

Anna-Lena Klingler | Felix Zimmermann | Julian Dörr | Timo Stöhr  
Andreas Reichert | Sven Christian | Georg Göhler

# Wasserstoffspeicher für dezentrale Energiesysteme

---

Hrsg.: Oliver Riedel | Katharina Hölzle | Wilhelm Bauer | Bernd Bienzeisler | Jens Neuhüttler

In Kooperation mit

Gefördert von



# Inhalt

---

<b>1</b>	<b>Management Summary</b> .....	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Einführung Wasserstoff im Energiesystem</b> .....	<b>5</b>
2.1	Wasserstoffherstellung .....	6
2.2	Wasserstoffspeicherung und Transport .....	6
2.3	Anwendung von Wasserstoff .....	7
<b>3</b>	<b>Dezentrale Energiesysteme</b> .....	<b>8</b>
<b>4</b>	<b>Generelle Übersicht über H<sub>2</sub>-Speichertechnologien</b> .....	<b>10</b>
4.1	Übersicht Speichertechnologien allgemein .....	10
4.2	Beschreibung der Speichertechnologien .....	11
<b>5</b>	<b>H<sub>2</sub>-Speichertechnologien für dezentrale Energiesysteme</b> .....	<b>13</b>
5.1	Bewertungskriterien für die Auswahl der am besten geeigneten Speichertechnologien für dezentrale Energiesysteme .....	13
5.2	Druckgasspeicher 200 bar (bis 300 bar) .....	15
5.3	Flüssiggasspeicher .....	15
5.4	Metal-Organic Frameworks (MOFs) .....	16
5.5	Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) .....	17
5.6	Methanol .....	17
5.7	Methan .....	18
5.8	Zusammenfassung .....	18
<b>6</b>	<b>Simulation: Energiesystem mit Wasserstoffspeicher im Quartier</b> .....	<b>20</b>
6.1	Beschreibung des Local Energy Planners .....	20
6.2	Beschreibung der modellierten Wasserstoffinfrastruktur .....	20
6.3	Definition der simulierten Varianten .....	22
6.4	Eingangsdaten .....	22
6.6	Ökonomische Auswertung .....	25
6.7	Ökologische Auswertung .....	26
6.8	Zusammenfassung der Simulationsergebnisse .....	26
<b>7</b>	<b>Ausblick und Fazit</b> .....	<b>27</b>
	<b>Literatur</b> .....	<b>28</b>

# 1 Management Summary

---

Grüner Wasserstoff als Energieträger hat in den letzten Jahren stark an Bedeutung gewonnen, insbesondere im Kontext der Energiewende und der Bemühungen um eine Reduktion klimaschädlicher Emissionen. Als sauberer und vielseitig einsetzbarer Energiespeicher bietet Wasserstoff das Potenzial, den Übergang zu einer nachhaltigen Energieversorgung zu beschleunigen und die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen zu verringern. Um dieses Potenzial voll auszuschöpfen, sind effiziente und sichere Speicherlösungen von entscheidender Bedeutung. Um die Möglichkeiten der Speicherung von grünem Wasserstoff für die Nutzung in dezentralen Energiesystemen wie beispielsweise in Quartieren, an Unternehmensstandorten oder Campus aufzuzeigen, wurde die vorliegende Studie durchgeführt. Hierbei wurden die folgenden zentralen Ergebnisse erarbeitet:

- In der praktischen Anwendung eröffnen sich für Standorte durch dezentrale Energiesysteme und Erzeugungsanlagen neue Möglichkeiten, lokale Energiequellen zu nutzen. Eigene Stromerzeugungsanlagen können nicht nur zu Kosteneinsparungen führen, sondern auch vor Preisschwankungen auf dem Energiemarkt schützen und Emissionen reduzieren. Vor allem Standorte mit großen Frei- oder Dachflächen besitzen das Potenzial, Strom aus Solar- oder Windkraftanlagen in signifikanten Mengen zu erzeugen. In Kombination mit Speichern können Betreiber einen Teil ihres Energieverbrauchs bereits heute selbst decken.
- Die Umwandlung von Strom in Wasserstoff ermöglicht die kurz- und langfristige Speicherung von Energie, um zeitliche Schwankungen der Verfügbarkeit erneuerbarer Energien auszugleichen. Als chemischer Energieträger bietet Wasserstoff die Möglichkeit, über lange Zeiträume nahezu verlustfrei gespeichert und über weite Strecken effizient transportiert zu werden, um somit auch räumliche Unterschiede der Energieverfügbarkeit auszugleichen.
- Wasserstoff ist unter Normbedingungen ein äußerst leichtes Gas, das ein hohes Volumen einnimmt und in reiner Form leicht entweichen kann. Eine Vielzahl von Speichertechnologien und -methoden wurden bisher erforscht und

entwickelt, um diese Herausforderungen zu bewältigen. Insgesamt wurden im Rahmen der vorliegenden Studie 21 verschiedene Speichervarianten betrachtet. Jede dieser Technologien hat ihre Spezifika und ist grundsätzlich für unterschiedliche Anwendungsfälle in Betracht zu ziehen.

- Die generelle Eignung der betrachteten Speichertechnologien wurde für den Einsatz in dezentralen Energiesystemen anhand der Kriterien Verfügbarkeit der Hardware, Technologische Reife, Sicherheit, Effizienz und Platzbedarf bewertet.
- Als besonders geeignet werden, basierend auf der durchgeführten Bewertung, die Speicherarten Druckgasspeicher (200 bis 300 bar), Flüssiggasspeicher, Metal-Organic Frameworks (MOFs), Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC), Methanol und Methan eingeschätzt.
- Um die ökonomische und ökologische Rentabilität besser einschätzen zu können, wurde ein beispielhaftes dezentrales Energiesystem im Rahmen der vorliegenden Arbeit zusätzlich anhand des am Fraunhofer IAO entwickelten Modell »LEny« simuliert. Es wurde die Speicherung von Energie in Batteriespeichern im Vergleich zur Energiespeicherung in Form von Wasserstoff verglichen. Dabei wurde ein besserer Wirkungsgrad des Batteriespeichers im Vergleich zur H<sub>2</sub>-Speicherung ermittelt. Eine ökonomische Amortisation der H<sub>2</sub>-Speicherung konnte in einem Szenario erzielt werden. Insgesamt sollte eine Batteriespeicherung jedoch als Alternative in Betracht gezogen werden.
- Insgesamt ist die Wasserstoffspeicherung ein Bereich aktiver Forschung und Entwicklung, und es werden verschiedene Technologien erforscht, um die Effizienz, Sicherheit und Kosteneffizienz der Speicherung zu verbessern. Die Wahl der Speichermethode hängt von der jeweiligen Anwendung und den Anforderungen ab, da die verschiedenen Methoden ihre Vorteile und Nachteile haben. Darüber hinaus werden durch Fortschritte in der Materialwissenschaft und -technik die Grenzen der Wasserstoffspeichertechnologie immer weiter verschoben, um Wasserstoff zu einem umfänglich nutzbaren und nachhaltigen Energieträger zu machen.

## 2 Einführung Wasserstoff im Energiesystem

Um die schwerwiegendsten Auswirkungen des Klimawandels zu verhindern, haben sich die Vertragsparteien des Pariser Abkommens 2015 das Ziel gesetzt, die globale Erderwärmung auf deutlich unter 2 Grad, möglichst 1,5 Grad, zu begrenzen. Deutschland verfolgt dabei den Plan, bis 2045 klimaneutral zu werden und baut sein Energiesystem grundlegend um. Aufgrund des begrenzten Potenzials regelbarer erneuerbarer Energiequellen wie Biomasse oder Wasserkraft<sup>[1]</sup> setzt Deutschland vorwiegend auf Windkraft und Photovoltaik. Seither werden die eigenen erneuerbaren Erzeugungsanlagen beständig ausgebaut. Im Jahr 2022 betrug der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung in Deutschland 48,3 Prozent, davon entfielen 37,3 Prozent auf Windkraft und Photovoltaik<sup>[2]</sup>. In der ersten Jahreshälfte von 2023 produzierten erneuerbare Energien bereits ca. 57,7 Prozent des deutschen Strommixes und der Anteil lag damit deutlich über dem des ersten

Halbjahrs 2022 (51,8 Prozent)<sup>[3]</sup>. Somit macht Deutschland kontinuierliche Fortschritte beim Umbau seines Energiesystems und bis 2030 sollen mindestens 80 Prozent des Stromanteils durch erneuerbare Energien gedeckt werden<sup>[4]</sup>.

Die starke Ausrichtung auf die Schlüsseltechnologien Windkraft und Photovoltaik bietet ökonomische Vorteile. Keine andere Technologie erneuerbaren Strom kann in ausreichender Menge zu so geringen Kosten in Deutschland erzeugen<sup>[1]</sup>. Jedoch stellt die Abhängigkeit von fluktuierenden oder volatilen Energieträgern das Stromnetz auch vor Herausforderungen. Windräder und Solaranlagen speisen nie gleichmäßig viel Energie ins Stromnetz ein, sondern sind abhängig von Witterung, Tages- oder Jahreszeit. Folglich müssen Stromversorger für kurzfristige Unterbrechungen planen, wenn Sonnenkollektoren und Windturbinen durch Wolken, Nacht oder

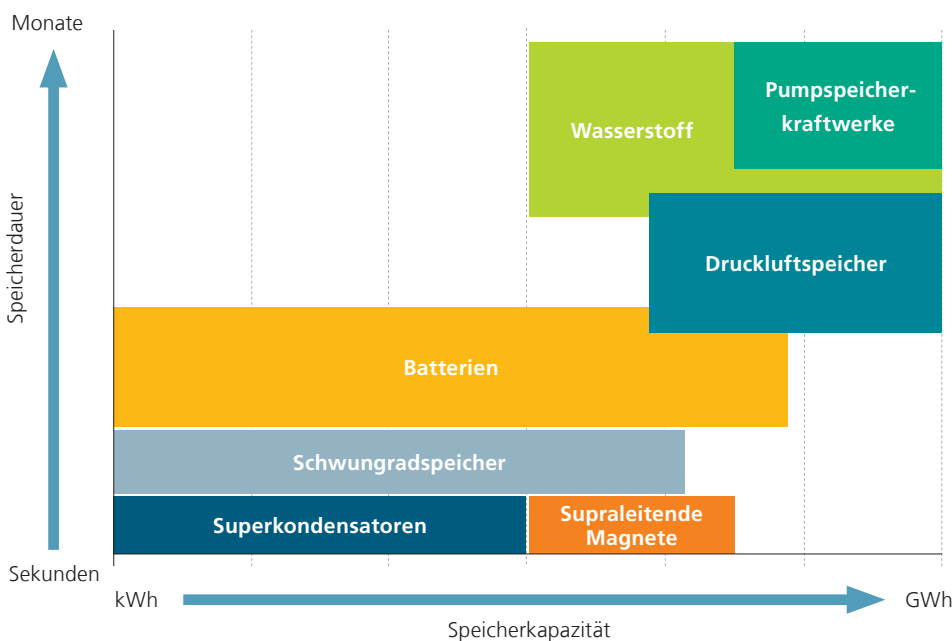


Abbildung 1: Vergleich verschiedener Energiespeichertechnologien. Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf [6]

Windstille für kurze Zeit ausgebremst werden. Zudem stellt die Gewährleistung einer zuverlässigen Stromversorgung während längerer Dunkelflauten, über Tage oder Wochen, eine besondere Herausforderung dar. Zu solchen Dunkelflauten kommt es in Deutschland überwiegend in den Wintermonaten<sup>[5]</sup>. Daher wird die Speicherung von großen Mengen an Energie, die flexibel verstromt werden kann, für das zukünftige Energiesystem notwendig sein. Für die Lösung des Problems der Langzeit-Energiespeicherung und flexiblen Abrufung kann insbesondere grüner Wasserstoff eine Lösung darstellen. Dieser kann zudem in gespeicherter Form auch über große Distanzen für den Transport von Energie genutzt werden.

Grüner Wasserstoff wird unter Verwendung von erneuerbarem Strom durch Spaltung von Wassermolekülen ( $H_2O$ ) in Wasserstoff ( $H_2$ ) und Sauerstoff ( $O_2$ ) hergestellt. Die eingesetzte elektrische Energie wird somit in chemische Energie umgewandelt und, in der Form von Wasserstoff, gespeichert<sup>[7]</sup>. Anschließend kann dieser mittels Brennstoffzellen oder Gasturbinen in Strom zurückgewandelt werden. Da bei der Verbrennung von Wasserstoff nur Wasserdampf entsteht, werden entlang des gesamten Prozesses von der Herstellung des grünen Wasserstoffs bis zur Rückverstromung, Kohlendioxidemissionen vermieden.

## 2.1 Wasserstoffherstellung

Zur Erzeugung von grünem Wasserstoff werden Elektrolyseure verwendet. Die essenziellen Bausteine eines Elektrolyseurs sind in einer Einheit, dem sogenannten Elektrolyse-Stack, zusammengefügt. Innerhalb dieses Elektrolyse-Stacks findet die Aufspaltung des Wassers statt. Die Stapelung dieser Einzelzellen resultiert in einer Erhöhung der Zellfläche, was wiederum zu einer Steigerung der maximalen Leistungsaufnahme, und damit der Wasserstoffproduktion, führt<sup>[8]</sup>. Ein bedeutender Unterschied zwischen den verschiedenen Elektrolyseverfahren liegt im ionenleitenden Elektrolyten, der indirekt die Betriebstemperatur der Zelle beeinflusst. Gegenwärtig weisen vor allem zwei Technologien eine hohe Marktreife auf. Zum einen, die am längsten etablierte und ausgereifte Technologie der alkalischen Elektrolyse (AEL). Die AEL zeichnet sich durch ein simples Design aus, benötigt aber eine relativ lange Kaltstartzeit von etwas über 50 Minuten. Zum anderen die Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEM) mit einer schnellen Kaltstartzeit und einer raschen Reaktionszeit auf schwankende Stromproduktion<sup>[9]</sup>. Im Energiesystem der Zukunft mit immer mehr fluktuierenden erneuerbaren Quellen kommt daher

dem PEM-Elektrolyseur eine wichtige Rolle zu. Die Fähigkeiten des PEM-Elektrolyseurs, gut in Teillast betrieben werden zu können, eine niedrige Minimallast zu benötigen und eine schnelle Anlaufzeit zu haben, sind hierfür optimal<sup>[10]</sup>. Somit können Elektrolyseure als flexible Abnehmer von erneuerbaren Energien dienen und die Überlastung des Verteilnetzes vermeiden und gleichzeitig die vorhandenen Energieüberschüsse für die Produktion von Wasserstoff zu geringeren Gestehungskosten nutzen.

Der Elektrolyseur nimmt dadurch auch einen zentralen Baustein der Sektorkopplung, also der Verknüpfung der Bereiche Strom, Wärme und Verkehr, ein. Die Zuführung von Strom aus Wind- und Solarenergie in den Wärme- und Verkehrssektor kann zum einen durch die direkte Elektrifizierung erfolgen. Alternativ besteht die Option, die elektrische Energie durch Elektrolyse in Wasserstoff umzuwandeln. Dieser erzeugte Wasserstoff kann anschließend beispielsweise als Brennstoff in der Industrie oder als Kraftstoff für den Schwerlastverkehr genutzt werden<sup>[11]</sup>. Auf diese Weise können die benötigten Energiedienstleistungen auch in anderen Verbrauchssektoren jenseits des Stromsektors mit erneuerbaren Energien bereitgestellt und somit dekarbonisiert werden.

## 2.2 Wasserstoffspeicherung und Transport

Die Umwandlung von Strom in Wasserstoff ermöglicht neben der Sektorkopplung vor allem auch die kurz- und langfristige Speicherung von Energie, um zeitliche Schwankungen der Verfügbarkeit erneuerbarer Energien auszugleichen. Als chemischer Energieträger bietet Wasserstoff die Möglichkeit über lange Zeiträume nahezu verlustfrei gespeichert zu werden und über weite Strecken effizient transportiert zu werden, um somit auch räumliche Unterschiede der Energieverfügbarkeit auszugleichen. Für die Speicherung von Wasserstoff über Monate und im TWh-Bereich ist die Nutzung unterirdischer geologischer Strukturen sinnvoll. Zur Deckung des Energiebedarfs für einen begrenzten Zeitraum, der für Unternehmen von Bedeutung ist, zu decken, eignen sich Speicherverfahren wie LOHC (flüssige organische Wasserstoffträger) und Druckspeicher<sup>[12]</sup>. Mit entsprechenden punktuellen Anpassungen des Materials der Leitungen, der Verdichterstationen und der Messtechnik kann das gut ausgebaute europäische Erdgasnetz einen Großteil des überregionalen Wasserstofftransports gewährleisten<sup>[13]</sup>. Somit kann sowohl der zeitliche als auch der räumliche Ausgleich von Energieangebot und -nachfrage sichergestellt werden.

## 2.3 Anwendung von Wasserstoff

Aufgrund seiner vielseitigen Verwendbarkeit bietet der Wasserstoff eine enorme Bandbreite an Anwendungsmöglichkeiten. Als alternativer Kraftstoff kann Wasserstoff beispielsweise im Mobilitätsbereich Anwendung finden. Dabei bietet sich der Einsatz besonders in Branchen mit einem erhöhten Energiebedarf oder großen Anforderungen an die Reichweite, wie beispielsweise im Bereich des Schiffsverkehrs, Luftverkehrs oder gegebenenfalls im Güterfernverkehr auf der Straße an<sup>[14]</sup>. In der industriellen Produktion kann Wasserstoff sowohl als Grundstoff für Chemikalien oder Produkte dienen, als auch Prozesswärme bereitstellen, um die energiebedingten Treibhausemissionen zu vermeiden. Die Beheizung von Wohnräumen und kommerziellen Gebäuden mit Wasserstoff ist aus technischer Sicht ebenfalls möglich, wobei es hierfür bereits eine Vielzahl von Alternativtechnologien, wie Wärmepumpen oder Geothermieanlagen, gibt, die in der Regel energieeffizienter und preiswerter sind<sup>[14]</sup>.

Für das Energiesystem der Zukunft spielt der Energieträger Wasserstoff außerdem noch eine entscheidende Rolle im Stromsektor. Die Rückverstromung von Wasserstoff in elektrische Energie kann durch die Verbrennung in speziellen Gas-und-Dampf-Kraftwerken (GuD) oder mithilfe der sogenannten »kalten Verbrennung« in Brennstoffzellen erfolgen<sup>[15]</sup>. Mit diesen Verfahren kann die volatile Stromerzeugung aus Sonne und Wind ausgeglichen werden und ein resilientes Stromnetz auf Basis erneuerbarer Energien sichergestellt werden.

# 3 Dezentrale Energiesysteme

---

Das Energiesystem in Deutschland befindet sich in einem grundsätzlichen Wandel. Die herkömmliche Energieversorgung basierte auf wenigen großen konventionellen Kraftwerken, die regelbare Leistung liefern und zentral gesteuert sind. Die großen Erzeugungsanlagen wurden häufig in der Nähe von Ballungszentren installiert<sup>[16]</sup> und sind an ein Netz von Hochspannungsleitungen angeschlossen, die den Strom überregional verteilen. Der durch die Klimaziele angestoßene Ausbau der erneuerbaren Energien bedingt eine grundlegende Neugestaltung des Energiesystems. Die Wandlung muss vom bisher sehr zentralen, importbasierten hin zu einem stärker verteilten System, welches auf größere regionale Autarkie durch mehr Eigenproduktion von Energie und Wasserstoff ausgelegt ist, erfolgen. Die großen konventionellen Kraftwerke auf Basis von fossilen Energieträgern oder Atomkraft werden zunehmend durch zahlreiche kleinere Erzeuger ersetzt, wie zum Beispiel Solar-, Wind- und Kleinkraftwerke, die an verschiedenen Stellen Strom in das Netz einspeisen. Dadurch spielen neue Akteursgruppen eine wachsende Rolle in der Energieversorgung. Neben den großen Energieerzeugern sind nun auch zunehmend Privatpersonen, Kommunen oder Energiegenossenschaften an der Energieversorgung beteiligt<sup>[17]</sup>. Die Dezentralität etabliert sich somit langfristig als neues Strukturmerkmal der Stromwirtschaft<sup>[18]</sup>. Diese Transformation erfordert es »das Energiesystem insgesamt neu zu denken«<sup>[19]</sup>.

Die Herausforderungen an das Gesamtenergiesystem in Deutschland durch diesen Wandel sind enorm und die Koordination der Energieversorgung in Deutschland wird komplexer. Für eine effiziente Steuerung der kleinteiligen Energieversorgung wird eine flächendeckende Digitalisierung der Akteure im Markt erforderlich, um das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch zu jeder Zeit gewährleisten zu können.<sup>[19]</sup> Auch die Netzplanung sieht sich mit einem grundlegenden Paradigmenwechsel konfrontiert. Die regional breit verteilten kleinen Erzeugungseinheiten speisen zum Großteil in das Verteilnetz ein und sind nicht wie Großkraftwerke an

das Übertragungsnetz angeschlossen<sup>[18]</sup>. Die Netzplanung und der Netzausbau müssen daher neu gedacht werden. Ein dezentrales Energiesystem bringt aber auch Chancen mit sich. Dezentrale Energiesysteme helfen dabei, die Energieversorgung insgesamt resilienter werden zu lassen. Durch den Einsatz mehrerer kleiner Energieerzeugungsanlagen anstatt einer großen zentralen Anlage kann das Ausfallrisiko des gesamten Systems reduziert werden<sup>[20]</sup>. Auch auf gesellschaftlicher Ebene werden dem dezentralen Energiesystemen Vorteile zugeschrieben, da die ökonomische Einbindung lokaler Akteure die Akzeptanz für Projekte zur Erzeugung erneuerbarer Energie erhöhen kann. Dies trägt dazu bei, das Risiko zu minimieren, die Klimaschutzziele aufgrund lokaler Widerstände gegen den Ausbau von erneuerbaren Energien zu verfehlen<sup>[17]</sup>.

Die »Dezentralität« der neuen Energiewelt ist in der öffentlichen Wahrnehmung und im politischgesellschaftlichen Diskurs prinzipiell positiv konnotiert und hat eine starke normative Färbung<sup>[17]</sup>. Der aktuelle Ausbau der erneuerbaren Energien, die lokal ins Netz einspeisen, bedeutet jedoch nicht, dass zukünftig das gesamte Energiesystem dezentral sein wird<sup>[18]</sup>. Zudem ist der Begriff der »Dezentralität« nicht einheitlich definiert, was zu Unklarheiten im Diskurs aufgrund unterschiedlicher Perspektiven führen kann. Für das Begriffsverständnis ist es entscheidend zu berücksichtigen, dass dezentrale Energiesysteme in verschiedenen Dimensionen verstanden werden können und unterschiedliche Facetten haben. In einer Analyse aus dem Jahr 2018<sup>[21]</sup> werden verschiedene Betrachtungen aus der Literatur ausgewertet und zusammengefasst. Eine wichtige Betrachtungsebene für den Dezentralitätsbegriff ist hierbei zum einen die räumliche Dimension. Die Nähe zu den Verbrauchern ist bei der Energieerzeugung ein wichtiges Charakteristikum eines dezentralen Energiesystems. Neben der Energieproduktion können auch die Flexibilitätsoptionen, wie Stromspeicher, verbrauchsnahe oder verbrauchsfern errichtet werden. Des

Weiteren spielt die Netzanschlussebene bei den Erzeugungsanlagen eine Rolle. Die Integration von kleinen Energieerzeugern, wie PV-Dachanlagen, im Niederspannungsnetz bis hin zu großen Anlagen, wie Offshore-Windparks, mit Anschluss an das Höchstspannungsnetz, spiegeln die Bandbreite von dezentraler bis zentraler Energieproduktion wider. Für eine ganzheitliche Betrachtung des Dezentralitätsbegriff ist außerdem noch die Steuerungsdimension des Gesamtsystems relevant. Die Pole des Spektrums gehen von der individuellen Steuerung des Eigenverbrauchs am Standort bis hin zur zentralen Steuerung mit Blick auf die Gesamtstruktur. Die Seite des Eigenverbrauchsfalls, repräsentiert das dezentrale Ende der Steuerungsdimension, und betont die Autonomie und Selbststeuerung auf lokaler Ebene. Auf der anderen Seite des Spektrums steht die zentrale Steuerung, die eine koordinierte und übergeordnete Steuerung impliziert und eine systemweite Optimierung ermöglicht.<sup>[21]</sup> Aufgrund der Vielschichtigkeit des Dezentralitätsbegriffs sind insgesamt viele Abstufungen zwischen zentral und dezentral möglich. Letztlich ist von Bedeutung, wie unterschiedliche Zentralhubs und verteilte Anlagen sowie Koordinierungsmechanismen miteinander kombiniert werden können, um ein reibungslos funktionierendes Gesamtsystem zu schaffen<sup>[17]</sup>.

In der praktischen Anwendung eröffnet sich beispielsweise für Unternehmen und Betriebe durch dezentrale Energiesysteme und im speziellen dezentrale Erzeugungsanlagen neue Möglichkeiten. Durch Investitionen in unternehmenseigene Anlagen zur Produktion und Speicherung von Energie können lokale erneuerbare Energiequellen effektiv genutzt werden. Der deutsche Industriestrompreis liegt im europäischen Mittelfeld, ist aber deutlicher höher im Vergleich zum außereuropäischen Ausland<sup>[22]</sup>. Eigene Stromerzeugungsanlagen können daher nicht nur zu Kosteneinsparungen führen, sondern auch vor Preisschwankungen auf dem Energiemarkt schützen. Eine größere Selbstversorgung durch firmeneigene erneuerbare Energieerzeugungsanlagen ist außerdem ein großer Hebel für die Reduktion von Emissionen, die durch die Erzeugung von Strom und Wärme für die Unternehmen und ihre Produktionsprozesse entstehen. Vor allem Betriebe mit großen Frei- oder Dachflächen besitzen das Potenzial, Strom aus Solar- oder Windkraftanlagen in signifikanten Mengen zu erzeugen. In Kombination mit Speichern zur Flexibilisierung können so Betriebe einen Teil ihres Energieverbrauchs bereits heute selbst decken [18]. Seit der Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) im Jahr 2000 hat die Vergütung für Photovoltaik-Strom aus neuen Kraftwerken um etwa 80–90 Prozent abgenommen<sup>[23]</sup>. Somit ist der Eigenverbrauch für Unternehmen in der Regel deutlich lukrativer und die Bedeutung der Einspeisevergütung nimmt ab<sup>[24]</sup>.

Aus diesen Gründen wird die Erhöhung des Eigenverbrauchs des selbst erzeugten Stroms beispielsweise an Industriestandorten im Vergleich zum externen Strombezug oder der Einspeisung ins öffentliche Stromnetz wirtschaftlich immer attraktiver. Zur Eigenverbrauchsoptimierung kann neben der Lastverschiebung und Batteriespeichern hierbei auch Wasserstoff eine Rolle zukommen. In Zeiten von lokalem Überschussstrom kann die Elektrolyse verstärkt durchgeführt werden, um Wasserstoff zu produzieren und diesen zu speichern. Wenn der Strombedarf am Standort steigt, kann der erzeugte Wasserstoff dann durch eine Brennstoffzelle rückverstromt werden, um Strompreisspitzen zu reduzieren. Im Unterschied zu Batterien eignet sich Wasserstoff insbesondere als Langzeitenergiespeicher, da bei der Lagerung nur geringfügige Energieverluste auftreten. Somit können auch die saisonalen Schwankungen der erneuerbaren Energien besser ausgeglichen und die Energieautarkie eines Standorts insgesamt erhöht werden. Neben der energetischen Optimierung bieten sich durch die dezentrale Erzeugung von Wasserstoff am Standort noch weitere Anwendungsmöglichkeiten. Je nach Nutzungsszenario bietet der produzierte Wasserstoff auch die Möglichkeit bspw. als Kraftstoff für emissionsfreie Flurförderzeuge in der Intralogistik oder als CO<sub>2</sub>-freies Prozessgas in industriellen Verfahren wie beispielsweise der Ammoniakherstellung oder der Methanisierung verwendet zu werden.

Die neue Energiewelt der dezentralen Energieversorgung eröffnet damit für Unternehmensstandorte, aber auch Wohnquartiere, Gewerbegebiete oder Campus zahlreiche Perspektiven, um lokal verfügbare Energiequellen wirkungsvoll zu erzeugen und zu nutzen. Wichtig ist hierfür ein umfassendes Energieversorgungskonzept, das auf Photovoltaikanlagen, Windenergiequellen und Energiespeichern basiert und durch Elektrolyse, Wasserstoffspeicher und Brennstoffzellen geeignet ergänzt werden kann. Die genannten Beispiele für dezentrale Energiesysteme sind häufig in der Nähe besiedelter Gebiete, somit liegen spezifische Anforderungen, beispielsweise an die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Technologien vor. Entscheidend ist eine fallspezifische Betrachtung des jeweiligen Energiesystems, die beispielsweise die lokal erzeugbaren Energiemengen, die Wirtschaftlichkeit und Reife der verwendeten Technologien und die notwendige Versorgungs- bzw. Ausfallsicherheit berücksichtigt. Hierbei ergeben sich zahllose Möglichkeiten zur Ausgestaltung der einzelnen Elemente und des Gesamtsystems. Nachfolgend werden verschiedene Technologien, die zur Speicherung von Energie in Form von Wasserstoff insbesondere in dezentralen Energiesystemen bestehen vorgestellt und bewertet.

# 4 Generelle Übersicht über H<sub>2</sub>-Speichertechnologien

Obgleich die Energiespeicherung mit Wasserstoff große Potenziale bietet, stellt diese technologisch eine Herausforderung dar, da dieser unter Standardbedingungen (1 bar, 25 °C) gasförmig und mit niedriger Dichte vorliegt. Zur Evaluation der verfügbaren Möglichkeiten Wasserstoff zu speichern, wurde im Zuge dieser Studie eine Übersicht über die aktuell verbreiteten und vielversprechendsten Speichertechnologien erstellt. Basierend auf einer von Einsatzgebieten unabhängigen Gesamtübersicht von Speichertechnologien wurde systematisch eine Auswahl der für stationäre Anwendungen geeigneten Technologien getroffen, die sich besonders für den Einsatz in dezentralen Energiesystemen eignen. Zu Beginn werden daher alle wichtigen technischen und betriebswirtschaftlichen Faktoren, ungeachtet der Verwendung für den konkreten Anwendungsfall, betrachtet. In fortfolgenden Kapiteln wird die Liste anhand der Anforderungen weiter eingekürzt und präzisiert.

## 4.1 Übersicht Speichertechnologien allgemein

Basierend auf einer Literaturrecherche, wurden die für eine stationäre Anwendung in Betracht zu ziehenden Wasserstoff-Speichertechnologien identifiziert. Die nachfolgende Unterteilung erfolgt anhand der Art, wie der Wasserstoff in gespeicherter Form vorliegt. Daher können diese den Kategorien »Reine Wasserstoffspeicher«, »Physikalische Speicher« und »Chemische Speicher« zugeordnet werden (siehe Tabelle 1).

Jede der hier genannten Speichermöglichkeiten bietet spezifische Eigenschaften sowie Vor- und Nachteile. Nachfolgend werden die genannten Speichertechnologien kurz beschrieben.

**Tabelle 1: Übersicht über Wasserstoffspeicher**

Kategorie	Speicher	Beispiel	
<b>Reine Wasserstoffspeicher</b>	Kavernenspeicher	Salzkaverne	
	Gas (200 bar)	Gasflasche	
	Gas (350 bar)	Druckgastank	
	Gas (700 bar)	Druckgastank	
	Flüssig	Kryotank	
	Kryokomprimiert	Isolierter Druckbehälter	
	Slush	Kryotank	
<b>Physikalische Speicher</b>	Metallhydride (Metal-Organic Frameworks – MOFs)	Pulver in Tank	
	Magnesiumhydrid	Powerpaste, Kartusche	
	Graphitspeicher	Presslinge in Reaktor	
	Eisenoxid (HyCS®)	Druckgastank	
<b>Chemische Speicher</b>	Ammoniak	Kühltank	
	Methanol	Flüssigtank	
	E-Fuels	Methansäure	Flüssigtank
		Methylformiat	Flüssigtank
		Methan	Kryotank
	Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHCs)	Triarylborane	Flüssigtank
		Aminoboran	Flüssigtank
		Dibenzyltoluol	Flüssigtank
		N-Ethylcarbazol	Flüssigtank
		Benzyltoluol	Flüssigtank

## 4.2 Beschreibung der Speichertechnologien

Für sehr große Mengen von Wasserstoff eignet sich die Speicherung in unterirdischen Salzkavernen, diese müssen identifiziert und für die Nutzung bereitgestellt werden. Das geometrische Volumen solcher Kavernen reicht von 100 000 m<sup>3</sup> bis 1000 000 m<sup>3</sup><sup>[25]</sup>.

Wasserstoff kann komprimiert und bei hohem Druck (normalerweise 200 – 700 bar) in hochfesten Drucktanks gespeichert werden. Diese Methode ist ausgereift und wird häufig in Anwendungen wie Brennstoffzellenfahrzeugen eingesetzt. Sie erfordert jedoch robuste und schwere Behälter, zudem ist der Verdichtungsprozess mit einem hohen Energieaufwand verbunden.

Wird Wasserstoff auf extrem niedrige Temperaturen (20 K bzw. -253 °C) abgekühlt, entsteht eine Flüssigkeit, welche in Kryotanks gespeichert werden kann. Die Speicherung von flüssigem Wasserstoff ist sehr energieintensiv bei der Abkühlung und der Aufrechterhaltung der niedrigen Temperaturen, bietet dafür aber eine hohe Energiedichte. Diese Form ist für den Langstreckentransport geeignet, beispielsweise per Schiff, da auf diesem viel Platz für die notwendige Technik vorhanden sein kann und der abdampfende Wasserstoff im Optimalfall direkt verwendet werden kann.

Bestimmte Metalle und Legierungen können reversibel Wasserstoffgas aufnehmen und abgeben und bilden dabei Metallhydride. Diese Methode ermöglicht eine sichere und kompakte Speicherung. Das Gewicht des Tanks ist im

Verhältnis, aufgrund der metallischen Natur, deutlich höher als ohne die Verwendung von Metallhydriden. Das muss beim Einsatz mit bedacht werden. Daher sind Metallhydride sogar für mobile Anwendungen im Gespräch<sup>[26]</sup>. Im stationären Bereich ist die Verwendung für langfristige und sichere Lagerung von Wasserstoff jedoch sinnvoll. Die Adsorption von Wasserstoff ist exotherm, wohingegen die Desorption endotherm ist. Diese Eigenschaften ermöglichen eine erweiterte Nutzung und Kopplung, beispielsweise mit Abwärmenutzung oder der Erzeugung von Prozesskälte und der Klimatisierung von Gebäuden. Beispiele hierfür sind Metal-Organic Frameworks (MOFs), bspw. TiMn<sub>2</sub>, eine auf Titan und Mangan basierende Verbindung.

Wasserstoff kann in chemischen Verbindungen wie Ammoniak (NH<sub>3</sub>) und Methan (CH<sub>4</sub>) oder flüssigen organischen Wasserstoffträgern (LOHCs) gespeichert werden. Diese Verbindungen können bei Bedarf durch chemische Prozesse Wasserstoff freisetzen. Diese Methode bietet eine hohe Energiedichte und eignet sich für die langfristige Speicherung, erfordert jedoch eine Infrastruktur für die chemische Verarbeitung. Chemische Verbindungen wie Ammoniak und Methan sind weiterhin selbst als Brennstoffe geeignet und zusätzlich Rohstoffe für verschiedenste Anwendungen in der chemischen Industrie. Daher lassen sich diese Stoffe nicht nur als Wasserstoffspeicher, sondern auch als Produkt ansehen.

Zur besseren Übersicht werden die wichtigsten Vor- und Nachteile jeder Speichermethode in folgender Tabelle (Tabelle 2) vorgestellt.

**Tabelle 2: Übersicht über die Vor- und Nachteile der einzelnen Speichermethoden**

Speichertechnologie	Vorteile	Nachteile
<b>Salzkavernen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Große Mengen H<sub>2</sub> speicherbar</li> <li>■ Günstige Speicherung (€/m<sup>3</sup>, bezogen auf OpEx)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Geringe Verfügbarkeit von Kavernen</li> <li>■ Komplizierter Ausbau nötig</li> <li>■ Hohe Investitionen (CapEx)</li> </ul>
<b>Gas</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Einfache Technik</li> <li>■ Gut erforscht</li> <li>■ Im Vergleich günstig</li> <li>■ Viele Transportmöglichkeiten</li> <li>■ Moderater technischer Aufwand</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Geringe Speichermengen</li> <li>■ Energieintensive Kompression nötig</li> <li>■ Niedrige Dichte</li> <li>■ Hohes Transportvolumen</li> </ul>
<b>Flüssig</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Hohe Dichte im Vergleich zu gasförmig</li> <li>■ Nutzung der Kälte möglich</li> <li>■ Niedriges Transportvolumen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Hoher Aufwand zum Verflüssigen</li> <li>■ Hoher Kühlaufwand</li> <li>■ Aufwändige Thermobehälter nötig</li> <li>■ Sicherheitseinrichtungen wegen Verdampfen nötig (Ex-Schutz). Bspw. Spülventil, Belüftung</li> </ul>
<b>Adsorptiv/Physikalisch</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Große Mengen H<sub>2</sub> speicherbar</li> <li>■ Sichere Handhabung</li> <li>■ Bei MOFs: Kombination mit bestehenden Drucktanks möglich</li> <li>■ Wiederverwendbar</li> <li>■ Kopplungsmöglichkeiten (Adsorption: Abwärme, Desorption: Kälteerzeugung)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Energieintensive Desorption, Abwärme bei Adsorption</li> <li>■ Hohes Gewicht da Metallverbundwerkstoff</li> <li>■ Langsame H<sub>2</sub> Freisetzung</li> <li>■ Hohe Investitionen</li> <li>■ Einmalige Aktivierung notwendig</li> </ul>
<b>Chemisch</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Große Mengen H<sub>2</sub> speicherbar</li> <li>■ Sichere Handhabung</li> <li>■ Verbindungen wie Methan oder Ammoniak zusätzlich zum H<sub>2</sub>-Speicher auch als Produkt denkbar</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Anlagen für Beladung und Entladung des LOHCs erforderlich</li> <li>■ LOHCs oft giftig und umweltschädlich</li> <li>■ Energieverluste bei der Herstellung</li> <li>■ Hohe Investitionen</li> </ul>

Zur detaillierten Bewertung und Eingrenzung der Vorschläge für die praktische Umsetzung im Rahmen von dezentralen Energiesystemen wurden Kriterien definiert. Diese werden im folgenden Abschnitt vorgestellt.

# 5 H<sub>2</sub>-Speichertechnologien für dezentrale Energiesysteme

## 5.1 Bewertungskriterien für die Auswahl der am besten geeigneten Speichertechnologien für dezentrale Energiesysteme

Die zur Auswahl angewendeten Kriterien leiten sich aus der Zielsetzung der dezentralen Speicherung und den sich daraus ergebenden Anforderungen ab. Zentrale Punkte der Bewertungsmethodik bilden hierbei folgende Punkte (siehe Tabelle 3):

Anhand dieser Kriterien wurden, die in Kapitel 4 vorgestellten Speichertechnologien hinsichtlich der Eignung für den Einsatz in dezentralen Energiesystemen bewertet und die basierend darauf besonders geeigneten Speicherformen für die weitere Betrachtung ausgewählt.

**Tabelle 3: Bewertungskriterien**

Kriterium	Beschreibung
Verfügbarkeit der Hardware	Ausgehend von einer angenommenen kurz bis mittelfristigen Umsetzungsperspektive ist eine zuverlässige und schnelle Verfügbarkeit von Hardware notwendig. Auf Entwicklung kann nicht extra gewartet werden, da angenommen wird, dass die Funktionalität zeitnah erreicht werden soll.
Technologische Reife	Experimentelle Technologien sind oft schwerer zu warten, Teile schwerer zu beschaffen und Wissen über die Handhabung oft nicht vorhanden. Die technologische Reife wird daher als wichtiges Entscheidungs- bzw. Auswahlkriterium angesehen.
Sicherheit	Die Sicherheit hat Einfluss auf die Randbedingungen, wie bspw. Aufwand für die Lagerung und Sicherheitsabstände. Genehmigungen sind bei Gefahrstofflagerungen, je nach Stoff, schwieriger zu erhalten. Insgesamt wird vorausgesetzt, dass die Sicherheit grundsätzlich ein wichtiges Entscheidungskriterium ist.
Effizienz	Das System sollte möglichst effizient in Bezug auf die Wasserstoffspeicherung (bspw. Verluste bei Ein- und Auslagerung) sein, um einen hohen Wirkungsgrad bei der Energieverwendung zu erreichen.
Platzbedarf	Bei begrenzten Speicherflächen, wie es oftmals in stadtnahen Gebieten der Fall ist, spielt der für die Anlage erforderliche Raum eine große Rolle.

Die technologische Reife wird standardmäßig mit dem Technology Readiness Level (TRL) gemessen. Daher wird dieses im Folgenden eingeführt:

## Technology Readiness Level

Das TRL beschreibt den Reifegrad einer Technologie. Dabei wurde die Definition der NASA generalisiert und in Form der Norm ISO 16290:2013 fixiert. Es dient somit primär in der Luft- und Raumfahrt zur Bewertung von Technologien, kann aber auch für weitere innovative Industrien herangezogen werden.

### **TRL 1: Beobachtung und Beschreibung des Funktionsprinzips**

Die wissenschaftliche Grundlagenforschung ist abgeschlossen. Grundlegende Prinzipien sowie die Umriss des Prozesses sind festgelegt.

### **TRL 2: Beschreibung des Technologiekonzepts und/oder der Anwendung einer Technologie**

Theorie und wissenschaftliche Grundlagen fokussieren auf spezifische Anwendungsgebiete, um das technologische Konzept zu definieren. Anwendung und Durchführungskriterien wurden formuliert. Entwicklung von analytischen Methoden zur Simulation oder Untersuchung der Anwendung.

### **TRL 3: Nachweis der Funktionstüchtigkeit einer Technologie, »Proof of Concept«**

Prüfung (experimenteller Beleg) des Konzeptes. Forschung und Entwicklung wurde mit den ersten Laboruntersuchungen gestartet. Nachweis der generellen Machbarkeit durch Laborversuche ist erfolgt.

### **TRL 4: Versuchsaufbau im Labor**

Eigenständiger Prototypenbau, Implementierung und Test, Integration der technischen Elemente. Versuche mit komplexen Aufgabenstellungen oder Datensätzen.

### **TRL 5: Versuchsaufbau in Einsatzumgebung**

Versuchsaufbau wird intensiv in relevanter Umgebung erprobt. Wesentliche Technischelemente wurden mit den unterstützenden Elementen verbunden. Prototypenimplementierung entspricht der Zielumgebung und Schnittstellen.

### **TRL 6: Prototyp in Einsatzumgebung**

Prototypenimplementierung mit realistischen komplexen Problemen. Teilweise integriert in existierende Systeme. Begrenzte Dokumentation verfügbar. Technische Machbarkeit im aktuellen Anwendungsbereich komplett nachgewiesen.

### **TRL 7: Prototyp im Einsatz**

Demonstration des Versuchsaufbaus im betrieblichen Umfeld. System ist beinahe maßstabsgetreu zum betrieblichen Umfeld. Die meisten Funktionen für Demonstration und Test sind vorhanden. Gut integriert mit dem Sicherheits- und Hilfsystem. Begrenzte Dokumentation verfügbar.

### **TRL 8: Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit im Einsatzbereich**

Systementwicklung beendet. Vollständige Integration in die betriebliche Hardware und Softwaresysteme. Großteil der Benutzerdokumentation, Ausbildungsdokumentation und Wartungsdokumentation sind verfügbar. Das System wurde funktionsgeprüft in simulierten und Betriebsszenarien. Verifizierung und Validierung abgeschlossen.

### **TRL 9: Qualifiziertes System mit Nachweis des erfolgreichen Einsatzes**

Das gegenwärtige System wurde intensiv demonstriert und getestet in seiner Betriebsumgebung. Dokumentation vollständig abgeschlossen. Erfolgreiche Betriebserfahrungen.

Im Folgenden werden die ausgewählten Speicherarten anhand der nachfolgenden wichtigen Eigenschaften dargestellt:

- **Wasserstoffspeicherdichte:** Wieviel kg H<sub>2</sub> können pro m<sup>3</sup> gespeichert werden
- **Energiedichte:** Wieviel kWh Energie ist pro kg enthalten
- **Stoffliche Speichereffizienz:** Wieviel Prozent des eingespeicherten Wasserstoffs sind nach einem Jahr noch verfügbar (inklusive chemischer Verluste bei der Umwandlung)
- **Energetische Speichereffizienz:** Wieviel Prozent Energie des ausgespeicherten Wasserstoffs kann frei verwendet werden, nach Abzug der für den Prozess benötigten Energie

Dabei wird anhand der Begriffe (»Niedrig«, »Mittel« und »Hoch«) jeweils eine Einschätzung gegeben, wie die dargestellten Eigenschaften relativ zu anderen Speichertechnologien zu bewerten sind.

## 5.2 Druckgasspeicher 200 bar (bis 300 bar)

Die Speicherung von Wasserstoff als Druckgas bei 200 bar erfolgt meist in einfachen Stahlflaschen des Typ 1. Für die Komprimierung des Wasserstoffs auf den gewünschten Druck sind dabei ~7 Prozent des Heizwerts erforderlich. Die Anzahl der Speicherzyklen ist nicht limitiert. Ähnlich wie bei Gasflaschen für den Privatgebrauch sind Prüfungen notwendig. Durch den einfachen Aufbau und die Verwendung von gebräuchlichen Stahllegierungen sind die Kosten für die Druckgasspeicher gering. Die Technologie ist sehr gut entwickelt und es sind viele Anwendungsbeispiele vorhanden. Daher wird sie in das TRL 9 eingestuft.

Der Platzbedarf für einen 15 t Wasserstoffspeicher mit gasförmigem Wasserstoff beträgt 1035 m<sup>3</sup>, was ungefähr 16 Standard 40 Fuß Containern entspricht.

**Tabelle 4: Wichtige Eigenschaften von Druckgasspeichern**

Wichtige Eigenschaften		
Wasserstoffspeicherdichte	14,5 kg/m <sup>3</sup>	Niedrig
Energiedichte	33,3 kWh/kg	Hoch
Stoffliche Speichereffizienz	93 %	Hoch
Energetische Speichereffizienz	93 %	Hoch

## Anwendungsbeispiele

### Vonovia Wasserstoffquartier

Das Unternehmen Vonovia hat in Bochum im Rahmen einer Modernisierung eine Energiezentrale mit H<sub>2</sub>-Speicher für ein Wohnquartier errichtet. Der Strom aus der PV-Anlage auf den Dächern wird in Form von Wasserstoff gespeichert und im Winter für den Betrieb von Wärmepumpen durch eine Brennstoffzelle rückverstromt. Somit erreichen die Gebäude einen Autarkiegrad der Energieversorgung von bis zu 60 Prozent.<sup>[27, 28]</sup>

### Power-to-Gas Anlage EnBW

Die EnBW betreibt zusammen mit weiteren Projektpartnern eine Power-to-Gas Anlage in Grenzach-Wyhlen in Baden-Württemberg. Hierbei wird ein 1 MW Elektrolyseur durch Wasserkraft betrieben. Der dadurch erzeugte Wasserstoff wird in eine Speicherbatterie eingespeist. Diese besteht aus Stahlflaschen, die bis zu 300 bar mit Wasserstoff befüllt werden können. So lassen sich vor Ort bis zu 1300 kg Wasserstoff speichern.<sup>[29]</sup>

## 5.3 Flüssiggasspeicher

Flüssiger Wasserstoff (LH<sub>2</sub>) wird in kryogenen Behältern gelagert. Durch das unvermeidbare Erwärmen des Wasserstoffs entstehen bei der Lagerung sogenannte Boil-Off Verluste. Diese belaufen sich auf ca. 0,1–0,5 Prozent des Speicherinhalts pro Tag<sup>[30]</sup>. Die Verflüssigung des Wasserstoffs ist mit hohem Energieaufwand verbunden. Um gasförmigen Wasserstoff zu verflüssigen werden ca. 20–30 Prozent des Heizwerts benötigt<sup>[31]</sup>. Außerdem wird für die längerfristige Lagerung ein energetischer Aufwand für die Kühlung notwendig. Dieser wird im weiteren Verlauf jedoch aufgrund der vielen Einflussfaktoren wie Art des Tanks und Umweltfaktoren nicht weiter betrachtet. Der Vorteil des LH<sub>2</sub> liegt in seiner hohen Speicherdichte, was ihn vor Allem für mobile Anwendungen, sowie die Luft- und Raumfahrt interessant macht. Das TRL liegt hier aufgrund der Verwendung in der Raumfahrt als Treibstoff bei 9.

**Tabelle 5: Wichtige Eigenschaften von Flüssigspeichern**

Wichtige Eigenschaften		
Wasserstoffspeicherdichte	67,67 kg/m <sup>3</sup>	Hoch
Energiedichte	33,3 kWh/kg	Hoch
Stoffliche Speichereffizienz	84 %	Hoch
Energetische Speichereffizienz	70– 80 %	Hoch

Der Platzbedarf für einen 15 t Wasserstoffspeicher mit flüssigem Wasserstoff beträgt 211,9 m<sup>3</sup>, was ungefähr 3,2 Standard 40 Fuß Containern entspricht.

## Anwendungsbeispiele

### LH<sub>2</sub> am HyCentA

Zwischen 2005 und 2010 wurde am Forschungszentrum HyCentA eine Wasserstofftankstelle mit Flüssigwasserstoff betrieben. Als Speicher wurde hierbei ein Standtank der Firma Linde verwendet. Dieser hatte einen Durchmesser von 3 m und eine Gesamthöhe von 12,55 m. Insgesamt konnte der Speicher ca. 1000 kg LH<sub>2</sub> speichern bei einem Boil-Off Verlust von 0,9 Prozent pro Tag.<sup>[32]</sup>

### Ariane Startplatz Kourou

Auf dem Startplatz in Französisch-Guayana betreibt das Unternehmen Air Liquide insgesamt sechs Flüssigwasserstoffspeicher. Fünf der Speicher besitzen ein Fassungsvermögen von 320 m<sup>3</sup> bei 3,9 bar. Der sechste Tank hat eine Kapazität von 110 m<sup>3</sup> und einen Betriebsdruck von 11 bar. Insgesamt können so 22 t flüssiger Wasserstoff vor Ort gespeichert werden.<sup>[33]</sup>

## 5.4 Metal-Organic Frameworks (MOFs)

MOFs sind Verbindungen, die in Gitterform vorliegen. In den Zwischenräumen können Stoffe, wie Wasserstoff, durch Adsorption gespeichert werden. Die Adsorptionsoberfläche ist dabei sehr groß, was einen positiven Einfluss auf die Speichermenge hat. Wasserstoffspeicherung in MOFs gilt als sehr sicher, da der Wasserstoff physikalisch gehalten wird. Somit ist das System stoß- und zündunempfindlich. Nachteilig wirkt sich das hohe Gewicht aus<sup>[34]</sup>. MOFs können bspw. in bestehende Druckgastanks gegeben werden, um die Kapazität zu vergrößern. Eine Anwendung mit kryogenem verdichteten Wasserstoff (CCH<sub>2</sub>) ist ebenso denkbar und aktuell Gegenstand der Forschung. Die verschiedenen Tanks sind mit MOFs nachrüstbar. Metallorganische Rahmen sind gut erforscht und werden stetig weiterentwickelt. Ihre Verwendung als Wasserstoffspeicher befindet sich aktuell noch im Labormaßstab und bewegt sich mit großen Schritten in Richtung Prototypen-Stadium. Daher wird das TLR auf 5 geschätzt.

**Tabelle 6: Wichtige Eigenschaften von Metallhydridspeichern auf Basis von TiMn<sub>2</sub>**

Wichtige Eigenschaften		
Wasserstoffspeicherdichte	1,86 Gew% = 88,54 kg H <sub>2</sub> /m <sup>3</sup>	Hoch
Energiedichte	33,3 kWh/kg	Hoch
Stoffliche Speichereffizienz	100 %*	Hoch
Energetische Speichereffizienz	93,8 %	Hoch

\* Konstant, nachdem die Be- und Entladung nach mehreren Zyklen eingeschwungen ist.

Der Platzbedarf für einen 15 t Wasserstoffspeicher mit TiMn<sub>2</sub> beträgt 175,1 m<sup>3</sup>, was ungefähr 3 Standard 40 Fuß Containern entspricht. Der Stoff ist sehr zyklenbeständig, jedoch ist nach ca. 10 000 Zyklen (das entspricht ca. 27,4 Jahren bei einem Zyklus pro Tag) mit einer Verminderung der Speicherfähigkeit von 20–30 Prozent zu rechnen<sup>[35]</sup>.

## Anwendungsbeispiele

### Metallhydrid als H<sub>2</sub>-Speicher für alpines Wohnhaus

Ziel des Projektes ist es, Wasserkraft aus dem Sommer in den Winter zu transportieren. Das System besteht aus einer Pelton-turbine, einem Batterie-Pufferspeicher, einer Brennstoffzelle, einem Elektrolyseur und dem Metallhydridtank. Abwärme der Brennstoffzelle wird direkt für das Herauslösen des H<sub>2</sub> genutzt. Es wird mit der Anlage Strom und Wärme mit ca. 50 Prozent Effizienz gewonnen.<sup>[36]</sup>

### Noi TechPark, Südtirol

Installation von Metallhydridspeichern zur effektiven Lagerung von durch erneuerbare Energien erzeugtem Wasserstoff und der Realisierung eines effektiven Energiemanagements. Installiert wurde der Speicher von STE Energy. Der Speicher wurde gebaut von GRZ Technologies.<sup>[37]</sup>

## 5.5 Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC)

Bei diesem Verfahren wird Wasserstoff an ein flüssiges organisches Medium gekoppelt. Dies funktioniert, indem chemische Doppelbindungen mit Wasserstoff aufgespalten werden (Bsp: Dibenzyltoluol). Für die Hydrierung sind 25–50 bar erforderlich und es entsteht Abwärme (ca. 9 kWh/kg H<sub>2</sub>) auf ca. 250 °C (exotherm). Die Dehydrierung ist im Gegensatz dazu endotherm und benötigt ca. 12 kWh/kg H<sub>2</sub><sup>[38]</sup>. Für beide Vorgänge sind zusätzliche Apparate nötig. Das Trägermedium kann wiederverwendet werden. Der Transport und die Lagerung sind sehr sicher, da H<sub>2</sub> gebunden vorliegt. Durch eine umfangreiche Forschung und erste praktische Umsetzungen im industriellen Maßstab liegt das TRL bei 8.

**Tabelle 7: Wichtige Eigenschaften von chemischen Trägern (LOHCs)**

Wichtige Eigenschaften		
Wasserstoffspeicherdichte	64,7 kg/m <sup>3</sup>	Hoch
Energiedichte	2,5 kWh/kg	Niedrig
Stoffliche Speichereffizienz	100 %	Hoch
Energetische Speichereffizienz	70 % <sup>[39]</sup>	Hoch

Der Platzbedarf für einen 15 t Wasserstoffspeicher mit LOHC beträgt 232 m<sup>3</sup>, was ungefähr 3,4 Standard 40 Fuß Containern entspricht.

## Anwendungsbeispiele

### Hydrogenious

Das Unternehmen hat sich auf die Herstellung von Anlagen zur Hydrierung und Dehydrierung von LOHCs spezialisiert und führt Projekte in Produktion, Transport und Verbrauch von Wasserstoff aus LOHC durch. Beispielprojekte: H2A-RP, Trans-HyDE Helgoland.<sup>[40]</sup>

### LOHC-Speicher des Fraunhofer IAO

Der LOHC-Speicher der Firma Hydrogenious wurde 2016 in Betrieb genommen, damals Europas erster LOHC-Speicher im Regelbetrieb. Mit H<sub>2</sub> beladenes LOHC wurde angeliefert und in 1 m<sup>3</sup> Tanks auf dem Parkhausdach des Fraunhofer Institutszentrums in Stuttgart gelagert. Insgesamt beträgt die Speicherkapazität 2 MWh. Die Anbindung an das Stromnetz erfolgt über eine 30 kW Brennstoffzelle.<sup>[41]</sup>

## 5.6 Methanol

In der Industrie gibt es drei wesentliche Verfahren, die bei Überdruck und hohen Temperaturen (200 °C–400 °C) Synthesegas, eine Mischung aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff, katalytisch zu Methanol umsetzen<sup>[42]</sup>. Diese Reaktionsbedingungen erschweren die allgemeine Anwendung im Rahmen von dezentralen Energiekonzepten und werden daher in verschiedenen Forschungsprojekten optimiert. Methanol lässt sich leichter handhaben, besser transportieren und länger lagern als reiner Wasserstoff. Bei Bedarf wird Methanol zurück in H<sub>2</sub> umgewandelt und im Anschluss beispielsweise in einer Brennstoffzelle zur Stromerzeugung genutzt. Der Wirkungsgrad für die Methanolsynthese aus Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid beträgt etwa 66 Prozent. Bei Wandlung des Produkts in einer Methanol-Brennstoffzelle ergibt sich ein elektrischer Wirkungsgrad der Brennstoffzelle von ca. 35 bis 50 Prozent. Da Methanol sehr gut erforscht und weit verbreitet ist, wird das TRL im Kontext der Verwendung als Wasserstoffspeicher auf 8 festgesetzt.

**Tabelle 8: Wichtige Eigenschaften von Methanol**

Wichtige Eigenschaften		
Wasserstoffspeicherdichte	12,5 Gew% = 99 kg/m <sup>3</sup>	Hoch
Energiedichte	5,5 kWh/kg	Niedrig
Stoffliche Speichereffizienz	78,5 % <sup>[42–44]</sup>	Mittel
Energetische Speichereffizienz	97,9 % <sup>[45]</sup>	Hoch

Der Platzbedarf für einen 15 t Wasserstoffspeicher mit Methanol beträgt 150 m<sup>3</sup>, was ungefähr 2,2 Standard 40 Fuß Containern entspricht.

## Anwendungsbeispiele

### Von European Energy A/S

In Dänemark soll großtechnisch und in industriellem Maßstab E-Methanol aus grünem Wasserstoff und CO<sub>2</sub> hergestellt werden. Der zugehörige Elektrolyseur mit 50 MW wird von Siemens Energy geliefert. Verwendet wird Methanol primär zur Dekarbonisierung der Schifffahrt.<sup>[46]</sup>

### Rhyme Bavaria

Am Wacker Chemie Standort in Burghausen entsteht eine Anlage zur Produktion von grünem Methanol. Dabei wird auch ein 20 MW Elektrolyseur installiert, welcher mit nachhaltiger Energie betrieben wird. Ziel ist, die Methanolherstellung zu 100 Prozent nachhaltig zu gestalten.<sup>[47]</sup>

## 5.7 Methan

Bei der Methanisierung wird zu Wasserstoff (aus einer Elektrolyse) Kohlenmonoxid oder Kohlendioxid zugeführt (Sabatier-Reaktion<sup>[48]</sup>), wodurch synthetisches Erdgas (Methan) entsteht. Es handelt sich um eine exotherme, katalytische Reaktion. Sie läuft bei Temperaturen von 200 bis 500 °C ab und weist einen Wirkungsgrad von ca. 50 Prozent, je nach Reaktionsparametern, auf. Die Methanisierung ist eine Power-to-Gas-Technologie. Rückgewinnung des Wasserstoffs kann durch Plasmapyrolyse<sup>[49]</sup>, Dampf-Methan-Reformierung oder Cracken erfolgen. Wie bei Methanol handelt es sich bei Methan um einen weitverbreiteten und gut genutzten Stoff, daher liegt das TRL bei 9.

**Tabelle 9: Wichtige Eigenschaften des Wasserstoffspeichers Methan**

Wichtige Eigenschaften		
Wasserstoffspeicherdichte	25,13 Gew% = 44,35 kg/m <sup>3</sup>	Hoch
Energiedichte	13,9 kWh/kg	Mittel
Stoffliche Speichereffizienz	62,2 – 77,8 %* <sup>[51]</sup>	Mittel
Energetische Speichereffizienz	0,97 kWh/kg Methan = ca. 93,7 % <sup>[50]</sup>	Hoch

\* 50 Prozent des H<sub>2</sub> wird zu Wasser, welches wieder elektrolytisch gespalten werden kann

Der Platzbedarf für einen 15 t Wasserstoffspeicher mit bei 250 bar beträgt 338,18 m<sup>3</sup>, was ungefähr 5 Standard 40 Fuß Containern entspricht.

## Anwendungsbeispiele

### Power to Gas Werlte

Seit Herbst 2013 produziert die Anlage mit einer Nennleistung von 6,3 MW bis zu 1300 m<sup>3</sup> grünen Wasserstoff pro Stunde. Dieser wird mit CO<sub>2</sub> aus einer benachbarten Biogasanlage mittels Methanisierung zu synthetischem Methan umgewandelt. Die Abwärme aus Elektrolyse und Methanisierung wird wiederum zurück in die Biogasanlage transferiert.<sup>[52]</sup>

### Power-To-Gas zur Energiewende in der Gebäudesanierung (Stadtwerke Augsburg)

70 Haushalte von 1974 wurden saniert und mit einer PV-Anlage mit Batterie ausgestattet. Hinzu kommt eine Power-to-Gas Anlage, die über Elektrolyse erst Wasserstoff herstellt, welcher im Folgenden mittels Methanisierung zu grünem Methan umgewandelt wird. Dieses wird gespeichert und kann in den Brennwertkesseln oder dem BHKW in Strom und Wärme umgewandelt werden.<sup>[53]</sup>

## 5.8 Zusammenfassung

Die hier vorgestellten Speichermethoden werden basierend auf einer ausführlichen Bewertung als besonders geeignet für dezentrale Energiesysteme eingeschätzt. Die weitere Betrachtung, welche der vorgestellten Methoden für den einzelnen Anwendungsfall die Geeignenste ist, hängt von individuellen Faktoren und Anforderungen ab.

Verallgemeinert können alle Möglichkeiten in eine Reihenfolge gebracht werden:

**Tabelle 10: Übersicht über die Vor- und Nachteile der einzelnen Speichermethoden**

Rang	Speichermethode	Einschätzung
1	Gasspeicher	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Etablierte Technik</li> <li>■ Technologie verfügbar</li> <li>■ Handhabung einfach</li> <li>■ H<sub>2</sub> verfügbar</li> <li>■ Hoher Platzbedarf</li> </ul>
2	LOHC	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Einfache Handhabung</li> <li>■ Hohe Speicherdichte</li> <li>■ Wenig Platzbedarf</li> <li>■ Recyclierbar</li> <li>■ Weitere Infrastruktur nötig</li> </ul>
3	Metallhydrid	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Sehr einfache Handhabung</li> <li>■ Hohe Speicherdichte</li> <li>■ In Tanks abfüllbar (Upgrade)</li> <li>■ Extreme Bedingungen nötig</li> <li>■ Langsame Freisetzung des H<sub>2</sub>, da adsorptiv</li> </ul>
4	Methan	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Sicherer und bekannter Brennstoff</li> <li>■ Kann auch direkt genutzt werden</li> <li>■ H<sub>2</sub> nur schwer regenerierbar</li> <li>■ Herstellung von grünem Methan schwierig</li> </ul>
5	Methanol	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Sichere Handhabung</li> <li>■ Hohe Speicherdichte</li> <li>■ H<sub>2</sub> nur schwer regenerierbar</li> </ul>
6	Flüssigwasserstoff	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Hohe Speicherdichte</li> <li>■ Schwierig in der Handhabung</li> <li>■ Geringe Verfügbarkeit</li> <li>■ Hoher Energieaufwand zum Verflüssigen und Kühlen</li> </ul>

Diese Liste stellt eine Orientierung, jedoch keine in jedem Fall gültige Einschätzung dar.

# 6 Simulation: Energiesystem mit Wasserstoffspeicher im Quartier

---

Um die ökonomische und ökologische Rentabilität besser einschätzen zu können, simulieren wir im Rahmen dieser Arbeit ein dezentrales Energiesystem mit dem am Fraunhofer IAO entwickelten Modell »LEny«. Der Einsatz von Simulationsmodellen ermöglicht die Analyse der Machbarkeit, der Wirtschaftlichkeit und der ökologischen Auswirkungen komplexer Energiesysteme über längere Zeiträume und liefert damit wertvolle Erkenntnisse für die Gestaltung der Energiezukunft.

## 6.1 Beschreibung des Local Energy Planners

Der Local Energy Planner (LEny) ist eine Planungssoftware für lokale Energiesysteme, welche eine optimierte Gestaltung einer intelligenten Energieinfrastruktur unter Berücksichtigung energetischer, ökonomischer und ökologischer Aspekte ermöglicht. Der Planungsprozess umfasst die fünf Sektoren Strom, Wärme, Kälte, Wasserstoff und Mobilität, um eine umfassende Sektorkopplung abbilden zu können. Dadurch ergibt sich zwar eine hohe Komplexität, letztendlich lässt sich jedoch auch ein integriertes Energiesystem entwerfen und planen.

Über eine benutzerfreundliche grafische Benutzeroberfläche können verschiedene elektrische, thermische und mobilitätsbedingte Lastprofile integriert und modelliert werden. Außerdem lassen sich verschiedene Energiekomponenten einbinden, um den Energiebedarf zu decken. Die Dimensionierung der Energiekomponenten kann automatisch, anhand hinterlegter Lastprofile erfolgen. Für eine realistische ökonomische Analyse lassen sich Energiepreise und Einspeisevergütungen

einsetzen. Analog verhält es sich bei der ökologischen Auswertung. Hierzu werden verschiedene Emissionsfaktoren, wie zum Beispiel der Emissionsfaktor des deutschen Strommix oder für die Herstellung für Photovoltaikanlagen, eingegeben. Die Auswertung erfolgt anhand energetischer, ökonomischer und ökologischer Kriterien. Eine detaillierte Modellbeschreibung findet sich in<sup>[54]</sup>.

## 6.2 Beschreibung der modellierten Wasserstoffinfrastruktur

Die in Anlehnung an Bartolucci et. al. und Petkov et. al. modellierten Wasserstoffkomponenten<sup>[55, 56]</sup> sind modular aufgebaut, so dass sie einzeln als Wasserstoffherzeuger oder -verbraucher oder als Wasserstoffspeichersystem, in dem Wasserstoff erzeugt, gespeichert und wieder in Strom umgewandelt werden kann, eingesetzt werden können. Die Komponenten des Wasserstoffsystems sind der Elektrolyseur, die Brennstoffzelle, der Wasserstoffspeicher und die Wasserstoffsystemsteuerung. Die Aufgabe der Wasserstoffsystemsteuerung ist es, aus der aktuell erzeugten und verbrauchten Leistung des Energiesystems die Residualleistung bzw. die Sollleistung und damit den Einsatz der Wasserstoffkomponenten zu bestimmen. Weiterhin werden die Leistungswerte der Erzeugungs- und Verbrauchskomponenten über die Wasserstoff-Systemkontrolle erfasst und je nach Anwendungsfall für die Bilanzierung am Netzanschluss festgelegt. In Abbildung 2 sind die Bausteine des Wasserstoffsystems sowie das Energiesystem, das alle anderen Komponenten zusammenfasst, dargestellt.

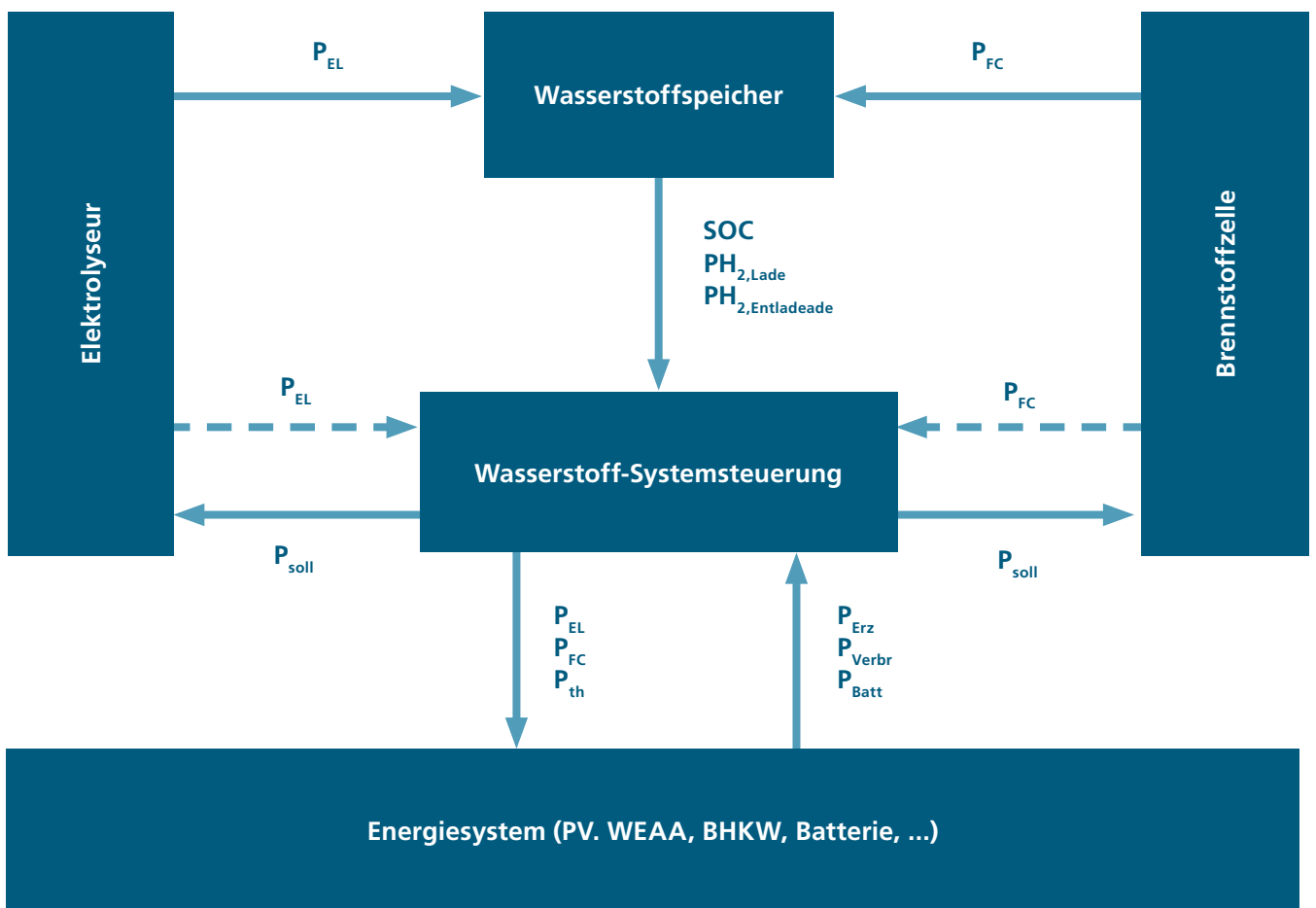


Abbildung 2: Modularer Aufbau des Wasserstoffsystems und Informationsflüsse

### 6.3 Definition der simulierten Varianten

In Abbildung 3 sind die Varianten, welche über jeweils unterschiedliche Speicherkonzepte verfügen, beschrieben. Die Varianten V1 bis V4 bauen dabei auf einer zugrundeliegenden Referenzvariante auf, in welcher die Stromversorgung über einen Netzanschluss realisiert wird, die Wärmeversorgung über eine Luft-Wärmepumpe erfolgt und die Kälte mittels einer Kompressionskältemaschine bereitgestellt wird. In der ersten Variante V1 – H<sub>2</sub> moderat wird ein Batteriespeicher mit 5 kWh (C-Rate von 1) sowie ein Elektrolyseur und eine Brennstoffzelle hinzugefügt, die beide nach 1000 Volllaststunden (Residu-allast) ausgelegt sind. Sie verfügt außerdem über einen Wasserstoffspeicher, der anhand der beanspruchten Kapazität dimensioniert ist. Die zweite Variante V2 – Batterie ermöglicht es, die H<sub>2</sub>-Infrastrukturen mit einem Großbatteriespeicher zu vergleichen. Der Batteriespeicher hat eine Kapazität von 950 MWh bei einer C-Rate von 1. Die dritte Variante V3 – H<sub>2</sub> Eigenverbrauch gleicht der ersten Variante, aber nun sind Elektrolyseur und Brennstoffzelle nach der maximalen Last bzw. Einspeisung ausgelegt. Analog verhält sich die vierte Variante V4 – H<sub>2</sub> maximiert mit dem einzigen Unterschied, dass die PV-Anlage über eine doppelt so hohe Spitzenleistung verfügt.

### 6.4 Eingangsdaten

Die Eingangsdaten für das Simulationsmodell setzen sich aus Lastprofilen des Strom- und Wärmebereichs, Wetterdaten, der Dimensionierung der verwendeten Energiekomponenten sowie aktuellen Preisen, Kosten und Emissionsfaktoren zusammen.

Als Lastprofile dienen Standardlastprofile und in Unternehmen gemessene Profile<sup>[57]</sup> welche auf für Unternehmen typische Jahresverbräuche normiert wurden. Die resultierenden Profile sind in Abbildung 4 dargestellt.

Da in dieser Studie das Gesamtsystem über einen Betrachtungszeitraum mehrerer Jahre analysiert wird, ist es sinnvoll ein durchschnittliches Wetterjahr zu verwenden. Daher werden für die Simulation des Szenarios Testreferenzjahre (TRJ) des Deutschen Wetterdienstes (DWD) für einen beispielhaften Standort in Süddeutschland hinzugezogen<sup>[58]</sup>. Es liegen TRJ für ein extrem warmes bzw. extrem kaltes und ein normales Jahr vor, die sich jeweils auf einen ganzen Jahreszeitraum beziehen. Dies hat einen starken Einfluss auf die erzeugte Energiemenge aus PV und Windkraft. Für die Simulation des Fallbeispiels wird ein moderates Jahr verwendet.



Abbildung 3: Simulierte Varianten – Varianten eines Speicherkonzepts für ein autarkes Energiesystem

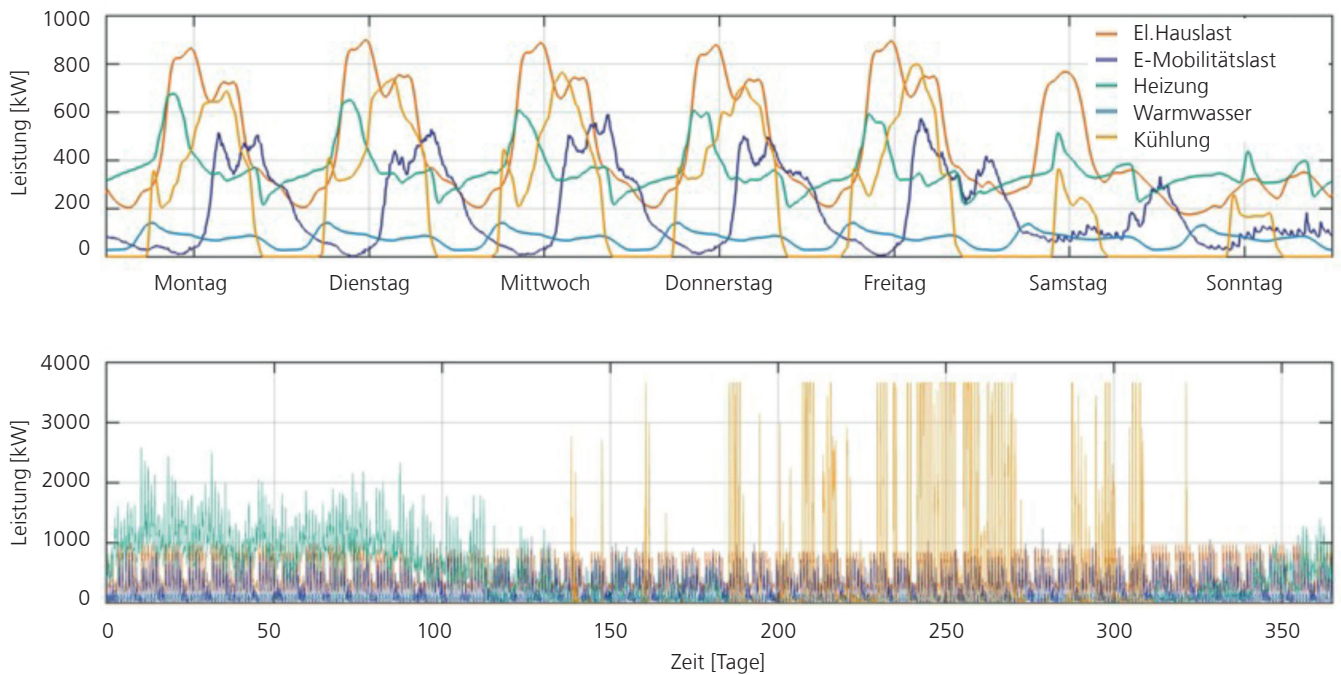


Abbildung 4: Durchschnittlicher Wochenverlauf (oben) und Jahresverlauf (unten) der Lasten

Tabelle 11 beinhaltet die Dimensionierungen der Energiekomponenten je Variante.

Die elektrische Leistungsaufnahme der Wärmepumpe hängt maßgeblich von dem Betriebstemperaturintervall des Wärmespeichers ab. Obwohl der Betriebsbereich von 60 bis 80 °C über dem optimalen Betriebspunkt liegt, wird dieser Bereich für die Simulation verwendet, so dass Legionellen abgetötet werden und ein einziger Wasserkreislauf für Warmwasser und Heizung verwendet werden kann.

**Tabelle 11 : Dimensionierungen der Energiekomponenten je Varianten**

Komponente	Einheit	Dimensionierung			
		V1	V2	V3	V4
PV-Anlage	kW <sub>p</sub>	7.450	7.450	7.450	14.900
Windkraftanlage	kW	240	240	240	240
Batteriespeicher	kW / kWh	5 / 5	950.000 / 950.000	5 / 5	5 / 5
Wärmepumpe	kW <sub>th</sub>	2.690	2.690	2.690	2.690
Solarthermie	kW <sub>p</sub>	285	285	285	285
Wärmespeicher	m <sub>3</sub>	50.000	50.000	50.000	50.000
Elektrolyseur	kW	1.215	0	6.964	14.041
Brennstoffzelle	kW	797	0	3.410	3.298
H <sub>2</sub> -Druckspeicher	t	1,01	0	5,25	118,05

Tabelle 11 : Dimensionierungen der Energiekomponenten je Variante

### 6.5 Energetische Auswertung

Durch die lokale und emissionsfreie Stromerzeugung kann der Netzbezug erheblich reduziert werden. Es kommt ohne eine geeignet dimensionierte Speicherinfrastruktur jedoch zu hohen Einspeisemengen (V1). Mit einem großen Batteriespeicher lässt sich der Eigenverbrauch und die Autarkie deutlich steigern (V2). Eine H<sub>2</sub>-Infrastruktur zur Speicherung und Rückverstromung erhöht den Eigenverbrauch durch den hohen Strombedarf zwar deutlich, senkt allerdings den Netzbezug weniger effektiv (V3). Dies ist dem Wirkungsgrad der H<sub>2</sub>-Speicherinfrastruktur geschuldet, der je nach Variante zwischen 20 und 24 Prozent beträgt. Aus diesem Grund kann das H<sub>2</sub>-System die Autarkie

nur mit einer erheblichen Steigerung der lokalen Erzeugung über das Niveau von V2 heben (V4).

Trotz der erheblichen Leistungsaufnahme des Elektrolyseurs in V3 reicht die erzeugte Wasserstoffmenge nicht aus, um die zu deckende Last vollständig zu kompensieren (siehe orangenen Bereiche in Abbildung 5). Im Sommer werden zwar große Mengen an Wasserstoff durch die verstärkte PV-Stromerzeugung produziert, welche jedoch schon Anfang Herbst aufgebraucht sind. Von Herbst bis Frühjahr muss dann Strom vornehmlich aus dem Netz bezogen werden.

**Tabelle 12: Energetische Auswertung der Simulationsvarianten**

Kennzahl	Einheit	V0	V1	V2	V3	V4
Netzbezug	MWh	9.352	4.958	2.793	4.601	2.521
Einspeisung	MWh	0	2.093	742	9	41
Erzeugung	MWh	0	7.603	7.603	7.603	14.918
Eigenverbrauch	-	-	71,6 %	89,9 %	99,9 %	99,7 %
Autarkie		0 %	47,0 %	70,1 %	50,8 %	73,0 %

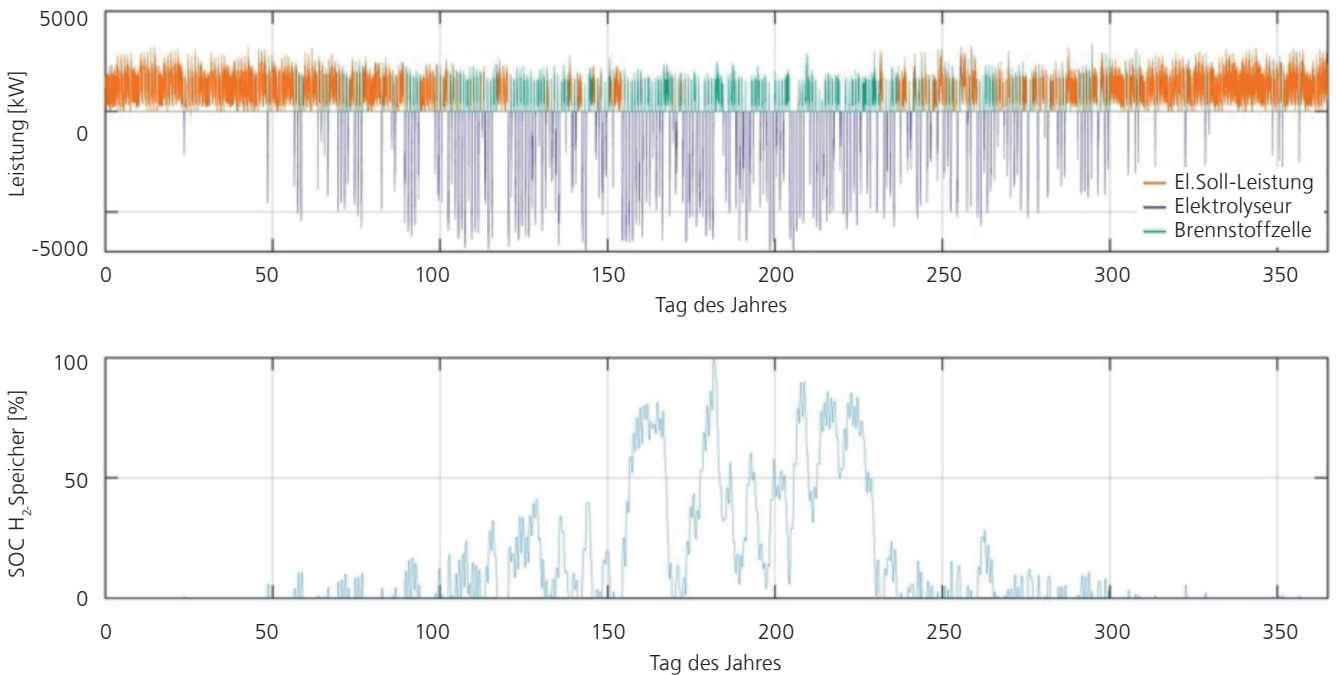


Abbildung 5: Leistung des Elektrolyseurs und der Brennstoffzelle inklusive Auslastung des H<sub>2</sub>-Druckspeichers in der Variante 3

## 6.6 Ökonomische Auswertung

Abbildung 6 veranschaulicht den Kapitalwertvergleich der Varianten 1 bis 4 mit der Vergleichsvariante. Hierbei wurde ein Kalkulationszinssatz von einem 1 Prozent angenommen.

Einzig die Variante H<sub>2</sub> moderat amortisiert sich im Betrachtungszeitraum (nach knapp 15 Jahren). Dies ist jedoch eher der lokalen Erzeugung als der H<sub>2</sub>-Infrastruktur geschuldet. So nimmt der Kapitalwert dank gestiegener Investitions- und variabler Kosten in V3 und insbesondere V4, die über eine jeweils maximal dimensioniert H<sub>2</sub>-Infrastruktur verfügen, ab. In der Variante Batterie fallen die Investitionskosten des Batteriespeicher zwar deutlich ins Gewicht, durch die effiziente Zwischenspeicherung und die damit verbundene Steigerung der Autarkie, nehmen die variablen Kosten jedoch ab.

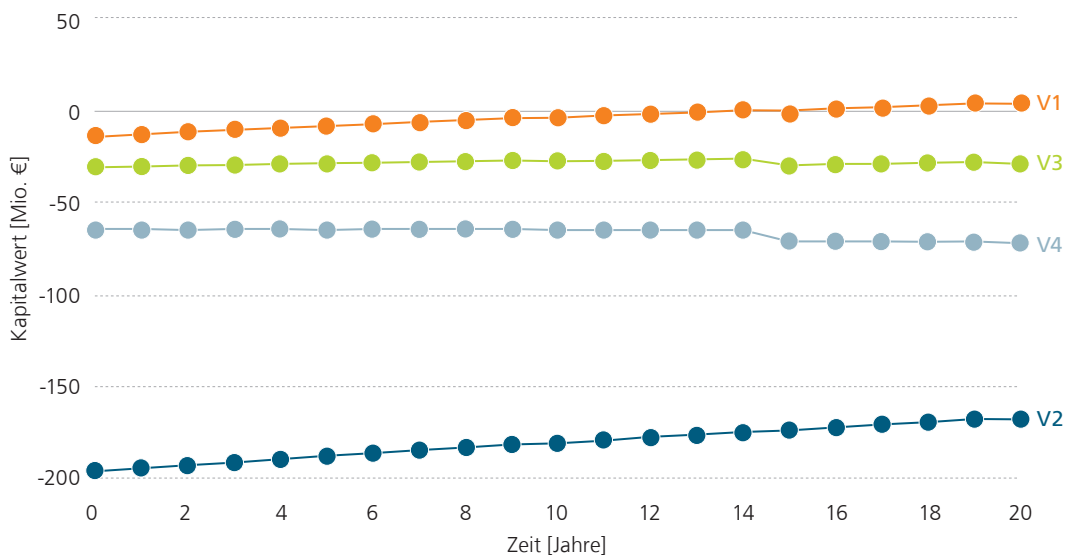


Abbildung 6: Kapitalwertvergleich der Varianten 1 bis 4 mit der Referenzvariante

## 6.7 Ökologische Auswertung

Es zeigt sich, dass alle Speicherkonzepte mit lokaler Erzeugung, außer jenes aus Variante Batterie, weniger jährliche CO<sub>2</sub>-Emissionen als die Referenzvariante verursachen. In der zweiten Variante verursacht der Batteriespeicher bei der Produktion so immense Emissionen, so dass diese, selbst wenn sie durch die Lebensdauer geteilt werden, die jährlichen Emissionen dominieren. Eine größer dimensionierte H<sub>2</sub>-Infrastruktur hat in diesem Modell, insbesondere mit verstärkter lokaler Erzeugung, einen positiven Effekt auf die Reduktion der jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen. Weitere, relevante Aspekte der Ökologie wurden aufgrund der Komplexität in diesem Beispiel nicht zusätzlich betrachtet.

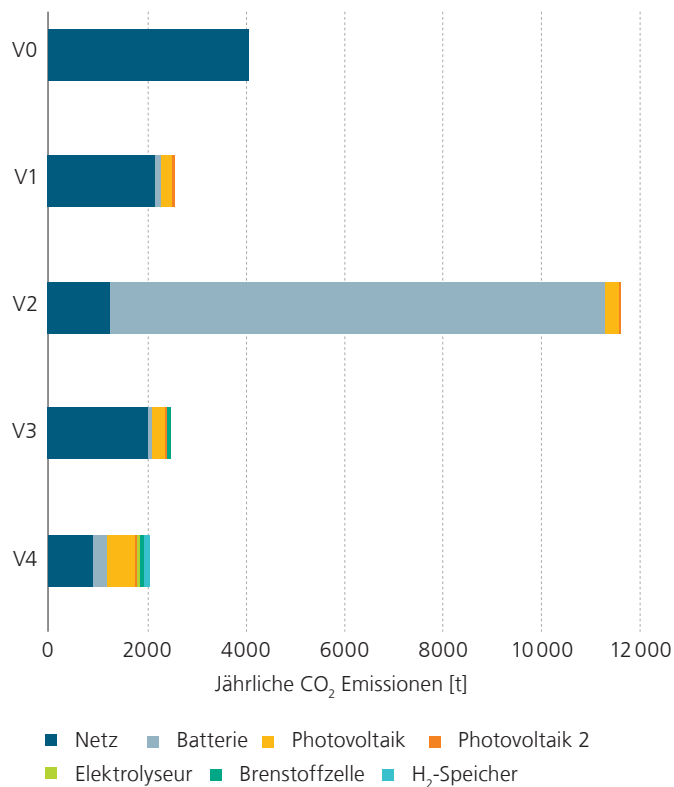


Abbildung 7: Emissionsvergleich der Varianten 1 bis 4 mit der Referenzvariante

## 6.8 Zusammenfassung der Simulationsergebnisse

Mittels der Simulation konnten die energetischen Auswirkungen, die Wirtschaftlichkeit und das Umweltentlastungspotenzial der H<sub>2</sub>- und Batteriespeicherkonzepte mit erneuerbarer Erzeugung abgeschätzt werden. Obwohl die jährliche lokale Erzeugung den Strombedarf in der Variante 3 nicht übersteigt, sind erhebliche Speicherkapazitäten und ein großer Elektrolyseur notwendig, um die gesamten Leistungsspitzen aufnehmen zu können. Dies senkt, durch den schlechten Wirkungsgrad der H<sub>2</sub>-Infrastruktur, den Netzbezug weniger effektiv als der große Batteriespeicher in Variante 2, obwohl er nicht die gesamte potenzielle Einspeisung aufnehmen kann. Die Autarkie kann nur mit einer erheblichen Steigerung der lokalen Erzeugung über das Niveau von Variante 2 gehoben werden.

Wenn man das Augenmerk nun auf die Ökonomie richtet, zeigt sich, dass sich nur die Variante H<sub>2</sub> moderat im Betrachtungszeitraum gegenüber dem Referenzszenario amortisiert. Dies ist jedoch der lokalen Erzeugung und nicht der H<sub>2</sub>-Infrastruktur geschuldet, welche nicht wirtschaftlich ist. Ein großer Batteriespeicher lohnt sich nach ökonomischen Kriterien durch die hohen Investitionskosten ebenfalls nicht.

Während die jährlichen Emissionen der Energieinfrastruktur mit einem Batteriespeicher nicht gesenkt werden können, bieten sich hierfür die H<sub>2</sub>-Komponenten an und es ist sogar zielführend die lokale Erzeugung verstärkter auszubauen, so dass mehr Wasserstoff erzeugt werden kann.

# 7 Ausblick und Fazit

---

Die Wasserstoffspeicherung ist ein Bereich aktiver Forschung und Entwicklung, und es werden verschiedene Technologien erforscht, um die Effizienz, Sicherheit und Kosteneffizienz der Speicherung zu verbessern. Die Wahl der Speichermethode hängt von der jeweiligen Anwendung und den Anforderungen ab, da die verschiedenen Methoden ihre Vorteile und Nachteile haben. Darüber hinaus werden durch Fortschritte in der Materialwissenschaft und -technik die Grenzen der Wasserstoffspeichertechnologie immer weiter verschoben, um Wasserstoff zu einem umfänglich nutzbaren und nachhaltigen Energieträger zu machen.

So ist mittlerweile für die verschiedensten Anforderungen an dezentrale Wasserstoffanwendungen eine Speicherlösung vorhanden: von hohen Anforderungen an die Sicherheit (z. B. LOHC, MOF) zu relativ hohen Energiedichten (z. B. Methanol, Flüssigwasserstoff). Allerdings bleiben die Wasserstoffspeicher insbesondere in der Energieeffizienz weit hinter den Batteriespeichern zurück, wenn es um die Nutzung von Wasserstoff als Stromspeicher geht. Zudem sind die innovativeren Wasserstoffspeicher bisher nur in wenigen bzw. sogar nur in pilothaften Umsetzungsprojekten in der Praxis installiert worden. Es gibt daher teilweise nur wenige Erfahrungswerte insbesondere in der Langzeitperspektive. Darüber hinaus werden die innovativeren Speicher bisher nur in geringer Stückzahl und von wenigen Herstellern produziert, weshalb mit hohen Kosten zu rechnen ist.

In dezentralen Energiesystemen mit dem Anwendungsfall der Stromspeicherung, sollte daher als Alternative die effizienteren

und bewährteren Batteriespeicher betrachtet werden. Auch wirtschaftlich ist die dezentrale Speicherung von Strom in Form von Wasserstoff nur in wenigen Ausnahmen sinnvoll. Anders sieht es aus, wenn in dezentralen Systemen der Wasserstoff als Ausgangsstoff benötigt wird. Durch die aktuell geringe Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff, kann eine eigene Erzeugung und Speicherung in Betracht gezogen werden, um die eigenen Klimaziele voranzubringen.

Perspektivisch wird mit einer Kostenreduktion von Wasserstoffsystemen gerechnet, insbesondere durch höhere Produktionskapazitäten und effizientere Produktionsprozesse<sup>[59, 60]</sup>. Da sich aber perspektivisch auch konkurrierende Technologien, z. B. die Batterietechnologie, weiterentwickeln und die zentrale Versorgung mit Wasserstoff vorangetrieben wird, wird Perspektivisch wird mit einer Kostenreduktion von Wasserstoffsystemen gerechnet, insbesondere durch höhere Produktionskapazitäten und effizientere Produktionsprozesse<sup>[59, 60]</sup>. Da sich aber perspektivisch auch konkurrierende Technologien, z. B. die Batterietechnologie, weiterentwickeln und die zentrale Versorgung mit Wasserstoff vorangetrieben wird, wird die dezentrale Speicherung und ggf. dezentrale Erzeugung von Wasserstoff auch weiterhin von den vorhandenen Rahmenbedingungen abhängen. Insbesondere gilt dies für die zukünftigen Kosten von (grünem) Wasserstoff und dessen Verfügbarkeit. Auch der verfügbare/benötigte Platz für Wasserstoffspeicher und ein möglicherweise vorhandener Anschluss an ein Wasserstoffnetz sind ein relevanter Aspekt für weitere Betrachtungen.

# Literatur

---

- [1] Agora Energiewende, Hg., »12 Insights on Germany's Energiewende,« Feb. 2013. Zugriff am: 2. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2012/12-Thesen/Agora\\_12\\_Insights\\_on\\_Germanys\\_Energiewende\\_web.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2012/12-Thesen/Agora_12_Insights_on_Germanys_Energiewende_web.pdf)
- [2] Bundesnetzagentur. »Bundesnetzagentur veröffentlicht Daten zum Strommarkt 2022.« Zugriff am: 2. November 2023. [Online.] Verfügbar: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2023/20230104\\_smard.html](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2023/20230104_smard.html)
- [3] Fraunhofer ISE. »Nettostromerzeugung im 1. Halbjahr 2023: Rekordanteil Erneuerbarer Energien von 57,7 Prozent.« Zugriff am: 2. November 2023. [Online.] Verfügbar: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presse-informationen/2023/nettostromerzeugung-im-ersten-halb-jahr-2023-rekordanteil-erneuerbarer-energien-von-57-prozent.html>
- [4] Bundesregierung. »Mehr Energie aus erneuerbaren Quellen.« Zugriff am: 2. November 2023. [Online.] Verfügbar: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/klimaschutz/energiewende-beschleunigen-2040310>
- [5] F. Mockert. »Können Wetterregime die Vorhersage von Dunkelflauten in Deutschland verbessern?« Zugriff am: 18. Dezember 2023. [Online.] Verfügbar: <https://www.imk-tro.kit.edu/12085.php>
- [6] N. Stetson und M. Wieliczko, »Hydrogen technologies for energy storage: A perspective,« MRS Energy & Sustainability, Jg. 7, Nr. 1, 2020. doi: 10.1557/mre.2020.43. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.cambridge.org/core/journals/mrs-energy-and-sustainability/article/abs/hydrogen-technologies-for-energy-storage-a-perspective/D308E44E8EB8BF7215ADE1621AE5DDE6>
- [7] M. Linnemann und J. Peltzer, Wasserstoffwirtschaft kompakt. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2022.
- [8] G. Tjarks, PEM-Elektrolyse-Systeme zur Anwendung in Power-to-Gas Anlagen (Schriften des Forschungszentrums Jülich : [...], Reihe Energie & Umwelt Band 366). Jülich: Forschungszentrum Jülich GmbH, Zentralbibliothek, 2017. Zugriff am: 27. Dezember 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://publications.rwth-aachen.de/record/689617/files/689617.pdf>
- [9] D. Ansari, J. Grinschgl und J. M. Pepe, »Elektrolyseure für die Wasserstoffrevolution,« 2022, doi: 10.18449/2022A58.
- [10] A. Schalling, O. Arnhold, K. Helfenbein, T. Röpcke und A. Backhaus, »Netzdienliche Wasserstoffherzeugung: Studie zum Nutzen kleiner, dezentraler Elektrolyseure,« Feb. 2022. Zugriff am: 10. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: [https://reiner-lemoine-institut.de/wp-content/uploads/2022/03/2022-03-10\\_Abschlussbericht\\_Netzdienliche\\_Wasserstoffherzeugung.pdf](https://reiner-lemoine-institut.de/wp-content/uploads/2022/03/2022-03-10_Abschlussbericht_Netzdienliche_Wasserstoffherzeugung.pdf)
- [11] F. Ausfelder et al., »Sektorkopplung« – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft). München, Halle (Saale), Mainz: acetech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e.V.; Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e.V. – Nationale Akademie der Wissenschaften; Union der Deutschen Akademien der Wissenschaften e.V, 2017.
- [12] T. Plankenbühler, S. Kolb, K. Herkendell und J. Karl, »Handbook Screening Wasserstoff Technik,« Nürnberg, 2022. Zugriff am: 27. Dezember 2023. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.encn.de/fileadmin/user\\_upload/EnCN\\_Studie\\_Wasserstofftechnologie\\_2021.pdf](https://www.encn.de/fileadmin/user_upload/EnCN_Studie_Wasserstofftechnologie_2021.pdf)
- [13] U. Herrmann et al., »Wasserstoffinfrastrukturen – Netze und Speicher,« in Wasserstofftechnologien, R. Neugebauer, Hg., Berlin, Heidelberg: Springer Berlin / Heidelberg, 2022, S. 175–202. Zugriff am: 17. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-662-64939-8>

- [14] Umweltbundesamt. »Wasserstoff – Schlüssel im künftigen Energiesystem.« Zugriff am: 17. November 2023. [Online.] Verfügbar: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimaschutz-energiepolitik-in-deutschland/wasserstoff-schluesel-im-kuenftigen-energiesystem#Rolle>
- [15] P. Kuhn, M. Kühne und C. Heilek, »Rolle des Wasserstoffs bei der großtechnischen Energiespeicherung im Stromsystem,« in Wasserstoff und Brennstoffzelle, J. Töpler, Hg., Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2017, S. 25–42.
- [16] W. Canzler, L. Gailing, P. Grundmann, W.-P. Schill, D. Uhrlandt und T. Rave, »Auf dem Weg zum (de-)zentralen Energiesystem? Ein interdisziplinärer Beitrag zu wesentlichen Debatten,« Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung, Jg. 85, Nr. 4, S. 127–159, 2016, doi: 10.3790/vjh.85.4.127.
- [17] acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina und Union der deutschen Akademien der Wissenschaften, Hg. Zentrale und dezentrale Elemente im Energiesystem: Der richtige Mix für eine stabile und nachhaltige Versorgung : Stellungnahme (Stellungnahme / Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina). München, Halle (Saale), Mainz, München, 2020. Zugriff am: 3. Januar 2024. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.leopoldina.org/uploads/tx\\_leopublication/2020\\_ESYS\\_Stellungnahme\\_Energiesystem.pdf](https://www.leopoldina.org/uploads/tx_leopublication/2020_ESYS_Stellungnahme_Energiesystem.pdf)
- [18] T. Clausen et al., »Energiewende und Dezentralität: Zu den Grundlagen einer politischen Debatte,« Feb. 2017. Zugriff am: 17. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/energiewende-und-dezentralitaet>
- [19] M. Kaiser et al., »Das dezentralisierte Energiesystem im Jahr 2030: Ein systemischer Bottom-up-Ansatz zur Marktintegration dezentraler Verbrauchers und Erzeugungseinheiten,« Okt. 2023. Zugriff am: 3. Januar 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/studie-das-dezentralisierte-energiesystem-im-jahr-2030/>
- [20] D. Bauknecht, M. Vogel und S. Funcke, »Energiewende – Zentral oder dezentral?: Diskussionspapier im Rahmen der Wissenschaftlichen Koordination des BMBF Förderprogramms: „Umwelt- und Gesellschaftsverträgliche Transformation des Energiesystems“,« Jul. 2015. Zugriff am: 3. Januar 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.oeko.de/oeko-doc/2368/2015-534-de.pdf>
- [21] F. Matthes, F. Flachsbarth, M. Vogel und V. Cook, »Dezentralität, Regionalisierung und Stromnetze: Meta-Studie über Annahmen, Erkenntnisse und Narrative,« Berlin, Mrz. 2018. Zugriff am: 17. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.oeko.de/publikation/dezentralitaet-regionalisierung-und-stromnetze>
- [22] L. Bernhardt, T. Duso, R. Sogalla und A. Schiersch, »Breiter Industriestrompreis ist kein geeignetes Entlastungsinstrument,« 2023, doi: 10.18723/diw\_wb:2023-38-1. Zugriff am: 2. Januar 2024. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.diw.de/sixcms/detail.php?id=diw\\_01.c.881006.de](https://www.diw.de/sixcms/detail.php?id=diw_01.c.881006.de)
- [23] H. Wirth, »Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland,« Dez. 2023. Zugriff am: 2. Januar 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>
- [24] NRW.Energy4Climate GmbH, Hg., »Photovoltaik für Unternehmen: Leitfaden,« 2023. Zugriff am: 2. Januar 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energy4climate.nrw/fileadmin/Service/Publikationen/energiewirtschaft/photovoltaik-fuer-unternehmen-leitfaden-nrwenergy4climate.pdf>
- [25] Universität Augsburg. »Untertage-Wasserstoffspeicher in geologischen Formationen.« Zugriff am: 27. Dezember 2023. [Online.] Verfügbar: <https://www.uni-augsburg.de/de/forschung/einrichtungen/institute/amu/wasserstoff-forschung-h2-unia/h2lab/h2-sp/physikalische-speicherung/untertage/>
- [26] I. A. Hassan, H. S. Ramadan, M. A. Saleh und D. Hissel, »Hydrogen storage technologies for stationary and mobile applications: Review, analysis and perspectives,« Renewable and Sustainable Energy Reviews, Jg. 149, 2021. doi: 10.1016/j.rser.2021.111311. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032121005980>
- [27] Regionalverband Ruhr. »Nachhaltig warm mit Wasserstoff.« Zugriff am: 1. Februar 2024. [Online.] Verfügbar: <https://metropole.ruhr/transformation/nachhaltiges-bauen-und-wohnen/vonovia-bochum-weitmar>
- [28] Vonovia SE. »Das ODH-Projekt in Bochum-Weitmar.« Zugriff am: 1. Februar 2024. [Online.] Verfügbar: <https://www.vonovia.de/meine-stadt/wohnungen-in-bochum/odh-projekt-bochum-weitmar>
- [29] EnBW Energie Baden-Württemberg. »Grüner Wasserstoff vom Hochrhein.« Zugriff am: 1. Februar 2024. [Online.] Verfügbar: <https://www.enbw.com/unternehmen/konzern/forschung/erneuerbare-energien/h2-wyhlen.html>

- [30] R. Morales-Ospino, A. Celzard und V. Fierro, »Strategies to recover and minimize boil-off losses during liquid hydrogen storage,« *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 182, 2023. doi: 10.1016/j.rser.2023.113360. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032123002174#:~:text=Boil%2Doff%20hydrogen%20\(BOH\)%20is%20the%20result%20of%20the,atmosphere%2C%20resulting%20in%20wasted%20energy](https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032123002174#:~:text=Boil%2Doff%20hydrogen%20(BOH)%20is%20the%20result%20of%20the,atmosphere%2C%20resulting%20in%20wasted%20energy).
- [31] Office of Energy Efficiency & Renewable Energy – U.S. Department of Energy. »Liquid Hydrogen Delivery.« Zugriff am: 4. März 2024. [Online.] Verfügbar: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/liquid-hydrogen-delivery>
- [32] M. Klell, H. Eichseder und A. Trattner, Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2018. Zugriff am: 31. Januar 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-658-20447-1>
- [33] S. Jallais, »Pre-normative REsearch for Safe use of Liquid HYdrogen (PRESLHY),« Jun. 2018. Zugriff am: 31. Januar 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hysafe.info/wp-content/uploads/sites/3/2018/09/PRESLHY-D2.3-LH2-Installation-description.pdf>
- [34] N. Klopčič, I. Grimmer, F. Winkler, M. Sartory und A. Trattner, »A review on metal hydride materials for hydrogen storage,« *Journal of Energy Storage*, Jg. 72, S. 108456, 2023. doi: 10.1016/j.est.2023.108456. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X23018534>
- [35] J. Liu et al., »Ti-Mn hydrogen storage alloys: from properties to applications,« *RSC advances*, Early Access. doi: 10.1039/D2RA07301C.
- [36] Hydrogeit. »Metallhydrid als H<sub>2</sub>-Speicher für alpines Wohnhaus.« Zugriff am: 1. Februar 2024. [Online.] Verfügbar: <https://hydrogeit.de/blog/2021/08/31/metallhydrid-als-h2-speicher-fuer-alpines-wohnhaus/>
- [37] GRZ Technologies. »Selected References.« Zugriff am: 1. Februar 2024. [Online.] Verfügbar: <https://grz-technologies.com/references/>
- [38] P. Modisha und D. Bessarabov, »Aromatic liquid organic hydrogen carriers for hydrogen storage and release,« *Current Opinion in Green and Sustainable Chemistry*, Jg. 42, 2023. doi: 10.1016/j.cogsc.2023.100820. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S245222362300069X>
- [39] Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestages, Hg., »Wasserstoffträgersysteme: Einzelfragen zu Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC),« 2020. Zugriff am: 4. März 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundestag.de/resource/blob/816048/454e182d5956d45a664da9eb85486f76/WD-8-058-20-pdf-data.pdf>
- [40] Hydrogenious LOHC Technologies. »Carrying the new energy world. Handling hydrogen as an oil.« Zugriff am: 1. Februar 2024. [Online.] Verfügbar: <https://hydrogenious.net/>
- [41] Fraunhofer IAO. »Fraunhofer IAO Micro Smart Grid.« Zugriff am: 1. Februar 2024. [Online.] Verfügbar: [https://www.muse.iao.fraunhofer.de/de/ueber\\_uns/labors/fraunhofer-iao-micro-smart-grid.html](https://www.muse.iao.fraunhofer.de/de/ueber_uns/labors/fraunhofer-iao-micro-smart-grid.html)
- [42] G. Bozzano und F. Manenti, »Efficient methanol synthesis: Perspectives, technologies and optimization strategies,« *Progress in Energy and Combustion Science*, Jg. 56, S. 71–105, 2016. doi: 10.1016/j.pecs.2016.06.001. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360128515300484>
- [43] S. Kang, F. Boshell, A. Goepfert, S. G. Prakash und I. Landälv, *Innovation Outlook: Renewable Methanol*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2021. Zugriff am: 4. März 2024. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jan/IRENA\\_Innovation\\_Renewable\\_Methanol\\_2021.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jan/IRENA_Innovation_Renewable_Methanol_2021.pdf)
- [44] A. Rafiee, »Modelling and optimization of methanol synthesis from hydrogen and CO<sub>2</sub>,« *Journal of Environmental Chemical Engineering*, Jg. 8, Nr. 5, S. 104314, 2020. doi: 10.1016/j.jece.2020.104314. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2213343720306631>
- [45] F. Schorn et al., »Methanol as a renewable energy carrier: An assessment of production and transportation costs for selected global locations,« *Advances in Applied Energy*, Jg. 3, S. 100050, 2021. doi: 10.1016/j.adapen.2021.100050. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666792421000421?via%3Dihub>
- [46] Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR). »Siemens Energy liefert Elektrolyseur für weltweit erstes grünes Methanol-Großprojekt.« Zugriff am: 1. Februar 2024. [Online.] Verfügbar: <https://www.iwr.de/news/siemens-energy-liefert-elektrolyseur-fuer-weltweit-erstes-gruenes-methanol-grossprojekt-news37822>

- [47] Wacker Chemie AG. »WACKER reicht RHYME Bavaria erneut bei Europäischer Union zur Förderung ein.« Zugriff am: 1. Februar 2024. [Online.] Verfügbar: <https://www.wacker.com/cms/de-de/about-wacker/press-and-media/press/press-releases/2022/detail-167872.html>
- [48] Chemie.de. »Sabatier-Prozess.« Zugriff am: 1. Februar 2024. [Online.] Verfügbar: <https://www.chemie.de/lexikon/Sabatier-Prozess.html>
- [49] S. R. Patlolla, K. Katsu, A. Sharafian, K. Wei, O. E. Herrera und W. Mérida, »A review of methane pyrolysis technologies for hydrogen production,« *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 181, 2023. doi: 10.1016/j.rser.2023.113323. [Online.] Verfügbar unter: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403212300179X#:~:text=Methane%20pyrolysis%20is%20a%20technology,gaseous%20hydrogen%20and%20solid%20carbon.>
- [50] M. Al-Breiki und Y. Bicer, »Liquified hydrogen vs. liquified renewable methane: Evaluating energy consumption and infrastructure for sustainable fuels,« *Fuel*, Jg. 350, S. 128779, 2023. doi: 10.1016/j.fuel.2023.128779. [Online.] Verfügbar unter: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0016236123013923>
- [51] C. van Leeuwen und A. Zauner, »Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimisation: D8.3 Report on the costs involved with PtG technologies and their potentials across the EU,« 2018. Zugriff am: 13. März 2024. [Online.] Verfügbar unter: [https://www.storeandgo.info/fileadmin/downloads/deliverables\\_2020/Update/20180424\\_STOREandGO\\_D8.3\\_RUG\\_accepted.pdf](https://www.storeandgo.info/fileadmin/downloads/deliverables_2020/Update/20180424_STOREandGO_D8.3_RUG_accepted.pdf)
- [52] movingpower GmbH. »POWER-TO-GAS WERLTE: Deutschland.« Zugriff am: 9. Februar 2024. [Online.] Verfügbar: <https://www.movingpower.at/projekte/power-to-gas-werlte/>
- [53] Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie. »Mit Power-to-Gas zur Energiewende in der Gebäudesanierung.« Zugriff am: 9. Februar 2024. [Online.] Verfügbar: <https://www.energieatlas.bayern.de/energieatlas/praxisbeispiele/details,969>
- [54] G. Göhler, »Ein Modell zur Auslegung und multikriteriellen Bewertung von Energiesystemen zur nachhaltigen Integration der Elektromobilität,« Dissertation, Institut für Arbeitswissenschaft und Technologiemanagement (IAT), Universität Stuttgart, Stuttgart, 2023.
- [55] L. Bartolucci, S. Cordiner, V. Mulone und S. Pasquale, »Design of a multi-energy system under different hydrogen deployment scenarios,« *E3S Web Conf.*, Jg. 238, S. 2001, 2021. doi: 10.1051/e3sconf/202123802001. [Online.] Verfügbar unter: [https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/abs/2021/14/e3sconf\\_100res2021\\_02001/e3sconf\\_100res2021\\_02001.html](https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/abs/2021/14/e3sconf_100res2021_02001/e3sconf_100res2021_02001.html)
- [56] I. Petkov und P. Gabrielli, »Power-to-hydrogen as seasonal energy storage: an uncertainty analysis for optimal design of low-carbon multi-energy systems,« *Applied Energy*, Jg. 274, 2020. doi: 10.1016/j.apenergy.2020.115197. [Online.] Verfügbar unter: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261920307091?via%3Dihub>
- [57] H. Meier, C. Fünfgeld, T. Adam und B. Schieferdecker, »Repräsentative VDEW-Lastprofile,« Okt. 1999. Zugriff am: 12. Februar 2024. [Online.] Verfügbar unter: [https://www.bdew.de/media/documents/1999\\_Repraesentative-VDEW-Lastprofile.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/1999_Repraesentative-VDEW-Lastprofile.pdf)
- [58] Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung und Deutscher Wetterdienst, Hg., »Ortsgenaue Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere, extreme und zukünftige Witterungsverhältnisse,« Offenbach, Jul. 2017. Zugriff am: 12. Februar 2024. [Online.] Verfügbar unter: [https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/forschung/programme/zb/Auftragsforschung/5EnergieKlimaBauen/2013/testreferenzjahre/try-handbuch.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/forschung/programme/zb/Auftragsforschung/5EnergieKlimaBauen/2013/testreferenzjahre/try-handbuch.pdf?__blob=publicationFile&v=3)
- [59] D. Führen et al., »Wertschöpfungskette Brennstoffzelle: Metastudie,« Feb. 2022. Zugriff am: 12. Februar 2024. [Online.] Verfügbar unter: [https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2022/08/NOW\\_Wertschoepfungskette-Brennstoffzelle.pdf](https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2022/08/NOW_Wertschoepfungskette-Brennstoffzelle.pdf)
- [60] M. Holst, S. Aschbrenner, T. Smolinka, C. Voglstätter und G. Grimm, »Cost Forecast for Low Temperature Electrolysis – Technology Driven Bottom-Up Prognosis for PEM and Alkaline Water Electrolysis Systems,« Okt. 2021. Zugriff am: 12. Februar 2024. [Online.] Verfügbar unter: [https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/2021\\_CATF\\_Report\\_Electrolysis\\_final.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/2021_CATF_Report_Electrolysis_final.pdf)



# Impressum

---

## **Fraunhofer-Institut für Arbeitswirtschaft und Organisation IAO**

Bildungscampus 9  
74076 Heilbronn  
[www.iao.fraunhofer.de](http://www.iao.fraunhofer.de)

## **Kontakt**

Felix Zimmermann  
Cognitive Distribution Systems  
Tel. +49 711 970-5263  
[felix.zimmermann@iao.fraunhofer.de](mailto:felix.zimmermann@iao.fraunhofer.de)

## **Satz und Layout**

NetSyn, Joachim Würger

## **Titelbild**

© chartchai – Adobe Stock (KI-generiert)

## **Fraunhofer-Publica**

<http://dx.doi.org/10.24406/publica-3180>

## **Alle Rechte vorbehalten**

© Fraunhofer IAO, Juni 2024

## Kontakt

---

Felix Zimmermann  
Cognitive Distribution Systems  
Tel. +49 711 970-5263  
[felix.zimmermann@iao.fraunhofer.de](mailto:felix.zimmermann@iao.fraunhofer.de)

Fraunhofer-Institut für Arbeitswirtschaft  
und Organisation IAO  
Bildungscampus 9  
74076 Heilbronn

[www.iao.fraunhofer.de](http://www.iao.fraunhofer.de)