

H₂-Infrastruktur für Nutzfahrzeuge im Fernverkehr

Aktueller Entwicklungsstand und
Perspektiven



Hydrogen

H₂-Infrastruktur für Nutzfahrzeuge im Fernverkehr


Aktueller Entwicklungsstand und
Perspektiven

Herausgeber

e-mobil ^{BW}
Landesagentur für neue Mobilitätslösungen
und Automotive Baden-Württemberg

Autoren

 **ludwig bölkow**
systemtechnik

 **Deutsches Zentrum**
DLR für Luft- und Raumfahrt

Inhaltsverzeichnis

Management Summary	4
1 Einleitung und Zielsetzung	10
2 H₂-Kraftstoffoptionen für Nutzfahrzeuge im Fernverkehr	14
2.1 Erste Lkw-Kleinserien sind auf den Straßen unterwegs	14
2.2 Hemmnisse für den Einsatz der 35-MPa-Technologie für schwere Nutzfahrzeuge im Fernverkehr	16
2.3 Neue H ₂ -Kraftstoffoptionen mit erhöhter Energiedichte	16
2.3.1 Druckwasserstoff bei 70 MPa (CGH ₂ 70 MPa)	18
2.3.2 Tiefkalter Flüssigwasserstoff (sLH ₂)	19
2.3.3 Tiefkalter Druckwasserstoff (CCH ₂)	20
3 Betankungsprotokolle, -mengen und -geschwindigkeiten	24
3.1 Herausforderungen bei der Wasserstoffbetankung und die Notwendigkeit von Betankungsprotokollen ..	24
3.2 Einschränkungen verfügbarer Betankungsprotokolle	25
3.3 Übergangsprotokoll für aktuelle 35-MPa-Nutzfahrzeuge	27
3.4 Aktivitäten zur Entwicklung neuer Betankungsprotokolle für gasförmigen Druckwasserstoff	27
3.5 Fahrzeug-Tankstellen-Kommunikation für gasförmige Druckbetankung	29
3.6 Betankung mit sLH ₂ und CCH ₂	30
3.7 Gegenüberstellung von Betankungsmengen und -dauern	31
3.8 Unterschiede des Betankungsprozesses für die Fahrer:innen	32
4 H₂-Kraftstoffbereitstellung: Versorgungsvarianten und Hauptkomponenten der Tankstelle	36
4.1 H ₂ -Tankstellen für Lkw	37
4.2 H ₂ -Versorgungsvarianten	40
4.2.1 Straßentransport von gasförmigem Wasserstoff	41
4.2.2 Transport von gasförmigem Wasserstoff mittels Pipeline	42
4.2.3 Anlieferung von flüssigem Wasserstoff über die Straße	44
4.2.4 Vor-Ort-Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyse	45
4.2.5 Vergleich der H ₂ -Versorgungsvarianten	46
4.3 Hauptkomponenten der Tankstelle	49
4.3.1 Hoch- und Mitteldruckspeicher	50
4.3.2 Verdichter	50
4.3.3 Vorkühlung	54
4.3.4 Dispenser mit Füllkupplung	54
4.3.5 LH ₂ -Speicher	56
4.3.6 Kryopumpe und sLH ₂ -Transferpumpe	57

5	H₂-Kraftstoffkosten	60
5.1	Literaturoauswertung	60
5.2	Hauptkostenbestandteile und Sensitivitäten	62
5.2.1	H ₂ -Produktion	63
5.2.2	H ₂ -Transport und -Distribution	64
5.2.3	H ₂ -Tankstelle	65
5.3	H ₂ -Zielkosten – Preisparität mit Dieselmotorkraftstoff	67
5.4	Potenziale zur Senkung der H ₂ -Kraftstoffkosten	70
5.4.1	H ₂ -Produktion	70
5.4.2	H ₂ -Transport und -Distribution	70
5.4.3	H ₂ -Tankstelle	71
6	H₂-Betankungsnetz	74
6.1	H ₂ -Bedarfe für Nutzfahrzeuge in Baden-Württemberg	74
6.2	Stand und Entwicklungsperspektive	76
6.3	Aspekte der Tankstellenplatzierung	79
6.4	Aufbaupläne	80
6.5	Betreibermodelle	82
7	Handlungsempfehlungen	86
	Literaturverzeichnis	88
	Abbildungsverzeichnis	96
	Tabellenverzeichnis	97
	Abkürzungsverzeichnis	98
	Anhänge	100

Management Summary

Im Rahmen des 2021 verabschiedeten Klimaschutzgesetzes wurde für den Verkehrssektor in Deutschland ein Emissionsminderungsziel von 85 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalent (Mt_{CO₂Äq}) bis zum Jahr 2030 definiert, was innerhalb einer Dekade in etwa einer Halbierung der Emissionen entspricht. Von den Emissionen im Verkehrssektor stammen ca. 35% von Nutzfahrzeugen, davon entstehen gut die Hälfte im Fernverkehr.

Wasserstoff wird als vielversprechender Kraftstoff zur Dekarbonisierung von Nutzfahrzeugen im Fernverkehr gesehen. Aktuell in der Markteinführung befindliche Lkw mit Wasserstoff-Brennstoffzellen nutzen zur Kraftstoffspeicherung überwiegend die Druckspeichertechnologie mit 35 Megapascal (MPa), die ursprünglich für Busanwendungen im öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV) konzipiert wurde. Diese Speichertechnologie ist dadurch bereits weitgehend erprobt und einsatzbereit. Der begrenzte Bauraum, der zur Kraftstoffspeicherung im Lkw zur Verfügung steht, erlaubt mit der durch die 35-MPa-Technologie erzielbaren Energiedichte ohne Einschränkungen des Ladevolumens Fahrzeugreichweiten von etwa 400 km. Dies ist zum Beispiel für Einsatzfälle im Verteilverkehr ausreichend. Anwendungen mit höheren Reichweitenanforderungen, zum Beispiel im Bereich des Straßengüterfernverkehrs, erfordern H₂-Kraftstoffoptionen mit höheren Energiespeicherdichten.

Derzeit werden drei alternative H₂-Kraftstoffoptionen mit höheren Energiedichten für den Fernverkehr diskutiert. Eine Option stellt die Nutzung von Druckwasserstoff bei 70 MPa dar, die sich bereits im Pkw-Sektor durchgesetzt hat. Zusätzlich werden aktuell Technologien zur Speicherung von tiefkaltem Flüssigwasserstoff (sLH₂) und tiefkaltem Druckwasserstoff (CcH₂) entwickelt und erste Demonstratoren aufgebaut. Mit allen drei Optionen lässt sich die gespeicherte Energiemenge im verfügbaren Bauraum deutlich erhöhen, womit Reichweiten von bis zu 1.000 km möglich werden. Es ist davon auszugehen, dass

künftig auch die 70-MPa-Technologie im Fernverkehr zum Einsatz kommt, da hier unterschiedliche Hersteller (wie Nikola Motor und Toyota) bereits Vorserienfahrzeuge erproben. Ob sich eine der beiden weiteren Technologieoptionen mit tiefkaltem Flüssig- oder Druckwasserstoff (sLH₂, CcH₂) zur Anwendung im Straßengüterfernverkehr durchsetzen wird, ist noch nicht abzusehen.

Um Brennstoffzellennutzfahrzeuge im Fernverkehr dauerhaft und außerhalb von Förderprojekten zu etablieren, müssen die Transportkosten (€/tkm) auf dem Niveau konventioneller Lkw mit Dieselantrieb liegen oder darunter. Dazu sind Kostensenkungen im Bereich der H₂-Kraftstoffbereitstellung sowie bei den Fahrzeugen erforderlich. Weiterhin können entsprechend gestaltete CO₂-Abgaben, emissionsabhängige Mautgebühren oder Energiesteuern eine Kostenparität ermöglichen. Gleichzeitig müssen Wasserstoff und Brennstoffzellen für den Endanwender eine vergleichbare Fahrzeugnutzung wie bisher ermöglichen. Dazu ist eine flächendeckende, leistungsfähige und international compatible Verfügbarkeit von Betankungsanlagen entlang der Haupttransportkorridore genauso erforderlich wie erprobte und zuverlässige Fahrzeuge mit hoher Verfügbarkeit.

Die vorliegende Studie befasst sich mit Aspekten der Betankung und der zugehörigen Betankungsinfrastruktur der drei Kraftstoffoptionen 70 MPa, sLH₂, CcH₂. Die Fahrzeuge selbst stehen dabei nicht im Fokus.

Um stets eine sichere, schnelle und vollständige Betankung mit Wasserstoff zu gewährleisten, wird der Betankungsprozess in sogenannten Betankungsprotokollen definiert. Diese steuern tankstellenseitig den Betankungsvorgang und gewährleisten, sofern international abgestimmt und normiert, die Interoperabilität von Fahrzeugen und Betankungsinfrastruktur. **Bisher liegt für keine der drei diskutierten H₂-Kraftstoffoptionen ein entsprechendes Betankungsprotokoll vor.** Für die 70-MPa-Betankung

H ₂ -Kraftstoffoptionen	35 MPa*	70 MPa	sLH ₂	CcH ₂
 Energiedichte/Reichweite	+	++	+++	+++
 Technologiereife der Betankung	+++***	++	+	+
 Betankungsperformance	+***	+++**	+++**	+++**
 Möglichkeiten der H₂-Versorgung von Tankstellen	+++	+++	+	++
 Anzahl Marktakteure im Bereich Fahrzeug und Infrastruktur	+++	+++	+	+
 Perspektivische Kraftstoffkosten	+++	+++	+++	+++

*Nicht im Fokus der Studie. **In Entwicklung. ***Heutige Technologie.

Quelle: (eigene Darstellung)

Einordnung relevanter Parameter der H₂-Kraftstoffoptionen für den Einsatz in Nutzfahrzeugen im Fernverkehr

existiert ein Protokoll für die Pkw-Betankung, das aber für Nutzfahrzeuge keine ausreichende Betankungsgeschwindigkeit und -menge erlaubt. Für die Anforderungen von Nutzfahrzeugen wurden Protokollansätze entwickelt, die derzeit in den bereits laufenden internationalen Normierungsprozess (ISO) eingespeist werden. Dennoch ist mit einem Abschluss der Normierung frühestens Ende 2023 zu rechnen. Die Aktivitäten zur Normierung der Betankung mit sLH₂ und CcH₂ sind weniger weit fortgeschritten. **Um den bevorstehenden Markthochlauf nicht zu verzögern, ist die Entwicklung und internationale Normierung von Protokollen zur H₂-Betankung von Nutzfahrzeugen schnellstmöglich abzuschließen.**

Die derzeit diskutierten Protokollansätze für die 70-MPa-Lkw-Betankung unterscheiden sich grundlegend von den bestehenden Protokollen für die Betankung von Brennstoffzellen-Pkw (BZ-Pkw). Neu sind die hohen Anforderungen an eine sichere Kommunikation zwischen Fahrzeug und Tankstelle. Damit kann der Betankungsprozess für jedes Fahrzeug individuell gesteuert und optimiert werden, indem das Fahrzeug relevante thermodynamische

Eigenschaften seines Tanksystems an die Tankstelle überträgt. Durch eine vorteilhafte thermodynamische Auslegung des Fahrzeugtanksystems können Fahrzeughersteller nun die Betankungsdauer für ihr Fahrzeug individuell reduzieren und sich so vom Wettbewerb abheben. Gleichzeitig können dadurch die Anforderungen an die Betankungsinfrastruktur hinsichtlich Vorkühlung (heute wird Wasserstoff vor der Betankung auf bis zu -40 °C vorgekühlt) reduziert und höhere Betankungsgeschwindigkeiten erzielt werden. **Eine Betankung von 80 kg Wasserstoff (ausreichend für ca. 1.000 km Reichweite) mit 70 MPa ist künftig in zehn bis 15 Minuten möglich. Vergleichbare Betankungsdauern werden auch für sLH₂- und CcH₂-Kraftstoff erwartet.**

Für die Interoperabilität von Fahrzeugen und Betankungsinfrastruktur müssen neben dem Betankungsprozess auch die Betankungskupplungen und die Füllstutzen am Fahrzeug international genormt sein. **Derzeit sind keine genormten Kupplungen für die betrachteten H₂-Kraftstoffoptionen und für die erforderlichen Betankungsmengen von Nutzfahrzeugen (70 MPa, sLH₂, CcH₂) verfügbar. Dies**

ist für den Eintritt in den Massenmarkt jedoch zwingend erforderlich. Folglich ist eine zügige Entwicklung und Normierung von Betankungskupplungen für Nutzfahrzeuge anzustreben.

In Studien wurde gezeigt, dass H₂-Kraftstoffkosten (frei Zapfpistole, ohne Steuern) heute meist in einem Bereich von 10 bis 15 €/kg liegen. Mittelfristig lassen sich diese auf 4 bis 6 €/kg reduzieren. Entscheidend für den erwarteten Kostenrückgang sind Massenfertigung und Skaleneffekte entlang der gesamten Wertschöpfungskette, eine gute Auslastung der Versorgungs- und Betankungsinfrastruktur sowie optimierte Versorgungs- und Logistikkonzepte. Insbesondere eine hinreichende Auslastung der (Betankungs-)Infrastruktur ist für die künftige Senkung der Kraftstoffkosten relevant. Dies sollte möglichst durch einen koordinierten Hochlauf von Fahrzeugen und Infrastruktur gewährleistet werden. Aktuelle Studien kommen zu unterschiedlichen Ergebnissen in Bezug auf die Frage, ob das Kostensenkungspotenzial bis 2030 oder erst danach gehoben werden kann. Nahezu alle Studien betrachten Kosten für gasförmigen Druckwasserstoff. Nur wenige Autoren haben sich bisher mit Kostenprognosen für sLH₂- und CcH₂-Kraftstoff beschäftigt. Erste Demonstrationsprojekte sollten wissenschaftlich begleitet werden, um fundierte Kostenanalysen für diese Kraftstoffoptionen erstellen sowie Energiebedarfe und Effizienzen ermitteln zu können.

Ein Vergleich der kilometerbezogenen Kraftstoffkosten von Lkw mit H₂-Brennstoffzelle und Lkw mit Dieselantrieb zeigt, dass mittelfristig bei geeigneten Rahmenbedingungen eine Preisparität erreicht werden kann. Voraussetzung ist, dass die H₂-Kostensenkungspotenziale entlang der gesamten Kraftstoffbereitstellungskette konsequent erschlossen werden. Gleichzeitig muss Dieselmotorkraftstoff zum Beispiel durch entsprechende Besteuerung, eine steigende CO₂-Abgabe und/oder hohe Beschaffungskosten entsprechend bepreist werden. Um insgesamt einen ökonomischen Vorteil von BZ-Lkw gegenüber Diesel-Lkw für den Anwender zu bestimmen, sind weitere Aspekte wie Fahrzeugpreis, Instandhaltungsaufwendungen oder Mautgebühren zu berücksichtigen, die in dieser Studie nicht vollumfänglich berücksichtigt werden konnten.

Die Entwicklung künftiger H₂-Kraftstoffbedarfe ist mit hohen Unsicherheiten behaftet. So weisen verschiedene Studien, die eine Klimaneutralität Deutschlands bis 2045 untersuchen, deutlich unterschiedliche H₂-Bedarfe aus. **Entsprechend liegt auch der auf Baden-Württemberg umgerechnete Kraftstoffbedarf schwerer Nutzfahrzeuge in einer hohen Bandbreite von 5 bis 30 kt Wasserstoff im Jahr 2030 und 30 bis**

150 kt Wasserstoff im Jahr 2035. Um das jeweils obere Ende der Bandbreite zu erreichen, sind im Jahr 2030 bis zu 4.000 beziehungsweise im Jahr 2035 bis zu 20.000 schwere Nutzfahrzeuge mit Wasserstoffantrieb in Baden-Württemberg unterwegs.

Um Nutzfahrzeuge im Fernverkehr mit Kraftstoff zu versorgen und für diese eine EU-weite Fahrfähigkeit zu gewährleisten, ist eine flächendeckende Betankungsinfrastruktur vor allem entlang europäischer Haupttransportkorridore erforderlich. Diese wird auf EU-Ebene mittelfristig maßgeblich über die „Verordnung über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe“ definiert. Diese befindet sich Stand Februar 2023 in der Abstimmung zwischen Rat und Parlament, zwischen denen sehr unterschiedliche Ambitionsniveaus hinsichtlich der H₂-Betankungsinfrastruktur bestehen. Setzt sich der ambitioniertere Vorschlag des Parlaments durch, müssen bis 2027 etwa 30 H₂-Tankstellen mit einer Kapazität von jeweils mindestens zwei Tonnen Wasserstoff pro Tag in Baden-Württemberg verpflichtend gebaut werden. Damit ließen sich etwa zehn Kilotonnen H₂-Kraftstoff pro Jahr an den Haupttransportkorridoren bereitstellen, was etwa dem erwarteten Fahrzeughochlauf entspricht. Der weniger ambitionierte Vorschlag des Rats würde selbst bis 2030 deutlich weniger Betankungsanlagen erfordern. Da beide Positionen bisher weit auseinanderliegen, ist noch völlig unklar, in welchem Ausmaß und Zeitraum die Infrastruktur zur Wasserstoffbetankung in der EU entstehen wird. Planungssicherheit ist jedoch sowohl für Fahrzeuganbieter als auch -nutzer enorm wichtig, um fundierte Entscheidungen hinsichtlich Technologie, Fahrzeugstückzahlen und Nutzungsmöglichkeiten treffen zu können. Daher sollte die Abstimmung zwischen Rat und Parlament hinsichtlich der „Verordnung über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe“ möglichst rasch erfolgen.

Nimmt man heutige Dieseltankstellen als Maßstab, läge **die tägliche Betankungskapazität künftiger H₂-Tankstellen im Bereich von etwa einer bis acht Tonnen Wasserstoff je Standort.** Dies entspricht in etwa dem zehnfachen heutiger H₂-Tankstellen. Die Nachfrage nach H₂-Kraftstoff wird sich abhängig von zum Beispiel Sichtbarkeit, Erreichbarkeit und Infrastrukturanbindung standortabhängig unterscheiden und sich während der Hochlaufphase stetig erhöhen. Dafür sind Konzepte zur einfachen Erweiterbarkeit, zum Beispiel ein modularer Kapazitätsausbau, erforderlich.

Aus der Industrie gibt es mehrere Ankündigungen zum Aufbau der Betankungsinfrastruktur für Nutzfahrzeuge. Dafür bilden **Fahrzeug- und Infrastrukturanbieter vermehrt Koopera-**

tionen, um einen koordinierten Roll-out von Fahrzeugen und Infrastruktur zu ermöglichen. Die jeweiligen Umsetzungspläne werden dabei i. d. R. an die Verfügbarkeit von Fördermitteln geknüpft. Die im Zusammenhang mit neuen Technologien bestehenden Risiken (zum Beispiel bezüglich Kosten und Verfügbarkeit) im Bereich sowohl des Fahrzeugantriebs als auch der Kraftstoffversorgung stellen für Endanwender:innen oft ein Hemmnis für die Nutzung dar. Um dem entgegenzutreten, **werden zunehmend sogenannte Pay-per-use Modelle entwickelt und angeboten.** Für eine festgelegte km-Pauschale (€/km) werden Anwender:innen BZ-Fahrzeuge (inkl. Wartung) samt H₂-Kraftstoff zur Verfügung gestellt. Zur Versorgung von Tankstellen mit Wasserstoff stehen verschiedene Optionen zur Verfügung. Heute wird vor allem die Anlieferung von gasförmigem oder verflüssigtem Wasserstoff via Lkw genutzt. Künftig kann eine Versorgung via Pipeline oder die H₂-Erzeugung am Ort der Tankstelle mittels Elektrolyse an Bedeutung gewinnen. Nicht jede Versorgungsvariante eignet sich für jede Tankstelle gleichermaßen. Vielmehr muss das Versorgungskonzept standortspezifisch bewertet, konzipiert, projiziert und umgesetzt werden. Insbesondere müssen dabei die unterschiedlichen H₂-Kraftstoffoptionen, unterschiedliche Tankstellengrößen und Transportentfernungen berücksichtigt werden. Eine Versorgung mit gasförmigem Wasserstoff ist i. d. R. nur für die Abgabe von 35- und 70-MPa-Kraftstoff geeignet. **Die Anlieferung mit Flüssigwasserstoff ermöglicht es hingegen, alle H₂-Kraftstoffoptionen anzubieten.** Um Flüssigwasserstoff zur Kraftstoffbereitstellung künftig nutzen zu können, müssen die Verflüssigungskapazitäten in Deutschland und Europa massiv ausgebaut werden, da aktuell nur eine geringe Kapazität vorhanden und diese bereits ausgelastet ist. **Insgesamt ergeben die für 2030 definierten Sektorziele auf der einen Seite und die derzeitige Technologiereife und Normierung auf der anderen Seite ein zeitliches Spannungsfeld.** Um bis zum Jahr 2030 relevante Stückzahlen von Nutzfahrzeugen im Fernverkehr mit H₂-Kraftstoffen (70 MPa, sLH₂, CcH₂) auf der Straße zu haben, muss die Markteinführung einige Jahre vorher starten. Zuvor muss jedoch noch die Technologievalidierung, -erprobung und -demonstration durchgeführt, die entsprechende Infrastruktur aufgebaut sowie die Normierung von Komponenten und Betankungsprozessen abgeschlossen werden. Vor diesem Hintergrund ist zu evaluieren, welche Elemente der oft sequenziellen Abfolge gegebenenfalls auch parallel durchgeführt werden können. So könnte gegebenenfalls die Demonstrationsphase zunächst ohne normierte Komponenten und/oder Betankungsprotokolle erfolgen.

01

Einleitung und Zielsetzung

01

Einleitung und Zielsetzung

Mit der Novelle des Klimaschutzgesetzes hat die Bundesregierung im Juni 2021 die bisherigen Klimaziele verschärft. Die Ziele für die Treibhausgasminde rung gegenüber 1990 wurden für 2030 von 55 auf 65 % angehoben, um dann bis 2045 klimaneutral zu sein. Um dies zu erreichen, wurden Sektorziele formuliert. Für den Verkehrssektor, der bis vor der Covid-19-Pandemie keinerlei Rückgang des Treibhausgas (THG)-Ausstoßes verzeichnen konnte und dessen Ausstoß 2019 bei 164 Mt_{CO₂}äq lag, wurde eine Reduktion auf 85 Mt_{CO₂}äq für das Jahr 2030 festgelegt. Dies entspricht in etwa einer Halbierung der Emissionen innerhalb einer Dekade.

Um die herausfordernden Ziele im Verkehrssektor zu erreichen, müssen alle Handlungsoptionen ambitioniert angegangen werden. Dazu zählen unter anderem die Effizienzsteigerung, die Nutzung regenerativer Kraftstoffe, die Stärkung des Schienenverkehrs und der Binnenschifffahrt und vor allem auch der Wechsel der Antriebstechnologie. [1]

Der Straßenverkehr trägt laut Umweltbundesamt mit etwa 97 % zu den THG-Emissionen des Verkehrssektors bei. Die Pkw sind mit einem Anteil von ca. 59 % zwar der größte Emittent, jedoch sind Nutzfahrzeuge mit einem Anteil von gut 35 % der Verkehrsemissionen ebenfalls sehr relevant. Bemerkenswert ist hierbei, dass die schweren Nutzfahrzeuge, die oft im Fernverkehr eingesetzt werden, nur 10 % der Nfz-Flotte ausmachen, jedoch für gut die Hälfte der Nfz-Emissionen verantwortlich sind. [2]

Um die THG-Emissionen schwerer Nutzfahrzeuge (> 16 t) in der EU zu reduzieren, wurden mit der EU-Verordnung 2019/1242 „CO₂-Emissionsnormen für neue schwere Nutzfahrzeuge“ erstmals auch Emissionsreduktionsziele für diese Fahrzeugklasse festgelegt. Die verbindlichen Reduktionsziele gelten für neue Fahrzeuge und belaufen sich zunächst auf 15 % ab dem Jahr 2025 und dann 30 % ab dem Jahr 2030 gegenüber dem Referenzzeitraum 7/2019 bis 6/2020. Für die Zeit nach 2030 sind weitere verbindliche Ziele geplant. [3]

Spätestens seit Bekanntwerden der Reduktionsziele und der Ankündigung empfindlicher finanzieller Sanktionen in Form einer Abgabe bei CO₂-Emissionsüberschreitungen ist eine hohe Dynamik bei der Entwicklung und Kommerzialisierung von alternativen CO₂-armen und -freien Antriebs- und Kraftstoffoptionen auch im Lkw-Sektor zu verzeichnen. Abhängig von Hersteller, Lkw-Klasse und Nutzungsprofil werden dabei verschiedenste Optionen wie Batterie, Oberleitung oder Wasserstoff in Betracht gezogen.

Vor allem die Nutzung von Wasserstoff als Kraftstoff in Brennstoffzellen-Lkw im Langstrecken-Schwerlastverkehr wird derzeit intensiv untersucht. Erste kleinere Flotten und Prototypen sind bereits in Europa auf den Straßen unterwegs. Die weitere rasche Einführung vor allem auch größerer Flotten wird momentan jedoch durch das Fehlen geeigneter Regulierung, Normung, Technologie und Komponenten sowie durch fehlende Infrastruktur und noch hohe Technologiekosten begrenzt. Um vom Status quo bis 2030 zu einem kommerziellen Massenmarkt zu gelangen, müssen Hemmnisse in diesen Bereichen identifiziert und zeitnah beseitigt werden.

Vor diesem Hintergrund ist die Zielsetzung dieser Studie, einen Überblick über den aktuellen Stand und die Entwicklungen im Bereich der H₂-Kraftstoffbereitstellung und -betankung zu geben. **Der Fokus liegt dabei auf schweren Nutzfahrzeugen im Fernverkehr.** Diese unterscheiden sich von anderen Anwendungsfällen vor allem durch hohe Laufleistungen in Kombination mit einem hohen Kraftstoffbedarf. Hier spielen künftig potenziell verschiedene H₂-Kraftstoffoptionen eine Rolle. Neben der Abgabe von gasförmigem Wasserstoff mit 70 MPa wird in den folgenden Kapiteln auch die Betankung mit kryogenem Wasserstoff diskutiert, entweder flüssig (sLH₂) oder als Kryogas (CCH₂).

Zunächst werden in Kapitel 2 die Hemmnisse für den Einsatz, der heute für andere Anwendungsfälle eingesetzten 35-MPa-Kraftstofftechnologie erläutert und die drei im Fokus stehen-



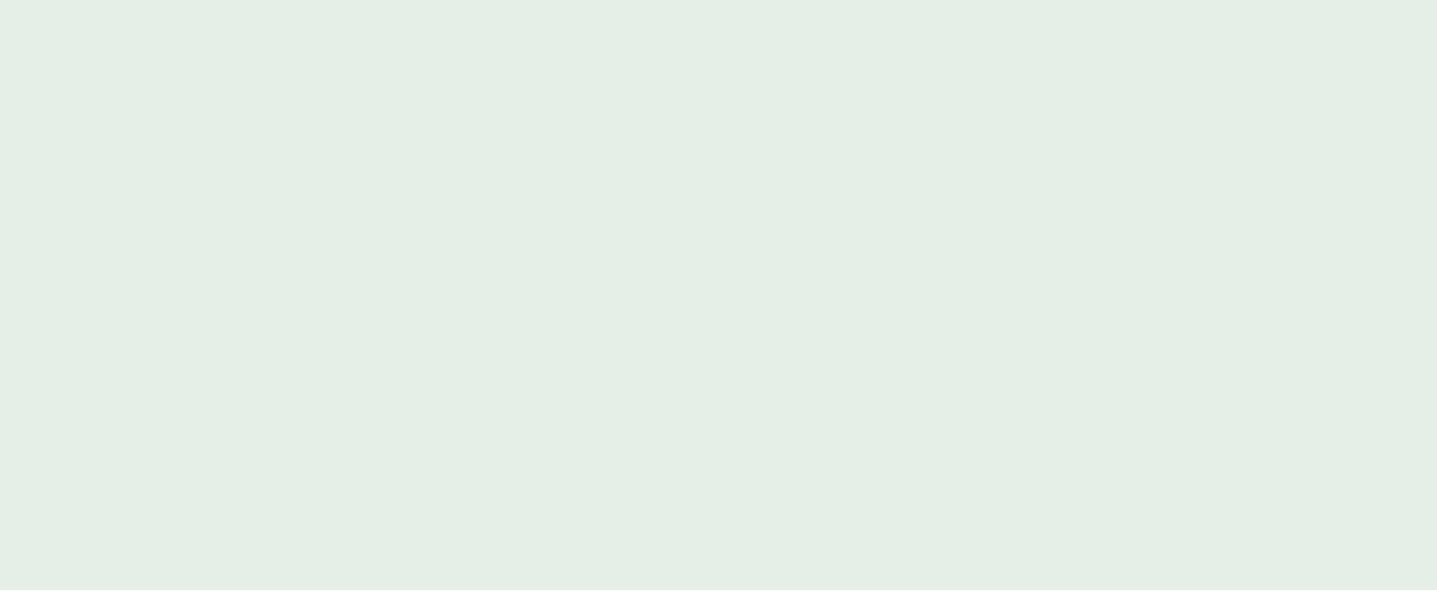
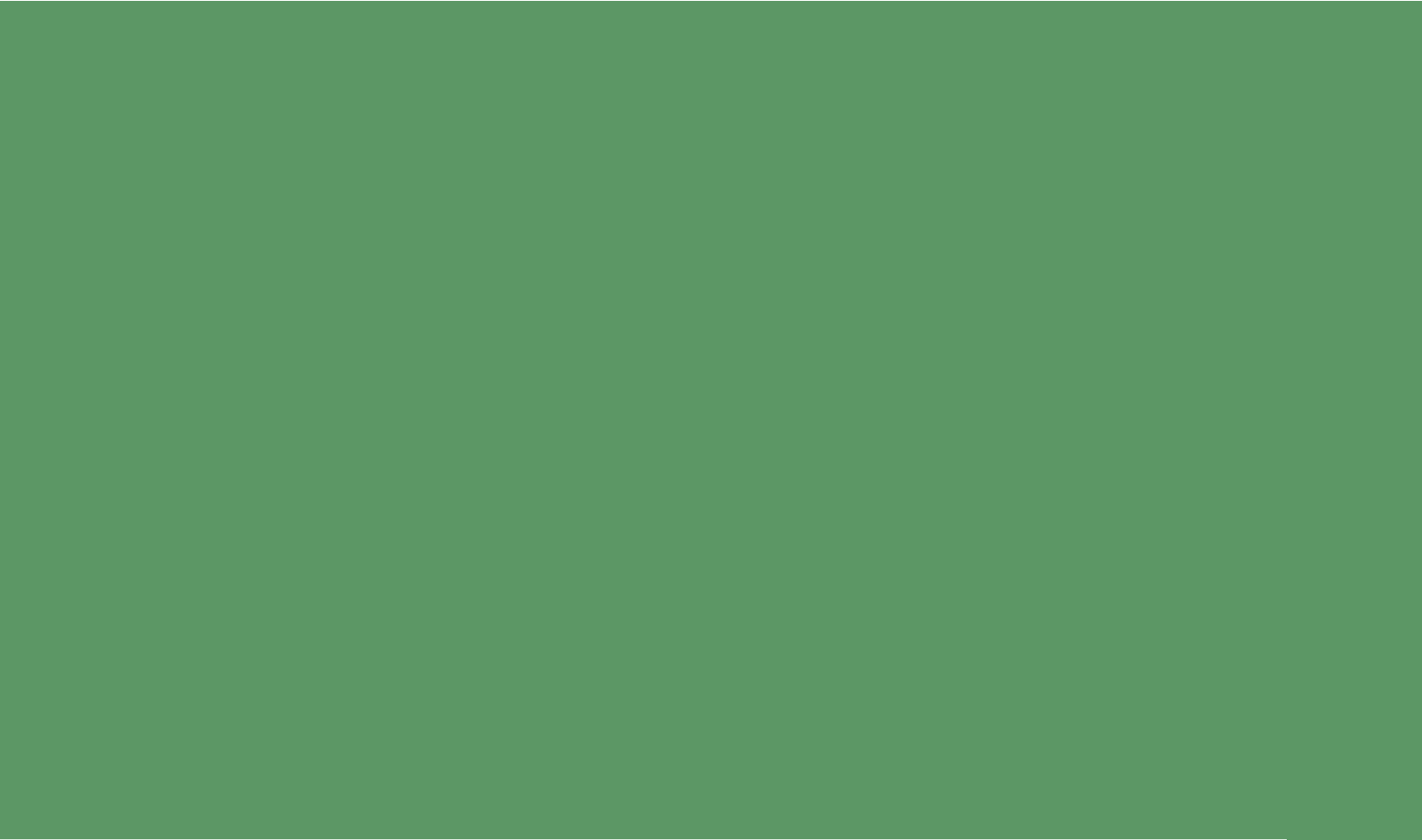
© scharfsinn86/AdobeStock

den H₂-Kraftstoffoptionen (70 MPa, sLH₂, CcH₂) erklärt. Kapitel 3 behandelt den Betankungsprozess selbst sowie die jeweils erzielbaren Betankungsmengen und -geschwindigkeiten. Die möglichen Varianten, um Tankstellen mit Wasserstoff zu versorgen, sowie die dann jeweils erforderlichen Hauptkompo-

nenten der Tankstellen werden in Kapitel 4 diskutiert. Welche Kraftstoffkosten mittelfristig zu erwarten sind und wie eine Preisparität mit Dieseldieselkraftstoff erreicht werden kann, ist Inhalt des Kapitels 5. Kapitel 6 wirft einen Blick auf das künftig erforderliche Netz an Betankungsanlagen.

02

H₂-Kraftstoffoptionen für Nutzfahrzeuge im Fernverkehr



02

H₂-Kraftstoffoptionen für Nutzfahrzeuge im Fernverkehr

Kernaussagen dieses Kapitels

- Aktuell in der Markteinführung befindliche BZ-Lkw nutzen die 35-MPa-Speichertechnologie, die ursprünglich für Busanwendungen konzipiert wurde und dadurch bereits heute erprobt und einsatzbereit zur Verfügung steht. Durch die Bauraumbegrenzungen im Fahrzeug und die begrenzte Energiespeicherdichte sind mit dieser Speichertechnologie Reichweiten von etwa 400 km umsetzbar.
- Für Anwendungen mit höheren Reichweitenanforderungen, z. B. im Bereich des Straßengüterfernverkehrs, werden derzeit H₂-Speicheroptionen mit höheren Energiedichten entwickelt.
- Als Alternative mit höherer Energiedichte wird der zukünftige Einsatz von H₂-Speichern für 70-MPa-Druckwasserstoff, tiefkalten Flüssigwasserstoff (sLH₂) und tiefkalten Druckwasserstoff (CcH₂) angedacht.
- Mit den alternativen H₂-Kraftstoffoptionen sind bei unverändertem Bauraum Reichweiten von bis zu 1.000 km darstellbar.

Im Bereich der Wasserstoffmobilität hat sich in den vergangenen Jahren der Fokus vom Pkw auf den Lkw verlagert. Insbesondere im Sektor der Langstrecken-, aber auch der Verteillogistik wird ein vielversprechendes Anwendungsfeld für Lkw mit Wasserstoff-Brennstoffzellen¹ gesehen. Erste Nutzfahrzeuge werden derzeit in Kleinserien gefertigt und in verschiedenen Ländern auf die Straße gebracht. Die Vorteile von Wasserstoff als Kraftstoff für Lkw werden fahrzeugseitig in den kurzen Betankungszeiten (weniger als 20 Minuten) und den hohen erzielbaren Reichweiten (bis zu 1.000 km) gesehen. Auf der Seite der Kraftstoffinfrastruktur sind die potenziell CO₂-neutrale Bereitstellung sowie die gute Speicher- und Transportierbarkeit des Kraftstoffs wichtige Argumente.

2.1 Erste Lkw-Kleinserien sind auf den Straßen unterwegs

Eine der ersten Aktivitäten im Bereich Brennstoffzellen-Lkw in Europa wurde bereits 2017 in der Schweiz sichtbar. Damals erhielt der Prototyp eines Motorwagens, der mit Anhänger ein zulässiges Maximalgewicht von 35 Tonnen erreicht, die Straßenzulassung. Das Fahrzeug wurde von ESORO auf Basis eines MAN-Chassis entwickelt und durch den Einzelhändler COOP in der Lebensmittel-Verteillogistik eingesetzt. Seitdem haben weitere Unternehmen die Entwicklung von Brennstoffzellen-Lkw angekündigt und die Produktion, zumindest in Kleinserien, teilweise bereits gestartet.

¹ | Alternativ zur Brennstoffzelle ist auch die Nutzung von Wasserstoff-Verbrennungsmotoren denkbar. Da die Brennstoffzelle die derzeit am häufigsten angedachte Option ist, wird in dieser Studie i. d. R. von Brennstoffzellenfahrzeugen gesprochen. Die meisten Inhalte der Studie sind aber auch für Fahrzeuge mit H₂-Verbrennungsmotoren gültig.

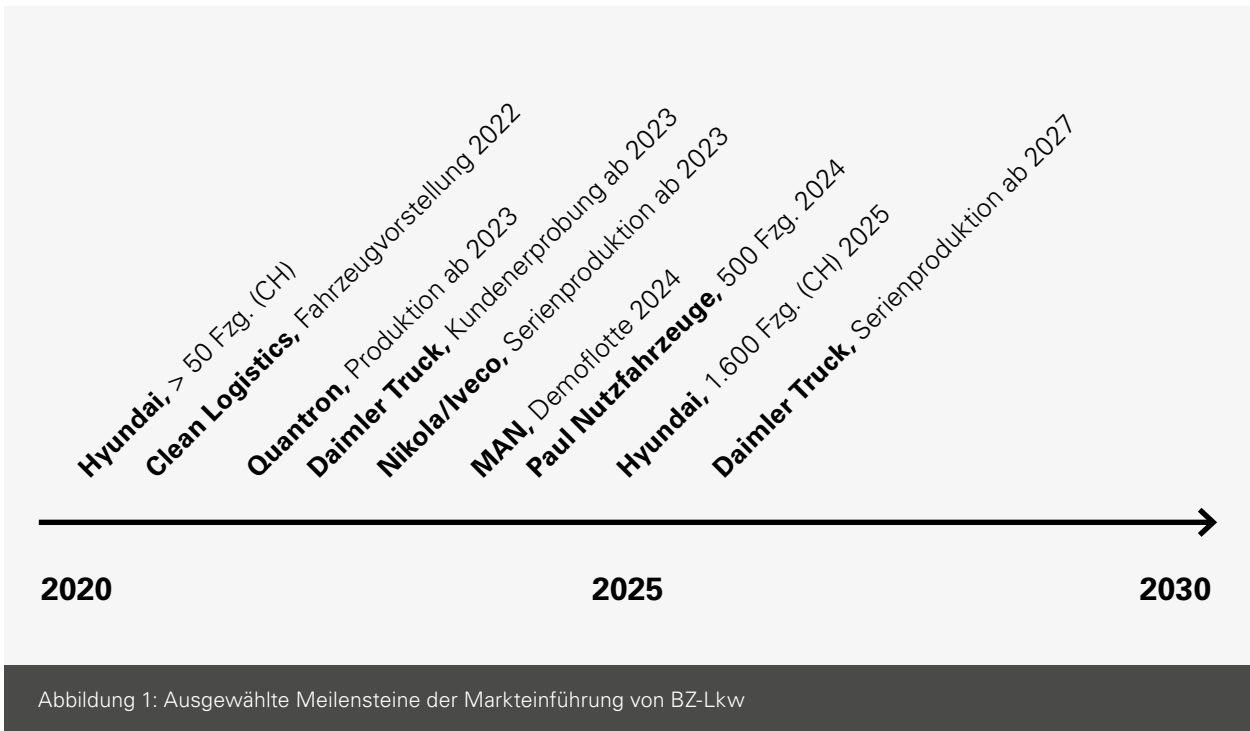


Abbildung 1: Ausgewählte Meilensteine der Markteinführung von BZ-Lkw

Akteur	Gewichtsklasse	H ₂ -Tank	Reichweite	Roll-out	Quelle
Daimler Truck	40 t	sLH ₂	~1.000 km	Kundenerprobung ab 2023 Serienfahrzeuge ab 2027	[4]
Clean Logistics	40 t	35 MPa 43 kg	400–500 km	Vorstellung des ersten Fahrzeugs im Juni 2022	[5]
Paul Nutzfahrzeuge	24 t	35 MPa 6x 5 kg	350–500 km	2022: 25 Fzg. 2023: 150 Fzg. 2024: 500 Fzg.	[6]
Hyundai	36 t	35 MPa 34,5 kg	400 km	Aktuell: > 50 Fzg. (in CH) 2023: 1.000 Fzg. (in CH) 2025: 1.600 Fzg. (in CH)	[7]
Hyzon Motor	24 t	35 MPa 30 kg	400 km		[8]
Nikola/Iveco	40 t		800 km	Serienproduktion ab 2023	
MAN			800 km	2021: erste Prototypen 2024: Demoflotte	[9]
Quantron	40 t	70 MPa 54 kg	700 km	Q2/2023: Produktionsstart	[10]
		(später 115 kg, > 1.000 km)			

Quelle: (eigene Recherche)

Tabelle 1: Aktuelle Aktivitäten bei Brennstoffzellen-Lkw (Auswahl)

Brennstoffzellen-Lkw werden bisher in Kleinserien gefertigt und sind entsprechend in relativ überschaubaren Stückzahlen auf den deutschen und europäischen Straßen unterwegs. Die aktuell in Betrieb befindlichen sowie die für die nahe Zukunft angekündigten Fahrzeuge sind in Bezug auf die H₂-Kraftstoffspeicherung und Betankung sehr ähnlich. Die Fahrzeuge verfügen meist über Karbonfasertanks mit einem Nenndruck von 35 MPa, die meist in einem sogenannten „Behind the cab“-Modul stehend oder liegend hinter dem Fahrerhaus angeordnet sind. Damit werden Speicherkapazitäten im Bereich von etwa 30 bis 40 kg realisiert, die eine Fahrzeugreichweite im Bereich von etwa 400 bis 500 km ermöglichen. Die Betankungszeit beträgt etwa zehn bis 20 Minuten. Die zur Betankung aktueller Fahrzeuge eingesetzten Technologien, Normen und Regelwerke, die derzeit auch im Bereich der Schienenfahrzeuge zum Einsatz kommen, wurden ursprünglich primär zur Anwendung in Brennstoffzellenbussen im Stadtverkehr entwickelt. Für diese Anwendung waren die damit erzielbaren Speicherkapazitäten und Betankungsgeschwindigkeiten ausreichend. Im Rahmen der vergleichsweise raschen Entwicklung und Einführung erster Brennstoffzellen-Lkw wurde auf diese verfügbaren Komponenten, zum Beispiel Betankungskupplung, Füllstutzen, Speichertanks und deren genormten Spezifikationen, zurückgegriffen. Dies hat die rasche Entwicklung fahrfähiger und interoperabler Lkw ermöglicht. Die oben genannten Speicherkapazitäten und die daraus resultierenden Reichweiten und Betankungsgeschwindigkeiten sind für eine Vielzahl an Lkw-Anwendungen ausreichend. Dazu zählen zum Beispiel Verteilverkehre mit begrenzten täglichen Laufleistungen oder mit regelmäßigen, planbaren Betankungsstopps. Für Anwendungen mit hohen spezifischen Kraftstoffbedarfen sowie hohen Laufleistungen und Reichweitenanforderungen, also zum Beispiel für schwere Nutzfahrzeuge im Fernverkehr, sind höhere Tankkapazitäten von Vorteil.

2.2 Hemmnisse für den Einsatz der 35-MPa-Technologie für schwere Nutzfahrzeuge im Fernverkehr

Der im Lkw zur Speicherung von Wasserstoff zur Verfügung stehende Bauraum ist einerseits durch die maximal zulässigen Fahrzeugabmessungen (Stichwort: Längenbegrenzung), andererseits durch den nutzbaren Laderaum, der möglichst erhalten bleiben soll, begrenzt. Entsprechend lassen sich mit der bisherigen 35-MPa-Speichertechnologie die oben genannten Reichweiten darstellen. Da auf dem Weg zur Klimaneutralität jedoch der gesamte Straßenverkehr, das heißt auch alle Lkw-Anwendungen, auf klimaneutrale Kraftstoffe umgestellt

werden muss, müssen auch Anwendungen mit höherem spezifischen Kraftstoffbedarf und höheren Reichweiten adressiert werden. Im Bereich schwerer Nutzfahrzeuge im Fernverkehr werden von Kund:innen und Fahrzeugherstellern auch für die Zukunft Reichweitenanforderungen von bis zu 1.000 km pro Betankung formuliert. In Kombination mit einem Kraftstoffbedarf von etwa 7,5 kg/100 km liegt die erforderliche Speicherkapazität für Wasserstofftanks bei bis zu 80 kg, was in etwa dem Doppelten der derzeit in Brennstoffzellen-Lkw verfügbaren Kapazität entspricht. Eine solche Steigerung der Tankkapazität ist mit einer Weiterentwicklung der 35-MPa-Technologie nicht zu erreichen. Neue H₂-Kraftstoffspeichertechnologien mit deutlich erhöhter Energiedichte je Volumeneinheit sind erforderlich (Abbildung 2).

2.3 Neue H₂-Kraftstoffoptionen mit erhöhter Energiedichte

Um höhere Speicherkapazitäten im verfügbaren Bauraum der Lkw umzusetzen, stehen verschiedene H₂-Speichertechnologien zur Verfügung, die in der Vergangenheit teilweise bereits in Prototypen im Bereich der Brennstoffzellen-Pkw umgesetzt worden sind. Zum künftigen Einsatz in Lkw im Fernverkehr werden derzeit vor allem die drei folgenden Optionen diskutiert.

■ Speicherung von Druckwasserstoff

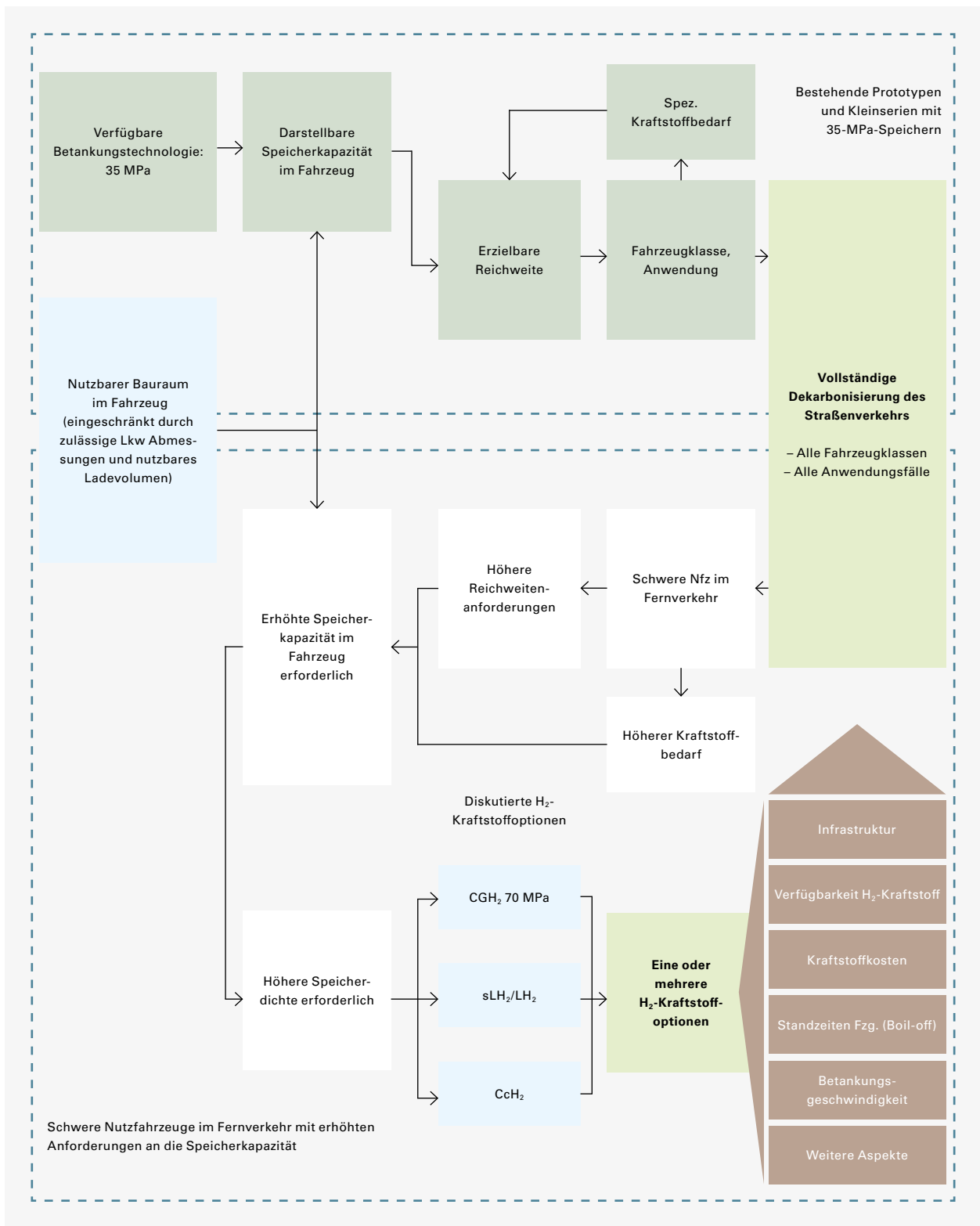
(Compressed Gaseous Hydrogen, kurz CGH₂) bei 70 MPa Nenndruck. Die volumenbezogene Dichte des Wasserstoffs steigt durch den höheren Speicherdruck von 24 Gramm pro Liter (g/l) bei 35 MPa auf 40,2 g/l bei 70 MPa. Auf Ebene des Speichersystems, das heißt inklusive Tank, steigt die Energiedichte auf etwa 27 g/l gegenüber 15 g/l bei 35 MPa.

■ Speicherung von tiefkaltem Flüssigwasserstoff

(Subcooled Liquid Hydrogen, kurz sLH₂) bei -247 °C und bis zu etwa 1,6 MPa. Die volumetrische Speicherdichte des Wasserstoffs beträgt dann 65 g/l. Berücksichtigt man auch den Tank, liegt die Speicherdichte bei bis zu 45 g/l.

■ Speicherung von tiefkaltem Druckwasserstoff

(Cryo-compressed Hydrogen, kurz CcH₂) in einem Temperaturbereich von etwa -243 bis -73 °C bei einem Druck von bis zu 35 MPa. Die temperatur- und druckabhängige Speicherdichte des Wasserstoffs liegt im Bereich von etwa 72 g/l (bis zu 80 g/l), auf Systemebene im Bereich von bis zu 45 g/l. Die Technologie wird teilweise auch als Kryodruck oder Kryogas bezeichnet.



Quelle: (eigene Darstellung)

Abbildung 2: Anwendungsfälle mit höheren Kraftstoffbedarfen und/oder Reichweitenanforderungen lassen sich durch H₂-Kraftstoffoptionen mit erhöhter Speicherdichte realisieren

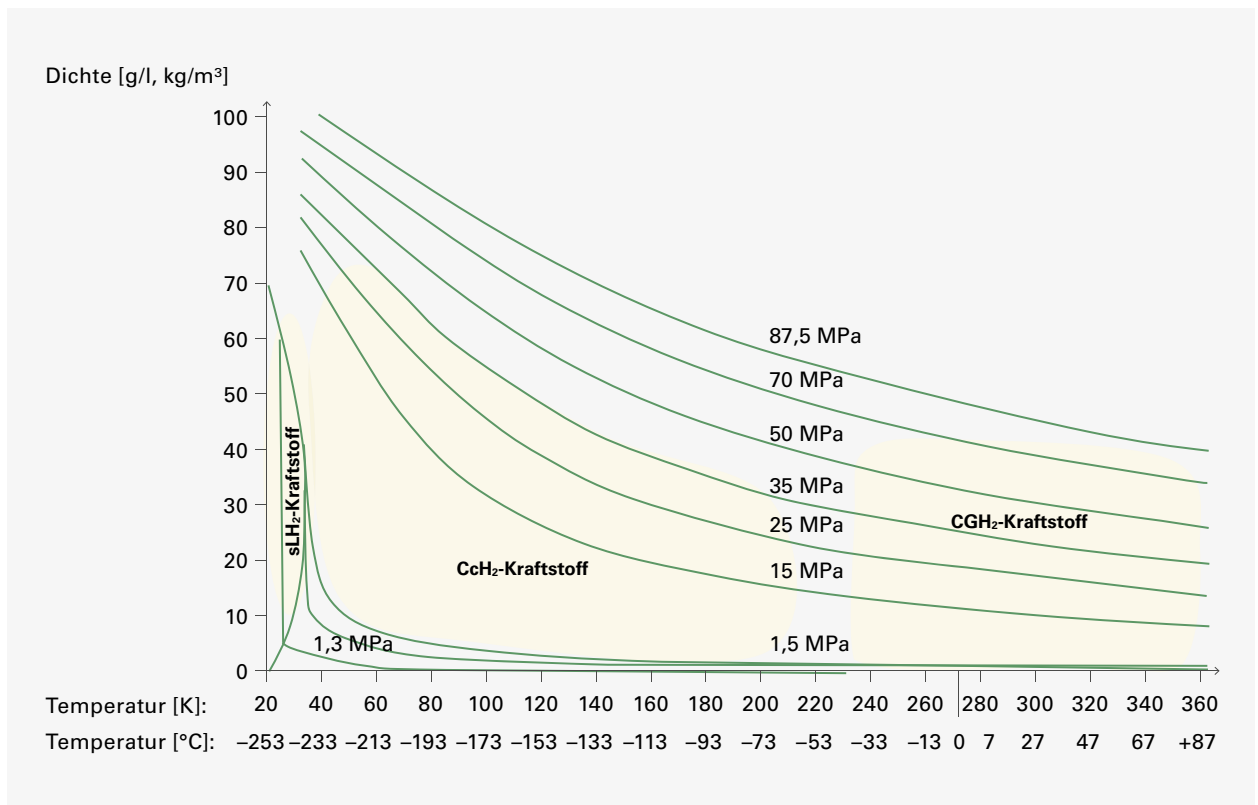
Der Zusammenhang von Druck, Temperatur und Energiedichte für Wasserstoff ist in Abbildung 3 dargestellt. Die Zustandsbereiche, in denen die oben genannten H₂-Kraftstoffe angesiedelt sind, sind indikativ eingezeichnet. Die konkret angestrebten Energiedichten für die drei Optionen sind mit und ohne Berücksichtigung des Tanksystems in Abbildung 4 aufgeführt. Die Zunahme der Energiespeicherdichte der „neuen“ H₂-Kraftstoffoptionen im Vergleich zu Druckwasserstoff bei 35 MPa ist deutlich erkennbar.

In den folgenden Unterkapiteln wird näher auf die einzelnen H₂-Speicheroptionen eingegangen. Von besonderem Interesse im Kontext dieser Studie sind Themen rund um den Betankungsprozess, die erforderlichen Komponenten, die erforderliche Kraftstoffbereitstellung und Infrastruktur sowie die Kraftstoffkosten. Diese werden in separaten Kapiteln im Detail behandelt.

2.3.1 Druckwasserstoff bei 70 MPa (CGH₂ 70 MPa)

Die Erhöhung des Speicherdrucks von 35 MPa auf 70 MPa Nenndruck ist die naheliegendste Option, die Speicherkapazität und damit die Reichweite der Fahrzeuge zu erhöhen. Die gleiche Entwicklung hat es auch im Bereich der Brennstoffzellen-Pkw gegeben. So verwendete beispielsweise Honda in seinem ab 2008 in Kleinserie gefertigten BZ-Pkw „FCX Clarity“ die 35-MPa-Speichertechnologie, in dem 2015 präsentierten Nachfolgemodell „Clarity“ wurde dann die 70-MPa-Technologie eingesetzt. Heute verwenden nahezu alle relevanten BZ-Modelle namhafter OEM die 70-MPa-Technologie in ihren Pkw.

Erfahrungen der BZ-Pkw, insbesondere im Bereich der 70-MPa-Tanktechnologie, lassen sich gut und umfangreich auf die Anwendung im Lkw übertragen. Zur Speicherung werden meist Typ-4-Tanks eingesetzt. Diese bestehen aus einer Kunststoffblase, dem sogenannten Liner, der mit Kohlenfaser-Ver-



Quelle: (eigene Darstellung)

Abbildung 3: Zusammenhang von Druck, Temperatur und Dichte für unterschiedliche H₂-Kraftstoffoptionen

bundmaterial umwickelt ist. Eher selten werden Typ-3-Tanks eingesetzt. Diese unterscheiden sich primär durch die Nutzung eines Aluminiumbehälters an Stelle des Kunststoffliners.

Der Nenndruck von 70 MPa bezieht sich auf eine Gastemperatur von 15 °C. Die Dichte des H₂-Gases beträgt dann 40,2 g/l. Bei dieser Dichte wird der Tank als „voll“ bezeichnet. Der maximal zulässige Betriebsdruck liegt bei dieser Speichertechnologie bei 87,5 MPa. Dieses Druckniveau wird bei vollem Tank bei einer Gastemperatur von 85 °C erreicht, was vor allem während des Betankungsprozesses von Relevanz ist.

Die 70-MPa-Tanktechnologie für Lkw wird derzeit zum Beispiel von Toyota vorangetrieben. Erste Fahrzeuge (36 Tonnen) werden seit wenigen Jahren im Umfeld des Hafens von Los Angeles (USA) getestet. Die Tanks sind hinter der Fahrerkabine angeordnet und ermöglichen in der derzeitigen Konfiguration eine Reichweite von etwa 450 km. Für den japanischen Markt entwickelt das Unternehmen mit dem zum Konzern gehörenden Lkw-Hersteller Hino einen 25-t-Lkw mit einer Reichweite

von etwa 600 km, ebenfalls mit 70-MPa-Tanks. [11] Ein weiterer bekannter Akteur, der auf die 70-MPa-Technologie setzt, ist das US-Start-up Nikola Motor.

2.3.2 Tiefkalter Flüssigwasserstoff (sLH₂)

Die Idee zur Nutzung von sLH₂ als Kraftstoff im Straßenverkehr basiert auf Überlegungen und Erkenntnissen, Flüssigwasserstoff (engl. Liquid Hydrogen, kurz LH₂) als Kraftstoff für Pkw einzusetzen. Dieser Ansatz wurde zum Beispiel um die Jahrtausendwende von BMW mit dem Modell 750hl verfolgt [12], aber dann verworfen. Ein Nachteil bei der Nutzung von LH₂-Kraftstoff im Anwendungsbereich Pkw sind die teilweise langen Standzeiten der Fahrzeuge ohne Kraftstoffbedarf. Diese können mehrere Tage und Wochen betragen. Durch minimierten, aber unvermeidbaren Wärmeeintrag in den Fahrzeugtank wechselt kontinuierlich ein Teil des Flüssigwasserstoffs in die Gasphase. Dies erhöht den Gasdruck im Tank. Bei längeren Standzeiten erhöht sich der Druck im Tank bis zu einem definierten Limit. Ab diesem Limit wird gasförmiger Wasserstoff

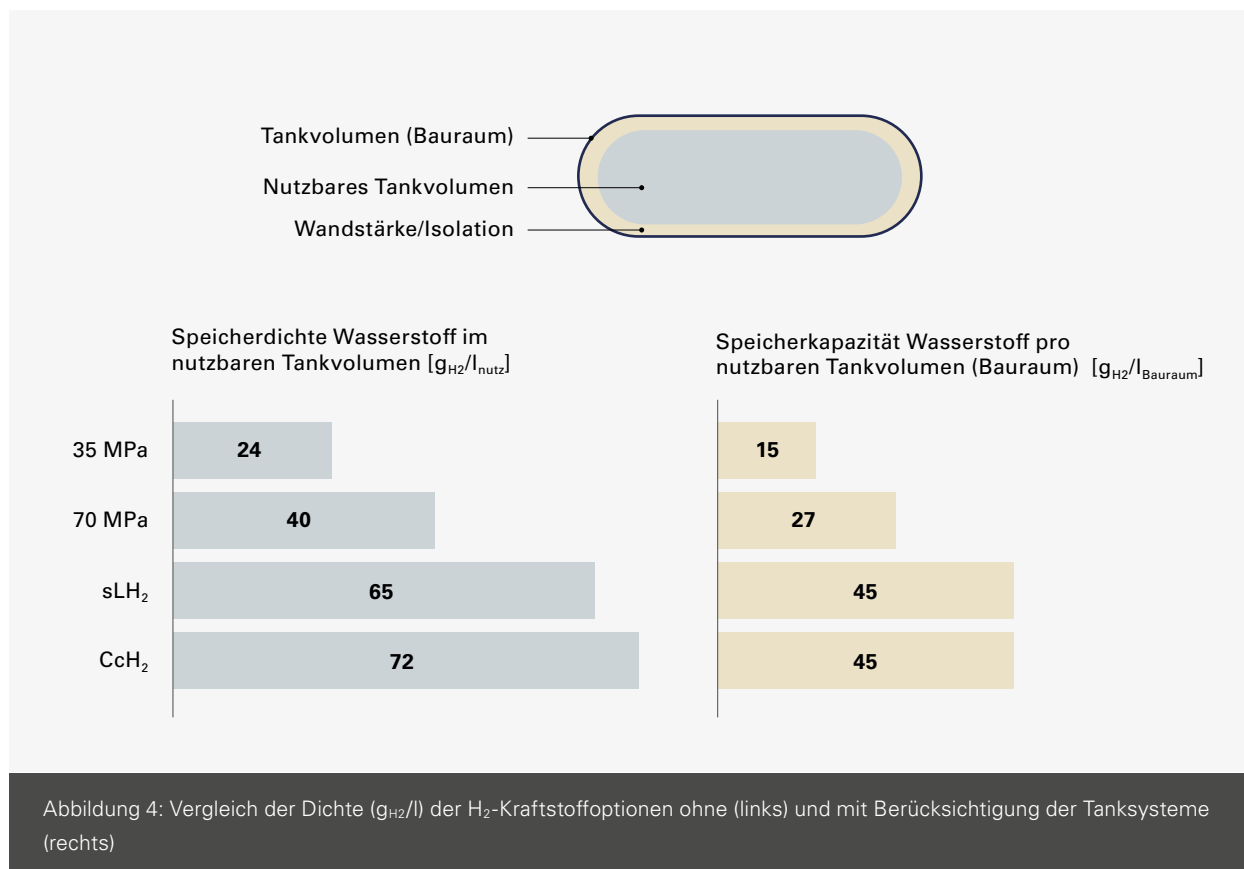


Abbildung 4: Vergleich der Dichte (g_{H2}/l) der H₂-Kraftstoffoptionen ohne (links) und mit Berücksichtigung der Tanksysteme (rechts)

zur Druckbegrenzung kontrolliert aus dem Tank abgeführt². Der Energieinhalt des Tanks reduziert sich bei langen Standzeiten allmählich von selbst.

Im Anwendungsfall Lkw, vor allem im Fernverkehr, sind die Standzeiten ohne Kraftstoffbedarf deutlich geringer und das Problem des Energieverlusts durch den Wärmeeintrag weitgehend vermeidbar. Um den Zeitraum bis zum erforderlichen Druckabbau zu erhöhen, wurde der maximal zulässige Betriebsdruck des Fahrzeugtanks erhöht. Man spricht dann von sLH₂. Der Druck im Fahrzeugtank kann nun auf 1,6 MPa, in Sonderfällen auch bis zu 2 MPa ansteigen. Die Betankung findet bei 1,6 MPa statt. Der Wasserstoff befindet sich ab ca. 1,3 MPa im überkritischen einphasigen Zustand. [13] Die mit sLH₂ erreichbaren Standzeiten betragen abhängig von der Isolationsgüte und dem Füllstand im Fahrzeugtank zwischen etwa zehn Stunden bei einem vollständig gefüllten Tank und bis zu 200 Stunden bei einem Tank mit 50 % Füllniveau. [14]

Die sLH₂-Kraftstofftanks können wie Dieseltanks beidseitig zwischen den Achsen einer Sattelzugmaschine platziert werden. Aufgrund der hohen Speicherdichte können damit Kapazitäten von über 80 kg Wasserstoff realisiert werden. Die Fahrzeugtanks bestehen aus korrosionsbeständigem Stahl und verfügen über eine Vakuumisolierung. Fahrzeugseitig ist Daimler Truck der Hauptakteur, der die Nutzung der sLH₂-Option im Lkw-Bereich aktuell vorantreibt. Partner für die Betankungstechnologie ist Linde. Die erste Betankung eines sLH₂-Prototyps erfolgte auf einem Testgelände im Sommer 2021. Bereits 2023 soll eine erste Betankung an einer Pilottankstelle erfolgen.

2.3.3 Tiefkalter Druckwasserstoff (CcH₂)

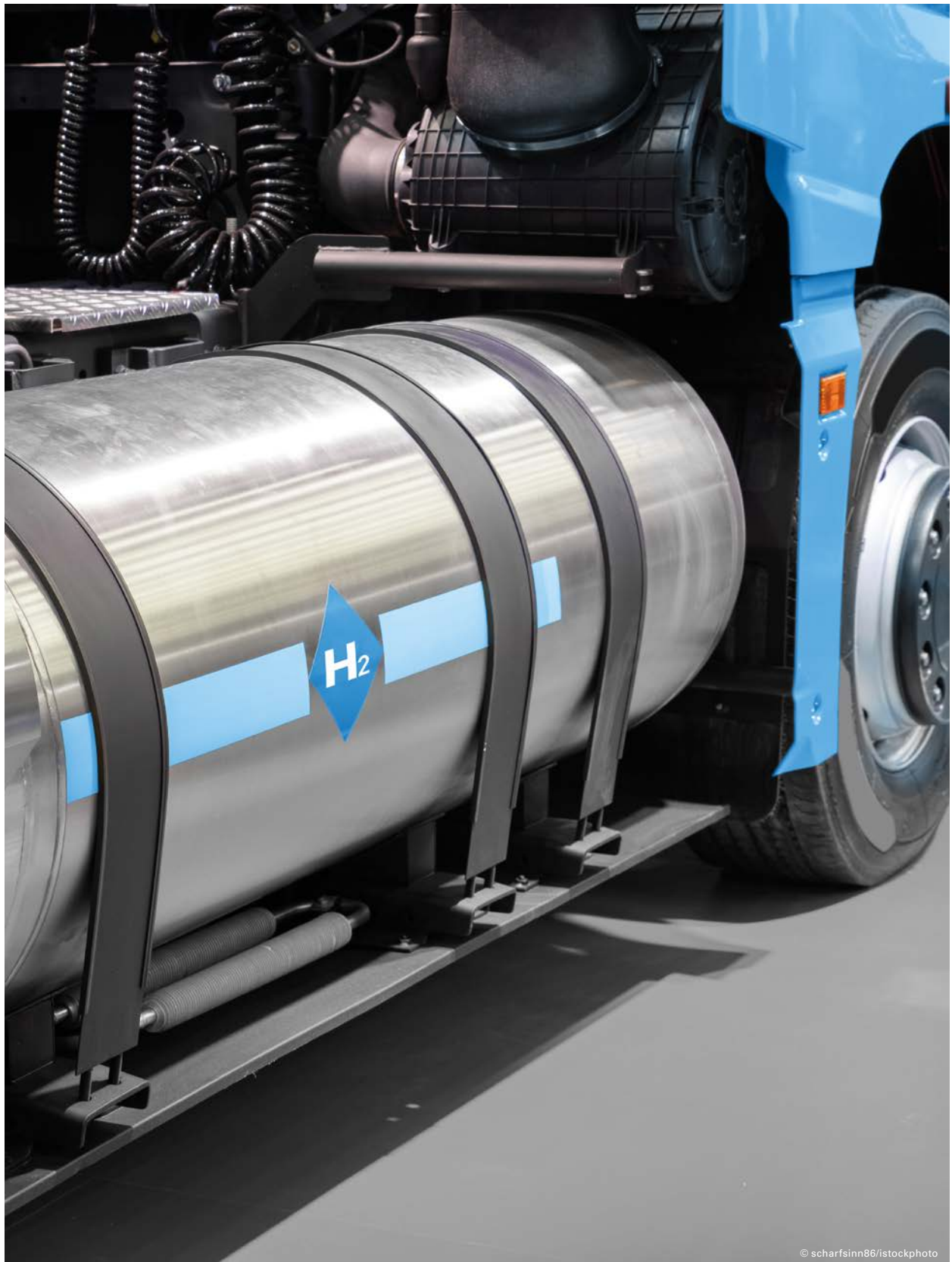
Ebenfalls aus dem Pkw-Bereich kommt die Idee, CcH₂ als Wasserstoffspeichertechnologie zu verwenden. Zwischen 2008 und 2011 hat zum Beispiel BMW erste CcH₂-Tankprototypen entwickelt und getestet. Zielsetzung bei der Entwicklung der CcH₂-Speichertechnologie war u. a., die in der Pkw-Anwendung hohen Energieverluste durch den Druckanstieg der LH₂-Speicher zu reduzieren. Zusätzlich sollte damit, im Vergleich zu einem LH₂-Tank für Pkw, die volumetrische (kWh/l) wie auch die gravimetrische (kWh/kg) Energiedichte auf Speichersystemebene um jeweils ca. 50 % erhöht werden. [15] Auch diese H₂-Speichertechnologie hat sich im Pkw nicht

gegen 35 und 70 MPa durchgesetzt. Dennoch gab es weiterhin Aktivitäten zu dieser Technologie, wie zum Beispiel die Durchführung von über 1.000 Betankungsvorgängen an einem Speicherteststand des Lawrence Livermore National Laboratory in den USA im Zeitraum von 2017 bis 2018. [16]

Als relevante Technologieoption zur Speicherung von H₂-Kraftstoff wird CcH₂ aktuell zum Einsatz im Lkw wieder diskutiert. Durch die Kombination von tiefen Temperaturen von bis zu –243 °C und hohen Drücken von bis zu 35 oder 40 MPa kann die Kraftstoffdichte im Tank auf bis zu 72 g/l erhöht werden. Die Dichte ist jedoch jeweils von der Kombination aus Druck und Temperatur abhängig, schwankt während der Fahrzeugnutzung und kann auch vom Nutzungsprofil abhängen. Die Technologie ermöglicht ebenfalls hohe Fahrzeugstandzeiten, ohne dass Energieverluste auftreten. Abhängig von der Isolationsgüte des Tanks betragen diese ein bis zwei Tage bei einem vollen Tank und zehn bis 30 Tage bei einem zu 50 % gefüllten Fahrzeugtank. [17]

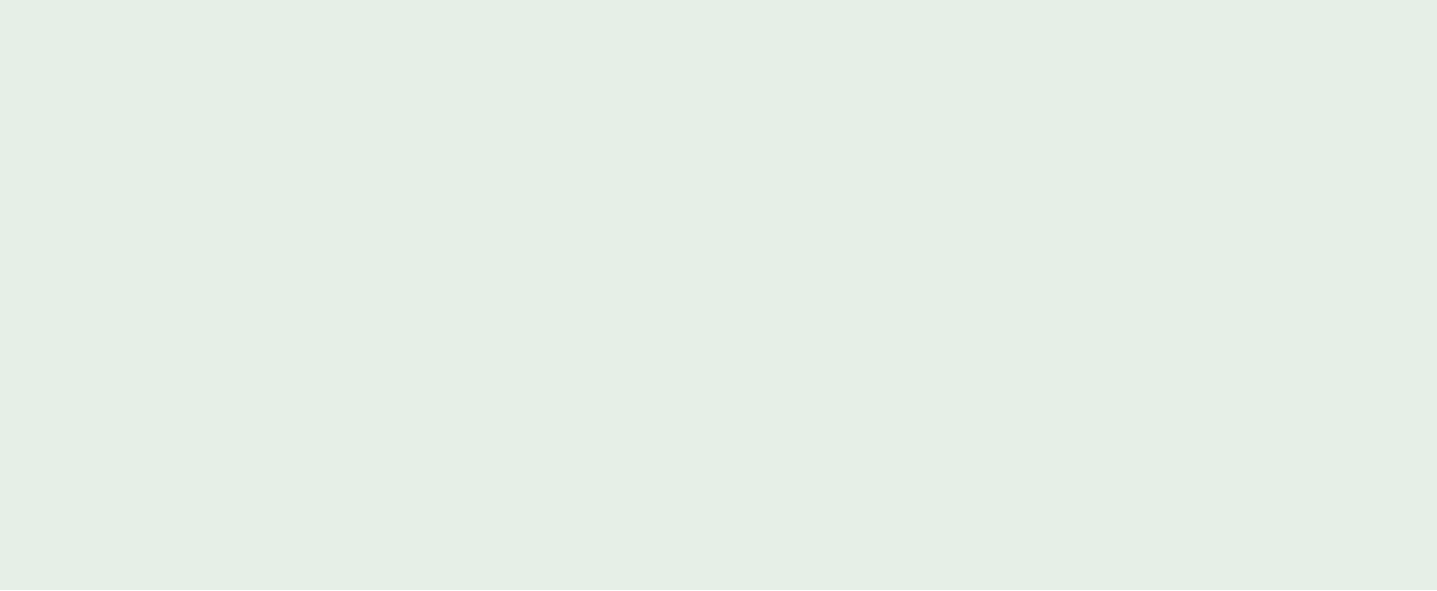
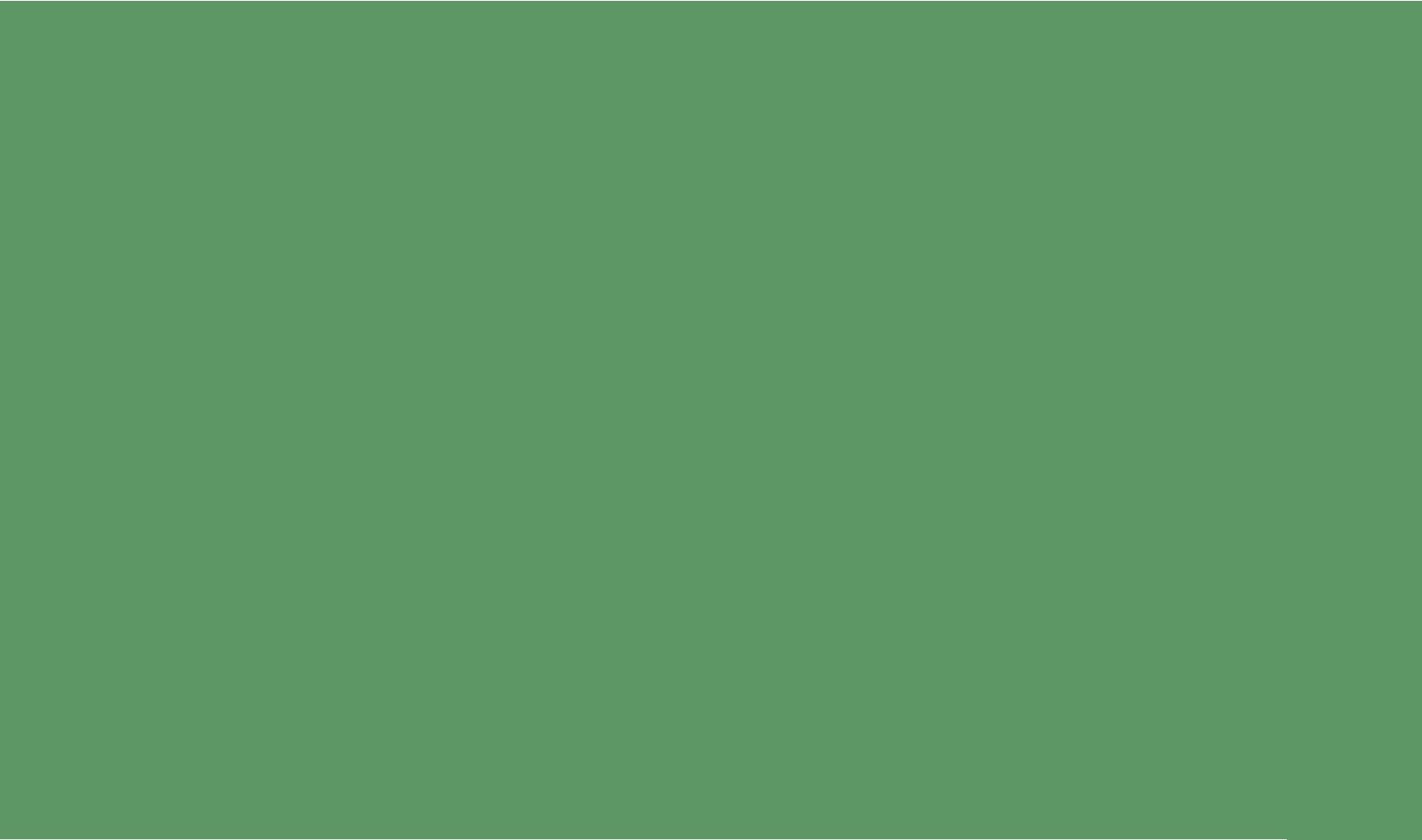
Einzelne Tanks können mit Kapazitäten von etwa 10 bis 100 kg Speicherkapazität realisiert werden. Integriert in eine Sattelzugmaschine lassen sich beispielsweise knapp 80 kg beidseitig zwischen den Achsen oder über 100 kg in einem Modul hinter der Fahrerkabine realisieren. Die Betankung der Tanks kann einflutig und ohne Datenkommunikation zwischen Fahrzeug und Tankstelle erfolgen. Die Betankung kann durch Druckerhöhung von verflüssigtem Wasserstoff erfolgen, alternativ auch durch die Kryokühlung von 35-MPa-Druckwasserstoff. Bei Letzterem sind jedoch nur geringere Speicherdichten von etwa 60 g/l erreichbar. [17] [18] Die Kombination hoher Drücke und tiefkalter Temperaturen stellt eine Herausforderung bei der Tankentwicklung dar. Hauptakteur hinter den aktuellen Entwicklungen der Technologie für den Lkw-Sektor ist das 2020 gegründete Start-up Cryomotive, das auf das Wissen ehemaliger BMW-Experten aus diesem Fachgebiet zurückgreifen kann. Das Unternehmen hat eine strategische Partnerschaft mit dem auf Verflüssigung und Kryoequipment spezialisierten Unternehmen Chart Industries. Die Technologieentwicklung erfolgt maßgeblich im Rahmen des CryoTruck Projekts. Ziel des Projekts ist es, bis 2024 einen Tankdemonstrator mit einer Kapazität von 80 kg zu entwickeln und zu testen. Anschließend soll die Technologie in zwei Fahrzeuge integriert und getestet werden. Das schließt auch die Entwicklung und den Test der Betankung ein. [19]

² | Dieser kann dann z. B. direkt über eine katalytische Reaktion in harmlosen Wasserdampf umgesetzt werden.



03

Betankungsprotokolle, -mengen und -geschwindigkeiten



03

Betankungsprotokolle, -mengen und -geschwindigkeiten

Kernaussagen dieses Kapitels

- Um stets eine sichere, schnelle und vollständige Betankung mit Wasserstoff zu gewährleisten, wird der Betankungsprozess in sogenannten Betankungsprotokollen definiert.
- Für die 70-MPa-Betankung von Lkw gibt es bisher kein genormtes Betankungsprotokoll. Aufgrund höherer Kraftstoffmengen und Massenströme im Lkw finden die Protokolle aus dem Pkw-Bereich keine Anwendung.
- Auch für die Betankung mit tiefkaltem Flüssig- oder Druckwasserstoff gibt es bisher keine Betankungsnormen.
- Aktivitäten zur Entwicklung entsprechender Protokolle sind im Gange (z. B. ISO 19885-3 für 70 MPa). International genormte und damit interoperable Betankungsprotokolle sind für Lkw nicht vor 2024 zu erwarten.
- Die derzeit diskutierten Protokollansätze für die 70-MPa-Lkw-Betankung unterscheiden sich grundlegend von den bisherigen Protokollen. Es werden hohe Anforderungen an eine sichere Kommunikation zwischen Fahrzeug und Tankstelle gestellt, um fahrzeugspezifische Betankungsdaten übertragen zu können. Damit können OEM durch eine vorteilhafte Auslegung des Tanksystems die Betankungsdauer für ihr Fahrzeug reduzieren.
- Für alle H₂-Kraftstoffoptionen wird erwartet, dass künftig innerhalb von zehn bis 15 Minuten eine Reichweite von bis zu 1.000 km betankt werden kann.

Die Fahrzeugreichweite sowie die damit verbundenen Anforderungen an die Speicherkapazität sind von zentraler Bedeutung für den Nutzer. Von gleicher Bedeutung sind die Betankungsgeschwindigkeit und die damit direkt verbundene Betankungsdauer. Diese ist auch von der Betankungsmenge je Tankvorgang abhängig. Damit kommt dem Betankungsvorgang insgesamt eine wichtige Rolle hinsichtlich der Attraktivität von Fahrzeugen mit H₂-Kraftstoff zu.

3.1 Herausforderungen bei der Wasserstoffbetankung und die Notwendigkeit von Betankungsprotokollen

Im Vergleich zur Fahrzeugbetankung mit konventionellem Flüssigkraftstoff (zum Beispiel Diesel) stellt die Betankung mit Wasserstoff eine größere Herausforderung dar. Die bei Gasen relevante Wechselwirkung von Temperatur und Druck ist vor allem bei der Druckgasspeicherung bzw. -betankung von besonderer Bedeutung. Während der Betankung, aber auch während des Fahrzeugbetriebs müssen Gasdruck und Temperatur jederzeit im zulässigen Bereich gehalten werden.

Der zulässige Temperaturbereich wird durch den Fahrzeugtank definiert, der im Fall der gasförmigen Speicherung (35 oder 70 MPa) bei -40 °C bis +85 °C liegt. Der maximale Betriebsdruck der Speichertanks ist auf das 1,25-Fache des Nenn-drucks begrenzt. Im Fall der 35-MPa-Speichertechnologie liegt er bei 43,75 MPa, für 70-MPa-Speicher bei 87,5 MPa. Bei der Fahrzeugbetankung erfolgt der Gastransfer entweder durch Überströmen aus einem Druckreservoir der Tankstelle oder durch direkte Verdichtung aus einem stationären Speicher in den Fahrzeugtank. Während der Betankung erhöht sich die Gastemperatur im Fahrzeugtank durch Strömungswiderstände und aufgrund thermodynamischer Effekte deutlich. Der Temperaturanstieg hängt dabei von diversen Parametern wie beispielsweise Tankgeometrie (zum Beispiel Verhältnis Länge zu Durchmesser) und -material, Tankstellensystemdesign, Um-

gebungstemperatur und initiale Tanktemperatur, Tankfüllstand zu Beginn der Betankung sowie der Betankungsmenge und -geschwindigkeit ab. Um den Temperaturanstieg im Fahrzeugtank zu begrenzen, wird der Wasserstoff vor der Betankung in vielen Fällen tankstellenseitig auf bis zu -40 °C vorgekühlt. Dieses Temperaturniveau findet derzeit vor allem im Bereich der Pkw-Betankung Anwendung. Es gibt jedoch auch Anwendungsfälle, vor allem im Bereich der nicht öffentlichen Betankung von zum Beispiel Bussen oder Schienenfahrzeugen, in denen eine Betankung mit reduzierter oder vollständig ohne Vorkühlung erfolgen kann.

Die Herausforderung bei der Betankung besteht entsprechend einerseits darin, dass die Temperatur des Fahrzeugtanks während und nach der Betankung unter 85 °C bleibt, um zum Beispiel Materialschäden zu vermeiden. Andererseits muss gleichzeitig sichergestellt sein, dass ein Überfüllen der Fahrzeugtanks vermieden wird. Das bedeutet, dass nur so viel Wasserstoff getankt werden darf, dass bei einem späteren Anstieg der Gastemperatur (zum Beispiel durch Parken in der Sonne) der maximal zulässige Betriebsdruck nicht überschritten wird. Das ist insbesondere dann von Bedeutung, wenn bei kühlen Außentemperaturen mit starker Vorkühlung getankt wird und somit Gastemperatur und Tanktemperatur während der Betankung deutlich unter 85 °C verbleiben.

Um trotz dieser Herausforderung eine weitgehend internationale Interoperabilität von Fahrzeugen und H₂-Tankstellen sowie zu jedem Zeitpunkt eine sichere, schnelle und vollständige Betankung zu gewährleisten, sind die zentralen Randbedingungen und Parameter für die Wasserstoffbetankung einheitlich festzulegen. Die Festlegung erfolgt im Rahmen von sogenannten Betankungsprotokollen. Sie sind so gestaltet, dass typische Fahrzeuge von unterschiedlichen OEM mit unterschiedlichen Tankgeometrien und -materialien mit Tankstellen verschiedener Hersteller kompatibel sind. Die derzeit definierten Randbedingungen der Protokolle begrenzen relevante Parameter wie Betankungsgeschwindigkeit oder maximale Kapazität des

Tanksystems. Weiterhin werden Anforderungen zum Beispiel an maximale Leitungslängen, Strömungswiderstände oder Vorkühltemperaturen formuliert. Eine Weiterentwicklung der Protokolle kann den Anwendungsraum erweitern, die formulierten Anforderungen reduzieren oder die Betankungsperformance erhöhen.

Betankungsprotokolle müssen eine jederzeit sichere Betankung sowie einen anschließend sicheren Betankungszustand des Fahrzeugs gewährleisten.

Betankungsprotokolle sind nicht nur für die gasförmige Betankung von 35- und 70-MPa-Tanksystemen erforderlich. Auch zur Betankung von sLH₂ und CcH₂ müssen international gültige Betankungsprotokolle vorliegen, um eine Interoperabilität von Fahrzeugen und Infrastruktur zu gewährleisten. Das nächste Unterkapitel behandelt den aktuellen Stand hinsichtlich verfügbarer Betankungsprotokolle für gasförmigen Wasserstoff sowie deren Grenzen und Anforderungen. Aktuell diskutierte Weiterentwicklungen werden ebenfalls thematisiert.

3.2 Einschränkungen verfügbarer Betankungsprotokolle

Betankungsprotokolle werden eingesetzt, um jederzeit eine sichere, vollständige und schnelle Betankung von Fahrzeugen zu ermöglichen und Interoperabilität zwischen Fahrzeugen und Tankstellen zu gewährleisten. Dazu müssen im Protokoll die unterschiedlichsten fahrzeug- und tankstellenseitigen Ausgestaltungsoptionen berücksichtigt werden. Auch verschiedene Umgebungsbedingungen sind zu berücksichtigen. Eine schnelle und vollständige Betankung ist ein zentraler Aspekt für die Kundenzufriedenheit und die Akzeptanz der Kraftstoffoption. Damit hat das Betankungsprotokoll und dessen Leistungsfähigkeit eine besondere Bedeutung für die Wasserstoffnutzung im Verkehrssektor. So zeigen Beispiele aus dem Pkw-Sektor, dass allein durch die Implementierung einer neuen Betankungsmethodik die Betankungszeit reduziert und gleichzeitig die

Verfügbarkeit der Tankstelle erhöht werden konnte. [20] Seit über zehn Jahren ist ein Betankungsprotokoll für Pkw verfügbar und wird global³ eingesetzt. Dieses SAE-J2601-Protokoll⁴ enthält diverse Tabellen, sogenannte „Look-up Tables“, in denen für verschiedene Parameterkombinationen jeweils eine Druckanstiegsrate (MPa/min) sowie ein Betankungsdruck für den Betankungsprozess hinterlegt sind. Diese Tabellen sind in der Tankstellensoftware hinterlegt. Damit die Tankstelle die richtigen Tabellenwerte zur Steuerung des Betankungsprozesses entnehmen kann, werden verschiedene Eingangsparameter benötigt. Diese können von der Tankstelle selbstständig ermittelt werden und beinhalten die Tankkapazität des Fahrzeugs (wird vor der Betankung über einen initialen Druckstoß ermittelt), die Vorkühltemperatur des Wasserstoffs, die Umgebungstemperatur sowie den Druck im Fahrzeugtank vor Beginn der Betankung. Für diverse weitere relevante Fahrzeug-, Umgebungs- und Tankstellenparameter wurde eine Reihe von Worst-Case-Annahmen bereits bei der Definition der Tabellen berücksichtigt. Um trotz der diversen Worst-Case-Annahmen dennoch eine schnelle und meist vollständige Betankung zu erreichen, mussten die Anforderungen an die Gasvorkühlung mit bis zu -40 °C recht hoch angesetzt werden.

Gleichzeitig wurde der Anwendungsbereich des Protokolls auf Tanksysteme mit einer Kapazität von 2 bis 10 kg für 70-MPa-Betankungen und von 1,2 bis 6 kg für 35-MPa-Betankungen begrenzt. Zusätzlich wurde eine Infrarotschnittstelle zur Kommunikation zwischen Fahrzeug und Tankstelle implementiert. Diese ist nach SAE J2799 genormt. Da diese Schnittstelle jedoch nicht über ein ausreichendes Sicherheitsintegritätslevel verfügt, können die ausgetauschten Daten nur sehr eingeschränkt zur sicherheitsrelevanten Steuerung des Betankungsprozesses verwendet werden. Eine Betankung ist sowohl mit als auch ohne Kommunikation möglich, bei Letzterem mit etwas verringertem finalem Tankfüllstand, je nach Umgebungsbedingungen. [21] Seit der ursprünglichen Veröffentlichung des SAE-J2601-Protokolls wurden einige Anpassungen und Protokollerweiterungen eingearbeitet. Zunächst wurde als Alternative zu den fixen Tabellen die sogenannte „MC Formula“ mit in das Betankungsprotokoll aufgenommen. Diese ursprünglich von Honda vorgeschlagene Methode erlaubt es der Tankstelle, den Betankungsprozess abhängig vom Verlauf der aktuellen Betankung dynamisch anzupassen, zum Beispiel abhängig von der tatsächlich erzielten Vorkühltemperatur. Mit dieser Option ist der Betankungsprozess robuster, da es weniger Betankungsabbrüche aufgrund von Parameterverletzungen gibt. Eine Protokollanpassung im Jahr 2020 erweiterte die Anwendbar-

3 | Geringfügige nationalspezifische Anpassungen waren aus regulatorischen Gründen zunächst teilweise erforderlich, z. B. für Japan.

4 | SAE J2601 Protocols for Light Duty Gaseous Hydrogen Surface Vehicles.

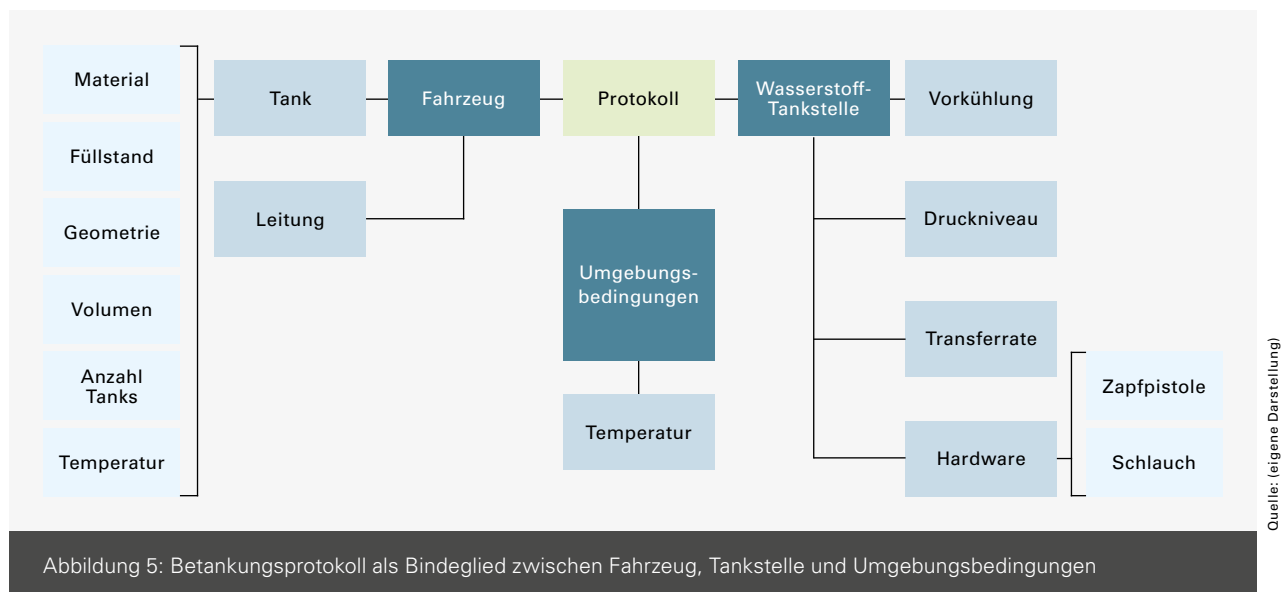


Abbildung 5: Betankungsprotokoll als Bindeglied zwischen Fahrzeug, Tankstelle und Umgebungsbedingungen

Quelle: (eigene Darstellung)

keit des Protokolls auch auf Tanksysteme mit Kapazitäten deutlich über 10 kg bei 70 MPa Nenndruck. Die maximale Betankungsgeschwindigkeit, die mit dem SAE-J2601-Protokoll umgesetzt werden kann, liegt bei 60 Gramm pro Sekunde (g/s). Pkw-Betankungen benötigen mit dem Protokoll i. d. R. etwa drei bis fünf Minuten. Die Betankungsdauern können jedoch bei sehr hohen Außentemperaturen oder geringem Restdruck im Fahrzeugtank auch im Bereich von zehn bis 15 Minuten liegen. [22] [23]

Für Nutzfahrzeuge mit 35-MPa-Speichertechnologie gibt es das SAE-J2601/2-Betankungsprotokoll.⁵ Dieses ebenfalls seit vielen Jahren verfügbare Protokoll ist, im Gegensatz zu SAE J2601 für Pkw, lediglich ein rein informatives Protokoll. Das SAE J2601/2 enthält keine Tabellen, Formeln oder ähnliche direkte Anweisungen, wie ein Fahrzeug zu betanken ist. Es beschreibt lediglich die Aspekte, die für eine sichere Betankung berücksichtigt werden müssen. Auf dieser Basis haben diverse Unternehmen, Projekte und Konsortien ihre eigenen Betankungsprotokolle entwickelt. Die 35-MPa-Technologie wurde bisher vor allem im Rahmen von begrenzten und meist homogenen Flotten wie zum Beispiel Stadtbussen oder Nahverkehrszügen eingesetzt. Hier sind die zu betankenden Fahrzeuge und deren Parameter (zum Beispiel Art des Speichertanks) bekannt, Fremdfahrzeuge spielen i. d. R. keine Rolle. Entsprechend war es kein zentrales Problem, wenn für unterschiedliche Projekte und Flotten unterschiedliche, meist auf die jeweilige Fahrzeugflotte hin optimierte Betankungsprotokolle angewendet wurden. Die Interoperabilität ist hier meist nur innerhalb eines Projekts oder einer Flotte relevant. Für die Nutzung in öffentlichen Tankstellen zur Betankung von Nutzfahrzeugen unterschiedlicher Hersteller sind diese proprietären Protokolle nicht anwendbar. Zusätzlich ist die Betankungsgeschwindigkeit auf max. 120 g/s begrenzt. Die tatsächlich erzielbaren Transferraten liegen noch deutlich unter diesem Wert. [22] [24]

3.3 Übergangsprotokoll für aktuelle 35-MPa-Nutzfahrzeuge

International abgestimmte, normierte und auf die Anforderungen von schweren Nutzfahrzeugen ausgelegte Betankungsprotokolle sind (Stand Oktober 2022) nicht verfügbar. Um die

aktuellen 35-MPa-Lkw-Modelle mit Brennstoffzelle flächendeckend in Deutschland betreiben zu können, hat die Clean Energy Partnership (CEP⁶) ein Protokoll zur Betankung von Nutzfahrzeugen mit 20 bis 42,5 kg Speicherkapazität entwickeln lassen. Dieses wurde im Oktober 2021 veröffentlicht und wurde 2022 zunächst an einigen Tankstellen erprobt. [25] [26] Das Protokoll orientiert sich dabei stark an den Definitionen und der Methodik des SAE-J2601-Protokolls. Entsprechend kommen ebenfalls „Look-up Tables“ mit Druckanstiegsraten und Betankungsendrücken zum Einsatz. Das Protokoll kann für 35-MPa-Fahrzeuge mit einer Speicherkapazität von 20 bis 42,5 kg angewendet werden. Dabei ist die zulässige Kapazität der einzelnen Tanks im Tanksystem auf 4 bis 8,5 kg begrenzt. Die maximale Transferrate beträgt 120 g/s. Die vollständige Betankung der Fahrzeuge soll in zehn bis 15 Minuten erfolgen können. Mit dem Protokoll lassen sich unterschiedliche Vorkühltemperaturkorridore des Wasserstoffs berücksichtigen. Damit kann tankstellenseitig auch eine wärmere und damit kostengünstigere Vorkühlung eingesetzt werden. In den meisten Fällen kann trotz geringerer Vorkühlung eine vollständige Betankung in weniger als 15 Minuten erfolgen. [25]

Im Rahmen des Roll-outs erster Lkw ist dieses Protokoll ein wichtiger Baustein für Interoperabilität, zumindest innerhalb Deutschlands. Vor allem für Lkw im Verteilverkehr ermöglicht es eine zeitnahe Markteinführung. Für die mittelfristige Verwendung für Nutzfahrzeuge, die im Fernverkehr eingesetzt werden sollen, ist es jedoch nicht ausreichend. Neben dem Speicherdruck, der Speicherkapazität und der Transferrate kann auch die Einschränkung auf Einzeltanks bis maximal 8,5 kg Kapazität ein Hemmnis darstellen. Bereits heute werden zum Beispiel BZ-Busse mit Einzelspeichern von ca. 9 kg diskutiert – sie könnten nach diesem Protokoll nicht ordnungsgemäß betankt werden. [26]

3.4 Aktivitäten zur Entwicklung neuer Betankungsprotokolle für gasförmigen Druckwasserstoff

Um die Markteinführung von Brennstoffzellen-Lkw im Fernverkehr zu ermöglichen und die entsprechenden Betankungsmengen und -geschwindigkeiten darstellen zu können, gibt es eine Reihe an Aktivitäten zur Entwicklung neuer Betankungs-

⁵ | SAE J2601/2 Fueling Protocol for Gaseous Hydrogen Powered Heavy Duty Vehicles.

⁶ | Die CEP ist eine 2002 auf Initiative des Bundesverkehrsministeriums gegründete Industriepartnerschaft, die das Ziel verfolgt, flächendeckend grüne Mobilität mit Wasserstoff und Brennstoffzelle zu etablieren.

ISO	Titel	Status
ISO 19885	Gasförmiger Wasserstoff – Betankungsprotokolle für mit Wasserstoff betriebene Fahrzeuge	
ISO 19885-1	Teil 1: Auslegung und Entwicklungsverfahren für Betankungsprotokolle	In Vorbereitung
ISO 19885-2	Teil 2: Definition der Kommunikation zwischen dem Fahrzeug und dem Kontrollsystem der Abgabereinrichtung	In Vorbereitung
ISO 19885-3	Teil 3: Wasserstoffbetankungsprotokolle für hohe Durchflussraten für Schwerlast-Straßenfahrzeuge	In Vorbereitung

Quelle: (eigene Recherche)

Tabelle 2: Normierung der Wasserstoffbetankung im Rahmen der ISO

protokolle. Diese sollen neben höheren Betankungsmengen und -geschwindigkeiten gegebenenfalls auch bestehende Anforderungen an die Tankstellen reduzieren, um dort Kostensenkungen zum Beispiel im Bereich der Vorkühlung und der Prozesskontrolle zu ermöglichen.

Auf internationaler Ebene sollen zentrale Aspekte der Betankung künftig durch die ISO 19885 „Gasförmiger Wasserstoff – Betankungsprotokolle für mit Wasserstoff betriebene Fahrzeuge“ abgedeckt werden (Tabelle 2). Teil 3 (19885-3) umfasst dabei die „Wasserstoffbetankungsprotokolle für hohe Durchflussraten für Schwerlast-Straßenfahrzeuge“. Der aktuelle Bearbeitungsstand der ISO 19885-3 ist dabei laut ISO-Datenbank „in Vorbereitung“. Mit einer Veröffentlichung dieser Betankungsnorm ist nicht vor Ende 2023 zu rechnen. [27] Verantwortlich für die Bearbeitung ist die Arbeitsgruppe 24 des technischen Komitees 197 der ISO (ISO/TC 197/WG 24). Weitere Details zur in Entwicklung befindlichen Betankungsnorm sind nicht öffentlich verfügbar. Es ist jedoch geplant, dass Erkenntnisse und Ansätze aus internationalen Aktivitäten zum Thema Betankungsprotokoll Berücksichtigung finden. Zwei relevante Aktivitäten, die voraussichtlich Eingang in den Normierungsprozess finden werden, sind im Folgenden kurz erläutert.

PRHYDE

Das 2022 abgeschlossene Projekt PRHYDE⁷ ist eines der sichtbarsten und relevantesten Projekte zum Thema H₂-Betankungsprotokolle, zumindest in Europa. Es wurde von der Europäischen Kommission durch das Clean Hydrogen Joint

Undertaking (CH JU), ehemals Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH₂ JU) im Rahmen des Horizon-2020-Programms gefördert. Ziel des Projekts war es, Daten und Ansätze für die Betankung von mittelschweren und schweren Nutzfahrzeugen zu ermitteln und zu erarbeiten, die Eingang in die Entwicklung neuer Betankungsprotokolle, zum Beispiel in die ISO 19885-3, finden sollen. Dazu arbeitete das Konsortium aus internationalen Unternehmen zwischen Januar 2020 und September 2022 an Ansätzen zur Betankung von 35-, 50- und 70-MPa-Fahrzeugspeichersystemen. Die entwickelten Ansätze sollen in der Lage sein, große Tankkapazitäten (≥ 100 kg) und hohe Betankungsgeschwindigkeiten (≤ 300 g/s) zu berücksichtigen. [28] [29]

Auf Basis einer Reihe von Betankungstests von speziellen, mit Temperatursensoren ausgestatteten Wasserstoffspeichertanks sowie unterstützt von numerischen Modellen zur Strömungsmechanik konnte ein neues Konzept für ein Betankungsprotokoll entwickelt werden. Im Gegensatz zu bisherigen Protokollen soll das neue Protokoll sehr stark auf die Kommunikation zwischen Fahrzeug und Tankstelle setzen. Vor Beginn der Betankung sollen fahrzeugspezifische Betankungstabellen vom Fahrzeug an die Tankstelle übermittelt werden. Die vom Fahrzeug bereitgestellten Tabellen berücksichtigen dabei die thermodynamischen Eigenschaften des Fahrzeug-Tanksystems und ermöglichen so einen für das jeweilige Fahrzeug optimierten Betankungsprozess. Durch die Reduzierung oder Vermeidung von dann unnötigen Worst-Case-Annahmen zu den Fahrzeugeigenschaften können die Anforderungen an die Tankstelle, beispielsweise hinsichtlich der Vorkühlung, redu-

7 | PRHYDE: Protocol for heavy-duty Hydrogen refuelling; <https://prhyde.eu/>

ziert werden. Gleichzeitig können kürzere Betankungsdauern erzielt werden. Mit diesem Ansatz können Tanksysteme unterschiedlichster Kapazitäten und Geometrien befüllt werden, was den Einsatz zum Beispiel auch für Schienenfahrzeuge oder Schiffe ermöglicht. Gleichzeitig können mit dem Ansatz neue Tankkonzepte oder Materialien einfach in die fahrzeugseitigen Betankungstabellen implementiert werden. [30]

Für die Fahrzeug- und Tankhersteller würde ein solches Betankungsprotokoll⁸ einen sehr relevanten Unterschied zum Status quo darstellen. Zum einen müssen die thermodynamischen Eigenschaften des Tanksystems inklusive Komponenten wie Zuleitungen, Ventile etc. sehr gut bekannt sein, entsprechend umgerechnet in die Betankungstabellen eingepflegt und in die elektronische Steuereinheit des Fahrzeugs integriert werden. Zum anderen ermöglicht es den Herstellern, sich durch geeignetes Design des Tanksystems gegenüber der Konkurrenz abzusetzen. Bisherige Betankungsprotokolle haben alle Fahrzeuge mit ähnlicher Tankgröße in eine bestimmte Kategorie eingeordnet und alle Fahrzeuge einer Kategorie gleich betankt. Mit einem Protokoll, das auf dem neuen Ansatz basiert, ist die Betankungsdauer fahrzeugspezifisch und kann damit ein relevantes Unterscheidungskriterium zur Konkurrenz darstellen. [30]

NREL

In den USA arbeitet das NREL (National Renewable Energy Laboratory) ebenfalls an der H₂-Schnellbetankung von Lkw. Dazu wurde ein umfangreicher Versuchsstand aufgebaut. Ziel ist es, künftig eine H₂-Betankung mit etwa 300 g/s (maximale Transferrate) zu ermöglichen und damit einen 100-kg-Fahrzeugtank in zehn Minuten betanken zu können (durchschnittliche Transferrate ca. 150 g/s). [31]

3.5 Fahrzeug-Tankstellen-Kommunikation für gasförmige Druckbetankung

Die Kommunikation zwischen Fahrzeug und Tankstelle ist ein wichtiger Aspekt hinsichtlich höherer Betankungsgeschwindigkeiten und reduzierter Anforderungen an öffentlich zugängliche Betankungsanlagen. Heutige Protokolle begrenzen die H₂-Transferraten und definieren gleichzeitig hohe Anforderungen an die H₂-Vorkühlung auf bis zu -40 °C. Dies ist das Resultat begrenzter Informationen, die der Tankstelle hinsichtlich des jeweils zu betankenden Fahrzeugs vorliegen. Aufgrund dieses Informationsdefizits müssen bisher eine Reihe an Worst-Case-Annahmen sowie Sicherheitsaufschläge in das Betankungsprotokoll der Tankstelle implementiert werden. Zwar sehen heutige Betankungsprotokolle oft eine sogenannte „Com“- und

8 | Im Detail enthält das vorgeschlagene Konzept unterschiedliche Varianten zur Umsetzung, die hier aber nicht näher erläutert werden.

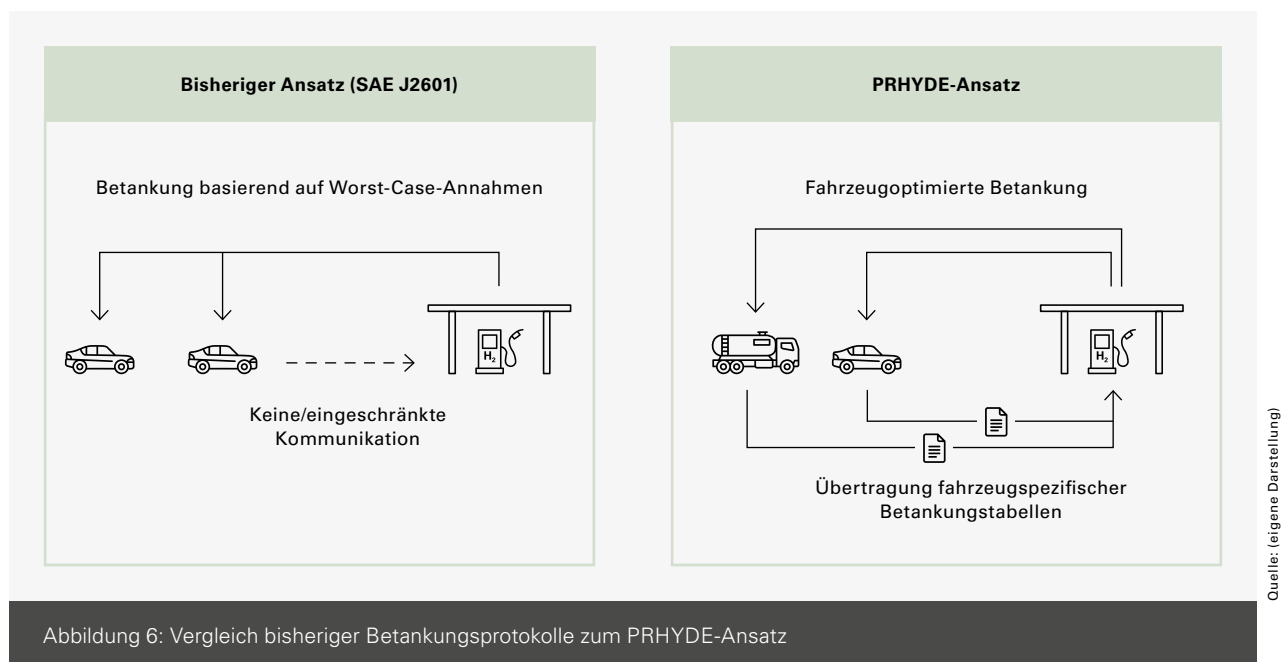


Abbildung 6: Vergleich bisheriger Betankungsprotokolle zum PRHYDE-Ansatz

„Non-Com“-Betankung vor (mit und ohne Kommunikation), jedoch sind die Vorteile der „Com“-Betankung überschaubar. Das liegt vor allem an der Umsetzung der Kommunikation zwischen Fahrzeug und Tankstelle. Hier wird heute eine Infrarot-Schnittstelle nach SAE J2799 verwendet. Diese genormte unidirektionale Kommunikation verfügt über kein ausreichendes Sicherheits-Integritätslevel, weshalb die damit übertragenen Daten nicht für sicherheitsrelevante Aspekte der Betankung verwendet werden können.

Sicherheits-Integritätslevel

Das Sicherheits-Integritätslevel (SIL), auch als Sicherheitsanforderungsstufe bezeichnet, ist ein Begriff aus dem Gebiet der Funktionalen Sicherheit. Es dient der Beurteilung der Zuverlässigkeit von sicherheitsrelevanten Funktionen, in diesem Fall der Datenbereitstellung von Daten des Fahrzeugs an die Tankstelle. Es gibt SIL Level 1 bis Level 4, wobei Level 4 die Stufe mit der geringsten Versagenswahrscheinlichkeit darstellt. Jeweils zulässige Versagenswahrscheinlichkeiten sind in entsprechenden Normen festgelegt.

Das muss und soll sich in Zukunft ändern, um die zum Beispiel im Rahmen des Projekts PRHYDE entwickelten Ansätze vollständig umsetzen zu können. Dazu muss eine entsprechend gesicherte beziehungsweise zuverlässige bidirektionale Kommunikationsschnittstelle zwischen Fahrzeug und Tankstelle zur Verfügung stehen, mit der für eine schnelle, vollständige und sichere Betankung erforderliche zentrale Parameter vom Fahrzeug an die Steuereinheit der Tankstelle übertragen werden können. Welche Daten im Detail übertragen werden, hängt von der Ausgestaltung künftiger Betankungsprotokolle ab. Es ist zum Beispiel die Übertragung eines statischen Datensatzes (zum Beispiel zum Design des Fahrzeugtanks) zu Beginn der Betankung und/oder die permanente Übertragung von Messwerten zur Prozesssteuerung (zum Beispiel Gastemperatur im Fahrzeugtank) möglich.

Wie künftig eine gesicherte Kommunikation zwischen Fahrzeug und Tankstelle im Detail ausgestaltet wird, ist heute noch nicht festgelegt. Naheliegend ist eine drahtlose Kommunikationsschnittstelle (zum Beispiel WiFi, 5G), die zur Initiierung, zum sogenannten „Pairing“, zum Beispiel einen NFC- oder

RFID-Chip an der Zapfpistole und dem Fahrzeugtankstutzen verwendet. Das eindeutige Pairing zwischen einem Fahrzeug und einer Zapfpistole ist dabei von zentraler Bedeutung, um sicherzustellen, dass das richtige Fahrzeug mit der richtigen Zapfpistole kommuniziert. [21]

Steht eine gesicherte Kommunikation zur Verfügung, kann diese nicht nur vom Betankungsprotokoll verwendet werden, sondern es könnten dann auch weitere Services wie zum Beispiel automatisches Bezahlen, Kundenbindungsprogramme oder Anwendungen zum Flottenmanagement umgesetzt werden. [21] [32]

Die Festlegung der zukünftigen Kommunikation erfolgt derzeit im Rahmen der Erarbeitung der ISO 19885-2 „Definition der Kommunikation zwischen dem Fahrzeug und dem Kontrollsystem der Abgabeeinrichtung“.

3.6 Betankung mit sLH₂ und CcH₂

Da sich die H₂-Kraftstoffspeicherung in Form von sLH₂ und CcH₂ noch in der Entwicklung befindet, gibt es für die Betankung aktuell noch keine abgestimmten Betankungsprotokolle. Um die Entwicklung der Technologien zu unterstützen und den Normierungsprozess zu starten, haben die Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW GmbH) und die CEP im April 2021 einen Technologieworkshop [33] organisiert, in dem u. a. diese Speichertechnologien und Konzepte vorgestellt wurden. In den folgenden Monaten wurden in einem offenen Prozess durch diverse Industrievertreter erste Anforderungen u. a. hinsichtlich der künftigen Betankungsprozesse in je einem White Paper zu sLH₂ und CcH₂ abgestimmt und veröffentlicht.

Im White Paper zur sLH₂-Technologie [13] wurden bereits erste Anforderungen zum Betankungsprozess beschrieben. Alle relevanten Elemente für ein Betankungsprotokoll sollen bis 2023 vorliegen. Die künftig angestrebte Leistungsfähigkeit der Betankung liegt für sLH₂ bei etwa 120 g/s (400 kg/h). Diese durchschnittliche Transferrate soll ohne Datenkommunikation zwischen Fahrzeug und Tankstelle erreicht werden und eine Betankung von 80 kg Wasserstoff in zwölf Minuten ermöglichen. Die Transferrate kann in der Spitze bis zu 140 g/s (500 kg/h) betragen. Bei einem Zieldruck von zum Beispiel 1,6 MPa wird der Betankungsvorgang automatisch beendet. Der Druckkorridor, in dem die Betankung typischerweise durchgeführt werden könnte, liegt bei 0,4 bis 1,6 MPa. Derzeit werden mit dieser Technologie Tankkapazitäten zwischen 40 und 120 kg

adressiert. Ziel ist es, die Betankung einflutig, das heißt ohne extra Rückführungsleitung für Wasserstoffgastransfer vom Fahrzeug zur Tankstelle, zu ermöglichen. Dies ist bei der bisherigen LH₂-Technologie teilweise erforderlich gewesen. [13] [14]

Der Zeitplan für die Normierung der CcH₂-Betankung sieht vor, dass bis 2023 entsprechende Daten ermittelt und dann an den Normierungsprozess übergeben werden. Die Betankung eines Lkw mit CcH₂ könnte mit einer Geschwindigkeit von etwa 140 g/s erfolgen (500 kg/h), in der Spitze wären Transferaten von bis zu 250 g/s (900 kg/h) möglich. Auch mit dieser Speichertechnologie kann die Betankung ohne Datenaustausch zwischen Fahrzeug und Wasserstofftankstelle (engl. Hydrogen Refuelling Station, HRS) erfolgen. Eine minimale oder maximale Tankkapazität ist derzeit noch nicht spezifiziert. [34]

3.7 Gegenüberstellung von Betankungsmengen und -dauern

Die in den vorangegangenen Kapiteln erläuterte Verfügbarkeit, Anwendbarkeit und Betankungsleistung von Betankungsprotokollen sowie H₂-Kraftstoffoptionen sind in Abbildung 7 zusammenfassend für verschiedene Fahrzeuge gegenübergestellt. Für Pkw, Busse, Lkw im Verteilverkehr sowie für Schienenfahrzeuge sind Betankungsprotokolle für gasförmigen Wasserstoff im Prinzip verfügbar, auch wenn für manche Anwendungen (Busse, Schienenfahrzeuge) die Protokolle an die jeweilige Situation angepasst werden müssen. Für die Betankung von Lkw im Fernverkehr (mit Speicherkapazitäten von ca. 80 kg) sind Betankungsprotokolle derzeit nicht verfügbar.

Fahrzeuge (exemplarisch)	Reichweite je Tankfüllung (circa) [km]	Menge je Betankung (circa) [kg _{H₂}]	SAE J2601		Auf SAE J2601/2 Basis z.B. CEP 2021	Pränormativ			
			35 MPa	70 MPa	35 MPa	PRHYDE	Industrieankündigung		
						35, 50, 70 MPa	sLH ₂	CcH ₂	
Betankungsdauer (ca.) [Minuten]									
Pkw	500	5	3-5	3-5	n/a	< 5	n/a	n/a	n/a
Bus (ÖPNV)	300	30	n/a	n/a	10	5	5	5	5
Lkw, ~40 t (Verteilverkehr)	400	30	n/a	n/a	10	5	5	5	5
Lkw, ~40 t (Langstrecke)	1.000	80	n/a	n/a	n/a	10-15	10-15	10-15	10-15
Schienenfahrzeuge (heute vor allem Regionalbahnen)	1.000	300	n/a	n/a	20-40 (ohne H ₂ -Vorkühlung)	10-15 (ggf. mit Kommunikation und Vorkühlung)	10-15	10-15	10-15

■ Stand der Technik
 ■ Zukünftig
 ■ Anwendung nicht im Fokus
 n/a = Nicht anwendbar

Quelle: (eigene Darstellung)

Abbildung 7: Betankungsmengen und -dauern für unterschiedliche Fahrzeugtypen, Betankungsprotokolle und H₂-Kraftstoffvarianten

Gegenwärtige Protokoll- bzw. Technologieentwicklungen versprechen künftig eine Betankung von Fernstrecken-Lkw innerhalb von etwa zehn bis 15 Minuten, sowohl mit gasförmigem Wasserstoff (gegebenenfalls auf unterschiedlichen Druckniveaus) als auch mit sLH₂ und CcH₂. Bezüglich Betankungsperformance ist mittelfristig kein entscheidender Unterschied zwischen den H₂-Kraftstoffoptionen zu erwarten. Vorausgesetzt ist dabei jeweils die Umsetzung beziehungsweise die Erreichung der angekündigten Leistungskennwerte sowie eine ausreichend leistungsfähige Betankungsanlage.

3.8 Unterschiede des Betankungsprozesses für die Fahrer:innen

Wie bei Dieseltankstellen stellt die Zapfsäule und die daran angeschlossene Füllkupplung die Schnittstelle zwischen der tankenden Person, Fahrzeug und Wasserstofftankstelle dar. Der CGH₂-Betankungsprozess unterscheidet sich nicht grundlegend vom Prozess der Dieselbetankung. Nach der Authentifizierung wird die Füllkupplung entnommen. Diese wird mit dem Tankstutzen am Fahrzeug je nach Ausführung per Griffhebel, drehbarem Betätigungshebel oder automatischer Verriegelung arretiert. Anschließend kann der Betankungsvorgang gestartet werden. Aktuelle Betankungszeiten bei der 35-MPa-Betankung betragen je nach Fahrzeugspeicherkapazität von 30 bis 43 kg Wasserstoff und den entsprechenden Rahmenbedingungen zwischen zehn und 20 Minuten. Neue Protokollansätze und damit einhergehende optimierte Betankungsprozesse, die im Rahmen des laufenden Normierungsprozesses definiert wurden, werden auch für größere H₂-Kapazitäten (bis etwa 80 kg) für 70 MPa zukünftig vergleichbare Betankungsdauern von zehn bis 15 Minuten ermöglichen. Entsprechende Betankungsdauern sollen auch für die sLH₂- und CcH₂-Betankung erreicht werden. Insgesamt ist der Zeitaufwand für den Betankungsvorgang damit etwas höher, aber dennoch in etwa vergleichbar mit dem einer konventionellen Dieselbetankung.

Aufgrund der tiefen Temperaturen, die aus der Vorkühlung resultieren, kann es bei älteren 70-MPa-HRS vorkommen, dass die Füllkupplung am Tankstutzen des Fahrzeugs festfriert, was mit aktuellen Füllkupplungen jedoch behoben werden konnte [35] (vergleiche Abschnitt 4.3.4). Ein Festfrieren der Füllkupplung kann auch bei LNG-Betankungen beobachtet werden. Aufgrund der weitaus tieferen Temperaturen von LNG (Liquefied Natural Gas, Flüssigerdgas) (–163 °C) werden Fahrzeugbetankungen aktuell nur mit umfangreicher Schutzausrüstung durchgeführt (siehe Infobox LNG-Betankungsprozess). Bei der

sLH₂-Betankung soll das Erfordernis einer umfangreichen persönlichen Schutzausrüstung für die tankenden Personen durch entsprechende sicherheitstechnische Lösungen vermieden werden. [36] Aus diesem Grund sollen alle Teile, die mit der Umgebung in Berührung kommen und von Menschen beim Betanken berührt werden können, zukünftig so gestaltet sein, dass Kaltverbrennungen unter allen Umständen vermieden werden. Gemäß ISO 13732-3:2005 muss eine Mindesttemperatur von –12,5 °C eingehalten werden. [13] Hierzu gibt es aus vergangenen Entwicklungsaktivitäten sowohl für LH₂- als auch für CcH₂-Füllkupplungen bereits technische Lösungsansätze.

LNG-Betankungsprozess

Für die Betankung mit LNG ist das Tragen persönlicher Schutzausrüstung wie langer Kleidung, Handschuhe, Vollgesichtsschutz sowie Sicherheitsschuhe aufgrund der tiefkalten Temperaturen und resultierenden Kältebrücken an gasführenden Elementen wie der Füllkupplung verpflichtend. Für den Betankungsvorgang wird der Fahrzeugtank zunächst mit einer Erdungszange geerdet. Ist der Druck im Fahrzeugtank zu hoch, erfolgt bei Bedarf eine Druckabsenkung mittels Gasrückführungsleitung, die über eine Gasrückführungskupplung vor dem eigentlichen Betankungsvorgang mit dem Fahrzeugtank verbunden wird. Im Anschluss an die Druckabsenkung wird die Gasrückführungskupplung entfernt. Verunreinigungen an Füllkupplung und Tankstutzen werden mit Druckluft entfernt, um eine sichere Verbindung zu gewährleisten und ein Festfrieren zu vermeiden, was an ersten LNG-Tankstellen durch eine Beheizung der Füllkupplung unterstützt wird. Erst danach erfolgt der Anschluss der Füllkupplung an den Fahrzeugtank und der Betankungsvorgang kann gestartet werden. Dieser endet automatisch, sobald der Fahrzeugtank voll ist. Anschließend werden Füllkupplung und Erdungszange entfernt (Abbildung 8).

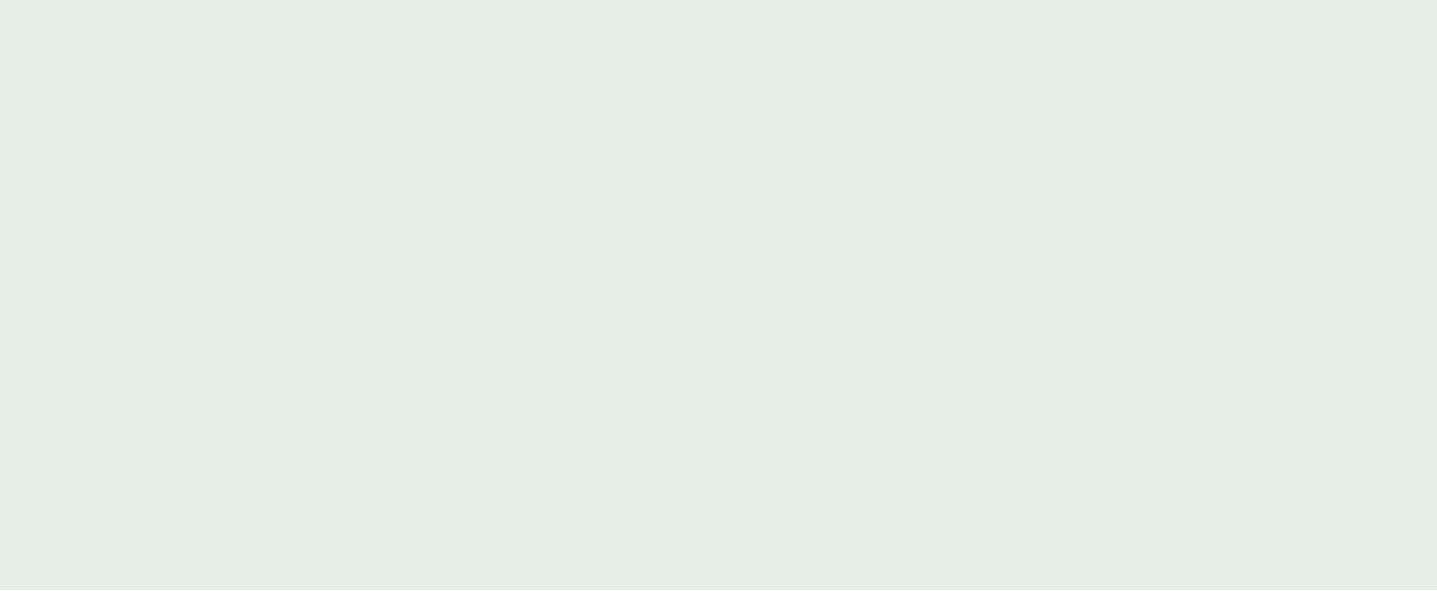
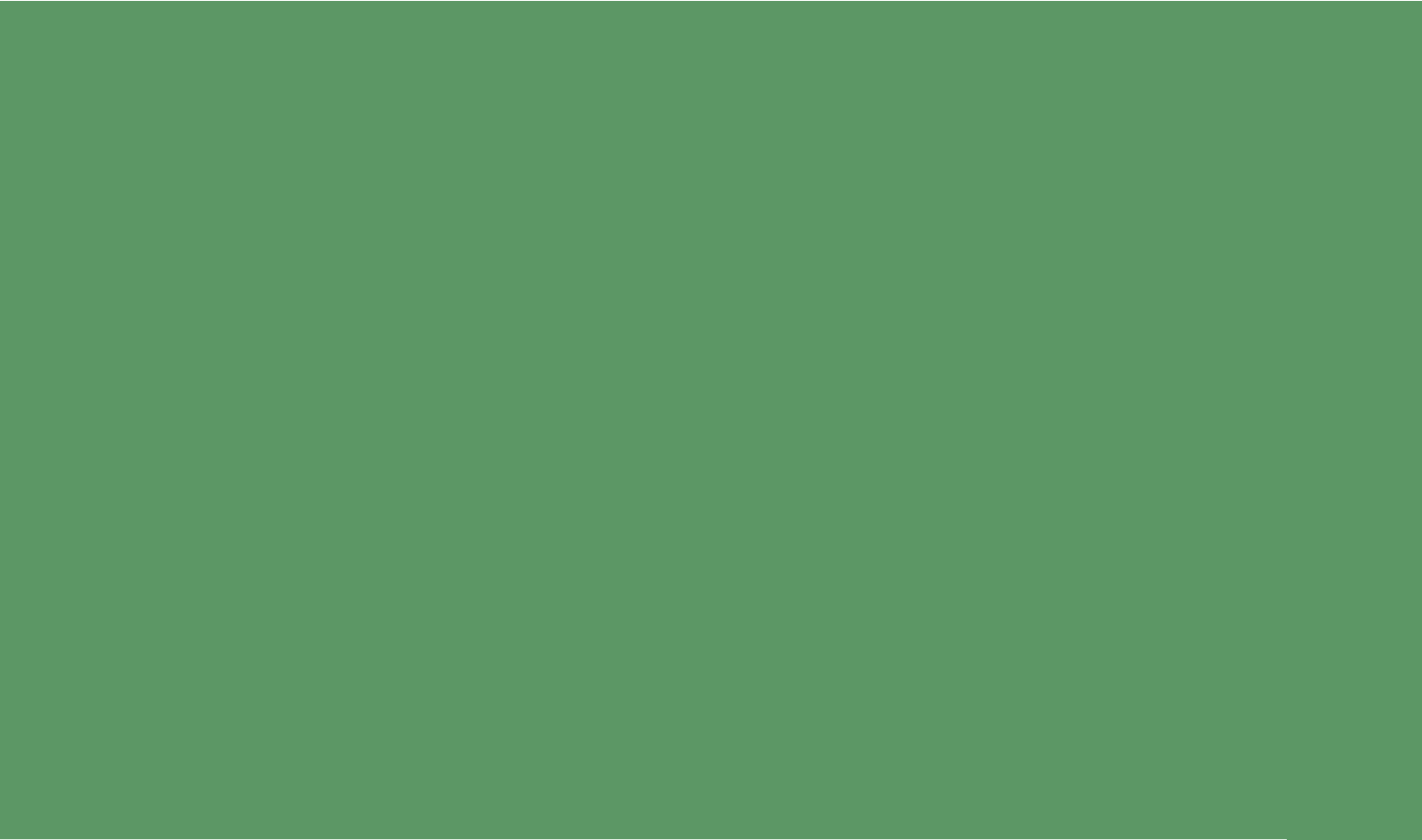


Abbildung 8: LNG-Betankungsprozess – Erdung, Gasrückführung (links); LNG-Füllkupplung (rechts)

Quelle: (Scania Deutschland GmbH)

04

H₂-Kraftstoffbereitstellung: Versorgungsvarianten und Hauptkomponenten der Tankstelle



04

H₂-Kraftstoffbereitstellung: Versorgungsvarianten und Hauptkomponenten der Tankstelle

Kernaussagen dieses Kapitels

- Die Anlieferung von gasförmigem Druckwasserstoff (CGH₂) und tiefkaltem Flüssigwasserstoff (LH₂) mittels Lkw-Satteltankaufliegern überwiegt bei der Versorgung heutiger H₂-Tankstellen.
- Weitere CGH₂-Versorgungsoptionen sind die Vor-Ort-Erzeugung mittels Elektrolyse sowie die Nutzung von Pipelines.
- Die Kapazitäten künftiger HRS für Lkw liegen im Bereich von mehreren Tonnen pro Tag.
- Hohe tägliche H₂-Bedarfe erfordern passende H₂-Versorgungspfade, die standortspezifisch bewertet, konzipiert, projektiert und umgesetzt werden müssen.
- Die Anlieferung von Druckwasserstoff via Lkw stößt dabei an ihre Grenzen.
- Ein Pipelineanschluss ist vor allem bei sehr hohen Abnahmemengen wirtschaftlich, weshalb ggf. weitere H₂-Abnehmer zu berücksichtigen sind.
- LH₂ als Vektor zur Tankstelle ermöglicht die Bereitstellung aller H₂-Kraftstoffoptionen (70 MPa, sLH₂, CcH₂).
- LH₂-Verflüssigungskapazitäten sind in Europa nur begrenzt verfügbar. Es ist ein deutlicher Kapazitätszubau (ggf. ergänzt durch LH₂-Importe) erforderlich, um sLH₂ und/oder CcH₂ als Kraftstoff etablieren zu können.
- Bei der LH₂-Verflüssigung ist eine Senkung der Kosten und des Strombedarfs durch Technologieentwicklung sowie durch Steigerung der Anlagenkapazitäten erforderlich.
- LH₂-Know-how und -Technologie sind weltweit auf wenige Anbieter begrenzt.
- Die Zuverlässigkeit der bestehenden Wasserstofftankstellen hat sich im Laufe der Zeit insgesamt verbessert, erreicht aber immer noch nicht die der konventionellen Dieseltankstellen.
- Hohe H₂-Abgabemengen und neue Kraftstoffoptionen mit erhöhter Energiedichte erfordern
 - die Weiterentwicklung der Verdichtungs- und Speicherkonzepte für 70-MPa-Kraftstoff (z. B. Boosterverdichter, Konstantdruckspeicher) sowie
 - die Entwicklung der entsprechenden sLH₂- und CcH₂-Technologien für hohe Massenströme und einer einfachen Handhabung beim Betankungsprozess.
- Derzeit sind keine normierten und geeigneten Betankungskupplungen für die betrachteten H₂-Kraftstoffoptionen (70 MPa, sLH₂, CcH₂) für die erforderlichen Betankungsmengen von Nutzfahrzeugen verfügbar.
- Durch die weltweit steigende Nachfrage gehen Hersteller bei der Entwicklung von Tankstellen und Komponenten in Richtung Serienfertigung; Komponenten (z. B. Verdichter) werden spezifisch für die Anforderungen der Tankstellenanwendung entwickelt.

4.1 H₂-Tankstellen für Lkw

Heutige H₂-Tankstellen, die vorwiegend zur Betankung von Pkw konzipiert und gebaut wurden, haben eine Betankungskapazität von deutlich unter 1.000 kg Wasserstoff pro Tag. Mit der bevorstehenden Einführung von BZ-Lkw werden Tankstellen mit deutlich gesteigerter Kapazität benötigt. Diese Steigerung wird getrieben durch die höhere Abgabemenge pro Tankvorgang, die höhere Betankungsfrequenz je Fahrzeug sowie einer verstärkten Konzentration der Kraftstoffnachfrage entlang der Haupttransportkorridore. Je nach Standort und Phase der Markteinführung werden Tankstellen mit unterschiedlicher täglicher Abgabekapazität benötigt. Auch bei heutigen Dieseltankstellen schwankt die Kraftstoffabgabe je nach Standort zwischen weniger als einer bis zu über zehn Millionen Litern pro Jahr. Tabelle 3 listet die Marktanteile für Dieseltankstellen mit unterschiedlicher jährlicher Abgabemenge auf. Zusätzlich wird die Übersetzung in H₂-Tankstellengrößen aufgeführt. Es zeigt sich, dass bei der Versorgung einer vergleichbaren Lkw-Anzahl Betankungskapazitäten je Tankstelle im Bereich von einer bis acht Tonnen Wasserstoff pro Tag erforderlich werden. Die im Kommissionsentwurf der „Verordnung über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe“ (meist bezeichnet als AFIR, engl. für „Alternative Fuels Infrastructure Regulation“) (vergleiche Kapitel 6.2) definierte Mindestkapazität von zwei Tonnen pro Tag für öffentliche Tankstellen ist vor diesem Hintergrund als sinnvoll einzustufen. Bei privaten HRS zum Beispiel auf Betriebshöfen von Flottenbetreibern können die Betankungskapazitäten u.U. geringer ausfallen.

Genehmigungsverfahren der HRS hängt von H₂-Lagermenge ab

Abhängig von der Menge des H₂-Inventars (zum Beispiel H₂ in Speichern und Rohrleitungen) an der Tankstelle müssen unterschiedliche Genehmigungsverfahren durchgeführt werden.

Für bis zu drei Tonnen Wasserstoff ist keine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) erforderlich. Ab drei Tonnen ist ein vereinfachtes Verfahren, ab 30 Tonnen ein förmliches Verfahren erforderlich. Ein förmliches Verfahren kann schon durch die Nutzung einer Elektrolyseanlage erforderlich werden. Weiterhin ist bei einer Lagerung von mehr als fünf Tonnen Wasserstoff die Störfall-Verordnung des 12. BImSchG zu beachten. Weitere Details können dem „Genehmigungsfaden Wasserstoff-Tankstellen“ entnommen werden. [37] Die Art des erforderlichen Genehmigungsverfahrens hat einen Einfluss auf die Genehmigungsdauer. Dazu heißt es zum Beispiel im BImSchG in § 10, Art. 6a: „Über den Genehmigungsantrag ist nach Eingang des Antrags und der nach Absatz 1 Satz 2 einzureichenden Unterlagen innerhalb einer Frist von sieben Monaten, in vereinfachten Verfahren innerhalb einer Frist von drei Monaten, zu entscheiden. Die zuständige Behörde kann die Frist um jeweils drei Monate verlängern, wenn dies wegen der Schwierigkeit der Prüfung oder aus Gründen, die dem Antragsteller zuzurechnen sind, erforderlich ist.“ Ist die Störfall-Verordnung zu beachten, beträgt die Genehmigungsdauer 20 Monate. [38] Im Fall eines förmlichen Verfahrens mit Öffentlichkeitsbeteiligung verlängert sich die Dauer um sechs Monate. [38]

Die benötigte Kapazität je Tankstelle wird während der Hochlaufphase kontinuierlich ansteigen. Entsprechend müssten in gewissem Maße zunächst Überkapazitäten installiert werden und/oder eine modulare bedarfsabhängige Kapazitätserweiterung stattfinden. Hierfür sind ausreichende Erweiterungs-

flächen sowie leistungsfähige Infrastrukturanbindungen (zum Beispiel Stromnetzanschluss) mit einzuplanen. Insgesamt sind geeignete Konzepte zu entwickeln, um eine bestmögliche Auslastung der geschaffenen Kapazitäten zu erreichen und die damit verbundenen Kraftstoffkosten zu begrenzen (vergleiche Kapitel 5.2.3). Die Investitionskosten für H₂-Tankstellen hängen maßgeblich von drei Elementen ab: der Betankungskapazität, dem H₂-Versorgungsvektor und der H₂-Kraftstoffvariante. In

Tabelle 3 sind die indikativen mittelfristigen Investitionskosten mit 1,5 bzw. 2,5 Millionen € für eine H₂-Tankstelle mit einer Kapazität von einer Tonne pro Tag angegeben. Diese gelten für 70-MPa-Betankung und eine Versorgung mit flüssigem beziehungsweise gasförmigen Wasserstoff. Bei höheren Kapazitäten von acht Tonnen pro Tag liegen die Kosten im Bereich von elf bzw. 17 Millionen €. Kostendaten für die Betankung mit sLH₂ bzw. CcH₂ sind bisher nicht verfügbar. Es ist jedoch davon

Tankstellengröße		XS	S	M*	L	XL
Marktanteil Dieseltankstellen	[%]	< 4	18	22	31	26
Jährliche Dieselabgabe	[Mio. l/a]	0,7	1,5	2,5	7,5	11
Übersetzt in H₂-Tankstellen						
Jährliche H ₂ -Abgabe	[t _{H₂} /a]	150	300	500	1.600	2.300
Tägliche H ₂ -Abgabe	[t _{H₂} /d]	0,5	1	2	6	8
Betankungen pro Tag (@ 30 kg)	[#/d]	17	33	66	200	267
Betankungen pro Tag (@ 60 kg)	[#/d]	8	17	33	100	133
Anzahl Betankungsplätze	[#]	2	2–3	3–4	4–6	6–9
Platzbedarf	m ²	200–350	250–800	Abhängig von Konzept und Technologie		
Indikative Investitionskosten (70-MPa-Betankung, LH ₂ -/CGH ₂ -Anlage)	[Mio. €]		1,5/2,5			11/17
H₂-Versorgungsparameter						
Anlieferhäufigkeit CGH ₂ -Trailer	[Trailer/d]	0,5	1,0	2,0	(6,0)	(8,0)
Anlieferhäufigkeit LH ₂ -Trailer	[Trailer/d]	0,15	0,3	0,7	2,0	2,7
Elektrolyseleistung	[MW _e]	2	4	8	25	33
Kapazität Anschlusspipeline	[Nm ³ /h]	500	1.000	2.000	6.000	8.000
Annahmen: indikative Investitionskosten basierend auf Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST)-HRS-Modell; Nettokapazität CGH ₂ -Trailer 1.000 kg, LH ₂ -Trailer 3.500 kg; Elektrolyse mit 50% Auslastung und 50 kWh/kg; 50% Auslastung der Anschlusspipeline *Mindestkapazität von 2 t H ₂ /d nach dem Kommissionsvorschlag für die Alternative Fuels Infrastructure Regulation (AFIR) Artikel 6, Absatz 1 [41] (Stand Oktober 2022).						

Quelle: basierend auf [39] [40], ergänzt mit eigenen Daten

Tabelle 3: Kapazitäten konventioneller Tankstellen, übersetzt in H₂-Kapazitäten

auszugehen, dass diese bei Serienfertigung tendenziell unterhalb der Kosten für gasförmige Betankung liegen.

Mobile Betankungsanlagen

In den vergangenen Jahren wurden bereits mobile H₂-Füllanlagen konzipiert, die heute von verschiedenen Herstellern unter anderem als Container- und Trailer-Betankungslösungen angeboten werden. Je nach Fahrzeug und H₂-Bedarf bzw. Druckniveau bieten die Anlagen die Möglichkeit, unterschiedliche Fahrzeuge örtlich flexibel mit Wasserstoff zu versorgen. Diese Konzepte sind insbesondere in der frühen Einführungsphase von Bedeutung. Sie ermöglichen Endanwender:innen erste Erfahrungen mit der neuen Technologie zu sammeln und so gegebenenfalls bestehende Vorbehalte zu überwinden. Tabelle 4 listet einige der heute verfügbaren mobilen Betankungsanlagen und deren Leistungsparameter auf.

Anforderungen an die H₂-Reinheit

Die Reinheitsanforderungen an H₂-Kraftstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge sind, unabhängig von der H₂-Speichervariante im Fahrzeug (CGH₂, sLH₂, CcH₂) [13] [34], in der ISO 14687 sowie der EN 17124 spezifiziert. Darin sind die minimale Reinheit des Wasserstoffs, 99,97 Mikromol pro Mol (μmol/mol), sowie die maximalen Grenzwerte für einzelne Verunreinigungen definiert. Die Höchstgrenze für einzelne Stoffe ist dabei abhängig von deren Wirkung auf die Brennstoffzelle. So sind Stoffe, welche die Brennstoffzelle nachhaltig schädigen können, nur in sehr geringer Menge zulässig (zum Beispiel Schwefelverbindungen max. 0,004 μmol/mol). Stoffe, die nur einen

temporären und begrenzten Einfluss zum Beispiel auf die Brennstoffzellenleistung haben, sind in größeren Mengen zulässig (zum Beispiel Stickstoff max. 300 μmol/mol).

Die in der Industrie gebräuchliche Definition der Reinheit (zum Beispiel „Wasserstoff 5.0“ für eine Reinheit von 99,999 %) ist zwar in der Praxis meist ausreichend, es fehlt jedoch eine Spezifikation der maximalen Zulässigkeit einzelner Verunreinigungen.

Anpassungen der Grenzwerte werden derzeit hinsichtlich des zulässigen Stickstoffwerts diskutiert (zum Beispiel im Rahmen der ISO/TC 197/WG 27). Eine Anhebung, zum Beispiel von 300 auf 500 μmol/mol, würde die H₂-Reinigung aus konventionellen fossilen Quellen erleichtern und damit kostengünstiger machen. Im Fahrzeug wäre eine reduzierte Brennstoffzellenleistung die Folge. Der zulässige Stickstoffwert wurde in der Vergangenheit bereits von 100 auf 300 μmol/mol angehoben.

Bei der Anlieferung von Flüssigwasserstoff an die Tankstelle ist die erforderliche Reinheit stets gegeben. Durch den Verflüssigungsprozess werden sämtliche Verunreinigungen aus dem Wasserstoff entfernt. In der Literatur wird die Reinheit von LH₂ mit 100 % angegeben. [42]

Fahrzeuge mit H₂-Verbrennungsmotor, die künftig gegebenenfalls auch relevant werden können, haben zwar reduzierte Reinheitsanforderungen, die beteiligte Industrie schließt jedoch bisher aus, dass Wasserstoff mit unterschiedlichen Reinheitsgraden an Tankstellen angeboten werden könnte.

Hersteller und Konzept	H ₂ -Abgabe, Speichermenge, Druckniveau und Bemerkung
Wystrach WyRefueler 350: Tank- und Tankstellencontainer für Busse und Lkw	Bis zu 360 kg/d, 35 MPa
Air Products: iLINT (Alstom), Betankung Vorserienfahrzeuge, LH ₂ -Anlieferung und Tankcontainer für Züge	H ₂ -Speicherkapazität Prototypen: 2x 67 kg bei 35 MPa
Linde traiLH ₂ -gas: 35-t-Lkw-Trailer für Pkw und Busse	10 kg/h, 160 kg, 35 und 70 MPa sowie LH ₂
Air Products HF-150 mobile: H ₂ -Refueler für Pkw und Busse	90 kg, 155 kg, 35 MPa
DB Energie, DB AG, DB Regio, Siemens Mobility: Schnellbetankung von Brennstoffzellenzügen	900-kg-H ₂ -Speichertrailer @ 30 MPa und 200-kg-H ₂ -Betankungstrailer @ 50 MPa inkl. Vorkühlanlage bis -5 °C

Tabelle 4: Parameter mobiler Betankungsanlagen

Quelle: (eigene Recherche)

4.2 H₂-Versorgungsvarianten

Wasserstoff kann in unterschiedlichen Aggregatzuständen an den Bedarfsorten, das heißt den Tankstellen, bereitgestellt werden. Heute ist die Anlieferung von gasförmigem Druckwasserstoff (CGH₂) sowie von tiefkaltem Flüssigwasserstoff (LH₂) mittels Lkw-Tankaufliegern etabliert. Künftig könnte eine Versorgung auch über alternative H₂-Träger oder durch eine Vor-Ort-Erzeugung von Wasserstoff beispielsweise mittels Elektrolyse erfolgen.

Wird Wasserstoff zur Tankstelle geliefert, kann dies entweder direkt aus regionalen H₂-Quellen erfolgen oder basierend auf nationalen oder internationalen H₂-Versorgungsketten. Um weitere Transportdistanzen effizient zu überwinden, sind jeweils geeignete Transportoptionen zu wählen. Zukünftige

Transportvektoren für eine steigende Wasserstoffnachfrage sind der Transport per Seeschiff, Binnenschiff, Bahn oder Pipeline.

Wie in Abbildung 9 dargestellt, sind je nach Transport- und Anlieferoption unterschiedliche Speicher- und Aufbereitungsanlagen an der Wasserstofftankstelle erforderlich. Die jeweiligen Kraftstoffbereitstellungsoptionen werden in den Folgekapiteln näher erläutert.

Alternative H₂-Träger

Außer mit den klassischen physikalischen Speichermethoden kann Wasserstoff auch in chemischen Verbindungen und in flüssigen

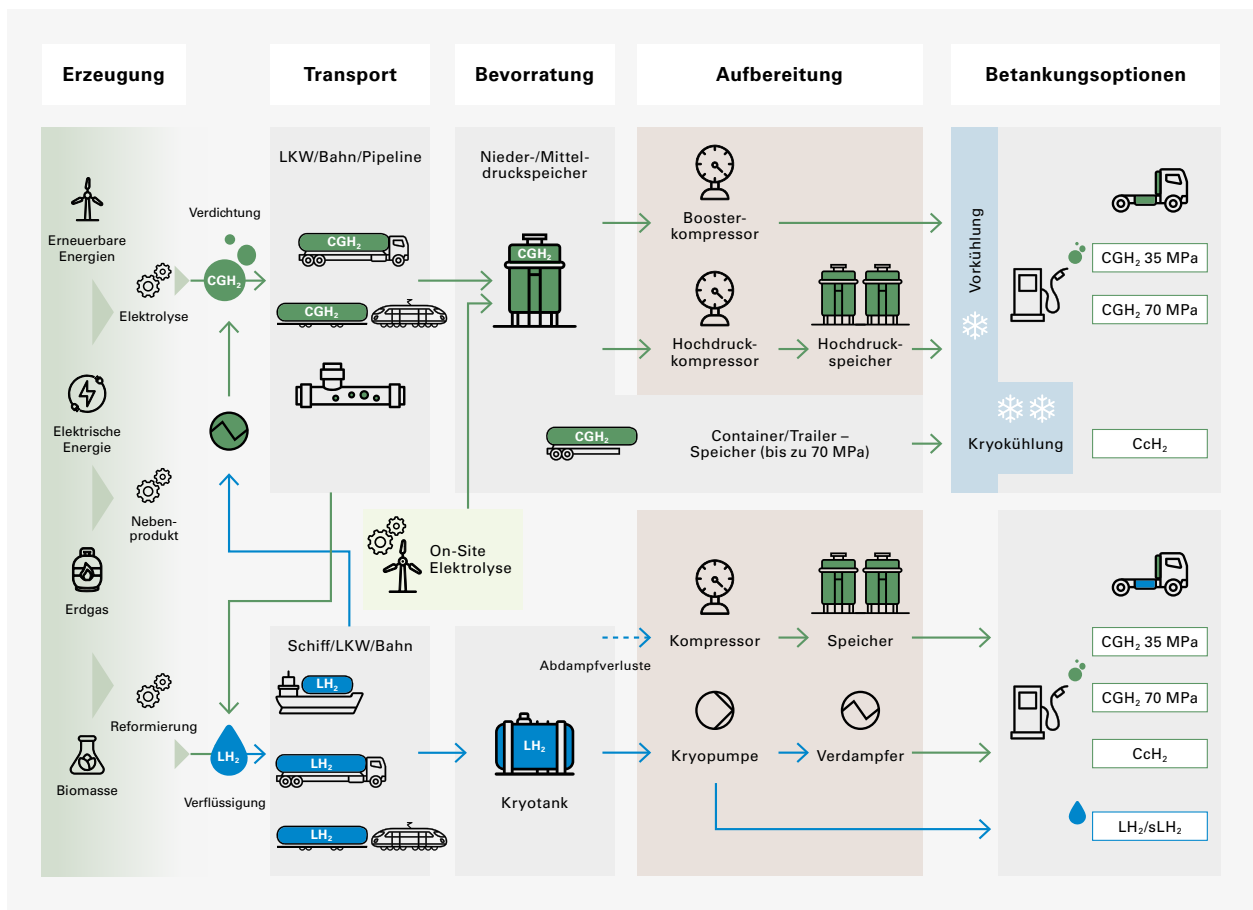


Abbildung 9: Überblick Wasserstoffbereitstellungsoptionen

Quelle: (eigene Darstellung)

Trägerstoffen gebunden werden. Der Vorteil gegenüber gasförmigem Druckwasserstoff oder Flüssigwasserstoff liegt in der höheren Speicherdichte und der einfacheren Handhabung. Nachteilig sind jedoch die zusätzlichen energetischen Aufwendungen für die Ein- und/oder Auslagerung des Wasserstoffs in die Trägerstoffe.

Mögliche Verbindungen und Trägermedien, in denen Wasserstoff gebunden werden kann, sind Ammoniak (NH₃), Methanol (CH₄O) oder sogenannte LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carriers = flüssige organische Wasserstoffträger) wie zum Beispiel Dibenzyltoluol (C₂₁H₂₀).

Ammoniak, das im Haber-Bosch-Verfahren aus Wasserstoff und Stickstoff hergestellt wird, gilt als zukünftig relevanter Wasserstoffträger. Vorteilhaft sind die moderaten Temperaturanforderungen zur Verflüssigung (-33 °C bei Normaldruck) sowie die bestehenden Infrastrukturen und Technologien, die bereits heute für Produktion, Speicherung und Transport von fossil basiertem Ammoniak eingesetzt werden. Erste konkrete Umsetzungsprojekte zur Produktion von grünem Ammoniak sind bereits in Planung. Ab dem Jahr 2026 soll klimaneutrales Ammoniak zum Beispiel in Saudi-Arabien produziert und per Schiff nach Rotterdam transportiert werden, wo das Ammoniak wieder in Wasserstoff umgewandelt und für den europäischen Markt weiterverteilt wird. [43] [44] Nachteile von Ammoniak als Wasserstoffträger sind das hohe Gefährdungspotenzial sowie die hohe, im Importland erforderliche Energiemenge zur H₂-Abspaltung. Aus diesen Gründen wird grünes Ammoniak teilweise vor allem als Rohstoffersatz zur Düngemittelproduktion, weniger als Träger zur H₂-Kraftstoffbereitstellung gesehen.

In Erlangen wurde im Juli 2022 die erste Wasserstofftankstelle in Betrieb genommen, bei der die Vor-Ort-Speicherung des Wasserstoffs sowohl in einem konventionellen Drucktank als auch zu Demonstrationszwecken in LOHC realisiert ist. Im Rahmen des

Projekts wird eine lokale LOHC-Lieferkette aufgebaut. [45]

Da die zukünftige Relevanz dieser Versorgungsoptionen insbesondere zur Bereitstellung der diskutierten H₂-Kraftstoffoptionen nicht einschätzbar ist, werden sie im Rahmen dieser Studie nicht weiter betrachtet.

4.2.1 Straßentransport von gasförmigem Wasserstoff

Die Anlieferung von gasförmigem Wasserstoff über die Straße eignet sich vor allem zur Bereitstellung von 35- und 70-MPa-Kraftstoff. Durch Kryokühlung von gasförmigem Wasserstoff auf Temperaturen von bis zu -243 °C kann theoretisch auch eine C₂H₂-Betankung realisiert werden.

Die Anlieferung erfolgt üblicherweise per Lkw-Sattelaufleger mit Tankaufbau oder Druckspeicher-Container, zum Beispiel auf Wechselbrücken. Diese werden von Sattelzugmaschinen von einer Wasserstoffproduktion mit CGH₂-Abfüllanlage zur Tankstelle transportiert. Hierbei werden bei einem Speicherdruck von meist 20 bis 50 MPa Transportkapazitäten von bis zu 1.100 kg Wasserstoff (netto) erreicht. Hochdrucktrailer mit 70-MPa-Speichern und zugehörige Abfüllanlagen sind in Planung und sollen zukünftig Tankstellen zum Beispiel im mittleren Neckarraum versorgen. [46] Um größere Strecken zu überwinden, kann perspektivisch auch ein Bahntransport in die Bereitstellungskette integriert werden; die letzte Meile würde jedoch meist mit dem Lkw abgedeckt. Abbildung 10 zeigt die Hauptelemente der H₂-Bereitstellungskette.

Der angelieferte Wasserstoff kann der Tankstelle auf zwei unterschiedliche Arten zur Verfügung gestellt werden. Heute, bei Tankstellen mit vergleichsweise geringer Kapazität, wird das Gas durch Überströmen in die stationären Nieder- oder Mitteldruckspeicher der Tankstelle transferiert. Bei Tankstellen mit hohem H₂-Bedarf kann es künftig vorteilhaft sein, den Sattelaufleger am Standort der Tankstelle abzustellen und die angelieferten Transportbehälter zeitweise in die Tankstelle zu integrieren. Dies ermöglicht eine optimierte Nutzung des Gasvordrucks zur Reduzierung des Verdichtungsaufwands. Insgesamt gilt, je höher der Speicherdruck des Transportpfades, desto geringer ist der anschließende Aufwand zur Aufbereitung (Druckerhöhung) an der Betankungsanlage.

Um eine rasche und vollständige Betankung zu ermöglichen, wird der Wasserstoff auf 80 bis 100 MPa (für die 70-MPa-Betankung) beziehungsweise auf bis zu 50 MPa (für die 35-MPa-Betankung) verdichtet und in stationären Hochdruckspeichern gelagert. Aus diesen erfolgt die Fahrzeugbetankung mittels Überströmen. Um die Investitions- und Betriebskosten zu reduzieren, kann die Betankung auch aus einer Druckkaskade aus Mittel- und Hochdruckspeichern erfolgen. Damit muss lediglich ein Teil des Wasserstoffs auf den maximalen Druck verdichtet werden.

Neben der Nutzung des beschriebenen Hochdruck-Verdichter-Konzepts ist alternativ auch das sogenannte „Booster-Verdichter-Konzept“ möglich. Hierbei wird Wasserstoff aus einem Mitteldruckspeicher direkt in die Fahrzeugtanks verdichtet, wodurch die kostenintensiven Hochdruckspeicher an der Tankstelle entfallen können.

Während des Betankungsvorgangs kommt es zur Erwärmung des Gases und des Fahrzeugtanks. Um den Temperaturanstieg im Fahrzeugtank im zulässigen Bereich zu halten, wird der Wasserstoff an der Tankstelle vorgekühlt (vergleiche Kapitel 3). Dies ist insbesondere für schnelle Betankungen notwendig und erfordert zusätzlichen Energie- und Investitionsaufwand.

4.2.2 Transport von gasförmigem Wasserstoff mittels Pipeline

Für sehr große und langfristig planbare H₂-Bedarfe stellen Pipelines eine interessante Versorgungsoption für gasförmigen Wasserstoff dar.

In Deutschland werden bereits seit Jahrzehnten zwei größere H₂-Transportnetze betrieben, die jeweils Standorte der H₂-Produktion und -Abnahme verbinden. Die Pipelinenetze befinden sich im Rhein-Ruhr-Gebiet und in Mitteldeutschland. Sie haben eine Länge von etwa 250 bzw. 100 km mit einem Versorgungsdruck von etwa 2,5 MPa. Bis 2040 soll der europaweite Ausbau eines H₂-Transportnetzes erfolgen. Dieses wird dann großteils aus umgerüsteten Erdgaspipelines bestehen. Bis dahin kann auch der Import von gasförmigem Wasserstoff in Pipelines zum Beispiel von der Iberischen Halbinsel etabliert werden.

Um Tankstellen an bestehende oder künftige H₂-Transportleitungen anzuschließen, sind Stichpipelines erforderlich. Der Bau solcher Anschlussleitungen ist mit hohen Investitionskosten und großem Planungsaufwand, insbesondere in urbanen Gebieten, verbunden, was nur für die anfangs erwähnten

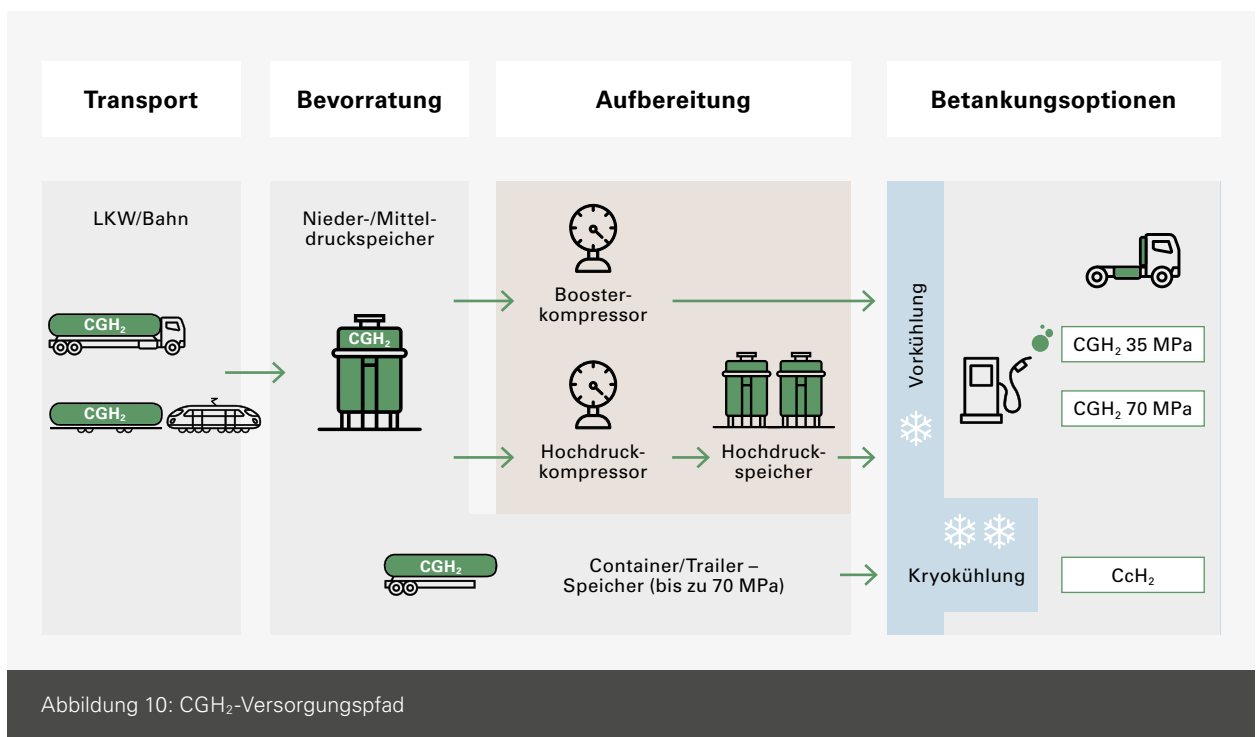


Abbildung 10: CGH₂-Versorgungspfad

hohen und langfristig planbaren H₂-Bedarfe wirtschaftlich darstellbar ist.

Eine Herausforderung bei der Nutzung eines Pipelinesystems können H₂-Verunreinigungen darstellen. Heute ist noch nicht klar, ob die Reinheitsanforderungen künftiger H₂-Netze⁹ den Anforderungen von Brennstoffzellenfahrzeugen¹⁰ genügen oder ob eine Nachreinigung an der H₂-Tankstelle erfolgen muss.

Die erforderlichen anlagenseitigen Komponenten einer H₂-Tankstelle mit Pipelineanschluss sind grundsätzlich vergleichbar mit dem CGH₂-Versorgungspfad im vorherigen Kapitel (Abbildung 11). Der Bedarf an Verdichtern und Zwischenspeichern ist dabei vom Pipelineversorgungsdruck sowie vom technischen Konzept der Tankstelle abhängig.

Eine Pipelineversorgung eignet sich zur Bereitstellung von gasförmigen H₂-Kraftstoffen. Bei geeigneten Randbedingungen könnte am Standort jedoch auch ein Verflüssiger betrieben

werden, der neben dem eigenen Standort auch weitere Tankstellen mit Flüssigwasserstoff (via Lkw-Anlieferung) versorgt. So könnten gegebenenfalls einzelne Tankstellenstandorte mit gutem Pipelineanschluss zu regionalen Versorgungshubs ausgebaut werden. Damit könnte am Standort dann auch sLH₂ oder CcH₂-Kraftstoff angeboten werden.

Längere Rohrleitungen mit höherem Versorgungsdruck wurden ebenfalls bereits umgesetzt, wodurch im Falle einer Tankstellenanbindung unter Umständen zusätzliche Komponenten wie Verdichter, Nieder-, Mittel- und/oder Hochdruckspeicher entfallen können. Ein Beispiel hierfür ist eine öffentliche Wasserstofftankstelle in Frankfurt am Main, die über eine 1,7 km lange Rohrleitung (P_{Max} = 100 MPa) vom Industriepark Höchst aus mit Nebenproduktwasserstoff aus der Chlorproduktion versorgt wird.

9 | Gemäß Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) G 260, Gasfamilie 5, Gruppe A (98 %) oder Gruppe D (99,97 %).
 10 | Gemäß ISO 14687 oder EN 17124 (99,97 %).

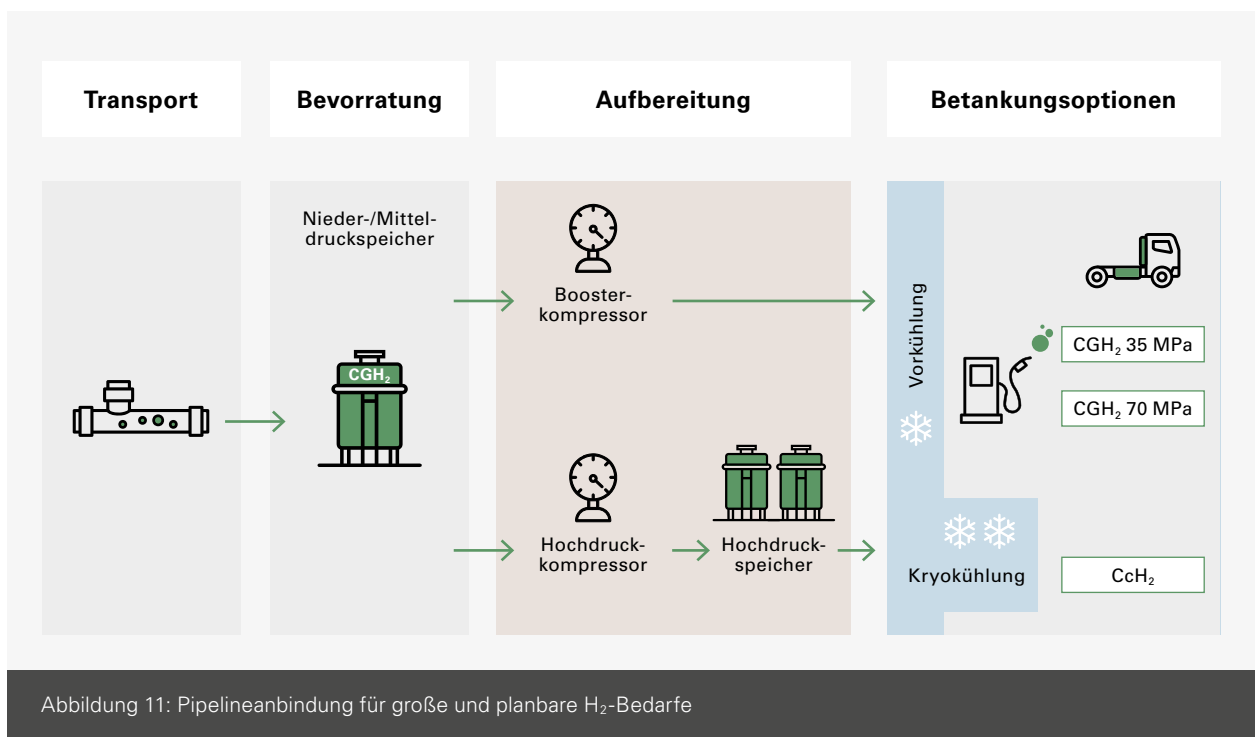


Abbildung 11: Pipelineanbindung für große und planbare H₂-Bedarfe

4.2.3 Anlieferung von flüssigem Wasserstoff über die Straße

Für den Straßentransport von LH₂ werden Sattelzugmaschinen mit Kryotrailern eingesetzt. Die Trailer haben eine Kapazität von etwa 3.500 kg LH₂. Diese Anlieferoption eignet sich für die Bereitstellung sowohl von 35-MPa- und 70-MPa- als auch von sLH₂- und CcH₂-Kraftstoff. Je nach Kraftstoffoption unterscheidet sich jedoch die eingesetzte Tankstellentechnologie. Für alle H₂-Kraftstoffoptionen wird der Wasserstoff zunächst in einem stationären Kryotank an der Tankstelle gelagert. Dieser wird mit dem angelieferten Flüssigwasserstoff aus dem Lkw befüllt. Durch unvermeidbaren Wärmeeintrag in den Tank wechselt ein geringer Teil des Flüssigwasserstoffs kontinuierlich zurück in die Gasphase. Diese Abdampfverluste können aufgefangen, komprimiert, gespeichert und zum Beispiel für gasförmige Betankung oder in einer stationären Brennstoffzelle genutzt werden.

Für die 35- und 70-MPa-Betankung werden Krypumpen eingesetzt, die den Wasserstoff in flüssiger Form verdichten. Dieses Vorgehen ist energetisch effizienter als die Druckerhöhung in der Gasphase. Anschließend wird der unter Druck stehende Flüssigwasserstoff in einem Verdampfer vollständig

in den gasförmigen Zustand auf eine Temperatur von ≥ -40 °C überführt. Je nach Umgebungstemperatur kann zum Beispiel im Winter auch ein zusätzlicher elektrischer Nacherhitzer notwendig sein, um die genannte Mindesttemperatur zu erreichen. Für die CcH₂-Betankung liegt der Wasserstoff dagegen in einem Temperaturbereich von etwa -243 bis -73 °C bei einem Druck von bis zu 35 MPa vor. Zur Betankung mit sLH₂ befördert eine sLH₂-Pumpe (auch als LH₂-Transferpumpe bezeichnet) den flüssigen Wasserstoff aus dem stationären Tank in den Fahrzeugtank. Dabei kann es zu einer geringfügigen Druckerhöhung kommen. Der erhöhte Druck von sLH₂ im Vergleich zu LH₂ bringt nicht nur Vorteile in Bezug auf die realisierbaren Standzeiten (vergleiche Kapitel 2.3.2), auch der Betankungsprozess gestaltet sich einfacher. War zur Betankung mit LH₂ in der Regel noch eine Rückführung von gasförmigem Wasserstoff aus dem Fahrzeugtank zur Tankstelle erforderlich, lässt sich eine sLH₂-Betankung einflutig, das heißt ohne Gasrückführung, realisieren. Lediglich zu Betankungsbeginn kann es erforderlich sein, über den Betankungsschlauch etwas Druck abzubauen. Eine digitale Kommunikationsschnittstelle zwischen Fahrzeug und Tankstelle ist nicht erforderlich. [13] Die Anlieferung von LH₂ zur Bereitstellung der H₂-Kraftstoffoptionen ist in Abbildung 12 dargestellt.

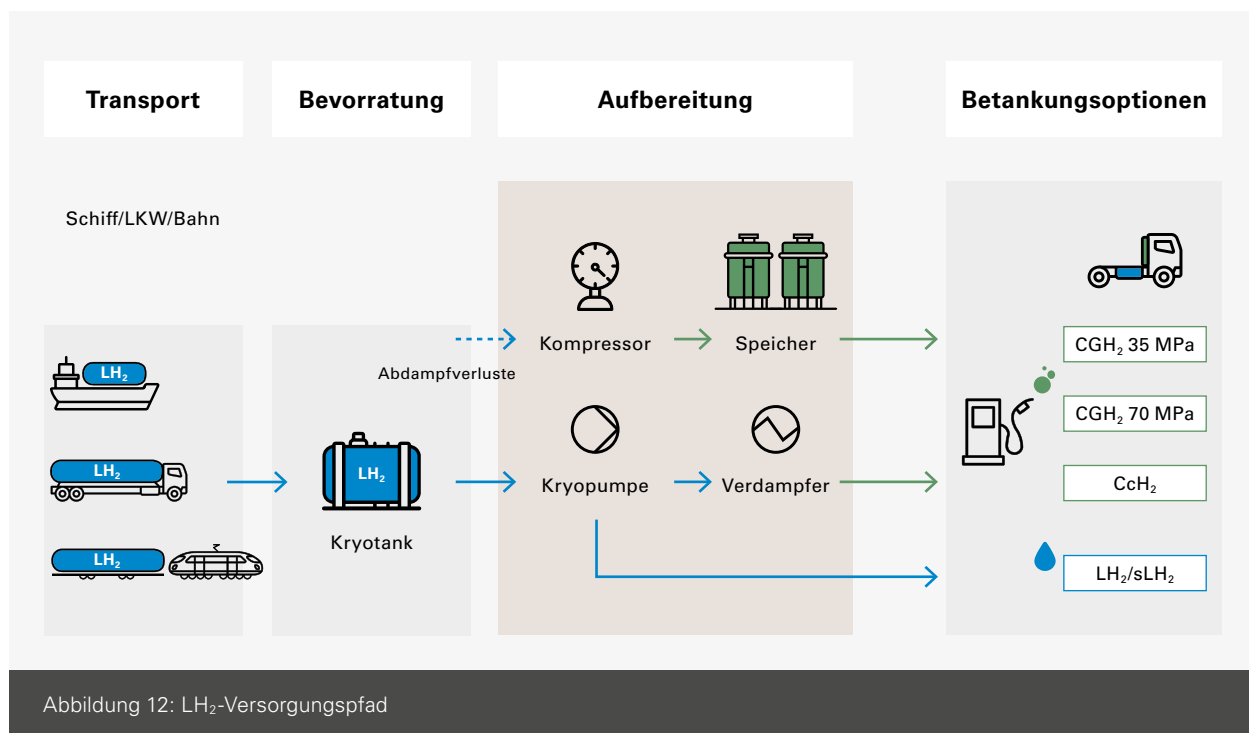


Abbildung 12: LH₂-Versorgungspfad

Der Anlieferung von Flüssigwasserstoff an die Tankstelle kann künftig ein nationaler und/oder internationaler Transport von Flüssigwasserstoff vorangestellt sein. In begrenztem Maß werden heute bereits 40-Fuß-Kryocontainer im internationalen Seetransport eingesetzt. Um den kosteneffizienten Handel und Transport von Flüssigwasserstoff in großen Mengen zu ermöglichen, werden perspektivisch spezielle LH₂-Transportschiffe entwickelt. Auch ein Transport per Bahn ist künftig in größerem Umfang denkbar.

Flüssigwasserstoff – Anlagen und Verfügbarkeit

Heute benötigen Industrieanlagen zur Wasserstoffverflüssigung etwa 11,9 bis 15 kWh Strom pro kg LH₂. Typische Anlagenkapazitäten liegen zwischen fünf und 30 Tonnen LH₂ pro Tag und die spezifischen Verflüssigungskosten betragen derzeit etwa 2,5 bis 3 € pro kg H₂. Wichtige Ziele für künftige LH₂-Lieferketten sind die Senkung des spezifischen Energiebedarfs auf etwa 6 bis 8 kWh Strom pro kg LH₂ sowie die Reduzierung der spezifischen Verflüssigungskosten auf etwa 1 bis 2 € pro kg H₂. Dazu ist eine deutliche Steigerung der Anlagenkapazitäten auf 100 Tonnen LH₂ pro Tag und mehr erforderlich. [47]

In Europa ist LH₂ heute nur begrenzt verfügbar. Anlagen zur Verflüssigung bestehen bisher an lediglich drei Standorten: in Leuna (DE), Rotterdam (NL) und Waziers (FR). Die Gesamterzeugungskapazität beträgt etwa 25 Tonnen pro Tag. Damit lassen sich rechnerisch ca. 800 Fernstrecken-Lkw mit Kraftstoff versorgen. Allerdings wird die gesamte Produktion heute außerhalb des Verkehrssektors abgesetzt, Überkapazitäten bei der LH₂-Verflüssigung bestehen nicht.

Zur Versorgung des Verkehrssektors mit Flüssigwasserstoff müssten folglich zusätzliche Verflüssigungskapazitäten in Europa aufgebaut werden und/oder LH₂ importiert werden. Zu beiden Optionen gibt es Aktivitäten. Konkret soll zum Beispiel eine weitere Verflüssigungsanlage in Rotterdam bis 2025 in Betrieb gehen, welche die Kapazität in Europa nahezu verdoppeln wird. Außerhalb Europas gibt es derzeit

starke Aktivitäten zum Ausbau der Verflüssigungskapazitäten – vor allem in Korea, China und den USA. Insgesamt wird erwartet, dass sich die globale Verflüssigungskapazität zwischen 2022 und 2025 in etwa verdoppelt.

4.2.4 Vor-Ort-Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyse

Bei der Vor-Ort-Erzeugung von Wasserstoff wird durch einen Elektrolyseur mittels elektrischen Stroms Wasser in die Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten. Um grünen beziehungsweise CO₂-neutralen H₂-Kraftstoff zu erzeugen, ist dabei die Nutzung regenerativer Stromquellen notwendig. Für die Produktion von 1 kg Wasserstoff benötigen heutige Elektrolyseure in etwa 50 kWh elektrische Energie.¹¹ Entsprechend groß sind die Anlagenkapazität sowie der Netzanschluss zu dimensionieren, wenn große Wasserstoffmengen in kurzer Zeit produziert werden sollen. Für eine Erzeugungskapazität von 100 kg H₂/h wird beispielsweise eine Anlagenleistung des Elektrolyseurs von etwa 5 MW benötigt, was sich auch auf den Flächenbedarf der Gesamtanlage auswirkt und einen entsprechenden Stromnetzanschluss notwendig macht.

Bei der Elektrolyse beträgt der Ausgangsdruck herstellend- und produktabhängig zwischen 0,1 und 4 MPa. Entsprechend unterschiedlich kann der Verdichtungsaufwand an der Tankstelle ausfallen. Soll der Elektrolyseur nicht ausschließlich bedarfsgeführt, sondern zumindest teilweise zum Beispiel strompreisgeführt¹² betrieben werden, ist ein ausreichend großer Wasserstoffspeicher vorzusehen. Ansonsten sind die Komponenten der Betankungsanlage grundsätzlich vergleichbar mit denen des CGH₂-Versorgungspfades. In Abbildung 13 sind die Hauptkomponenten des Versorgungspfades dargestellt.

Momentan sind die Erzeugungskapazitäten für grünen, erneuerbar hergestellten Wasserstoff für einen großflächigen Einsatz im Verkehrssektor deutlich zu gering. Insbesondere durch das zuletzt stark gestiegene Interesse der Stahl- und Chemieindustrie an grünem Wasserstoff ist künftig mit konkurrierender Nachfrage zu rechnen. Um ausreichend grünen Wasserstoff

11 | Perspektivisch kann der Strombedarf auf deutlich unter 50 kWh pro kg Wasserstoff reduziert werden.

12 | Um eine Anrechenbarkeit des Wasserstoffs auf die THG-Emissionsziele im Verkehrssektor zu erreichen (Stichwort RED II), müssen ggf. spezielle Anforderungen hinsichtlich des Elektrolysebetriebs berücksichtigt werden.

bereitstellen zu können, soll die Produktionskapazität in Europa bis zum Jahr 2030 auf 10 Millionen Tonnen gegenüber heute versechzigfach werden, was einer Elektrolyseleistung von 90–100 GW entspricht. Gleichzeitig treten Erdöl- und Energieversorgungsunternehmen in den Markt, die großes Interesse an der Erzeugung und dem Vertrieb von grünem Wasserstoff haben. Die Branche sieht den regulatorischen Rahmen jedoch als unvollständig an. Zudem brauche es europäische Wertschöpfungsketten. [48]

Die Errichtung von H₂-Verflüssigungsanlagen an Tankstellen mit Vor-Ort-Erzeugung ist zunächst nicht zu erwarten, da Verflüssiger auf diesem Kapazitätsniveau bisher hohe Kosten und Energiebedarfe aufweisen. Weiterhin verfügen Verflüssiger über eine eingeschränkte Betriebsdynamik, was die Kombination mit Elektrolyse nur mit ausreichenden Speichern erlaubt. Langfristig könnten gegebenenfalls einzelne Standorte, an denen sich auch eine Tankstelle befindet, zu regionalen H₂-Versorgungshubs ausgebaut werden. Hier könnte im großen Maßstab Wasserstoff per Elektrolyse erzeugt und zum Transport an regionale Abnehmer (zum Beispiel Tankstellen) verflüssigt werden. Solche Versorgungshubs könnten auch an weitere H₂-Infrastrukturen wie Pipelines oder Speicher angebunden sein. Entsprechend sind Tankstellen mit Elektrolyse

vor allem eine Option für die Bereitstellung von gasförmigen H₂-Kraftstoffen. Hier können gegebenenfalls auch Hybridversorgungskonzepte Sinn ergeben, um zum Beispiel durch eine zusätzliche Vor-Ort-Erzeugung die Anlieferung von CGH₂ via Lkw zu begrenzen.

4.2.5 Vergleich der H₂-Versorgungsvarianten

Die in den vorigen Abschnitten beschriebenen H₂-Versorgungsvarianten sind unterschiedlich gut geeignet, um an einer Tankstelle die diskutierten H₂-Kraftstoffoptionen für Nutzfahrzeuge im Fernverkehr bereitstellen zu können. Höhere HRS-Kapazitäten erfordern ebenso Transport- und Bereitstellungstechnologien mit hoher Kapazität. Dabei bemisst sich die Häufigkeit der Wasserstoffanlieferung grundsätzlich an der täglichen Abgabekapazität der Tankstelle sowie an der jeweiligen Anlieferoption. Die künftig erforderlichen hohen Abgabekapazitäten von mehreren Tonnen Wasserstoff pro Tag und Standort schließen die Anlieferung von gasförmigem Wasserstoff mit Niederdruck-Trailern aufgrund der hohen Anlieferfrequenz tendenziell aus. Auch die Anlieferung mit Hochdruck-Trailern ist nur eingeschränkt und im Wesentlichen zur Bereitstellung von 70 MPa möglich. Eine Anlieferung von LH₂ eignet sich hingegen gut, um alle H₂-Kraftstoffoptionen an der

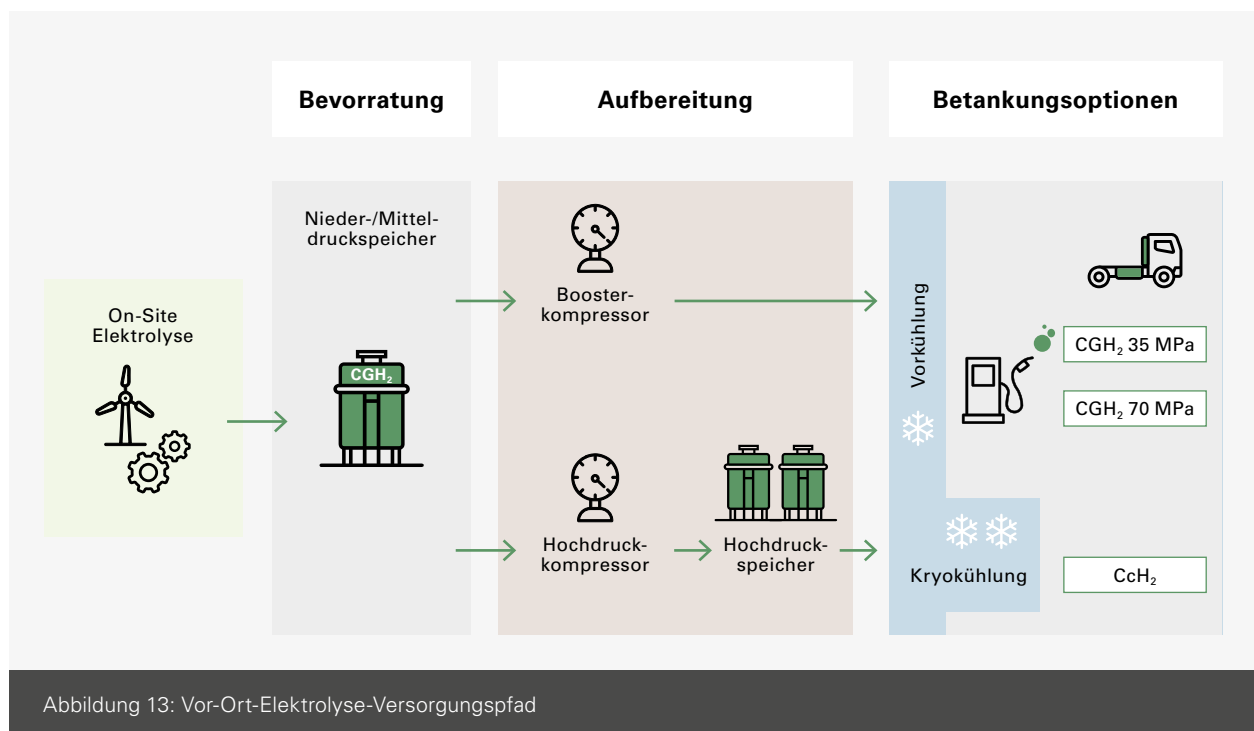


Abbildung 13: Vor-Ort-Elektrolyse-Versorgungspfad

HRS bereitstellen zu können. Eine Vor-Ort-Erzeugung von Wasserstoff an der Tankstelle mittels Elektrolyse sowie die Nutzung einer Pipeline kommen vor allem für 70-MPa-Kraftstoff in Frage. Eingeschränkt lassen sich beide Optionen auch für sLH₂ und CcH₂ nutzen, wenn der Standort zu einem regionalen H₂-Hub mit Vor-Ort-Verflüssiger ausgebaut würde. Die Kompatibilität von Versorgungsvariante und H₂-Kraftstoffoption ist in Abbildung 14 dargestellt.

Druckniveau, die Nähe zu Wasserstoffproduktionsanlagen sowie der verfügbare Platz für HRS und gegebenenfalls für neu zu errichtende Vor-Ort-H₂-Erzeugungsanlagen.

Die Wahl der geeigneten Versorgungsvariante hängt nicht nur von der transportierbaren Menge und Abgabekapazität der H₂-Tankstelle ab, sondern auch von der Transportentfernung. Abbildung 15 zeigt die prinzipielle Eignung der diskutierten H₂-Versorgungsvarianten in Abhängigkeit von Transportdistanz und HRS-Kapazität. Transporttechnologien mit hoher Kapazität sind in der Regel mit höheren Investitionskosten verbunden. Insgesamt können keine allgemeingültigen Aussagen zur bestmöglichen Kraftstoffbereitstellungsoption getroffen werden. Die ökonomisch und ökologisch vorteilhafteste Transport- und Bereitstellungstechnologie hängt in der Regel unter anderem von den jeweiligen Rahmenbedingungen ab und ist standortspezifisch zu evaluieren. Dazu zählt neben der Gesamtkapazität der Anlage und der Anzahl der zu betankenden Fahrzeuge auch das fahrzeugseitige H₂-Speicherkonzept und das zugehörige

Anlieferoptionen an HRS ≥2 t H ₂ /d	H ₂ -Kraftstoffoptionen für Lkw im Fernverkehr		
	70 MPa	sLH ₂	CcH ₂
CGH₂-Trailer (ND)	Sehr hohe Anlieferfrequenz	Kein Flüssigwasserstoff	Kein Flüssigwasserstoff
CGH₂-Trailer (HD)	Mehrere Anlieferungen pro Tag	Kein Flüssigwasserstoff	Kein Flüssigwasserstoff (eingeschränkt mit Kryokühlung)
LH₂-Trailer			
CGH₂-Pipeline		Nur als regionaler LH ₂ -Hub mit Verflüssiger	Nur als regionaler LH ₂ -Hub mit Verflüssiger oder mit Kryokühlung
Vor-Ort-Elektrolyse			

Kompatibilität: ■ Ja ■ Eingeschränkt ■ Eher nicht

Quelle: (eigene Darstellung)

Abbildung 14: Kompatibilität von H₂-Anlieferung und H₂-Kraftstoffoption

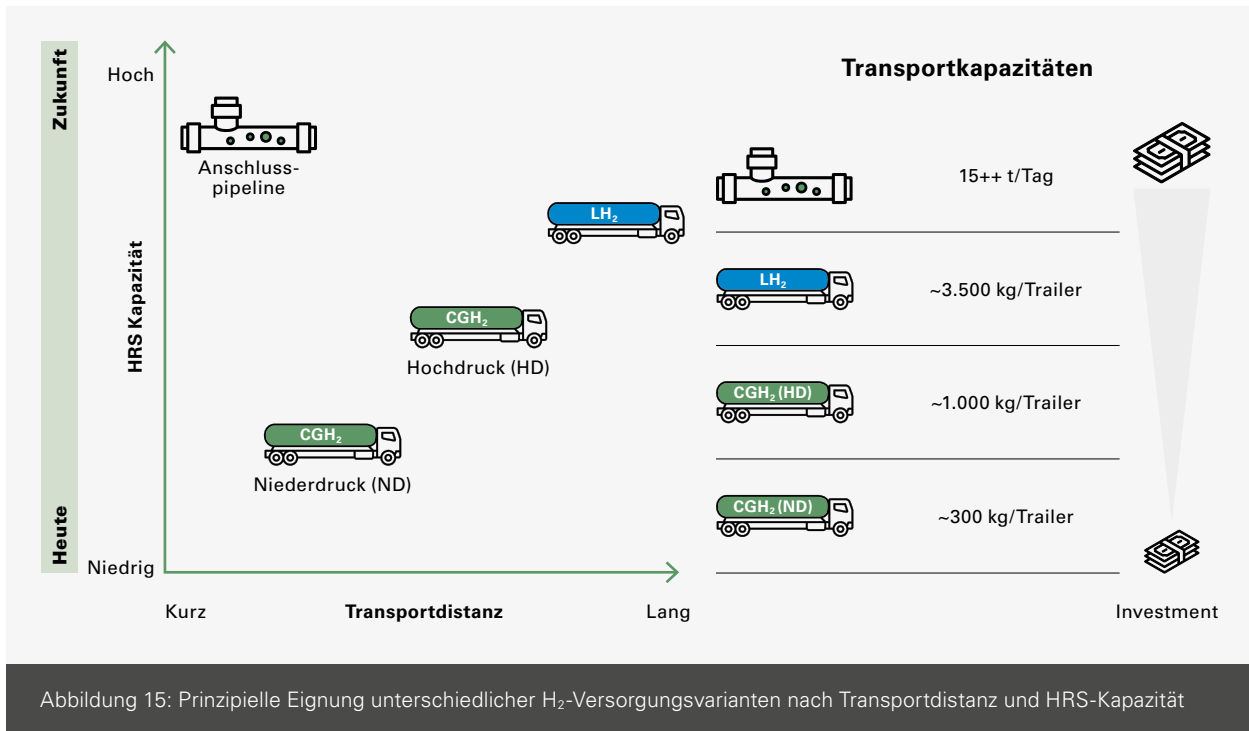


Abbildung 15: Prinzipielle Eignung unterschiedlicher H₂-Versorgungsvarianten nach Transportdistanz und HRS-Kapazität

Tabelle 5 stellt die jeweiligen Vor- und Nachteile der beschriebenen H₂-Versorgungsvarianten gegenüber und vergleicht sie abschließend miteinander.

Versorgungsvariante	Vorteile	Nachteile
CGH ₂ -Anlieferung	<ul style="list-style-type: none"> – Geringe H₂-Distributionskosten bei kurzen Transportentfernungen – Unterschiedliche H₂-Produktionsquellen 	<ul style="list-style-type: none"> – Geringere Transportkapazität bei Anlieferung im Vergleich zu LH₂ – Keine Synergien mit LH₂-Infrastruktur – Hohe HRS-Investitionskosten (insb. Kompressoren und Hochdruckspeicher) – Hoher Platzbedarf für Anlagenkomponenten (Verdichter, Speicher und Platz für Lkw-Anlieferung) – Geringere Versorgungssicherheit
Pipeline	<ul style="list-style-type: none"> – Hohe H₂-Abgabemengen – Hohe Versorgungssicherheit – Entfall Anlieferung, geringer Platzbedarf an der Tankstelle 	<ul style="list-style-type: none"> – Aufgrund hoher Investitionskosten erst bei hoher Kapazität und Auslastung wirtschaftlich – Synergien mit weiteren H₂-Abnehmern notwendig – Höhere Planungsaufwände
LH ₂ -Anlieferung	<ul style="list-style-type: none"> – Geringer Platzbedarf an der Tankstelle – Geringerer Energiebedarf auf Tankstellen-seite im Vergleich zu CGH₂ – Synergien mit CGH₂- und CCH₂-Betankungsinfrastruktur 	<ul style="list-style-type: none"> – Verfügbarkeit von LH₂ begrenzt, u.U. lange Anlieferungswege, da nur drei Verflüssigungsstandorte in Europa existieren – Versorgungssicherheit – Hoher Energiebedarf für LH₂-Verflüssigung – Abdampfverluste
Vor-Ort-Erzeugung	<ul style="list-style-type: none"> – Entfall Anlieferung 	<ul style="list-style-type: none"> – Höherer Platzbedarf – Höhere Investitionskosten – Höherer Energiebedarf – Höhere Planungs- und Genehmigungsaufwände

Quelle: (eigene Recherche)

Tabelle 5: Vor- und Nachteile H₂-Versorgungsvarianten

4.3 Hauptkomponenten der Tankstelle

Tankstellen für die Abgabe von Wasserstoff bestehen aus den in Abbildung 16 hervorgehobenen Hauptkomponenten. Dargestellt sind zwei HRS-Anlagenlayouts für eine tägliche Abgabekapazität von mehr als zwei Tonnen Wasserstoff, exemplarisch für den LH₂- und den CGH₂-Bereitstellungspfad. Die benötigten Hauptkomponenten unterscheiden sich vom jeweiligen Bereitstellungspfad und beinhalten bei gasförmiger (CGH₂) Versorgung einen oder mehrere Verdichter, Mittel- und Hochdruckspeicher, eine Vorkühleinheit sowie mehrere Zapfsäulen, genannt Dispenser, mit angeschlossenen Füllkupplungen. Soll ebenfalls CcH₂ abgegeben werden, wird zusätzlich ein Kryokühler (nicht dargestellt) benötigt. Wird der Wasserstoff verflüssigt angeliefert, zählen der LH₂-Speicher, die Krypumppe oder zur Abgabe von sLH₂ alternativ eine Transferpumpe sowie Dispenser mit angeschlossener Füllkupplung zu den Hauptkomponenten. Wird im sLH₂-/CcH₂-Anlagenkonzept eine

Hochdruck-Krypumppe sowie ein zusätzlicher Wärmetauscher integriert, der die Gastemperatur nach der Verdichtung auf $\geq 40\text{ °C}$ erhöht (nicht dargestellt), sind auch CGH₂-Betankungen durchführbar. Weiterhin erfordern Betankungsanlagen eine Reihe von unterschiedlichen Gasführungskomponenten, Ventilen, Sensoren und ein Prozessleitsystem.

Charakteristisch ist der geringere Platzbedarf im Fall der LH₂-Bereitstellung im Bereich der H₂-Anlieferung und -Aufbereitung. Die Anlieferung, Bevorratung und Aufbereitung von flüssigem Wasserstoff kann durch die höhere Energiedichte auf deutlich kleinerem Raum durchgeführt werden. Bei der Bereitstellung von gasförmigem Wasserstoff ist insbesondere mehr Platz für die Speicherung bei niedrigem Druck, für die Platzierung leistungsfähiger Verdichter, für Aggregate zur Vorkühlung des Wasserstoffs sowie für Hochdruckspeicherbänke erforderlich.

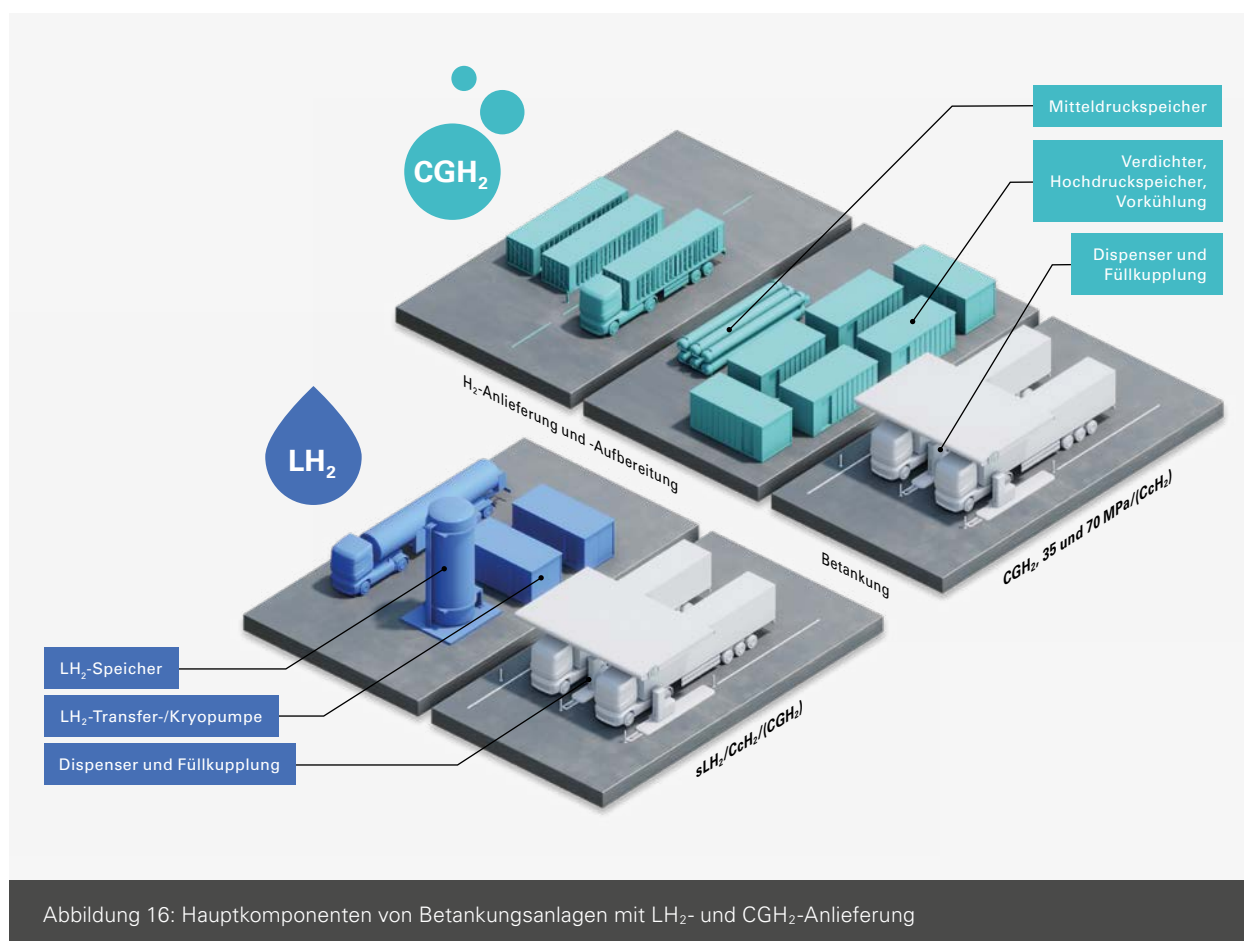


Abbildung 16: Hauptkomponenten von Betankungsanlagen mit LH₂- und CGH₂-Anlieferung

Um die entsprechenden Abgabekapazitäten zu erreichen, wird für die sLH₂- und CcH₂-Betankung ein LH₂-Trailer pro Tag benötigt, während für die CGH₂-Betankung mehr als zwei CGH₂-Trailer notwendig sind (abhängig vom entsprechenden Druckniveau des CGH₂-Trailers). Im Vergleich zu 35 MPa werden für einen Zieldruck von 70 MPa leistungsfähigere Verdichter und Kühlaggregate sowie zusätzliche Hochdruckspeicher benötigt, wodurch der Energie- und Platzbedarf sowie der Investitions- und Betriebskostenaufwand steigen. Der Platzbedarf einer sLH₂-HRS ist hingegen vergleichbar mit einer CcH₂-HRS – der Unterschied besteht im Wesentlichen in der genutzten Pumpentechnologie: sLH₂-Transfer- bzw. LH₂-Kryopumpe.

In den vergangenen Jahren hat sich durch das stetige Wachstum des Wasserstoffökosystems auch die Anzahl der Hersteller von H₂-Betankungs- und Anlagenkomponenten weltweit vergrößert. Auch die aktuelle Dynamik im Feld der Firmengründungen, -ausgründungen und -übernahmen verdeutlicht das zunehmende Wachstum. Die weltweite Zuliefererstruktur für Betankungskomponenten ist im Anhang in Tabelle A1 bis Tabelle A7 dargestellt. Auch in Deutschland und speziell in Baden-Württemberg arbeitet eine Vielzahl Unternehmen an einzelnen Komponenten und dem Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur. In Baden-Württemberg sind vor allem Hersteller von H₂-Verdichtern, von H₂-Füllkupplungen sowie von Verfahrens- und Steuerungstechnik vertreten. Bislang kaum in Baden-Württemberg vertreten sind Hersteller von CGH₂-Hochdruck- und LH₂-Speichern sowie H₂-Verflüssigern.

Die Zuverlässigkeit der bestehenden Wasserstofftankstellen hat sich im Laufe der Zeit insgesamt verbessert, erreicht aber immer noch nicht die der konventionellen Dieseltankstellen. Insbesondere um einen Anstieg der Nachfrage zu bewältigen, ist die Zuverlässigkeit bestehender und neu errichteter HRS weiter zu erhöhen. [50]

Nachfolgend werden die jeweiligen Hauptkomponenten in ihrer Funktion sowie gegebenenfalls erforderliche Weiterentwicklungen kurz beschrieben.

4.3.1 Hoch- und Mitteldruckspeicher

Gasförmiger Wasserstoff wird an Tankstellen in der Regel in mehreren Druckstufen gespeichert, sogenannten Druckkaskaden. Niederdruckspeicher bis ca. 5 MPa werden vor allem bei Tankstellen mit geringer Kapazität verwendet, um eine einfache Anlieferung zu ermöglichen oder um, im Fall einer Vor-Ort-Elektrolyse, den produzierten Wasserstoff zwischenzu-

speichern. Der Mitteldruckspeicher wird meist zwischen 20 und 50 MPa betrieben. Aus diesem kann eine 35-MPa-Betankung erfolgen oder auch die erste Phase einer 70-MPa-Betankung. Der Hochdruckspeicher hat einen Druck von bis zu 100 MPa und wird zur schnellen und vollständigen 70-MPa-Betankung benötigt. Da die Speicherkosten mit steigendem Druckniveau stark ansteigen, wird vor allem der Hochdruckspeicher möglichst klein dimensioniert. Die Kapazität, das genaue Druckniveau und das Material (Stahl, Glas- oder Karbonfaser) der verwendeten Speicher unterscheiden sich dabei abhängig vom HRS-Hersteller. Zukünftig könnte die Verwendung teurer Hochdruckspeicher bei geeigneten Tankstellenkonzepten (weitgehend) vermieden werden.

Dass bei hohen Betankungskapazitäten gegebenenfalls neue Speicherkonzepte Anwendung finden, zeigt die Nutzung sogenannter Konstantdruckspeicher. Diese werden aktuell zum Beispiel bei der Regionalverkehr Köln GmbH zur Betankung von Bussen und bei den Verkehrsbetrieben Elbe-Weser GmbH in Bremervörde zur Betankung von Schienenfahrzeugen eingesetzt. [51] [52] Der Druck in den Konstantdruckspeichern wird während der Ausspeicherphase durch eine Membran und eingeleitete Hydraulikflüssigkeit konstant gehalten. [53] Dies ist insbesondere für größere H₂-Abgabemengen je Fahrzeug vorteilhaft und ermöglicht gleichzeitig die vollständige Betankung weiterer Fahrzeuge (Back-to-back).

4.3.2 Verdichter

Für die Verdichtung von gasförmigem Wasserstoff werden an der Tankstelle unterschiedliche Technologien wie beispielsweise Kolben-, Membran- oder ionische Verdichter eingesetzt. Welche Verdichter dabei jeweils Anwendung finden, hängt vom technischen Konzept der Tankstelle inklusive deren Anforderungen sowie vom Technologiezugang der HRS-Hersteller ab. Die Kombination von Kolben- und Membranverdichtern in einem Hybridkonzept erlaubt größere öl- und technisch abriebfreie Wasserstoffliefermengen bei gleichzeitig hohen Enddrücken. [54] Darüber hinaus existiert eine Vielzahl weiterer Verdichtungstechnologien, wie Metallhydrid-, Adsorptions- und elektrochemische Verdichter, die bisher jedoch noch keine relevante Rolle im Anwendungsfeld der Wasserstoffbetankung spielen.

Die Herausforderung bei der Verdichtung von Wasserstoff an der Tankstelle liegt insbesondere bei niedrigen Ansaugdrücken, die in Kombination mit Abgabedrückeren von bis zu 100 MPa zu einem hohen erforderlichen Verdichtungsverhältnis führen.

Mehrstufige Verdichter, teilweise aufgeteilt in unterschiedliche Aggregate und Verdichtungstechnologien, müssen zur Anwendung kommen. Je niedriger der Ansaugdruck, umso höher die Investitionskosten und der Energiebedarf der Verdichter bei sonst gleichen Parametern. Entsprechend wird bei der H₂-Versorgung von Tankstellen möglichst darauf geachtet, Versorgungsdrücke von etwa 2 bis 5 MPa sicherzustellen. Weiterhin muss der Eintrag von Verunreinigungen durch den Verdichter (zum Beispiel Schmier- oder Dichtstoffe) in den Gasstrom vermieden werden.

Durch die weltweit steigende Nachfrage nach Betankungsanlagen gehen Hersteller bei der Entwicklung von Tankstellen und Verdichtern in Richtung Serienfertigung. Verdichtungskonzepte werden spezifisch auf die Anforderungen der Tankstellenanwendung hin entwickelt und optimiert. Dazu zählen zum Beispiel eine gesteigerte Betriebsdynamik, ein geringer Stromverbrauch, verlängerte Wartungsintervalle, höhere Kapazitäten, geringere Geräuschemissionen sowie ein geringerer Platzbedarf. Durch den Einstieg in die Serienfertigung sowie die anwendungsspezifische Produktentwicklung konnten bereits Kostensenkungen erreicht und die Anlagenverfügbarkeit gesteigert werden. Als Beispiele für solche Entwicklungen sind hier NEL sowie Maximator und Bosch Rexroth zu nennen. Letztere haben angekündigt, bis zum Jahr 2030 kostengünstige Verdichter für insgesamt bis zu 4.000 Wasserstofftankstellen herstellen zu wollen. [55]

In der Vergangenheit waren bei Pkw- und Bustankstellen vermehrt Funktionsausfälle der Verdichter zu beobachten, was größtenteils auf Probleme mit Rückschlag- sowie Ein- und Auslassventilen zurückzuführen war, insbesondere bei sehr hohen Verdichterleistungen. In einer US-amerikanischen Studie [50] wurden über 5.000 Wartungsereignisse bei Wasserstofftankstellen analysiert. Die Verdichter, die noch vor wenigen Jahren die dominierende Wartungskategorie darstellten, wurden durch aktualisierte Technologien, vorbeugende Wartungs- und Kontrollstrategien sowie durch neue Konstruktionen signifikant verbessert.

Vor- und Nachteile von H₂-Verdichtern

Die prinzipiellen Unterschiede bzw. Vor- und Nachteile einzelner Verdichtungstechnologien hinsichtlich der Anwendung im Wasserstoffbereich sind nach [56] in der folgenden Tabelle dargestellt. Durch fortschreitende Technologieentwicklung werden die Grenzen der einzelnen Technologien laufend erweitert.

Versorgungsvariante	Vorteile	Nachteile
Kolbenverdichter	<p>Wird häufig als hydraulischer Kolbenverdichter mit trockenlaufenden Kolben umgesetzt, um Verunreinigungen zu vermeiden. Der zu verdichtende Wasserstoff wird durch einen Kolben, der sich in einem Zylinder bewegt, angesaugt und bei Rückwärtsbewegung verdichtet. Für diesen Vorgang sind zudem Ein- und Auslassventile sowie die entsprechende Steuerung notwendig. Ein trockenlaufender, hydraulisch angetriebener Kolbenverdichter ist exemplarisch in Abbildung 17 dargestellt.</p>	
	<ul style="list-style-type: none"> – Ausgereifte Technologie – Anpassungsfähigkeit an einen großen Bereich von Durchflussraten – Hohe Enddrücke 	<ul style="list-style-type: none"> – Versprödungserscheinungen – Mehrere bewegliche Teile – Komplexe Herstellung – Schwierigkeit, eine gute Wartung zu gewährleisten – Schwierige Handhabung der Wärmeübertragung – Vorhandensein von Vibrationen und Lärm
Ionische Verdichter	<p>Bei dieser Technologie kommt eine ionische Flüssigkeit, ein spezifisch angepasstes organisches Salz, das bereits bei Raumtemperatur flüssig ist, zum Einsatz. Diese Flüssigkeit befindet sich auf den Kolben des mehrstufigen Verdichters, wodurch im Vergleich zu Kolbenverdichtern keine Dichtungen und weniger bewegte Komponenten notwendig sind.</p>	
	<ul style="list-style-type: none"> – Hohe Effizienz – Hohe Kompressionsfaktoren – Niedriger Energieverbrauch – Geringer Verschleiß und lange Lebensdauer – Niedrige Materialkosten – Geringe Geräuschemissionen – Annähernd isotherme Kompression – Keine Gasverschmutzung – Geringe Anzahl an beweglichen Teilen 	<ul style="list-style-type: none"> – Flüssigkeitslecks – Kavitationserscheinungen – Korrosion
Membranverdichter	<p>Die Wasserstoffverdichtung erfolgt durch eine Membran, die von einer Seite durch eine Hydraulikflüssigkeit hin- und herbewegt wird. Durch dieses Prinzip werden Hydraulikflüssigkeit und Wasserstoff voneinander getrennt, wodurch Verunreinigungen vermieden werden. Ein Beispiel eines Membranverdichters ist in Abbildung 18 dargestellt.</p>	
	<ul style="list-style-type: none"> – Hoher Durchsatz – Niedriger Stromverbrauch – Geringer Kühlungsbedarf – Ideal für den Umgang mit reinen Gasen 	<ul style="list-style-type: none"> – Versagensrisiko der Membran – Komplexe Konstruktion
Linearverdichter	<ul style="list-style-type: none"> – Kompaktheit – Hohe Zuverlässigkeit und Effizienz – Geringe Vibration und Geräuschentwicklung – Lange Betriebsdauer – Nur wenige bewegliche Teile 	<ul style="list-style-type: none"> – Notwendigkeit der Kontrolle des Kolbenhubs – Notwendigkeit des Betriebs unter Resonanzbedingungen – Oszillierender Druck – Aktuell im Forschungsstadium

Quelle: (basierend auf [39] [40], ergänzt mit eigenen Daten)

Tabelle 6: Vor- und Nachteile H₂-Verdichtern

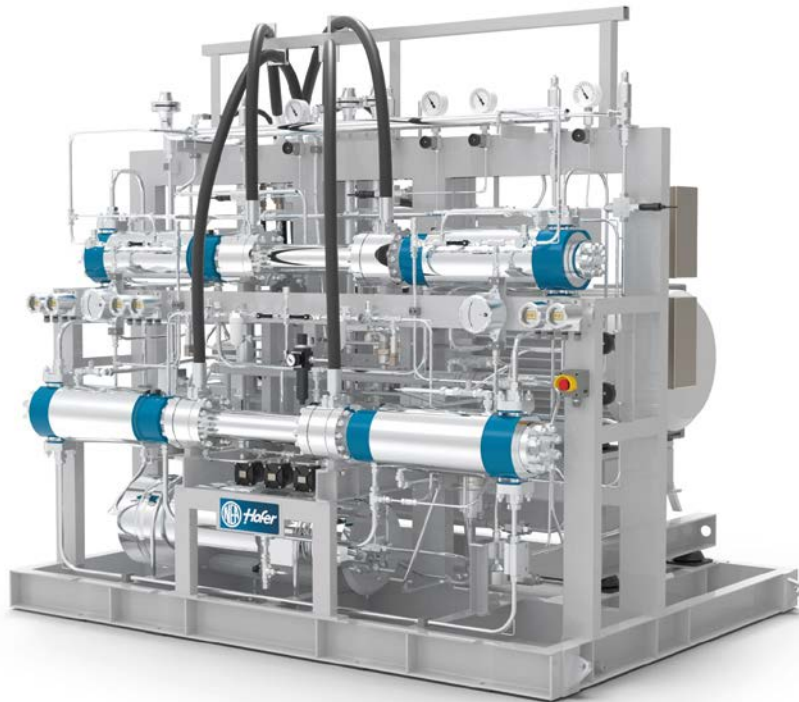


Abbildung 17: Beispiel eines trockenlaufenden, hydraulisch angetriebenen Kolbenverdichters

Quelle: (NEUMAN & ESSER, 2023)

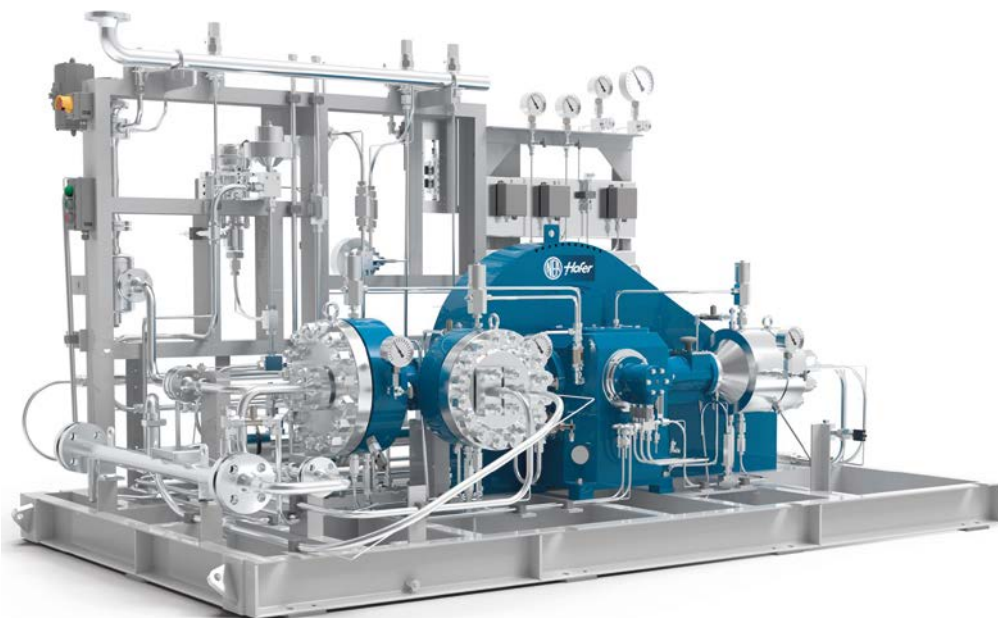


Abbildung 18: Beispiel eines Membranverdichters

Quelle: (NEUMAN & ESSER, 2023)

4.3.3 Vorkühlung

Bei der 70-MPa-Betankung wird der Wasserstoff heute üblicherweise auf bis zu -40 °C vorgekühlt, insbesondere um eine unzulässige Erwärmung der Fahrzeugtanks zu verhindern und hohe Betankungsgeschwindigkeiten zu erzielen. Bei der 35-MPa-Betankung kann grundsätzlich eine geringere und damit kostengünstigere Vorkühlung eingesetzt werden. In der Vergangenheit wurde bei der 35-MPa-Betankung in der Regel auf eine Vorkühlung verzichtet, was sich vereinzelt negativ auf die Betankungszeit ausgewirkt hat, insbesondere bei hohen Umgebungstemperaturen (vergleiche Abschnitt 3). Die benötigten Technologien für die Bereitstellung der erforderlichen Gastemperaturen sind dabei vom tankstellenseitigen H₂-Versorgungs- bzw. -Speicherkonzept abhängig.

Eine typische Vorkühleinheit einer HRS mit CGH₂-Speicherung nutzt einen thermodynamischen Kältekreislauf. Dabei wird der Wasserstoff vorgekühlt, indem dessen Wärmeenergie über einen Wärmetauscher an ein Kältemittel mit niedriger Temperatur abgegeben wird. Dieser Wärmetauscher kann dabei eine große thermische Masse besitzen, hauptsächlich um als Puffer zu fungieren und dadurch die erforderliche Kühlleistung zu reduzieren, oder er kann aus Platzgründen kompakt konstruiert sein (geringe Masse und geringes Volumen, hohes Wärmeübertragungsverhältnis von Fläche zu Volumen). Beide Varianten haben entsprechende Vor- und Nachteile im Hinblick auf Kühlkapazität, Energiebedarf, Back-to-back-Fähigkeit (Möglichkeit, mehrere Fahrzeuge direkt nacheinander zu betanken), Anlagengröße und Investitionskosten. [57]

Studien haben gezeigt, dass der spezifische Energiebedarf zur Vorkühlung primär von der Auslastung der Tankstelle, weniger von der Umgebungstemperatur abhängt. So liegt der durchschnittliche Strombedarf bei etwa 60 % Auslastung bei knapp 1 kWh/kg H₂. Die spezifischen Investitions- und Betriebskosten einer Vorkühlanlage an einer voll ausgelasteten Wasserstofftankstelle betragen derzeit etwa 0,5 €/kg H₂. [57] [58] Dieser Wert könnte künftig jedoch deutlich niedriger ausfallen, da neue Betankungsprotokolle (siehe Kapitel 3) deutlich geringere Anforderungen an die Vorkühlung stellen könnten. So sind dann höhere Temperaturen (zum Beispiel -20 °C) ausreichend. Dies ermöglicht die Verwendung günstigerer und effizienterer Anlagentechnik.

Bei HRS mit LH₂-Speicherung kann bei direkter CGH₂-Betankung auf eine extra Vorkühlung verzichtet werden, falls die Leistungsfähigkeit der Kryopumpe für eine Direktbetankung

ausreichend ist. Der Wasserstoff liegt nach Verdichtung und Verdampfung tiefkalt vor und muss auf $\geq -40\text{ °C}$ erwärmt werden, bevor er in die Fahrzeugspeicher überströmt.

Die Betankung mit CcH₂ aus einem Gasspeicher erfordert eine Kryokühlung auf annähernd -200 °C , um eine ausreichende Energiedichte zu erreichen. Zur Kryokühlung liegen den Autoren dieser Studie aktuell keine weiteren Informationen zur Technologie und zum Energiebedarf vor.

4.3.4 Dispenser mit Füllkupplung

Die Zapfsäule wird häufig mit dem englischen Wort Dispenser bezeichnet. Der Dispenser stellt die Schnittstelle zwischen dem Fahrzeug und der Kraftstoffbereitstellung dar. Am Dispenser befindet sich in der Regel ein Bedienpanel, an dem zum Beispiel der Bezahl- und/oder Authentifizierungsvorgang stattfindet. Weiterhin ist dort eine H₂-Coriolis-Mengenmessung integriert (siehe Infobox „Anforderungen hinsichtlich Eichrecht“). Physikalisch verbunden werden die Fahrzeuge über Füllkupplungen, die über spezielle Schläuche sowie eine Abreißsicherung mit dem Dispenser und nachfolgend mit der weiteren Tankstellenhardware verbunden sind. Insbesondere die Füllkupplungen sind für die Interoperabilität von Fahrzeugen und Infrastruktur von besonderer Bedeutung, weshalb sie im Folgenden näher betrachtet werden. In die Füllkupplung ist heute teilweise eine einfache Kommunikationsschnittstelle integriert. Details hierzu sind Kapitel 3.5 zu entnehmen.

Anforderungen hinsichtlich Eichrecht

Im Unterschied zur Kalibrierung wird unter Eichung eine gesetzlich vorgeschriebene wiederkehrende Prüfung von Messgeräten nach dem Eichrecht (MessEG/MessEV) durch eine Eichbehörde bzw. bei Versorgungsmessgeräten (Gas, Wasser, Wärme, Elektrizität) durch eine staatlich anerkannte Prüfstelle verstanden.

Bei Wasserstoffzapfsäulen erfolgt das Inverkehrbringen in Verantwortung des Herstellers mit Hilfe einer Baumusterprüfbescheinigung durch die oberste deutsche Metrologiebehörde PTB in Braunschweig (Modul B) sowie durch die Endabnahme einer Konformitätsbewertungsstelle (Modul F) bzw. eines von einer Konformi-

tätsbewertungsstelle anerkannten QM-Systems für die Produktion und Prüfung beim Hersteller (Modul D). Messgeräte zur Eichung werden bei gasförmigem Hochdruckwasserstoff nicht europäisch, sondern national geregelt und sind nicht von der MID (Messgeräte-Richtlinie 2014/32/EU) erfasst.

Die gesetzlich festgelegten Anforderungen sollen das richtige Messen und die richtige Abrechnung innerhalb der zweijährlichen Eichfrist sicherstellen. Diese beinhalten festgelegte Toleranzgrenzen und Klassen für Wasserstofftankstellen. Eine Eichung gilt immer so lange, wie keine messtechnisch bedeutsamen Änderungen am Messgerät auftreten, keine Verkehrsfehlergrenzen überschritten werden und alle Sicherungszeichen unverletzt sind. Dies gilt sowohl für öffentliche als auch für nicht öffentliche Wasserstofftankstellen, sobald eine Messgröße im geschäftlichen Verkehr zur Abrechnung verwendet wird. In internationalen Normen wurden die entsprechenden messtechnischen und technischen Anforderungen sowie Eichfehlergrenzen für Messsysteme für komprimierte gasförmige [59] [60] und flüssige Kraftstoffe für Fahrzeuge [61] [62] definiert.

Während mittlerweile einige Hersteller baumustergeprüfte Messgeräte für CGH₂-Tankstellen anbieten, sind für sLH₂ und CcH₂ aktuell keine zugelassenen Geräte verfügbar. Daher müssen nach der Definition der Betankungsnorm für sLH₂ und CcH₂ geeignete Messgeräte entwickelt werden. Aufgrund der tiefkalten Temperaturen werden hohe Anforderungen an die Messtechnik gestellt. Für eine regelmäßige Eichung bzw. Prüfung im Feld müssen zudem entsprechende Prüfnormale entwickelt werden, zum Beispiel mobile Eichanhänger. Für bestehende Wasserstofftankstellen wurden bereits unterschiedliche Prüfnormale untersucht. Neben der gravimetrischen Methode, bei welcher der abgegebene Wasserstoff inkl. Druckbehälter auf einer hochpräzisen Waage gewogen wird, können auch Vergleichszähler

nach dem Coriolisprinzip in Reihe verbunden werden. [63] Für größere Abgabemengen müssen entsprechende Prüfnormale mit größerer Tankkapazität aufgebaut werden.

Für nicht konforme Bestandsanlagen sind die Eichbehörden bestrebt, zeitnah – aber unter Anwendung von Übergangsfristen – eine Umrüstung bzw. Neuaufstellung auf eine dem Eichrecht entsprechende Messanlage zu erwirken. Aus diesem Grund sollten für die Eichung von sLH₂- und CcH₂-Anlagen frühzeitig Abstimmungen mit sämtlichen Stakeholdern erfolgen und es sollte auf geltende Regularien hingewiesen werden bzw. sollten geeignete Regularien erarbeitet und vereinbart werden.

Für die Eichung von sLH₂- und CcH₂-Anlagen bedarf es frühzeitiger Abstimmung und Entwicklungsarbeit. Auch für größere Wasserstoffabgabemengen im Bereich CGH₂ müssen entsprechende Prüfnormale mit größerer Tankkapazität aufgebaut werden.

Für die **gasförmige Wasserstoffbetankung von Bussen und Lkw** wurden in der Vergangenheit 35-MPa-Füllkupplungen entwickelt, die heute an den entsprechenden Wasserstofftankstellen eingesetzt werden. Diese Füllkupplungen verfügen über einen drehbaren Betätigungshebel, mit dem vor dem Betankungsvorgang eine mechanische Verbindung zum Tankstutzen am Fahrzeug hergestellt wird. Die Füllkupplungen sind meist mit einer temperaturisolierenden Kunststoffverkleidung versehen. Sie werden mit optionaler Datenschnittstelle, Gasrückführungsschlauch und Knickschutz mit einer maximalen Schlauchlänge von fünf Metern angeboten. Die maximale Wasserstofftransferrate ist mit 120 g/s (7,2 kg/min) spezifiziert. In der Praxis liegt die durchschnittlich erzielbare Wasserstofftransferrate jedoch deutlich unter diesem Maximalwert (vergleiche Abschnitt 3.2).

Für die **gasförmige Wasserstoffbetankung von Pkw** existieren Füllkupplungen für ein Druckniveau von 70 MPa. Die maximal spezifizierte Transferrate beträgt hier lediglich 60 g/s (3,6 kg/min), mit ebenfalls deutlich geringeren Durchschnittswerten im realen Einsatz.

Die Anschlussgeometrie der beiden bestehenden Füllkupplungen ist normiert und die Interoperabilität von Fahrzeugen und Infrastruktur ist gewährleistet, wobei beide Geometrien aus Sicherheitsgründen nicht kompatibel sind. Zur raschen Betankung von Nutzfahrzeugen im Fernverkehr mit 70-MPa-Speichern sind beide Kupplungen nicht geeignet. Zur einfacheren Handhabung hat ein Hersteller Pkw-Füllkupplungen zusätzlich mit einer Spülleitung ausgestattet, die das Spülen mit Stickstoff ermöglicht, wodurch dem Anfrieren der Füllkupplung am Tanknippel bei der Betankung mit vorgekühltem Wasserstoff (vergleiche Abschnitt 4.3.3) vorgebeugt werden kann. [64] [65]

Für die in den 1990er Jahren durchgeführten Aktivitäten zur Nutzung von Flüssigwasserstoff in Pkw wurden LH₂-Füllkupplungen entwickelt und an etwa 15 LH₂-Tankstellen weltweit eingesetzt. Aufgrund des hohen Gewichts der doppelflutigen¹³, vakuumsuperisolierten Füllkupplungen wurden teilweise Betankungsroboter verwendet. [66] Weitere Herausforderungen bestanden bei der Gasrückführung von Verdampfungsverlusten sowie dem zulässigen Wärmeeintrag der Versorgungsleitung. [66] Für die Anwendung in heutigen Nutzfahrzeugen müssen diese Herausforderungen überwunden und geeignete Kupplungen entwickelt werden. Auch die zurückliegenden Entwicklungen zu CcH₂ haben keine genormte Kupplung für Nutzfahrzeuge hervorgebracht.

Nach Angaben der Daimler Truck AG und der Linde AG ist die sLH₂-Betankung eine Weiterentwicklung der bekannten LH₂-Betankung. Es wird keine Datenübertragung notwendig sein; die Betankung endet bei einem Zieldruck von 1,6 MPa. Das Konsortium wirbt zudem für eine rückgasfreie Einstrombetankung mit Füllgeschwindigkeiten zwischen 400 und 500 kg H₂/h pro sLH₂-Pumpe. [14]

Ebenfalls parallel zu den Aktivitäten mit CcH₂-Fahrzeugen und den entsprechenden Speichersystemen wurden von der Linde AG ab 2011 im NOW-Projekt „Prototypentwicklung eines kryogenen Druckbetankungssystems“ [67] erste Arbeiten zur CcH₂-Betankungstechnologie durchgeführt. Dazu entwickelte und testete Linde zusammen mit BMW ein direktes Einstrombetankungskonzept bis 30 MPa über eine Kryopumpe mit einer kontinuierlichen Füllrate von 100–120 kg H₂/h und einem Schnellkupplungskonzept ohne Kommunikation zwischen Fahrzeug und Zapfsäule. [15] [68]

Das Unternehmen Cryomotive arbeitet aktuell an der Entwicklung und Validierung einer Füllkupplung mit höherem Durchfluss (200–250 g H₂/s) sowie zweier CcH₂-Prototyp-Tankstellen (jeweils basierend auf LH₂ und CGH₂) für die Lkw-Betankung. Bis zum Jahr 2025 soll die Normierung der CcH₂-Betankungsschnittstelle abgeschlossen sein. [69]

Bisher stehen folglich für den Einsatz in Nutzfahrzeugen für keine der betrachteten H₂-Kraftstoffoptionen (70 MPa, sLH₂, CcH₂) geeignete und genormte Füllkupplungen zur Verfügung. Pränormative Entwicklungsaktivitäten für geeignete Füllkupplungen wurden für alle Kraftstoffoptionen gestartet.

4.3.5 LH₂-Speicher

Flüssiger Wasserstoff wird bei tiefkalten Temperaturen von etwa –253 °C (20 K) in mehrfach isolierten Kryospeichern gelagert. Diese Art Speicher besteht aus einem Innen- und einem Außenbehälter aus Edelstahl. Zwischen diesen Behältern befindet sich ein Vakuum, das den konvektionsbedingten Wärmeeintrag aus der Umgebung verringert. Zudem ist in den Vakuumraum eine mehrschichtige Isolation aus Aluminiumfolie und Glasfaser eingebracht, die den Wärmetransport durch Strahlung minimiert. Ein unvermeidbarer Wärmeeintrag in den Speicher durch Wärmeleitung, u. a. wegen der Aufhängung des Innenbehälters und der integrierten Verrohrung zur Befüllung und Entnahme des flüssigen Wasserstoffs, bedingt eine geringfügige Verdampfung des Wasserstoffs, was einen Druckanstieg im Speicher zur Folge hat. Daher sind in diese Behälter entsprechende Druckentlastungssysteme integriert. Bei einer Überschreitung des zulässigen Systemdrucks wird Wasserstoff aus der Gasphase abgelassen. Dieser Vorgang wird als Abdampfverlust oder Boil-off bezeichnet, er liegt je nach Volumen-Oberflächen-Verhältnis und Speicherqualität zwischen 0,3 und 3 % der Speicherkapazität pro Tag. Bei größeren Speichern sind die Abdampfverluste in der Regel geringer. Obwohl im allgemeinen Sprachgebrauch als Abdampfverlust bezeichnet, kann dieser Wasserstoff an der Tankstelle gespeichert und genutzt werden.

Neben dem Kryotank sind auch die entsprechenden Rohrleitungen, Ventile, Betankungskupplungen usw. vakuumisoliert auszuführen, um den Wärmeeintrag in das LH₂-System gering zu halten und Eisbildung zu vermeiden. [70]

¹³ | Zwei Leitungen, eine für die Kraftstoffzufuhr, eine für die Rückführung von verdampftem Wasserstoff

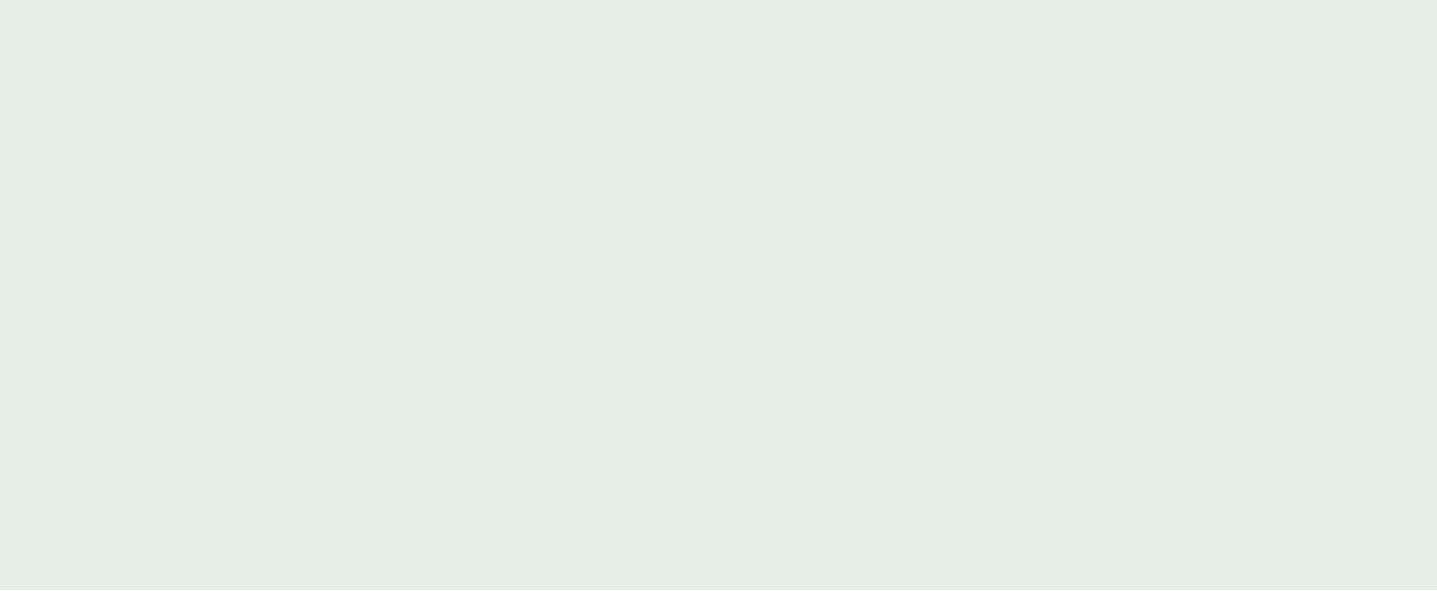
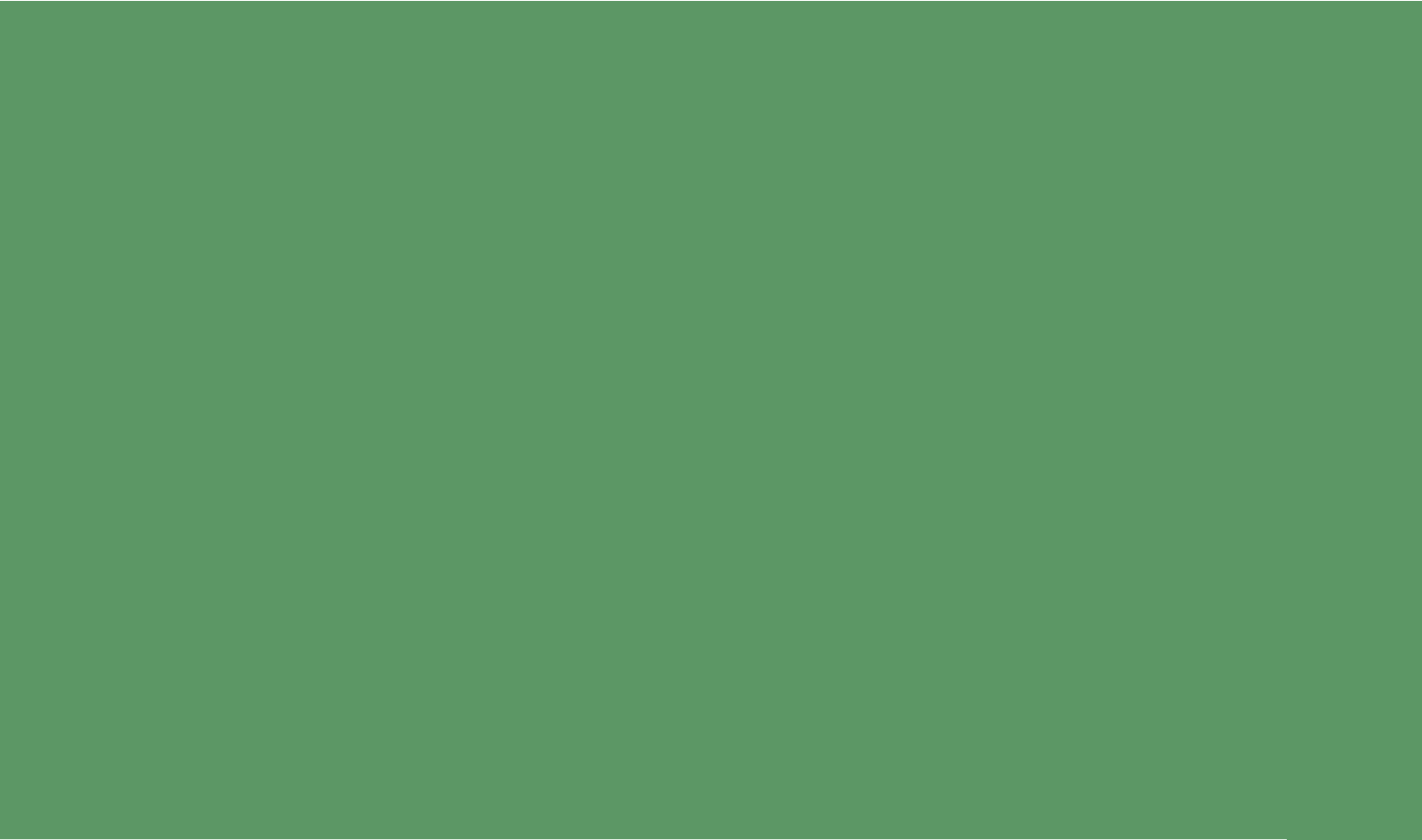
4.3.6 Kryopumpe und sLH₂-Transferpumpe

Kryopumpen werden dazu verwendet, Wasserstoff in flüssiger Form anzusaugen und zu verdichten. Die Linde AG verwendet hierfür ein Zweikammersystem. In der ersten Kammer wird LH₂ aus dem Speichertank auf 0,6 MPa verdichtet, in der zweiten Kammer erfolgt die Verdichtung auf bis zu 90 MPa. Die Kryopumpentechnologie ist insgesamt sehr aufwändig und wird nur von einer geringen Herstelleranzahl, im Besonderen der Gaseindustrie, beherrscht. Als wichtigste Parameter zur Charakterisierung dienen die Leistungsaufnahme, die Fördermenge und der Enddruck. Die H₂-Verdichtung durch eine Kryopumpe aus der flüssigen Phase ist energetisch günstiger, weshalb die Verwendung von Kryopumpen eine energiearme Alternative zu den Gasverdichtern darstellt. Für die Verdichtung durch Kryopumpen werden nur etwa 10–20 % der Energie eines Gasverdichters benötigt, so dass die Tankstelle weniger Leistung für die Verdichtung bereitstellen muss. Die Energie wurde jedoch zuvor bei der zentralen Verflüssigung investiert (vergleiche Kapitel 4.2.3).

Für den CcH₂-Betankungsprozess wurden bereits erste Anforderungen im White Paper CcH₂ – Cryo-compressed Hydrogen Gas – Gaseous Hydrogen Land Vehicle Refuelling Process [34] formuliert. Demnach sollen Betankungsgeschwindigkeiten von 500 kg H₂/h (bis hin zu 900 kg H₂/h) erreichbar sein. Der Energiebedarf für die Hochdruck-Kryopumpe, der notwendig ist, um den flüssigen Wasserstoff auf über 30 MPa für die CcH₂-Betankung zu verdichten, wird mit $\leq 0,5$ kWh/kg H₂ angegeben. [14] Diese hohen Abgabemengen werden von der verfügbaren Kryopumpentechnologie an aktuellen HRS bislang nicht erreicht. Aus diesem Grund wird unter anderem im Rahmen des Projekts „Ultra-Cryopump for High-Demand Transportation Fueling“ aktuell eine Hochdruck-Kryopumpe für den Schwerlastverkehr entwickelt. [71] Der Druckkorridor für die sLH₂-Betankung liegt hingegen zwischen 0,4 und 1,6 MPa, weshalb die Anforderungen für sLH₂-Pumpen hinsichtlich Druckerhöhung im Vergleich zu denen für Hochdruck-Kryopumpen geringer sind. Weitere Anforderungen zum sLH₂-Betankungsprozess wurden im White Paper Requirements Specification – Subcooled Liquid Hydrogen Fuelling Process for Ground Vehicles [13] beschrieben (vergleiche Kapitel 3). Demnach sollen durchschnittliche Betankungsgeschwindigkeiten von 400 kg H₂/h je sLH₂-Pumpe erreichbar sein. [13] Der Energiebedarf einer sLH₂-Pumpe wird mit 0,05 kWh/kg H₂ angegeben (verglichen mit 1,5 kWh/kg H₂ für die 70-MPa-CGH₂-Betankung mit der Linde Kryopumpe CP90/100). [14]

05

H₂-Kraftstoffkosten



05

H₂-Kraftstoffkosten

Kernaussagen dieses Kapitels

- Eine Metaanalyse zeigt, dass die Kosten für die Bereitstellung von H₂-Kraftstoff (frei Zapfpistole, ohne Steuern) von heute 10 bis 15 €/kg mittelfristig auf 4 bis 6 €/kg reduziert werden können.
- Entscheidend für den Kostenrückgang sind Massenfertigung (inkl. Teilautomatisierung) und Skaleneffekte entlang der gesamten Wertschöpfungskette, eine gute Auslastung der Versorgungs- und Betankungsinfrastruktur sowie optimierte Versorgungs- und Logistikkonzepte.
- Eine Preisparität zwischen Wasserstoff- und Dieselmotorkraftstoff kann mittelfristig bei hohen Dieselmotorkraftstoffbeschaffungskosten, unterschiedlichen Energiesteuersätzen und/oder einem nach 2025 weiter steigenden CO₂-Preis erreicht werden.

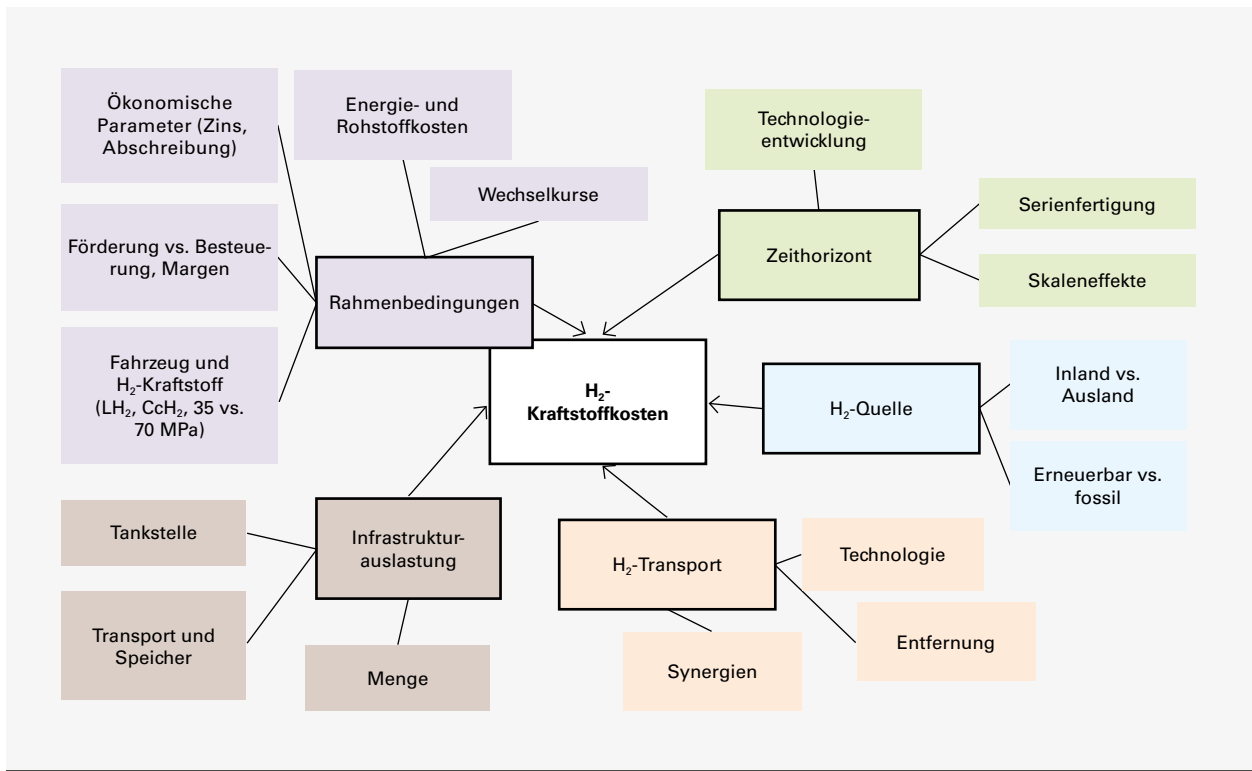
Das Thema der H₂-Kraftstoffkosten wird zunächst mittels Literaturliteraturauswertung in Kapitel 5.1 betrachtet. Anschließend wird der Einfluss einzelner techno-ökonomischer Parameter auf die Gesamtkosten in Kapitel 5.2 diskutiert. Kapitel 5.3 erläutert die H₂-Zielkosten, die erforderlich sind, um eine Preisparität mit Dieselmotorkraftstoff zu erreichen. Zum Schluss werden in Kapitel 5.4 die relevantesten Optionen zur Senkung von H₂-Kraftstoffkosten aufgegriffen.

5.1 Literaturliteraturauswertung

In der Literatur ist die Berechnung von H₂-Kraftstoffkosten weit verbreitet. Unterschiedliche Autoren, Institute und Stakeholder haben dazu in den vergangenen Jahren eine Vielzahl an Studien und wissenschaftlichen Artikeln verfasst. Die resultierende Bandbreite an berechneten H₂-Kosten (frei Zapfpistole) ist hoch und geht von deutlich weniger als 5 €/kg bis über 20 €/kg. Betrachtet man die Vielzahl an relevanten Einflussparametern entlang der (teilweise) komplexen H₂-Bereitstellungsketten, lassen sich die einzelnen Ergebnisse sowie die großen Unterschiede unter den jeweils gesetzten Rahmenbedingungen in der Regel gut nachvollziehen.

Hauptunterschiede in den einzelnen Analysen, die einen relevanten Einfluss auf das Ergebnis haben, sind u. a. der betrachtete Zeithorizont, die betrachtete H₂-Quelle, Transport- und Distributionserfordernisse, die Infrastrukturauslastung insbesondere auch der Tankstelle selbst sowie diverse gesetzte politische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen, zum Beispiel zu Energie- und Rohstoffkosten, Margen, Zinssätzen oder Abschreibungsdauern. Abbildung 19 zeigt die besonders relevanten Einflussfaktoren auf die H₂-Kraftstoffkosten.

Die meisten Studien gehen beim Status quo von H₂-Kraftstoffkosten in Höhe von etwa 10 bis 15 €/kg aus. Diese lassen sich mittel- bis langfristig auf ein Niveau von etwa 4 bis 6 €/kg reduzieren. Dieses starke Kostensenkungspotenzial ist dabei studienübergreifend festzustellen, wobei der Zeitraum, in dem dieses Potenzial umgesetzt werden kann, unterschiedlich eingeschätzt wird. Haupttreiber sind dabei oft die Annahmen zu Technologieentwicklung und Markthochlauf, die die nahezu vollständige Erschließung des Kostensenkungspotenzials entweder bereits bis 2030 oder erst danach sehen. Deutliche Kostensenkungspotenziale bis 2030 bzw. bis 2035 sind jedoch in nahezu allen Studien klar erkennbar.



Quelle: (eigene Darstellung)

Abbildung 19: Strukturierte Auswahl besonders relevanter Einflussfaktoren auf die H₂-Kraftstoffkosten

In Abbildung 20 ist die erwartete Entwicklung der H₂-Kraftstoffkosten ausgewählter Studien¹⁴ dargestellt. Die hervorgehobenen Zahlen beziehen sich jeweils auf den europäischen Markt und beinhalten keine Steuern, im Fall der Hydrogen-Council-Studie auch keine Gewinnmargen. Die Studie des Hydrogen Council [72] aus dem Jahr 2020 geht von einem sehr starken Rückgang der Kosten in einem kurzen Zeitraum aus. Zwischen 2020 und 2030 wird hier ein Rückgang von etwa 11 €/kg auf etwa 4,50 €/kg erwartet, die im Fall günstiger Transportkosten im selben Jahr auch bei 4,3 €/kg liegen können (nicht dargestellt). Ein White Paper [73], das 2022 vom ICCT veröffentlicht wurde, sieht für H₂-Kraftstoff, der an der Tankstelle durch Elektrolyse erzeugt wird, etwas geringere Kostenreduktionen bis zum Jahr 2030. Das langfristige Kostenpotenzial wird, je nach Betrachtungsszenario, auf ähnlichem Niveau zwischen 4,50 und 5,20 €/kg (inkl. Gewinnmargen) gesehen. Zum Gesamtbild passt auch die erwartete Kostenentwicklung der jüngsten e-mobil BW Studie [74] zum Thema

Wasserstoff. Die Autoren gehen hier für H₂-Kraftstoff, der per Lkw an die Tankstelle geliefert wird, für 2025 zunächst von Kosten in Höhe von 7,20 €/kg aus, die dann 2030 und 2035 auf etwa 6 bzw. 5,20 €/kg zurückgehen (inklusive 8 % Gewinnmarge). Um einen Eindruck von der Bandbreite der möglichen H₂-Kosten zu bekommen, sind in Abbildung 20 zusätzlich Datenpunkte weiterer Studien eingetragen. Hier ist zu beachten, dass sich diese teilweise auf den nicht europäischen Raum beziehen und/oder teilweise auch Sonderfälle von H₂-Bereitstellungsketten betrachten (zum Beispiel Nutzung von Biomasse in den USA, Kohlevergasung in Asien). Nahezu alle identifizierten Studien, die Aussagen zu H₂-Kraftstoffkosten enthalten, gehen von einer gasförmigen Betankung, meist 70 MPa, aus. Studien, die sich detailliert mit Kosten zur Betankung mit sLH₂ oder CcH₂ beschäftigen, sind nur sehr begrenzt verfügbar. Diese zeigen, dass auch mit (s)LH₂- und CcH₂-Kraftstoff ein Kostenniveau von etwa 5 €/kg (ohne Margen und Steuern) erreicht werden kann. [75] [76]

14 | Insgesamt wurden über 25 Studien zum Thema ausgewertet.

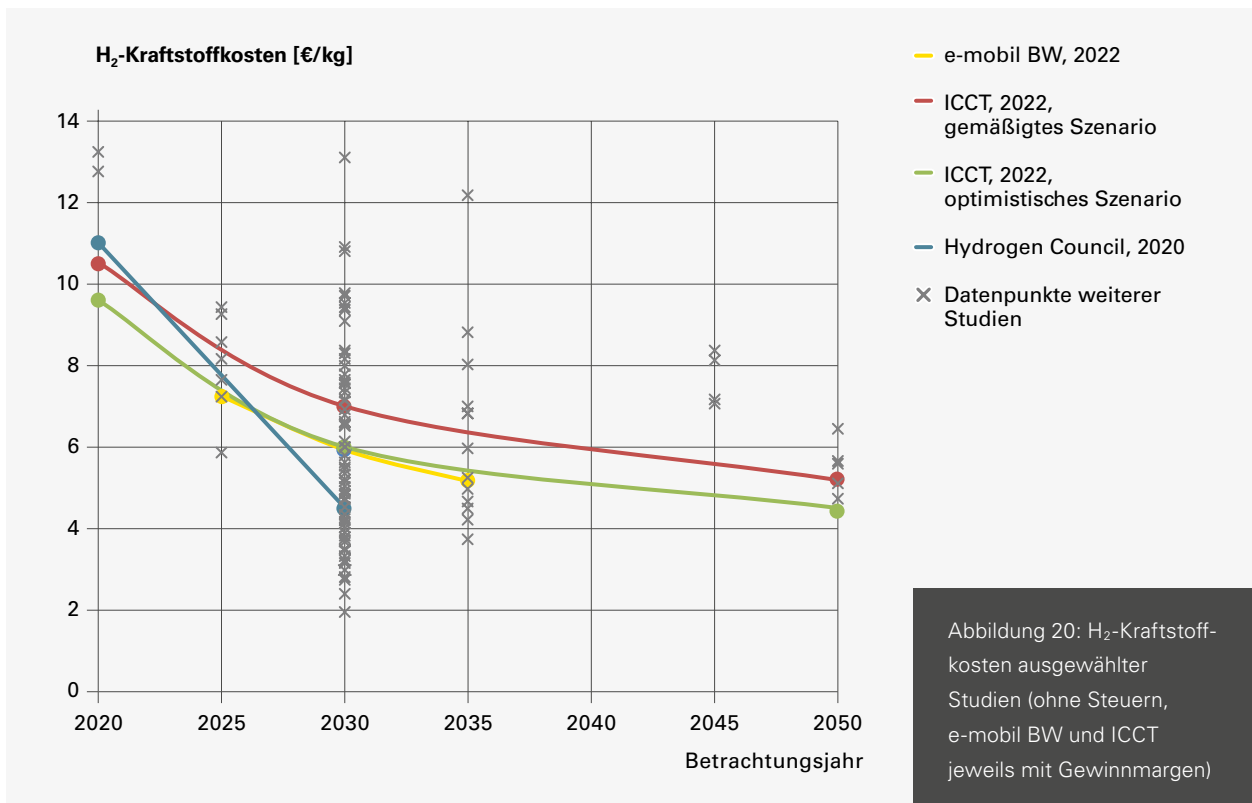


Abbildung 20: H₂-Kraftstoffkosten ausgewählter Studien (ohne Steuern, e-mobil BW und ICCT jeweils mit Gewinnmargen)

Es ist zu erwarten, dass die mittel- bis langfristig erreichbaren H₂-Kraftstoffkosten unversteuert im Bereich von etwa 4 bis 6 €/kg liegen. Die Bandbreite zukünftiger Kosten spiegelt dabei auch die große Anzahl an unterschiedlichen Optionen zur H₂-Produktion, zum Transport und zur Distribution sowie zur Betankungskonditionierung wider. Mehr als bei konventionellen Kraftstoffen werden sich die H₂-Kraftstoffkosten auch regional und gegebenenfalls auch standortspezifisch unterscheiden, da der Transport einen höheren Einfluss auf die Gesamtkosten hat als dies bei fossilen Energieträgern der Fall ist. Weiterhin haben Skaleneffekte und Infrastrukturauslastung einen entscheidenden Einfluss. Dies kann insbesondere für schwer erreichbare Standorte mit geringer Kraftstoffnachfrage zu deutlich erhöhten H₂-Kraftstoffkosten führen. Zum einen ist gegebenenfalls mit erhöhten Transportkosten zu rechnen, alternativ wäre gegebenenfalls eine Vor-Ort-Erzeugung eine Option, zum anderen sind die spezifischen Investitionskosten in die Betankungsinfrastruktur höher, was in Kombination mit einer geringen Tankstellenauslastung einen stark kostenstei-

gernden Effekt hat. Im Gegensatz dazu wird Wasserstoff an Standorten mit hoher Nachfrage und guter Infrastrukturanbindung zu vergleichsweise günstigen Kosten bereitzustellen sein. Ein Beispiel hierfür wäre eine Großtankstelle an einem Verkehrsknotenpunkt und mit räumlicher Nähe zu einer H₂-Transportpipeline,¹⁵ wie sie zwischen 2030 und 2040 in einigen deutschen Regionen verfügbar werden. Der Einfluss ausgewählter Parameter auf H₂-Kraftstoffkosten wird im folgenden Unterkapitel betrachtet.

5.2 Hauptkostenbestandteile und Sensitivitäten

Wie sich die Kraftstoffkosten auf die Hauptelemente der Bereitstellungskette aufteilen können, ist exemplarisch in Abbildung 21 dargestellt. Die besondere Relevanz der Wasserstoffherzeugung ist klar erkennbar. Diese steht für mindestens 50 % der Kraftstoffkosten. Allerdings sind auch die Kosten für die H₂-Logistik (inklusive der dafür erforderlichen Verdichtung)

15 | Weiterführende Infos hierzu sind z. B. der e-mobil BW Studie „Analyse der aktuellen Situation des H₂-Bedarfs und -Erzeugungspotenzials in Baden-Württemberg“ (2022) zu entnehmen.

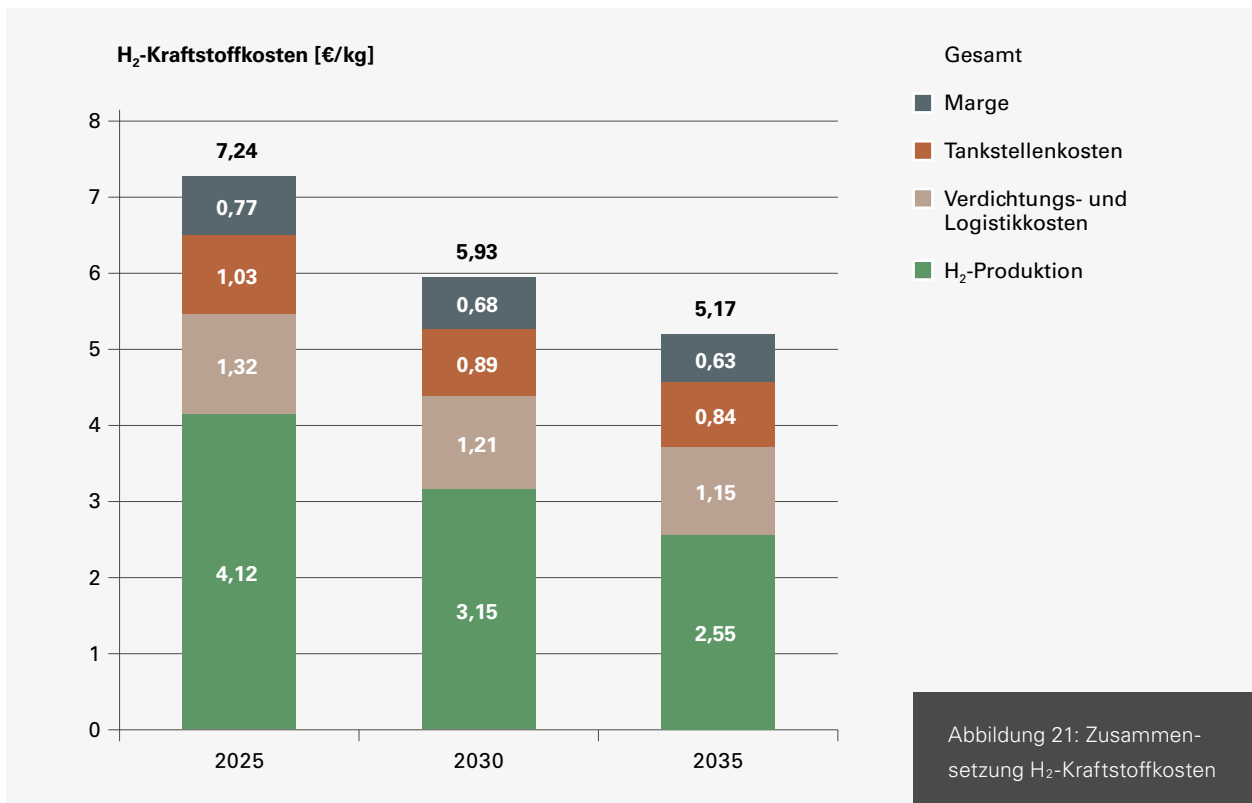


Abbildung 21: Zusammensetzung H₂-Kraftstoffkosten

sowie die Tankstelle selbst von Bedeutung. Anhand dieser beispielhaften Kostenstruktur sollen im Folgenden einzelne zentrale Einflussparameter herausgestellt werden. Zwar sind die Werte für das vorliegende Beispiel gerechnet, die Erkenntnisse und Schlussfolgerungen lassen sich aber weitgehend auch auf etwas anders gelagerte H₂-Versorgungskonzepte übertragen.

5.2.1 H₂-Produktion

Dass die H₂-Produktionskosten bei der Kraftstoffbereitstellung wie auch bei anderen H₂-Anwendungen, zum Beispiel in der Industrie, von besonderer Bedeutung sind, ist allgemein bekannt. Im vorliegenden Fall der Erzeugung via Elektrolyse mit Strom aus erneuerbaren Quellen sind dabei insbesondere die Stromkosten, die Elektrolyseauslastung und die Investitionskosten entscheidend. In Abbildung 22 ist klar erkennbar, wie stark der Einfluss geänderter Stromkosten (±1 ct/kWh, Basisniveau 4,5 ct/kWh) sowie höherer oder niedrigerer jährlicher Elektrolysebetriebsstunden (äquivalente Vollbetriebsstunden)

ist. Die im Basisfall angesetzten knapp 3.000 Stunden pro Jahr (h/a) wurde hier um ±1.000 h/a variiert. Ein jährlicher Betrieb zwischen 2.000 und 4.000 äquivalenten Volllaststunden ist für die Produktion zum Beispiel in Deutschland eine realistische Bandbreite. So kann eine Auslastung von 4.000 Stunden bei entsprechender Anlagendimensionierung durch Kopplung mit Windkraftanlagen erreicht werden, wohingegen eine Auslastung von 2.000 Stunden mit PV-Anlagen erreicht werden kann; eine entsprechende Überdimensionierung der PV-Anlage vorausgesetzt. Um Wasserstoff mittels Elektrolyse günstig herzustellen, ist folglich möglichst gut verfügbarer und günstiger EE-Strom zu nutzen. Gleichzeitig sollte eine hohe Anlagenauslastung erzielt werden, was vor allem mit fluktuierender Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen eine Herausforderung darstellt. Bei der Diskussion von Elektrolyse und EE-Anlagen zur Produktion von H₂-Kraftstoff ist zu beachten, dass auf europäischer Ebene derzeit Anforderungen hinsichtlich der EE-Stromversorgung von Elektrolyseuren definiert werden (Stichwort: RED II¹⁶). Diese Anforderungen müssen eingehalten werden, um eine Anrechenbarkeit des Kraftstoffs auf die na-

16 | Die RED II (Renewable Energy Directive bzw. Erneuerbare-Energien-Richtlinie) definiert Anforderungen an den in Elektrolyse einzusetzenden EE-Strom. Dabei sind derzeit z.B. Anforderungen hinsichtlich Alter und Lage der EE-Anlage sowie Zeitgleichheit von Strom- und H₂-Erzeugung im Gespräch.

tionalen EE-Kraftstoffquoten sicherzustellen. Entsprechend kann hier der Gestaltungsspielraum bei der H₂-Produktion via Elektrolyse (deutlich) eingeschränkt sein.

Der große Einfluss der Stromkosten zeigt, wie wichtig die derzeit nicht anfallenden Stromnebenkosten wie zum Beispiel die Netznutzungsentgelte sowie die EEG- und KWK-Umlage für eine Kostenreduktion der H₂-Produktion in Deutschland sind.

Relevant sind auch die Investitionskosten der Elektrolyseanlage. Als Parametervariation wurden hier ±25 % angesetzt. Das entspricht in etwa der von Elektrolyseherstellern in Richtpreisangeboten angegebenen Preisgenauigkeit.

5.2.2 H₂-Transport und -Distribution

Der Straßentransport von Wasserstoff ist im Vergleich zu dem von flüssigen fossilen Energieträgern wie Diesel oder Benzin mit höheren Kosten verbunden. Diese ergeben sich zum einen aus der erforderlichen Konditionierung des Wasserstoffs zum Beladen des Transporttrailers, zum anderen aus den Kosten für den Transport im Verhältnis zur transportierten Energie-

menge. Entsprechend sind die Transportkapazität, die Transportentfernung, aber auch die Investitionskosten für den Transportbehälter von besonderer Relevanz.

Abbildung 23 zeigt den Einfluss einzelner Parameter auf die Kosten für die Distribution zwischen einer regionalen Wasserstoffquelle und einer Tankstelle. Der Transport erfolgt in einem 50-MPa-Drucktrailer mit einer Nettotransportkapazität von 1.000 kg. Die Transportentfernung beträgt 100 km. Es wird durchschnittlich eine Lieferung pro Drucktrailer und Tag durchgeführt.

Eine geänderte Nettotransportkapazität hat einen relevanten, aber vergleichsweise geringen Einfluss. Die Nettotransportkapazität hängt einerseits vom geometrischen Speichervolumen und vom Betriebsdruck ab. Andererseits wird sie auch durch den Restdruck beziehungsweise die verbleibende Restwasserstoffmenge bei der Rückfahrt des Trailers bestimmt. Wird hingegen die Transportentfernung um 50 km erhöht beziehungsweise reduziert, wird der Einfluss der variablen kilometerbezogenen Transportkosten deutlich. Hier spielen unter anderem Lohn- und Kraftstoffkosten eine wichtige Rolle. Da

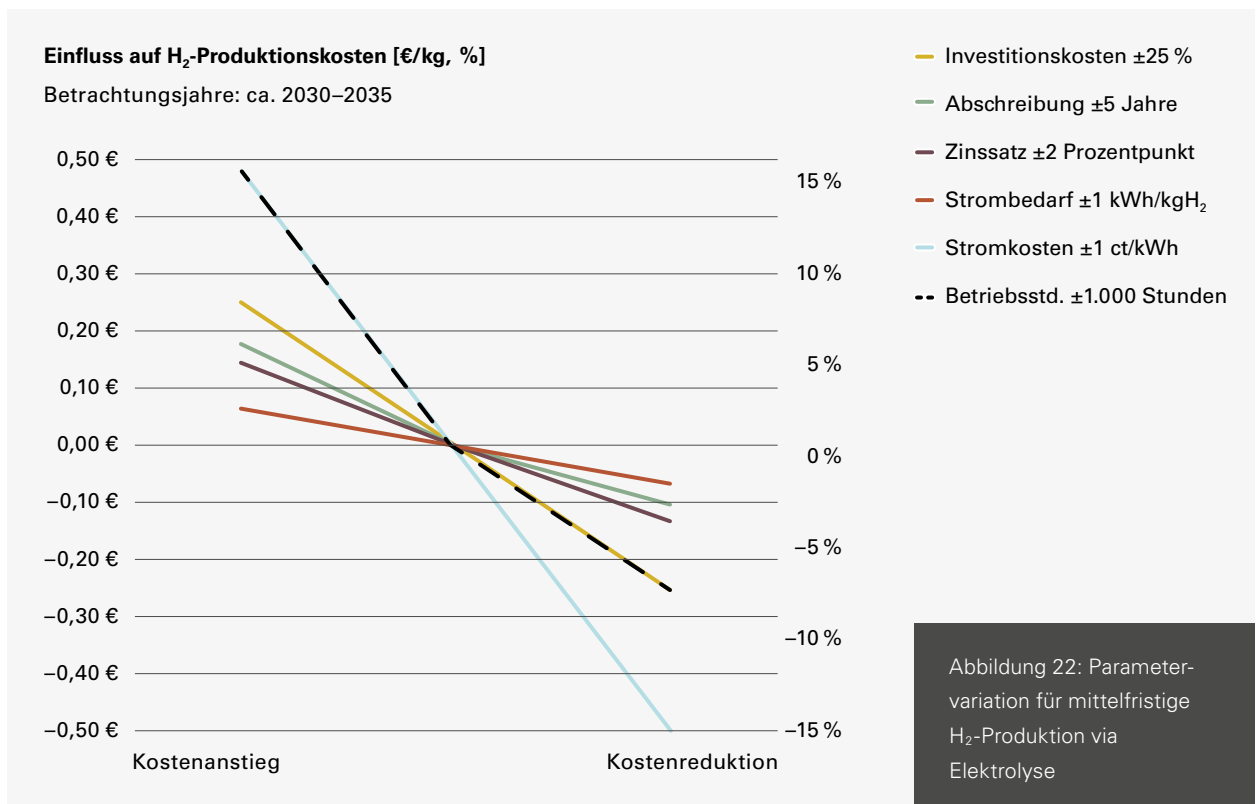


Abbildung 22: Parametervariation für mittelfristige H₂-Produktion via Elektrolyse

die Investitionskosten für Hochdruck-Transporttrailer aktuell im hohen sechsstelligen Bereich liegen, ist eine hohe Auslastung der Investition von Bedeutung. Wird statt durchschnittlich einer Lieferung pro Tag und Trailer nur jeden zweiten Tag eine Lieferung durchgeführt, erhöht dies die Transportkosten pro Kilogramm deutlich. Umgekehrt können die Kosten durch eine (schwer zu realisierende) zweite Lieferung pro Tag deutlich gesenkt werden.

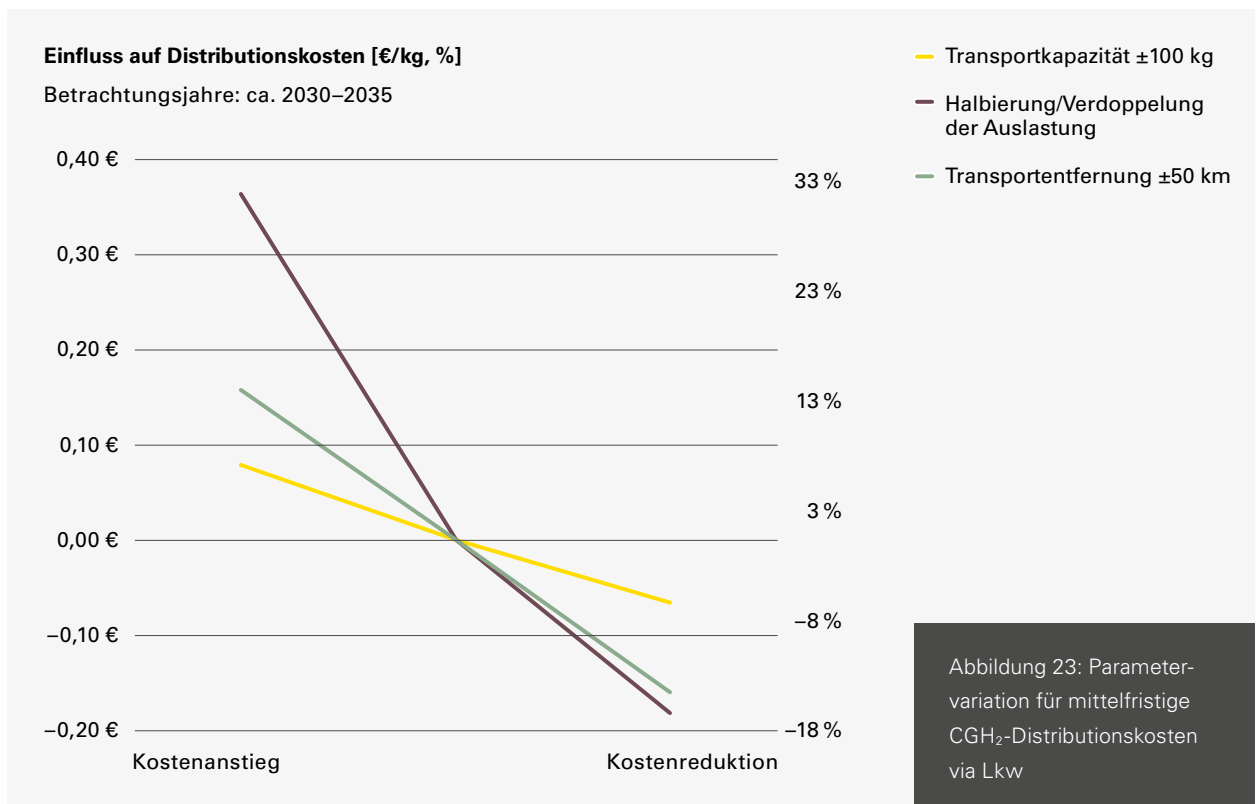
Die Ergebnisse können eingeschränkt auch auf den Straßen-transport von Flüssigwasserstoff übertragen werden. Hier hat die Transportentfernung einen geringeren Einfluss auf die Kosten, dafür spielen die Kosten der Verflüssigung eine entscheidende Rolle.

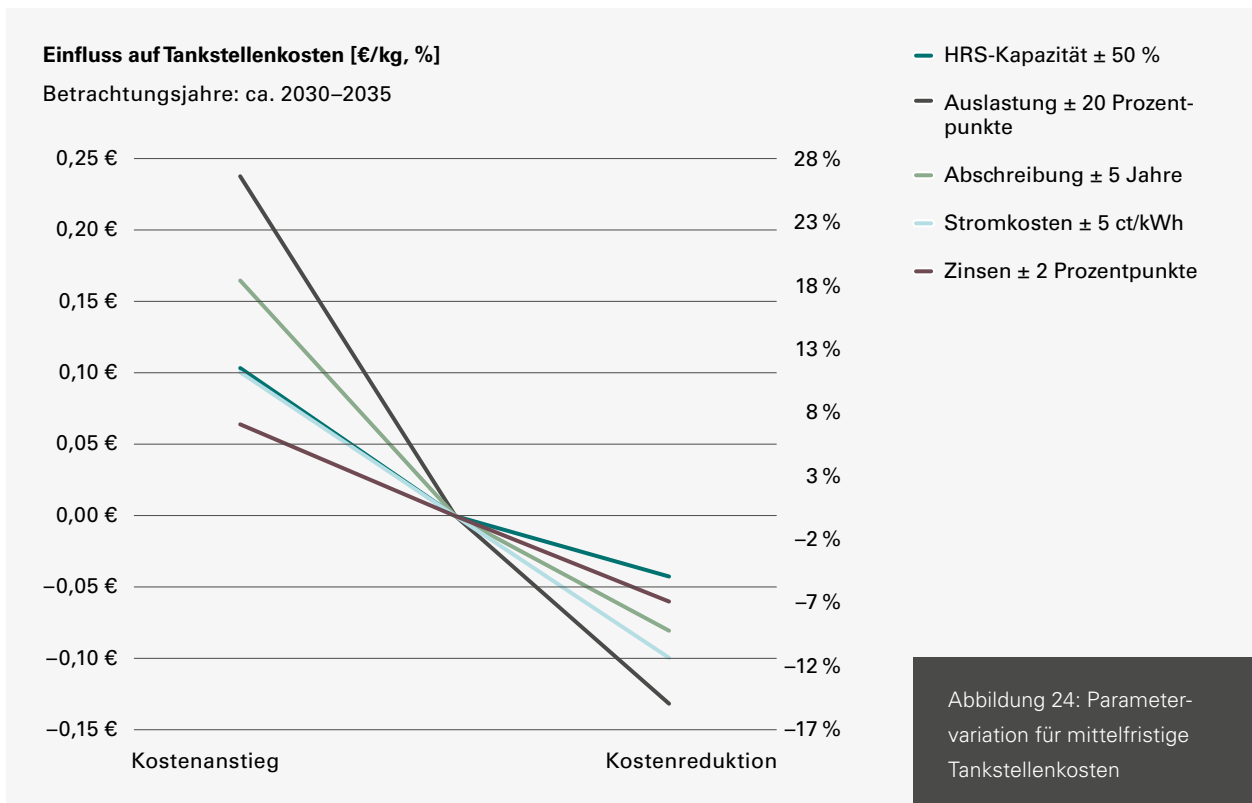
Die Anbindung einer Tankstelle an ein Pipelinenetz ist ökonomisch dann von Vorteil, wenn der Wasserstoffbedarf an der Tankstelle hoch und die mit einer Anschlussleitung zu überbrückende Entfernung gering ist. Auch das Druckniveau der Pipeline hat einen Einfluss auf die Kosten, da hier gegebenenfalls Verdichtungsaufwände an der Tankstelle reduziert werden können. Diese Versorgungsoption muss im Einzelfall

geprüft werden, da zum Beispiel auch die Kosten für die Pipelineverlegung standortabhängig sind. Die Relevanz von mit Pipeline versorgten H₂-Tankstellen hängt von der Flächendeckung künftiger H₂-Netze ab. Das derzeit viel diskutierte European Hydrogen Backbone ist als Transportnetz mit eingeschränkter Flächenabdeckung konzipiert. Ob mittel- bis langfristig eine höhere Flächendeckung durch die Umstellung relevanter Teile des heutigen Erdgasverteilnetzes erreicht werden, ist derzeit nicht abzusehen.

5.2.3 H₂-Tankstelle

Die H₂-Tankstelle steht selbst für einen relevanten Anteil der H₂-Kraftstoffkosten. Abhängig vom H₂-Versorgungskonzept sowie den definierten Systemgrenzen und Randbedingungen liegt der Anteil bei etwa 15 bis 50 % der Kraftstoffkosten. [72] [73] [74]





Welchen Einfluss einzelne Parameter im Bereich der Tankstelle haben können, ist in Abbildung 24 zu erkennen. Zu geringen Kostensteigerungen führen die Anhebung der durchschnittlichen Kapitalzinsen um zwei Prozentpunkte (von 4 % auf 6 %), eine Erhöhung der Stromkosten um 5 ct/kWh (von 15 auf 20 ct/kWh) sowie die Halbierung der Betankungskapazität der Tankstelle. Einen großen Einfluss hat hingegen eine um fünf Jahre verkürzte Abschreibungsdauer (von 15 auf zehn Jahre) sowie insbesondere eine reduzierte Tankstellenauslastung. Hier wurde die durchschnittliche Tankstellenauslastung¹⁷ um 20 Prozentpunkte (von 70 % auf 50 %) reduziert, was zu etwa 0,24 €/kg höheren Kraftstoffkosten führt bzw. zu 27 % höheren spezifischen Kosten für die Betankungsanlage. Damit zeigt sich, dass vor allem die Auslastung der Betankungsinfrastruktur, insbesondere während der Hochlaufphase, von zentraler Bedeutung ist. Aufgrund des derzeit geringen BZ-Pkw-Bestands in Deutschland¹⁸ ist die aktuelle Auslastung der etwa 100 HRS als sehr gering einzuschätzen. Ein Niveau von 50 bzw.

70 % zu erreichen, stellt mittelfristig eine Herausforderung dar, ist jedoch von zentraler Bedeutung für eine Kostensenkung. Ein Niveau von 90 % durchschnittlicher Auslastung kann allenfalls für einzelne Standorte als Best Case zum Beispiel im Rahmen von geschlossenen Flotten wie ÖPNV-Bussen erzielt werden. Dann können die Kraftstoffkosten nochmals relevant gesenkt werden. Die Gesamthöhe der Kosten der Tankstelle sowie die Anteile einzelner Komponenten sind stark von der H₂-Versorgungsoption (zum Beispiel flüssig, gasförmig, Pipeline) und dem technischen Konzept der H₂-Tankstelle abhängig. Bei gasförmiger Bereitstellung von Wasserstoff ist insbesondere der minimale Druck, den die Tankstelle verarbeiten können muss, von Bedeutung. Dieser Druck definiert maßgeblich die Anforderungen und die Kosten der Tankstellenverdichter. Insbesondere niedrige Eingangsdrücke erhöhen das vom Verdichter zu erbringende Druckverhältnis¹⁹ und damit die zu erbringende Arbeit und den damit verbundenen Strombedarf.

17 | Auslastung ist hier definiert als durchschnittliche Kraftstoffabgabe dividiert durch die nominale Tankstellenkapazität.

18 | Mit Stand Mai 2022 beträgt der FCEV-Bestand von Pkw in Deutschland 1.360. (https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2022/05/KBA_Report_04-2022.pdf)

19 | Ausgangsdruck geteilt durch Eingangsdruck.

5.3 H₂-Zielkosten – Preisparität mit Dieseldieselkraftstoff

Nach der Betrachtung von technologiebasierten Kostenerwartungen für H₂-Kraftstoff (Kapitel 5.1 und 5.2) wird im Folgenden auf die H₂-Zielkosten eingegangen, die erforderlich sind, um eine Preisparität mit Dieseldieselkraftstoff zu erreichen.²⁰

Im Zeitraum Januar 2020 bis August 2022 lag der Dieselpreis zwischen 1,03 €/l und 2,33 €/l (brutto, d. h. inkl. Umsatzsteuer). [77] [78] Der durchschnittliche Preis lag in diesem Zeitraum bei etwa 1,4 €/l. Der Dieselpreis setzt sich neben dem variablen Beschaffungspreis für den Kraftstoff selbst aus der Energiesteuer (0,47 €/l²¹), dem CO₂-Preis (0,08 €/l, 2022), der Erdölbevorratungsabgabe (0,003 €/l) und der Umsatzsteuer (19 % vom Nettoverkaufspreis) zusammen. [79] Ein weiterer Bestandteil ist die Gewinnmarge für den Tankstellenbetreiber, die nach einer Branchenstudie im Bereich von etwa 0,02 €/l Kraftstoff liegt. [80]

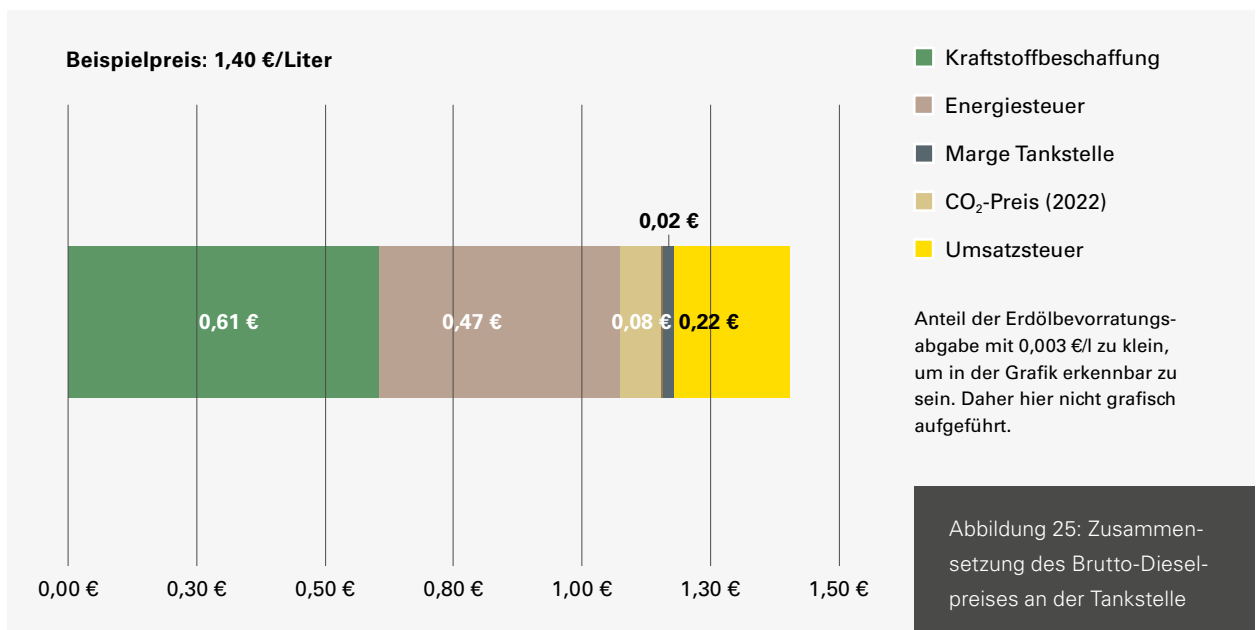
Um Dieseldieselkraftstoff im Fahrzeug einsetzen zu können, ist eine Abgasnachbehandlung mittels AdBlue erforderlich. Die Kosten

hierfür betragen grob 1 € je 100 km Fahrleistung. Aufgrund des geringen Einflusses werden diese hier vernachlässigt.

Eine Preisparität zwischen Diesel- und H₂-Kraftstoff besteht dann, wenn die Kraftstoffkosten bezogen auf einen gefahrenen Kilometer identisch sind. Dabei sind die Unterschiede der jeweiligen Antriebstechnologien (spezifische Kraftstoffbedarfe) zu berücksichtigen. Im Folgenden wird von einem Dieselpverbrauch von 30,5 l/100 km beziehungsweise einem H₂-Verbrauch von 7,6 kg/100 km für ein 40-t-Nutzfahrzeug im Fernverkehr ausgegangen. [81]

Der seit 2020 durchschnittliche Dieselpreis von 1,40 €/l (brutto) lässt sich demnach in einen H₂-Bruttozielpreis von etwa 5,70 €/kg übersetzen. Um jedoch einen Vergleich mit den in den Vorkapiteln diskutierten H₂-Kosten zu ermöglichen (ohne Steuern und Marge), sind zunächst nur die Kraftstoffbeschaffung sowie der künftig steigende, im Fall von erneuerbar erzeugtem H₂-Kraftstoff nicht anfallende, CO₂-Preis relevant.

20 | Um aus Nutzersicht eine gesamtheitliche Kostenparität zu erhalten, müssen weitere Aspekte wie Fahrzeugpreis, Wartung, Maut etc. betrachtet werden. Dies ist nicht Teil dieser Studie. Literatur mit gesamtheitlicher TCO-Betrachtung ist verfügbar, siehe z. B. [81] [108]. Mit dem Thema Maut etc. befasst sich auch die Nationale Plattform Zukunft der Mobilität [109].
 21 | Juni bis August 2022 temporär auf 0,33 €/l gesenkt.



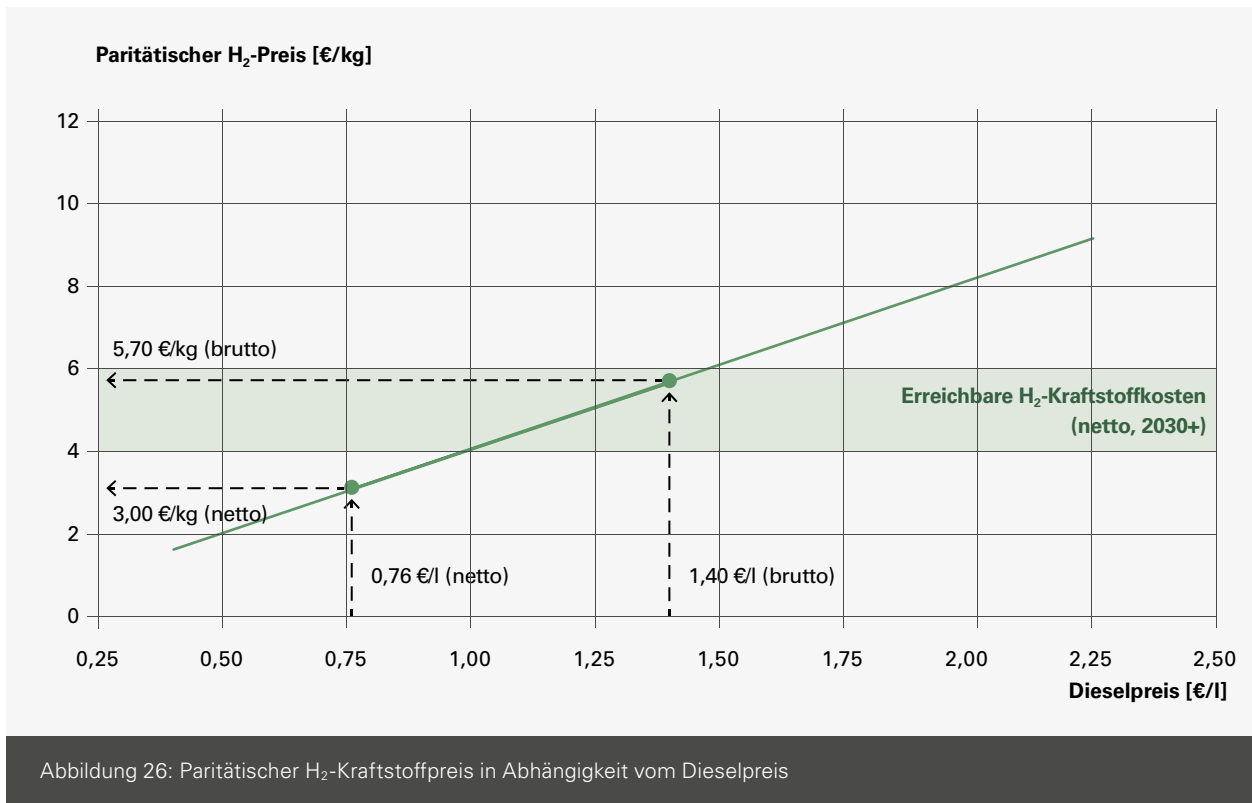


Abbildung 26: Paritätischer H₂-Kraftstoffpreis in Abhängigkeit vom Dieselpreis

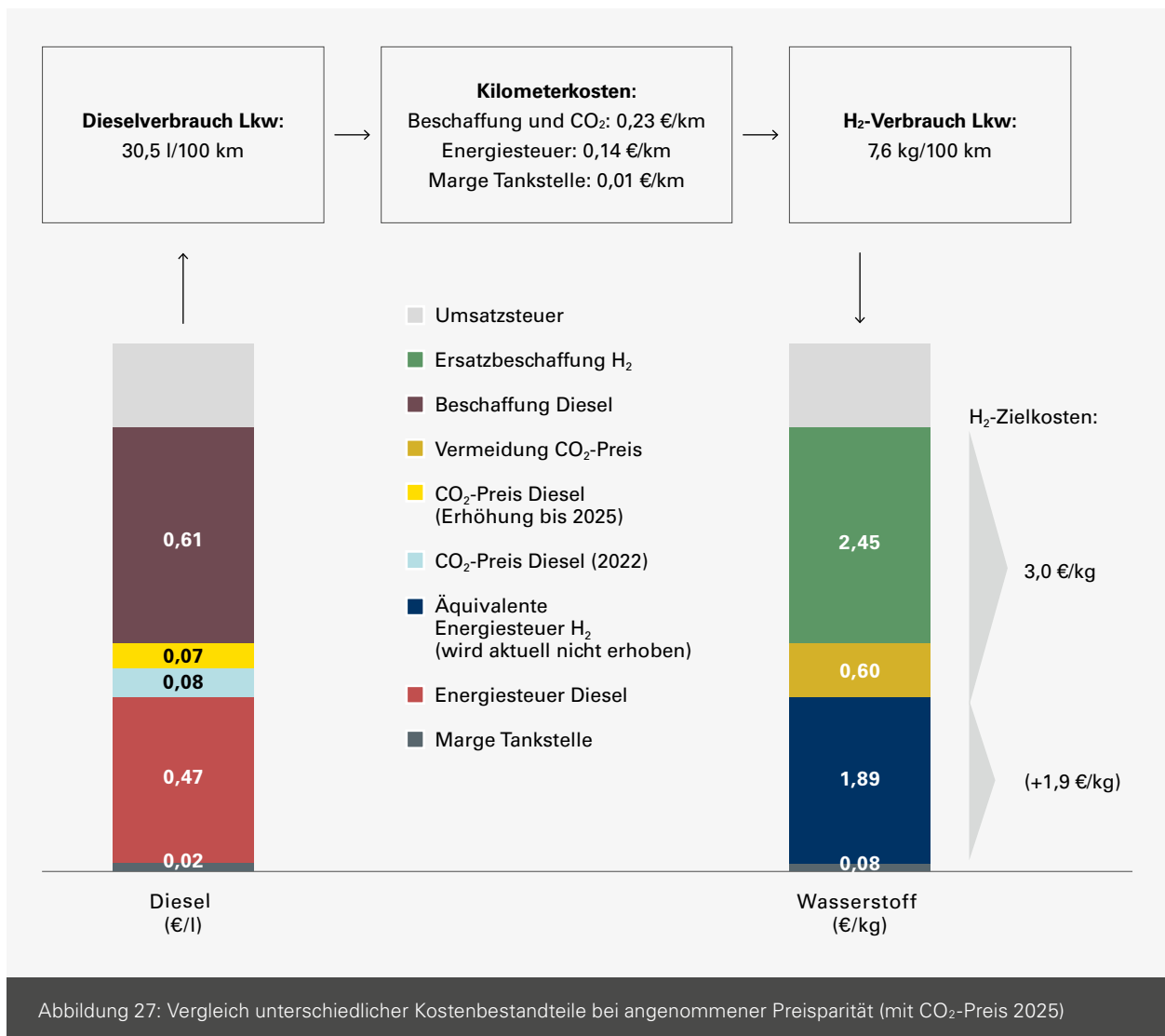
Die Dieselbeschaffung trägt mit etwa 0,61 €/l zum Bruttopreis bei. Weiterhin sind etwa 0,08 €/l CO₂-Preis (30 €/t CO₂) enthalten. Nimmt man zusätzlich noch die bis 2025 bereits gesetzlich verankerte Steigerung des CO₂-Preises auf 0,15 €/l (55 €/t CO₂) an, ergeben sich paritätische H₂-Zielkosten in Höhe von etwa 3 €/kg (netto). Die Übersetzung von Dieselkostenbestandteilen auf Kilometerkosten und auf H₂-Zielkosten ist in Abbildung 27 in dargestellt.

Aktuell fällt keine Energiesteuer auf Wasserstoff zur Nutzung in Brennstoffzellenfahrzeugen an. Ein dauerhafter Wegfall der Energiesteuer auf (mit Strom aus erneuerbaren Quellen produzierten²²) H₂-Kraftstoff würde die paritätischen Zielkosten um etwa 1,9 €/kg erhöhen. Die daraus resultierenden H₂-Zielkosten von knapp 5 €/kg liegen im Bereich der künftig erzielbaren Kosten für die H₂-Kraftstoffbereitstellung. Damit könnte eine Preisparität von Diesel- und H₂-Kraftstoff für Endkund:innen erreicht werden.

Um langfristig das Steueraufkommen zu erhalten, könnte die Energiesteuer perspektivisch allerdings auch für Wasserstoff eingeführt werden. Um dann die Preisparität zu bewahren, müsste die Energiesteuer für fossile Kraftstoffe parallel angehoben werden. Alternativ oder ergänzend dazu kann der Dieselmotorkraftstoff auch durch allgemeine Preisentwicklungen sowie durch einen weiter steigenden CO₂-Preis verteuert und eine Preisparität erreicht beziehungsweise erhalten werden.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die paritätischen H₂-Zielkosten von 3 €/kg zunächst deutlich unter der ermittelten technologiebasierten Kostenbandbreite von 4 bis 6 €/kg (siehe Vorkapitel) liegen. Eine Kostenparität ist dennoch möglich, wenn mindestens eine der folgenden Rahmenbedingungen zutrifft.

22 | Der Vorschlag der EU-Kommission zur Reform der Energiesteuerrichtlinie schlägt einen weitgehenden Wegfall der Energiesteuer für Wasserstoff, der mit erneuerbarer Energie erzeugt wurde, nicht aber für konventionell erzeugten vor. [110]



■ Unterschiedliche Energiesteuersätze für Diesel- und H₂-Kraftstoffe

Die Differenz in den Steuersätzen müsste etwa 50 €/MWh (0,5 €/l Diesel) betragen und liegt damit in der Größenordnung der heutigen Energiesteuer, die für Dieseldieselkraftstoff in Deutschland erhoben wird.

■ Höhere Beschaffungskosten für Diesel

Der obigen Berechnung liegen ein Dieselpreis von 1,4 €/l (brutto) bzw. Beschaffungskosten von etwa 0,6 €/l zugrunde. Die Entwicklungen der Vergangenheit haben gezeigt, dass auch deutlich höhere Dieselpreise am Markt möglich sind. Um eine Kostenparität bei 5 €/kg (netto) zu

erreichen, bedarf es eines Dieselpreises von etwa 1,25 €/l (ohne Steuern und CO₂-Abgabe) bzw. 2,2 €/l (brutto, 2022) an der Tankstelle.

■ Steigende CO₂-Preise

Steigen die CO₂-Preise auf gut 180 €/t CO₂, würde sich der Dieselpreis im Vergleich zu 2025 (55 €/t CO₂) um etwa 0,50 €/l verteuern.

Auch eine Kombination aus den drei Optionen ist möglich. Weiterhin ist zu beachten, dass Wasserstoff, der mit erneuerbarer Energie produziert wird, im Gegensatz zu fossilem Diesel, zur verpflichtenden THG-Minderungsquote beiträgt (Re-

newable Energy Directive). Eine Nichterfüllung der THG-Quote ist in der EU mit hohen finanziellen Pönalen (600 €/t CO₂²³) verbunden. Für die verantwortlichen Kraftstofffirmen gibt es folglich einen weiteren starken Anreiz, grünen H₂-Kraftstoff auf den Markt zu bringen. Entsprechend kann es künftig zu zusätzlichen Preisaufschlägen bei Diesel bzw. zu Quersubventionierungen bei H₂-Kraftstoff kommen, um die Quoten zu erfüllen und Strafzahlungen zu vermeiden.

5.4 Potenziale zur Senkung der H₂-Kraftstoffkosten

Um die zuvor genannten Kostenreduktionen für H₂-Kraftstoff zu erzielen, ist eine Reihe an Entwicklungen entlang der gesamten Bereitstellungskette erforderlich. Die wichtigsten sind im Folgenden zusammengefasst.

5.4.1 H₂-Produktion

Aufgrund des hohen Anteils der H₂-Produktion an den Kosten sind Kostensenkungen dort maßgeblich für konkurrenzfähige H₂-Kraftstoffe. Wasserstoff aus Elektrolyse wird künftig, unter anderem aufgrund regulatorischer Anforderungen, die relevanteste Quelle für H₂-Kraftstoff darstellen.

- **Senkung der Investitionskosten für Elektrolyseanlagen** durch Serienfertigung, höhere Kapazität je Einheit sowie durch weitere Produktentwicklung. Dadurch können zwischen 2020 und 2030 die H₂-Gestehungskosten in Deutschland um ca. 1,6 €/kg reduziert werden. [72]
- **Ausreichende Verfügbarkeit von günstigem EE-Strom** durch weitere Kostensenkungen bei den EE-Anlagen sowie durch die Nutzung von (internationalen) Standorten mit guten EE-Potenzialen. Kostensenkungspotenzial bis 2030 ca. 1,3 €/kg. [72]
- Ein **Anstieg der Effizienz der Elektrolyse** kann die H₂-Kraftstoffkosten bis 2030 um weitere 0,4 €/kg reduzieren. [72]
- Eine **hohe Anlagenauslastung, geringe Stromnebenkosten** (Netzentgelte, Umlagen, Steuern) sowie **weitere Erlösströme** (Vermarktung von Abwärme, Sauerstoff,

Regelleistung Stromnetz) können zusätzlich die Kosten für die Wasserstoffproduktion reduzieren.

5.4.2 H₂-Transport und -Distribution

Kostensenkungspotenziale sind auch im Bereich Transport und Distribution vorhanden. Einige wichtige Ansätze sind in den letzten Jahren bereits umgesetzt worden. Dazu zählt zum Beispiel die Anpassung der ADR²⁴, um materialeffizientere Karbonfasertanks für den H₂-Transport nutzen zu können. [82] Dies sind weitere Ansätze, die Transport- und Distributionskosten zu senken.

- **Optimierung der Transport- und/oder Distributionsentfernungen** zum Beispiel durch die Erschließung weiterer regionaler H₂-Quellen oder standortabhängig gegebenenfalls auch durch die (teilweise) H₂-Produktion am Standort der Tankstelle. Eine Optimierung kann hier gegebenenfalls auch bedeuten, dass eine längere Transportentfernung in Kauf genommen werden kann, um günstigere H₂-Quellen zu erschließen (zum Beispiel H₂-Importe).
- **Auswahl geeigneter H₂-Transport- und -Distributionsvektoren.** Abhängig von Entfernung, Menge, Infrastruktur- und Technologieverfügbarkeit sollte der jeweils ideale Transport- und Distributionsvektor ausgewählt werden. Dabei ist jeweils die Gesamtkette von der Quelle bis zur H₂-Abgabe an das Fahrzeug zu berücksichtigen.
- **Hohe Auslastung der Infrastrukturkomponenten.** H₂-Infrastruktur ist in der Regel mit hohen Investitionskosten verbunden. Eine hohe Auslastung ist daher von zentraler Bedeutung für geringe spezifische H₂-Kraftstoffkosten. Im Bereich Transport und Distribution ist dies insbesondere bei Pipelines, Verflüssigern und H₂-Transporttrailern relevant.
- **Weiterentwicklung der eingesetzten Technologien und Konzepte,** um Energie- und Materialeffizienzen weiter zu verbessern. Dazu zählen nicht nur die zum Transport selbst eingesetzten Technologien, sondern auch die dazu erforderlichen Anlagen zur H₂-Konditionierung. Ein Beispiel ist die Verflüssigung von Wasserstoff zum

23 | 600 €/t CO₂ entsprechen einer Pönale von etwa 1,60 €/l Diesel.

24 | Agreement concerning the International Carriage of Dangerous Goods by Road bzw. Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße.

Transport. Hier kann durch Technologieentwicklung und -skalierung der Strombedarf von mehr als 10 kWh/kg auf unter 7 kWh/kg gesenkt werden. [83]

- **Massenfertigung**, um Skaleneffekte realisieren zu können. Viele der neueren Technologien werden noch in geringen Stückzahlen gefertigt. Der Umstieg auf Serienfertigung ermöglicht es, Kosten relevant zu senken. Für H₂-Transporttrailer (Hochdruck) kann dadurch beispielsweise eine Kostenreduktion von 10 bis 25% erreicht werden. [82]
- **Etablierung von Wasserstoff als Energieträger**, um Verfügbarkeit und Preistransparenz zu verbessern. Dies kann u. a. durch die angedachte Etablierung eines europaweiten H₂-Pipelinennetzwerks mit diskriminierungsfreiem Zugang bis ca. 2040 erreicht werden.

5.4.3 H₂-Tankstelle

Tankstellenseitig müssen unterschiedliche Entwicklungen erfolgen beziehungsweise beibehalten werden, um die spezifischen H₂-Kraftstoffkosten zu senken. Dazu zählen vor allem die folgenden.

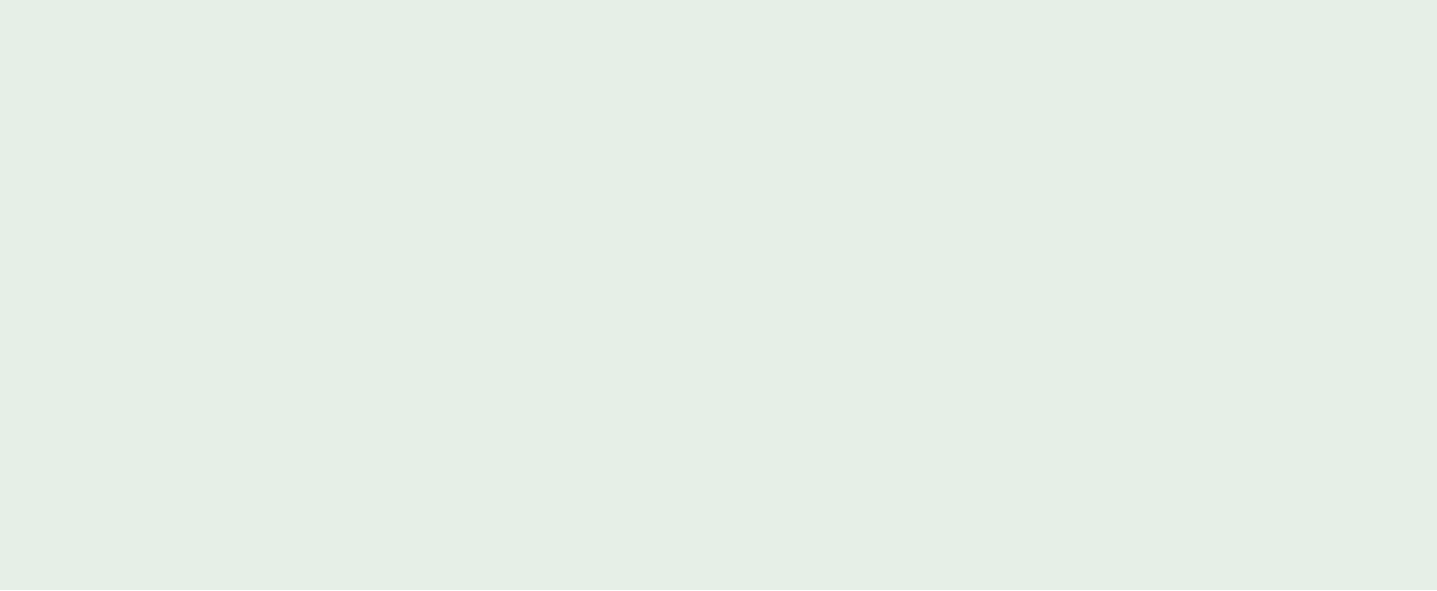
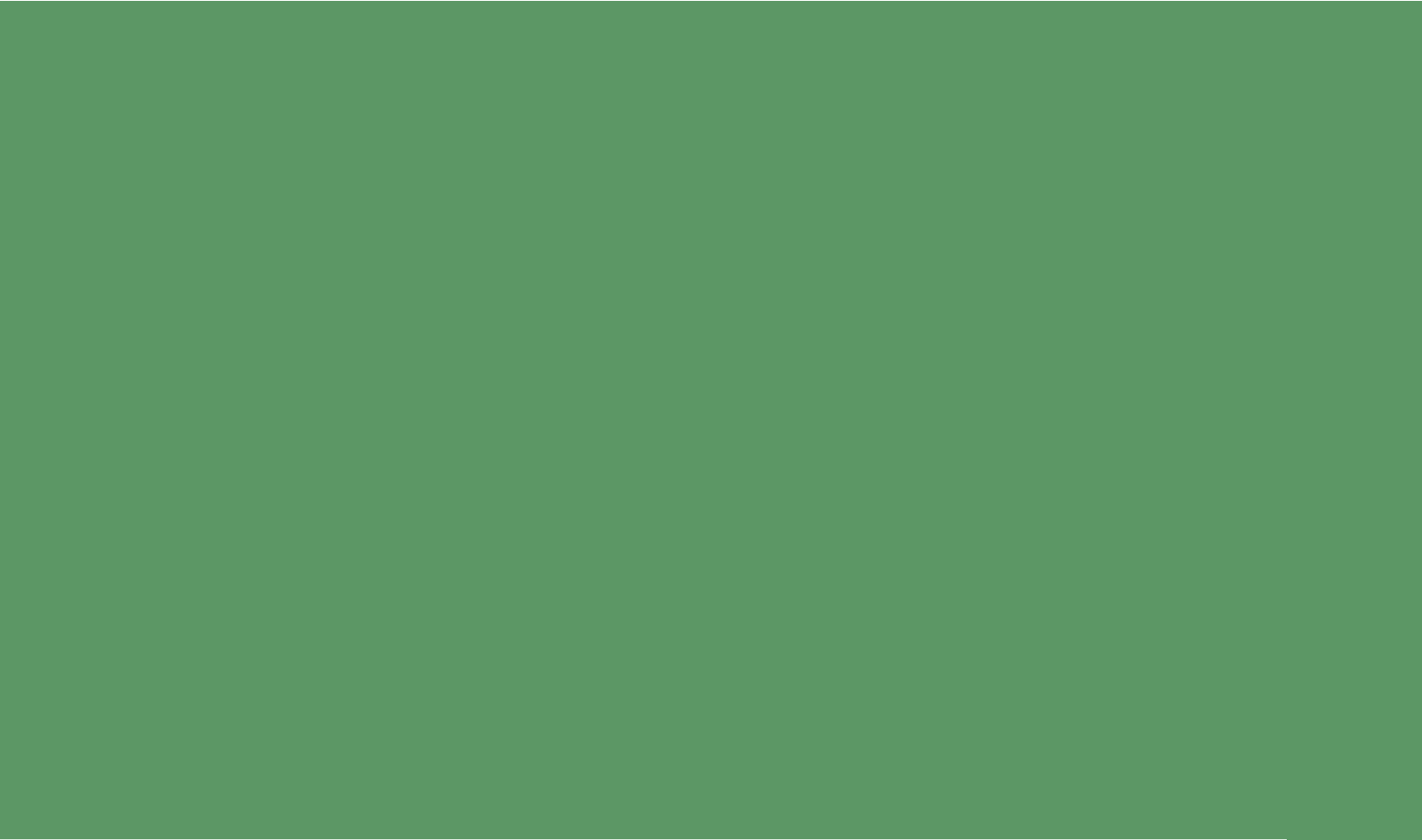
- **Deutliche Steigerung der Auslastung**, um die getätigten Investitionen zu refinanzieren. Dies kann beispielsweise durch koordinierten Infrastrukturaufbau und Fahrzeug-Roll-out erreicht werden. Aktuell stellt in Europa und insbesondere in Deutschland jedoch die Fahrzeugverfügbarkeit noch eine gewisse Herausforderung dar. Während der Hochlaufphase kann gegebenenfalls eine modulare Erweiterbarkeit die Auslastung der Tankstelle optimieren. Hohe Auslastungen sind heute im Rahmen von Flotten (zum Beispiel ÖPNV-Busse) bereits erzielbar.
- **Deutliche Erhöhung der installierten HRS-Kapazität je Standort sowie Erhöhung der Stückzahlen**, um Skaleneffekte zu ermöglichen. Hemmnisse stellen dabei kurz- bis mittelfristig die Fahrzeugverfügbarkeit sowie die Abwägung hinsichtlich Tankstellenauslastung dar.
- **Reduzierung der Anforderungen durch das Betankungsprotokoll**, um einfachere Vorkühl- und Druckrampensteuerungskonzepte zu ermöglichen. Entsprechende Betankungskonzepte befinden sich aktuell in der pränormativen Phase und werden voraussichtlich

mittelfristig verfügbar sein. Demnach könnte zum Beispiel das Erfordernis, Wasserstoff vor der Betankung auf ca. –40 °C abzukühlen, auf beispielsweise –20 °C reduziert werden. [30]

- **Verbesserte HRS-Konzepte**, um den Einsatz kostenintensiver Komponenten zu optimieren. Ein Beispiel ist die Umsetzung der Direktbetankung von Fahrzeugen mit einem Verdichter (sogenanntes Booster-Konzept). Hier kann auf kostenintensive Hochdruckspeicher (weitgehend) verzichtet werden.
- **Beibehaltung der Technologieentwicklung**, um Komponenten für den Anwendungsfall HRS zu optimieren. In den vergangenen Jahren wurden bereits vermehrt Komponenten gezielt für die Nutzung in H₂-Tankstellen entwickelt. Dies muss beibehalten und verstärkt werden, um den speziellen Anforderungen von Tankstellen zu genügen (Standzeiten, Verfügbarkeit, Wartungsaufwand, Kostenstruktur, Energiebedarfe, Betriebsdynamik, Lärmemissionen, Platzbedarf, Massenfertigung etc.).

06

H₂-Betankungsnetz



06

H₂-Betankungsnetz

Kernaussagen dieses Kapitels

- In Studien wird für 2030 der H₂-Kraftstoffbedarf für schwere Nutzfahrzeuge in Baden-Württemberg mit fünf bis 30 Kilotonnen Wasserstoff pro Jahr (für bis zu 4.000 SNF) angegeben. Bis 2035 steigt der Bedarf auf 30 bis 150 Kilotonnen Wasserstoff pro Jahr (für bis zu 20.000 SNF) an.
- Der mittelfristige Aufbau der H₂-Betankungsinfrastruktur für Nutzfahrzeuge im Fernverkehr wird maßgeblich auf EU-Ebene über die „Verordnung über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe“ definiert. Diese befindet sich noch in der Abstimmung. Nach dem Kommissionsentwurf könnten bis 2030 knapp 30 H₂-Tankstellen mit einer Kapazität von jeweils mindestens zwei Tonnen Wasserstoff pro Tag in Baden-Württemberg verpflichtend gebaut werden müssen.
- Bei der Standortwahl für H₂-Tankstellen ist eine Reihe an Aspekten zu berücksichtigen. Dazu zählen z. B. die Infrastrukturanbindung (Straße, H₂-Versorgung, Strom), die H₂-Nachfrage (Sichtbarkeit, Erreichbarkeit), Flächenverfügbarkeit, Genehmigungsfähigkeit, aber auch mögliche Synergien mit anderen Kraftstoffen und/oder anderen H₂-Abnehmern.
- Fahrzeug- und Infrastrukturanbieter bilden vermehrt Kooperationen, um einen koordinierten Roll-out von Fahrzeugen und Infrastruktur zu ermöglichen. Die jeweiligen Umsetzungspläne werden dabei an Fördermittel geknüpft.
- Es werden zunehmend Pay-per-use-Modelle entwickelt. Für eine festgelegte km-Pauschale

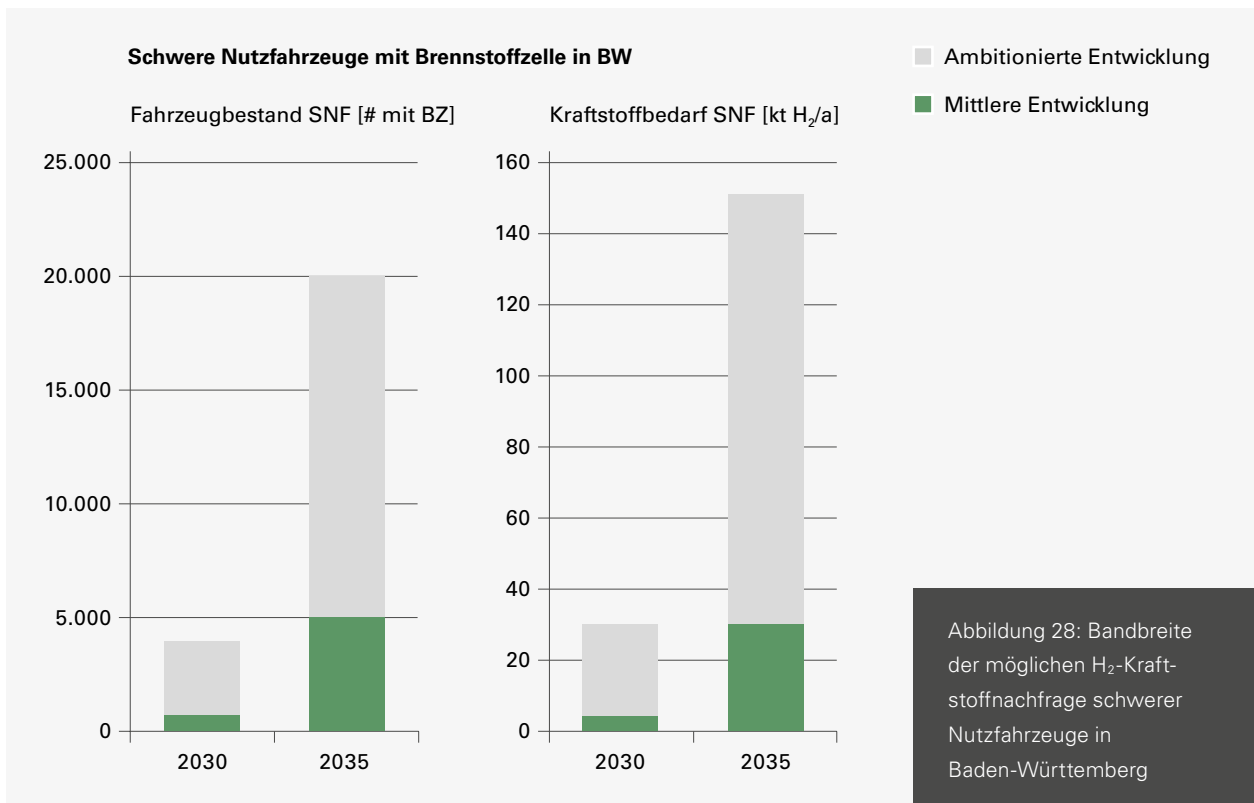
(€/km) wird dem Anwender das BZ-Fahrzeug (inkl. Wartung) samt H₂-Kraftstoff zur Verfügung gestellt.

- Die unterschiedlichen Interessensgruppen nennen bisher nur eingeschränkte Details z. B. zu Standorten, Kapazitäten oder Versorgungskonzepten. Ein europäisch abgestimmtes Zusammenspiel der Akteure könnte Synergien eröffnen.

In diesem Kapitel wird zunächst der mittelfristig erwartete H₂-Kraftstoffbedarf für schwere Nutzfahrzeuge in Baden-Württemberg diskutiert (6.1). Anschließend werden der Stand und der perspektivische Ausbau der H₂-Betankungsinfrastruktur anhand der geplanten „Verordnung über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe“ dargelegt (6.2). Aspekte der Tankstellenplatzierung (6.3) und möglicher Betreibermodelle (6.4) ergänzen das Kapitel.

6.1 H₂-Bedarfe für Nutzfahrzeuge in Baden-Württemberg

Eine im Jahr 2022 durch die e-mobil BW herausgegebene Studie [74] ermittelt den Bedarf und das Erzeugungspotenzial von Wasserstoff in Baden-Württemberg im Zeitraum bis 2035. Darin wird auf Basis des Koalitionsvertrags der Regierungsparteien des Landes vom 8. Mai 2021 sowie auf Basis der Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ [84] unter anderem die mögliche Entwicklung des Wasserstoffbedarfs nach Sektoren dargelegt. Für schwere Nutzfahrzeuge (SNF, >3,5 t) wird für das Jahr 2035 eine Flotte von 5.000 Fahrzeugen mit Brennstoffzelle angegeben. Der Anteil an der gesamten SNF-Flotte liegt für BZ-Fahrzeuge bei unter 50 %. Um diese zu betreiben, sind pro Jahr ca. 30 kt H₂/a (ca. 1 TWh) erforderlich. Fünf Jahre zuvor (2030) beträgt der Kraftstoffbedarf für BZ-Fahrzeuge in diesem Segment 4,4 kt H₂/a (145 GWh). Da die Studie für 2030



Quelle: (eigene Darstellung basierend auf [84] [85] [86])

Abbildung 28: Bandbreite der möglichen H₂-Kraftstoffnachfrage schwerer Nutzfahrzeuge in Baden-Württemberg

und 2035 einen deutlich höheren Bestand an batterieelektrischen SNF angibt, ist davon auszugehen, dass Fahrzeuge mit Brennstoffzelle vor allem in Anwendungen mit hohen Reichweitenanforderungen (zum Beispiel im Fernverkehr) eingesetzt werden.

Die oben genannten Zahlen für Baden-Württemberg basieren vor allem auf einem Mengengerüst, das in der Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ erstellt wurde. Für Gesamtdeutschland wird dort im Jahr 2030 ein H₂-Bedarf für den Straßengüterverkehr von 120 kt H₂/a (ca. 4 TWh) gesehen, der bis auf 1.170 kt H₂/a (39 TWh) im Jahr 2045 ansteigt. In der dena-Leitstudie „Aufbruch Klimaneutralität“ [87] von 2021 wird der H₂-Bedarf im Verkehrssektor mit 270 bzw. 1.770 kt H₂/a (9 bzw. 59 TWh) für 2030 und 2045 angegeben. Laut Studie sollen davon mehr als die Hälfte auf schwere Lkw entfallen. Damit liegt die nationale H₂-Nachfrage für Lkw auf ähnlichem Niveau, woraus sich ein vergleichbarer Anteil für die Flotte in Baden-Württemberg ableiten lässt.

In einer dritten Studie, „Klimapfade 2.0“ [88] aus dem Jahr 2021, die von der Boston Consulting Group für den BDI erstellt wurde, liegt der mittelfristige (2030) H₂-Bedarf für Lkw in Deutschland mit ca. 300 kt H₂/a (10 TWh) grob doppelt so hoch wie in den zuvor genannten Studien. Es wird bereits für 2030 von 50.000 und für 2045 von 115.000 BZ-Lkw (19 % des nationalen Bestands), überwiegend im Straßengüterfernverkehr, ausgegangen. Damit erwarten die Autoren vor allem bis 2030 einen deutlich schnelleren Hochlauf von BZ-Lkw in Deutschland.

Ein ähnlicher, langfristig sogar ambitionierterer Hochlauf von BZ-Lkw wird auch von Stakeholdern aus dem Wasserstoffbereich für möglich erachtet. Für 2030 und 2035 werden in Deutschland Flotten von etwa 40.000 und 180.000 BZ-Lkw im Fernverkehr gesehen. [86] [85] Deren Kraftstoffbedarf liegt in der Größenordnung von 300 bzw. 1.500 kt H₂/a (10 bzw. 50 TWh) in den beiden Jahren. Legt man diesen Bedarf, vereinfacht über die Zulassungszahlen²⁵ von Sattelzugmaschinen,

25 | Laut KBA-Datensatz FZ1 (2022) sind ca. 11 % der zugelassenen Sattelzugmaschinen Baden-Württemberg zuzuordnen.

auf Baden-Württemberg um, so ergeben sich Werte von ca. 30 und 150 kt H₂/a (1 und 5 TWh) für 2030 und 2035.

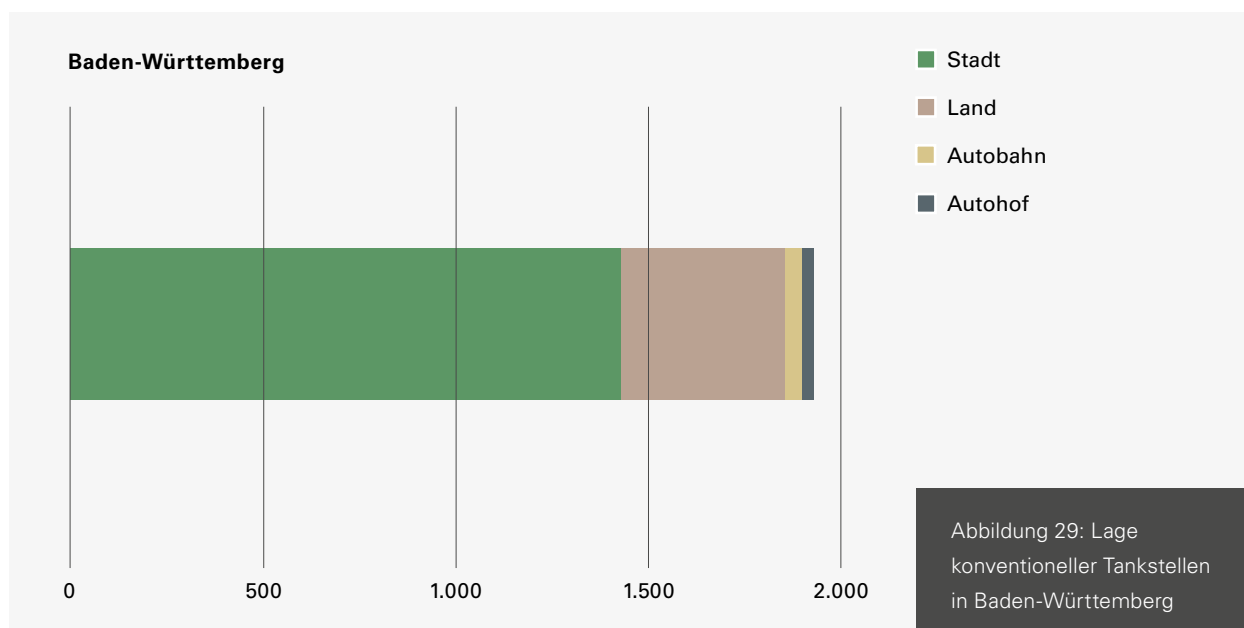
6.2 Stand und Entwicklungsperspektive

Derzeit gibt es etwa 15.000 konventionelle Tankstellen in Deutschland, darunter etwa 1.900 in Baden-Württemberg. [89] Die meisten Standorte in Baden-Württemberg sind in städtischen oder ländlichen Gebieten zu finden. Deutlich weniger als 100 Tankstellen sind in Summe den Kategorien Autobahntankstelle oder Autohof zuzuordnen. Die bundesweite Betankungsinfrastruktur für Wasserstoff zählt derzeit knapp 100 Standorte. Davon sind (Stand Dezember 2022) 14 in Baden-Württemberg zu finden. Um einen flächendeckenden Betrieb von schweren Nutzfahrzeugen zu ermöglichen, ist es erforderlich, weitere Standorte und vor allem auch anwendungsspezifische Standorte zu erschließen. Zur Kraftstoffversorgung von Nutzfahrzeugen im Fernverkehr sind im öffentlichen Umfeld vor allem Standorte an konventionellen Autobahntankstellen sowie Autohöfen relevant. Diese waren bisher nicht im Fokus beim Roll-out der ersten H₂-Tankstellen. Vielmehr lag der Fokus hier in der Erschließung von Metropolregionen und ausgewählten Verbindungskorridoren sowie der Betankung von Pkw mit 70-MPa-H₂-Kraftstoff. Seit kurzem

wird die H₂-Betankungsinfrastruktur auch zur Betankung von Nutzfahrzeugen mit 35 MPa nachgerüstet bzw. ergänzt. Insgesamt steht, vor allem im Hinblick auf die erwartete H₂-Nachfrage für Nutzfahrzeuge im Fernverkehr, der Ausbau der erforderlichen H₂-Infrastruktur noch ganz am Anfang. [90]

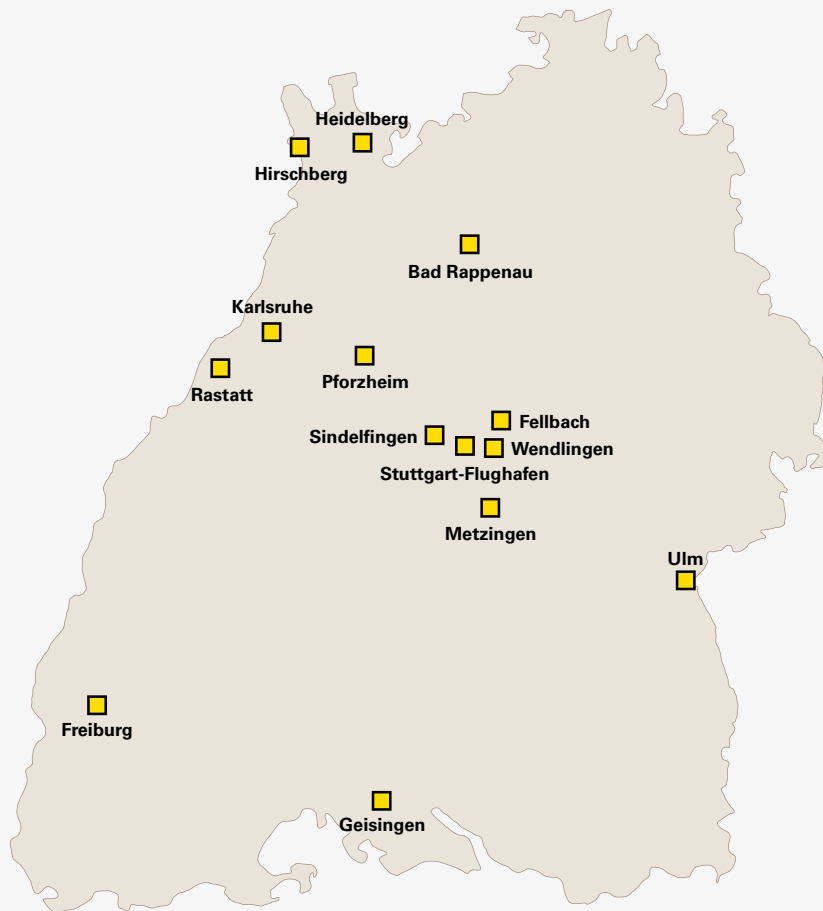
Um einen europaweit koordinierten und hinreichenden Ausbau der H₂-Betankungsinfrastruktur für Nutzfahrzeuge zu erreichen, wird auf EU-Ebene an der „Verordnung über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe“ (meist bezeichnet als AFIR, engl. für „Alternative Fuels Infrastructure Regulation“) gearbeitet. Diese enthält, neben Vorgaben für andere Kraftstoffe und Verkehrssektoren, in den Artikeln 6 und 7 auch Anforderungen zum Ausbau der H₂-Betankungsinfrastruktur. Die von der EU-Kommission vorgeschlagene Verordnung befindet sich in der Abstimmung zwischen EU-Parlament und Rat.²⁶ Beide Institutionen haben im Laufe des Verfahrens eigene Vorschläge mit teils deutlich geänderten Anforderungen hinsichtlich des H₂-Betankungsinfrastrukturaufbaus vorgelegt. Während der Rat weniger ambitionierte Ziele vorgeschlagen hat, gehen die Vorschläge des Parlaments hinsichtlich Anzahl und Zeitpunkt über den ursprünglichen Vorschlag der Kommission hinaus. Eine Gegenüberstellung der wesentlichen Punkte ist in Tabelle 7 zu finden.

26 | Zum Redaktionsschluss dieser Studie im Oktober 2022.





Anzahl der Wasserstofftankstellen in Baden-Württemberg (Stand: 12/2022)



Quelle: (H2 MOBILITY; eigene Darstellung)

Abbildung 30: Heute verfügbare H₂-Tankstellen in Baden-Württemberg [91]

Vorschlag des Rats (5/2022)	Vorschlag der Kommission (7/2021)	Vorschlag des Parlamentsausschusses (10/2022)
Ziel bis zum 31.12.2030	Ziel bis zum 31.12.2030	Ziel bis zum 31.12.2027
Öffentliche HRS mit mindestens einer 70-MPa-Zapfsäule		
Mindestens alle 200 km im TEN-V-Kernnetz*	Mindestens alle 150 km im TEN-V-Kern- und TEN-V-Gesamtnetz,	Mindestens alle 100 km im TEN-V-Kern- und TEN-V-Gesamtnetz,
n/a	Mit einer Mindestkapazität von 2 t pro Tag	Mit einer Mindestkapazität von 2 t pro Tag
Öffentliche HRS mit Abgabe von Flüssigwasserstoff		
n/a	Mindestens alle 450 km	Mindestens alle 400 km
n/a	Zusätzlich muss bis dahin mindestens eine HRS an jedem „städtischen Knoten“ verfügbar sein.	
Die Tankstellen müssen jeweils zur Versorgung von leichten und schweren Nutzfahrzeugen ausgelegt sein. Zusätzlich werden Anforderungen an die Bezahloptionen sowie eine nicht diskriminierende Preisgestaltung definiert.		
*Bei TEN-V (Transeuropäische Netze – Verkehr) handelt es sich um definierte Verkehrsnetze (z. B. Autobahnen), die zur Entwicklung des europäischen Binnenmarktes von besonderer Bedeutung sind.		

Quelle: (eigene Darstellung)

Tabelle 7: Gegenüberstellung der AFIR-Vorschläge der EU-Institutionen bezüglich H₂-Tankstellenaufbau

Die AFIR soll die 2014 in Kraft getretene AFID (Alternative Fuels Infrastructure Directive, Richtlinie über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe)²⁷ und deren relativ schwache Vorgaben hinsichtlich H₂-Infrastrukturausbau ablösen. Wann und mit welchen Ausbauzielen die AFIR in Kraft tritt, ist zu Redaktionsschluss nicht abzusehen.

TEN-V-Netze und städtische Knoten

Das TEN-V-Gesamtnetz ist in Baden-Württemberg weitgehend identisch mit den bestehenden Bundesautobahnen. Kleinere Abweichungen gibt es zum Beispiel in der Umgebung Heidelberg. Dort sind die A 656 und Teile der A 6 nicht Teil des TEN-V-Netzes. Weiterhin

gehören zum Beispiel auch die Teilstücke der A 98 an der Grenze zur Schweiz nicht zum berücksichtigten Straßennetz. Hingegen ist zum Beispiel das Teilstück der B 28 zwischen A 5 und Straßburg Bestandteil des Netzes. [92]

Die Definition eines „städtischen Knotens“ ist aktuell noch sehr eng gefasst und beinhaltet EU-weit lediglich 88 Städte. Mit der 2021 vorgeschlagenen Neudefinition [93] wird die Liste auf über 400 Städte erweitert und umfasst sämtliche Städte mit mindestens 100.000 Einwohnern sowie mindestens die größte Stadt jeder NUTS-2 Region, was in Baden-Württemberg den Regierungsbezirken entspricht. [94] Die Länge der Bundesautobahnen in Baden-

27 | Eine Verordnung (engl. regulation) erlangt im Gegensatz zu einer Richtlinie (engl. directive) nach Verabschiedung unmittelbare Rechtskraft in allen EU-Mitgliedsstaaten. Verordnungen müssen nicht erst in nationales Recht, mit gewissen Gestaltungsspielräumen, umgewandelt werden.

Württemberg beträgt etwa 1.000 km. Entsprechend sollten die von der Kommission vorgeschlagenen Infrastrukturausbauverpflichtungen zu etwa zehn bis 20 H₂-Tankstellen entlang der Autobahnen führen. Die genaue Anzahl ist zum Beispiel abhängig von den Tankstellenstandorten in benachbarten Ländern und Bundesländern sowie von der Erreichbarkeit der Betankungsinfrastruktur aus nur einer oder aus beiden Fahrtrichtungen. Da größere Abstände zwischen Tankstellen mit sLH₂-/LH₂-Abgabe definiert sind, ist davon auszugehen, dass nur einige wenige Standorte an Autobahnen mit dieser Kraftstoffoption ausgerüstet werden müssen. Eine Vorgabe für CcH₂-Kraftstoff ist im Verordnungsentwurf nicht enthalten.

Wird die vorgeschlagene Neudefinition der städtischen Knoten berücksichtigt, sind weitere Betankungsanlagen für gasförmigen Wasserstoff in acht baden-württembergischen Städten erforderlich. Diese sind Freiburg, Heidelberg, Heilbronn, Karlsruhe, Mannheim, Pforzheim, Stuttgart und Ulm.

Auf Basis des ursprünglichen Kommissionsvorschlags müssten EU-weit etwa 1.100 H₂-Tankstellen errichtet werden. Dies ist nach Ansicht des H₂-Lobbyverbandes Hydrogen Europe deutlich zu wenig. Entsprechend wurde diesbezüglich ein „Industry Letter“ organisiert, der eine deutliche Verschärfung der Ziele verlangt. Die darin vorgeschlagenen Ziele sind zum Beispiel eine H₂-Tankstelle mit 35- und 70-MPa-Betankungsmöglichkeit mindestens alle 100 km bis 2030, sowie eine LH₂-Betankungsmöglichkeit alle 300 km. Ferner soll die Anzahl der Tankstellen in jedem städtischen Knoten auf zwei angehoben werden. Die vorgeschlagenen Verschärfungen sollten in etwa zu einer Verdopplung der erforderlichen H₂-Tankstellen führen. [95]

Nimmt man die in Kapitel 6.1 diskutierten H₂-Bedarfe in Baden-Württemberg für 2030 zwischen 5 und 30 kt H₂/a sowie eine Tankstellenauslastung von 50 % an, ergibt sich ein Bedarf von grob 13 bis 80 Tankstellen mit jeweils zwei Tonnen täglicher Abgabekapazität. Dies zeigt, dass die in der AFIR diskutierten Mengengerüste gut mit dem möglichen Roll-out an BZ-Lkw übereinstimmen.

Vorläufige Trilogeinigung zur Verordnung über die Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (AFIR)

Unmittelbar vor der Veröffentlichung dieser Studie haben das Europäische Parlament und der Rat der Europäischen Union eine vorläufige Trilogeinigung zum Kommissionsvorschlag für die Verordnung über die Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (AFIR) erzielt (28.03.2023). Dieser sieht bis Ende 2030 vor, dass alle 200 km entlang des TEN-V-Kernnetzes eine Wasserstofftankstelle entsteht. Auch ein Ausbau an städtischen und multimodalen Knoten ist vorgesehen. Weitere Details sind zum Zeitpunkt der Veröffentlichung noch nicht bekannt. Der Kompromiss muss noch vom Europäischen Parlament und dem Rat der Europäischen Union gebilligt werden, damit dieser im Amtsblatt der Europäischen Union veröffentlicht wird und anschließend in Kraft treten kann.

6.3 Aspekte der Tankstellenplatzierung

Die Platzierung von H₂-Tankstellen zur Versorgung schwerer Nutzfahrzeuge im Fernverkehr muss unterschiedlichste Aspekte berücksichtigen, um eine nutzerfreundliche und kosteneffiziente Kraftstoffbereitstellung zu ermöglichen. Eine hohe H₂-Nachfrage ist ein wesentlicher Hebel für einen wirtschaftlichen Betrieb. Entsprechend müssen die gute Erreichbarkeit und Sichtbarkeit insbesondere für Fahrzeuge mit hohem Kraftstoffbedarf gewährleistet sein. Infrastrukturell vorteilhafte Gegebenheiten wie zum Beispiel ein bereits ausreichend dimensionierter Stromnetzanschluss sowie eine gute Anbindung an gegebenenfalls bestehende H₂-Versorgungsinfrastrukturen können vor allem für die resultierenden H₂-Kraftstoffkosten von Bedeutung sein. Aber auch weitere Infrastrukturen wie bestehende sanitäre Einrichtungen oder Verpflegungsmöglichkeiten für Lkw-Fahrerinnen und Fahrer können bei der Standortauswahl eine Rolle spielen. Hier sind gegebenenfalls Synergien mit konventionellen Tankstellen oder weiteren alternativen Kraftstoffen, zum Beispiel Stromladeparks, zu suchen. Demnach bieten sich vor allem Tankstellen und Autohöfe entlang der Bundesautobahnen und sonstigen Logistikerouten an, aber auch Standorte an geeigneten Auf- und Abfahrten kommen infrage, insbesondere wenn hier eine günstige Versorgung mit Wasserstoff möglich ist.

Der Flächenbedarf ist abhängig von der Tankstellenkapazität, aber auch von den angebotenen H₂-Kraftstoffoptionen sowie dem gewählten H₂-Anlieferungsvektor und der damit erforderlichen H₂-Betankungstechnologie am Standort. Entsprechend kann die Flächenverfügbarkeit am Standort, gegebenenfalls im Zusammenhang mit den Flächenkosten, einen zentralen Aspekt der Standortauswahl darstellen. Es müssen jedoch auch weitere Aspekte wie die Genehmigungsfähigkeit berücksichtigt werden. Abbildung 31 zeigt die wesentlichen Aspekte, die bei der Standortauswahl berücksichtigt werden müssen.

geeigneter Standort in Baden-Württemberg ermittelt. Zudem sollen Fragen zum späteren flächendeckenden Ausbau von Infrastruktur für klimafreundliche Lkw in Baden-Württemberg beantwortet werden. Das Projekt wird im Rahmen des Strategiedialogs Automobilwirtschaft Baden-Württemberg gefördert.

Projektpartner sind die Daimler Truck AG, EnBW, Fraunhofer ISE, Fraunhofer ISI, H₂ MOBILITY sowie Netze BW.

Geplantes BW-Förderprojekt PiLaTes

Ziel des Projektverbunds „Pilotlade- und Wasserstofftankstelle Lkw BW“ – PiLaTes ist die Planung, die Errichtung und der Betrieb einer Multifuel-Pilottankstelle. Diese soll für batterieelektrische Lkw entsprechende Hochleistungsschnelllader sowie für Brennstoffzellen-Lkw gasförmigen und flüssigen Wasserstoff zur Betankung bereithalten. Dazu wird zunächst ein

6.4 Aufbaupläne

Der Auf- und Ausbau der H₂-Infrastruktur für Nutzfahrzeuge im Fernverkehr steht noch ganz am Anfang. Seit kurzem werden einige der ursprünglich für 70-MPa-Betankung von Pkw gebauten Tankstellen für die Betankung von Nutzfahrzeugen mit 35 MPa aufgerüstet. [90] Da der Entwicklungsstand für Fahrzeuge mit sLH₂ und CcH₂ weniger weit fortgeschritten ist, hat der Infrastrukturaufbau hier noch nicht begonnen.

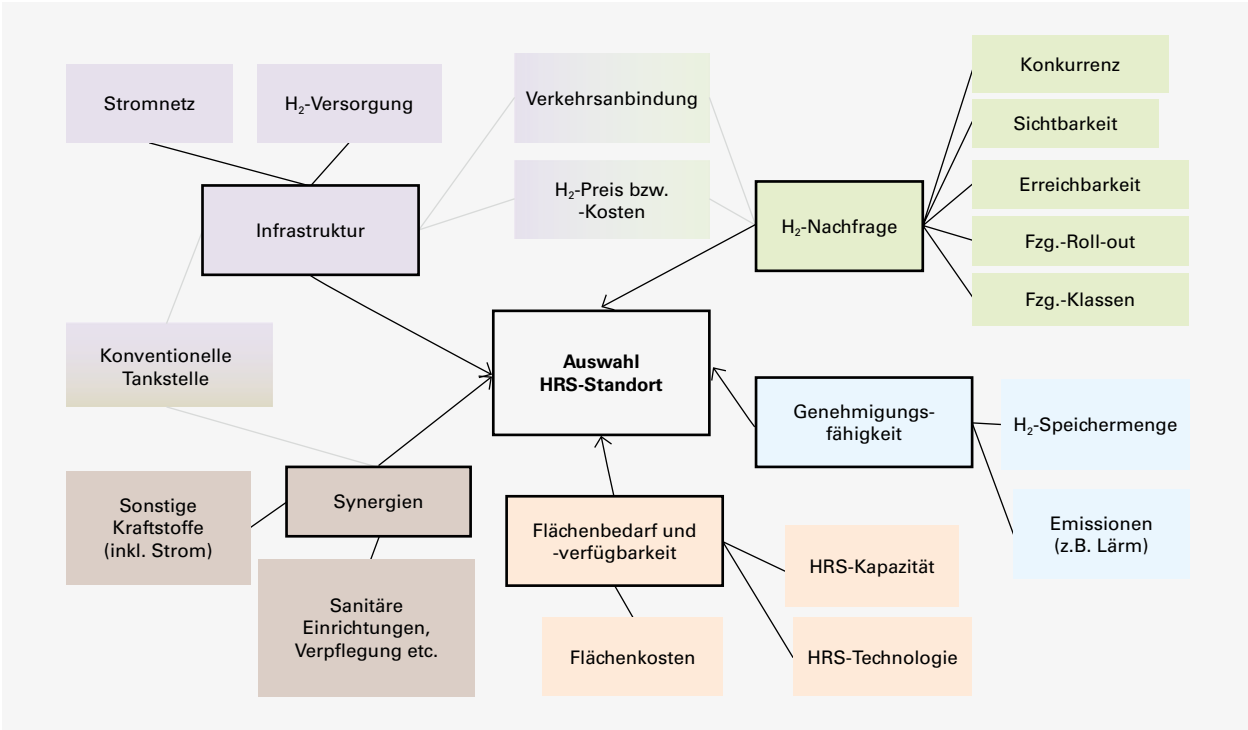


Abbildung 31: Aspekte bei der Auswahl von HRS-Standorten

Quelle: (eigene Darstellung)

Mit Stand Oktober 2022 existiert bereits eine Reihe von unternehmens- und sektorenübergreifenden Initiativen mit dem Ziel, Lkw mit Brennstoffzelle und die zugehörige Betankungsinfrastruktur zu kommerzialisieren. Vermehrt handelt es sich dabei um Joint Ventures zwischen Fahrzeugherstellern einerseits und Energieunternehmen und/oder Mineralölunternehmen andererseits, die größtenteils Leasing und/oder Pay-per-use-Modelle (vergleiche Abschnitt 6.5) anbieten wollen. Bis auf die öffentlich verfügbaren Pressemeldungen nennen die entsprechenden Konsortien jedoch keine weiteren Details ihrer HRS-Aufbaupläne zum Beispiel hinsichtlich geplanter Standorte oder H₂-Versorgung. Denkbar ist, dass sich zukünftig betreiberübergreifende Netzwerkmodelle etablieren, um die Auslastung der jeweiligen Tankstellen zu vergrößern, ähnlich wie bei der Interoperabilität von öffentlich zugänglichen Ladepunkten und Tankstellen. Eine Auswahl an Aufbauplänen ist in Tabelle 8s aufgeführt und wird im Folgenden kurz beschrieben.

Im Rahmen der Initiative H₂Accelerate, bestehend aus der Daimler Truck AG, IVECO, Linde, OMV, Shell, TotalEnergies und der Volvo Group, sollen in einem ersten Schritt mehr als 20 HRS für Lkw aufgebaut werden [96], unterstützt mit Fördermitteln. [97] [98]

Der Energieerzeuger GP Joule und der Anbieter von H₂-Lkw Clean Logistics haben im August 2022 einen Rahmenvertrag über die Lieferung von bis zu 5.000 wasserstoffelektrischen Sattelzugmaschinen im Zeitraum 2023 bis 2027 unterzeichnet. GP Joule will grünen Wasserstoff produzieren, die Wasserstofftankstellen errichten und betreiben und die Sattelzugmaschinen der Logistikbranche vermieten. [99]

Das Unternehmen Jet H₂ Energy, ein 50:50-Joint-Venture zwischen den Unternehmen Phillips 66 Limited und H₂ Energy Europe, will bis zum Jahr 2026 bis zu 250 HRS in Deutschland, Österreich und Dänemark mit Hilfe staatlicher Förderungen aufbauen. [100]

Zur Versorgung des Straßengüterfernverkehrs mit Wasserstoff haben der deutsche Energiekonzern E.ON und der US-Hersteller von BZ-Lkw, Nikola Motor, ebenfalls eine Kooperation angekündigt. Ziel ist es, Wasserstoff an stationären und mobilen Betankungsstellen verfügbar zu machen, wobei die Gesamtbetriebskosten von H₂-Lkw nicht höher sein sollen als die von Dieselfahrzeugen. [101]

Ferner hat sich H₂ MOBILITY in einer zurückliegenden Kapitalerhöhung insgesamt 110 Mio. € an Finanzmitteln sichern können, die u. a. dazu genutzt werden sollen, mehr als 200 HRS zu Großanlagen für den europäischen emissionsfreien Straßengüterfernverkehr auszubauen. [102]

Die aktuellen Pläne deuten darauf hin, dass der Aufbau einer HRS-Infrastruktur für Lkw in der Anfangsphase immer abgestimmt im Verbund mit dem Aufbau einer BZ-Lkw-Flotte einhergeht. Das zeigt, dass die Akteure die Relevanz eines abgestimmten Hochlaufs von Fahrzeugen und Infrastruktur erkannt haben und entsprechende Kooperationen vereinbaren. Dennoch wird in der Branche grundsätzlich auf den bestehenden Fördermittelbedarf zur Unterstützung des Hochlaufs hingewiesen.

Akteure	Anzahl HRS	Gegenstand	Quelle
Daimler Truck, IVECO, Linde, OMV, Shell, TotalEnergies und Volvo Group	20	Machbarkeitsnachweis für Konzepte von Tankstellen mit hoher Kapazität	[96] [97]
GP Joule und Clean Logistics	/	Rahmenvertrag für bis zu 5.000 Fahrzeuge im Zeitraum 2023 bis 2027	[99]
Jet H ₂ Energy (Phillips 66 Limited und H ₂ Energy Europe)	250	HRS Aufbau in Deutschland, Österreich und Dänemark bis 2026	[100]
H ₂ MOBILITY	(200)	Europaweiter Ausbau von HRS-Standorten zu Großanlagen	[102]

Quelle: (eigene Recherche)

Tabelle 8: HRS-Aufbaupläne von Akteursinitiativen (Auswahl)

Es bleibt abzuwarten, in welchem Umfang und Zeitraum die angekündigten Pläne umgesetzt werden. Dies hängt sicherlich mit den politischen Rahmenbedingungen (zum Beispiel auf EU-Ebene AFIR und RED II) und der Verfügbarkeit von Fördermitteln zusammen. Mittelfristig ist zu prüfen, ob die Kooperation und Koordination (zum Beispiel in Bezug auf Standorte, Technologien, H₂-Versorgung) zwischen den einzelnen Vorhaben relevante Synergien bei der Markteinführung entwickeln können.

6.5 Betreibermodelle

Das Gemeinschaftsunternehmen H₂ MOBILITY Deutschland GmbH & Co. KG betreibt derzeit den größten Teil der etwa 100 öffentlichen Pkw-HRS in Deutschland. Es ist ein Zusammenschluss von Unternehmen aus der Automobil-, Gase- und Energiebranche sowie weiteren assoziierten Partnern. Gefördert wird es durch das Ministerium für Digitales und Verkehr (BMDV) im Rahmen des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) sowie der Europäischen Kommission durch das Clean Hydrogen JU (ehemals Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH₂ JU)) im Projekt Hydrogen Mobility Europe (H₂ME) und durch das Trans-European Transport Network für Transport im Rahmen der Connecting Europe Facility (TEN-T CEF) im Projekt Connecting Hydrogen Refuelling Stations (COHRS). [103] Der Fokus dieses Konsortiums liegt in der Projektentwicklung, der Planung und dem Bau sowie dem Betrieb von bis zu 300 HRS bis 2030 in Deutschland. Zudem sollen mehr als 200 HRS in Europa zu Großanlagen ausgebaut werden, die auch vom Straßengüterfernverkehr genutzt werden können. [102]

Betreibermodelle konventioneller Tankstellen

Die derzeit etwa 15.000 konventionellen Tankstellen in Deutschland (überwiegend Diesel- und Ottokraftstoff), darunter etwa 1.900 in Baden-Württemberg [89], sind den beiden Hauptgruppen konzerngebundene und konzernungebundene Tankstellen zuordenbar. Bei den **Konzertankstellen** existieren unterschiedliche Betreibermodelle [104]: Pächter (ohne Eigentum der Tankstelle), Agenturneher (mit Eigentum an der Anlage, Kraftstoffverkauf unter Markennamen), Kommissionär (Kraftstoffverkauf auf Provisionsbasis) sowie Eigenanlagen der **Konzerne. Konzern- bzw.**

markenungebundene Tankstellen lassen sich wiederum in freie Tankstellen (rechtlich und wirtschaftlich eigenständig) und Nebenerwerbstankestellen (zum Beispiel an Supermärkte angegliedert) unterteilen. Neben dem Kraftstoffverkauf zählt das Shop- und Gastronomiegeschäft je nach Betreibermodell zunehmend zu den wichtigsten Tankstelleneinahmequellen. [104] Zur Vereinfachung der Abrechnung nutzen Fuhrpark- und Flottenbetreiber häufig markenübergreifende Abrechnungsmodelle (zum Beispiel DKV und UTA). Neben öffentlich zugänglichen Tankstellen sind insbesondere bei größeren Flottenbetreibern **Betriebshoftankstellen** vorhanden. Diese werden durch Mineralöl- bzw. Treibstoffhändler beliefert.

Für den Aufbau und den Betrieb von Wasserstofftankstellen für den Straßengüterfernverkehr sind unterschiedliche Betreibermodelle denkbar, die sich insbesondere nach den individuellen Rahmenbedingungen und Bedürfnissen der jeweiligen Flottenbetreiber unterscheiden (Tabelle 9). Eigentum der Fahrzeugflotte und der Betankungsanlage sowie die Verantwortung der H₂-Erzeugung, der H₂-Versorgung und des H₂-Verkaufs liegen bei unterschiedlichen Akteuren.

Aufgrund des Technologierisikos und der erwarteten höheren Kosten im Vergleich zu konventionellen Dieselfahrzeugen sind zu Beginn der Markteinführung Vorbehalte von Speditionen und Flottenbetreibern hinsichtlich BZ-Lkw zu erwarten. Um diese Vorbehalte zu überwinden, haben Fahrzeughersteller, Energieversorgungs- und Mineralölunternehmen vermehrt sogenannte **Pay-per-use-Modelle** entwickelt. Diese Modelle beinhalten eine fixe Kilometerpauschale, die sowohl das Fahrzeug (inkl. Wartung) als auch den H₂-Kraftstoff enthält. Damit können dem risikoaversen Anwender planungssichere Transportkosten angeboten werden. Das Ziel ist vorrangig, dass ein Hochlauf von HRS und Fahrzeugen mit für Kund:innen akzeptablen Risiken und Preisen erfolgt und damit die Nutzungsakzeptanz insbesondere während der Einführungsphase steigt. Eine Auswahl an derzeit bekannten Pay-per-use-Aktivitäten ist in Tabelle 10 aufgelistet.

	Eigentum Flotte	Eigentum HRS	H ₂ -Verkauf	H ₂ -Erzeugung
Spediteur	(x)*			
Spediteur mit Betriebshof	x	x		
HRS-Betreibergemeinschaft		x	x	
Energieerzeuger		x	x	x
Pay-per-use-Kooperationen	x	x	x	x

*Geleast oder im Eigentum des Speditors.

Quelle: (eigene Recherche)

Tabelle 9: HRS-Betriebs- und Akteurskonstellationen (Auswahl)

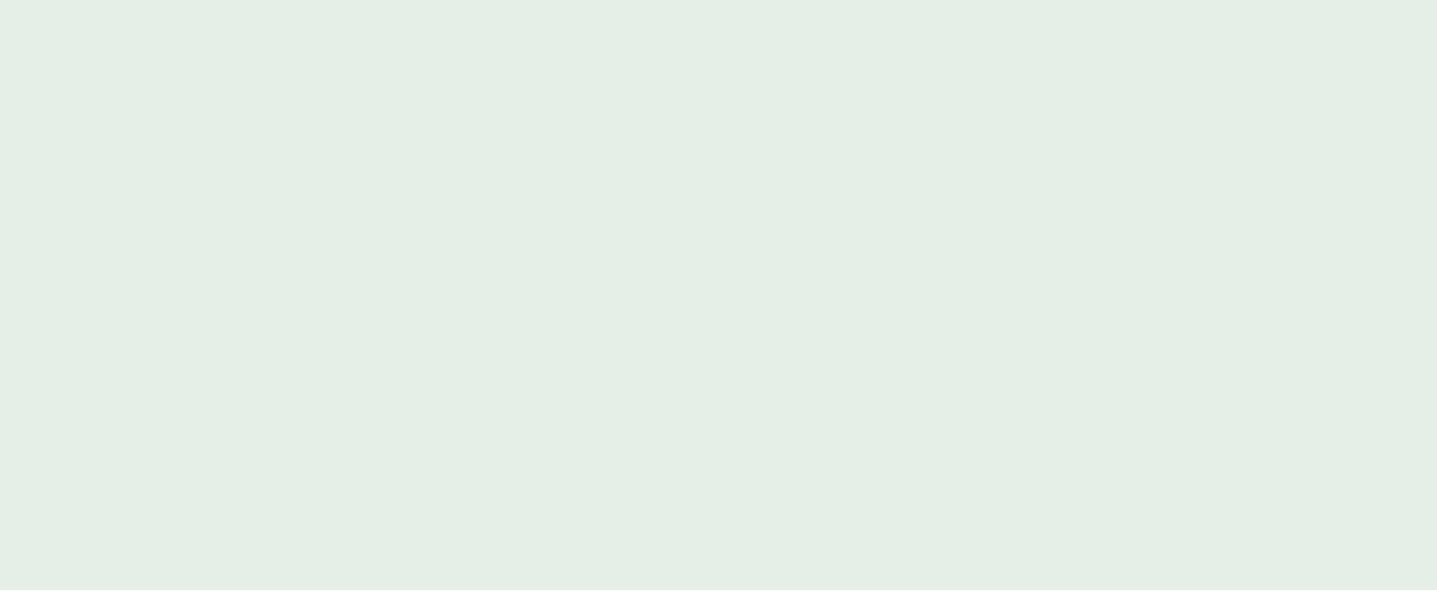
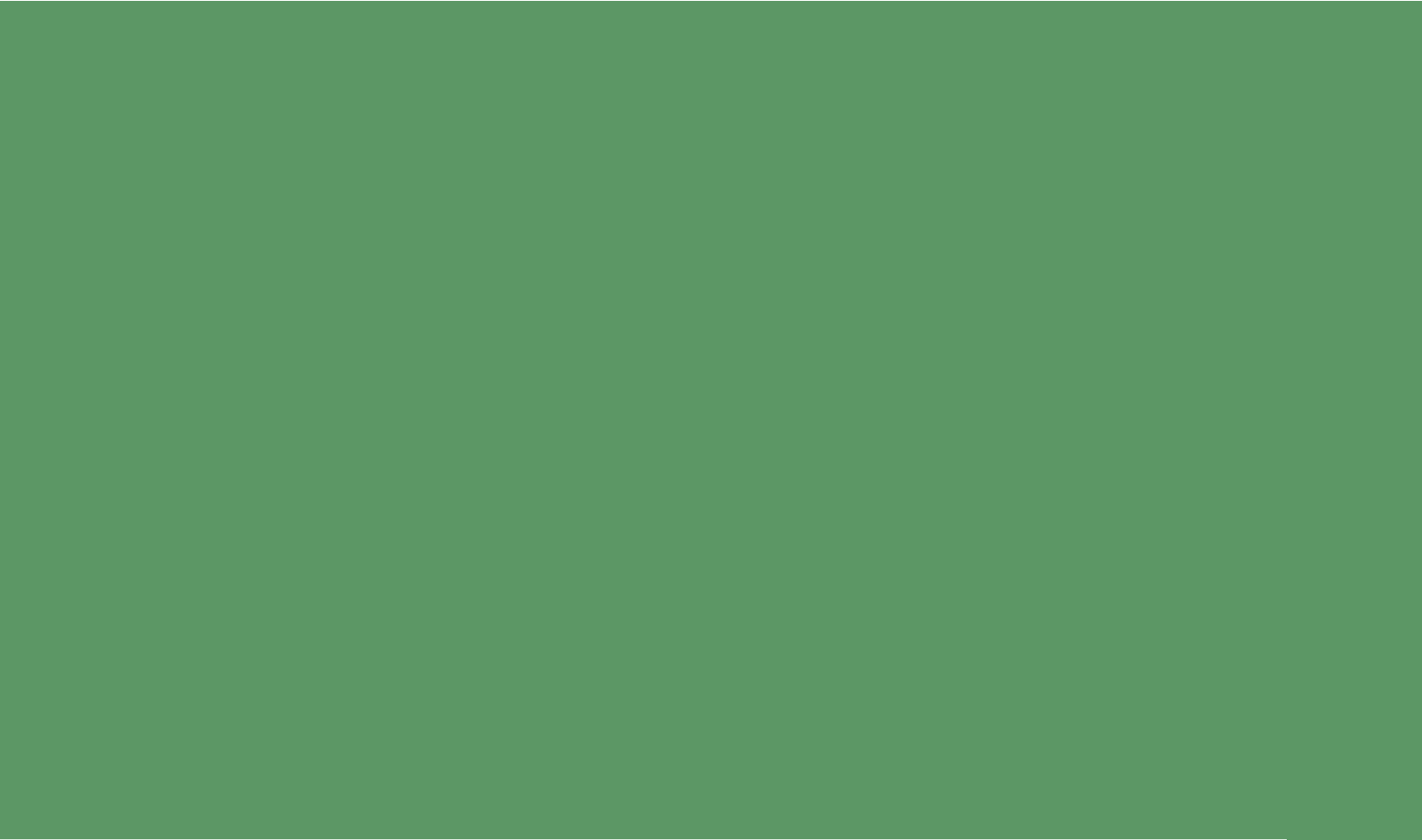
Anbieter		Quelle
HyLane GmbH (Deutschland) bzw. DEVK als Mutterunternehmen	Preis/km als Festpreis mit monatlicher Abrechnung, je nach Vertragslaufzeit (24–108 Monate), Laufleistung (50.000–160.000 km/a) und Fahrzeugmodell (Hyzon HyMax-250 4x2 und 6x2, MAN FRAMO FC 260/280 6x2, Daimler/Benz Actros HyBatt 4x2, Hyundai FC Xcient Fuel Cell), Bereitstellung inkl. Zulassung des Fahrzeugs, Wartung und Reparaturen, Kasko- und Haftpflichtversicherung, Steuern, Reifenservice, Rücknahme; gefördert durch das Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV)	[105]
Hyundai Hydrogen Mobility AG (Schweiz)	Joint Venture zwischen Hyundai Motor Company in Korea und dem Schweizer Unternehmen H ₂ Energy Europe. Ermittlung individuell berechneter Kilometerpauschalen vor der Benutzung (inkl. Lkw mit Zulassung, Versicherung, Reifenverschleiß, Wasserstoffbetankung, Service und Wartung), Pauschale je nach Fahrprofil, Einsatz des Fahrzeugs, jährliche Laufleistung	[7]
Nikola Motor (USA)	Zwei FCEV-Trucks ab 2023 bzw. 2024, monatliche Zahlung (inkl. Lkw, Wasserstoffbetankung, Service und Wartung)	[106]
Hyzon Motors (USA)	Leasing-Modell für HYZON CLASS 6 und 8 FUEL CELL ELECTRIC TRUCK	[107]

Quelle: (eigene Recherche)

Tabelle 10: Pay-per-use-Modelle (Auswahl)

07

Handlungsempfehlungen



07

Handlungsempfehlungen

Auf Basis der in der Studie adressierten Inhalte lassen sich die folgenden Handlungsempfehlungen formulieren.

- [Industrie] **Die Entwicklung und die internationale Normierung von Protokollen zur H₂-Betankung von Nutzfahrzeugen ist schnellstmöglich abzuschließen.** Aktuell gibt es für Nutzfahrzeuge im Fernverkehr für keine der betrachteten H₂-Kraftstoffoptionen (70 MPa, sLH₂, CcH₂) ein genormtes Betankungsprotokoll, das Interoperabilität gewährleistet. Dies ist für den Eintritt in den Massenmarkt jedoch zwingend erforderlich.
- [Industrie] **Die zügige Entwicklung und die internationale Normierung von Betankungskupplungen für Nutzfahrzeuge sind anzustreben.** Derzeit sind keine genormten und geeigneten Kupplungen für die betrachteten H₂-Kraftstoffoptionen (70 MPa, sLH₂, CcH₂) verfügbar. Dies ist jedoch eine unverzichtbare Voraussetzung für eine umfassende Nutzung im Markt.
- [Industrie] **Eine Entscheidung hinsichtlich künftig relevanter H₂-Kraftstoffoptionen sollte rechtzeitig getroffen werden.** Eine möglichst frühe Einigung der Industrie zu den Kraftstoffoptionen, die sich dauerhaft am Markt etablieren sollen (70 MPa, sLH₂, CcH₂), schafft Sicherheit bei den Anwendern und Marktakteuren und beschleunigt den Markthochlauf.
- [Industrie] **Entwickeln sich sLH₂ und/oder CcH₂ zu einem relevanten Kraftstoff am Markt, sollte rechtzeitig für ausreichende Technologieverfügbarkeit gesorgt werden.** Die Versorgung mit tiefkaltem Flüssigwasserstoff ist die Grundlage für sLH₂ und CcH₂. Das Know-how zur Erzeugung, Speicherung und Logistik von Flüssigwasserstoff muss von den heute wenigen Marktakteuren auf eine breitere Basis gestellt werden. Optionen für die Beschaffungs- und Transportlogistik von tiefkaltem Wasserstoff (zum Beispiel Import, Bahntransport von LH₂) sollten beschleunigt umgesetzt und etabliert werden.
- [Politik] **Auf EU-Ebene sollte der entwickelte Kompromiss zwischen Rat und Parlament hinsichtlich der „Verordnung über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe“ (28.03.2023) zeitnah gebilligt und förmlich angenommen werden,** damit dieser zügig im Amtsblatt der Europäischen Union veröffentlicht wird und anschließend in Kraft treten kann. So wird Klarheit darüber geschaffen, in welchem Ausmaß und Zeitraum die Infrastruktur zur Betankung für den Fahrzeughochlauf zur Verfügung stehen wird.

- [Politik] [Industrie] **Ein koordinierter Hochlauf von Fahrzeugen, Versorgungs- und Betankungsinfrastruktur ist anzustreben.** Dadurch können die Infrastrukturauslastung erhöht und die Kraftstoffkosten (deutlich) gesenkt werden.
- [Politik] [Industrie] **Es sind rechtzeitig und ausreichend Kapazitäten zur Erzeugung, zur Konditionierung sowie zum Transport und zur Distribution von Wasserstoff zu schaffen.** Dazu zählen gegebenenfalls auch Importkapazitäten, insbesondere aber auch Verflüssigungskapazitäten für Wasserstoff, soweit sich sLH₂ und/oder CcH₂ zu relevanten Kraftstoffen entwickeln.
- [Politik] [Industrie] **Es ist zu prüfen, inwieweit sich die aktuellen Ambitionen zum Aufbau der Betankungsinfrastruktur einzelner Akteure koordinieren und optimieren lassen.** Dabei könnten bei entsprechenden Abstimmungen zum Beispiel die Flächendeckung oder die gemeinsame Nutzung von H₂-Quellen und -Logistik eine Rolle spielen.
- [Politik] [Industrie] **Um den mittelfristig erforderlichen Markthochlauf rechtzeitig vorzubereiten, sollten zeitnah Demonstrationsprojekte zur Erprobung der H₂-Kraftstoffoptionen (70 MPa, sLH₂, CcH₂) gestartet werden.** Dies kann sinnvoll schon teilweise parallel zur Normierung von entsprechenden Kupplungen und Betankungsprozessen geschehen.
- [Politik] **Demonstrationsprojekte sollten wissenschaftlich begleitet werden (insbesondere für sLH₂ und CcH₂), auch um die Datenlage hinsichtlich Kosten, Energiebedarfen und Effizienzen zu verbessern.** Heutige Studien und Kostenschätzungen berücksichtigen fast ausschließlich gasförmigen Druckwasserstoff als Kraftstoff, für die anderen Kraftstoffoptionen muss eine entsprechend belastbare Datenlage geschaffen werden.

Literaturverzeichnis

- [1]
Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, „AG 1 – Wege für mehr Klimaschutz im Verkehr“, 2021.
- [2]
Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, „Wussten Sie, dass über ein Drittel der CO₂-Emissionen im Verkehr von Nutzfahrzeugen stammt?“, 12/2020. [Online.] Available: <https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/news/ueber-ein-drittel-der-co%E2%82%82-emissionen-im-verkehr-von-nutzfahrzeugen-stammt/>. [Zugriff am 22.6.2022.]
- [3]
Europäische Union, „EUR-Lex – Dokument 32019R1242 – CO₂-Emissionsnormen für neue schwere Nutzfahrzeuge“, [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/LSU/?uri=CELEX:32019R1242>. [Zugriff am 29.7.2022.]
- [4]
Daimler Truck, „Daimler Truck Global Media Site“, 19.5.2021. [Online]. Available: <https://media.daimlertruck.com/marsMediaSite/de/instance/ko.xhtml?oid=50000349&relId=1001&resultInfoTypeId=175&ls=L2RIL2luc3RhbmNIL2tvLnhodG1sP29p-ZD00NzQ2OTQ2MSZyZWxJZD02MDgy-OSZmcm9tT2lkPTQ3NDY5NDYxJnJlc3VsdEluZm9UeXBIS-WQ9NDA2MjYmdmld1R5cGU9dGh1bWJzJnNvc>.
- [5]
„Clean Logistics“, 2022. [Online]. Available: <https://www.cleanlogistics.de/de/hybutt-truck.html>.
- [6]
Next Mobility, „Paul Nutzfahrzeuge“, 2022. [Online]. Available: <https://paul-nutzfahrzeuge.de/wp-content/uploads/2022/01/PH2PPaper-s.pdf>.
- [7]
Hyundai Hydrogen Mobility, „Hyundai Hydrogen Mobility“, 15.5.2022. [Online]. Available: <https://hyundai-hm.com/>.
- [8]
Hyzon Motors, „Hyzon“, 2022. [Online]. Available: <https://www.hyzonmotors.com/vehicles/hyzon-hymax-series>.
- [9]
MAN, „MAN Trucks & Bus“, 26.5.2021. [Online]. Available: <https://www.mantruckandbus.com/de/innovation/wasserstoff-meets-lkw-man-baut-erste-prototypen.html>.
- [10]
Quantron, „Produktdatenblatt: BEV/FCEV – Q-Heavy“, 2022.
- [11]
Toyota, „TOYOTA APPROACH ON HEAVY DUTY REFUELLING“, in 3rd Joint CEP/NOW Heavy Duty Workshop, 2021.
- [12]
S. Alexander, „BMW 750hL – Nah am Wasser gebaut“, 12.05.2000. [Online]. Available: <https://www.spiegel.de/auto/fahrberichte/bmw-750hl-nah-am-wasser-gebaut-a-76253.html>.
- [13]
CEP – Clean Energy Partnership, „White Paper Requirements Specification – Subcooled Liquid Hydrogen Fuelling Process for Ground Vehicles“, CEP – Clean Energy Partnership, 2021.
- [14]
S. Schäfer und S. Maus, „Technology Pitch: Subcooled Liquid Hydrogen (sLH₂)“, in NOW & CEP Heavy Duty Event, Online Workshop, 2021.
- [15]
T. Brunner, „Cryo-compressed Hydrogen Storage“, in BMW Hydrogen – Hydrogen Storage Workshop, Washington D.C., 2011.

- [16]
G. Petitpas, „1,000+ cycles of a 350 bar prototype cryo-compressed pressure vessel“, Lawrence Livermore National Laboratory, Livermore CA, USA, 2018.
- [17]
Cryomotive, „Cryogas: Cryo-compressed hydrogen gas fuelling – Technology opportunities, challenges, roadmap and standardization needs“, 2021.
- [18]
Cryomotive, „Gaseous Hydrogen Land Vehicle Refuelling Process – White Paper Process“, CEP, 2021.
- [19]
NOW GmbH, „CryoTRUCK-Konsortium startet die Entwicklung und Erprobung von ‚CRYOGAS‘“, 31.01.2022. [Online]. Available: <https://www.now-gmbh.de/aktuelles/pressemitteilungen/cryotruck-konsortium-startet-die-entwicklung-und-erprobung-von-cryogas/>. [Zugriff am 30.06.2022.]
- [20]
G. Steinman, FirstElementFuel – Advantages of MC Formula. undatiert.
- [21]
Shell, HyConnect – Wireless Communication Between H₂ Vehicles and Dispensers, CEP Workshop, 2021.
- [22]
N. e. a. Hart, „PRHYDE project D2.3 – Gap analysis of existing gaseous fuelling protocols“, FCH JU, 2020.
- [23]
J. Schneider, U.S. DOE Webinar – Light Duty Fuel Cell Electric Vehicle Hydrogen Refuelling Protocol.
- [24]
SAE International, J2601-2 Fueling Protocol for Gaseous Hydrogen Powered Heavy Duty Vehicles, SAE International, 2014.
- [25]
M. G. M. Greisel, Minimum Ambient Precooling (MAP) Hydrogen Refueling Protocol for 35 MPa Heavy, 2021.
- [26]
CEP, 35 MPa Refuelling Protocol – Follow-up Workshop, 2022.
- [27]
J. Zerhusen, Persönliche Kommunikation mit dem zuständigen Sekretariat, 2022.
- [28]
PRHYDE, „PRHYDE – Protocol for heavy-duty hydrogen refuelling“, [Online]. Available: <https://prhyde.eu/>. [Zugriff am 4.7.2022.]
- [29]
PRHYDE, Deliverable 2.6 – Requirements for a future refuelling protocol, 2021.
- [30]
PRHYDE, PRHYDE – 5th public webinar – WP3 Protocol Development Update: Refuelling approaches, Online, 2022.
- [31]
National Renewable Energy Laboratory (NREL), „Fast Flow Future for Heavy-Duty Hydrogen Trucks“, 8.6.2022. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/news/program/2022/fast-flow-future-heavy-duty-hydrogen-trucks.html>. [Zugriff am 5.7.2022.]
- [32]
FillnDrive, „Wireless Vehicle Station communication“, https://www.youtube.com/watch?v=4KxhY7oSf_o, 2021.

- [33]
NOW GmbH, „NOW & CEP Heavy-Duty Event,“ 21.4.2021.
[Online]. Available: <https://www.now-gmbh.de/aktuelles/veranstaltungen/now-cep-heavy-duty-event/>. [Zugriff am 6.7.2022.]
- [34]
CEP – Clean Energy Partnership, „White Paper
CcH₂ – Cryo-compressed hydrogen gas – gaseous hydrogen
land vehicle refuelling process“, 2021.
- [35]
H2 MOBILITY, „Schwierigkeiten beim Abziehen der
Tankkupplung“, 2022. [Online]. Available: <https://h2.live/faq/>.
- [36]
L. Jörissen, M. Jenne und M. Schilling, „Wissen Kompakt,
Potenziale in der mobilen H₂-Speichertechnologie,“
08/2022. [Online]. Available: https://www.zsw-bw.de/fileadmin/user_upload/Wissen_Kompakt_Potenziale_in_der_mobilen_H2-Speichertechnologie.pdf.
- [37]
NOW, „Genehmigungsleitfaden Wasserstoff-Tankstellen“,
2022.
- [38]
Lifte H₂, LBST, Spliett, ZBT, ZSW, CEP, „Studie:
Entwicklungspfade für die H₂-Tankinfrastruktur der Zukunft“
(nicht veröffentlicht), 2022.
- [39]
NOW, „Entwicklungspfade für die Heavy Duty
H₂-Tankinfrastruktur der Zukunft“, 2022.
- [40]
H2 MOBILITY, „Overview Hydrogen Refuelling For Heavy
Duty Vehicles“, 2021.
- [41]
Europäische Kommission, „Vorschlag für eine Verordnung
des Europäischen Parlaments und des Rates über den
Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe und zur
Aufhebung der Richtlinie 2014/94/EU des Europäischen
Parlaments und des Rates, COM(2021) 559 final“,
Brüssel, 2021.
- [42]
IdealHy, „D3.16 Hydrogen Liquefaction Report,“ 2013.
- [43]
Air Products, „NEOM Green Hydrogen Complex“, 2022.
[Online]. Available: <https://www.airproducts.com/campaigns/neom-green-hydrogen-complex>.
- [44]
Air Products, „Air Products and Gunvor to Cooperate on
Green Hydrogen Import Terminal in Rotterdam“, 28.6.2022.
[Online]. Available: <https://gunvorgroup.com/news/air-products-and-gunvor-to-cooperate-on-green-hydrogen-import-terminal-in-rotterdam/>.
- [45]
electrive.net (Sebastian Schaal), „Besondere
H₂-Tankstelle in Erlangen eröffnet“, 4.7.2022. [Online].
Available: <https://www.electrive.net/2022/07/04/besondere-h2-tankstelle-in-erlangen-eroeffnet/>.
- [46]
Dr. Manuel C. Schaloske, e-mobil BW GmbH, „H₂Rivers &
H₂Rhein-Neckar – Das Schaufenster für Brennstoffzellen-
mobilität“, in Deutsch-Schweizer H₂-Forum, Konstanz, 2021.
- [47]
Al Ghafri et al., „Hydrogen liquefaction: a review of the
fundamental physics, engineering practice and future
opportunities“, Energy & Environmental Science, 2022.

[48]

Handelsblatt (Catiana Krapp), „Konzerne und EU-Kommission legen Absichtserklärung zum Wasserstoff-Hochlauf vor“, 5.5.2022. [Online]. Available: <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/energiewende-konzerne-und-eu-kommission-legen-absichtserklaerung-zum-wasserstoff-hochlauf-vor/28308132.html>.

[49]

H2 MOBILITY, „Vortrag zu Wasserstoffbetankung von Schwerlastfahrzeugen – die Optionen im Überblick“, 2021.

[50]

J. Kurtz, S. Sprik, M. Peters und T. H. Bradley, „Retail Hydrogen Station Reliability Status and Advances“, 2020. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.ress.2020.106823>.

[51]

gwf-Gas + Energie, „Linde und Regionalverkehr Köln präsentieren innovative Wasserstofftankstelle für Busse“, 2020. [Online]. Available: <https://gwf-gas.de/maerkte-und-unternehmen/28-08-2020-linde-und-regionalverkehr-koeln-praesentieren-innovative-wasserstofftankstelle-fuer-busse/>.

[52]

Linde AG, ConTrack mbH, „Erläuterungsbericht Bahnhof Bremervörde – Neubau Wasserstofftankstelle mit Tankstellengleis, Antrag auf Planfeststellung gemäß ‚Allgemeines Eisenbahngesetz (AEG)‘ § 18 in Verbindung mit § 72 ff VwVfG“, Pullach, 2018.

[53]

Linde AG, „DE102015016327 – Tankstelle mit Konstantdruckspeicher“, 2017. [Online]. Available: <https://depatisnet.dpma.de/DepatisNet/depatisnet?action=bibdat&docid=DE102015016327A1>.

[54]

NEUMAN & ESSER GROUP, „Wasserstoff Kompressoren“, 2022. [Online]. Available: <https://www.neuman-esser.de/compressors/wasserstoff-kompressoren/>.

[55]

electrive.net (Daniel Bönnighausen), „Lösung zur H₂-Kompression von Bosch & Maximator Hydrogen“, 20.5.2022. [Online]. Available: <https://www.electrive.net/2022/05/20/loesung-zur-h2-kompression-von-bosch-maximator-hydrogen/>.

[56]

G. Sdanghi, G. Maranzana, A. Celzard und V. Fierro, „Review of the current technologies and performances of hydrogen compression for stationary and automotive applications“, 2019. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.11.028>.

[57]

A. Elgowainy, K. Reddi, D.-Y. Lee, N. Rustagi und E. Gupta, „Techno-economic and thermodynamic analysis of pre-cooling systems at gaseous hydrogen refueling stations“, 2017. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.09.087>.

[58]

Argonne National Laboratory, „Hydrogen delivery scenario analysis model (HDSAM)“, 2016. [Online]. Available: https://www.hydrogen.energy.gov/h2a_delivery.html.

[59]

International Organization of Legal Metrology (OIML), „OIML R 139-1 International Recommendation – Compressed gaseous fuel measuring systems for vehicles – Part 1: Metrological and technical requirements“, 2018.

[60]

International Organization of Legal Metrology (OIML), „OIML R 139-2 International Recommendation – Compressed gaseous fuel measuring systems for vehicles – Part 2: Metrological controls and performance tests“, 2018.

[61]

International Organization of Legal Metrology (OIML), „OIML R 117-1 International Recommendation – Dynamic measuring systems for liquids other than water – Part 1: Metrological and technical requirements“, 2019.

[62]

International Organization of Legal Metrology (OIML), „OIML R 117-2 International Recommendation – Dynamic measuring systems for liquids other than water – Part 2: Metrological controls and performance tests“, 2019.

[63]

R. Kramer, „Konformitätsbewertung und Prüfverfahren für Wasserstoffzapsäulen“, Physikalisch-Technische Bundesanstalt Braunschweig, Vollversammlung für das Mess- und Eichwesen, 2019.

[64]

WEH GmbH, „WEH Füllkupplung TK17 H₂ 35 MPa ENR – Produktfamilie“, 2022. [Online]. Available: <https://www.weh.de/produkte/h2-betankungskomponenten/h2-tankstellen-pkw/weh-fullkupplung-tk17-h-35-mpa-enr-produktfamilie>.

[65]

WEH GmbH, „WEH Füllkupplung TK17 H₂ 70 MPa ENR mit austauschbarer Datenschnittstelle – Produktfamilie“, 2022. [Online]. Available: <https://www.weh.de/produkte/h2-betankungskomponenten/h2-tankstellen-pkw/weh-fullkupplung-tk17-h-70-mpa-enr-mit-austauschbarer-datenschnittstelle-produktfamilie>.

[66]

Linde AG, „Linde Kupplung und Betankungssystem – Leistung und Meßergebnisse“, 2003. [Online]. Available: http://www.eihp.org/public/Reports/Final_Report/Sub-Task_Reports/ST3.3/EIHP-Beitrag%20Linde%20Kuppl.pdf.

[67]

NOW GmbH, „Prototype development of a cryogenic pressure filling system“, 2013. [Online]. Available: <https://www.now-gmbh.de/en/projectfinder/prototyp-kryodruckbefuellsystem/#>.

[68]

K. Kunze und O. Kircher, Cryo-compressed hydrogen storage, Cryogenic cluster day, Oxford: BMW Group, 2012.

[69]

T. Brunner, C. Forstner (Cryomotive GmbH), Technology Pitch: CRYOGAS/cryo-compressed hydrogen gas refueling, online: 3rd Joint CEP/NOW Heavy Duty Event, 2021.

[70]

M. Klell, H. Eichseder und A. Trattner, „Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik – Erzeugung, Speicherung, Anwendung“, 2018. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1007/978-3-658-20447-1>.

[71]

K. Gross, G. Hupp und D. Chalk, „Ultra-Cryopump for High Demand Transportation Fueling“, 2022. [Online]. Available: https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review22/in019_gross_2022_p.pdf.

[72]

Hydrogen Council, „Path to hydrogen competitiveness – A cost perspective“, 2020.

[73]

Y. S. S. Zhou, „Cost of renewable hydrogen produced onsite at hydrogen refueling stations in Europe“, ICCT, 2022.

- [74]
Prognos, Sphera, „Analyse der aktuellen Situation des H₂-Bedarfs und -Erzeugungspotenzials in Baden-Württemberg“, e-mobil BW, 2022.
- [75]
J. Zerhusen, „Imported hydrogen fuels for long distance trucking in Germany (presentation slides)“, NOW/CEP Heavy Duty Event, 2021.
- [76]
L. e. a. Sens, „Conditioned hydrogen for a green hydrogen supply for heavy duty-vehicles in 2030 and 2050“, International Journal of Hydrogen Energy, 2022.
- [77]
Bundeskartellamt, „Markttransparenzstelle für Kraftstoffe (MTS-K), Jahresbericht 2020“, 2020.
- [78]
Bundeskartellamt, „Markttransparenzstelle für Kraftstoffe (MTS-K), Jahresbericht 2021“, 2021.
- [79]
Bundesministerium der Finanzen, „Zusammensetzung der Spritpreise,“ 2022. [Online]. Available: <https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Steuern/2022-03-14-zusammensetzung-der-spritpreise.html>. [Zugriff am 26 Juli 2022.]
- [80]
Scope Investor Services, „Branchenstudie Tankstellenmarkt 2019/2020 Deutschland,“ 2021.
- [81]
Roland Berger, „Fuel Cells Hydrogen Trucks“, FCH JU, 2020.
- [82]
Hexagon, „Driving Energy Transformation – The key role of composite storage systems in hydrogen distribution“, in HOC 2020 – slide set, 2020.
- [83]
U. Cardella, L. Decker, H. Klein „Roadmap to economically viable hydrogen liquefaction“, in WHEC 2016, 2016.
- [84]
Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut, „Klimaneutrales Deutschland“, Stiftung Klimaneutralität, Berlin, 2021.
- [85]
Lifte H₂, LBST, Spilett, ZBT, ZSW, CEP, „Entwicklungspfade für die Heavy Duty H₂-Tankinfrastruktur der Zukunft“, 2022.
- [86]
LBST, Sphera, Prognos für DaimlerTruck, „Imported hydrogen fuels for long distance trucking in Germany“, NOW/CEP Heavy Duty Event, 2021.
- [87]
Deutsche Energie-Agentur (dena), „Abschlussbericht – dena-Leitstudie – Aufbruch Klimaneutralität“, Berlin, 2021.
- [88]
Boston Consulting Group, „Klimapfade 2.0“, BDI, 2021.
- [89]
Bundeskartellamt – Markttransparenzstelle für Kraftstoffe (MTS-K), „Jahresbericht 2021“, Bundeskartellamt, 2021.
- [90]
H2 MOBILITY, Wie baut man eine Wasserstofftankstelle, 2021.
- [91]
e-mobil BW, „Themen Brennstoffzellentechnologie“, [Online]. Available: <https://www.e-mobilbw.de/themen/brennstoffzellentechnologie>.

[92]

Europäische Kommission, „Mobility and Transport – TENtec Interactive Map Viewer“, 2022. [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/transport/infrastructure/tentec/tentec-portal/map/maps.html>. [Zugriff am 25.7.2022.]

[93]

Europäische Kommission, „COM(2021) 812 final – Leitlinien der Union für den Aufbau eines transeuropäischen Verkehrsnetzes, zur Änderung der Verordnung (EU) 2021/1153 und der Verordnung (EU) Nr. 913/2010 und zur Aufhebung der Verordnung (EU) 1315/2013“, Straßburg, 2021.

[94]

Europäischer Ausschuss der Regionen, „Arbeitsdokument – Leitlinien für den Aufbau eines transeuropäischen Verkehrsnetzes (TEN-V)“, 2022.

[95]

Hydrogen Europe/Industry, „Open Letter raising concern on the lack of ambition in Article 6 (hydrogen refuelling)“, Brüssel, 2022.

[96]

H₂Accelerate, „Accelerating the uptake of green hydrogen for trucking“, 2022. [Online]. Available: <https://h2accelerate.eu/>.

[97]

OMV, „Startschuss für ‚H₂Accelerate‘: Beteiligte Unternehmen wollen emissionsfreien Wasserstoff-Lkw gemeinsam zum Durchbruch verhelfen“, 2020. [Online]. Available: <https://www.omv.com/de/news/201215-startschuss-fuer-h2accelerate-beteiligte-unternehmen-wollen-emissionsfreien-wasserstoff-lkw-gemeinsam-zum-durchbruch-verhelfen>.

[98]

Shell, „H₂Accelerate – new collaboration for zero emission hydrogen trucking at mass-market scale“, 2020. [Online]. Available: <https://www.shell.com/energy-and-innovation/new-energies/new-energies-media-releases/h2-accelerate-new-collaboration-for-zero-emission-hydrogen-trucking-at-mass-market-scale.html>.

[99]

electrive.net, „GP Joule sichert sich bis zu 5.000 H₂-Lkw von Clean Logistics“, 08/2022. [Online]. Available: <https://www.electrive.net/2022/08/09/gp-joule-sichert-sich-bis-zu-5-000-h2-lkw-von-clean-logistics/>.

[100]

Businesswire, „Phillips 66 und H₂ Energy Europe schließen ein Joint Venture zum Aufbau eines europäischen Netzes von Wasserstofftankstellen“, 2022. [Online]. Available: <https://www.businesswire.com/news/home/20220718005794/de/>.

[101]

E.ON, „E.ON und Nikola kooperieren zur Dekarbonisierung des Schwerlastverkehrs“, 16.9.2022. [Online]. Available: <https://www.eon.com/de/ueber-uns/presse/pressemitteilung/2022/eon-und-nikola-kooperieren-zur-dekarbonisierung-des-schwerlastverkehrs.html>.

[102]

H₂ MOBILITY, „Beschleunigter Ausbau der Wasserstoff-tankstelleninfrastruktur: H₂ MOBILITY Deutschland präsentiert 110 Mio. Euro Investitionsplan und von Hy24 verwalteten Fonds als neuen Finanzinvestor“, 2022. [Online]. Available: <https://h2.live/press/beschleunigter-ausbau-der-wasserstofftankstelleninfrastrukturh2-mobility-deutschland-praesentiert-110-mio-euro-investitionsplan-und-von-hy24-verwalteten-fondsals-neuen-finanzinvestor/>.

[103]

H2 MOBILITY, „Förderung“, 2022. [Online]. Available: <https://h2-mobility.de/unternehmen/#4>.

[104]

Bundesverband Freier Tankstellen und unabhängiger deutscher Mineralölhändler e.V., „Branchenstudie Tankstellenmarkt Deutschland 2019/2020, Ausgabe Nr. 15“, 2021. [Online]. Available: https://www.bft.de/download_file/force/291.

[105]

HyLane GmbH, „hylane – Klimaneutrale Mobilität zur Miete“, 2022. [Online]. Available: <https://www.hylane.de/>.

[106]

Nikola Corporation, „Nikola Energy“, 2022. [Online]. Available: <https://nikolamotor.com/energy>.

[107]

Hyzon Motors, „Zero Emissions, Zero Compromise“, 2022. [Online]. Available: <https://www.hyzonmotors.com/>.

[108]

H₂Accelerate, „Whitepaper – Analysis of cost of ownership and the policy support required to enable industrialisation of fuel cell trucks“, 2022.

[109]

Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, „AG 2 – Bericht: Roadmap – Markthochläufe alternativer Antriebe und Kraftstoffe aus technologischer Perspektive“, 2021.

[110]

FOS – Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft, „Zukunft der Energiesteuern auf Diesel, Erdgas, Strom & Co.“, 2022.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Ausgewählte Meilensteine der Markteinführung von BZ-Lkw	15
Abbildung 2: Anwendungsfälle mit höheren Kraftstoffbedarfen und/oder Reichweitenanforderungen lassen sich durch H ₂ -Kraftstoffoptionen mit erhöhter Speicherdichte realisieren	17
Abbildung 3: Zusammenhang von Druck, Temperatur und Dichte für unterschiedliche H ₂ -Kraftstoffoptionen	18
Abbildung 4: Vergleich der Dichte (g _{H₂} /l) der H ₂ -Kraftstoffoptionen ohne (links) und mit Berücksichtigung der Tanksysteme (rechts)	19
Abbildung 5: Betankungsprotokoll als Bindeglied zwischen Fahrzeug, Tankstelle und Umgebungsbedingungen	26
Abbildung 6: Vergleich bisheriger Betankungsprotokolle zum PRHYDE-Ansatz	29
Abbildung 7: Betankungsmengen und -dauern für unterschiedliche Fahrzeugtypen, Betankungsprotokolle und H ₂ -Kraftstoffvarianten	31
Abbildung 8: LNG-Betankungsprozess – Erdung, Gasrückführung (links); LNG-Füllkupplung (rechts)	33
Abbildung 9: Überblick Wasserstoffbereitstellungsoptionen	40
Abbildung 10: CGH ₂ -Versorgungspfad	42
Abbildung 11: Pipelineanbindung für große und planbare H ₂ -Bedarfe	43
Abbildung 12: LH ₂ -Versorgungspfad	44
Abbildung 13: Vor-Ort-Elektrolyse-Versorgungspfad	46
Abbildung 14: Kompatibilität von H ₂ -Anlieferung und H ₂ -Kraftstoffoption	47
Abbildung 15: Prinzipielle Eignung unterschiedlicher H ₂ -Versorgungsvarianten nach Transportdistanz und HRS-Kapazität	48
Abbildung 16: Hauptkomponenten von Betankungsanlagen mit LH ₂ - und CGH ₂ -Anlieferung	49
Abbildung 17: Beispiel eines trockenlaufenden, hydraulisch angetriebenen Kolbenverdichters	53
Abbildung 18: Beispiel eines Membranverdichters	53
Abbildung 19: Strukturierte Auswahl besonders relevanter Einflussfaktoren auf die H ₂ -Kraftstoffkosten	61
Abbildung 20: H ₂ -Kraftstoffkosten ausgewählter Studien (ohne Steuern, e-mobil BW und ICCT jeweils mit Gewinnmargen) ...	62
Abbildung 21: Zusammensetzung H ₂ -Kraftstoffkosten	63
Abbildung 22: Parametervariation für mittelfristige H ₂ -Produktion via Elektrolyse	64
Abbildung 23: Parametervariation für mittelfristige CGH ₂ -Distributionskosten via Lkw	65
Abbildung 24: Parametervariation für mittelfristige Tankstellenkosten	66
Abbildung 25: Zusammensetzung des Brutto-Dieselpreises an der Tankstelle	67
Abbildung 26: Paritätischer H ₂ -Kraftstoffpreis in Abhängigkeit vom Dieselpreis	68
Abbildung 27: Vergleich unterschiedlicher Kostenbestandteile bei angenommener Preisparität (mit CO ₂ -Preis 2025)	69
Abbildung 28: Bandbreite der möglichen H ₂ -Kraftstoffnachfrage schwerer Nutzfahrzeuge in Baden-Württemberg	75
Abbildung 29: Lage konventioneller Tankstellen in Baden-Württemberg	76
Abbildung 30: Heute verfügbare H ₂ -Tankstellen in Baden-Württemberg [91]	77
Abbildung 31: Aspekte bei der Auswahl von HRS-Standorten	80



Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Aktuelle Aktivitäten bei Brennstoffzellen-Lkw (Auswahl)	15
Tabelle 2: Normierung der Wasserstoffbetankung im Rahmen der ISO	28
Tabelle 3: Kapazitäten konventioneller Tankstellen, übersetzt in H ₂ -Kapazitäten	38
Tabelle 4: Parameter mobiler Betankungsanlagen	39
Tabelle 5: Vor- und Nachteile H ₂ -Versorgungsvarianten	48
Tabelle 6: Vor- und Nachteile H ₂ -Verdichtern	52
Tabelle 7: Gegenüberstellung der AFIR-Vorschläge der EU-Institutionen bezüglich H ₂ -Tankstellenaufbau	78
Tabelle 8: HRS-Aufbaupläne von Akteursinitiativen (Auswahl)	81
Tabelle 9: HRS-Betriebs- und Akteurskonstellationen (Auswahl)	83
Tabelle 10: Pay-per-use-Modelle (Auswahl)	83

Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
ADR	Accord européen relatif au transport international des marchandises dangereuses par route – Europäisches Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße
AFIR	Alternative Fuels Infrastructure Regulation
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BMDV	Bundesministerium für Digitales und Verkehr
BW	Baden-Württemberg
BZ	Brennstoffzelle
CcH ₂	Cryo-compressed Hydrogen – tiefkalter Druckwasserstoff
CEF	Connecting Europe Facility – zentrales EU-Förderinstrument zur Finanzierung von Infrastrukturinvestitionen in Europa
CEP	Clean Energy Partnership
CGH ₂	Compressed Gaseous Hydrogen – Druckwasserstoff
CH JU	Clean Hydrogen Joint Undertaking
COHRS	Connecting Hydrogen Refuelling Stations
d	Tag
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnBW	Energie Baden-Württemberg
EU	Europäische Union
FC	Fuel Cell
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle – Brennstoffzellenfahrzeug
Fzg.	Fahrzeug
g	Gramm
gH ₂	Gaseous Hydrogen – Gasförmiger Wasserstoff
h	Stunden
H ₂	Hydrogen – Wasserstoff
H ₂ ME	Hydrogen Mobility Europe
HD	Hochdruck
HRS	Hydrogen Refuelling Station – Wasserstofftankstelle
ICCT	International Council on Clean Transportation
ISE	Institut für Solare Energiesysteme
ISI	Institut für System- und Innovationsforschung
ISO	International Organization for Standardization
KBA	Kraftfahrtbundesamt
K	Kelvin
kt	Kilotonnen
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
l	Liter
LH ₂	Liquid Hydrogen – Flüssigwasserstoff

LNG	Liquefied Natural Gas – Flüssigerdgas
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carrier – flüssiger organischer Wasserstoffträger
MC	Marginal Cost – Grenzkosten
m ²	Quadratmeter
MessEG	Mess- und Eichgesetz
MessEV	Mess- und Eichverordnung
MID	Europäische Messgeräte-Richtlinie
Mio. l	Millionen Liter
MPa	Megapascal
MWe	Megawatt elektrisch
ND	Niederdruck
NFC	Near Field Communication – Nahfeldkommunikation
Nfz	Nutzfahrzeug
NIP	Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
Nm ³ /h	Normkubikmeter Volumenstrom
NOW	Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
NREL	National Renewable Energy Laboratory
NUTS-2	Nomenclature des Unités territoriales statistiques – Hierarchische Klassifikation der EU-Gebietseinheiten für die Statistik
OEM	Original Equipment Manufacturer – Originalausrüstungshersteller
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
PiLaTes	Projektverbund Pilotlade- und Wasserstofftankstelle Lkw BW
Pkw	Personenkraftwagen
PRHYDE	Protocol for Heavy-Duty Hydrogen Refuelling
PTB	Physikalisch-Technische Bundesanstalt
PV	Photovoltaik
QM	Qualitätsmanagement
RED II	Renewable Energy Directive II – europäische Erneuerbare-Energien-Richtlinie
RFID	Radio-frequency Identification – kontaktloser Datenaustausch über ein (elektro-)magnetisches Feld
s	Sekunde
SAE J2601	US-Betankungsstandard für Wasserstofftankstellen
SIL	Sicherheits-Integritätslevel
sLH ₂	Subcooled Liquid Hydrogen – tiefkalter Flüssigwasserstoff
SNF	Schwere Nutzfahrzeuge
TEN-T	Transeuropäische Netze – Transport
TEN-V	Transeuropäische Netze – Verkehr
tH ₂	Tonnen Wasserstoff
THG	Treibhausgas
tkm	Tonnenkilometer
μmol/mol	Mikromol pro Mol

Anhänge

Zuliefererstruktur Betankungskomponenten

Hersteller	Standort	Technologie	Internetseite
Gardner Denver	DE, Schopfheim (BW)		https://www.gardnerdenver.com/de-de
J. A. Becker & Söhne GmbH & Co. KG	DE, Erlenbach (BW)		https://jab-becker.de/kompressoren/
KNF Neuberger GmbH	DE, Freiburg-Munzingen (BW)		https://knf.com/de/de
Mehrer Compression GmbH	DE, Balingen (BW)	Kolben-/Membranverdichter	https://www.mehrer.de
Air Products	USA, Europa und Asien		https://www.airproducts.com/equipment/chc-compressor
Andreas Hofer Hochdrucktechnik GmbH (NEUMAN & ESSER)	DE, Mülheim an der Ruhr	Kolben-/Membranverdichter, Armaturen und Rohrsysteme	https://www.hofer-hochdrucktechnik.de/
Atlas Copco Schweiz	CH, Studen	Kolbenverdichter	https://www.atlascopco.com/de-ch/compressors/products/gas-compressors/high-pressure-hydrogen-compressor-h2v
BAUER COMP Holding GmbH	DE, München		https://www.bauer-kompressoren.de/de/
Brotie Technology	CN, Peking		http://www.brotieindustry.com/
Burckhardt Compression AG	CH, Winterthur	Kolben-/Membranverdichter, Trailer-Filling	https://www.burckhardtcompression.com/de/home-2/
Cryostar SAS	FR, Héringue	LH ₂ -Kryo- und -Transferpumpen	https://cryostar-hydrogen-solutions.com/
HAUG Sauer Kompressoren AG	CH, St. Gallen		https://www.haug.ch/de/produkte-service/gas-kompressoren/haugsirius-na-noloc-11-30-kw.html
Haskel International	US, Burbank		https://www.haskel.com/en-de/products/hydrogen-refuelling/hydrogen-compressors
Hiperbaric	Spain, Burgos		https://www.hiperbaric.com/en/h2-compression/
Howden			https://www.howden.com/en-us/applications/compressors-for-hydrogen-fuel-cell
Hydro-Pac	US, Fairview		http://www.hydropac.com/hydrogen-compression.html
Köhler & Hörter	DE, Hagen		http://www.koho-kompressor.de/home
Linde AG	DE, München		
Maximator	DE, Nordhausen		https://www.maximator.de/
PDC Machines	US, Warminster	Membranverdichter	https://www.pdcmachines.com/
RIX Industries	US, Benicia		https://www.rixindustries.com/
Sera GmbH	DE, Immenhausen	Kolben-/Membranverdichter	https://www.sera-web.com/de/wasserstoff-technik/produkte/kompressoren

Tabelle A1: Hersteller von H₂-Verdichtern (Auswahl)

Quelle: (eigene Recherche)

Hersteller	Standort	Bemerkung	Internetseite
Halmosi GmbH	DE, Heilbronn (BW)	Prüfkammern für Druckwasserstofftanks	http://www.halmosi.de/
SL Tech ₂ GmbH	DE, Kirchheim-Teck (BW)	Hochdruckprüfungen	https://www.sl-tech2.de/testing-sl-tech2.html#hochdrucktests
Eferest GmbH	DE, Wilnsdorf (NRW)		https://www.eferest.de/
Faber Industrie S.P.A.	IT, Cividale del Friuli	Arbeitsdruck bis zu 110 MPa	https://www.faber-italy.com
Hexagon Composites	NO, Ålesund		https://hexagonpurus.com/our-solutions
NPROXX	NL/DE, Heerlen (NL), Jülich (NRW)		https://www.nproxx.com/de/transport-speicherung/wasserstofftankstellen/
VAKO	Kreuztal-Kredenbach (NRW)		https://www.vako.net/wasserstoff-speicher/

Quelle: (eigene Recherche)

Tabelle A2: Hersteller von H₂-Hochdruckspeichern (Auswahl)

Hersteller	Standort	Bemerkung	Internetseite
Air Products	USA, Europa und Asien		https://www.airproducts.com/
Chart Industries	USA, Europa und Asien	Kryospeicher, -container und -trailer, Verflüssiger	https://www.chartindustries.com/
Cryotherm GmbH & Co. KG	DE, Kirchen (Sieg)	Kryospeicher	https://www.cryotherm.de/
Cryoworld	NL, Wieringerwerf	Neu im Markt, kleine Behälter für LH ₂	https://www.cryoworld.com/
Gardner Cryogenics	USA, Pennsylvania	Kryospeicher, -container und -Trailer	https://www.gardnercryo.com/hydrogen-products/
Linde Kryotechnik AG	CH, Pfungen; DE, Tacherting	Kryospeicher und Verflüssiger	https://www.linde-kryotechnik.ch/
MAN Energy Solutions, MAN Cryo	Schweden, Göteborg		https://www.man-es.com/
Plug Power Inc.	USA; DE, Duisburg	Kryospeicher und Verflüssiger	https://www.plugpower.com/
Schwingenschlögel	AT, Eugendorf	Kryotrailer	https://schwingenschloegel.at/

Quelle: (eigene Recherche)

Tabelle A3: Hersteller von LH₂-Speichern und -Verflüssigern (Auswahl)

Hersteller	Standort	Bemerkung	Internetseite
Nitto Kohki	JP/DE, Steinenbronn (BW)		http://www.nitto-kohki.eu/de/
Parcom Hydrasun	DE, Bad Schönborn (BW)	Betankungsschläuche und Zapfpistolen	http://www.hydrasun.com/
Elaflex Hiby Tanktechnik	DE, Hamburg	Schläuche und Armaturen, LPG, CNG	https://elaflex.de/produkte-katalog
FTI International Group	CA, Richmond Hill		http://www.fuelingtech.com/products/hydrogen-dispensers/
MAXIMATOR Hydrogen	DE, Nordhausen		https://www.maximator-hydrogen.de/de
OPW	US, Hamilton		https://www.opwglobal.com/emea
Quantum Fuel Systems Techn.	US, Lake Forest		https://www.qtww.com/product/hydrogen/
Stäubli	CH, Horgen		https://www.staubli.com/de/
Walther-Präzision	DE, Haan		https://www.walther-praezision.de/anwendungen/wasserstoffbetankung/index.html
WEH	DE, Illertissen		https://www.weh.de/
Witt-Gasetechnik	DE, Witten	CNG	https://www.wittgas.com/de/

Quelle: (eigene Recherche)

Tabelle A4: Hersteller von H₂-Füllkupplungen (Auswahl)

Hersteller	Standort	Bemerkung	Internetseite
LAUDA Dr. R. Wobser GmbH & Co. KG	DE, Lauda-Königshofen (BW)		https://www.lauda.de/de/temperierloesungen-nach-branchen/wasserstoff
AVL List	AT, Graz	Konditionierung, Durchflusserfassung	https://www.avl.com/-/avl-hytron-und-avl-gastron-cng-konditionierung-und-durchflusserfassung-von-wasserstoff-und-erdgas
HYDAC International GmbH	DE, Sulzbach/Saar		https://www.hydac.com/de-de/e-mobilitaet-hydac-setzt-auf-technologieoffene-loesungen/energieversorgung-e-mobilitaet
KUSTEC	AT, Strassfeld	Wasserstoffkühlung	https://www.kustec.at/wasserstoffkuehlung/produkte.html
RIX Industries	US, Benicia	Kryokühlung	https://www.rixindustries.com/cryogenic-cooling-technologies

Quelle: (eigene Recherche)

Tabelle A5: Hersteller von Anlagen zur H₂-Konditionierung (Vorkühlung/Verdampfung)

Hersteller	Standort	Bemerkung	Internetseite
Bürkert Fluid Control Systems	DE, Ingelfingen (BW)		https://www.buerkert.de/de
Endress+Hauser (Deutschland) GmbH + Co. KG	DE, Weil am Rhein (BW)		https://www.de.endress.com/de
Festo	DE, Esslingen (BW)		https://www.festo.com/de/de/
Goetze KG Armaturen	DE, Ludwigsburg (BW)	Armaturen zur Überdruckabsicherung und Druckregelung	http://www.goetze-armaturen.de/
HPS Solutions	DE, Pforzheim, Sandhausen (BW)	Verschraubungen und Druckregler	https://www.hps-solutions.de/kb003/hps-solutions-flyer-ec79-zertifizierte-produkte-wasserstoffanwendungen
Magnet-Schultz	DE, Memmingen (BW)	Wasserstoffventile	http://www.magnet-schultz.com/
Parcom Hydrasun	DE, Bad Schönborn (BW)	Steuerung und Instrumentierung	http://www.hydrasun.com/
R. STAHL AG	DE, Waldenburg (BW)	Explosionsschutz	https://r-stahl.com/de/global/branchen/ex-schutz-fuer-wasserstoff/
Swagelok	DE, Stuttgart (BW)	Verschraubungen und Ventile	https://www.swagelok.com/downloads/webcatalogs/de/ms-02-485.pdf

Quelle: (eigene Recherche)

Tabelle A6: Hersteller von Verfahrens- und Steuerungstechnik (Auswahl)

Hersteller	Standort	Bemerkung	Internetseite
EP Ehrler Prüftechnik Engineering	DE, Niederstetten (BW)		https://www.ep-e.com/kalibrierloop-fuer-wasserstoff/
AVL List	AT, Graz	Konditionierung, Durchflusserfassung	https://www.avl.com/-/avl-hytron-und-avl-gastron-cng-konditionierung-und-durchflusserfassung-von-wasserstoff-und-erdgas
Flow Instruments GmbH	DE, Monheim am Rhein		https://de.chartindustries.com/Businesses-Brands/Flow
Heinrichs Messtechnik	DE, Köln		https://www.heinrichs.eu/index.php?id=38&tt_products%5Bback-PID%5D=39&tt_products%5Bproduct%5D=143&cHash=28442f0f906662ffa26581940cbb131
Pro-Chem Analytik	DE, Kamp-Lintfort		https://prochem-online.com/
RHEONIK Messtechnik	DE, Odelzhausen		https://www.rheonik.com/industries/renewable-energry/#1441874218832-398800e3-835ef73f-840a6639-ac8b
Schwing Verfahrenstechnik	DE, Neukirchen-Vluyn		https://www.schwing-pmt.de/index.php/produkte/massedurchflussmesser/gase/coriolis

Quelle: (eigene Recherche)

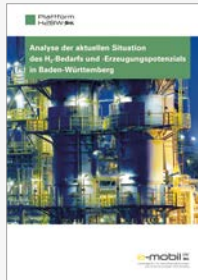
Tabelle A7: Hersteller von Messgeräten (Auswahl)

Publikationen (Auswahl)



H2BWissen: Wasserstoffbereitstellung aus Biomasse in Baden-Württemberg

Die Plattform H2BW, die durch e-mobil BW koordiniert wird, stellt in der H2BWissen-Ausgabe wesentliche Technologiepfade zur Erzeugung von Wasserstoff aus biogenen Rest- und Abfallstoffen kompakt dar. Die entsprechenden Potenziale zur Produktion von Wasserstoff aus Biomasse werden analysiert und bewertet.



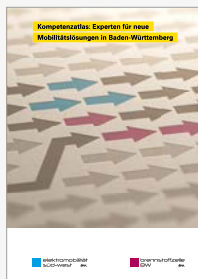
Analyse der aktuellen Situation des H2-Bedarfs und -Erzeugungspotenzials in Baden-Württemberg

Die neue Studie der Plattform H2BW, die durch e-mobil BW koordiniert wird, analysiert, wie hoch der Wasserstoffbedarf und wie groß das Wasserstoff-Erzeugungspotenzial in Baden-Württemberg sind. Im Jahr 2035 werden 16,6 Terrawattstunden, also rund 550.000 Tonnen Wasserstoff, im Land benötigt.



Systemvergleich Wasserstoffverbrennungsmotor und Brennstoffzelle im schweren Nutzfahrzeug

Die Studie der e-mobil BW analysiert Pro und Contra des Wasserstoffverbrennungsmotors (H2-Motor) und der Brennstoffzelle (H2-BZ) im Schwerlastverkehr.



Kompetenzatlas: Experten für neue Mobilitätslösungen in Baden-Württemberg

Der Kompetenzatlas ist ein gemeinsames Nachschlagewerk des Clusters Elektromobilität Süd-West und des Clusters Brennstoffzelle BW. Er bietet wertvolle Einblicke in die geballte Kompetenz beider Cluster-Initiativen und unterstützt bei der Suche nach geeigneten Kooperationspartnern. Auch als englische Version verfügbar:

https://www.e-mobilbw.de/fileadmin/media/e-mobilbw/Englische_Publikationen/Competence_Guide_Experts_for_New_Mobility_Solutions_in_Baden-Wuerttemberg.pdf



Wissen Kompakt: Potenziale der Wasserstoff-Tankstellentechnologie

Infolge des weltweiten Klimawandels ebenso wie aufgrund Versorgungssicherheit ist eine Abkehr von fossilen Energierohstoffen zwingend notwendig. Strom aus Wind und Sonne bietet eine unerschöpfliche Quelle zur Versorgung von Industrie, Energiewirtschaft, Gebäuden und Verkehr. Zum Ausgleich des fluktuierenden Stromangebots von Wind und Sonne werden Speicher wie Pumpspeicherkraftwerke oder zukünftig Batterien bzw. für große Energiemengen oder lange Speicherdauer stoffliche Speicher wie Wasserstoff benötigt.



Wissen Kompakt: Potenziale in der mobilen H2-Speichertechnologie

Mit Wasserstoff betriebene Brennstoffzellenfahrzeuge stellen gerade für den Langstrecken- und Schwerlastverkehr eine Möglichkeit da, um abgasfrei mobil zu sein. Die dafür erforderlichen Wasserstoffspeicher sowie die Ventil und Schnittstellentechnik bieten noch großen Entwicklungsbedarf und damit Chancen für Unternehmen der Zulieferindustrie, sich im wachsenden Markt früh zu etablieren. Die vorliegende Kurzstudie soll den aktuellen Stand der Technik der Wasserstoffspeicherung erläutern und insbesondere wirtschaftliche Potenziale für heimische Unternehmen darlegen.

Impressum

Herausgeber

e-mobil BW GmbH – Landesagentur für neue
Mobilitätslösungen und Automotive Baden-Württemberg

Autoren

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST)
Jan Zerhusen (LBST)
Hubert Landinger (LBST)
Yanni Astono (LBST)

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR)
Institut für Fahrzeugkonzepte
Mathias Böhm (DLR)
Johannes Pagenkopf (DLR)
Florian Heckert (DLR)

Redaktion und Koordination der Studie

e-mobil BW GmbH
Isabell Knüttgen, Tabea Ruckh

Layout/Satz/Illustration

markentrieb
Die Kraft für Marketing und Vertrieb

Fotos

Umschlag © scharfsinn86/AdobeStock

Die Quellennachweise aller weiteren Bilder befinden
sich auf der jeweiligen Seite.

Druck

Karl Elser Druck GmbH
Kißlingweg 35
75417 Mühlacker

Auslieferung und Vertrieb

e-mobil BW GmbH
Leuschnerstraße 45
70176 Stuttgart
Telefon +49 711 892385-0
Fax +49 711 892385-49
info@e-mobilbw.de
www.e-mobilbw.de

Genereller Hinweis

Aus Gründen der besseren Lesbarkeit wird bei
zusammengesetzten personenbezogenen Substantiven
in dieser Studie die männliche Form verwendet.
Entsprechende Begriffe gelten im Sinne der
Gleichbehandlung grundsätzlich für alle Geschlechter.
Die verkürzte Sprachform hat nur redaktionelle Gründe
und beinhaltet keine Wertung.

März 2023

© Copyright liegt bei den Herausgebern

Alle Rechte vorbehalten. Dieses Werk ist einschließlich seiner Teile urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung, die über die engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes hinausgeht, ist ohne schriftliche Zustimmung des Herausgebers unzulässig und strafbar. Dies gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen sowie die Speicherung in elektronischen Systemen. Für die Richtigkeit der Herstellerangaben wird keine Gewähr übernommen.



www.e-mobilbw.de

e-mobil BW GmbH

Landesagentur für neue Mobilitätslösungen und
Automotive Baden-Württemberg

Leuschnerstraße 45 | 70176 Stuttgart

Telefon +49 711 892385-0 | Fax +49 711 892385-49

info@e-mobilbw.de

