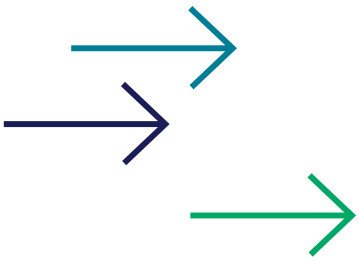
NOW-GMBH.DE



# VERSORGUNG DER $H_2$-TANKSTELLENINFRASTRUKTUR IN DEUTSCHLAND ÜBER EIN $H_2$-PIPELINE-NETZ

Einblicke in regulatorische und techno-ökonomische Aspekte sowie Bewertung von beispielhaften Versorgungsoptionen

von NOW & dena
(Juni 2024)

## Impressum


### Herausgeberin

NOW GmbH
Nationale Organisation
Wasserstoff- und
Brennstoffzelltechnologie

Fasanenstraße 5 | 10623 Berlin
Telefon: 030 311 61 16-100
E-Mail: kontakt@now-gmbh.de
Internet: www.now-gmbh.de

### Im Auftrag des

Bundesministeriums für Digitales
und Verkehr (BMDV)
Invalidenstraße 44
10115 Berlin

### In Zusammenarbeit mit

dena
Deutsche Energie-Agentur



### Autorinnen und Autoren

Carsten Beyer (NOW)
Maria Renkert (NOW)
Shaquille Henriques (NOW)
Hrvoje Brlecic Layer (dena)
Adelya Galeeva (dena)
Katharina Umpfenbach (dena)
Hannes Salomon (dena)

Die Verantwortung für den Inhalt
dieser Veröffentlichung liegt bei
den Autorinnen und Autoren.



### Stand

30.06.2024

### Bitte zitieren als:

NOW GmbH 2024, Versorgung der $H_2$-Tankstelleninfrastruktur in Deutschland über ein $H_2$-Pipeline-Netz



### Rechtlicher Hinweis:

Alle Rechte vorbehalten.
Nachdruck – auch teilweise – nur
mit vorheriger ausdrücklicher
Zustimmung. Trotz größtmöglicher
Sorgfalt wird keine Haftung für den
Inhalt übernommen.

# Inhalt

**ZUSAMMENFASSUNG ..... 1**

**1. AKTUELLE ENTWICKLUNGEN DER HRS- UND $H_2$-NETZINFRASTRUKTUR IN DEUTSCHLAND ..... 6**

1.1 $H_2$-Nachfrageentwicklungen im Straßenverkehr ..... 6
1.1.1 Größe der Flotte an schweren $H_2$-Nutzfahrzeugen ..... 6
1.1.2 $H_2$-Bedarf des straßengebundenen Güterverkehrs ..... 8
1.2 Aufbau HRS-Netz: Status Quo und Entwicklung ..... 9
1.2.1 Planungsstand und Status Quo HRS-Netz im Mai 2024 ..... 9
1.2.2 Regulatorische Vorgaben auf europäischer und nationaler Ebene (AFIR, WTV, ISO; DIN) ..... 9
1.2.3 Markthochlauf: Auslegung und Anzahl von zukünftigen HRS ..... 10
1.3 Status Quo der $H_2$-Netzregulierung und -planung ..... 12
1.3.1 Entwicklung eines $H_2$-Netzregulierungs- und Planungsrahmens auf der nationalen Ebene ..... 13
1.3.2 Entwicklung eines $H_2$-Netzregulierungs- und Planungsrahmens auf der europäischen Ebene ..... 16
1.4 $H_2$-Netzregulierung und -planung bei leitungsgebundener Wasserstoffversorgung per Pipeline für den Schwerlastverkehr ..... 17

**2. TECHNO-ÖKONOMISCHE ANALYSE DER VERSORGUNGSOPTIONEN DER HRS VIA $H_2$-PIPELINES ..20**

2.1 Versorgung von HRS mit Wasserstoff ..... 21
2.1.1 $H_2$-Qualität und Anforderungen für $H_2$-Tankstellen ..... 21
2.1.2 Skizzierung der $H_2$-Transportpfade zur HRS ..... 23
2.1.3 Monetarisierung des heutigen Transportpfades ..... 26
2.2 $H_2$-Hubs als Scharniere zwischen Pipeline und HRS ..... 27
2.2.1 Definition von $H_2$-Hub ..... 27
2.2.2 Kriterien für die Standortwahl ..... 27
2.2.3 Bündelung von Dienstleistungen ..... 30
2.3 $H_2$-Transport per Pipeline – Technologie und Einsatz ..... 31
2.3.1 Status Quo ..... 31
2.3.2 Technologie, Ausrüstung, Sicherheit ..... 31
2.3.3 Qualitätsstandards für Wasserstoff in $H_2$-Netzen ..... 33
2.3.4 Technische Bedingungen, Standards und technische Sicherheit ..... 35

2.3.5 Wirtschaftlichkeit ..... 36
2.3.6 Forschungsstand zur Versorgung von HRS über eine Pipeline ..... 38
2.4 Techno-ökonomische Analyse beispielhafter Versorgungsoptionen ..... 41
2.4.1 Methodisches Vorgehen ..... 41
2.4.2 Ergebnisse der techno-ökonomischen Analyse der untersuchten Versorgungsoptionen ..... 44
2.4.3 Vergleich der Ergebnisse der techno-ökonomischen Analyse der untersuchten Versorgungsoptionen und Schlussfolgerungen ..... 52
**3. HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN ..... 54**
**4. VERWEISE / LITERATURVERZEICHNIS ..... 58**
**5. ABBILDUNGSVERZEICHNIS ..... 61**
**6. TABELLENVERZEICHNIS ..... 63**
**7. ANHANG ..... 64**
7.1 Anhang 1: Überblick über die Wasserstoffbedarfs-Prognosen in der Literatur ..... 64
7.2 Anhang 2: Zu Grunde gelegte Annahmen ..... 66
7.3 Anhang 3: Im Rahmen der Studie durchgeführte Interviews ..... 67

# Abkürzungsverzeichnis

| | |
|---|---|
| ADR | Accord européen relatif au transport international des marchandises dangereuses par route,<br>*Deutsch:* Europäisches Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße |
| AFIF | Alternative Fuels Infrastructure Facility |
| AFIR | Alternative Fuels Infrastructure Regulation |
| BetrSichV | Betriebssicherheitsverordnung |
| BImSchV | Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes |
| BMDV | Bundesministerium für Digitales und Verkehr |
| BMWK | Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz |
| CAPEX | Capital expenditure<br>*Deutsch:* Investitionskosten |
| CEF | Connecting Europe Facility |
| CEP | Clean Energy Partnership |
| CGH2 | Compressed Gaseous Hydrogen,<br>*Deutsch:* Druckwasserstoff |
| DBI | DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH |
| dena | Deutsche Energie-Agentur GmbH |
| deut. | deutsch |
| DIN | Deutsches Institut für Normung |
| DVWG | Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. |
| EHB | European Hydrogen Backbone |
| EHS | Electrochemical hydrogen separation,<br>*Deutsch:* Elektrochemische Separation |
| EN | Europäische Normung |
| EnWG | Energiewirtschaftsgesetz |
| EU-Gas- und Wasserstoff-Richtlinie | Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie Wasserstoff |
| EU-Gas- und Wasserstoff-Verordnung | Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Festlegung gemeinsamer Binnenmarktvorschriften für erneuerbare Gase und Erdgas sowie für Wasserstoff |
| FCEV | Fuel Cell Electric Vehicle,<br>*Deutsch:* Brennstoffzellenfahrzeug |
| FNB | Fernleitungsnetzbetreiber |
| FNB Gas | Fernleitungsnetzbetreiber Gas |
| GDRM | Gasdruckregel- und Messanlagen |
| HKN | Europäischer Herkunftsnachweis für Grünstrom |
| HVN | $H_2$-Verteilnetz |
| HRS | Hydrogen Refueling Station(s),<br>*Deutsch:* Wasserstofftankstelle(n) |
| ICE | (hydrogen) internal combustion engine<br>*Deutsch:* $H_2$-Verbrenner |
| ISO | International Organization for Standardization<br>*Deutsch:* Internationale Organisation für Normung |

| | |
|---|---|
| Kernnetz | Wasserstoff-Kernnetz nach § 28q Abs. 8 S. 1 und 2 EnWG |
| KO.NEP | Koordinierungsstelle für NEP Gas und Wasserstoff nach § 15a EnWG |
| LH2 | Liquid Hydrogen,<br>*Deutsch:* Verflüssigter Wasserstoff |
| lNfz | Leichte Nutzfahrzeuge |
| LOHC | liquid organic hydrogen carriers,<br>*Deutsch:* Flüssige organische Wasserstoffträger |
| MPa | Megapascal (1 MPa entspricht 10 bar) |
| MS | Mitgliedstaat(en) der EU |
| NEP | Netzentwicklungsplan |
| NIP | Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie |
| NOW | Nationale Organisation für Wasserstoff- und Brennstoff-zellentechnologie GmbH |
| OPEX | Operational expenditure,<br>*Deutsch:* Betriebskosten |
| SES | Systementwicklungsstrategie nach § 12a EnWG |
| sNfz | schwere Nutzfahrzeuge |
| TEN-V | Transeuropäische Verkehrsnetze |
| t H2 / a | Tonnen Wasserstoff pro Jahr |
| THG | Treibhausgase |
| TRL | Technology Readiness Level,<br>*Deutsch:* Technologie-Reifegrad |
| TWh | Terrawattstunde |
| VNB | Verteilnetzbetreiber |
| WTV | Wasserstofftankstellenverordnung |

# Zusammenfassung

Ist eine Versorgung von Wasserstofftankstellen über eine H2-Pipeline aus technischer und ökonomischer Sicht zukünftig sinnvoll? Um diese Frage zu beantworten, hat die Kurzstudie „Versorgung der $H_2$-Tankstelleninfrastruktur in Deutschland über ein $H_2$-Pipeline-Netz“ vier Versorgungsoptionen untersucht. Die Studie wurde gemeinsam von der dena und der NOW durchgeführt. Die vier analysierten Versorgungsoptionen wurden auf Grundlage folgender Methodik untersucht: 1) einer Metaanalyse der einschlägigen Literatur, 2) Interviews und 3) einer qualitativen und quantitativen Bewertung der regulatorischen und technischen Anforderungen sowie der erwarteten Kosten.

Die techno-ökonomische Analyse der Versorgungsoptionen kommt zu dem Ergebnis, dass ein $H_2$-Hub, der als zentrale Versorgungsstelle für eine Reihe von weiteren HRS fungiert und an das $H_2$-Kernnetz angeschlossen wird die attraktivste Option darstellt. Dabei sollte in den $H_2$-Hub eine HRS integriert sein. Weitere im Umfeld gelegene HRS werden dann per Trailer-Weitertransport mit Wasserstoff versorgt und müssen so nicht selbst an das $H_2$-Pipelinenetz angeschlossen werden. $H_2$-Hubs könnten zudem Prozessschritte wie die Aufreinigung und Verdichtung von Wasserstoff zentralisieren, die ansonsten an jeder einzelnen HRS anfallen würden und damit helfen, die Anbindung der HRS an das $H_2$-Netz kosteneffizienter zu gestalten. Skaleneffekte ergeben sich speziell bei der Aufreinigung des aus der Pipeline ausgespeisten Wasserstoffs, aber auch bei den notwendigen Investitionskosten für die Stichleitung zum $H_2$-Kernnetz oder zu $H_2$-Speichern.

Herausforderungen bestehen v.a. noch im Bereich der Aufreinigung des Wasserstoffs (sowohl technologie- als auch kostenseitig). Eine Erprobung des Modells „$H_2$-Hub“ ist wünschenswert, da dies bisher in der hier untersuchten Form noch nicht am Markt existiert.

Die Kurzstudie zeigt dabei auch die dafür relevanten aktuellen Entwicklungen sowohl der HRS-Infrastruktur als auch der $H_2$-Netzinfrastruktur auf.

### $H_2$-Bedarf im Straßengüterverkehr in Deutschland

Die Unsicherheit bzgl. des zukünftigen $H_2$-Bedarfs im Straßengüterverkehr ist groß. Die Mehrheit der untersuchten Studien/Szenarien (aus den Jahren 2021 – 2023, vgl. Anhang 7.1) für den $H_2$-Verbrauch der Lkw (Brennstoffzellen-Lkw – FCEV - und $H_2$-Verbrenner – ICE) in Deutschland im Jahr 2030 kommt zu einem Ergebnis in der Spanne zwischen 270.000 – 510.000 t $H_2$/a. Andere Studien gehen dagegen von deutlich geringerem Wachstum bzw. von einer fast vollständigen Elektrifizierung aus (Agora Energiewende, BMWK-Langfristszenarien, vgl. Anhang 7.1).

Ausgehend von der in den Cleanroom-Gesprächen 2022 prognostizierten Flottengröße (ca. 38.000 FCEV in N3) schätzt das NOW-Monitoring für das Jahr 2030 den $H_2$-Bedarf der HRS auf eine Spanne von 385.000 bis 510.000 Tonnen pro Jahr. Davon entfallen ca. 300.000 Tonnen Wasserstoff auf die FCEV N3 Fahrzeugflotte (in Deutschland zugelassene Fahrzeuge), der Rest im Wesentlichen auf gebietsfremde Fahrzeuge (d.h. Transitverkehr sowie Import und Export) und -wenig -leichte Nutzfahrzeuge (lNfz), Pkw (Cleanroom 2022). Diese Zahl steigt im Verlauf der Jahre 2045 bis 2050 auf 1,3 - 2 Mio. Tonnen pro Jahr an.

Um diesen $H_2$-Bedarf zu decken, müssen (je nach Größe und Kapazität) 2030 zwischen 500 und 600 HRS in Betrieb sein. Im Jahr 2045 wären es dann zwischen 1.500 und 2.500 HRS.

### Status Quo der $H_2$-Netzregulierung und -planung

Der Entwurf des Antrags der Fernleitungsnetzbetreiber für das $H_2$-Netz sieht ein deutsches $H_2$-Kernnetz mit einer Gesamtlänge von 9.700 km vor. Davon entfallen ca. 60% auf umgestellte Erdgasleitungen, ca. 40% sind neu zu verlegende Leitungen, die sukzessive im Zeitraum von 2025 bis 2037 in Betrieb genommen werden sollen. Der formelle Antrag im Juni 2024 folgen. Im Anschluss wird dieser von der Bundesnetzagentur (BNetzA) konsultiert und soll im September 2024 bestätigt werden.

Die Finanzierung des $H_2$-Kernnetzes soll perspektivisch vollständig durch Netzentgelte gedeckt werden. In dem am 15. November 2023 vorgelegten Antragsentwurf zum $H_2$-Kernnetz belaufen sich die Gesamtinvestitionen auf 19,8 Mrd. EUR bis Ende 2032. Das Konzept des Amortisationskontos soll helfen, anfänglich die Netzentgelte zu deckeln und die Investitionskosten über die Zeit zu strecken (bis 2055); vgl. Abschnitt 1.3.1.

Die zweite Ausbaustufe der $H_2$-Infrastruktur, die auf dem $H_2$-Kernnetz aufbaut, soll im Rahmen der regulären Netzentwicklungsplanung erfolgen, die nun erstmals für Erdgas und Wasserstoff integriert stattfindet. Hier sollen weitere Branchen und Sektoren berücksichtigt werden, die beim $H_2$-Kernnetz noch nicht berücksichtigt werden konnten. Alle zwei Jahre sollen die Betreiber von Fernleitungsnetzen und die regulierten Betreiber von $H_2$-Transportnetzen einen Szenario-Rahmen und darauf aufbauend einen Netzentwicklungsplan (NEP) für das Fernleitungs- und $H_2$-Transportnetz erstellen. In diesem Rahmen kann eine koordinierte Abfrage bzw. Einspeisung der $H_2$-Bedarfe für den Verkehr erfolgen.

Das BMDV ist gemäß dem Dritten Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes bei der Erstellung der Systementwicklungsstrategie (SES) eingebunden. 2027 legt die Bundesregierung dem Deutschen Bundestag zum ersten Mal eine SES vor. Der oben genannte Szenariorahmen hat die SES angemessen zu berücksichtigen. Innerhalb der SES wird die erwartete Entwicklung der $H_2$-Bedarfe für den Verkehr szenariobasiert betrachtet.

### Anforderungen der FCEV an den $H_2$-Bezug aus der Pipeline

Die Betankung von FCEV an HRS stellt Anforderungen an den Wasserstoff, die wesentlich höher sind als z.B. die Anforderungen der Stahl- oder Glasindustrie, die in ihrer Produktion Erdgas mit Wasserstoff substituieren (möchten). Zwei zentrale Punkte sind daher die Aufreinigung und die Verdichtung des aus der Pipeline bezogenen Wasserstoffs für die Brennstoffzellen-Mobilität (vgl. Abschnitt 2.1.1.).

Der Wasserstoff an der HRS muss hochrein sein und die Anforderungen der DIN EN 17124 erfüllen. Die Frage, ob und wie und wenn ja zu welchen Kosten der Wasserstoff, der aus der Pipeline zur HRS kommt, aufgereinigt werden kann, muss ganz an den Anfang des Planungsprozesses für die Pipelineanbindung von HRS gestellt werden.

Neben der $H_2$-Qualität ist die Verdichtung des Wasserstoffs von zentraler Bedeutung. Sie ist mit hohen Energiekosten verbunden, die abhängig vom Druckverhältnis sind. Daher ist es für die HRS wichtig, welcher Ausgangsdruck von der Pipeline zur Verfügung gestellt werden kann.

### Alternative $H_2$-Transportmöglichkeiten

Wasserstoff wird heute üblicherweise per Trailer an die Tankstelle geliefert. Die für 2030 prognostizierten Transportkosten für verdichteten gasförmigen Wasserstoff im regionalen Kontext (bis zu 150 km) liegen unter 1 €/kg. Für den überregionalen Verkehr (200 km – 900 km) liegt die Spanne bei 1 € - 3,50 €/kg. Dieser Trailer-Transport bildet in der vorliegenden Studie die Alternative zu den untersuchten Anbindungsoptionen an das Kernnetz. Die heute bei HRS tatsächlich anfallenden Transportkosten liegen noch deutlich höher, z.T. sogar im zweistelligen Bereich (€ / kg $H_2$); vgl. Abschnitt 2.1.2. & 2.1.3.

### $H_2$-Hubs

Verwendet wird hier eine mit der Clean Energy Partnership (CEP) erarbeitete Definition, nach der ein $H_2$-Hub eine technische Anlage ist, die als zentrales Lager zur Speicherung, Aufbereitung und lokalen oder regionalen Verteilung von $H_2$ agiert. Versorgt wird der Hub per Pipelineanschluss, per Schiff, Zug oder mit vor Ort per Elektrolyse erzeugtem Wasserstoff (On-site-Elektrolyse). Der gasförmige Wasserstoff kann nach Bedarf aufgereinigt, komprimiert oder verflüssigt werden. Der weiterverarbeitete Wasserstoff wird dann per Trailer in unterschiedlichen Druckniveaus zu den HRS transportiert.

Der Hub liegt im Idealfall in der Nähe einer $H_2$-Pipeline und lässt sich über eine Stichleitung an sie anbinden. Die Voraussetzungen für eine Skalierbarkeit sollten erfüllt sein. Eine Mindestanzahl von zu beliefernden HRS sollte in der Nähe liegen[1] und ggf. sollten auch weitere Kunden im Umkreis existieren, die ähnliche Anforderungen an die $H_2$-Qualität haben. Ferner sollte genug Fläche verfügbar sein, um ein schrittweises Wachstum zu ermöglichen, und der $H_2$-Hub sollte über qualifiziertes Personal verfügen.

### Spezifika des $H_2$-Transports im Netz

Der Auslegungsdruck des geplanten $H_2$-Kernnetzes soll im Bereich zwischen 40 und 120 bar liegen. In lokalen Verteilnetzen wird der Auslegungsdruck niedriger sein (von unter 16 bar bis zu 30 bar).

Die verfügbare $H_2$-Qualität im $H_2$-Netz sowie der Reinheitsgrad variieren in der gesamten $H_2$-Wertschöpfungskette, je nach den verschiedenen Arten:

- der $H_2$-Erzeugung bzw. -Einspeisung (das DVGW-Arbeitsblatt G 260 definiert für die Einspeisung zwei Qualitäten: Gruppe A erfordert $H_2$-Reinheit ≥98 mol-% und die Qualität Gruppe D erfordert eine Reinheit von 99,97 mol-%),
- des $H_2$-Transports (umfunktionierte Erdgasleitung oder Neubau? Verteilungs- oder Transportnetz?) und
- der $H_2$-Speicherung (Kavernenspeicherung oder Druckspeicher?).

Die Molchbarkeit einer Rohrleitung erleichtert dabei ihre Umwandlung von einer Erdgasleitung zu einer $H_2$-Leitung. Einträge aus den Pipelines sollten sich durch adsorptive Reinigung des Gases

[1] In der Modellierung unserer Optionen haben wir einen Radius von 50 km um den $H_2$-Hub angenommen

entfernen lassen. Eine Reinigung der Rohre zum Zeitpunkt der Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff ist zwar möglich, aber es fehlt an praktischen Erfahrungen.

### Forschungsstand

Bislang gibt es kaum praktische Erfahrungen zum Transport von Wasserstoff per Pipeline zu HRS. Für diese Kurzstudie wurde daher eine Meta-Analyse der dazu veröffentlichten Literatur durchgeführt, die zumeist wirtschaftliche (Kosten-)Faktoren als Hauptkriterien berücksichtigt. Oft kommen die Studien dabei zu dem Ergebnis, dass sich eine Versorgung über die Pipeline ab einer Mindestabnahmemenge von 10 Tonnen pro Tag lohnt – wobei diese Ergebnisse stark von der Transportentfernung und (den bisher nicht festgelegten) Netzentgelten abhängen. Unabhängig von den Kosten werden Vorteile des Pipelinetransports u.a. bei der Versorgungssicherheit, dem geringeren Platzbedarf, der Entlastung von vollen Straßen und der Einsparung von $CO_2$ durch Wegfall des Transports mittels Dieselfahrzeug gesehen.

Für die vorliegende Studie wurden uns bis zum Stichtag 30. Juni 2024 vorliegende Informationen und Studien berücksichtigt.

### Untersuchte Optionen

Für die Prüfung der Versorgungsmöglichkeiten der HRS mittels eines $H_2$-Pipelinenetzes wurden im Rahmen dieser Kurzstudie vier Anschlussoptionen definiert und analysiert:

I. Anbindung einer HRS an das $H_2$-Kernnetz mittels Stichleitung

II. Ein $H_2$-Hub, der als zentrale Versorgungsstelle für viele $H_2$-Abnehmer fungiert, wird an das $H_2$-Kernnetz angeschlossen

III. Anbindung einer HRS an das $H_2$-Verteilnetz mittels Stichleitung

IV. Ein $H_2$-Hub, der als zentrale Versorgungsstelle für viele $H_2$-Abnehmer fungiert, wird an das $H_2$-Verteilnetz angeschlossen

Für alle betrachteten Versorgungsoptionen wurden nach heutigem Wissensstand mehrere gemeinsame Annahmen für das nächste Jahrzehnt getroffen: Die $H_2$-Quelle ist auf ein $H_2$-Netz beschränkt und es wird keine lokale $H_2$-Produktion angenommen. Dabei wird kurz- bis mittelfristig eine $H_2$-Qualität der Gruppe A als realistischer Standard angenommen. Weiterhin befinden sich sowohl eine HRS als auch ein $H_2$-Hub in der Nähe des $H_2$-Kernnetzes oder des $H_2$-Verteilnetzes, so dass die Länge einer Stichleitung auf max. 10 km festgelegt wird. Der Wasserstoff wird über eine Gasdruckregel- und Messanlage (GDRM) in die Anschlussleitung eingespeist, um die Messung der $H_2$-Mengen und die Einhaltung der Druck- und Durchflussbedingungen zu ermöglichen. Die anfallenden Netzentgelte wurden dabei abgeschätzt. In einer HRS oder im $H_2$-Hub ist eine zusätzliche Anlage für die Aufreinigung von Wasserstoff auf $H_2$-Qualität der Gruppe D vorgesehen. Auch die Ausrüstung für die erforderliche Verdichtung und Pufferspeicherung von Wasserstoff wird vorausgesetzt. Weiterhin wurde die Größe l (1.000 t/Jahr bzw. 3 t/Tag) der Tankstelle und der $H_2$-Hub mit einem Bedarf von 5.000 t/Jahr (ca. 14 t/Tag) angenommen. Für den Weitertransport von einem $H_2$-Hub zu regionalen HRS wurde eine Entfernung von 50 km angenommen. Zusätzlich wurde für einen $H_2$-Hub, der an das $H_2$-Kernnetz angeschlossen ist, eine Option mit einer Entfernung von 200 km zu den zu beliefernden HRS in Betracht gezogen.

Die Analyse der technischen Aspekte wurde im Hinblick auf einen verfügbaren Zugang zum $H_2$-Netz, die technische Machbarkeit der erforderlichen technischen Prozesse und das Potenzial für Skalierbarkeit und Synergien durchgeführt. Das Hauptziel der ökonomischen Analyse besteht darin, die wichtigsten Kostentreiber für die untersuchten Versorgungsoptionen zu ermitteln und zu bewerten.

### Handlungsempfehlungen

Um die Voraussetzungen für eine mögliche Anbindung von $H_2$-Hubs und HRS an das $H_2$-Netz zu schaffen, werden auf Basis der Studienergebnisse die folgenden neun Handlungsempfehlungen abgeleitet:

1. Verzahnung der Planungen für die $H_2$-Netze und das $H_2$-Tankstellennetz
2. Einrichtung einer Plattform für koordinierte Abfrage der H2-Bedarfe für den Verkehr
3. Quantifizierung der benötigten Anzahl an $H_2$-Hubs und Identifizierung geeigneter $H_2$-Hub-Standorte
4. Ermittlung von möglichen $H_2$-Hub-Betreibermodellen
5. Pilotierung eines H2-Hubs an einem dafür identifizierten Standort
6. Untersuchung von möglichen Szenarien für die Aufreinigung des $H_2$
7. Technologische Weiterentwicklung und Skalierung von HRS-spezifischen Analyse- und Aufreinigungsverfahren
8. Zeitnahe Festlegung der Netzentgelte und Netzanschlussgebühren für $H_2$-Netze
9. Untersuchung des ganzheitlichen Nutzens der Pipeline-Anbindung von $H_2$-Hubs

# 1. Aktuelle Entwicklungen der HRS- und $H_2$-Netzinfrastruktur in Deutschland

## 1.1 $H_2$-Nachfrageentwicklungen im Straßenverkehr

Die Nachfrage nach Wasserstoff im Straßenverkehr wird sich nach heutigem Wissenstand mittel- und langfristig (2030 – 2045/2050) v.a. auf den Güterverkehr konzentrieren. Dabei machen schwere Nutzfahrzeuge (Fahrzeugklasse N3, d.h. mit einer zulässigen Gesamtmasse von mehr als 12 t[2]) den Großteil des Gesamtverbrauchs aus. Leichtere Nutzfahrzeuge (N1: bis 3,5 t und N2: über 3,5 t und bis 12 t) werden in Zukunft vermehrt von technologischen Fortschritten im batterieelektrischen-Fahrzeug-Bereich profitieren.

Aktuell hat sich noch kein technologischer Standard zur Betankung von Brennstoffzellen-Elektrofahrzeugen (FCEV) als allein maßgeblich durchsetzen können. Hier gibt es als Möglichkeiten hauptsächlich die Betankung mit gasförmigem Wasserstoff (350 bar oder 700 bar) sowie eine Betankung mit verflüssigtem oder mit kryokomprimiertem Wasserstoff. Neben dem Brennstoffzellenantrieb wird derzeit auch der Einsatz von $H_2$-Verbrennungsmotoren in schweren Nutzfahrzeugen verstärkt untersucht. Einige Hersteller haben angekündigt, auch diesbezüglich entsprechende Modellreihen zu planen.

### 1.1.1 Größe der Flotte an schweren $H_2$-Nutzfahrzeugen

Aktuell ist der Dieselantrieb die am weitesten verbreitete und entwickelte Antriebsart bei schweren Nutzfahrzeugen (sNfz). Bei schweren Lkw und Sattelzügen werden ca. 99% des gesamten Güterverkehrs per Dieselantrieb realisiert.

Eine Vielzahl von Studien, die im Rahmen des NOW-Monitorings für die vorliegende Untersuchung betrachtet wurden, beschäftigen sich mit dem zukünftigen $H_2$-Bedarf des Mobilitätssektors in Deutschland – und kommen dabei zu ganz unterschiedlichen Ergebnissen. Diese große Bandbreite spiegelt die Unsicherheiten wider, mit der die Technologieentwicklung und Förderpraxis und damit auch die Angebots- und Nachfrageentwicklung aktuell behaftet sind.

Entsprechend zeigen auch die Prognosen für die Anzahl der zugelassenen FCEV[3] im Segment N3 für das Jahr 2030 eine große Spannbreite. Rose ging 2020 in seinem „optimistischen“ Hochlaufszenario von 48.700 FCEV im Jahr 2030 aus [Rose, et al. 2020][4], die Auswertung der im Jahr 2022 geführten Cleanroom-Gespräche der NOW mit Nutzfahrzeugherstellern führte zu einer prognostizierten

[2] vgl. Verordnung (EU) 2018/858 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 2018 über die Genehmigung und die Marktüberwachung von Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern sowie von Systemen, Bauteilen und selbstständigen technischen Einheiten für diese Fahrzeuge, zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 715/2007 und (EG) Nr. 595/2009 und zur Aufhebung der Richtlinie 2007/46/EG (Text von Bedeutung für den EWR.), vgl. Art. 4 (1) (b) (iii)

[3] Die Literatur bezieht sich vorwiegend auf FCEV. Möglicherweise wird ein Teil der FCEV durch $H_2$-Verbrenner substituiert, was die Größe der Flotte von schweren $H_2$-Nutzfahrzeugen nicht ändert.

[4] Das Szenario ist laut Rose „... weniger eine Prognose, sondern ein ‚Wenn-Dann-Szenario‘ (Zielszenario)“ [ibid.]

Bestandsflotte von 38.000 FCEV[5]. Auf dieser Grundlage wurde die Flottenentwicklung von FCEV-Fahrzeugen modellhaft bis in das Jahr 2045 fortgeschrieben und eine mögliche Anzahl von rund 100.000 bis 140.000 Fahrzeugen ermittelt (20%-25% von dann 500.000-550.000 Fahrzeugen[6]).

Der Nationale Wasserstoffrat (NWR) hat kürzlich in seinem Update 2024 zum „Wasserstoffbedarf in Deutschland im Jahr 2030" [NWR 2024] die für 2030 prognostizierte FCEV-Flottengröße auf 50.000 Lkw und 5.000 Busse erhöht. Grund: Die Verschärfung der $CO_2$–Flottengrenzwerte für schwere Nutzfahrzeuge in der EU-Verordnung 2019/1242 zur Festlegung von $CO_2$-Emissionsnormen für SNFZ, welche Anfang 2024 auf EU-Ebene beschlossen wurde (im Mai 2024 final beschlossen) [PM Europäischer Rat 2024].

Andere Studien gehen von deutlich geringeren Flottengrößen aus[7]. Das Fraunhofer ISI hat gemeinsam mit Partnern im Auftrag des BMWK Langfristszenarien erstellt, bei denen es sich nicht um Prognosen, sondern um Annahmen handelt, um „Wenn-dann-Fragen" zum Gesamtsystem zu beantworten. So ergibt sich im Langfristszenario T45-Strom [Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, 2021], das auch als Grundlage für die Systementwicklungsstrategie dient, weil es als das volkswirtschaftlich günstigste Szenario bewertet wurde, eine weitgehende Elektrifizierung des landgebundenen Verkehrs. Die Anzahl der FCEV-Fahrzeuge liegt dabei sowohl im Jahr 2030 als auch im Jahr 2045 nahe null. Im Szenario T45-$H_2$ ergibt sich eine Flottengröße von 260.000 FCEV im Jahr 2045. Dieses Szenario ist jedoch aus volkswirtschaftlicher Sicht deutlich teurer als das T45-Stromszenario.

Die im Auftrag des BMDV im Jahr 2022 fertig gestellte Verkehrsprognose 2040 prognostiziert, dass „Wasserstoff zum Betrieb von Lkw 2040 knapp und teuer sein wird", das BMDV diese alternative Antriebstechnologie aber „dennoch berücksichtigen" sollte [Verkehrsprognose 2040]. Das BMDV plant, die Prämissen zu den Antriebstechnologien und die Verkehrsprognose 2040 im Herbst 2024 zu aktualisieren.

Der Sachverständigenrat (mit seinen „fünf Wirtschaftsweisen") plädiert mehrheitlich in seinem Frühjahrsgutachten 2024 „vor dem Hintergrund knapper öffentlicher Mittel und Planungskapazitäten […] dafür, die staatliche Unterstützung zunächst auf den Aufbau der flächendeckenden Ladeinfrastruktur für BE-Lkw zu fokussieren" [Sachverständigenrat 2024]. Eine der Wirtschaftsweisen (Veronika Grimm) widerspricht ihren Kollegen und fordert auch die Vorbereitung des Markthochlaufs anderer Technologieoptionen mit gleicher Priorität voranzutreiben [ibid].

[5] Basierend auf [NOW 2022]: Marktentwicklung klimafreundlicher Technologien im Schweren Straßen-Güterverkehr – Auswertung der Cleanroom-Gespräche 2022. Die Bestandsflotte errechnet sich aus der Summe der Neuzulassungen der Jahre 2025 – 2030.

[6] 20% - 25% entspricht dem in den Clean Room Gesprächen für das Jahr 2030 prognostizierten Anteil der FCEV an allen N3 Neuzulassungen. Der Flottenbestand von 500.000 – 550.000 wurden von der NOW modellhaft auf Grundlage der prognostizierten Neuzulassungen errechnet. Der Ist-Bestand der N3 Fahrzeugflotte im Jahr 2023 beträgt laut dem Kraftfahrt-Bundesamt (KBA) rund 470.000 Fahrzeuge

[7] [Rose, et al. 2020] geht hier von ca. 220.000 FCEV-Fahrzeuge in 2045aus, im Langfristszenario T45-$H_2$ wird von 260.000 FCEV-Fahrzeugen ausgegangen, [Prognos & Wuppertal-Institut 2021] geht von 71.000 FCEV-Fahrzeuge im Jahr 2045 aus.

Agora Energiewende geht ebenfalls von einer geringeren Gesamtzahl an FCEV-Fahrzeugen aus [Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut 2021]. Für 2045 rechnet der Think Tank mit 71.000 Brennstoffzellen-Nutzfahrzeugen.

### 1.1.2 $H_2$-Bedarf des straßengebundenen Güterverkehrs

Das NOW-Monitoring schätzt für das Jahr 2030 den $H_2$-Bedarf der HRS[8], die im Wesentlichen sNfz versorgen werden, auf eine Spanne von 385.000 bis 510.000 Tonnen pro Jahr[9]. Diese Zahl steigt im Verlauf der Jahre 2045 bis 2050 auf 1,3 - 2 Mio. Tonnen pro Jahr an. Grundlage für diese Schätzung sind einerseits die Annahmen des Nationalen Wasserstoffrates [NWR 2023] und anderseits die im vorigen Abschnitt dargestellte Entwicklung der FCEV-Flotte bei den sNfz (gemäß den Ergebnissen der 2022 geführten Cleanroom-Gespräche). Sollte sich diese Zunahme einstellen, ist eine umfangreiche $H_2$-Infrastruktur notwendig, um den zukünftigen Bedarf der HRS effizient zu decken.

Wie oben dargestellt, zeigt die Bandbreite der Studien, dass diese Entwicklung starken Unsicherheiten unterliegt, da es bei einem Fortbestehen des $H_2$-Förderstopps des BMDV und einer Fokussierung des Marktes auf batterieelektrische Antriebe auch dazu kommen könnte, dass im Verkehrsbereich kein oder nur ein sehr geringer Bedarf für $H_2$ besteht. Ein Überblick über die Prognosen der einzelnen Studien ist in Anhang 7.1 beigefügt. Bei der Entwicklung der Betankungsinfrastruktur sollten daher Lösungen entwickelt werden, die bei verschiedenen Zukunftsentwicklungen robust und tragfähig sind.

[8] HRS: Hydrogen refueling station(s), deutsch: Wasserstofftankstelle(n)

[9] Davon entfallen ca. 300.000 Tonnen $H_2$ auf die FCEV N3 Fahrzeugflotte (in DE zugelassene Fahrzeuge), der Rest auf lNfz und PKW (wenig) sowie gebietsfremde Fahrzeuge (genauer den Nettofahrleistungsimport, da die Fahrleistung ausländischer N3 in DE größer ist als die Fahrleistung inländischer N3 im Ausland; konkrete Schätzung mit hoher Unsicherheit behaftet).

## 1.2 Aufbau HRS-Netz: Status Quo und Entwicklung

### 1.2.1 Planungsstand und Status Quo HRS-Netz im Mai 2024

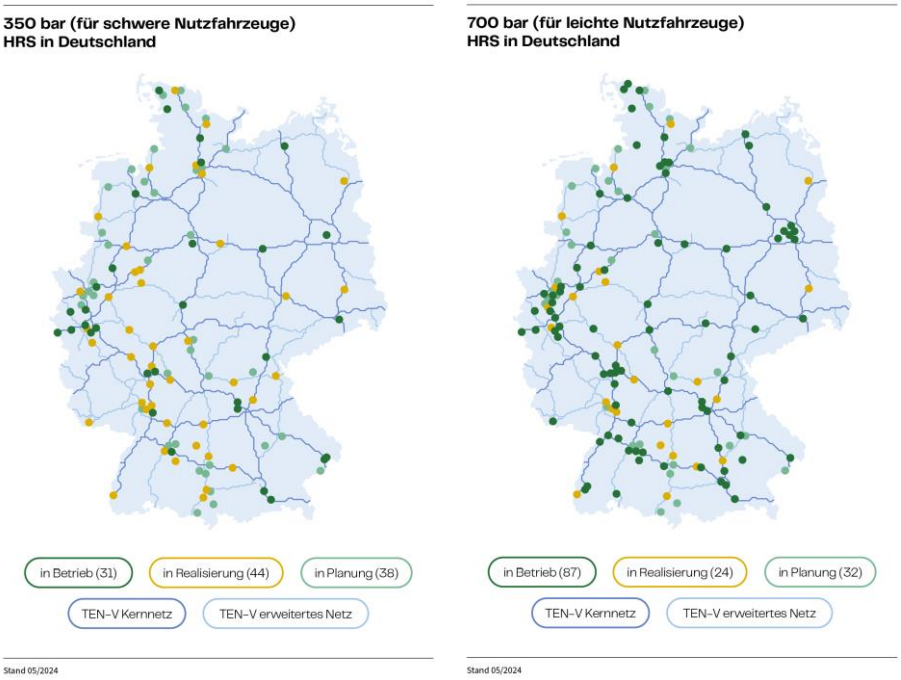



Abbildung 1 Größe und Aufbau des HRS-Netzes im Mai 2024 – getrennt nach 350-bar- und 700-bar-Befülloptionen

### 1.2.2 Regulatorische Vorgaben auf europäischer und nationaler Ebene (AFIR, WTV, ISO; DIN)

Auf europäischer Ebene liegen Verordnungen und Direktiven vor, die dem Aufbau der $H_2$-Betankungsinfrastruktur dienen. Eine dieser Verordnungen ist die Verordnung (EU) 2023/1804 vom 13. September 2023 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe, auch „Alternative Fuels Infrastructure Regulation“ (AFIR) genannt, die Vorgaben für den Aufbau einer HRS-Infrastruktur beinhaltet. Der Aufbau eines HRS-Netzes unter Berücksichtigung der AFIR-Vorgaben ist bis Ende 2030 von den Mitgliedstaaten (MS) zu erfüllen. Folgende Vorgaben sind in der AFIR genannt: maximale Entfernungen zu anderen HRS ≤200 km auf dem TEN-V-Straßenkernnetz, max. Abstand von TEN-V Ausfahrt von 10 km, Vorgaben zu Befülloptionen (700 bar ist Standard, weitere Befülloptionen sollten mit eingeplant werden), sowie Vorgaben zur Mindestkapazität an Wasserstoff der Tankstellen (min. 1 t/d). Ferner müssen AFIR-konforme HRS für Personenkraftwagen (Pkw) und leichte Nutzfahrzeuge (lNfz) sowie sNfz der Klasse N3 ausgelegt sein.

Um neben dem Aufbau eines HRS-Netzes technische Mindestanforderungen für den sicheren und interoperablen Aufbau und Betrieb von HRS für Kraftfahrzeuge zu gewährleisten, wird zurzeit eine neue Wasserstofftankstellenverordnung des BMDV bzw. der Bundesregierung vorbereitet. Eine Verabschiedung dieser Verordnung wird 2024/2025 angestrebt. Nach dieser Verordnung werden Gasfüllanlagen bzw. Füllanlagen, wie in der Betriebssicherheitsverordnung § 18 Absatz 1 Nummer 3

BetrSichV als "Wasserstofftankstellen" betrachtet. Diese Tankstellen dienen der Abgabe von Wasserstoff in die Kraftstoffbehälter wasserstoffbetriebener Kraftfahrzeuge. Dabei erfolgt die Abgabe entweder aus Lager- und Pufferbehältern gemäß § 18 Absatz 1 Nummer 37 der BetrSichV oder direkt aus $H_2$-Erzeugungsanlagen gemäß der 4. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (4. BImSchV).

Neben diesem regulativen Rahmen existieren auf nationaler sowie europäischer und internationaler Ebene weitere Normungsgremien. So beispielsweise die DIN (Deutsches Institut für Normung), EN (Europäische Norm) oder die ISO (Internationale Organisation für Normung), die einheitliche technische Lösungen definieren und so für Kompatibilität zwischen Akteuren sorgen. Beispiele hierfür sind die Normen DIN EN 17124 (zur Wasserstoffqualität an HRS), DIN EN 17127 (Interoperabilitätsanforderungen an HRS) und DIN EN ISO 17268 (für Betankungsanschlüsse an HRS).

Eine Übersicht zu relevanten technischen Normen sowie zu Normungsbedarfen wird derzeit im Zuge der „DIN-Normungsroadmap $H_2$-Technologien“ erarbeitet[10].

### 1.2.3 Markthochlauf: Auslegung und Anzahl von zukünftigen HRS

Es ist üblich, die HRS gemäß ihrer Kapazität in unterschiedliche Größenkategorien zu unterteilen. Dabei wird die Bandbreite der einzelnen Kategorien unterschiedlich gefasst. Heute verfügen die HRS noch über geringe Kapazitäten. Im Kontext dieser Untersuchung verwenden wir die Kategorisierung der „Tankstelle der Zukunft“ [Tankstelle der Zukunft, Stand 05.2024], die sich an den heute üblichen Größen der Dieseltankstellen orientiert.

Tabelle 1 Kategorisierung der HRS-Größen in dieser Untersuchung

| | Tank-stellen-größe | Zapf punkte | Entnahmemenge t $H_2$/Tag (HRS-Kapazität) | max. Entnahmemenge t $H_2$/Jahr (HRS-Kapazität) | Bandbreite Entnahme in kg $H_2$/ Stunde |
|---|---|---|---|---|---|
| **Standard z.Zt.** | s | 2 | 0 - 0,8 | 300 | 0 - 200 |
| **relevanteste Größen-kategorien** | m | 3 | 0,8 - 1,4 | 500 | 0 - 400 |
| | l | 6 | 1,4 - 3,0 | 1.000 | 0 - 800 |
| | xl | 10 | 3,0 - 6,0 | 2.000 | 0 - 1600 |
| **Extremfall** | xxl | 15 | 6,0 - 12,0 | 4.000 | 0 - 3000 |

Die in der Tabelle aufgeführte Bandbreite an entnehmbarem Wasserstoff (in kg $H_2$ / Stunde) liegt daran, dass es i.d.R. Stunden gibt (in der Nacht oder am Wochenende), zu denen HRS gar keinen Wasserstoff abgeben.

#### Zielgrößen für HRS-Anzahl für 2035 / 2040 / 2045

Heute gibt es in Deutschland ca. 14.000 Dieseltankstellen. Während die Zahl der Tankstellen sich in etwa gleichmäßig auf die Größenkategorien s, m, l und xl (Anteil jeweils im Bereich von ca. 20% -

[10] https://www.din.de/de/forschung-und-innovation/themen/wasserstoff/normungsroadmap-wasserstoff

30%) verteilt, unterscheidet sich die jährlich abgegebene Treibstoffmenge je Kategorie aufgrund der unterschiedlichen Tankstellenkapazitäten erheblich [LBST und DLR 2023, S. 38].

Die Berechnung der notwendigen HRS ($N_{HRS}$ (Jahr x)) für die Jahre 2035, 2040 und 2045 erfolgte auf Grundlage des in Abschnitt 1.1.2 $H_2$-Bedarf des straßengebundenen Güterverkehrs hergeleiteten $H_2$-Bedarfs ($H_{2Total}$ (Jahr x)). Es handelt sich dabei also um eine „Wenn-dann-Modellierung", die den gleichen Grad an Unsicherheit aufweist wie beim zugrunde liegenden $H_2$-Bedarf.

Zur Berechnung der Anzahl der HRS wurden die gerundeten Größen 1.000.000 t/a (2035), 1.500.000 t/a (2040) und 2.000.000 t/a (2045) verwendet. Für die vier Größenkategorien s- xl wurde der gleiche Marktanteil (18%/21%/32%/29%) wie bei Dieseltankstellen unterstellt ($A_i$ ist der Anteil der i-ten Größenkategorie an der Gesamtanzahl). Die berücksichtigte Entnahmemenge je Größenkategorie ($C_i$=0,8*$C_{max,i}$ in t/Jahr) entspricht 80% der maximalen Entnahmemengen ($C_{max,i}$; siehe Tabelle 1). Die auf das nächstgelegen Vielfache von 50 gerundete Zahl der notwendigen HRS ($N_{HRS,i}$) für die i-te Kategorie im jeweiligen Prognosejahr ergibt sich dann als,

$$N_{HRS,i}(Jahr) = \frac{A_i H_{2Total}(Jahr)}{\sum_{i=1}^{4} A_i C_i}.$$

Für 2030 wurde von diesem Ansatz abgewichen. Da es zunächst noch am $H_2$-Bedarf fehlt, wurde angenommen, dass zunächst eher kleinere HRS (die AFIR fordert selbst am TEN-V-Netz nur mindestens 1t / Tag) eröffnet werden, um zunächst einmal ein Grundnetz zu schaffen (Überwindung des Henne-Ei-Problems). In Summe sind die HRS im Jahr 2030 aber auch darauf ausgelegt, den in Abschnitt *1.1.2* für das Jahr 2030 skizzierten Gesamtbedarf an Wasserstoff zu decken.

Ab 2035 und damit mit wachsender Größe der FCEV Gesamtflotte orientiert sich der Hochlauf des HRS-Netzes am $H_2$ Gesamtbedarf der FCEV N3 Fahrzeugflotte (inkl. gebietsfremder Fahrzeuge). Damit ergeben sich – analog zum heutigen Diesel Tankstellennetz[11] – folgende gerundete Zahlen für die Anzahl der HRS in Deutschland.[12]

Tabelle 2 Anzahl der zukünftig benötigten HRS (Szenario)

| | Anzahl HRS im Jahr 2030 | Anzahl HRS im Jahr 2035 | Anzahl HRS im Jahr 2040 | Anzahl HRS im Jahr 2045 |
|---|---|---|---|---|
| **s** | 150 | 200 | 300 | 400 |
| **m** | 300 | 250 | 350 | 500 |
| **l** | 100 | 400 | 550 | 750 |
| **xl** | 10 | 350 | 500 | 700 |
| **Gesamt** | **560** | **1.200** | **1.700** | **2.350** |

Nicht berücksichtigt sind hier sehr kleine und extrem große HRS (xs und xxl), da diese Größenklassen heute bei Dieseltankstellen kaum eine Rolle spielen und sie auch in einem zukünftigen HRS-Netz für

[11] vgl. dazu auch die Website „Tankstelle der Zukunft" https://www.tankstelle-der-zukunft.de/tankstellenanforderungen/

[12] Eigene Berechnungen der NOW

sNfz eher die Ausnahme bleiben dürften. Ferner tauchen hier Betriebshoftankstellen und mobile HRS nicht auf, da sie für den Anschluss an die Pipeline zu vernachlässigen sind.

#### Fördermaßnahmen zur Marktaktivierung

Das BMDV verfolgt abhängig von der Verfügbarkeit von Haushaltsmitteln ambitionierte Ziele für den Aufbau einer $H_2$-Tankstelleninfrastruktur, die über die Vorgaben der AFIR hinausgehen. Mit dem Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) fördert es den Aufbau von öffentlichen Wasserstofftankstellen. Das BMDV hatte sich dabei zum Ziel gesetzt, bis 2030 mindestens weitere 100 HRS für sNfz zu fördern [BMDV 2023]. Im Zuge der notwendigen Haushaltseinsparungen der Bundesregierung und insbesondere im Nachgang des Urteils des Bundesverfassungsgerichts zum Klima- und Transformationsfond (KTF) vom 15.11.2023 prüft das BMDV abhängig von der künftigen Verfügbarkeit von Haushaltsmitteln, in welcher Form eine weitere Unterstützung des Aufbaus von öffentlich zugänglichen Wasserstofftankstellen für Nutzfahrzeuge (hinsichtlich Investitions- und ggf. Betriebskosten) bundesseitig erfolgen kann.

Auf Länderebene haben u.a. Bayern, Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen eigene Förderprogramme für Wasserstofftankstellen aufgelegt. Auf europäischer Ebene können Antragstellende über das EU-Finanzierungsinstruments „Connecting Europe Facility“ (CEF) in den Jahren 2024 & 2025 zu drei Stichtagen (der letzte ist der 17. Dezember 2025) im Rahmen des Programms „Infrastruktur für alternative Kraftstoffe“ (AFIF) Förderanträge für die Errichtung von HRS einreichen.

In Summe ist für den Zeitraum bis 2030 in Deutschland bereits heute (zusätzlich zu den bereits in Betrieb befindlichen HRS für sNfz) die Förderung für den Bau von mindestens 70 HRS, die für sNfz ausgelegt sind, bewilligt worden.

## 1.3 Status Quo der $H_2$-Netzregulierung und -planung

Ein deutsches $H_2$-Netz gibt es aktuell noch nicht, derzeit ist die $H_2$-Pipelineinfrastruktur auf wenige lokale Netze für industrielle Anwendungen beschränkt.

Mit der Veröffentlichung der „Nationalen Wasserstoffstrategie“ [13] wurde im Juni 2020 der erste Regulierungsrahmen für die $H_2$-Infrastruktur präsentiert, zu dem neben der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) die Wasserstoffnetzentgeltverordnung zählte. [14] Ziel war die schrittweise Einführung einer Regulierung, wobei diese für bestehende oder zukünftigen Wasserstoffnetzbetreiber zunächst freiwillig war. Die Regulierung mit vielen Freiheitsgraden sollte den Markthochlauf unterstützen und den Übergang bis zum Beschluss der europäischen Regelungen und deren Umsetzung auf der nationalen Ebene ermöglichen. Neben der Aufnahme der Definitionen von „Wasserstoff“ und „Wasserstoffnetzen“ wurden ein verhandelter Netzzugang sowie Grundsätze zur Netzkostenermittlung festgelegt. Zu diesem Zeitpunkt fehlte jedoch noch eine gemeinsame nationale Planung für den Ausbau des Wasserstoffnetzes. In diese Lücke sprangen die Gasnetzbetreiber, die eigenständig an der Ausarbeitung einer Vision für ein nationales

[13] Den Text der Strategie und weitere Informationen sind auf der Website des BMWK zu finden: https://www.bmwk.de/Navigation/DE/Wasserstoff/wasserstoffstrategie.html

[14] Wasserstoffnetzentgeltverordnung vom 23. November 2021 (BGBl. I S. 4955)

Wasserstoffnetz arbeiteten. Die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB Gas) hat schon im Jahr 2020 mögliche Netzplanungsmaßnahmen mit verschiedenen Ausbaustufen entwickelt und vorangetrieben – u.a. ein $H_2$-Startnetz 2030 und ein visionäres Netz 2050. Auf europäischer Ebene übernahm dies European Hydrogen Backbone (EHB), eine Initiative von Fernleitungsnetzbetreibern, die im Jahr 2020 erstmals ein Konzept für ein europäisches reines $H_2$-Netz vorlegte, welches seitdem regelmäßig aktualisiert und erweitert wird.

Im Jahr 2023 hat die Bundesregierung ihr Vorhaben für den Aufbau einer leistungsfähigen $H_2$-Infrastruktur konkretisiert und in Abstimmung mit FNB Gas den Rahmen für den Aufbau einer $H_2$-Infrastruktur aufgesetzt. Mit zwei Novellierungen des EnWG wurde der rechtliche Rahmen für den zweistufigen Aufbau des $H_2$-Netzes geschaffen. Die erste Novelle, die am 29. Dezember 2023 in Kraft getreten ist, schafft die Grundlage für die erste Stufe: das Wasserstoff-Kernnetz ($H_2$-Kernnetz). Dieses soll große Verbrauchs- und Erzeugungsregionen für Wasserstoff in Deutschland verbinden und so zentrale $H_2$-Standorte wie Industriezentren, Speicher, Kraftwerke und Importkorridore anbinden. Mit einer weiteren Novellierung des EnWG, die der Bundestag am 12. April 2024 verabschiedet hat, wurde als zweite Stufe die integrierte Netzentwicklungsplanung für Gas und Wasserstoff sowie das Finanzierungsmodell für den Aufbau des $H_2$-Kernnetzes und der regulierte Netzzugang zu den $H_2$-Netzen verbindlich festgelegt.

### 1.3.1 Entwicklung eines $H_2$-Netzregulierungs- und Planungsrahmens auf der nationalen Ebene

#### $H_2$-Kernnetz als erste Ausbaustufe

Bereits im Juli 2023 hatte FNB Gas den Planungsstand zum $H_2$-Kernnetz mit den ersten Netzrechnungen veröffentlicht und Betreibern von Leitungsinfrastrukturen die Gelegenheit zur Stellungnahme eingeräumt. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) gab zudem den Bundesländern, Verbänden und weiteren Stakeholdern die Möglichkeit, Stellung zu beziehen. Nach der anschließenden Überprüfung der Übereinstimmung der beantragten Projekte zur Wasserstoffeinspeisung und -entnahme mit den gesetzlichen und regulatorischen Anforderungen[15] legte FNB Gas am 15. November 2023 den Entwurf des gemeinsamen Antrags für das $H_2$-Kernnetz der Bundesnetzagentur (BNetzA) vor (FNB Gas 2023).

[15] festgelegt in der EnWG-Novelle von 15.11.2012 (das Dritte Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes)

Das der Planung zugrundeliegende Szenario mit den zu erfüllenden Voraussetzungen und Projekttypen wurde in der EnWG-Novelle definiert. Gemäß § 28 Abs 4. sind im $H_2$-Kernnetz folgende Projekte zu berücksichtigen:

Abbildung 2 Infrastrukturkarte gemäß dem Entwurf für das $H_2$-Kernnetz (Stand 15.11.2023) (FNB Gas 2023)

- Projekte mit europäischer Anerkennung als "Important Project of Common European Interest" (IPCEI) oder "Project of Common Interest" (PCI),
- Projekte der „Reallabore der Energiewende", die zur Dekarbonisierung der schwer zu elektrifizierenden Industriezweige (Eisen und Stahl, Chemie, Raffinieren, Glasindustrie sowie Keramik) beitragen,
- Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) mit einer Leistung von mehr als 100 MW.

Ausgehend von diesen Vorgaben sieht der Antragsentwurf ein $H_2$-Netz mit einer Gesamtlänge von 9.700 km vor. Davon entfallen 60% auf umgestellte Erdgasleitungen, 40% sind neu zu verlegende Leitungen, die sukzessive im Zeitraum von 2025 bis 2032 in Betrieb genommen werden sollen. Die Einspeise- bzw. Ausspeisekapazitäten des geplanten $H_2$-Kernnetzes betragen rund 100 GW bzw. 87 GW.

Der formelle Antrag für das $H_2$-Netz soll im Juli 2024 folgen. Abweichend vom ersten Entwurf sieht die beschlossene EnWG-Novelle nun vor, dass das $H_2$-Kernnetz Leitungen enthalten kann, die bis 2037 – statt wie ursprünglich geplant 2032 – in Betrieb genommen werden. Der Antrag wird anschließend von der BNetzA konsultiert und soll innerhalb von zwei Monaten bestätigt werden.

### Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff

Die zweite Ausbaustufe der $H_2$-Infrastruktur, die auf dem $H_2$-Kernnetz aufbaut, soll im Rahmen der regulären Netzentwicklungsplanung erfolgen, die nun erstmals für Erdgas und Wasserstoff integriert erfolgt. Hier sollen weitere Branchen und Sektoren einbezogen werden, die beim $H_2$-Kernnetz noch nicht berücksichtigt werden konnten. Damit ist nicht ausgeschlossen, dass Potenziale, die nicht im $H_2$-Kernnetz berücksichtigt sind, auch schon vor dem Zieljahr des nächsten Netzentwicklungsplans (NEP 2025-2035) gehoben werden können, z.B. mögliche Anbindungen an die Verteilnetzebene, über die die $H_2$-Bedarfe u.a. für den Verkehrssektor gedeckt werden können.

Alle zwei Jahre sollen die Betreiber von Fernleitungsnetzen und die regulierten Betreiber von $H_2$-Transportnetzen einen Szenariorahmen[16] und darauf aufbauend einen NEP für das Fernleitungs- und $H_2$-Transportnetz erstellen. Zu diesem Zweck wurde eine Koordinierungsstelle für den NEP Gas und Wasserstoff (KO.NEP) nach § 15a EnWG eingerichtet. Die KO.NEP fungiert als zentraler Ansprechpartner für Behörden und Marktteilnehmer. Der Szenariorahmen hat die Festlegungen der

[16] Ein Szenariorahmen enthält verschiedene Szenarien und Modellierungsannahmen, die im Rahmen eines Konsultationsprozesses zur Stellungnahme veröffentlicht werden und die Grundlage für die Erstellung eines NEP bilden.

Systementwicklungsstrategie (SES) der Bundesregierung angemessen zu berücksichtigen. Mit der SES soll als sektorübergreifende robuste Strategie für die Transformation des Energiesystems ein konsistenter Rahmen für energieträgerspezifische Strategien und vor allem für die Infrastrukturplanung geschaffen werden. Die SES wird vom BMWK in einem partizipativen Prozess erstellt, in den Vertreterinnen und Vertreter der Energiewirtschaft, Industrie, Zivilgesellschaft und Politik eingebunden sind. Im November 2023 erschien der Zwischenbericht[17]. Die dena unterstützt den Prozess als Geschäftsstelle. Die wissenschaftliche Grundlage für die SES bilden die Langfristszenarien des BMWK. [18] Nachdem 2022 die Szenarien T45-Szenarien erstmals die Klimaneutralität bis 2045 modellierten, ist für Juli 2024 die Veröffentlichung weiterer Szenarien geplant, die aktuellere Basisdaten verwenden und die Ergebnisse des Diskussionsprozess im SES-Plenums berücksichtigen. Das BMDV ist gemäß des Dritten Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes bei der Erstellung der SES eingebunden. 2027 legt die Bundesregierung dem Deutschen Bundestag zum ersten Mal eine Systementwicklungsstrategie vor.

Die erstmalige Vorlage des Entwurfs des Szenariorahmens für den integrierten NEP Gas und Wasserstoff ist zum 30. Juni 2024 vorgesehen. Um Informationen zur zukünftigen Erzeugung Einspeisung, Speicherung und Verwendung von Wasserstoff sowie zum Stromverbrauch von Großverbrauchern (einschließlich Großbatteriespeichern) einzelner Marktteilnehmer sowie von Gasverteilernetzbetreibern zu erfassen, führen die Fernleitungs- zusammen mit den Stromübertragungsnetzbetreibern eine gemeinsame Abfrage von Infrastrukturbedarfen durch. Die Informationen sollen in die Szenariorahmenentwürfe für die NEP Strom sowie Gas und Wasserstoff einfließen.

Durch den vorgegebenen Prozess einer turnusmäßigen szenario- und bedarfsbasierten $H_2$-Netzentwicklungsplanung soll ein flächendeckendes vermaschtes Wasserstoffnetz ausgebaut werden.

### Finanzierungsmodell für das $H_2$-Kernnetz

Die Finanzierungsregeln für das $H_2$-Kernnetz sind im Dritten Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes geregelt, das am 12. April 2024 im Bundestag verabschiedet wurde.

Die Finanzierung des $H_2$-Kernnetzes soll privatwirtschaftlich erfolgen und möglichst vollständig durch die Netzentgelte gedeckt werden. Die Herausforderung dabei ist, dass die hohen Anfangsinvestitionen gepaart mit wenigen Erstnutzern zu Beginn des Markthochlaufs zu prohibitiv hohen Netzentgelten führen können. Daher sieht das EnWG nun vor, dass das Netzentgelt auf einem bundeseinheitlichen, kompetitiven Niveau gedeckelt wird. Der gewählte Ansatz besteht darin, die Amortisierung der $H_2$-Kernnetzinfrastruktur über die Zeit zu strecken. Dafür wird die Differenz zwischen den verzinsten Investitions- und Betriebskosten einerseits und den Einnahmen aus den gedeckelten Netzentgelten anderseits auf einem „Amortisationskonto“ bis zum Jahr 2055 fortgeschrieben. Die späteren höheren Einnahmen durch viele Netznutzer sollen die Differenz ausgleichen. Gleichzeitig wird das Amortisationskonto durch den Staat abgesichert. Mit dem

[17] BMWK 2023: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20231122-zwischenbericht-der-systementwicklungsstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=11
[18] https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/index.php

Zieljahr 2055 soll eine ausreichende Amortisationsdauer für eine vollständige Finanzierung aus Netzentgelten, auch bei Verzögerungen des $H_2$-Hochlaufs, gewährleistet werden.

Die Höhe der Netzentgelte soll ab dem 1. Januar 2025 bundesweit einheitlich auf der Grundlage der aggregierten Netzkosten aller Betreiber des $H_2$-Kernnetzes bestimmt und von der BNetzA festgelegt werden.[19] Zum 1. Januar 2028 und anschließend alle drei Jahre führt die BNetzA eine Überprüfung der Netzentgelthöhe durch.

Zum Finanzierungskonzept für die zweite Ausbaustufe hat die Bundesregierung bisher keine Vorschläge vorgelegt. Die Frage ist jedoch ausschlaggebend für das Anschlussbegehren der vielen zukünftigen $H_2$-Abnehmer, die heute an die Gasverteilnetzebene angeschossen sind. Insbesondere mit Blick auf die Wirtschaftlichkeit der potenziellen Tankstellenbetreiber ist die Höhe der Netzentgelte für das $H_2$-Kernnetz und die Verteilnetzebene entscheidend.

### 1.3.2 Entwicklung eines $H_2$-Netzregulierungs- und Planungsrahmens auf der europäischen Ebene

Mit dem EU-Paket zur Dekarbonisierung der Wasserstoff- und Gasmärkte liegt erstmalig ein umfassender europäischer Ordnungsrahmen für die künftige Regulierung der $H_2$-Netze vor (im Weiteren als EU-Gas- und Wasserstoffpaket bezeichnet). Damit ist der Weg für die europäische $H_2$-Netzplanung, die Netzentwicklung, das entflechtungsrechtliche Verhältnis insbesondere zu den Gasnetzen sowie zum Thema Netzzugang und Netztransformation bereitet. Das Paket besteht aus zwei Rechtsakten, nämlich der Richtlinie und der Verordnung über gemeinsame Vorschriften für den Binnenmarkt für erneuerbare Gase sowie Erdgas und Wasserstoff (im Weiteren als EU-Gas- und Wasserstoffrichtlinie bzw. EU-Gas- und Wasserstoffverordnung bezeichnet). Die förmliche Annahme des EU-Gas- und Wasserstoff-Pakets erfolgte durch Beschlüsse des EU-Parlaments vom 11. April 2024 und des Europäischen Rates vom 21. Mai 2024. Die EU-Gas- und Wasserstoffverordnung ist sechs Monate nach Veröffentlichung direkt gültig, während die EU-Gas- und Wasserstoffrichtlinie innerhalb von zwei Jahren in nationales Recht umgesetzt werden muss.

Die EU-Gas- und Wasserstoffrichtlinie führt die Unterscheidung zwischen Transport- und Verteilnetzebenen auch für die $H_2$-Netze ein. Um einen diskriminierungsfreien Zugang zur Infrastruktur zu gewährleisten, verpflichten die EU-Regeln die Betreiber von Energienetzen dazu, vertikal zu entflechten, d.h. die verschiedenen Stufen der Energieversorgungskette Erzeugung, Transport, Verteilung und Vertrieb auch bei integrierten Unternehmen zu trennen (CEER 2024). Zusätzlich begrenzen die horizontalen Entflechtungsvorschriften die Quersubventionierung zwischen verschiedenen Netzen (Strom, Gas, Wasserstoff), die von ein und demselben Betreiber betrieben werden. Die EU-Gas- und Wasserstoffrichtlinie legt fest, dass die Regelungen für die vertikale Entflechtung, die aktuell für die FNB gelten, auch bei den $H_2$-Transportnetzbetreibern Anwendung finden sollen. Im Gegensatz dazu sollen die horizontalen Entflechtungsregeln, die eine

[19] Weitere Einzelheiten sind bei der BNetzA erhältlich, die eine Konsultation zu den Entgelten für das $H_2$-Kernnetz eingeleitet hat – siehe https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2024/20240408_GBK_WANDA.html

gesellschaftsrechtliche Entflechtung vorsehen, nicht für die Gasverteilnetzbetreiber gelten. Diese können daher ein eigenes Vertriebssystem für $H_2$ aufbauen.

Darüber hinaus wird in der EU-Gas und Wasserstoffverordnung den EU-Mitgliedstaaten die Möglichkeit gewährt, über einen intertemporalen Allokationsmechanismus die Anfangsinvestitionen für die $H_2$-Infrastruktur auf die späteren Nutzer zu verteilen. Auch die Gründung eines separaten europäischen Netzwerks für $H_2$-Netzbetreiber (*European Network of Network Operators for Hydrogen*, ENNOH) ist vorgesehen. Verteilnetze für $H_2$ werden in der sogenannten Verteilnetzbetreiber-Stelle „DSO Entity" vertreten sein.

## 1.4 $H_2$-Netzregulierung und -planung bei leitungsgebundener Wasserstoffversorgung per Pipeline für den Schwerlastverkehr

Die rechtlichen Rahmenbedingungen für den Zugang zu künftigen nationalen $H_2$-Netzen sehen einen offenen Zugang für $H_2$-Abnehmer vor, ähnlich wie bei den bestehenden Transport- und Verteilernetzen für Erdgas. In diesem Sinne kann ein Abnehmer, z. B. eine HRS für den Schwerlastverkehr, von einem Netzbetreiber Zugang zum $H_2$-Netz verlangen. Diese Logik gilt prinzipiell sowohl für das $H_2$-Kernnetz als auch für die verbindenden $H_2$-Transport- und -Verteilnetze.

Weiterhin ist die Berücksichtigung der potenziellen $H_2$-Bedarfe für den Schwerlastverkehr und die mögliche leitungsgebundene Versorgung der HRS in der fortlaufenden NEP für Gas und Wasserstoff vorgesehen. Gemäß dem dritten Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes [Deutscher Bundestag 2024] soll das BMDV u.a. bei der Erstellung der Systementwicklungsstrategie eingebunden sein, um sicher zu stellen, dass die im Geschäftsbereich erwarteten Nachfragemengen für $H_2$ berücksichtigt werden.

Im Hinblick auf die notwendigen Rahmenbedingungen für den Aufbau, den Betrieb und den Zugang zu $H_2$-Netzen sowie für den Anschluss potenzieller $H_2$-Verbraucher aus dem Schwerlastverkehr sind jedoch folgende regulatorische Fragen, die für die Wirtschaftlichkeit der Wasserstoffversorgung entscheidend sind, noch offen:

- Die konkrete Anwendung der Regelungen zum **Netzzugang,** die einen transparenten, diskriminierungsfreien und effizienten Netzzugang zu angemessenen Bedingungen gewährleisten sollen, müssen finalisiert werden. Gemäß der beschlossenen EU-Gas- und Wasserstoffrichtlinie kann der verhandelte Netzzugang bis spätestens 2033 gelten und soll dann durch den regulierten Netzzugang abgelöst werden.
- **Die Netzentgeltsystematik** gilt es zu klären. Im heutigen Erdgasmarkt wird zwischen Leistungs- und Arbeitspreisen unterschieden. Für nahezu alle Endkunden ist eine Kombination aus Grundpreis, Arbeitspreis und Leistungspreis üblich. Die FNB Gas haben im Antragsentwurf für das $H_2$-Kernnetz Kapazitätsbuchungen vorgeschlagen. Hier werden die Netzbetreiber für die Bereitstellung von Kapazitäten entlohnt, unabhängig von der tatsächlichen Abnahmemenge. Die aktuelle $H_2$-Netzentgeltverordnung legt Grundsätze und Einzelheiten zur Netzkostenermittlung und der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung fest, macht aber keine Vorgaben zur Netzentgeltsystematik.

- Die Bedingungen für den **Ausbau und den Betrieb der Anschluss- und Anschlussleitungen**, einschließlich Kostenerstattung, Baukostenzuschüsse, Grundstücksnutzung, Entgelte für die Messdienstleistung, spezifische technische Bedingungen (Druck, $H_2$-Qualität, etc.) müssen von den $H_2$-Netzbetreibern offengelegt und veröffentlicht werden.
- **Das Finanzierungskonzept für die zweite Ausbauphase** der deutschen $H_2$-Infrastruktur fehlt bisher, ist aber entscheidend für die Wirtschaftlichkeit der leitungsgebundenen Versorgung, sowohl aus $H_2$- Abnehmerperspektive wegen der Netzentgelthöhe als auch aus $H_2$-Netzbetreiberperspektive wegen der Absicherung und Refinanzierung der Investitionen.
- Zwar sieht die EU-Gas- und Wasserstoffrichtlinie Ausnahmen bei den horizontalen Entflechtungsregeln vor, es fehlen aber die konkreten Vorgaben zur **gesellschaftlichen Ausgestaltung, insb. für Verteilnetzbetreiber**, die nicht nur als Netzbetreiber, sondern als Energieversorger agieren. Ob die Gründung einer separaten Tochtergesellschaft ausreicht oder es striktere Vorgaben geben wird, kann beeinflussen, ob die Verteilnetzbetreiber sich dem Betrieb von $H_2$-Netzen zuwenden oder nicht.

Abschließend ist absehbar, dass in Kürze die regulatorischen Bedingungen für die Versorgung über das $H_2$-Kernnetz festgelegt werden. Für andere $H_2$-Transportnetze und $H_2$-Verteilnetze gibt es noch erhebliche Regulierungslücken, die im Laufe der zweite Ausbauphase der deutschen $H_2$-Infrastruktur und durch die Umsetzung des EU-Gas- und Wasserstoff-Pakets geschlossen werden sollen. Daher ist es derzeit nicht möglich, robuste Schlussfolgerungen zu den regulatorischen Bedingungen zu ziehen. Die Abbildung 3 gibt einen Überblick über die vorgelegten und beschlossenen Regelungen und verdeutlicht den Ablauf der integrierten Netzplanung für die $H_2$-Infrastruktur.

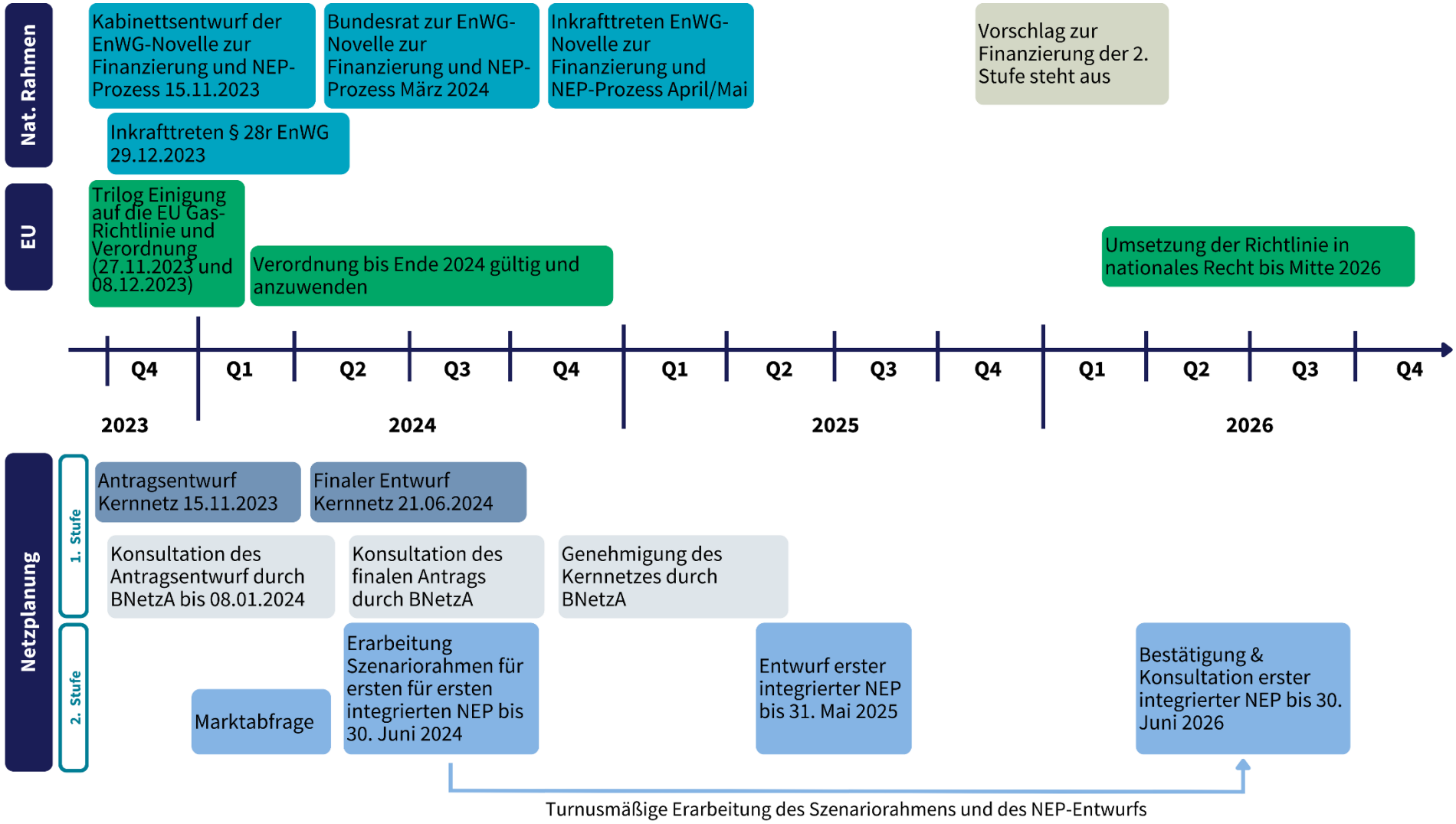



Abbildung 3 Ablauf der integrierten Netzplanung für die $H_2$-Infrastruktur

# 2. Techno-ökonomische Analyse der Versorgungsoptionen der HRS via $H_2$-Pipelines

Um einerseits für zukünftige Planungsprozesse des $H_2$-Pipelinenetzes eine Grundlage zu schaffen und andererseits die Versorgungsmöglichkeiten von HRS über die Pipeline zu eruieren, werden im Rahmen dieser Untersuchung die folgenden Konzepte zur Anbindung von HRS an das $H_2$-Pipelinenetz identifiziert, untersucht und bewertet:

1. Anbindung einer **HRS** an das $H_2$-**Kernnetz** mittels einer Stichleitung,
2. Ein $H_2$-**Hub**, der als zentrale Versorgungsstelle für viele $H_2$-Abnehmer fungiert, wird an das $H_2$-**Kernnetz** angeschlossen und die HRS werden ausgehend vom $H_2$-Hub versorgt,
3. Anbindung einer **HRS** an das $H_2$-**Verteilnetz**[1] mittels einer Stichleitung,
4. Ein $H_2$-**Hub**, der als zentrale Versorgungsstelle für viele $H_2$-Abnehmer fungiert, wird an das $H_2$-**Verteilnetz** angeschlossen und die HRS werden ausgehend vom $H_2$-Hub versorgt.

Um eine Bewertung der beispielhaften Optionen zu ermöglichen, wird in Kapitel 2.1 die gängige Praxis der $H_2$-Versorgung einer HRS beschrieben und technische Aspekte erläutert. Ferner werden $H_2$-Transportpfade zur HRS skizziert und die Kosten des $H_2$-Transports auf der Straße behandelt. In Kapitel 2.2 wird ein neuartiges Konzept eines netzgebundenen $H_2$-Hubs zur Versorgung von HRS vorgestellt. In Kapitel 2.3 wird $H_2$-Transport über Pipelines thematisiert: Es werden die wichtigsten Aspekte der Technologie und des Einsatzes von $H_2$-Pipelines zusammengefasst, zu denen auch die Anforderungen an die Ausrüstung und die $H_2$-Qualität gehören. Auch die Wirtschaftlichkeit des $H_2$-Transportes über Pipelines wird angesprochen. Abschließend werden die Ergebnisse einer Meta-Analyse zum Forschungsstand zur Versorgung von HRS über eine Pipeline vorgestellt.

Die durchgeführte techno-ökonomische Analyse von beispielhaften Versorgungsoptionen wird in Kapitel 2.4. vorgenommen. Dazu gehört die Darstellung des methodischen Ansatzes, der Ergebnisse der Analyse und der Schlussfolgerungen.

Der Preis des Wasserstoffs an der HRS wird (abgesehen von politischen Vorgaben und der Marge des HRS-Betreibers) maßgeblich durch drei Kostenblöcke beeinflusst:

- der Wasserstoffgestehungspreis (das ist der größte Kostenblock),
- der Transport des Wasserstoffs zur HRS und
- die HRS-Betriebskosten.

Im Rahmen dieser Untersuchung wird nur der zweite Block, also die $H_2$-Transportkosten, betrachtet.

## 2.1 Versorgung von HRS mit Wasserstoff

### 2.1.1 $H_2$-Qualität und Anforderungen für $H_2$-Tankstellen

Die Betankung von FCEV an HRS kann auf unterschiedlichen Druckniveaus erfolgen. Hierbei sind die zwei gängigsten Varianten die Betankung bei 350 bar (= 35 MPa) und 700 bar (= 70 MPa). Der höhere Druck ermöglicht es, bei gleichem Tankvolumen mehr Energie zu tanken, was eine größere Reichweite des Fahrzeugs ermöglicht. Die HRS-seitig erprobteste Variante im Schwerlastverkehr ist die Betankung bei 350 bar und auf diese Befülloption beziehen wir auch die vorliegende Untersuchung (siehe dazu auch Abschnitt 1.2.2).

Zwischen den beiden Druckniveaus gibt es weitere Unterschiede, beispielsweise bezüglich der technischen Anforderungen an die Komponenten, was sich auch in den spezifischen Kosten zeigt. Für die höheren Druckniveaus bei der 700 bar-Technologie werden robustere und damit auch teurere Komponenten für die Speicherung und Übertragung des Gases benötigt. Beispielsweise müssen Transporttrailer, die bei der 700 bar Betankung verwendet werden, höheren Sicherheits- und Materialanforderungen gerecht werden, was zu höheren Anschaffungs- und Investitionskosten führt [Solomon, et al. 2024], auch bei den Trailern.

Außerdem ist die Herstellung höherer Drücke mit einem höheren energetischen Aufwand verbunden. Um das Gas auf 700 bar zu komprimieren, wird mehr Energie benötigt als bei 350 bar, was auch die Energiekosten erhöht. Hinzu kommen höhere Kühlleistungen, um das Gas auf dem benötigtem Druckniveau zu halten. Außerdem ist bei einer stärkeren Komprimierung auch mit höheren Energieverlusten zu rechnen, was die Gesamteffizienz verringert. Insgesamt liegen damit auch die Betriebskosten für 700 bar höher als bei 350 bar.

#### $H_2$-Qualität

Die $H_2$-Qualität wird auf internationaler Ebene in der ISO 14687 definiert. Hierbei wird der $H_2$ für PEM-Brennstoffzellen für Straßenfahrzeuge als „Grade D“ kategorisiert. Der in der HRS an der Zapfsäule abgegebene Wasserstoff muss hierbei eine Mindestreinheit von 99,97 mol-% aufweisen, weitere Gase dürfen einen Maximalwert von 300 µmol/mol betragen.

Das deutsche Äquivalent zu den Anforderungen für die Qualität des Wasserstoffs für PEM-Brennstoffzellen in Straßenfahrzeugen ist die DIN EN 17124. Hier wird der minimale molare Anteil des Wasserstoffs ebenfalls auf 99,97% festgelegt und auch der Grenzwert für weitere Gase ist identisch. Zudem werden 15 weitere erlaubte Verunreinigungen definiert sowie deren erlaubte Maximalwerte. Die DIN EN 17124 ist in der AFIR verankert und verpflichtet damit Tankstellenbetreiber, $H_2$ in oben genannter Reinheit anzubieten.

Aufgrund der $H_2$-Qualität im Netz (siehe Abschnitt 2.3.) ist eine Reinigung des $H_2$ nach dem Pipeline-Transport notwendig. Dies kann entweder bei der Direktentnahme durch die HRS oder vor dem Weitertransport per Trailer vom $H_2$-Hub erfolgen.

Für $H_2$-Verbrenner gilt gemäß ISO 14687 der Reinheitsgrad „Grade F“ mit weit weniger restriktiven Anforderungen an die $H_2$-Qualität. Diese werden für die hier vorliegende Betrachtung jedoch nicht berücksichtigt, da sich aus heutiger Sicht der an der HRS abgegebene Wasserstoff auf Grund der zu

erwartenden FCEV-Zahlen an den Anforderungen für den Einsatz in einer $H_2$-Brennstoffzelle orientieren sollte und damit die geringeren Reinheitsanforderungen für H2-Verbrenner ohnehin erfüllt werden.

### Verdichtung

Der Wasserstoff wird komprimiert, um größere Mengen bei gleichem Volumen speichern zu können. Bei der Verdichtung kommen meist Kolben, Membran- oder Ionenverdichter zum Einsatz. Die Verdichtung ist mit einem hohen Energieaufwand und daraus resultierenden Energiekosten verbunden.

Ein wichtiger Aspekt bei der Verdichtung ist, dass der Energieeinsatz vom relativen Druckverhältnis abhängig ist und nicht von absoluten Drücken. Je niedriger der Ansaugdruck, umso höher sind bei sehr hohen Verdichterleistungen die Investitionskosten und der Energiebedarf der Verdichter bei sonst gleichen Parametern [LBST und DLR 2023]. Daher ist es für die Verdichtung an einer HRS wichtig, welcher Ansaugdruck von der Pipeline zur Verfügung gestellt werden kann. Je höher der Ansaugdruck, desto weniger Verdichtungsleistung muss an der Tankstelle erfolgen. In den im Rahmen dieser Untersuchung durchgeführten Interviews wurde betont, dass einige HRS-Anlagen einen Mindestansaugdruck von 30 bar benötigen. Bei einer Anbindung über Verteilnetze, die in der Regel über geringe Drücke verfügen, würde das eine Vorverdichtung notwendig machen.

Während des Verdichtungsprozesses muss außerdem auf die Temperatur des Wasserstoffs geachtet werden, da sich diese bei steigendem Druck erhöht. Deshalb wird der Wasserstoff zwischen den einzelnen Verdichtungsstufen und vor der endgültigen Speicherung gekühlt.

Bei großen HRS (und entsprechend hohen Verdichterleistungen) sind Anpassungen in der Geometrie nötig, die hohe Durchflussraten bei der Betankung ermöglichen. Auch das Verhältnis zwischen Hochdruckspeichern (was direktes Überströmen ermöglicht) und Booster-Kompression (also die Erhöhung von bereits hohem Druck z.B. in Mitteldruckspeichern auf sehr hohen Druck) muss für große HRS noch weiter erprobt werden.

### Aufreinigung

Die Aufreinigung von Wasserstoff an Tankstellen wird heutzutage wenig praktiziert, da der Wasserstoff üblicherweise in einer für Brennstoffzellen geeigneten, reinen Form per Trailer angeliefert wird. Dadurch ist eine Aufreinigung vor Ort nicht notwendig.

In den Interviews, die im Rahmen der Untersuchung mit Akteuren aus der Industrie geführt wurden, wurde betont, dass das Thema Aufreinigung bei der Belieferung von Wasserstoff über die Pipeline von zentraler Bedeutung ist: Die Umwidmung von Erdgasleitungen, die Speicherung (z.B. in Salzkavernen) oder die $H_2$-Herstellungsverfahren selbst führen dazu, dass Wasserstoff Verunreinigungen enthält, die vor dem Einsatz in Brennstoffzellenanwendungen abgetrennt werden müssen. Der für die Pipeline vorgesehene Reinheitsgrad des Wasserstoffs genügt nicht den Anforderungen der FCEV an die $H_2$-Qualität (siehe Abschnitt 2.3.3). Je nach Art der Verunreinigung können unterschiedliche Aufbereitungsverfahren eingesetzt werden, die heute bereits auf einem technology readiness level (TRL) von 9 existieren und eingesetzt werden können. Zu den z. T. mehrstufigen Prozessen gehören adsorptive und absorptive Verfahren. Das Verfahren der elektrochemischen Separation (electrochemical hydrogen separation - EHS) ist heute noch nicht

marktreif, aber eine mögliche Alternative, die eine Senkung der Separationskosten verspricht. Gerade bei den noch nicht marktreifen Verfahren ist zu klären, mit welchen Eingangs- und Ausgangsdrücken die Anlagen arbeiten können, da das für das notwendige Verdichtungsverhältnis des Wasserstoffs Auswirkungen hat.

Daten zu den Kosten, die mit der Aufbereitung des aus der Pipeline bezogenen Wasserstoffs an Tankstellen verbunden sind, liegen heute noch nicht vor und können nur abgeschätzt werden. Daher ist die zentrale Frage, ob und wenn ja zu welchen Kosten, der Wasserstoff, der aus der Pipeline zur HRS kommt, aufgereinigt werden kann. Diese Frage muss man ganz an den Anfang des Planungsprozesses für die Pipeline-Anbindung von HRS stellen. Die Aufreinigung muss ökonomisch und technologisch möglich sein.

Daher ist gerade auch für den Bereich der Aufreinigung eine zentralisierte Durchführung an einem $H_2$-Hub eine Option, die in Betracht gezogen werden muss (siehe nächster Abschnitt).

### 2.1.2 Skizzierung der $H_2$-Transportpfade zur HRS

Im Folgenden werden unterschiedliche Optionen der Wasserstoffbereitstellung vorgestellt, die alternativ zu einer Versorgung per Pipeline genutzt werden können. In den Grafiken wird auch jeweils auf das technology readiness level (TRL) der notwendigen Anlagen / Komponenten eingegangen.

#### Trailer-Transport von gasförmigem Wasserstoff

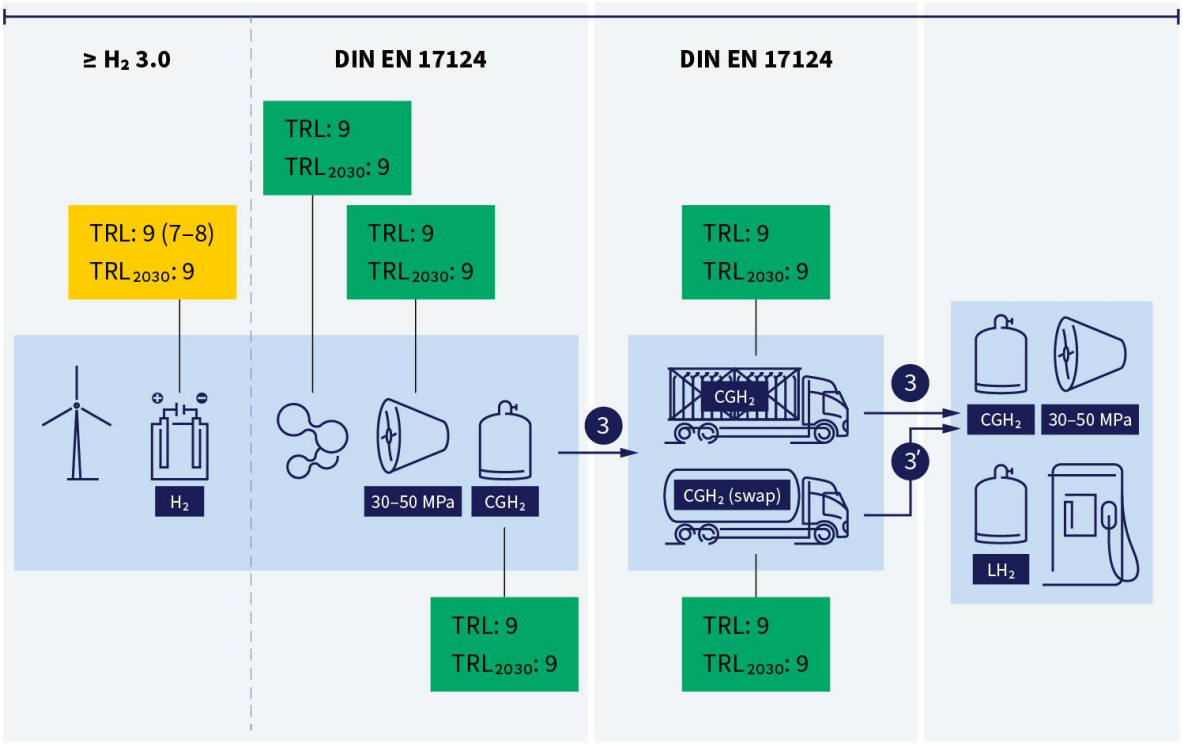



Abbildung 4 Skizzierung des heutigen Transportpfades bei regionaler $H_2$-Produktion (*Entwicklungspfade für die $H_2$-Tankinfrastruktur der Zukunft (2022)*)

Wasserstoff wird üblicherweise per Trailer an die Tankstelle geliefert. In Druckbehältern wird er gasförmig meist auf 300-550 bar komprimiert ($CGH_2$ – compressed gaseous hydrogen), mit durchschnittlichen Transportkapazitäten von 300 kg/Trailer bis 1.000 kg/ Trailer [LBST und DLR 2023]. Bei dieser Option sind die Bereitstellungskosten hauptsächlich von den folgenden drei Faktoren abhängig:

- Art und Investitionskosten der Trailer selbst (u.a. Druckgas-Trailer oder Container-Swap-Systeme)
- Kapazität der Trailer (kg $H_2$)
- vom Trailer zurückgelegte Distanz (Maut, Treibstoffkosten, Kosten für Fahrer, Abnutzung)

Bei Ankunft des Wasserstoffs an der Tankstelle per Trailer wird dieser in den Speicher der Tankstelle überführt und muss vor der Betankung der Fahrzeuge an den Zapfsäulen jedoch ggf. noch komprimiert werden. Eine Aufreinigung ist nicht nötig, da der Wasserstoff in einer Reinheit gemäß DIN EN 17124 angeliefert wird.

### Vor-Ort-Elektrolyse

Eine weitere Option zur Bereitstellung von Wasserstoff an der HRS ist die Vor-Ort-Elektrolyse, bei der dieser vor Ort an der HRS hergestellt wird. So können Transportkosten per Trailer vermieden und die Nachhaltigkeit des erzeugten Wasserstoffs garantiert werden. Die $H_2$-Produktion kann (bei ausreichender Kapazität) an die Nachfrage angepasst und eine Abhängigkeit von externen Lieferanten vermieden werden.

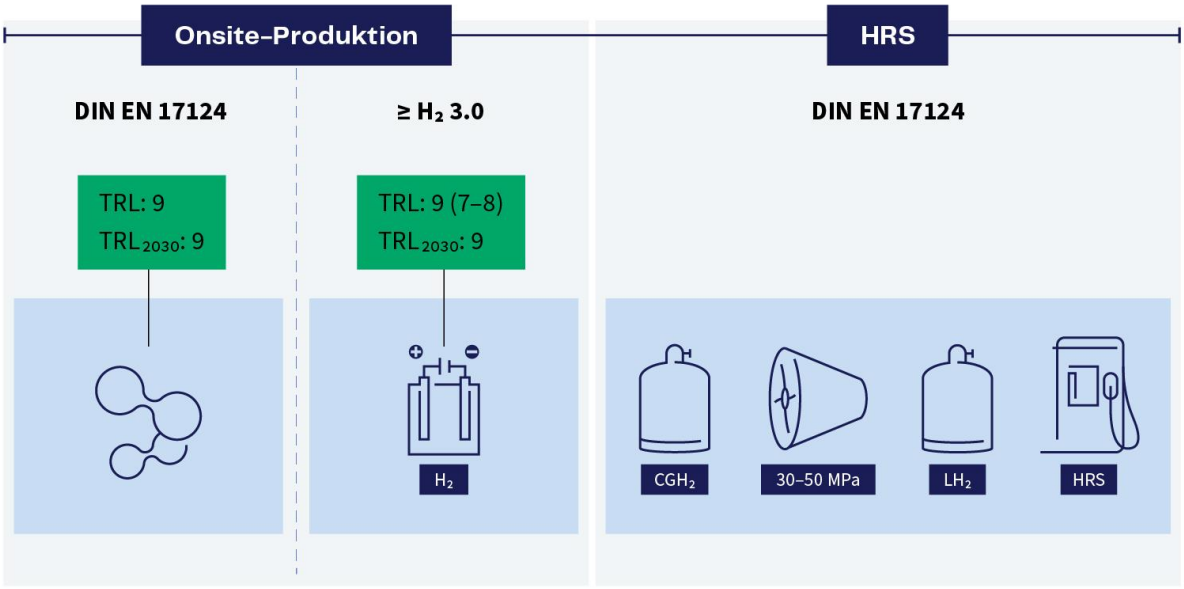



Abbildung 5 $H_2$-Bereitstellung durch Vor-Ort- Elektrolyse (*Entwicklungspfade für die $H_2$-Tankinfrastruktur der Zukunft (2022)*)

Eine Vor-Ort-Elektrolyse ist mit hohen Anfangsinvestitionskosten verbunden, da die Anschaffung der Anlage sowie der benötigten Infrastruktur erst einmal gewährleistet werden muss (gilt auch für den Platzbedarf). Außerdem ist die unmittelbare Nachbarschaft von Windparks oder PV-Anlagen nötig, um die Elektrolyseure netzschonend und effizient mit erneuerbarem Strom zu betreiben. Auch bei der Elektrolyse ist eine Aufbereitung (Sauerstoffentfernung und Trocknung) des Wasserstoffs

notwendig. Diese Aufbereitung ist aber standardmäßig Bestandteil der Elektrolyse und damit Teil des $H_2$-Einkaufspreises und nicht des Bereitstellungsprozesses Trailer [DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH 2022].

Das vom NIP geförderte Projekt eFarm Nordfriesland [eFarming GmbH & Co. KG] versorgt so zwei HRS.

Trailer-Transport von Flüssigwasserstoff ($LH_2$)

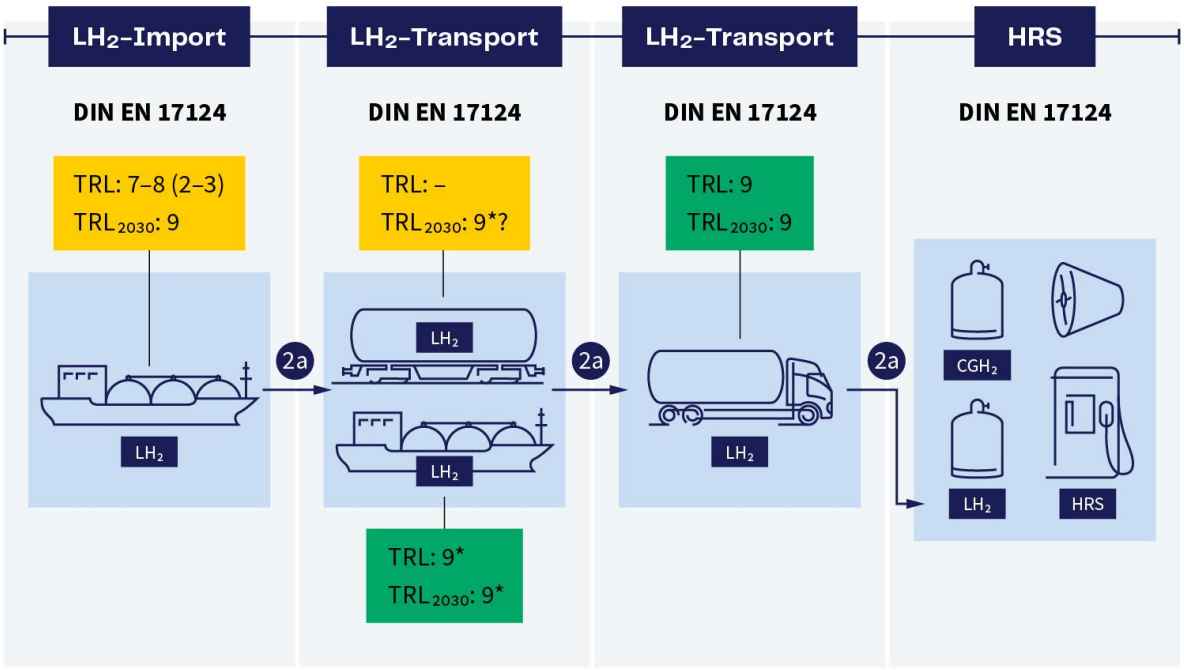



Abbildung 6 Skizzierung des Transportpfades bei Import von $LH_2$ (oder $H_2$- Derivaten in flüssiger Form) und Weitertransport in modularen Containern, wobei keine Zulassung von *UN Portable Tanks* für Transport auf Schiene (*Entwicklungspfade für die $H_2$-Tankinfrastruktur der Zukunft (2022)*)

In Zukunft wird ein erheblicher Teil des in Deutschland benötigten Wasserstoffs importiert werden müssen. Sofern der Import nicht über eine Pipeline erfolgt, wird der Wasserstoff als $LH_2$ oder als Ammoniak, Methanol oder LOHC über die Häfen umgeschlagen. Nur für den Fall, dass $LH_2$ importiert wird, sind die in obiger Abbildung 6 dargestellten Optionen für den Weitertransport relevant[20]. Die Kapazität eines $LH_2$-Trailers (ca. 3000 kg / Trailer) ist aufgrund der höheren Energiedichte sehr viel grösser als die Kapazität der $CGH_2$-Trailer und damit sind auch die Transportkosten für $LH_2$pro kg $H_2$ entsprechend geringer.

Im Kontext dieser Untersuchung wird die $LH_2$-Variante nicht weiter untersucht. Sofern sich $LH_2$ als Treibstoff für FCEV durchsetzt, wird er auch in dieser Form weiter zur HRS transportiert werden, die Pipeline ist hier für Deutschland keine realistische Alternative (zunächst Verdampfung und anschließend wieder Verflüssigung). Sollte sich $LH_2$ nicht durchsetzen, ist ein Import als Ammoniak,

[20] Die $H_2$-Derivate müsste zunächst in den Häfen in reinen $H_2$ (rück)umgewandelt werden. Anschließend könnten sie dann per Pipeline weitertransportiert werden oder aber analog zum Fall 1 (Transportpfad bei regionaler $H_2$-Produktion) transportiert werden

Methanol oder LOHC wahrscheinlicher, zumal der $LH_2$-Schiffstransport sich noch in der Entwicklungsphase befindet[21].

### 2.1.3 Monetarisierung des heutigen Transportpfades

In der folgenden Abbildung 7 werden die Kosten in €/kg $H_2$ der verschiedenen Transportpfade, die im vorherigen Abschnitt kurz erläutert wurden, für unterschiedliche Entfernungen visualisiert. Es handelt sich dabei um ein mögliches Kostenszenario für 2030.

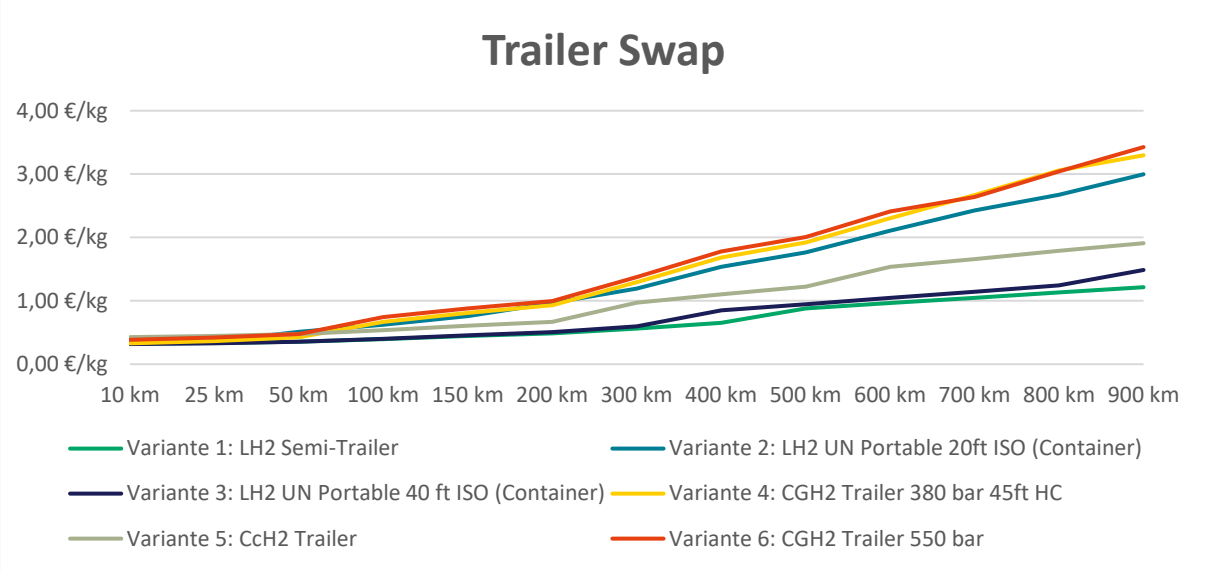



Abbildung 7 Kostenszenario 2030 für unterschiedliche Transportpfade (*CEP Task Team Distribution (2023)*)

Das Modell, das zur Berechnung der Diagramme genutzt wurde, wurde vom CEP (Clean Energy Partnership) Task Team „$H_2$-Hubs“ entwickelt[22]. In dem verwendeten Szenario wird Wasserstoff für eine HRS der Größe l (drei Tonnen pro Tag) transportiert. Die darin getroffenen Annahmen[23] können in dem preislich dynamischen Umfeld nur eine Momentaufnahme darstellen, die von im Markt tätigen Akteuren der CEP im Jahr 2023 getroffen wurden (und für die sie keine Gewähr übernehmen). Diese Annahmen sind indikativ und können (nach Veröffentlichung) von den jeweiligen Nutzern des Rechner-Tools angepasst werden.

Unter den hier getroffenen Annahmen liegen die Transportkosten (ohne Marge) für verdichteten gasförmigen Wasserstoff im regionalen Kontext (bis zu 150 km) unter 1 €/kg. Für den überregionalen Verkehr (200km – 900 km) liegt die Spanne bei 1 € - 3,50 €/kg. Diese Ergebnisse werden auch durch andere Quellen gestützt [LBST und DLR 2023] [Solomon, et al. 2024].

Die heute tatsächlich anfallenden Transportkosten in € / kg $H_2$ an HRS liegen deutlich höher, z.T. sogar im zweistelligen Bereich. Gründe hierfür sind v.a. die z.T. sehr viel geringeren Kapazitäten der HRS. Es werden also sehr viel geringere Mengen pro Trailer angeliefert.

[21] Bisher gibt es erst ein Schiff, das Flüssigwasserstoff transportiert: https://www.en-former.com/erster-fluessigwasserstoff-transporter-der-welt-beendet-rundreise/

[22] Das Tool wird in der CEP verwendet, ist aber (noch) nicht öffentlich zugänglich

## 2.2 $H_2$-Hubs als Scharniere zwischen Pipeline und HRS

$H_2$-Hubs, wie sie in dieser Abhandlung verstanden werden, gibt es in Deutschland bisher noch nicht. Daher wird dieser Abschnitt mit einer Definition des Begriffs eingeleitet.

$H_2$-Hubs können dabei helfen, die Transportkosten des an HRS benötigten Wasserstoffs zu senken. Dafür ist eine Standortanalyse erforderlich: Welche Faktoren sind bei der Standortwahl für $H_2$-Hubs zu berücksichtigen?

Darüber hinaus können $H_2$-Hubs auch dazu beitragen, die Betriebskosten der HRS selbst zu senken, indem bestimmte Dienstleistungen externalisiert und gebündelt werden. Andere Prozessschritte kommen bei einer Anbindung des $H_2$-Hubs an die Pipeline gegenüber der direkten Anbindung einer HRS an eine Pipeline noch hinzu.

### 2.2.1 Definition von $H_2$-Hub

Verwendet wird hier eine mit der CEP erarbeitete Definition, nach der ein $H_2$-Hub eine technische Anlage ist, die als zentrales Lager zur Speicherung, Aufbereitung und lokalen oder regionalen Verteilung von Wasserstoff agiert. Versorgt wird der Hub per Pipeline-Anschluss, per Schiff, Zug oder durch per Elektrolyse vor Ort erzeugten Wasserstoff. Der gasförmige Wasserstoff kann am $H_2$-Hub nach Bedarf aufgereinigt, komprimiert oder verflüssigt werden. Der weiterverarbeitete Wasserstoff wird von dort per Trailer in unterschiedlichen Druckniveaus zu den HRS transportiert.

Im Rahmen dieser Untersuchung ist nur die Versorgung des $H_2$-Hubs per Pipeline relevant. Diese Form von $H_2$ Hubs gibt es bisher noch nicht, da noch kein $H_2$-Netz existiert. $H_2$-Hubs, die auf anderem Weg mit Wasserstoff versorgt werden, gibt es bereits vereinzelt[24].

### 2.2.2 Kriterien für die Standortwahl

Die Auswahl potenzieller Standorte für $H_2$-Hubs ist von mehreren Faktoren abhängig, wobei die Nähe zu einer Mindestanzahl an zu beliefernden HRS eine entscheidende Rolle spielt. Neben den Treibstoff- und Mautkosten kommen bei längeren Transportdistanzen nämlich weitere Faktoren hinzu, wie Druckverluste und die damit verbundene Notwendigkeit einer Verdichtung des Wasserstoffs, welche die Kosten beeinflussen können.

Am Standort des Hubs selbst ist es von Vorteil, wenn dort eine HRS betrieben wird, da für diese der Weitertransport per Trailer entfällt, aber die Skaleneffekte des Hubs für die HRS genutzt werden können. Für die durch den Hub versorgten HRS gelten dieselben Standortkriterien wie für andere HRS auch (Nähe zu FCEV-Flotten und TEN-V Achsen, städtische Knoten/multimodale Hubs – vgl. AFIR und TEN-V-Verordnung –, hohes Verkehrsaufkommen, Platzbedarf etc.). Für den Betrieb des Hubs ist es weiterhin von Vorteil, wenn neben den HRS auch weitere $H_2$-Abnehmer im Umkreis existieren, die ähnliche hohe Anforderungen an die $H_2$-Qualität haben. Dazu können z.B. auch HRS für Züge, nahegelegene Flughäfen oder Abnehmer in der chemischen Industrie gehören.

[24] Infraserv Hoechst, mit denen im Rahmen der Untersuchung ein Interview geführt wurde, betreibt z.B. ein $H_2$-Hub. Auch Air Liquide errichtet ein $H_2$-Hub: https://de.airliquide.com/ueber-uns/medien/news/$H_2$-hub

Ein weiteres wichtiges Kriterium für die Wahl des Standortes ist die Anbindung des Hubs an das $H_2$-Pipelinenetz – also dem Gegenstand der vorliegenden Untersuchung. Der Hub muss in der Nähe einer $H_2$-Pipeline liegen, so dass er sich über eine Stichleitung von möglichst max. 10 km Länge anbinden lässt. Alternativ dazu ist – bei entsprechenden Kapazitäten – auch die Anbindung eines $H_2$-Hubs an einen Elektrolysestandort denkbar. Eine andere Möglichkeit wäre der Standort an einem (Binnen-)Hafen. Diese Varianten sind (bis zur Inbetriebnahme des $H_2$-Netzes) eine Möglichkeit, werden hier aber nicht weiter betrachtet.

Um die Planung und Entscheidungsfindung für Standorte zur Wasserstoffbetankungsinfrastruktur zu unterstützen, wurde eine interaktive Karte entwickelt[25] (siehe Abbildung 8).

[25] Die CEP hat in ihrem Task Team „$H_2$-Hubs“ die Karte entwickelt die auf der Website der „Tankstelle der Zukunft“ öffentlich zugänglich ist: https://www.tankstelle-der-zukunft.de/wasserstoffnetz/

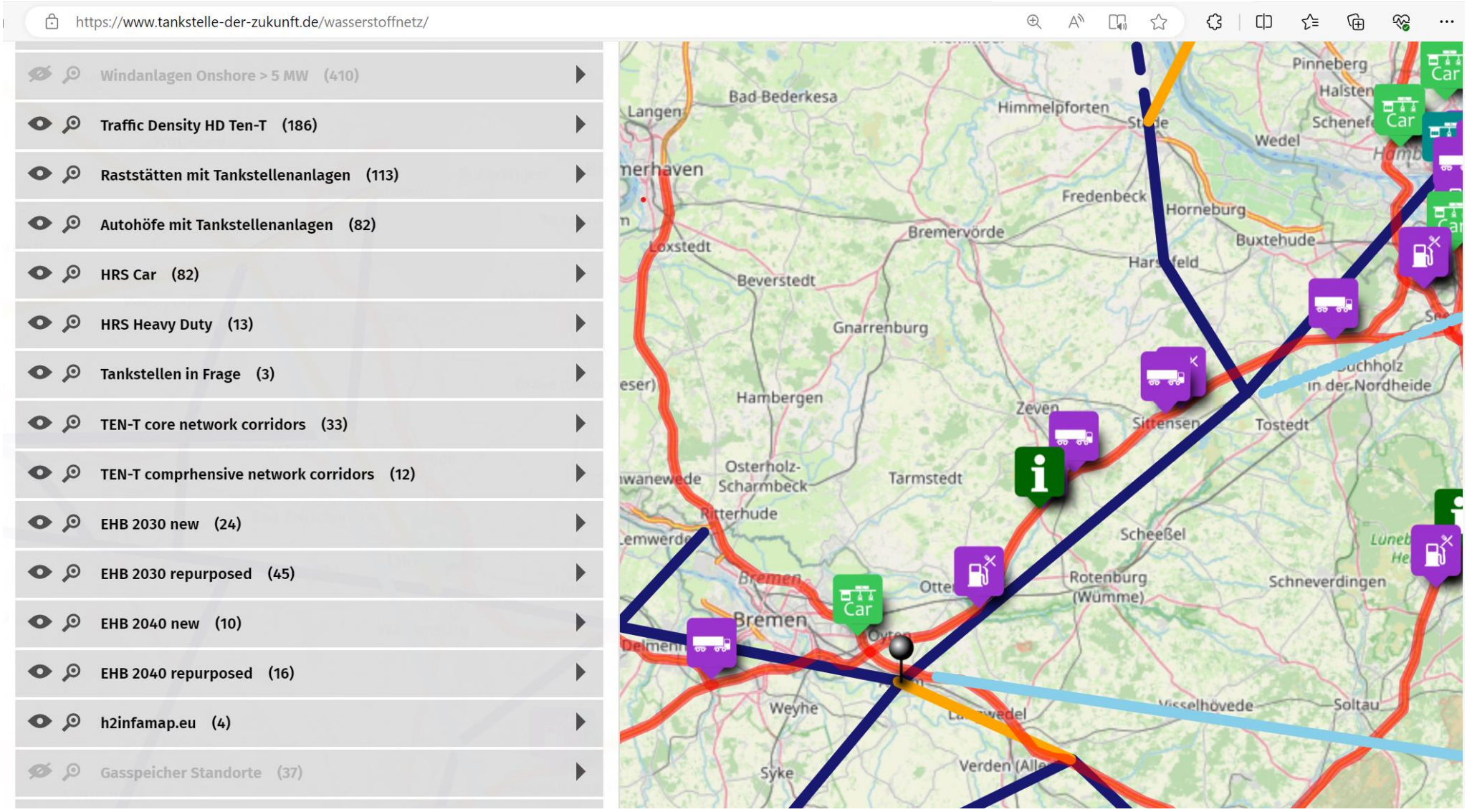



Abbildung 8 Exemplarischer Ausschnitt einer interaktiven Karte für Planungszwecke, die im Rahmen der CEP entwickelt wurde

Um geeignete Standorte für zukünftige $H_2$-Hubs zu identifizieren, kann (u.a. mit Hilfe der Karte) ein Abgleich stattfinden, wo die TEN-Verkehrs-Korridore (maßgeblich für die Positionierung der HRS gemäß AFIR) und wo die $H_2$-Kernnetz-Leitungen verlaufen. Ferner können für die Standortanalyse umfassende Informationen über städtische Knoten und Faktoren wie Verkehrsaufkommen oder Standorte von FCEV-Flotten herangezogen werden. Hierzu ließen sich auch Tools wie der „Wasserstoff-Marktplatz“ verwenden.[26] Für den Hochlauf des HRS-Initialnetzes ist es über die Versorgung von Ankerkunden hinaus ebenfalls von Bedeutung, welche Abschnitte des $H_2$-Kernnetzes zuerst verfügbar sind.

Eine detaillierte Standortanalyse für die Positionierung der $H_2$-Hubs war im Rahmen dieser Untersuchung nicht möglich und muss einem späteren Zeitpunkt vorbehalten bleiben.

### 2.2.3 Bündelung von Dienstleistungen

Ein zentraler $H_2$-Hub kann unterschiedliche technische Prozessschritte übernehmen, die andernfalls von mehreren Tankstellen einzeln ausgeführt werden müssten. Dazu gehören unter anderem die Aufreinigung und die Verdichtung von Wasserstoff. Da Verunreinigungen an unterschiedlichen Punkten der Versorgungskette die Qualität des Wasserstoffs beeinflussen können, ist es vorteilhaft, eine Aufbereitung am Ende der Versorgungskette durchzuführen.

Eine Zentralisierung der Aufbereitungsprozesse ermöglicht es, größere Mengen an Wasserstoff kosteneffizienter aufzubereiten als dies dezentral möglich ist, da der Durchsatz der Anlage und die Betriebskosten essenzielle Faktoren für die Kosten der Aufbereitung von Wasserstoff sind. Der Hauptvorteil dieser Bündelung liegt in den Skaleneffekten, welche die Kosten für die Aufbereitung pro Einheit Wasserstoff signifikant reduzieren.

Neben der Aufreinigung können am $H_2$-Hub auch andere Prozesse durchgeführt werden, wie beispielsweise die Elektrolyse zur Produktion von Wasserstoff. Es kann auch die Umwandlung von $H_2$-Derivaten wie Ammoniak oder die Verflüssigung des Wasserstoffs in Betracht gezogen werden, wobei aktuell keine neuen Anlagen für die Verflüssigung von Wasserstoff geplant sind, da die Investitionskosten dafür heute sehr hoch sind.

Auch beim Transport des Wasserstoffs per Trailer sinken die variablen Kosten, da von kürzeren Strecken zum Abnehmer ausgegangen werden kann. Dies macht den Hub zu einem zentralen Knotenpunkt in der Infrastruktur für die Versorgung mit Wasserstoff, indem er sowohl Effizienz als auch Kosteneinsparungen maximiert.

[26] https://www.localiser.de/wasserstoff-infrastruktur-planen

## 2.3 $H_2$-Transport per Pipeline – Technologie und Einsatz

### 2.3.1 Status Quo

Der Transport von gasförmigem Wasserstoff über Pipelines ist eine ausgereifte und seit langem genutzte Option, die dem Transport von Erdgas ähnelt. Hauptvorteil dieser Transportoption ist es, den Ort der Produktion mit dem Ort der Nachfrage zu verbinden und eine kontinuierliche, sichere und wirtschaftlich günstige $H_2$-Versorgung zu ermöglichen. Zusätzlich kann ein $H_2$-Speicher (z.B. ein unterirdischer Kavernenspeicher) an eine $H_2$-Pipeline angeschlossen werden, der als kurz-, mittelfristiger und vor allem saisonaler Puffer dient. Der $H_2$-Transport über Pipelines war jedoch bisher auf die petrochemische Industrie und im Vergleich zu Erdgas auf kleinere Transportmengen begrenzt[27]. Weltweit sind etwa 5.000 km $H_2$-Pipelines in Betrieb, davon 2.000 km in Europa [IEA 2023] und etwa 400 km in Deutschland [FfE 2019]. Gegenwärtig gibt es ehrgeizige Pläne für die Entwicklung regionaler, nationaler und europäischer $H_2$-Netze, ähnlich wie bei den heutigen Erdgasnetzen (siehe Kapitel 1.3). Die Abbildung 9 zeigt eine Darstellung der Infrastruktur der $H_2$-Versorgungskette, einschließlich einer $H_2$-Pipeline.

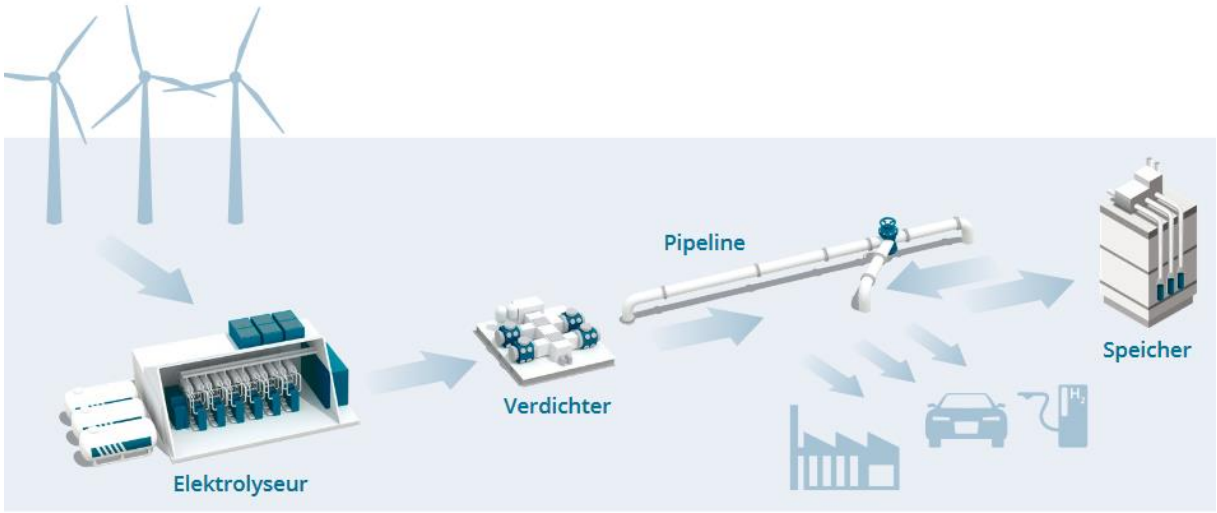



Abbildung 9 Kernelemente Erzeugung – Verdichtung – Transport und Speicherung von Wasserstoff [Siemens Energy 2020]

### 2.3.2 Technologie, Ausrüstung, Sicherheit

Gasförmiger Wasserstoff kann durch Druckunterschiede in Rohrleitungen transportiert werden, d.h. das Gas fließt von einem hohen Druck am Einspeisepunkt zu einem niedrigeren Druck am Ausspeisepunkt. Das erforderliche Infrastruktursystem umfasst Pipelines, Kompressoren, Ventile, Regler und Messgeräte.

Pipelines können sich in Größe, Auslegungsdruck und Material unterscheiden, je nach der erforderlichen und geplanten Transportkapazität. Die Größe der Pipeline wird durch ihren

[27] Bestehenden $H_2$-Pipelines sind im Vergleich zu Gaspipelines klein - mit Durchmessern von weniger als 18 Zoll, arbeiten unter statischer Last und ausschließlich an Land [IEA 2023]

Nenndurchmesser (DN) bestimmt, der in mm oder Zoll angegeben wird. Der Auslegungsgasdruck ist der höchste $H_2$-Druck, bei dem eine Pipeline sicher betrieben werden kann und wird in bar angegeben. Rohrleitungen werden in der Regel in der Erde verlegt und bestehen je nach dem erforderlichen Druck aus Stahl oder Kunststoff. In überregionalen Transportnetzen bedeutet dies in der Regel Stahlrohrleitungen mit einem hohen Auslegungsdruck von 30 bis mehrere Hundert bar. Im Falle des geplanten $H_2$-Kernnetzes schlagen die Betreiber beispielsweise einen Auslegungsdruck zwischen 40 und 120 bar vor (siehe Abbildung 10).

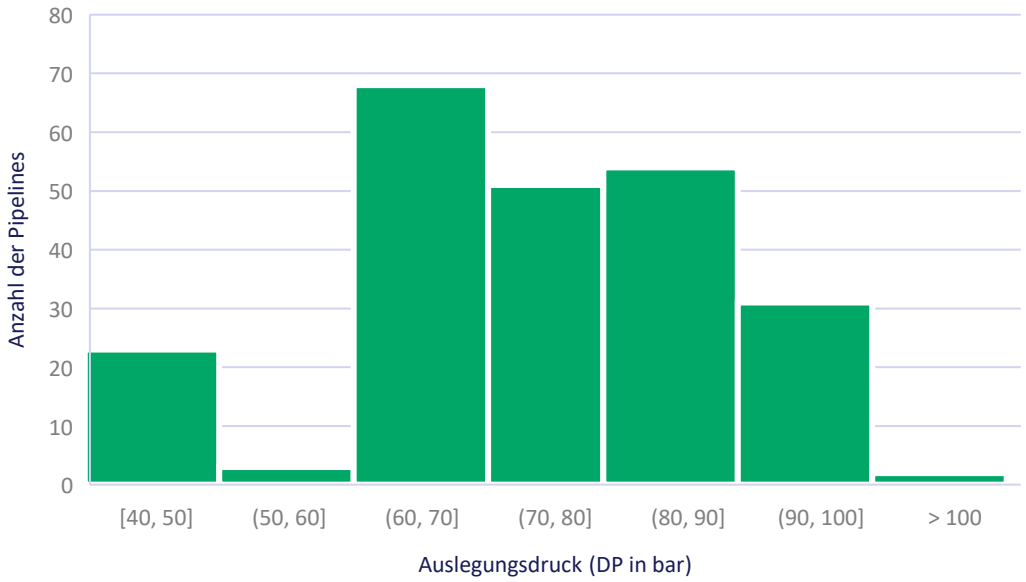



Abbildung 10 Auslegungsdruck (DP) der Rohrleitungen im $H_2$-Kernnetz (eigene Darstellung auf Basis FNB Gas 2023)

In lokalen Verteilnetzen ist der Auslegungsdruck niedriger, in der Regel unter 30 bar, wobei er je nach Rohrmaterial weiter begrenzt ist. Stahlrohrleitungen erlauben Auslegungsdrücke über 16 bar und Kunststoffrohrleitungen (z. B. Polyethylen) werden für Drücke unterhalb dieses Wertes verwendet.

Ein wichtiges Infrastrukturelement für Netzanschlüsse sind sogenannte Gasdruckregel- und Messanlagen (GDRM). Diese werden in der Regel am Verbindungspunkt zwischen Transport- oder Verteilernetz und einer Anschlussleitung installiert. GDRM sind ortsfeste pneumatisch-mechanische Anlagen, die den Gasdruck und die Gasmenge regeln und damit nachgeschaltete Anwendungen wie Anlagen, Netze oder Hausinstallationen vor unzulässigem Überdruck schützen. Außerdem übernehmen sie nach Bedarf zusätzliche Funktionen wie Durchflussmessung, Messung von Gasbeschaffenheit und Gasbegleitstoffen, Gasreinigung und Odorierung.

Wie beim Erdgastransport sind bei Stahlrohrleitungen Korrosionsschutzmaßnahmen entweder durch den Einsatz von Rohrbeschichtungen, kathodischem Schutz oder Korrosionsinhibitoren erforderlich. Im Vergleich zu Erdgas kann sich Wasserstoff aufgrund von Versprödung negativ auf die Integrität der Pipeline auswirken, was das Ermüdungsverhalten des Pipelinematerials beeinflussen, das Risswachstum beschleunigen und die Lebensdauer der Pipeline verringern kann. Darüber

hinaus erfordert das Versprödungsrisiko eine Minimierung der Druckschwankungen, z. B. durch zyklische Belastung und Netzpufferung[28] [IEA 2023].

Um einen sicheren und umweltverträglichen Transport über Pipelines zu gewährleisten, müssen mehrere weitere Aspekte des $H_2$-Einsatzes berücksichtigt werden. Wasserstoff ist ein unsichtbares Gas ohne Geruch, das mit einer blassblauen, fast unsichtbaren Flamme verbrennt. Der Entflammbarkeitsbereich in einem Luftgemisch ist größer als der von Erdgas und beträgt von 4 % bis 76 % bei 1 bar und 20 °C [Khan, et al. 2021]. Zudem beträgt die Zündenergie von Wasserstoff nur 0,017 mJ im Vergleich zu 0,28 mJ bei Methan [ibid.]. Darüber hinaus können $H_2$-Moleküle aufgrund ihrer geringen Größe leicht aus geschlossenen Räumen entweichen, was zu $H_2$-Lecks entlang der Transportkette führen kann. Um das Risiko von Leckagen zu minimieren, können geeignete Sicherheitsüberwachungs- und Sensorik-Einrichtungen eingesetzt werden. Die Frage, ob die Odorierung – eine Sicherheitsmaßnahme bei der Erdgasverteilung, bei der "geruchsintensive" Zusätze (z. B. Merkaptane) hinzugefügt werden, um die Beobachtung von Leckagen zu erleichtern – auch auf Wasserstoff anwendbar wäre, wird noch diskutiert und erforscht (siehe Kapitel 2.3.3 zu -Qualität).

Der erforderliche Druckunterschied wird am Produktionsort z. B. durch die Elektrolyse selbst und durch Kompressor-Stationen entlang der Transportstrecke erreicht. Da die volumetrische Energiedichte von Wasserstoff (10,78 MJ/m$^3$) etwa 3,3-mal niedriger ist als die von Methan (35,5 MJ/m$^3$) und die Erhöhung der Fließgeschwindigkeit auf die Erosionsgeschwindigkeit von Wasserstoff 2,91-mal höher als bei Methan ist, ist eine typische $H_2$-Transportpipeline auf 88,4 % des Energiegehalts einer Erdgaspipeline begrenzt (Ibid.). Verdichterstationen müssen in angemessenen Abständen installiert werden, um einen Druckabfall in der Pipeline auszugleichen. Es wird davon ausgegangen, dass die durchschnittliche Entfernung, in der ein Verdichter platziert werden muss, zwischen 250 und 300 km liegt [Solomon, et al. 2024]. Die tatsächliche Entfernung hängt jedoch von den Druckbedingungen, den Eigenschaften der Pipeline und den transportierten $H_2$-Mengen ab.

### 2.3.3 Qualitätsstandards für Wasserstoff in $H_2$-Netzen

Die $H_2$-Qualität im Netz ist eines der Schlüsselthemen in der aktuellen Diskussion auf nationaler und europäischer Ebene und wird eine wichtige Rolle bei der Festlegung der technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für den geplanten Ausbau des $H_2$-Marktes spielen. Im Mittelpunkt dieser Diskussion steht die Frage, wie mit den verschiedenen Arten von Verunreinigungen und folglich mit den Reinheitsgraden von Wasserstoff umzugehen ist. Die verfügbare oder benötigte $H_2$-Qualität sowie der Reinheitsgrad variieren nämlich in der gesamten $H_2$-Wertschöpfungskette, aufgrund der verschiedenen Arten der $H_2$-Erzeugung, des $H_2$-Transports, der $H_2$-Speicherung und der $H_2$-Nutzung. Der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW), anerkannter Standardsetzer in der Gaswirtschaft, hat das DVGW-Arbeitsblatt G 260 (Gasbeschaffenheit) im Jahr 2021 überarbeitet und Wasserstoff als neue 5. Gasfamilie "Wasserstoff" aufgenommen und damit einen Standard für die Einspeisung von reinem Wasserstoff in Gasnetze

[28] Netzpufferung (linepack) bezieht sich auf die Speicherung von Gas in einer Pipeline durch Komprimierung, was eine kurzfristige betriebliche Flexibilität zur Anpassung des Angebots an die Nachfrage ermöglichen kann.

gesetzt. In diesem Arbeitsblatt wurde Wasserstoff in zwei Qualitäten neu aufgenommen – die Qualität Gruppe A erfordert $H_2$ Reinheit ≥98 mol-% und die Qualität Gruppe D erfordert eine Reinheit von 99,97 mol-% [DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH 2022]. Jüngste Studien über die Qualitätsaspekte von Wasserstoff in der Lieferkette haben mehrere Herausforderungen und praktische Umsetzungsmöglichkeiten aufgezeigt. In diesem Zusammenhang und im Hinblick auf den $H_2$-Transport über Pipelines enthält der DBI Gas Bericht (ibid.) unter anderem folgende Hauptschlussfolgerungen:

I. Es muss zwischen bestehenden Rohrleitungen und Neubauten sowie zwischen Verteilungs- und Transportnetzen unterschieden werden.

II. Eine Reinigung der Rohre zum Zeitpunkt der Umstellung ist zwar möglich, aber es fehlt an praktischen Erfahrungen. Die Molchbarkeit[29] einer Rohrleitung erleichtert dabei ihre Umwandlung in eine $H_2$-Pipeline.

III. Verunreinigungen (z.B. durch Spuren von Odorierungsmittel, Biogas oder Stadtgas) betreffen mengenmäßig untergeordnete Komponenten wie Kohlenwasserstoffe oder Schwefelverbindungen – insbesondere für die Gruppe D sind sehr niedrige Grenzwerte definiert.

IV. Die Einträge aus den Pipelines lassen sich durch adsorptive Reinigung des Gases leicht und relativ kostengünstig entfernen.

Der gleichen Studie zufolge muss Wasserstoff nach nationalen Vorschriften für die Versorgung in öffentlichen Bereichen odoriert werden, was auch dem Konsens in der europäischen Erdgasindustrie entspricht. Da Odorierungsmittel bei einigen $H_2$-Verbrauchern (z.B. PEM-Brennstoffzellen) stören, muss dieses Problem entweder durch die Verwendung minimaler Mengen schwefelhaltiger Odorierungsmittel, die Deodorierung vor dem Kunden oder durch die Entwicklung geeigneter schwefelfreier Odorierungsmittel gelöst werden. In einer aktuellen Veröffentlichung [MARCOGAZ 2023] wird über die Ergebnisse von Forschungsarbeiten und Feldversuchen der Industrie berichtet. Darin heißt es unter anderem, dass der Deutsche Nationale Ausschuss für Odorierung (DVGW als zuständige Stelle) darauf hinweist, dass eine Odorierung von "reinen" $H_2$-Netzen nur dann erforderlich ist, wenn der Wasserstoff das Erdgas ersetzt, das an "normale" Kunden geliefert wird. In diesem Zusammenhang weisen sie darauf hin, dass es in einigen Jahren Netze geben könnte, die normale "Tarif"-Kunden erreichen und dass angesichts der Option, dass auch einige Brennstoffzellen angeschlossen werden, Odorierungsmittel ohne Schwefel entwickelt und angepasst werden müssen.

In dem DBI Gas Bericht [Frontier Economics, DBI 2024] wird über die jüngste Diskussion zur Einführung einer mittleren Qualitätsnorm für den Wasserstoff in den Netzen berichtet. Tabelle 3 zeigt die festgelegten und die diskutierten Wasserstoff Reinheitsniveaus in $H_2$-Netzen.

[29] Durch den Einsatz eines Molches - ein Reinigungs- oder Inspektionsgerät für den Einsatz in Pipelines. Verteilnetz kann im Gegensatz zu Transportnetz durch Molchung nicht gereinigt werden. Auch eine Spülung mit z.B. Wasser analog zu Abschnitten von Transportleitungen ist nicht möglich, da das Wasser nicht einfach zu entfernen wäre [DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, 2022]

Tabelle 3 Aktuell diskutierte Wasserstoff Reinheitsniveaus in $H_2$-Netzen

| | DVGW G 260 H2, Gruppe D | vorgeschlagen durch DNV, KIWA30 | DVGW G 260 H2, Gruppe A |
|---|---|---|---|
| **Wasserstoff Reinheitsniveau** | ≥ 99,97 mol-% | ≥ 99,5 mol-% | ≥ 98 mol-% |

Die Kernergebnisse dieser Studie bestätigen die genannten Aussagen und lassen insbesondere den Schluss zu, dass bei neuen Leitungen kurzfristig eine hohe Qualität (Grad D) beibehalten werden kann, während bei umgewidmeten Rohrleitungen kurzfristig höhere Verunreinigungen zu erwarten sind. Mittel- bis langfristig kann eine mittlere Qualität aufrechterhalten werden, die über die derzeitigen Grade A hinausgeht. Das heißt, dass langfristig im gesamten Transportnetz eine Qualität >A (aber <D) erreicht werden kann. Angesichts dessen und der Tatsache, dass das $H_2$-Kernnetz zu 60 % aus umgerüsteten Pipelines bestehen soll, ist es von größter Bedeutung, die $H_2$-Qualität im Netz bei der Planung der $H_2$-Versorgung für den Mobilitätssektor zu berücksichtigen. Außerdem ist bei der unterirdischen Wasserstoffspeicherung mit erheblichen Verunreinigungen zu rechnen, so dass eine Aufreinigung zurück zum Grad D mit erheblichem Mehraufwand und großer Unsicherheit verbunden ist.

### 2.3.4 Technische Bedingungen, Standards und technische Sicherheit

Energieanlagen müssen so installiert und betrieben werden, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist, wie es der § 49 des EnWG vorschreibt. Dabei wird die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik vermutet, wenn bei Anlagen zur Erzeugung, Fortleitung und Verteilung von Gas und Wasserstoff die technischen Regeln der DVGW eingehalten werden. Die Industrienormen für Wasserstoff werden laufend überprüft und angepasst, um die ehrgeizige Entwicklung der $H_2$-Infrastruktur zu unterstützen. Auch hier sind die Aktivitäten im Rahmen des vom BMWK geförderten Verbundprojektes „Normungsroadmap Wasserstofftechnologien“ [DIN Deutsches Institut für Normung e. V. 2023] zu berücksichtigen.

Wie bereits erwähnt, muss der Betreiber des $H_2$-Netzes allgemeine technische Bedingungen für den Zugang und den Anschluss von Kunden ausarbeiten und veröffentlichen. Darüber hinaus ist die Bundesregierung u.a. befugt, Vorschriften über die technischen Bedingungen für den Anschluss und den Zugang zu den $H_2$-Netzen zu erlassen. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt gibt es noch keine detaillierten Standards oder Beispiele für Anforderungen an den Anschluss an das $H_2$-Transport- und -verteilnetz. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass diese Bedingungen einer ähnlichen Logik folgen wie bei den Anschlüssen an das Gasnetz. Im letzteren Fall sind die Regeln für die Mindestanforderungen an die Allgemeinen Geschäftsbedingungen, die die Betreiber festlegen und veröffentlichen müssen, bereits vorhanden[31]. Sie umfassen die Planung, die Errichtung, den Betrieb und den Umbau von Netzanschlüssen. Insbesondere müssen sie Regeln für die Nutzung der Ein- und Ausspeisepunkte, die Gasqualität und den Druck des Gases im Netz, die Messung und Ablesung des

[30] DNV, KIWA (2023): A follow up study into the hydrogen quality requirements
[31] Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung - GasNZV)

Gasverbrauchs und andere anwendbare technische (u.a. Dimensionierung und Gestaltung des Netzanschlusses), kommerzielle und rechtliche Bestimmungen festlegen.

### 2.3.5 Wirtschaftlichkeit

Niedrige Kosten im Vergleich zu anderen Formen der $H_2$-Verteilung sind ein zentraler Vorteil beim Pipelinetransport [32] . Um diesen Vorteil nutzen zu können, müssen jedoch mehrere Herausforderungen bewältigt werden, darunter hohe Vorabinvestitionen, die frühzeitige Sicherung der erforderlichen Netzkapazitätsnutzung und lange Vorlaufzeiten für den Bau oder die Umwidmung. In der Literatur herrscht weitgehend Einigkeit darüber, dass der Transport über Pipelines bis zu einer Entfernung von mehreren tausend Kilometern und bei größeren $H_2$-Mengen aufgrund von Effizienz- und Kostengründen zu bevorzugen ist – sofern machbar[33]. Bei kürzeren Entfernungen und moderaten $H_2$-Transportmengen kann je nach Annahmen ebenfalls die Pipeline der wirtschaftlichste Transportweg sein (siehe Kapitel 2.1.3).

Die Kosten für $H_2$-Pipelines werden auf der Grundlage der anfallenden Investitionskosten (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX) berechnet. Zu den CAPEX gehören die Kosten für den Bau neuer $H_2$-Leitungen und Verdichterstationen sowie für Umbau und Umrüstung bestehender Erdgasleitungen für die $H_2$-Nutzung oder zusätzlich erforderliche Investitionen. Die Betriebskosten (OPEX) umfassen einen energiebezogenen, variablen OPEX (Energiekosten für den Betrieb der Kompressor-Stationen) und einen nicht-energiebezogenen, fixen OPEX (Arbeitskosten sowie Betriebs- und Wartungskosten). Laut einer umfassenden Meta-Analyse verfügbarer Berichte und Studien des Umweltbundesamtes [Umweltbundesamt 2022] variieren die Kosten beim Transportnetz in Abhängigkeit vom Durchmesser der Leitungen, was bei neuen Leitungen zu Kosten zwischen 0,2 Mio. EUR/km (Untergrenze für DN 100mm) und 1 Mio. EUR/km (Obergrenze für DN 600 mm) führt (siehe Abbildung 11). Bei der Nachrüstung bestehender Gaspipelines variieren die in der Literatur angegebenen Anpassungskosten bei Transportpipelines zwischen 0,2 Mio. EUR €/km und 1,2 Mio. EUR/km (ibid.)

[32] Verglichen mit z.B. Flüssigwasserstoff, $H_2$-Derivaten oder -trägern (Ammoniak, LOHC, Methanol) und anderen Transportmittel (Straßen-, Bahn- oder Schiffstransport)

[33] z.B. Nach dem IEA NZE-Szenario für 2030 ist der $H_2$-Transport über Pipelines für Entfernungen bis zu 2.000-2.500 km und für Kapazitäten unter 600 tausende Tonnen pro Jahr günstig [IEA 2023]

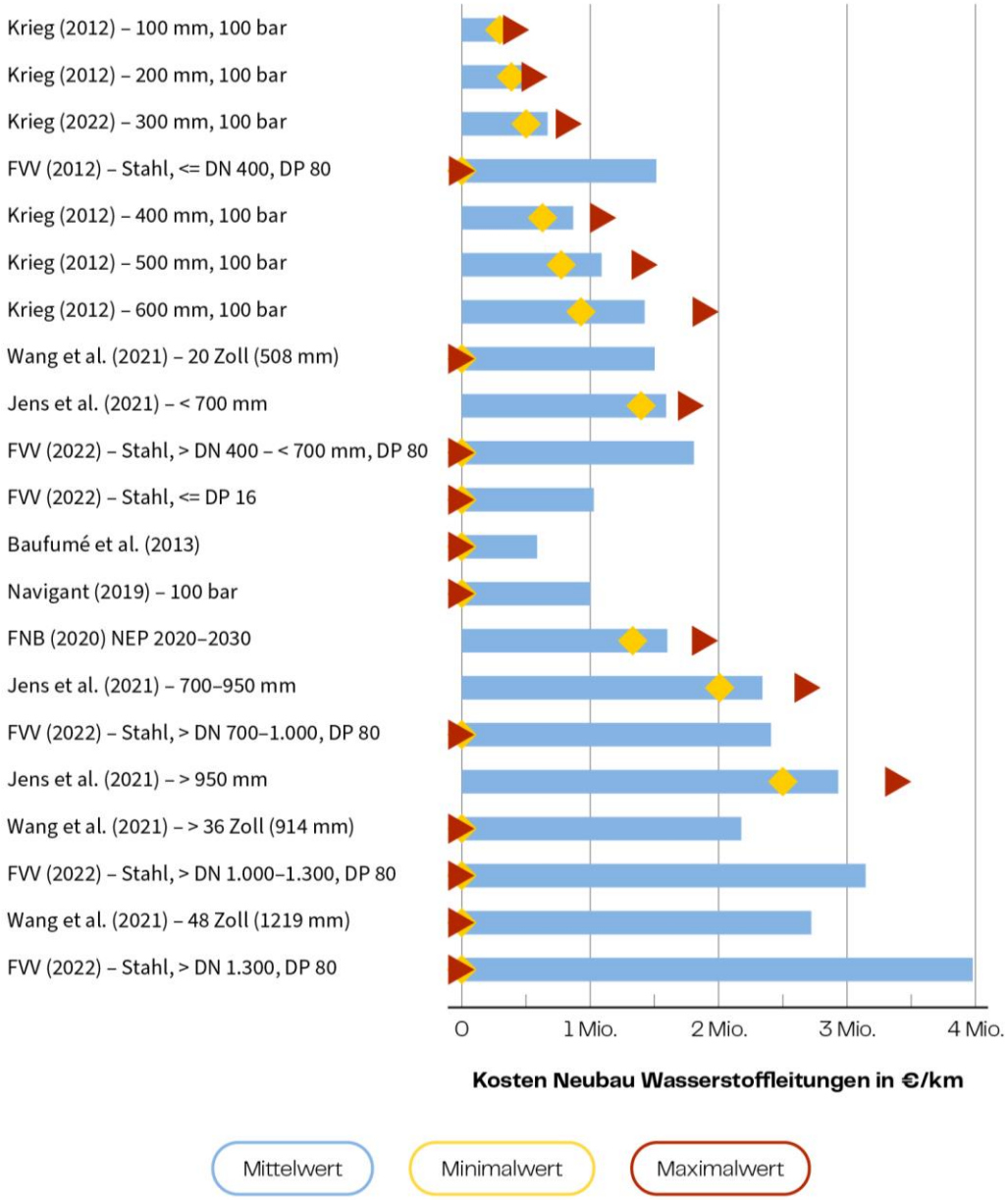



Abbildung 11 Kostenannahmen in der Literatur für den Neubau von $H_2$-Leitungen im Transportnetz [UBA 2022]

Die EHB-Initiative veröffentlichte im November 2023 eine Aktualisierung der voraussichtlichen Kosten für das europäische $H_2$-Transportnetz [EHB 2023]. Die Kostenannahmen für Onshore-Pipelines umfassen folgende Werte: 1,8 Mio. EUR/km für neue 20-Zoll-Pipelines bzw. 0,54 Mio. EUR/km für nachgerüstete Pipelines, 3,2 Mio. EUR/km für neue 36-Zoll-Pipelines bzw. 0,64 Mio. EUR/km für nachgerüstete Pipelines und 7,48 Mio. EUR/km für neue 48-Zoll-Pipelines bzw. 0,88 Mio. EUR/km für nachgerüstete Pipelines.

Für das Verteilnetz variieren die Kosten je nach Durchmesser und Nenndruck und daraus resultierenden Materialanforderungen, hängen aber hauptsächlich von der Länge der Rohrleitung ab – die Kostenannahmen liegen zwischen 0,2 Mio. EUR /km und 1,4 Mio. EUR /km.

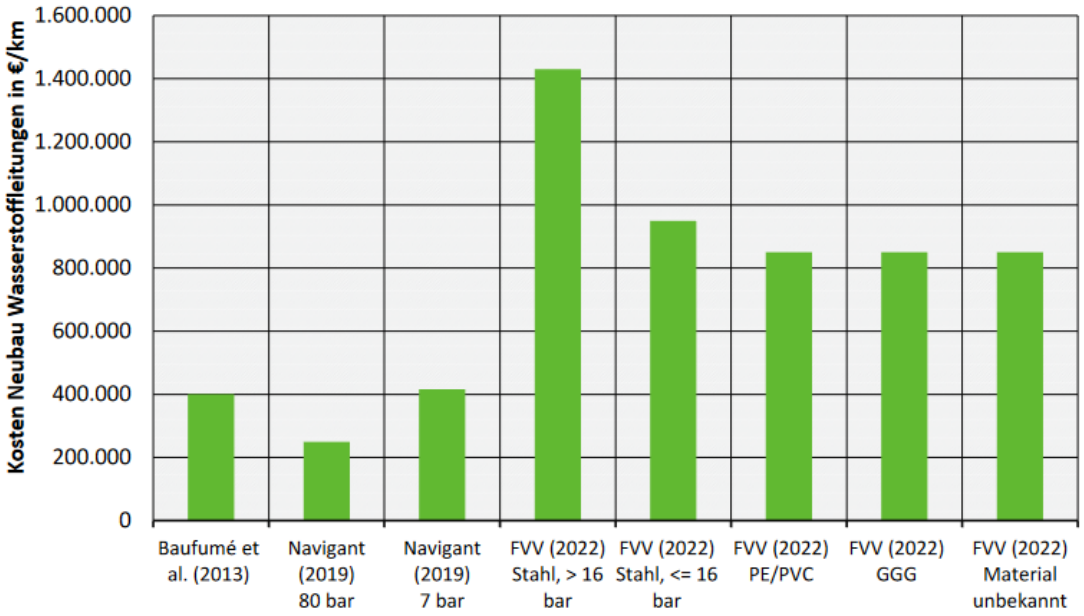



Abbildung 12 Kostenannahmen in der Literatur für den Neubau von $H_2$-Leitungen im Verteilnetz (UBA 2022)

Auch MARCOGAZ, ein technischer Verband der europäischen Gaswirtschaft, hat kürzlich einen Bericht [MARCOGAZ 2023] über eine Kostenschätzung für die Aufrüstung verschiedener Teile der Erdgasinfrastruktur für die $H_2$-Aufnahme veröffentlicht, unter anderem für GDRM-Stationen.

Schließlich können die tatsächlichen Transportkosten einer $H_2$-Pipeline durch die Berechnung der nivellierten Transportkosten ermittelt werden [Khan, et al. 2021]. Die nivellierten Transportkosten sind ein Kostenindikator für den Transport einer Einheit Wasserstoff, der proportional zu den annualisierten Investitions- und Betriebskosten geteilt durch eine genutzte Transportkapazität ist.

### 2.3.6 Forschungsstand zur Versorgung von HRS über eine Pipeline

Bislang gibt es kaum praktische Erfahrungen mit dem Transport von Wasserstoff per Pipeline zu Wasserstofftankstellen. Nur bei einer Tankstelle ist eine solche Anbindung in Deutschland umgesetzt, und zwar im Industriepark Höchst in Frankfurt am Main. Allerdings wird in diesem Fall der Wasserstoff als Nebenprodukt der nahegelegenen Chlorproduktionsanlage beschafft und ist daher eher ein Einzelfall, der sich nicht auf eine größere Anzahl von Standorten übertragen lässt.

Im Falle der Versorgung von HRS oder eines $H_2$-Hubs hängt die Durchführbarkeit des $H_2$-Transports über Pipelines von verschiedenen technisch-wirtschaftlichen und regulatorischen Faktoren ab. Bisher haben sich einige Studien und Berichte mit dem Thema der Durchführbarkeit des $H_2$-Transports in Pipelines bei kleineren Mengen bzw. auf regionaler und lokaler Ebene beschäftigt. Im Rahmen dieser Untersuchung wurde eine Meta-Analyse einschlägiger Literatur durchgeführt. Tabelle 4 gibt einen Überblick über die berücksichtigten Veröffentlichungen.

Tabelle 4 Überblick über die ausgewertete Literatur, darin angewandte Kriterien und die Indikatoren für kostengünstige $H_2$-Lieferungen über eine Pipeline

| Literatur | Ansatz für die Bewertung Pipelinelieferungen | Schwellenwert für Kostenvorteile von Pipelinetransport |
|---|---|---|
| **Khan, M. A., Young, C. & Layzell, D. B. 2021: The Techno-Economics of Hydrogen Pipelines.** | Transportkosten < 0,5-0,6 C$/kg (~ 0,3-0,4 EUR/kg) über eine Gesamtstrecke von 10, 30, 100 und 300 km. | $H_2$-Bedarf ~10,5 t$H_2$/Tag für 10 km. |
| **DVGW – Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. 2023: H2 Net&Logistics - Leitungsgebundene Versorgung von H2-Tankstellen für schwere Lkw** | Bewertung der Kosten von $H_2$ Versorgungskonzepte ($H_2$ aus DE und Importe) inkl. HRS-Standortanalyse für Leitungsgebundene Versorgung (FNB Netz 2030, 2050 mit 10 km Puffer zwischen $H_2$-Netz und HRS). | Bei größeren Absatzmengen zunehmend Belieferung über Pipeline oder über pipelinegebundenen $H_2$-Hub. Wo dies nicht umsetzbar ist, an Leitungsnetz angeschlossene $H_2$ -Hubs, die HRS im Umkreis von 50 km versorgen. |
| **Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Institut für Fahrzeugkonzepte 2023: $H_2$-Infrastruktur für Nutzfahrzeuge im Fernverkehr** | Prinzipielle Eignung unterschiedlicher $H_2$ -Versorgungsvarianten nach Transportdistanz und HRS-Kapazität. | $H_2$-Bedarf > 15 t$H_2$/Tag.<br>Für größere HRS und kürzere Transportdistanz. |
| **Abschlussbericht des HyExperts-Projekts der Landkreise Reutlingen und Tübingen (2023)** | Die Transportoptionen Trailer (gasförmig) und Pipeline (Neubau) wurden betrachtet. Transportkosten < 1 €/kg über eine Gesamtstrecke von 30 km. | Kostenvorteile bei der Kombination von geringen Distanzen und großen transportierten Mengen.<br>$H_2$-Bedarf > 10 t$H_2$/Tag. |
| **Solomon et al (2023) Cost Optimization of Compressed Hydrogen Gas Transport via Trucks and Pipelines** | Vergleich mit 350 und 540 bar Trailer. Transport über eine Gesamtstrecke von 25, 100, 250 und 500 km. | $H_2$-Bedarf > 10 t$H_2$/Tag für Distanzen < 150 km und bei Wasserstoffbedarf > 45 t$H_2$/Tag für alle Distanzen. |
| **Dena (2023) „Studie: Geschäftsmodelle für dezentrale Wasserstoffkonzepte – Zeit zum Nachsteuern“** | Vergleich des Transports von flüssigem und gasförmigem $H_2$ per Lkw und per Pipeline auf Verteilernetzebene über eine Gesamtstrecke von 15 km. | Kostenvorteile bei $H_2$-Bedarf > 0,41 TWh/a (~33 t$H_2$/Tag). Für umgewandelte Pipelines ab Verbrauchsmengen zwischen 4.000 und 8.700 MWh/a (~0,3 - 0,7 t$H_2$/Tag). |

Im Allgemeinen werden in der Literatur wirtschaftliche (Kosten-)Faktoren als Hauptkriterien für die Bewertung der Vorteile des Pipelinetransports herangezogen. Ein Ansatz besteht darin, einen Schwellenwert für die Transportkosten pro Einheit zu analysieren, bei dem eine Wettbewerbsfähigkeit der Pipelinetransporte mit anderen Transportmitteln angenommen wird. In der betrachteten Literatur werden Schwellenwerte für die Wettbewerbsfähigkeit des Pipelinetransports von 0,3 bis 1 EUR/Kg für die Entfernungen von 10 bis 500 km angegeben.

Eine Ausnahme bildet die Untersuchung des DVGW (2023), in der internationale Importrouten berücksichtigt werden. Bei der Analyse der HRS-Standorte wurde das visionäre $H_2$-Netz des FNG Gas mit einem 10 km-Puffer zwischen dem tatsächlichen HRS-Standort (an der Straße) und den Pipelinetrassen berücksichtigt, d.h. es wurde eine Anbindungsleitung bis zu 10 km angenommen,

deren Kosten aber nicht berücksichtigt wurden. Im Allgemeinen wird ein Kostenvorteil des Pipelinetransports bei $H_2$-Abnahmemengen im Bereich von 10 bis 45 t/Tag festgestellt.

Die hier vorgestellte Analyse der Kostenvorteile des Pipelinetransports kann nur als Anhaltspunkt für die vorliegende Studie dienen, da die Annahmen nicht die regulatorischen Bedingungen für die $H_2$-Netznutzung (wie z.B. die Entgelte-Systematik) berücksichtigen, die für die Wasserstoffversorgung per Pipeline entscheidend sein werden.

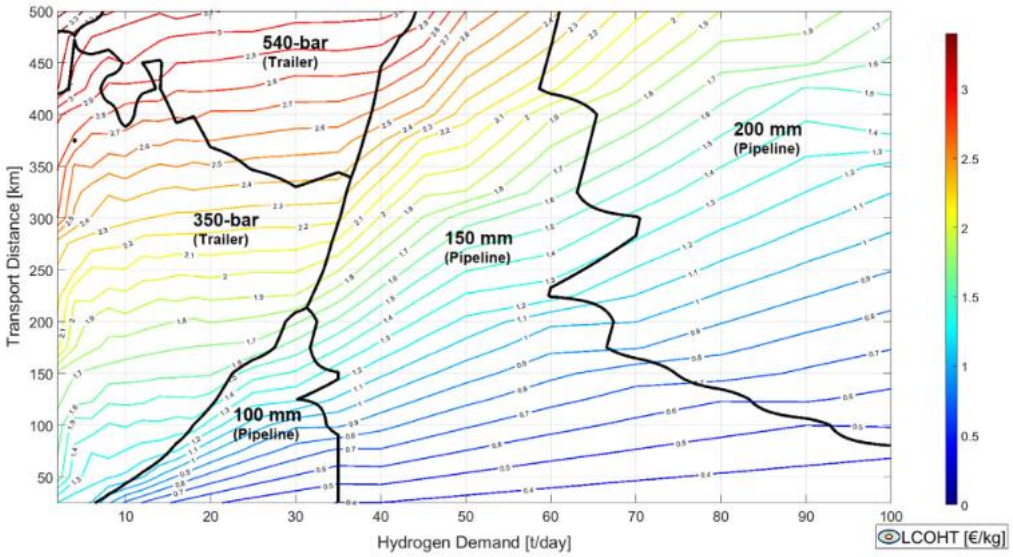



Abbildung 13 Kosten des $H_2$-Transports für Lkw und Pipelinetransport in Abhängigkeit vom $H_2$-Bedarf und der Transportentfernung nach Solomon, et al. [2024]

In einigen Studien und Berichten werden auch qualitative Aspekte zur Bewertung des Pipelinetransports genannt. So nennt der Bericht der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik [LBST und DLR 2023] zusätzliche Vorteile des Pipelinetransports, insbesondere eine hohe Versorgungssicherheit, den Entfall der Anlieferung und einen geringen Platzbedarf. Reuß et al. [2017] äußern Bedenken hinsichtlich der Eignung der derzeitigen Straßeninfrastruktur für den $H_2$-Transport per Lkw – im Falle einer großen Anzahl von Lkw zur Deckung des voraussichtlichen $H_2$-Transportbedarfs und stellen fest, dass Pipelines die bevorzugte Option für große Mengen sein könnten, zumindest beim $H_2$-Transportnetz und bei überlasteten Straßen. Zu den Nachteilen zählen laut des Berichts höhere Planungsaufwände und bei der HRS-Versorgung möglicherweise $H_2$-Verunreinigungen. Es kann nicht sichergestellt werden, dass die Reinheitsanforderungen künftiger $H_2$-Netze den Bedürfnissen von Brennstoffzellenfahrzeugen entsprechen. Daher könnte eine zusätzliche Reinigung an der HRS erforderlich sein, insbesondere bei der Umnutzung von Erdgasleitungen.

## 2.4 Techno-ökonomische Analyse beispielhafter Versorgungsoptionen

### 2.4.1 Methodisches Vorgehen

Im Rahmen dieser Kurzstudie wurden vier beispielhafte Optionen untersucht, um techno-ökonomische Aspekte der $H_2$-Versorgung durch ein $H_2$-Pipelinenetz für den Schwerlastverkehr zu prüfen:

1) Anbindung einer $H_2$-Tankstelle an das $H_2$-Kernnetz mittels Stichleitung;
2) Ein $H_2$-Hub, der als zentrale Versorgungstelle für viele $H_2$-Abnehmer fungiert, wird an das $H_2$-Kernnetz angeschlossen und die $H_2$-Tankstelle wird über den $H_2$-Hub versorgt;
3) Anbindung einer $H_2$-Tankstelle an das $H_2$-Verteilnetz mittels Stichleitung;
4) Ein $H_2$-Hub, der als zentrale Versorgungstelle für viele $H_2$-Abnehmer fungiert, wird an das $H_2$-Verteilnetz angeschlossen und die $H_2$-Tankstelle wird über den $H_2$-Hub versorgt.

Die Analyse erfolgte in Anlehnung an die Meta-Analyse der vorhandenen Literatur (siehe Kapitel 2.3.1). Darüber hinaus wurden qualitative Interviews mit Branchenvertretern aus dem Mobilitätssektor sowie mit zukünftigen Wasserstoffnetzbetreibern geführt (siehe Anhang 3: Im Rahmen der Studie durchgeführte Interviews). Schließlich wurde eine technisch-ökonomische Analyse von beispielhaften Versorgungsoptionen durchgeführt, wie sie in diesem Kapitel beschrieben wird.

#### Forschungsfragen und Randbedingungen der techno-ökonomischen Analyse

Die Analyse der technischen Aspekte konzentriert sich auf die vereinfachte Infrastrukturkonfiguration für die untersuchten Versorgungsoptionen im Hinblick auf einen verfügbaren Zugang zum $H_2$-Netz, die technische Machbarkeit der erforderlichen technischen Prozesse und das Potenzial für Skalierbarkeit und Synergien. Das Hauptziel der ökonomischen Analyse besteht darin, die wichtigsten Kostentreiber für die untersuchten Versorgungsoptionen zu ermitteln und zu bewerten. In dieser Betrachtung wurden die Annahmen für die Infrastrukturkonfigurationen, die Betriebsbedingungen und Versorgungsoptionen präzisiert. Grundlage für die jeweiligen Entscheidungen waren aktuelle und kurz- bis mittelfristig absehbare nationale strategische Rahmenbedingungen und Gesetze (siehe Kapitel 1.2.2). Darüber hinaus wurden relevante bestehende Wissensgrundlagen (siehe Kapitel 2) und Interviewergebnisse berücksichtigt. Die untersuchten Versorgungsoptionen basieren alle auf einer Versorgung mit reinem gasförmigem Wasserstoff über ein $H_2$-Netz als einzige $H_2$-Quelle. Sie unterscheiden sich hinsichtlich des Anschlusses an ein $H_2$-Kernnetz oder an ein $H_2$-Verteilernetz. Weiterhin gehen sie entweder von einer direkten Versorgung einer HRS über eine Stichleitung aus oder von einer Versorgung eines $H_2$-Hubs (siehe Kapitel 2.2) in einem ersten Schritt und dann der weiteren Versorgung von gasförmigen Wasserstofftankstellen über Lkw.

Dabei wurde auch angenommen, dass am $H_2$-Hub eine Tankstelle betrieben wird, an der ein Teil der gesamten $H_2$-Menge entnommen wird. Für den $H_2$-Qualitätsstandard im $H_2$-Netz wird die $H_2$-Qualität der Gruppe A angenommen (siehe Kap. 2.3.3). Weiterhin wird angenommen, dass sich die angeschlossenen HRS und $H_2$-Hub in einem Abstand von 10 km zum $H_2$-Kernnetz oder $H_2$-Verteilnetz

befinden – in Anlehnung an die Annahme eines 10-km-Pufferabstands (siehe Kapitel 2.3.6). Der Wasserstoff wird über eine GDRM-Anlage in die Anschlussleitung eingespeist, um die Messung der $H_2$-Mengen und die Einhaltung der Druck- und Durchflussbedingungen zu ermöglichen. An einer HRS oder am $H_2$-Hub ist eine zusätzliche Anlage für die Aufreinigung von Wasserstoff auf $H_2$-Qualität der Gruppe D vorgesehen. Auch die Ausrüstung für die erforderliche Verdichtung und Pufferspeicherung von Wasserstoff wird vorausgesetzt. Weiterhin wurde die Größe l (1.000 t/Jahr bzw. 3 t/Tag) der HRS und der $H_2$-Hub mit einem Bedarf von 5.000 t/Jahr (ca. 14 t/Tag) angenommen.

Für den Weitertransport von einem $H_2$-Hub zu regionalen HRS wurde eine Entfernung von 50 km angenommen. Zusätzlich wurde für einen $H_2$-Hub, der an das $H_2$-Kernnetz angeschlossen ist, eine Option mit einer Entfernung von 200 km betrachtet.

Der methodische Ansatz bei der Bewertung der Kostentreiber ist in Tabelle 5 dargestellt. Die Kostentreiber wurden in zwei Szenarien (niedrig und hoch) unter Berücksichtigung erheblicher Unsicherheiten bei den zugrunde liegenden Annahmen bewertet. Ein detaillierterer Überblick über die Annahmen ist in Anhang 2 enthalten.

### Nicht berücksichtigte Faktoren in der technischen und wirtschaftlichen Analyse

Die Analyse konzentrierte sich nur auf die Wasserstoffkosten für den Transport und die Wasserstoffaufbereitung. Sie berücksichtigte nicht die $H_2$-Kosten und die $H_2$-Produktion vor Ort – zusätzliche Vorteile sind durch pipelinegebundene Großproduzenten und Importe möglich. Darüber hinaus wurden weitere sozioökonomische Kosten nicht berücksichtigt – ein möglicher zusätzlicher Nutzen könnte durch die Vermeidung von Diesel-Lkw ($CO_2$-Einsparungen, geringere $H_2$-Leckagen) und die Entlastung der Straßeninfrastruktur erzielt werden.

Tabelle 5 Übersicht der betrachteten Kostentreiber und Darstellung des methodischen Ansatzes zu deren Bewertung

| Kostentreiber | Ansatz | Kostenniveaus | Hinweis |
|---|---|---|---|
| **$H_2$-Kernnetz-Transportkosten** | Vergütung über ein jährliches Transportnetzgebühr ("Briefmarke") für die $H_2$-Netznutzung. | Vorläufige Hochlaufentgelt. | Endgültige Transportentgelten müssen berücksichtigt werden, nachdem sie festgelegt und genehmigt worden sind (siehe Kapitel 1.3). |
| **$H_2$-Verteilnetz-Transportkosten** | Vergütung über eine jährliche Verteilnetzgebühr ("Briefmarke") für die $H_2$-Netznutzung. | Grobe Schätzung unter Berücksichtigung des aktuellen Verhältnisses zwischen Gastransport- und Gasverteilernetzentgelt sowie des angenommenen $H_2$-Kernnetzentgelts. | Sehr hohe Ungewissheit. Verteilnetzgebühren werden vom künftigen Finanzierungsrahmen (siehe Kapitel 1.3) und dem tatsächlichen Einsatz von Wasserstoff in den einzelnen Verteilernetzen abhängen. |
| **Anschluss-Kosten** | Nivellierte Nutzungskosten für die Stichleitung und die GDRM-Anlage. | Auf der Grundlage der Investitions- und Betriebskosten aus der Literatur sowie der angenommenen Entfernung vom $H_2$-Netz und der $H_2$-Mengen. | Tatsächlichen Anschlusskosten sind von Fall zu Fall zu beurteilen. Die Umstellung der bestehenden Gasinfrastruktur wurde nicht in Betracht gezogen (könnte im Einzelfall eine zusätzliche Kostensenkung bringen). |
| **Aufreinigung & Kompression-Kosten** | Aufreinigung von $H_2$ Grade A aus der Pipeline auf Grade D. | Ausgehend von der Literatur. | In den Experteninterviews wurde auf die große Unsicherheit bzgl. des Umfanges der Aufreinigung und der damit verbunden Kosten |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | Beim Anschluss an das $H_2$-Verteilnetz Vorverdichtung des $H_2$ von 16 auf 32 bar. | | hingewiesen. Dabei wurden auch deutlich höhere Kosten für möglich gehalten (2-3 €/kg $H_2$), als in den Szenarien gemäß den verwendeten Quellen unterstellt. |
| **Speicherung Kosten** | Für $H_2$-Hub Ansatz einer Speicherkapazität von 15 Tonnen. | Für 1 Tonne Speicherkapazität wurden CAPEX von 500.000 € angenommen | Die Kosten pro Tonne Speicher an der HRS liegen heute höher, die Speicher sind aber deutlich kleiner. |
| **Lkw-Transport Kosten** | Transport mit einem $CGH_2$ Swap Trailer (380 bar, 45ft) mit ca. 1.100 kg netto Kapazität. | Qualifizierte Schätzungen der CEP-Arbeitsgruppe „$H_2$-Hubs“ für 2030. | Endgültige Transportkosten hängen von Entwicklung der CAPEX und OPEX (Maut, Treibstoffpreis, etc.) sowie des regulativen Rahmens (ADR, THG-Quote etc.) ab. |

## 2.4.2 Ergebnisse der techno-ökonomischen Analyse der untersuchten Versorgungsoptionen

### I. Direktanbindung einer HRS an das $H_2$-Kernnetz mittels Stichleitung

Abbildung 14 Infrastrukturelemente und Betriebsbedingungen für die Option zur $H_2$-Versorgung eines HRS aus dem $H_2$-Kernnetz

Diese Option geht von einer direkten $H_2$-Versorgung einer HRS aus dem $H_2$-Kernnetz aus. Die Infrastrukturelemente und Betriebsbedingungen sind in der Abbildung 14 dargestellt. Basierend auf Analyse der technischen Machbarkeit für diese Versorgungsoption werden folgende Schlussfolgerungen gezogen:

- Zugang zum $H_2$-Netz ist absehbar, wenn man die fortgeschrittenen regulatorischen Bedingungen für das $H_2$-Kernnetz berücksichtigt (siehe Kapitel 1.3);
- technische Machbarkeit der $H_2$-Aufbereitung an einer einzelnen Tankstelle ist ungewiss (siehe Kapitel 2.1.1);
- geringe Skalierbarkeit und Synergiepotenziale für eine einzelne Tankstelle in Bezug auf HRS-Kapazitätserweiterung, Flächenbedarf und zusätzliche $H_2$-Abnehmer.

Auf Grundlage der Bewertung der erfassten Kostentreiber wurden die gesamten spezifischen Transport- und Aufbereitungskosten berechnet (siehe Abbildung 15) mit folgenden Ergebnissen:

- Die indikativen Transport- und Aufbereitungskosten dieser Versorgungsoption I liegen zwischen 1,55 und 0,62 EUR/kg, was auf die Konkurrenzfähigkeit der Option im Niedrig-Szenario hinweist;
- Hauptanteil der Kosten liegt bei den Aufreinigungskosten im Hoch-Szenario und bei Anschlusskosten im Niedrig-Szenario;
- Ein Vergleich der Transport- und Aufbereitungskosten dieser Versorgungsoption I – das ist das grün schattierte Rechteck in Abbildung 16 – mit einem Lkw-Transport für eine HRS der Größe l (3t / Tag) – das ist die gelbe Kurve in Abbildung 16 – zeigt einen potenziellen Kostenvorteil des Pipelinetransports ab einer Gesamttransportstrecke zwischen HRS und $H_2$-Quelle von mehr als 400 km (Hoch-Szenario) bzw. 100 km (Niedrig Szenario)
- Aufgrund der geringen Skalierbarkeit und des Synergiepotenzials wird keine wesentliche Kostensenkung erwartet.

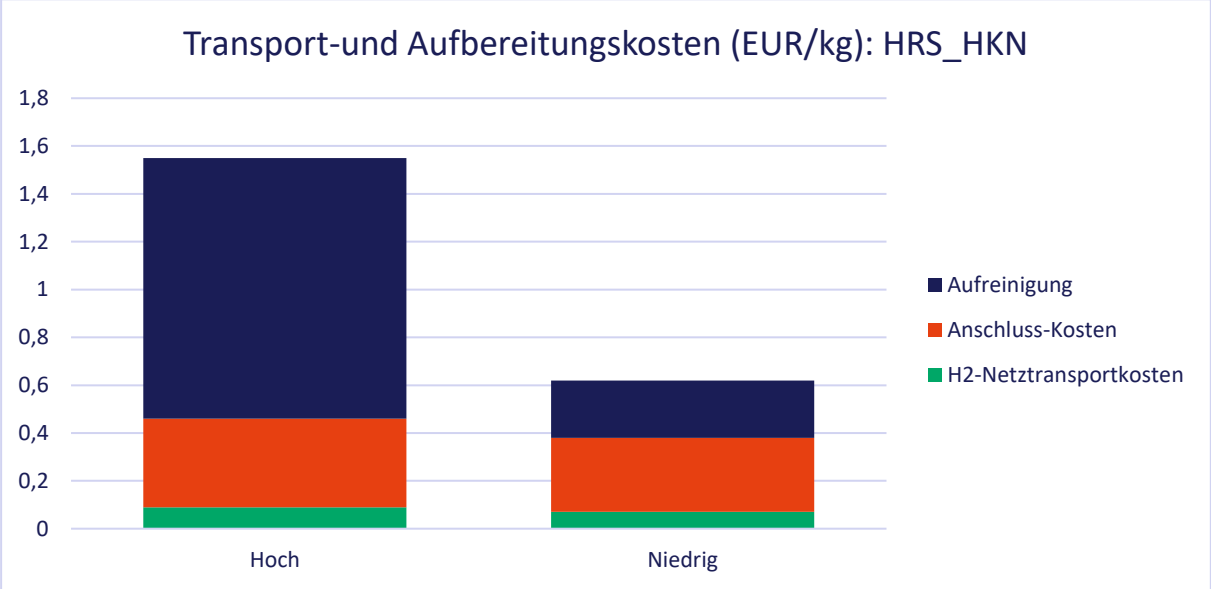



Abbildung 15 Indikative spezifische Transport- und Aufbereitungskosten für eine $H_2$-Tankstelle (Größe L) mit Anschluss an das $H_2$-Kernnetz

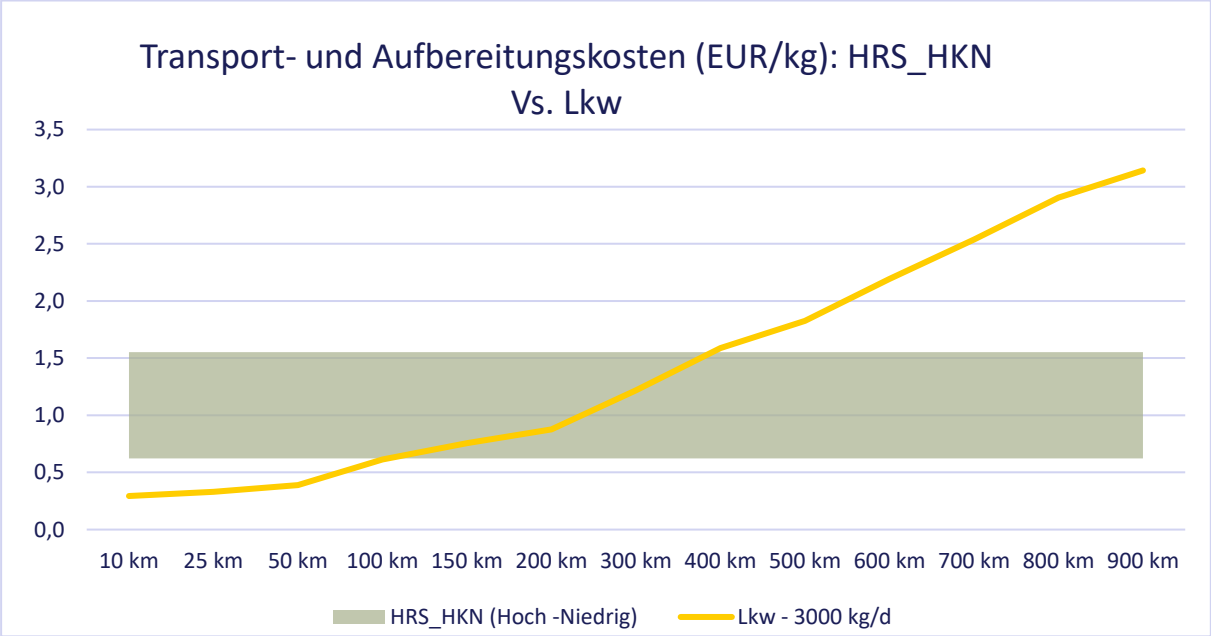



Abbildung 16 Vergleich der spezifischen Transport- und Verarbeitungskosten für eine $H_2$-Tankstelle der Größe L mit Anschluss an das $H_2$-Kernnetz mit einer Lkw-Transportvariante in Abhängigkeit von der Gesamttransportstrecke

## II. HRS-Versorgung per Lkw von einem $H_2$-Hub, der an das $H_2$-Kernnetz angeschlossen ist

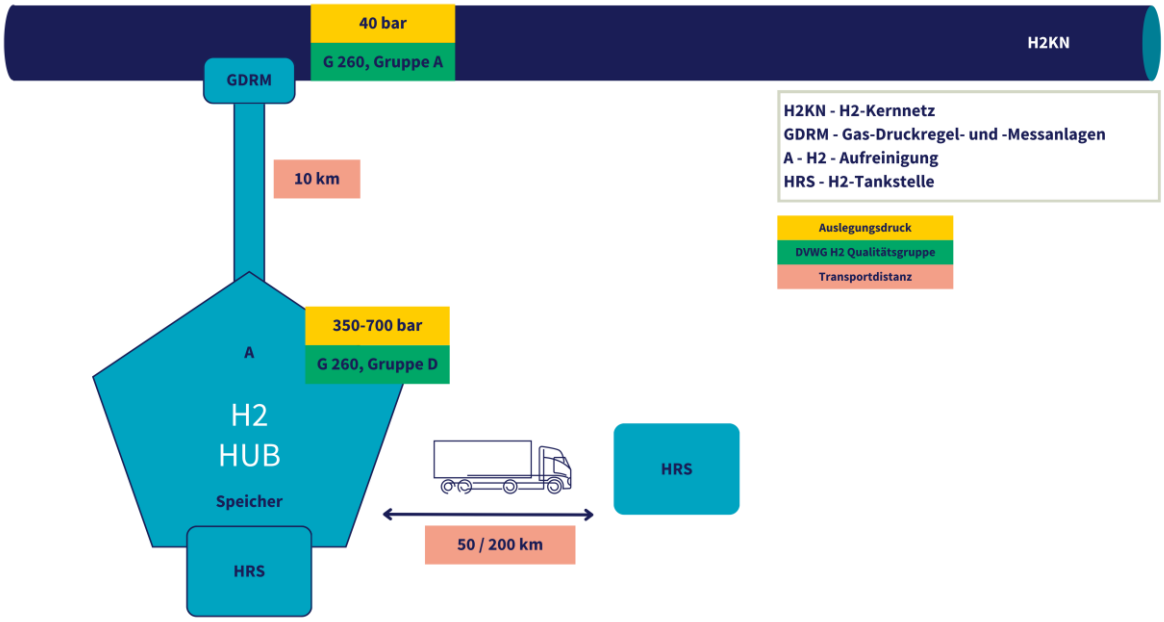



Abbildung 17 Infrastrukturelemente und Betriebsbedingungen für die Option HRS-Versorgung per Lkw von einem $H_2$-Hub, der an das $H_2$-Kernnetz angeschlossen ist

Bei dieser Option wird davon ausgegangen, dass mehrere HRS per Lkw von einem an das $H_2$-Kernnetz angeschlossenen $H_2$-Hub versorgt werden. Auch am Hub wird eine HRS betrieben, an der ein Teil der gesamten $H_2$-Menge entnommen wird. Die Infrastrukturelemente und Betriebsbedingungen sind in der Abbildung 17 dargestellt. Basierend auf der Analyse der technischen Machbarkeit für diese Versorgungsoption werden folgende Schlussfolgerungen gezogen:

- Zugang zum $H_2$-Netz ist absehbar, wenn man die fortgeschrittenen regulatorischen Bedingungen für das $H_2$-Kernnetz berücksichtigt (siehe Kapitel 1.3);
- technische Machbarkeit der $H_2$-Aufbereitung an einem $H_2$-Hub ist absehbar (siehe Kapitel 2.3.2);
- hohe Skalierbarkeit und Synergiepotenziale für einen $H_2$-Hub in Bezug auf $H_2$-Hub Kapazitätserweiterung, Flächenbedarf und zusätzliche $H_2$-Abnehmer.

Auf der Grundlage der Bewertung der erfassten Kostentreiber (siehe Abbildung 18) werden folgende Schlussfolgerungen gezogen:

- Die indikativen Transport- und Aufbereitungskosten liegen zwischen 1,01 und 0,76 EUR/kg, was die Konkurrenzfähigkeit der Option in den beiden untersuchten Szenarien hinweisen;
- Den Hauptanteil der Kosten machen die Lkw-Transportkosten aus;
- Der Vergleich der Transport- und Aufbereitungskosten zwischen vollständigem Lkw-basiertem Transport und der Hub-Lösung mit Anschluss an das $H_2$-Kernnetz zeigt einen potenziellen Kostenvorteil der Hub-Lösung ab einer Gesamttransportstrecke zwischen Tankstelle und $H_2$-Quelle von mehr als 250 km (Hoch-Szenario) bzw. 150 km (Niedrig-Szenario) (siehe Abbildung 19);
- Liegt die Entfernung zwischen $H_2$-Hub und $H_2$-Tankstelle bei 200 (blau schattiertes Rechteck in Abbildung 19) statt bei 50 km (grün schattiertes Rechteck in Abbildung 19), ist

die Hublösung erst ab einer Gesamttransportstrecke von mehr als 350 km (Hoch Szenario) bzw. 300 km (Niedrig Szenario) kostengünstiger (siehe Abbildung 19);

- Aufgrund der hohen Skalierbarkeit und des Synergiepotenzials wird potenzielle Kostensenkung erwartet.

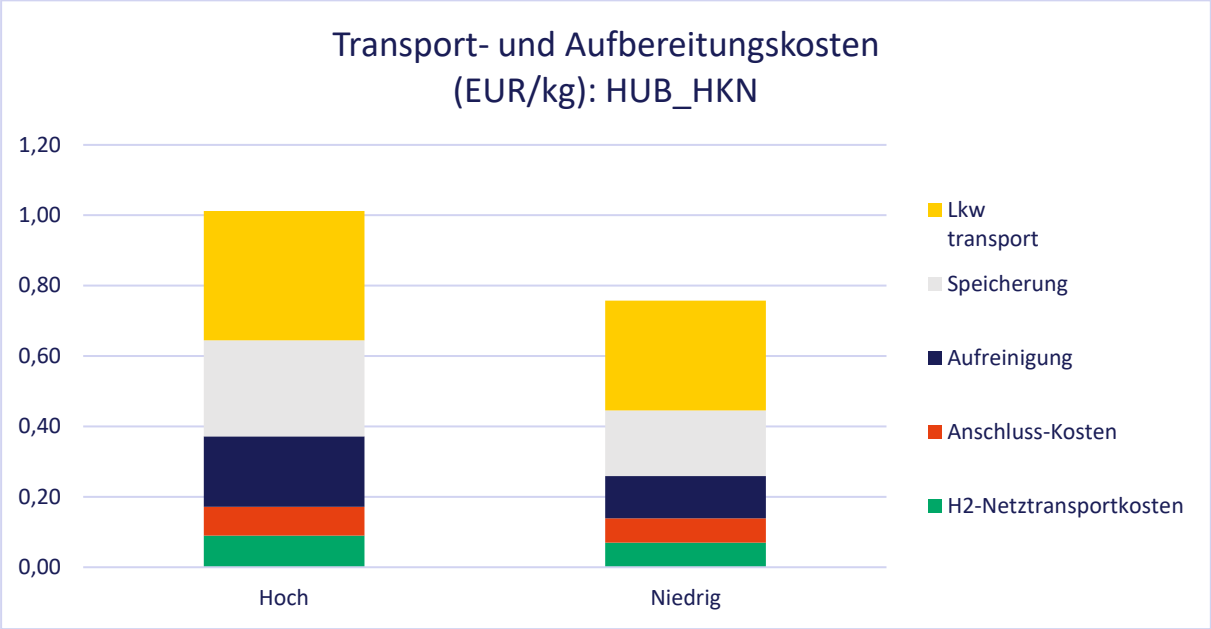



Abbildung 18 Indikative spezifische Transport- und Aufbereitungskosten für $H_2$-Versorgung per Lkw von einem $H_2$-Hub mit Anschluss an $H_2$-Kernnetz

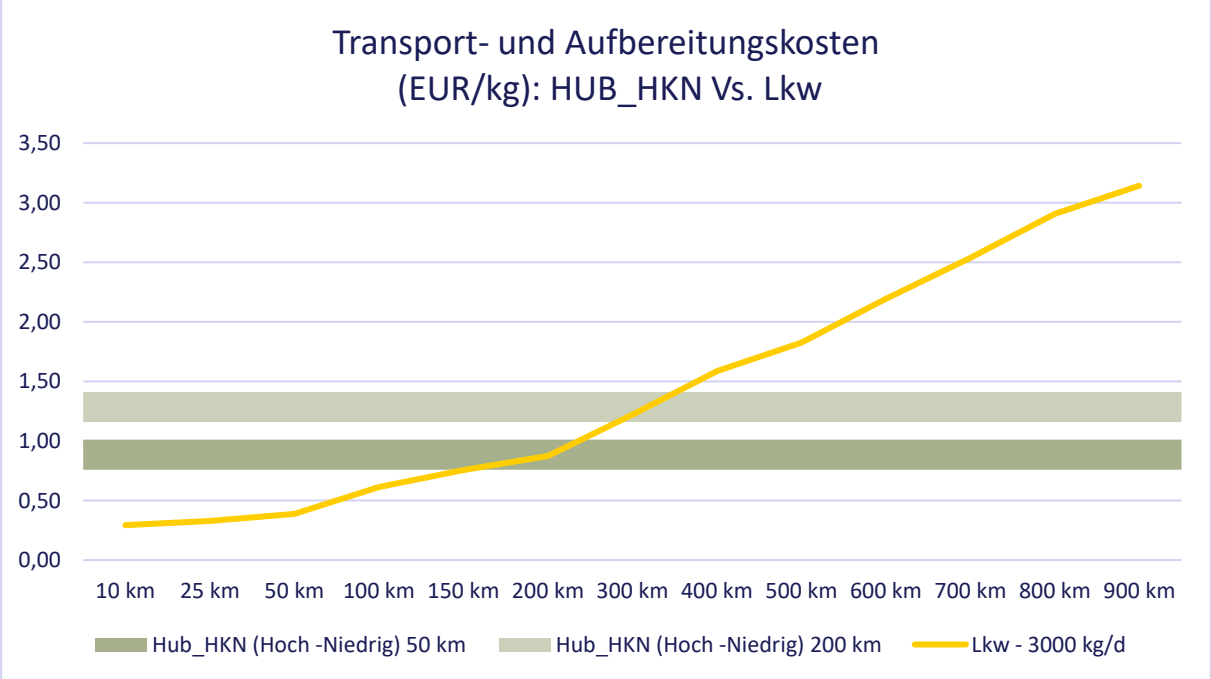



Abbildung 19 Vergleich der spezifischen Transport- und Verarbeitungskosten für eine $H_2$-Hub mit Anschluss an das $H_2$-Kernnetz und weitere Lkw $H_2$-Verteilung (Entfernung 50 und 200 km) mit einer Lkw-Transportvariante in Abhängigkeit von der Gesamttransportstrecke

## III. Direktanbindung einer HRS an das $H_2$-Verteilnetz mittels Stichleitung

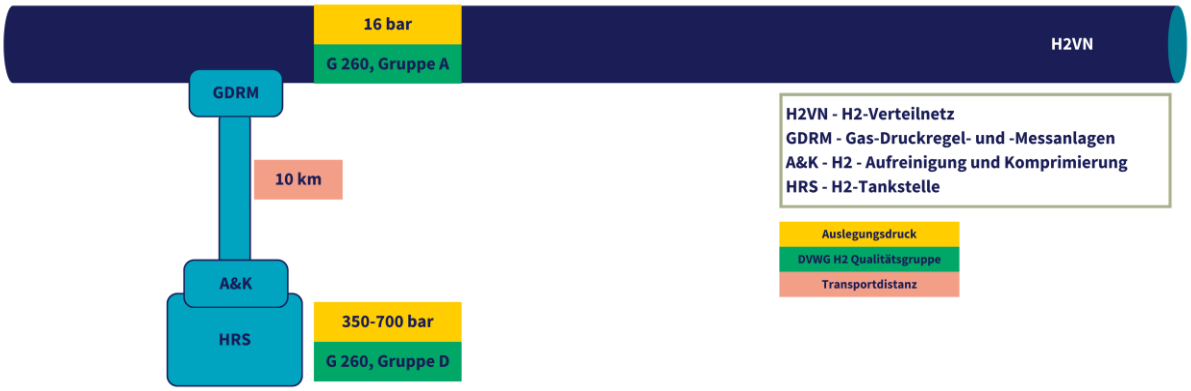



Abbildung 20 Infrastrukturelemente und Betriebsbedingungen für die Option zur $H_2$-Versorgung eines HRS aus dem $H_2$-Verteilnetz

Diese Option geht von einer direkten $H_2$-Versorgung einer HRS aus dem $H_2$-Verteilnetz aus. Die Infrastrukturelemente und Betriebsbedingungen sind in der (Abbildung 20) dargestellt. Basierend auf Analyse der technischen Machbarkeit für diese Versorgungsoption werden folgende Schlussfolgerungen gezogen:

- Der Zugang zum $H_2$-Netz ist derzeit unsicher, da die regulatorischen Bedingungen für das $H_2$-Verteilnetz noch nicht festgelegt sind (siehe Kapitel 1.3);
- technische Machbarkeit der $H_2$-Aufbereitung an einer einzelnen Tankstelle ist ungewiss (siehe Kapitel 2.1.1);
- geringe Skalierbarkeit und Synergiepotenziale für eine einzelne Tankstelle in Bezug auf HRS-Kapazitätserweiterung, Flächenbedarf und zusätzliche $H_2$-Abnehmer.

Auf der Grundlage der Bewertung der erfassten Kostentreiber (siehe Abbildung 21) werden folgende Schlussfolgerungen gezogen:

- Die indikativen Transport- und Aufbereitungskosten variieren zwischen 2,97 und 1,64 EUR/kg was auf die geringe Wettbewerbsfähigkeit der Option in den beiden untersuchten Szenarien hinweist;
- Den Hauptanteil der Kosten machen die $H_2$-Netztransportkosten aus – basierend auf unsicheren Annahmen der $H_2$-Verteilernetzentgelte. Im Falle einzelner $H_2$-Verteilnetze, die Synergieeffekte mit Großverbrauchern erzielen und eine staatliche Investitionsförderung erhalten könnten (z.B. durch IPCE-Wasserstoff[34]), könnten diese Kosten geringer ausfallen. Im Szenario "Hoch" bilden auch die $H_2$-Aufreinigungskosten einen großen Teil der Gesamtkosten;
- Ein Vergleich der Transport- und Aufbereitungskosten mit einem Lkw-Transport für einen $H_2$-Hub mit Anschluss an das $H_2$-Kernnetz und weitere Lkw H2-Verteilung zeigt einen potenziellen Kostenvorteil ab einer Gesamttransportstrecke von der $H_2$-Quelle von mehr als 250 km (Hoch Szenario) bzw. 150 km (Niedrig Szenario) (siehe Abbildung 22).

[34] bereits initiierte Förderprogramm im Bereich Wasserstofftechnologien und -systeme im Rahmen von IPCEI (Important Projects of Common European Interest), https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/ipcei-wasserstoff.html

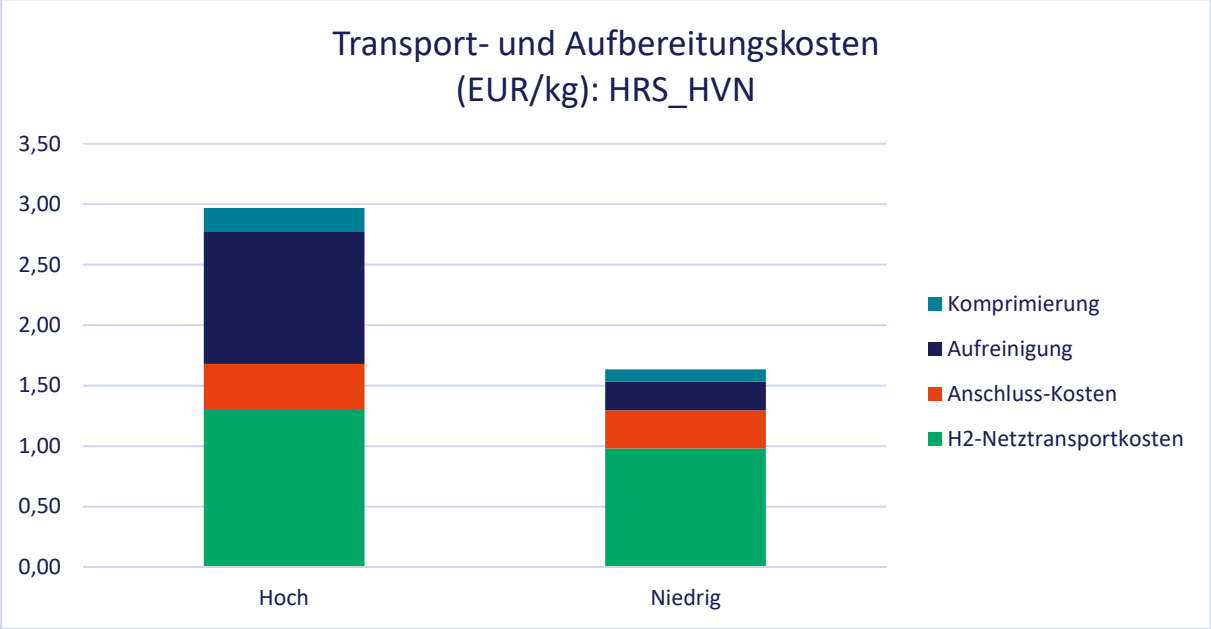



Abbildung 21 Indikative spezifische Transport- und Aufbereitungskosten für eine $H_2$-Tankstelle (Größe L) mit Anschluss an das $H_2$-Verteilnetz

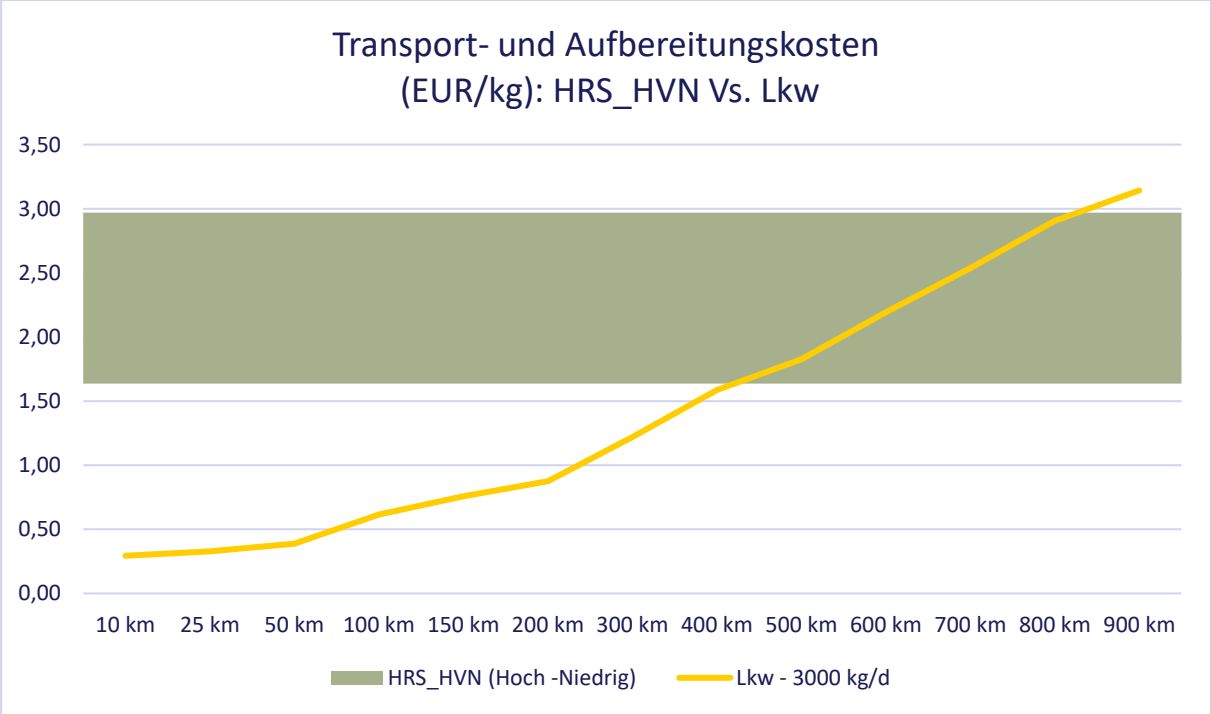



Abbildung 22 Vergleich der spezifischen Transport- und Verarbeitungskosten für eine $H_2$-Tankstelle der Größe L mit Anschluss an das $H_2$-Verteilnetz mit einer Lkw-Transportvariante in Abhängigkeit von der Gesamttransportstrecke

## IV. HRS-Versorgung per Lkw von einem $H_2$-Hub, der an das $H_2$-Verteilnetz angeschlossen ist

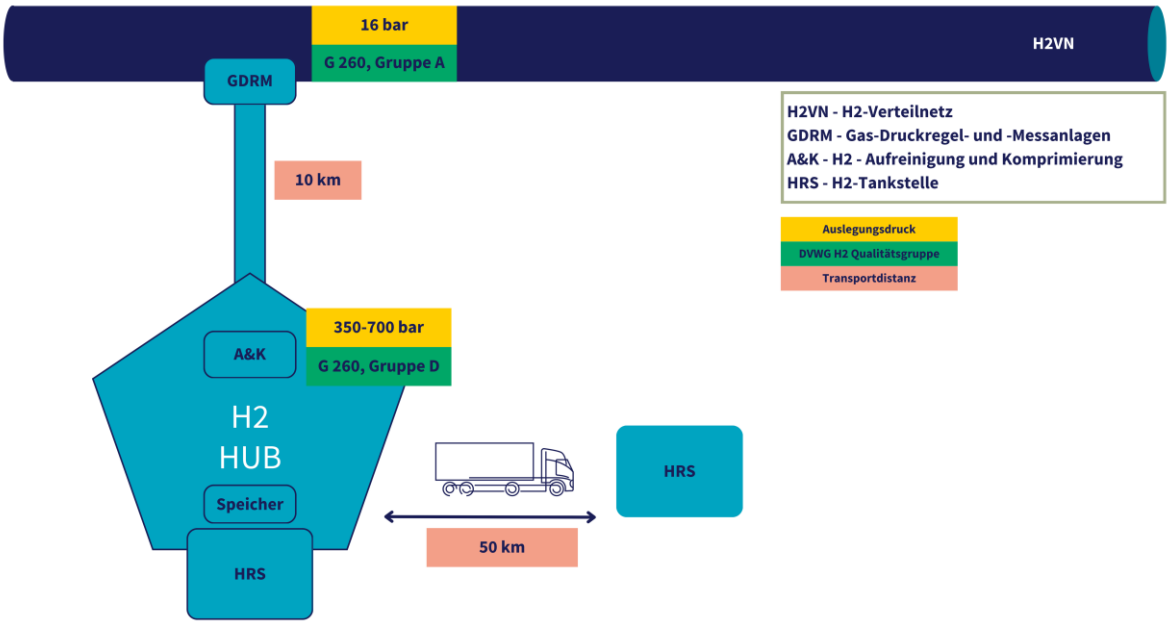



Abbildung 23 Infrastrukturelemente und Betriebsbedingungen für die Option HRS-Versorgung per Lkw von einem $H_2$-Hub, der an das $H_2$-Verteilnetz angeschlossen ist

Bei dieser Option wird davon ausgegangen, dass mehrere HRS per Lkw von einem an das $H_2$-Verteilnetz angeschlossenen $H_2$-Hub versorgt werden. Auch am Hub wird eine HRS betrieben, an der ein Teil der gesamten $H_2$-Menge entnommen wird. Die Infrastrukturelemente und Betriebsbedingungen sind in der (Abbildung 23) dargestellt. Basierend auf der Analyse der technischen Machbarkeit für diese Versorgungsoption werden folgende Schlussfolgerungen gezogen:

- Der Zugang zum $H_2$-Netz ist derzeit unsicher, da die regulatorischen Bedingungen für das $H_2$-Verteilnetz noch nicht festgelegt sind (siehe Kapitel 1.3);
- technische Machbarkeit der $H_2$-Aufbereitung an einem $H_2$-Hub ist absehbar (siehe Kapitel 2.3.2);
- hohe Skalierbarkeit und Synergiepotenziale für einen $H_2$-Hub in Bezug auf $H_2$-Hub Kapazitätserweiterung, Flächenbedarf und zusätzliche $H_2$-Abnehmer.

Auf der Grundlage der Bewertung der erfassten Kostentreiber (siehe Abbildung 24) werden folgende Schlussfolgerungen gezogen:

- Die indikativen Transport- und Aufbereitungskosten liegen zwischen 2,43 und 1,77 EUR/kg, was auf die geringe Wettbewerbsfähigkeit der Option in den beiden untersuchten Szenarien hinweist;
- Den größten Anteil an den Gesamtkosten machen die $H_2$-Netztransportkosten aus – basierend auf unsicheren Annahmen der $H_2$-Verteilernetzentgelte. Im Falle einzelner $H_2$-Verteilnetze, die Synergieeffekte mit Großverbrauchern erzielen und eine staatliche Investitionsförderung erhalten könnten (z.B. IPCEI-Projekt), könnten diese Kosten geringer ausfallen;
- Ein Vergleich der Transport- und Aufbereitungskosten zwischen dem reinen Lkw-Transport und der Versorgung der Tankstelle über einen $H_2$-Hub mit Anschluss an das $H_2$-Verteilnetz zeigt einen potenziellen Kostenvorteil des Hubs ab einer Gesamttransportstrecke von der

$H_2$-Quelle bis zur Tankstelle von mehr als 700 km (Hoch Szenario) bzw. 500 km (Niedrig Szenario) (siehe Abbildung 25)

- Aufgrund der hohen Skalierbarkeit und des Synergiepotenzials wird potenzielle Kostensenkung erwartet.

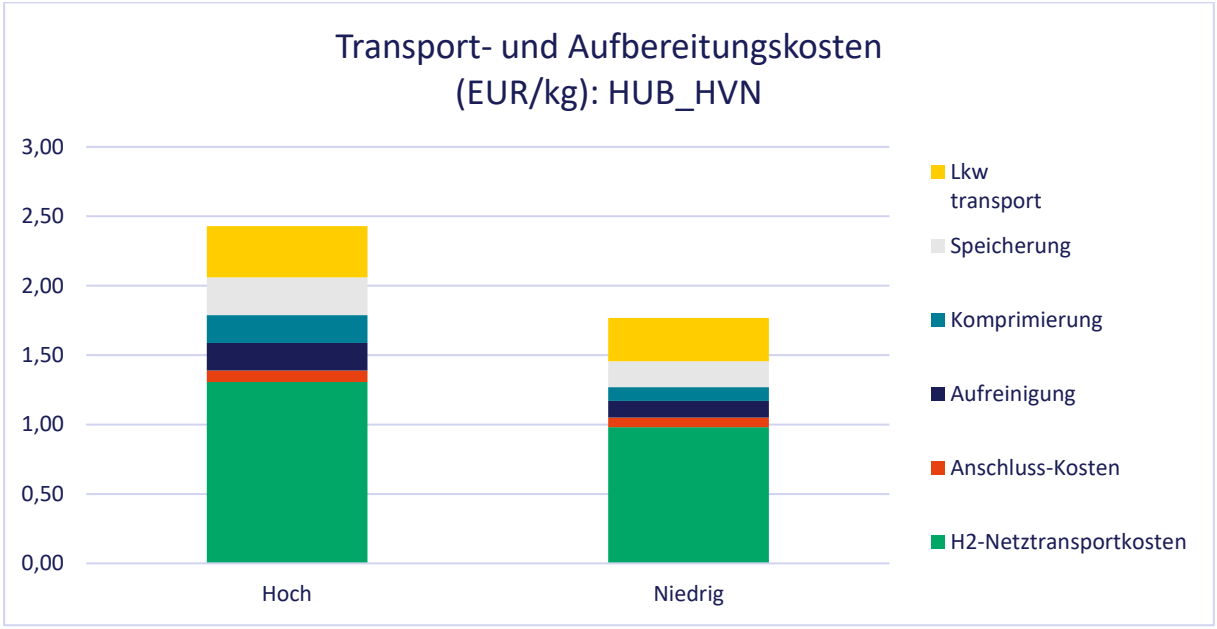



Abbildung 24 Indikative spezifischen Transport- und Aufbereitungskosten für eine $H_2$-Tankstelle (Größe L) mit Anschluss an $H_2$-Verteilnetz

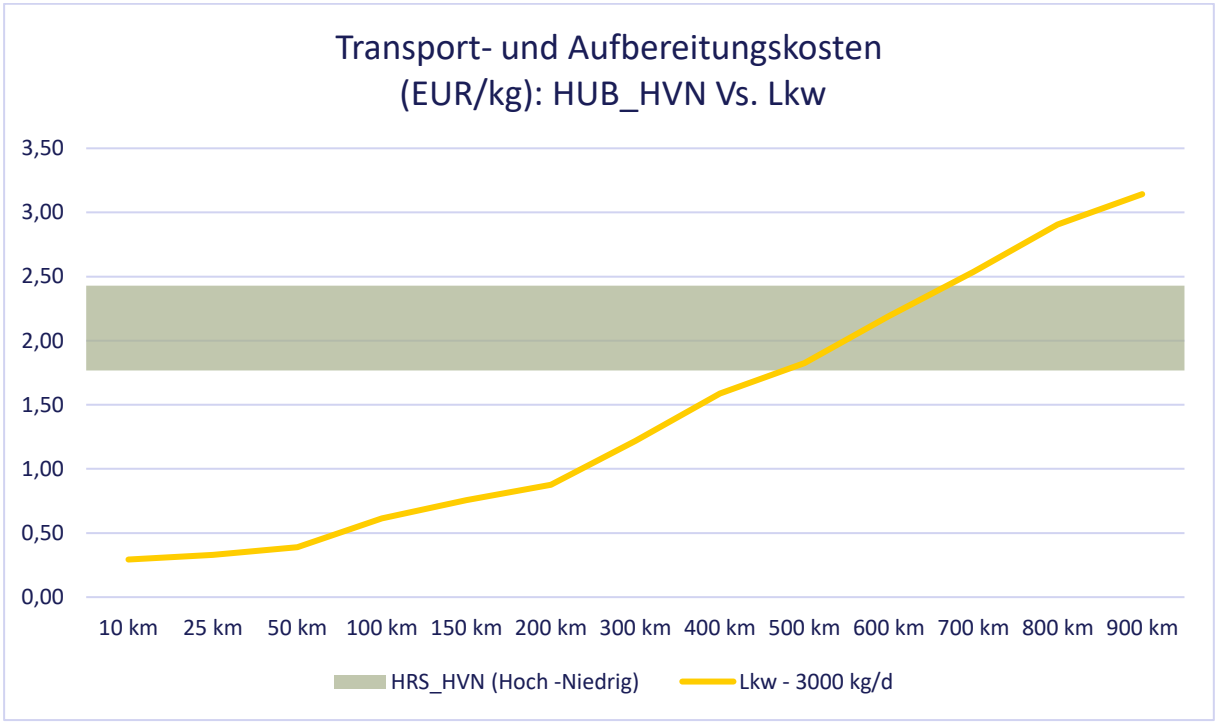



Abbildung 25 Vergleich der spezifische Transport- und Verarbeitungskosten für eine $H_2$-Hub mit Anschluss an das $H_2$-Verteilnetz und weitere Lkw $H_2$-Verteilung (Entfernung 50 km) mit einer Lkw-Transportvariante in Abhängigkeit von der Gesamttransportstrecke

### 2.4.3 Vergleich der Ergebnisse der techno-ökonomischen Analyse der untersuchten Versorgungsoptionen und Schlussfolgerungen

Um unter den untersuchten Versorgungsoptionen die günstigsten Optionen bewerten zu können, wurde ein Vergleich der Ergebnisse der techno-ökonomischen Analyse durchgeführt. Ein Vergleich der spezifischen Kosten der untersuchten Versorgungsoptionen ist in der Abbildung 26 dargestellt.

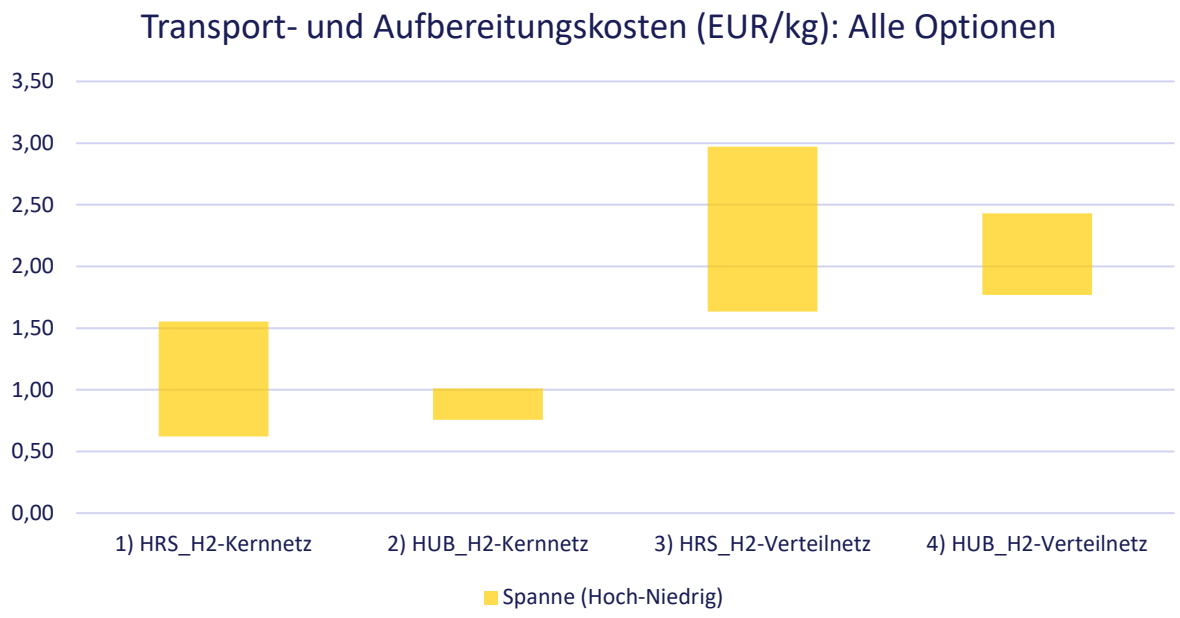



Abbildung 26 Vergleich der spezifischen Kosten der untersuchten Versorgungsoptionen

Eine Zusammenfassung der technischen und ökonomischen Analyseergebnisse ist in Tabelle 6 aufgelistet. Die Analyse von untersuchten Versorgungsoptionen kommt zu dem Ergebnis, dass ein $H_2$-Hub, der als zentrale Versorgungsstelle für eine Reihe von weiteren HRS fungiert und an das $H_2$-Kernnetz angeschlossen wird, innerhalb eines kurz- bis mittelfristigen Zeithorizonts die vorteilhafte Option darstellt. Dabei sollte in den $H_2$-Hub eine HRS integriert sein. Weitere nahegelegene HRS werden dann per Trailer-Weitertransport mit Wasserstoff versorgt und müssen so nicht selbst an das $H_2$-Netz angeschlossen werden. $H_2$-Hubs könnten zudem Prozessschritte wie die Aufreinigung und Verdichtung von Wasserstoff zentralisieren, die ansonsten an der HRS anfallen würden und damit helfen, die Anbindung der HRS an das $H_2$-Netz kosteneffizienter zu gestalten. Skaleneffekte ergeben sich speziell bei der Aufreinigung des aus der Pipeline ausgespeisten Wasserstoffs, aber auch bei den notwendigen Investitionskosten für die Stichleitung zum $H_2$-Kernnetz oder zu $H_2$-Speichern.

Tabelle 6 Zusammenfassung der Ergebnisse der technisch-wirtschaftlichen Analyse von untersuchten Versorgungsoptionen

| | Technische Machbarkeit | | Wirtschaftlichkeit | | Insgesamt |
|---|---|---|---|---|---|
| **1) HRS_$H_2$-Kernnetz** | + | – Absehbarer Zugang zum $H_2$-Netz<br>– Ungewissheit über die technische Machbarkeit der $H_2$-Aufreinigung<br>– Niedrige Skalierbarkeit Synergiepotenzial | ++ | – Wettbewerbsfähig im Szenario „Niedrig“<br>– Ungewissheit über die $H_2$-Aufreinigungskosten<br>– Niedrige Skalierbarkeit/ Synergiepotenzial | +++ |
| **2) Hub_$H_2$-Kernnetz** | +++ | – Vorhersehbarer Zugang zum $H_2$-Netz<br>– Absehbare technische Machbarkeit der $H_2$-Aufreinigung<br>– Hohe Skalierbarkeit/ Synergiepotenzial | ++ | – Wettbewerbsfähig in beiden untersuchten Szenarien<br>– Ungewissheit über die $H_2$-Aufreinigungskosten<br>– bei größeren Entfernungen zwischen Hub und HRS (> 50 km) könnte eine Aufstockung der $H_2$-Hub-Größe erforderlich sein | +++++ |
| **3) HRS_$H_2$-Verteilnetz** | + | – Ungewissheit über den Zugang zum $H_2$-Netz<br>– Ungewissheit über die technische Machbarkeit der $H_2$-Aufreinigung<br>– Niedrige Skalierbarkeit/ Synergiepotenzial | + | – Geringere Wettbewerbsfähigkeit aufgrund höherer Verteilungsnetzentgelte und $H_2$-Aufreinigungskosten<br>– Ungewissheit über die Netzentgelte und $H_2$-Aufreinigungskosten<br>– Niedrige Skalierbarkeit / Synergiepotenzial | ++ |
| **4) Hub_$H_2$-Verteilnetz** | ++ | – Ungewissheit über den Zugang zum $H_2$-Netz<br>– Absehbare technische Machbarkeit der $H_2$-Aufreinigung<br>– Hohe Skalierbarkeit/ Synergiepotenzial | + | – Geringere Wettbewerbsfähigkeit aufgrund höherer Verteilungsnetzentgelte und $H_2$-Aufreinigungskosten<br>– Ungewissheit über die Netzentgelte und $H_2$-Aufreinigungskosten<br>– Hohe Skalierbarkeit / Synergiepotenzial | +++ |

# 3. Handlungsempfehlungen

Die Untersuchungsergebnisse zeigen, dass eine Versorgung der HRS über das $H_2$-Netz technisch möglich ist und wirtschaftlich wettbewerbsfähig ausgestaltet werden kann. Die techno-ökonomische Analyse der vier dargestellten Versorgungsoptionen kommt zu dem Ergebnis, dass ein $H_2$-Hub, der an das $H_2$-Kernnetz angeschlossen wird, innerhalb eines kurz- bis mittelfristigen Zeithorizonts die attraktivste Option darstellt.

Um die Voraussetzungen für eine mögliche Anbindung von $H_2$-Hubs und HRS an das $H_2$-Netz zu schaffen, werden auf Basis der Studienergebnisse die folgenden neun Handlungsempfehlungen abgeleitet:

### Koordinierte Infrastrukturplanung

**Handlungsempfehlung 1:** Verzahnung der **Planungen für die $H_2$-Netze und das $H_2$-Tankstellennetz**

*Kontext:*
- Für Planung der $H_2$-Tankstelleninfrastruktur ist die Verzahnung der Planungen der $H_2$-Netze und des Tankstellennetzes zentral.
- Die erste Stufe der Planung des $H_2$-Kernnetzes ist weitgehend abgeschlossen und weiterer Input zu möglichen Bedarfen von $H_2$-Tankstellen wird hier keine Berücksichtigung finden können.
- Die Bedarfe und Anforderungen der Tankstellen sollten im Rahmen des integrierten NEP Gas und Wasserstoff berücksichtigt werden.

*Zeitrahmen*:
- Die Marktabfrage für den Szenariorahmen des ersten integrierten NEP Gas und Wasserstoff 2025 ist ebenfalls bereits erfolgt. Die erstmalige Vorlage des Entwurfs des Szenariorahmens für den integrierten NEP Gas und Wasserstoff ist zum 30. Juni 2024 vorgesehen. Anschließend soll dazu ein Konsultationsverfahren durchgeführt werden.

**Handlungsempfehlung 2:** **Einrichtung einer Plattform für eine koordinierte Abfrage der $H_2$-Bedarfe für den Verkehr**

*Kontext:*
- Die Plattform soll dazu dienen, die Bedarfsabfragen der $H_2$-Tankstellenbetreiber durchzuführen und anschließend zu bündeln.
- Ziele sind, eine geeignete Grundlage für die NEP-Planung zu schaffen und mögliche Standorte für $H_2$-Hubs zu identifizieren.

*Zeitrahmen*:
- Abstimmung des Zeitplans mit dem in Kürze fertiggestellten und genehmigten Ausbauplan für das $H_2$-Kernnetz und mit dem integrierten NEP Gas und Wasserstoff.

## $H_2$-Hubs

**Handlungsempfehlung 3: Quantifizierung der benötigten Anzahl an $H_2$-Hubs und Identifizierung geeigneter $H_2$-Hub-Standorte**

*Kontext:*
- Die Planung der $H_2$-Hubs lässt sich gut mit der Standortanalyse für HRS nach AFIR-Kriterien verbinden.
- Neben HRS-Betreibern sollten dabei auch andere potenzielle Nachfrager nach hochreinem Wasserstoff (z.B. Flughäfen oder $H_2$-Züge; chem. Industrie) mit eingebunden werden.
- Die Standortanalyse für $H_2$-Hubs sollte anhand transparenter Kriterien erfolgen. Aufgrund der Unsicherheit bei der Marktentwicklung erscheint es zweckmäßig, die Hubs entlang bereits geplanter $H_2$-Pipelines zu verorten. Das können zunächst Leitungen des $H_2$-Kernnetzes sein und nach Beginn der 2. Planungsstufe auch weitere Transportleitungen und Verteilnetzleitungen.

*Zeitrahmen*:
- Die Ergebnisse der Analyse könnten in den aktualisierten, integrierten NEP (Anfang / Mitte 2026) einfließen.
- Die Mehrzahl der $H_2$-Hubs wird erst nach Inbetriebnahme des $H_2$-Kernnetzes gebraucht. Erste Abschnitte sollen ab 2027 fertiggestellt werden, das Gesamtnetz erst 2032 – 2037.

**Handlungsempfehlung 4: Ermittlung von möglichen $H_2$-Hub Betreibermodellen**

*Kontext:*
- Bisher gibt es noch keine $H_2$-Hubs im Sinne der in unserer Untersuchung verwendeten Definition. Im Rahmen einer Studie sollten mögliche Betreibermodelle untersucht werden.
- Die Studie sollte auch die Frage nach öffentlichem Zugang zu $H_2$-Hubs behandeln.

*Zeitrahmen*:
- Notwendiger Schritt für den nach 2030 erfolgenden Markthochlauf (Koppelung mit AFIR-Zwischenbericht sinnvoll).
- Dieser Schritt kann evtl. auch parallel zur Pilotierung erfolgen bzw. in sie integriert werden.

**Handlungsempfehlung 5: Pilotierung eines $H_2$-Hubs an einem dafür identifizierten Standort**

*Kontext:*
- Bisher gibt es noch kein $H_2$-Hub, das als „Scharnier“ zwischen einem $H_2$-Netz und HRS funktioniert.
- Die zuverlässige Funktionstätigkeit der $H_2$-Hubs muss gewährleistet sein.
- Prozesse und Skalierung von Aufreinigung, Speicherung und Lieferverkehr „auf der letzten Meile“ müssen erprobt werden.

*Zeitrahmen*:
- Die Pilotierung sollte im Zeitraum 2027 – 2030 erfolgen, sobald erste Abschnitte des $H_2$-Kernnetzes in Betrieb gehen.

### Aufbereitung / Aufreinigung des Wasserstoffs

**Handlungsempfehlung 6:** Untersuchung von möglichen **Szenarien für die Aufreinigung des $H_2$** (Studie)

*Kontext:*
- Die Aufreinigung des Wasserstoffs an der HRS ist bisher nicht nötig, es gibt daher keine empirischen Daten dazu.
- Die Studie soll Klarheit schaffen, wie und zu welchen Kosten bei schwankender Qualität / unterschiedlichen Verunreinigungen die Aufreinigung des Wasserstoffs gewährleistet werden kann.
- Zu den Parameter der Szenarien / Untersuchung gehören
  - die möglichen Arten der Verunreinigung (und deren Grad),
  - Formen der Qualitätsüberwachung / Analyse des $H_2$,
  - unterschiedliche Verfahren der Aufreinigung und Skalierungsstufen.

*Zeitrahmen*:
- Fließt in den EU-weiten $H_2$-Standardisierungs- und -Harmonisierungsprozess ein (z.B. bis Ende 2025 in das Projekt „Normungsroadmap Wasserstofftechnologien“ des BMWK).
- Ist Voraussetzung für die Versorgung von HRS über die Pipeline (startet frühestens 2027).

**Handlungsempfehlung 7:** **Technologische Weiterentwicklung und Skalierung von HRS-spezifischen Analyse- und Aufreinigungsverfahren**

*Kontext:*
- HRS-spezifische Aufreinigungsverfahren im Zusammenhang mit dem Transport über ein $H_2$-Pipeline-Netz müssen bisher nicht angewandt werden. Aus der Chemie-Industrie erprobte Verfahren sind nicht 1:1 anwendbar.
- Alternative Aufreinigungsverfahren sind noch nicht marktreif (z.B. liegt das TRL der elektrochemischen Separation bei ≤6).
- Dies erfordert weitere F & E Anstrengungen.

*Zeitrahmen*:
- Voraussetzung für Entscheidung der HRS- Betreiber, ob $H_2$-Bezug über Pipeline erfolgen soll (relevant ab 2027).

### Investitionssicherheit

**Handlungsempfehlung 8:** **Zeitnahe Festlegung der Netzentgelte und Netzanschlussgebühren für $H_2$-Netze**

*Kontext:*
- Netzentgelte und Netzanschlussgebühren stellen eine wesentliche Kostenkomponente für $H_2$-Hubs dar. Die Festlegung dieser Gebühren kann Unsicherheiten hinsichtlich der Kosten einer $H_2$-Netzanbindung reduzieren und so zu Investitionssicherheit beitragen.

*Zeitrahmen*:
- Die BNetzA hat den Prozess zur Festlegung der Netzentgelte für das $H_2$-Kernnetz im April 2024 gestartet. Der Prozess sollte zügig fortgeführt und abgeschlossen werden. Ein ähnlicher Prozess

wird für den Rest des Fernleitungsnetzes (zweite Phase des Ausbaus) folgen. Auf der Ebene der Verteilernetze müssen die notwendigen Rahmenbedingungen erst noch geschaffen werden.

Klimawirkung

**Handlungsempfehlung 9: Untersuchung des ganzheitlichen Nutzens einer Pipeline-Anbindung von $H_2$-Hubs**

*Kontext:*
- Gegenstand der vorliegenden Untersuchung war eine technologisch-ökonomische Bewertung. In einer weiteren Studie sollten darüber hinaus die ganzheitlichen Vorteile der Pipeline-Anbindung von $H_2$-Hubs untersucht und mit dem Lkw-(Trailer-) Transport verglichen werden.

*Zeitrahmen*:
- In Abstimmung mit anderen Handlungsempfehlungen als zusätzlicher Input für Planungs- und Investitionsentscheidungen.

# 4. Verweise / Literaturverzeichnis


**Abschlussbericht des HyExperts-Projekts der Landkreise Reutlingen und Tübingen 2023**, *Hy-NATuRe - Zukunft gestalten mit Wasserstoff,* im Auftrag des Landratsamtes Reutlingen und des Landratsamtes Tübingen, erstellt durch EMCEL GmbH BBH, Consulting AG, Reiner Lemoine Institut, umlaut energy GmbH, DIE KAVALLERIE GmbH, August 2023

**Bundesministerium für Digitales und Verkehr 2023** *BMDV fördert Ausbau öffentlicher Wasserstofftankstellen für schwere Nutzfahrzeuge* [Online] Available at: https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Pressemitteilungen/2023/023-wissing-wasserstofftankstellen-fuer-lkw-und-busse.html[Zugriff am Mai 2024], Bundesministerium für Digitales und Verkehr, 2023.

**Council of European Energy Regulators 2024** *Status review TSO/DSO unbundling: Update on implementation of TSO and DSO Unbundling Provisions & "Hydrogen and Decarbonised Gas Markets Package" Outlook*, CEER, 2024.

**DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH 2022** $H_2$*-Kurzstudie: Wasserstoffqualität in einem gesamtdeutschen Wasserstoffnetz,* DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, 2022.

**dena (2023) „**Studie: Geschäftsmodelle für dezentrale Wasserstoffkonzepte – Zeit zum Nachsteuern", Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2023

**Deutsche Energie-Agentur GmbH 2021** *dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität,* Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2021.

**Deutscher Bundestag 2024** *Gesetzentwurf der Bundesregierung. Entwurf eines Dritten Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetz.* [Online]
Available at: https://dserver.bundestag.de/btd/20/100/2010014.pdf, Deutscher Bundestag, 2024.

**DIN Deutsches Institut für Normung e. V. 2023** *Normungsroadmap Wasserstofftechnologien.* [Online] Available at: https://www.din.de/de/forschung-und-innovation/themen/wasserstoff/normungsroadmap-wasserstoff
[Zugriff am 2024 05 28], DIN Deutsches Institut für Normung e. V., 2023.

**DVGW – Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. 2023** *H2 Net&Logistics – Leitungsgebundene Versorgung von* $H_2$*-Tankstellen für schwere Lkw*, DVGW, 2023.

**eFarming GmbH & Co. KG**, kein Datum, *eFarm.* [Online]
Available at: https://www.efarm.nf/ [Zugriff am 28.05.2024]

**European Hydrogen Backbone 2023** *Implementation Roadmap – Cross Border Projects and Costs Update*, European Hydrogen Backbone, 2023.

**Fernnetzbetreiber Gas 2023** *Entwurf des gemeinsamen Antrags für das Wasserstoff-Kernnetz*, FNB Gas, 2023.

**FfE 2019** *Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen für den Szenariorahmen NEP Gas 2020-2030,* FfE, 2019.

**Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI 2021** *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland: Treibhausgasneutrale Hauptszenarien Modul Energieangebot,* Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe, 2021.

**Frontier Economics, DBI 2024** *Interviewbasierte Analyse aktueller Entwicklungen zur Wasserstoffqualität*, Frontier Economics, DBI, 2024.

**IEA 2023** *Energy Technology Perspectives,* Paris: OECD Publishing, IEA, 2023.

**Intraplan Consult GmbH, TTS TRIMODE Transport Solutions GmbH, ETR Economic Trends Research GbR, MWP GmbH 2022** *Verkehrsprognose 2040 Teil 2: Wirtschafts- und Verkehrsentwicklungsprognose 2040 im Auftrag des Bundesministeriums für Digitales und Verkehr (BMDV)*, 2022.

**Khan, M. A., Young, C. & Layzell, D. B. 2021** *The Techno-Economics of Hydrogen Pipelines,* s.l.: Transition Accelerator Technical Briefs, 2021.

**Kopernikus-Projekt Ariadne 2021** *Ariadne-Report: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 – Szenarien und Pfade im Modellvergleich,* s.l.: Potsdam-Institut für Klimaforschung (PIK), Kopernikus-Projekt Ariadne, 2021.

**Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Institut für Fahrzeugkonzepte 2023** $H_2$*-Infrastruktur für Nutzfahrzeuge im Fernverkehr,* Stuttgart: LBST und DLR, 2023.

**MARCOGAZ 2023** *Methodology description for the cost of estimation of hydrogen admission into existing natural gas infrastructure and end use,* MARCOGAZ, 2023.

**Nationaler Wasserstoffrat 2023** *Treibhausgaseinsparungen und der damit verbundene Wasserstoffbedarf in Deutschland,* Nationaler Wasserstoffrat, 2023.

**Nationaler Wasserstoffrat 2024** *Update 2024: Treibhausgaseinsparungen und der damit verbundene Wasserstoffbedarf in Deutschland,* Nationaler Wasserstoffrat, 2024.

**PM Europäischer Rat 2024** *Schwere Nutzfahrzeuge: Rat beschließt strengere $CO_2$-Emissionsnormen, Pressemitteilung(PM) des Europäischen Rates vom 13. Mai 2024.* Available at: https://www.consilium.europa.eu/de/press/press-releases/2024/05/13/heavy-duty-vehicles-council-signs-off-on-stricter-co2-emission-standards/ [Zugriff am 27.05.2024].

**Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut 2021** *Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann – Langfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende,* Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, 2021.

**Reuß, M. et al. 2017** *Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model,* s.l.: Elsevier: Applied Energy, 2017.

**Rose, P., Wietschel, M. & Gnann, T. 2020** *Wie könnte ein Tankstellenaufbau für Brennstoffzellen-Lkw in Deutschland aussehen?,* Karlsruhe: Econstor, 2020.

**Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung 2024** *Frühjahrsgutachten*, Sachverständigenrat, 2024.

**Siemens Energy 2020** *Hydrogen infrastructure – the pillar of energy transition,* Siemens Energy, 2020.

**Solomon et al (2023)** Artikel **"***Cost Optimization of Compressed Hydrogen Gas Transport via Trucks and Pipelines",* in Energy Technology 2024, Mithran Daniel Solomon, Wolfram Heineken, Marcel Scheffler, Torsten Birth-Reichert, 2023

**Tankstelle der Zukunft** *Tankstelle der Zukunft.* [Online]
Available at: https://www.tankstelle-der-zukunft.de/tankstellenanforderungen/
[Zugriff am 27.05.2024].

**Umweltbundesamt 2022** *Transformation der Gasinfrastruktur zum Klimaschutz,* Umweltbundesamt, 2022.

# 5. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Größe und Aufbau des HRS-Netzes im Mai 2024 – getrennt nach 350-bar- und 700-bar-Befülloptionen ..... 9
Abbildung 2 Infrastrukturkarte gemäß dem Entwurf für das $H_2$-Kernnetz (Stand 15.11.2023) (FNB Gas 2023) ..... 14
Abbildung 3 Ablauf der integrierten Netzplanung für die $H_2$-Infrastruktur ..... 19
Abbildung 4 Skizzierung des heutigen Transportpfades bei regionaler $H_2$-Produktion (*Entwicklungspfade für die $H_2$-Tankinfrastruktur der Zukunft (2022)*) ..... 23
Abbildung 5 $H_2$-Bereitstellung durch Vor-Ort- Elektrolyse (*Entwicklungspfade für die $H_2$-Tankinfrastruktur der Zukunft (2022)*) ..... 24
Abbildung 6 Skizzierung des Transportpfades bei Import von $LH_2$ (oder $H_2$- Derivaten in flüssiger Form) und Weitertransport in modularen Containern, wobei keine Zulassung von *UN Portable Tanks* für Transport auf Schiene (*Entwicklungspfade für die $H_2$-Tankinfrastruktur der Zukunft (2022)*) ..... 25
Abbildung 7 Kostenszenario 2030 für unterschiedliche Transportpfade (*CEP Task Team Distribution (2023)*) ..... 26
Abbildung 8 Exemplarischer Ausschnitt einer interaktiven Karte für Planungszwecke, die im Rahmen der CEP entwickelt wurde ..... 29
Abbildung 9 Kernelemente Erzeugung – Verdichtung – Transport und Speicherung von Wasserstoff [Siemens Energy 2020] ..... 31
Abbildung 10 Auslegungsdruck (DP) der Rohrleitungen im $H_2$-Kernnetz (eigene Darstellung auf Basis FNB Gas 2023) ..... 32
Abbildung 11 Kostenannahmen in der Literatur für den Neubau von $H_2$-Leitungen im Transportnetz [UBA 2022] ..... 37
Abbildung 12 Kostenannahmen in der Literatur für den Neubau von $H_2$-Leitungen im Verteilnetz (UBA 2022) ..... 38
Abbildung 13 Kosten des $H_2$-Transports für Lkw und Pipelinetransport in Abhängigkeit vom $H_2$-Bedarf und der Transportentfernung nach Solomon, et al. [2024] ..... 40
Abbildung 14 Infrastrukturelemente und Betriebsbedingungen für die Option zur $H_2$-Versorgung eines HRS aus dem $H_2$-Kernnetz ..... 44
Abbildung 15 Indikative spezifische Transport- und Aufbereitungskosten für eine $H_2$-Tankstelle (Größe L) mit Anschluss an das $H_2$-Kernnetz ..... 45
Abbildung 16 Vergleich der spezifischen Transport- und Verarbeitungskosten für eine $H_2$-Tankstelle der Größe L mit Anschluss an das $H_2$-Kernnetz mit einer Lkw-Transportvariante in Abhängigkeit von der Gesamttransportstrecke ..... 45
Abbildung 17 Infrastrukturelemente und Betriebsbedingungen für die Option HRS-Versorgung per Lkw von einem $H_2$-Hub, der an das $H_2$-Kernnetz angeschlossen ist ..... 46
Abbildung 18 Indikative spezifische Transport- und Aufbereitungskosten für $H_2$-Versorgung per Lkw von einem $H_2$-Hub mit Anschluss an $H_2$-Kernnetz ..... 47
Abbildung 19 Vergleich der spezifischen Transport- und Verarbeitungskosten für eine $H_2$-Hub mit Anschluss an das $H_2$-Kernnetz und weitere Lkw $H_2$-Verteilung (Entfernung 50 und 200 km) mit einer Lkw-Transportvariante in Abhängigkeit von der Gesamttransportstrecke ..... 47

Abbildung 20 Infrastrukturelemente und Betriebsbedingungen für die Option zur $H_2$-Versorgung eines HRS aus dem $H_2$-Verteilnetz ..... 48
Abbildung 21 Indikative spezifische Transport- und Aufbereitungskosten für eine $H_2$-Tankstelle (Größe L) mit Anschluss an das $H_2$-Verteilnetz ..... 49
Abbildung 22 Vergleich der spezifischen Transport- und Verarbeitungskosten für eine $H_2$-Tankstelle der Größe L mit Anschluss an das $H_2$-Verteilnetz mit einer Lkw-Transportvariante in Abhängigkeit von der Gesamttransportstrecke ..... 49
Abbildung 23 Infrastrukturelemente und Betriebsbedingungen für die Option HRS-Versorgung per Lkw von einem $H_2$-Hub, der an das $H_2$-Verteilnetz angeschlossen ist ..... 50
Abbildung 24 Indikative spezifischen Transport- und Aufbereitungskosten für eine $H_2$-Tankstelle (Größe L) mit Anschluss an $H_2$-Verteilnetz ..... 51
Abbildung 25 Vergleich der spezifische Transport- und Verarbeitungskosten für eine $H_2$-Hub mit Anschluss an das $H_2$-Verteilnetz und weitere Lkw $H_2$-Verteilung (Entfernung 50 km) mit einer Lkw-Transportvariante in Abhängigkeit von der Gesamttransportstrecke ..... 51
Abbildung 26 Vergleich der spezifischen Kosten der untersuchten Versorgungsoptionen ..... 52

# 6. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Kategorisierung der HRS-Größen in dieser Untersuchung ..... 10
Tabelle 2 Anzahl der zukünftig benötigten HRS (Szenario) ..... 11
Tabelle 3 Aktuell diskutierte Wasserstoff Reinheitsniveaus in $H_2$-Netzen ..... 35
Tabelle 4 Überblick über die ausgewertete Literatur, darin angewandte Kriterien und die Indikatoren für kostengünstige $H_2$-Lieferungen über eine Pipeline ..... 39
Tabelle 5 Übersicht der betrachteten Kostentreiber und Darstellung des methodischen Ansatzes zu deren Bewertung ..... 42
Tabelle 6 Zusammenfassung der Ergebnisse der technisch-wirtschaftlichen Analyse von untersuchten Versorgungsoptionen ..... 53
Tabelle 7 Überblick über die Wasserstoffbedarfs-Prognosen ..... 64
Tabelle 8 zu Grunde gelegte Annahmen ..... 66
Tabelle 9 Im Rahmen der Studie geführte Interviews mit unterschiedlichen Unternehmen ..... 67

# 7. Anhang

## 7.1 Anhang 1: Überblick über die Wasserstoffbedarfs-Prognosen in der Literatur

Tabelle 7 Überblick über die Wasserstoffbedarfs-Prognosen

| Name der Studie | Wert in Tt (Tsd. Tonnen) | | In Quelle angegebener Wert | | Einheit |
|---|---|---|---|---|---|
| | **2030** | **2045** | **2030** | **2045** | |
| **Nationaler Wasserstoffrat, 2023: Treibhausgaseinsparungen und der damit verbundene Wasserstoffbedarf in Deutschland** | 510 | 3.120 | 17 | 104 | TWh |
| **Kopernikus-Projekt Ariadne, 2021: Ariadne-Report, Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045, Szenario Technologiemix** | 399 | 1.332 | 13,3 | 44,4 | TWh |
| **Kopernikus-Projekt Ariadne, 2021: Ariadne-Report, Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045, Szenario Elektrifizierung** | 3 | 405 | 0,1 | 13,5 | TWh |
| **Kopernikus-Projekt Ariadne, 2021: Ariadne-Report, Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045, Szenario Wasserstoff** | 417 | 1.785 | 13,9 | 59,5 | TWh |
| **Agora Energiewende, 2021: Klimaneutrales Deutschland 2045** | 120 | 1.170 | 4 | 39 | TWh |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| **Dena, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, 2021: dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität, Klimaneutralität 2045 - Transformation der Verbrauchssektoren und des Energiesystems** | 270 | 1.770 | 9 | 59 | TWh |
| **Phillip Rose, 2020: Wie könnte ein Tankstellenaufbau für Brennstoffzellen-Lkw in Deutschland aussehen. Kooperation mit dem Fraunhofer Institut** | 290 | 1.110 | 0,29 | 1,11 | Angabe in Mio. t |
| **Fraunhofer, 2021: Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, TN** | / | 3.870 | / | 129 | TWh |
| **Fraunhofer, 2024: Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3 - T45-Strom** | / | 0 | / | 0 | TWh |
| **Fraunhofer, 2024: Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3 - T45-H2** | 30 | 1.710 | 1 | 57 | TWh |
| **Nationaler Wasserstoffrat, 2024: Update 2024: Treibhausgaseinsparungen und der damit verbundene Wasserstoffbedarf in Deutschland** | 660 | 2.640 | 22 | 88 | TWh |

## 7.2 Anhang 2: Zu Grunde gelegte Annahmen

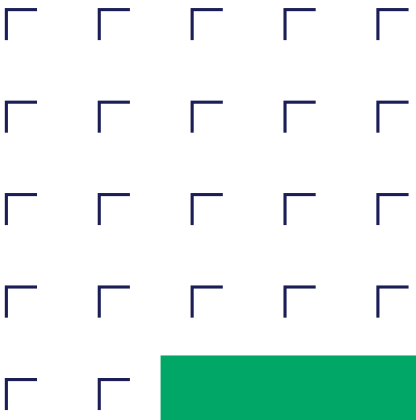
Tabelle 8 zu Grunde gelegte Annahmen

| Kostentreiber | Szenario "Hoch" | Szenario "Niedrig" | Hinweis |
|---|---|---|---|
| **$H_2$-Kernnetz Entgelt** | 20€/kWh/h/a | 15€/kWh/h/a | BNetzA (2024), Festlegungsentwurf WANDA |
| **$H_2$-Verteilnetz Entgelt** | $H_2$-Kernnetz Entgelt multipliziert mit einem Faktor, der entspricht Verhältnis zwischen Gasverteilungsentgelt (1 c€/kWh) und Jahres-Kapazität Gastransportentgelt für das Jahr 2023 (5,1 €/kWh/h/a bzw.0,06 c€/kWh) | | |
| **Anschluss-Kosten** | WACC 7% | WACC 5,5% | Kostenberechnung mit Annuitätenmethode:<br>- Pipeline: CAPEX 430.350 EUR/km, Lebensdauer 40 Jahre, OPEX 1000 EUR/km/a<br>- GDRM: CAPEX 800.000 EUR, Lebensdauer 20 Jahre |
| **Aufreinigung** | CAPEX und Energiekosten Erhöhung | Referenzfall | DVWG, DBI (2023)<br>HRS - Szenario 2<br>$H_2$-Hub - Szenario 3 |
| **Verdichtung** | Höhere CAPEX und Stromkosten, keine Förderung | Annahmen CEP Rechner | Relevant nur für Variante „$H_2$-Hub am Verteilnetz“ |
| **Speicherung** | CAPEX 730.000 EUR/t | CAPEX 550.000 EUR/t | Kostenberechnung mit Annuitätenmethode: WACC 5,5 %, Lebensdauer 15 Jahre |
| **Lkw-Transport** | CAPEX und Dieselkosten-Erhöhung | Annahmen CEP Rechner | Nur $H_2$-Hub Optionen |

## 7.3 Anhang 3: Im Rahmen der Studie durchgeführte Interviews

Tabelle 9 Im Rahmen der Studie geführte Interviews mit unterschiedlichen Unternehmen

| Unternehmen | Interview-Termin | Themenbereich | Auswahl diskutierter Fragestellungen |
|---|---|---|---|
| **Infraserv GmbH & Co. Höchst KG** | 13.02.2024 | Pipeline & HRS | • Ab welcher Abnahmemenge ist die Pipeline-Anbindung einer einzelnen HRS wirtschaftlich sinnvoll?<br>• Welche Anforderungen an das $H_2$ (z.B. Reinheit, Temperatur oder Druck) müssen sie dabei erfüllen? Wo sehen Sie technologische Herausforderungen?<br>• Was sind für Sie die entscheiden Kostentreiber bei der Bereitstellung des Wasserstoffs an der HRS?<br>• Was sind Nachteile der Versorgung über die $H_2$ Pipeline im Vergleich zum Antransport per Lkw, Zug oder Schiff?<br>• Welche Regularien, Normen oder Standards fehlen aus Ihrer Sicht, um einen einfachen Prozess zum Anschluss einer HRS an eine Pipeline zu erhalten?<br>• Welche Bedingungen würden Sie als entscheidend für eine realisierbare Versorgung von Wasserstofftankstellen per Pipeline ansehen - für jede der betrachteten Optionen?<br>• Betreiben Sie ein $H_2$-Hub, das über eine Wasserstoffpipeline versorgt wird oder planen Sie dies für die Zukunft – ab wann? Welche Wasserstoff Mengen sind angedacht?<br>• Was sind für Sie die notwendigen Rahmenbedingungen (Pipeline, Verkehre, Tarife etc.) für den Aufbau eines $H_2$ Hubs? |
| **H2 MOBILITY Deutschland GmbH & Co. KG** | 12.03.2024 | HRS | |
| **HH-Win, Gasnetz Hamburg** | 21.02.2024 | Aktivitäten und Erfahrungen des Unternehmens | • Wann ist der Betrieb einer $H_2$-Pipeline geplant?<br>• Welche Kunden sollen angeschlossen werden?<br>• Wie sehen die technischen Spezifikationen der Pipeline, der zusätzlichen Ausrüstung und Qualitätsanforderungen des Wasserstoffs aus?<br>• Welche sind die Kostenelemente für den Bau und Betrieb einer $H_2$-Pipeline?<br>• Wie kann man wirtschaftliche Machbarkeit einer $H_2$-Pipeline bewerten?<br>• Wie könnte $H_2$-Versorgung einer HRS über eine Pipeline erfolgen? |
| **Open Grid Europe GmbH** | 06.03.2024 | | |
| **VNG AG / ONTRAS Gastransport GmbH** | 11.03.2024 | | |
| | | $H_2$-Transport per Pipeline | • Welche Vorteile bzw. Nachteile sehen Sie beim H2-Transport per Pipeline im Vergleich zu Alternativen (z.B. per LKW oder Bahn)?<br>• Sollte die Versorgung der HRS in den regulären Gas- und Wasserstoff-NEP-Prozess einbezogen werden und welche Bedingungen würden Sie in Betracht ziehen - für jede der in der Studie betrachteten $H_2$-Versorgungsoptionen? |



NOW-GMBH.DE