



# Heizen mit Wasserstoff

Aufwand und Kosten für Haushalte  
anhand aktueller Daten und Prognosen

---

Kurzgutachten im Auftrag von:

**GasWende** & **GREENPEACE**

## Impressum

---

### Heizen mit Wasserstoff: Aufwand und Kosten für Haushalte anhand aktueller Daten und Prognosen

#### Projektleitung

**Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geotechnologien IEG**

Gulbener Str. 23, 03046 Cottbus  
Dr. Benjamin Pfluger, [benjamin.pfluger@ieg.fraunhofer.de](mailto:benjamin.pfluger@ieg.fraunhofer.de)  
Dr. Stella Oberle, [stella.oberle@ieg.fraunhofer.de](mailto:stella.oberle@ieg.fraunhofer.de)

#### Beteiligte Institute

**Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI**

Breslauer Str. 48, 76139 Karlsruhe  
Dr. Pia Manz, [Pia.Manz@isi.fraunhofer.de](mailto:Pia.Manz@isi.fraunhofer.de)  
Dr.-Ing. Markus Fritz, [Markus.Fritz@isi.fraunhofer.de](mailto:Markus.Fritz@isi.fraunhofer.de)

#### Verfasst im Auftrag von

**GasWende**  
Choriner Straße 23  
10435 Berlin

**Greenpeace e.V.**  
Hongkongstr. 10  
20457 Hamburg

#### Veröffentlichung

Oktober 2025

#### Hinweise

Dieser Bericht einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Die Informationen wurden nach bestem Wissen und Gewissen unter Beachtung der Grundsätze guter wissenschaftlicher Praxis zusammengestellt. Die Autor:innen gehen davon aus, dass die Angaben in diesem Bericht korrekt, vollständig und aktuell sind, übernehmen jedoch für etwaige Fehler, ausdrücklich oder implizit, keine Gewähr. Die Darstellungen in diesem Dokument spiegeln nicht notwendigerweise die Meinung des Auftraggebers wider.

## Inhaltsverzeichnis

---

|     |                                                                                    |    |
|-----|------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 1   | Einleitung und Aufgabenstellung .....                                              | 6  |
| 2   | H <sub>2</sub> -ready: Was heißt das eigentlich? .....                             | 11 |
| 3   | Wie müsste eine Umstellung des Gasnetzes auf Wasserstoff technisch ablaufen? ..... | 13 |
| 4   | Welche Umstellungen sind im Gebäude erforderlich? .....                            | 15 |
| 5   | Gibt es andere Sicherheitsabfragen bei Heizen mit Wasserstoff? .....               | 18 |
| 6   | Was würde das Heizen mit Wasserstoff kosten? .....                                 | 19 |
| 6.1 | Investitionen im Gebäude .....                                                     | 20 |
| 6.2 | OPEX-Bestandteil 1: Wasserstofferzeugung .....                                     | 21 |
| 6.3 | OPEX-Bestandteil 2: Wasserstofftransport .....                                     | 24 |
| 6.4 | OPEX-Bestandteil 3: Wasserstoffspeicherung .....                                   | 26 |
| 6.5 | OPEX-Bestandteil 4: Kosten der Verteilung von Wasserstoff bis zum Gebäude .....    | 27 |
| 6.6 | Gesamtbild: Was kostet Wasserstoff für Haushalte? .....                            | 31 |
| 6.7 | Steuern und Förderung für Heizen mit Wasserstoff .....                             | 34 |
| 6.8 | Vergleich der Ergebnisse mit anderen Studien .....                                 | 35 |
| 7   | Wie sieht die Rechtslage für alle Beteiligten aus? .....                           | 37 |
| 8   | Zusammenfassung und Schlussfolgerungen .....                                       | 38 |

## Abkürzungsverzeichnis

---

|                 |                                                                    |
|-----------------|--------------------------------------------------------------------|
| H <sub>2</sub>  | Wasserstoff                                                        |
| EE              | Erneuerbare Energien                                               |
| KWP             | Kommunale Wärmeplanung                                             |
| WPG             | Wärmeplanungsgesetz                                                |
| GEG             | Gebäudeenergiegesetz                                               |
| FAUNA           | Fahrpläne für die Umstellung der Netzinfrastruktur auf Wasserstoff |
| Vol.-%          | Volumenprozent                                                     |
| OPEX            | Operational Expenditures (laufende Betriebskosten)                 |
| CAPEX           | Capital Expenditures (Investitionskosten)                          |
| KWK             | Kraft-Wärme-Kopplung                                               |
| SNG             | Synthetic Natural Gas (synthetisches Methan)                       |
| BEHG            | Brennstoffemissionshandelsgesetz                                   |
| ETS 2           | Europäischer Emissionshandel für Gebäude und Verkehr (ab 2027)     |
| BNetzA          | Bundesnetzagentur                                                  |
| FNB             | Fernleitungsnetzbetreiber                                          |
| DVGW            | Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.                    |
| NO <sub>x</sub> | Stickoxide                                                         |
| CO <sub>2</sub> | Kohlendioxid                                                       |
| TWh             | Terawattstunde                                                     |
| ct/kWh          | Cent pro Kilowattstunde                                            |
| MW              | Megawatt                                                           |
| GW              | Gigawatt                                                           |

## Zusammenfassung

---

### Zielstellung und Vorgehen

Der Einsatz von Wasserstoff in Heizungen wird kontrovers diskutiert, wobei die Frage der Kosten eine zentrale Rolle spielt. Im vorliegenden Papier werden die Kosten aus der Perspektive der Endkund:innen betrachtet. Dabei stehen zwei Fragen im Mittelpunkt:

- Was wäre erforderlich, damit in Deutschland in der Breite mit Wasserstoff geheizt werden kann?
- Welche Kosten würden sich für den Bezug von Wasserstoff bzw. das Heizen mit Wasserstoff ergeben?

Zur Beantwortung werden **keine neuen, komplexen Modellrechnungen** durchgeführt, **sondern der aktuelle Erkenntnisstand und aktuelle Prognosen** zusammengeführt.

### Kernergebnisse

1. **Beim Wechsel auf Wasserstoff würden die Heizkosten in 2035 gegenüber Erdgas heute um ca. 74 bis 172 Prozent steigen.**

Die Bandbreite der Wasserstoffbezugskosten (ohne Steuern, Abgaben und Umlagen) liegt im Jahr **2035 bei 21,4 bis 33,3 ct/kWh**, im Jahr **2045 bei 16,3 bis 28,2 ct/kWh**. Dies übersteigt deutlich die frühere Gaspreisbremse von 12 ct/kWh und Werte, die andere Studien als "Zielmarken" identifiziert haben, damit Heizen mit Wasserstoff eine Perspektive hat. Zusätzlich entstehen Kund:innen Kosten für die Umrüstung der H<sub>2</sub>-ready-Heizung auf Wasserstoff, sowie gegebenenfalls für Anpassungen im Gebäude.

2. **Es wäre sehr kostspielig, den Preis von Wasserstoff durch Subventionen auf ein akzeptables Niveau zu senken.**

Eine Subventionierung des Wasserstoffpreises auf das Niveau der Gaspreisbremse würde 2035 für **100 TWh rund 9,4 bis 21,3 Mrd. Euro pro Jahr** kosten. Die politische Zahlungsbereitschaft für diese Summen ist derzeit nicht erkennbar. Die **CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten wären zudem sehr hoch**: In 2035 etwa 713 bis 1.374 €/t<sub>CO<sub>2</sub></sub>, im Jahr 2045 etwa 433 bis 1.093 €/t<sub>CO<sub>2</sub></sub>. Damit schneidet Heizen mit Wasserstoff im Klimakostenvergleich deutlich schlechter ab als Alternativen.

3. **Der Anstieg gegenüber älteren Prognosen entsteht durch neue Erkenntnisse und Abschätzungen bezüglich der einzelnen Kostenkomponenten.**

In den letzten Jahren wurden die Prognosen bezüglich Erzeugungskosten nach oben korrigiert, die Festlegung des Hochlaufentgelts für das Wasserstoff-Kernnetz erlaubt eine Abschätzung der Transportkosten und durch detaillierte Modellierungen können Kavernenkosten genauer bestimmt werden. Die für den Wärmemarkt erforderliche saisonale Speicherung und niedrige Netzauslastung treiben die Kosten.

4. **Die koordinierte Umstellung der Heizungen auf Wasserstoff wäre eine Mammutaufgabe.**

Weil Netze nur zonenweise vollständig umgestellt werden können, müssen bis zur Umstellung alle Gasheizungen in den umzustellenden Gebieten durch "H<sub>2</sub>-ready"-Geräte ausgetauscht werden. Der Prozess ist sehr aufwändig bezüglich Koordination, Zeit- und Personalaufwand. Im Gebäude sind neben Brenner- und Zählertausch zum Teil auch Hausanschluss und Leitungen betroffen. Der große Aufwand steht im Kontrast zur Tatsache, dass die Nachfrage in den H<sub>2</sub>-Gebieten nach der Umstellung immer weiter sinken wird.

# 1 Einleitung und Aufgabenstellung

---

## In Kürze: Was ist das Ziel dieser Studie?

Der Einsatz von Wasserstoff zum Heizen von Gebäuden wird kontrovers diskutiert. Während fast alle wissenschaftlichen Publikationen das Thema sehr kritisch betrachten, sehen einige kommunalen Akteur:innen und Vertreter:innen der Gaswirtschaft Wasserstoff als wichtige Option zur Erreichung der Wärmewende an. Eine zentrale – vielleicht sogar entscheidende – Frage sind die Kosten: Was wird Wasserstoff für Haushalte kosten? Lohnt es sich für Gebäudebesitzer:innen, auf günstigen Wasserstoff zu warten?

Da der Wasserstoffhochlauf erst am Anfang steht, sind viele Parameter zur Beantwortung dieser Fragen noch mit großen Unsicherheiten behaftet. Für zahlreiche Preisbestandteile zeichnen sich jedoch Bandbreiten ab, die in diesem Papier ausgewertet werden, um damit Preise und Kosten für Haushalte abzuschätzen.

## Wasserstoff als Bestandteil der Energiewende

Wasserstoff ist ein vielseitiger Energieträger: Er lässt sich, ähnlich wie Erd- oder Biogas, verbrennen oder in Brennstoffzellen zur Stromerzeugung nutzen. Per Elektrolyse aus erneuerbarem Strom hergestellter Wasserstoff ist, zumindest theoretisch, ein CO<sub>2</sub>-freier Energieträger; in dieser Form wird er als „grüner Wasserstoff“ bezeichnet. Bei der Verbrennung von Wasserstoff entstehen überwiegend Wärme und Wasser. Werden fossile Energieträger wie Kohle, Öl und Erdgas durch grünen Wasserstoff ersetzt, lassen sich Treibhausgasemissionen vermeiden.

Die Idee, fossile Energieträger durch grünen Wasserstoff zu ersetzen, ist nicht neu: Jules Verne skizzierte sie in „Die geheimnisvolle Insel“ bereits vor rund 150 Jahren.<sup>1</sup> Im Zuge der Ölkrise 1973 wurden entsprechende Konzepte weiterentwickelt, letztlich aber als zu teuer verworfen, nachdem sich die Märkte beruhigt hatten.

Seit etwa 2018 gewinnt die Idee erneut an Fahrt: Viele Staaten haben ihre Klimaschutzziele nachgeschärft und Treibhausgasneutralität in den Fokus gerückt; in diesem Zusammenhang wurden zahlreiche Wasserstoffstrategien veröffentlicht. In einigen Bereichen, etwa bei der Produktion von Primärstahl und Ammoniak, ist treibhausgasneutraler Wasserstoff nahezu unerlässlich. Auch in anderen Sektoren, z. B. im internationalen Luft- und Seeverkehr, werden aufgrund der hohen Energiedichte stoffliche Energieträger benötigt – häufig in Abgrenzung zu Strom als „Moleküle“ bezeichnet. Hier können zwar biogene Energieträger eingesetzt werden, doch das globale Biomassepotenzial ist begrenzt und konkurriert mit Landwirtschaft und Naturräumen um Flächen. Hier könnte Wasserstoff ebenfalls eine Rolle spielen – vor allem in Form wasserstoffbasierter Energieträger mit höherer Energiedichte.

## Pro und Kontra: Wärme aus Wasserstoff

Auch im Wärmesektor wird über den Einsatz von Wasserstoff diskutiert. Im Wesentlichen gibt es drei Ansätze:

- **Zentrale Optionen:** beispielsweise der Einsatz von Wasserstoff in KWK-Anlagen zur Wärmeerzeugung, die anschließend über Wärmenetze in die Gebäude geleitet wird.
- **Dezentrale Optionen:** vor allem der Einsatz von Wasserstoff in Heizungen direkt in den Gebäuden.
- **Einsatz von Wasserstoffderivaten:** Wasserstoff wird z. B. in Methan oder flüssige Energieträger umgewandelt und dann zum Heizen verwendet.

Die erste Option wird in vielen Studien grundsätzlich als möglich angesehen und ist in zahlreichen Szenarien ein wichtiger Baustein (vgl. BMWK 2024, Agora, Ariadne 2025). Warum dieser Ansatz in vielen Studien positiver bewertet wird als die beiden anderen, wird in Abschnitt 6.8 erläutert.

---

<sup>1</sup> Siehe dazu u.a.: UBA (2024): Wasserstoff – Schlüssel im künftigen Energiesystem. ([Link](#))

Die dritte Option wird in Deutschland im Allgemeinen nicht als Lösung mit großem Potenzial betrachtet. Zwar ist vorstellbar, dass einzelne, anders schwer zu versorgende Gebäude mit flüssigen Kohlenwasserstoffen, quasi synthetischem Heizöl, beliefert werden. Im Regelfall wird jedoch davon ausgegangen, dass solche Gebäude mit Bio-Heizöl versorgt werden. Heizen mit synthetischem Methan (auch E-Methan bzw. *Synthetic Natural Gas* – SNG – genannt) wurde zwar vor einiger Zeit diskutiert; im Zuge der Debatte um den direkten Einsatz von Wasserstoff ist diese Option stark in den Hintergrund getreten.

Der zweite Ansatz erreichte zwar während der Diskussionen um das Gebäudeenergiegesetz in Talkshows und Medien eine breite Öffentlichkeit, ist aber sehr umstritten. Befürworter:innen des Einsatzes von H<sub>2</sub> in Heizungen führen im Wesentlichen drei Argumente an:

- **Klimawirkung:** Grüner Wasserstoff, der Erdgas ersetzt, senkt Treibhausgasemissionen.
- **Bestehende Infrastruktur:** Deutschland verfügt über eine gut ausgebaute Gasinfrastruktur, die zumindest in weiten Teilen für Transport und Verteilung von Wasserstoff genutzt werden könnte; teure Neuinstallationen würden teilweise entfallen.
- **Alternativen mit Hürden:** Alternative Optionen sind – zumindest in bestimmten Regionen oder Gebäuden – mit großen Herausforderungen verbunden. Wärmepumpen können in unsanierten Gebäuden höhere Zusatzinvestitionen in Gebäudehülle und Heizkörpern erfordern und das Stromnetz belasten bzw. dessen Ausbau nötig machen. Wärmenetze müssen ausgebaut und dekarbonisiert werden, was Zeit benötigt.

Diese drei Argumente sind grundsätzlich valide. Daneben werden teils weitere Punkte vorgebracht, die weniger Gewicht haben oder differenziert zu betrachten sind. So ist die gute Speicherbarkeit von Wasserstoff kein schlagendes Argument für Wasserstoffheizungen, da rückverstromter Wasserstoff mit höherem Gesamtwirkungsgrad für den Betrieb von Wärmepumpen in Gebäuden und in Wärmenetzen genutzt werden kann.

Die Seite, die sich gegen das Heizen mit Wasserstoff ausspricht, führt vor allem vier Kernargumente ins Feld:

- **Kosten:** Wasserstoff ist zu teuer, um ihn zu verheizen.
- **Ineffizienz:** Aufgrund hoher Umwandlungsverluste benötigt Heizen mit Wasserstoff etwa das Vierfache an Strom gegenüber einer Wärmepumpe.
- **Lock-in-Risiko:** Die Ertüchtigung und Weiternutzung derzeit fossiler Infrastruktur und Anschaffung neuer "H<sub>2</sub>-ready"-Gasheizungen kann bestehende Strukturen zementieren und somit die Energiewende erschweren.
- **Knappheit:** Wasserstoff ist knapp und sollte (zunächst) den Bereichen vorbehalten sein, die keine Alternativen zur Dekarbonisierung haben.

Das zweite Argument – die Ineffizienz – ist einerseits grundsätzlich berechtigt: Heizen mit Wasserstoff weist tatsächlich einen deutlich höheren Strombedarf auf als Wärmepumpen. Andererseits haben sich in der Vergangenheit auch wenig effiziente Optionen zunächst durchgesetzt, wenn sie andere Vorteile hatten (z. B. der Verbrennungsmotor im Pkw). Das eigentliche Problem ist daher weniger die Ineffizienz an sich, sondern die daraus entstehenden Folgewirkungen: höherer Flächenbedarf (weil ein Vielfaches an EE-Anlagen gebaut werden muss), notwendige Importe und vor allem die insgesamt mit der eingesetzten Energie steigenden Kosten.

Wie gewichtig das vierte Argument der Wasserstoffknappheit ist, lässt sich derzeit schwer beurteilen. Zwar produziert Deutschland, wie auch der Rest der Welt, bisher kaum grünen Wasserstoff, doch liegen die Probleme aktuell eher auf der Nachfrageseite: Viele Projekte zum Wasserstoffeinsatz wurden eingestellt oder auf unbestimmte Zeit verschoben. Ein zentrales – vermutlich sogar das wichtigste – Problem dabei sind ebenfalls die Kosten.

## Vorgehen in diesem Papier zur Abschätzung der Kosten

Es zeigt sich, dass die Kostenfrage – wie so oft – im Mittelpunkt der Diskussion steht. Es gibt bereits einige Studien, die sich dieser Frage aus der systemischen Perspektive nähern (vgl. u.a. BMW Langfristszenarien<sup>2</sup>); diese behandeln letztlich die Frage, ob Wasserstoffheizungen in Deutschland systemisch betrachtet kosteneffizient sind. In diesem Papier soll hingegen bewusst die Perspektive der Endkund:innen eingenommen werden. Im Fokus stehen dabei die Fragen:

- Was wäre erforderlich, damit in Deutschland in der Breite mit Wasserstoff geheizt werden kann?
- Welche Kosten würden sich für den Bezug von Wasserstoff bzw. das Heizen mit Wasserstoff ergeben?

Dabei sollen keine neuen, komplexen Modellrechnungen durchgeführt, sondern das vorhandene Wissen aus bestehenden Studien zusammengeführt werden, also z. B. zu “Was kostet die Erzeugung von grünem Wasserstoff?”, “Was kostet der Transport?”, usw. Für die genaue Herleitung dieser Ergebnisse, die meist umfangreiche, aufwendige Modellrechnungen und Datenerhebungen erfordern, wird auf die jeweiligen Studien verwiesen.

In dieser Studie geht es um den Einsatz von Wasserstoff zum Heizen in Gebäuden. Betrachtet werden nur dezentrale Heizungen, also Anlagen, die direkt im Haus oder in kleinen Quartieren stehen. Nicht untersucht wird der Einsatz von Wasserstoff in großen Heizwerken oder in der Fernwärmeversorgung, wenn dort Wasserstoff vor allem zur Abdeckung von Spitzenlasten genutzt wird. Auch bei den Heizgeräten wird eine klare Grenze gezogen. Im Mittelpunkt stehen klassische Erdgas-Brennwertheizungen, die zukünftig mit Wasserstoff betrieben werden können (sogenannte H<sub>2</sub>-ready-Geräte). Nicht Teil der Untersuchung sind andere Technologien wie katalytische Heizgeräte, Blockheizkraftwerke oder Brennstoffzellen, die gleichzeitig Strom und Wärme erzeugen.

## Wo steht Deutschland beim Wasserstoff-Hochlauf?

Deutschland hat mit der “Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie”<sup>3</sup> das Zielbild geschärft: Bis 2030 sollen mindestens 10 GW Elektrolyseleistung aufgebaut werden; der für das Bundeswirtschaftsministerium angefertigte und kürzlich veröffentlichte Monitoringbericht (vgl. EWI und BET 2025) konstatiert aber klar, dass dieses Ziel kaum noch erreichbar ist; derzeit sind erst rund 170 MW Elektrolyse in Betrieb (DIW 2025).<sup>4</sup> Das Problem, dass der Ausbau der Wasserstoffproduktion weit hinter den Erwartungen zurückbleibt, ist jedoch kein rein deutsches, sondern ein globales Phänomen, wie Wissenschaftler des PIK gezeigt haben.<sup>5</sup>

Auf der **Einsatzseite** zeigt sich ein klares Bild: In der Industrie wird die Stahlindustrie den ersten Ankercunden darstellen. Allerdings wurden einige Projekte abgesagt, andere sind verzögert, und die anvisierten Wasserstoffabnahmemengen sind – zumindest öffentlich – nicht bekannt. Weitere Abnehmer sind zunächst vor allem Raffinerien, mittelfristig soll die Chemieindustrie nachfolgen.

Auf der **Infrastrukturseite** ist der Rahmen zunächst einmal weitgehend gesetzt: Das Wasserstoff-Kernnetz mit 9.040 km ist seit Oktober 2024 genehmigt und soll schrittweise bis 2032, spätestens aber bis 2037, in Betrieb gehen. Erste kleinere Abschnitte sind bereits abgeschlossen, größere derzeit in Bau und Planung.

Unterm Strich wird der regulatorische und infrastrukturelle Unterbau also sukzessive geschaffen, während die physische Skalierung – Elektrolyse im Gigawattbereich, Abnahmeverträge und Importketten – erst langsam anläuft und noch klar am Anfang steht.

---

<sup>2</sup> Methodik und Ergebnisse der BMW-Langfristszenarien sind auf <https://langfristszenarien.de> dokumentiert.

<sup>3</sup> Siehe: [BMW – Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie](#)

<sup>4</sup> Vgl: DIW (2025): Elektrolyse: Wasserbedarf kein beschränkender Faktor, Wasserstoffnetz entscheidend. ([Link](#))

<sup>5</sup> Vgl. Odenweller, A. & Ueckerdt, F. (2025): The green hydrogen ambition and implementation gap. Nature Energy. ([Link](#))

## Bestehende Pilotprojekte für Heizen mit Wasserstoff

Derzeit gibt es zwei Pilotprojekte, in denen Verteilnetze mit reinem Wasserstoff betrieben werden, an die Wohngebäude mit Wasserstoff-Brennwertheizungen angeschlossen sind.

Das **H2Direkt-Projekt in Hohenwart** (Bayern) ist ein Pilotvorhaben der Thüga-Gruppe, das erprobt, wie bestehende Gasverteilnetze und die daran angeschlossenen Geräte auf 100 Prozent Wasserstoffbetrieb umgestellt werden können.<sup>6</sup> Die Wärmeversorgung begann im September 2023. Insgesamt sind zehn bestehende Wohngebäude sowie ein Gewerbekunde an das Wasserstoffnetz angeschlossen. Die vorhandenen Gasleitungen waren bereits H<sub>2</sub>-tauglich, sodass die Umrüstung vor allem in den Heizungen erfolgte: In den Haushalten wurden neue Wasserstoff-Brennwertthermen installiert. Der Betrieb mit reinem (grünem) Wasserstoff, der per Lkw angeliefert und vor Ort gespeichert wurde, verlief über einen Zeitraum von 18 Monaten. Das Projekt wird unter dem Namen "H2Dahoam" weitergeführt, wobei vor Ort auch H<sub>2</sub> erzeugt werden soll.

Im **Wasserstoffquartier in Kaisersesch**, das Teil des SmartQuart-Projekts<sup>7</sup> ist, wurde ab dem Jahr 2020 eine Wasserstoffinfrastruktur (mit einem Druck von bis zu 70 bar) aufgebaut. Es sind Wasserstoff-Brennwertgeräte zur Wärmeerzeugung entwickelt worden, weitere Informationen zum Praxiseinsatz sind nicht veröffentlicht. Der Wasserstoff wird per Tankfahrzeug angeliefert, es war geplant, einen Elektrolyseur in Betrieb zu nehmen. Die Betriebsphase wird 2025 enden, die Wasserstoffanlagen werden anschließend zurückgebaut.<sup>8</sup>

## Vorgaben zum Heizen in Deutschland

Der Einbau von neuen Gasheizungen ist im Gebäudeenergiegesetz (GEG)<sup>9</sup> geregelt. Eine neue Heizung darf nur eingebaut werden, wenn sie mindestens **65 Prozent erneuerbare Energien** oder unvermeidbare Abwärme nutzen. Das gilt für Neubauten, sofern diese nicht zur Schließung von Baulücken dienen. Für Bestandsgebäude ist die Vorgabe an die Fertigstellung der Kommunalen Wärmeplanung (KWP)<sup>10</sup>, geregelt im Wärmeplanungsgesetz (WPG), geknüpft: bestimmte Vorgaben des GEG an den Einbau neuer Heizungen und den dann zu nutzenden Erneuerbaren-Anteil greifen erst ab dem Vorliegen des kommunalen Wärmeplans. Auch das Thema Wasserstoffheizung wird adressiert: Eine neue Gasheizung ist zulässig, wenn diese auf 100 Prozent Wasserstoff umrüstbar ist, und für das Gebiet, in dem die Gasheizung installiert werden soll, ein verbindlicher Wasserstoff-Umstellungsfahrplan vorliegt und damit ein Anschluss an ein H<sub>2</sub>-Netz bis 31.12.2044 vorgesehen ist; bis dahin darf die Heizung mit Erdgas laufen. Die Festlegung, ob vor Ort ein Wasserstoffnetz entstehen soll, muss spätestens mit Abschluss der Kommunalen Wärmeplanung geschehen. Für große Städte mit über 100.000 Einwohner:innen muss dieser bis Mitte 2026 fertiggestellt sein, für kleinere Kommunen bis Mitte 2028. Weiterhin müssen Netzbetreiber und Kommunen für diese Gebiete gemeinsam einen verbindlichen „Fahrplan für die Umstellung der Netzinfrastruktur auf die vollständige Versorgung der Anschlussnehmer mit Wasserstoff (FAUNA)“ gemäß § 71k GEG erstellen. Nur dann gilt der Einbau einer H<sub>2</sub>-ready-Gasheizung als Erfüllung der GEG-Pflichten im Sinne der Übergangsregelung des GEG. Fehlt ein solcher verbindlicher Plan, darf nach der Fertigstellung der Kommunalen Wärmeplanung keine neue Gasheizung mehr eingebaut werden, außer sie erfüllt direkt die Anforderung von 65 Prozent Erneuerbaren Energien. Allerdings ist dieser Teil des GEG unter intensiver politischer Diskussion und die Regierung will im Laufe dieses Jahres einen Plan vorstellen, wie es weitergehen soll. Schon allein durch die europäischen Vorgaben ist jedoch eine völlige Streichung der Vorgabe nicht möglich.

---

<sup>6</sup> Projektwebseite „H2Direkt“: [Link](#)

<sup>7</sup> Projektwebseite "SmartQuart-Kaisersesch" ([Link](#))

<sup>8</sup> SWR (2025): Wasserstoff-Projekt in Kaisersesch gescheitert. ([Link](#))

<sup>9</sup> Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden (Gebäudeenergiegesetz - GEG) vom 16.10.2023

<sup>10</sup> Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze (Wärmeplanungsgesetz - WPG) vom 20.12.2023

Nachfolgende Tabelle stellt die für den Einbau einer Gasheizung derzeit geltenden Verpflichtungen dar. Eine Pflicht zum Austausch alter Heizungen (>30 Jahre) besteht nur in wenigen Sonderfällen, wenn diese nicht Niedertemperatur-Heizkessel oder Brennwertkessel sind. Für alle Heizungen gilt, dass diese nach Ende des Jahres 2044 nicht mehr mit fossilen Brennstoffen betrieben werden dürfen.

**Tabelle 1: Gesetzliche Vorgaben für neue Gasheizungen**

| Situation für neu zu installierende Gasheizungen ab 2024 | Gesetzliche Regelung aus GEG und WPG                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
|----------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Neubauten (ab 01.01.2024)                                | 65 % erneuerbare Energie sofort gültig                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
| Bestandsgebäude vor Wärmeplanung                         | <p>Neue Gasheizung ab 2024 erlaubt, wenn H<sub>2</sub>-ready. Wird eine neue Heizung eingebaut, bevor der Wärmeplan vorliegt, ist der Erneuerbare-Energien-Pflichtanteil geringer. In diesem Fall gelten folgende Quoten:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• ab 2029 mindestens 15 % erneuerbare Energien</li> <li>• ab 2035 mindestens 30 % erneuerbare Energien</li> <li>• ab 2040 mindestens 60 % erneuerbare Energien</li> </ul> |
| Nach Wärmeplanung                                        | <p>65 %-EE-Pflicht greift</p> <p>Ausnahmen (Übergangsregelung) bei Wasserstoffnetzausbaubereichen, die in verbindlichen Fahrplänen (FAUNA<sup>11</sup>) festgelegt wurden.</p> <p>Ab Ende 2044 vollständige Versorgung mit Wasserstoff.</p>                                                                                                                                                                                                    |
| Beratungspflicht                                         | Vor Einbau jeder gasförmigen oder flüssigen Heiztechnik (ab 1.1.2024)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |

<sup>11</sup> Vgl: Bundesnetzagentur (2024): Festlegung FAUNA. ([Link](#))

## 2 H<sub>2</sub>-ready: Was heißt das eigentlich?

Heutige konventionelle Gas-Brennwertgeräte (Kessel oder Thermen) werden teils mit dem Label „H<sub>2</sub>-ready“ verkauft, u. a. von Herstellern wie Buderus, Viessmann oder Vaillant. Der Begriff wurde durch das Gebäudeenergiegesetz geprägt, ist in der Praxis jedoch nicht eindeutig definiert. Dadurch bleibt für Verbraucher:innen unklar, welchen Wasserstoffanteil die Anlagen vertragen. Häufig bezeichnet „H<sub>2</sub>-ready“-Geräte, die mit vertretbarem Aufwand auf den Betrieb mit **reinem Wasserstoff** umgerüstet werden können; diese Variante wird im Folgenden als **100%-H<sub>2</sub>-ready** bezeichnet. Gleichzeitig wird der Begriff mit der Bedeutung verwendet, dass Heizungsanlagen **ohne Umbau** begrenzte **Beimischungsanteile** Wasserstoff im Erdgasnetz vertragen.

### Was sind 100%-H<sub>2</sub>-ready-Heizungen?

100%-H<sub>2</sub>-ready-Wärmeerzeuger sind für den Betrieb mit reinem Wasserstoff vorbereitet, werden zunächst aber mit Erdgas aus dem Netz betrieben. Zu einem späteren Zeitpunkt – wenn ein Netzabschnitt auf reinen Wasserstoff umgestellt wird – muss eine geschulte Person das Gerät vor Ort umrüsten. Dabei sind u. a. der Austausch von Komponenten (z. B. Brenner, Sensorik) sowie ggf. ein Software-Update erforderlich. Der Hintergrund ist, dass Wasserstoff andere Stoff- und Verbrennungseigenschaften (z. B. Flammgeschwindigkeit, -temperatur, Zündverzug) besitzt als Erdgas. Heizgeräte können daher stets nur für bestimmte Gasmischungen optimal ausgelegt werden; deutliche Abweichungen erfordern einen Umbau.

Laut Herstellern und Branchenverbänden soll die Umrüstung mit begrenztem Kosten- und Zeitaufwand möglich sein. Die dafür nötigen Umrüstungskits sind von Herstellern für den Zeitraum 2026 bis 2029 angekündigt<sup>12</sup>; sie sind heute nicht verfügbar, und tatsächliche Kosten sind noch unbekannt. Die bloße Ankündigung eines künftigen Umrüstkits wird daher bereits als „100%-H<sub>2</sub>-ready“ vermarktet. Wasserstoff-Brennwertgeräte befinden sich derzeit in der Entwicklung und werden vor allem in Feldtests bzw. in wenigen Pilotquartieren getestet.



**Abbildung 1: 100%-H<sub>2</sub>-ready-Heizung am Prüfstand.**

Foto: Viessmann Climate Solutions<sup>13</sup>

<sup>12</sup> Zu beachten ist, dass bereits ab 2029 für neu eingebaute Gasheizungen (seit 2024) ein verpflichtender erneuerbarer Anteil von 15 Prozent gilt (nach aktueller Rechtslage und bezogen auf den energetischen Anteil, der aber bilanziell erfüllt werden kann).

<sup>13</sup> <https://www.viessmann-climatesolutions.com/de/newsroom/unternehmen/durchbruch-fuer-klimafreundliches-heizen-mit-wasserstoff.html>

## Was sind „X%-H<sub>2</sub>-ready-Heizungen“? Was bedeutet Wasserstoff-Beimischung?

Eine Beimischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz von bis zu 10 Volumenprozent (Vol.-%) ist netzseitig bereits heute möglich. Mit diesem Anteil können nahezu alle Gaskessel ab Baujahr 1995 umgehen – ohne dass man von H<sub>2</sub>-ready spricht. Ein höherer Anteil von bis 20 Volumenprozent im Erdgasnetz gilt als technisch möglich. Viele neue Gasbrennwertgeräte seit 2020 (mit DVGW ZP 3100-Zertifikat) können ohne Umrüstung Erdgas mit 20 Volumenprozent Wasserstoff verbrennen. Das fällt ebenfalls unter das Label H<sub>2</sub>-ready, teils explizit als „20%-H<sub>2</sub>-ready“. Aufgrund des großen Bestands älterer Gasheizungen (vor dem Jahr 2020 eingebaut) müssten jedoch bereits ab einer Beimischung von über 10 Volumenprozent diese umgerüstet bzw. komplett ausgetauscht werden. Insgesamt sehen derzeit nur wenige Akteur:innen die Beimischung als tragfähigen Lösungsansatz an:

- **Begrenzte Klimawirkung:** Die volumetrische Energiedichte von Wasserstoff beträgt weniger als ein Drittel von Erdgas. Eine 20 Vol.-%-Beimischung ersetzt energetisch weniger als 7 Prozent des Erdgases – geringer Nutzen bei hohem Aufwand.
- **Aufwand durch schwankende Gasgemische:** Wegen schwankender Wasserstofferzeugung ist ein konstanter Beimischungsanteil schwer zu halten. Industrielle Anwendungen reagieren teils empfindlich auf schwankende Gasqualitäten und müssten angepasst oder geschützt werden.
- **Kein Fortschritt Richtung 100 Prozent Wasserstoff:** Eine Beimischung erleichtert den späteren Umstieg auf 100 Prozent Wasserstoff nicht; der Umstellungsprozess ist genauso aufwändig wie ohne vorherige Beimischung.

## Fazit: H<sub>2</sub>-Readiness

Der Begriff H<sub>2</sub>-ready ist unscharf definiert: Er wird sowohl für den Beimischungsbetrieb (bis 20 Volumenprozent) als auch für den Betrieb mit 100 Prozent Wasserstoff verwendet. Bei Heizungen bezieht er sich meistens nur auf die Umrüstbarkeit des Geräts. Manche periphere Komponenten der Anlage (z. B. Rohre, Hausanschluss) sind nicht unbedingt H<sub>2</sub>-ready, andere, wie der Gaszähler, müssen im Normalfall ausgetauscht werden. Für Verbraucher:innen ist oft unklar, welche Wasserstoffanteile ein Hersteller mit dem Label meint. Zudem sind die Umrüstkits bislang nur angekündigt; Preis, Dauer der Umrüstung und Auswirkungen auf die gesamte Heizungsanlage beim Betrieb mit reinem Wasserstoff sind offen. H<sub>2</sub>-ready ist daher kein Gütesiegel für Klimafreundlichkeit, sondern vor allem ein Versprechen zukünftiger technischer Anpassungsfähigkeit.

### 3 Wie müsste eine Umstellung des Gasnetzes auf Wasserstoff technisch ablaufen?

---

Außerhalb kleiner Pilotprojekte ist eine Umstellung der eigenen Heizung auf Wasserstoff derzeit nicht möglich, wenn der Wasserstoff wie Erdgas über das Netz bezogen werden soll. Bevor Gebäude aus dem Netz mit Wasserstoff versorgt werden können, ist ein umfangreicher Prozess nötig.

#### Umstellzonen statt Einzelanschlüsse

Ein Teilnetz kann nur im Ganzen umgestellt werden. Der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) bezeichnet solche hydraulisch zusammenhängenden Gebiete als „Umstellzonen“, die jeweils in Gänze umgestellt werden sollen. Eine parallele Versorgung in derselben Straße – fünf Häuser mit Erdgas, fünf mit Wasserstoff – würde ein zusätzliches Wasserstoffnetz erfordern und gilt als zu aufwändig und zu teuer.

Soll ein Gebiet umgestellt werden, müssen daher alle dort betriebenen Heizgeräte in der möglichst kurzen Umstellungsphase umgerüstet (H<sub>2</sub>-ready-Geräte) oder ersetzt (Altgeräte) werden. Theoretisch ideal wäre, wenn bereits alle Geräte 100%-H<sub>2</sub>-ready wären und mit vergleichsweise geringem Aufwand angepasst werden könnten. Die Herausforderung: In Deutschland sind derzeit kaum 100%-H<sub>2</sub>-ready-Geräte verbaut; erst wenige Gerätetypen sind am Markt.

#### H<sub>2</sub>-ready heißt: noch viele Jahre lang Erdgas

Wann eine flächige Umstellung der Gasverteilnetze beginnen könnte, lässt sich nicht eindeutig bestimmen. Nehmen wir sehr optimistisch an, ab 2026 würden nur noch 100%-H<sub>2</sub>-ready-Geräte installiert (was de facto nicht möglich ist). Erdgasheizungen werden im Schnitt 15 bis 20 Jahre genutzt. Wartete man den regulären Austauschzyklus ab, läge ein möglicher Start der Umstellung etwa zwischen 2040 und 2045. Das ist problematisch:

1. Es widerspricht den Klimazielen, die auch im Gebäudesektor schon zuvor deutliche Emissionsminderungen verlangen.
2. Für Kund:innen ist entscheidend: Eine H<sub>2</sub>-ready-Heizung ist bis zur Umstellung eine Erdgasheizung. Marktliche Instrumente zur Reduktion von Erdgas verteuern den Betrieb, insbesondere der europäische Emissionshandel für Gebäude und Verkehr (ETS 2, ab 2027). Wer sich 2026 eine H<sub>2</sub>-ready-Heizung anschafft, zahlt voraussichtlich 15 bis 20 Jahre lang steigende CO<sub>2</sub>-Kosten und durch die sinkenden Absatzmengen steigende Netzentgelte.

#### Wasserstoffgebiet: Austauschzwang für Gaskund:innen?

Ein bloß regulärer Austausch am Ende der Lebensdauer der Heizung wäre daher zu langsam. Der DVGW skizziert ambitioniertere Zeitpläne: *„Bereits 2035 werden in den meisten Landkreisen Teilnetze auf 100 Prozent H<sub>2</sub> umgestellt. Die vollständige Umstellung der Wasserstoffgebiete wird bis 2045 abgeschlossen sein.“*<sup>14</sup>

Das würde bedeuten: In den jeweiligen Umstellzonen müssten zahlreiche Heizungen deutlich vor Ende ihrer Lebensdauer ersetzt werden. Soll ein (Teil-)Netz 2035 umgestellt werden, wären Kund:innen verpflichtet, bestehende Erdgasheizungen spätestens bis 2034 gegen H<sub>2</sub>-taugliche Geräte zu tauschen. Offene Frage dabei: Wer trägt den Wertverlust, wenn ein erst zehn Jahre altes Gerät ersetzt werden muss? Denkbar sind (auch kombiniert):

- die Kund:innen selbst,
- die Wasserstoffkund:innen gemeinsam (Umlage innerhalb der H<sub>2</sub>-Netze),
- die Erdgaskund:innen gemeinsam (Umlage im Erdgasnetz),
- die Steuerzahler:innen (öffentliche Finanzierung).

---

<sup>14</sup> DVGW (2023): Der Gasnetzgebietstransformationsplan. Ergebnisbericht. ([Link](#))

Eventuell ließen sich Altgeräte exportieren; der Inlandsmarkt für nicht H<sub>2</sub>-taugliche Geräte wäre dann vermutlich klein. Klar ist: Vorzeitige Ersetzungen verursachen Kosten, die verteilt werden müssen.

### Die Vorbereitung der Umstellung

Sind in einer Umstellzone ausreichend H<sub>2</sub>-taugliche Geräte verfügbar, kann die Umstellung vorbereitet werden. Der DVGW sieht Parallelen zur L-/H-Gas-Umstellung<sup>15</sup>: Zunächst Gebiets- und Terminplanung, Koordination zwischen Fernleitungs- und Verteilnetzbetreibern und weiteren Akteur:innen. Aufwendig ist die Bestandsaufnahme mit Geräteerhebung (bei L-/H-Gas etwa ein Jahr vor Umstellung), damit Machbarkeit und benötigte Teile rechtzeitig geklärt sind. Hierbei ist auch zu klären, welche Anpassungen im Gebäude erforderlich sind (siehe Abschnitt 4). Eventuelle Umbauten dort sollten möglichst vor der späteren Umstellung erfolgen.

Da bei Wasserstoff – anders als bei L-/H-Gas – die „Gasfamilie“ wechselt, ist mit früheren und gründlicheren Erhebungen zu rechnen. Parallel wird der Anschluss an das Wasserstoff-Fernleitungsnetz vorbereitet, also die Anbindung bis ins Verteilnetz.

### Die eigentliche Umstellung

Die Umstellzone wird vom Erdgasnetz getrennt, das in den Leitungen verbliebene Erdgas wird gefackelt oder kontrolliert ausgeblasen. Danach wird Stickstoff (N<sub>2</sub>) durch das Netz gedrückt, um Rückstände zu verdrängen. Anschließend, vielleicht teilweise parallel, werden die Geräte umgebaut.

Wie lange die Umstellung, und damit die Versorgungsunterbrechung dauert, hängt von der Anzahl der eingesetzten Installateur:innen ab: Je mehr Fachkräfte in der Umstellzone die Umbauten vornehmen können, desto schneller geht der Prozess. Beispiel: In einer Umstellzone mit 5.000 Heizungen und einem Zielhorizont von 5 Tagen bräuchte man rund 250 entsprechend qualifizierte Installateur:innen, wenn eine Person 4 Geräte pro Tag umbaut. In der Umstellungszeit kommt es zu einer Versorgungsunterbrechung, es gibt also weder Heizung noch Warmwasser, wenn dieses bisher über Gas erzeugt wurde.

Sind alle Geräte angepasst und die Netztechnik eingestellt, kann das Netz als reines Wasserstoffnetz in Betrieb gehen – vorausgesetzt, der Versorger hat ausreichende Mengen und Speicher gesichert. Wasserstoffspeicher sind bislang kaum vorhanden; die Planungs- und Bauzeiten sind lang, und es gibt bisher wenige Projekte.

### Die Zeit danach: ein von Anfang an schrumpfender Markt

Ein bislang wenig beachteter Punkt: Wasserstoffnetze werden voraussichtlich nicht wachsen. In bereits umgestellten Netzen werden keine neuen Gebäude angeschlossen. Neubauten lassen sich mit Wärmepumpen selbst dann günstiger versorgen, wenn Wasserstoff später deutlich billiger würde. Gleiches gilt für Häuser, die so saniert werden, dass Wärmepumpeneinsatz möglich ist. Die Folge: In H<sub>2</sub>-Netzen lassen sich keine neuen Kund:innen gewinnen. Der Absatz erreicht zu Beginn seinen Höchststand und sinkt dann schrittweise. Unternehmen müssen daher abwägen, ob sich der hohe Umstellungsaufwand für einen von Beginn an schrumpfenden Markt lohnt.

### Fazit Umstellungsprozess

Die Umstellung bestehender Erdgasnetze auf Wasserstoff ist prinzipiell möglich. Für eine flächendeckende Umsetzung in Deutschland ergeben sich jedoch große Herausforderungen: die langsame Diffusion geeigneter 100%-H<sub>2</sub>-ready-Geräte (die zunächst noch 10 oder mehr Jahre Erdgas nutzen), der hohe Personalbedarf sowie die Komplexität der Koordination, einschließlich Sicherung von Erzeugung, Transport und Speichern.

---

<sup>15</sup> Siehe dazu z. B. Verbraucherschutzzentrale (2025): Von L-Gas auf H-Gas: Darum wird das Erdgas umgestellt. ([Link](#))

## 4 Welche Umstellungen sind im Gebäude erforderlich?

---

Verbraucher:innen stehen vor der Frage, welche Umstellungen und Investitionen auf sie zukommen. Im Folgenden wird dies schrittweise aufgeschlüsselt, zunächst für eine Beimischung von Wasserstoff in das Netz, danach für eine Umstellung auf reinen Wasserstoffbetrieb. Auf eine nötige Neuinvestition für die Heizung, falls doch kein Wasserstoffnetz verfügbar wäre, wird in diesem Kapitel nicht eingegangen.

Bei einer **Beimischung** von bis zu 10 Volumenprozent Wasserstoff muss keine Umstellung oder technische Anpassung erfolgen, auch bei einer bereits vorhandenen alten Gasheizung (ab Baujahr 1995). Eine Beimischung von bis zu 20 Volumenprozent Wasserstoff können die meisten der neuen Gasheizungen ab 2020 (wenn 20%-H<sub>2</sub>-ready) ohne weitere Anpassungen vertragen, allerdings müssten ältere Gasheizungen komplett ausgetauscht werden.

Eine **Versorgung mit 100 Prozent Wasserstoff** bedeutet allerdings eine umfassendere technische Anpassung durch einen Fachbetrieb wie die Heizungsbauer:innen, die innerhalb des oben dargestellten Zeitraums der eigentlichen Umstellung vorgenommen werden muss. Dies umfasst zum einen die Umrüstung der H<sub>2</sub>-ready-Gasheizung auf Wasserstoff und den Gaszähler, aber auch mögliche Umrüstungen des Hausanschlusses und weiterer technischer Komponenten, sowie möglicherweise der Anpassung der Gasverteilung innerhalb des Hauses.

Die **Anpassung der Gasheizung** ohne kompletten Ersatz kann nur erfolgen, wenn der entsprechende Hersteller der Gasheizung ein Umrüstkkit wie angekündigt zur Verfügung stellt. Dieses Umrüstkkit beinhaltet einen neuen Brenner – das Herzstück der Heizung –, neue Sensoren, Kabel und evtl. auch neue Software. Dies kann innerhalb von Stunden bis Tagen eingebaut werden. Es ist zu beachten, dass diese Informationen lediglich auf Ankündigungen der Hersteller beruhen und keine praktischen Erfahrungen hierfür vorhanden sind. Im Pilotprojekt H2Direkt in Hohenwart wurden die zehn an das Wasserstoffnetz angeschlossenen Gebäude mit neuen und nicht umgerüsteten Wasserstoff-Brennwertthermen ausgestattet.

### Welche Komponenten im Haus müssen ausgetauscht oder angepasst werden?

Die **Gaszähler** müssen durch den Netzbetreiber ausgetauscht, zumindest aber neu kalibriert werden, da diese für Erdgas geeicht sind. Die Kosten für einen neuen Gaszähler inklusive Einbau betragen nach aktuellen Schätzungen, je nach Durchflussvolumen, 160 bis 3.800 Euro<sup>16</sup>. Da der Gaszähler Eigentum des Messstellenbetreibers (und damit oft des Netzbetreibers) ist, sind die direkten Kosten für den Gaszähler von diesem zu tragen. Allerdings werden diese über Miete oder in der Abrechnung auf die Kund:innen umgelegt.

Auch **Komponenten des Hausanschlusses** wie Hauseinführungskombination, Hauptabsperreinrichtung (Kugelhahn) oder Hausdruckregler müssen unter Umständen getauscht werden. Im Pilotprojekt in Hohenwart konnten die Gasinstallationen zwischen Netz und Heizung in den Gebäuden weitestgehend weiterverwendet werden. Inwieweit dies für die meisten Gebäude in Deutschland gilt, ist unklar. In unterschiedlichen Studien wurde die Tauglichkeit der Komponenten untersucht. Die Ergebnisse zeigen ein gemischtes Bild, und dass unter Umständen ein Großteil der Hausanschlusskomponenten ersetzt werden muss. Aktuelle Schätzungen gehen davon aus, dass im "Worst Case" in Bezug auf die Hausanschlusskomponenten nur eine Beimischung von maximal 10 Volumenprozent erfolgen kann<sup>17</sup>. Das würde bei einer Umstellung auf 100% Wasserstoff bedeuten, dass die Komponenten vollständig ersetzt werden müssen. Relevante Komponenten sind hier vor allem die Hauseinführungskombination, Hauptabsperreinrichtung, Hausdruckregler und der Gasströmungswächter. Die Herausforderung ist hier ebenfalls, wie schon oben beschrieben, dass Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas andere physikalische Eigenschaften besitzt. Bei einem Austausch dieser Komponenten müssen zusätzlich mindestens

---

<sup>16</sup> DBI (2024): H2-ready und klimaneutral bis 2045. Kosten und Aufwand für die H<sub>2</sub>-Umrüstung der deutschen Gasnetze. Update 2024. ([Link](#))

<sup>17</sup> DBI (2022): Roadmap Gas 2050: Transformationspfade der deutschen Gasinfrastruktur inkl. Gasanwende. Deliverable 2.3 ([Link](#))

4.500 Euro pro Installation<sup>18</sup> vom Verteilnetzbetreiber investiert werden. Es ist davon auszugehen, dass diese Kosten dann wiederum auf die Kund:innen umgelegt werden.

### Müssen die Gasleitungen im Gebäude angepasst werden?

Ob bestehende Gasleitungen in einem Gebäude bei einer Umstellung auf 100 Prozent Wasserstoff erneuert oder angepasst werden müssen, hängt stark von den jeweiligen Gegebenheiten vor Ort und dem technischen Zustand der Installation ab. Maßgeblich sind Faktoren wie Rohrdurchmesser, Leitungslängen, Anzahl der Formstücke sowie das Alter und Material der Rohrleitungen. Wasserstoff besitzt, wie oben bereits beschrieben, im Vergleich zu Erdgas eine deutlich geringere volumetrische Energiedichte. Für die gleiche Heizleistung muss daher etwa der dreifache Volumenstrom gefördert werden. Praktisch bedeutet das, dass im gleichen Zeitraum rund dreimal so viel Gas durch die Leitungen strömt wie beim Erdgasbetrieb. Um diesen höheren Volumenstrom zu erreichen, gibt es theoretisch zwei Möglichkeiten: Entweder wird der Gasdruck erhöht, während die Rohrdurchmesser gleich bleiben, oder die Rohrdurchmesser werden vergrößert, während der Gasdruck unverändert bleibt.

Eine Vergrößerung der Rohrdurchmesser bedeutet in der Regel, dass bestehende Leitungen ersetzt werden müssen. Je nachdem, ob diese auf- oder unterputz installiert sind, ist eine solche Neuinstallation mit erheblichem Aufwand und entsprechend hohen Kosten verbunden. Auch eine Druckerhöhung ist nicht ohne Weiteres möglich. In Deutschland liefern die Hausdruckregler konstant rund 23 Millibar (mbar), während Gasgeräte auf einen Anschlussdruck von 20 mbar ausgelegt sind<sup>19</sup>. Das bedeutet, dass der Druckverlust zwischen Hausdruckregler und Gasgerät maximal 3 mbar ( $\approx 300$  Pa) betragen darf. Durch den bei Wasserstoff notwendigen deutlich höheren Volumenstrom wird jedoch schnell das zulässige Druckverlustbudget erreicht, insbesondere, wenn lange Einzelstränge mit kleinem Rohrdurchmesser, viele Bögen und Fittings oder zusätzliche Sicherheitskomponenten verbaut sind. In solchen Fällen wird der hydraulisch knappste Leitungsabschnitt zum limitierenden Faktor. Diese Standards sollen auch im Wasserstoffbetrieb unverändert bleiben, da bereits verfügbare H<sub>2</sub>-ready-Heizungen ebenfalls auf diese Anschlussdrücke ausgelegt sind<sup>20</sup>. Eine Anhebung des Hausausgangsdrucks würde nicht nur einen Austausch, sondern eine komplette Neuauslegung von Hausdruckreglern, Armaturen, Gaszählern und Geräten erfordern und ist daher aktuell nicht vorgesehen. In typischen Niederdruck-Hausinstallationen bleibt der Ausgangsdruck am Hausanschluss bei etwa 23 mbar, sodass der höhere Volumenstrom ausschließlich durch die Dimensionierung der Leitungen gewährleistet werden muss. Auch in einer weit fortgeschrittenen IGEM-Richtlinie aus UK wird weiterhin auf diese Niederdruckstandards gesetzt<sup>21</sup>.

Das bedeutet, dass bei modernen Gasinstallationen mit kurzen Leitungswegen und ausreichend dimensionierten Querschnitten Wasserstoff-Heizgeräte unter Umständen ohne großen Eingriff angeschlossen werden, indem nur einzelne Abschnitte vergrößert oder strömungsgünstigere Armaturen eingesetzt werden. In älteren Gebäuden mit sehr kleinen Rohrquerschnitten oder komplizierter Leitungsführung kann eine vollständige Neuinstallation erforderlich werden. Da sich der Versorgungsdruck nur begrenzt erhöhen lässt und die Druckverluste bei höherem Druck deutlich zunehmen, bleibt die Dimensionierung der Rohrleitungen das zentrale Mittel, um den erhöhten Volumenstrom zu ermöglichen. Eine andere Möglichkeit ist die Reduzierung der Heizlast des Gebäudes durch energetische Sanierung, wodurch die Wasserstoffheizung kleiner dimensioniert werden kann. In einem gut gedämmten Gebäude kann eine kleinere Heizung eingebaut werden, die dann mit den bestehenden Rohren auch mit Wasserstoff betrieben werden kann. Zu beachten ist aber, dass in diesem Fall auch die Wirtschaftlichkeit alternativer Wärmeversorgungslösungen – wie der Wärmepumpe – zunimmt.

Neben Druck und Dimensionierung spielt auch das Material der Gasleitungen und Dichtungen eine entscheidende Rolle dafür, ob ein Austausch erforderlich ist. In Gebäuden, die ab den 1980er-Jahren gebaut oder kernsaniert wurden, bestehen Hausleitungen meist aus Kupfer- oder Stahlrohren mit

---

<sup>18</sup> DBI (2024): H<sub>2</sub>-ready und klimaneutral bis 2045. Kosten und Aufwand für die H<sub>2</sub>-Umrüstung der deutschen Gasnetze. Update 2024. ([Link](#))

<sup>19</sup> Schuhman (DVGW) (2018): Technische Regel für Gasinstallationen – Die DVGW-TRGI 2018. ([Link](#))

<sup>20</sup> Bspw: Vaillant ecoTEC plus ([Link](#))

<sup>21</sup> Siehe: GEM (2024): Hydrogen Enabling Standard – Domestic ([Link](#))

metallischen Verbindungen, die in der Regel auch für Wasserstoff geeignet sind. In sehr alten Gebäuden, insbesondere mit Installationen vor den 1970er-Jahren, finden sich jedoch noch verzinkte Stahlrohre mit Hanf- oder Bleidichtungen, die gegenüber Wasserstoff empfindlicher sein können. Einige Dichtmaterialien sind generell nicht H<sub>2</sub>-resistent, was das Risiko von Leckagen erhöht<sup>22</sup>. Auch das Phänomen der Wasserstoffversprödung – also eine materialtechnische Schwächung bestimmter Stähle durch Wasserstoffaufnahme<sup>23,24</sup> – kann ein Problem darstellen. Zwar tritt diese Versprödung vor allem bei höheren Drücken und in speziellen Stahllegierungen auf, doch es wird eine gründliche Überprüfung von Schweißnähten, Armaturen und Gewindeverbindungen insbesondere in Altanlagen empfohlen.

### **Fazit: Anpassungen im Gebäude**

Zusammenfassend lässt sich also sagen, dass ein Einsatz von Wasserstoff auf jeden Fall den Austausch des Brenners der Gasheizung und des Gaszählers im Gebäude erfordert. Eine umfassende Prüfung der Hausinstallation, Rohrleitungen und Anlagenkomponenten ist notwendig, da je nach Art und Zustand zusätzliche Austausche durchzuführen sind. Bei älteren Gebäuden kann dies auch eine komplette Neuinstallation bedeuten, was erhebliche Kosten für Hausbesitzer:innen zur Folge haben kann.

---

<sup>22</sup> M2S2 Energy (2024): Debunking the Hydrogen Hype. Why Europe should pursue electrification instead of Hydrogen for cooking and heating. ([Link](#))

<sup>23</sup> HyResponder (2021) Compatibility of hydrogen with different materials. ([Link](#))

<sup>24</sup> Chen et al. (2025): Hydrogen trapping and embrittlement in metals – A review. International Journal of Hydrogen Energy. ([Link](#))

## 5 Gibt es andere Sicherheitsabfragen bei Heizen mit Wasserstoff?

---

### Wasserstoff birgt andere Risiken als Erdgas

Heizen mit Wasserstoff birgt – wie das Heizen mit Erdgas – gewisse Sicherheitsrisiken. Da sich Wasserstoff aber etwas anders verhält als Erdgas, müssen zusätzliche Risiken durch technische Maßnahmen auf ein mit Erdgas vergleichbares Niveau gesenkt werden. Wasserstoff unterscheidet sich in mehreren Eigenschaften deutlich von Methan: Er entweicht bei einem Leck in größerer Menge, ist leichter (höhere Auftriebsgeschwindigkeit) und verteilt sich damit schneller im Raum. Wasserstoff besitzt ein deutlich breiteres Zündbereichsfenster. Dieses beschreibt den Bereich der Brennstoffkonzentration in der Luft, innerhalb dessen eine Zündung und selbstständige Flammenausbreitung möglich ist. Außerdem erfordert Wasserstoff eine niedrigere Zündenergie und ist somit grundsätzlich leichter entzündlich. Eine Wasserstoffflamme ist farblos und damit unsichtbar. Heizgeräte nutzen Flammenüberwachungssysteme (wie Ionisationsfühler oder UV-Sensoren), die auf Wasserstoff angepasst sein müssen, damit die Flamme zuverlässig erkannt wird; Hersteller berücksichtigen dies bei der Entwicklung von Wasserstoffbrennern. Ein Vorteil von Wasserstoff: Er erzeugt kein Kohlenmonoxid (CO) bei der Verbrennung, somit entfällt die CO-Vergiftungsgefahr, die bei Erdgasthermen in geschlossenen Räumen besteht. Die Risikoanalyse im Hy4Heat-Projekt<sup>25</sup> zeigt, dass kleine Lecks meist ungefährlich bleiben und früh durch den zugesetzten Geruchsstoff erkannt werden, während mittlere und große Lecks – etwa durch Fremdschäden – besonders in schlecht belüfteten Räumen – ein Explosionspotenzial entwickeln können. Hier müssen technische Schutzmaßnahmen ergriffen werden. Der Einbau von Durchflussbegrenzern, eine zusätzliche Raumlüftung, die Platzierung von Zählern außerhalb des Gebäudes und die regelmäßige Prüfung bestehender Leitungen reduzieren die Eintrittswahrscheinlichkeit kritischer Szenarien erheblich. Auch der DVGW<sup>26</sup> und TÜV Nord<sup>27</sup> beurteilen die Risiken bei entsprechendem Umgang und Sicherheitsmaßnahmen als beherrschbar. Ein weiterer Punkt betrifft die **Gebäude- oder Hausratversicherung**, da bestehende Versicherungsbedingungen die neuartige Technologie womöglich nicht abdecken. Es ist daher notwendig, die Verträge sorgfältig zu prüfen, ob Schäden an oder durch eine Wasserstoffheizung mitversichert sind und welche Auswirkung dies auf die Versicherungsbedingungen haben kann.

### Fazit Sicherheitsfragen

Heizen mit Wasserstoff würde – ohne zusätzliche Maßnahmen – ein größeres Explosionsrisiko darstellen als mit Erdgas. Insgesamt kommen Untersuchungen aber zu dem Schluss, dass bei Durchführung entsprechender Maßnahmen in typischen Wohngebäuden kein höheres Sicherheitsrisiko entsteht; diese Maßnahmen verursachen aber gegebenenfalls zusätzliche Kosten. Insgesamt ist das Thema noch Gegenstand von Forschung, da es an praktischen Erfahrungen in Wohngebäuden mangelt.

---

<sup>25</sup> Hy4heat (2021): Safety Assessment: Conclusions Report (incorporating Quantitative Risk Assessment) ([Link](#))

<sup>26</sup> Schuhmann et. al (DVGW/DVGW-EBI): Wasserstoff in der häuslichen Anwendung – Standortbestimmung für die zukünftige Gebäudebeheizung (Teil 2) ([Link](#))

<sup>27</sup> TÜV Nord: Wasserstoff: Eigenschaften, Sicherheit, Gefahren. ([Link](#))

## 6 Was würde das Heizen mit Wasserstoff kosten?

Die vergangenen Kapitel haben gezeigt: Heizen mit Wasserstoff wäre zukünftig durchaus möglich, aber der Weg dahin ist zeitaufwendig und komplex. Die eigentliche Gretchenfrage ist aber vermutlich: Was würde es kosten? Dies ist unter anderem deshalb nicht leicht zu beantworten, weil der Wasserstoffhochlauf erst am Anfang steht, es also nur begrenzte echte Daten gibt und die späteren Kosten nur abgeschätzt werden können. In diesem Kapitel versuchen wir, die aktuellen Einschätzungen zu Kosten zu sammeln, um am Ende Bandbreiten ableiten zu können. Ziel ist es, die Kosten des Heizens mit Wasserstoff transparent und nachvollziehbar zu machen.

### Begriffsklärung: Laufende Kosten und Investitionen

Zunächst müssen einige Begriffe geklärt werden. Methodisch wird zwischen **laufenden Betriebskosten**, den sogenannten **OPEX** (operational expenditures) und Investitionskosten<sup>28</sup>, **CAPEX** (capital expenditures) unterschieden.

Die **laufenden Kosten des Wasserstoffbezugs (OPEX)** werden vor allem durch die Wasserstoffbezugskosten bestimmt. Bei Wasserstoff fallen dabei vor allem vier Kostenblöcke ins Gewicht, analog zur bekannten Erdgaslogik:

- Erzeugungskosten von H<sub>2</sub>,
- Transportkosten (Übertragungs-/Kernnetz),
- Speicherkosten,
- Kosten des Verteilnetzes bis zum Anschluss

Aus den Summen der Kosten für die einzelnen Bestandteile lassen sich dann Bezugskostenbandbreiten in ct/kWh für Wasserstoff ableiten. Diese sind dann in einem gewissen Maße vergleichbar mit den heutigen Erdgasbezugskosten, die ebenfalls alle diese Kosten enthalten, auch wenn sie auf den Rechnungen nicht einzeln ausgewiesen sind. Zusätzlich fallen bei Erdgas heute noch Steuern und Abgaben an; dies sind vor allem Konzessionsabgabe, Energiesteuer, CO<sub>2</sub>-Preis (derzeit BEHG, ab 2027 dann ETSII), sowie die Umsatzsteuer; Steuern, Abgaben und Förderungen werden in Abschnitt 6.7 noch diskutiert.

Zu den **Investitionen auf der Anwendungsseite (CAPEX)** zählen Investitionen in Heiztechnik, Umrüstung der Heizung und gebäudeseitige Anpassungen. Diese lassen sich nicht ohne Weiteres in ct/kWh umrechnen, da hierfür Annahmen über individuelle Finanzierungsbedingungen der Eigentümer:innen (z. B. Zinssätze, Laufzeiten, Förderkulisser, Nutzungsdauern) getroffen werden müssten. Ebenso ist ein unmittelbarer Vergleich mit Alternativen (z. B. Wärmepumpe) nur auf Basis konsistenter Zusatzannahmen möglich, etwa zu notwendigen Baumaßnahmen, Leistungsdimensionierung, Gebäudezustand oder Netzanschluss. Diese Größen variieren von Gebäude zu Gebäude erheblich.

### Kostensystematik in diesem Gutachten

Im Folgenden werden zunächst die Investitionen als eigenständige Entscheidungs- und Kostenfaktoren erläutert. Danach werden die OPEX-Komponenten des H<sub>2</sub>-Bezugs quantifiziert und zu einem vergleichbaren Bezugskostenmaß zusammengeführt. Dies ermöglicht z. B. den Vergleich mit heutigen Erdgasbezugskosten. Wo möglich, wird auf typische Spannweiten und Einflussgrößen hingewiesen. Laufende Kosten und Investitionen können aber nicht einfach addiert werden. In der Wissenschaft wird teilweise mit den sog. *“Levelized Cost of Heating”* (LCOH) gearbeitet: Diese sind, vereinfacht ausgedrückt, eine Näherung der Frage: „Was kostet eine kWh Wärme mit allen Kosten über die Lebensdauer der Anlage?“ Dies ist aber eine etwas abstrakte Größe: Kaum jemand kennt die LCOH der eigenen Heizung, die Größe dient eher dem wissenschaftlichen Vergleich unterschiedlicher Optionen auf einer hohen Flughöhe. Gerade für Alternativen wie Wärmepumpen müssen dann auch mögliche Investitionen in Gebäudehülle und Heizkörper berücksichtigt werden, deren Kosten ebenfalls stark vom Gebäude und

<sup>28</sup> Im engen Sinne sind Investitionen keine Kosten. Der Begriff hat sich aber etabliert für die Kosten, die durch Investitionen entstehen, u. a. Kapitalkosten und Abschreibungen durch den Wertverlust über die Zeit.

den individuellen Zinskonditionen abhängen. Ein belastbarer Gesamtvergleich mit anderen Heizoptionen erfordert daher Szenarien mit expliziten Annahmen zu Investitionen, Finanzierung und Gebäudeeigenschaften. Dieses Kurzgutachten kann diese Rechnungen nicht für die Vielzahl an Möglichkeiten durchspielen, wohl aber Daten für eigene, individuelle Rechnungen liefern.

**Wichtiger Hinweis:** Alle monetären Angaben im Bericht sind in Realwerten angegeben, beziehen sich also auf das heutige Preisniveau. Die Angaben in den genutzten Quellen beziehen sich zumeist auf die Geldwerte der Jahre 2023 bis 2025. Zwischen diesen Jahren wird zur besseren Nachvollziehbarkeit<sup>29</sup> und angesichts der hohen Unsicherheiten beim Thema Wasserstoff auf eine Inflationsbereinigung verzichtet.

## 6.1 Investitionen im Gebäude

Betrachten wir zunächst die Investitionen. Solange die Kommune den kommunalen Wärmeplan (KWP) noch nicht fertiggestellt hat, darf in dieser Übergangszeit eine konventionelle, fossil betriebene Heizung eingebaut werden. Sobald die KWP abgeschlossen ist (spätestens Mitte 2028 für alle Kommunen), dürfen Gasheizungen nur noch in Gebieten eingebaut werden, die als zukünftiges Wasserstoffnetz ausgewiesen sind und für die der Gasnetzbetreiber ein verbindliches Umstellungskonzept mit Zeitplan vorgelegt hat. Das Gebäudeenergiegesetz verlangt ausdrücklich, dass die Heizung H<sub>2</sub>-ready, also nachweislich auf 100 Prozent Wasserstoff umrüstbar ist. Nur unter diesen Bedingungen muss die Anforderung "65 Prozent erneuerbare Energien" nicht sofort erfüllt werden.

Auf die Verbraucher:innen, die sich zum derzeitigen Zeitpunkt für eine neue H<sub>2</sub>-ready-Gasheizung entscheiden, kommen die in Tabelle 5 aufgelisteten Investitionen zu. Viele davon fallen zu einem späteren Zeitpunkt an als zum eigentlichen Kauf der Gasheizung, nämlich zum Zeitpunkt der Umstellung des Gasnetzes auf 100 Prozent Wasserstoff. Dann entstehen die Kosten für die Umrüstung der Gasheizung selbst sowie für die Anpassung der Peripherie in der Hausinstallation: der Zähler sowie teilweise neue Leitungen und Dichtungen, je nach technischem Stand im Haus. Die aufgelisteten Preise sind am Beispiel eines Einfamilienhauses aufgeführt. Die tatsächlichen Kosten der Umrüstung sind schwer abzuschätzen und beruhen teilweise auf Herstellerangaben. Dies betrifft insbesondere die Preise für das sogenannte Umrüstkit. Dieses wird benötigt, um eine H<sub>2</sub>-ready-Gasheizung auf 100 Prozent Wasserstoffverbrennung umzurüsten (siehe Abschnitt 4). Diese Umrüstkits werden laut einer Herstellerangabe ca. 300 Eurokosten und sind, je nach Hersteller, ab den Jahren 2026 bis 2029 angekündigt. Angesichts der Tatsache, dass im Umrüstkit der gesamte Brenner sowie Sensoren und auch Software enthalten sind, also bei der Umrüstung das Herzstück der Heizung getauscht werden muss, sind diese Preisangaben als optimistisch einzuschätzen. Die tatsächlichen Preise sind noch nicht bekannt, da die Umrüstkits noch in der Entwicklungsphase sind und noch kein Hersteller ein Umrüstkit tatsächlich zur Verfügung stellt. Auch ist unklar, ob diese Umrüstkits zum entsprechenden Zeitpunkt der Umstellung dann auch zur Verfügung stehen werden. Prinzipiell ist für alle in der Tabelle gelisteten Preisspannen zu erwarten, dass bei geringerer Nachfrage die Preise eher am oberen Ende der Spanne sind, und dagegen bei hohen Stückzahlen die Preise für die Endverbraucher:innen eher niedriger sind. Hohe Stückzahlen bedeuten, dass Wasserstoff eine breite Verwendung in der Gebäudeheizung finden würde.

---

<sup>29</sup> Würde man beispielsweise die Angaben zu Wasserstoffproduktionskosten in 2035 (4,5 bis 6 €/2023/kg), die für die Preisbasis 2023 berechnet sind, auf die Preisbasis 2025 umstellen, ergäbe sich eine Bandbreite von 4,88 bis 6,51. Für jede verwendete Angabe müsste dann aber noch die Inflationsbereinigung erläutert werden.

**Tabelle 2: Nötige Investition für Gebäude in eine H<sub>2</sub>-ready-Gasheizung und Umrüstung auf 100 Prozent Wasserstoff in einem Einfamilienhaus**

| Gebäudeseitige Voraussetzung                                                                                   | Investitionen in €                                         |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------|
| Gasheizung (100%-H <sub>2</sub> -ready), inkl. Installation                                                    | 6.000 – 17.000                                             |
| Umrüstkit auf 100% H <sub>2</sub> (Tausch von Brenner, Sensoren, Kabel der Gasheizung) auf 100% H <sub>2</sub> | 300 - 1.000                                                |
| Einbau Umrüstkit durch Fachbetrieb                                                                             | 200 – 500                                                  |
| Balgengaszähler Wasserstoff mit Einbau                                                                         | 300 – 1200                                                 |
| Hausanschluss <sup>30</sup>                                                                                    | 4.500 - 5.500                                              |
| Gasleitungen im Haus                                                                                           | Individuell je nach aktueller Installation<br>(0 – 2.000€) |
| Gesamtinvestition                                                                                              | 11.300 – 27.200                                            |

Falls sich Verbraucher:innen für eine Gasheizung entscheiden, aber nach Abschluss der kommunalen Wärmeplanung nicht in einem Wasserstoffversorgungsgebiet befinden, gilt für sie die Verpflichtung, schrittweise immer höhere Anteile erneuerbarer Energien zu nutzen. Dies bedeutet in diesem Fall eine schrittweise höhere Beimischung von Biomethan oder Methan aus grünem Wasserstoff bis zum Verbot der Nutzung von Erdgas ab 2045. <sup>2</sup>

In jedem Fall (also verfügbares Wasserstoffnetz oder Erdgasnetz mit Biomethan) müssen Verbraucher:innen in der Übergangszeit des Bezugs von Erdgas mit steigenden CO<sub>2</sub>-Preisen rechnen, die bis 2040 Mehrkosten von bis zu 7 ct/kWh bedeuten. Hinzu kommen steigende Netzentgelte, verursacht durch die stetig sinkende Anzahl der Gasanschlüsse, auf die der Netzbetreiber seine Kosten umlegt. Zum Zeitpunkt der Stilllegung des Netzes sind Verbraucher:innen gezwungen, in neue Heiztechnik zu investieren, was ein hohes Kostenrisiko bedeutet.

## 6.2 OPEX-Bestandteil 1: Wasserstoffherzeugung

Gelingt die Umstellung auf Wasserstoff und erfolgt dann die Versorgung, stellt die Erzeugung von Wasserstoff die größte Kostenkomponente für die Endkund:innenpreise dar. Aus Gründen, die in der Box „Könnte blauer Wasserstoff die deutschen Marktpreise senken?“ erläutert sind, gehen wir davon aus, dass die Wasserstoffpreise an den Märkten im Wesentlichen von grünem Wasserstoff geprägt werden.

### Zwei aktuelle Studie untersuchen die Erzeugungskosten im Detail

Es existiert eine sehr große Bandbreite in den Abschätzungen der Kosten von grünem Wasserstoff. Viele der Veröffentlichung der letzten Jahre müssen mittlerweile als überholt angesehen werden. Für Deutschland befassen sich zwei aktuelle Studien im Detail mit der Frage: Dr. Felix Chr. Matthes vom Öko-Institut und Dr. Johannes Brauer von Deloitte haben im Juni 2025 eine Analyse veröffentlicht mit dem Titel „Wasserstoff-Erzeugungskosten. Determinanten, Stand und Perspektiven“ (siehe: [Link](#)). Die Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) hat – nahezu gleichzeitig – das Diskussionspapier „Von der Theorie zur Praxis: Warum grüner Wasserstoff teurer ist als gedacht“ herausgebracht (siehe: [Link](#)). In Summe zeichnen die beiden Veröffentlichungen ein zwar nicht völlig einheitliches Bild der aktuellen Lage, doch beide Studien verweisen auf ähnliche Herausforderungen. Die FfE weist für 2024 Kosten von 9 bis 13 €/kg aus und geht davon aus, dass die Wasserstoffgestehungskosten in 2025 ca. 9,8 €/kg betragen, was 24,9 ct/kWh entspricht. Matthes und Brauer sehen die Kosten für Wasserstoff aktuell

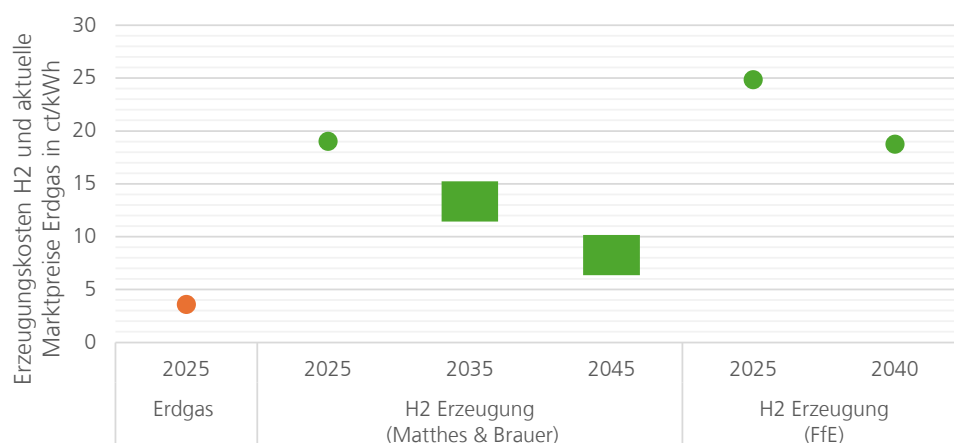
<sup>30</sup> Darin enthalten: Netzanschlussleitungen, Schieber, Kugelhähne, Absperrklappen, Ausbläser, Gasströmungswächter, Hausdruckregler, nach: DBI (2024): H<sub>2</sub>-ready und klimaneutral bis 2045. Kosten und Aufwand für die H<sub>2</sub>-Umrüstung der deutschen Gasnetze. Update 2024. ([Link](#))

eher bei 7,5 €/kg, was 19,0 ct/kWh entspräche. Zum Vergleich: Erdgas kostete im Jahr 2024 zwischen 3 und 4 ct/kWh.

### Warum wurden die Kosten unterschätzt?

Beide Studien haben gemeinsam, dass sie zeigen, dass die Wasserstoffkosten aktuell deutlich höher sind, als dies in der Vergangenheit prognostiziert oder propagiert wurde. Gerade die FfE setzt sich in ihrem Papier explizit damit auseinander, warum Wasserstoff bisher so viel teurer ist als in den Jahren davor kommuniziert. Dabei werden vor allem zwei Aspekte als Haupttreiber identifiziert: Zum einen wurden die **Investitionen unterschätzt**, indem zu sehr auf den Elektrolyse-Stack (das Kernelement der Anlagen) geschaut wurde und Systemkosten für Planung, Bau, Genehmigung und Projektmanagement vernachlässigt werden. Auch der Stack-Austausch nach einigen Jahren des Betriebs wurde oft nicht bedacht. Auf der anderen Seite wurde häufig mit **unrealistischen Preisannahmen** beim größten Kostenblock der H<sub>2</sub>-Erzeugung gerechnet, dem Strombezug. Elektrolyseure können nicht allein mit günstigem Überschussstrom betrieben werden, und der EU-Delegated Act stellt Anforderungen an Zusätzlichkeit, Zeitgleichheit und geografische Korrelation des EE-Stroms.

Matthes und Brauer sind bezüglich der Kostensenkungspotenziale im Vergleich zur FfE-Studie optimistischer: Sie halten **mittelfristig 4,5 bis 6,0 €/kg** für möglich, **langfristig sogar 2,5 bis 4,0 €/kg**. Sie weisen aber ausdrücklich auf die großen Unsicherheiten hin und erklären, dass ein großes Bündel an flankierenden politischen Maßnahmen erforderlich wäre, damit sich die Kostensenkungen realisieren lassen.



**Abbildung 2: Kosten bzw. Kostenbandbreiten der Wasserstoffherzeugung nach Matthes und Brauer (2025) und FfE (2025), sowie aktuelle Erdgaspreise<sup>31</sup>**

Die FfE ist bezüglich der zukünftigen Kostensenkungen pessimistischer: Sie gehen davon aus, dass bis 2040 die Erzeugungskosten nur auf 7,40 €/kg (also 22,4 ct/kWh) gesenkt werden können. In den Rechnungen im Folgenden wird diese Entwicklung aber ausgeklammert. Denn es ist völlig klar: Sollte dieser Verlauf eintreten, wird Wasserstoff weder zum Heizen noch in anderen Bereichen eingesetzt werden. Er bliebe dann schlichtweg zu teuer, um eine echte Rolle in der Energiewende zu spielen. Es ergibt daher wenig Sinn, für eine solche Entwicklung Endkund:innenpreise durchzuspielen. Auch wenn wir dieses Szenario im Weiteren nicht berücksichtigen, ist es aber wichtig festzustellen, dass die H<sub>2</sub>-Gestehungskosten, die wir im Folgenden als „Pessimistisch“ bezeichnen, keineswegs den ungünstigsten denkbaren Verlauf darstellen: Es gibt Fachexpert:innen, die deutlich ungünstigere Entwicklungen für plausibel, wenn nicht sogar wahrscheinlich halten. Im Folgenden werden daher die von Matthes und Brauer ermittelten Bandbreiten der Erzeugungskosten unterstellt; die liegen in 2035 bei 11,4 bis 15,2 ct/kWh, in 2045 bei 6,3 bis 10,2 ct/kWh.

<sup>31</sup> Quelle: Bundesnetzagentur (2025): Großhandelspreise Gas. ([Link](#))

### **Infobox: Könnte blauer Wasserstoff die deutschen Marktpreise senken?**

Blauer Wasserstoff wird aus Erdgas hergestellt, wobei das entstehende CO<sub>2</sub> mit "Carbon Capture and Storage (CCS)" abgeschieden und gespeichert wird. In der politischen Diskussion und der Nationalen Wasserstoffstrategie gilt blauer Wasserstoff als mögliche und günstige Übergangstechnologie, bis ausreichend grüner Wasserstoff aus erneuerbaren Energien verfügbar ist. Kritiker:innen sehen in CCS hingegen eine Scheinlösung, die – wenn überhaupt – zu spät verfügbar ist und dabei die heute schon verfügbaren Alternativen verhindert. Blauer Wasserstoff ist umstritten, die Bandbreite der komplexen und umfangreichen Diskussion kann an dieser Stelle nicht wiedergegeben werden. Für die Fragestellungen dieses Gutachtens ist vor allem relevant, ob ein Einsatz von blauem Wasserstoff den Endkund:innenpreis in Deutschland künftig deutlich senken könnte. Dies ist aus mehreren Gründen fraglich.

### **Blauer Wasserstoff ist nicht emissionsfrei**

Ein wichtiger Parameter in der Produktion ist die CO<sub>2</sub>-Abscheiderate, also der Anteil des CO<sub>2</sub>, der abgeschieden und gespeichert werden kann. Die Abscheiderate beträgt bei neuen Anlagen theoretisch 96 Prozent. In der Praxis liegen heutige Werte bisher jedoch deutlich darunter, wobei einzelne Anlagen 90 Prozent im Regelbetrieb schon erreichen.<sup>32</sup> Zusätzlich entstehen durch Methan-Leckagen in der Förder- und Transportkette Vorkettenemissionen. Diese schwanken je nach Förderregion deutlich und führen je nach Annahmen zu spezifischen Emissionen zwischen 20 g und 310 g CO<sub>2</sub>-Äquivalent pro kWh Wasserstoff.<sup>33</sup>

### **Die Kosten steigen mit der Abscheiderate**

Je höher die angestrebte CO<sub>2</sub>-Abscheiderate in der fossilen Wasserstoffproduktion ist, desto aufwendiger und teurer wird der Prozess. Die EU stellt zurzeit relativ hohe Anforderungen an den sogenannten „Low carbon“ Wasserstoff, zu dem nach EU-Definition auch blauer Wasserstoff zählt. Die Gasbranche hat in einer gemeinsamen Erklärung von 16 Unternehmen starke Bedenken geäußert, dass die EU-Kommission im Entwurf für die neue Delegierte Verordnung zur Treibhausgas-Methodik für „Low Carbon Hydrogen“ und dessen Derivate die Produktion sowie den Import in Europa erheblich erschwert.<sup>34</sup> Die Abbrüche oder Stopps der großen norwegischen Projekte von Equinor und Shell sind symptomatisch für die Probleme, mit denen blauer Wasserstoff konfrontiert ist. Aktuell haben in Europa nur zwei Projekte in Rotterdam eine finale Investitionsentscheidung.

### **Günstige Produktionskosten bedeuten nicht unbedingt günstige Preise**

Selbst wenn blauer Wasserstoff – mit geringeren Ansprüchen an den Klimaschutz – günstiger produziert werden könnte als grüner Wasserstoff, heißt das nicht, dass dadurch die Marktpreise deutlich sinken. Produzenten orientieren sich meist nicht an ihren Selbstkosten, sondern versuchen, am Markt den höchstmöglichen Preis zu erzielen. Im Fall von blauem Wasserstoff könnte der Preis für grünen Wasserstoff der Referenzpunkt werden, der zwar unterboten werden muss, aber eben so wenig wie erforderlich. Ist dies der Fall, wären durch den Einsatz von blauem Wasserstoff zwar moderate Preiseffekte möglich, ein deutlicher Rückgang aber eher unwahrscheinlich.

### **Fazit**

Angesichts der aktuellen technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen erscheint eine deutliche Preissenkung durch den Einsatz von blauem Wasserstoff eher unwahrscheinlich.

<sup>32</sup> Siehe: Vallejo et al. (2024): Geospatial variation in carbon accounting of hydrogen production and the US Inflation Reduction Act. Nature Energy. ([Link](#))

<sup>33</sup> Siehe: Science Media Center (2025): Blauer Wasserstoff: Emissionsberechnung der EU. ([Link](#))

<sup>34</sup> Siehe: CCS Association (2025): Joint statement: Urgent need for European Commission to correct course on the draft Delegated Regulation on Low Carbon Fuels. ([Link](#))

## 6.3 OPEX-Bestandteil 2: Wasserstofftransport

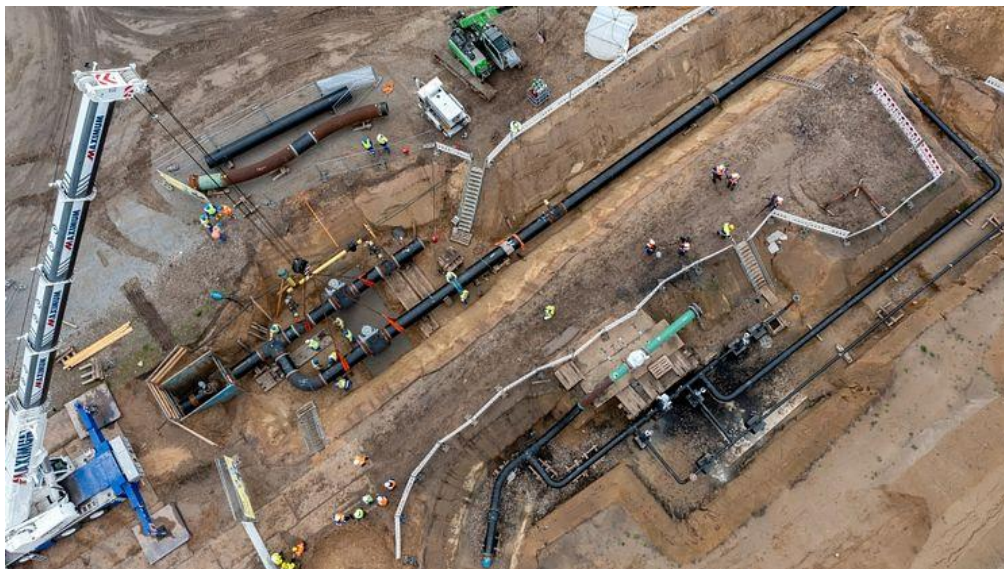
Die künftige Erzeugung und der Import von Wasserstoff konzentrieren sich auf bestimmte Standorte, z. B. Elektrolyse-Cluster in der Nähe von guten EE-Standorten oder Küstenregionen mit Importterminals. Die Nachfragen hingegen entstehen an anderen Orten, derzeit vor allem an Stahlstandorten und Raffinerien, später mutmaßlich auch an Kraftwerksstandorten in Wärmenetzen. Sollten auch Heizungen angeschlossen werden, ergäbe sich eine über weite Teile Deutschlands verteilte Nachfrage. Um Angebot und Nachfrage zu verbinden, ist ein überregionales Pipeline-Transportnetz erforderlich. Dieses Rückgrat bildet in Deutschland das Wasserstoff-Kernnetz.

### Das Wasserstoff-Kernnetz

Das Kernnetz ist als bundesweites Netz von Leitungen konzipiert, das schrittweise aus bestehenden Erdgasleitungen (Umstellung) und Neubauabschnitten entsteht. Ziel ist die flächige Anbindung wesentlicher Erzeugungs-, Import- und Verbrauchsstandorte. Es wurde von der Ampel-Regierung beschlossen, um das „Henne-Ei-Problem“ zu adressieren: Ohne ein Verständnis darüber, wo zukünftig ein Netzanschluss möglich ist, ist es kaum möglich, Angebot und Nachfrage zu planen.

### Governance und Zeitplan des Kernnetzes

Die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) haben – nach intensiven Gesprächen mit den relevanten Ministerien – den Kernnetz-Antrag erarbeitet; die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat ihn genehmigt und damit den regulatorischen Rahmen für Planung, Bau und Betrieb gesetzt. Der Inbetriebnahmepfad ist stufenweise angelegt: Erste kleinere Abschnitte wurden bereits in Betrieb genommen, weitere größere Abschnitte befinden sich in Bau. Die Fertigstellung soll im Laufe der 2030er Jahre erfolgen. Der Rechtsrahmen ist im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) verankert; die BNetzA trifft die maßgeblichen Festlegungen zur Entgelt- und Erlösregulierung. Derzeit läuft der Prozess der Netzentwicklungsplanungen, in welcher der Netzausbaubedarf abgeschätzt wird und, darauf aufbauend, der Ausbaupfad angepasst werden kann; dies ist vor dem Hintergrund der großen Unsicherheiten ein sehr anspruchsvolles Verfahren.



**Abbildung 3: Einbau der Molchschleuse für die derzeit in Umstellung befindliche ONTRAS Erdgasleitung für den Energiepark Bad Lauchstädt. Foto: ONTRAS<sup>35</sup>**

<sup>35</sup> <https://www.mynewsdesk.com/de/ontras/pressreleases/absichtserklaerung-von-ewe-und-ontras-gastransport-wasserstoffspeicher-in-ruedersdorf-soll-ans-wasserstoff-kernnetz-angeschlossen-werden-3313671>

## Bepreisung des Transports

Für das Kernnetz gilt ein bundesweit einheitliches, distanzunabhängiges "Hochlaufentgelt". Es ist kapazitäts- und zeitbezogen ausgestaltet, bemessen in €/kWh/h/a und wird an Ein- und Ausspeisepunkten des Kernnetzes erhoben. Vereinfacht ausgedrückt: Marktteilnehmer:innen buchen Transportleistung (also „wie viele Kilowattstunden pro Stunde sollen ein- oder ausgespeist werden“) für eine bestimmte Laufzeit, typischerweise als Jahres-Festkapazität; später werden auch kürzere Produkte (z. B. Monats-/Tagesprodukte) ergänzt. Wie viel Wasserstoff tatsächlich bezogen oder über welche Distanz er transportiert wird, ist für die Netzkosten der Marktteilnehmer:innen irrelevant. Sie zahlen für die Möglichkeit, in das Netz ein- oder ausspeisen zu können. Die BNetzA hat am 14. Juli 2025 das bundesweit einheitliche Hochlaufentgelt von 25 €/kWh/h/a festgelegt. Das Entgelt wird regelmäßig überprüft und kann an Kosten-, Auslastungs- und Geldwertentwicklungen angepasst werden.

## Finanzierung und Risikoallokation

Grundsätzlich erfolgt die Finanzierung rein privatwirtschaftlich über Netzentgelte der Nutzer:innen. Um den Markthochlauf nicht durch anfangs geringe Auslastung zu überfordern, wird ein intertemporaler Ausgleich angewandt: In den frühen Jahren liegende Unterdeckungen werden auf dem sogenannten Amortisationskonto bilanziert und in späteren Jahren bei höherer Netznutzung ausgeglichen. Zur Zwischenfinanzierung dient ein durch den Bund abgesichertes KfW-Darlehen. Die BNetzA überwacht das Modell und passt Parameter bei Bedarf an.

## Prämissen der Kosten des Wasserstofftransports

Für die Fragestellung dieses Gutachtens ergeben sich die folgenden Prämissen:

- Es besteht auf absehbare Zeit ein Hochlaufentgelt von 25 €/kWh/h/a. Dies wird um die Inflation angepasst, ist also real.
- Es gibt keine (direkte) staatliche Förderung, das Kernnetz wird allein von den Nutzer:innen finanziert.
- Das Hochlaufentgelt kann zukünftig nach oben oder unten angepasst werden.

## Kosten des Wasserstofftransports

Wasserstoff kann auf dem Weg zur Heizung zwei Pfade mit unterschiedlichen Netzkosten durchlaufen

### 1. Direkter Transport ohne Speicherung

Wasserstoff wird produziert, ins Fernleitungsnetz eingespeist, zum jeweiligen Verteilnetz transportiert und in dieses eingespeist. In diesem Fall fallen für die Nutzung des Fernleitungsnetzes jeweils einmal bei der Ein- und Ausspeisung Kosten durch Netzentgelte an. Die Netzentgelte für die Einspeisung zahlen die Wasserstoffproduzent:innen, die diese über ihre Wasserstoffpreise aber an die Versorger und damit letztlich an die Kund:innen weiterreichen. Für die Einspeisung wird vermutlich eine durchgängige Kapazitätsbuchung erfolgen: Geht man von 3.500 Vollbenutzungsstunden aus, ergeben sich auf der Einspeiseseite Kosten von 0,71 ct/kWh.<sup>36</sup> Für die stark saisonale Ausspeisung wird hingegen vermutlich ein unterjähriges Produkt gewählt; dessen Kosten belaufen sich voraussichtlich auf ca. 70 Prozent einer durchgängigen Buchung (vgl. Pfluger et al. 2025). Werden diese Kosten auf 2.000 Volllaststunden umgelegt, was eine typische Größe für Haushalte darstellt, ergeben sich spezifische Kosten von 0,88 t/kWh. In Summe kostet die Nutzung des Fernleitungsnetzes auf diesem Pfad daher 1,59 ct/kWh.

### 2. Transport mit Speicherung

Im zweiten Fall muss der Wasserstoff vor der Nutzung noch zwischengespeichert werden. Dieser Pfad würde einen deutlich größeren Teil des in Heizungen genutzten Wasserstoffs ausmachen als die direkte Nutzung; Szenarien zeigen, dass ein großer Teil der Wasserstoffproduktion auf Sommermonate (mit hoher PV-Einspeisung), oder den Frühling oder Herbst (mit sonnigen, aber dennoch windigen Tagen) entfallen wird. Der Wasserstoff muss also saisonal gespeichert werden. Speicher müssen ebenfalls Netzentgelte entrichten. Für die Ausspeisung aus dem Netz in die Speicher wird eine durchgängige

---

<sup>36</sup> Dies ergibt sich durch das Umlegen von 25 €/kWh/h/a auf 3.500 Stunden.

Buchung unterstellt. Für die stark auf die Wintermonate konzentrierte Ausspeicherung ins Netz wird angenommen, dass die Betreiber unterjährige Produkte wählen, bei denen sie in Summe 70 Prozent der Kosten einer durchgängigen Buchung entrichten. Die Kosten werden daher auf der Einspeiseite auf 3.500, auf der Ausspeiseite auf 2.000 Vollbenutzungsstunden umgelegt. Die Netzkosten der Speicher sind somit genauso hoch wie die des reinen Transports, kommen aber bei diesem Pfad noch einmal „on top“ dazu; die Gesamtkosten dieses Pfades betragen daher 3,18 ct/kWh

Es ist anzunehmen, dass mindestens 80 Prozent des Wasserstoffs, der für Heizen genutzt wird, zwischengespeichert wurde. Somit ergeben sich für den Transport Gesamtkosten in Höhe von

$$0,2 * 1,59 \text{ ct/kWh} + 0,8 * 3,18 \text{ t/kWh} = 2,86 \text{ ct/kWh}$$

Diese Schätzung ist als eher konservativ anzusehen. Geht der Wasserstoffhochlauf langsamer vonstatten, als dies in den Szenarien zur Berechnung der Hochlaufentgelts unterstellt ist, werden die gleichen Netzkosten auf weniger Kund:innen umgelegt, und die BNetzA muss das Hochlaufentgelt anheben. Vor dem Hintergrund der derzeit schleppenden Entwicklungen erscheint eine Anpassung nach unten dagegen wenig wahrscheinlich.

## 6.4 OPEX-Bestandteil 3: Wasserstoffspeicherung

Als einer der zentralen Vorteile von Wasserstoff wird oft die Speicherbarkeit genannt. Dazu existieren eine Vielzahl von Optionen.

### Unterirdische Speicher

- **Salzkavernen:** Dies ist die derzeit praxisnaheste Lösung für großvolumige, saisonale Speicherung (TWh-Skala möglich). Sie weist vergleichsweise niedrige spezifische Kosten bei großen Mengen auf. Der nördliche Teil Deutschlands verfügt über ein immenses geologisches Potential, Neubau und Genehmigung benötigen jedoch Jahre, ebenso die Umwidmung bestehender Erdgasspeicher.
- **Porenspeicher:** Geeignet sind hier ehemalige Gaslagerstätten oder Aquifere. Auch hier gibt es sehr großes Potenzial, im Gegensatz zu Kavernen auch in Süddeutschland. Während Kavernen als Speicher ziemlich sicher funktionieren werden, gibt es bei Porenspeichern aber noch viele offene Fragen zu Mikrobiologie, Gasreinheit, Dichtheit und Betriebskonzepten.

### Oberirdische Speicher

- **Komprimierter Wasserstoff:** Die Speicherung des Wasserstoffs ist in diversen Tanks bei 200 bis ca. 700 bar möglich. Komprimierte Wasserstoffspeicherung ist eine reife, unkomplizierte Technik und eignet sich gut für Mobilitätsanwendungen, Betankungsinfrastruktur und als Puffer im Tagesbereich. Allerdings ist die volumetrische Energiedichte trotz hoher Drücke gering, die erforderlichen Stahl- bzw. CFK-Behälter sind im Vergleich zu Kavernen bezüglich der gespeicherten Energie um ein Vielfaches teurer.
- **Pipeline-Linepack:** Druckvariation im Leitungsnetz dient als kurzfristiger Speicher und ist für Zeiträume von Stunden bis Tagen geeignet; sie ersetzt keine saisonale Speicherung, ist aber für den Netzbetrieb und die Ausregelung wichtig.
- **Verflüssigter Wasserstoff:** Verflüssigter Wasserstoff bietet eine deutlich höhere volumetrische Dichte als komprimierter Wasserstoff und ist deshalb für große mobile wie auch stationäre Logistikanwendungen sinnvoll; dem stehen jedoch ein hoher Energieaufwand für die Verflüssigung, aufwendige Kryotechnik und unvermeidliche Boil-off-Verluste gegenüber.
- **Kryo-komprimierter Wasserstoff:** Diese Speicherung kombiniert die Vorteile von verflüssigtem Wasserstoff und Druckspeicherung und reduziert Boil-off, erfordert jedoch komplexe Tanks und bleibt bislang eine Nischenlösung.
- **Chemisch gebundener Wasserstoff:** Es gibt eine Reihe an Optionen, Wasserstoff in andere Stoffe (fest oder flüssig) zu überführen und so zu speichern: Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC), Metallhydride, Ammoniak und Methanol. Diese Optionen eignen sich aber eher für den Transport oder bestimmte Anwendungen in der Industrie, spielen aber für das Thema "Heizen mit Wasserstoff" mutmaßlich keine Rolle in der Speicherung.

Der Vorteil der Speicherbarkeit ist für das Heizen mit Wasserstoff zentral, da der Großteil der Nachfrage auf die Heizperiode entfällt. Der Wasserstoff muss über das Jahr erzeugt, dann gespeichert und im Winter genutzt werden. Zur Speicherung solcher großer Mengen über lange Zeiträume sind geologische Speicher die mit großem Abstand günstigste Option; andere Optionen werden höchstens eine komplementäre Rolle spielen.

Die erforderlichen Investitionen für den Neubau von Wasserstoffkavernen oder die Umwidmung bestehender Gaskavernen lassen sich recht gut abschätzen<sup>37</sup>. Schwieriger zu beantworten ist die Frage, was die Speicherung am Ende kosten wird: Dies hängt von der genauen Nutzung der Speicher ab, also welche Mengen über welche Zeiträume gespeichert werden, wie viele Zyklen die Speicher pro Jahr fahren usw. Zusätzlich spielen Fragen des Marktdesigns und des regulatorischen Rahmens eine wichtige Rolle; diese sind bisher aber noch nicht hinreichend geklärt.

Eine Studie des EWI<sup>38</sup> hat die sogenannten "*levelized cost of storage*" modelliert, die (vereinfacht ausgedrückt) beschreiben, was die Speicherung einer kWh Wasserstoff kostet. In der Studie werden unterschiedliche Kavernengrößen und -tiefen betrachtet. Neben diesen hat vor allem die Zyklenzahl einen großen Einfluss, also wie häufig im Jahr der Speicher gefüllt und geleert wird. Im Basisfall geht die Studie von zwei Zyklen pro Jahr aus, die Werte sind aber auch für den für Heizen relevanten Fall von einem Zyklus pro Jahr angegeben. Die für diesen Fall berechnete Bandbreite beträgt (nach der Umrechnung auf den Brennwert des Wasserstoffs) 3,36 bis 8,85 ct/kWh.

Ein gewisser Teil des Wasserstoffs muss nicht zwischengespeichert werden, sondern fließt direkt von der Produktion bzw. dem Import zum Verbrauch (siehe vorheriger Abschnitt). Durch die starke Saisonalität wird der Großteil (ca. 80 Prozent) jedoch außerhalb der Heizperiode produziert und dann gespeichert werden. Entsprechend betrifft diese Kostenkomponente nur 80 Prozent des Wasserstoff, im Schnitt verursacht die Speicherung somit Kosten von 2,68 bis 7,08 ct/kWh.

Zu berücksichtigen ist, dass es sich hierbei um Kosten und nicht Preise handelt und eventuelle Effekte durch den regulatorischen oder marktlichen Rahmen nicht berücksichtigt sind, weil dieser derzeit noch nicht feststeht. So wird z. B. teilweise ein Amortisationskonto-Modell (analog zum Kernnetz) auch für Speicher diskutiert, welches zwar eine gewisse Sicherheit für Betreiber im Hochlauf gewährleistet, die Kosten für die Nutzer:innen aber steigen lässt.

## 6.5 OPEX-Bestandteil 4: Kosten der Verteilung von Wasserstoff bis zum Gebäude

Die Abschätzung der Kosten für die Verteilnetze ist deutlich schwieriger als für das Fernleitungsnetz, weil die Verteilnetze sehr unterschiedlich beschaffen sind und es kein einheitliches "Hochlaufentgelt" gibt. In Deutschland gibt es rund 700 Gasverteilnetzbetreiber, die Netze von insgesamt 557.000 Kilometer betreiben<sup>39</sup>. Die Verteilnetzbetreiber erheben zur Deckung der Kosten für den Betrieb der Verteilnetze Netzentgelte, welche zunächst die Gaslieferanten zahlen und dann in ihrer Preisgestaltung auf die Endkund:innen umlegen. Dabei gelten recht komplexe Regulierungen, die festlegen, welche Kosten umgelegt werden können und wie viel Rendite die Unternehmen erwirtschaften dürfen.

### Ein Großteil der Verteilnetzleitungen ist wasserstofftauglich, viele andere Komponenten müssen aber getauscht werden

Sollen Verteilnetze auf Wasserstoff umgestellt werden, möchten die Betreiber aus Kostengründen dabei natürlich möglichst viele bestehende Leitungen weiternutzen. Inwieweit das möglich ist, ist unter anderem abhängig von der Nachfrage, dem Alter des Netzes und den Materialien der Netzbestandteile. Laut Untersuchungen des DVGW sind Leitungen aus Kunststoffen (PE/ PVC) und Stahl

---

<sup>37</sup> Siehe dazu u. a. die umfangreiche Studie für INES, BVEG und DVGW „Wasserstoff speichern – soviel ist sicher.“ ([Link](#))

<sup>38</sup> Siehe: EWI (2024): Die Bedeutung von Wasserstoffspeichern. Eine Analyse der Bedarfe, Potenziale und Kosten. ([Link](#))

<sup>39</sup> Siehe: Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt (2025): Monitoringbericht 2024. ([Link](#))

wasserstofftauglich<sup>40</sup>. Dies entspricht ca. 97 Prozent der Leitungsmaterialien der deutschen Gasverteilnetze. Für Leitungen aus Duktillguss finden derzeit noch Prüfungen statt, während Graugussleitungen für die Wasserstoffverteilung nicht geeignet sind. Diese machen aber auch lediglich 0,2 Prozent der Gasleitungen in Deutschland aus.

Im Gegensatz zum Großteil der Gasleitungen selbst sind viele weitere Komponenten der Verteilnetze nicht wasserstoffverträglich, beispielsweise Gasdruckregelanlagen (Filter, Vorwärmer, Ventile) und Gaszähler. Diese Anlagen müssen ausgetauscht werden, wodurch Kosten entstehen.

Einen Überblick über Kostenannahmen in der Literatur zeigen Tabelle 2 für die Netzleitungen und Tabelle 3 für die Netzanlagen. Die Kosten von Sperlich und Hüttenrauch (2022)<sup>41</sup> und Sperlich, Hüttenrauch und Pischko (2024)<sup>43</sup> enthalten, neben den Anschaffungskosten und Aufwendungen für Planung und Umsetzung, die Prüfung der technischen Dokumente, Integritätsprüfung, Risikobewertung und Gefährdungsbeurteilung, Ertüchtigungsmaßnahmen, Begutachtung eines unabhängigen Sachverständigen und die Inbetriebnahme. Die Kostenschätzungen für Leitungen fallen in den neueren Studien geringer aus als in den älteren Studien, bei den Anlagen ist es tendenziell umgekehrt. Zu beachten ist, dass diese Kostenannahmen aus Forschungsprojekten stammen und noch kaum Praxiserfahrung und validierte Kostendaten vorliegen.

**Tabelle 3: Kostenannahmen für Neubau und Umrüstung von Gasverteilnetzleitungen**

|                                                           | Neubau in Tsd. €/km |                    |             | Umrüstung in Tsd. €/km |                 |
|-----------------------------------------------------------|---------------------|--------------------|-------------|------------------------|-----------------|
|                                                           | Stahl<br>> 16 bar   | Stahl<br><= 16 bar | PE /<br>PVC | Stahl<br>> 16 bar      | Stahl <= 16 bar |
| Sperlich und Hüttenrauch<br>(2022) <sup>41</sup>          | 1.430               | 950                | 850         | 130                    |                 |
| Walker et al. (2018) <sup>42</sup>                        |                     |                    |             | 452                    | 311             |
| Sperlich, Hüttenrauch und<br>Pischko (2024) <sup>43</sup> | 800                 | 600                | 400         |                        |                 |

<sup>40</sup> Siehe: DBI (2024): H2-ready und klimaneutral bis 2045. Kosten und Aufwand für die H<sub>2</sub>-Umrüstung der deutschen Gasnetze. Update 2024. ([Link](#))

<sup>41</sup> DBI (2022): Roadmap Gas 2050: Transformationspfade der deutschen Gasinfrastruktur inkl. Gasanwende. Deliverable 2.3. ([Link](#)).

<sup>42</sup> W Walker et al. (2018). Hydrogen supply chain evidence base. ([Link](#))

<sup>43</sup> DBI (2024): H2-ready und klimaneutral bis 2045. Kosten und Aufwand für die H<sub>2</sub>-Umrüstung der deutschen Gasnetze. Update 2024. ([Link](#))

**Tabelle 4: Kostenannahmen für Neuinvestitionen in Anlagen für das Wasserstoffverteilnetz in Euro pro Stück**

|                           | Sperlich, Hüttenrauch und Pischko (2024) <sup>38</sup> |        | Sperlich und Hüttenrauch (2022) <sup>39</sup> |        |
|---------------------------|--------------------------------------------------------|--------|-----------------------------------------------|--------|
|                           | Min                                                    | Max    | Min                                           | Max    |
| Anlagen                   |                                                        |        |                                               |        |
| Filter                    | 1.500                                                  | 13.000 | 1.250                                         | 7.000  |
| Vorwärmer                 | 17.000                                                 |        | 12.000                                        |        |
| Gaszähler                 | 5.130                                                  | 15.000 | 5.130                                         | 12.585 |
| Balgengaszähler           | 400                                                    |        | 252                                           |        |
| Sicherheitsabblaseventile | 1.300                                                  |        | 500                                           | 1.850  |
| Ventile                   | 700                                                    | 5.100  | 300                                           | 5.100  |
| Prozessgaschromatographen | 70.000                                                 |        | 70.000                                        |        |
| Netzanschluss             |                                                        |        |                                               |        |
| Balgengaszähler           | 160                                                    | 3.500  | 160                                           |        |
| Sonstige Gaszähler        | 3,800                                                  |        |                                               |        |

Diese Angaben beziffern die nötigen Investitionen, um bestehende Gasverteilnetze auf Wasserstoff umzustellen. Für den späteren Betrieb der Netze fallen weitere Kosten an, welche unter anderem die Personal- und Materialaufwendungen enthalten. Es wird angenommen, dass sich diese nicht substantiell von denen im Erdgasnetz unterscheiden werden; sie liegen dort bei ca. 2.300 Euro pro Kilometer und Jahr<sup>44</sup>; der Großteil der Kostenkomponenten, wie die Personalkosten, haben dabei keinen direkten Zusammenhang zur Netzlänge.

### Studien zur Abschätzung der H<sub>2</sub>-Verteilnetzentgelte

Bisher untersuchen nur wenige Studien, welche Netzkosten für Wasserstoffkund:innen entstehen würden. Eine Analyse des energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität Köln (EWI)<sup>45</sup> basiert auf den Kostenannahmen von Sperlich, Hüttenrauch und Pischko (2024)<sup>38</sup>. In diesem Szenario wird ein 454.000 km langes Wasserstoffnetz zur Versorgung von 398 TWh Wasserstoff genutzt, wovon 179 TWh für Gebäude genutzt werden; in dem Szenario wird also mehr als die Hälfte der heutigen Gasnachfrage durch H<sub>2</sub> ersetzt. Die Wasserstoffnachfrage ist damit im Vergleich zu anderen Studien sehr hoch. Im Durchschnitt führt dies für Haushaltskund:innen zu Netzentgelten zwischen 3,3 ct/kWh und 3,5 ct/kWh.<sup>32</sup> Dies ist deutlich höher als die derzeitigen Erdgasnetzentgelte, welche Stand 2024 im deutschen Durchschnitt bei 1,93 ct/kWh lagen<sup>27</sup>.

### Netzentgelte hängen stark von den Gegebenheiten vor Ort ab

Der hohe Wasserstoffbedarf in der EWI-Studie stellt für die Netzentgelte eine optimistische Annahme dar. Im Wasserstoffszenario der Langfristszenarien des BMWF fällt der langfristige H<sub>2</sub>-Bedarf für Gebäude mit 54 TWh deutlich niedriger aus.<sup>46</sup> Verteilnetzkosten sind u. a. dann gering, wenn eine hohe

<sup>44</sup> Vgl.: DBI (2024): H<sub>2</sub>-ready und klimaneutral bis 2045. Kosten und Aufwand für die H<sub>2</sub>-Umrüstung der deutschen Gasnetze. Update 2024. ([Link](#))

<sup>45</sup> EWI (2024). Abschätzung zukünftiger Wasserstoffnetznutzungsentgelte – Analyse basierend auf einem Wasserstoffszenario des DVGW. ([Link](#))

<sup>46</sup> Fraunhofer ISI, Consentec, ifeu, TU Berlin (2024): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Treibhausgasneutrale Orientierungsszenarien. ([Link](#)).

Nachfrage auf kleinem Raum versorgt werden soll, z. B. in Städten. Gerade diese Gebiete werden aber selbst in Szenarien mit Wasserstoffeinsatz in Gebäuden tendenziell über Fernwärme versorgt. Gebiete mit geringerer Wärmedichte versorgen bei gleicher Leitungslänge weniger Nachfrage und sind daher teurer.

Um auch weniger optimistische Szenarien zu berücksichtigen, haben wir für dieses Gutachten zwei weitere Fälle betrachtet. Hierzu wurde mit einem techno-ökonomischen Modell ein typischer Verteilnetzbetreiber<sup>47</sup> mit einer Netzlänge von 629 km und einer Wasserstoffnachfrage von 248 GWh im Jahr 2045 modelliert.<sup>48</sup> Dabei wird unterschieden zwischen einem Fall, in dem 30 Prozent zusätzliche Investitionen für die Umstellung benötigt werden, und einem günstigeren Fall ohne relevante Neuinvestitionen. Zur Vereinfachung wird dabei vernachlässigt, dass für ein Netz dieser Größe die Umstellung vermutlich in mehreren Etappen, eventuell verteilt auf mehrere Jahre erfolgen würde. Auch die Kosten für die Umstellung der Geräte sind nicht enthalten.

Für das Jahr 2045 ergeben sich im optimistischen Fall Netzentgelte von 3,92 ct/kWh, also in der gleichen Größenordnung der Ergebnisse der EWI-Studie; in der EWI-Studie sind aber auch vorgelagerte Netzentgelte aus dem Fernleitungsnetz enthalten, wobei dabei das Amortisationskonto-Modell und das Hochlaufentgelt noch nicht berücksichtigt werden konnten, da letzteres erst später festgelegt wurde. Im Fall mit Neuinvestitionen liegt das Netzentgelt in 2045 bei 7,58 ct/kWh. Im Weiteren gehen wir von einer Bandbreite von 3,92 bis 7,58 ct/kWh aus. Es erscheint möglich, dass unter sehr günstigen oder ungünstigen Bedingungen auch Entgelte außerhalb dieser Bandbreite auftreten können.

### Fazit Verteilnetzentgelte

Verteilnetzentgelte hängen stark von den regionalen Gegebenheiten ab, vor allem von der Struktur des Netzes bzw. der Nachfragedichte des versorgten Gebietes. Für Wasserstoff werden diese höher ausfallen als für Erdgas. Die Höhe hängt unter anderem davon ab, ob weiterhin zusammenhängende Gebiete in Gänze versorgt werden, oder die Nachfrage bei gleicher Netzlänge gegenüber heute sinkt, weil Kund:innen auf alternative Optionen wie Wärmepumpen wechseln.

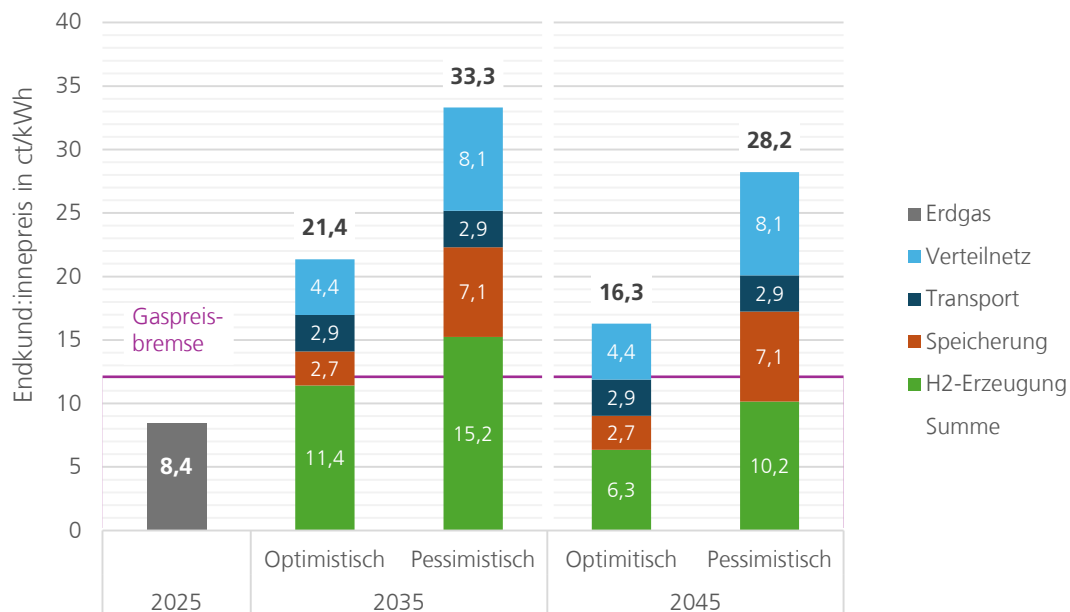
---

<sup>47</sup> Basierend auf durchschnittlichen fiktiven Netzbetreiber in Oberle, Stella (2023): Die Rolle der Gasverteilnetze im Energiesystem der Zukunft in Deutschland. ([Link](#)).

<sup>48</sup> Der Netzbetreiber und entsprechend die Netzbestandteile inklusive Reinvestitionen in Erneuerung basieren auf Oberle (2023) (siehe Fußnote zuvor). Die Wasserstoffnachfrage wurde mittels der Netzlänge des Netzbetreibers, der anteiligen Nachfrageentwicklung der Langfristszenarien<sup>10</sup> und dem Verhältnis aus Nachfrage zu Netzlänge aus der Studie von Sperlich, Hüttenrauch und Pischko (2024)<sup>6</sup> abgeleitet. Zusätzlich wurde eine Variante mit und eine ohne Neuinvestitionen in Höhe von 30 % der Netzlängen berechnet. Die Betriebskosten wurden mittels der Endnetzgröße und der Annahme von 2300 €/km berechnet. Weitere Annahmen: EK-/FK-Anteil 40%/60%, EK-Zinssatz vor Steuern für Neuanlagen 9 %, EK-Zinssatz vor Steuern für Altanlagen 7,73 %, FK-Zinssatz 4 %, Gewerbesteuerhebesatz 400 % und Gewerbesteuerhebesatz 3,5 %. Die Berechnungen mittels Modell Merlin durchgeführt, welches um die Perspektive des Wasserstoffverteilnetzbetreibers erweitert wurde. Dafür wurde die Netzkostenermittlung nach § 6 WasserstoffNEV implementiert und die resultierenden Netzkosten dividiert durch die modellexogene Nachfrageentwicklung ergeben die Wasserstoffnetzentgelte.

## 6.6 Gesamtbild: Was kostet Wasserstoff für Haushalte?

In den vorangegangenen vier Abschnitten wurden Kostenbandbreiten für die vier zentralen Kostenbestandteile für die Wasserstoffversorgung diskutiert. Summiert man jeweils das untere und das obere Ende der Bandbreiten, ergibt sich ein optimistisches und ein pessimistisches Szenario hinsichtlich der Endkund:innenpreise; das Ergebnis ist in dargestellt. Alle monetären Angaben sind in Realwerten angegeben (siehe dazu der Hinweis in Abschnitt 6).



**Abbildung 4: Resultierende Endkund:innenpreise in 2035 und 2045 sowie zum Vergleich der aktuelle Gaspreis (2025). Alle Angaben – auch Erdgas – ohne Steuern, Abgaben und Umlagen.**

Im optimistischen Fall ergibt sich im Jahr 2035 ein Preis von 21,4 ct/kWh, im pessimistischen von 33,3 ct/kWh. Für das Jahr 2045 ergibt sich eine Bandbreite von 16,3 bis 28,2 ct/kWh. Der größte Preisbestandteil ist erwartungsgemäß in beiden Szenarien und Jahren die Wasserstoffherzeugung. In 2045 macht sie allerdings auch nur noch 36 bis 39 Prozent der Kosten aus, was verdeutlicht, dass die teilweise zu beobachtende Fokussierung der Debatte auf die Erzeugungskosten wichtige Teile des Gesamtbildes ausklammert. Besonders die Speicherung ist, zumindest beim stark saisonalen Nachfrageprofil von Heizungen, ein großer Kostenpunkt.

### Welcher Preis wäre akzeptabel?

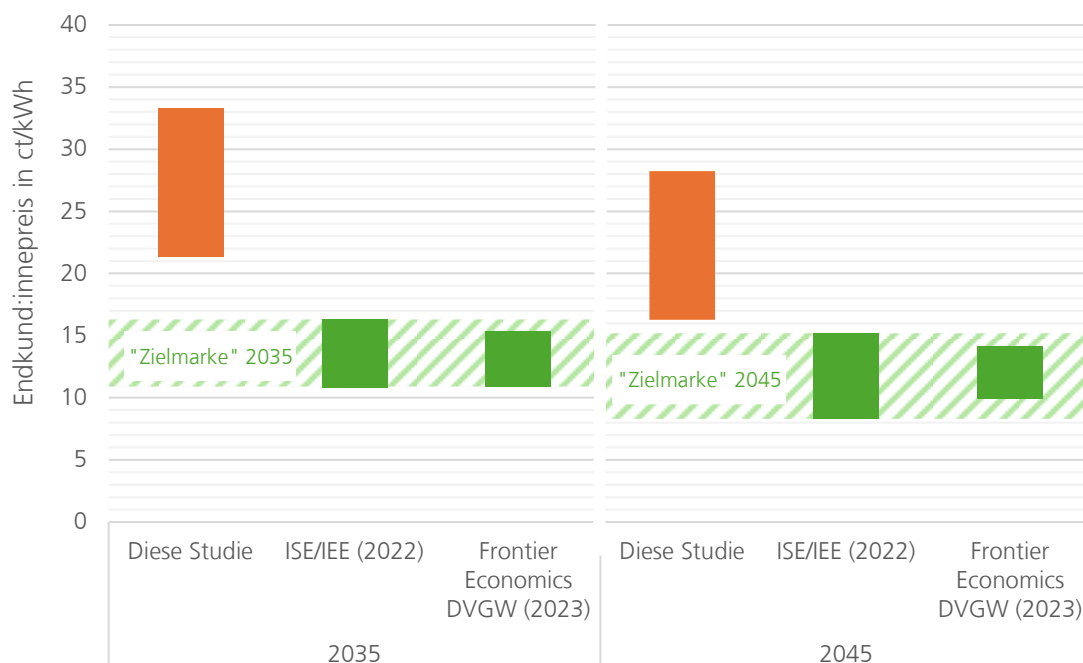
Die Frage ist nun, ob diese Wasserstoffpreise wirtschaftlich akzeptabel für Endkund:innen sind. Der heutige Erdgaspreis stellt dabei keine faire Referenz dar und ist in Abbildung 4 nur informativ abgebildet. Erdgas verursacht Emissionen, die in den nächsten Jahren immer stärker bepreist werden, wodurch auch der Erdgaspreis steigen wird. Ein besserer Referenzpunkt ist möglicherweise die Ende 2022 beschlossene und bis Ende 2023 geltende Gaspreisbremse; diese deckelte einen Teil des Jahresverbrauchs auf 12 ct/kWh. Unter den Gegebenheiten der Gaspreiskrise wurde dieser Wert als ein zumutbares Maximum angesehen. Ob ein solcher Preis auch langfristig tragbar wäre, oder ob zukünftig sogar höhere Kosten für dann emissionsfreie Wärmebereitstellung vertretbar sein müssen, lässt sich schwer abschätzen. Selbst im optimistischen Szenario liegt der Wasserstoffpreis in 2035 auch ohne Steuern, Abgaben und Umlagen mindestens 78 bis 178 Prozent über der Gaspreisbremse, im Jahr 2045 immer noch mindestens 36 Prozent.

Weitere Referenzpunkte für Zielmarken liefern zwei relevante Studien: Die erste ist die "Bottom-Up Studie zu Pfadoptioen einer effizienten und sozialverträglichen Dekarbonisierung des

Wärmesektors“<sup>49</sup> von Fraunhofer ISE und Fraunhofer IEE im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats. In dieser wurden reale Versorgungsgebiete betrachtet und die jeweils kosteneffiziente Art der Versorgung berechnet. Dabei wurden ein hoher und ein niedriger H<sub>2</sub>-Endkund:innenpreis angenommen, die Bandbreite ist in Abbildung 5 dargestellt. Im Falle des niedrigen H<sub>2</sub>-Preis spielt Wasserstoff in der Wärmeversorgung aller vier modellierten Gemeinden eine Rolle, teilweise wird es sogar die bedeutendste Option. Bei den hohen Preisen spielt Wasserstoff keine oder zumindest eine deutlich geringere Rolle.

Die zweite Studie wurde von Frontier Economics Ende 2023 für den DVGW erstellt und trägt den Titel „Was kostet der Wasserstoff in Zukunft? Eine Einordnung zukünftiger Wasserstoffkosten für die Wärmeversorgung in Deutschland“<sup>50</sup>. In dieser wurden die Kosten für grünen Wasserstoff auf drei Routen (Erzeugung des Wasserstoff in Deutschland, Norwegen und Australien) modelliert. Auch hier sind die Ergebnisse hinsichtlich Endkund:innenpreise in Abbildung 5 dargestellt.<sup>51</sup>

Der Vergleich mit diesen beiden Studien ist unter zwei Gesichtspunkten relevant: Die ISE/IEE-Studie berechnet, wie niedrig Endkund:innenpreise ausfallen müssten, damit Wasserstoff eine substantielle Rolle spielen kann. Die Veröffentlichung der Zahlen von Frontier durch den DVGW kann als Signal interpretiert werden, dass der Verband diese Größenordnungen als am Markt durchsetzbar ansieht. Interessanterweise liegen die Ergebnisse beider Studien in einer sehr ähnlichen Größenordnung.



**Abbildung 5: Vergleich der resultierenden Endkund:innenpreise mit den Kostenbandbreiten zweier relevanter Studien.**

Es zeigt sich aber: Die in dieser Studie mit aktuellen Kostenschätzungen abgeleiteten Preise für Wasserstoff liegen selbst im optimistischsten Fall deutlich über den Maximalwerten der beiden anderen Studien. Das Minimum der hier abgeleiteten Bezugskosten liegt in 2035 31 Prozent über dem oberen Ende der Bandbreite der beiden anderen Studien. Wasserstoff ist also sogar dann teurer als die pessimistischen Werte der anderen Studien, wenn

<sup>49</sup> Fraunhofer ISE und Fraunhofer IEE (2022): Bottom-Up Studie zu Pfadoptionen einer effizienten und sozialverträglichen Dekarbonisierung des Wärmesektors. Endbericht. ([Link](#))

<sup>50</sup> DVGW (2023): Was kostet der Wasserstoff in Zukunft? Eine Einordnung zukünftiger Wasserstoffkosten für die Wärmeversorgung in Deutschland. ([Link](#)). Die vom DVGW zugrunde gelegten Daten stammen aus: Frontier Economics (2023): Einordnung zukünftiger Wasserstoffkosten für die Wärmeversorgung in Deutschland. Anhang A. ([Link](#))

<sup>51</sup> Die Angaben wurden zur besseren Vergleichbarkeit um Steuern bereinigt. DVGW/Frontier Economics weisen z.B. für 2035 eine Bandbreite von 12 bis 16,5 ct/kWh aus, darin sind aber 1,1 ct/kWh Steuern enthalten.

- die H<sub>2</sub>-Gestehungskosten am optimistischen Ende der von Matthes und Brauer (2025) berechneten Bandbreiten liegen,
- der Wasserstoffhochlauf so beschleunigt wird, dass das Hochlaufentgelt nicht erhöht werden muss,
- sehr große, tiefe Kavernen zur Speicherung genutzt werden und
- Erdgasverteilnetze für die Umstellung keine großen Investitionen benötigen.

Im hier aus den aktuellen Studien abgeleiteten pessimistischen Fall ergeben sich Endkund:innenkosten, die sowohl in 2035 als auch 2045 fast doppelt so hoch ausfallen als im Maximum der beiden anderen Studien.

### Warum sind die Preise hier höher als in anderen Studien?

Der zentrale Treiber sind die zugrunde gelegten neueren Daten. Die Prognosen zukünftiger Wasserstoffgestehungskosten wurden in den letzten Jahren deutlich nach oben korrigiert, aus den von FfE dargelegten und in Abschnitt 6.2 diskutierten Gründen. Der Finanzierungsmechanismus des Wasserstoff-Kernnetzes führt zu höheren Entgelten als vorher erhofft, was insbesondere für Anwendungen wie Heizungen, die Wasserstoff nur saisonal beziehen, mit hohen Kosten verbunden ist. Der in Heizungen eingesetzte Wasserstoff muss zu großen Teilen zwischengespeichert werden, was ebenfalls zu deutlichen Mehrkosten führt. Einzig im Verteilnetz sind die Kosten (zumindest im günstigen Fall) auf dem in der Vergangenheit diskutierten Niveau.

### Was bedeuten diese Preise für die Gasrechnung?

Wasserstoff für Heizungen wäre in jedem Fall kostspielig. In 2035 liegt die errechnete Bandbreite bei 21,4 bis 33,3 ct/kWh und damit vermutlich deutlich außerhalb des Bereichs, der für die meisten Kund:innen akzeptabel wäre. Plastisches Beispiel: Eine vierköpfige Familie in einer 120 m<sup>2</sup>-Wohnung verbraucht im Schnitt etwa 16.800 kWh Erdgas im Jahr. Bei aktuellen Gaspreisen ergibt sich daraus eine Gasrechnung von 2.056 Euro pro Jahr, inklusive Steuern, Abgaben und Umlagen. Der äquivalente Wasserstoffverbrauch ergäbe Kosten von 3.587 bis 5.596 Euro pro Jahr, allerdings noch ohne eventuelle Steuern, Abgaben und Umlagen (siehe Abschnitt 6.8); somit ergäben sich jährliche Mehrkosten von 1.531 bis 3.540 Euro. Aus der für das Jahr 2045 berechneten Bandbreite ergibt sich eine jährliche Wasserstoffrechnung von 2.735 bis 4.743 Euro.

Es ist dabei aber wichtig zu betonen, dass auch Heizen mit Erdgas in den nächsten Jahren teurer werden wird. Wasserstoff sollte daher fairerweise mit anderen treibhausgasneutralen Optionen verglichen werden, indem diese für die spezifischen Gegebenheiten vor Ort durchgerechnet werden.

### Fazit Gesamtbild Wasserstoffbezugskosten

Die Bandbreite zeigt die Problematik des Ansatzes "Heizen mit Wasserstoff": Selbst im günstigsten Fall, für den sich alle relevanten Parameter bestmöglich entwickeln müssen, ist es eine kostspielige Option. Entwickeln sich nicht alle Preisbestandteile im optimalen Sinne, fallen die Kosten sogar deutlich höher aus.

Die Preise sind statisch für einzelne Jahre berechnet. Die Kostenbandbreiten der Erzeugung beziehen sich auf die in dem jeweiligen Jahr gebauten Anlagen. In der Realität würde die Wasserstofferzeugung von Anlagen, die 2035 errichtet werden, nicht dadurch günstiger, dass 2045 errichtete Elektrolyseure günstiger sind. Die zuvor errichteten, teureren Anlagen müssen weiter mitgetragen werden, wodurch Mischpreise am Markt oberhalb der hier gezeigten Bandbreiten liegen würden.

Zu beachten ist außerdem, dass noch ungünstigere Entwicklungen, wie z. B. pessimistische Prognosen der Erzeugungskosten (siehe Abschnitt 6.2), eine Erhöhung des Hochlaufentgelts oder sogar ein Scheitern des Finanzierungskonzepts des Wasserstoff-Kernnetzes, wenn der Hochlauf insgesamt sehr ungünstig verläuft, in den Berechnungen ausgeklammert wurden, in der Realität aber nicht völlig ausgeschlossen werden können.

## 6.7 Steuern und Förderung für Heizen mit Wasserstoff

Die heutige Erdgasrechnung besteht zu großen Teilen aus den gleichen Bestandteilen, die oben diskutiert wurden: Großhandelspreise, Transport, Speicherung und Verteilung. Zusätzlich fallen bei Erdgas aber weitere Kostenkomponenten an, die bei Wasserstoff nicht zum Tragen kommen würden, oder für die zumindest heute unklar ist, in welchem Umfang.

- CO<sub>2</sub>-Preis
- Gasspeicherumlage (bis Ende 2025, danach abgeschafft)
- Erdgassteuer
- Konzessionsabgabe
- Mehrwertsteuer

Die Gesamthöhe dieser Bestandteile beträgt derzeit für ein Einfamilienhaus ca. 3,8 ct/kWh, für ein Mehrfamilienhaus 3,71 ct/kWh. Wie diese Komponenten im Falle von Wasserstoff ausfallen würden, lässt sich teilweise nur mutmaßen. Wird rein grüner Wasserstoff eingesetzt, entfällt der CO<sub>2</sub>-Preis. Die Gaspeicherumlage, mit welcher die gesetzlich vorgegebenen Mindestfüllstände der Gaspeicher finanziert werden, ist derzeit für Wasserstoff nicht absehbar, wobei sich für Wasserstoffspeicher hier ähnliche Herausforderungen stellen. Schwieriger ist es hingegen bei den Steuern: Aus den oben diskutierten Kostenbandbreiten ist klar ersichtlich, dass Heizen mit Wasserstoff ohne hohe Subventionen nicht möglich ist. Hierzu gibt es noch keine belastbare Diskussionsgrundlage; möglicherweise auch, weil die bisherigen Pläne die Kostenseite eher ausblenden. Die Befreiung von Steuern und Umlagen könnte dabei eine Rolle spielen. Für Wärmepumpen gibt es beispielsweise eine Umlagebefreiung, der die EU aber noch zustimmen muss, damit sie in Kraft tritt. Eine Steuererleichterung ist denkbar, würde aber zum einen vermutlich nur temporär gelten, zum anderen bei weitem nicht ausreichen.

### **Wasserstoffheizungen bräuchten die bei der Politik unbeliebte Förderung der laufenden Kosten**

Im Allgemeinen ziehen Gesetzgeber – in Deutschland genau wie in anderen Ländern – CAPEX-Förderungen den OPEX-Förderungen vor. Eine Investitionsförderung ist bürokratisch einfacher umzusetzen, für den Staat besser kalkulierbar, wird von der EU deutlich eher akzeptiert und reizt keinen Mehrverbrauch an. Es ist daher schwierig, eine Förderung zu entwerfen, die Heizen mit Wasserstoff ökonomisch attraktiv macht. Selbst wenn Heizungen und Umstellungen zu 100 Prozent bezuschusst würden: Das Problem der hohen Energieträgerpreise bliebe bestehen. Eine reine CAPEX-Förderung für Anwender:innen wird bei Weitem nicht ausreichen, um Heizen mit Wasserstoff wirtschaftlich attraktiv zu machen.

Der Staat könnte die OPEX-Förderung umgehen, indem er Teile der Versorgungskette fördert, also z. B. indem er die Investitionen im Bereich Erzeugung oder Speicherung fördert. Insgesamt bleibt aber das Problem der immensen erforderlichen Fördervolumen: Wollte man beispielsweise im Jahr 2035 100 TWh Wasserstoff auf das Niveau der Gaspreisbremse "herunterfördern", ergäben sich mit den oben berechneten Kostenbandbreiten Subventionskosten in Höhe von 9,4 bis 21,3 Mrd. €/a. Dies sind keine Einmalzahlungen, sondern jährliche Förderkosten, die über Dekaden jedes Jahr erneut anfallen würden. Derzeit ist eine politische Bereitschaft für eine solche Förderung schwer vorzustellen.

### **Fazit Steuern und Förderung**

Ob oder wie Heizen mit Wasserstoff gefördert wird, ist derzeit unklar. Vor dem Hintergrund der hohen Kosten von Heizen mit Wasserstoff und der Existenz günstigerer Alternativen stellt sich auch die Frage, nach welcher Rationalität der Staat der Allgemeinheit diese Kosten auferlegen würde. Denn auch die spezifischen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten der Option sind kritisch zu betrachten: Setzt man die Mehrkosten gegenüber Erdgas in Relation zu den vermiedenen Emissionen, ergeben sich im Jahr 2035 Vermeidungskosten in Höhe von 713 bis 1.374 €/t<sub>CO2</sub>; im Jahr 2045 liegt die Bandbreite bei 433 bis 1.093 €/t<sub>CO2</sub>. Diese Werte sind nicht nur weit über dem derzeitigen Niveau des Emissionshandels von ca. 75 €/t<sub>CO2</sub>, sondern auch sehr weit über dem, was mittel- und langfristig erwartet wird.

## 6.8 Vergleich der Ergebnisse mit anderen Studien

Eine umfassende Metastudie von Prof. Rosenow in 2024<sup>52</sup> zu Heizen mit Wasserstoff hat 54 unabhängige Studien zu Endverbraucher:innen- und Systemkosten für Gebäudeheizung betrachtet. Heizen mit Wasserstoff wird über die Bandbreite der Studien sehr kritisch bewertet, da es keine ökonomischen Vorteile gibt. Nur eine dort zitierte Studie weist niedrigere Systemkosten für den Wasserstoffeinsatz im Gebäudesektor auf, keine Studie findet ökonomische Vorteile für Endverbraucher:innen. Insgesamt sind im Median 24 Prozent höhere Kosten für Wasserstoff im Vergleich zur Elektrifizierung (direkt in dezentralen Wärmepumpen oder indirekt über klimaneutrale Fernwärmeerzeugung) aufgezeigt. In der Hälfte der Studien sind die Endverbraucher:innenpreise um mehr als 86 Prozent höher als für alternative Optionen. Verbraucher:innen tragen also einen höheren Anteil der Mehrkosten, wenn Wasserstoff für Gebäudewärme eingesetzt wird. Dementsprechend ist der erwartete Anteil von Wasserstoffheizungen in den untersuchten Studien gering: im Median wird ein Prozent des Endenergiebedarfs der Gebäude fürs Heizen durch Wasserstoff gedeckt.

Auch in einer weiteren aktuellen Studie des EWI aus dem Jahr 2025<sup>53</sup> wird nur eine geringe Rolle für Wasserstoff für Gebäudewärme gesehen. Hier wurden die sogenannten *Levelized Cost of Heating* (LCOH) berechnet, die sowohl Investitionen als auch Betriebskosten über die Lebenszeit berechnen. Für Wasserstoff sieht diese Studie Potenzial zum Einsatz in dezentralen Heizungen nur, wenn ein sehr niedriger Wasserstoffpreis von 50 €/MWh (entspricht 5 ct/kWh), ohne Netzentgelte, erreicht werden kann. Selbst bei diesen niedrigen Preisen sind im städtischen und vorstädtischen Bereich die klimaneutralen Alternativen wie Fernwärme und Wärmepumpe günstiger. Lediglich in ländlichen Gebieten kann Wasserstoff bei niedrigen Preisen günstiger sein als Wärmepumpen, da in der Studie in den ländlichen Gebieten vergleichsweise höhere Netzentgelte für den Strombezug als für den Wasserstoffbezug für Verbraucher:innen angenommen wurden. Diese Aussage steht nicht in Widerspruch zu der hier vorliegenden Studie, die eher besagt, dass derart niedrige Preise nicht absehbar sind.

### Wird Wärme aus Wasserstoff generell skeptisch betrachtet?

Wie in der Einleitung schon erwähnt, existieren unterschiedliche Ansätze, um Wasserstoff in Wärme umzuwandeln. In den Studien deutlich positiver bewertet wird der Einsatz von Wasserstoff zur Versorgung von Fernwärmenetzen. Der Grund liegt in der unterschiedlichen Betriebsweise: In vielen Szenarien dient Wasserstoff dort eher der Spitzenlastdeckung, wenn wenig Strom aus Erneuerbaren zu Verfügung steht oder es so kalt ist, dass die Leistung anderen Wärmeoptionen (z. B. Großwärmepumpen, Abwärme, Geo- und Solarthermie) zur Versorgung nicht ausreicht. Hier können die Vorteile von Wasserstoff ausgespielt werden (das Medium ist speicherbar, und die Installation von Leistung ist vergleichsweise günstig), während der zentrale Nachteil (die hohen Kosten des Brennstoffs) weniger ins Gewicht fallen, weil die Anlagen nur wenige hundert Stunden im Jahr betrieben werden. In einigen Studien sind die Anlagen als KWK-Anlagen angelegt, weil sich die Profile von Großwärmepumpen und KWK gut ergänzen können: In Zeiten niedriger Strompreise laufen die Wärmepumpen (und versorgen direkt Nachfrage oder speichern die erzeugte Wärme ein), in Zeiten hoher Strompreise produzieren die KWK-Anlagen Strom und Wärme. Ob sich dies lohnt, ist eine Abwägung zwischen den Mehrkosten der KWK-Anlage und der höheren Gesamtwirkungsgrads bei der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme. Manche Studien bewerten dies anders und setzen keine Wasserstoff-KWK-Anlagen ein.

Wasserstoff in Wärmenetzen wird immer in Kombination mit anderen Optionen gedacht. Ein großer Teil der Kostenproblematik beim Heizen mit Wasserstoff im Gebäude besteht in der Tatsache, dass der Brennstoff in den Gebäuden dann meist die einzige Option ist, und immer eingesetzt werden muss, wenn Wärme gebraucht wird. Selbst in den Stunden, in denen Stromüberschuss besteht und damit ein niedriger Strompreis einhergeht, muss teurer Wasserstoff eingesetzt werden. In Wärmenetzen wird in diesen Stunden z. B. mit Großwärmepumpen geheizt und Wasserstoff nur dann gezielt eingesetzt, wenn er unbedingt erforderlich ist.

<sup>52</sup> Rosenow, J. (2024): A meta-review of 54 studies on hydrogen heating, Cell Reports Sustainability. ([Link](#))

<sup>53</sup> Moritz, M.; Czock, B. H.; Ruhnau, O. (2025): A heated debate—The future cost efficiency of climate-neutral heating options under consideration of heterogeneity and uncertainty. ([Link](#))

Fazit Studienvergleich

Zusammenfassend zeigt sich in keiner Studie ein Kostenvorteil für Verbraucher:innen für das Heizen mit Wasserstoff bis 2045. Im Gegenteil, es ist mit deutlich höheren Kosten im Vergleich zu anderen klimafreundlichen Technologien wie Wärmepumpen oder Fernwärme zu rechnen. Regional können die Endverbraucher:innenpreise für die verschiedenen Energieträger unterschiedlich ausfallen, wobei generell Infrastrukturen wie Wasserstoff-, Strom- und Fernwärmenetze in Städten durch die höhere Abnahme pro Netzkilometer günstiger sind.

Die Spannweite der Kosten und Preise für Endverbraucher:innen aus den Studien des EWI (Moritz et al., 2025<sup>54</sup>) und der Langfristszenarien<sup>55</sup>, sowie der Kosten im Online-Heizkostenvergleich des BDEW<sup>56</sup>, ergänzt mit der Spannweite der Fernwärmepreise<sup>57</sup> sind in Tabelle 5 dargestellt. Die hier mit aktuellen Daten und Prognosen berechnete Bandbreite für Wasserstoffbezugskosten liegen am oberen Ende der Ergebnisse aus anderen Studien, bzw. darüber.

Tabelle 5: Überblick über die Kosten der Heiztechnologien für Endverbraucher:innen in ausgewählten Studien.

| Kosten/Preise                                        | Wasserstoffheizung                                                                                                     | Wärmepumpe                         | Fernwärme                        |
|------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------|----------------------------------|
| Bezugskosten in 2045 in ct/kWh                       | 7 – 31*<br>12 °<br>(diese Studie: 16-28)                                                                               | 6 – 11*<br>8 °                     | 8 °<br>8 – 26 #,1                |
| Investitionen (Kauf *,+, Einbau, Installation*) in € | Gasheizung:<br>6.000 – 12.000<br>plus Umrüstung auf H <sub>2</sub> :<br>5.300 – 10.200<br>(Annahmen aus dieser Studie) | 15.000 – 29.000<br>(mit Förderung) | 3.000 – 5.000<br>(mit Förderung) |
| Wartung in €/Jahr +                                  | 250 – 600                                                                                                              | 100 – 200                          | 50 – 150                         |

Quellen der Kosten:

\* Moritz et al, 2025: A heated debate

° Fraunhofer ISI et al., 2024: Langfristszenarien

+ BDEW: Heizkostenvergleich

# AGFW: Preistransparenzplattform

1 Kein Fokus der Analysen, daher hier aktueller Preisrahmen

<sup>54</sup> Moritz, M; Czock, B. H.; Ruhnau, O. (2025): A heated debate—The future cost efficiency of climate-neutral heating options under consideration of heterogeneity and uncertainty. [\(Link\)](#)

<sup>55</sup> Fraunhofer ISI, Consentec, TU Berlin, ifeu (2024): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3 - O45 Welten – Gebäudesektor. 2024.[\(Link\)](#)

<sup>56</sup> Online-Heizkostenvergleich des BDEW, 2025. [\(Link\)](#)

<sup>57</sup> AGFW Preistransparenzplattform, Stand: September 2025. [\(Link\)](#)

## 7 Wie sieht die Rechtslage für alle Beteiligten aus?

---

Wie oben diskutiert, ist Heizen mit Wasserstoff selbst im günstigsten mit hohen Kosten verbunden. Die Frage ist daher, wer das Preisrisiko trägt, und was im Fall passiert, dass H<sub>2</sub>-ready-Heizungen eingebaut werden, aber kein Wasserstoff kommt.

### Kostenrisiko liegt allein bei den Nutzer:innen

Wenn heute eine H<sub>2</sub>-ready-Heizung eingebaut wird, Wasserstoff aber später sehr teuer bleibt, tragen die Nutzer:innen die Kosten, also im Normalfall die Mieter:innen bzw. Eigenheimbesitzer:innen. In einer früheren Entwurfsfassung des Gebäudeenergiegesetzes war noch ein Schutz für Mieter:innen enthalten, bei dem ein Anspruch auf Erstattung für hohe Energiekosten gegenüber den Vermieter:innen bestanden hätte. Diese Passage wurde aber gestrichen.

### Was passiert, wenn kein Wasserstoff kommt?

Die Kommunale Wärmeplanung nach dem Wärmeplanungsgesetz (WPG) ist für die Gemeinden verpflichtend und dient der strategischen Ausrichtung der zukünftigen Wärmeversorgung. Wird darin ein Gebiet verbindlich als Wasserstoffnetzausbaubereich ausgewiesen (§ 71k GEG in Verbindung mit § 26 Abs. 1 WPG), können Eigentümer:innen dort H<sub>2</sub>-ready-Gasheizungen einbauen, ohne sofort die 65-Prozent-Pflicht für erneuerbare Energien nach § 71 Abs. 1 GEG erfüllen zu müssen. Als weiteren erforderlichen Schritt legen die Gasverteilnetzbetreiber verbindliche Fahrpläne vor, genannt FAUNA (Fahrpläne zur Umstellung der Netzinfrastruktur auf die vollständige Versorgung mit Wasserstoff), die von der Bundesnetzagentur genehmigt und überwacht werden. Sie konkretisieren die Anforderungen des § 26 WPG an verbindliche Umstellungsfahrpläne der Gasverteilnetze.

Stellt die Bundesnetzagentur per Bescheid fest, dass ein solcher Fahrplan durch die Gasverteilnetzbetreiber nicht eingehalten oder die Umstellung nicht weiterverfolgt wird, müssen Gasheizungen innerhalb von drei Jahren nach öffentlicher Bekanntgabe des Bescheids die 65-Prozent-Pflicht erfüllen oder auf eine alternative erneuerbare Wärmeversorgung umgestellt werden. Nach § 71k Abs. 6 GEG besteht ein Anspruch der betroffenen Eigentümer:innen auf Erstattung der daraus entstehenden Mehrkosten gegenüber dem Gasverteilnetzbetreiber, wenn die Bundesnetzagentur feststellt, dass die Nichterfüllung des Fahrplans durch dessen Verschulden verursacht wurde.

Die Erstellung eines Umstellungsfahrplans durch Gasverteilnetzbetreiber bringt ein wirtschaftliches Risiko mit sich. Kommt die Umstellung der Netze auf Wasserstoff nicht wie vorgesehen zustande, sind die Betreiber verpflichtet, den Gebäudeeigentümer:innen die entstehenden Mehrkosten zu erstatten. Für die Gebäudeeigentümer:innen ergibt sich dabei aber auch eine hohe Unsicherheit: Eine Erstattung ist nur dann vorgesehen, wenn das Verschulden des Netzbetreibers nachgewiesen wird, was wahrscheinlich erst gerichtlich festgestellt werden müsste. Bislang liegt von keinem Gasverteilnetzbetreiber ein genehmigter Fahrplan nach FAUNA vor.

## 8 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

In diesem Kurzgutachten wird untersucht, was erforderlich wäre, damit in Deutschland das Heizen von Gebäuden mit Wasserstoff in der Fläche möglich wäre und was Wasserstoff dann aus Sicht der Endkund:innen kosten würde.

Dabei zeigt sich zunächst: Der Prozess der Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff ist komplex und zeitintensiv: Umgestellt werden zusammenhängende „Umstellzonen“, nicht Einzelanschlüsse. Das verlangt eine dichte Verfügbarkeit wasserstofftauglicher Heizungen, den synchronen Austausch bzw. die Umrüstung der Heizungen und Hausanschlüsse sowie erhebliche Koordination und Personalressourcen. Damit eine Umstellzone mit vertretbarem Zeit- und Kostenaufwand auf Wasserstoff umgestellt werden kann, müssen dort alle Erdgasheizungen entweder „H<sub>2</sub>-ready“ sein oder komplett ausgetauscht werden. H<sub>2</sub>-ready ist dabei kein einheitlich definierter Begriff, oft bezieht er sich nur auf eine Beimischung bis z. B. 20 Volumenprozent. Für die Umstellung auf reinen Wasserstoff sind aber Erdgasheizungen erforderlich, die mit vertretbarem Aufwand auf 100 Prozent Wasserstoff umgestellt werden können („100%-H<sub>2</sub>-ready“). Die für diese Umstellung erforderlichen Umrüstkits mit neuem Brenner sind angekündigt, aber noch nicht am Markt verfügbar. Für Verbraucher:innen bleibt somit zunächst unklar, wann oder ob die Umrüstung tatsächlich möglich ist und welche Zusatzarbeiten dann im Gebäude anfallen.

Während der Umstellung sind auch gebäudeseitige Anpassungen erforderlich: Im besten Fall reichen Brennertausch, Umrüstkits und ein neuer Gaszähler; abhängig von Bestand und Leitungsdimensionierung können aber Hausanschlusskomponenten und Leitungen zu erneuern sein, mit entsprechendem Kostenrisiko. Bis zum Zeitpunkt der Umrüstung wird Erdgas genutzt, was in den nächsten Jahren durch steigende CO<sub>2</sub>-Preise und Netzentgelte teurer werden wird.

Die Frage, was Heizen mit Wasserstoff kosten würde, teilt sich in Investitionen des Haushalts (also z.B. Heizungen, Umrüstung und Peripherie) und laufende Kosten. Letzteres würde den Großteil der Kosten verursachen, vor allem der Wasserstoffbezug. Dieser enthält u. a. die folgenden Komponenten:

- **Erzeugung:** Aktuelle Studien zeigen deutlich höhere Gestehungskosten als früher angenommen. Eine neue Studie von Öko-Institut und Deloitte schätzt Kosten für 2035 von 4,5 bis 6 €/kg, dies entspricht 11,4 bis 15,2 ct/kWh.
- **Transport im Fernleitungsnetz (Kernnetz):** Die BNetzA hat 2025 ein Hochlaufentgelt von 25 €/kWh/h/a festgelegt. Für die typischen Transportfälle zur Versorgung von Heizungen ergeben sich daraus Kosten von 2,9 ct/kWh.
- **Speicherung:** Speicherkosten für Kavernen, die einen Zyklus pro Jahr fahren, wurden aus einer EWI-Studie entnommen und liegen – da ca. 80 Prozent des Wasserstoffs zwischengespeichert werden muss – bei 2,7 bis 7,1 ct/kWh. Das Marktdesign kann die Kosten weiter beeinflussen.
- **Verteilnetze:** Eigene, für diese Studie vorgenommene Abschätzungen liegen je nach Region, Netzstruktur und Investitionsbedarf bei 3,9 bis 7,6 ct/kWh.

Daraus ergeben sich für 2035 Endkund:innenpreise von **21,4 bis 33,3 ct/kWh**. Für 2045 liegt die berechnete Bandbreite bei **16,3 bis 38,2 ct/kWh**. Der dominierende Block bleibt die Erzeugung, doch Speicherung und Netze sind substanzielle Kostentreiber. Dies trifft besonders auf Wasserstoff zum Heizen zu, bei dem ein großer Teil vorher (saisonal) gespeichert werden muss und Netzentgelte durch die über das Jahr gesehen geringe Auslastung hoch ausfallen. Die Werte liegen sehr deutlich über der Deckelung der früheren Gaspreisbremse von 12 ct/kWh und ebenfalls sehr weit über dem, was andere Studien als „Zielwerte“ für einen erfolgreichen Einsatz von Wasserstoff in der Gebäudewärme berechnet haben.

Die Preise sind statisch für einzelne Jahre berechnet: Die Kostenbandbreiten der Erzeugung beziehen sich auf die in dem jeweiligen Jahr gebauten Anlagen. In der Realität würde die Wasserstoffherzeugung von Anlagen, die 2035 errichtet werden, nicht dadurch günstiger, dass 2045 errichtete Elektrolyseure günstiger sind. Die zuvor errichteten, teureren Anlagen müssen weiter mitgetragen werden, wodurch Mischpreise am Markt oberhalb der hier gezeigten Bandbreiten liegen würden.

Beim Wechsel auf Wasserstoff würden die Heizkosten in 2035 gegenüber Erdgas heute selbst dann **um 74 bis 172 Prozent steigen**, wenn für Wasserstoff keine Steuern, Abgaben und Umlagen anfallen. Sollten in 2035 die Kosten von 100 TWh auf das Niveau der Gaspreisbremse von 12 ct/kWh „heruntersubventioniert“ werden, wären dafür 9,4 bis 21,3 Mrd. €/Jahr erforderlich. Die abgeleiteten CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten liegen in 2035 bei 713 bis 1.374 €/t<sub>CO2</sub>, im Jahr 2045 bei 433 bis 1.093 €/t<sub>CO2</sub>. Es zeichnet sich derzeit keine politische Bereitschaft ab, die immensen Kosten dieses Pfades zu tragen.

Ein Vergleich mit anderen Studien zeigt, dass die Erkenntnis keineswegs neu ist, dass Heizen mit Wasserstoff aufgrund der hohen Kosten kaum mit Alternativen wie Fernwärme, Wärmepumpen und Biomasse konkurrieren kann; praktisch alle unabhängigen Studien kommen zu diesem Schluss. Neu ist aber vielleicht die Deutlichkeit des Ergebnisses. Diese ergibt sich aus der Verwendung der neueren Daten, u. a. den mittlerweile weniger optimistischen Annahmen bezüglich Erzeugungskosten, der Festlegung des Hochlaufentgelts für das Wasserstoff-Kernnetz und einem besseren Verständnis zu Speicherkosten.

Die hier aufgezeigten Kostenbandbreiten für „Heizen mit Wasserstoff“ legen nahe, dass hohe Kosten dabei kein Risiko sind, sondern Gewissheit – zumindest ohne technologische Durchbrüche in mehreren Bereichen, die sich derzeit nicht abzeichnen. Denn selbst wenn die Kosten der Wasserstoffproduktion deutlich schneller sinken als derzeit optimistisch erwartbar, führen die anderen Preisbestandteile dennoch zu kaum wettbewerbsfähigen Endkund:innenpreisen.

Vor diesem Hintergrund ist das eigentliche Risiko nicht, dass Menschen auf Heizen mit Wasserstoff setzen und es am Ende teurer wird als erwartet. Vielmehr dürfte kein Versorgungsunternehmen bereit sein, seinen Kund:innen Wasserstoff zu diesen Preisen anzubieten, da klar ist, dass es dafür keine Nachfrage geben wird.

Das eigentliche Risiko ist daher eher, dass Haushalte in der Hoffnung auf eine spätere Wasserstoffversorgung H<sub>2</sub>-ready-Heizungen einbauen und Kommunen Wasserstoff als Teil der dezentralen Energieversorgung planen, statt schon heute andere Optionen zu verfolgen, also z. B. Wärmepumpen oder Nah- und Fernwärmenetze. Fällt die Umstellung auf Wasserstoff dann aus – was angesichts der hohen Kosten als wahrscheinlich angesehen werden sollte – bleiben die Haushalte auf ihren Kosten sitzen und müssen erneut investieren.