzte Grünstrom (aus WKA oder PV) sollte dann (bei fehlender Netzanbindung) Power-to-Heat-Anlagen (PtH), wie beispielsweise Großwärmepumpen, zugeführt werden im Rahmen eines sektorübergreifenden Konzepts.

C.3.3.1 Randbedingungen und Identifikation geeigneter potenzieller Wasserstoff-Tankstellenstandorte

Beachtung des im Aufbau befindlichen Wasserstofftankstellennetz Deutschland (Karte: h2.live) und deren Erweiterung sowie den spezifischen Planungen in angrenzenden Wasserstoffregionen, Bundesautobahn 4, Betriebshöfe der Mobilitätsdienstleister und Abfallsammler sowie weiterer potenzieller Wasserstoffabnehmer

Einige Randbedingungen:

Die benötigte Fläche, ohne Zu- und Abfahrts- oder Rangierflächen für Tankstellen für komprimierten Wasserstoff (CGH2) beträgt laut [15] für 500 kg/Tag bis 350 m², für 1.000 kg/Tag bis 800 m².

Die benötigte Fläche für eine tiefkalte flüssig-Wasserstoff (LH2)-Tankstelle beträgt ca. 50 m² für bis 4 t/Tag [16]. Anmerkung: Eine Verflüssigung vor Ort erscheint aus heutiger Sicht als eindeutig unwirtschaftlich. Die heutige H₂-Verflüssigerkapazität in Deutschland befindet sich fast vollständig in Leuna und beträgt 10 t/Tag.



Größe	S	M	L	2XL
Maximaler Wasserstoffdurchsatz/Tag	200 kg	500 kg	1.000 kg	4.000 kg
Fahrzeugklassen	Pkw, LNF	(Pkw, LNF, Busse), MNF	(Pkw, LNF, Busse), MNF, SNF	MNF, SNF (Pkw, LNF, Busse)
Durchschnittlicher Wasserstoffdurchsatz/Tag	150 kg	350 kg	700 kg	2.500 kg
Jährliche Nachfrage	1-10 t	> 100 t	> 500 t	> 900 t
Zapfpistolen	1	2	2-3	2-4
Platzbedarf	80-250 m ²	200-350 m ²	250-800 m ²	abhängig von der H ₂ -Technologie

Abb. 31: Größendefinition Wasserstofftankstellen nach H2Mobility [15].

In Europa wird sich die künftige Wasserstoff-Betankungsinfrastruktur mit der Fahrzeugnachfrage und entsprechend den Kundenanforderungen entwickeln. Ziel muss sein, alle wichtigen Verkehrskorridore für die transeuropäische Wasserstofflogistik zu ertüchtigen und so eine internationale Infrastruktur aufzubauen. Außerdem werden Wasserstofftankstellen in der Nähe von wichtigen Logistik- und Verteilerzentren errichtet, um Kundenanforderungen zu begegnen.

Zahlreiche Akteure auf internationaler, europäischer und deutscher Ebene haben sich zum Aufbau einer umfassenden Wasserstoff-Betankungsinfrastruktur verpflichtet. Dabei macht die zentrale Lage Deutschlands die transeuropäischen Routen zum integralen Bestandteil der hiesigen Transportinfrastruktur.

Insbesondere die benötigten Wasserstoffmengen bei zeitgleicher Betankung mehrerer schwerer Nutzfahrzeuge macht einen weiteren Ausbau des Wasserstofftankstellennetz - entweder durch Nachrüstung oder durch Neubauten - unumgänglich. Dabei liegt der Fokus wegen der steigenden Nachfrage durch Mittelschwere Nutzfahrzeuge (MNF) und schwere Nutzfahrzeuge (SNF) auf Wasserstofftankstellen der Größen L bis XXL (Definition siehe Abb. 31). Eine Kombination von Nachrüstung bestehender PKWs und Netzerweiterung gestaltet sich aufgrund von Synergien wirtschaftlich günstig [15].

Ansätze für eine Tankstelleninfrastruktur in der HyExperts-Region WAK/UH

K+S Werk Werra (Unterbreizbach)

Betriebstankstelle für Werkslogistik und
Rangierverkehr Bahn
Ebenfalls öffentlich zugänglicher Dispenser

Bad Salzungen

Öffentlich zugängliche Tankstelle für ÖPNV,
Kommunale Fahrzeuge und Logistik

A4 (Krauthausen) Betreiber Shell

Öffentlich zugängliche Tankstelle für alle Fahrzeuge
Überregionaler Versorgungspunkt
und LKW-Rastplatz

Kindel, Betreiber JET

Öffentlich zugängliche Tankstelle für alle Fahrzeuge (Hauptsächliche Nutzung für ansässige Logistiker)

Förderoptionen

KsNI (Bund) – Fahrzeuge und Tankstelle
HyPerformer (Bund) – Elektrolyse, Tankstelle, Fahrzeuge
Hydrogen Valley, Innovation Fund (EU) – Elektrolyse, Tankstelle, Fahrzeuge

C.3.3.2 Darstellung der möglichen Auslastung / Absatzprognose

Im nachfolgenden wurde der H₂-Bedarf durch den Schwerlastverkehr in der Fokusregion Bad Salzungen (Durchgangsverkehr) näher betrachtet und prognostiziert.

Straßenverkehrslast durch Schwerlastverkehr in der Region 2021

Als Fragestellung wurde erfasst: Wie viele LKWs pro Tag fahren durch die Region?

Zur Beantwortung wurde die Automatische Straßenverkehrszählung - Automatische Zählstellen 2021 der Bundesanstalt für Straßenwesen¹¹ (BASt) herangezogen.

Bundesstraße	Anzahl Schwerverkehr pro Tag 2021
B 19	928
B 62	882 (Bad Salzungen 780)
B 84	262
B 285	278

Die Verkehrszählung ergibt für die Bundesstraßen in der Fokusregion unter Berücksichtigung des Verkehrsflusses und der Doppelzählung (70 % der Gesamtsumme) einen Durchgangsverkehr von **ca. 1.645 LKW pro Tag**.

¹¹ https://www.bast.de/DE/Verkehrstechnik/Fachthemen/v2-verkehrszaehlung/Daten/2021_1/Jawe2021.html?cms_map=0&cms_filter=true&cms_jahr=Jawe2021&cms_land=16&cms_str_Typ=&cms_str=B85&cms_dtvKfz=&cms_dtvSv=

Ausgehend von den Daten wurde ein **HochlaufszENARIO Wasserstoff** und die daraus resultierende Anzahl von H₂ LKWs (als Durchgangsverkehr), die eine Tankstelle anfahren könnten, ermittelt:

Abschätzung Hochlauf H₂ LKW durch Umrüstung u. o. Austausch [17]

→ bis 2025 ca. 5 %: 82 H₂ LKWs pro Tag (Bad Salzungen: 39 H₂ LKW pro Tag)

→ bis 2030 ca. 18 %: 296 H₂ LKWs pro Tag (bei gleichbleibenden Verkehrszahlen)

Straßenverkehrslast durch Schwerlastverkehr in der Region 2030

Im Zuge der ausgebauten A44 (Kopplung an A4 bei Herleshausen) ist von einer Änderung des Durchgangsverkehrs auszugehen. Zur weiteren Betrachtung wurden entsprechende Anfragen beim Thüringer Landesamt für Bau und Verkehr (TLBV), Landratsamt Wartburgkreis und der Autobahn GmbH des Bundes gestellt.

Bundesstraße	Anzahl Schwerverkehr (> 3,5t) pro Tag Prognose 2030
B 19	900
B 62	882 (Bad Salzungen 770) 
B 84	560
B 285	300

Die **Prognose 2030** ergibt für die Bundesstraßen in der Fokusregion unter Berücksichtigung des Verkehrsflusses und Doppelzählung (70 % der Gesamtsumme) einen Durchgangsverkehr von **1.849 LKW pro Tag als Summe.**

Als Quelle der weiteren Betrachtungen konnte die „Belastungsplot Prognose 2030“ des Landesamtes für Bau und Verkehr vom Freistaat Thüringen genutzt werden (Version: 15, Datum 04.07.2018; Bereitgestellt am 03.03.2023 von Hans-Joachim von der Osten (Abteilungsleiter))

HochlaufszENARIO Wasserstoff und daraus resultierende Anzahl von H₂ LKWs (als Durchgangsverkehr) die eine Tankstelle anfahren könnten mit den Prognosezahlen 2030 als Abschätzung

à bis 2030 ca. 18 %: 332 H₂ LKWs pro Tag (Bad Salzungen: 138 H₂ LKW pro Tag) [17]

Wasserstoffbedarf durch Schwerlastverkehr in der Region (theor. Maximum)

2025: 82 H₂ LKWs pro Tag (Bad Salzungen: 39 H₂ LKW pro Tag), Ø 200 km Fahrleistung/(LKW, Tag)
ca. 10 kg H₂ pro 100 km → 1.640 kg H₂ pro Tag (Bad Salzungen: 780 kg H₂ pro Tag)

2030: 332 H₂ LKWs pro Tag (Bad Salzungen: 138 H₂ LKW pro Tag), Ø 200 km Fahrleistung pro LKW + Tag, ca. 10 kg H₂ pro 100 km → 6.640 kg H₂ pro Tag (Bad Salzungen: 2.760 kg H₂ pro Tag)

Aus den o.g. Zahlen geht hervor, dass die Hauptabnahme von grünem H₂ in der Region vor allem im Bereich der Mobilität zu erwarten ist (von Ausnahmen wie z.B. Sofidel abgesehen, wo auch stationär ein großer Bedarf gesehen wird). Diese sehr grobe Abschätzung ist jedoch auch von vielen Faktoren abhängig, u.a. von der Entwicklung der Preise von THG-Quoten, der Verfügbarkeit von H₂-LKWs sowie weiteren gesetzlichen und anderen Randbedingungen.

C.3.3.3 Erstellung eines Verteilungs- und Tankstellenkonzeptes für die Region

C.3.3.3.1 Standorte und Wasserstofflogistik

Das im Projektkonsortium besprochene Konzept wurde von der EurA AG ausgearbeitet. Es orientiert sich an den vorgegebenen Standorten für Wasserstoffproduktion (Merkers) und Abnahme (H₂-Tankstellen in Unterbreizbach bzw. Wernshausen sowie ein Industrieller Abnehmer in Bad Salzungen). Zwei

sehr nahe Standorte (Wasserstoff-Tankstelle und Industrieabnehmer in Merkers) sollen über Rohrleitungen versorgt werden und spielen im Logistikkonzept keine Rolle. Im Detail wurden die Randbedingungen aus Tab. 10 berücksichtigt.

Tab. 10: Wasserstoff-Konzept, Produktion und Verteilung, Randbedingungen

Hinweis: Grundlagendaten aus Folien und Protokoll zu Akteurstreffen 30. Mai 2023

Anschlussleistung Elektrolyseur	5 MW _{el}	
Produktion	478 t / Jahr	
Reserve	37%	
verfügbar	301 t / Jahr	
	825 kg / Tag	
HRS* Unterbreizbach	156 t / Jahr	*Hydrogen Refuelling Station
HRS Wernshausen	6 t / Jahr	
HRS Merkers	1 t / Jahr	(kurze H ₂ -Rohrleitung)
Produktion 1, Bad Salzungen	78 t / Jahr	(industrieller Abnehmer)
Produktion 2, Merkers	60 t / Jahr	(H ₂ -Rohrleitung, Henry Technologies)
Tankstelle 1: öffentliche H₂-Tankstelle (HRS) bei K+S in Unterbreizbach		
H ₂ -Abgabe / Anlieferung	3 t / Woche	
	156 t / Jahr	
	429 kg / Tag	
Fahrstrecke einfach	15 km	Merkers nach Unterbreizbach
Fahrzeit einfach	0,42 h	25 min mit LKW (20 min PKW)
Tankstelle 2: Betriebstankstelle bei Sofidel in Wernshausen		
H ₂ -Abgabe / Anlieferung	0,12 t / Woche	
	6 t / Jahr	
	16 kg / Tag	
Fahrstrecke einfach	31,5 km	
Fahrtzeit einfach	0,67 h	40 min mit LKW (33 min mit PKW)
Produktion 1: HFP Bandstahl in Bad Salzungen		
H ₂ -Anlieferung	1,5 t / Woche	
	78 t / Jahr	
	214 kg / Tag	
Fahrstrecke einfach	9,5 km	Merkers nach Bad Salzungen
Fahrtzeit einfach	0,25 h	15 min mit LKW (11 min mit PKW)
Produktion 2: Henry Techn. in Merkers, ca. 560 m Luftlinie von Elektrolyseur-Anlage		
H ₂ - Rohrleitung	60 t / Jahr	
→kein Teil des Logistikkonzepts		
	164 kg / Tag	
Tankstelle 3: Betriebstankstelle bei K+S in Merkers, unmittelbar bei der Elektrolyseur-Anlage		
H ₂ - Rohrleitung	1 t / Jahr	
→kein Teil des Logistikkonzepts	2,74 kg / Tag	

Die räumliche Anordnung ist in Abb. 32 erkennbar.

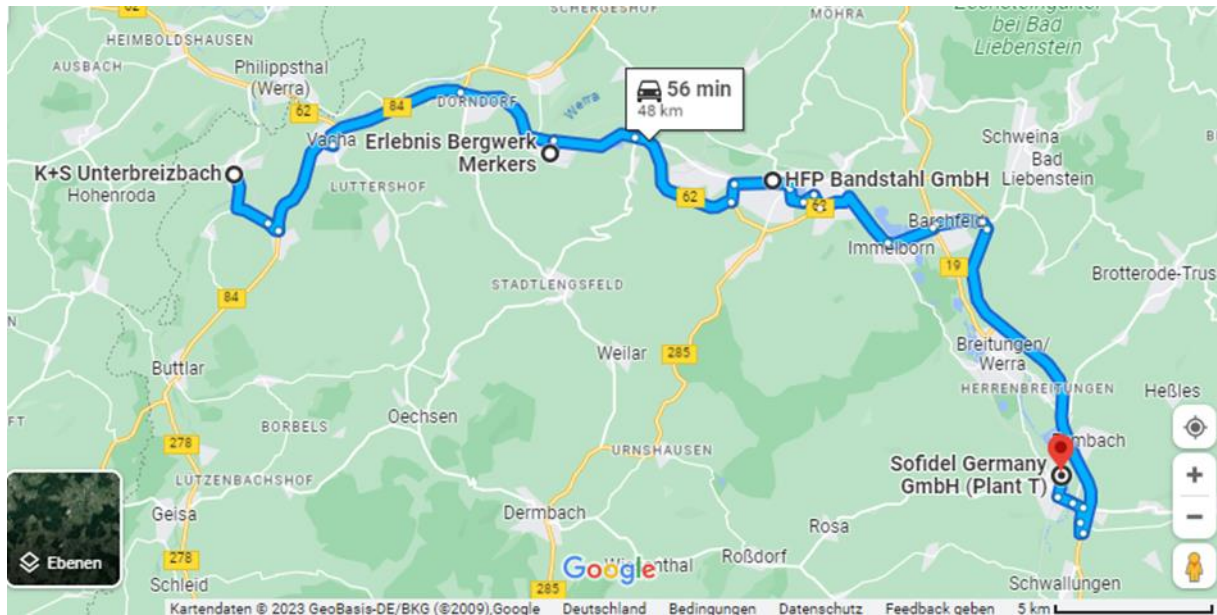


Abb. 32: Szenario Wasserstoffherzeugung und -verteilung in der Fokusregion 1 - Bad Salzungen / Vacha

C.3.3.3.2 *Belieferungsszenarien mit Kostenschätzung*

Es wurden zwei Belieferungsszenarien durchgerechnet. Zum einen die Verwendung von Wechseltraibern mit höherer H_2 -Kapazität, zum anderen die auch in der Schweiz gängige Belieferung über Wechselbrücken. Die Kosten der Anschlussstation (Docking-Station) wurden als Teil der H_2 -Tankstelle weiter unten berücksichtigt.

Die Berechnung der Belieferungsszenarien ist in folgender Tab. 11 dargestellt.

Tab. 11: Berechnung Belieferungsszenarien mit 1) Wechseltrailer oder 2) Wechselbrücken.

Szenario 1 - Wechseltrailer 700 kg H2			Szenario 2 - Wechselbrücken 350 kg H2		
Investition	2.461.000 €		Investition	1.280.000 €	
ACC	246.439 € / Jahr		ACC	132.659 € / Jahr	
OPEX	105.774 € / Jahr		OPEX	138.708 € / Jahr	
Spez. Kosten	1,46 € / kgH2	für Logistik	Spez. Kosten	1,13 € / kgH2	für Logistik
1.1 Kapitalkosten			1.1 Kapitalkosten		
Wechseltrailer 40 Fuß	700 kg H2 nutzbar		Wechselbrücke 20 Fuß	350 kg H2 nutzbar	
	767.000 € Invest/Stück			280.000 € Invest/Stück	
Annahme	3 Stück für Belieferung		Annahme	4 Stück für Belieferung	
	2.301.000 € Invest			1.120.000 € Invest	
Abschreibung	15 Jahre		Abschreibung	15 Jahre	
Zinssatz	5%		Zinssatz	5%	
Annuität	221.684 €		Annuität	107.903 €	
Annuität ohne Zins	153.400 €		Annuität ohne Zins	74.667 €	
LkW	160.000 € Invest/Stück		LkW	160.000 € Invest/Stück	
	1 Stück für Belieferung			1 Stück für Belieferung	
	160.000 € Invest			160.000 € Invest	
Abschreibung	8 Jahre		Abschreibung	8 Jahre	
Zinssatz	5%		Zinssatz	5%	
Annuität	24.755 €		Annuität	24.755 €	
Annuität ohne Zins	20.000 €		Annuität ohne Zins	20.000 €	
1.2 Betriebskosten			1.2 Betriebskosten		
Wechseltrailer 40 Fuß	3 Stück		Wechselbrücke 20 Fuß	3 Stück	
Wartung und Inspektion	2% des Invest pro Jahr		Wartung und Inspektion	2% des Invest pro Jahr	
Wartung und Inspektion	46.020 € pro Jahr		Wartung und Inspektion	22.400 € pro Jahr	
LkW 1 Stück			LkW 1 Stück		
Wartung und Versicherung	2% des Invest pro Jahr		Wartung und Versicherung	2% des Invest pro Jahr	
Wartung und Versicherung	3.200 € / Jahr		Wartung und Versicherung	3.200 € / Jahr	
Annahmen			Annahmen		
Verbrauch Diesel	33 Liter/100km		Verbrauch Diesel	33 Liter/100km	
Kosten Diesel	1,85 €/Liter		Kosten Diesel	1,85 €/Liter	
Gehalt Fahrer	35 €/h		Gehalt Fahrer	35 €/h	
Befüllzeit in Merkers	3 h		Befüllzeit in Merkers	3 h	
Wechselzeit an HRS	0,5 h		Wechselzeit an HRS	0,5 h	
Berechnung Tankstelle 1 Unterbreizbach			Berechnung Tankstelle 1 Unterbreizbach		
Belieferungen pro Woche T1	4 Stück / Woche		Belieferungen pro Woche T1	9 Stück / Woche	
Fahrstrecke pro Woche T1	128,6 km / Woche		Fahrstrecke pro Woche T1	257,1 km / Woche	
Fahrzeit pro Woche T1	3,6 h / Woche		Fahrzeit pro Woche T1	7,1 h / Woche	
Zeit für Befüllungen T1	12,9 h / Woche		Zeit für Befüllungen T1	25,7 h / Woche	
Zeit für Wechsel an T1	2,1 h / Woche		Zeit für Wechsel an T1	4,3 h / Woche	
Kosten für Strecke T1	78,49285714 € / Woche		Kosten für Strecke T1	156,9857143 € / Woche	
Kosten für Lohn T1	650 € / Woche		Kosten für Lohn T1	1300 € / Woche	
Transportkosten T1	37.882 € / Jahr		Transportkosten T1	75.763 € / Jahr	
Berechnung Tankstelle 2 Wernshausen			Berechnung Tankstelle 2 Wernshausen		
Belieferungen pro Woche T2	0,16 Stück / Woche		Belieferungen pro Woche T2	0,33 Stück / Woche	
Fahrstrecke pro Woche T2	10,4 km / Woche		Fahrstrecke pro Woche T2	20,8 km / Woche	
Fahrzeit pro Woche T2	0,2 h / Woche		Fahrzeit pro Woche T2	0,4 h / Woche	
Zeit für Befüllungen T2	0,5 h / Woche		Zeit für Befüllungen T2	1,0 h / Woche	
Zeit für Wechsel an T2	0,1 h / Woche		Zeit für Wechsel an T2	0,2 h / Woche	
Kosten für Strecke T2	6,34 € / Woche		Kosten für Strecke T2	12,68 € / Woche	
Kosten für Lohn T2	27,88 € / Woche		Kosten für Lohn T2	55,77 € / Woche	
Transportkosten T2	1.780 € / Jahr		Transportkosten T2	3.559 € / Jahr	
Berechnung 1 Produktion Bad Salzungen			Berechnung Produktion 1 Bad Salzungen		
Belieferungen pro Woche P1	2,14 Stück / Woche		Belieferungen pro Woche P1	4,29 Stück / Woche	
Fahrstrecke pro Woche P1	40,7 km / Woche		Fahrstrecke pro Woche P1	81,4 km / Woche	
Fahrzeit pro Woche P1	1,1 h / Woche		Fahrzeit pro Woche P1	2,1 h / Woche	
Zeit für Befüllungen P1	6,4 h / Woche		Zeit für Befüllungen P1	12,9 h / Woche	
Zeit für Wechsel an P1	1,1 h / Woche		Zeit für Wechsel an P1	2,1 h / Woche	
Kosten für Strecke P1	24,86 € / Woche		Kosten für Strecke P1	49,71 € / Woche	
Kosten für Lohn P1	300,00 € / Woche		Kosten für Lohn P1	600,00 € / Woche	
Transportkosten P1	16.893 € / Jahr		Transportkosten P1	33.785 € / Jahr	
Arbeitszeit Befüllen & Transp.	27,9 h / Woche		Arbeitszeit Befüllen & Transp.	55,9 h / Woche	
Betriebskosten T1+T2+P1	105.774 € / Jahr		Betriebskosten T1+T2+P1	138.708 € / Jahr	

Im Ergebnis ist die Versorgung der drei über die Straße zu versorgenden Standorte mit 20 Fuß-Wechselbrücken mit 350 kg H₂-Kapazität die günstigere Variante. Zwar sind die Betriebskosten durch die häufigeren Wechsel der Speicher höher. Die fast doppelt so hohen Investitionskosten führen aber zu niedrigeren Gesamtkosten pro Jahr. Bezogen auf die Verteilmenge von 301.000 kg_{H2} / Jahr (vgl. Tab. 11) ergeben sich in diesem günstigeren Fall spezifische Transportkosten von 1,13 €/kg_{H2}.

C.3.3.3.3 Wasserstoff-Tankstellenkonzept mit Kostenschätzung

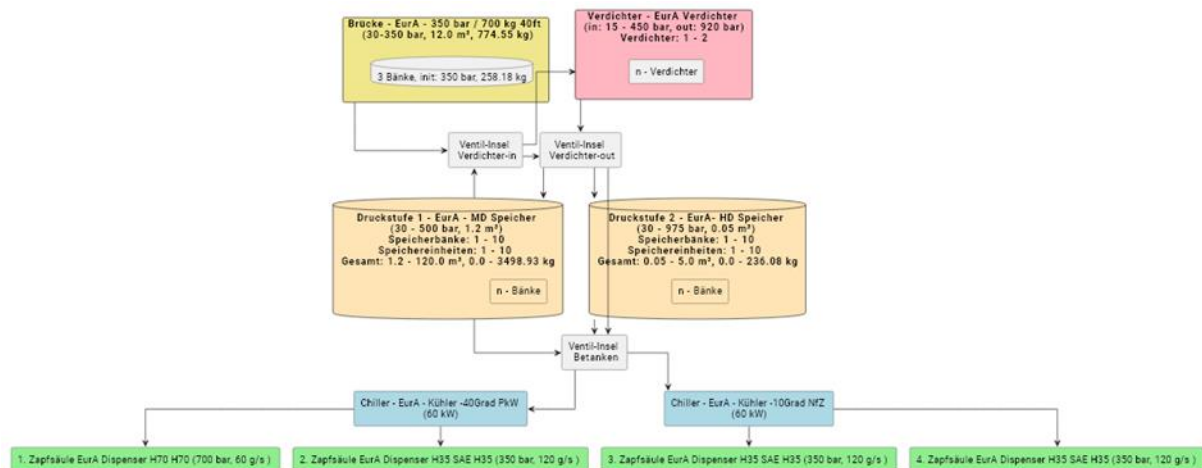


Abb. 33: Tankstellenkonfiguration aus Simulationtool

Das erarbeitete Konzept für den Standort Unterbreizbach geht für die Auslegung der Startkonfiguration von einem H₂-Durchsatz von ca. 500 kg/Tag (Vorgabe war ca. 3 t/Woche) aus.

Es wird mit 2 Stück „Duo-Dispensern“, also zwei Zapfsäulen mit jeweils 2 Zapfpistolen, geplant. Von den 4 Zapfpunkten sind 3 Stück für Nutzfahrzeuge bis 350 bar und 120 g/s (7,2 kg/min) vorgesehen. Ein Zapfpunkt soll für H₂-PKW-Betankungen bis 700 bar und 60 g/s (3,6 kg/min) erstellt werden.

Die **folgenden Subsysteme und Arbeiten** wurden für die Kostenkalkulation berücksichtigt:

Tankstellentechnik

- Kompressor-System inklusive Speichermanagement und Befüllschränk
- Mitteldruck-Speicher 500 bar, 420 kg_{H2}
- Hochdruck-Speicher 900 bar, 68 kg_{H2}
- Kühlsystem 700 bar PKW, bis -40 °C
- Kühlsystem für 350 bar Nutzfahrzeuge, bis -10 °C
- 2 Duo-Dispenser 350/350 bar und 350/700 bar
- Mengenerfassung, Fernwartung und Anlieferung
- Bezahlterminal (Kartenleser), Videoüberwachung
- Dockingstationen für Wechsel-Container (3 Stück)
- Dach für Betankungsbereich

Hinweis: die Anschaffung von Wechselcontainern ist im Belieferungskonzept enthalten.

Planung und Bau

- Genehmigungen, Gutachten, Gebühren, Erschließungskosten, Explosions- und Brandschutz
- Baustellenbetreuung
- Elektroanschluss
- Tiefbauarbeiten inkl. Abbrucharbeiten und Zufahrt, Beton-Fahrbahn und Anfahrerschutz

Die Belieferung geschieht mit Wechselbrücken für Druckwasserstoff gemäß dem Belieferungskonzept weiter oben.

Resultierende Kapitalkosten

Tab. 12: Tankstelle als erweiterbare Lösung mit ca. 500 kg Wasserstoff-Abgabemenge pro Tag, CAPEX.

Wasserstoff-Tankstelle 500 kg/d	Invest Mio.€	Abschr. Jahre	CAPEX €	Anteil %
Gesamtsumme Tankstellentechnik	2,25	15 a	150.000 €	85%
Gesamtsumme Bau & Planung	0,70	15/30 a	27.000 €	15%
Gesamtsumme Invest inkl. Optionen in Mio.€	2,95			
Gesamtsumme Invest bei 80 % Förderung	0,59			
Gesamtsumme CAPEX inkl. Optionen in €/a			177.000 €/a	
Gesamtsumme CAPEX bei 80 % Förderung			35.400 €/a	
Spezifische Kosten o. Fördermittel, 3 t_{H2} /Woche	1,13	€ / kg H₂		
Spezifische Kosten mit 80% Förderung der HRS	0,23	€ / kg H₂		

Resultierende Betriebskosten

Tab. 13: Tankstelle als erweiterbare Lösung mit ca. 500 kg Wasserstoff-Abgabemenge pro Tag, OPEX.

Wasserstoff-Tankstellengröße kg/d	500		
	Gesamtkosten	THG-Quote berücksichtigt	
Wasserstoffkosten	1,9	1,1	Mio.€ / a
Personal, Betrieb, andere Kosten	0,2	0,2	Mio.€ / a
OPEX	2,1	1,3	Mio.€ / a
Spezifische Betriebskosten	9,14	4,54	€ / kg_{H2}

C.3.3.3.4 Zusammenfassung Wasserstoffkonzept

In Summe bedeuten die beiden Vorkapitel „Beliieferungsszenarien“ und „Tankstellenkonzept“, bei angenommenen Bereitstellungskosten von 8 €/kg_{H2} für die Produktion aus Wind-EE-Strom und einem Absatz von 301 t_{H2} / Jahr (vgl. Tab. 10), dass Wasserstoff

- ➔ für den Industrieabnehmer zu 8 €/kg_{H2} (Bereitstellung) + 1,13 €/kg_{H2} (Transport + Logistik) = 9,13 €/kg_{H2} und
- ➔ für die Tankstellen zu 4,54 €/kg_{H2} (Bereitstellung minus THG-Quote) 0,23 €/kg_{H2} (Kapitalkosten) + 1,13 €/kg_{H2} (T + L) = 5,90 €/kg_{H2}

zur Verfügung gestellt werden kann.

C.3.3.4 Erstellung von Handlungsempfehlungen für exemplarisches Vorgehen und zur Übertragbarkeit auf andere Regionen

Um dem vielzitierten Henne/Ei Problem bei der Einführung von Wasserstofftechnologien (am Beispiel Fahrzeuge: zu wenige H₂-Tankstellen ziehen zu wenig Fahrzeugbeschaffungen nach sich, die dadurch schlecht ausgelastete Infrastruktur rechtfertigt keinen Ausbau) zu begegnen, wird die Bildung regionaler Wasserstoffprozessketten vorgeschlagen. Hier können durchdachte Erzeugungs- und Verteilkonzepte, wie exemplarisch am Beispiel zwischen Unterbreizbach und Wernshausen entlang der Werra oben beschreiben, den Unternehmen eine regional gute Infrastruktur bereitstellen, die Investitionen in H₂-Fahrzeuge und die stoffliche oder industrielle Verwertung von Wasserstoff wirtschaftlich rechtfertigen kann. Der Ersatz bisher fossiler Energieträger im Mobilitäts- und Industriebereich durch regional aus ebenfalls regionaler erneuerbarer Energie hergestellten Wasserstoff kann unter gegebenen Randbedingungen (wie der Berücksichtigung von Erlösen aus der THG-Quote) sowohl ein wirtschaftlich tragfähiges Geschäftsmodell darstellen wie auch zum Erreichen unserer Klimaziele beitragen. Der Einsatz von Landes-, Bundes- und europäischen Fördermitteln kann die hohen Startinvestitionen unterstützen und für einen schnelleren Return of Invest (ROI) bei den beteiligten Akteuren sorgen.

Als essenziell erscheint die grundsätzliche Offenheit der regionalen Konzepte. So sollten H₂-Tankstellen möglichst immer öffentlich zugänglich sein und die Belieferung mit regionalem Wasserstoff an im Laufe der Zeit hinzukommende Akteure ermöglicht werden. Eine bereits in der Planung mitgedachte modular erweiterbare Erzeugungs- und Verteilinfrastruktur ist für ein organisches Wachstum der Prozessketten unabdingbar.

Regional funktionierende Wasserstoffprozessketten werden sich Schritt für Schritt untereinander vernetzen und können so Keimzellen für einen überregionalen und zumindest europäischen Wasserstoffmarkt im Zeithorizont der nächsten 25 Jahre bilden.

Wasserstoff-Tankstellen im allgemeinen Kontext der Umsetzung

Wie sich über die letzten Jahre gezeigt hat, sind zwar mittlerweile ca. 90 Wasserstoff-Tankstellen für PKW (700 bar) im Rahmen des Konsortiums H₂ Mobility errichtet worden, mangels Wasserstoff-PKW sind jedoch die vertankten Mengen Wasserstoff eher gering. Bei der Standortwahl dieser Tankstellen geht es daher verstärkt um den Einsatz von Wasserstoff im Schwerlastverkehr und im öffentlichen Nahverkehr (ÖPNV).

Für den LKW-Bereich sollten / müssen dies öffentlich zugängliche Tankstellen sein, da zukünftig auch überregionaler Transportverkehr mit Wasserstoff versorgt werden muss. Hier wurde im Zuge des HyExperts auf die in der Region ansässigen Spediteure und Logistikunternehmen zugegangen.

Da der Betrieb einer Wasserstoff-Tankstelle, entsprechende Abnahmen an Wasserstoff vorausgesetzt, durch die Regularien zur THG-Quote ein profitables Geschäft sein wird, ist auch der Betrieb durch eine Kommune bzw. die jeweiligen Stadtwerke oder ein Konsortium z.B. aus Spediteuren und ggf. anderen Partnern denkbar.

Naheliegende Standorte wären dann deren Unternehmensstandorte, wobei am Anfang (wenige LKW) der benötigte Wasserstoff on-site durch eine Elektrolyse aus einer ebenfalls On-site-EE-Anlage erzeugt werden kann. Da Spediteure / Logistiker in der Regel Teil eines größeren Gewerbe- oder Industrieparks oder z.B. eines Güterverkehrszentrums sind, können Investitionen in die Anlagentechnik (Druckelektrolyseur, Verdichter, Hochdrucktanks (500 bar, 900 bar), Dispenser) geteilt werden. Für eine gute Auslastung (Wasserstoffmengen) wäre ein Standort zum Beispiel an einem Autohof (an einer BAB) eben-

falls sehr vorteilhaft; hier müsste geprüft werden, ob die Voraussetzungen für eine lokale Wasserstoffproduktion (in den benötigten Mengen (Projektion für die nächsten ca. 5 bis 7 Jahre)) erfüllt sind (Netzanschluss genügend für Off-site PPA) oder genügend Flächen für notwendige EE-Anlagen.

Für mögliche Standorte von Wasserstoff-Tankstellen werden durch uns Handlungsempfehlungen für die verschiedenen Anwendungsszenarien erstellt, wobei anhand einer Art Checkliste mit gewichteten Kriterien zunächst ein grobes Profil für den jeweiligen Fall erstellt wird. Ein wichtiger Punkt ist hierbei die Frage nach der Entwicklung des jeweiligen Standorts in den nächsten Jahren, was jedoch naturgemäß mit einigen Unsicherheiten verbunden sein wird (wir stehen bzgl. der Wasserstoffmobilität im LKW-Verkehr noch ganz am Anfang, vgl. Schweiz).

Standort von Wasserstoff-Verdichtern

Der Standort von Wasserstoff-Verdichtern ergibt sich in der Regel aus dem Ort des Bedarfs an hochverdichtetem Wasserstoff. Das sind i.a. ausschließlich Wasserstoff-Tankstellen (Betankung von 350-bar- oder 700-bar-Fahrzeugen). Ausnahme kann die Versorgung eines Hochdrucknetzes für verdichteten Wasserstoff sein, wobei der Verdichter an einem zentralen Ort steht, von wo aus z.B. ein 450-bar-Netz betrieben wird zur Betankung von 350-bar-Fahrzeugen (350-bar-LKW, Busse, Flurförderzeuge). In einem Gewerbepark / Industriegebiet bietet ein solches HD-Netz den Vorteil, dass Fahrzeuge direkt aus diesem Netz betankt werden können, d.h. dass bei dem jeweiligen Verbraucher lediglich ein Dispenser vorzusehen ist, aber keine Verdichterstation.

Handlungsempfehlungen für ein exemplarisches Vorgehen

1. Durchführung einer branchenoffenen Akteursdefinition in der betrachteten Region (Gewerbe, Industrie, Dienstleister, Kommune, Versorger) und Realisierung einer Akteursbindung über entsprechende Mehrwerte/ Synergien und Umsetzungsszenarien
2. Prüfung der aktuellen Standortbedingungen in der betrachteten Region für Wasserstoff-Eco-Systeme und Abschätzung möglicher zeitlicher Veränderungen in Bezug auf die regionsspezifischen Wasserstoffanwendungen
3. Erstellung eines Umsetzungskonzeptes und Benennung von Stakeholdern mit expliziten wirtschaftlichen Umsetzungsmodellen (Betrachtung von Erzeuger von Wasserstoff, Betreiber von Tankstellen sowie Nutzer bzw. Anwender)
4. Festlegung und Sicherung des/ der Wasserstoff-Tankstellenstandorte(s) sowie Festigung des Betreibers inkl. Betreiberkonzept(e)
5. Einbindung gesetzlicher und behördlicher Entscheidungsträger
6. Durchführung des Genehmigungsverfahrens von Wasserstoff-Tankstellen, dabei variieren die genehmigungsrelevanten Parameter entsprechend der Lagermenge bzw. On-site-Elektrolyse; zu betrachtende Verfahren sind nach der Betriebssicherheitsverordnung (Wasserstofflagerung weniger als 3t Gesamtlagerung) oder dem Bundes-Immissionsschutzgesetz aufgesetzt.

Umsetzung des Wasserstoff-Eco-Systems mit entsprechenden Investitionen (flankiert über entsprechende Förderprogramme des Landes, Bundes und/ oder der EU).

C.4 Energiesystemmodellierung

C.4.1 Einführung

Ein zentraler Arbeitspunkt im Projekt ist die Modellierung des regionalen Energiesystems unter Berücksichtigung der Nutzung von Wasserstoff. Die Energiesystemmodellierung hat zum Ziel die Verbräuche und Erzeugungspotenziale von Wasserstoff in den Fokusregionen jahresgenau abzubilden. Dabei soll die Saisonalität der Stromerzeugung aus PV- und Windkraftanlagen und ökonomische Aspekte des Energiesystems berücksichtigt werden. So werden neben der rein technischen Berechnung von Angebot und Nachfrage auch die Kosten der Strom- und Wasserstoffproduktion berechnet. Die Simulationsergebnisse bieten den Stakeholdern erste Erkenntnisse bezüglich des Erzeugungspotenzials und den Kosten der lokalen Wasserstoffproduktion und dienen somit als Grundlage für die weitere Detailplanung von Umsetzungsprojekten.

Aus den in der Akteursbefragung erhobenen Daten wurde der Bedarf in den einzelnen Fokusregionen approximiert und einzelne Schlüsselakteure als Verbraucher im Modell implementiert. Der Ausbau von PV- und Windkraftanlagen wurde über Annahme eines Ausbauszenarios (siehe Abschnitt C.4.3) abgeschätzt. Unter Abgleich des vorhandenen grünen Stroms und des vorliegenden Bedarfs an grünen Wasserstoff berechnet das Modell für jede Fokusregion den Hochbau einer dezentralen Wasserstoffinfrastruktur in Form von installierter Elektrolyseleistung. Die Rechnung wird um die Ermittlung der jährlichen produzierten Menge von Wasserstoff und den damit verbundenen Gestehungskosten erweitert.

In den nachfolgenden Kapiteln erfolgt eine Beschreibung des Modells, der einzelnen Agenten und den zugrundeliegenden Annahmen in den betrachteten Szenarien.

C.4.2 Modellaufbau

Die dezentrale Wasserstoffversorgung von lokalen Energiesystemen kann durch den Aufbau verschiedener Energiesysteme gelingen, die sich in auch in der Anzahl der Elektrolyseure unterscheiden. So ist es denkbar, dass Akteure eigene Elektrolyseanlagen für den Eigenbedarf betreiben, während andere Akteure kooperieren, um einen größeren Elektrolyseur zu betreiben oder die Auslastung des Elektrolyseurs zu erhöhen. Schließlich besteht die Möglichkeit eines zentralen Systems, in dem der Elektrolyseur von einem Akteur betrieben wird und Wasserstoff an alle Verbraucher in der Region verkauft.

Für die folgenden Betrachtung wird ein für alle Fokusregionen einheitliches generisches Energiesystem betrachtet, welches ein zentrales Elektrolysesystem¹² beinhaltet, das alle Verbraucher in der Fokusregion mit Wasserstoff versorgt (siehe Abb. 34). Betrachtete Verbraucher sind hierbei Industrie- und Logistikunternehmen, ÖPNV und Stadtwirtschaft. Das Elektrolysesystem wird mit grünem Strom aus PV- und Windkraftanlagen innerhalb der Fokusregion gespeist. Die Fokussierung auf ein generisches Energiesystem erleichtert zukünftige Planungen für Umsetzungsprojekte und motiviert die Bildung von Konsortien innerhalb der Fokusregion zur Durchführung eines gemeinsamen Projekts.

¹² Das Elektrolysesystem beinhaltet neben mehreren Elektrolyseurmodulen auch Speicherkapazitäten für Wasserstoff sowie sonstige Peripherie wie Kompressoren.

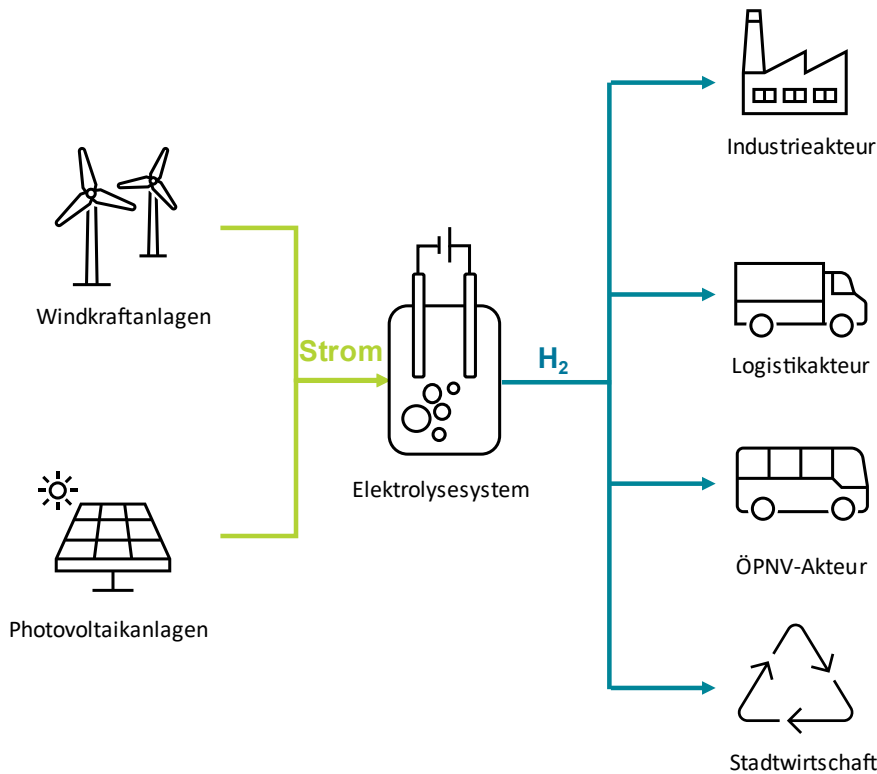


Abb. 34: Vereinfachter Aufbau des betrachteten Energiesystems. Nach [19]

Als weitere Annahme bezieht das Elektrolysesystem ausschließlich Strom aus neu zugebauten PV- und Windkraftanlagen. Bestandsanlagen in den betrachteten Fokusregionen werden daher aus den Betrachtungen ausgeklammert. Grundlage für diese Annahme sind die EU-weiten Regeln zur „Zusätzlichkeit“, die in der Delegierten Verordnung 2023/1184 geregelt sind. Demnach müssen Elektrolyseure an neue EE-Anlagen angeschlossen werden. [100, 112]

Methodisch orientiert sich das Modell an der Agentenbasierten Modellierung (ABM). Diese Modellierungsmethode ist durch einen bottom-up-Ansatz gekennzeichnet: Die Akteure des betrachteten Systems werden durch spezifische Eigenschaften beschrieben und treten als autonome Instanzen (Agenten) im Gesamtmodell auf [18]. Durch vorher definierte Verhaltensregeln sind Interaktionen zwischen den Agenten möglich.

Neben den Verhaltensregeln ist das Verhalten der Agenten auch von den äußeren Rahmenbedingungen, wie bspw. Rohstoffpreisen oder die vorhandene Infrastruktur abhängig. Diese äußeren Rahmenbedingungen werden dem Gesamtmodell exogen vorgegeben. Die getroffenen Annahmen sind dem Anhang zu entnehmen.

Im Gegensatz zu top-down-Ansätzen wird im Vorfeld der Simulation kein Zielsystem beschrieben, sondern das Energiesystem entwickelt sich im Laufe der Simulation entsprechend der Präferenzen und Eigenschaften jedes einzelnen Akteurs. Das Modell wurde in der Programmiersprache Python entwickelt.

Der Modellablauf eines Zeitschritts ist in folgender Abb. 35 dargestellt.

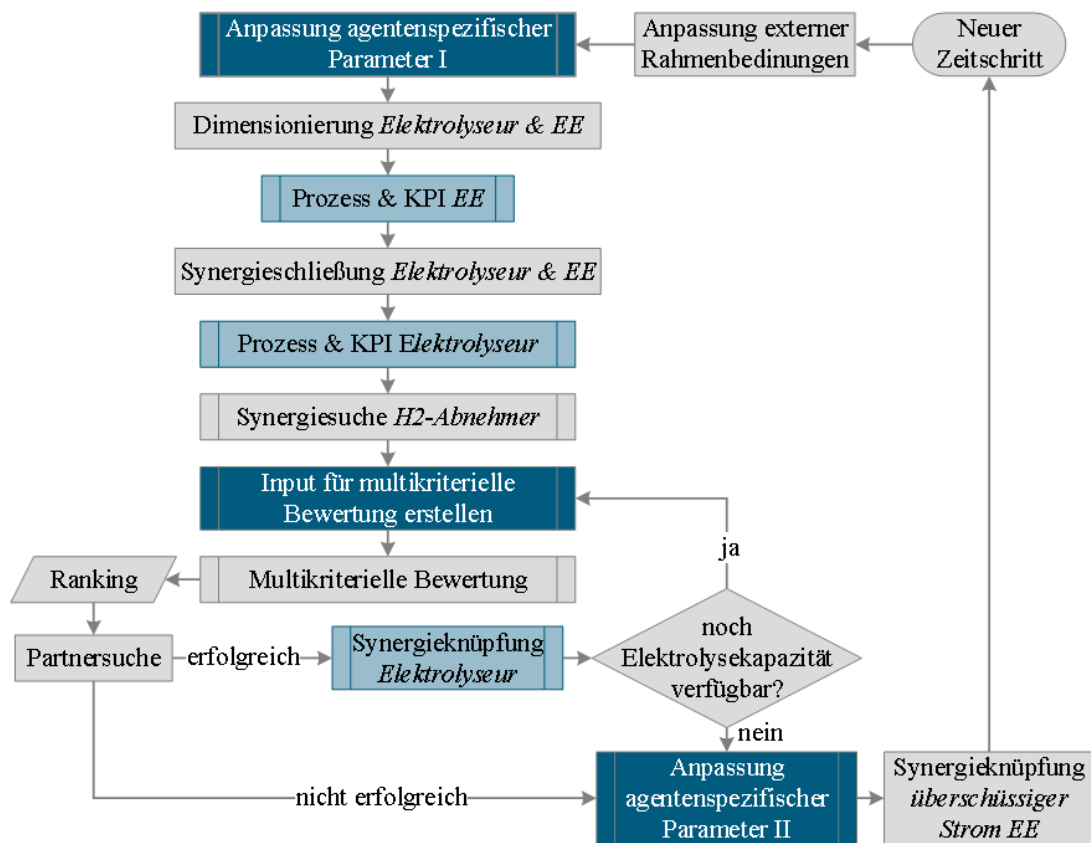


Abb. 35: Modellablauf des vereinfachten Multiagentensystems (EE = EE-Anlagen), hellblaue Felder $\triangleq$ Zugriff auf Agenten-funktionen; dunkelblaue Felder $\triangleq$ Teilprozesse für Wasserstoffabnehmer. [19].

Das Modell verarbeitet jährliche Zeitschritte, wobei die Daten zur Erzeugung und Bedarf jeweils in stündlicher Auflösung vorliegen.

Jeder Zeitschritt beginnt mit der Anpassung externer Rahmenbedingungen. Diese beinhalten unter anderem die geltenden Energie- und Rohstoffpreise, sowie die Entwicklung vorliegender Pipelineinfrastruktur. Aus den geltenden externen Rahmenbedingungen ergeben sich Änderungen der einzelnen Agenten (veränderte Betriebskosten o.ä.). Als nächstes folgt die Dimensionierung der PV- und Windkraftanlagen sowie des Elektrolysesystems (siehe Abschnitt D.3).

Nach der Dimensionierung erfolgt die Ermittlung der Stromerzeugung sowie der Stromgestehungskosten (siehe Abschnitte D.3.1 und 0), der Strombezug durch das Elektrolysesystem und die Berechnung der resultierenden Wasserstoffproduktion sowie den damit verbundenen Wasserstoffgestehungskosten (siehe Abschnitt D.3.3).

Als nächster Schritt folgt die Suche nach Abnehmern des Wasserstoffs. Die Ermittlung des Wasserstoffbedarfs der Abnehmer basiert auf einer multikriteriellen Bewertung. Ausgehend von szenariospezifischen Anwendungsfällen von Wasserstoff, können die Akteure in jedem Zeitschritt ihre Prozesse auf die Nutzung von Wasserstoff umstellen. Je nach Prozess und Akteur gelten hierfür andere Einschränkungen und Annahmen. Dabei können verschiedene Teilprozesse gleichzeitig umgestellt werden. Anhand von verschiedenen Kombinationen einzelner Teilprozessumstellungen wird so für jeden Akteur in jedem Zeitschritt eine Vielzahl von möglichen Prozessumstellungen auf die Nutzung von Wasserstoff gebildet. Diese verschiedenen Optionen werden anschließend paarweise miteinander verglichen, wobei sowohl die entstehenden Kosten als auch die Reduktion von Treibhausgasemissionen berücksich-

tigt werden kann. Über eine Gewichtung der Kriterien kann die Entscheidungsfindung der Akteure somit beeinflusst werden. Die so erhaltene präferierte Prozessumstellung ist durch einen Lastgang des Wasserstoffbedarfs in stündlicher Auflösung definiert.

Schließlich wird der Bedarf der Akteure durch den Elektrolyseur bis zum maximalen Erzeugungspotenzial des Elektrolysesystems stündlich gedeckt, wobei Akteure mit höheren Bedarfen bevorzugt werden.

Nach erfolgter Synergieknüpfung werden die agentenspezifischen Parameter angepasst, bevor der nächste Zeitschritt eingeleitet wird.

C.4.3 Ausbauszenario Erneuerbare Energien

Die PV- und Windkraftanlagen werden im Laufe der Simulation entsprechend eines festgelegten Szenarios zugebaut. Als Szenario wird das umfassende SKN-Agora-KNDE2045 Szenario verwendet [20]. Das Szenario umfasst neben dem Ausbau Erneuerbarer Energien auch Annahmen zur Entwicklung von Investitionskosten der Energieanlagen sowie Rohstoffpreisen, die dem umfassenden Datenanhang zu entnehmen sind [21]. Somit können alle für die Betrachtung relevanten Aspekte der Energiewirtschaft durch die Verwendung eines einzelnen Szenarios abgedeckt werden, was die Konsistenz der Annahmen erhöht.

Der in dem Szenario beschriebene Ausbau von PV- und Windkraftanlagen in absoluten Zahlen wird für die Übertragung auf die einzelnen Fokusregionen in relative Ausbauwerte für jedes Jahr umgerechnet (siehe Tab. 55). Somit kann ausgehend von den bereits installierten Anlagen in einer Fokusregion der Ausbau nach dem Ausbauszenario durchgeführt werden. Der Ausbau der jeweiligen Technologien wird dabei durch die maximalen Flächenpotenziale in der Fokusregion begrenzt (siehe Tab. 5).

Aufgrund der Steuerung des Ausbaus anhand von relativen Zahlen ist zu beachten, dass die Ausgangssituation in den jeweiligen Fokusregionen einen großen Einfluss auf den simulierten Ausbau des Energiesystems hat. Ist der Anteil der Erneuerbaren Energien in einer Fokusregion durch eine Technologie dominiert, so erfährt diese Technologie im Laufe der Simulation auch einen stärkeren Leistungsausbau (in absoluten Werten) als die anderen Technologien.

C.4.4 Simulationsergebnisse

C.4.4.1 Allgemeine Hinweise

In den folgenden Abschnitten werden die Ergebnisse der Energiesystemmodellierung präsentiert. Simuliert wird der Aufbau des Energiesystems (Abb. 34) beginnend im Jahr 2024 bis zum Jahr 2038¹³.

Aufgrund der Methode der multikriteriellen Bewertung (Abb. 35) und der damit einhergehenden Bewertung der betrachteten Kriterien, sowie unterschiedlichen Annahmen für den Wasserstoffbedarf ergibt sich eine Vielzahl von Szenarien. Das Modell erlaubt grundsätzlich die Betrachtung der Investitions- und Betriebskosten (CAPEX* bzw. OPEX*), sowie resultierende Treibhausgasemissionen bzw. deren Differenz zum Referenzfall. Allerdings liegen insbesondere für die Industrieakteure nur unzureichende Daten für entstehende Investitionskosten vor. Da diese Einschränkung nur unzureichend

¹³ Im Anschluss an die Abschlusskonferenz des Projekts am 14.06.2023 wurden im Rahmen einer kostenneutralen Verlängerung die Parameter der im Modell eingebauten Windkraftanlage verändert, um die erhaltenen Volllaststunden und die resultierenden Stromgestehungskosten zu verbessern. Durch die Anpassung kommt es zu abweichenden Ergebnissen im Vergleich zur Abschlusskonferenz.

genaue Ergebnisse erlauben würde, werden die wirtschaftlichen Kriterien für die präsentierten Ergebnisse in den folgenden Kapiteln ausgeklammert. Die Akteure treffen ihre Entscheidungen zu möglichen Prozessumstellungen demnach einzig auf Basis resultierender Emissionseinsparungen. Hierbei ist bereits im Voraus anzumerken, dass die Entscheidungen der Akteure keinen Einfluss auf die Eigenschaften des Elektrolysesystems (einschließlich der Wasserstoffgestehungskosten) haben, da diese unter den getroffenen Annahmen in allen Fokusregionen durch die verfügbaren PV- und Windkraftanlagen bestimmt sind.

Statt der Untersuchung verschiedener Bewertungskriterien sind drei Wasserstoffbedarfsszenarien definiert. Die Szenarien bestimmen, für welche Teilprozesse Wasserstoff eingesetzt werden kann. Grundlage für die Anwendungsfälle bildet hierbei die im Projekt durchgeführte Akteursbefragung.

Im „minimal“-Szenario werden ausschließlich die von den Akteuren angegebenen Anwendungsfälle von Wasserstoff (ggf. mit vorhandenen Einschränkungen) berücksichtigt. Sollte ein Akteur keine Angaben zum Wasserstoffbedarf getätigt haben, weist dieser im „Minimum“-Szenario keinen Bedarf auf. Das „Mittel“-Szenario erweitert den Wasserstoffbedarf der Region um die Akteure, die keine Prognose zu ihrem Wasserstoffbedarf abgegeben haben. Im „Maximum“-Szenario wird der maximale Wasserstoffeinsatz in allen Teilprozessen des Akteurs betrachtet. Die in den folgenden Kapiteln vorgestellten Ergebnisse beziehen sich jeweils auf das „Maximum“-Szenario. Ein Vergleich der Bedarfsszenarien findet sich in Abschnitt C.4.4.6.

Aufgrund der getroffenen Annahmen zu den möglichen Prozessumstellungen der Wasserstoffabnehmer kommt es zu Abweichungen bezüglich des Wasserstoffbedarfs innerhalb einer Fokusregion im Vergleich zur Hochrechnung in Kapitel C.2.2 Tab. 8.

C.4.4.2 Bad Salzungen / Vacha

In der Fokusregion Bad Salzungen / Vacha sind derzeit ca. 104 MW erneuerbare Energieanlagen installiert.¹⁴ Nach dem gewählten Ausbauszenario für PV- und Windkraftanlagen ergibt sich der in Abb. 36 gezeigte Zubau an neuen Anlagen. Insgesamt werden bis zum Ende der Simulation 151 MW an PV- und Windkraftanlagen zugebaut.

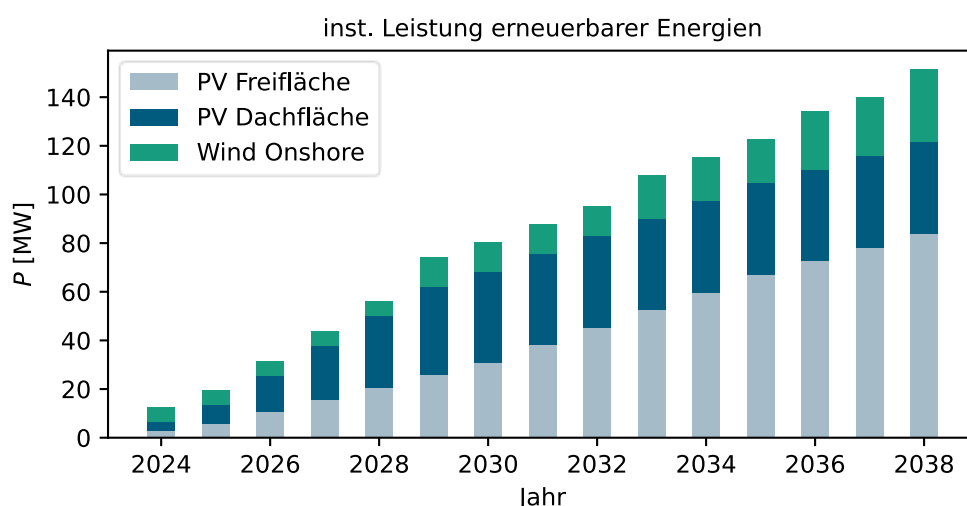


Abb. 36: Hochlauf der installierten Leistung von neuen erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen in der Fokusregion Bad Salzungen/Vacha.

¹⁴ Nach <https://karte.energieatlas-thueringen.de/>

Im Verhältnis zu den derzeit installierten EE-Anlagen entspricht dies einem Leistungszubau von 77 % bis 2030 bzw. 145 % bis 2038. Gemäß dem gewählten Ausbauszenario wird der Leistungszubau vor allem durch die Erweiterung der PV-Kapazitäten getrieben. Windkraftanlagen werden in den Jahren 2024, 2029, 2033, 2036 und 2038 dazu gebaut. Die in der Region erhaltenen Volllaststunden sowie die resultierenden Stromgestehungskosten der Energieerzeugungsanlagen sind in Tab. 14 aufgeführt. Die Volllaststunden bleiben über den Verlauf der Simulation konstant, da die zugrundeliegenden Wetterdaten nicht variiert werden. Da die Stromgestehungskosten von den Investitionskosten abhängig sind, variieren diese über den Verlauf der Simulation und zeigen dabei einen absteigenden Trend auf.

Tab. 14: Volllaststunden und Stromgestehungskosten der Stromerzeugungsanlagen in Bad Salzungen / Vacha im Verlauf der Simulation.

Die Stromgestehungskosten sinken im Verlauf der Simulation. Das höhere Ende der Kostenspanne tritt damit am Anfang der Simulation auf, während der kleinere Wert am Ende der Simulation auftritt. Die Volllaststunden bleiben im Verlauf der Simulation konstant.

	Windkraftanlagen	PV-Dach	PV-Freiland
Volllaststunden [h/a]	1.423	1.025	1.056
Stromgestehungskosten [€/MWh]	74 - 77	62 - 67	35 - 42

Der resultierende Hochbau der Elektrolysekapazitäten ist in Abb. 37 zu sehen. Direkt zu Beginn der Simulation (Jahr 2024) werden 2 MW Elektrolysekapazität aufgebaut. Bis 2030 steigert sich die Kapazität auf 14 MW und erreicht in 2038 ihr Maximum bei 24 MW. Die für die Elektrolyse verwendete Strommenge steigt entsprechend der installierten Leistung der Elektrolyse und der einspeisenden Stromerzeugungsanlagen kontinuierlich an.

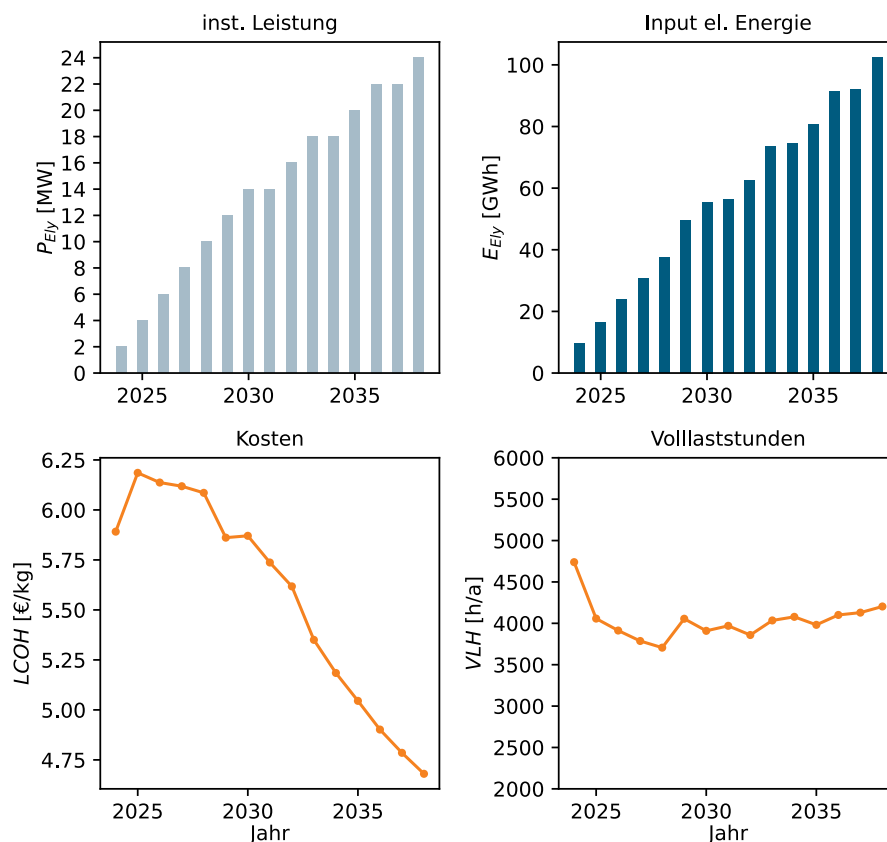


Abb. 37: Eigenschaften des Elektrolysesystems in der Fokusregion Bad Salzungen/Vacha: Hochlauf der Elektrolyseleistung (oben links), für die Elektrolyse verwendete Strommenge (oben rechts), Volllaststunden (unten rechts) und Wasserstoffgestehungskosten (unten links)

Die Entwicklung der Volllaststunden des Elektrolysesystems ist stark von der Zusammensetzung der Stromerzeugungsanlagen abhängig. So sind Steigungen bzw. Abfälle der Volllaststunden zu beobachten, wenn der Anteil der Windkraftanlagen an der totalen installierten Leistung steigt bzw. sinkt. Dies ist besonders auffällig in den Jahren 2025 und 2029. Während im Jahr 2024 Windkraft 47 % der installierten Leistung ausmacht, sinkt sie im Jahr 2025 auf 31 %. Aufgrund der größeren Verfügbarkeit der Windenergie im Vergleich zur Photovoltaik (siehe Tab. 14) sinken die Volllaststunden entsprechend ab. Im Jahr 2029 kann das Gegenteil beobachtet werden. Hier werden 6 MW Windleistung zugebaut (siehe Abb. 36), was einer Steigerung des Anteils von 11 % auf 16 % entspricht. Die Volllaststunden des Elektrolysesystems steigen entsprechend an. Neben der Zusammensetzung der Stromerzeugungsanlagen haben auch das Verhältnis der installierten Elektrolyseleistung zur installierten Stromerzeugungskapazität, sowie Effizienzgewinne der Elektrolyseurmodule (siehe Abschnitt D.3.3) einen Einfluss auf die erhaltenen Volllaststunden.

Die Wasserstoffgestehungskosten weisen im Verlauf der Simulation einen grundsätzlich abfallenden Verlauf auf. Von anfänglich 5,89 €/kg sinken diese nach einem ersten Anstieg bis zum Jahr 2030 auf 5,87 €/kg und im Jahr 2038 auf 4,68 €/kg. Die anfangs steigenden Kosten (von 2024 auf 2025) sind auf die fallenden Volllaststunden zurückzuführen. Der starke Abfall zwischen den Jahren 2028 und 2029 ist analog auf die steigenden Volllaststunden zurückzuführen. Neben den Volllaststunden sind sinkende Investitionskosten der Elektrolyseurmodule und Stromerzeugungsanlagen Gründe für die allgemeine Kostensenkung. Obwohl der durch die Windkraftanlagen erzeugte Strom die höchsten Stromgestehungskosten aufweist, hat ein steigender Zubau an Windkraftanlagen einen kostenmindernden Effekt auf die Wasserstoffgestehungskosten, der sich aus den steigenden Volllaststunden ergibt.

Der Wasserstoffbedarf der Region wird von Industrieakteuren bestimmt (siehe Abb. 38 und Tab. 6). Das in der Fokusregion berücksichtigte Unternehmen aus dem Bereich ÖPNV weist lediglich einen Bedarf von 0,2 % bis zu 1,3 % gemessen am Gesamtbedarf der Region auf. Allgemein zeigt sich, dass der Bedarf mit Ausnahme der ersten beiden Jahre sowie dem Jahr 2029 stets größer ist als das Erzeugungspotenzial. Besonders ab 2030 steigt der Bedarf stark an. Mögliche Ursache hierfür ist der Einsatz von Wasserstoff in der Bereitstellung von Wärme sowie in der hauseigenen Logistik der Industrieakteure¹⁵.

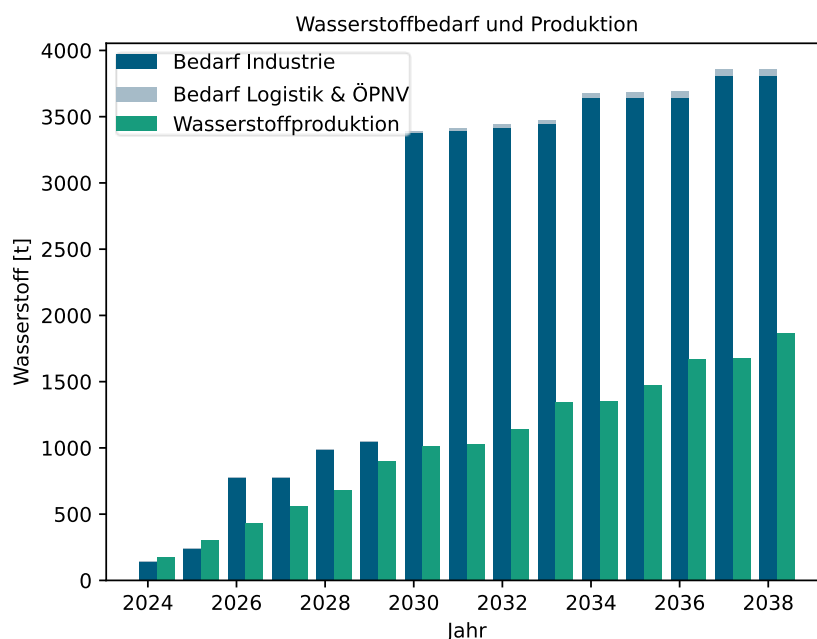


Abb. 38: Wasserstoffbedarf und -produktion in der Fokusregion Bad Salzungen / Vacha

¹⁵ Der Einbau neuer Wärmebereitstellungsanlagen auf Basis von Wasserstoff ist in der Simulation ab 2030 möglich. Der Einsatz von Wasserstoff in schweren LKWs der Industrie ist nach Annahme ebenso ab 2030 möglich.

C.4.4.3 Werra-Suhl-Tal / Gerstungen

Während der Hochlauf der EE-Anlagen im Jahr 2024 nahezu ausschließlich über den Bau einer Windkraftanlage dargestellt wird, ist der darauffolgende Ausbau des Energiesystems in der Region Werra-Suhl-Tal / Gerstungen von Photovoltaikanlagen dominiert. Erst im Jahr 2038 wird eine weitere Windkraftanlage zugebaut (siehe Abb. 39). Insgesamt werden 23 MW bis zum Jahr 2030 und 69 MW bis zum Jahr 2038 zugebaut. Dies entspricht einem Anstieg von 56 % bzw. 167 % in Bezug auf die derzeit installierte Leistung.¹⁶

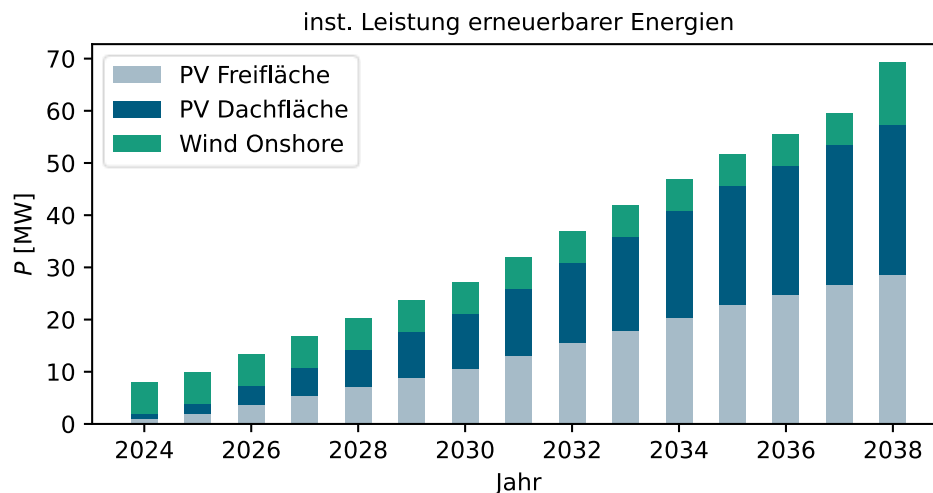


Abb. 39: Hochlauf der installierten Leistung von neuen erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen in der Fokusregion Werra-Suhl-Tal / Gerstungen

Die Volllaststunden sowie die Stromgestehungskosten der Stromerzeugungsanlagen sind in Tab. 15 aufgeführt.

Tab. 15: Volllaststunden und Stromgestehungskosten der Stromerzeugungsanlagen in Werra-Suhl-Tal / Gerstungen im Verlauf der Simulation.

Die Stromgestehungskosten sinken im Verlauf der Simulation. Das höhere Ende der Kostenspanne tritt damit am Anfang der Simulation auf, während der kleinere Wert am Ende der Simulation auftritt. Die Volllaststunden bleiben im Verlauf der Simulation konstant.

	Windkraftanlagen	PV-Dach	PV-Freiland
Volllaststunden [h/a]	1.501	1.025	1.048
Stromgestehungskosten [€/MWh]	71 - 73	57 - 67	35 - 42

Die Fokusregion zeigt einen Hochlauf der Elektrolyseleistung auf bis zu 8 MW in 2038. Der Hochlauf wird dabei über den Zubau von einzelnen 2 MW Elektrolyseurmodulen in den Jahren 2028, 2033 und 2038 durchgeführt (siehe Abb. 40). Da während der Ruhephasen des Elektrolyseurhochbaus weiter PV-Anlagen zugebaut werden, zeigt sich ein kontinuierlicher Hochlauf der Volllaststunden des Systems in den Jahren nach dem Zubau eines Elektrolyseurmoduls. Der Zubau neuer Module in 2028 und 2033 resultiert allerdings in einer starken Reduktion der Volllaststunden.

Trotz des Verlaufs der Volllaststunden sinken die Wasserstoffgestehungskosten im Verlauf der Simulation von 6,38 €/kg im Jahr 2030 auf 5,54 €/kg und im Jahr 2038 auf schließlich 4,65 €/kg. Durch den Zubau an Elektrolyseleistung im Jahr 2028 kommt es einmalig zu einem starken Anstieg der Kosten.

¹⁶ 6.3 MW Wind, 35 MW PV nach Energieatlas Thüringen (<https://www.thega.de/energieatlas/>)

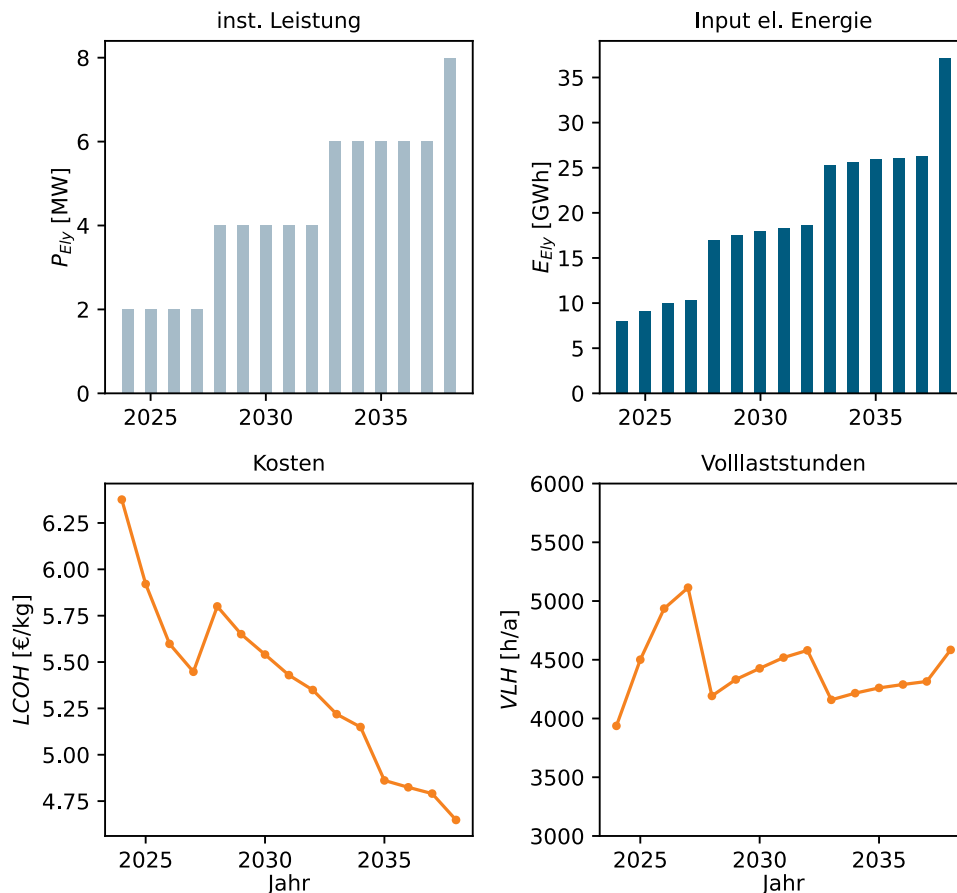


Abb. 40: Eigenschaften des Elektrolysesystems in der Fokusregion Werra-Suhl-Tal / Gerstungen: Hochlauf der Elektrolyseleistung (oben links), für die Elektrolyse verwendete Strommenge (oben rechts), Volllaststunden (unten rechts) und Wasserstoffgestehungskosten (unten links)

Die Fokusregion Werra-Suhl-Tal / Gerstungen weist die geringsten Wasserstoffbedarfe und Erzeugungspotenziale der betrachteten Fokusregionen auf (siehe Abb. 41). Der theoretische Wasserstoffbedarf der Akteure kann in den Jahren 2024 und 2025 dezentral durch das simulierte Versorgungssystem gedeckt werden. In folgenden Jahren übersteigt der Bedarf die Menge der Erzeugungskapazitäten unter den getroffenen Annahmen. Der Bedarf wird durch die industriellen Akteure dominiert (Anteile von 81 % bis 93 %). Akteure aus Logistik, ÖPNV und Stadtwirtschaft treten ab 2024 mit signifikanten Anteilen am Gesamtbedarf in der Statistik auf. Der Bedarf ist dabei auf die Nutzung von Wasserstoff in der Intralogistik (Gabelstapler) zurückzuführen. Ab dem Jahr 2028 erfolgt der Markteintritt von schweren LKW mit Brennstoffzellenantrieb (siehe Tab. 39), was den Wasserstoffbedarf in der Logistik weiter steigen lässt.

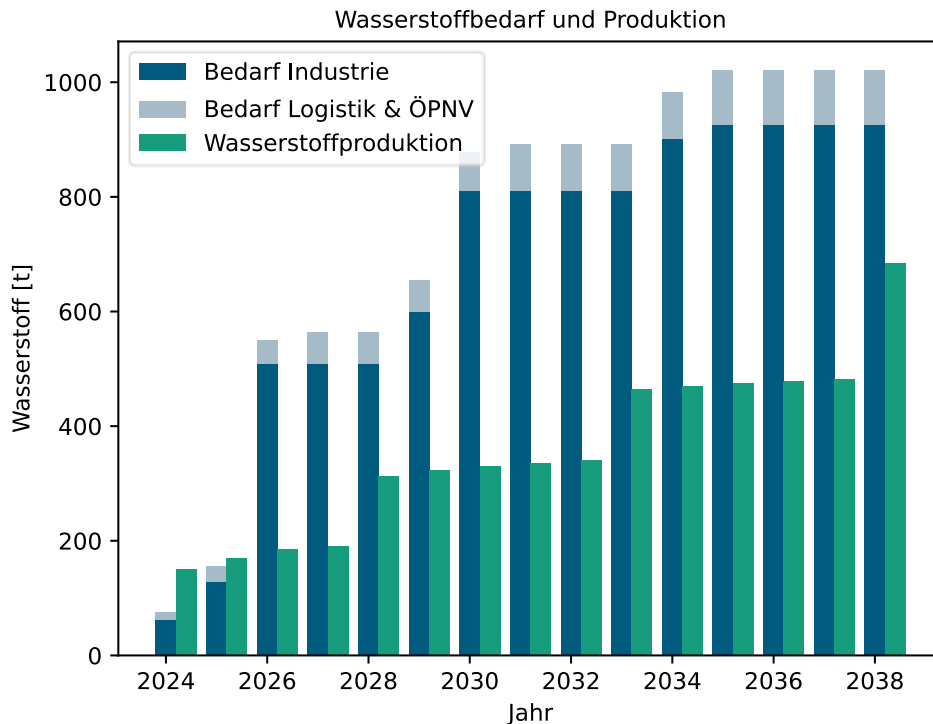


Abb. 41: Wasserstoffbedarf und -produktion in der Fokusregion Werra-Suhl-Tal / Gerstungen

C.4.4.4 Eisenach / Hörselberg-Hainich

Der simulierte Ausbau der erneuerbaren Energien in der Fokusregion Eisenach / Hörselberg-Hainich zeichnet sich durch hohe Anteile an Windkraft aus (siehe Abb. 42). Dies ist in der derzeit installierten Leistung von Windkraftanlagen begründet. Da sich der Ausbau des gewählten Szenarios nach prozentualen Zuwächsen richtet ist der Anstieg der Windkraftanlagen in dieser Fokusregion besonders ausgeprägt (siehe Abschnitt C.4.3).

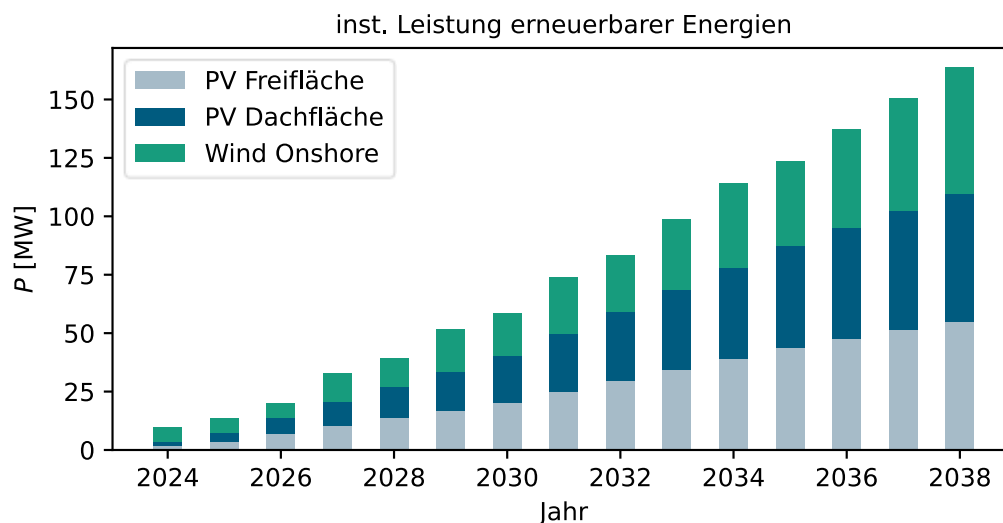


Abb. 42: Hochlauf der installierten Leistung von neuen erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen in der Fokusregion Eisenach / Hörselberg-Hainich.

Ebenso wie die Fokusregion Bad Langensalza / Mühlhausen weisen die Windkraftanlagen in der Fokusregion Eisenach / Hörselberg-Hainich über 1.800 Volllaststunden auf. Die Auslastung der Photovoltaikanlagen reihen sich in die Werte der anderen Regionen ein (siehe Tab. 16).

Tab. 16: Volllaststunden und Stromgestehungskosten der Stromerzeugungsanlagen in Eisenach / Hörselberg-Hainich im Verlauf der Simulation.

Die Stromgestehungskosten sinken im Verlauf der Simulation. Das höhere Ende der Kostenspanne tritt damit am Anfang der Simulation auf, während der kleinere Wert am Ende der Simulation auftritt. Die Volllaststunden bleiben im Verlauf der Simulation konstant.

	Windkraftanlagen	PV-Dach	PV-Freiland
Volllaststunden [h/a]	1.837	1.025	1.044
Stromgestehungskosten [€/MWh]	59 - 61	57 - 67	35 - 42

Die Simulation hat für die Region einen Hochlauf der Elektrolyseleistung von 2 MW in 2024 über 6 MW in 2030 auf 18 MW in 2038 ergeben. Entsprechend des größten Anteils der Windkraftanlagen an der insgesamt installierten EE-Leistung ergeben sich für das Elektrolysesystem hohe Volllaststunden. Von anfänglich 4.600 wachsen diese bis zum Jahr 2026 rasant auf ca. 5.300 an und stabilisieren sich dort – mit Ausnahme von zwei Ausreißern in den Jahren 2032 und 2035 – für den Rest des Simulationsverlaufs.

Bei den Wasserstoffgestehungskosten ist eine konstante Abnahme von 5,4 €/kg in 2024 auf 4,88 €/kg in 2030 und 4,17 €/kg in 2038 zu beobachten. Die konstant steigende Aufnahme an elektrischer Energie ist entsprechend des Hochbaus der Elektrolyseleistung. Die Ergebnisse sind in Abb. 43 dargestellt.

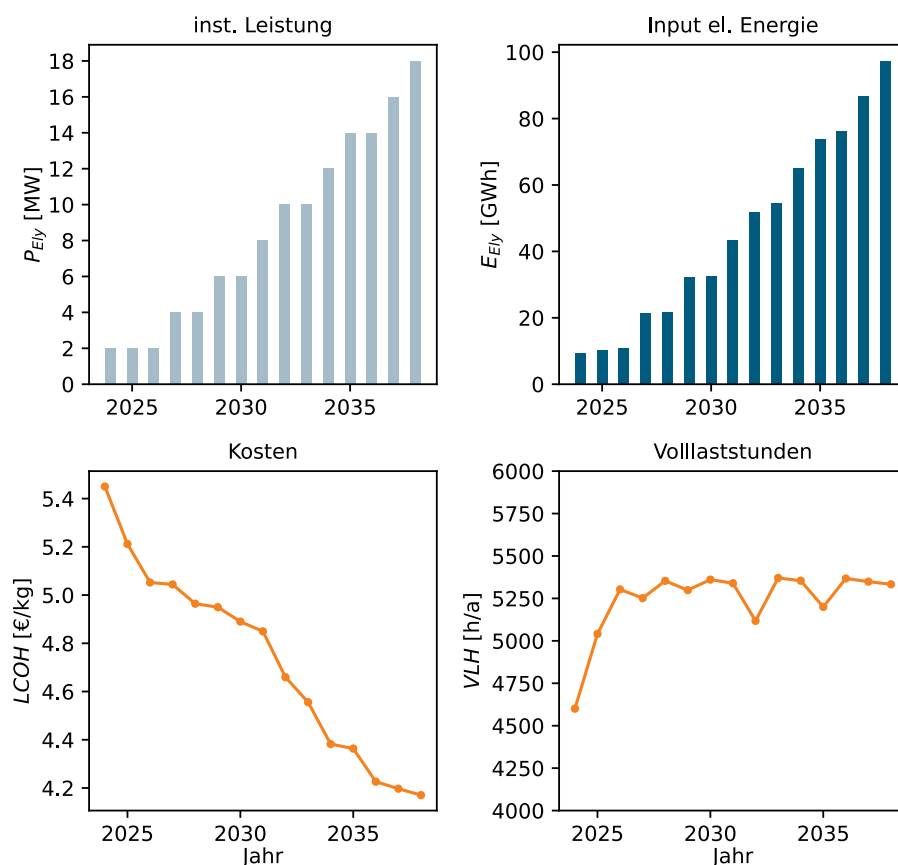


Abb. 43: Eigenschaften des Elektrolysesystems in der Fokusregion Eisenach / Hörselberg - Hainich: Hochlauf der Elektrolyseleistung (oben links), für die Elektrolyse verwendete Strommenge (oben rechts), Volllaststunden (unten rechts) und Wasserstoffgestehungskosten.

Auch in der Fokusregion Eisenach / Hörselberg-Hainich kann der theoretische Bedarf der betrachteten Akteure mit Ausnahme des ersten Simulationsjahres nicht gedeckt werden (siehe Abb. 44). Industrielle Verbraucher dominieren auch hier den Wasserstoffbedarf mit Anteilen zwischen 91 % und 97 %. Verbraucher aus dem Bereich Logistik sowie ÖPNV & Stadtwirtschaft treten ab 2028 mit signifikanten Wasserstoffbedarfen auf. Der Bedarf ist dabei auf den Markteintritt von wasserstoffbetriebenen schweren LKW zurückzuführen (siehe Anhang Tab. 39).

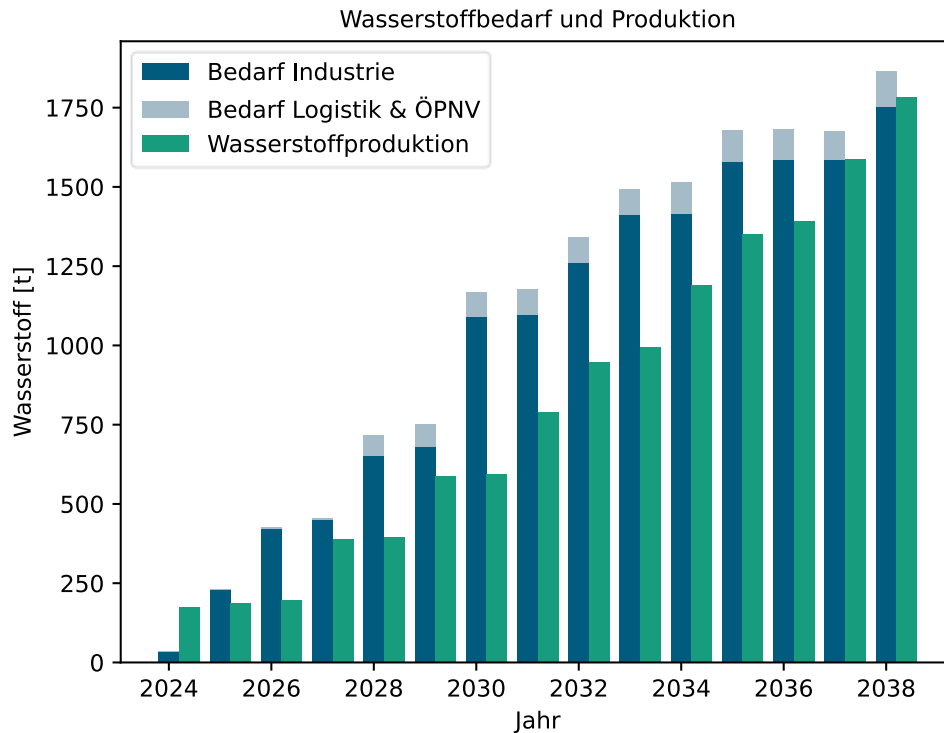


Abb. 44: Wasserstoffbedarf und -produktion in der Fokusregion Eisenach / Hörselberg-Hainich.

C.4.4.5 Bad Langensalza / Mühlhausen

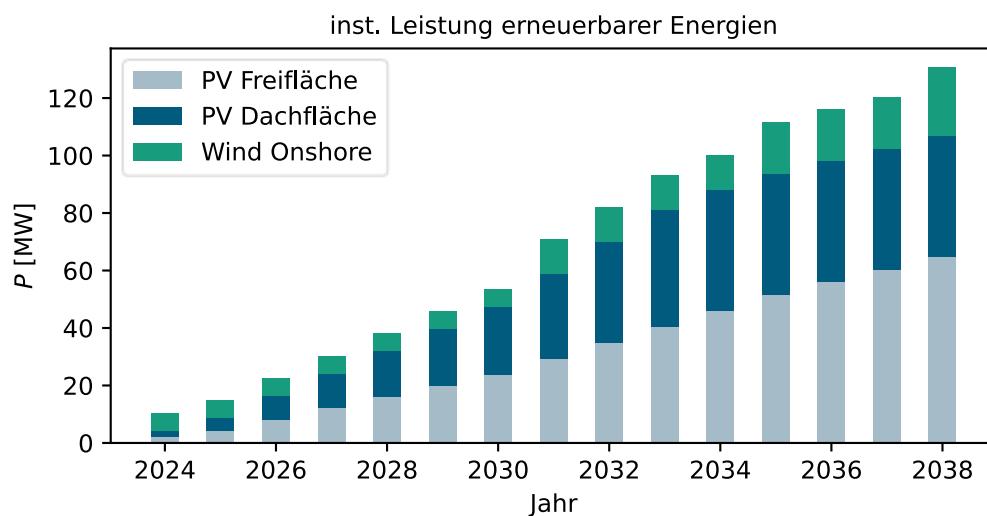


Abb. 45: Hochlauf der installierten Leistung von neuen erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen in der Fokusregion Bad Langensalza / Mühlhausen.

Die Fokusregion Bad Langensalza / Mühlhausen weist im Vergleich zur Fokusregion Bad Salzungen / Vacha ein kleineres Energiesystem auf. Insgesamt werden bis 2038 ca. 131 MW neue Stromerzeugungsanlagen zugebaut (siehe Abb. 45), was einem Zubau von 187 % gemessen an der derzeit installierten Leistung entspricht.¹⁷

Während im Vergleich zur Region Bad Salzungen / Vacha weniger Anlagen installiert werden, weisen diese gleichzeitig eine höhere Auslastung auf. Windkraftanlagen sowie Freiflächen-PV erzielen im Vergleich zur Fokusregion Bad Salzungen / Vacha höhere Volllaststunden und somit geringere Stromgestehungskosten (siehe Tab. 17).

Tab. 17: Volllaststunden und Stromgestehungskosten der Stromerzeugungsanlagen in Bad Langensalza / Mühlhausen im Verlauf der Simulation.

Die Stromgestehungskosten sinken im Verlauf der Simulation. Das höhere Ende der Kostenpanne tritt damit am Anfang der Simulation auf, während der kleinere Wert am Ende der Simulation auftritt. Die Volllaststunden bleiben im Verlauf der Simulation konstant

	Windkraftanlagen	PV-Dach	PV-Freiland
Volllaststunden [h/a]	1.877	1.025	1.102
Stromgestehungskosten [€/MWh]	58 - 60	59 - 67	33 - 40

Die erzielten Volllaststunden der Stromerzeugungsanlagen machen sich in der Auslastung des Elektrolysesystems sichtbar, welches jährlich mehr als 4.500 Volllaststunden aufweist (siehe Abb. 46). Durch die hohen Volllaststunden ergeben sich auch niedrige Wasserstoffgestehungskosten. Von anfänglich 5,25 €/kg sinken diese bis zum Jahr 2038 auf 4,12 €/kg. Der Verlauf von Volllaststunden und Wasserstoffgestehungskosten ist dabei analog zu den Erläuterungen in Abschnitt C.4.4.2 auf die anteilig installierte Leistung von PV- und Windkraftanlagen, dem Verhältnis der Elektrolyseleistung zur Stromerzeugungskapazität und der Entwicklung der anlagenspezifischen Investitionskosten zurückzuführen.

Die Elektrolyseleistung wird in der Fokusregion bis zu einer Kapazität von 14 MW ausgebaut. Dabei folgt nach dem Zubau eines Elektrolyseurmoduls meist eine Ruhephase von ein bis zwei Jahren, in denen keine neuen Anlagen zugebaut werden.

¹⁷ Derzeit sind nach dem Energieatlas Thüringen (<https://karte.energieatlas-thueringen.de/>) 18,5 MW Windkraft und 51,5 MW PV installiert

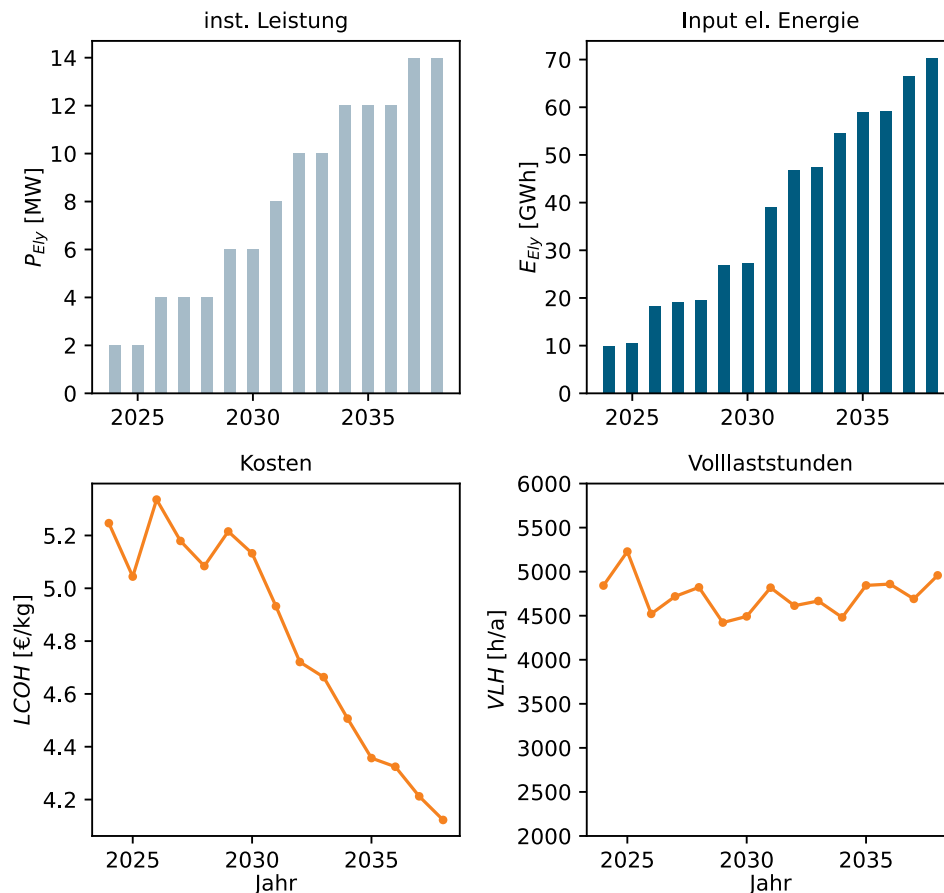


Abb. 46: Eigenschaften des Elektrolysesystems in der Fokusregion Bad Langensalza / Mühlhausen: Hochlauf der Elektrolyseleistung (oben links), für die Elektrolyse verwendete Strommenge (oben rechts), Volllaststunden (unten rechts) und Wasserstoffgestehungskosten

Analog zur Fokusregion Bad Salzungen / Vacha zeigt sich, dass der Bedarf der Akteure zumeist die Produktionsmenge von Wasserstoff übersteigt (Abb. 47). Eine Ausnahme bildet das erste Jahr der Simulation. Hier kann der Bedarf mit Überschuss gedeckt werden.

Der Bedarf der Akteure ist auch in dieser Region durch die industriellen Verbraucher dominiert (Anteile von 85 % bis 100 %). Ab 2028 ist ein signifikanter Bedarf der Logistik-, ÖPNV- und Stadtwirtschaftakteure zu beobachten. Diese Entwicklung ist in der Nutzung von wasserstoffbetriebenen LKW mit einer Tonnage von 18-40 t begründet, die ab 2028 in den Markt eintreten (siehe Tab. 39).

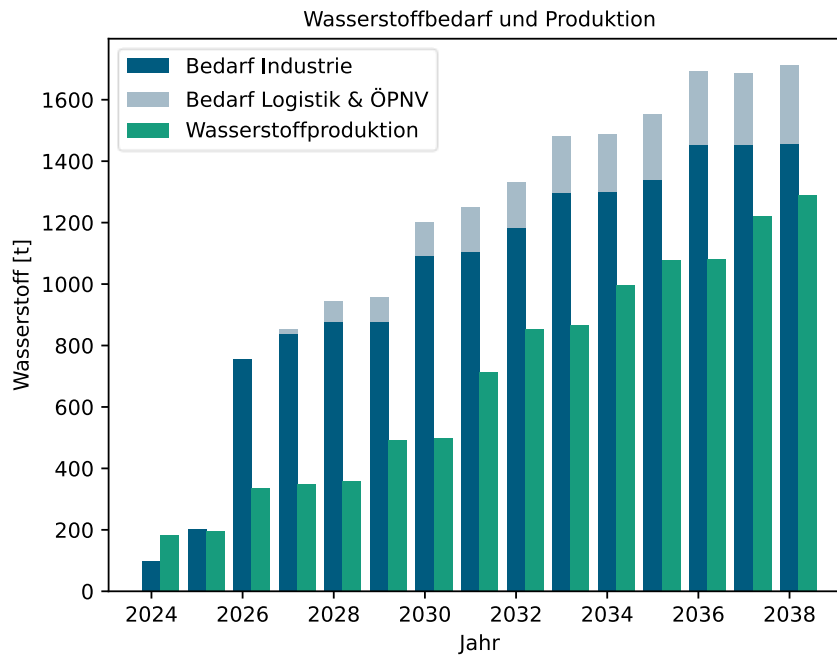


Abb. 47: Wasserstoffbedarf und -produktion in der Fokusregion Bad Langensalza / Mühlhausen.

C.4.4.6 Szenariovergleich

Wie eingangs beschrieben, wurden verschiedene Bedarfsszenarien gebildet, die durch die Wasserstoffnutzung in einer abweichenden Anzahl von Teilprozessen definiert sind. Die Simulation aller Szenarien hat dabei ergeben, dass die Wasserstoffproduktion in den Fokusregionen durch die angenommenen Stromerzeugungskapazitäten begrenzt sind. Demnach sind die in den vorherigen Abschnitten beschriebenen Ergebnisse zum Elektrolysesystem und der daraus resultierenden Produktionskapazität unabhängig von den Bedarfsszenarien. Der Vergleich der Szenarien kann demnach auf einen Abgleich der auftretenden Wasserstoffbedarfe reduziert werden. Abb. 48 zeigt dieses für alle Fokusregionen.

Die Unterschiede zwischen den Szenarien sind je nach Fokusregion unterschiedlich stark ausgeprägt. Vor allem in der Region Bad Salzungen / Vacha zeigt sich ab dem Jahr 2030 ein deutlicher Anstieg des Wasserstoffbedarfs im Maximum-Szenario¹⁸. Ein ähnlich stark ausgeprägter Unterschied ist in den anderen Regionen nicht zu erkennen. Ursache hierfür sind die sich unterscheidenden Akteursstrukturen in den Regionen.

¹⁸ Im Maximum-Szenario ist die Umstellung der Wärmebereitstellung auf eine wasserstoffbasierte Anlage ab dem Jahr 2030 erlaubt. In den anderen Szenarien wird diese Nutzung von Wasserstoff nicht berücksichtigt. Der Anstieg lässt sich auf den hohen Wärmebedarf industrieller Akteure in der Region zurückführen (siehe Kap. C.2.2)

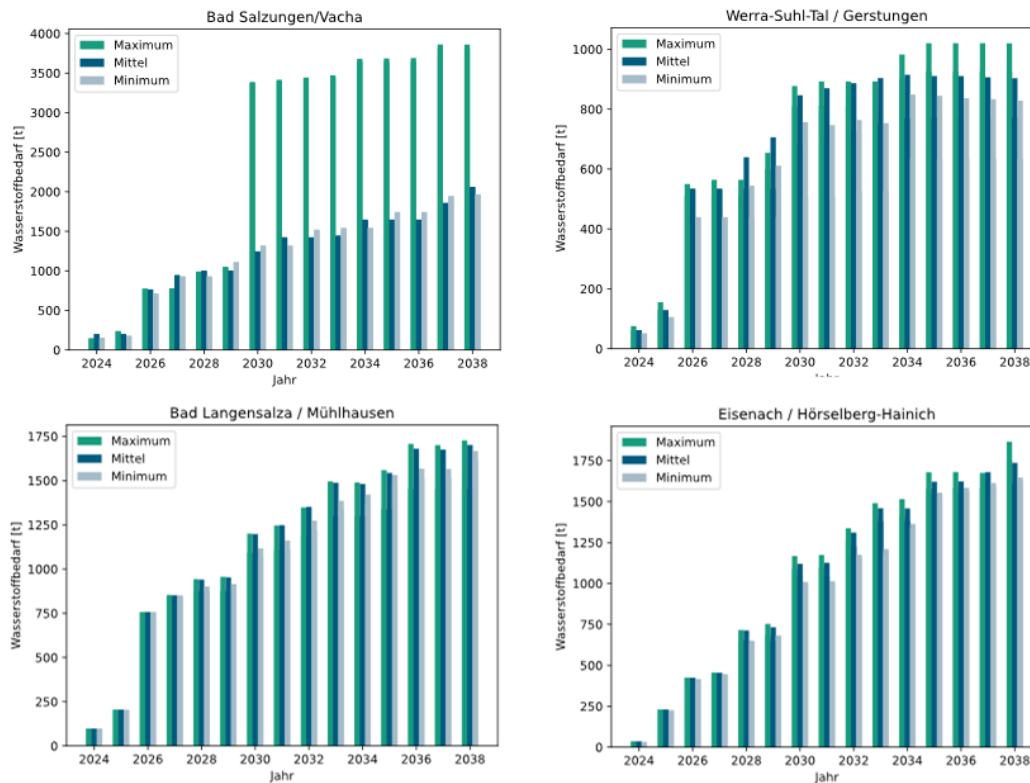


Abb. 48: Wasserstoffbedarf aller Fokusregionen im Vergleich über die Bedarfsszenarien.

Zu erwähnen ist auch, dass in manchen Simulationsschritten Szenarien mit weniger Verwendungsmöglichkeiten für Wasserstoff einen höheren Bedarf aufweisen. So zeigt beispielsweise das Medium-Szenario der Region Werra-Suhl-Tal / Gerstungen in den Jahren 2028, 2029 und 2033 einen höheren Wasserstoffbedarf auf als das Maximum-Szenario. Ursache hierfür ist die Entscheidungsfindung der Akteure. Aufgrund der Vorgaben der multikriteriellen Bewertung priorisieren die Akteure die Umstellungen, welche die größte Minderung der Treibhausgasemissionen mit sich führen. So kann es dazu führen, dass die Umstellung besonders emissionsstarker Prozesse¹⁹ nicht im Medium- oder Minimum-Szenario, wohl aber im Maximum-Szenario erlaubt sind. In solchen Fällen kann ein größerer Nutzen mit einem gleichzeitig geringeren Einsatz von Wasserstoff erzielt werden.

C.4.5 Fazit

Die Ergebnisse der Energiesystemmodellierung zeigen, dass die Regionen Wartburgkreis und Unstrut-Hainich-Kreis große Potenziale für die Nutzung von Wasserstoff aufweisen. Der Wasserstoffbedarf in den betrachteten Fokusregionen ist dabei allerdings höher als das Erzeugungspotenzial in dem angenommenen Ausbauszenario für PV- und Windkraftanlagen. Für die dezentrale Versorgung der Regionen wäre daher ein stärkerer Zubau nötig. Der Aufbau eines dezentralen Systems sollte aber ohnehin nicht die endgültige Lösung darstellen, sondern als Überbrückung bis zu dem Anschluss an eine überregionale Pipelinestruktur dienen. Durch einen zeitnahen Aufbau dezentraler Strukturen können erste Bedarfe erschlossen und der frühzeitige Anschluss der Regionen an eine solche Infrastruktur forciert werden.

¹⁹ In Relation zur Menge des eingesetzten Energieträgers.

Das gewählte Ausbauszenario der EE-Anlagen ist an bundesweiten Annahmen geknüpft und errechnet den jährlichen Zubau auf Basis der zurzeit installierten Anlagen. Aufgrund der hohen theoretischen Erzeugungspotenziale (siehe Kapitel C.1.1) wäre ein deutlich stärkerer Ausbau an EE-Anlagen durchaus denkbar und hinsichtlich des steigenden Strombedarfs in allen Sektoren - der in diesen Betrachtungen keine Beachtung fand - auch nötig, wenn Wasserstoffsysteme in dem hier beschriebenen Ausmaß entstehen sollen. Ein Hindernis für den Ausbau ist dabei der gleichzeitig notwendige Netzausbau. Im Rahmen der Akteursbefragung wurde deutlich, dass zumindest in einer der Fokusregionen bereits starke Netzengpässe bestehen, die den Anschluss weiterer EE-Anlagen sehr erschweren.

Die unvollständige Datenlage erschwert es genaue Kostenabschätzungen für die Prozessumstellung einer Vielzahl von Unternehmen durchzuführen. Aufgrund dessen mussten die Annahmen der multikriteriellen Bewertung eingeschränkt werden. Die Einschränkung betrifft aufgrund der Vielzahl der vorliegenden Prozesse vor allem die Industrieakteure. Vertiefende Analysen einzelner Unternehmen / Industriezweige würden eine genauere Bestimmung der Kosten erlauben und sind für folgende Projekte anzuraten.

Durch die erfolgte Beschränkung auf die Reduktion von Treibhausgasemission auf Seiten der Verbraucher und der Berechnung von Wasserstoffgestehungskosten des Elektrolysesystems werden die grundsätzlichen Potenziale der Fokusregionen allerdings in einer guten ersten Näherung beschrieben und bieten eine Grundlage für zukünftige Detailuntersuchungen und Umsetzungsprojekte.

C.4.6 Effekt von Batteriespeichern

C.4.6.1 Allgemein

In einem weiteren Schritt soll die Nutzung eines Batteriespeichers als Erweiterung des Energiesystems (siehe Abb. 49) betrachtet werden. Der Batteriespeicher bezieht dabei Strom aus den PV- und Windkraftanlagen, der nicht vom Elektrolyseur genutzt wird und gibt diesen zu Zeiten geringer Stromproduktion an den Elektrolyseur weiter.

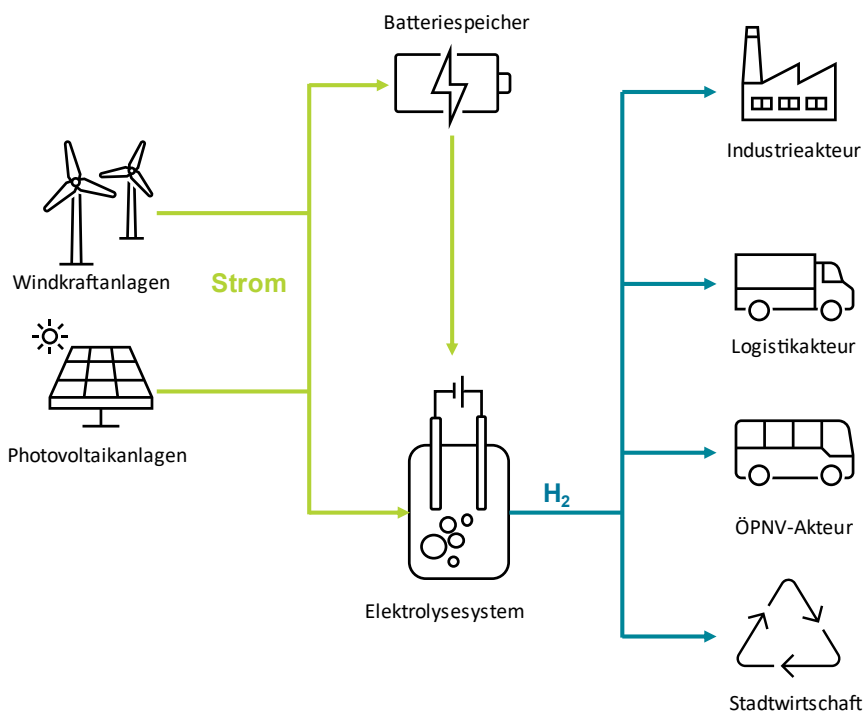


Abb. 49: Energiesystem aus Abb. 34 um einen Batteriespeicher erweitert

Bei vorliegenden Überschussstrom (d.h. die Leistung von PV- und Windkraftanlagen übersteigt die Leistung des Elektrolysesystems) wird der Batteriespeicher bis zur maximalen Speicherkapazität geladen. Unterschreitet die Leistung der Stromerzeugung die Nennleistung des Elektrolysesystems, kann Strom aus dem Batteriespeicher entnommen werden, um die Wasserstoffproduktion weiter aufrecht zu halten. Die Nutzung des Batteriespeichers führt somit zu einer Erhöhung der Volllaststunden des Elektrolysesystems und zu einer höheren Nutzungsrate des lokal erzeugten erneuerbaren Stroms. Während die technischen Vorteile gegeben sind, stellt sich die Frage zur Wirtschaftlichkeit eines solchen Energiesystems. Die zusätzlichen Investitions- und Betriebskosten des Batteriespeichers haben einen negativen Effekt auf die Wasserstoffgestehungskosten, der durch die zusätzliche Produktion egalisiert werden muss. Bisherige Analysen führen zu dem Ergebnis, dass Systeme mit Batteriespeicher grundsätzlich höhere Gestehungskosten aufweisen. [22, 23]

Grundsätzlich können verschiedene Batterietechnologien für die Kopplung mit einem Elektrolyseur verwendet werden. Allerdings haben sich Li-Ionen Batterien aufgrund ihrer hohen Effizienz in allen Marktsegmenten durchgesetzt und sind die mit Abstand am stärksten installierte Batterietechnologie in Deutschland [24, 25]. Für die folgenden Betrachtungen wird demnach ebenfalls die Nutzung eines Li-Ionen Batteriespeichers angenommen.

Im folgenden Abschnitt wird beispielhaft für die Fokusregion Bad Salzungen / Vacha die Implementierung eines Batteriespeichers diskutiert.

C.4.6.2 Simulationsergebnisse

Der Effekt eines Batteriespeichers auf das Energiesystem wird beispielhaft anhand der Fokusregion Bad Salzungen / Vacha betrachtet. Dabei wird das System um einen Batteriespeicher auf Li-Ionen Basis erweitert.²⁰ Der Batteriespeicher wird immer dann geladen, wenn die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien die Inputleistung des Elektrolysesystems übersteigt. Fällt die aggregierte Leistung der PV- und Windkraftanlagen unter die Nennleistung des Elektrolysesystems, wird der Batteriespeicher entladen, sodass die Elektrolyse möglichst bei Nennleistung fortlaufen kann.

Um das Verhalten des Elektrolyseursystems mit und ohne Batteriespeicher zu vergleichen, sind in Abb. 50 die Volllaststunden, die produzierte Menge Wasserstoff sowie die Wasserstoffgestehungskosten der beiden Systeme in vergleichenden Graphen dargestellt. Wie zu erwarten, erhöht der Batteriespeicher die Volllaststunden des Elektrolyseursystems. Vor allem im ersten Jahr der Simulation ist eine starke Erhöhung zu beobachten. Diese resultiert analog zu den Erläuterungen in Abschnitt C.4.4.2 aus dem hohen Anteil der Windenergie am Strommix. Ohne den Batteriespeicher nicht genutzte Überschüsse können nun realisiert werden. Bei steigendem Ausbau der Elektrolysekapazität sinkt der positive Effekt des Batteriespeichers. So verringert sich der positive Effekt auf die Volllaststunden von ursprünglich 1.386 auf 243 zusätzliche Volllaststunden. Um stark erhöhte Volllaststunden auch bei größeren Elektrolysekapazitäten sicherzustellen, müsste dementsprechend ein größerer Batteriespeicher installiert werden, bzw. der installierte Batteriespeicher fortlaufend proportional zum Elektrolyseur ausgebaut werden.

Entsprechend der erhöhten Volllaststunden produziert das Elektrolysesystem mit Batteriespeicher mehr Wasserstoff. Der Mengenunterschied steigt hier allerdings trotz des sinkenden Unterschieds der Volllaststunden kontinuierlich an, was in der gleichzeitig steigenden installierten Elektrolyseleistung begründet ist. So produziert das Energiesystem mit Batteriespeicher in der Fokusregion Bad Salzungen / Vacha im Jahr 2024 ca. 49 t und im Jahr 2038 ca. 108 t zusätzlichen Wasserstoff.

²⁰ Speicherkapazität 20 MWh. Lade- und Entladeleistung von 10 MW

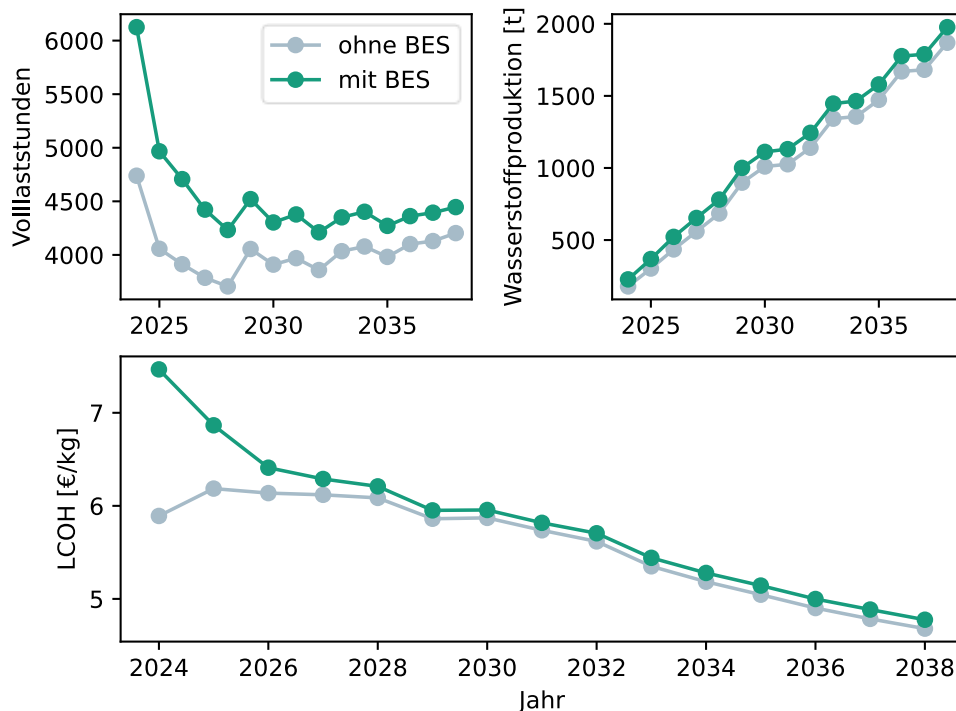


Abb. 50: Vergleich der Energiesysteme mit und ohne Batteriespeicher (BES) in der Fokusregion Bad Salzungen / Vacha. Volllaststunden (oben links), Wasserstoffproduktion in Tonnen (oben rechts) und Wasserstoffgestehungskosten (unten)

Trotz der höheren Volllaststunden weist das System mit Batteriespeicher über den gesamten Verlauf der Simulation höhere Wasserstoffgestehungskosten auf. Besonders zu Beginn der Simulation ist das System mit Batteriespeicher durch deutlich höhere Kosten charakterisiert. Aufgrund der geringen installierten Leistung von Stromerzeugungsanlagen wird der Batteriespeicher in den frühen Jahren des Systemhochbaus nicht stark ausgenutzt. Aus den zusätzlichen Investitionskosten des Batteriespeichers von 362 €/kWh [26] resultiert eine große Spanne zwischen den Wasserstoffgestehungskosten. Bei steigender Nutzung des Batteriespeichers sinkt der spezifische Anteil der Investitionskosten und der Kostenunterschied zum System ohne Batteriespeicher nimmt ab. Dennoch resultieren die höheren Volllaststunden in erhöhten Gestehungskosten.

Zukünftig könnte die Verwendung von Li-Ionen Batteriespeichern aufgrund von Kostensenkungen aus Sicht der Wasserstoffgestehungskosten rentabel sein. Die Analysen von Becker et al ergeben hier für eine rentable Nutzung in Deutschland nötige spezifische Speicherkosten von 44 €/kWh bis 150 €/kWh [22]. Papadopoulos et al weisen spezifische Speicherkosten von maximal 250 €/kWh profitabel gegenüber Systemen ohne Batteriespeicher aus [23].

Wird der Batteriespeicher darüber hinaus auch für andere Anwendungen verwendet (bspw. Netzstabilisierung) könnte die Wirtschaftlichkeit des Systems weiter erhöht werden. Außerdem besteht grundsätzlich die Möglichkeit die Leistung des Elektrolyseurs entsprechend des von dem Batteriespeicher zusätzlich zur Verfügung gestellten Stroms zu reduzieren. Diese Überlegungen sollten in Detailplanungen tiefer untersucht werden.

C.5 Regionale Anwendungsfälle & -analyse im Mobilitätssektor

C.5.1 ÖPNV

Im Wartburgkreis wird der straßengebundene ÖPNV Teil durch das kommunale Verkehrsunternehmen Wartburgmobil gkAÖR und durch private Verkehrsunternehmen durchgeführt. Ziel ist die vergleichende (Wirtschaftlichkeits-) Betrachtung zur Einführung von Batteriebussen und Wasserstoffbrennstoffzellen-Bussen. Da der Wartburgkreis der flächengrößte Landkreis in Thüringen mit einer bewegten Topographie ist und die Busse im Regionalverkehr weite Strecken zurücklegen, hat sich das Verkehrsunternehmen Wartburgmobil gkAÖR sowie vereinzelte private Verkehrsunternehmen auch mit der Idee auseinandergesetzt, zukünftig auch Wasserstoffbrennstoffzellen-Busse im Regionalverkehr einzusetzen. Für den ÖPNV in der Wasserstoffregion gelten die gesetzlichen Vorgaben der Clean Vehicle Directive / des Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz (siehe Kapitel B.2.3).

Anwendungsbeispiel: Verkehrsunternehmen Wartburgmobil gkAÖR

Das Verkehrsunternehmen Wartburgmobil betreibt insgesamt eine Flotte von 110 Bussen, wobei der Bustyp mit 12 m Länge (12 m Bus) mehr als 90 % der Flotte ausmacht. Der Gesamtbestand des Fuhrparks mit der Fahrleistung ist in der folgenden Tabelle zusammengefasst (Tab. 18).

Tab. 18: Angaben zum Fuhrparkbestand von Wartburgmobil, Stand Oktober 2023

Betriebshof	Bustyp	Anzahl	Ø Jahresfahrleistung	Kilometerfahrleistung von/bis pro Tag
Bad Salzungen	Kleinbus	1	20.000 km	80 – 200 km
	12 m Bus	26	40.000 km	180 – 300 km
	Gelenkbus	1	40.000 km	180 – 260 km
Geisa	Kleinbus	1	35.000 km	140 – 200 km
	12 m Bus	25	32.000 km	120 – 280 km
	Gelenkbus	-		
Eisenach Stadtverkehr	Kleinbus	-		
	12 m Bus	19	30.000 km	80 – 130 km
	Gelenkbus	4	25.000 km	70 – 150 km
Wutha Überlandverkehr	Kleinbus	-		
	12 m Bus	33	45.000 km	160 – 320 km
	Gelenkbus	-		

Für die Beschaffung von Bussen mit alternativem Antrieb stehen sowohl Batterieelektrische (BEV) als auch Brennstoffzellen Fahrzeuge (BZ) zur Verfügung. In der folgenden Tab. 19 sind die wichtigsten Parameter aktuell verfügbarer Busse gegenübergestellt. Aufgrund der geringeren Reichweite sind die BEV-Busse eher für den Stadtwerkverkehr geeignet wohingegen die BZ-Busse überall eingesetzt werden können.

Tab. 19: Parameter aktuell verfügbarer Busse mit Wasserstoffeinsatz.

	BZ-Fahrzeuge: Solaris Urbino 12 Hydrogen	BEV-Fahrzeuge: MAN Lion's City 12E
Reichweite	380 km (9 kgH ₂ /100km)	200 km 270 km ohne Last
Ladeinfrastruktur	Wasserstoff-Tankstelle	Ladesäule mit 150 kW
Betankungs-/Ladezeit	< 20 min	2-3 h
Streckenplanung	Jeder Bus kann überall eingesetzt werden	Vornehmlicher Einsatz im Stadtverkehr Eisenach und Bad Salzungen

Für eine erste Anschaffung von BZ-Bussen würde das Verkehrsunternehmen Wartburgmobil noch nicht in eine eigene Tankstelle auf dem Betriebshof investieren, sondern eine öffentliche Tankstelle nutzen. Dies ist in dem hier vorgelegten Konzept berücksichtigt. Hierfür würde sich bspw. ein möglicher Tankstellenstandort in Großenlupnitz in der Fokusregion 3 sowie in Unterbreizbach in der Fokusregion 1 eignen, je nach Einsatz und Route der Fahrzeuge.

Eine Gegenüberstellung der Wirtschaftlichkeit eines BZ-Busses im Vergleich zu einem Dieselfahrzeug ist in Tab. 20 dargestellt.

Tab. 20: Vergleich von BZ-Bussen und Dieselbussen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit.

	BZ-Bus	Dieselbus
Anschaffungskosten	550.000 €	225.000 €
Förderung	260.000 € ²¹	./.
Laufleistung	45.000 km/a	45.000 km/a
Verbrauch	12 kg H ₂ / 100km	32 l Diesel / 100km
Nutzungsdauer	8 Jahre	8 Jahre
Kraftstoffkosten (netto)	10,00 €/kg H ₂	1,10 €/l Diesel
Wartungskosten pro Jahr	2% der Anschaffungskosten	2% der Anschaffungskosten
Betriebskostenförderung THG-Quote ²²	0,225 €/km	./.
Anschaffungskosten pro km	0,805 €/km	0,577 €/km
Wartungskosten pro km	0,244 €/km	0,100 €/km
Kraftstoffkosten pro km	1,200 €/km	0,352 €/km
Gesamtkosten pro km	2,249 €/km	1,029 €/km

Wie die Gegenüberstellung zeigt, liegen die Gesamtbetriebskosten pro Kilometer aktuell noch deutlich über den Kosten eines Dieselbusses. Für einen wirtschaftlichen Betrieb müssen sich die Anschaffungskosten und damit verbundenen Wartungskosten weiter reduzieren. Bei einem Wasserstoffpreis von 2,93 €/kg sind die Kraftstoffkosten identisch zum Dieselbus (ohne Berücksichtigung der THG-Quote).

Handlungsempfehlungen für den ÖPNV & Wartburgmobil

- Nutzung der vorhandenen Förderprogramme für die Anschaffung erster Fahrzeuge, um Erfahrung mit der neuen Antriebstechnologie zu sammeln.
- Einsatz von BEV-Bussen auf den geeigneten Strecken.
- Regelmäßige Überprüfung der aktuellen Marktsituation bei Neuanschaffungen bzw. Ersatzinvestitionen.

C.5.2 Abfallentsorgung

Die Clean Vehicle Directive (CVD) gilt analog auch für kommunale Fahrzeuge zur Abfallentsorgung. Allerdings besteht hier häufig nicht die Alternative zwischen BZ-Fahrzeugen und batterieelektrischen Fahrzeugen, da aufgrund des zusätzlichen Batteriegewichtes die Müllfahrzeuge eine zu geringe Zuladung aufweisen und damit im praktischen Einsatz nicht geeignet sind.

²¹ Förderung 80% der Mehrkosten gegenüber dem Referenzfahrzeug. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur Richtlinie zur Förderung alternativer Antriebe von Bussen im Personenverkehr Vom 7. September 2021

²² Die Treibhausgasemissionsminderungsquote (auch Treibhausgasquote, Treibhausquote oder THG-Quote) ist ein seit dem Jahr 2015 in Deutschland gesetzlich normiertes marktbasierendes Klimaschutz-Instrument, das darauf abzielt, mehr erneuerbare Energien in den Verkehrssektor einzubringen und dadurch klimaschädliche Treibhausgas-Emissionen zu reduzieren.

Der Abfallwirtschaftszweckverband Wartburgkreis – Stadt Eisenach (AZV) und die Entsorgungsgesellschaft Wartburgregion mbH (100%-ige Tochter des AZV) planen die Anschaffung von zwei Wasserstoffbrennstoffzellen-Abfallsammlern, hierzu wurde bereits ein Förderantrag beim Bund gestellt. Zur Festlegung eines wirtschaftlichen Antriebskonzeptes hinsichtlich des Batteriespeichers, der Brennstoffzelle und des Wasserstoffreservoirs wurde bereits eine Studie erstellt und ein entsprechender „Datensammler“ der Fa. Faun war im Abfuhrgebiet der Stadt Eisenach im Testeinsatz.

Anwendungsbeispiel: Umweltservice Wartburgregion GmbH / Entsorgungsgesellschaft Wartburgregion mbH

Der Abfallwirtschaftszweckverband Wartburgkreis – Eisenach (AZV) ist seit dem 26.04.2001 Mehrheitsgesellschafter der Umweltservice Wartburgregion GmbH mit Sitz in Eisenach-Stockhausen, Über dem Teich 8. Im Januar 2009 wurde zusätzlich die Entsorgungsgesellschaft Wartburgregion mbH als kommunales Tochterunternehmen des AZV gegründet. Zusammen wird eine Gesamtflotte von 99 Fahrzeugen unterhalten.

Der Gesamtbestand des Fuhrparks mit der Fahrleistung ist in Tab. 21 zusammengefasst.

Tab. 21: Angaben zum Fuhrparkbestand, Stand Februar 2023

Betriebshof	Fahrzeugtyp	Anzahl	Ø Jahresfahrleistung	Kilometerfahrleistung von/bis pro Tag
Eisenach	PKW	8	25.000 km	0 – 100 km
	3,5 t – 7,5 t	13	20.000 km	0 – 200 km
	18 t – 40 t	65	35.000 km	0 – 400 km
Langenfeld	PKW	1	25.000 km	0 – 100 km
	3,5 t – 7,5 t	2	20.000 km	0 – 200 km
	18 t – 40 t	10	35.000 km	0 – 400 km

Das Unternehmen Entsorgungsgesellschaft Wartburgregion mbH hat einen Förderantrag für die Beschaffung von zwei Abfallsammelfahrzeugen gestellt. In Tab. 22 sind die Betriebskosten im Vergleich zum Dieselfahrzeug dargestellt. Für die Entsorgungsgesellschaft ist zunächst keine Tankstelle auf dem Betriebshof geplant. Sie hat eine Fläche zur Errichtung einer öffentlichen Tankstelle gegenüber seinem Betriebshof an einen Betreiber verpachtet.

Tab. 22: Vergleich von BZ- und Diesel-Abfallsammelfahrzeugen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit

	BZ-Abfallsammelfahrzeug	Diesel Abfallsammelfahrzeug
Anschaffungskosten	880.000 €	220.000 €
Förderung ²³	400.000 €	./.
Laufleistung	35.000 km/a	35.000 km/a
Verbrauch	6kg H ₂ / 100km	40l Diesel / 100km
Nutzungsdauer	8 Jahre	8 Jahre
Kraftstoffkosten (netto)	10,00 €/kg H ₂	1,10 €/l Diesel
Wartungskosten pro Jahr	2% der Anschaffungskosten	2% der Anschaffungskosten
Anschaffungskosten pro km	1,714 €/km	0,786 €/km
Wartungskosten pro km	0,500 €/km	0,126 €/km
Kraftstoffkosten pro km	0,600 €/km	0,440 €/km
Gesamtkosten pro km	2,814 €/km	1,352 €/km

²³ Förderung 80% der Mehrkosten gegenüber dem Referenzfahrzeug. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur Richtlinie zur Förderung alternativer Antriebe von Bussen im Personenverkehr Vom 7. September 2021

Wie bei den Bussen im vorherigen Kapitel C.5.1 sind auch bei den Abfallsammelfahrzeugen die Gesamtbetriebskosten noch deutlich höher im Vergleich zum Dieselfahrzeug. Hier ist der Unterschied hauptsächlich in den höheren Anschaffungs- und damit verbundenen Wartungskosten begründet.

Für beide Anwendungsfälle, Busse und Abfallsammelfahrzeuge, wird empfohlen zunächst mit einer überschaubaren Anzahl von Fahrzeugen zu starten und erste Erfahrungen zu sammeln, um später, wenn die Herstellungskosten sich aufgrund der größeren Stückzahlen bei den Herstellern an die konventionellen Fahrzeuge angeglichen haben, einen sukzessiven Austausch der Flotte vorzunehmen.

Handlungsempfehlungen für die Abfallentsorgung & Entsorgungsgesellschaft Wartburgregion GmbH

- Nutzung der vorhandenen Förderprogramme für die Anschaffung erster Fahrzeuge, um Erfahrung mit der neuen Antriebstechnologie zu sammeln (Förderantrag bereits gestellt).
- Regelmäßige Überprüfung der aktuellen Marktsituation bei Neuanschaffungen bzw. Ersatzinvestitionen.

C.5.3 Intralogistik

Im Bereich der Intralogistik soll der Fokus auf die Einführung von emissionsfreien Flurförderfahrzeugen mit Brennstoffzellenantrieb gelegt werden. Diese stellen eine Alternative zu batterieelektrischen Flurförderfahrzeugen dar, wenn bestimmte Einsatzbedingungen, wie bspw. hohe Betriebsstunden mit geringen Stillstandzeiten, vorliegen.

Anwendungsbeispiel: H. Leiter GmbH

Zur Überprüfung der Einsatzmöglichkeiten von Brennstoffzellen-Gabelstaplern (BZ-Stapler) wurde das Leergutlogistikunternehmen H. Leiter GmbH aus Werra-Suhl-Tal ausgewählt. BZ-Stapler sind u.a. von der Marke LINDE Material Handling verfügbar, jedoch bedarf es einer Analyse der Rahmenbedingungen und Parameter, ob ein Einsatz in Frage kommt. Dabei sollen u.a. folgende Aspekte untersucht werden:

- Identifikation von Stakeholdern zur Umstellung von Flurförderfahrzeugen auf Brennstoffzellenantrieb
- Ableitung der Wasserstoffbedarfe
- Anforderungen an Unternehmensstandort, innerbetriebliche Infrastruktur, Mitarbeiter, Fahrer, Sicherheitstechnik
- Überlegungen zur technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit zur Einführung von Wasserstoffbrennstoffzellen-Flurförderfahrzeugen
- Durchführung einer exemplarischen tiefergehenden Analyse bei einem ansässigen Unternehmen mit Untersuchung der folgenden Leitfragen:
 - Wie hoch ist der Wasserstoffverbrauch je Standort?
 - Welche / Wie viele Fahrzeuge sollen betankt werden?
 - Wie hoch ist der Spitzenverbrauch?
 - Wie schnell soll betankt werden?
 - Welche Verfügbarkeit wird benötigt?
 - Ab wann lohnt es sich Wasserstoff selber herzustellen?

Das Unternehmen H. Leiter GmbH betreibt Leergutlogistik innerhalb der Radeberger-Gruppe. Im Bereich der Intralogistik / Gabelstapler werden aktuell hauptsächlich Verbrenner eingesetzt (Abb. 51). Aufgrund der hohen Auslastung der Flurförderfahrzeuge (durchschn. 5.000 Betriebsstunden pro Jahr) ist eine Umstellung auf batterieelektrische Fahrzeuge u.a. wg. zu langer Ladezeiten problematisch. BZ-Gabelstapler sind hier durch kurze Tankvorgänge die Lösung. Aufgrund der guten Voraussetzungen wurde das Unternehmen für eine tiefergehende Betrachtung ausgewählt.

Die aktuelle Verbrenner-Gabelstaplerflotte der H. Leiter GmbH am Standort Werra-Suhl-Tal umfasst 3,5- und 7-Tonner mit jeweils 15 Fahrzeugen. Die nachfolgende Tabelle zeigt den Vergleich der Verbräuche und die entsprechenden Treibstoffkosten bei einer vollständigen Umstellung auf BZ-Stapler an.

Tab. 23: Vergleich der Verbräuche und Treibstoffkosten von Diesel- und BZ-Staplern.

	7-Tonner		3,5-Tonner		Bemerkung
	Diesel	Brennstoffzelle	Diesel	Brennstoffzelle	
Verbrauch pro Stunde	7,8 l	1,43 kg	3,1 l	0,65 kg	nach VDI-Zyklus
Betriebsstunden pro Jahr	5.000	5.000	5.000	5.000	je Stapler
Verbrauch pro Jahr	39.000 l	7.150 kg	15.500 l	3.250 kg	pro Stapler
Anzahl Fahrzeuge	15	15	15	15	
Gesamtverbrauch pro Jahr	585.000 l	107.250 kg	232.500 l	48.750 kg	
Gesamtkosten pro Jahr	643.500 €	1.072.500 €	255.750 €	487.500 €	Annahme Dieselpreis: EUR 1,10 je Liter, netto Annahme Wasserstoffpreis: EUR 10,00 je kg, netto
CO ₂ Emissionen pro Jahr	1.521 t	0	604,5 t	0	2,6 kg CO ₂ entstehen bei der Verbrennung von 1 l Diesel Bei den BZ-Staplern kommt grüner Wasserstoff zum Einsatz

Unter der Annahme, dass die Dieselpreise konstant bleiben (keine Berücksichtigung einer steigenden CO₂ Bepreisung), wäre der Break-Even auf Treibstoffseite bei einem Wasserstoffpreis von ca. 5,25 - 6,00 Euro pro Kilogramm erreicht. Eine Aussage bzw. der Vergleich zu den weiteren Betriebskosten (OPEX) wie Wartung und Service konnte im Rahmen dieses Konzeptes nicht vorgenommen werden, da hierzu weder Erfahrungswerte noch Herstellerangaben vorliegen.

Auch ein Vergleich der Investitionskosten zwischen den Verbrennern und BZ-Staplern konnte im Rahmen der Studie nicht durchgeführt werden, da seitens des Herstellers keine Preise für die BZ-Stapler genannt werden konnten. Die Anschaffungspreise für Brennstoffzellenstapler sind heute noch über denen der Dieselstapler. Um den Umstieg zu erleichtern, unterstützt der Bund mit geeigneten Förderprogrammen bspw. dem BAFA-Modul 4 „Energie- und ressourcenbezogene Optimierung von Anlagen und Prozessen“ auf Basis der eingesparten CO₂ Mengen.

Zur Umrüstung einer Staplerflotte auf Brennstoffzellen-Antrieb, setzt neben den Fahrzeugen auch das entsprechende Servicenetz seitens der Händler bzw. Hersteller voraus. Gleichzeitig muss die Betankungsinfrastruktur auf dem Betriebsgelände geschaffen werden. Hierzu sind sowohl für die Betankung insbesondere aber auch für die Speicherung von Wasserstoff je nach Dimensionierung Genehmigungsverfahren nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz BImSchG, Bundes-Immissionsschutzverordnung

BlmSchV und der Erlaubnis nach der Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) erforderlich. Die inhaltliche Betrachtung variiert dabei je nach Wasserstoffmenge die vor Ort gespeichert soll und den Randbedingungen weiterer kritischer Anlagen auf dem Betriebsgelände des Betreibers. Dabei geht es auch um Fragen des Arbeitsschutzes, bspw. welche Prüfpflichten der Betreiber während des Betriebs erfüllen muss. Die Fahrer der BZ-Stapler werden zu den Besonderheiten der Wasserstoffbetankung geschult.

Neben den Flurförderfahrzeugen bietet sich bei der H. Leiter GmbH auch die Umstellung der LKW-Flotte an. Die 40-Tonner sind rund um die Uhr in Betrieb, haben wenig Stillstandzeiten und hohe Kilometerlaufleistungen, sodass batterieelektrische Fahrzeuge ausscheiden. Zusätzlich ist am Standort eine Wasserstoffinfrastruktur zur Speicherung und Betankung auf Basis der 350 bar Technologie erforderlich (Abb. 52). Empfohlen wird, die Infrastrukturen für Gabelstapler und LKWs zusammen zu denken und zu planen.



Abb. 51: Leergut Logistik bei der H. Leiter GmbH



Abb. 52: Wasserstoff-Tankstelle und BZ-Stapler der LINDE Material Handling GmbH in Aschaffenburg

Als Handlungs- und Umsetzungsempfehlung können aus der Analyse der H. Leiter GmbH folgende Erkenntnisse gezogen werden.

Handlungsempfehlungen für die Intralogistik & H. Leiter GmbH

- Eine techno-ökonomische Betrachtung, ob ein Einsatz von BZ-Staplern in einem Unternehmen sinnvoll ist, hängt maßgeblich von der Auslastung der Stapler ab. Bei Betriebsstunden größer 4.500 pro Jahr bzw. 3-Schichtbetrieb und wenig Zeit zum Laden bzw. Betanken sind diese Voraussetzungen gegeben.
- Wenn darüber hinaus entweder im Produktionsprozess oder im Bereich der LKW-Logistik der Einsatz von Wasserstoff ebenfalls eine Option ist, steigen die Chancen für eine günstige techno-ökonomische Bewertung.
- Ist mindestens eine der o.g. Bedingungen erfüllt, ist eine erste grobe Konzeption unter Betrachtung und Bewertung der folgenden Aspekte zu empfehlen:
 - Auswahl geeigneter BZ-Stapler (Investition, Verbrauch) und Service durch Händler
 - Machbarkeit und Investition in notwendige Wasserstoffinfrastruktur: Tankstelle(n), Speicher, Belieferung ggf. über Trailer
 - Notwendige Genehmigungsverfahren
 - Daraus techno-ökonomische Bewertung als Entscheidungsfindung

C.5.4 Logistik

Wie im Kapitel B.2.1 bereits erwähnt, befindet sich der Markt für BZ-Fahrzeuge im Bereich der Speditionslogistik größtenteils noch im Prototypenstadium. Dies spiegelt sich auch in den hohen Anschaffungskosten im Vergleich zu konventionellen Fahrzeugen wider, wie in Tab. 24 dargestellt. Eine deutliche Kostenreduktion wird bis 2030 erwartet.

Tab. 24: Aktuelle Technische Daten von BZ-Fahrzeugen für unterschiedliche NFZ-Fahrzeugklassen

Fahrzeugklasse	Mittelschwere Lkw (>7,5 t bis 18 t zGG)	Schwere Lkw (>18 t bis 27 t zGG)	Sattelzugmaschine (>27 t kombiniertes zGG)
Leistung Elektroantrieb	150-200 kW	210 kW – 350 kW	208 kW – 745 kW
Leistung Brennstoffzelle	100 kW	60 kW – 190 kW	88 kW – 240 kW
Durchschnittlicher Verbrauch	7,5 – 8 kg H ₂ /100km	7,5 – 9 kg H ₂ /100km	9 – 16 kg H ₂ /100km
Durchschnittliche Reichweite	375 km – 400 km	400 km – 500 km	500 km
Max. Nutzlast	Vergleichbar mit Nutzlast von Speditionsverkehr mit Dieselbetrieb		
Betankungsanforderung & Tankzeit	350 bar ca. 10 min	350 bar ca. 8-20 min	350 bar ca. 10-40 min
Anschaffungskosten (2023)	350.000 €	460.000 €	520.000 €
Anschaffungskosten (2030)	130.000 €	160.000 €	190.000 €
Instandhaltungskosten	0,10 – 0,15 €/km	0,10 – 0,15 €/km	0,10 – 0,15 €/km

Im Rahmen der Studie wurde mit neun Unternehmen aus dem Bereich Spedition/Logistik gesprochen. Alle Unternehmen haben sich bereits mit Überlegungen zum Einsatz von LKW mit alternativen Antrieben beschäftigt, wobei die Bewertung zum Einsatz von BZ-LKW unterschiedlich war. Zusammenfassend kann gesagt werden, dass Unternehmen mit regionalen Tagestouren den Einsatz von BEV-LKW favorisieren und hier bereits erste Fahrzeuge im Einsatz haben. Für Unternehmen mit überregionalen Touren kommt nur der Einsatz von BZ-LKW in Frage, allerdings erst bei einer entsprechenden Verfügbarkeit von Fahrzeugen, Tankinfrastruktur und Servicestützpunkten in der Nähe.

Anwendungsbeispiel: K+S Aktiengesellschaft (K+S)

Die K+S AG, früher Kali und Salz AG, mit Sitz in Kassel ist ein börsennotiertes deutsches Bergbauunternehmen mit den Schwerpunkten Kali- und Salzförderung. Am Standort Unterbreizbach im Wartburgkreis betreibt die Tochtergesellschaft K+S Minerals & Agriculture ein Kaliwerk. Mit den weiteren Standorten Heringen und Philippsthal in der Region ist es eins der größten Kaliabbaugebiete der Welt. Produkte sind unter anderem Düngemittel für die Landwirtschaft und Salze für die chemische und pharmazeutische Industrie. Diese werden durch von K+S beauftragte Dienstleister deutschlandweit ausgeliefert.

Die Potenzialabfrage bei K+S ergab, dass das Unternehmen Transporte im Umfang von 80 LKW in der Kategorie 18 t – 40 t beauftragt. Diese haben im Schnitt eine tägliche Fahrleistung von 600 km und eine Jahresfahrleistung von 120.000 km. Für eine Umstellung auf Wasserstoff wäre also eine entsprechende Sattelzugmaschine notwendig, wobei die gewünschte Reichweite mit 650 km noch etwas über dem aktuellen Technologiestand von 500 km liegt (Tab. 24). In Tab. 25 ist die Wirtschaftlichkeit der unterschiedlichen Sattelzugmaschinen gegenübergestellt.

Tab. 25: Technische und wirtschaftliche Kenndaten einer BZ-Sattelzugmaschine im Vergleich zu einer Diesel Sattelzugmaschine

	BZ-Sattelzugmaschine	Diesel Sattelzugmaschine
Anschaffungskosten	520.000 €	200.000 €
Förderung ²⁴	256.000 €	./.
Laufleistung	120.000 km/a	120.000 km/a
Verbrauch	14 kg H ₂ / 100km	40 l Diesel / 100 km
Nutzungsdauer	8 Jahre	8 Jahre
Kraftstoffkosten (netto)	10,00 €/kg H ₂	1,10 €/l Diesel
Wartungskosten pro Jahr	2% der Anschaffungskosten	2% der Anschaffungskosten
Anschaffungskosten pro km	0,275 €/km	0,208 €/km
Wartungskosten pro km	0,086 €/km	0,033 €/km
Kraftstoffkosten pro km	1,400 €/km	0,440 €/km
Gesamtkosten pro km	1,761 €/km	0,681 €/km

Der Vergleich der Wirtschaftlichkeit zeigt, dass bedingt durch die hohe jährliche Fahrleistung die Anschaffungs- und Wartungskosten pro Kilometer geringer sind, im Vergleich zu Bussen und Müllsammelfahrzeugen in den vorherigen Abschnitten. Mit der zu erwartenden Reduzierung der Anschaffungskosten in den nächsten Jahren sollte das Delta zu Diesel Sattelzugmaschinen noch geringer ausfallen. Aufgrund der hohen Kraftstoffkosten für den Wasserstoff, sind die Gesamtkosten pro Kilometer aber noch deutlich höher als bei Diesel Sattelzugmaschinen. Identische Kraftstoffkosten hätte man bei einem Wasserstoffpreis von 3,14 €/kg. Wie die Energiesystemmodellierung gezeigt hat, sind solche

²⁴ Förderung 80% der Mehrkosten gegenüber dem Referenzfahrzeug. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur Richtlinie zur Förderung alternativer Antriebe von Bussen im Personenverkehr Vom 7. September 2021

Kraftstoffkosten bei einer lokalen Erzeugung ohne Förderung in Zukunft nur schwer zu erreichen. So werden zusätzliche Förderungen wie z.B. eine Mautbefreiung der Fahrzeuge, Rückerstattungen über die THG-Quote oder ein höherer Dieselpreis aufgrund der CO₂ Abgabe notwendig sein, um eine bessere Wirtschaftlichkeit der BZ-Sattelzugmaschine gegenüber dem Dieselfahrzeug darzustellen.

Neben dem Transport per LKW wird ein Großteil der Produkte per Bahn transportiert. Das Werk Werra mit den Standorten Unterbreizbach, Philippsthal, Heringen hat einen eigenen Gleisanschluss und K+S betreibt eigene Rangierloks mit Dieselantrieb. Da es nicht möglich ist, das Werksbahnnetz von K+S zu elektrifizieren, kommt langfristig auch der Einsatz von BZ-Rangierloks in Fragen. In der weiteren Betrachtung (siehe Kapitel C.6.2) ist vorgesehen, eine Wasserstoff-Tankstelle am Rangierbahnhof Unterbreizbach zu planen, die sowohl für die Betankung von LKW als auch für Rangierloks ausgelegt ist. Allerdings gibt es aktuell nur BZ-Züge für den Personenverkehr, aber keine Rangierloks. Im Rangierbereich sind aktuell nur auf Wasserstoff umgebaute Diesellokomotiven im Einsatz. Daher kann an dieser Stelle keine vertiefende Betrachtung der Wirtschaftlichkeit durchgeführt werden.

Handlungsempfehlungen für die Logistik & K+S AG

- Nutzung der vorhandenen Förderprogramme für die Anschaffung erster Fahrzeuge, um Erfahrung mit der neuen Antriebstechnologie zu sammeln.
- Regelmäßige Überprüfung der aktuellen Marktsituation bei Neuanschaffungen bzw. Ersatzinvestitionen.

C.5.5 Luftfahrt

Die Transformation der Luftfahrt auf klimafreundliche Antriebskonzepte bzw. Kraftstoffe stellt eine besondere Herausforderung bei der Umsetzung der Energiewende dar. Die in vielen Bereichen besonders vorteilhafte Lösung der Elektrifizierung wird, aufgrund des Gewichtes der Akkus deutliche Nachteile im Hinblick auf Reichweite, Nutzlast und Effizienz mit sich bringen. Einen vielversprechenden Lösungsansatz stellen dafür E-Fuels dar, denn sie besitzen die gleiche Energiedichte (sowohl volumetrisch als auch gravimetrisch) wie konventioneller Flugkraftstoff (Kerosin). Zudem kann die bestehende Infrastruktur zu großen Teilen weiter genutzt werden. Im Rahmen dieser Studie sollten deshalb die Potenziale der Power-to-Liquid-Technologie (PtL) aufgezeigt und dabei besonderer Fokus auf innovative, kleinskalige Anlagenkonzepte und kleinskalige Anwendungen (Betankung von Leichtflugzeugen an einem Regionalflughafen) am Beispiel des Verkehrslandeplatzes Eisenach-Kindel gelegt werden.

Ursprünglich war es geplant den Einsatz von im PtL-Verfahren hergestellten E-Fuels mit dem direkten Einsatz von Wasserstoff als Treibstoff zu vergleichen. Die zur Verfügung gestellte Datenlagen in Bezug auf den Wasserstoffantrieb war aber nicht ausreichend für diesen Vergleich. Daher wurde nur der Einsatz von E-Fuels untersucht. Diese Untersuchung wurde im Rahmen eine Unterauftrags erstellt und ist für den interessierten Leser ausführlich im technischen Annex D.1 dargestellt. Im Folgenden sind die wichtigsten Ergebnisse für das Anwendungsbeispiel Verkehrslandeplatz Eisenach-Kindel zusammengefasst.

Anwendungsbeispiel: Verkehrslandeplatz Eisenach Kindel

Im Rahmen der Einsatzfähigkeit von PtL-Kraftstoffen wurde in Kooperation mit dem Verkehrslandeplatz Eisenach Kindel dessen Kraftstoffverbräuche für 2021 und 2022 zusammengestellt (Tab. 26).

Tab. 26: Kraftstoffbedarf des Verkehrslandeplatz Eisenach Kindel.

Kraftstoff	Bedarf 2021	Bedarf 2022
MoGas (Super Plus Benzin)	21.000 l	21.000 l
AvGas-100LL (Flugbenzin)	35.500 l	39.500 l
Jet-A1(Kerosin)	92.000 l	62.000 l

Auf Grund eventueller coronabedingter Einflüsse auf die Kraftstoffverbräuche im Jahr 2021 wurden die Daten aus 2022 zur weiteren Betrachtung als Basisbedarfe genutzt.

Ein mögliches PtL-Verfahren zur Herstellung der E-Fuels ist die Hochtemperatur Elektrolyse (SOE). Diese weist das höchste Wirkungsgradpotential auf, befindet sich gegenüber alternativen Verfahren wie der PEM-Elektrolyse aber noch in einem niedrigeren Entwicklungsstadium. Vorteil der Hochtemperatur Elektrolyse ist, das Kohlendioxid in einer Co-Elektrolyse direkt zu einem Synthesegas verarbeitet werden. Mögliche Bezugsquellen in der Region für das Kohlendioxid sind im Annex D.1 dargestellt.

Das Synthesegas kann dann mittels Fischer-Tropsch-Synthese zu den notwendigen E-Fuels weiterverarbeitet werden. Für die am Verkehrslandeplatz Eisenach-Kindel benötigte Mengen an Kraftstoff wäre ein Elektrolyseur mit 0,25 MW elektrischer Leistung ausreichend. Für solch eine kleine Anlage würde sich der Aufbau der kompletten Prozesskette vor Ort nicht lohnen, vielmehr wäre eine Aufbereitung in der nahegelegenen Raffinerie (ca. 130 km entfernt) sinnvoll.

Die Ausführungen im Annex D.1 zeigen, dass die Stromkosten den größten Einfluss auf die PtL-Produktionskosten besitzen. Demnach wird der Ausbau erneuerbarer Energien ein entscheidender Faktor bei der wirtschaftlichen Umsetzung von PtL-Anlagen spielen. Dennoch kann die Diskrepanz zu fossilen Produkten durch den Strompreis allein nicht realisiert werden und bedarf weiterer staatlicher Förderung.

Zudem wurde dargelegt, dass die notwendige CO₂-Bereitstellung einen großen Einfluss auf die Treibhausgasemission besitzt. Daher sollten nur biogene Quellen oder die CO₂-Abscheidung aus der Luft zum Einsatz kommen.

Durch prozessbedingte Verfahrensweise können mittels Produktaufbereitung die gewünschten Kraftstoffe nach den entsprechenden Normen gewonnen werden. Auf Grund der geringen Anlagengröße, die am Verkehrslandeplatz Eisenach-Kindel benötigt wird, wäre das Co-Processing in Kooperation mit der Raffinerie in Leuna zu empfehlen.

Handlungsempfehlungen für die Luftfahrt & Verkehrslandeplatz Eisenach Kindel

- Zusammenschluss mit anderen Flughäfen in der Region, um eine größere Abnahmemenge zu realisieren.
- Nutzung der Raffinerie Leuna zur Weiterverarbeitung des Synthesegases.

C.6 Umsetzung der regionalen grünen Wasserstoffwirtschaft in der Wasserstoffregion Wartburg Hainich

C.6.1 Lokale Szenarien (2025-2030)

In der HyExperts Region Wartburgkreis und Unstrut-Hainich-Kreis wurden im Laufe der Bearbeitung vier Fokusregionen herausgearbeitet, die zum einen eine Wasserstoffaffinität und erste geplante Wasserstoffprojekte aufweisen und zum anderen Akteure aus den Bereichen Logistik, ÖPNV, Industrie und Politik aufweisen, die sich entsprechend für das Thema Wasserstoff interessieren und auch engagieren. Ziel dieser Herangehensweise ist die Identifikation von Wasserstoff-Eco-Systemen mit EE-Anlagen, Wasserstofferzeugung mittels Elektrolysesystemen und entsprechenden Wasserstoffnutzern bzw. einem potenziellen Wasserstoffverbrauch in den verschiedenen Sektoren (Mobilität, Energie und Industrie) bei verschiedenen Akteuren.

Entsprechend der Bearbeitung des HyExperts-Projektes sowie den jeweiligen Abstimmungs- und Planungsrunden sowie Akteurstreffen konnten erste dezentrale Ansätze für die Umsetzung von Wasserstoff-Eco-Systemen ausgearbeitet und als lokale Szenarien für den kommenden Zeitraum 2025 bis 2030 definiert werden. In der nachfolgenden Abbildung sind die dezentralen Ansätze dargestellt.

Schwerpunkt in diesem Zeitraum ist die Entwicklung und Umsetzung regionaler Konzepte für die Wasserstofferzeugung (Elektrolyse), Tankstellenstandorte und Industrieabnehmer. Dabei befinden sich aktuell bereits zwei H₂-Eco-Systeme, das TH₂ECO-Projekt und P2G in Bad Langensalza, in der Planungsphase.

Für die gesamte untersuchte Region Wartburgkreis und Unstrut-Hainich-Kreis wurden für die zeitnahe Umsetzung entsprechende Standorte für die Wasserstoffproduktion, -abnahme über Tankstellen und die Wasserstoffabnahme bei „Firstmovern“ der Industrie (u.a. K+S, Henry Technologies, ACO-Haus-technik, HFP-Bandstahl) ermittelt. Dabei ist vorgesehen, dass über Trailer eine regionale Verteilung des erzeugten Wasserstoffs realisiert wird und das Großabnehmer zeitnah über das/ mittels des Gasnetzes (bestehende Netz oder Neubau) mit Wasserstoff versorgt werden.

Für den Zeitraum 2025 bis 2030 wurde für die Region eine Wasserstoff-Produktionsleistung von bis zu 9,4 t/d ermittelt, dabei wurde der Endausbau des TH₂ECO-Projektes Phase 1 mitberücksichtigt. Aus den aktuellen Besprechungen und Interessenbekundungen der Akteure vor Ort wurde ein „zeitnaher“ Bedarf von ca. 5 t/d ermittelt. Damit ergibt sich für den Zeitraum und den lokalen Szenarien eine „Hochlaufreserve“, die für die Umsetzungen notwendig ist, um weitere noch z.T. unentschlossene Akteure einbinden zu können.

In der folgenden Abb. 53 sind die lokalen Szenarien und potenzielle Infrastrukturstandorte abgebildet.

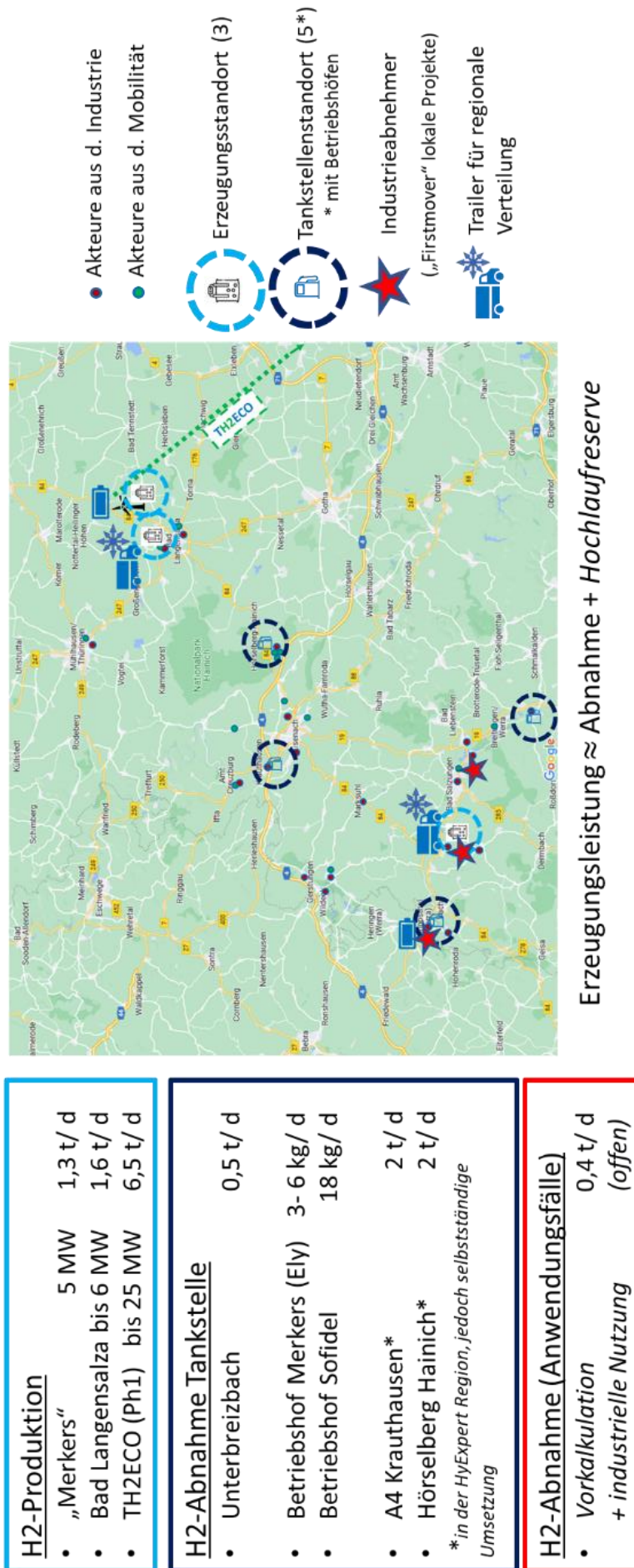


Abb. 53: Lokale Szenarien und potenzielle Projekte in der HyExperts Wasserstoffregion Wartburg Hainich

C.6.2 Pilotregion: Raum Bad Salzungen / Vacha

In der Fokusregion Bad Salzungen / Vacha hat sich im Rahmen der Treffen der Akteure eine Initiative entwickelt, sodass sich hier eine Pilotregion herausgebildet hat.

Die Abb. 54 zeigt die zwölf Akteure, die sich durch eine Absichtserklärung gegenüber dem Landratsamt Wartburgkreis erklärt haben, die Ergebnisse und Erkenntnisse aus dem HyExperts Projekt zu nutzen und mittels einer Fortsetzung bzw. zweiten Phase die Detailkonzeption der Wasserstoffinfrastruktur zu erarbeiten und geeignete Fördertöpfe für die Investition der Wasserstoffinfrastruktur zu identifizieren und entsprechende Anträge zu stellen.



Abb. 54: Wasserstoff-Akteure der Pilotregion Bad Salzungen / Vacha

Unter den Akteuren gibt es bereits konkrete Ideen, wer sich als Investor, Betreiber, Standortanbieter für die notwendige Infrastruktur (EE-Anlage, Elektrolyseure, Wasserstoff-Tankstellen/-LKWs) und/oder als Wasserstoff-Abnehmer sieht. Dafür liegen günstige Bedingungen vor.

- Wasserstoffnutzung im Verkehr (LKWs, Kommunalfahrzeuge, ÖPNV und Rangierloks), in der Industrie (Prozesswärme) und zur Fernwärmeerzeugung
- Vorhandene potentielle Standorte für EE-Anlagen wie Wind und PV ebenso wie Standorte für die Wasserstoffelektrolyse und -tankstellen
- Nutzung der Abwärme aus der Elektrolyse im Fernwärmenetz
- Konkrete Idee zu Entlastung des Stromnetzes durch den erforderlichen Ausbau der EE-Anlagen
- Perspektivische Wasserstoff-Pipeline-Anbindung, um größere Mengen zur Versorgung der Region auszuspeisen, aber auch um Überschüsse aus der dezentralen Erzeugung einzuspeisen
- Zur Umstellung auf Wasserstoff sehr gut geeignetes Erdgasverteilnetz

Aktuell läuft die Vorbereitung der Phase 2 beim Landratsamt Wartburgkreis, um dafür notwendige finanzielle Ressourcen ggf. aus Thüringer Förderprogrammen zu erhalten.

C.6.3 Vernetzte Wasserstoffregion (2030-2035)

Aufgrund der europaweiten Bemühungen die Dekarbonisierung auch im Bereich Gasversorgung umzusetzen, wurden im HyExperts-Projekt Gespräche mit den Gas-Verteilnetz- und den lokalen Gasnetzbetreibern durchgeführt. Für den gemeinsamen Austausch wurde ein Informationstag bei der Firma GASCADE in Kassel durchgeführt: „Netzbetreiber Austausch: gemeinsam & überregional zum geplanten Hochlauf der H₂-Versorgung“.

Daraus ergibt sich bei der weiteren zeitlichen Betrachtung bis 2035, dass die HyExperts-Region unter dem Kontext einer vernetzten Wasserstoffregion zu betrachten ist. Schwerpunkt in dem Zeitraum 2030 bis 2035 ist die direkte Vernetzung der Akteure in aber auch über die Fokusregion und die überregionale Anbindung an das kommende „H₂-Backbone“. Die Wasserstoff-Eco-Systeme werden mit bzw. durch die weitere Vernetzung von Erzeugung und Verbrauch stetig erweitert werden können.

In der nachfolgenden Abb. 55 sind entsprechende mögliche Vernetzungssystematiken der jeweiligen Akteure in den Regionen vorgestellt.

Aus den ermittelten Kennzahlen der befragten Akteure kann jedoch keine direkte Hochlaufprognose für den Zeitraum aufgezeigt werden. In den durchgeführten Betrachtungen und Simulationen des Projektpartners Fraunhofer wurden entsprechende Modelle und Szenarien abgebildet.

Der Zeitraum 2030 bis 2035 ist somit charakterisiert durch:

- die verstärkte Vernetzung der Akteure innerhalb der Regionen,
- einen steigenden Wasserstoffbedarf (u.a. durch neue Akteure),
- eine Erhöhung der Erzeugungsleistungen (Ausbau der Elektrolysekapazität und neue Elektrolysestandorte in der HyExperts-Region) sowie
- einer steigenden Wasserstofflogistik (Trailer und Pipelineausbau)

Neben der Vernetzungssystematik in den Regionen ist, wie bereits angedeutet, auch die kommende überregionale Anbindungsmöglichkeit mitzubetrachten. Unter anderem ist aus den Angaben zum aktuellen in der Umsetzung befindlichen „FLOW“-Projekt (<https://www.flow-hydrogen.com/>) ersichtlich, dass bis 2030 eine Wasserstoffversorgung über Pipelineumstellung aber auch durch Neubau für erste Regionen in Deutschland ermöglicht werden soll. Eine dieser Regionen, die durch das FLOW-Projekt einbezogen werden kann, ist die betrachtete HyExperts-Region Wartburgkreis und Unstrut-Hainich-Kreis.

Das Szenario der überregionalen Vernetzung und Anbindung ist in der folgenden Abb. 56 dargestellt, in der die dafür vorgesehen Gasfernleitung in Hellblau eingezeichnet.

Durch die Anbindung und Vernetzung werden sich neue Möglichkeiten für die Region ergeben, um die Defizite in der Erzeugungs- und Speicherkapazität sowie entsprechende Abnahmeschwankungen in den einzelnen Fokusregionen zu kompensieren sowie die Wasserstoff-Netzerweiterung voranzutreiben.

- Vernetzung der Fokusregionen**
1. Bad Salzungen / Vacha
 2. Werra-Suhl-Tal / Gerstungen
 3. Eisenach / Hörselberg-Hainich
 4. Bad Langensalza / Mühlhausen

Ziel ist die Erweiterung der **Wasserstoff-Eco-Systeme** mit entsprechender Vernetzung von Erzeugung und Verbrauch.



Schwerpunkt in diesem Zeitraum

Vernetzung der Akteure in der Region und

Überregionale Anbindung an das kommende „H2 Backbone“

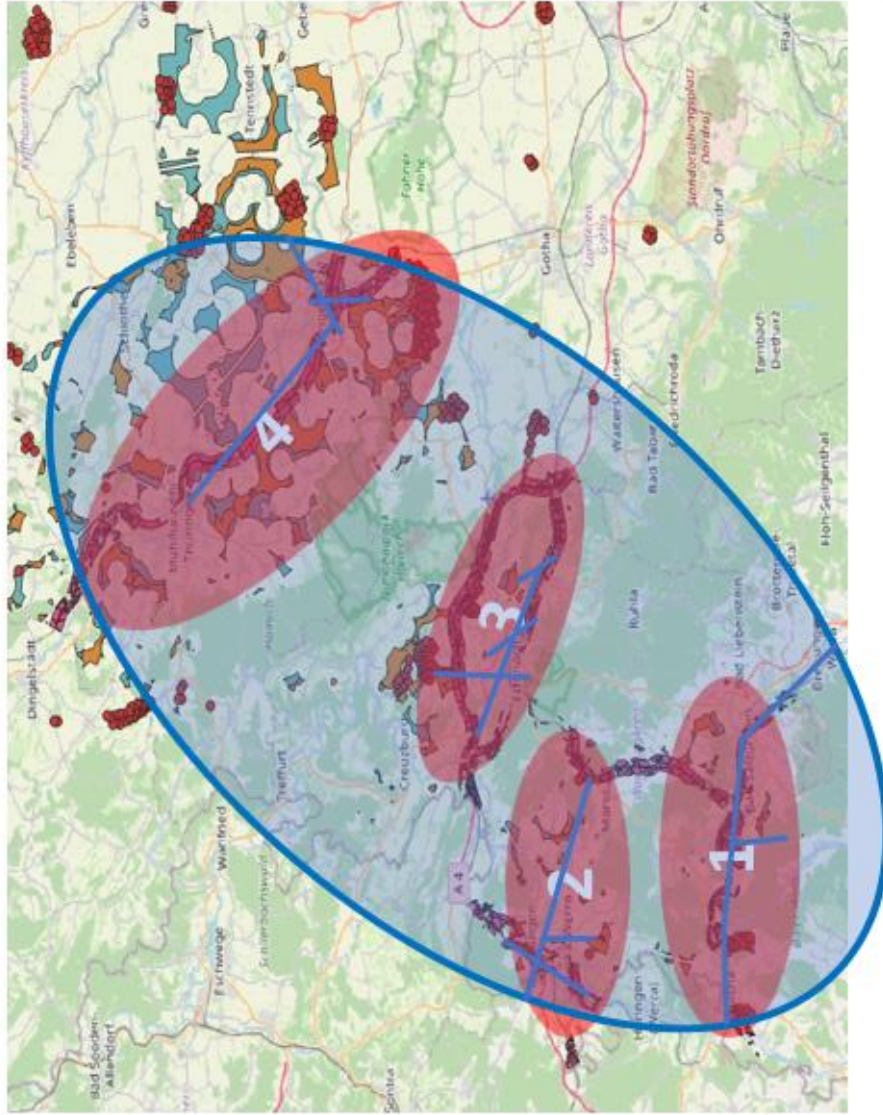


Abb. 55: Szenario der Vernetzung der Fokusregionen in der Wasserstoffregion Wartburg Hainich

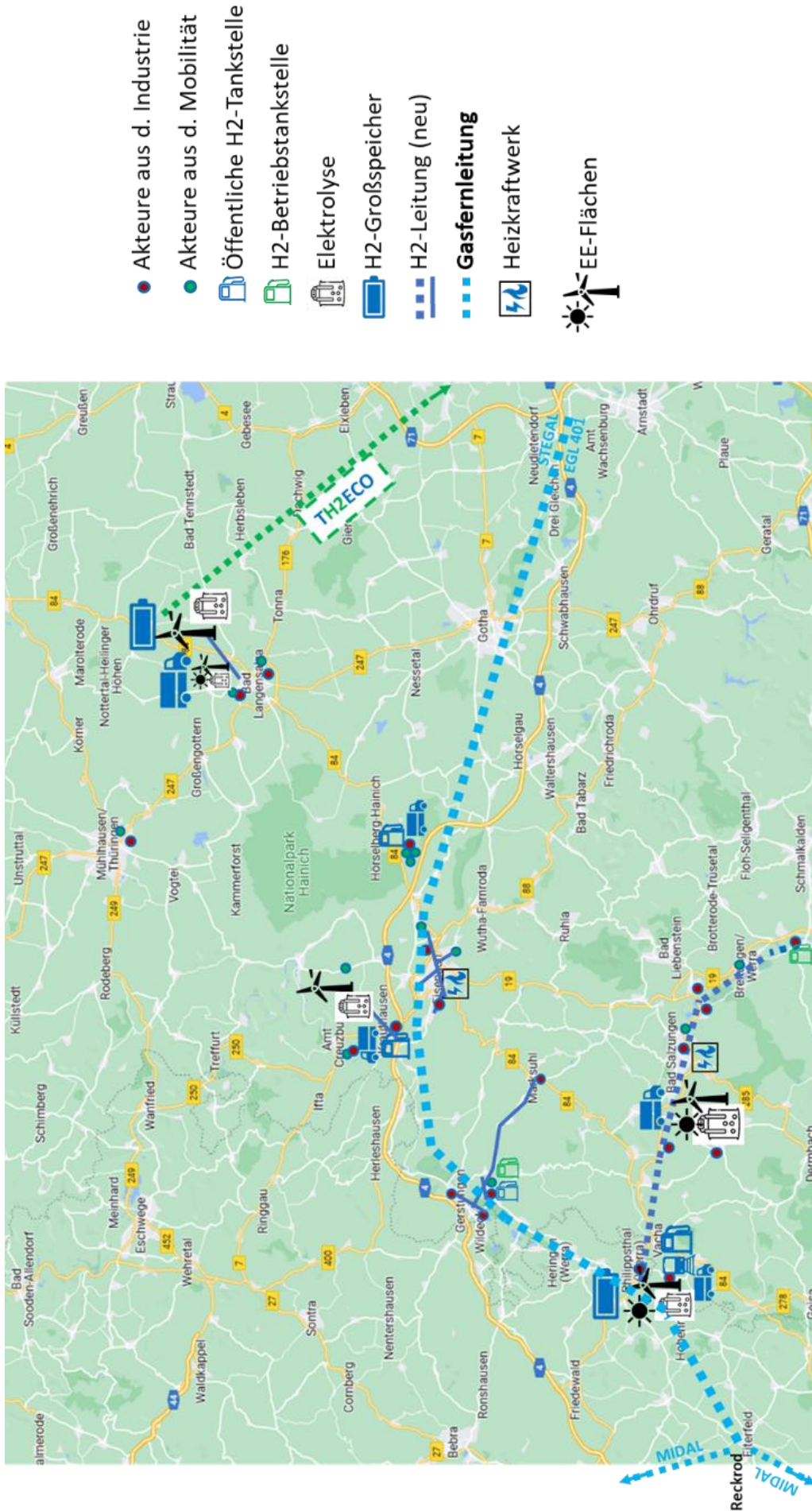


Abb. 56: Szenario der überregionalen Vernetzung durch Anbindung an die Gasfernleitung als Teil des bundesweiten Wasserstoffnetzes

C.6.4 Zeitplan

Die mögliche Umsetzung teilt sich in 3 Phasen. Ab 2025, ab 2030 und bis 2045.

Beginnend 2025 mit einer dezentralen Erzeugung zur Versorgung der frühen ersten Anwender aus Mobilität, Industrie und Fernwärme. Entscheidend für den Start ist die Bildung eines Interessenkonsortiums aus Investoren, Betreibern Wasserstoffabnehmern und weiteren wichtigen Stakeholdern wie Gemeinden/Kommunen und den Netzbetreibern. Neben der Pilotregion Bad Salzungen / Vacha gibt es in weiteren Fokusregionen erste Signale und Interessensbekundungen einen dezentralen Hochlauf zu initiieren.

Durch das Pipeline Projekt „Flow – making hydrogen happen“ entsteht ab 2028 die Möglichkeit für den Anschluss an eine überregionale Versorgung mit größeren Mengen Wasserstoff, sodass die Umstellung von Teilnetzgebieten oder kompletten Netzgebieten erfolgen könnte. Einige Akteure sehen das als Chance und entwickeln erste Strategien dazu. Mit Flow soll ein leistungsstarkes Pipelinesystem für grünen Wasserstoff in Deutschland - von Lubmin an der Ostsee bis Stuttgart bzw. Lampertheim (BASF) - geschaffen werden (Abb. 57). Dies ermöglicht der Industrie den Bezug von großen Mengen Wasserstoff aus internationalen Importrouten. Erste Leitungsabschnitte sollen bereits 2025 umgestellt werden. Dazu werden bestehende Erdgas-Infrastrukturen genutzt. Das Flow Projekt verbindet dabei auch das dänische "Energy-Island" Bornholm mit Tschechien. Davon profitieren auch deutsche Regionen wie das Chemiesiedeldreieck Halle/Leipzig und der Rhein-Main-Neckar-Raum. In der aktuellen Planung soll bereits 2028 Wasserstoff durch eine Pipeline bis zum Knoten Reckrod (ca. 50 km süd-westlich von Eisenach) anliegen.

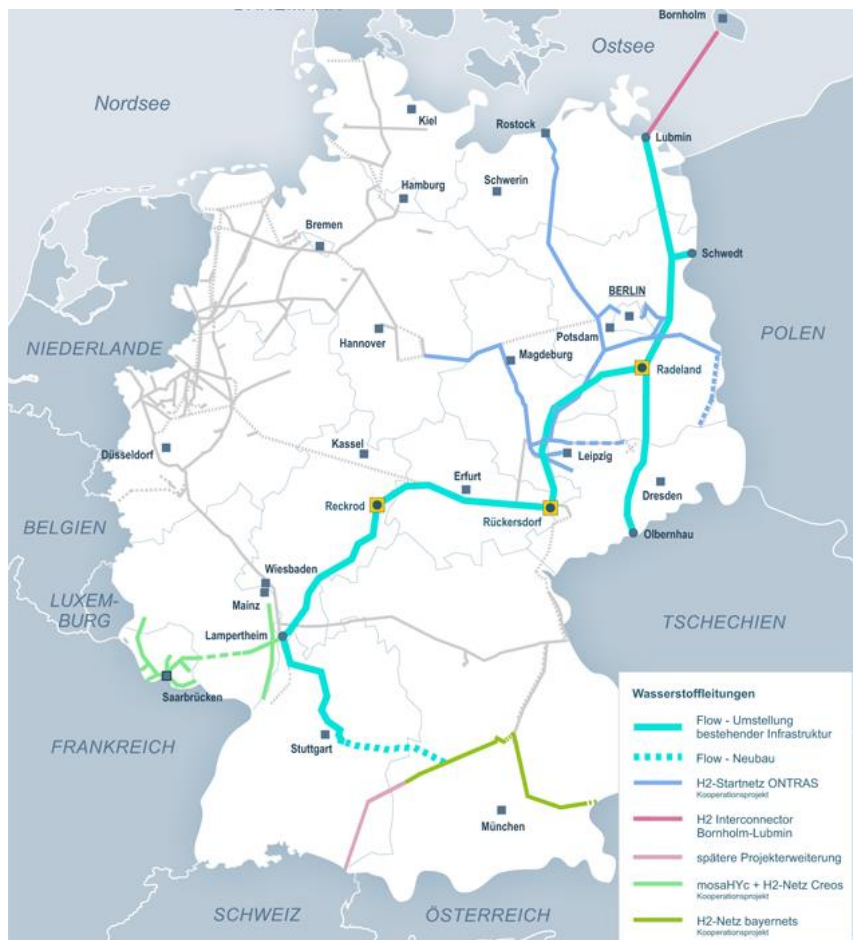


Abb. 57: Pipelineverlauf Flow Projekt, (Quelle <https://www.flow-hydrogen.com/>)

Der verbleibende Zeitraum bis 2045 ist gemäß den Zielen der Bundesregierung durch die vollständige Dekarbonisierung aller Sektoren gekennzeichnet.

Die verschiedenen Zeitabschnitte sind in der folgenden Abb. 58 zusammengefasst.



Abb. 58: Übersicht Timeline und Umsetzung der regionalen grünen Wasserstoffwirtschaft.

C.7 Fazit & Handlungsempfehlungen

C.7.1 Fazit & Ausblick zum Wasserstoffhochlauf

Der Wasserstoffmarkt entwickelt sich mit einer hohen Dynamik. Einige regulatorische Themen sind noch nicht final definiert. Bspw. wie grüner, erneuerbarer Wasserstoff definiert sein wird und wer Wasserstoffgasnetze in Europa betreiben darf.

Gleichzeitig befinden sich große On- und Offshore Investitionen in Elektrolyse Kapazitäten im bis zu 3-stelligen MW-Bereich im In- und Ausland in der Vorbereitung und Planung. Auch weil völlig klar ist, dass der Wasserstoff ein wesentliches Element der Energiewende ist, um einen signifikanten Anteil heutiger fossiler Energieträger an der Primärenergie zu ersetzen.

Es entsteht ein günstiges Umfeld für einen vergleichsweise zügigen Hochlauf und viele proaktive Akteure in den Fokusregionen sehen die Verwendung von grünem Wasserstoff als wesentliches Element zur Dekarbonisierung.

Die Energiesystemmodellierung gibt Aufschluss darüber, welche Elektrolysestandorte in Verbindung mit Standorten für erneuerbare Energien und Tankstellen die geeignetsten für den Hochlauf sind. Daraus resultierend werden zwei Szenarien favorisiert, einmal für den dezentralen (2025-2030) und einmal für den vernetzten Hochlauf (2030-2035) der Fokusregionen. Gleichzeitig werden Verknüpfung mit angrenzenden HyExperts-Regionen zum Heben von Synergien aufgezeigt.

Die Bildung der Konsortien zur Umsetzung der dezentralen Erzeugung war ein erklärtes Ziel beim Start des Projektes. Sodass am Ende des Projektes und basierend auf dem Gesamtkonzept, unter Nutzung geeigneter weiterer Förderinstrumente, die Umsetzung geplant und mit dem Aufbau der Infrastruktur begonnen werden kann. Ebenso sollte ein lebendiges und aktives Wasserstoff-Netzwerk über das Projekt hinaus entstehen. Für die Pilotregion Bad Salzungen / Vacha ist dies bis zum Projektende gelungen.

C.7.2 Handlungsempfehlungen für die Wasserstoffregion Wartburg Hainich

Im Folgenden sind die Handlungsempfehlungen für die verschiedenen Stakeholder gelistet, die sich aus dem Projekt ableiten lassen.

Handlungsempfehlungen für Landes- und Kommunalpolitik und Verwaltung

- Lokale Aktivitäten durch die Initiierung und Koordination von Netzwerken und Keimzellen maximal unterstützen, Vernetzung der Akteure bleibt essentiell
- Angebote für dezentralen, strukturierten Dialog in den Regionen schaffen und Erkenntnisse übergreifend bündeln und wieder zur Verfügung stellen
- Schaffung einer Managementeinheit / Geschäftsstelle oder Beauftragung von externen Partnern um den Dialog, die Netzwerke und die Keimzellen zu den ersten Projekten aufrecht zu erhalten und voranzutreiben
- Austausch mit überregionalen Netzwerken und Koordination der gemeinsamen Aktivitäten, insbesondere mit NordH2essen und TH2ECO Mobility, siehe dazu auch Kapitel C.7.2.
- (finanzielle) Unterstützung für nicht KMU und als „nicht-energieintensiv“ eingestufte Branchen
- Schnelle Schaffung von planungsrechtlichen Voraussetzungen u.a. für den Ausbau von EE-Anlagen
- Deutliche Beschleunigung der Genehmigungsverfahren
- Durch Personal und Digitalisierung auf deutlich steigende Anzahl von Bauanträgen für EE-Anlagen und BImSch-Genehmigungen für Elektrolyseanlagen vorbereiten
- Kommunale Wärmeplanung vorfristig fertigstellen, um diese bei der Entwicklung von Wasserstoffprojekten mit zu berücksichtigen
- Aktivitäten zum Ausbau der erneuerbaren Energien immer aus dem Blickwinkel des *überragenden gesellschaftlichen Interesses* betrachten
- FLOW-Pipeline: Projektplanungen auf regionaler und kommunaler Ebene zusammenführen und für Ein- und Ausspeisepunkte stark machen, Anbindung koordiniert forcieren
- Sollte die geplante Finanzierung der Phase 2 in der Pilotregion scheitern, nach Alternativen suchen, um diese Keimzelle zu etablieren

Handlungsempfehlungen für die Akteure (Anwender, Investoren, Betreiber)

- Dezentrale Erzeugungsprojekte mit Abnahmezusagen unterstützen
- Der dezentrale Hochlauf sorgt für erste Synergien, Keimzellen etablieren sich und die gegenseitige Unterstützung ist dabei wichtig
- Kontinuierliche Überprüfung der technischen Möglichkeiten zum Einsatz von Wasserstoff in Unternehmen
- Den Wasserstoff als unverzichtbares Element der Energiewende einzusetzen, als Speicher und zur Entlastung der Stromnetze
- Vernetzung der Akteure untereinander ist essentiell
- Netzbetreiber und Akteure brauchen einen engen Austausch und werden von den Kommunen dabei unterstützt und ermutigt
- Die Möglichkeiten der FLOW-Pipeline nutzen, um angrenzende Standorte schneller mit Wasserstoff zu versorgen als den Bundesdurchschnitt

C.7.3 Kooperation mit NordH2essen & TH2ECO MOBILITY

Während der Projektlaufzeit war der Austausch mit den angrenzenden Wasserstoffregionen (Abb. 59) insbesondere mit den HyExperts NordH2essen und dem TH2ECO Mobility sehr wichtig. Zum einen um sich gegenseitig mit Gedanken und Ideen zu befruchten und zum anderen, weil der Hochlauf der Wasserstoffinfrastruktur nur überregional gemeinsam gelingen kann.

Durch die EurA AG als Teil des Projektkonsortiums hier und einer der Treiber beim TH2ECO Mobility war der regelmäßige Austausch jederzeit gegeben.

In verschiedenen Treffen mit den HyExperts NordH2essen wurde am Ende verabredet, nach Beendigung der HyExperts Projekte weiterhin zusammenzuarbeiten. Die Nordhessen planen das HyExperts im Rahmen eines Wasserstoff-Futureboards beim Regionalmanagement fortzusetzen, um so für die Akteure eine Plattform zu bilden und die im HyExperts Projekt entstandenen Ideen in die Umsetzung zu bringen.

Gegenseitig wurden für die zukünftige Zusammenarbeit der Wasserstoffregionen Folgendes vereinbart:

- Synchronisiertes Vorgehen mit angrenzenden Wasserstoffregionen
- Gemeinsame Umsetzungsphase mit abgestimmter Strategie über Bundeslandgrenzen hinaus angestrebt, Stichworte FLOW-Pipeline + Verteilnetz
- Gemeinsame Aufstellung zur Zusammenarbeit, um Förderkulisse zu nutzen Wasserstoff-Futureboard, Pilotregion Bad Salzungen / Vacha & TH2ECO Mobility

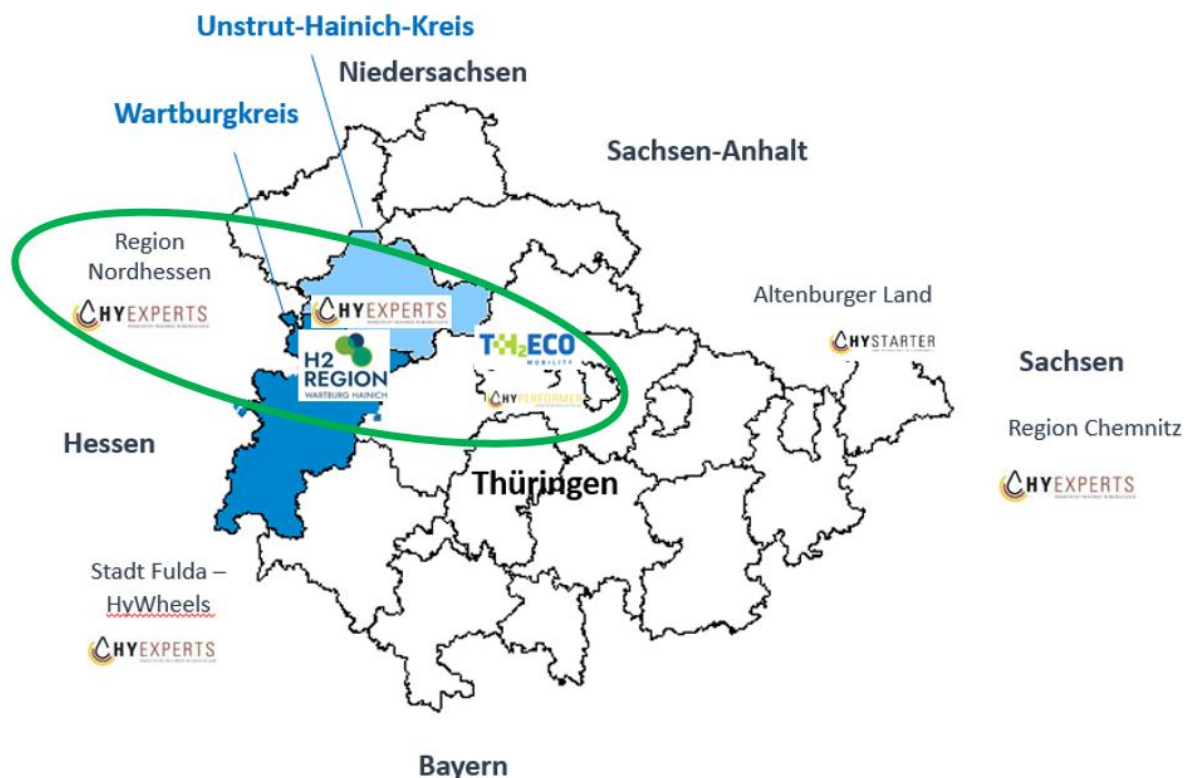


Abb. 59: Die angrenzenden Wasserstoffregionen

D Technischer Annex

D.1	Luftfahrt - E-Fuels in Leichtflugzeugen.....	101
D.1.1	Bezugsquellen der Einsatzstoffe Kohlenstoffdioxid und Wasser	103
D.1.2	Mögliche Prozesspfade zur Herstellung von PtL-Flugkraftstoffen	105
D.1.3	Elektrolyse	106
D.1.4	Mögliche Prozessumsetzung	107
D.1.5	Produktaufbereitung	113
D.1.6	CO ₂ -Ausstoß bei der Produktion von PtL-Flugkraftstoffen.....	115
D.1.7	Prognostizierter Hochlauf von E-Fuels (im Vergleich zu konv. Bedarf)	116
D.1.8	Zusammenfassung E-Fuels in Leichtflugzeugen	117
D.2	Speicherung & Verteilung	118
D.2.1	Grundzüge und Bandbreite des Rahmens der Wasserstoffspeicherung.....	118
D.2.1.1	Wasserstoffspeicher, Variantenvergleich	118
D.2.1.1.1	Etablierte stationäre Speichermethoden	118
D.2.1.1.2	Weitere Speichermethoden	119
D.2.1.1.3	Zusammenfassung.....	121
D.2.1.2	Darstellung kurz- und mittelfristige Speicherung.....	122
D.2.1.3	Darstellung mittel- und langfristige Speicher	125
D.2.1.4	Handhabung: Verdichter, Sicherheitstechnik, Wärmemanagement	130
D.2.1.4.1	Verdichter	130
D.2.1.4.2	Sicherheitstechnik und Vorgaben bei der Wasserstoff-Speicherung	131
D.2.1.4.3	Wärmemanagement	131
D.2.2	Grundzüge und Bandbreite der Wasserstofflogistik	133
D.2.2.1	Darstellung von Transportmöglichkeiten	133
D.2.2.1.1	Überblick	133
D.2.2.1.2	Gasleitungsnetze	135
D.2.2.1.3	Distribution von Wasserstoff über die Straße	136
D.2.2.1.4	Schienentransport	137
D.2.2.2	Darstellung der Kosten und Handhabung	138
D.2.2.2.1	Kosten für Infrastrukturaufbau und Betrieb Pipeline	138
D.2.2.2.2	Kosten für Straßentransport	140
D.2.2.2.3	Zulassungen und Sicherheitstechnik für Transport und Logistik	141
D.2.2.2.4	Mitarbeiterqualifikation für Transport und Logistik.....	142
D.2.2.2.5	Standardisierte Anschluss-Geometrien	143
D.2.3	Grundzüge und Bandbreite der Bereitstellung (Tankstellen) von Wasserstoff.....	143
D.2.3.1	Übersicht Betankungstechnologie und Tankstellenkonzepte	143
D.2.3.1.1	Betankungsablauf und Befüllprotokolle Druckwasserstoff CGH ₂	144
D.2.3.2	Wasserstoff-Tankstellenkonzepte und Randbedingungen	146
D.2.3.2.1	Befüllung über vom Verdichter vorbefüllte HD-Behälter.....	147
D.2.3.2.2	Befüllung ohne HD-Behälter, direkt aus hochleistungsfähigem Kompressor (Booster) 147	
D.2.3.2.3	Befüllung ohne Kompressor	147
D.2.3.2.4	Befüllung ohne oder mit wenig Vorkühlung	148
D.2.3.2.5	Genehmigung von Wasserstoff-Tankstellen in Deutschland	149
D.2.3.2.6	Befüllung mit sLH ₂ und Cch ₂	149

D.2.3.2.7	Betrachtung der Möglichkeiten mobiler Tankstellen	150
D.2.3.2.8	Beispiele für Kostenberechnungen	151
D.2.3.3	Identifikation möglicher Stakeholder zum Betrieb öffentlicher Tankstellen	151
D.3	Energiesystemmodellierung - Beschreibung des Modells und der Agenten	153
D.3.1	Photovoltaik	153
D.3.2	Windkraftanlagen.....	154
D.3.3	Elektrolysesystem.....	155
D.3.4	Logistikakteure & ÖPNV + Kommunalwirtschaft.....	156
D.3.5	Industrieakteure.....	157
D.3.6	Dimensionierung des Elektrolysesystems	158
D.3.7	Weitere Modellparameter	159
D.3.7.1	Modellparameter EE-Anlagen	159
D.3.7.2	Modellparameter Elektrolysesystem	161
D.3.7.3	Modellparameter Logistikakteure.....	161
D.3.7.4	Modellparameter ÖPNV-Akteure.....	165
D.3.7.5	Szenario Annahmen	168

D.1 Luftfahrt - E-Fuels in Leichtflugzeugen

In diesem Kapitel werden die technischen Hintergründe zum Abschnitt C.5.5 erläutert. Zu Beginn sollten dazu die Flugbenzin-Anforderungen aus der Luftfahrt mit den Stoffeigenschaften von E-Fuels aus PtX-Anlagen verglichen und daraus abgeleitet diskutiert werden, ob und in welcher Form E-Fuels in Leichtflugzeugen eingesetzt werden können. Daran angeschlossen folgt die Darstellung möglicher Rohstoffquellen von CO₂ und H₂O, welche die Ausgangsstoffe für E-Fuels darstellen. Zudem wurden mögliche Prozesspfade, insbesondere mit der Berücksichtigung der SOC-basierten Co-Elektrolyse betrachtet und die Vorzugsvariante identifiziert. Im Sinne einer Nachhaltigkeitsbilanz sollten der Energieeinsatz und CO₂-Ausstoß bei der Produktion und Nutzung von E-Fuels für die zuvor identifizierte bevorzugte Prozessvariante betrachtet und Skalierungseffekte aufgezeigt werden.

Hier sind nochmal die Verbrauchsmengen am Verkehrslandeplatz Eisenach-Kindel aufgeführt.

Ta. 27: Kraftstoffbedarf des Verkehrslandeplatzes Eisenach Kindel

Kraftstoff	Bedarf 2021	Bedarf 2022
MoGas (Super Plus Benzin)	21.000 l	21.000 l
AvGas-100LL (Flugbenzin)	35.500 l	39.500 l
Jet-A1(Kerosin)	92.000 l	62.000 l

Auf Grund eventueller coronabedingter Einflüsse auf die Kraftstoffverbräuche im Jahr 2021 wurden die Daten aus 2022 zur weiteren Betrachtung als Basisbedarfe genutzt.

Motor Gasoline (MoGas) ist meist ein übliches Super Plus Benzin mit durchschnittlich 5 bis 10 Kohlenstoffatomen, welches auch an Tankstellen bezogen werden kann. Da dieser Treibstoff nicht wie Aviation Gasoline (AvGas) verbleit ist, setzen neuerdings Flugzeugmotorenhersteller vermehrt auf diesen Kraftstoff. AvGas-100LL (mit einer Oktanzahl von 100 und low lead (LL) entsprechend bleiarm) besteht hauptsächlich aus leichtem Alkylatbenzin mit 7 bis 9 Kohlenstoffatomen pro Molekül. Kerosin oder Jet A1 setzt sich aus 8 bis 16 Kohlenstoffatomen pro Moleküle zusammen. Es besteht hauptsächlich aus Alkanen, Cycloalkanen und aromatischen Kohlenwasserstoffen und muss der ASTM D1655 bzw. dessen Erweiterung auf speziell synthetische Kraftstoffe mit der ASTM D7566 (<https://www.astm.org/>) und dessen Anhang entsprechen [27]. Innerhalb der Norm sind bislang sieben verschiedene synthetische Treibstoffe (auch SAF = Sustainable Aviation Fuel genannt) gelistet, die entsprechend der Anforderung an die Zertifizierung aktuell bis maximal 50 %-Blendkomponente in fossil-basierten Flugkraftstoff zugemischt werden dürfen. Fischer-Tropsch-Kerosin ist als zertifiziertes SAF enthalten und wird unter dem Begriff FT-SPK (Fischer-Tropsch Synthetic Paraffinic Kerosene) geführt. Dessen geforderte Herstellung, Qualität und Eigenschaften sind im Anhang der Norm beschrieben. Die Anforderungen an Einsatz und Gebrauch von Additiven ist ebenfalls darin festgehalten. Das Produkt aus dem Methanol-to-Jetfuel-Prozess (MtJ) ist bisher noch nicht aufgenommen. Zwar gibt es bereits ein auf Alkoholen basierendes zertifiziertes SAF (AtJ-SPK = Alcohol to Jet – Synthetic Paraffinic Kerosene), jedoch sind darin die Alkohole definiert, die für dessen Produktion verwendet werden dürfen. Trotz der momentan vorhandenen Zulassungsvoraussetzung für SAF sind auch erste aromatenfreie, d.h. rein paraffinische, Treibstoffe in der Erprobung und wurden bereits in Testflügen eingesetzt [28].

Abb. 60 zeigt verschiedene Siedeverläufe sowie hervorgehoben die vom Flughafen Eisenach genutzten Kraftstoffe, wobei deutlich wird, dass MoGas und AvGas zur sogenannten Benzinfraktion mit durchschnittlichen Kohlenstoffkettenlängen von C5 bis C10 gehören. Daran angeschlossen folgt die Kerosinfraktion. Am Beispiel des Flughafens Eisenach wäre es demnach vorteilhaft jährlich etwa 60.500 l Benzin- und 62.000 l Kerosinfraktion mittels *Fischer-Tropsch-Synthese* zu erzeugen.

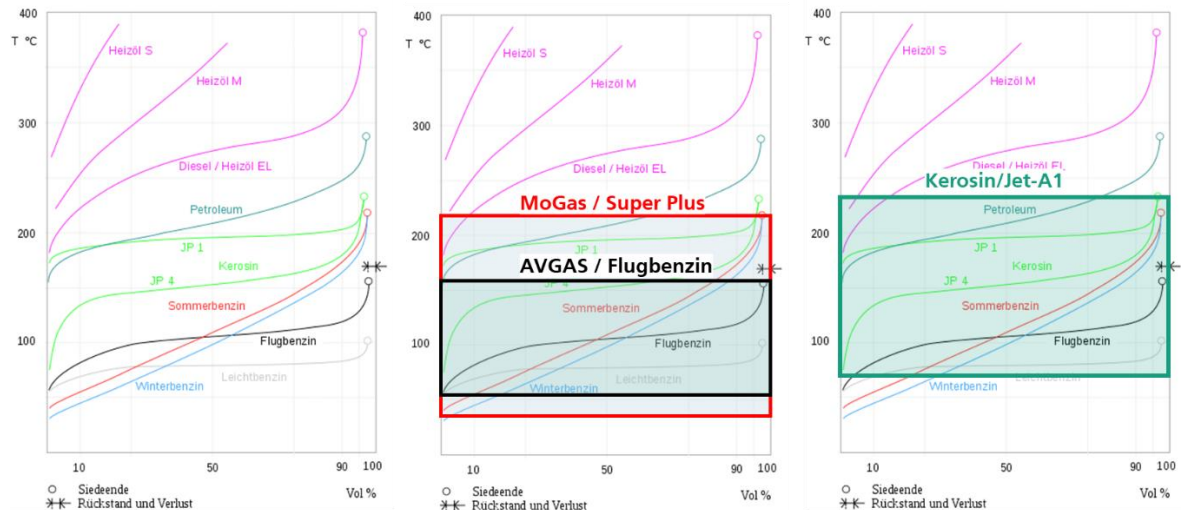


Abb. 60: Siedekurven von verschiedenen Kraftstoffen

Bei der Fischer-Tropsch-Synthese entsteht, in Abhängigkeit der Betriebsbedingungen wie Druck, Temperatur und Verweilzeit sowie des eingesetzten Katalysators ein Gemisch aus verschiedenen Kraftstofffraktionen. In Abb. 61 ist eine beispielhafte Verteilung des erzeugten Rohöls dargestellt.

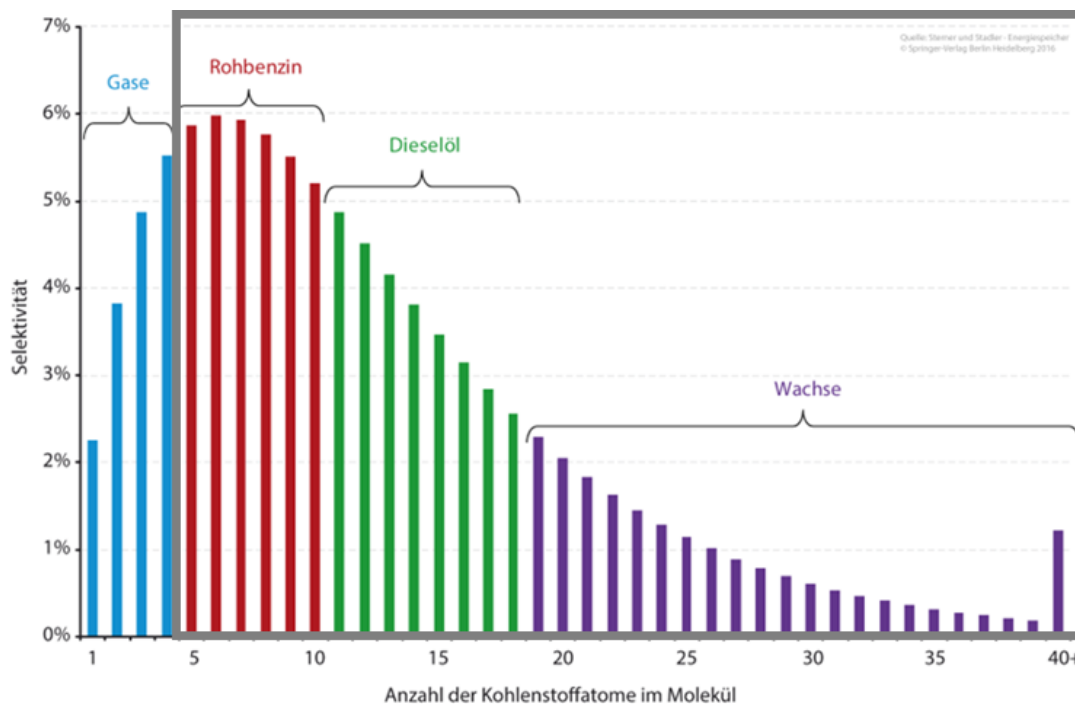


Abb. 61: Mögliche Verteilung des FT-Produktes mit Darstellung der Kraftstoffprodukte

Der Anteil an höheren Kohlenwasserstoffen wie Diesel und Wachsen kann durch einen nachgelagerten Aufbereitungsschritt mittels Hydrocracker in kürzere Produktfraktionen wie Kerosin und/oder Benzin umgesetzt werden. Damit kann davon ausgegangen werden, dass durch prozessbedingte Verfahrungsweise, auf die am Flughafen Eisenach gewünschten Produktfraktionen mittels Produktaufbereitung durch Hydrocracking* diese aus einem FT-Rohöl mit nur geringen Verlusten gewonnen werden können. Für die nachfolgenden Betrachtungen wird daher davon ausgegangen, dass bei vollständiger Substitution des fossilen Kraftstoffbedarfs des Flughafens Eisenach etwa 130.000 l FT-Rohöl pro Jahr

(97,5 t/a) erzeugt werden müssten. Da aktuell jedoch nur max. 50 % SAF zugemischt werden darf, würde sich diese Menge halbieren.

D.1.1 Bezugsquellen der Einsatzstoffe Kohlenstoffdioxid und Wasser

Die Ressourcenbereitstellung stellt den ersten Schritt in der Wertschöpfungskette zur Produktion von erneuerbaren Kraftstoffen dar. Die wesentlichen Ausgangsstoffe von SAF sind erneuerbarer Strom und Wasser für die Bereitstellung von grünem Wasserstoff durch Elektrolyse sowie CO₂. Der Strom kann aus Wind- und Sonnenenergie, Wasserkraft, Geothermie oder Biomasse erzeugt werden. Die Wahl der CO₂-Quelle entscheidet zudem mit über den ökologischen Wert der PtL-Produkte. Kohlenstoffdioxid kann aus Prozessen fossilen oder biogenen Ursprungs (Punktquellen) sowie direkt aus der Luft abgeschieden werden, wobei CO₂-neutraler Kraftstoff nur gewonnen werden kann, wenn die CO₂-Quelle einen CO₂-Kreislauf mit der Atmosphäre darstellt. Denn der Einsatz von Kraftstoffen in der Luftfahrt setzt durch dessen Anwendung erneut CO₂ frei. Aktuell zielen daher viele Studien mit dem Fokus auf Luftverkehr darauf ab, biogene (auch als grün oder nachhaltig bezeichnete) Kohlenstoffquellen oder die Direktabscheidung aus der Luft (DAC – direct air capture) zu nutzen. In Abb. 62 sind CO₂-Bezugsquellen zusammenfassend dargestellt.

CO ₂ -Quelle	CO ₂ -Anteil im Abgas [%]	Verunreinigungen	Geschätzte CO ₂ -Kosten USD/tCO ₂		
			2022	2050	
DAC (Direct air capture)	0,04	N ₂ , O ₂ , Ar	300 - 600	50 - 150	Bilanzneutrales CO ₂
Bioethanolproduktion	85 - 100	k.A.	12 - 22	20	
Biomassevergasung	20 - 90	CH ₄ , H ₂ O, NH ₃ , H ₂ S, HCl, Teer	50 - 100	40 - 80	
Biogasaufbereitung	15 - 50	CH ₄ , H ₂ S, NH ₃ , HCl	- 30	- 30	
Biomasse-Heizkraftwerk	9 - 36	CH ₄ , H ₂ O, NH ₃ , H ₂ S, HCl, Teer	40 - 90	35 - 75	
Zement-, Kalk- und Glassproduktion	14 -33	H ₂ O, NO _x , SO ₂ , (NH ₃ , HCl, HF, VOCs)	35 - 125	20 - 103	Fossiles CO ₂
Müllverbrennungs-anlage	ca. 10	Staub, HCl, SO ₂ , NO _x , CO, NH ₃ , (Hg, As, Cr, Ni)	30 - 100	25 - 80	
Ammoniakherstellung	bis zu 100	H ₂ O, CH ₄ , CO	20 - 25	24	
Erdgasaufbereitung	2 - 65	H ₂ O, CH ₄	15 - 25	20	
Stahlproduktion	17 - 35	SO _x , NO _x , BTEX, PAHs	55 - 77	40 - 65	
Kohle-Kraftwerk	12 - 15	H ₂ O, SO _x , NO _x , HCl, HF, Hg, Partikel	43 - 97	46 - 55	
Erdgas-Kraftwerk	3 - 10	H ₂ O, SO _x , NO _x	80 - 89	43	

Abb. 62: Mögliche Bezugsquellen von CO₂ mit dessen CO₂-Anteil, Verunreinigungen und geschätzten Abtrennkosten

Die Nutzung von unvermeidbaren Prozessemissionen wie z.B. in Zement- und Kalkwerken wird ebenfalls als potenzielle CO₂-Quelle angesehen, solange die notwendigen CO₂-Reduktionen der Industrieanlage durch die CO₂-Nutzung nicht verlangsamt wird. Gegenwärtig ist die Aminwäsche das Verfahren zur CO₂-Abtrennung welches industriell großtechnisch zum Einsatz kommt und gleichzeitig eine hohe CO₂-Reinheit erzeugt. Der Wirkungsgrad der Abscheidung liegt dabei bei etwa 90 %.

Es existiert verschiedenes Kartenmaterial, um erste Abschätzungen zu lokalen CO₂-Quellen zu ermöglichen und einen Überblick zu erhalten (Abb. 63).

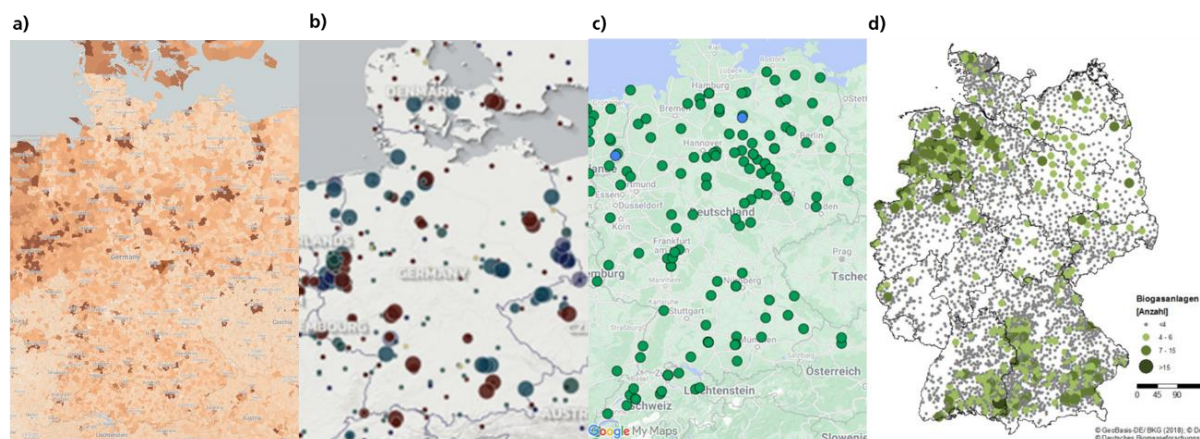


Abb. 63: Online-Kartenmaterial zur Einordnung lokal verfügbarer CO₂-Quellen mit a) www.openhgm.net : Fossile CO₂-Quellen nach Regionen; b) www.climatetrace.org/map : fossile CO₂-Punktquellen; c) <https://www.biogaspartner.de/einspeiseatlas/> : größere Biomethaneinspeisungen mit verfügbaren bilanzneutralem CO₂; d) <https://biogas.fnr.de/biogas-gewinnung/gaerprodukte> : Übersicht der Biogasanlagen in Deutschland

Da für PtL-Anwendungen der Einsatz von bilanzneutralem CO₂ empfohlen wird, wurden tabellarisch (Tab. 28) alle größeren Biomethaneinspeiseanlagen in Thüringen zusammengestellt und nach deren Entfernung zum Flughafen Eisenach zwei potenzielle CO₂-Quellen (Biogasanlage Grabsleben und Menteroda) gefunden.

Tab. 28: Übersicht der Biomethaneinspeisungen in Thüringen mit einem geschätzten CO₂-Anteil im Biogas von 25 %

Bundesland	Stadt/Region	Status	Einspeisung Biomethan [Nm ³ /h]	CO ₂ -Schätzung (25 %) [Nm ³ /h]	CO ₂ -Massenstrom [kg/h]	CO ₂ -Massenstrom [t/a]	Betriebsaufnahme	Gasaufbereitung
Thüringen	Blankenhain (75 km)	in Betrieb	650	216,7	428,3	3426,3	2011	PSA
Thüringen	Dannheim/Arnstadt/Ilmenau (60 km)	in Betrieb	300	100,0	197,7	1581,4	2014	Membran
Thüringen	Grabsleben (30 km)	in Betrieb	700	233,3	461,2	3689,8	2010	chemische Wäsche
Thüringen	Heygendorf (95 km)	in Betrieb	450	150,0	296,5	2372,0	2014	chemisch/physikalische Wäsche
Thüringen	Kannawurf (70 km)	in Betrieb	700	233,3	461,2	3689,8	2013	PSA
Thüringen	Lehma (160 km)	in Betrieb	600	200,0	395,3	3162,7	2012	chemisch/physikalische Wäsche
Thüringen	Menteroda (45 km)	in Betrieb	700	233,3	461,2	3689,8	2015	PSA
Thüringen	Nordhausen (Bielen) (75 km)	in Betrieb	350	116,7	230,6	1844,9	2015	chemisch/physikalische Wäsche
Thüringen	Weißborn-Lüderode (75 km)	in Betrieb	600	200,0	395,3	3162,7	2013	chemische Wäsche

Auch das Direct Air Capture Verfahren (DAC)* bietet ein hohes Potenzial zukünftig CO₂-neutrale Kraftstoffe in großem Umfang bereitstellen zu können, jedoch steckt die Technologie aktuell noch in den Anfängen und besitzt dadurch einen sehr hohen Energiebedarf (300 – 500 kWh_e/t_{CO2} sowie etwa 1500 kWh_{th}/t_{CO2}) und bedarf hoher Investitionskosten, welche in den nächsten Jahren weiter gesenkt werden soll. Weiterführende Daten und Informationen zum DAC sind im Folienanhang dargestellt.

Durchschnittlich werden etwa 3,056 kg CO₂ pro kg FT-Produkt benötigt. Bei Annahme einer 100 %-igen Substitution mit SAF würden demnach etwa 310 t_{CO2}/a am Flughafen Eisenach zur PtL-Produktion gebraucht. Diese Menge könnte aus den Biogasanlagen Menteroda oder Grabsleben geliefert werden. Der CO₂-Preis und die reale Verfügbarkeit müssten mit den Anlagenbetreibern geklärt werden. Für den CO₂-Transport müssen etwa 10 €/t_{CO2} pro 100 km veranschlagt werden, was zu jährlichen Kosten von 930 – 1395 € führt. Mit geschätzten CO₂-Kosten von 10 – 80 €/t_{CO2} würden zudem 3100 – 24.800 €/a anfallen. Sollte die CO₂-Nutzung aus den Biomethananlagen nicht möglich sein, wäre die Umsetzung von DAC zu empfehlen, wobei die Kosten gegenwärtig um den Faktor 10 höher liegen.

Ein zweiter wichtiger Ausgangsstoff für PtL-Flugkraftstoffe ist Wasser, welches innerhalb der Elektrolyse zu grünem Wasserstoff umgesetzt wird. Alle Elektrolysetechnologien benötigen dazu entmineralisiertes, hochreines Wasser. Die Wassertypen sind nach ASTM in vier Klassen unterteilt und durch ihren spezifischen Widerstand ($M\Omega/cm$) charakterisiert:

- Typ I: Reinstwasser mit $> 18 M\Omega/cm$; $0,1 \mu S/cm$
- Typ II: $> 1 M\Omega/cm$
- Typ III: $> 4 M\Omega/cm$ (Erzeugung mittels Umkehrosmose und Entfernung 90 – 99 % der Kontaminanten)
- Typ IV: $200 k\Omega/cm$ (Erzeugung mittels Umkehrosmose, Nutzung als Rohwasser zur Herstellung von Wasser Typ I und II durch Deionisierung)

Die Mindestanforderung für Elektrolyse ist Wasser vom Typ II, während Wasser vom Typ I dennoch bevorzugt wird. Der Großteil der Elektrolyseanbieter liefert die Wasseraufbereitung mit.

Der stöchiometrische Wasserbedarf liegt bei rund $9 kg_{H_2O}/kg_{H_2}$. Je nach Studie und Anbieter wird jedoch von zusätzlichen geringen Wasserverlusten ausgegangen, wodurch sich Wasserbedarfe von $10,0 - 11,1 kg_{H_2O}/kg_{H_2}$ ergeben [30]. Durchschnittliche werden etwa $0,48 kg$ Wasserstoff pro kg FT-Produkt benötigt. Daraus resultiert für den Flughafen Eisenach ein Bedarf von rund $47 t_{H_2}/a$ und damit $470 - 520 t_{H_2O}$ hochreines Wasser für die Elektrolyse. Im Vergleich zu anderen alternativen Kraftstoffen besitzen PtL-Produkte dadurch einen entscheidenden Vorteil, da bei der SAF-Produktion mittels AtJ oder HEFA viel größere Mengen an Wasser benötigt werden (Abb. 64).

Water demand of different jet fuel production pathways in comparison

(Volume representation, PtL water demand $4 L_{H_2O}/kg_{jet fuel}$)



Abb. 64: Power-to-Liquid-Wasserbedarf im Vergleich zu ausgewählten alternativen Kraftstoffen [29]

D.1.2 Mögliche Prozesspfade zur Herstellung von PtL-Flugkraftstoffen

Für die Herstellung von PtL-Flugkraftstoffen gibt es derzeit zwei Erzeugungspfade: die Fischer-Tropsch-Synthese und die Alkoholsynthese mit anschließender Weiterverarbeitung des Alkohols zu Kerosin. Die Alkoholsynthese wird in Deutschland gegenwärtig als Methanol-to-Olefins, Olefins-to-Distillate sowie Methanol-to-Jetfuel-Prozess betrachtet. Im Gegensatz zum Fischer-Tropsch-Verfahren ist die Methanolroute noch nicht für die Nutzung von Kerosin zugelassen, wodurch der Fokus der weiterführenden Betrachtungen innerhalb dieser Studie auf dem Fischer-Tropsch-Verfahren liegt. Der FT-Prozess lässt sich in drei wichtige Kernabschnitte unterteilen (Abb. 65). Dazu gehört zu Beginn die Synthesegaserzeugung mit anschließender FT-Synthese und einer nachgelagerten Produktabtrennung und -aufbereitung. Die Verfahrensvarianz liegt dabei speziell auf verschiedenen Wegen der Synthesegaserherstellung (Elektrolysetechnologien).

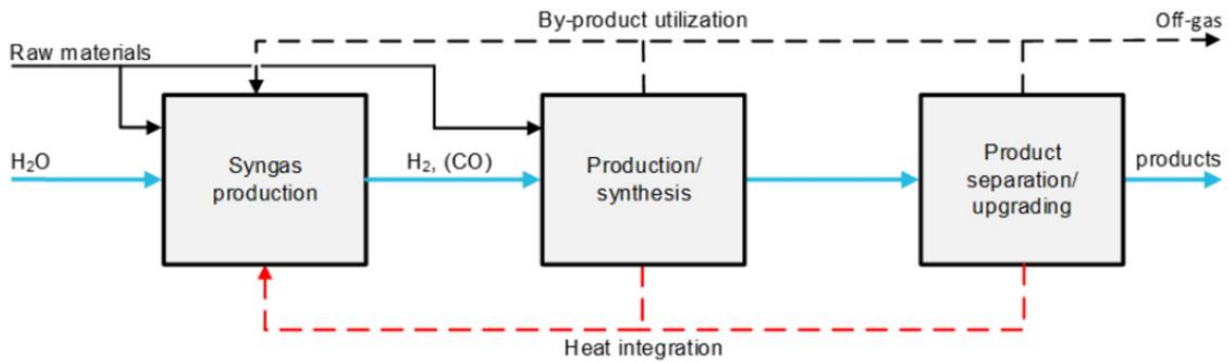


Abb. 65: Vereinfachtes Prozessfließbild von PtL-Kraftstoffen

D.1.3 Elektrolyse

Insgesamt gibt es nach aktuellem Stand der Technik drei anwendbare Elektrolyseverfahren. Dazu zählt die Alkalische Elektrolyse (AEL), die Proton Exchange Elektrolyse (PEMEL) und die Hochtemperatur-Elektrolyse (HTEL auch als SOEL – Solid Oxide Electrolysis bezeichnet). Die AEL ist eine etablierte Technologie und im industriellen Maßstab verfügbar. Es kommen korrosive Medien zum Einsatz und die Stromdichten sind relativ gering. Die PEMEL befindet sich gegenwärtig im Übergang vom Demonstrationsmaßstab zum industriellen Maßstab, weist jedoch noch geringere Lebensdauern als die AEL auf. Sowohl AEL als auch PEMEL erfordern einen dreistufigen PtL-Prozess, da ein Reverse Water Gas Shift (rWGS)-Reaktor* zur Synthesegaserzeugung benötigt wird. Dieser ist sehr Investitionskostenintensiv. Die SOEL wird bei etwa 800 °C betrieben, weist die höchsten Wirkungsgrade auf und kann sowohl Wasser als auch CO₂ zu Synthesegas umsetzen, wodurch nur ein zweistufiger Prozess umgesetzt werden muss. Sie befindet sich aktuell aber noch im Labor- bzw. Demonstrationsmaßstab. Eine ausführliche Literaturstudie gibt in Abb. 66 einen Überblick möglicher erreichbarer Wirkungsgrad in Abhängigkeit der genutzten Elektrolyse-Technologie [31].

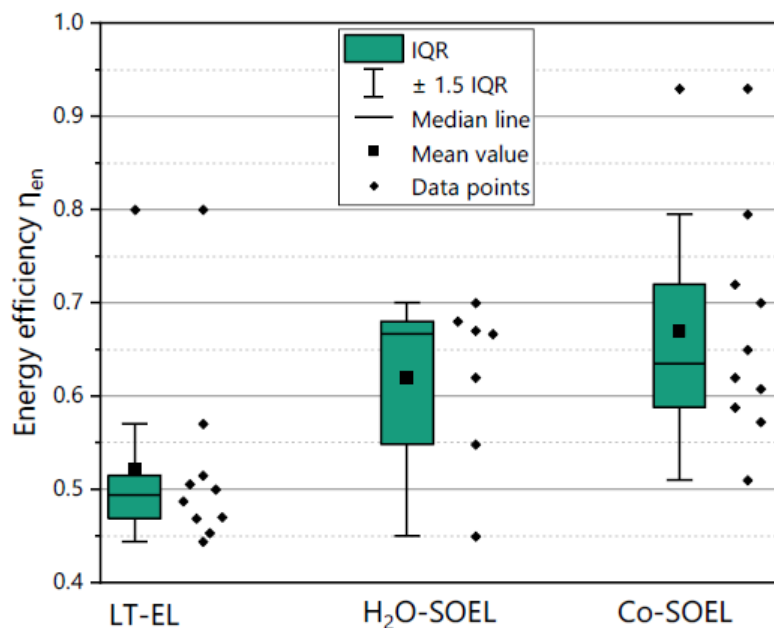


Abb. 66: Boxplot-Diagramm der aus der Literatur abgeleiteten Werte für die energetischen Wirkungsgrad für Niedertemperatur-Elektrolyse-basierte Prozesse (LT-EL mit AEL und PEMEL), H₂O-SOEL-basierte Prozesse und Co-SOEL-basierte Prozesse

Generell zeigt sich, dass der Einsatz der Co-SOEL sehr vorteilhaft sein kann, jedoch ist deren TRL bisher am geringsten. Zudem weist die Studienlage darauf hin, dass die Wärmeintegration und Stoffrückführung nicht umgesetzter Edukte innerhalb der Prozessroute essenziell sind, um hohe Wirkungsgrade zu erreichen.

Für die zukünftige Umsetzung werden zudem die Investitionskosten und Langzeitstabilität eine wichtige Rolle spielen. Ein Screening der bestehenden Literaturdaten zeigt den zukünftigen Trend verschiedener Prognosen auf (Abb. 67). Dabei ist erkennbar, dass sich sowohl die Kosten als auch die Lebensdauer der Elektrolysetechnologien bei Weiterentwicklung, Upscaling und Kommerzialisierung immer weiter annähern werden.

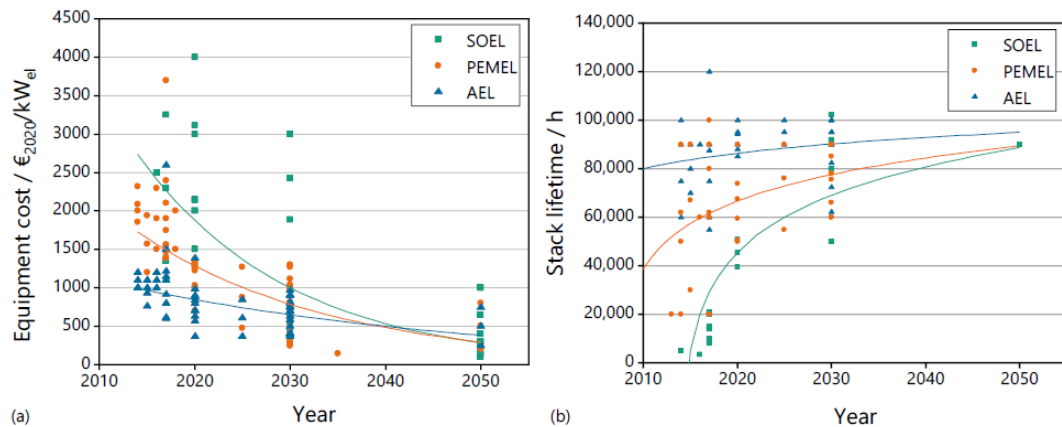


Abb. 67: Entwicklung der Kosten und Lebensdauer für die drei gegenwärtigen Elektrolysetechnologien bis 2050 [32]

D.1.4 Mögliche Prozessumsetzung

Die erste mögliche Varianz der Prozessführung ergibt sich, wie eingangs erwähnt aus der Wahl der Elektrolysetechnologie. Bei Einsatz einer AEL und PEMEL wird der Prozess dreistufig mit Hilfe eines rWGS-Reaktors umgesetzt. Eine mögliche Prozess Verschaltung ist schematisch in Abb. 68 dargestellt.

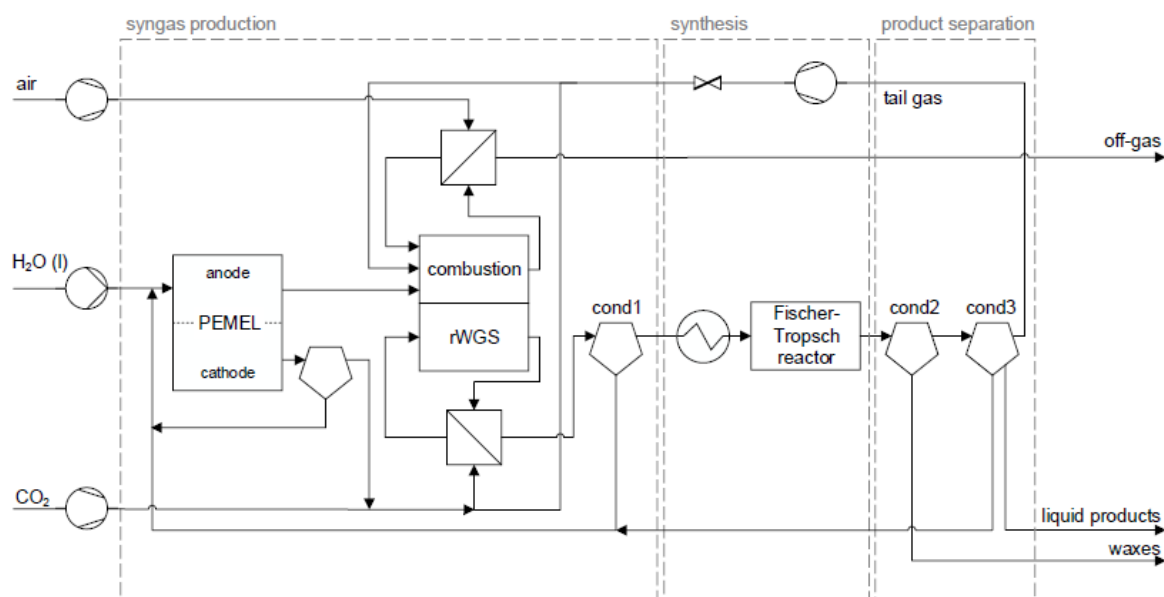


Abb. 68: Beispiel eines schematischen Prozessfließbildes eines dreistufigen Ptl-Prozesses mit Nutzung einer PEMEL [31]

Tab. 29: Zusammenfassung der betrachteten Verfahrens-konzepte sowie die aus der Simulation resultierenden Wirkungsgrade

Nr.	Elektrolyse	Reforming	$\eta_{\text{en,ideal}}$	η_{en}	η_{c}
1	Co-El	Int. Ref.	0,571	0,347	0,887
2	Co-El	HP-rWGS	0,548	0,366	0,889
3	Co-El	LP-rWGS mK	0,548	0,383	0,911
4	Co-El	LP-rWGS oK	0,544	0,404	0,911
5	H ₂ O-SOEC	HP-rWGS	0,550	0,366	0,908
6	H ₂ O-SOEC	LP-rWGS mK	0,549	0,364	0,907
7	H ₂ O-SOEC	LP-rWGS oK	0,541	0,376	0,889
8	HP-PEMEC	HP-rWGS	0,472	0,403	0,895
9	LP-PEMEC	HP-rWGS	0,458	0,395	0,895
10	LP-PEMEC	LP-rWGS	0,459	0,394	0,908

Aus den Vorbetrachtungen wurden anhand der Ergebnisse aus jeder Kategorie ein Verfahrenskonzept zur detaillierten Untersuchung herausgegriffen. Dazu gehört Prozesskonzept 1 (Co-El Int. Ref.), 4 (Co-El + rWGS), 5 (H₂O-SOEC) und 8 (PEMEC).

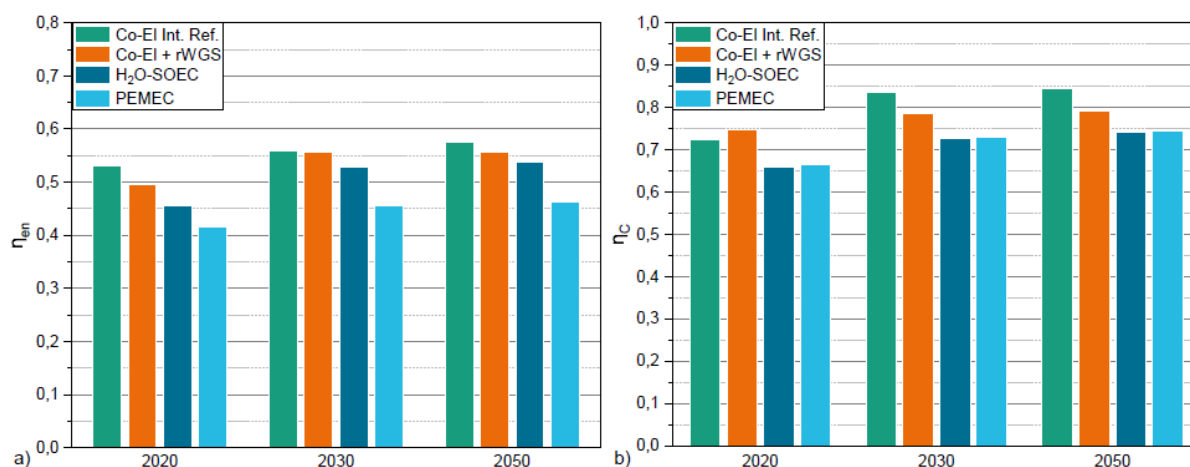


Abb. 70: Darstellung der vergleichenden Betrachtung hinsichtlich energetischem und Kohlenstoffwirkungsgrad mit Einbeziehung der technologischen Entwicklung für die Jahre 2020, 2030 und 2050

Das Prozessmodell mit Co-Elektrolyse und internem Reforming erreicht unter allen untersuchten Konzepten den höchsten energetischen Wirkungsgrad, da ohne eine separate rWGS-Stufe eine Wärmesenke auf hohem Temperaturniveau vermieden werden kann. Damit lässt sich ein vergleichbares Maß an Wärmeintegration im Prozess erreichen und der Bedarf an Wärmeübertrager im Prozess gesenkt. Aufgrund der Tatsache, dass der Wärmebedarf im Prozess bei 800 °C in der Elektrolyse anstatt bei 1000 °C in einem rWGS-Reaktor gedeckt werden muss, muss außerdem insgesamt weniger Restgas zur Wärmeintegration verbrannt werden.

Durch internes Reforming kann bei der Elektrolyse außerdem zusätzliche elektrische Energie durch thermische Energie substituiert werden. Da ein Teil der Ausgangsstoffe Wasser und CO₂ als Oxidationsmittel beim Reforming dienen und dabei ebenfalls in Synthesegas umgewandelt werden. Damit wird

also teilweise elektrochemischer durch katalytischen Stoffumsatz ersetzt. Ein Nachteil aus energetischer Sicht ist bei der Co-Elektrolyse mit internem Reforming jedoch, dass der CO_2 -Umsatz bei der Synthesegaserzeugung einstufig erfolgt. Dadurch sinkt insgesamt die Synthesegas- und FT-Produktausbeute gegenüber dem Prozess mit Co-Elektrolyse und externem Reforming geringfügig.

Der Kohlenstoffwirkungsgrad stellt das Verhältnis von Kohlenstoff in den Fischer-Tropsch-Produkten zum insgesamt eingesetzten Kohlenstoff dar. Dieser korreliert direkt mit dem CO-Anteil im Synthesegas. Da alle Prozesse auf einen konstanten Kohlenstoffdioxidstrom am Eintritt normiert wurden, führt ein höherer CO_2 -Umsatz bei der Synthesegaserzeugung auch zu einer größeren Produktmenge und daraus resultierend zu einem höheren Kohlenstoffwirkungsgrad.

Aus Abb. 70 geht hervor, dass die beiden Prozesse auf Basis von Wasserelektrolyse den niedrigsten Kohlenstoffwirkungsgrad besitzen. Durch die ausschließlich katalytische Erzeugung von CO in der rWGS-Stufe fällt der Kohlenstoffdioxidumsatz in der Synthesegaserzeugung bei diesen Prozessen am geringsten aus. Theoretisch ließe sich der Umsatz von CO_2 in einem rWGS-Reaktor erhöhen. Über die Umkehrung der WGS-Reaktion wird dort CO_2 mithilfe von H_2 zu CO umgesetzt. Da in einer rWGS-Stufe annähernd chemisches Gleichgewicht herrscht, lässt sich nach dem Prinzip von Le Chatelier die Gleichgewichtslage der Reaktion verschieben. Als hilfreiche Maßnahmen kämen dafür einerseits aufgrund der Endothermie der rWGS-Reaktion eine Erhöhung der Betriebstemperatur und andererseits die Erhöhung der Wasserstoffkonzentration infrage. Die Erhöhung der Betriebstemperatur ist allerdings aus mehreren Gründen für die modellierten Prozesse ungünstig. Zum einen müsste der zusätzliche Energiebedarf wieder über die Restgasverbrennung gedeckt werden, wodurch ein potentieller Gewinn an Synthesegas durch vermehrte Restgasverbrennung wieder ausgeglichen wird. Zum anderen führt Wärmeintegration auf höheren Temperaturniveaus aufgrund technischer Limitierungen immer zu höheren thermischen Verlusten an die Umwelt, wodurch die Energieeffizienz des Prozesses negativ beeinflusst wird.

Eine Erhöhung der Wasserstoffkonzentration durch vermehrte Wasserelektrolyse im Prozess kann die CO-Ausbeute in einer rWGS-Stufe ebenfalls erhöhen. Die Folge daraus wäre jedoch eine Steigerung des H_2/CO -Verhältnisses. Daraus ergäbe sich eine Verschiebung der Produktfraktionen zu kürzeren Kettenlängen in der Fischer-Tropsch-Synthese. Das hätte zur Folge, dass die Menge an Restgas im Prozess zunehmen würde und mehr Reforming zur Rückumwandlung betrieben werden müsste. Daraus ergibt sich dann wieder ein erhöhter Energiebedarf, welcher über die Verbrennung gedeckt werden muss und somit letztendlich eine Minderung von sowohl des energetischen sowie des Kohlenstoffwirkungsgrades zur Folge hätte. Die Wahl der Betriebsbedingungen der rWGS-Stufe stellt also ein Optimierungsproblem dar, bei dem jede Änderung weitreichende Konsequenzen im Prozess nach sich zieht.

Der Prozess mit Co-Elektrolyse und externem Reforming stellt auch deswegen den Effizientesten in Bezug auf Kohlenstoffausnutzung dar, weil Synthesegaserzeugung und Reforming räumlich voneinander getrennt werden. Dadurch kann CO_2 zuerst elektrochemisch während der Elektrolyse und anschließend katalytisch über das WGS-Gleichgewicht umgesetzt und so die Synthesegasausbeute erhöht werden.

Die detaillierte Modellierung zeigt, dass ein Prozess auf Basis von Co-Elektrolyse und internem Reforming die energetisch effizienteste Variante darstellt. Eine Maximierung des Kohlenstoffwirkungsgrades kann durch externes Reforming in einer zusätzlichen rWGS-Stufe erreicht werden. Die Prozessmodelle ergaben außerdem aufgrund von schlechteren Möglichkeiten zur Wärmeintegration eine niedrigere Effizienz für Konzepte auf Basis von Wasserelektrolyse.

Da für die Umsetzung von PtL-Konzepten nicht nur die Wirkungsgrade, sondern zudem die resultierenden Produktionskosten einen wesentlichen Anteil zur Konzeptumsetzung beitragen, wurden ebenfalls

die Betriebs- (OPEX) und Investitionskosten (CAPEX) betrachtet. Abb. 71 zeigt einen zusammenfassenden Vergleich von diesen bezogen auf 2020 und 2050 sowie noch einmal die Wirkungsgrade.

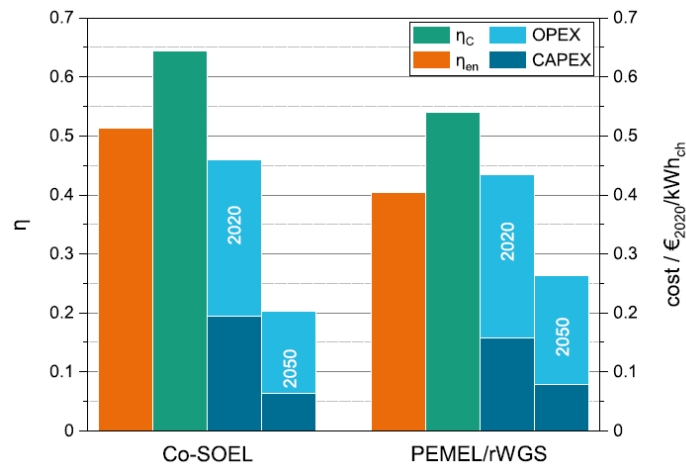


Abb. 71: Vergleich des energetischen Wirkungsgrades, des Kohlenstoffwirkungsgrades sowie spezifischer CAPEX und OPEX für SOEL- und PEMEL-basierte Prozesskonzepte

Für beide Konzepte lässt sich im Laufe der Zeit ein deutlicher Rückgang der Produktionskosten beobachten. Für das Szenario 2020 zeigt das PEMEL-basierte Konzept niedrigere Produktionskosten von 0,419 €/kWh_{ch} gegenüber 0,453 €/kWh_{ch} für den Co-SOEL basierten Prozess. Dies ist gegenwärtig durch geringere Investitionskosten des PEMEL-basierten Prozesses zurückzuführen, der die Vorteile des SOEL-basierte Prozesse durch höhere Effizienz und damit geringere Stromkosten aufwiegt. Da die CAPEX für die Elektrolysetechnologien bis 2050 konvergieren, weist der PEMEL-basierte Prozess aufgrund des zusätzlichen Bedarfs an einem rWGS-Reaktor höhere CAPEX auf. In Verbindung mit höheren OPEX aufgrund des höheren Energiebedarfs sind die Produktionskosten im Vergleich zum SOEL-basierten Verfahren mit 0,247 €/kWh_{ch} bzw. 0,195 €/kWh_{ch} höher. Damit ist SOEL für die Kopplung der Elektrolyse mit einer exothermen Synthesereaktion langfristig gesehen die erfolgversprechendere Technologie.

Einer technischen Realisierung von SOEL-basierten Prozessen steht allerdings nach wie vor ein Entwicklungsrückstand anderer Elektrolysetechnologien im Weg. Ziel weiterer Forschung muss es sein, die Degradationsbeständigkeit und die elektrochemischen und katalytischen Eigenschaften verschiedener Zellbestandteile weiter zu verbessern. Die Überführung von Versuchsanlagen vom Demonstrationsmaßstab in einen Pilotmaßstab stellt dafür einen guten Ansatz dar. Mithilfe von Pilotprojekten kann die Entwicklung von SOELs wesentlich vorangetrieben und dadurch PtL-Prozesse allgemein einem großtechnischen Einsatz nähergebracht werden.

Zur Validierung der Ergebnisse wurde aktuelle Veröffentlichungen zu dieser Thematik gescreent. Während die Ergebnisse aufgrund unterschiedlicher Annahmen zur Anlagengröße, Prozessroute und anderen Randbedingungen nur schwer vergleichbar sind, lässt sich aus den Daten ein allgemeiner Trend ableiten. Die Ergebnisse der Literaturstudie und die Ergebnisse hier sind in Abb. 72 dargestellt. Im Allgemeinen wird erwartet, dass die Wahl eines PEMEL-basierten Prozesses zu höheren PtL-Produktionskosten mit einer höheren Sensitivität gegenüber den Stromkosten führt, wie durch den steileren Gradienten im Diagramm gezeigt. Darüber hinaus ist eine hohe Streuung der einzelnen Datenpunkte zu beobachten. Während sich die betrachteten Anlagengrößen in den jeweiligen Veröffentlichungen erheblich unterscheiden, konnte kein Zusammenhang zwischen Maßstab und berechneten Produktions-

kosten beobachtet werden. Daher wird die Anlagengröße nicht als Hauptursache für die Streuung angesehen. Stattdessen dürften die erheblichen Unterschiede in den Annahmen zu den Anlagenkosten der Elektrolyseure die Hauptursache für die Abweichung sein.

Die Datenpunkte für die Produktionskosten (NPC – net production costs) SOEL-basierter Prozesskonzepte liegen deutlich näher an der Trendlinie, allerdings mit geringer Abhängigkeit vom Strompreis. Da die Prozesseffizienz höher ist und der daraus resultierende elektrische Energiebedarf im Vergleich zu den PEMEL-basierten Prozessen geringer, war ein geringerer Gradient zu erwarten. Aufgrund unterschiedlicher Annahmen der Systemgrenzen sind die berechneten Produktionskosten niedriger als die des hier vorgestellten Modells.

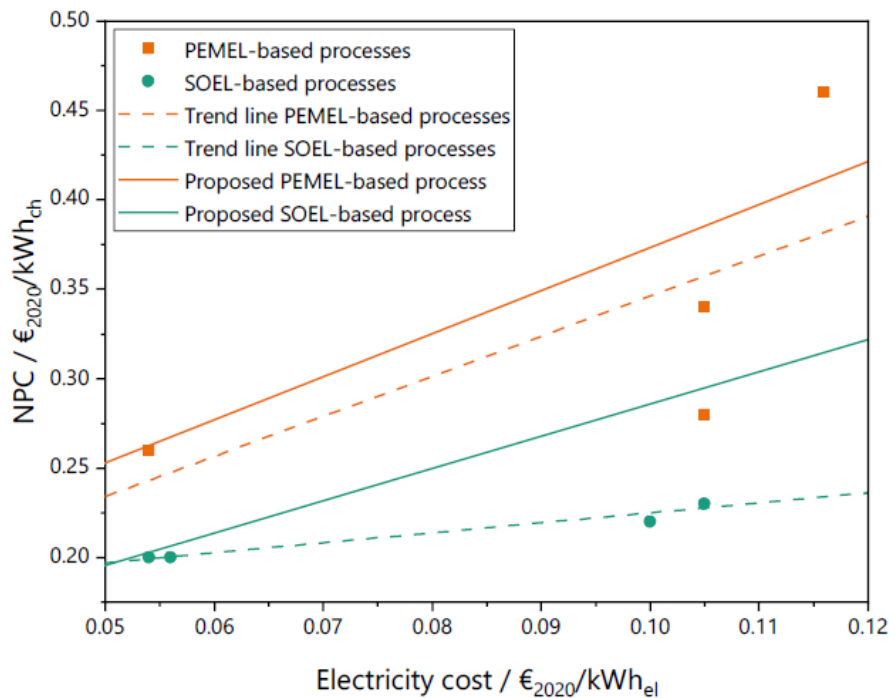


Abb. 72: Korrelation zwischen PtL-Produktionskosten und Stromkosten für Ergebnisse aus der Literatur [34-38] und der Betrachtung von Herz et al. [33]

Die für die wirtschaftlichen Berechnungen getroffenen Annahmen sind, insbesondere im Falle einer Prognose, mit Unsicherheiten behaftet. Daher wurde eine Sensitivitätsanalyse für das Szenario 2050 durchgeführt, um eine Bewertung des Einflusses mehrerer Haupteinflussfaktoren auf die Produktionskosten zu ermöglichen. Die in Abb. 73 (a) dargestellten Ergebnisse zur Variation der Stromkosten zeigen einen großen Einfluss auf die PtL-Produktionskosten. Selbst wenn davon ausgegangen wird, dass erneuerbarer Strom kostenlos verfügbar wäre, führen die Kapital- und Betriebsausgaben zu Nettoproduktionskosten von Syncrude, die die von Produkten auf fossiler Basis um den Faktor drei übertreffen. Daher ist ein Markteintritt ohne umfangreiche staatliche Anreize oder verpflichtende Quoten nicht möglich. Darüber hinaus wurde der Einfluss der CO₂-Zertifikate auf den Produktionskosten untersucht, wie in Abb. 73 (b) dargestellt. Auf die Produktionskosten wurde der Gegenwert der in den Produkten chemisch gebundenen Kohlenstoffmenge in CO₂-Zertifikaten angerechnet. Obwohl der Einfluss nicht so ausgeprägt ist wie bei den Stromkosten, kann durch den Einsatz dieses staatlichen Instruments eine deutliche Reduzierung der Produktionskosten erreicht werden. Darüber hinaus ergibt die Variation der Lebensdauer des SOEL-Stacks im Vergleich zu den Kosten für Strom und SOEL-spezifische Ausrüstung nur einen geringen Einfluss. Ein nennenswerter Einfluss ist nur bei geringen Stack-Lebenszeiten zu erkennen.

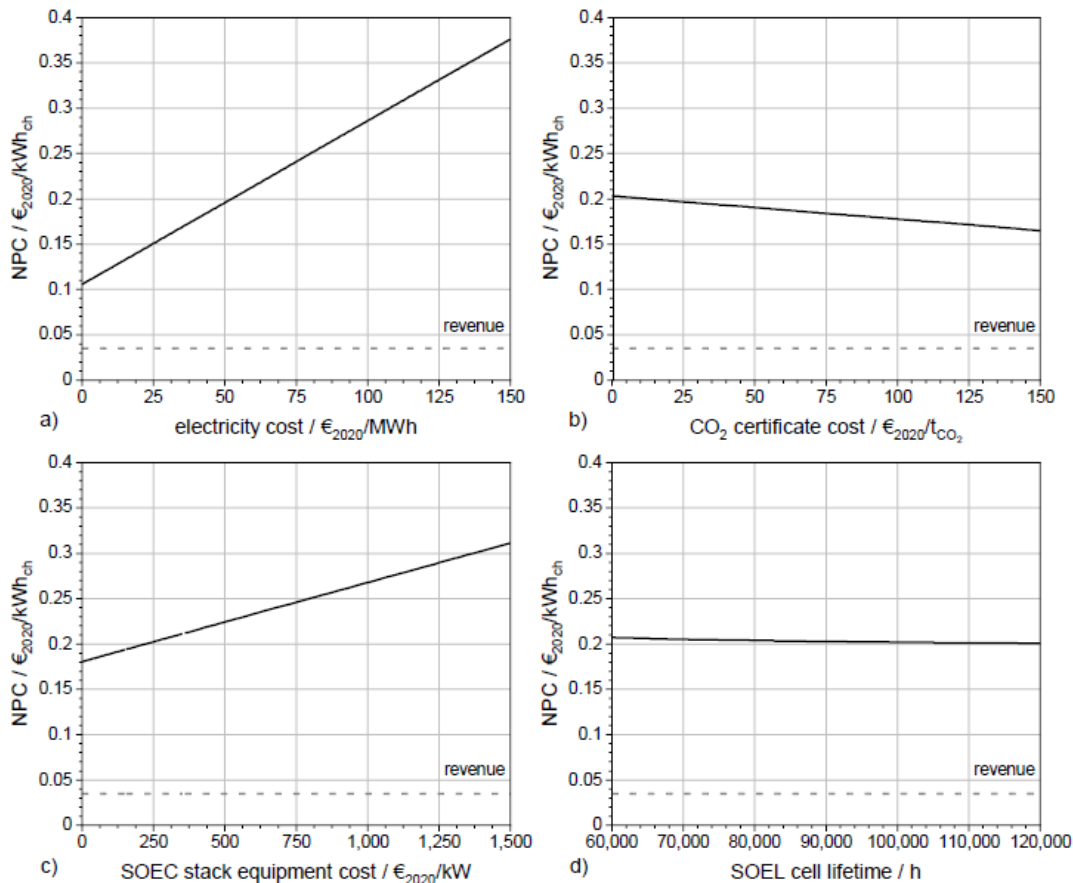


Abb. 73: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen von (a) Stromkosten, (b) CO₂-Zertifikatskosten, (c) SOEL-spezifischen Ausrüstungskosten und (d) SOEL-Stack-Lebensdauer auf die Nettoproduktionskosten von PtL

Generell konnte anhand der diskutierten Daten gezeigt werden, dass die Energiekosten für einen SOEL-basierten Prozess zwar niedriger sind, die PtL-Produktionskosten auf Grund von höheren Investitionskosten aktuell jedoch über denen eines PEMEL-basierten Prozesses liegen. Bis 2050 wird sich durch Weiterentwicklung der Technologie und der Elektrolysekosten sich dieser Trend jedoch umkehren. Mit Hilfe der Sensitivitätsanalysen konnte dargestellt werden, dass die Stromkosten den größten Einfluss auf die PtL-Produktionskosten besitzen. Demnach wird der Ausbau erneuerbarer Energien ein entscheidender Faktor bei der wirtschaftlichen Umsetzung von PtL-Anlagen spielen. Dennoch kann die Diskrepanz zu fossilen Produkten durch den Strompreis allein nicht realisiert werden und bedarf weiterer staatlicher Förderung.

D.1.5 Produktaufbereitung

Um synthetisch erzeugte Flugkraftstoffe einsetzen zu können, ist es wichtig, wie bei fossilem Erdöl, dieses zu fraktionieren und je nach Einsatzbereich durch Hydrocracking und Hydrotreating-Prozesse aufzubereiten. Dazu werden drei mögliche Ansätze diskutiert (Abb. 74). Der Aufbereitungsweg mit dem geringsten zusätzlichen Aufwand ist das Co-Processing. Dazu wird das FT-Syncrude desoxygeniert (Entfernung von Oxygenaten) und anschließend fossilem Rohöl in einer bestehenden Raffinerie zugemischt und aufbereitet. Eine weitere Möglichkeit ist die Teilraffination. Dabei werden nur die wichtigsten Aufbereitungsstufen wie die Destillation, ein Hydrocracker und wenn nötig eine Hydrotreating-Anlage der FT-Syntheseanlage nachgeschaltet. Das gewonnene Produkt kann dann unter Einhaltung

der jeweiligen Norm dem fossilen Kraftstoff zugemischt werden. Die apparativ aufwändigste Aufbereitung ist die vollständige Raffination. Dazu wird eine ähnlich komplexe Raffinerie wie aus der Erdölaufbereitung bekannt benötigt und ist dadurch sehr kostenintensiv. Jedoch bietet sich dann nicht nur die Möglichkeit hochwertige Produkte zu erzeugen, sondern auch durch eine Kopplung der FT-Anlage mit der Raffination anfallende Abwärme- und Restgasströme besser thermisch zu nutzen und Nebenproduktströme sinnvoll zurückzuführen. Dadurch werden die Raffinerieeffizienz und der ökologische Nutzen gesteigert. Die gewonnenen Produkte können dann den Anforderungen entsprechend eingestellt werden und sind somit „dop-in“-fähig.

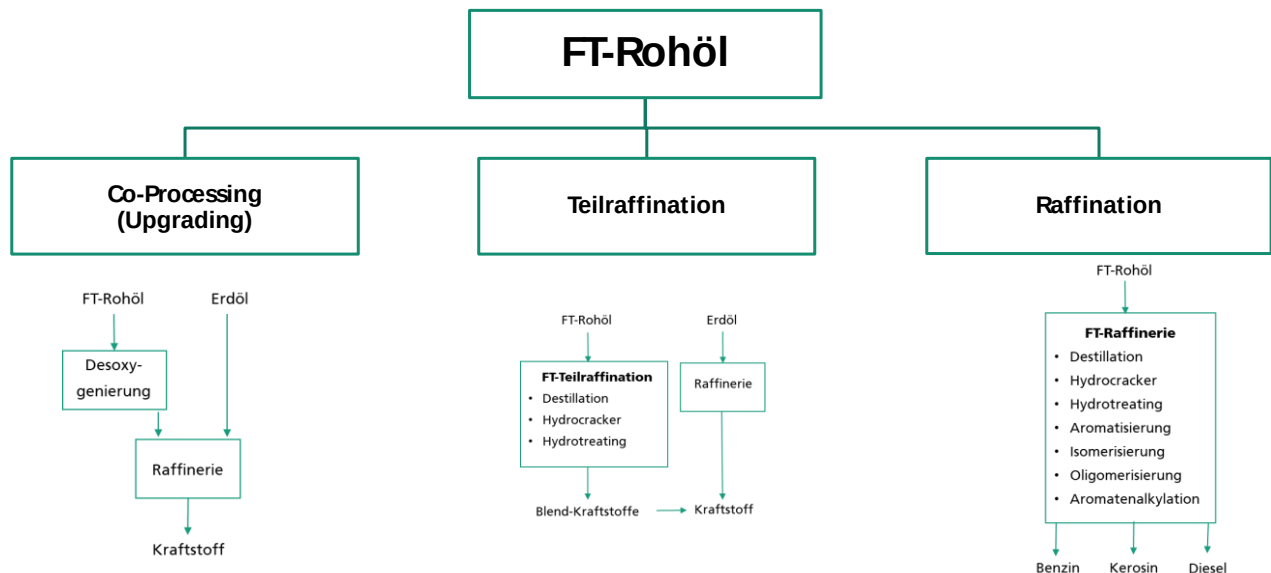


Abb. 74: Übersicht der Möglichkeiten zur FT-Rohölaufbereitung

Durch umfangreiche Literaturrecherche und technoökonomische Betrachtung der drei Aufbereitungsrouten, war die Abschätzung ungefährender CAPEX- und OPEX-Kosten möglich. Die daraus resultierenden Anteile, welche sich auf die PtL-Gesamtproduktionskosten niederschlagen, sind in Abb. 75 dargestellt.

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass bei kleinen PtL-Anlagen das Co-Processing die wirtschaftlichste Option zur Aufbereitung von synthetischem Rohöl darstellt. Bei Upscaling der Technologie wird deutlich, dass bei einer 300 MW-Anlage die OPEX-Kosten von Teilraffination und Co-Processing nahe beieinanderliegen. Generell ist bekannt, dass ein Großteil der Wertschöpfung Fischer-Tropsch-basierter Syntheseprozesse im Aufbereitungsschritt stattfindet [39]. Die Entscheidung, ob am Standort der FT-Anlage eine Teilraffination durchgeführt wird, hängt aber stark von den örtlichen Randbedingungen, insbesondere von der Nähe zu bestehenden Raffineriestandorten und einer möglichen Einbindung in deren Aufbereitungsprozesse ab.

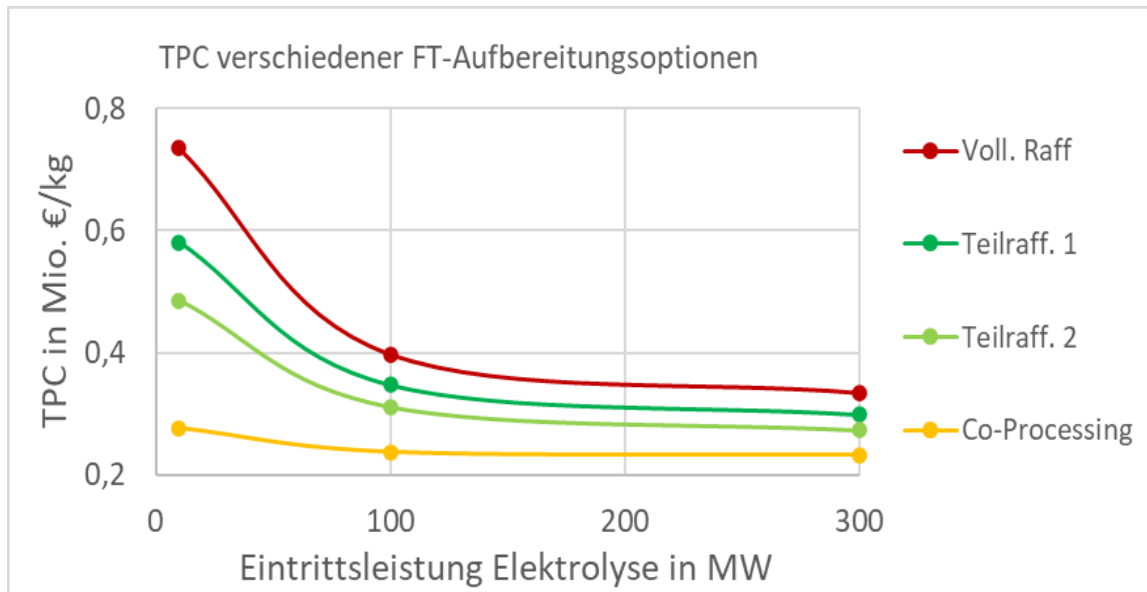


Abb. 75: Graphische Darstellung der Gesamtproduktionskosten (TPC – total production costs) der betrachteten Aufbereitungsrouten mit entsprechenden Anlagengrößen

Die benötigte Anlagengröße am Flughafen Eisenach ist am unteren linken Rand (0,25 MW) einzuordnen, daher wäre es strategisch sinnvoll die lokale Nähe (ca. 130 km) zur Raffinerie Leuna zu nutzen und in diesem Fall Co-Processing umzusetzen.

D.1.6 CO₂-Ausstoß bei der Produktion von PtL-Flugkraftstoffen

Generell lässt sich ableiten, dass die Erzeugung von PtL-Kraftstoffen unter Nutzung von erneuerbaren Energien im Hinblick auf die erzielten Treibhausgasemissionen einen Vorteil besitzen. Zudem konnte beobachtet werden, dass der Betrieb der Anlage speziell der Stromverbrauch die größte Rolle in der Umweltwirkung spielt und der Bau der Anlage nur einen geringen Anteil besitzt [40]. Bei allen PtX-Technologien verursachen die erneuerbaren Szenarien deutlich weniger negative Umwelteffekte in allen Wirkungskategorien (Abb. 76). Es lässt sich also festhalten, dass der Einsatz erneuerbaren Stroms die wichtigste Voraussetzung für einen ökologischen Betrieb der PtX-Anlagen darstellt. Auch verdeutlichen die verschiedenen Szenarien, dass sich die Umweltwirkungen mit einer hohen Auslastung der erneuerbaren Energieanlagen weiter reduzieren lassen. Bei einer Produktion im Ausland kann die ökologische Belastung durch die zusätzlichen Transportaufwendungen ansteigen. Auch zeigt sich, dass ein Mix aus Wind- und PV-Strom, der vor allem betriebswirtschaftlich motiviert ist (höhere PtX-Anlagenauslastung), tendenziell höhere Umweltwirkungen nach sich zieht. Deutliche Umweltvorteile im Vergleich zu den fossilen Referenzprodukten sind dennoch gegeben.

Der Bau der Anlagen hat einen geringen Einfluss auf die Treibhausgasemissionen der PtL-Produkte. Für eine ganzheitlichere Stärkung der Nachhaltigkeitspotenziale empfiehlt es sich dennoch Baumaterialien mit einer möglichst hohen Recyclingquote zu verwenden und auch bei deren Produktion auf erneuerbare Energiequellen zu setzen.

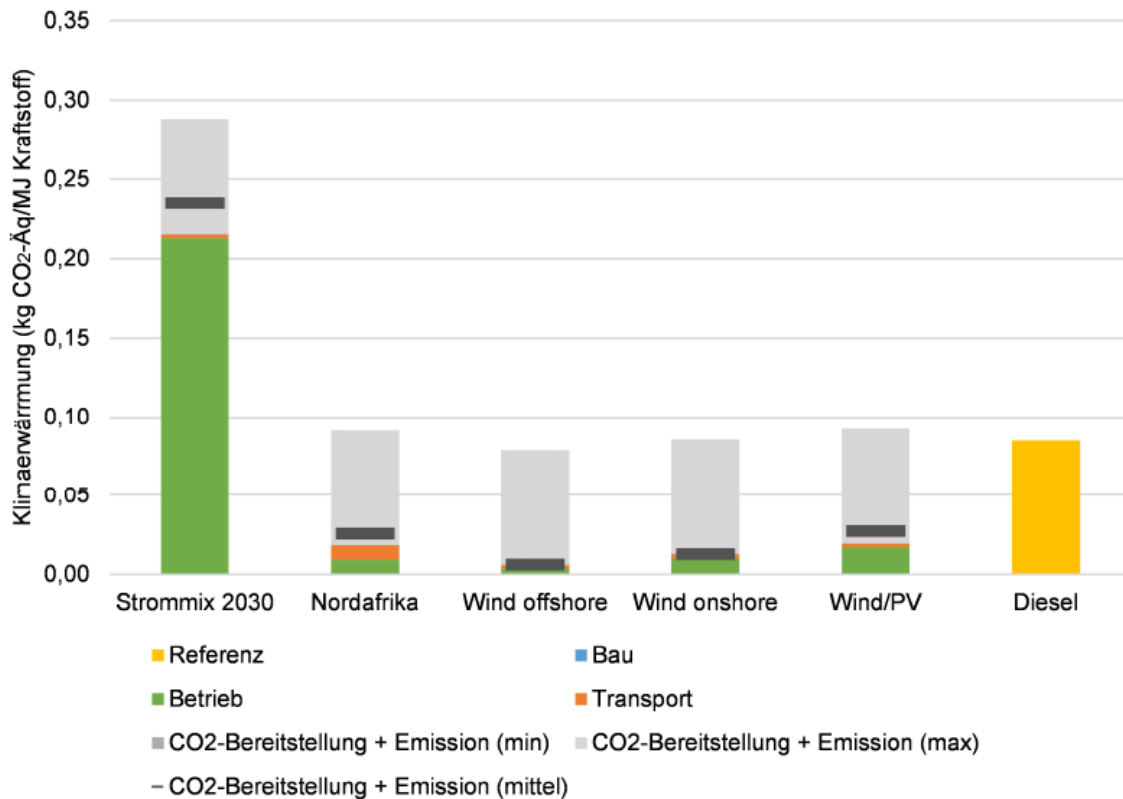


Abb. 76: Treibhausgasemissionen der Fischer-Tropsch-Synthese über verschiedene Szenarien inklusive der betrachteten CO₂-Bereitstellungsverfahren mit anschließender Emission [40].

Zudem ist aus Abb. 76 erkennbar, dass die notwendige CO₂-Bereitstellung einen großen Einfluss auf die Treibhausgasemission besitzt. Daher sollten nur biogene Quellen oder die CO₂-Abscheidung aus der Luft zum Einsatz kommen. Bei der Verwendung von fossilen Quellen treten vielfach Netto- Belastungen im Vergleich zur Referenz auf.

D.1.7 Prognostizierter Hochlauf von E-Fuels (im Vergleich zu konv. Bedarf)

Im Jahr 2019 (vor Corona) wurden etwa 290 Mio. t Kerosin verbraucht und damit ca. 915 Mio. t CO₂-Emissionen weltweit durch den Luftverkehr in die Atmosphäre ausgestoßen. Das entspricht rund 2,8 % der anthropogenen CO₂-Emissionen sowie 12 % des Transport-Sektors [41]. In den letzten Jahren wurden PtL-Kraftstoffe aus Solar- und Windkraft zunehmend als skalierbare und nachhaltige Kraftstoffoption für die Luftfahrt erkannt, jedoch werden diese noch nicht in relevantem Maßstab hergestellt. Zahlreiche Demonstrationsprojekte im Forschungsmaßstab, ein erster Demonstrationsflug sowie eine erste kommerzielle PtL-Kraftstoffproduktionsanlage deuten jedoch darauf hin, dass eine wichtige Phase der PtL-Hochskalierung und Markteinführung begonnen hat. Dennoch sind die Herausforderungen, die mit einer raschen Industrialisierung der PtL-Kraftstoffproduktion verbunden sind, um einen hohen Anteil des künftigen Kerosinbedarfs zu decken, erheblich. Die Produktionskosten für PtL-Kraftstoffe liegen immer noch deutlich über den aktuellen Kerosinpreisen. Für eine rechtzeitige Eindämmung des Klimawandels wären aggressive Markteintrittsszenarien erforderlich. Im April 2023 einigten sich das Europäische Parlament und der Europäische Rat auf die Einführung von Mindestanteilen von nachhaltigen Flugkraftstoffen (SAF) an der Gesamtmenge des verbrauchten Kerosins in der Luftfahrt der Europäischen Union. So sollen ab 2025 mindestens zwei Prozent des verbrauchten Kraftstoffes SAF sein. Dieser Anteil soll bis 2050 auf mindestens 70 Prozent steigen.

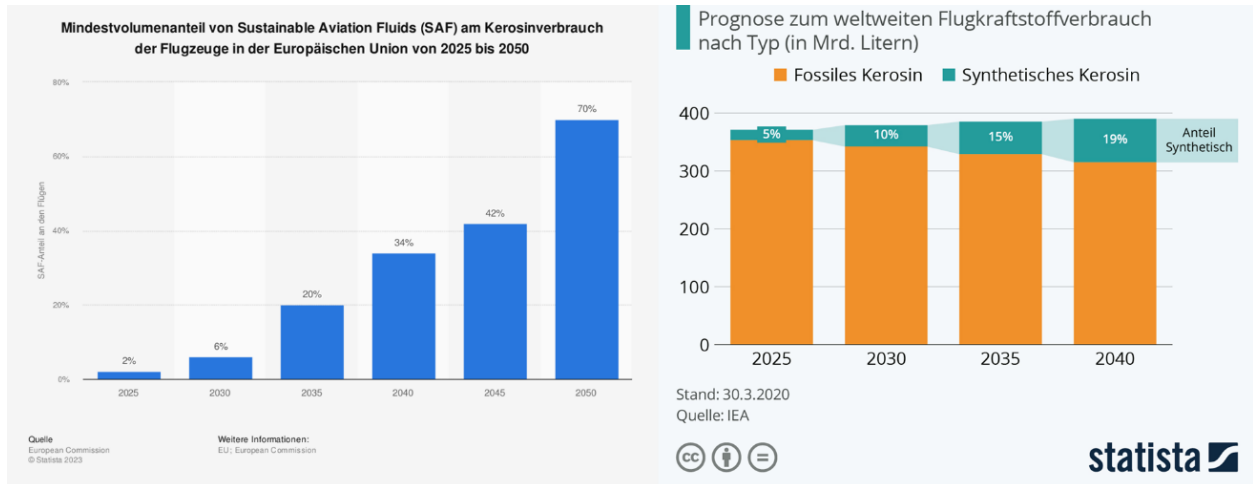


Abb. 77: links: Mindestanforderung von SAF am Gesamtkerosinverbrauch in der EU; recht: Prognose der IEA 2020 zum weltweiten Flugkraftstoffverbrauch mit SAF-Anteil

Die von der EU gesteckten Ziele sehr ehrgeizig, denn drei Jahre zuvor prognostizierte die IEA nur etwa die Hälfte des synthetisch erzeugten Anteils von SAF, welcher fossilem Kerosin zu gemischt werden kann.

D.1.8 Zusammenfassung E-Fuels in Leichtflugzeugen

Der Abschnitt „Luftfahrt – E-Fuels in Leichtflugzeugen“ zeigt anhand der durchgeführten Modellierungen, dass mit gegenwärtig verfügbaren Technologien PtL-Kraftstoffe erzeugt und eine signifikante Reduktion von CO₂-Emissionen im Luftverkehr erzielt werden kann. Generell konnte anhand der diskutierten Daten dargestellt werden, dass die Energiekosten für einen SOEL-basierten Prozess zwar niedriger, die PtL-Produktionskosten auf Grund von höheren Investitionskosten aktuell jedoch über denen eines PEMEL-basierten Prozesses liegen. Bis 2050 wird sich durch Weiterentwicklung der Technologie und der Elektrolysekosten sich dieser Trend umkehren. Mit Hilfe der Sensitivitätsanalysen konnte dargestellt werden, dass die Stromkosten den größten Einfluss auf die PtL-Produktionskosten besitzen. Demnach wird der Ausbau erneuerbarer Energien ein entscheidender Faktor bei der wirtschaftlichen Umsetzung von PtL-Anlagen spielen. Dennoch kann die Diskrepanz zu fossilen Produkten durch den Strompreis allein nicht realisiert werden und bedarf weiterer staatlicher Förderung.

Zudem wurde dargelegt, dass die notwendige CO₂-Bereitstellung einen großen Einfluss auf die Treibhausgasemission besitzt. Daher sollten nur biogene Quellen oder die CO₂-Abscheidung aus der Luft zum Einsatz kommen.

Durch prozessbedingte Verfahrensweise können mittels Produktaufbereitung die gewünschten Kraftstoffe nach den entsprechenden Normen gewonnen werden. Auf Grund der geringen Anlagengröße, die am Flughafen Eisenach benötigt wird, wäre das Co-Processing in Kooperation mit der Raffinerie in Leuna zu empfehlen.

D.2 Speicherung & Verteilung

D.2.1 Grundzüge und Bandbreite des Rahmens der Wasserstoffspeicherung

Ziel des vorliegenden Kapitels ist ein technischer und wirtschaftlicher Vergleich der machbaren Varianten zur Speicherung und Bevorratung von Wasserstoff mit konkreten Lösungsmöglichkeiten für die Region.

Zur notwendigen Datenerhebung wurden zum einen die direkten/ bestehenden Kundenkontakte zu Speicherherstellern genutzt. Zum anderen wurde eine Technologierecherche zum Stand der Technik (=Marktverfügbarkeit) sowie neben Interviews (u.a. für die Aktualisierung vorhandener Daten) auch ein Zielgruppenworkshop durchgeführt.

D.2.1.1 Wasserstoffspeicher, Variantenvergleich

D.2.1.1.1 Etablierte stationäre Speichermethoden

Druckgasspeicher CHG2

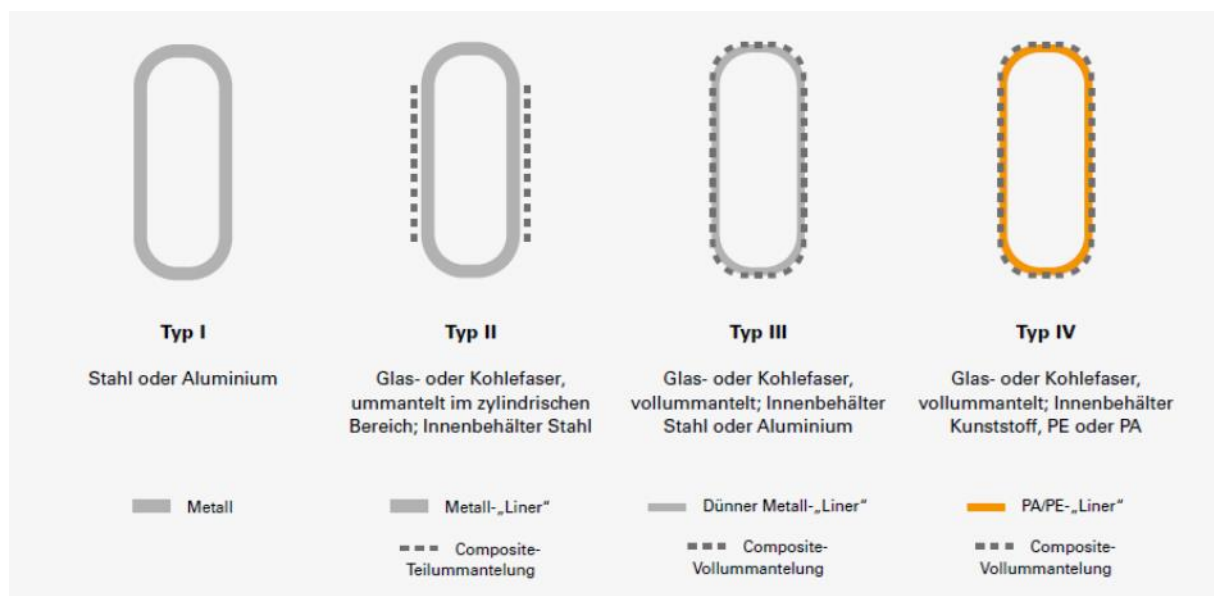


Abb. 78: Etablierte Druckbehältertypen für die gasförmige Speicherung von Wasserstoff [42]

Der klassische Behälter für technische Gase ist der Typ I (vgl. Abb. 78) aus Stahl. Bei Stahlbehältern kann für Druckspeicherung von Wasserstoff nicht auf hochfeste Stähle zurückgegriffen werden, da diese anfällig für Wasserstoffversprödung sind. Gängige und gegenüber Wasserstoff unempfindliche Edelstähle weisen eine geringere Festigkeit auf, weshalb die Wandstärke für Wasserstoffbehälter typischerweise höher ist als bei anderen technischen Gasen wie Stickstoff oder Methan.

Bei den Behältertypen II und III handelt es sich um Metallbehälter, die mit glas- oder kohlenstoff-faserverstärkten Kunststoffen (Composite) teil- bzw. vollummantelt sind. Sie weisen eine geringe metallische Wandstärke auf und haben dadurch in Summe weniger Gewicht.

Typ IV besitzt geblasene Innenbehälter („Liner“) aus thermoplastischem Kunststoff, typischerweise aus Polyamid oder hochfestem Polyethylen, und erzielt dadurch weitere Gewichtsvorteile. Dieser Behältertyp wird heute überwiegend in mobilen Anwendungen (Wasserstoff-PkW, Trucks, Bussen) einge-

setzt. Im Straßen- und Schienentransport werden wegen der höheren möglichen Zuladung im Vergleich zu Stahlbehältern verstärkt Mehrflaschenbündel, -Trailer und MEGC (Multi Element Gas Container) auf Typ III oder Typ IV-Basis angeboten.

Die Verwendung von Wasserstoff-Speichern für den Transport von Wasserstoff wird in D.2.2 detailliert beschrieben.

Druckniveaus

Für die Bevorratung größerer Mengen Wasserstoff an einer Tankstelle werden üblicherweise Druckspeicher aus Stahl oder Composite eingesetzt, die entweder als Mitteldruckspeicher (bis 90 m³ Inhalt bei bis zu 45 bar, ca. 250 kg nutzbare Menge pro Einheit) oder in Form stehend oder liegend gelagerter Langflaschen bei bis zu 200 bar Druck (z.B. 6 x 2 m³, ca. 160 kg nutzbare Menge pro Einheit) ausgeführt werden. Daneben sind Stahl- oder Composite-Flaschenbatterien für die Bevorratung von Wasserstoff mit bis zu 500 bar marktüblich. Druckspeicher sind bei unregelmäßiger Entnahme und kleinen bis mittleren Tagesbedarfen zu empfehlen [43]. Daneben gibt es die Variante der (liegend ausgeführten) Langflaschen auch bei Drücken bis 1.000 bar (z.B. an einer Tankstelle in Bozen / Südtirol). Bei Tankstellen für 700-bar-Fahrzeuge (PKW, Abfallsammler, evtl. auch zukünftig im LKW-Bereich) wird in der Regel mit einem Boost-Kompressor eine gewisse Menge (relativ gering, typisch etwa die jeweils aktuell zu vertankende Menge) Wasserstoff von z.B. 300 bar auf etwa 950 bar verdichtet, um dann mittels Überströmens die Fahrzeuge zu betanken. Auch dafür werden z.T. Höchstdruckspeicher aus Stahl eingesetzt (Bauart Typ I).

Flüssigwasserstoff LH2

Bei größeren Verbräuchen oder um Anfahrten zu sparen wird bei -253 °C verflüssigter, tiefkalter Flüssigwasserstoff (LH2) eingesetzt. Er hat den Vorteil einer hohen Energiedichte und Reinheit. Nachteile sind der hohe Energieaufwand für die Verflüssigung (bis zu 35 % des Energieinhalts des verflüssigten H₂), die aktuell geringe vorhandene Verflüssigerkapazität (in Deutschland ca. 10 t/Tag) sowie unvermeidbare Abdampfverluste während der Lagerung. Flüssigwasserstoff wird seit Jahrzehnten in vakuumisolierten Behältern an Orten großen Bedarfs per Tanklaster (TKW) angeliefert. An einzelnen bestehenden Wasserstoff-Tankstellen, beispielsweise in München Kreillerstraße, wird LH2 bevorratet, nach Bedarf flüssig verdichtet, verdampft und dann gasförmig vertankt. Vakuumisierte LH2-Speicher werden aus handelsüblichem Edelstahl hergestellt und bis ca. 4 bar_g betrieben. Eine Voraussetzung für einen wirtschaftlichen Betrieb ist eine kontinuierliche Abnahme, da permanent durch geringen Wärmeeintrag eine kleine Menge des tiefkalten Mediums verdampft und im schlechtesten Fall abgelassen werden muss.

D.2.1.1.2 *Weitere Speichermethoden*

Folgende weitere Speichermöglichkeiten vor Ort sind technisch machbar und werden derzeit im Hinblick auf ihre Wirtschaftlichkeit sowie die Ansprüche an die Wasserstofflogistik untersucht.

Metallhydride: Einige Metalle und Metalllegierungen (z. B. auf Ni-, Ti-, Mg- bzw. Al-Basis) sind in der Lage, Wasserstoff durch Einlagerung in das Kristallgitter des Metalls zu speichern. Sie bilden dabei Metallhydride. Dort lagern sich die H-Atome – also Wasserstoff in gelöster Form – in sogenannten „Zwischengitterplätzen“ ein. Metall und Gas gehen eine chemische Verbindung ein, bei deren Bildung

Wärme freigesetzt wird. Im Gegenzug muss zur Wasserstoffabgabe Wärme zugeführt werden. Es gibt verschiedene Legierungssysteme, die sich durch ihr Speichervermögen und ihre Betriebstemperatur unterscheiden. Metallhydridspeicher werden z. B. in deutschen U-Booten eingesetzt. Ferner werden sie als stationäre Speicher angeboten. Metallhydridspeicher haben eine hohe Energiedichte, jedoch infolge der Metalllegierung eine geringe spezifische Energie. Außerdem begrenzt das Wärmemanagement die Geschwindigkeit der Wasserstoffspeicherung und der Wasserstofffreisetzung. Neben den „thermisch reversiblen“ Hydriden gibt es weitere Verbindungen zur Wasserstoffspeicherung wie Lithiumhydrid, Lithiumaluminiumhydrid, Natriumborhydrid und Aminoboran, die Wasserstoff durch Reaktion mit Wasser freisetzen. Dies ist jedoch verfahrenstechnisch komplex, zudem muss das Reaktionsprodukt aufwändig recycelt werden.

Methanol und synthetische Kohlenwasserstoffe: Wasserstoff kann mit verschiedenen Stoffen zu wasserstoffreichen Verbindungen umgesetzt werden, z.B. Ameisensäure (HCOOH), Essigsäure (CH_3COOH) oder auch (zusammen mit CO_2) in einer vergleichsweise einfachen Reaktion zu Methan oder Methanol. Für diese Stoffe gibt es etablierte Märkte und Transportinfrastrukturen. Gerade Methanol wurde in der Vergangenheit als möglicher erneuerbarer Kraftstoff gehandelt. In China ist eine nennenswerte Anzahl an Fahrzeugen unterschiedlicher Größe in Demonstrationsprojekten in Betrieb. Etwas aufwändiger ist die Herstellung von synthetischem Diesel, Kerosin oder Benzin (flüssige Kohlenwasserstoffe). Die Weiterverarbeitung von Wasserstoff zu Kohlenwasserstoffen oder Methanol ist außerdem mit Verlusten von ca. 20–30 % in Form von Abwärme verbunden. Im Falle einer Aminwäsche für die Bereitstellung des CO_2 aus einem industriellen Prozess kann jedoch die Abwärme aus der Synthese des Methans oder Methanols für das sogen. Stripping des CO_2 , d.h. die Regenerierung der Amin-Waschlösung eingesetzt werden, so dass insgesamt ein energetisch vorteilhafter Prozess etabliert werden kann. Aus Kohlenwasserstoffen und Alkoholen kann durch Abspaltung wieder Wasserstoff gewonnen werden, jedoch treten auch dabei Verluste auf.

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

Ammoniak: Die industrielle Herstellung von Ammoniak aus Wasserstoff und Stickstoff zu Beginn des 20. Jahrhunderts stellte einen Meilenstein in der Geschichte der chemischen Industrie dar. Weltweit wurden 2019 ca. 233 Mio. t umgesetzt. Ammoniak wird bei Umgebungsdruck bei –33 °C oder einem Druck von 0,9 MPa bei 20 °C flüssig. Die Handhabung von Ammoniak wird industriell beherrscht. Ammoniak würde den Transport und die Speicherung von etwa 18 Gew.-% H_2 in Ammoniak ermöglichen [44]. Ammoniak gilt als Gefahrstoff (entzündlich, giftig, korrosiv, umweltgefährdend), daher stößt seine Verwendung als Kraftstoff auf große Skepsis. Ammoniak kann durch thermische Zersetzung wieder in Wasserstoff und Stickstoff getrennt werden, allerdings müssen ca. 14 bis 36 % der ursprünglich im Wasserstoff enthaltenen Energie als Wärmeverlust in Kauf genommen werden. [45]

Adsorbentien: Neben der Einlagerung von Wasserstoff in Metalllegierungen kann Wasserstoff auch in andere Stoffe eingelagert bzw. an der Oberfläche von Nanoporen adsorbiert werden. Als Materialien kommen hier Aktivkohlen, Zeolithe oder sogenannte Metal-Organic-Framework-Verbindungen (MOF)

in Frage. Diese Stoffe adsorbieren bei Raumtemperatur in der Regel nur geringe Mengen an Wasserstoff, jedoch kann ihre Kapazität durch Abkühlen stark erhöht werden. Trotz intensiver Forschungsarbeiten wurden bislang noch keine technischen Anwendungen für adsorptive Wasserstoffspeicher entwickelt.

D.2.1.1.3 Zusammenfassung

Reiner Wasserstoff wird heute überwiegend in Druckgasbehältern gespeichert und transportiert. Druckniveaus von 40 bis 300 bar für den Transport und bis 700 bar für die mobile Speicherung an Bord von Wasserstoff-Fahrzeugen sind etabliert und werden genutzt. Entwicklungen im Transportsektor gehen bis etwa 630 bar in Trailern und Containern. Die Bereitstellung von tiefkaltem Flüssigwasserstoff LH₂ ist etabliert aber gerade in Deutschland in der Menge begrenzt. Andere Speichermethoden sind in Entwicklung bzw. an der Schwelle zur Kommerzialisierung. Stationär und maritim existieren einige Anwendungen für die Speicherung und Bereitstellung von Wasserstoff in Metallhydriden. Andere Formen wie die Speicherung in LOHC, Adsorbentien oder als Ammoniak spielen zahlenmäßig bisher kaum eine Rolle. Für den Transport großer Mengen Wasserstoff, z.B. via Schiff, werden derzeit vor allem die Varianten Methanol und Ammoniak diskutiert, in gewissem Umfang auch die LOHC-Technologie. Sofern der Wasserstoff z.B. in sonnenreichen Regionen der Welt hergestellt wird, wird auch die Weiterverarbeitung zu Kerosin oder anderen Power-to-X (PtX)-Kraftstoffen vor Ort untersucht, bislang in eher kleinen Projekten (vgl. z.B. das Projekt von Siemens AG und Porsche AG in Chile).

In der folgenden Abb. 79 werden zur Übersicht die Energieinhalte verschiedener Speichermedien miteinander verglichen. Es ist jeweils das reine Medium aufgeführt, also bei Batterien z.B. die Zellebene oder bei den Kraftstoffen der Inhalt ohne Tanksystem. Wird das Tanksystem berücksichtigt, sind fossile Kraftstoffe noch weiter im Vorteil. Allerdings müssen für einen fairen Vergleich auch Systemkomponenten wie Abgasreinigung, Adblue etc. mit einbezogen werden. Bei LOHC beträgt die Energiedichte etwa 6,8 MJ/L (1,9 kWh/L) ohne die Verluste der Wasserstoffentnahme und des Rücktransports des „entladenen“ Toluols.

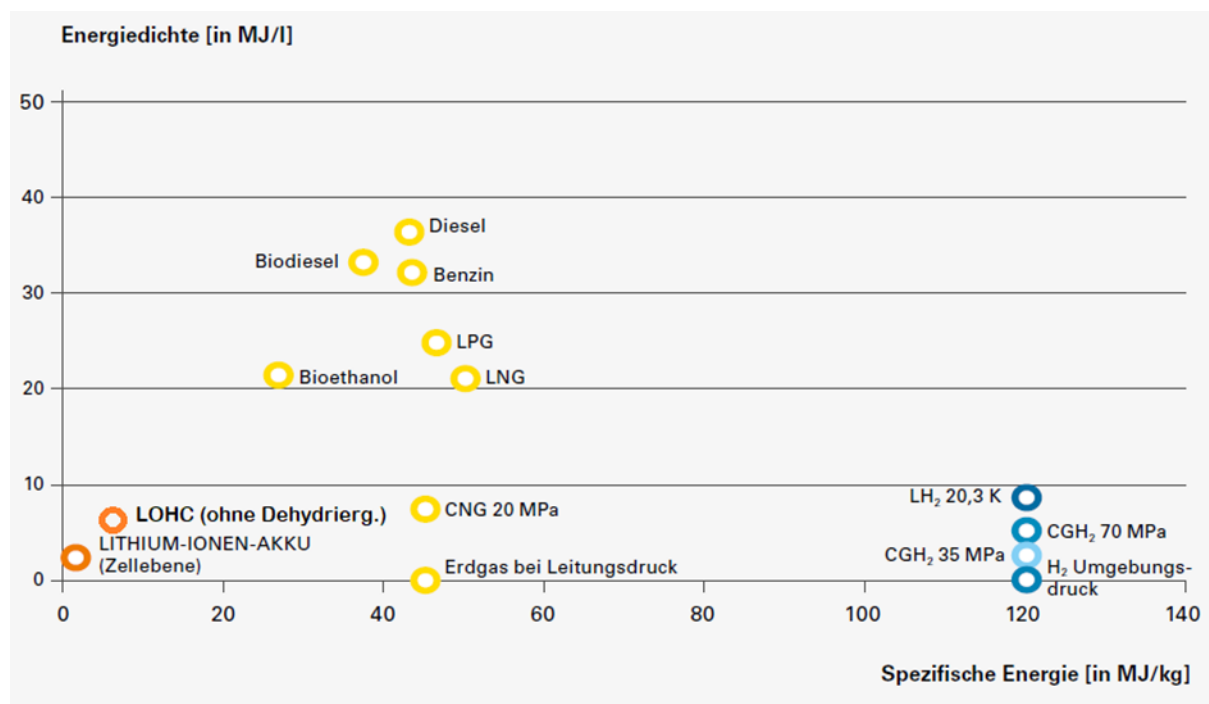


Abb. 79: Vergleich des Energieinhalts von Speichermedien. 3,6 MJ = 1 kWh; 1 MPa = 10 bar [42, ergänzt EurA]

D.2.1.2 Darstellung kurz- und mittelfristige Speicherung

Die Wasserstoffspeicherung in Druckgasgebinden ist seit Jahrzehnten technisch etabliert. Bei der Verwendung der richtigen Werkstoffe für Behälter (vgl. D.2.1.1.1), Ventile und Dichtungen, die alle lange bekannt und erprobt sind, kann Wasserstoff über sehr lange Zeiten quasi verlustfrei unter hohem Druck gespeichert werden. Die Einzelfalschen werden für stationäre Speicher zu Bündel oder Batterien zusammengefasst und können so modular erweitert werden. Die häufigste Form von Flaschenbündeln sind Einheiten zu 12x 50 Liter-Flaschen bei 200 oder 300 bar Nenndruck.



Abb. 80: Druckgasflaschen Typ I (Eurocylinder), 12er Bündel und Bündel-Batterie (Wystrach)

Die Speicherung in Flaschenbündeln und Batterien ist flexibel erweiterbar und Stand der Technik.



Abb. 81: Stehende Behälter Typ1, Druckstufe bis 45 barg (Quellen: VAKO GmbH & Co. KG, Westfalen AG)

Mitteldruckspeicher bis 45 bar, stehend oder liegend, sind in Größen von ca. 95 – 110 m³ etabliert, sind bis 21 m hoch und speichern ca. 400 kg Wasserstoff. Die nutzbare Wasserstoff-Speichermenge hängt vom unteren Grenzdruck ab und liegt bei 250 – 300 kg bei Nutzung zwischen 10 und 42 bar. Angewandt wird ebenfalls das Vorhalten in größeren Mitteldruckspeicherbänken mit 200, 300 oder 500 bar Nenndruck. Die Anlieferung muss entweder auf diese höheren Drücke abgestimmt sein oder ein Hilfs-Kompressor vor Ort den benötigten Druck im Speicher erzeugen.

Bei der Nutzung in Wasserstoff-Tankstellen wurden bereits Tankstellenkonzepte mit vor-Ort Erzeugung und Speicherung ausschließlich in Hochdruckbehältern bis 900 bar realisiert. Andere Konzepte verzichten vollständig auf die Hochdruckspeicher und befüllen Fahrzeuge durch ausgeklügelte Betriebsstrategien direkt aus Mitteldruckspeichern und über Kompressoren entsprechender Förderleistung. Selbst Konzepte ohne Kompressor, mit einer Anlieferung und Speicherung bei 500 oder 640 bar vor Ort und direktem kaskadierten Umfüllen in (Nutz-)Fahrzeuge bis 350 bar existieren, wurden aber bisher nicht umgesetzt. Weiterführende Details zu Wasserstoff-Tankstellenkonzepten sind in D.2.3 aufgeführt.

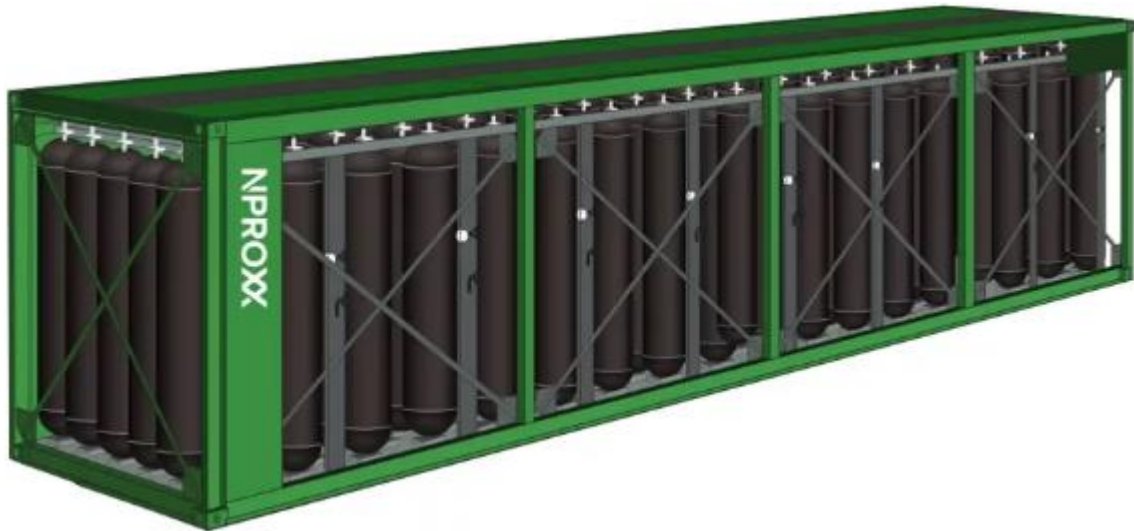


Abb. 82: Mitteldruckspeicherbank 40 ft aus Composite-Behältern Type IV (Quelle: NProxx)

Der Vorteil von größeren Einzelbehältern im Vergleich zu Batterien ist die einfachere wiederkehrende Prüfung: Druckbehälter müssen in Deutschland gemäß Betriebssicherheitsverordnung (Anhang 2, Abschnitt 4, Kapitel 5.8) alle 5 Jahre im Beisein einer zugelassenen Überwachungsstelle (ZÜS) einer innen und alle 10 Jahre einer Festigkeitsprüfung unterzogen werden. Alternativ sind, ebenfalls im Beisein einer ZÜS, Ultraschallverfahren von außen während des Betriebs der Anlage zulässig. Der Aufwand, unzählige Einzelbehälter zu prüfen, übersteigt hier bei weitem den Nutzen größerer Einheiten.

Tiefkalte Flüssigwasserstoffspeicher (LH2) eignen sich zur kurz- und mittelfristigen Lagerung. Die Isolierung der Behälter ist in der Regel ausreichend, um die natürliche Erwärmung des LH2 aus der wesentlich wärmeren Umgebung gering genug zu halten, dass keine wesentliche Verdampfung und damit Druckerhöhung stattfindet. Findet über längere Zeit keine Wasserstoffentnahme statt, steigt der Druck über die Nenndruckgrenze der Behälter und ein Sicherheitsventil bläst überschüssigen verdampften Wasserstoff ab. Die Firma Linde gibt die Lagerzeit ohne Verluste mit 14 Tagen an. Aus dem beschriebenen Grund wurde die LH2-Speicherentwicklung für PKW bei BMW eingestellt. Bei längeren Stillstandszeiten, die bei Autos immer auftreten können, wurde Wasserstoff abgeblasen und die Reichweite der Fahrzeuge massiv verkürzt. Für Langstrecken-Lkw wird die Technik dank kontinuierlicher Abnahme mit Unterbrechungen von wenigen Tagen aktuell wieder weiterentwickelt. Typische stationäre Speichergrößen sind 800 bis 3.000 kg. Es wurden bereits LH2-Einzelspeicher bis über 45 t Lagermenge gebaut, verschifft und installiert (Chartindustries.com, Aerospace-Anwendung), auch von Linde wurden bereits Standorte bis zu 30 t Lagermenge realisiert.



Abb. 83: LH₂-Speicher bei -253 °C, ~4 bar, ca. 4 t Kapazität (Linde)

Geeignete Standorte

Als Standorte für die Speicherung von Wasserstoff bieten sich grundsätzlich zum einen der Ort der Erzeugung in unmittelbarer Nähe zum Elektrolyseur bzw. zur verfahrenstechnischen Anlage an. Oft werden hier Abfüllstellen für Tanklastkraftwagen (TKW) mit angebaut. Alternativ benötigt der Ort der Nutzung (Wasserstoff-Tankstelle oder Industriebetrieb), sofern unterschiedlich zum Ort der Erzeugung, einen Vor-Ort-Speicher mit der Kapazität von mindestens 4-5 Tagesverbräuchen („langes Wochenende“). Die Speicherkapazität kann aus Redundanzgründen sowohl bei der Erzeugung als auch auf Verbrauchsseite erweitert werden. Konkrete Standorte hängen insbesondere von der Empfehlung für Elektrolyseur und Wasserstoff-Tankstelle ab. Mögliche Standorte von Elektrolyseuren und Speichern im Rahmen des HyExperts-Projekts sind: bei K+S (Werk Werra) - im Gespräch 5 MW Elektrolyse, Groß-Speicherung (Kavernenspeicher), Betriebstankstelle mit Mitteldruckspeicher; Elektrolysestandort Merkers, Jet-Tankstelle in Bad Salzungen; Wasserstoff in Industrie (HFP Bandstahl, Heizkraftwerk, Soffidel (italienischer Papierproduzent in Wernshausen, Stadt Schmalkalden – Landkreis Schmalkalden-Meiningen); Shell-Tankstelle (A4-Abfahrt Krauthausen, Fokusregion Eisenach/Hörselberg-Hainich).

Kosten

Investitionskosten

Für die stationäre Speicherung in den oft genutzten stehenden Behältern mit 90 oder 110 m³ Wasservolumen, also eine Speichermenge bei bis 45 bar von bis 400 kg, sind die Anschaffungskosten in den letzten Monaten stark gestiegen. Die konkreten Preise waren Ende 2021 noch bei unter 300 € / kg_{H₂}. Bei einer Bündellösung, Druckniveau 300 oder 500 bar, war zur selben Zeit von etwa 550 € / kg_{H₂} für die Speicher, zugelassen nach europäischer Druckgeräterichtlinie, auszugehen.

Wasserstoffkosten

Wenn der Wasserstoff in Tausch-Flaschenbündeln angeliefert wird, zieht dies heute sehr hohe Wasserstoff-Kosten (bis zum 25-fachen im Vergleich zur heutigen TKW-Anlieferung) nach sich. Günstiger ist daher die Anlieferung in Tanklastwagen und das Umfüllen vor Ort in Speichertanks verschiedener Druckstufen. (Zu Transport und Logistik siehe die Ergebnisse von D.2.2).

Genehmigung

Bei Lagermengen <3.000 kg Wasserstoff, wovon bei kurz- und mittelfristiger stationärer Speicherung ausgegangen wird, gelten in Deutschland die Bestimmungen der Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV, [46]), wenn der Wasserstoff nicht vor Ort im „industriellen Maßstab“ erzeugt wird (vgl. D.2.1.4.2). Bei reiner Speicherung bis 3.000 kg_{H2} wäre der Speicher nicht erlaubnispflichtig, aber überwachungsbedürftig im Sinne vorgeschriebener Prüfung vor Inbetriebnahme und wiederkehrender Prüfungen der Druckbehälter nach BetrSichV Anhang 1 Abschnitt 4. Eine Anzeige der überwachungsbedürftigen Anlage ist vorgeschrieben. Zuständig für die Betriebserlaubnis ist die örtliche Gewerbeaufsicht. Werden ausschließlich ortsfeste Anlagen wie die oben erwähnten Bündel- oder Tankspeicher verwendet, werden die Vorschriften der BetrSichV in der TRGS 746 [47] detailliert dargestellt. Werden, auch nur teilweise, ortsbewegliche Behälter benutzt und werden diese innerbetrieblich transportiert, befüllt und/oder entleert, so kommen zusätzlich die Verfeinerungen der TRGS 510 [48] und der TRGS 745 [49] ins Spiel. Wird eine Wasserstoff-Tankstelle an die Speicher angeschlossen, liegt in jedem Fall eine Erlaubnispflicht nach §18 BetrSichV vor (vgl. D.2.3).

Es empfiehlt sich in jedem Fall, für die konkrete geplante Anlagenkombination bei der zuständigen Immissionsschutz-Behörde und/oder der Gewerbeaufsicht vorzusprechen und sich eine Bestätigung einzuholen, dass ggf. keine Pflicht für ein Immissionsschutz-Genehmigungsverfahren oder Erlaubnisverfahren vorliegt.

D.2.1.3 Darstellung mittel- und langfristige Speicher

Zur langfristigen Gasspeicherung größerer Mengen an Wasserstoff dienen klein- bis mittelvolumige Gasbehälter in Metallbauweise. Im Boden bis zu einer Tiefe von 2 m eingelassene Röhrenspeicher ermöglichen hohe Nenndrücke und die Speicherung größerer Gasmengen [50]. Für die saisonale Speicherung werden unterirdische Speicher und sogenannte geologische Speichermethoden genutzt.

Stationäre Nieder- und Mitteldruckbehälter

In diese Kategorie fallen vor allem die klassischen Gastürme und Gasometer. Nieder- und Mitteldruckbehälter arbeiten lediglich mit Nenndrücken im Bereich von 10–50 bar, in Einzelfällen auch nur bis 1 bar Überdruck. Zur Speicherung von Trockengas im Bereich der Erdölgewinnung sowie Gasaufbereitung und -verarbeitung dienen Scheibengas- und Membrangasbehälter mit größerem Volumen.

Stationäre Hochdruckbehälter und Röhrenspeicher

Hierzu zählen moderne Kugelgasbehälter mit Durchmessern von bis zu 50 m und Nenndrücken bis zu 20 bar. Diese Speicher sind in der Lage, kurzzeitige Bedarfe in lokalem Umfang auszugleichen und den Erd-, Bio- und Flüssiggasbedarf von Kommunen und der Industrie zu decken. Deutlich größere Mengen

Gas können von Röhrenspeichern mit bis zu 1,6 m Durchmesser aufgenommen werden. Diese liegen in einigen Metern Tiefe im Boden und erlauben Drücke bis zu 100 bar. Die Technologie ist für Erdgasanwendung etabliert. Die mittelgroßen Speicher, dienen für den Ausgleich von Bedarfsschwankungen im Tagesmaßstab.

Beispiele für Erdgas-Röhrenspeicher und deren Kapazität für Wasserstoff:

Tab. 30: Vergleich Röhrenspeicher Erdgas/Wasserstoff [51, 52, Berechnung EurA].

Standort	Druck max	Geometrische Daten	Kapazität Erdgas ca.	Kapazität Wasserstoff ca.
Saarstahl, 10 Stück Röhrenspeicher	32 bar	1000 m ³ (D1,4m; L65m)	24 t 300 MWh	2,66 t 88 MWh
Volketswil (CH), 22 Stück Röhrenspeicher	70 bar	9.540 m ³ (D1,5 m; L250 m)	470 t 5.900 MWh	58 t 1.900 MWh

Bei einer Umnutzung von bestehenden Speichern ist auf deren Tauglichkeit hinsichtlich Wasserstoffversprödung zu achten. Nach heutigem Stand der Technik gebaute Röhren und Pipelines sind im Normalfall zu 100 % H₂-ready [53], allerdings müssen Verdichterstationen und Armaturen auf den anderen Brennstoff angepasst werden.



Abb. 84: Röhrenspeicher im Werk Neunkirchen der Saarstahl AG (Copyright Saarstahl AG / Dirk Martin, [51])

Unterirdische Speicherlösungen

Im Bereich der geologischen Gasspeichermöglichkeiten werden sowohl die Hohlräume von Salzstöcken („Salzkavernen“) als auch schwerer zugängliche Porenräume („Porenspeicher“) wie ehemalige

Gas- und Öllagerstätten sowie wasserführende Aquifere (grundwasserführende Gesteinsschichten) genutzt. Dabei ist zu beachten, dass das Speichervolumen eines Untergrundspeichers nur zum Teil genutzt werden kann. Das sogenannte Kissengas (hier: CO_2) sorgt permanent für den nötigen Druck und damit für die Aufrechterhaltung der geomechanischen Stabilität. Das verbleibende Volumen kann für das Arbeitsgas genutzt werden – es wird als Speichergröße angegeben und beträgt in Kavernenspeichern etwa zwei Drittel des Gesamtvolumens, in Porenspeichern etwa ein Drittel.

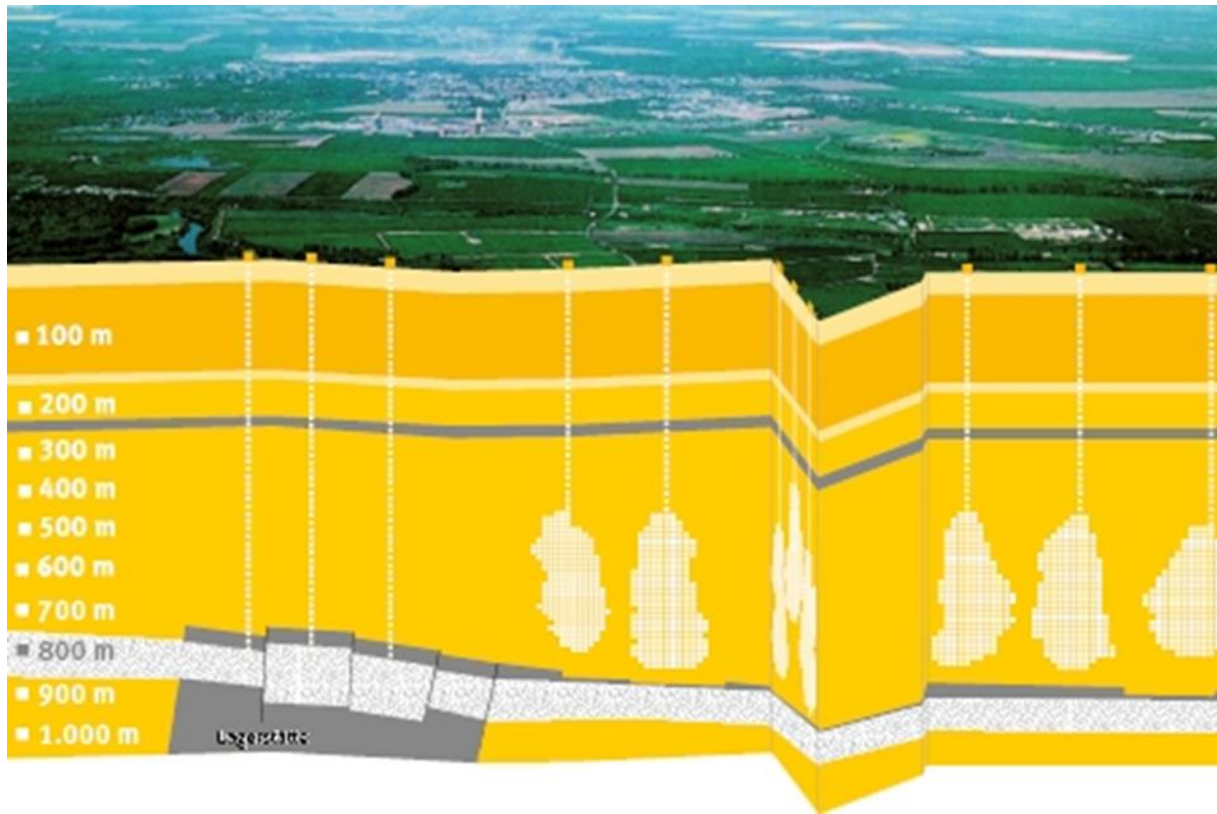


Abb. 85: „H₂-Forschungskaverne“ bei Bad Lauchstädt (Sachsen) [54]

Im Kavernenspeicher Bad Lauchstädt werden etwa 3.800 t Wasserstoffspeicherkapazität erwartet. Der Speicher wurde bereits von den 1970er bis in die 1990er Jahren mit Stadtgas und einem Wasserstoff-Anteil von bis 60 Vol-% betrieben. Porenspeicher sind nach bisherigen Erkenntnissen nur bedingt nutzbar, bieten aber ein riesiges Potential. Aktuell gibt es dazu Entwicklungsprojekte u.a. in Deutschland und Österreich.

Salzkavernen werden bereits heute weltweit zur Wasserstoffspeicherung genutzt. In Teeside (Vereinigtes Königreich) wird seit 1972 Wasserstoff in Salzkavernen für die Ammoniak- und Methanolproduktion gespeichert. Die Gesamtkapazität dieser Salzkavernen beträgt 0,2 Millionen Kubikmeter bei 45 bar und rund 25 Gigawattstunden (GWh) nutzbare Arbeitskapazität. Wasserstoff wird auch in Salzkavernen entlang der Golfküste in Texas (Vereinigte Staaten) gespeichert, um die chemische und petrochemische Industrie zu versorgen. Dazu gehören Clemens Dome (81 GWh seit 1983), Moss Bluff (123 GWh seit 2007) und Spindletop (274 GWh seit 2016). Diese Beispiele zeigen, dass die Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen machbar ist. Die geografische Verfügbarkeit geeigneter Salzkavernen ist jedoch begrenzt, und sie haben in der Regel eine geringere Speicherkapazität. Sie können flexibel mit mehreren Zyklen pro Jahr betrieben werden, was als Fast-Cycling-Betrieb bezeichnet wird. Weitere Forschung ist in einer Reihe von Bereichen erforderlich, u. a. zur Bewertung der Integrität der Salzkaverne, wenn die einer schnelleren Zyklierung unterworfen sind, da Wasserstoff aus der Elektrolyse eine höhere Flexibilität erfordern wird. Dieser Aspekt wird derzeit auch von der International Energy Agency (IEA) untersucht [55].

Geeignete Standorte

Grundsätzlich werden an Anlieferstellen von Importwasserstoff, absehbar an Hochsee- oder Binnenhäfen oder Eisenbahnhubs, künftig große Speicherkapazitäten erwartet.

Kavernen- oder Porenspeicher

Kirchheilingen soll im TH2ECO-Projekt als Speicher genutzt werden. Laut <https://www.mdr.de/nachrichten/thueringen/mitte-thueringen/erfurt/fernwaerme-gruener-wasserstoff-energie-erneuerbar-100.html> handelt es sich beim Untergrundspeicher Kirchenheilingen um einen Porenspeicher mit einer Kapazität von 240 Millionen Kubikmetern bei bis zu 40 bar im Erdgasbetrieb. Bei Betrieb mit Wasserstoff kann nach Angabe des den Speicher betreibenden Unternehmens (eine Tochtergesellschaft der TEAG) mit einer ähnlichen Speicherkapazität / einem ähnlichen Arbeitsgasvolumen gerechnet werden. Für den Arbeitsdruck wird ein Bereich zwischen ca. 10 bar und ca. 60 bar anzusetzen sein.

In der Wasserstoffregion Wartburg-Hainich betreibt das Unternehmen K+S bei Unterbreizbach ebenfalls einen Untergrundspeicher (derzeit für Erdgas); eine Umwidmung der Salzkaverne auf Wasserstoff ist geplant, die technischen Daten (Arbeitsgasvolumen, Druckniveau) sind nicht bekannt.

Einen Überblick zu Status, Kosten und Potentialen unterirdischer Speichertechnologien liefert der „Global Hydrogen Review 2022“ der IEA [55].

	Salt cavern	Depleted gas field	Aquifer	Lined hard rock cavern
Specific investment	Medium	Low	Low	High
Levelised cost of storage	Low	Medium	Medium	Medium
Cushion gas*	25-35%	45-60%	50-70%	10-20%
Capacity	Medium	Large	Large	Small
Annual cycles	Multiple	Few	Few	Multiple
Geographic availability	Limited	Variable	Variable	Abundant**

Abb. 86: Merkmale der Typen von unterirdischen Wasserstoffspeichern [55].

* Kissengas ist die Gasmenge, die als ständiger Bestand in einem Speicher benötigt wird. Ziel ist es, einen ausreichenden Druck im Speicher aufrechtzuerhalten, um den Entnahmebedarf auch bei niedrigem Speicherfüllstand mit hoher Geschwindigkeit zu decken. ** vulkanisches oder metamorphes Gestein

Die Studie [56] benennt die Kosten aus unterschiedlichen Quellen für die **Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen**, ausgedrückt in €/MWh, als deutlich niedriger als die nivellierten Kosten der Stromspeicherung. Der höchste Schätzwert für die Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen, 20 €/MWh, ist immer noch mehr als 3x günstiger als die niedrigste Schätzung für ein Batteriesystem mit 66 €/MWh. Der Unterschied wird größer, wenn die Durchschnittswerte betrachtet werden. Die durchschnittlichen nivellierten Kosten für die Speicherung von Wasserstoff werden mit rund 9 €/MWh, verglichen mit 115 €/MWh für die Speicherung von Strom in Batteriesystemen, angegeben.

FIGURE 40

Comparison between the levelised cost of storing energy as hydrogen and as electricity



Abb. 87: Kosten der Speicherung von Energie in Wasserstoff-Salzavernen vs. als Elektrizität in Batteriesystemen [55]

Röhrenspeicher Kosten

Die **Kosten von Röhrenspeichern** hängen stark von den aktuell stark fluktuierenden Materialkosten ab (vgl. D.2.1.2, Abschnitt Kosten). Für das oben genannte Projekt der Saarstahl in Neunkirchen [51] wurden für Baumaßnahmen, Installation, Umstellung von Öfen und Inbetriebnahme der 10 Erdgasspeicher mit Gesamt 1.000 m³ Wasservolumen eine Gesamtinvestition von über 8 Mio € veröffentlicht. Dies entspräche, umgerechnet auf das in Tab. 30 genannte Wasserstoff-Speichervermögen, ca. 90.000 €/MWh. Bei anderen Projekten (z.B. Speicher für 2 GWh_{th}) liegen die Kosten (ohne Erdarbeiten und Montage) bei etwa 10 € je kWh_{th}

Genehmigung

Für die Genehmigung von Großspeichern wie Salzkavernen im Verbund mit Rohrleitungsnetzen siehe die Ausführungen in Kapitel D.2.2.1.2. Zusätzlich sind für die Untergrundspeicher die Bestimmung des Bundesberggesetzes (BBergG) einzuhalten [57].

Die Genehmigungsart von mittleren Speichergrößen hängt entscheidend von der Lagermenge vor Ort ab. Bei ≥ 3 t und < 30 t Gesamtlagerung ist ein nach Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) vereinfachtes Verfahren, bei ≥ 30 t Gesamtlagerung und/oder On-site-Elektrolyse im industriellen Maßstab ist ein nach Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) förmliches Verfahren anzuwenden.

Mehr Details und Hinweise zu BImSch-Genehmigungen siehe die Ausführungen in Kapitel D.2.3.2.5 zur Wasserstoff-Tankstellengenehmigung.

D.2.1.4 Handhabung: Verdichter, Sicherheitstechnik, Wärmemanagement

D.2.1.4.1 *Verdichter*

Wasserstoff kann auf verschiedenste Arten verdichtet werden, jedoch setzen die geringe Molekülgröße und die hohe Diffusivität technologische Grenzen. Für die Anwendung in Brennstoffzellen müssen besondere Schmiermittel, Dichtmittel oder Gleitlager eingesetzt werden. In der Regel werden Verdrängermaschinen eingesetzt. Turbomaschinen sind wegen der hohen Spaltverluste und weiterer physikalischer Einschränkungen für hohe Druckverhältnisse nicht zu empfehlen. Ob bestehende Turbomaschinen in Verdichterstationen von Erdgasleitungen für Wasserstoffbetrieb umgerüstet werden können oder ersetzt werden müssen hängt vom am jeweiligen Standort verbauten Material ab. In vielen Fällen wird ein Ersatz notwendig sein.

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

Membranverdichter: Das Gas wird über eine flexible Metallmembran verdichtet. Membranverdichter sind so inhärent ölfrei. Auch sind sie bevorzugt Dauerläufer, da viele Starts und Stopps die Membran schwächen. Wasserstoff wird kontaminationsfrei komprimiert, da dieser nur mit Metalloberflächen in Berührung kommt. Nachteilig ist der begrenzte Durchsatz.

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

Elektrochemischer Verdichter: Wasserstoff kann über elektrochemisches Pumpen durch eine Elektrolitmembran (Protonenpumpe) verdichtet werden. Die Technologie befindet sich in einem frühen Entwicklungsstand.

Metallhydridverdichter: Dieses Verdichterkonzept nutzt die Wärmetönung der Adsorptions- und Desorptionsreaktion von Wasserstoff in Hydridlegierungen. Wasserstoff wird unter Kühlung in der Legierung absorbiert und anschließend unter Wärmezufuhr wieder ausgetrieben. Hierzu ist eine Wärmequelle erforderlich.

D.2.1.4.2 *Sicherheitstechnik und Vorgaben bei der Wasserstoff-Speicherung*

Für den Betrieb von Arbeitsmitteln innerhalb der europäischen Union gilt grundsätzlich die Unterscheidung von Herstellerpflichten (CE) und Arbeitgeber-/Betreiberpflichten (BetrSichV, GefStoffV).

Die Herstellerpflichten werden in europäischen Richtlinien bzw. ihren nationalen Entsprechungen, im Falle der stationären Wasserstoffspeicher beispielsweise der Druckgeräte-Richtlinie oder Niederspannungs-Richtlinie, festgehalten. Die Konformität kann durch Beachtung von Detail-Normen sichergestellt werden und wird durch die CE-Kennzeichnung auf den Produkten bzw. der CE-Konformitätserklärung dargestellt.

Die Arbeitgeber-/Betreiberpflichten beim Betrieb von Arbeitsmitteln werden in Deutschland unter anderem in der Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV, auch Druckanlagen), Gefahrstoffverordnung (GefStoffV, enthält auch Explosionsschutz) und der Arbeitsstättenverordnung (ArbStättV) festgelegt. Die geltenden Verordnungen werden in Technischen Regeln detailliert und können kostenfrei unter <https://www.baua.de/> bezogen werden.

Nach BetrSichV sind bei überwachungsbedürftigen Anlagen (wie Druckanlagen) eine Prüfung vor Inbetriebnahme und wiederkehrende Prüfungen, eingeschränkt durch befähigte Personen, vollumfänglich durch Zugelassene Überwachungsstelle (ZÜS), verpflichtend einzuhalten.

Die Erstellung einer Gefährdungsbeurteilung (GBU) durch den Arbeitgeber ist verpflichtend. Diese geht über die Risikobeurteilung zum Produkt, die durch den Hersteller erstellt wurde, hinaus, indem die konkrete Einbindung in den Betriebsablauf bewertet wird. Es werden Gefährdungen aufgelistet, bewertet und bei Bedarf Maßnahmen zur Risikominderung festgelegt. Unterweisung der Mitarbeiter und Zugriff derer auf die GBU sowie die daraus abgeleitete Betriebsanweisung, Sicherheitsdatenblätter usw. ist ebenfalls Pflicht des Arbeitgebers.

Ein konkretes Beispiel zur Ausführung von Anlagenteilen (wie Rohrleitungen) nach einer Technischen Regel für Gefahrstoffe TRGS:

Technische Dichtheit nach TRGS 722, 4.5.2 (1): „Bei Anlagenteilen, die auf Dauer technisch dicht sind, sind keine Freisetzungen zu erwarten.“ ... (5) „Anlagenteile, die auf Dauer technisch dicht sind, verursachen durch ihre Bauart in ihrer Umgebung im ungeöffneten Zustand keine explosionsgefährdeten Bereiche.“ (!) (12) Geeignete Maßnahmen zur regelmäßigen Kontrolle der Dichtheit können sein ... bei Gasen und Dämpfen a) Begehung der Anlage und Kontrolle z. B. auf Schlieren, Eisbildung, Geruch und Geräusche infolge Undichtheiten, b) Begehung der Anlage mit mobilen Leckanzeigegeräten oder tragbaren Gaswarneinrichtungen, c) kontinuierliche oder periodische Überwachung der Atmosphäre durch selbsttätig arbeitende, fest installierte Messgeräte mit Warnfunktion.

Im Ergebnis dieses Beispiels empfiehlt sich die Verwendung von technisch dichten Verbindern, die durch regelmäßige Dichtigkeitsprüfung als dauerhaft technisch dicht klassifiziert werden können und somit keine Explosionsgefährdeten Zonen in ihrer Umgebung nach sich ziehen.

D.2.1.4.3 *Wärmemanagement*

Wasserstoff-Tankstellen

Je nach Befüllgeschwindigkeit kommen beim Ein- und Ausspeichern von Wasserstoff thermische Effekte zum Tragen. Beim Umfüllen von Trailerwasserstoff in stationäre Behälter, in einem Zeitraum von typischerweise 30-60 min, ist die Erwärmung der befüllten Gebinde unkritisch. Bei schnellerer Befüllung, wenn also z.B. bei Betankungen von wasserstoffbetriebenen Brennstoffzellen PKW innerhalb 3-

5 min im Tank eine Druckerhöhung von 20 bis 700 bar stattfindet, würden die Tanks an Bord des Fahrzeugs in vielen Fällen über die nach heutigen, weltweit gültigen Zulassungsvorschriften zulässigen 85 °C erhitzt werden. Die Erwärmung der Behälter würde beim Einfüllen jedes technischen Gases, also auch Stickstoff oder Methan, stattfinden. Der negative Joule-Thomson-Effekt des Wasserstoffs verstärkt jedoch die Erwärmung, indem bereits beim Start der Befüllung mit Wasserstoff eine Temperaturerhöhung als „Hypothek“ für den gesamten Befüllprozess stattfindet, während beispielsweise bei Erdgas zunächst die Temperatur im Tank zunächst abfällt und dann erst steigt. Deshalb wird der Betankungswasserstoff für schnelle Betankungen meist vorgekühlt.

Elektrolyseanlagen

An Standorten zur Wasserstofferzeugung, an denen in unmittelbarer Nähe wesentliche Mengen an Abwärme im deutlich dreistelligen Temperaturbereich zur Verfügung stehen, bietet sich die Verwendung von Hochtemperatur Elektrolyseuren (HTEL) an. Die Wasserstoff-Ausbeute kann so wesentlich erhöht werden. Der Technologische Reifegrad (TRL) der HTEL-Technologie wird in [57] als TRL 6 (Prototyp in Einsatzumgebung) eingestuft und dürfte inzwischen TRL 7 erreicht haben.

Grundsätzlich ist die Nutzung der Abwärme jeder Elektrolyseanlage ökologisch sinnvoll. Bei einer Anschlussleistung von 1 MW_{el} fällt die Größenordnung von 250 kW_{therm} Abwärme an. Allerdings kann bei Niedertemperatur-Elektrolyseanlagen das Abwärmeniveau von 60 – 90 °C oft nicht wirtschaftlich für Industrieprozesse, Fernwärme o.ä. genutzt werden. An einigen Standorten wird die Erhöhung des Temperatur-Niveaus durch effiziente Wärmepumpen erprobt.

Wasserstoffspeicherung

Bei Verwendung von Metallhydriden, Adsorbentien oder LOHC als Wasserstoffspeicher ist ein umfangreiches Wärmemanagement notwendig. Grundsätzlich gilt für alle genannten Speicherverfahren, dass beim Einspeichern gekühlt werden und beim Dehydrieren/„Entladen“ Wärme zugeführt werden muss.

D.2.2 Grundzüge und Bandbreite der Wasserstofflogistik

Ziel des Kapitels ist ein technischer und wirtschaftlicher Vergleich der machbaren Varianten zum Transport von Wasserstoff zwischen Erzeugung, Speicher und Übergabe mit konkreten Lösungsmöglichkeiten für die Region

Zur notwendigen Datenerhebung wurden zum einen bestehende Kundenkontakte zu Systemherstellern aber auch Logistikunternehmen genutzt. Zum anderen wurden eine Technologierecherche zum Stand der Technik (=Marktverfügbarkeit) sowie neben Interviews (u.a. für die Aktualisierung vorhandenen Daten) auch ein Zielgruppenworkshop durchgeführt.

D.2.2.1 Darstellung von Transportmöglichkeiten

Wasserstoff wird heute vor Allem in den in D.2.1.1 beschriebenen Druckbehältern im Straßentransport verteilt. Zusätzlich verbinden bereits seit Jahrzehnten regionale Wasserstoffnetze Industriestandorte, die einen Wasserstoffüberschuss haben, mit Orten von hohem Bedarf.

D.2.2.1.1 Überblick

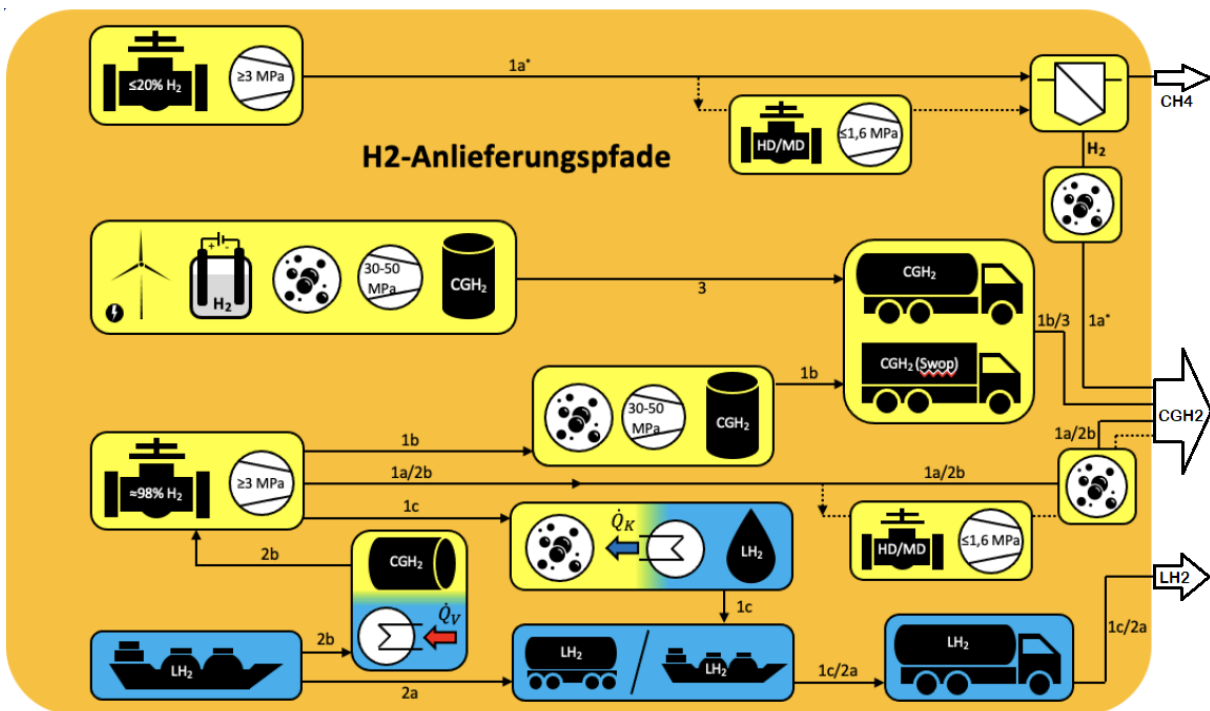


Abb. 88: Anlieferungspfade für mobile oder andere H₂-Anwendungen [58, angepasst EurA]

Für die Wasserstoffverteilung zeigt Abb. 88 mögliche Pfade auf, die auch Importoptionen beinhalten. Von oben nach unten sind diese (Nummerierung nach [58]):

- Option 1* Wasserstoffbeimischung bis ca. 20 Vol-% H₂ ins vorhandene Erdgasnetz mit anschließender H₂-Abtrennung
- Option 3 Erzeugung von grünem Wasserstoff über Elektrolyse, Reinigung und Verteilung als Druckgastransport über die Straße

Option 1	Wasserstoff-Gasleitungsnetz mit hohem H ₂ -Anteil > 98 Vol-% (5. Gasfamilie nach DVGW G260). Anschließend 1a Aufreinigung und Verwendung für H ₂ -Tankstellen mit Pipelineanschluss
Option 1b	Aufreinigung, Verdichtung und Kompression, Verteilung H ₂ über Straßentransport
Option 1c	Aufreinigung und Verflüssigung, Verteilung über Binnenschiffe und/oder LH2-Straßen transport
Option 2	Import von tiefkaltem Flüssigwasserstoff LH2 und Verteilung über Schiene/ Binnenschiffe/LKW (2a) oder Verdampfung und gasförmige Einspeisung ins Wasserstoffnetz (2b)

Einordnung der Optionen

Die Option „Beimischung“ (1*) ist technisch möglich. Die Gasnetzbetreiber öffnen aktuell im Rahmen ihrer Regelwerke ihre Leitungsnetze für wasserstoffreiche Gase. Allerdings müsste Wasserstoff zur Verwendung als Kraftstoff mittels eines relativ aufwändigen Prozesses aus der Mischung mit Erdgas entfernt und gereinigt werden. Auch wenn erste Prototypenanlagen entwickelt wurden, ist aus Kostengründen kurzfristig kein flächendeckender Einsatz zu erwarten.

Die Verflüssigung von regional erzeugtem Wasserstoff ergibt aus heutiger Sicht aufgrund des hohen energetischen Aufwands von bis zu 30 % des Energieinhalts (vgl. AP1) und der relativ kurzen Verteilstrecken wenig Sinn. Sollte mittel- und langfristig der Import über Hochseeschiffe und das Umladen auf Binnentransport von tiefkaltem LH2 (Option 2) etabliert sein, kann sich die Verteilstruktur hier grundlegend verändern.

Für die vorliegende regionale Machbarkeitsstudie werden deshalb die Distributionsoptionen 1 und 3, als gasförmiger Druckwasserstoff über die Straße/Schiene oder in Gasleitungsnetzen betrachtet.

Weitere Option LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carriers)

Neben den Aggregatzuständen flüssig/gasförmig und Druckstufen sind auch weitere Wasserstoff-Technologien in Entwicklung bzw. werden teilweise, wie in AP1 beschrieben, stationär genutzt. Für den Transport von Wasserstoff wird die Option LOHC derzeit in vielen Studien für den Transport von Wasserstoff über weite Strecken (> 3.000 km) in Betracht gezogen. Ein wesentlicher Unterschied zum reinen Wasserstoff-Transport ist die notwendige Konversion / Re-konversion, also das „Beladen und Entladen“ des Grundmaterials Toluol mit Wasserstoff, sowie die Tatsache, dass das entladene Toluol wieder zurücktransportiert werden muss. Trotzdem kommt die Studie [56] zum Ergebnis, dass der Transport von LOHC, über sehr weite Strecken in €/kg/10.000km, langfristig günstiger werden wird als der Transport von Flüssigwasserstoff LH2 oder Ammoniak.

Anforderungen an die Wasserstoffqualität

In der technischen Gasindustrie ist eine Klassifikation der Wasserstoffqualität nach dem Wasserstoffgehalt üblich. Die Qualitätsstufe 3.0 entspricht zum Beispiel einem Wasserstoffgehalt von 99,9 %. Qualität 3.7 enthält 99,97 % Wasserstoff, während Qualität 5.0 99,999 % Wasserstoff enthält. Die Anforderungen an den Kraftstoff Wasserstoff unterscheiden sich signifikant von denen an technische Gase. Daher wurden über eine internationale Norm (DIN EN 17124, analog ISO 14687 bzw. für Gasleitungsnetze die DVGW G260) zusätzlich die zulässigen Mengen für verschiedene Kontaminanten definiert, die dann im Zuge regelmäßiger Überprüfungen überwacht werden können. Eine offene Fragestellung

ist, mit welchen Verunreinigungen gerade aus umgewidmeten Erdgas-Pipelines über welche Zeiträume zu rechnen ist. Erfahrungen aus früheren Umwidmungen von L-Erdgas zu H-Erdgas zeigten die langsame Abnahme von an den Rohrwänden klebenden Verunreinigungen über Jahre. Als notwendig erscheint deshalb in jedem Fall eine Aufreinigung des Pipelinewasserstoffs, am Ort von Wasserstoff-Tankstellen oder Abfüllanlagen, um die Kraftstoffqualität von Anfang an sicher einzuhalten.

D.2.2.1.2 Gasleitungsnetze

Die Errichtung und der Betrieb von Wasserstoff-Netzen ist grundsätzlich Stand der Technik und entsprechend im Grundsatz der Verordnung über Rohrfernleitungsanlagen (Rohrfernleitungsverordnung) normativ geregelt. Die erlaubte Gasqualität wird in Richtlinien des Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) wie der DVGW G260 für die 5. Gasfamilie festgeschrieben. Das bestehende Erdgasnetz, welches dank großer Speicherkapazitäten (vgl.D.2.1.3) als „saisonaler“ Speicher für erneuerbare Energie angesehen werden kann, ermöglicht bereits heute Zumischungen von bis zu 20 Vol-% Wasserstoff und kann abschnittsweise auf den Transport von „Rein“-Wasserstoff (> 98 Vol-%) umgewidmet werden.

Der Firmenverbund European Hydrogen Backbone hat im April 2022 angekündigt, in Europa im Jahr 2030 bereits 28.000 km und im Jahr 2040 dann 53.000 km an Wasserstoffleitungen neu gebaut (etwa 25 %) oder aus Erdgasbetrieb umgewidmet (etwa 75%) zu haben [59]. In den Niederlanden kündigte die Regierung im Juni 2022 die Investition von 750 Mio. EUR an, um bis 2031 ein nationales Wasserstofftransportnetz aufzubauen. Die erste Phase, die bis 2026 abgeschlossen sein soll, wird die nördlichen Niederlande verbinden und die geplanten Wasserstoffsalkavernen in Zuidwending einschließen. Das Wasserstoffnetz wird 1.400 km lang sein, wovon 85 % aus wiederverwendeten Erdgasleitungen bestehen werden. Die angekündigte Investition, die auch von Gasunie kofinanziert wird, sieht keine Verdichtung vor, da das Wasserstofftransportnetz mit einem Druck von 30-50 bar betrieben werden soll, so dass der von den Elektrolyseuren erzeugte Druck ausreicht [60].

Bis Mitte der 1990er Jahre wurde Stadtgas mit einem Wasserstoff-Anteil von bis 50 Vol-% in Abschnitten des deutschen Erdgasnetzes transportiert. Gegen Wasserstoff-Versprödung beständige Werkstoffe sind nach Auskunft von Netzbetreibern im Großteil der verlegten Rohrleitungen verbaut. Instrumentierung, Armaturen und Verdichterstationen müssen hingegen für den Betrieb mit hohen Wasserstoff-Gehalten angepasst werden.

Weltweit sind an verschiedenen Stellen Wasserstoff-Leitungen seit Jahrzehnten im Einsatz. So betreibt beispielsweise AirLiquide seit 1966 ein etwas 290 km langes Wasserstoff-Leitungsnetz (Betriebsdruck 65 bis 100 bar) in Frankreich/Belgien/Niederlande. Im Deutschland sei hier exemplarisch eine Wasserstoffleitung im Ruhrgebiet (NRW) von BOC-Gas (Hüls AG) mit einer Länge von 215 km und einem Betriebsdruck von 25 bar sowie einem Leitungsdurchmesser von 168 bis 276 mm genannt. Diese wird seit 1938 sicher betrieben. In Ostdeutschland existiert im Industriegebiet Leuna-Bitterfeld-Wolfen eine Leitung der Linde AG, Länge 100 km, Betriebsdruck 20 bar (Abb. 89).

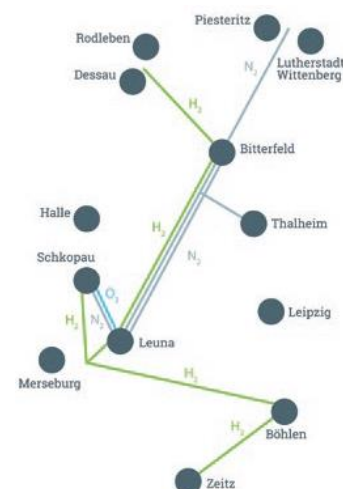


Abb. 89: Wasserstoff-Leitungsnetz der Linde AG im Gebiet Leuna-Bitterfeld-Wolfen [61].

Fazit

Leitungsgebundener Transport ist für große Wasserstoffmengen die kostengünstigste Art des Transports. Bis zum Vollausbau eines Verbundnetzes muss Wasserstoff nach wie vor über die traditionellen Pfade verteilt werden. Als Zwischenstufe erscheint eine netzgebundene Belieferung von Großverbrauchern und Verteilpunkten realistisch. Ab diesen Verteilpunkten kann Wasserstoff dann via Straßen-transport „die letzten Kilometer“ an kleinere Verbraucher geliefert werden.

D.2.2.1.3 *Distribution von Wasserstoff über die Straße*

Die Anfänge der kommerziellen Wasserstoffspeicherung und -verteilung in Europa liegen gute 100 Jahre zurück, als Wasserstoff als Brenngas für Schweißanwendungen eingeführt wurde. Der Wasserstoff wurde in Stahlflaschen unter Druck über die Straße transportiert. Dieses System der Verteilung von Wasserstoff in Druckbehältern (CGH2) hat sich seither, bis auf einige regionale, industrielle Wasserstoff-Pipelines (vgl. D.2.2.1.2), kaum verändert. Steigende Nachfrage nach Wasserstoff führte zur Entwicklung von Transportmitteln mit höherer Kapazität. Der Stand der Technik heute ist der Transport in Druckwasserstoffflaschen und -Bündeln, die entweder in Sattelaufliegern oder Wechselcontainern miteinander verbunden transportiert werden:



Abb. 90: Links 45 Fuß-Auflieger bis 500 bar und 1270 kg H₂ (Wystrach), links klassischer Tube-Trailer bis 200 bar (Linde)



Abb. 91: Wechselcontainersystem der Firma Vernconex, Schweiz. 20 Fuß-Container speichern ~350 kg H₂ bei 350 bar

Heutige Fahrzeugaufbauten bringen Wasserstoff in verschiedenen Druckstufen von Abfüllorten wie Chemiestandorten (Höchst, Gersthofen, Ludwigshafen) zum Verbraucher. Der immer noch verbreitetste Aufbau ist der Stahl-Röhren-Auflieger („Tube-Trailer“) bis 200 bar und einer Beladung von ca. 300 kg (Abb. 90, rechts). Trailer oder Container aus leichteren Composite Materialien können Drücke bis 500 bar und im Falle von 45 Fuß Länge bis 1270 kg Wasserstoff transportieren. Der Trailer wiegt dann beladen 32 t [62]. Im schweizerischen Wasserstoff-Ökosystem wird grüner Wasserstoff an Flusskraftwerken produziert und über Wechselcontainer der Firma Verconex (Abb. 91) verteilt. Hier wurde die Druckstufe 350 bar gewählt, womit im 20 Fuß Container etwa 350 kg Wasserstoff transportiert werden können. Es ist davon auszugehen, dass das System über die Kooperation Jet/H2energy auch für die geplanten 250 Tankstellen in Mitteleuropa und Deutschland angewandt wird.

Durch eine Änderung in der Zulassungsprozedur von Behältern (DIN EN 17339:2020) werden künftig neu zugelassene Speicher in „500 bar-Bauart“ bis 640 bar befüllt werden dürfen. Es sind dann Transportmengen bis 1500 kg zu erwarten. Voraussetzung ist die Bereitstellung des Wasserstoffs an der Abfüllstelle mit den höheren Druckstufen. Im heutigen technischen Gashandel bieten nur wenige Abfüllstationen eine Druckstufe von über 200 bar an.

Höhere Mengen von bis zu 4 t werden als tiefkalter Flüssigwasserstoff LH2 (vgl. D.2.2.1.1) mit LKW-Aufliegern transportiert. In Deutschland existiert gegenwärtig eine Abfüllstelle für LH2 in Leuna mit einer Tagesproduktion von 10 t/Tag. Sollten künftig große Importmengen an LH2 verteilt werden, kommt dieser Nutzungsform eine wesentliche Bedeutung zu.

D.2.2.1.4 *Schienentransport*

Laut der Studie [63] ist der Energieverbrauch für den Schienentransport eines Standard-Mehrflaschen-Gastransportcontainers ca. 40 % geringer als im Straßentransport. Analog zeigt der Vergleich zwischen Straßentransport und Schienentransport einen um ca. 40 % geringeren CO₂-Ausstoß beim Transport über die Schiene. Hierbei sind Diesel-Loks mit LKWs verglichen worden. Beim Einsatz von Elektro-Loks würde sich der CO₂-Ausstoß noch weiter verringern. Erfahrungsgemäß verschiebt sich das Kostenverhältnis bei längeren Transportstrecken (ab ca. 200 km) und bei Strecken mit geringeren Rangier- und Wartezeiten zu Gunsten des Schienentransports, sodass dort der Schienentransport im Vergleich zum Straßentransport die kostengünstigere Alternative sein kann. Konkrete Zahlen anhand von Standorten liegen derzeit noch nicht vor, weitere Untersuchungen werden als notwendig erachtet. Für den Schienentransport von Wasserstoff existieren zum Zeitpunkt der Studiererstellung keine zugelassenen Beförderungsgeräte. Allerdings ist die Zulassungshürde für bereits straßenzugelassene Transportcontainer laut [63] überschaubar und ließe sich dank sich ähnelnder Voraussetzungen innerhalb einiger Monate erwirken. Die DB Cargo AG ist laut Meldung vom Juni 2023 aktiv, hierzu Lösungen zu entwickeln.

Eine Herausforderung wird, auch bei Verfügbarkeit zugelassener Transporteinheiten für den Zugverkehr, die realistische Transportmenge in Güterzügen sein. Die vereinfachte Darstellung in Abb. 92 vergleicht die pro Zug transportierbaren Energiemengen.

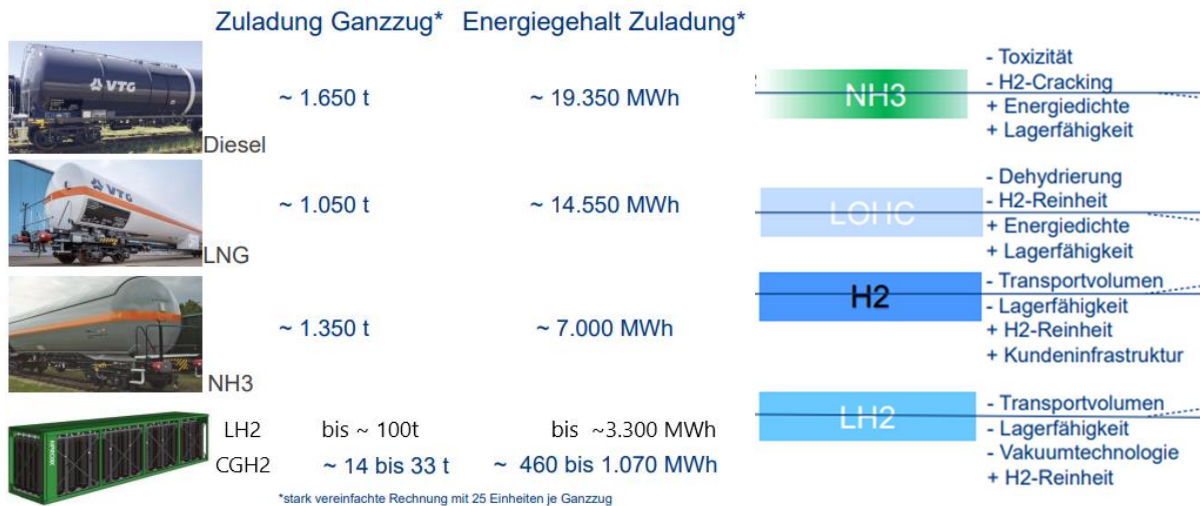


Abb. 92: Transportkapazitäten für Energieträger in Güterzügen und Bewertung [64, links ergänzt um LH2, EurA]

D.2.2.2 Darstellung der Kosten und Handhabung

D.2.2.2.1 Kosten für Infrastrukturaufbau und Betrieb Pipeline

Für den Auf- und Umbau eines europäischen Wasserstoff-Fernleitungsnetzes (European Hydrogen Backbone, vgl. D.2.2.1.2 und [65]) wird von Gesamt-Investitionskosten von 80 bis 143 Mrd. € für 53.000 km Leitungslänge ausgegangen. 60 % der Leitungen werden als umgewidmet und 40 % als neu gebaut angenommen.

Die normierten Transportkosten werden von 0,11 bis 0,21 €/kg Wasserstoff pro 1.000 km angegeben.

FIGURE 30

Breakdown of levelized cost of new and repurposed 48-inch pipelines operating at 100% capacity, 75% capacity, and 25% capacity

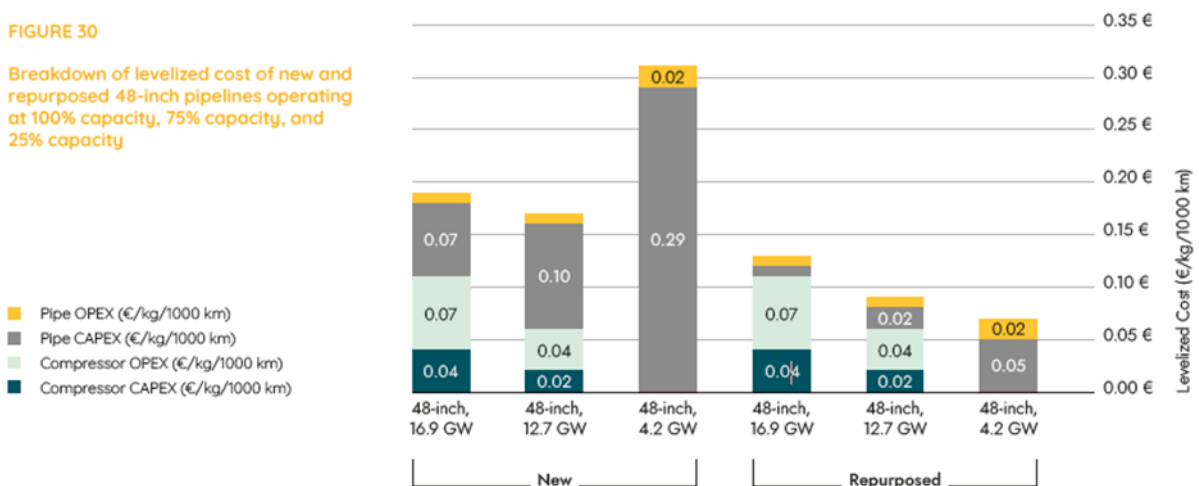


Abb. 93: Transportkosten CAPEX und OPEX in €/kg/1000km für verschiedene Auslastungsgrade einer 48" Leitung [66]

Abb. 93 zeigt als Beispiel die Transportkosten für den größten Leitungsdurchmesser von 48" (Zoll). Die Ergebnisse sind eine Mischkalkulation aus verschiedenen Leitungsquerschnitten des Fernleitungs-Gasnetzes von 20" (0,51 m), 36" (0,91 m) und 48" (1,21 m). Bei 100 % Auslastung kann eine 48" Leitung

16,9 GW_{H₂} Wasserstoff transportieren, bei 75 % Auslastung 12,7 GW_{H₂}. Dies entspricht bei 75 % Auslastung einer Fördermenge von 381 t_{H₂}/Stunde bei 80 bar. Im Vergleich transportiert eine 380 kV-AC-Elektrizitätsstrasse eine Leistung von maximal ca. 3 GW_{el}.

Da diese Berechnungen im Jahr 2021 mit Strompreisen von 0,05 €/kWh durchgeführt wurden (insbesondere für die Verdichterstationen je 100 – 200 km können in diesem Szenario Stromkosten anfallen), kann der Anteil des „Compressor OPEX“ in Abb. 93 für 2023 in erster Näherung verdoppelt werden. In der vorliegenden Mischkalkulation wären die Kosten somit aktualisiert mit 0,15 bis 0,25 € / kg / 1.000 km anzunehmen. Anmerkung: Heutige Erdgas-Verdichter werden meist nicht elektrisch, sondern mit einem Anteil des Erdgases über eine Gasturbine angetrieben. Welche Technik für künftige Wasserstoffnetze gewählt wird, ist offen. Die Berechnung in [66] stellt eher das Worst-Case-Szenario dar.

Umgerechnet wird beispielsweise für die Umwidmung einer 48“ Erdgasleitung mit 50 km Länge ein CAPEX von ca. 25 Mio € angenommen. Eine Verdichterstation zur Druckerhöhung wird abseits des Einspeiseortes für diese Leitungslänge nicht benötigt.

Die tatsächlichen Kosten für den Wasserstofftransport können nur zwischen konkreten Standorten unter Berücksichtigung der Gegebenheiten ermittelt werden. In der Studie [67] ermittelte die EurA AG mit Partnern Kosten für eine Belieferung von Kirchheiligen nach Erfurt in Thüringen verschiedene Szenarien. Für den Pipelinetransport wurde von einer Mischkalkulation, bestehend aus einer Umwidmung einer bestehenden Erdgasleitung mit 43 km Länge / einem Durchmesser von 0,6 m und einem zusätzlichen Neubau zwischen Schwerborn und dem GVZ in Erfurt ausgegangen. Auf Anfrage lieferte die Ferngasnetzgesellschaft mbH eine indikative Kostenberechnung für den leitungsgebundenen Transport der Gesamtstrecke (Tab. 31).

Tab. 31: Netzentgelte für leitungsgebundenen Wasserstoff-Transport von Kirchheiligen zum GVZ Erfurt, basierend auf indikativen Angaben der Ferngasnetzgesellschaft mbH.

Massenstrom in kg _{H₂} /Tag	Minimales Netzentgelt in EUR/kg _{H₂}	Maximales Netzentgelt in EUR/kg _{H₂}
2.000	0,69	0,72
5.000	0,52	0,55
10.000	0,37	0,39
15.000	0,29	0,31

Heruntergebrochen auf die zu transportierende Wasserstoffmenge von 7,2 – 10 t_{H₂}/Tag wurden Kosten von 0,4 EUR/kg_{H₂} bis 0,5 EUR/kg_{H₂} konservativ angenommen. Der Betriebsdruck der Pipeline wird mit 10 ... 30 bar angenommen. Eine zusätzliche Verdichtung des Elektrolysewasserstoffs, der am Ausgang des Elektrolyseurs mit 30 bar zur Verfügung gestellt wird, ist somit nicht nötig. In einer umgewidmeten Erdgasleitung ist aus jahrzehntelangem Betrieb mit dem Austrag von Verunreinigungen in den transportierten Wasserstoff hineinzurechnen, die zumindest in den ersten Betriebsjahren mit einer nachfolgenden Aufreinigungseinheit abzufangen sind. Die Studie [67] geht hier von zusätzlichen Kosten in der Größenordnung von 0,3 EUR/kg_{H₂} (bei einem Pipelinedruck von 35 bar) bis 0,5 EUR/kg_{H₂} (bei einem Pipelinedruck von 10 bar und dadurch notwendiger Verdichtung für die Reinigungsstufe) aus.

Ebenfalls in der Studie [67] wurden Investitionskosten für Um- und Neubau von Wasserstoffleitungen ermittelt (Tab. 32).

Tab. 32: Investitionskosten für Umstellung und Neubau von Wasserstoff-Leitungen nach [67].

Nennweite	CAPEX Umstellung in Mio. EUR/km	CAPEX Neubau in Mio. EUR/km
DN 500	0,3	1,57
DN 400	0,3	1,41
DN 300	0,2	1,35
DN 200	0,2	1,28
DN 100	0,1	0,64

Eine Betrachtung der übergangsweisen Verwendung von LKW aus der Studie [67] für den Wasserstoff-Transport bis zur Fertigstellung der Neubauleitung wird im folgenden Abschnitt dargestellt.

D.2.2.2.2 Kosten für Straßentransport

Eine Übersicht zu Kosten von Speichersystemen für Druckwasserstoff in Abb. 94 wurde anhand von verfügbaren Kosten zusammengetragen und stellt in Zeiten stark schwankender Rohstoffpreise eine Momentaufnahme dar.

Bauform	Gesamtmasse ca. in t	Druck in bar	Kapazität H ₂ in kg	Invest in €	Invest in €/kg	CAPEX €/a
Container 10 Fuß		300	170	140.000 €	824 €	9.333 €
Container + BDF WB 20 Fuß		300	341	265.000 €	777 €	17.667 €
Container 40 Fuß		300	767	525.000 €	684 €	35.000 €
Trailer 40 Fuß	26,8	500	1150	795.000 €	691 €	53.000 €
Trailer 45 Fuß	19,5	300	946	585.000 €	618 €	39.000 €
Wechselbrücke 20 Fuß	8,0	300	401	250.000 €	623 €	16.667 €
Container auf 7150 WB		300	313	335.000 €	1.070 €	22.333 €
Bündel 12x50L	1,2	300	12,7	7.000,00 €	552 €	467 €

Abb. 94: Kostenübersicht Speichersysteme für Wechselspeicher (eigene Recherchen, Stand 2020/2021)

Die Investitionskosten wurden jeweils auf den nächsthöheren 5.000 €-Wert gerundet. Die Preisentwicklung ist derzeit stark fluktuierend. Die Kosten von Stahlbehältern haben sich seit Februar 2022 fast verdoppelt, für Composite-Behälter (in der Abbildung alle außer dem Flaschenbündel) ist von einer niedrigeren Preissteigerung auszugehen.

In der Studie [63] wird anhand der Belieferung zweier Standorte um den Industriepark Höchst herum der LKW-Straßentransport von MEGC (Multiple Element Gas Container) mit Schienentransport verglichen. Für eine fiktive MEGC-Kapazität von 1.000 kg Wasserstoff, eine einfache Entfernung von 31 km per Straße, einem Rundlauf von 3 Tagen (ein MEGC wird am ersten Tag angeliefert, verweilt einen Tag an der Tankstelle und wird am darauffolgenden Tag abgeholt) und 22 sich im Einsatz befindlichen MEGC mit 500 bar werden Kosten von 1,51 EUR/kg_{H₂} errechnet [63].

Für einen verlässlichen Ausblick auf konkrete Anwendungskonzepte muss der Logistikfall im Detail kalkuliert werden. Als Beispiel eine Berechnung aus der Studie [67], die von einer in der Anfangsphase noch reduzierte Menge von 1,15 t_{H₂} / Tag für den Transport über 60 Straßenkilometer von Kirchheiligen zum GVZ Erfurt ausgeht. Angenommen werden Investitions- und Betriebskosten für 3 Stück 40 Fuß-Trailer. Der Anwendungsfall berücksichtigt die Kosten für die notwendige Verdichtung des Wasserstoffs von 30bar am Elektrolyseur-Ausgang auf 300 oder 500 bar. Im Ergebnis stehen für die Referenzfälle 300 bar-Transport 1,7 EUR/kg_{H₂} und bei 500 bar 2,4 EUR/kg_{H₂} (vor allem aufgrund der höheren Kosten für Transporttrailer).

Ein eisenbahngebundener Transport kann nur bei bereits vorhandener Schieneninfrastruktur erfolgen. Selbst wenn diese gegeben ist, wird der Transport täglich einzelner 40 Fuß-Container unter Berücksichtigung der aktuellen Transportkonditionen der DB-Cargo [67] sogar teurer als der LKW-Transport. Erst die Reservierung ganzer Züge (vgl.D.2.2.1.4) für größere Mengen könnte hier wirtschaftlich interessant werden.

D.2.2.2.3 *Zulassungen und Sicherheitstechnik für Transport und Logistik*

Pipeline: Bei Planung, Bau, Verlegung, Prüfung, Betrieb, Wartung und Überwachung ist die Technische Regel für Rohrfernleitungen (TRFL, [67]) zu beachten. Diese konkretisiert die Rohrfernleitungsverordnung [68] des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV). Der Ausschuss für Rohrfernleitungen beim BMUV erarbeitet die Technische Regel für Rohrfernleitungen und stimmt diesen mit der Kommission für Anlagensicherheit nach § 51a des Bundesimmissionsschutzgesetzes ab.

Es kann rechtssicher davon ausgegangen werden, dass bei Beachtung des umfangreichen Regelwerks des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) zugleich den öffentlich-rechtlichen Vorschriften entsprochen wird. Der Gesetzgeber räumt den DVGW-Arbeitsblättern den Status von allgemein anerkannten Regeln der Technik ein.

Straßentransport: Die Europäischen Richtlinie für ortsbewegliche Druckgeräte 2010/35/EU (Transportable Pressure equipment directive – TPED) legt die Vorschriften für sichere Umschließungen zur Beförderung von unter Druck gesetzten Gasen und Flüssigkeiten fest. In Deutschland ist diese durch die „Ortsbewegliche Druckgeräte Verordnung (ODV)“ in nationales Recht umgesetzt. Am Qualitätssicherungsprozess der Gebindeherstellung ist zwingend eine benannte Stelle beteiligt; diese ist in der Behälterkennzeichnung vermerkt. Normen wie die oben bereits erwähnte DIN EN 17339:2020 (für kohlefaserumwickelte Behälter) konkretisieren die Anforderungen der TPED.

Für die Durchführung der Beförderung gelten die Vorschriften des „Europäischen Übereinkommens über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße“ (französisch und gebräuchliche Abkürzung ist ADR). Bei Verwendung von nach TPED zertifizierten Druckgeräten gelten auch die Zulassungsanforderungen des ADR als erfüllt [69].

Missverständnisse entstehen bisweilen zwischen dem Transport des Kraftstoffs Wasserstoff in „ortsbeweglichen“ und der Speicherung an Bord von Wasserstoff für den Antrieb eines Fahrzeugs in „mobilen“ Behältern. Obwohl ähnliche Herausforderungen bestehen, liegen hier leider meist inkompatible Welten von Regelwerken vor. Mobile Behälter wurden bis Juli 2022 nach der EC79 und seither weltweit einheitlich nach der UNECE R134 zertifiziert. Die TPED regelt im Gegensatz dazu den Transport von Druckgasen.

Bei der Belieferung mit dem brennbaren Gas Wasserstoff ist auf die Erdung/Potenzialausgleich zwischen den Tankwagen und Tankanlagen zu achten [70]. Die Tankfahrzeuge sind in die Erdung der Tankanlage einzubinden. Die Erdung ist mittels eines flexiblen Erdungskabel mit mindestens 16 mm² Querschnitt herzustellen. Dabei ist das Erdungskabel an der Tankanlage fest anzuschließen. Der Kontakt am Tankfahrzeug ist mittels einer Steckverbindung oder Zange herzustellen, die sicher verriegelt ist und einen sicheren Kontakt ohne die Möglichkeit einer Funkenbildung gewährleistet. Das Erdungskabel ist am Transportbehälter vor dem Verbinden der beweglichen lösbaren Leitungsverbindung für den Gasfluss anzuschließen und darf erst wieder nach dem Lösen der beweglichen lösbaren Schlauchverbindung für das Gas gelöst werden. Der Potenzialausgleichsanschluss für das Tankfahrzeug muss sich an einer ungefährlichen Stelle (d. h. außerhalb der Ex-Zonen 0 bzw. 1) befinden. Generell ist darauf zu

achten, dass zunächst der Potenzialausgleich geschaffen und erst dann die Füllleitung angeschlossen wird.

Werden die Transportmittel (Lieferfahrzeuge, Flaschenbündel...) über einen längeren Zeitraum (beispielsweise bei Wasserstoff-Trailerwechsel- oder Flaschenbündelstationen usw.) genutzt, sollte die Erdungszange gegen unbeabsichtigtes Lösen gesichert werden können (beispielsweise mit Feststellschraube, Schraubklemme...).

Empfehlenswert als Informationsquelle rund um Regulierung, Vorschriften und Normen für die Wasserstoffinfrastruktur ist die im März 2022 veröffentlichte RCS-Datenbank (Registrierung notwendig): <https://rcs.now-gmbh.de/>

D.2.2.2.4 *Mitarbeiterqualifikation für Transport und Logistik*

Gefahrgutführerschein [71]

Voraussetzung für den Transport von Gefahrgut auf der Straße ist der für das Fahrzeug passende Führerschein, in der Regel also Klasse C. Fahrer von Fahrzeugen mit Gefahrgut in kennzeichnungspflichtigen Mengen (über „1.000 Punkte“, also z.B. über 33 Stück TPED-zugelassene 10 Liter Flaschen mit Druckwasserstoff), müssen im Besitz einer, in Deutschland durch die IHKs ausgestellten, ADR-Schulungsbescheinigung nach Unterabschnitt 8.2.1.1 ADR (Erläuterung ADR siehe D.2.2.2.3) sein. Diese muss alle 5 Jahre verlängert werden. Entsprechende Lehrgänge bieten z. B. DEKRA, TÜV und viele Fahrschulen an. Eine kurze Webrecherche ergab die folgenden Richtwerte. Für den Transport von Wasserstoff über 1.000 Punkte wird benötigt:

Beispiel beim TÜV Nord [72]: Basiskurs (2,5 Tage) plus Aufbaukurs Tank (1,5 Tage), Gebühr 500 €

Beispiel beim TÜV Nord, Auffrischung (2 Tage) alle 5 Jahre, Gebühr 270 € (Beispiele Stand Mai 2023)

Fahrer von Entsorgungsfirmen haben meist einen geringen bis keinen Mehraufwand, um brennbare Gase wie Wasserstoff transportieren zu dürfen.

Fahrer, die Mengen unterhalb der „1.000 Punkte-ADR-Regel“ (Abschnitt 1.1.3.6 ADR) befördern, müssen zwar nicht nach ADR 8.2.1.1 geschult sein. Sie unterliegen dann aber der Unterweisungspflicht aus 1.3 ADR (siehe unten).

Alle an der Beförderung/Anschluss beteiligten Personen benötigen eine Unterweisung nach Kapitel 1.3 ADR/RID. Diese Regelung fordert eine Unterweisung aller Personen, deren Arbeitsbereich die Beförderung gefährlicher Güter (unabhängig von deren Menge) umfasst. Das können z. B. Disponenten, Abfüller, Lagerarbeiter usw. sein, wenn Sie Gefahrgut be- oder entladen, Frachtpapiere dafür erstellen oder ähnliche Aufgaben haben. Die Unterweisung muss auf die Aufgabe des Mitarbeiters abgestimmt sein und ist in regelmäßigen Abständen durch Auffrischkurse zu ergänzen, wobei eine bestimmte Frist jedoch nicht vorgeschrieben ist. Es empfiehlt sich, das Intervall an die Änderungen der entsprechenden Regelwerke anzupassen (z. B. ADR: 2 Jahre). Die Unterweisung muss auch Inhalte die Sicherung von Gefahrguttransporten betreffend (Kapitel 1.10 ADR) umfassen.

D.2.2.2.5 *Standardisierte Anschluss-Geometrien*

DIN 477 regelt standardisiert die Anschlüsse für den klassischen Transport und Anschluss von 200 bar und 300 bar Druckgebinden (Flaschen, Bündel, Trailern). Die verschiedenen Gewindearten sind einzuhalten und somit verwechslungssicher. Brennbare Gase sind grundsätzlich mit einem Linksgewinde versehen, um „Basteleien mit Teilen aus dem Baumarkt“ zu verhindern.

Beispiele:

Wasserstoff, 200 bar: DIN 477-1, No. 1, Gewinde W 21,8 x 1/14" LH (Linksgewinde ,left-hand thread')

Wasserstoff, 300 bar: DIN477-5, No. 57, Gewinde W30x2 LH

Wasserstoff 380 bar (M36 x 2LH) oder 500 bar (M52 x 2LH): bisher herstellerspezifisch

Bei Schnellanschluss-Steckverbindern wird die Verwechslungssicherheit und Tauglichkeit im Einzelfall geprüft und nachgewiesen.

Zapfpistolen und Nippel für gasförmige Wasserstoff-Fahrzeugtankstellen an Land sind für die weltweite Interoperabilität in der ISO 17268 genormt und können auch zum Be- und Entladen von Wasserstoff-Transportspeichern genutzt werden.

D.2.3 Grundzüge und Bandbreite der Bereitstellung (Tankstellen) von Wasserstoff

Zur Abarbeitung dieses AP wurden zum einen direkte/ bestehende Kundenkontakte zu Komponenten- und Tankstellenherstellern genutzt. Zum anderen wurde eine Technologierecherche zum Stand der Technik (=Marktverfügbarkeit) durchgeführt. Mittels Interviews (u.a. für die Aktualisierung vorhandenen Daten) und Angebotsanfragen für Systemlösungen (und deren Auswertung) wurden die Grundlagen für die zu erarbeitenden Standortszenarien und das Tankstellenkonzept geschaffen. Ebenfalls wurde die Expertise der EurA AG in der Fördermittelberatung und deren Akquise mit integriert.

D.2.3.1 Übersicht Betankungstechnologie und Tankstellenkonzepte

Wasserstoff kann als Kraftstoff in Verbrennungsmotoren oder mittels Brennstoffzellen zur On-board-Stromerzeugung in Elektrofahrzeugen genutzt werden. Weltweit sind waren Ende 2022 ca. 72.000 wasserstoffbetriebene Fahrzeuge im Einsatz, davon 80 % PKW [74]. In Deutschland fuhren zum 1. Mai 2022 1.575 Wasserstoff-PKW, 70 Wasserstoff-Busse sowie einzelne Nutzfahrzeuge [75], Züge und Schiffe mit Wasserstoff als Energiequelle. Für PKW gibt es einen international akzeptierten, bis 10 kg Befüllmenge und 3,6 kg/min Durchfluss gültigen Betankungsstandard (SAE J2601- und die ISO-19880-Reihen), wobei im Fahrzeug typischerweise 5-6 kg Wasserstoff bei einem Druck von bis zu 700 bar vorgehalten werden. Müllfahrzeuge speichern 8-16 kg Wasserstoff bei 700 bar an Bord. Für Nutzfahrzeuge wie LKW im Verteilverkehr, Busse und Züge sind Drucktanks mit einem Speicherdruck bis 350 bar und Wasserstoff-Tankkapazitäten bis 40 kg verbreitet. Ein Vorschlag zur schnellen, standardisierten Betankung existiert. Derzeit sind in Europa öffentlich zugängliche Wasserstofftankstellen (Hydrogen Refueling Stations, HRS) 163 PKW- und 59 Nutzfahrzeug- in Betrieb, 41 weitere sind in Planung oder Realisierung [76]. Die höchste Wasserstoff-Tankstellendichte in Europa ist aktuell in Deutschland zu verzeichnen.

D.2.3.1.1 Betankungsablauf und Befüllprotokolle Druckwasserstoff CGH2

Im Unterschied zur Betankung mit flüssigen Treibstoffen, bei der das Fluid vom Tankstellenspeicher direkt in den Fahrzeugtank gepumpt wird, werden gasförmige Treibstoffe vorgängig verdichtet und mithilfe des Druckgefälles vom Endspeicher in der Tankstelle in den Fahrzeugtank überströmt. Eine direkte Befüllung des Fahrzeugs über einen Verdichter ist möglich und wird in einzelnen Fällen auch angewendet, setzt aber eine hohe und dynamische Förderleistung des Verdichters voraus.

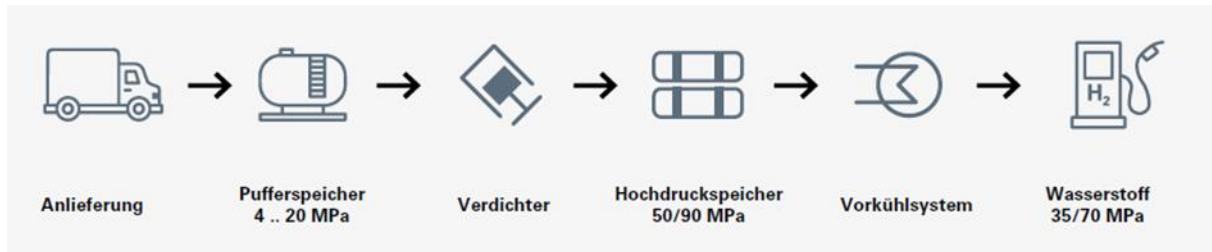


Abb. 95: Hauptkomponenten im Wasserstoffpfad bei heutigen H₂-Tankstellen (gasförmig). 1 MPa = 10 bar

Die Befüllung eines Drucktanks ist ein energieaufwändiger Prozess, der von der Gasart, dem Druck im Lagerbehälter, dem Verdichter und dem Druckniveau im Tank beeinflusst wird. Je nach Betankungsart müssen 2,3 - 4,4 kWh/kg (7 bis 13 % des Brennwertes) für die tankgerechte Verdichtung und Kühlung des Wasserstoffs aufgewandt werden. Aufgrund des Aufbaus, der heute überwiegend eingesetzten faserumwickelten Composite-Tanks, muss eine Temperaturgrenze von derzeit 85 °C (UNECE GTR 13) im Tank unbedingt eingehalten werden. Dies wird durch Vorkühlung des Gases, Steuerung des Gasflusses anhand sogenannter Befüllprotokolle mit definierten Druckanstiegsraten und Zieldrücken in Abhängigkeit von der Außentemperatur und des Tankfüllgrads bei Beginn der Betankung bewirkt [43].

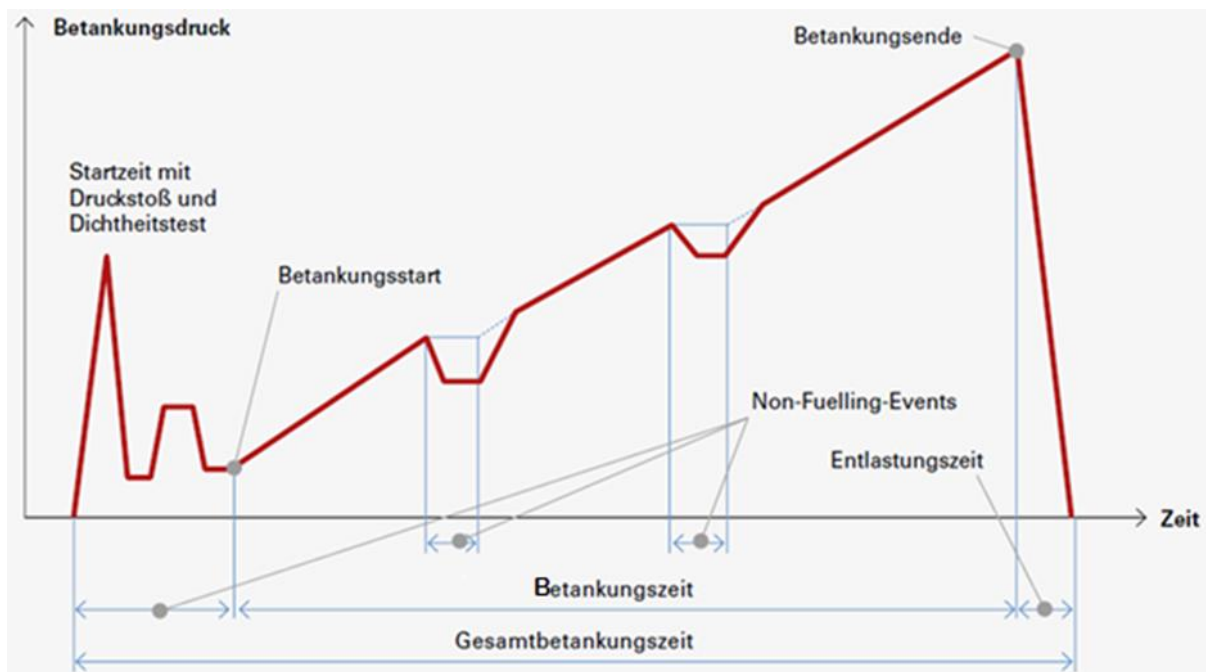


Abb. 96: Schematischer Betankungsablauf einer Betankung bis 350 oder 700 bar Nenndruck [43, angepasst EurA]

Zu Beginn des Tankvorgangs erfolgt ein Dichtigkeitstest mittels eines Druckstoßes. Tankstelle und Fahrzeug kommunizieren über eine Infrarotschnittstelle. Aus dem Druckverlauf können zusätzlich Tankgröße und Füllstand berechnet werden. Anschließend wird der Tank durch Zuströmen von Wasserstoff

mit einer definierten Druckrampe (Befüllrampe) bis zum Zieldruck befüllt. Parallel wird in der Tankstelle der Füllstand des Tanks errechnet und der Betankungsvorgang gegebenenfalls abgebrochen. Bei Ausfall der Infrarotkommunikation kann ein konservativeres tabellenbasiertes Befüllprotokoll verwendet werden.

E-MAP 35MPa Non-Comm (20-42.5kg)		T_fuel H2 [°C] precooling corri- dor		Average Pres- sure Ramp Rate [MPa/min] (reduction down to 0.3 MPa/min possible for E- MAP)	Target pressure [MPa]								
					Initial Pressure [MPa]								
		T_min [°C]	T_max [°C]		1	2	5	10	15	20	30	35	> 35
Ambient temperature [°C]	>50	no fueling	no fueling	no fueling	no fueling	no fueling	no fueling	no fueling	no fueling	no fueling	no fueling	no fueling	no fueling
	50	-40	-17	4,0	39,3	39,2	38,9	38,5	38,0	37,6	36,8	36,4	no fueling
	45	-40	-17	4,0	38,8	38,7	38,5	38,0	37,6	37,2	36,6	36,4	no fueling
	40	-40	-17	4,0	38,3	38,2	38,0	37,6	37,2	36,9	36,4	36,3	no fueling
	35	-40	-17	4,0	37,9	37,8	37,5	37,2	36,8	36,5	36,3	36,3	no fueling
	30	-40	-17	4,0	37,4	37,3	37,0	36,6	36,2	36,0	35,7	35,7	no fueling
	25	-40	-17	4,0	36,9	36,8	36,5	36,1	35,7	35,4	35,1	no fueling	no fueling
	20	-40	-17	4,0	36,4	36,3	36,0	35,5	35,1	34,8	34,5	no fueling	no fueling
	10	-40	-17	4,0	35,4	35,3	35,0	34,4	34,0	33,6	33,2	no fueling	no fueling
	0	-40	-17	4,0	34,5	34,3	34,0	33,4	32,8	32,4	32,0	no fueling	no fueling
	-10	-40	-17	4,0	33,7	33,5	33,0	32,3	31,7	31,2	30,6	no fueling	no fueling
	-20	-40	-17	4,0	33,0	32,9	32,5	31,7	30,9	30,0	no fueling	no fueling	no fueling
	-30	-40	-17	4,0	32,3	32,2	31,8	31,2	30,4	29,6	no fueling	no fueling	no fueling
	-40	-40	-17	4,0	31,6	31,6	31,3	30,7	30,1	29,4	no fueling	no fueling	no fueling
	< -40	no fueling	no fueling	no fueling	no fueling	no fueling	no fueling	no fueling	no fueling	no fueling	no fueling	no fueling	no fueling

Abb. 97: Beispiel für eine Befülltabelle bis 35 MPa, H₂-Tankkapazität 20 ..42.5 kg, bis 7,2 kg/min [77] 1 MPa = 10 bar

Befüllprotokolle haben zum Ziel, eine sichere Betankung ohne Überhitzung der Fahrzeugtanks sicherzustellen. Gleichzeitig soll die Betankung möglichst schnell stattfinden und ein hoher Füllgrad („voller Tank“) erreicht werden.

Berechnung Beispielbetankung Randbedingungen:

- der Startdruck „Initial pressure“ liegt bei 20 bar (2 MPa),
- die Umgebungstemperatur „Ambient Temp.“ ist 20 °C
- das Fahrzeug besitzt keine IR-Kommunikationsschnittstelle nach SAE J2799

Aus der Non-Comm-Tabelle in Abb. 97 geht die gleichbleibende Befüllrampe von 4 MPa / min also 40 bar/min hervor. Der Zieldruck bei 20 °C und dem Startdruck von 2 MPa sind 363 bar. Die Vorkühltemperatur des Wasserstoffs muss ab 30 sec nach Betankungsstart in einem Fenster zwischen -17 und -40 °C bleiben.

Die Befülldauer („Betankungszeit“) in diesem einfachen Beispiel wäre, unter Einhaltung der zulässigen Toleranzen, bei

$$363 - 20 \text{ bar} = \frac{343 \text{ bar}}{40 \frac{\text{bar}}{\text{min}}} = 8,6 \text{ min}$$

Bei Zwischenwerten muss linear interpoliert werden. Wäre eine IR-Kommunikationsschnittstelle nach SAE J2799 vorhanden, würde eine Comm-Tabelle zur Anwendung kommen. Die Befüllrampe wäre dort die Gleiche, der Zieldruck aber höher und damit näher am „vollen Tank“ (siehe unten). Eine Betankungsmenge von z.B. 35 kg hätte einen durchschnittlichen Massenfluss von 4,1 kg/min oder 68 g/sec zur Folge. Dieser ist von der Befüllrampe und der Tankkapazität abhängig.

Die Befülltabellen basieren im Beispiel wie auch in der derzeit weltweit am meisten verbreiteten Befüllregel, der SAE J2601, aus thermodynamischen Berechnungen der Ulmer Firma Wenger Engineering GmbH. Das Vorgehen ist im Protokoll [77] beschrieben. Die oben gezeigte E-MAP kommt hauptsächlich

an für Nutzfahrzeuge nachgerüsteten 700 bar-PKW-HRS zum Einsatz, die ohnehin bereits eine Wasserstoff-Vorkühlung bis $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ eingebaut haben.

Beim Betanken erwärmt sich der Fahrzeugtank durch die Kompression wie bei jedem anderen technischen Gas auch. Bei Wasserstoff wird die Erwärmung durch den negativen Joule-Thomson-Koeffizienten noch verstärkt. Würde bei einem Nenndruck von 350 bar tatsächlich nur bis 350 bar befüllt und die Tanktemperatur am Ende bei durchaus üblichen $60\text{ }^{\circ}\text{C}$ liegen, wäre der Befüllgrad der Tanks bei etwa 88 %. Der höhere Zieldruck gleicht den Temperatureffekt zumindest teilweise aus, so dass real deutlich über 90 % Tankfüllung erreicht werden.

Derzeit sind große Anstrengungen zu verzeichnen, um neue, an die tatsächlichen Bedingungen im Fahrzeug und an der HRS angepasste Befüllstrategien technisch sicher umzusetzen. Ein erster Ansatz ist die formelbasierte MC-Formula-Befüllmethode, die den tatsächlichen Druck- und Temperaturverlauf im Fahrzeugtank über die IR-Kommunikation permanent mit einbezieht. In Kalifornien, wo es häufiger Warteschlangen an PKW-HRS gab, wird diese in der SAE J2601:2020 veröffentlichte schnellere Betankungsform angewandt; in Deutschland bisher nicht. Weitere neue, schnelle Befüllprotokolle auch für 700 bar-Nutzfahrzeuge über 10 kg Tankkapazität werden in den nächsten Jahren in der ISO 19885-3 veröffentlicht werden. Diese setzt dann bidirektionale, sicherheitsgerichtete Kommunikation über noch zu fixierende Technologie (WLAN, Bluetooth, NFC) voraus.

D.2.3.2 Wasserstoff-Tankstellenkonzepte und Randbedingungen

Die heute am häufigsten verbreitete Konfiguration von Wasserstoff-Tankstellen (HRS) ist in Abb. 98 dargestellt. Einige wenige Tankstellen erzeugen den Kraftstoff Wasserstoff vor Ort, anstatt sich beliefern zu lassen. Um Investitions- und vor allem Wartungskosten zu optimieren (insbesondere die Druckgeräte und -speicher benötigen regelmäßige vorgeschriebene Prüfungen).

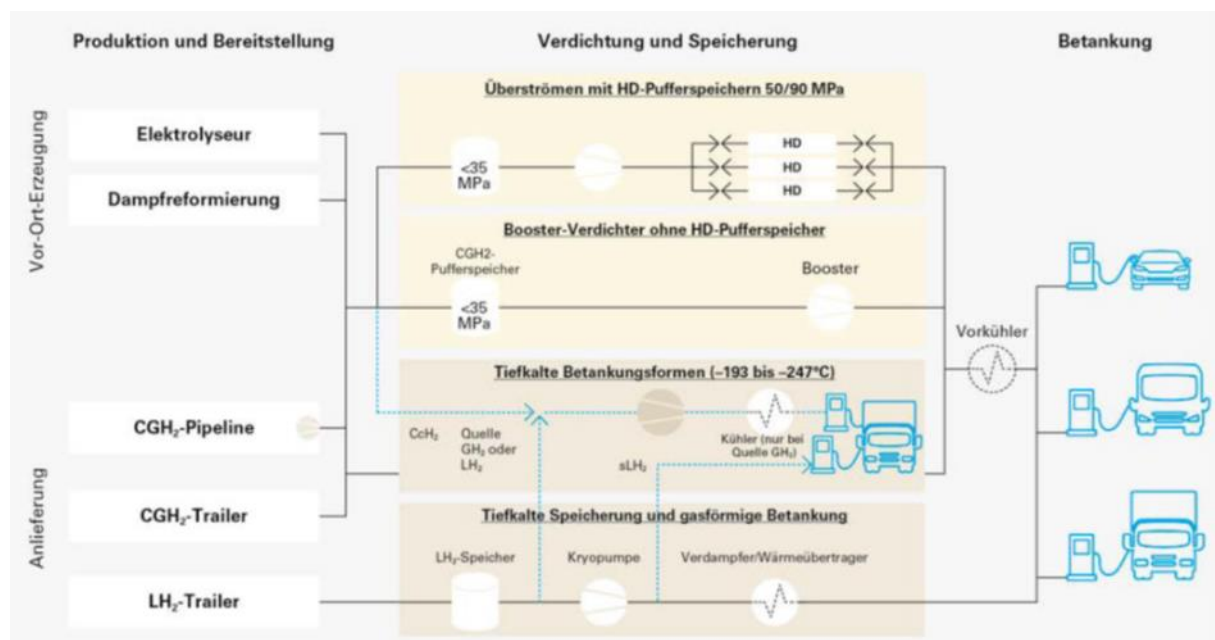


Abb. 98: Mitte und rechts, mögliche Betankungsoptionen für mobile Anwendungen [43]

D.2.3.2.1 *Befüllung über vom Verdichter vorbefüllte HD-Behälter*

Diese Variante entspricht der in Abb. 95 gezeigten bzw. der obersten Abb. 98. Ein Wasserstoff-Speicherbehälter im Bereich von bis 40 oder bis 200 bar ist für die Bevorratung vor Ort zuständig. Er wird entweder aus einem Elektrolyseur vor Ort nachgefüllt oder per LKW-Anlieferung. Ein Kompressor verdichtet den gasförmigen Kraftstoff nach Bedarf auf ca. 500 bar (bei 350 bar-Tankstellen) oder ca. 900 bar (700 bar-Tankstellen) in Hochdruck (HD-) Speicherbänke. Als Verdichter werden heute mehrstufige Kolbenkompressoren oder Membrankompressoren angewendet. Eine Sonderform des Kolbenkompressors ist der „Ionische Kompressor“ von Linde, bei dem mehrere Flüssigkeitskolben die gewünschte Druckstufe erzeugen. Der Wasserstoff wird von den HD-Speicherbänken kaskadiert ins Fahrzeug umgefüllt. Von einer zentralen Steuerung geschaltete Druckrampenregler, eine Vorkühleinheit sowie je nach Hersteller mehrere Schaltventile übernehmen die Protokoll-konforme Betankungssteuerung (vgl. D.2.3.1.1).

Eine Variante dieser Konfiguration kommt ohne oder nur mit kleinen Speicherbehältern vor Ort aus und verdichtet den Wasserstoff „direkt“ aus einem leistungsfähigen Elektrolyseur in große HD-Speicherbänke. Diese Variante setzt die entsprechende Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom vor Ort voraus.

Als weitere Option ist an einigen Standorten in Deutschland die Belieferung und Bevorratung mit Flüssigwasserstoff LH2 vorhanden. Dieser wird im flüssigen Zustand effizient verdichtet und danach verdampft, um gasförmig nach den in D.2.3.1.1 beschriebenen Protokollen betanken zu können. Bei gegenwärtig 10 t/Tag Verflüssigerleistung in Deutschland kommt diese Variante für Nutzfahrzeugtankstellen, die heute im Bereich von 1 bis 4 t Abgabemenge pro Tag geplant werden, erst in Frage, wenn genügende Mengen LH2 importiert oder die Verflüssigerkapazität in Mitteleuropa massiv erweitert wurde.

D.2.3.2.2 *Befüllung ohne HD-Behälter, direkt aus hochleistungsfähigem Kompressor (Booster)*

Bei dieser Konfiguration (Abb. 98, Booster) wird auf die wartungsintensiven HD-Behälter verzichtet und direkt aus dem Verdichter in die Fahrzeuge überströmt. Dies erfordert schnellanlaufende, leistungsfähige Kompressoren mit Wasserstoff-Durchflüssen im Bereich bis zu 10 kg/min. Die Firma Burckhardt in Winterthur (CH) bietet bereits ölfreie Systeme in dieser Größenordnung bis 550 bar und einem Wartungsintervall von 8.000 – 12.000 h an [78]. Ein Nachteil ist sicherlich die vor Ort benötigte Anschlussleistung. Im Beispiel von Burckhardt zeigt allein der Kompressor eine maximale Leistungsaufnahme von knapp 700 kW_{el}.

D.2.3.2.3 *Befüllung ohne Kompressor*

Ein vereinfachtes Konzept, das vor allem in mobilen HRS (D.2.3.2.7) umgesetzt werden kann, verlegt den Ort der Verdichtung des Kraftstoffs Wasserstoff zentral zur Abfüllstelle von Wechselgebinden. Diese Konfiguration ist bei Druckstufen im Fahrzeug bis 350 bar möglich. Angeliefert werden beispielsweise Wechselcontainer oder -Trailer (vgl. AP1) mit bis zu 630 bar Fülldruck. Diese Variante wird dank minimaler Technik auch als sogenannte mobile Wasserstoff-Tankstelle (vgl. Kapitel D.2.3.2.7) ausgeführt angeboten. Der Wasserstoff wird kaskadiert in die Tanks von Wasserstoff-Fahrzeugen umgefüllt. Vorteile sind ein relativ niedriger Investitionsbedarf vor Ort und eine überschaubare Anschlussleistung für den Dispenser und ggf. Vorkühler. Nachteile sind ein hoher Anteil an Kissengas, also nicht benutztem Wasserstoff, der ungenutzt zurück an die Abfüllstelle gefahren wird, sowie aus heutiger Sicht ein Mangel an Abfüllstellen für Wasserstofftransporte bei 500 oder bis 630 bar.

D.2.3.2.4 *Befüllung ohne oder mit wenig Vorkühlung*

Die Vorkühlung des Wasserstoffs vor dem Einfüllen in die Fahrzeugtanks ist, wie in D.2.3.1.1 beschrieben, bei schneller Befüllung notwendig, um ein Überhitzen der Tanks zu vermeiden. Die in AP1 beschriebenen Tank-Typen sind hierbei von Typ I zu Typ IV abnehmend wärmeleitend an die Umgebung bzw. tolerant gegenüber Erwärmung. Gerade die heute aus Gewichts- und Kostengründen bevorzugt verwendeten Typ IV-Behälter dürfen keinesfalls über 85 °C erwärmt werden. Deshalb sind in den gängigen Protokollen große Sicherheitspuffer für extreme Umgebungsbedingungen (Umgebung über 40 °C, Tanksystem bei Betankungsstart auf Umgebungsniveau) hinterlegt. Die Vorkühltemperatur beispielsweise von Wasserstoff-PkW ist typischerweise nach SAE J 2601, Protokoll H70, auf -33 bis -40 °C festgelegt. Die Vorkühlung hat neben einem nicht zu vernachlässigenden Energieaufwand auch erhebliche Wartungskosten und, zumindest in der Vergangenheit, etliche Betriebsausfälle zur Folge. Ein Mittelweg wird beispielsweise in der A-Map des Protokolls [77] für Nutzfahrzeuge gegangen, in dem die Vorkühltemperatur auf ein Fenster von -10 bis 0 °C festgelegt ist.

Um ohne Vorkühlung sicher betanken zu können, ist Folgendes nötig:

- die sicherheitsgerichtete Übermittlung der realen Tanktemperaturen und -drücke an die HRS und deren Berücksichtigung hinsichtlich Befüllgeschwindigkeit oder
- eine deutliche Verlängerung der Betankungszeit gerade bei hohen Außentemperaturen oder
- thermodynamische ‚Tricks‘ wie beispielsweise die von Maximator angewandte Pausen- Betankungsstrategie für 350 bar-Nutzfahrzeuge

Cryogene Befülloptionen

Tankstellenkonzepte mit tiefkaltem sLH₂ oder zusätzlich verdichtetem CcH₂ (vgl. D.2.3.2.6 und Abb. 98, unten) sind heute im Stadium der Entwicklung. Sie bieten potentiell hohe Befüllgeschwindigkeiten und hohe Wasserstoff-Kapazitäten an Bord bei einem niedrigen Fußabdruck für die HRS vor Ort, wurden aber bisher an keinem kommerziell zugänglichen Standort umgesetzt. Eine Beschreibung der Technologie ist in D.2.3.2.6 zu finden.

Eine Abschätzung der Reifegrade der Technologieansätze aus [15] zeigt Abb. 99.

Reifegrad	Idee/Forschung	Prototype	Validierung	Kommerzialisierung
Lieferkette				LH ₂ CGH ₂
Fahrzeugtanks	CcH ₂ sLH ₂		700 bar CGH ₂	350 bar CGH ₂
Wasserstoff-tankstellen	sLH ₂ CcH ₂		700 bar CGH ₂	350 bar CGH ₂
Standards für Wasserstoff-tankstellen	sLH ₂ CcH ₂		700 bar CGH ₂	350 bar CGH ₂

Abb. 99: Abschätzung des technologischen Reifegrads von Wasserstoff-Betankungstechnologien, 2021 [15]

D.2.3.2.5 Genehmigung von Wasserstoff-Tankstellen in Deutschland

Die Art der Genehmigung einer Wasserstofftankstelle hängt von der Bereitstellungsart des Wasserstoffs – Anlieferung oder Erzeugung vor Ort – ab sowie von der Lagermenge und des Ausführungskonzeptes.

Immer notwendig ist eine Baugenehmigung nach der jeweiligen Landesbauverordnung durch die zuständige Baurechtsbehörde.

Bei Anlieferung des Wasserstoffs wird bis zu einer Lagermenge von < 3 t Wasserstoff vor Ort ein Erlaubnis-verfahren nach Betriebssicherheitsverordnung benötigt, je nach Konzeption als eigenständige oder integrierte Anlage, wie in Abb. 100 dargestellt.

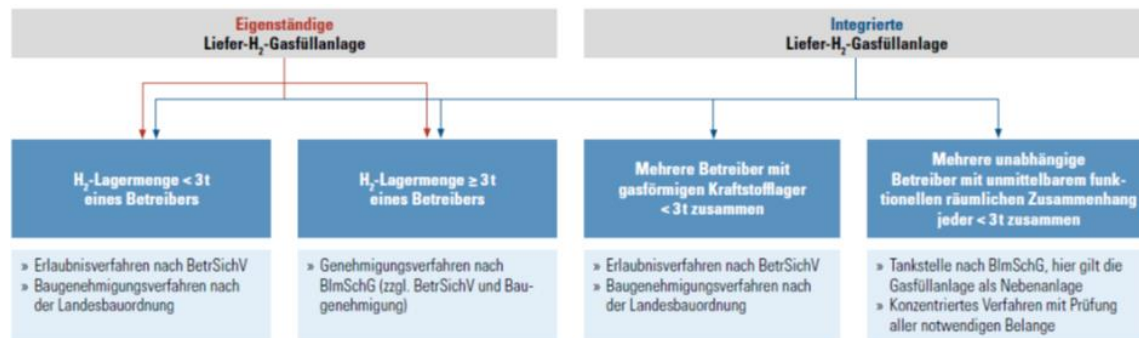


Abb. 100: Genehmigung von Gasfüllanlagen [79]

Für eine Genehmigung nach BetrSichV §18 hilfreich ist der Leitfaden der NOW von 2022 [79].

Bei größeren Lagermengen ≥ 3 t und < 30 t Gesamtlagerung ist ein nach Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) vereinfachtes Verfahren, ≥ 30 t Gesamtlagerung und/oder On-site-Elektrolyse im industriellen Maßstab ist ein nach Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) Förmliches Verfahren anzuwenden.

Eine gute Übersicht über Anforderungen und Vorgehen der BImSch-Genehmigungen gibt der Leitfaden des DVGW Portal Green von 2020 [80]. Im Freistaat Thüringen fungiert das Thüringer Landesamt für Umwelt, Bergbau und Naturschutz (TLUBN) gemäß Thüringer Immissionsschutz-Zuständigkeitsverordnung (ThürImZVO) als zuständige Marktüberwachungsbehörde.

Wichtige Vorgaben für Sicherheitsabstände, Ausführungen und die Bewertung von Gefährdungen gibt die 2022 neugefasste TRBS 3151 „Vermeidung von Brand-, Explosions- und Druckgefährdungen an Tankstellen und Gasfüllanlagen zur Befüllung von Landfahrzeugen“ (kostenfreier Download unter [81]). Auch mobile Wasserstoff-Tankstellen werden hier im Anhang 3 behandelt.

D.2.3.2.6 Befüllung mit sLH2 und CcH2

Die Speicherdichte von Wasserstoff lässt sich durch starke Abkühlung (sLH2) und Verdichtung (CcH2) von 24 g/L* (350 bar) bzw. 40 g/L* (700 bar) auf 60 bis 80 g/L erhöhen. Die regulatorischen Grundlagen für die Nutzung dieser cryogenen Lösungen werden aktuell mit Nachdruck erarbeitet. Im Folgenden eine Kurzbeschreibung der hauptsächlich von den Firmen Daimler Truck / Linde (sLH2) und Cryomotive (CcH2) vorangetriebenen Ansätze.

Flüssigwasserstoff (subcooled Liquid Hydrogen, sLH2): Für PKW hat sich die Flüssigwasserstoffbevorratung im Fahrzeug nicht bewährt, weil bei langen Stillstandszeiten erhebliche Wasserstoffmengen als Abdampfverluste ungenutzt verloren gingen. Da bei Langstrecken-Nutzfahrzeugen von einer täglichen

Nutzung ohne lange Betriebspausen ausgegangen werden kann, wurde der Einsatz von Flüssigwasserstoff dafür neu bewertet. In neueren Systemen wird im Flüssigwasserstoffspeicher ein Druck von bis zu 1,6 MPa zugelassen, was bei vollem Tank und Stillstandszeiten bis 10 h nicht zu Boil-off-Verlusten führt. Bei 80 % Tankfüllung ist ein verlustfreier Stillstand bis 130 h möglich, bei halbvollem Tank 200 h. Der höhere Arbeitsdruck erlaubt nach noch zu verifizierenden thermodynamischen Betrachtungen die Betankung von verbundenen Tanks ohne „Rückgas“ über eine einzelne Verbindungskupplung. Als Betankungsgeschwindigkeit werden 400–500 kg/h erwartet. Die Tanks können grundsätzlich in Edelstahl mit einer Druckfestigkeit bis 2 MPa ausgeführt werden. Insgesamt sollen 88 kg Wasserstoff in zwei Tanks mit je 760 l Innenvolumen (Speicherichte 60 g/l) gefüllt werden können. LKW mit sLH2-Tanks sollen in der zweiten Hälfte der 2020er Jahre auf die Straße kommen [43].

Cryo-compressed Hydrogen (CCH₂): Die sogenannte Cryo-compressed-Wasserstoffspeicherung wurde vor einigen Jahren für die Wasserstoffbevorratung in PKW entwickelt. Die Cryo-compressed-Technologie nutzt den Temperaturbereich von –150 °C bis –230 °C und den Druckbereich bis 45 MPa, in dem Wasserstoff weder die Eigenschaften einer Flüssigkeit noch eines Gases hat. Auch bei CCH₂-Speicherung kann es zu Abdampfverlusten kommen. Jedoch bleiben große Restmengen im Tank, so dass eine Weiterfahrt des Fahrzeugs jederzeit möglich ist. Verlustfreie Stillstandszeiten von 24–48 h bei vollem und 240–720 h bei halbleerem Tank werden angegeben. Befüllraten bis 800 kg/h sind möglich. Bei Befüllung mit Flüssigwasserstoff sind Speicherichten bis 80 g/l möglich. CCH₂-Tanks können auch aus gasförmiger Bevorratung befüllt werden. Die Speicherichte reduziert sich dabei auf 60 g/l. Erste CCH₂-betriebene LKW sollen 2024 eingeführt werden [43].

D.2.3.2.7 *Betrachtung der Möglichkeiten mobiler Tankstellen*

Die Möglichkeit, Betankungen von Wasserstoff-Fahrzeugen durch sogenannte mobile Tankstellen, also LKW-Trailer oder Containerlösungen zu ermöglichen, wurde bereits vor fast 20 Jahren durch den Linde TrailH₂ geschaffen. Damals war die Motivation, Wasserstoff-Fahrzeuge die einstellige Anzahl an Wasserstoff-Tankstellen in Deutschland einführen und regional betreiben zu können. Heute können mobile Tankstellen den Schritt für Flottenbetreiber erleichtern, mit kleinen Fahrzeugstückzahlen in die Wasserstoff-Technologie einzusteigen und erst später durch stationäre Anlagen zu ersetzen. Die Investitionskosten werden als relativ niedrig (mündliche Aussage „ein Viertel einer stationären Anlage“ bei Konzepten ohne Kompressor) diskutiert.

Einschränkend muss gesagt werden, dass für die mobilen Wasserstofftankstellen die Genehmigung als erlaubnispflichtige Anlage nach Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) § 18 für jeden Standort benötigt wird. Ebenso sind für jeden Standort Betriebsdokumente erforderlich, wobei natürlich auf einmal erstellte und dann für die Standortgegebenheiten angepasste Vorlagen z.B. für die Gefährdungsbeurteilung zurückgegriffen werden kann. Grundsätzlicher Vorteil des Vorgehens ist neben der niedrigeren Erstinvestition, dass bei einem Umsteigen auf eine stationäre Anlage bei Flottenvergrößerung die mobile Anlage relativ einfach an anderer Stelle genutzt werden kann. Ebenso erleichtern Mietmodelle den Einstieg in die Technologie.

Aktuell sind mobile Betankungseinheiten von Firmen aus Deutschland erhältlich mit (Wystrach) oder ohne Verdichter (Westfalen AG; LiffeH₂). Darüber hinaus sind weitere Anlagen am Markt zu finden.

Das Konzept einer mobilen Wasserstoff-Tankstelle ohne Verdichter entspricht einer transportablen Lösung des Konzeptes „ohne Kompressor“ in Kapitel D.2.3.2.3. Die dort beschriebenen Vor- und Nachteile gelten auch hier: niedrige Anschlussleistung, einfachster Systemaufbau und dadurch niedrige Investitionskosten vs. hohe Zahl an Anlieferungen durch schlechte Ausnutzung der angelieferten Speichereinhalte. Durch die fehlende Vorkühlung sind in der Regel längere Betankungszeiten im Vergleich zu stationären Lösungen erforderlich.

Die modulare Variante eines mobilen Tankstellencontainers inklusive Verdichter und optionaler Vor-
kühlung plus nebenstehendem, erweiterbaren Wasserstoffspeicher bietet mehr Flexibilität und eine
höhere Ausnutzung der angelieferten Wasserstoffspeichercontainer, zieht aber eine höhere Investiti-
onssumme nach sich. Unternehmensmeldungen zufolge ist die Nachfrage nach dieser Bauart stark
steigend im zweistelligen Stückzahlbereich pro Jahr.

Die Bewertung der Sinnhaftigkeit einer mobilen Lösung für den jeweiligen Anwendungsfall kann nur
anhand konkreter Angebote und der erwarteten Betriebsdauer erfolgen.

D.2.3.2.8 Beispiele für Kostenberechnungen

Auf Basis vorliegender Teilangebote und eigener Berechnungen wurden für zwei Tankstellengrößen
Kostenberechnungen durchgeführt. Die beispielhaften Ergebnisse sind in den folgenden beiden Tabel-
len dargestellt. **Im Umsetzungsfall sind, gerade auch angesichts aktuell stark fluktuierender Materi-
alkosten, anhand konkreter Angebote unter Berücksichtigung der Gegebenheiten am konkreten
Standort, die realen Kosten durch Angebote zu ermitteln.**

Tab. 33: Tankstelle als mittlere Lösung bis 2.000 kg H₂-Abgabemenge pro Tag, OPEX

Wasserstoff-Tankstelle 2.000 kg/d	Invest Mio€	Abschr. Jahre	CAPEX €	Anteil %
Gesamtsumme Tankstellentechnik	3,2	15 a	210.000 €	67%
Gesamtsumme Bau & Planung	0,7	15/30 a	28.000 €	9%
Gesamtsumme Optionen	1,1	15a	75.000 €	24%
Gesamtsumme Invest inkl. Optionen in Mio €	5,0			
Gesamtsumme Invest bei 80% Förderung	1,0			
Gesamtsumme CAPEX inkl. Optionen in €/a			313.000 €/a	
Gesamtsumme CAPEX bei 80% Förderung			65.000 €/a	

Tab. 34: Tankstelle als mittlere Lösung bis 2.000 kg H₂-Abgabemenge pro Tag, OPEX

Wasserstoff-Tankstellengröße kg/d	2.000		
	Gesamtkosten	THG-Quote berücksichtigt	
Wasserstoffkosten	7,6	4,4	Mio€ / a
Personal, Strom + andere Kosten	0,4	0,4	Mio€ / a
OPEX	8,0	4,8	Mio€ / a

Die Wasserstoff-Tankstellenkapazität von 2.000kg / Tag für leichte und schwere Nutzfahrzeuge wird in
Entwürfen zur europäischen AFIR (Alternative Fuels Infrastructure Regulation) genannt.

D.2.3.3 Identifikation möglicher Stakeholder zum Betrieb öffentlicher Tankstellen

In Deutschland und Mitteleuropa haben sich die folgenden Betreiber von öffentlichen HRS etabliert
oder schicken sich in nennenswertem Umfang an und sollten in Erwägung gezogen werden

H2 Mobility GmbH & Co. KG (H2M) betreibt aktuell 92 HRS in Deutschland, davon 16 für Nutzfahr-
zeuge mit 350bar errichtete oder erweiterte Standorte und ist damit der größte Einzelbetreiber von
Wasserstofftankstellen weltweit. Außerdem betreibt H2M die, aufgrund weniger Wasserstoff-Tank-
stellen für die Kunden essentielle, europaweite Verfügbarkeitsplattform h2.live. Gesellschafter von

H2M sind seit der Gründung Air Liquide, Daimler, Linde, OMV, Shell und TotalEnergies, seit 2021 Hyundai und seit 2022 Hy24, Fondmanager der weltweit größten Investitionsplattform für sauberen Wasserstoff [82]

Shell New Energies NL B.V. An einigen Standorten herkömmlicher öffentlicher Fahrzeugtankstellen von Shell betreibt die oben beschriebene Firma H2M Wasserstoffabgabestellen. Shell treibt als Gesellschafter von H2M den Ausbau der Wasserstoff-Infrastruktur voran. Zu erwähnen ist das Shell-PtW-Personaltrainings- und Sicherheitssystem, an das sich die meisten HRS-Betreiber in Europa anlehnen. Für den Aufbau eines geeigneten Wasserstoff-Netzes für Brennstoffzellen-Lkw hat die Daimler Truck AG 2021 eine Vereinbarung mit Shell unterzeichnet [83]. Ab 2024 soll zwischen drei geplanten Wasserstoff-Produktionstandorten Rotterdam, Hamburg und die Rheinland-Raffinerie in Köln-Godorf ein Tankstellen-Netz für schwere Lkw betrieben werden. Die Vereinbarung sehe den „kontinuierlichen Ausbau der Wasserstoff-Infrastruktur in diesem Korridor vor“, so der Lkw-Bauer.

Total Energies hat im März 2023 bekannt gegeben, dass es sein gesamtes Tankstellennetz in Deutschland und den Niederlanden an das kanadische Unternehmen Couche-Tard verkaufen wird. Vorerst wird der Markenname erhalten bleiben [84]. Das Unternehmen will sich auf Wasserstoff (zusammen mit Air Liquide) und Ladestationen konzentrieren. Zeitgleich wurde bekannt gegeben, dass Total Energies 26 Mio € an EU-Förderung das Projekt „H2Accelerate Expansion Network Part 1 – Hydrogen Refueling Stations“ erhält. Hier sollen insgesamt 15 Wasserstofftankstellen, einschließlich eines Elektrolyseurs, entlang des TEN-T-Kernnetzes in fünf Ländern (Österreich, Belgien, Frankreich, Deutschland und den Niederlanden) errichtet werden. Insgesamt hat Total zusammen mit Air Liquide angekündigt, bis 2026 in Europa 100 HRS direkt oder indirekt zu betreiben.

Jet/H2 Energy ist ein 50:50 Joint Venture der amerikanischen Aktiengesellschaft Phillips 66 (mit der Marke Jet Tankstellen) und der H2 Energy Europe, einer Tochter der schweizerischen H2 Energy. H2 Energy verantwortet mit Partnern den Aufbau der schweizerischen Produktion, Logistik und Vertankung in Wasserstoff-PkW und Nutzfahrzeuge. H2 Energy Europe realisiert der Aufbau einer 1GW -erneuerbaren Wasserstoffproduktion in Dänemark, Esbjerg, mit einer Investitionssumme von 1 Mrd €. Gemeinsam wurde der Aufbau von 250 Wasserstoff-Tankstellen für 350 und 700bar Wasserstoff-Nutzfahrzeuge und PkW verkündet. Erste Standorte sind bereits fixiert [85]. Jet betreibt allein in Deutschland 810 herkömmliche öffentliche Fahrzeugtankstellen.

GP-Joule ist bisher vor allem in Küstennähe zur Nordsee als Erbauer und Betreiber von EE-Anlagen aufgetreten und stellt seit einigen Jahren grünen Wasserstoff aus diesen Anlagen her. An zwei HRS-Standorten wird dieser Wasserstoff in Busse und PkW vertankt. Inzwischen tritt GP-Joule mit seiner Erfahrung als Generalunternehmer für nachhaltige lokale und regionale Energiekonzepte an [86].

LHyfe ist ein Projektierer, der auch eigene Technologie zur Wasserstoffherstellung nutzt und betreibt. Bisher nicht als HRS-Betreiber in Erscheinung getreten [87].

D.3 Energiesystemmodellierung - Beschreibung des Modells und der Agenten

D.3.1 Photovoltaik

Bei den Photovoltaikanlagen wird zwischen Frei- und Dachflächenanlagen unterschieden, welche unterschiedliche Gesamtpotenziale in den Fokusregionen aufweisen (Tab. 4). Die installierten Anlagen der beiden Typen werden jeweils in einem Agenten aggregiert. Grundsätzlich wird bei den folgenden Modellrechnungen von der Verwendung von kristallinen Siliziummodulen (c-Si) ausgegangen. Angaben zu den Modellparametern der PV-Anlagen finden sich in Tab. 35.

Zur Berechnung der Erzeugungskurve eines Agenten sind neben der Angabe der installierten Leistung Wetterdaten nötig. Dafür werden die frei verfügbaren Daten des Geoinformationssystems PVGIS verwendet [88]. Das Tool erlaubt das Herunterladen von Wetterdaten über einen ausgewählten Zeitraum eines beliebigen Standortes in stündlicher Auflösung. Für jede Fokusregion wurde ein Standort ausgewählt, der sich innerhalb der ausgewiesenen Ausbaufächen (Abb. 13, Abb. 14) befindet. Zur Reduzierung von jährlichen Schwankungen verwendet das Modell gemittelte Wetterdaten der Jahre 2005-2020. Neben Angaben zur Temperatur enthalten die Wetterdaten Angaben zur Sonneneinstrahlung und Windgeschwindigkeit. Die bereitgestellte Leistung eines PV-Moduls ist abhängig von deren Neigungswinkel und der auf diesen Winkel einfallenden Strahlung. PVGIS erlaubt die Optimierung des Neigungswinkels und gibt als Ergebnis direkt die Sonneneinstrahlung auf diesen aus. Diese Option wurde für eine Optimierung der PV-Leistung verwendet [19].

Nach Einlesen der Wetterdaten kann die Erzeugungskurve der PV-Anlagen anhand der Methodik von Huld *et al.* [89] berechnet werden. Neben Einflüssen der Einstrahlung, werden dabei auch Effekte der Modultemperatur und der Reflektion des Lichts berücksichtigt. Altersbedingte Degradationseffekte der Module werden allerdings ebenso wie Leistungsminderungen durch Verschattung nicht berücksichtigt [19].

Die stündliche Leistung P_{PV} der Module kann in Abhängigkeit der Sonneneinstrahlung und der Modultemperatur berechnet werden. Für weitere Ausführungen zur Berechnung sei auf [19] verwiesen.

Die stündlichen Leistungen werden in jedem Zeitschritt des Modells in einer jährlichen Erzeugungskurve dargestellt, welche als Input für das Elektrolysesystem verwendet wird.

Für die ökonomische Betrachtung der Stromerzeugung werden die Stromgestehungskosten (engl. „Levelized cost of electricity“, LCOE) berechnet. Diese beinhalten sowohl die Investitions- als auch die Betriebskosten der Erzeugungsanlagen und beziehen diese auf die von der Anlage bereitgestellte Energie. Da jährlich neue Anlagen zugebaut werden, werden die Stromgestehungskosten in jedem Jahr neu berechnet. Die Investitionskosten werden über die Annuität der Kosten einbezogen. Dabei wird die Nutzungsdauer n der Anlage sowie ein Kalkulationszinssatz i von 3,6 % verwendet: [19]

$$A_{capex} = af \cdot c_{capex} \quad (0.1)$$

$$af = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (0.2)$$

$$LCOE = \frac{A_{capex} + c_{opex}}{E_{el}} \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] \quad (0.3)$$

D.3.2 Windkraftanlagen

Das Erzeugungspotenzial aus Windkraftanlagen (WKA) in einer Fokusregion wird analog zu den Photovoltaikanlagen anhand eines Agenten dargestellt, der die Leistung mehrerer Anlagen aggregiert. Zur Bestimmung der Lastkurve wird eine Referenzanlage ausgewählt und die stündliche Erzeugung anhand von Wetterdaten ermittelt. Als Referenzanlage wird die E-175 EP5 von Enercon verwendet. Die wichtigen Parameter der Anlage, sowie weiteren Annahmen sind in Tab. 36 im Anhang aufgeführt. Die Wetterdaten basieren analog zu den Photovoltaikanlagen auf den zugrundeliegenden Datensätzen von PVGIS. Die Windgeschwindigkeit in den Fokusregionen wurde den Datensätzen des typischen meteorologischen Jahres (TMY) entnommen.

Die Leistung PWKA, die dem Wind durch eine Windkraftanlage abgenommen werden kann, wird durch die folgende Gleichung beschrieben:

$$P_{WEA} = \frac{1}{2} c_P \rho_{\text{Luft}} F v_N^3 \quad (0.4)$$

Dabei ist ρ_{Luft} die Luftdichte auf Nabenhöhe, F die durchströmte Fläche, die sich aus den Rotoren ergibt, v_N die Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe und c_P der Leistungsbeiwert. Der Leistungsbeiwert beschreibt das Verhältnis zwischen nutzbarer und im Wind enthaltener Leistung und weist nach Beitz ein theoretisches Maximum von 0,59 auf [19, 90]. Moderne Anlagen erreichen Leistungsbeiwerte zwischen 0,45 und 0,49. Für die Berechnungen wird ein Leistungsbeiwert von 0,47 angenommen [19, 91].

Die Luftdichte auf Nabenhöhe wird anhand der Zustandsgleichung von Luft nach Lemmon *et al.* [92] ermittelt und wird mittels der Python Bibliothek CoolProp²⁵ in das Modell integriert. Die für die Berechnung nötige Eingangsgröße der Temperatur auf Nabenhöhe wird über die verwendeten Wetterdaten ermittelt. Anhand der enthaltenen Temperaturdaten in zwei Metern Höhe wird über Annahme einer linearen Temperaturabnahme von -0,0065 K/m die Temperatur in Nabenhöhe berechnet.

Die Wetterdaten enthalten stündliche Werte für Windgeschwindigkeiten in 10 m Höhe. Zur Umrechnung der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe wird die folgende Formel verwendet:

$$v_N = v_R \cdot \frac{\ln\left(\frac{h_N - d}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_R - d}{z_0}\right)} \quad (0.5)$$

Dabei ist v_R die in den Wetterdaten enthaltene Windgeschwindigkeit auf der Referenzhöhe $h_R = 10 \text{ m}$ und h_N die Nabenhöhe. Der Parameter d beschreibt den Effekt von Hindernissen auf die Grenzschicht [19]. z_0 ist die Rauigkeitslänge, welches die Oberflächenrauigkeit beschreibt. Je weniger Bebauungen oder Vegetation auf der Oberfläche vorliegen, desto kleiner ist die Rauigkeitslänge [93]. Als allgemeine Annahme rechnet das Modell mit einer Rauigkeitslänge von 0,2 m [19].

Liegt die Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe unter der Anschlaggeschwindigkeit der Annahme, wird kein Strom erzeugt, da die Rotorblätter nicht genug Kraft entwickeln können.

²⁵ <http://www.coolprop.org/>

Nach Entnahme der kinetischen Energie erfolgt unter weiteren Verlusten die Umwandlung zur elektrischen Energie.

Die Kosten der Stromerzeugung durch die Windkraftanlagen wird analog zu den Photovoltaikanlagen berechnet.

D.3.3 Elektrolysesystem

Das Elektrolysesystem ist der zentrale Agent des Energiesystemmodells. Der Agent besteht aus 2 MW PEM-Elektrolyseurmodulen, die in jedem Zeitschritt zugebaut werden können. Um zeitliche Verschiebungen zwischen dem Angebot von elektrischer Energie und der Nachfrage von Wasserstoff zu überbrücken, ist außerdem ein Wasserstoffspeicher implementiert. Zum Laden des Speichers wird der Wasserstoff auf einen Druck von 100 bar komprimiert.

Die einzelnen Elektrolyseurmodule werden als eigenständige Agenten in dem übergreifenden Elektrolysesystemagenten aggregiert. Zur Berechnung der stündlichen Produktion, wird die für die Elektrolyse verfügbare Leistung elektrischer Energie den einzelnen Elektrolyseurmodulen zur Verfügung gestellt. Mittels den in Tab. 38 aufgeführten Annahmen erfolgt die Produktion von Wasserstoff. Die EE-Anlagen stellen dabei dem Elektrolysesystem stündlich ihre gesamte Produktionsmenge an grünem Strom zur Verfügung.

Die Effizienz der Elektrolyseurmodule ist von der Inputleistung des Stroms abhängig. Nach [94] kann die Effizienz η_{el} in Abhängigkeit der prozentualen Inputleistung P_r (gemessen an der Nennleistung des Elektrolyseurs) berechnet werden:

Für $P_r < 15\%$:

$$\eta_{el} = 5 \cdot 10^{-5} P_r^5 - 0,0061 P_r^4 + 0,2372 P_r^3 - 4,2014 P_r^2 + 36,675 P_r - 62,87 \quad (0.6)$$

Für $P_r \geq 15\%$:

$$\eta_{el} = -0,149 \cdot P_r - 74,977 \quad (0.7)$$

Um technologische Fortschritte abzubilden, wird ebenfalls nach Hofrichter et al. eine jährliche Effizienzsteigerung von 0,25% angenommen [94]. Demnach weisen Elektrolyseurmodule, die im Verlauf der Simulation zugebaut werden, eine höhere Effizienz als früher zugebaute Module auf.

Neben den Elektrolyseurmodulen wird auch der Wasserstoffspeicher auf stündlicher Basis gel- bzw. entladen. Die Wasserstoffproduktion des Elektrolyseursystems ist ausschließlich nach der verfügbaren elektrischen Energie ausgerichtet. Übersteigt die Produktion in einer Stunde die Nachfrage der Verbraucher, wird der Speicher bis zum Maximalspeicherstand bzw. bis der gesamte Überschuss verbraucht ist, geladen. Ist die Nachfrage höher als das Angebot wird der Speicher bis zur Deckung der Nachfrage bzw. bis zum Erreichen des Minimalspeicherstands entleert.

Analog zu den Stromerzeugungsanlagen werden die Wasserstoffgestehungskosten (engl. „Levelized Cost of Hydrogen“, LCOH) berechnet:

$$LCOH = \frac{c_{\text{capex}} \cdot af + c_{\text{opex}}}{m_{\text{H}_2}} \quad (0.8)$$

Die Investitionen c_{capex} setzen sich dabei aus den Investitionskosten für die Elektrolyseurmodule, den Wasserstoffspeicher und dem Kompressor zusammen. Zusätzlich werden Kosten für Versicherung, Planung und Genehmigung $c_{\text{v,g}}$ als prozentualer Satz der Investitionskosten ergänzt. Die Investitionskosten der einzelnen Elektrolyseurmodule ergeben sich nach Hofrichter et al. in Abhängigkeit der installierten Leistung und Jahr des Kaufs: [19, 94]

$$c_{\text{capex}} = (c_{\text{capex,Ely}} + c_{\text{capex,Speicher}} + c_{\text{capex,Komp}}) \cdot c_{\text{v,g}} \quad (0.9)$$

$$c_{\text{capex,Ely}} = P_{\text{inst}} \cdot 1,05 \cdot (10719 \cdot P_{\text{inst}}^{-0,299}) \cdot 0,98^{\text{Start}-2020} \quad (0.10)$$

Die Betriebskosten sind vor allem durch die Kosten des Strombezugs c_I bestimmt. Dazu kommen Wartungs- und Instandhaltungskosten der einzelnen Systemelemente, sowie analog zu den Investitionskosten laufende Kosten für Versicherung, Planung und Genehmigung. Erlöse aus dem Verkauf von bei der Elektrolyse entstehenden Sauerstoff e_{O_2} verringern die Betriebskosten [19, 94].

$$c_{\text{opex}} = (c_I + c_{\text{opex,Ely}} + c_{\text{opex,Speicher}} + c_{\text{opex,Komp}} - e_{\text{O}_2}) \cdot c_{\text{v,g}} \quad (0.11)$$

D.3.4 Logistikakteure & ÖPNV + Kommunalwirtschaft

Der Energiebedarf der Logistikakteure sowie der Akteure aus ÖPNV & Stadtwirtschaft ist vor allem durch ihre jeweilige Fahrzeugflotte und deren Kraftstoffbedarf definiert.

Zu überprüfen ist die Umstellung der verschiedenen Fahrzeuge auf die Nutzung von Brennstoffzellenfahrzeuge (engl. Fuel cell electric vehicle, FCEV). Zu jeder Fahrzeugklasse wurden dafür Kennwerte für den spezifischen Verbrauch, sowie den Kosten ermittelt (siehe Abschnitt D.3.7.3 und Abschnitt D.3.7.4). Der Kraftstoffbedarf m eines Antriebstyps a (Diesel, Benzin, FCEV) ergibt sich aus der Summe des Verbrauchs aller Fahrzeugklassen k :

$$m_a = \sum_{k=1}^{k_{\text{ges}}} l_{a,k} \cdot b_{a,k} \cdot JFL_k \quad (0.12)$$

Dabei ist l die Anzahl der Fahrzeuge je Antriebs- und Klasse, b der spezifische Verbrauch des Fahrzeugs und JFL die Jahresfahrleistung des Fahrzeugtyps [19].

Um die Umstellung durchzuführen, wird den einzelnen Agenten vorgegeben, welchen Anteil ihrer Gesamtflotte in einem Jahr auf die Nutzung von Brennstoffzellenfahrzeuge umgestellt werden sollen. Fahrzeuge kleineren Gewichts werden dabei aufgrund ihres früheren Markteintritts (siehe Tab. 39) vorrangig ersetzt. Zusätzlich ist die Möglichkeit der Umstellung von der Verfügbarkeit der Fahrzeuge abhängig. Tab. 39 zeigt die angenommen Markteintrittsdaten der verschiedenen Fahrzeugklassen.

Die jährlichen Kosten setzen sich aus der Annuität der Investitionskosten sowie den Betriebskosten zusammen. Die Ermittlung der Kosten erfolgt angelehnt an die „Total Cost of Ownership“ nach [95]. Restwerte, Abschreibung sowie Kosten der Ladeinfrastruktur und Mehrpreisbereitschaften werden nicht berücksichtigt [19].

Die Betriebskosten setzen sich aus den Kraftstoffkosten c_i , möglichen Kosten aus CO₂-Preisen

$$m_{\text{CO}_2} \cdot c_{\text{CO}_2},$$

Kosten für Wartung c_W und Maut c_M sowie Steuer c_S und Versicherungskosten c_V zusammen: [19]

$$c_{\text{opex}} = \sum_{a=1}^4 \left(c_{I,a} + \sum_{k=1}^{k_{\text{ges}}} c_{S,a,k} + c_{V,a,k} + JFL_k(c_{W,a,k} + c_{M,a,k}) \right) + m_{\text{CO}_2} \cdot c_{\text{CO}_2} \quad (0.13)$$

D.3.5 Industrieakteure

Die Industrieakteure sind durch verschiedene Teilprozesse gekennzeichnet. Neben der wertschöpfenden Produktion sind die Bereitstellung von Raumwärme, Intralogistik und hauseigene Logistik sowie eigene Stromerzeugung durch PV-Anlagen mögliche Teilprozesse. Den einzelnen Teilprozessen werden Bedarfe spezifischer Energieträger zugewiesen, die im Rahmen der Akteursbefragung ermittelt wurden. Aus den Energiebedarfen lässt sich grundsätzlich der Wasserstoffbedarf jedes Teilprozesses ermitteln.

Um die Umstellung der Teilprozesse auf die Nutzung von Wasserstoff durchzuführen, werden verschiedene Optionen definiert. Liegt Intralogistik, bzw. hauseigene Logistik vor, verhalten sich die Umstellungen analog zu den bereits beschriebenen Vorgängen der Logistikakteure, mit Anpassungen bezüglich der verwendeten Fahrzeugtypen [19].

In der Produktion sowie in der Bereitstellung von Raumwärme sind grundsätzlich drei Alternativen implementiert. So kann die Nutzung von Wasserstoff durch die Beimischung von Wasserstoff in den Erdgasbezug bis zu einem frei festzulegenden Volumenprozentanteil erfolgen. Dabei können auch die maximalen jährlichen Erhöhungen der Beimischung festgelegt werden. Die in Abhängigkeit der Beimischquote φ_v benötigte Masse an Wasserstoff m_{H_2} lässt sich dabei wie folgt berechnen:

$$m_{\text{H}_2} = \frac{R'_{\text{Gas,p}}}{H_{\text{m,H}_2} + \frac{H_{\text{v,Gas}}}{\rho_{\text{H}_2}} \cdot \left(\frac{1}{\varphi_v} - 1 \right)} \quad (0.14)$$

Wobei $R'_{\text{Gas,p}}$ die insgesamt für den Prozess benötigte Energie aus Erdgas, ρ_{H_2} die Dichte von Wasserstoff unter Normbedingungen, $H_{\text{m,H}_2}$ der massenspezifische Heizwert von Wasserstoff²⁶ und $H_{\text{v,Gas}}$ der volumenspezifische Heizwert von Erdgas²⁷ ist [19].

Darüber hinaus besteht die Möglichkeit des schrittweisen Ersatzes des fossilen Energieträgers. In diesem Fall können ebenfalls die maximal zu ersetzende Menge des konventionellen Energieträgers, sowie die jährliche Austauschrate φ_E vorgegeben werden. Die dafür nötige Energie aus Wasserstoff

²⁶ 33,33 kWh/kg

²⁷ 10,36 kWh/m³

ergibt sich aus dem Minimum der möglichen jährlichen Substitution ($\varphi_E \cdot R'_{\text{sub,p}}$) und der bereits erfolgten Substitution $R_{\text{sub,p}}$. Über Verwendung des massenspezifischen Heizwerts ergibt sich die nötige Menge an Wasserstoff in Kilogramm [19].

$$E_{\text{sub}} = \min(\varphi_E \cdot R'_{\text{sub,p}}, R_{\text{sub,p}}) \quad (0.15)$$

$$m_{\text{H}_2} = \frac{E_{\text{sub}}}{H_{\text{m,H}_2}} \quad (0.16)$$

Als weitere Möglichkeit besteht die Option des vollständigen Umstiegs eines Prozesses innerhalb eines Jahres.

Die Kosten eines Prozesses bzw. einer Prozessumstellung ergeben sich aus der Summe der Investitionskosten, sowie den Betriebskosten. Die Betriebskosten setzen sich dabei aus Kosten für Wartung- und Instandhaltung, Personal, Kosten für CO₂-Zertifikate sowie den Kosten aller bezogenen Energieträger zusammen. Da die Investitionskosten von nötigen Anlagen sehr spezifisch sind und zumeist nicht ermittelt werden konnten, beschränkt sich die Kostenberechnung der Industrieakteure auf die entstehenden Betriebskosten [19].

D.3.6 Dimensionierung des Elektrolysesystems

Die Dimensionierung des Elektrolysesystems wird durch eine preisoptimale Berechnung nach[96] in jedem Zeitschritt bestimmt.

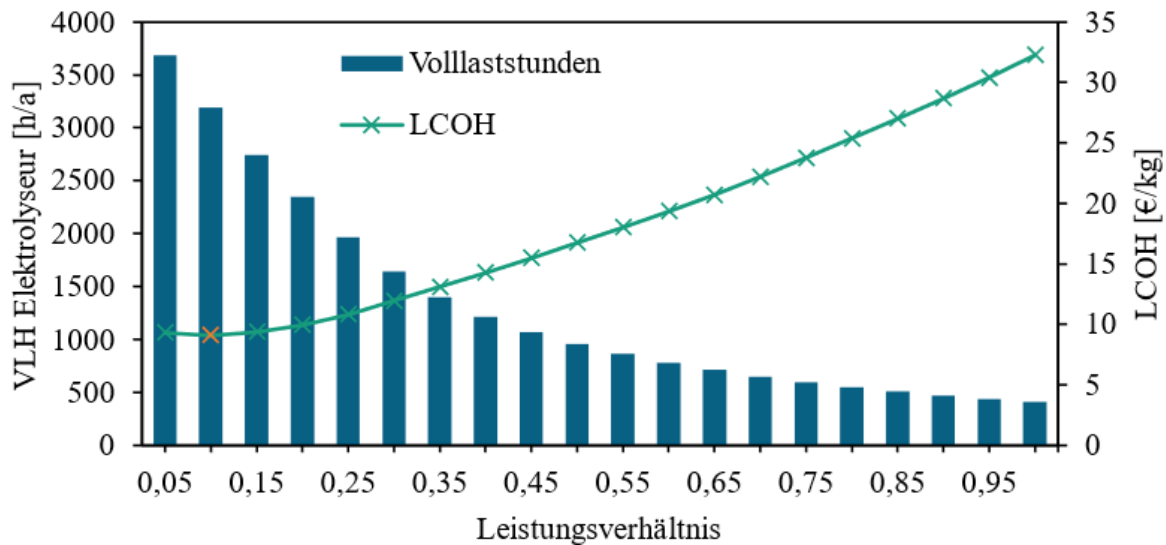


Abb. 101: Beispielhafte graphische Bestimmung der optimalen Dimensionierung des Elektrolysesystems. Optimum liegt bei einem Leistungsverhältnis von 0,1 [19]

Demnach wird das Verhältnis der installierten Leistung von Elektrolysesystem und EE-Anlagen zwischen Werten von 5 bis 100% variiert. Zusätzlich wird vorgegeben, welchen Anteil des in jeder Stunde erzeugten Stroms für das Elektrolysesystem zur Verfügung stehen²⁸. Für jede Variation installierter Elektrolyseleistung lassen sich so die jährlichen Volllaststunden sowie die Wasserstoffgestehungskosten (LCOH) berechnen. Die optimale Dimensionierung des Elektrolysesystem folgt aus dem Minimum der Wasserstoffgestehungskosten (Abb. 101).

²⁸ Wie in Kap. C.4.2 erläutert, gilt für die Simulationen die Annahme, dass dem Elektrolysesystem der gesamte Strom aus den EE-Anlagen zur Verfügung steht.

Die damit verbundenen optimalen Volllaststunden werden wiederum verwendet um mittels des theoretischen Bedarfs der Akteure (ermittelt im Rahmen der Akteursbefragung) die für die Deckung des Bedarfs nötige Elektrolyseleistung zu berechnen. Aus dem Minimum der Elektrolyseleistung nach Leistungsverhältnis und Wasserstoffbedarf ergibt sich die tatsächlich im Zeitschritt realisierte Elektrolyseleistung.

In allen Fokusregionen wird der Hochbau der Elektrolyseleistung durch den Ausbau von PV- und Windkraftanlagen begrenzt. Um den theoretischen Bedarf der ansässigen Unternehmen zu jedem Zeitpunkt zu decken, wäre demnach ein verstärkter Ausbau erneuerbarer Energien nötig.

D.3.7 Weitere Modellparameter

D.3.7.1 Modellparameter EE-Anlagen

Tab. 35: Verwendete Modellparameter für die Photovoltaikanlagen. [19]

	Einheit	Wert	Quelle
Investitionskosten Dachfläche 2024 c_{capex}	€/MW	930.000	[20]
Investitionskosten Freifläche 2024 c_{capex}	€/MW	520.000	[20]
Fixe Betriebskosten $c_{\text{opex,fix}}$	€/MW	12.000	[20]
Variable Betriebskosten $c_{\text{opex,var}}$	€/MWh	0	[107]
Nutzungsdauer n	a	25	[20]
Systemverluste	%	14	[99]
Koeffizient zur Beachtung der Reflexion α_r	-	0,157	[108 S. 28]
Referenzhöhe Windgeschwindigkeit h_R	m	10	[88]
Höhe PV-Modul h_m	m	2	[19]
CO ₂ -Emissionen Vorkette	kg/MWh	67,321	[109]

Tab. 36: Verwendete Parameter für das Modell der Windkraftanlage. Nach[19]

	Einheit	Wert	Quelle
Leistungsbeiwert c_p	-	0,47	[91 S. 68]
Rotorhöhe h_N	m	162	[98]
Rauigkeitslänge z_0	m	0,2	[91 S. 45]
Rotorquerschnittsfläche F	m	24052	[98]
elektrischer Wirkungsgrad η_{el}	-	0,95	[106 S.490]
Einschaltgeschwindigkeit	m/s	2	[98]
Abschaltgeschwindigkeit	m/s	20	[98]
Investitionskosten 2024 c_{capex}	€/MW	1160000	[20]
Fixe Betriebskosten $c_{opex,fix}$	€/MW	27000	[20]
Var. Betriebskosten $c_{opex,var}$	€/MWh	8	[107]
Nutzungsdauer n	a	25	[20]
Druck	Pa	101325	[19]
Temperaturabnahme mit der Höhe	K/m	- 0,0065	[111]
CO ₂ -Emissionen Vorkette	kg/MWh	5,1	[113]

Tab. 37: Annahmen für die Investitionskosten der EE-Anlagen nach [19, 21]

Jahr	Windenergieanlage (Onshore)	PV-Anlage (Freifläche)	PV-Anlage (Dachfläche)
	€/MW	€/MW	€/MW
2024	1.160.000	520.000	930.000
2025	1.150.000	500.000	900.000
2026	1.140.000	480.000	870.000
2027	1.130.000	460.000	840.000
2028	1.120.000	440.000	810.000
2029	1.110.000	420.000	780.000
2030	1.100.000	400.000	750.000
2031	1.095.000	395.000	740.000
2032	1.090.000	390.000	730.000
2033	1.085.000	385.000	720.000
2034	1.080.000	380.000	710.000
2035	1.075.000	375.000	700.000
2036	1.070.000	370.000	690.000
2037	1.065.000	365.000	680.000
2038	1.060.000	360.000	670.000

D.3.7.2 Modellparameter Elektrolysesystem

Tab. 38: Modellparameter des Elektrolysesystems. [19]

	Einheit	Wert	Quelle
Elektrolyse			
Wasserbedarf	m ³ /kg	0,01	[94]
Sauerstoffproduktion	kg O ₂ /kg H ₂	7,9367	[19]
Modulgröße	MW	2	[103]
Spezifische Investitionskosten bei Modulgröße von 2 MW in 2024	€/kW	1070	[94]
O&M Kosten c_{om}	% _{capex}	2,5	[94]
Systemdruck	MPa	3	[105]
Ausgangstemperatur	K	338,15	[105]
Nutzungsdauer n	a	20	[94]
Nenndurchsatz D_{nom}	kg/d	900	[103]
Speicher			
Arbeitsbereich	%	10 – 100	[103]
Nutzungsdauer n	a	20	[110]
O&M Kosten c_{om}	% _{capex}	2	[110]
Mindestspeicherstand	%	5	[19]
Maximaler Speicherstand	kg/MW _{inst}	2.526,3	[97, 105]
Spezifische Investitionskosten	€/kg	500	[110]

D.3.7.3 Modellparameter Logistikakteure

Tab. 39: Annahmen für die Markteintrittszeitpunkte von Brennstoffzellenfahrzeugen (FCEV). [19]

	FCEV
Gabelstapler	2023
PKW	2023
Leichtes Nutzfahrzeug <3,5 t	2030
LKW 3,5 t – 7,5 t	2027
LKW 7,5 t – 12 t	2027
LKW 12 t – 18 t	2028
LKW 18 t – 40 t	2028
Kleinbus	2025
12m-Bus	2023
Überlandbus	2027
Gelenkbus	2027
Reisebus	2030

Tab. 40: Annahmen für die Investitionskosten für Fahrzeuge mit Diesel- und Benzinantrieb für Logistik-akteure [19]

Jahr	Stapler	PKW Die- sel	PKW Benzin	LNF < 3,5 t	LKW 3,5–7,5 t	LKW 7,5–12 t	LKW 12–18 t	LKW 18–40 t
	[€]	[€]	[€]	[€]	[€]	[€]	[€]	[€]
2024	45.079	24.520	22.720	27.458	41.065	55.681	65.907	95.679
2025	45.159	24.528	22.728	27.506	41.300	56.000	66.300	96.250
2026	45.238	24.536	22.736	27.554	41.535	56.319	66.693	96.821
2027	45.318	24.545	22.745	27.603	41.770	56.638	67.086	97.391
2028	45.397	24.553	22.753	27.651	42.006	56.957	67.479	97.962
2029	45.477	24.561	22.761	27.700	42.241	57.276	67.872	98.533
2030	45.556	24.569	22.769	27.748	42.476	57.595	68.265	99.103
2031	45.556	24.569	22.769	27.748	42.688	57.883	68.607	99.599
2032	45.556	24.569	22.769	27.748	42.901	58.170	68.948	100.094
2033	45.556	24.569	22.769	27.748	43.113	58.458	69.289	100.590
2034	45.556	24.569	22.769	27.748	43.325	58.746	69.631	101.085
2035	45.556	24.569	22.769	27.748	43.538	59.034	69.972	101.581
2036	45.556	24.569	22.769	27.748	43.750	59.322	70.313	102.076
2037	45.556	24.569	22.769	27.748	43.962	59.610	70.655	102.572
2038	45.556	24.569	22.769	27.748	44.175	59.898	70.996	103.067

Tab. 41: Annahmen für die Investitionskosten von Brennstoffzellenfahrzeugen (FCEV) [19].

Jahr	Stapler	PKW	LNF < 3,5 t	LKW 3,5 – 7,5 t	LKW 7,5 – 12 t	LKW 12 – 18 t	LKW 18 – 40 t
	[€]	[€]	[€]	[€]	[€]	[€]	[€]
2024	73.055	52.305	43.620	61.033	87.260	106.131	156.934
2025	71.111	50.913	42.458	59.161	84.583	103.293	152.736
2026	69.166	49.521	41.297	57.289	81.907	100.454	148.539
2027	67.222	48.128	40.136	55.416	79.230	97.616	144.342
2028	65.277	46.736	38.975	53.544	76.553	94.777	140.145
2029	63.332	45.344	37.814	51.672	73.877	91.939	135.947
2030	61.388	43.952	36.653	49.800	71.200	89.100	131.750
2031	6.0759	43.501	36.278	49.557	70.852	88.051	130.199
2032	60.130	43.051	35.902	49.313	70.504	87.003	128.649
2033	59.501	42.601	35.527	49.070	70.156	85.954	127.098
2034	58.873	42.151	35.151	48.826	69.808	84.905	125.547
2035	58.244	41.701	34.776	48.583	69.460	83.856	123.996
2036	57.615	41.251	34.401	48.339	69.112	82.808	122.446
2037	56.987	40.800	34.025	48.096	68.764	81.759	120.895
2038	56.358	40.350	33.650	47.853	68.416	80.710	119.344

Tab. 42: Annahmen für die variablen und fixen Betriebskosten eines Logistikakteurs [19]

	Einheit	Stapler	PKW	LNF < 3,5 t	LKW 3,5–7,5t	LKW 7,5–12t	LKW 12–18t	LKW 18–40t
Diesel								
Wartung	€/ (km·a)	0,041	0,049	0,09	0,17	0,17	0,155	0,155
Maut	€/ (km·a)	0	0	0	0	0,0307	0,0422	0,0864
Steuern	€/a	0	310	180,3	229,04	537,53	556	556
Versiche- rung	€/a	0	257	257	3.707	4.074	4.643	5.448
Benzin								
Wartung	€/ (km·a)	-	0,048	-	-	-	-	-
Maut	€/ (km·a)	-	0	-	-	-	-	-
Steuern	€/a	-	193	-	-	-	-	-
Versiche- rung	€/a	-	257	-	-	-	-	-
FCEV								
Wartung	€/ (km·a)	0,0236	0,05	0,06	0,07	0,09	0,11	0,13
Maut	€/ (km·a)	0	0	0	0	0,0271	0,0386	0,0811
Steuern	€/a	0	193	180,3	229,04	537,53	556	556
Versiche- rung	€/a	0	283	283	3.760	4.139	4.720	5.559

Tab. 43: Annahmen für den Kraftstoffverbrauch der Logistikakteure im Jahr 2023 [19]

	Einheit	Stapler	PKW	LNF < 3,5 t	LKW 3,5–7,5t	LKW 7,5–12t	LKW 12–18t	LKW 18–40t
Diesel	l/(100 km) ^{a)}	2,600	5,589	8,606	14,98	17,45	21,81	28,25
Benzin	l/(100 km) ^{a)}	-	6,636	-	-	-	-	-
FCEV	kg _{H2} /(100 km) ^{a)}	0,300	0,9261	1,561	3,930	4,170	4,825	7,909

Tab. 44: Annahmen für die relative Änderung des Kraftstoffverbrauchs eines Fahrzeugs mit Diesel- oder Benzinantrieb eines Logistikakteurs im Vergleich zu 2023 im betrachteten Zeitraum. [19]

Jahr	Stapler	PKW Diesel	PKW Benzin	LNF < 3,5 t	LKW 3,5–7,5 t	LKW 7,5–12 t	LKW 12–18 t	LKW 18–40 t
	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]
2024	0,9850	0,9769	0,9975	0,9850	0,9982	0,9982	0,9947	0,9947
2025	0,9699	0,9537	0,9949	0,9699	0,9964	0,9964	0,9893	0,9893
2026	0,9559	0,9285	0,9914	0,9559	0,9785	0,9785	0,9610	0,9610
2027	0,9419	0,9033	0,9878	0,9419	0,9606	0,9606	0,9326	0,9326
2028	0,9279	0,8781	0,9843	0,9279	0,9427	0,9427	0,9042	0,9042
2029	0,9139	0,8530	0,9807	0,9139	0,9248	0,9248	0,8758	0,8758
2030	0,8998	0,8278	0,9772	0,8998	0,9069	0,9069	0,8475	0,8475
2031	0,8975	0,8206	0,9736	0,8975	0,9069	0,9069	0,8430	0,8430
2032	0,8952	0,8134	0,9701	0,8952	0,9069	0,9069	0,8385	0,8385
2033	0,8928	0,8062	0,9665	0,8928	0,9069	0,9069	0,8340	0,8340
2034	0,8905	0,7990	0,9629	0,8905	0,9069	0,9069	0,8295	0,8295
2035	0,8881	0,7918	0,9594	0,8881	0,9069	0,9069	0,8251	0,8251
2036	0,8881	0,7918	0,9594	0,8881	0,9069	0,9069	0,8206	0,8206
2037	0,8881	0,7918	0,9594	0,8881	0,9069	0,9069	0,8161	0,8161
2038	0,8881	0,7918	0,9594	0,8881	0,9069	0,9069	0,8116	0,8116

Tab. 45: Annahmen für die relative Änderung des Kraftstoffverbrauchs von Brennstoffzellenfahrzeugen für den Logistikakteur im Vergleich zu 2023 im betrachteten Zeitraum. [19]

Jahr	Stapler	PKW	LNF < 3,5 t	LKW 3,5 – 7,5 t	LKW 7,5 – 12 t	LKW 12 – 18 t	LKW 18 – 40 t
	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]
2024	1	0,9808	0,9808	1	1	0,9979	0,9633
2025	1	0,9615	0,9615	1	1	0,9957	0,9265
2026	0,9961	0,9462	0,9462	1	1	0,9898	0,8898
2027	0,9961	0,9308	0,9308	1	1	0,9838	0,8531
2028	0,996	0,9154	0,9154	1	1	0,9778	0,8163
2029	0,996	0,9000	0,9000	1	1	0,9718	0,7796
2030	0,996	0,8846	0,8846	1	1	0,9659	0,7429
2031	0,9954	0,8827	0,8827	1	1	0,9594	0,7379
2032	0,9954	0,8808	0,8808	1	1	0,9529	0,7329
2033	0,9953	0,8788	0,8788	1	1	0,9464	0,7279
2034	0,9953	0,8769	0,8769	1	1	0,94	0,723
2035	0,9952	0,875	0,875	1	1	0,9335	0,718
2036	0,9952	0,8731	0,8731	1	1	0,927	0,713
2037	0,9951	0,8712	0,8712	1	1	0,9206	0,708
2038	0,9951	0,8692	0,8692	1	1	0,9141	0,703

Tab. 46: Annahmen für Treibhausgasemissionen der Fahrzeugherstellung für den Logistikakteur. [19]

	Einheit	Stapler	PKW	LNF < 3,5 t	LKW 3,5–7,5t	LKW 7,5–12t	LKW 12–18t	LKW 18–40t
Diesel	t _{CO2} - Äq./Fahr- zeug	7,395	7,2	7,825	8,45	13,52	20,28	37,18
Benzin	t _{CO2} - Äq./Fahr- zeug	-	7,2	-	-	-	-	-
FCEV	t _{CO2} - Äq./Fahr- zeug	7,904	10,3	14,196	18,092	27,218	34,238	62,175

D.3.7.4 Modellparameter ÖPNV-Akteure

Tab. 47: Annahmen für die Investitionskosten für Fahrzeuge mit Diesel- und Benzinantrieb für ÖPNV-Akteure [19]

Jahr	PKW Diesel	PKW Benzin	Kleinbus	12m-Bus	Hochflurli- nienbus	Gelenkbus	Reisebus
	[€]	[€]	[€]	[€]	[€]	[€]	[€]
2024	24.520	22.720	59.594	244.364	264.727	356.364	344.497
2025	24.528	22.728	59.936	245.821	266.306	358.489	346.552
2026	24.536	22.736	60.277	247.279	267.885	360.615	348.607
2027	24.545	22.745	60.618	248.736	269.464	362.740	350.661
2028	24.553	22.753	60.960	250.194	271.043	364.866	352.716
2029	24.561	22.761	61.301	251.651	272.622	366.991	354.771
2030	24.569	22.769	61.642	253.109	274.201	369.117	356.825
2031	24.569	22.769	61.950	254.374	275.572	370.962	358.610
2032	24.569	22.769	62.259	255.640	276.943	372.808	360.394
2033	24.569	22.769	62.567	256.905	278.314	374.653	362.178
2034	24.569	22.769	62.875	258.171	279.685	376.499	363.962
2035	24.569	22.769	63.183	259.436	281.056	378.345	365.746
2036	24.569	22.769	63.491	260.702	282.427	380.190	367.530
2037	24.569	22.769	63.799	261.967	283.798	382.036	369.314
2038	24.569	22.769	64.108	263.233	285.169	383.881	371.098

Tab. 48: Annahmen für die Investitionskosten für FCEV für ÖPNV-Akteure. [19]

Jahr	PKW	Kleinbus	12m-Bus	Hochflurlini- enbus	Gelenkbus	Reisebus
	[€]	[€]	[€]	[€]	[€]	[€]
2024	52.305	138.933	578.577	581.663	763.722	756.934
2025	50.913	134.671	563.103	566.106	743.295	736.689
2026	49.521	130.409	547.628	550.549	722.869	716.444
2027	48.128	126.148	532.154	534.992	702.443	696.200
2028	46.736	121.886	516.680	519.435	682.017	675.955
2029	45.344	117.624	501.205	503.878	661.591	655.711
2030	43.952	113.363	485.731	488.321	641.165	635.466

2031	43.501	112.809	480.014	482.574	633.618	627.986
2032	43.051	112.254	474.296	476.826	626.071	620.507
2033	42.601	111.700	468.579	471.078	618.525	613.027
2034	42.151	111.146	462.862	465.331	610.978	605.548
2035	41.701	110.592	457.145	459.583	603.431	598.068
2036	41.251	110.038	451.428	453.835	595.885	590.588
2037	40.800	109.484	445.710	448.088	588.338	583.109
2038	40.350	108.930	439.993	442.340	580.791	575.629

Tab. 49: Annahmen für die variablen und fixen Betriebskosten eines ÖPNV-Akteurs [19]

	Einheit	PKW	Kleinbus	12m-Bus	Hochflur- linienbus	Gelenk- bus	Reisebus
Diesel							
Wartung	€/(km·a)	0,049	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
Maut	€/(km·a)	0	0	0	0	0	0,180
Steuern	€/a	0	0	0	0	0	556
Versicherung	€/a	254	3.707	5.448	5.448	5.448	5.448
Benzin							
Wartung	€/(km·a)	0,048	-	-	-	-	-
Maut	€/(km·a)	0	-	-	-	-	-
Steuern	€/a	193	-	-	-	-	-
Versicherung	€/a	254	-	-	-	-	-
BEV							
Wartung	€/(km·a)	0,033	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44
Maut	€/(km·a)	0	0	0	0	0	0,169
Steuern	€/a	0	0	0	0	0	556
Versicherung	€/a	279	3.760	5.559	5.559	5.559	5.559
FCEV							
Wartung	€/(km·a)	0,05	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49
Maut	€/(km·a)	0	0	0	0	0	0,169
Steuern	€/a	0	0	0	0	0	556
Versicherung	€/a	279	3.760	5.559	5.559	5.559	5.559

Tab. 50: Annahmen für den Kraftstoffverbrauch in 2023 eines ÖPNV-Akteurs [19]

	Einheit	PKW	Kleinbus	12m-Bus	Hoch- flurlini- enbus	Gelenk- bus	Reisebus
Diesel	l/(100 km)	5,589	7,050	42,78	46,35	56,00	28,07
Benzin	l/(100 km)	6,636	-	-	-	-	-
BEV	MWh/(100 km)	0,01990	0,02995	0,1550	0,1679	0,1950	0,1006
FCEV	kg/(100 km)	0,9261	2,250	8,599	9,315	12,95	8,750

Tab. 51: Annahmen für die relative Änderung des Kraftstoffverbrauchs eines Fahrzeugs mit Diesel- und Benzinantrieb für den ÖPNV-Akteur im Vergleich zu 2023 im betrachteten Zeitraum. [19]

Jahr	PKW Diesel	PKW Benzin	Kleinbus	12m-Bus	Hochflurlinienbus	Gelenkbus	Reisebus
	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]
2024	0,9769	0,9975	0,9892	0,9892	0,9892	0,9892	0,9946
2025	0,9537	0,9949	0,9785	0,9785	0,9785	0,9785	0,9661
2026	0,9285	0,9914	0,9333	0,9333	0,9333	0,9333	0,9376
2027	0,9033	0,9878	0,8882	0,8882	0,8882	0,8882	0,9091
2028	0,8781	0,9843	0,843	0,843	0,843	0,843	0,8805
2029	0,853	0,9807	0,7978	0,7978	0,7978	0,7978	0,852
2030	0,8278	0,9772	0,7527	0,7527	0,7527	0,7527	0,8475
2031	0,8206	0,9736	0,7527	0,7527	0,7527	0,7527	0,843
2032	0,8134	0,9701	0,7527	0,7527	0,7527	0,7527	0,8385
2033	0,8062	0,9665	0,7527	0,7527	0,7527	0,7527	0,834
2034	0,799	0,9629	0,7527	0,7527	0,7527	0,7527	0,8295
2035	0,7918	0,9594	0,7527	0,7527	0,7527	0,7527	0,825
2036	0,7918	0,9594	0,7527	0,7527	0,7527	0,7527	0,8205
2037	0,7918	0,9594	0,7527	0,7527	0,7527	0,7527	0,816
2038	0,7918	0,9594	0,7527	0,7527	0,7527	0,7527	0,8115

Tab. 52: Annahmen für die jährliche relative Änderung des Kraftstoffverbrauchs eines FCEV für den ÖPNV-Akteur im Vergleich zu 2023 im betrachteten Zeitraum. [19]

Jahr	PKW	Kleinbus	12m-Bus	Hochflurlinienbus	Gelenkbus	Reisebus
	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]
2024	0,9900	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
2025	0,9700	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
2026	0,9600	0,9800	0,9800	0,9800	0,9800	0,9800
2027	0,9500	0,9600	0,9600	0,9600	0,9600	0,9600
2028	0,9300	0,9400	0,9400	0,9400	0,9400	0,9400
2029	0,9200	0,9200	0,9200	0,9200	0,9200	0,9200
2030	0,9100	0,9000	0,9000	0,9000	0,9000	0,9000
2031	0,9000	0,8900	0,8900	0,8900	0,8900	0,8900
2032	0,8900	0,8800	0,8800	0,8800	0,8800	0,8800
2033	0,8900	0,8700	0,8700	0,8700	0,8700	0,8700
2034	0,8800	0,8600	0,8600	0,8600	0,8600	0,8600
2035	0,8800	0,8500	0,8500	0,8500	0,8500	0,8500
2036	0,8700	0,8400	0,8400	0,8400	0,8400	0,8400
2037	0,8600	0,8300	0,8300	0,8300	0,8300	0,8300
2038	0,8600	0,8200	0,8200	0,8200	0,8200	0,8200

Tab. 53: Annahmen für Treibhausgasemissionen der Fahrzeugherstellung für den ÖPNV-Akteur. [19]

	Einheit	PKW	Kleinbus	12m-Bus	Hochflurli- nienbus	Gelenkbus	Reisebus
Diesel	t _{CO2} - Äq./Fahr- zeug	7,2	8,45	37,18	37,18	37,18	37,18
Benzin	t _{CO2} - Äq./Fahr- zeug	7,2	-	-	-	-	-
FCEV	t _{CO2} - Äq./Fahr- zeug	10,3	180,92	62,175	62,175	62,175	62,175

D.3.7.5 Szenario Annahmen

Tab. 54: Annahmen zur Entwicklung der Rohstoffpreise im betrachteten Zeitraum [19]

Jahr	Erdgas	Diesel	Benzin	Öl	CO ₂	H ₂ O	El. Energie
	[€/MWh]	[€/l]	[€/l]	[€/l]	[€/kg]	[€/m ³]	[€/MWh]
2024	26,655	0,93906	1,1232	0,75682	0,092218	2,1686	66,579
2025	26,806	0,94918	1,1333	0,78267	0,097807	2,1942	68,842
2026	26,958	0,94872	1,1328	0,78151	0,10731	2,2201	70,522
2027	27,110	0,94827	1,1324	0,78035	0,11681	2,2463	72,658
2028	27,261	0,94781	1,1319	0,77918	0,12631	2,2728	74,331
2029	27,413	0,94735	1,1315	0,77802	0,13581	2,2996	75,750
2030	27,564	0,94690	1,1310	0,77686	0,14531	2,3267	76,925
2031	27,716	0,94644	1,1305	0,77569	0,14978	2,3542	78,136
2032	27,867	0,94599	1,1301	0,77453	0,15426	2,3820	78,406
2033	28,019	0,94553	1,1296	0,77337	0,15873	2,4101	78,835
2034	28,171	0,94508	1,1292	0,77220	0,16264	2,4385	78,994
2035	28,322	0,94462	1,1287	0,77104	0,16767	2,4673	79,186
2036	28,474	0,94280	1,1269	0,76639	0,17326	2,4964	79,501
2037	28,625	0,94098	1,1251	0,76173	0,17885	2,5259	79,799
2038	28,777	0,93916	1,1233	0,75708	0,18444	2,5557	79,947

Tab. 55: Jährlicher relativer Ausbau der EE-Anlagen. [19] auf Datengrundlage von [20]

Jahr	Wind Onshore	PV Freifläche	PV Dachfläche
2023	1.02935515	1.09167334	1.09167334
2024	1.028518	1.08397506	1.08397506
2025	1.02772727	1.07746955	1.07746955
2026	1.04922601	1.12945055	1.12945055
2027	1.0469165	1.11461374	1.11461374
2028	1.04481398	1.10282821	1.10282821
2029	1.04289183	1.09324046	1.09324046
2030	1.04112778	1.08528816	1.08528816
2031	1.05834342	1.1123509	1.1123509
2032	1.05512712	1.10100311	1.10100311
2033	1.0522469	1.09173735	1.09173735
2034	1.0496527	1.08402878	1.08402878

2035	1.04730393	1.07751526	1.07751526
2036	1.06924194	1.05644513	1.05644513
2037	1.06475797	1.05342931	1.05342931
2038	1.06081943	1.0507194	1.0507194
2039	1.0573325	1.04827112	1.04827112
2040	1.05422372	1.04604832	1.04604832
2041	1.00730802	1.05644651	1.05644651
2042	1.007255	1.05343054	1.05343054
2043	1.00720274	1.05072052	1.05072052
2044	1.00715123	1.04827213	1.04827213
2045	1.00710046	1.04604923	1.04604923

E Anhang

Glossar/Begriffserklärung.....	171
Literatur- und Quellenverzeichnis.....	173
Abbildungsverzeichnis.....	179
Tabellenverzeichnis	182
Anlage – Beispielfragebogen für Potenzialabfrage	184

Glossar/Begriffserklärung

Begriff	Erläuterung
Agri-PV	Als Agri-PV zeichnet man eine Technologie, die auf die gleichzeitige Nutzung von Flächen die Landwirtschaft und die elektrische Energiegewinnung durch Photovoltaik abzielt. (Quelle: Wikipedia)
ATEX-Einrichtungen	Hier geht es um Explosionsschutz. „ATEX“ für die Abkürzung der französischen Bezeichnung für explosionsfähige Atmosphären „Atmosphères Explosibles“. (Quelle: Wikipedia)
Blauer Wasserstoff	ist grauer Wasserstoff, dessen CO ₂ bei der Entstehung jedoch abgeschieden und gespeichert wird (engl. Carbon Capture and Storage, CCS). Das bei der Wasserstoffproduktion erzeugte CO ₂ gelangt so nicht in die Atmosphäre und die Wasserstoffproduktion kann bilanziell als CO ₂ -neutral betrachtet werden.
CAPEX – Capital Expenses	Investitionskosten
Commodities	Englisch, zu Deutsch: Waren oder Rohstoffe
Direct Air Capture (DAC)	ist ein Verfahren zur Gewinnung von Kohlenstoffdioxid (CO ₂) direkt aus der Umgebungsluft. (Quelle: Wikipedia)
Endenergieverbrauch	Das ist der Energieverbrauch, der am Ende tatsächlich genutzt wird. Primärenergie(träger) ist immer die Quelle der genutzten Endenergie.
Geo-Informationssystem (GIS)	Sind Informationssysteme zur Erfassung, Bearbeitung, Organisation, Analyse und Präsentation räumlicher Daten. Geoinformationssysteme umfassen die dazu benötigte Hardware, Software, Daten und Anwendungen. (Quelle: Wikipedia)
Grauer Wasserstoff	wird aus fossilen Brennstoffen gewonnen. In der Regel wird bei der Herstellung Erdgas unter Hitze in Wasserstoff und CO ₂ umgewandelt (Dampfreformierung). Das CO ₂ wird anschließend ungenutzt in die Atmosphäre abgegeben und verstärkt so den globalen Treibhauseffekt: Bei der Produktion einer Tonne Wasserstoff entstehen rund 10 Tonnen CO ₂ .
Grüner Wasserstoff	wird durch Elektrolyse von Wasser hergestellt, wobei für die Elektrolyse ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien zum Einsatz kommt. Unabhängig von der gewählten Elektrolysetechnologie erfolgt die Produktion von Wasserstoff CO ₂ -frei, da der eingesetzte Strom zu 100% aus erneuerbaren Quellen stammt und damit CO ₂ -frei ist.
Hydrocracken	Ist ein katalytisches Crackverfahren der Petrochemie in Gegenwart von Wasserstoff, um höhermolekulare Kohlenwasserstofffraktionen in Zwischenprodukte zur Herstellung von Motorenbenzin, Kerosin und Dieselmotorenkraftstoff umzuwandeln. (Quelle: Wikipedia)
MTOW – Maximum Take-Off Weight	Höchstabfluggewicht
OPEX – Operating Expenses	Betriebskosten
Primär- und Sekundärenergieträger	Primärenergieträger sind unter anderem Braunkohle, Erdgas, Erdöl, Kernbrennstoffe, Steinkohle, Torf und erneuerbare Energieträger.

Begriff	Erläuterung
	Primärenergie wird teilweise in Raffinerien aufbereitet oder in Kraftwerken in andere Energieformen gewandelt (Sekundärenergie). (Quelle: Wikipedia)
Repowering	Englisch, zu Deutsch: Kraftwerkserneuerung. Alte Kraftwerksteile zur Stromerzeugung werden durch neue ersetzt, häufig mit höherer Leistung und/oder mit besserem Wirkungsgrad. Viele Teile der schon vorhandenen Anlagen und der Infrastruktur werden weiterverwendet. (Quelle: Wikipedia)
Roter Wasserstoff	wird ebenfalls durch Elektrolyse gewonnen. Der benötigte Strom stammt aus der Kernenergie. Klimaschädliches CO ₂ entsteht dabei nicht, wohl aber radioaktiver Abfall, der sicher und dauerhaft endgelagert werden muss.
rWGS Reaktor	Die Wassergas-Shift-Reaktion, kurz auch WGS oder Wassergas-Konvertierungsreaktion (historisch auch Kohlenoxid-Konvertierung), ist ein Verfahren zur Verringerung des Kohlenstoffmonoxid-Anteils in Synthesegas und zur Erzeugung von Wasserstoff. (Quelle: Wikipedia)
Türkiser Wasserstoff	ist Wasserstoff, der über die thermische Spaltung von Methan (Methanpyrolyse) hergestellt wurde. Anstelle von CO ₂ entsteht dabei fester Kohlenstoff. Voraussetzungen für die CO ₂ -Neutralität des Verfahrens sind die Wärmeversorgung des Hochtemperaturreaktors aus erneuerbaren Energiequellen, sowie die dauerhafte Bindung des Kohlenstoffs.
Volllaststunden (VLH)	Der Begriff Volllaststunde ist ein Maß für die Auslastung einer Anlage in einem Jahr. Ein Jahr mit einer Dauer von 365 Tagen und jeweils 24 Stunden hat 8.760 Stunden bzw. ein Schaltjahr eine Dauer von 8.784 Stunden. (Quelle: Wikipedia)
Wasserstoffelektrolyse	Unter Wasserelektrolyse bzw. Wasserstoffelektrolyse versteht man die Zerlegung von Wasser in Wasserstoff (H ₂) und Sauerstoff (O) mit Hilfe eines elektrischen Stromes.
Wasserstoffgestehungskosten	Die Wasserstoffgestehungskosten geben an, welche Kosten bei der Erzeugung von Wasserstoff anfallen. Diese werden maßgeblich durch die Strombezugskosten sowie die Investitions- und Betriebskosten in Abhängigkeit von den Volllaststunden des Elektrolyseurs beeinflusst.

Literatur- und Quellenverzeichnis

- 1) Thüringer Landesamt für Statistik (TLS), 2020a: Bevölkerung der Gemeinden, erfüllenden Gemeinden und Verwaltungsgemeinschaften nach Geschlecht in Thüringen, online: <https://statistik.thueringen.de/datenbank/Ta-bAnzeige.asp?tabelle=gg000102%7C%7C> (25.01.2022).
- 2) Troeger-Weiß, G., Domhardt, H.-J., 2009: Erfolgsbedingungen von Wachstumsmotoren außerhalb der Metropolen, Arbeitspapier zur Regionalentwicklung, Technische Universität Kaiserslautern, online: https://regionalentwicklung-raumordnung.de/wp-content/uploads/2018/04/AzR_E-Paper_Band3_kl.pdf (03.03.2022).
- 3) Focus Money, 2020: Großes Landkreis-Ranking 2019. Das sind die erfolgreichsten Regionen Deutschlands, Artikel vom 02.01.2020, online: https://www.focus.de/immobilien/grosses-landkreis-ranking-2019-das-sind-die-erfolgreichsten-regionen-deutschlands_id_11505140.html (03.03.2022).
- 4) Thüringer Landesamt für Statistik (TLS), 2021a: Niederlassungen nach Beschäftigungsgrößenklassen, online: <https://statistik.thueringen.de/datenbank/portrait.asp?TabelleID=KR000463&auswahl=krs&nr=63&Aevas2=Aevas2&daten=jahr&ersterAufruf=x&SZDT=> (18.02.2022).
- 5) Ingenieurbüro Dr. Markert, 2012: Energie- und Biomassekonzept Wartburgkreis.
- 6) Regionale Planungsgemeinschaft Südwestthüringen (RPG SWT), 2011: Regionales Energie- und Klimakonzept Südwestthüringen, Teil I – Energiekonzept, online: https://regionalplanung.thueringen.de/fileadmin/user_upload/Suedwestthueringen/Dokumente/Themen_und_Projekte/Energie-_und_Klimakonzept/sw-pdf_enklkonz-1_energie_brosch-korr.pdf (09.04.21).
- 7) Regionale Planungsgemeinschaft Südwestthüringen (RPG SWT), 2012: Regionalplan Südwestthüringen, online: https://regionalplanung.thueringen.de/fileadmin/user_upload/Suedwestthueringen/Dokumente/RPSW-Bestand/RPSW2012/RPSWT2012-Inet-03-RP.pdf (12.04.21).
- 8) Mario Ragwitz et al.: Szenarien für ein klimaneutrales Deutschland. Technologieumbau, Verbrauchsreduktion und Kohlenstoffmanagement. (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2023, S. 11.
- 9) <https://de.wikipedia.org/wiki/E-Fuel> (zuletzt abgerufen am 25.09.2023).
- 10) Konkretisierung von Ansatzpunkten einer naturverträglichen Ausgestaltung der Energiewende, mit Blick auf strategische Stellschrauben. Naturschutz BfN Schriften 614, 221.
- 11) Jan Cihlar, Hydrogen generation in Europe: Overview of key costs and benefits, July 2020.
- 12) „Regionale Erzeugungskapazität von grünem Wasserstoff in Nordhessen“, Dr. Sirko Ogriseck, Infraser GmbH & Co. Höchst KG, 2022).
- 13) dena-Leitstudie Integrierte Energiewende, Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050, dena, 2018.
- 14) „Energieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren,“ [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energietraegern-sektoren#entwicklung-des-endenergie-verbrauchs-nach-sektoren-und-energietraegern>. [Zugriff am 15.02.2023].
- 15) Übersichtsstudie H2 Mobility, 2021 <https://h2-mobility.de/wasserstoffbetankung-im-schwerlastverkehr/>
- 16) Konzept „sLH2“ <https://www.now-qmbh.de/wp-content/uploads/2021/05/Heavy-Duty-Event-Subcooled-Liquid-Hydrogen-sLH2-Schaefer-Linde-Maus-Daimler.pdf>
- 17) Hochlaufszenario: „Fortschrittsbericht zum Gesamtkonzept klimafreundliche Nutzfahrzeuge“ des BMDV, Nov. 2022.
- 18) Andrae, Silvio; Pobuda, Patrick (2021): Agentenbasierte Modellierung. Eine interdisziplinäre Einführung. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden.
- 19) Rösler, Meret Sophie (2023): Modellierung und Implementierung industrieller Prozesse in ein Multiagentensystem. Masterarbeit, Ruhr Universität Bochum.

- 20) Prognos AG; Öko-Institut; Wuppertaler-Institut (2021a): Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Zusammenfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende. Zuletzt geprüft am: 25.04.2023. https://static.agora-energie-wende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_209_KNDE2045_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf.
- 21) Prognos AG; Öko-Institut; Wuppertaler-Institut (2021b): Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Zusammenfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende (Datenanhang). Zuletzt geprüft am: 25.04.2023. <https://www.agora-energie-wende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-deutschland-2045-datenanhang/>.
- 22) Becker, Maik; Brauns, Jörn; Turek, Thomas (2021): Battery-Buffered Alkaline Water Electrolysis Powered by Photovoltaics. In: *Chemie Ingenieur Technik*, 93(4), S. 655–663.
- 23) Papadopoulos, V.; Desmet, J.; Knockaert, J. et al. (2018): Improving the utilization factor of a PEM electrolyzer powered by a 15 MW PV park by combining wind power and battery storage – Feasibility study. In: *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(34), S. 16468–16478.
- 24) Battery Charts: Battery Charts. Zuletzt geprüft am: 13.09.2023. <https://battery-charts.rwth-aachen.de/>.
- 25) Figgenger, Jan; Hecht, Christopher; Haberschusz, David et al. (2023): The development of battery storage systems in Germany: A market review (status 2023). In: Preprint.
- 26) Pacific Northwest National Laboratory (2019): *Storage Cost and Performance Characterization Report*.
- 27) ASTM D7566-20c: Standard Specification for Aviation Turbine Fuel Containing Synthesized Hydrocarbons (2020), <https://www.astm.org/>
- 28) Airbus: An A350 fuelled by 100% SAF just took off (2021), <https://www.airbus.com/newsroom/stories/A350-fuelled-by-100-percent-SAF-just-took-off.html>
- 29) Batteiger, V.; Ebner, k.; Habersetzer, A.; Moser, L.; Power-to-Liquids – A scalable and sustainable fuel supply perspective for aviation; German Environment Agency; January 2022.
- 30) Simoes, S. G.; Catarino, J.; Picade, A.; Lopes, T. F.; di Berardino, S.; Amorium, Filipa; Girio, F. Rangel, C. M.; Ponce de Leao, T.; Water availability and water usage solution for electrolysis in hydrogen production; *Journal of Cleaner Production* 315 (2021) 128124.
- 31) G. Herz, Techno-economic analysis of hydrogen-based approaches for emission mitigation for the steel industry, 2023
- 32) Jacobasch, Eric; Herz, Gregor; Rix, Christopher; Müller, Nils; Reichelt, Erik; Jahn, Matthias; Michaelis, Alexander (2021): Economic evaluation of low-carbon steelmaking via coupling of electrolysis and direct reduction. In: *Journal of Cleaner Production* 328, S. 129502. DOI: 10.1016/j.jclepro.2021.129502.
- 33) Herz, G., Rix, C., Jacobasch, E., Müller, N., Reichelt, E., Jahn, M. and Michaelis, A. (2021): Economic assessment of Power-to-Liquid processes–Influence of electrolysis technology and operating conditions. *Applied Energy*, 292, p.116655.
- 34) Becker WL, Braun RJ, Penev M, Melaina M. Production of Fischer-Tropsch liquid fuels from high temperature solid oxide co-electrolysis units. *Energy* 2012;47(1): 99–115.
- 35) Albrecht FG, König DH, Baucks N, Dietrich R-U. A standardized methodology for the techno-economic evaluation of alternative fuels – A case study. *Fuel* 2017;194: 511–26.
- 36) König DH, Freiberg M, Dietrich R-U, Wörner A. Techno-economic study of the storage of fluctuating renewable energy in liquid hydrocarbons. *Fuel* 2015;159: 289–97.
- 37) Herz G, Reichelt E, Jahn M. Techno-economic analysis of a co-electrolysis-based synthesis process for the production of hydrocarbons. *Appl Energy* 2018;215: 309–20.
- 38) König DH. Techno-ökonomische Prozessbewertung der Herstellung synthetischen Flugturbinentreibstoffes aus CO₂ und H₂; 2016.

- 39) de Klerk, Fischer-Tropsch Refining, Wiley-VCH, Weinheim, 2011.
- 40) J Katner, J.; Bluhm, H. Umweltauswirkungen von Power-to-Gas und Power-to-Liquid-Technologien, Diskussionspapier des IÖW 74/22, Berlin, 2022.
- 41) Arndt, C., Neuling, U., Vorsatz, M., Molzberger, U., Prause, J., Le Clercq, P., Frech, G., Tauchnitz, H., Wollenweber, H., Jänisch, T. (2021). Konzeptionelle und technische Ausgestaltung einer Entwicklungsplattform für Power-to-Liquid-Kraftstoffe: Abschlussbericht. NOW GmbH.
- 42) Kurzstudie zu Potenzialen der mobilen H₂-Speichertechnologie, 2022 https://www.zsw-bw.de/fileadmin/user_upload/Wissen_Kompakt_Potenziale_in_der_mobilen_H2-Speichertechnologie.pdf
- 43) Kurzstudie zu Potenzialen der Wasserstoff-Tankstellentechnologie, 2022 https://www.transformationswissen-bw.de/fileadmin/media/Publikationen/e-mobil_Studien/Wissen_Kompakt_Potenziale_in_der_Wasserstoff-Tankstellentechnologie.pdf
- 44) Shell-Wasserstoff-Studie, https://www.shell.de/about-us/newsroom/shell-hydrogen-study/jcr_content/root/main/containersection-0/simple/call_to_action/links/item0.stream/1643541262215/1086fe80e1b5960848a92310091498ed5c3d8424/shell-wasserstoff-studie-2017.pdf
- 45) The Future of Hydrogen, https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf
- 46) BetrSichV, Stand 07/2021, https://www.gesetze-im-internet.de/betrnichv_2015/BetrSichV.pdf
- 47) TRGS 746 BAuA - Ortsfeste Druckanlagen für Gase <https://www.baua.de/DE/Angebote/Rechtstexte-und-Technische-Regeln/Regelwerk/TRGS/TRGS-746.html>
- 48) TRGS 510 Lagerung von Gefahrstoffen in ortsbeweglichen Behältern <https://www.baua.de/DE/Angebote/Rechtstexte-und-Technische-Regeln/Regelwerk/TRGS/TRGS-510.html>
- 49) TRGS 745 Ortsbewegliche Druckgasbehälter - Füllen, Bereithalten, innerbetriebliche Beförderung, Entleeren <https://www.baua.de/DE/Angebote/Rechtstexte-und-Technische-Regeln/Regelwerk/TRGS/TRGS-745.html>
- 50) Übersicht H₂-Speicher https://www.tuev-nord.de/fileadmin/user_upload/TUEV_NORD_Wasserstoff_Gas-speicher.pdf
- 51) Artikel <https://www.saarstahl.com/sag/de/konzern/medien/presse/2-500-000-kwh-weniger-energie-verbrauch-pro-jahr-95923.shtml>
- 52) Artikel <https://www.energie-und-management.de/nachrichten/detail/groesster-roehrenspeicher-europas-42812>
- 53) DVGW, <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/q202006-sywesth2-staehle.pdf>
- 54) BMBF, HYPOS https://www.innovation-strukturwandel.de/strukturwandel/de/report/_documents/artikel/u-z/weltneuheit-kavernenspeicher-fuer-gruenen-wasserstoff.html
- 55) IEA Global Hydrogen Review 2022, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/c5bc75b1-9e4d-460d-9056-6e8e626a11c4/GlobalHydrogenReview2022.pdf>
- 56) EHB, <https://ehb.eu/files/downloads/EHB-Analysing-the-future-demand-supply-and-transport-of-hydrogen-June-2021-v3.pdf>
- 57) TRFL Technische Regel für Rohrfernleitungsanlagen, Stand 2017, https://www.bezreg-koeln.nrw.de/brk_internet/leistungen/abteilung05/54/rohrfernleitungen/trfl.pdf
- 58) Studie ENTWICKLUNGSPFADE FÜR DIE H₂-TANKINFRASTRUKTUR DER ZUKUNFT, Marcus Merkel et.al, 2022, Folie 4 https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2022/07/Wasserstoff-Vollversammlung_Entwicklungspfade-fuer-die-HEAVY-DUTY-H2-Tankinfrastruktur-der-Zukunft_06.07.22.pdf
- 59) A EUROPEAN HYDROGEN INFRASTRUCTURE VISION COVERING 28 COUNTRIES, 2022, <https://ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf>

- 60) IEA Global Hydrogen Review 2022 <https://iea.blob.core.windows.net/assets/c5bc75b1-9e4d-460d-9056-6e8e626a11c4/GlobalHydrogenReview2022.pdf>
- 61) Artikel, Brauer et.al, 2018, https://www.mannesmann-linepipe.com/fileadmin/footage/MEDIA/gesellschaften/smlp/Documents/Transport_von_gasfoermigem_Wasserstoff_via_Pipelines.pdf
- 62) Datenblatt https://www.wystrach.gmbh/media/wystrach_wycarrier_datenblatt_de.pdf
- 63) Studie Potenzialbeschreibung Wasserstofftransport über das Schienennetz, Milella et. al, 2020, <https://blog.lea-hessen.de/wp-content/uploads/2020/08/Potenzialbeschreibung-Wasserstofftransport-%C3%BCber-das-Schienennetz.pdf>
- 64) H2 Transport auf der Schiene, Folie 9f https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2022/11/2.-Plattform-Schiene_Wasserstoff-Transport-auf-der-Schiene_Siegemund-VTG.pdf
- 65) Estimated costs, EHB, 2022, <https://ehb.eu/page/estimated-investment-cost>
- 66) Studie EHB, 2021, <https://ehb.eu/files/downloads/EHB-Analysing-the-future-demand-supply-and-transport-of-hydrogen-June-2021-v3.pdf>
- 67) Studie EurA AG 2023 „Untersuchung der energetischen Nutzung von Wasserstoff und zur Konzipierung einer Pipelineversorgung zum Vorhaben Wasserstofftankstelle für Nutzfahrzeuge am GVZ“ im Auftrag des Thüringer Ministeriums für Umwelt, Energie und Naturschutz (TMUEN)
- 68) TRFL Technische Regel für Rohrfernleitungsanlagen, Stand 2017, https://www.bezreg-koeln.nrw.de/brk_internet/leistungen/abteilung05/54/rohrfernleitungen/trfl.pdf
- 69) <https://tes.bam.de/TES/Navigation/DE/Gefahrgut/Druckgefaesse-und-geraete/Fragen-und-Antworten/fragen-und-antworten.html>
- 70) https://www.industriegaseverband.de/download-file/IGV-TL-02B-Rev2_Erdung-Potenzialausgleich-Blitzschutz%20an%20Tankanlagen_final.pdf
- 71) <https://www.industriegaseverband.de/download-file/iqvmerkblschulpfl2016.pdf>
- 72) <https://www.tuev-nord.de/de/schulungszentrum/lehrgang/adr-gqvseb-schulung-aufbau-tank/>
- 73) Beispiel Industriepark Höchst, Folien 4,5 https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2022/11/2.-Plattform-Schiene_Digitale-Tour-durch-die-H2-Infrastruktur-des-Industriepark-Hoechst_Ogriseck-Infraserv-Hoechst.pdf
- 74) IEA Global EV Outlook 2023, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/dac14d2-eabc-498a-8263-9f97fd5dc327/GEVO2023.pdf>
- 75) https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2022/05/KBA_Report_04-2022.pdf
- 76) <https://h2.live/> abgerufen am 03.04.23
- 77) Minimum Ambient Precooling Hydrogen Refueling Protocol for 35MPa Heavy Duty Vehicles (20-42.5 kg) https://cleanenergypartnership.de/wp-content/uploads/2022/11/2022-11-09_MGR_MAP-Fueling-Protocol-for-35-MPa-Heavy-Duty-Vehicles-20-42.5kg_Wenger-Engineering_Rev1.41-min.pdf
- 78) Webpage <https://www.burckhardtcompression.com/de/solution/h2-power-to-x-mobilitaet/h2-tankstellen/>
- 79) Genehmigungsleitfaden Wasserstofftankstellen bis 3t Lagermenge, 2022, https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2022/03/NOW_Genehmigungsleitfaden_H2-Tankstellen.pdf
- 80) Leitfaden Portal Green, Bd. 1 und 2., 2021 <https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsprojekt-portal-green>
- 81) TRBS 3151 „Vermeidung von Brand-, Explosions- und Druckgefährdungen an Tankstellen und Gasfüllanlagen zur Befüllung von Landfahrzeugen“ <https://www.baua.de/DE/Angebote/Rechtstexte-und-Technische-Regeln/Regelwerk/TRBS/TRBS-3151.html>
- 82) <https://h2-mobility.de/unternehmen/>

- 83) <https://www.electrive.net/2021/05/20/daimler-truck-ag-schliesst-batterie-partnerschaft-mit-catl/>
- 84) <https://www.electrive.net/2023/03/17/totalenergies-verkauft-tankstellen-netz-in-deutschland-und-den-niederlanden/>
- 85) <https://www.hz.de/meinort/giengen/klimaneutralitaet-wasserstofftankstelle-im-giengener-industriepark-soll-2024-in-betrieb-gehen-68752679.html>
- 86) <https://www.gp-joule.com/de/referenzen/mobilitaet>
- 87) <https://de.lhyfe.com/>
- 88) EU Science Hub: PVGIS data sources & calculation methods. Zuletzt geprüft am: 19.04.2023. https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-photovoltaic-geographical-information-system/getting-started-pvgis/pvgis-data-sources-calculation-methods_en.
- 89) Huld, Thomas; Friesen, Gabi; Skoczek, Artur et al. (2011): A power-rating model for crystalline silicon PV modules. In: Solar Energy Materials and Solar Cells, 95(12), S. 3359–3369.
- 90) Quaschnig, Volker (2011): Regenerative Energiesysteme. Technologie - Berechnung - Simulation, 7. Aufl. München: Hanser Fachbuchverlag.
- 91) Kusiek, Arne (2022): Windenergieanlagen. Technologie-Funktionsweise-Entwicklung. München: Hanser.
- 92) Lemmon, Eric W.; Jacobsen, Richard T.; Penoncello, Steven G. et al. (2000): Thermo-dynamic Properties of Air and Mixtures of Nitrogen, Argon, and Oxygen From 60 to 2000 K at Pressures to 2000 MPa. In: Journal of Physical and Chemical Reference Data, 29(3), S. 331–385.
- 93) EnArgus Wiki. Rauigkeitslänge. Zuletzt geprüft am: 04.09.2023. https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d9182-2/*/*Rauigkeitsl%C3%A4nge.html?op=Wiki.getwiki.
- 94) Hofrichter, Andreas; Rank, Daniel; Heberl, Michael et al. (2023): Determination of the optimal power ratio between electrolysis and renewable energy to investigate the effects on the hydrogen production costs. In: International Journal of Hydrogen Energy, 48(5), S. 1651–1663.
- 95) Plötz, P.; Gnann, T.; Kühn, A.; Wietschel, M. (2013): Markthochlaufszszenarien für Elektrofahrzeuge. Karlsruhe. Zuletzt geprüft am: 25.04.2023. <https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2014/Fraunhofer-ISI-Markthochlaufszszenarien-Elektrofahrzeuge-Langfassung.pdf>.
- 96) Kreidelmeyer, Sven; Dambeck, H.; Kirchner, A.; Wünsch, M. (2020): Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger. Zuletzt geprüft am: 25.04.23. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/transformationsspfade-fuer-strombasierte-energietraeger.pdf?__blob=publicationFile.
- 97) Eichman, Josh; Koleva, Mariya; Guerra, Omar J.; McLaughlin, Brady (2020): Optimizing an Integrated Renewable-Electrolysis System. Golden. Zuletzt geprüft am: 24.04.2023. <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/75635.pdf>.
- 98) ENERCON GmbH: ENERCON E-175 EP5. Zuletzt geprüft am: 29.08.2023. <https://www.enercon.de/produkte/ep-5/e-175-ep5/>.
- 99) EU Science Hub (01/03/2022): JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) (Anwendung). Zuletzt geprüft am: 26.04.2023. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/.
- 100) Europäische Union (20.06.2023): Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 der Kommission vom 10. Februar 2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch die Festlegung einer Unionsmethode mit detail-lierten Vorschriften für die Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr. DELEGIERTE VERORDNUNG (EU) 2023/1184.
- 101) Geldermann, Jutta Prof. Dr.; Lerche, Nils (2014): Leitfaden zur Anwendung von Methoden der multikriteriellen Entscheidungsunterstützung. Methode: PROMETHEE. Zuletzt geprüft am: 14.04.2023. <https://www.uni-goettingen.de/de/document/download/285813337d59201d34806cfc48dae518-en.pdf/MCDA-Leitfaden-PROMETHEE.pdf>.

- 102) Greco, Salvatore; Ehr Gott, Matthias; Figueira, José Rui (Hrsg.) (2016): *Multiple Criteria Decision Analysis*. New York, NY: Springer New York (International Series in Operations Research & Management Science).
- 103) H-TEC SYSTEMS GmbH (22.04.2023): H-TEC PEM-Elektrolyseure HCS. Datenblatt. Zuletzt geprüft am: 22.04.2023. https://www.h-tec.com/fileadmin/user_upload/produkte/produktseiten/HCS/spec-sheet/H-TEC-Datenblatt-HCS-DE-23-03.pdf.
- 104) IQIB; DLR-PT; Fraunhofer UMSICHT (2023): Wasserstoffmodellregion Metropole Ruhr. Kurzstudie. Zum Download verfügbar unter <https://hydrogen.ruhr/studien/>.
- 105) IRENA (2020): *Green Hydrogen Cost Reduction. Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal*. Abu Dhabi.
- 106) Kaltschmitt, Martin; Streicher, Wolfgang; Wiese, Andreas (2014): *Erneuerbare Energien. Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*, 5. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg.
- 107) Kost, C.; Shammugam, S.; Fluri, V.; Peper, D.; Dacoodi Memar, A.; Schlegl, T. (Juni 2021): *Stromgestehungskosten. Erneuerbare Energien*. Freiburg. Zuletzt geprüft am: 31.04.2023. https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2021_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf.
- 108) Martin, N.; Ruiz, J. M. (2001): Calculation of the PV modules angular losses under field conditions by means of an analytical model. In: *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 70(1), S. 25–38.
- 109) Memmler, M.; Lauf, T.; Schneider, S. (2018): *Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2017*. Dessau-Roßlau (Climate Change, 23/2018). Zuletzt geprüft am: 24.04.2023. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-10-22_climate-change_23-2018_emissionsbilanz_erneuerbarer_energien_2017_fin.pdf.
- 110) Reuß, Markus Eduard (2019): *Techno-ökonomische Analyse alternativer Wasserstoffinfrastruktur*. Dissertation. Aachen: RWTH Aachen University.
- 111) Scheiderer, Joachim (2008): *Angewandte Flugleistung. Eine Einführung in die operative Flugleistung vom Start bis zur Landung*. Berlin, Heidelberg: Springer.
- 112) Vertretung der Europäischen Kommission in Deutschland: EU-Kommission legt Definition von erneuerbarem Wasserstoff vor. Zuletzt geprüft am: 19.09.2023. https://germany.representation.ec.europa.eu/news/eu-kommission-legt-definition-von-erneuerbarem-wasserstoff-vor-2023-02-13_de.
- 113) Vestas Wind Systems A/S (2023): V117-3.45 MW®. Zuletzt geprüft am: 17.04.2023. <https://www.vestas.com/en/products/4-mw-platform/V117-3-45-MW>.

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Der Wartburgkreis und Unstrut-Hainich-Kreis in Thüringen (Quelle: eigene Darstellung, TLBG)	3
Abb. 2: Endenergieverbrauch nach Sektoren im Wartburgkreis (links, Stand 2019) und Unstrut-Hainich-Kreis (rechts, Stand 2021) (Quelle: target GmbH)	4
Abb. 3: Photovoltaik in Thüringen, Stand: September 2023 (Quelle: ThEGA GmbH)	5
Abb. 4: Windenergie in Thüringen, Stand: Januar 2023 (Quelle: ThEGA GmbH)	5
Abb. 5: links - HyLand-Regionen (NOW GmbH); rechts - Übergabe der Gewinnerurkunde durch Bundesminister Volker Wissing, Mai 2022 (F.J. Brück)	7
Abb. 6: Geografische Lage der vier Fokusregionen (1) Raum Bad Salzungen/Vacha, (2) Werra-Suhl-Tal/Gerstungen, (3) Raum Eisenach/Hörselberg-Hainich und (4) Bad Langensalza/Mühlhausen	8
Abb. 7: HyLand-Regionen in Thüringen, Sachsen und Hessen	9
Abb. 8: Deutscher Primärenergieverbrauch nach Energieträgern, Quelle AGEB, September 2023	11
Abb. 9: Vorgaben zur Beschaffungsquoten von „sauberen Fahrzeugen“ nach der SaubFahrzeugBeschG (BMDV)	14
Abb. 10: Entwicklung des Wasserstoffindex HYDRIX in den ersten Wochen nach Veröffentlichung (Quelle https://www.eex-transparency.com/hydrogen/germany).	15
Abb. 11: Flächen mit geringem (blau) und mittleren (lila) Raumwiderstand im Unstrut-Hainich-Kreis	25
Abb. 12: Flächen mit geringem (blau) und mittleren (lila) Raumwiderstand im Wartburgkreis.	25
Abb. 13: PV-Potentialflächen entlang von Autobahnen und Schienenwegen im Unstrut-Hainich-Kreis.	27
Abb. 14: PV-Potentialflächen entlang von Autobahnen und Schienenwegen im Wartburgkreis.	27
Abb. 15: Zusammenfassende Übersicht zum theoretischen Wasserstoff-Erzeugungspotentials in den beiden Landkreisen.	28
Abb. 16: Erzielbare Volllaststunden für die Elektrolyse in Abhängigkeit vom Verhältnis der erneuerbaren Energien Wind und PV und der Leistung der Elektrolyse [12]	29
Abb. 17: Mehrstufiges Verfahren zur Ermittlung potenzieller Wasserstoffabnehmer, Bedarfe und Synergien sowie zum Aufbau eines Wasserstoffnetzwerks	30
Abb. 18: Teilnehmer eines der Akteurstreffen, hier bei Aco Passavant	30
Abb. 19: Die vier Fokusregionen der Wasserstoffregion Wartburg Hainich	31
Abb. 20: Akteure der Fokusregionen mit den Terminen der regionalen Akteurstreffen	31
Abb. 21: Industrieller Energieverbrauch in den beiden Landkreisen [14]	33
Abb. 22: Überblick Wasserstoffpotenzial der Gesamtregion und Einteilung in vier Fokusregionen	36
Abb. 23: Fokusregion Bad Salzungen / Vacha	38
Abb. 24: Fokusregion Werra-Suhl-Tal / Gerstungen	39
Abb. 25: Fokusregion Eisenach/Hörselberg-Hainich	40
Abb. 26: Fokusregion Bad Langensalza / Mühlhausen	41
Abb. 27: Standort von Elektrolyse und mögliche Flächen für EE - Option 1	42
Abb. 28: Standort von Elektrolyse und mögliche Flächen für EE - Option 2	43
Abb. 29: Standort von Elektrolyse und mögliche Flächen für EE - Option 3	44
Abb. 30: Resultierendes Wasserstoff-Erzeugungskonzept für Standort Bad Salzungen als Basis für das Konzept im Kapitel C.3.3	44
Abb. 31: Größendefinition Wasserstofftankstellen nach H2Mobility [15].	49
Abb. 32: Szenario Wasserstoffherzeugung und -verteilung in der Fokusregion 1 - Bad Salzungen / Vacha	53
Abb. 33: Tankstellenkonfiguration aus Simulationstool	55
Abb. 34: Vereinfachter Aufbau des betrachteten Energiesystems. Nach [19]	60
Abb. 35: Modellablauf des vereinfachten Multiagentensystems (EE = EE-Anlagen), hellblaue Felder $\triangleq$ Zugriff auf Agenten-funktionen; dunkelblaue Felder $\triangleq$ Teilprozesse für Wasserstoffabnehmer. [19].	61
Abb. 36: Hochlauf der installierten Leistung von neuen erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen in der Fokusregion Bad Salzungen/Vacha.	63
Abb. 37: Eigenschaften des Elektrolysesystems in der Fokusregion Bad Salzungen/Vacha: Hochlauf der Elektrolyseleistung (oben links), für die Elektrolyse verwendete Strommenge (oben rechts), Volllaststunden (unten rechts) und Wasserstoffgestehungskosten (unten links)	64
Abb. 38: Wasserstoffbedarf und -produktion in der Fokusregion Bad Salzungen / Vacha	65

Abb. 39: Hochlauf der installierten Leistung von neuen erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen in der Fokusregion Werra-Suhl-Tal / Gerstungen	66
Abb. 40: Eigenschaften des Elektrolysesystems in der Fokusregion Werra-Suhl-Tal / Gerstungen: Hochlauf der Elektrolyseleistung (oben links), für die Elektrolyse verwendete Strommenge (oben rechts), Vollaststunden (unten rechts) und Wasserstoffgestehungskosten (unten links)	67
Abb. 41: Wasserstoffbedarf und -produktion in der Fokusregion Werra-Suhl-Tal / Gerstungen	68
Abb. 42: Hochlauf der installierten Leistung von neuen erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen in der Fokusregion Eisenach / Höselsberg-Hainich.	68
Abb. 43: Eigenschaften des Elektrolysesystems in der Fokusregion Eisenach / Höselsberg - Hainich: Hochlauf der Elektrolyseleistung (oben links), für die Elektrolyse verwendete Strommenge (oben rechts), Vollaststunden (unten rechts) und Wasserstoffgestehungskosten.	69
Abb. 44: Wasserstoffbedarf und -produktion in der Fokusregion Eisenach / Höselsberg-Hainich.	70
Abb. 45: Hochlauf der installierten Leistung von neuen erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen in der Fokusregion Bad Langensalza / Mühlhausen.	70
Abb. 46: Eigenschaften des Elektrolysesystems in der Fokusregion Bad Langensalza / Mühlhausen: Hochlauf der Elektrolyseleistung (oben links), für die Elektrolyse verwendete Strommenge (oben rechts), Vollaststunden (unten rechts) und Wasserstoffgestehungskosten	72
Abb. 47: Wasserstoffbedarf und -produktion in der Fokusregion Bad Langensalza / Mühlhausen.	73
Abb. 48: Wasserstoffbedarf aller Fokusregionen im Vergleich über die Bedarfsszenarien.	74
Abb. 49: Energiesystem aus Abb. 34 um einen Batteriespeicher erweitert	75
Abb. 50: Vergleich der Energiesysteme mit und ohne Batteriespeicher (BES) in der Fokusregion Bad Salzungen / Vacha. Vollaststunden (oben links), Wasserstoffproduktion in Tonnen (oben rechts) und Wasserstoffgestehungskosten (unten)	77
Abb. 51: Leergut Logistik bei der H. Leiter GmbH	83
Abb. 52: Wasserstoff-Tankstelle und BZ-Stapler der LINDE Material Handling GmbH in Aschaffenburg	83
Abb. 53: Lokale Szenarien und potenzielle Projekte in der HyExperts Wasserstoffregion Wartburg Hainich	89
Abb. 54: Wasserstoff-Akteure der Pilotregion Bad Salzungen / Vacha	90
Abb. 55: Szenario der Vernetzung der Fokusregionen in der Wasserstoffregion Wartburg Hainich	92
Abb. 56: Szenario der überregionalen Vernetzung durch Anbindung an die Gasfernleitung als Teil des bundesweiten Wasserstoffnetzes	93
Abb. 57: Pipelineverlauf Flow Projekt, (Quelle https://www.flow-hydrogen.com/)	94
Abb. 58: Übersicht Timeline und Umsetzung der regionalen grünen Wasserstoffwirtschaft.	95
Abb. 59: Die angrenzenden Wasserstoffregionen	98
Abb. 60: Siedekurven von verschiedenen Kraftstoffen	102
Abb. 61: Mögliche Verteilung des FT-Produktes mit Darstellung der Kraftstoffprodukte	102
Abb. 62: Mögliche Bezugsquellen von CO ₂ mit dessen CO ₂ -Anteil, Verunreinigungen und geschätzten Abtrennkosten	103
Abb. 63: Online-Kartenmaterial zur Einordnung lokal verfügbarer CO ₂ -Quellen mit a) www.openhgm.net : Fossile CO ₂ -Quellen nach Regionen; b) www.climatetrace.org/map : fossile CO ₂ -Punktquellen; c) https://www.biogaspartner.de/einspeiseatlas/ : größere Biomethaneinspeisungen mit verfügbaren bilanzneutralem CO ₂ ; d) https://biogas.fnr.de/biogas-gewinnung/gaerprodukte : Übersicht der Biogasanlagen in Deutschland	104
Abb. 64: Power-to-Liquid-Wasserbedarf im Vergleich zu ausgewählten alternativen Kraftstoffen [29]	105
Abb. 65: Vereinfachtes Prozessfließbild von PtL-Kraftstoffen	106
Abb. 66: Boxplot-Diagramm der aus der Literatur abgeleiteten Werte für die energetischen Wirkungsgrad für Niedertemperatur-Elektrolyse-basierte Prozesse (LT-EL mit AEL und PEMEL), H ₂ O-SOEL-basierte Prozesse und Co-SOEL-basierte Prozesse	106
Abb. 67: Entwicklung der Kosten und Lebensdauer für die drei gegenwärtigen Elektrolysetechnologien bis 2050 [32]	107
Abb. 68: Beispiel eines schematischen Prozessfließbildes eines dreistufigen PtL-Prozesses mit Nutzung einer PEMEL [31]	107
Abb. 69: Beispiel eines schematischen Prozessfließbildes eines zweistufigen PtL-Prozesses mit Nutzung einer HTEL (SOEL) [31]	108

Abb. 70: Darstellung der vergleichenden Betrachtung hinsichtlich energetischem und Kohlenstoffwirkungsgrad mit Einbeziehung der technologischen Entwicklung für die Jahre 2020, 2030 und 2050	109
Abb. 71: Vergleich des energetischen Wirkungsgrades, des Kohlenstoffwirkungsgrades sowie spezifischer CAPEX und OPEX für SOEL- und PEMEL-basierte Prozesskonzepte	111
Abb. 72: Korrelation zwischen PtL-Produktionskosten und Stromkosten für Ergebnisse aus der Literatur [34-38] und der Betrachtung von Herz et al. [33]	112
Abb. 73: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen von (a) Stromkosten, (b) CO ₂ -Zertifikatskosten, (c) SOEL-spezifischen Ausrüstungskosten und (d) SOEL-Stack-Lebensdauer auf die Nettoproduktionskosten von PtL	113
Abb. 74: Übersicht der Möglichkeiten zur FT-Rohölaufbereitung	114
Abb. 75: Graphische Darstellung der Gesamtproduktionskosten (TPC – total production costs) der betrachteten Aufbereitungsrouten mit entsprechenden Anlagengrößen	115
Abb. 76: Treibhausgasemissionen der Fischer-Tropsch-Synthese über verschiedene Szenarien inklusive der betrachteten CO ₂ -Bereitstellungsverfahren mit anschließender Emission [40].	116
Abb. 77: links: Mindestanforderung von SAF am Gesamtkerosinverbrauch in der EU; recht: Prognose der IEA 2020 zum weltweiten Flugkraftstoffverbrauch mit SAF-Anteil	117
Abb. 78: Etablierte Druckbehältertypen für die gasförmige Speicherung von Wasserstoff [42]	118
Abb. 79: Vergleich des Energieinhalts von Speichermedien. 3,6 MJ = 1 kWh; 1 MPa = 10 bar [42, ergänzt EurA]	121
Abb. 80: Druckgasflaschen Typ I (Eurocylinder), 12er Bündel und Bündel-Batterie (Wystrach)	122
Abb. 81: Stehende Behälter Typ1, Druckstufe bis 45 barg (Quellen: VAKO GmbH & Co. KG, Westfalen AG)	122
Abb. 82: Mitteldruckspeicherbank 40 ft aus Composite-Behältern Type IV (Quelle: NProxx)	123
Abb. 83: LH ₂ -Speicher bei -253 °C, ~4 bar, ca. 4 t Kapazität (Linde)	124
Abb. 84: Röhrenspeicher im Werk Neunkirchen der Saarstahl AG (Copyright Saarstahl AG / Dirk Martin, [51])	126
Abb. 85: „H ₂ -Forschungskaverne“ bei Bad Lauchstädt (Sachsen) [54]	127
Abb. 86: Merkmale der Typen von unterirdischen Wasserstoffspeichern [55].	128
Abb. 87: Kosten der Speicherung von Energie in Wasserstoff-Salzkavernen vs. als Elektrizität in Batteriesystemen [55]	129
Abb. 88: Anlieferungspfade für mobile oder andere H ₂ -Anwendungen [58, angepasst EurA]	133
Abb. 89: Wasserstoff-Leitungsnetz der Linde AG im Gebiet Leuna-Bitterfeld-Wolfen [61].	135
Abb. 90: Links 45 Fuß-Auflieger bis 500 bar und 1270 kg H ₂ (Wystrach), links klassischer Tube-Trailer bis 200 bar (Linde)	136
Abb. 91: Wechselcontainersystem der Firma Vernconex, Schweiz. 20 Fuß-Container speichern ~350 kg H ₂ bei 350 bar	136
Abb. 92: Transportkapazitäten für Energieträger in Güterzügen und Bewertung [64, links ergänzt um LH ₂ , EurA]	138
Abb. 93: Transportkosten CAPEX und OPEX in €/kg/1000km für verschiedene Auslastungsgrade einer 48“ Leitung [66]	138
Abb. 94: Kostenübersicht Speichersysteme für Wechselspeicher (eigene Recherchen, Stand 2020/2021)	140
Abb. 95: Hauptkomponenten im Wasserstoffpfad bei heutigen H ₂ -Tankstellen (gasförmig). 1 MPa = 10 bar	144
Abb. 96: Schematischer Betankungsablauf einer Betankung bis 350 oder 700 bar Nenndruck [43, angepasst EurA]	144
Abb. 97: Beispiel für eine Befülltablette bis 35 MPa, H ₂ -Tankkapazität 20 ..42.5 kg, bis 7,2 kg/min [77] 1 MPa = 10 bar	145
Abb. 98: Mitte und rechts, mögliche Betankungsoptionen für mobile Anwendungen [43]	146
Abb. 99: Abschätzung des technologischen Reifegrads von Wasserstoff-Betankungstechnologien, 2021 [15]	148
Abb. 100: Genehmigung von Gasfüllanlagen [79]	149
Abb. 101: Beispielhafte graphische Bestimmung der optimalen Dimensionierung des Elektrolysesystems. Optimum liegt bei einem Leistungsverhältnis von 0,1 [19]	158

Tabellenverzeichnis

Tab. 1: Übersicht der untersuchten Wasserstoff-Tools	18
Tab. 2: Kriterien zur Definition der Raumwiderstände [10].	24
Tab. 3: Maximales Potenzial an installierte Leistung von WKA in den vier Fokusregionen.	26
Tab. 4: Potenzial an zu installierender PV Leistung in MW in den vier Fokusregionen.	28
Tab. 5: Theoretische Erzeugungspotentiale für grünen Wasserstoff aus erneuerbaren Energien in den vier Fokusregionen der beiden Landkreise.	29
Tab. 6: Aus der Potenzialabfrage ermittelter Wasserstoffbedarf der Akteure in den Fokusregionen für 2025	32
Tab. 7: Wasserstoffbedarfe von 2030 bis 2045 aller Fokusregionen zusammen	33
Tab. 8: Wasserstoffbedarfe der vier Fokusregionen 2030 (Potentialabfrage) bis 2045 (eigene Hochrechnungen).	34
Tab. 9: Potenzielle Abnehmer in der Fokusregion Bad Salzungen.	46
Tab. 10: Wasserstoff-Konzept, Produktion und Verteilung, Randbedingungen	52
Tab. 11: Berechnung Belieferungsszenarien mit 1) Wechseltrailer oder 2) Wechselbrücken.	54
Tab. 12: Tankstelle als erweiterbare Lösung mit ca. 500 kg Wasserstoff-Abgabemenge pro Tag, CAPEX.	56
Tab. 13: Tankstelle als erweiterbare Lösung mit ca. 500 kg Wasserstoff-Abgabemenge pro Tag, OPEX.	56
Tab. 14: Volllaststunden und Stromgestehungskosten der Stromerzeugungsanlagen in Bad Salzungen / Vacha im Verlauf der Simulation.	64
Tab. 15: Volllaststunden und Stromgestehungskosten der Stromerzeugungsanlagen in Werra-Suhl-Tal / Gerstungen im Verlauf der Simulation.	66
Tab. 16: Volllaststunden und Stromgestehungskosten der Stromerzeugungsanlagen in Eisenach / Hørselberg-Hainich im Verlauf der Simulation.	69
Tab. 17: Volllaststunden und Stromgestehungskosten der Stromerzeugungsanlagen in Bad Langensalza / Mühlhausen im Verlauf der Simulation.	71
Tab. 18: Angaben zum Fuhrparkbestand von Wartburgmobil, Stand Februar 2023	78
Tab. 19: Parameter aktuell verfügbarer Busse mit Wasserstoffeinsatz.	78
Tab. 20: Vergleich von BZ-Bussen und Dieselbussen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit.	79
Tab. 21: Angaben zum Fuhrparkbestand, Stand Februar 2023	80
Tab. 22: Vergleich von BZ- und Diesel-Abfallsammelfahrzeugen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit	80
Tab. 23: Vergleich der Verbräuche und Treibstoffkosten von Diesel- und BZ-Staplern.	82
Tab. 24: Aktuelle Technische Daten von BZ-Fahrzeugen für unterschiedliche NFZ-Fahrzeugklassen	84
Tab. 25: Technische und wirtschaftliche Kenndaten einer BZ-Sattelzugmaschine im Vergleich zu einer Diesel Sattelzugmaschine	85
Tab. 26: Kraftstoffbedarf des Verkehrslandeplatz Eisenach Kindel.	87
Ta. 27: Kraftstoffbedarf des Verkehrslandeplatzes Eisenach Kindel	101
Tab. 28: Übersicht der Biomethaneinspeisungen in Thüringen mit einem geschätzten CO ₂ -Anteil im Biogas von 25 %	104
Tab. 29: Zusammenfassung der betrachteten Verfahrens-konzepte sowie die aus der Simulation resultierenden Wirkungsgrade	109
Tab. 30: Vergleich Röhrenspeicher Erdgas/Wasserstoff [51, 52, Berechnung EurA].	126
Tab. 31: Netzentgelte für leitungsgebundenen Wasserstoff-Transport von Kirchheilingen zum GVZ Erfurt, basierend auf indikativen Angaben der Ferngasnetzgesellschaft mbH.	139
Tab. 32: Investitionskosten für Umstellung und Neubau von Wasserstoff-Leitungen nach [67].	140
Tab. 33: Tankstelle als mittlere Lösung bis 2.000 kg H ₂ -Abgabemenge pro Tag, OPEX	151
Tab. 34: Tankstelle als mittlere Lösung bis 2.000 kg H ₂ -Abgabemenge pro Tag, OPEX	151
Tab. 35: Verwendete Modellparameter für die Photovoltaikanlagen. [19]	159
Tab. 36: Verwendete Parameter für das Modell der Windkraftanlage. Nach[19]	160
Tab. 37: Annahmen für die Investitionskosten der EE-Anlagen nach [19, 21]	160
Tab. 38: Modellparameter des Elektrolysesystems. [19]	161
Tab. 39: Annahmen für die Markteintrittszeitpunkte von Brennstoffzellenfahrzeugen (FCEV). [19]	161
Tab. 40: Annahmen für die Investitionskosten für Fahrzeuge mit Diesel- und Benzinantrieb für Logistikakteure [19]	162
Tab. 41: Annahmen für die Investitionskosten von Brennstoffzellenfahrzeugen (FCEV) [19].	162

Tab. 42: Annahmen für die variablen und fixen Betriebskosten eines Logistikakteurs [19]	163
Tab. 43: Annahmen für den Kraftstoffverbrauch der Logistikakteure im Jahr 2023 [19]	163
Tab. 44: Annahmen für die relative Änderung des Kraftstoffverbrauchs eines Fahrzeugs mit Diesel- oder Benzinantrieb eines Logistikakteurs im Vergleich zu 2023 im betrachteten Zeitraum. [19]	164
Tab. 45: Annahmen für die relative Änderung des Kraftstoffverbrauchs von Brennstoffzellenfahrzeugen für den Logistikakteur im Vergleich zu 2023 im betrachteten Zeitraum. [19]	164
Tab. 46: Annahmen für Treibhausgasemissionen der Fahrzeugherstellung für den Logistikakteur. [19]	165
Tab. 47: Annahmen für die Investitionskosten für Fahrzeuge mit Diesel- und Benzinantrieb für ÖPNV-Akteure [19]	165
Tab. 48: Annahmen für die Investitionskosten für FCEV für ÖPNV-Akteure. [19]	165
Tab. 49: Annahmen für die variablen und fixen Betriebskosten eines ÖPNV-Akteurs [19]	166
Tab. 50: Annahmen für den Kraftstoffverbrauch in 2023 eines ÖPNV-Akteurs [19]	166
Tab. 51: Annahmen für die relative Änderung des Kraftstoffverbrauchs eines Fahrzeugs mit Diesel- und Benzinantrieb für den ÖPNV-Akteur im Vergleich zu 2023 im betrachteten Zeitraum. [19]	167
Tab. 52: Annahmen für die jährliche relative Änderung des Kraftstoffverbrauchs eines FCEV für den ÖPNV-Akteur im Vergleich zu 2023 im betrachteten Zeitraum. [19]	167
Tab. 53: Annahmen für Treibhausgasemissionen der Fahrzeugherstellung für den ÖPNV-Akteur. [19]	168
Tab. 54: Annahmen zur Entwicklung der Rohstoffpreise im betrachteten Zeitraum [19]	168
Tab. 55: Jährlicher relativer Ausbau der EE-Anlagen. [19] auf Datengrundlage von [20]	168

Anlage – Beispielfragebogen für Potenzialabfrage

Potentialabfrage grüner Wasserstoff und Energiedatenermittlung im Rahmen von HyExpert für die Regionen Wartburg- und Unstrut-Hainich-Kreis		
INDUSTRIE & GEWERBE (INKL. INTRALOGISTIK)		
Datum:		
Bitte für jeden Standort ein separates Tabellenblatt ausfüllen!!!		
Unternehmen	Daten	Erläuterung / Bemerkung
Anschrift / Standort		
Ansprechpartner, Position, Telefon, E-Mail		
Anzahl Mitarbeiter		
Schichtbetrieb		
Branche		
Wirtschaftszweige (WZ-Klasse)		
Produkte		
Energieverbrauch		
Strom		MWh pro Jahr
Erdgas		MWh pro Jahr
Öl		Liter pro Jahr
Diesel		Liter pro Jahr
Benzin		Liter pro Jahr
Fernwärme		MWh pro Jahr
Lastgänge	Falls vorhanden, ansonsten reicht auch eine verbale Aussage zur saisonalen (Sommer/Winter) Verteilung bzw. Verhältnis zwischen Werktagen und Wochenende.	
Strom		1/4h Lastgang als Datei
Erdgas		1/4h Lastgang als Datei
Eigenstromerzeugungsanlagen		
PV		Installierte Leistung (kW) / Erzeugte Leistung pro Jahr (kWh) / Eigenverbrauch (%)
WKA		Installierte Leistung (kW) / Erzeugte Leistung pro Jahr (kWh) / Eigenverbrauch (%)
BHKW		Installierte Leistung (kW) / Erzeugte Leistung pro Jahr (kWh) / Eigenverbrauch (%)
Brennstoffzelle		Installierte Leistung (kW) / Erzeugte Leistung pro Jahr (kWh) / Eigenverbrauch (%)
Energiespeicher		
Strom		kWh _{el}
Wärme		kWh _{th}
Kälte		kWh _{th}
CO2 Ausstoß aus Energiequellen bekannt?		Tonnen pro Jahr
Energieeinsatz		
Strom		Anteil in Produktion, E-Mobilität, Sonstiges (%)
Erdgas		Anteil in Produktion, Gebäudewärme, Sonstiges (%)
Öl		Anteil in Produktion, Gebäudewärme, Sonstiges (%)
Diesel		Mobilität, Sonstiges (%)
Benzin		Mobilität, Sonstiges (%)
Fernwärme		Anteil in Produktion, Gebäudewärme, Sonstiges (%)
Energiemanagementsystem		Ja/Nein falls vorhanden
Lastspitzenkappung		Ja/Nein falls vorhanden
Wasserstoffeinsatz möglich in	Die folgenden Angaben, dienen zur Abschätzung des zukünftigen Wasserstoffeinsatzes in Ihrem Unternehmen	
Produktion		Mengenabschätzung in kWh oder kg H2 pro Jahr
Gebäudewärme durch Abwärmenutzung		Mengenabschätzung in kWh oder kg H2 pro Jahr
Logistik / Mobilität		LKW / PKW Fuhrpark Mengenabschätzung kg H2 pro Jahr
Intralogistik		Stapler Mengenabschätzung kg H2 pro Jahr
Treiber beim H2 Einsatz		
CO2 Reduktion		1 (geringe Relevanz) - 5 (hohe Relevanz)
Wirtschaftlichkeit		1 (geringe Relevanz) - 5 (hohe Relevanz)
Kundenanforderung		1 (geringe Relevanz) - 5 (hohe Relevanz)
Regulatorische Vorgaben		1 (geringe Relevanz) - 5 (hohe Relevanz)
intrinsische Motivation		1 (geringe Relevanz) - 5 (hohe Relevanz)