

DISKUSSIONSPAPIER

Das Erdgasnetz, das Heizen mit Wasserstoff und die Wärmepumpe

Jens Clausen
Michael Huber
Claudia Kemfert
Peter Klafka



INHALTSVERZEICHNIS

Impressum.....	I
Inhaltsverzeichnis	II
Impressum.....	III
1 Zusammenfassung.....	1
2 Einleitung.....	3
3 Das Fallbeispiel Heizen mit Wasserstoff	4
3.1 Die Versorgung privater Haushalte und des GHD-Sektors mit Wärmepumpen zum Heizen	4
3.2 Die Versorgung privater Haushalte und des GHD-Sektors mit Wasserstoff zum Heizen.....	6
3.3 Die Wohngebäude.....	7
3.4 Die Stromnetze	8
3.5 Die Gasnetze	9
3.6 Die Betriebskosten	12
4 Gesamtbeurteilung.....	13
Quellen.....	15

IMPRESSUM

AUTORINNEN UND AUTOREN

Dr. Jens Clausen (Borderstep Institut)

Dr. Michael Huber (Scientists for Future)

Prof. Dr. Claudia Kemfert (Scientists for Future)

Dr. Peter Klafka (Scientists for Future)

HERAUSGEBER

Borderstep Institut für Innovation und Nachhaltigkeit gemeinnützige GmbH
Clayallee 323 | 14169 Berlin | +49 (0)30 306 45 100-1 | www.borderstep.de

ZITIERVORSCHLAG

Clausen, J., Huber, M., Kemfert, C., & Klafka, P. (2024). Das Erdgasnetz, das Heizen mit Wasserstoff und die Wärmepumpe. Berlin: Borderstep Institut.

TITELBILD

Foto: Bosch

1 Zusammenfassung

Das auf Wasserstoff in Gasnetzen gerichtete Narrativ der Erdgasnetzbetreiber lässt sich wie folgt zusammenfassen:

Da bisher Gas über Leitungen verteilt wurde, seien die Kunden daran gewöhnt und deshalb müsse auch weiter so verfahren werden. Da nicht-fossiles Gas in großen Mengen schnell verfügbar gemacht werden könne, wäre es auch billig und sicher verfügbar. Der Umbau des Gasnetzes sei dabei viel billiger als der Stromnetzausbau für mehr Elektrifizierung. Aufgrund der niedrigen Kosten würde so die Belastung der Bevölkerung durch Kosten der Transformation niedrig gehalten.

Dieses Narrativ wirft aber einige Fragen auf:

- ▶ Kann Wasserstoff tatsächlich schnell, preiswert und in großen Mengen hergestellt oder importiert werden?
- ▶ Wäre Wasserstoff zum Heizen tatsächlich billiger als mit Strom betriebene Wärmepumpen?
- ▶ Ist das Erdgas-Verteilnetz tatsächlich Wasserstoff-Ready?
- ▶ Würde der Weiterbetrieb des Gasnetzes tatsächlich zu einer Entlastung des Stromnetzes führen?
- ▶ Und wie teuer ist der Ausbau von Strom- und Gasnetz für die Versorgung mit Wasserstoff wirklich?

Der Blick auf einige Kennzahlen der zukünftigen Wärmeversorgung zeigt, dass die optimistischen Annahmen des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW) sich auf Basis wissenschaftlicher Quellen nicht bestätigen lassen.

Tabelle 1: Vergleich der Versorgung von Wärmekunden mit einem Bedarf von 179 TWh/a durch Wasserstoff oder durch Heizen mit Wärmepumpen

	Heizen mit Wasserstoff	Heizen mit Wärmepumpen
Wärmebedarf, der nach Ansicht des DVGW über das Erdgasnetz auch zukünftig gedeckt werden sollte	179 TWh	179 TWh
Für die Bereitstellung der Wärme erforderlicher Strombedarf incl. Übertragungsverluste und Elektrolyse von Wasserstoff, aber ohne Stromspeicherverluste	271 TWh	53,8 TWh
Notwendige zusätzliche Zahl an Windrädern	13.950	2.790
Erforderlich Fläche für Freiflächen-Photovoltaikanlagen	1.135 km ²	222 km ²
Heizkosten pro Haus (14.000 kWh _{therm}) und Jahr	4.000 €	1.600 €
Neu installierte Leistungen im Stromnetz, die zu hohen Netzausbaukosten führen, bei 50 % Wasserstoffimport	40 GW	30 GW
Investitionen in Energieerzeugung (Wind + PV)	169 Mrd. €	33 Mrd. €
Investitionen in Elektrolyseanlagen	56 Mrd. €	0 Mrd. €
Kosten für neue Heizgeräte in den Gebäuden	75 Mrd. €	188 Mrd. €
Kosten für die Umstellung der Erdgasnetze auf H2	253 Mrd. €	0 €
Teilsomme Investitionen, soweit sie hier abgeschätzt wurden	553 Mrd. €	221 Mrd. €

Quelle: Borderstep Institut, alle Annahmen siehe Kap. 3.

DAS ERDGASNETZ, DAS HEIZEN MIT WASSERSTOFF UND DIE WÄRMEPUMPE

Die Versorgung einer großen Anzahl von Gebäuden mit Wasserstoff zum Heizen (179 TWh/a) erfordert sehr hohe Energiemengen und sehr hohe Investitionen in die Energieerzeugung. Sie ist daher für jeden Einzelnutzer noch teurer als der ebenfalls nicht preiswerte Weg des Heizens mit Wärmepumpen.

Die Annahme eines hohen Importanteils scheint dabei nicht zu wesentlich niedrigeren Kosten zu führen, da der große materielle und damit auch finanzielle Aufwand für die Technologien der Wasserstoffherstellung weitgehend unabhängig vom Ort anfällt. Eventuelle Kostenvorteile durch höhere Volllaststunden werden dabei durch zusätzliche Kosten für die Komprimierung oder gar die Umwandlung in Ammoniak für den Transport ausgeglichen. Dies gilt auch für den Ausbau der Strom- und Wasserstoffnetze, die die Anlagen zur Stromherstellung mit den Elektrolyseanlagen und diese wiederum mit Hafenanlagen oder Endverbrauchern verbinden müssen.

Auch die vom DVGW immer wieder erwähnte Möglichkeit der Steigerung der Produktion von Biogas führt klimapolitisch nicht weiter. Da die Erzeugung von Biogas in der Landwirtschaft mit hohen Emissionen von 75 bis über 200 gCO_{2eq}/kWh verbunden ist, kommt sie als Möglichkeit für das klimaneutrale Heizen nicht in Frage. Nur „unvermeidbares“ Biogas aus Abfall und Reststoffen könnte einen Beitrag zum Klimaschutz leisten, aber dies stellt schon heute nur einen kleinen Teil der Biogas Produktion dar.

In der Argumentation der Erdgasnetzbetreiber lassen sich so eine Reihe von Ungereimtheiten finden:

- ▶ Falls Wasserstoff nicht wie vom DVGW angenommen 11 bis 15 Cent/kWh kostet, sondern wie von unabhängigen Akteuren berechnet 25 bis 30 Cent/kWh, wäre das Heizen mit Wasserstoff außergewöhnlich teuer, in jedem Fall deutlich teurer als das Heizen mit Strom und Wärmepumpe.
- ▶ Die Kosten für die Umstellung des Gasnetzes auf Wasserstoff werden von den Erdgasnetzbetreibern deutlich zu niedrig angegeben, da sie annehmen, dass die wesentlichen Aufwände der Umstellung zusammen mit einer „regulären Erneuerung“ quasi kostenlos erledigt werden könnten. Eine solche „reguläre Erneuerung“ würde aber im Fall eines Umstiegs von Erdgas auf Wärmenetze und Wärmepumpen nur noch für wenige Jahre erfolgen. Jede über eine Netzerhaltung der nächsten Jahre hinausgehende Netzinvestition wäre der Wasserstoffverteilung zuzurechnen.
- ▶ Die für die Wasserstoffversorgung notwendigen Investitionen werden so auf den Bau des Wasserstoff-Kernnetzes reduziert, die wirkliche Höhe der Investitionen in die Gasnetze kann sich dagegen auf bis zu 250 Mrd. € belaufen. Auch Investitionen in Anlagen zur Erzeugung des regenerativen Stroms (169 Mrd. €), der für die Elektrolyse von grünem Wasserstoff benötigt wird, wie auch die Kosten der Elektrolyseure (56 Mrd. €) sind der Umstellung auf Wasserstoff zum Heizen zuzurechnen.
- ▶ Zwar sind die Kosten von Wasserstoff-Ready-Heizkesseln vermutlich günstiger als der Einbau von Wärmepumpen, aber insgesamt sind die für die Wasserstoffversorgung notwendigen Investitionen noch deutlich höher als die, die die Elektrifizierung des Heizens erfordert.

2 Einleitung

Der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfachs e.V. (DVGW) betont immer wieder die Bedeutung des Gasnetzes für eine sichere Energieversorgung. Dabei spielt eine Reihe von Argumenten eine wichtige Rolle (Zitate kursiv):

- (1) *„Da viele der heute über das Gasverteilnetz versorgten Letztverbraucher in Zukunft Wasserstoff zur Erreichung der Klimaziele benötigen, muss das Gasverteilnetz von heute zum Wasserstoffverteilnetz von morgen weiterentwickelt werden“* (DVGW, 2024).¹
- (2) *„Eine Gegenüberstellung der potenziell verfügbaren Mengen an Wasserstoff und Biomethan mit der erwarteten Nachfrage in den Jahren 2030 und 2045 zeigt, dass die Nachfrage durch diese Gase vollständig gedeckt werden kann“* (DVGW, 2024).
- (3) *„Spätestens 2030 wird es also möglich sein, enorme Mengen klimaneutraler Gase in Deutschland verfügbar zu machen. Die Netzinfrastruktur zu deren Transport und Verteilung ist bereits vorhanden“* (H2-DVGW, 2023).
- (4) *„Der DVGW geht basierend auf einer aktuellen Studie von Wasserstoffpreisen für Endkunden im Bereich von 11-15 ct/kWh aus“* (DVGW, 2024).
- (5) Der Ausbau des Stromnetzes ist mit erwarteten 732 Mrd. € erheblich teurer als der Umbau des Erdgasnetzes auf Wasserstoff, der nur 24 Mrd. € kosten wird (ef.Ruhr GmbH, 2024).
- (6) *„Insbesondere in Zeiten hoher Mieten und Nebenkosten infolge von Wohnungsknappheit und hohen Energiekosten droht vielen Haushalten die finanzielle Überforderung, wenn die aufwändige Sanierung auf die Miete und/oder die Wohnnebenkosten umgelegt wird“* (H2-DVGW, 2023).

Schon bis 2030 rechnet der DVGW mit der Verfügbarkeit von bis zu 170 TWh/a grünem Wasserstoff und bis zu 100 TWh/a Biomethan zu günstigen Preisen zwischen 5 und 13 Cent/kWh (DVGW, 2024). Aber die vom DVGW immer wieder erwähnte Möglichkeit der Steigerung der Produktion von Biogas führt klimapolitisch nicht weiter. Da die Erzeugung von Biogas in der Landwirtschaft mit hohen Emissionen von 75 bis über 200 gCO_{2eq}/kWh verbunden ist, kommt sie als Möglichkeit für das klimaneutrale Heizen nicht in Frage. Zwar kann „unvermeidbares“ Biogas aus Abfall und Reststoffen durchaus einen Beitrag zum Klimaschutz leisten, aber dies stellt schon heute nur einen kleinen Teil der Biogasproduktion dar. Auch Biogas aus Energiepflanzen könnte man aufgrund knapper Flächen kaum skalieren, aber dies leistet keinen Beitrag zum Klimaschutz, sondern führt zu nicht unwesentlichen Emissionen von Treibhausgasen, z.B. durch Lachgas. Der Schwerpunkt dieser Kurzstudie liegt daher auf der Möglichkeit, große Mengen von Wasserstoff zum Heizen bereitzustellen.

Diese Kurzstudie zeigt die besonderen Schwierigkeiten auf, die bei einer Umstellung des Erdgas-Verteilnetzes auf die Verteilung von Wasserstoff bewältigt werden und welche Investitionen hierfür aufgebracht werden müssten. Diese Schwierigkeiten werden besonders deutlich, wenn man die Heizung einer großen Zahl von Gebäuden mit Wasserstoff mit der Heizung dieser Gebäude mit Wärmepumpen vergleicht.

Um diesen Vergleich gut nachvollziehbar zu machen, wird er hier an einem einfachen Beispiel dargestellt. Ausgangspunkt ist der Erdgasverbrauch der privaten Haushalte und des Gewerbe-, Handels-

¹ Der DVGW führt als Beleg mehrere Umfragen bei Abnehmern an. 76 % von 1.908 vom DVGW befragten Industrieunternehmen rechnen z.B. mit einem zukünftigen Einsatz von Wasserstoff in ihrem Unternehmen, die meisten zur Erzeugung von Raum- oder Prozesswärme und zur Stromerzeugung. Nur 3 % der Nennungen bezogen sich auf die unumgängliche stoffliche Nutzung (Schick, 2023). Fast alle anderen Bedarfe könnten bei näherer ökonomischer Betrachtung wieder entfallen.

und Dienstleistungssektors (GHD), die zusammen in 2022 eine Erdgasmenge von 352 TWh verbraucht haben (AG Energiebilanzen, 2023). Ein großer Teil dieser Energie soll nach den Vorstellungen des DVGW auch in 20 Jahren noch in Form von Gasen bereitgestellt werden. Nach den Vorstellungen des DVGW-Szenario läge die Wasserstoffnachfrage im Jahr 2045 bei insgesamt 398 TWh, davon 179 TWh in Haushalten sowie Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) (EWI, 2024). Es wird nun hier errechnet, was es bedeuten würde, diese 179 TWh Energiebedarf für die dezentrale Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser alternativ über die Lieferung von grünem Wasserstoff oder aber über Wärmepumpen bereitzustellen. Damit wird der Vorschlag des DVGW technisch und wirtschaftlich konsequent durchgerechnet, um so die wirklichen Konsequenzen aufzuzeigen (Schleichert, 1999).

Die Arbeit baut auf dem Borderstep-Projekt „Wasserstoff als Allheilmittel“ (12/21 bis 11/23) auf. Die Erstellung der Publikation erfolgt aus Eigenmitteln, d.h. ohne Förderung oder Zuwendung. Die Erstellung der Arbeit wurde fachlich durch das Netzwerk der „Scientists for Future“ unterstützt.

Da die Arbeit ausschließlich das Ziel hat, den hohen Aufwand nur exemplarisch zu verdeutlichen, wird eine Reihe von Zusammenhängen nicht betrachtet. So werden z.B. die Strommengen bilanziell betrachtet aber die Notwendigkeit der Speicherung von Strom in Batterien oder durch Elektrolyse von Wasserstoff und Rückverstromung nicht analysiert. Die Notwendigkeit der **Stromspeicherung** ist dabei sowohl im Fall der Wärmepumpenheizung wie auch im Fall der Heizung mit grünem Wasserstoff gegeben, wobei die in Frage stehenden Strommengen für die Wasserstoff-Elektrolyse deutlich höher sind. Analog verhält es sich mit den Aufwänden für den **Stromnetzausbau**, der, wenn auch mit unterschiedlichen Schwerpunkten, für die großen Strommengen für die Herstellung von Wasserstoff genauso wie für die Stromverteilung an die Wärmepumpen anfällt.

Auch der **Import von Wasserstoff** wird weitgehend unberücksichtigt gelassen. Der Grund hierfür liegt daran, dass die beschriebenen technischen Anlagen zur Erzeugung von grünem Wasserstoff und E-Fuels ohnehin gebaut werden müssen, in Deutschland oder in Ländern, aus denen dann importiert werden muss. Da die Anlagen dazu auf dem Weltmarkt gehandelt werden, unterscheiden sich die Investitionskosten dieser Anlagen international nur wenig. Im Importfall kommen jedoch Investitionen in Tank- und Verladestrukturen sowie Tankschiffe hinzu. Zum Ausgleich dieser höheren Kosten wäre wahrscheinlich, dass Standorte mit einer höheren spezifischen Stromerzeugung der Windkraft- und Photovoltaikanlagen gewählt würden.

3 Das Fallbeispiel Heizen mit Wasserstoff

Im Zentrum der Betrachtung steht der Gasverbrauch der Haushalte und des GHD-Sektors. Der Energiebedarf für die dezentrale Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser im Umfang von 179 TWh in 2045 kann alternativ über die Lieferung von grünem Wasserstoff oder aber über Wärmepumpen bereitgestellt werden.

3.1 Die Versorgung privater Haushalte und des GHD-Sektors mit Wärmepumpen zum Heizen

Der durchschnittliche Stromverbrauch einer Wärmepumpe zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser ist abhängig von der durchschnittlichen Jahresarbeitszahl, mit der eine Wärmepumpe Strom in Wärme umwandelt. Diese wurde vom Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE in mehreren Projekten in realen Objekten des Gebäudebestands gemessen. Messungen in den Jahren

2008 und 2009 ergaben Mittelwerte der Jahresarbeitszahl von 2,6 für Luftwärmepumpen und 3,3 für Erdwärmepumpen. Zehn Jahre später, 2018 und 2019, wurden Jahresarbeitszahlen von 3,1 für Luftwärmepumpen und 4,1 für Erdwärmepumpen gemessen (Bürger, Braungardt & Miara, 2022; Miara, 2021). Aufgrund technischer Verbesserungen an den Geräten wie auch durch die zunehmende Erfahrung der Planungs- und Installationsunternehmen werden sich diese Werte weiter verbessern. Für die folgenden Rechnungen werden daher Jahresarbeitszahlen von 3,5 für Luftwärmepumpen und 4,5 für Erdwärmepumpen angenommen. Da der Marktanteil der Erdwärmepumpen jedoch klein ist, wird für den Gesamtbestand eine durchschnittliche Jahresarbeitszahl von 3,5 angesetzt.

Würde nun der Bedarf von 179 TWh an Heizwärme durch Wärmepumpen mit einer durchschnittlichen Jahresarbeitszahl von 3,5 gedeckt, dann hätten diese Wärmepumpen einen Strombedarf von 51,2 TWh Strom. Da noch ca. 5 % Übertragungsverluste auf dem Weg des Stroms von der Stromerzeugung zur Wärmepumpe zu berücksichtigen sind (Destatis, 2024; Perner, Unteutsch & Lövenich, 2018, S. 12), müssten dafür ca. 53,8 TWh Strom mittels Windrädern und Photovoltaik erzeugt werden.

Um diese Strommenge vorstellbar zu machen, wird hier angenommen, dass zur Stromerzeugung zum einen Windräder mit einer Nennleistung von 5 MW aufgestellt werden, deren Stromproduktion an einem Binnenlandstandort bei 2.580 Volllaststunden pro Jahr² bei ca. 12,9 GWh liegt (IG Windkraft, 2023). Zum anderen wird auch eine Stromerzeugung mit Photovoltaik stattfinden. Das Umweltbundesamt (Umweltbundesamt, 2023) hält die Installation von ca. 1 MW_{peak}/ha PV-Leistung auf Freiflächen für machbar. Bei einem Ertrag von ca. 900 bis 1.100 kWh/kW_{peak} wäre ein Ertrag von 900 bis 1.100 MWh/ha denkbar. Wirth (2024) ergänzt, dass mit Agro-PV nur etwa 600 MWh/ha erzielt werden. Im Mittel werden im Folgenden 800 MWh/ha angenommen. Auch auf Dachflächen wird PV gegenwärtig schnell ausgebaut, allerdings zu deutlich höheren Kosten. Um an dieser Stelle dem Wasserstoff keine unangemessen hohen Kosten anzulasten, werden die Investitionskosten für Freiflächen-PV errechnet und die höheren Kosten von Agri-PV oder Dachflächen-PV nicht betrachtet.

Der für 2035 zu erwartende Strommix enthält eine etwa doppelt so große Menge Windstrom als Stromerzeugung aus Photovoltaik (Müller, Lenk & Saerbeck, 2023). Für die Erzeugung von zwei Dritteln des Strombedarfs der Wärmepumpen in Höhe von 36 TWh wären also zum einen 2.790 große Windräder mit einer Gesamtleistung von 13,9 GW erforderlich. Bei Investitionskosten um die 7,5 Mio. € pro Windrad (Deutsche Windguard, 2023; Fraunhofer ISE, 2021; Trinomics, 2020)³ fallen hierfür knapp 20,9 Mrd. € Investitionskosten für Windräder an. Weiterhin wird etwa ein Drittel der notwendigen Strommenge (17,8 TWh) durch ca. 222 km² Photovoltaik (z.B. halb Freifläche, halb Agri-PV) erzeugt. Die Anlagen haben insgesamt eine Leistung von ca. 17,8 GW_{peak}. Bei Investitionskosten von im Mittel ca. 700.000 €/MW_{peak} (Badelt et al., 2020; Fraunhofer ISE, 2021; Müller, 2023) wären Investitionen von ca. 12,5 Mrd. € in Freiflächen-PV erforderlich⁴.

Insgesamt müssen also für die Bereitstellung von 179 TWh Heizwärme für private Haushalte und den GHD-Sektor durch Wärmepumpen etwa 2.790 große Windräder aufgestellt und etwa 222 km² Freiflächenphotovoltaikanlagen gebaut werden. Hierfür sind Investitionen von etwa 33,4 Mrd. € erforderlich.

² Statista (2024) gibt für Onshorestandorte in Norddeutschland 2.500 Volllaststunden an.

³ Die Kosten werden in den Studien mit einer Spanne von 1.400 €/kW bis 2.000 €/kW angegeben, die Abschätzung wird mit Investitionskosten von 1.500 €/kW durchgeführt.

⁴ Die zitierten Studien geben Werte zwischen 500.000 €/MW_{peak} und 800.000 €/MW_{peak} an. Da alle Daten einige Jahre alt sind und die Baukosten zuletzt stark stiegen, wird die Abschätzung hier mit einem Kostenansatz im oberen Spektrum durchgeführt.

Weiter bedarf es zusätzlicher technischer Einrichtungen wie Stromspeicher und eines Ausbaus der Stromnetze, um die Versorgung ganzjährig sicherzustellen. Wie auch beim Wasserstoff werden diese Einrichtungen hier nicht im Detail betrachtet.

3.2 Die Versorgung privater Haushalte und des GHD-Sektors mit Wasserstoff zum Heizen

Die Herstellung von Wasserstoff zum Heizen erfordert zunächst die Herstellung von grünem Strom, dann die Elektrolyse zur Erzeugung von Wasserstoff und danach den Transport in die Haushalte. In dieser Kette tritt eine Reihe von Energieverlusten auf (Perner et al., 2018, S. 12):

- ▶ 5 % Übertragungsverluste im Stromnetz,
- ▶ 30 % Verluste bei der Elektrolyse,
- ▶ 1 % Verlust beim Transport durch das Wasserstoffnetz.

Letztlich stehen ca. 66 % der im Strom enthaltenen Energie als Nutzenergie in Form von Wasserstoff zur Verfügung.⁵

Den Bedarf von 179 TWh an Heizenergie durch Wasserstoff zu decken, erfordert daher eine hohe Produktion von Strom. Da bei der Herstellung von Wasserstoff Verluste in Höhe von 34 % auftreten und nur 66 % Restenergie im Wasserstoff verbleiben, wären für die Herstellung von 179 TWh Wasserstoff ca. 271 TWh Strom notwendig.

Um diese Strommenge vorstellbar zu machen, werden die gleichen Annahmen verwendet, wie schon oben. Strom wird mit Windrädern mit einer Nennleistung von 5 MW erzeugt, zusätzlich erfolgt Stromerzeugung mit Freiflächen Photovoltaik. Das für 2035 zu erwartende Strommix enthält eine etwa doppelt so große Menge Windenergie als Strom aus Photovoltaik (Müller et al., 2023). Für die Erzeugung von zwei Dritteln des Strombedarfs für die Wasserstoffproduktion in Höhe von 180 TWh wären also zum einen 13.950 große Windräder mit einer Gesamtleistung von ca. 70 GW erforderlich. Bei Investitionskosten um die 7,5 Mio. € pro Windrad (Deutsche Windguard, 2023; Fraunhofer ISE, 2021; Trinomics, 2020)⁶ fallen hierfür ca. 105 Mrd. € Investitionskosten für Windräder an. Weiterhin wird etwa ein Drittel der notwendigen Strommenge (91 TWh) durch ca. 1.135 km² Photovoltaik (z.B. halb Freifläche, halb Agri-PV) erzeugt. Die Anlagen haben insgesamt eine Leistung von ca. 91 GW_{peak}. Bei Investitionskosten von ca. 700.000 €/MW_{peak} (Badelt et al., 2020; Fraunhofer ISE, 2021; Müller, 2023) wären Investitionen von ca. 64 Mrd. € in Freiflächen-PV erforderlich⁷.

Insgesamt müssen also für die Bereitstellung von 179 TWh Heizwärme für private Haushalte und den GHD-Sektor durch Wasserstoff etwa 13.950 große Windräder aufgestellt und etwa 1.135 km² Freiflächenphotovoltaikanlagen gebaut werden. Hierfür sind Investitionen von etwa 169 Mrd. € erforderlich.

Um den nötigen grünen Wasserstoff herstellen zu können, ist die Elektrolyse von Wasser erforderlich. Bei Investitionskosten für den Elektrolyseur von 700 €/kW (Diermann, 2024; Holst,

⁵ Um auf die 66 % zu kommen, muss man die jeweils verbleibende Restenergie errechnen. Also Nach der Übertragung 95 %, nach der Elektrolyse davon 70 % und nach dem Transport nochmals davon nur 99 %

⁶ Die Kosten werden in den Studien mit einer Spanne von 1.400 €/kW bis 2.000 €/kW angegeben, die Abschätzung wird mit Investitionskosten von 1.500 €/kW durchgeführt.

⁷ Die zitierten Studien geben Werte zwischen 500.000 €/MW_{peak} und 800.000 €/MW_{peak} an. Da alle Daten einige Jahre alt sind und die Baukosten zuletzt stark stiegen, wird die Abschätzung hier mit einem Kostenansatz im oberen Spektrum durchgeführt.

Aschenbrenner, Smolinka, Voglstätter & Grimm, 2023)⁸ fallen für ca. 80 GW Elektrolyseleistung weitere ca. 56 Mrd. € an Kosten an.

Da die Leistung der geplanten Elektrolyseanlagen in Richtung auf Anlagen mit einer Leistung von 100 bis 1.000 MW tendiert (acatech, 2024) und insoweit die Leistung von Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen um ein Vielfaches übersteigt, ist zudem die Nutzung des Stromnetzes unumgänglich, um den regenerativ dezentral erzeugten Strom zu den Elektrolyseuren zu transportieren. Zudem wird die Zahl der Betriebsstunden eines Elektrolyseurs dadurch optimiert, dass er im Sommer PV-Strom nutzt, im Winter dagegen primär Windstrom. Auch hierfür ist ein auf hohe Leistungen ausgelegtes Stromnetz Bedingung.

Den Wasserbedarf für die Onshore-Elektrolyse errechnet der DVGW zu etwa 20 Mio. m³ Süßwasser bezogen auf eine Wasserstoffherstellung von ca. 33 TWh (DVGW, 2023). Für 66 TWh Offshore-Wasserstoff müssten ca. 40 Mio. m³ Meerwasser entsalzt werden. Goergen (2022) gibt dafür einen Energiebedarf von ca. 2 bis 4 kWh/m³ an, für die Entsalzung von 40 Mio. m³ Meerwasser wären also 80 bis 160 GWh Strom erforderlich, eine mit Blick auf die Größenordnung der anderen Energiebedarfe eher kleine Menge.

Weiter bedarf es zusätzlicher technischer Einrichtungen:

- ▶ Stromspeicher, z.B. als Batteriespeicher, um die Auslastung der Elektrolyseure zu optimieren und im Sommer z.B. auch nachts die Elektrolyseanlage betreiben zu können,
- ▶ der Ausbau des Stromnetzes für die zusätzliche Leistung von bis zu 70 bis 90 GW, die die Windkraftwerke, PV-Anlagen und Elektrolyseure an Spitzentagen liefern bzw. abnehmen könnten.

Allein die Investitionen für Windräder, Photovoltaik und Elektrolyseure summieren sich auf ca. 225 Mrd. €. Die im Vergleich zur Wärmeversorgung durch Wärmepumpen mindestens aufzubringenden zusätzlichen Investitionen für die Versorgung mit Wasserstoff lägen also bei 190 Mrd. €.

3.3 Die Wohngebäude

Deutschland verfügt über ca. 16,1 Mio. Ein- und Zweifamilienhäuser und 3,3 Mio. Mehrfamilienhäuser (Destatis, 2021). Gegenwärtig wird ungefähr jede zweite Wohnung mit Gas beheizt. Durch den absehbaren Ausbau der Wärmenetze wird dieser Anteil zurückgehen, was sich auch in der von DVGW erwarteten Entwicklung der Zahl der Hausanschlüsse ans Gasnetz spiegelt, die auf ca. 2/3 zurückgehen werden (EWI, 2024). In 2045 wäre laut DVGW also damit zu rechnen, dass noch in ca. 5,3 Mio. Ein- und Zweifamilienhäusern sowie in 1,1 Mio. Mehrfamilienhäusern die Wärmeversorgung über Wasserstoff dargestellt werden würde.

In diesen Gebäuden sind für die alternative Versorgung über Wasserstoff oder mit Wärmepumpe Änderungen der Heizungssysteme erforderlich. Entweder muss eine Wasserstoff-Ready Heizung eingebaut werden, deren Kosten inkl. Einbau in Ein- und Zweifamilienhäusern mit 10.000 € (Effizienzhaus-online, 2024) angenommen werden, oder eine Wärmepumpenanlage, deren Kosten gegenwärtig um die 30.000 € liegen (Deutsche Umwelthilfe, 2023), in den nächsten Jahren aber etwa auf 25.000 € sinken werden (Stippe, 2024; Tagesschau, 2023a). In Mehrfamilienhäusern werden diese Kosten auf

⁸ Die Kosten werden in den Studien mit einer Spanne von 500 €/kW bis 1.800 €/kW angegeben, die Abschätzung wird mit Investitionskosten von 700 €/kW durchgeführt.

20.000 € für die Wasserstoff-Ready Heizung und auf 50.0000 € für die Wärmepumpe geschätzt (Prognos AG, 2022).

Die energetische Sanierung wird als Kostenposition in diesem Vergleich nicht berücksichtigt, da diese aufgrund deutlich steigender Preise für Heizenergie in beiden Fällen sinnvoll ist. Die Investitionskosten für die beiden Versorgungsalternativen sind, soweit sie hier erfasst wurden, wie folgt:

Tabelle 2: Investitionskosten Wasserstoff-Heizung versus Wärmepumpe

	Gebäudeanzahl	Kosten für Wärmepumpenanlagen	Elektrischer Leistungsbedarf der Wärmepumpen	Kosten für Wasserstoff-Ready Heizungen
Ein- und Zweifamilienhäuser	5,3 Mio.	132,5 Mrd. €	Bei 12 kW _{therm} und JAZ = 3,5 18,2 GW bei Spitzenlast (COP = 2,9 ca. 22 GW	53 Mrd. €
Mehrfamilienhäuser	1,1 Mio.	55 Mrd. €	Bei 50 kW _{therm} und JAZ = 3,5 15,7 GW bei Spitzenlast (COP = 2,9 ca. 19 GW	22 Mrd. €
Zwischensumme		187,5 Mrd. €		75 Mrd. €
Investitionen in die Bereitstellung von Energie		33,4 Mrd. €		225 Mrd. €
Summe		220,9 Mrd. €		300 Mrd. €

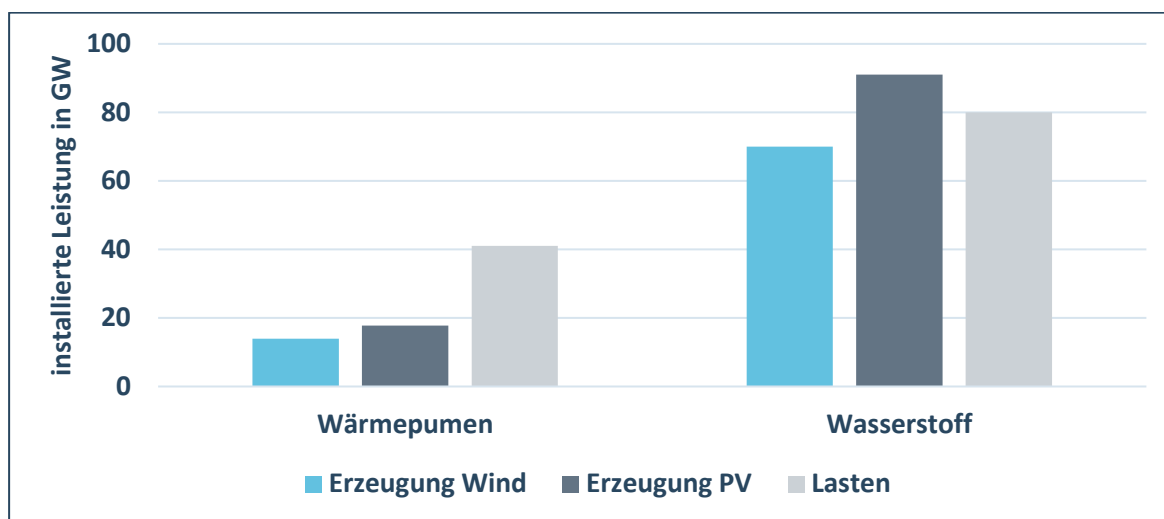
Quelle: Borderstep

Sie Abkehr von fossilen Energien zum Heizen erfordert hohe Anfangsinvestitionen. Die Investitionen für den Weg zum Heizen mit Wasserstoff sind jedoch noch deutlich höher als die erforderlichen Investitionen für das Heizen mit Wärmepumpen.

3.4 Die Stromnetze

Maßgeblich für die Investitionen in den Stromnetzausbau sind die Erzeugungsleistungen der neuen einspeisenden Quellen wie Windkraft und Solar und die Lasten durch neue Verbraucher. Die für die Versorgung der Haushalte und des GHD-Sektors mit 179 TWh Wärme über Wärmepumpen oder grünen Wasserstoff erforderlichen Leistungen zeigt die folgende Grafik.

Abbildung 1: Neue Erzeugungsleistung und Lasten durch neue Verbraucher



Quelle: Borderstep, Zahlen werden in den Kapitel 3.1 bis 3.3 hergeleitet.

Die für die Versorgung mit Wasserstoff notwendigen Stromerzeugungsanlagen und elektrischen Verbraucher wie Elektrolyseure dürften zu einem großen Teil an das Hoch- und Mittelspannungsnetz angeschlossen werden und hier zu einem erheblichen Ausbaubedarf führen. Das gleiche gilt auch für Windkraftwerke und Freiflächen-PV-Anlagen zur Versorgung von Wärmepumpen. Der Ausbau des Stromnetzes für die Versorgung der Wärmepumpen hingegen betrifft das Verteilnetz und wird insoweit in der Fläche erforderlich. Durch netzdienliche Steuerung kann dabei der Belastung des Netzes entgegengewirkt werden.

Die Argumentation des DVGW, der Ausbau des Stromnetzes sei erheblich teurer als der Ausbau des Gasnetzes (732 Mrd. € gegenüber 24 Mrd. €) (ef.Ruhr GmbH, 2024), geht davon aus, dass der Wasserstoff nicht in Deutschland hergestellt wird und dann auch die o.a. installierten Leistungen nicht im deutschen Stromnetz installiert werden. Dennoch müssten auch in den potenziellen Lieferländern Stromerzeugungsanlagen und Elektrolyseanlagen durch Stromleitungen verbunden und von den Elektrolyseanlagen zu den Häfen Wasserstoffpipelines errichtet werden. Auch hier ist also nicht die Frage ob, sondern nur wo die Investitionen erfolgen müssen.

Wird der Wasserstoff aber, so wie die Bundesregierung es anstrebt, zu etwa der Hälfte hierzulande erzeugt, würde die zusätzlich im Hoch- und Mittelspannungsnetz installierte Leistung im Stromnetz die Anschlussleistung der Versorgung über Wärmepumpen im Verteilnetz immer noch übersteigen.

3.5 Die Gasnetze

Ein nicht unerheblicher Aufwand ist zunächst einmal erforderlich, um das Erdgas-Kernnetz zu einem Wasserstoff-Kernnetz umzubauen und zu ergänzen. Hierfür schätzt die Gasbranche selbst einen Aufwand um die 20 Mrd. € (DVGW & ef.Ruhr GmbH, 2024; ef.Ruhr GmbH, 2024). Auch die Bundesregierung gibt diese Kosten so an (Tagesschau, 2023b). Aufgrund der gegenüber Erdgas niedrigeren Energiedichte von Wasserstoff von 2,99 kWh/m³ (Erdgas 10 kWh/m³) kann der Teil des zukünftigen Wasserstoff-Kernnetzes, der durch Umwidmung aus dem Erdgasnetz entstehen soll, nur etwa ein Drittel der bisherigen Energiemenge transportieren. Geplant ist eine Ausspeisung von 280 TWh, davon etwa 160 TWh für Spitzenlastkraftwerke in Strom- und Wärmenetzen (BMWK, 2023). Mit der übrigen

Menge sollen Industriestandorte (Eisen und Stahl, Chemie, Raffinerien, Glasindustrie, Keramik) versorgt werden. Eine Versorgung des Erdgas-Verteilnetzes mit großen Mengen an importierten Wasserstoff zum Heizen wird daher über das Kernnetz aus Mangel an Transportkapazität nicht möglich sein.

Für die geplante Versorgung von Spitzenlastkraftwerken und Industrie mit ca. 280 TWh Wasserstoff ist nicht nur der Umbau des Wasserstoff-Kernnetzes erforderlich. Die Langfristszenarien (Fraunhofer ISI, 2024) sehen auch die Installation von ca. 70 bis 80 GW Elektrolyseleistung und die dazu erforderliche Stromerzeugung vor, um diese Wasserstoffmenge bereitstellen zu können.

Um über diese Mengen hinaus Wasserstoff erzeugen und verbrauchen zu können, müssten erhebliche zusätzliche Mengen erzeugt oder importiert und dann auch verteilt werden können. Die Umstellung des Gas-Verteilnetzes auf grüne Gase wie Biomethan und Wasserstoff ist dabei aus Sicht des BMWK (2024) nur dann sinnvoll, wenn die die Umbaukosten im Verhältnis zum Wert der zukünftig verfügbaren Gasmenge angemessen sind. **Biomethan** kann dabei aus Sicht des BMWK nur einen kleinen Beitrag leisten (BMWK, 2024):

„Auf der anderen Seite ist Biomethan eine stark begrenzte Ressource, die zugleich in allen Energiebereichen genutzt werden kann. Angesichts der nationalen Erzeugungskapazität für Biomethan von aktuell lediglich zehn TWh pro Jahr ist von erheblichen Knappheiten auszugehen, die zu hohen Preisen führen.“

Ein bestenfalls kleiner Beitrag ist auch von **Wasserstoff-Importen** zu erwarten, denn diese müssten in Häfen angelandet und über das Wasserstoff-Kernnetz verteilt werden. Das Kernnetz aber hat, wie oben dargestellt, dafür keine Kapazität.

Bliebe die zusätzliche dezentrale Erzeugung von **Wasserstoff aus Überschüssen der Stromproduktion**. Angesichts einer schnellen Verbreitung von regelbaren Verbrauchern (z.B. Wärmepumpen und Ladestationen für die Elektromobilität) werden aber die zukünftig zu erwartenden billigen Strommengen, die sonst abgeregelt werden müssten, als klein eingeschätzt. Die neuen Langfristszenarien (Fraunhofer ISI, 2024) lassen bei einer Stromerzeugung von ca. 1.200 TWh/a in 2045, die anteilig der Erzeugung von Wasserstoff dient, zusätzlich eine abgeregelt Strommenge von ca. 40 TWh erkennen, die in etwa 28 TWh grünen Wasserstoff umgewandelt werden könnte.⁹

Während der DVGW in 2045 mit bis zu 1.000 TWh Biomethan und grünem Wasserstoff im Gasnetz rechnet (DVGW, 2024), belaufen sich die oben geschätzten Gasmengen aus Biomethan (10 TWh/a) und Wasserstoffproduktion aus Stromüberschüssen (28 TWh/a) nur auf 38 TWh/a. Ob sich dafür ein Weiterbetrieb größerer Teile des Gasnetzes rechnet, ist zu bezweifeln.

Sollten Verteilnetze aber auf Wasserstoff umgestellt werden, so ist an die Dichtigkeit der Netze zu denken. Durch den Austausch von Dichtungen und Ventilen kann und muss die Dichtigkeit verbessert werden. Auch H₂-Ready-Gasthermen, sofern sie nur für Beimischungen geeignet sein sollten, müssten für 100 % Wasserstoff nachgerüstet oder ausgetauscht werden. Zudem ist Wasserstoff brennbar und bestimmten Mischungsverhältnissen auch explosiv.

⁹ Hier ist noch anzumerken, dass die Abregelung meist nur für kurze Zeitabschnitte erfolgt. Elektrolyseanlagen für solch kurze Zeitabschnitte zur Verfügung zu halten, dürfte in vielen Fällen unwirtschaftlich sein.

Der TÜV Nord (2024) charakterisiert dies wie folgt:

*Gleichzeitig sollte die **Explosionsgefahr von Wasserstoff ernst genommen** werden und sich in entsprechenden Sicherheitsvorkehrungen niederschlagen. Eine nicht zu unterschätzende Gefahr besteht in der Farb- und Geruchslosigkeit von Wasserstoff. Aus diesem Grund werden Wasserstofflecks oft nicht bemerkt. Diese sind in geschlossenen Räumen zudem noch riskanter. Auch Wasserstoffversprödung, die zu Rissbildung führt, zählt zu den typischen Gefahren von Wasserstoff. Diesen Risiken kann jedoch entgegengewirkt werden – mit ausreichender Belüftung in geschlossenen Räumen und der richtigen Materialwahl, um Wasserstoffversprödung zu vermeiden.*

Automatische Leckage-Erkennungs-Systeme mit automatischer Haupthahn-Abdrehung könnten dem entgegenwirken, was aber teuer werden dürfte.

Wenn wir die Verteilnetze zum klimaneutralen Kochen und Heizen nutzen wollen, ist weiter zu berücksichtigen, dass Wasserstoff in ähnlicher Weise klimabelastend ist wie Methan. Denn Wasserstoff ist ein reaktionsfreudiges Gas. Da Wasserstoff in der Atmosphäre mit Hydroxylradikalen (OH) reagiert, die sonst mit stark klimaschädlichen Gasen wie Methan oder Ozon reagieren und diese abbauen würden, liegt eine relativ starke indirekte Treibhauswirkung von Wasserstoffemissionen vor. Diese indirekte Treibhausgaswirkung (Global Warming Potential GWP) von Wasserstoff veranschlagt Derwent (2018) auf 4,3 kg und Warwick et al. (2022) sogar auf 11 kg Kohlendioxid pro 1 kg Wasserstoffemissionen über einen Zeithorizont von 100 Jahren. Der erwärmende Einfluss von Wasserstoffemissionen auf das Klima ist somit erheblich. Wasserstoff sollte also unter keinen Umständen in die Atmosphäre gelangen. Dies zu verhindern, ist aber gerade beim kleinstmöglichen Molekül schwierig.

Die britische Environmental Coalition on Standards (ECOS) hat die Auswirkung der Umstellung des Heizgases von Erdgas auf Wasserstoff deshalb mit Blick auf Leckagen in den Haushalten untersuchen lassen. Sie stellte fest, dass sich die Zahl der Gaslecks in Privathaushalten im Durchschnitt mehr als verdoppelt hat, wenn die meistverkauften Kochfeldmodelle unter normalen Haushaltsbedingungen mit einem Gemisch aus 20 % Wasserstoff und 80 % fossilem Erdgas versorgt wurden (Scholand, 2024). Als Vergleich wurden Tests durchgeführt, bei denen nur fossiles Gas verwendet wurde. Bei demselben Test an Heizkesseln für Privathaushalte stiegen die Leckagen um durchschnittlich 20 % (Scholand, 2024). Bei der Verwendung von 100 % Wasserstoff weisen die Ergebnisse auf noch deutlich höhere Leckagen hin, was die Bedeutung der Verbesserung der Dichtigkeit der Gasleitung auch innerhalb der Haushalte unterstreicht.

Weitgehend unklar sind zudem die Kosten der Umstellung des Gas-Verteilnetzes auf Wasserstoff. Während Vertreter einiger Stadtwerke bereits ankündigen, nur noch die notwendigsten Investitionen im Gasnetz zu tätigen und energcity in Hannover das Gasnetz als Risikoposition vorsichtshalber komplett abgeschrieben hat (Schrader & Heitmann, 2024), gehen die Kostenkalkulationen des DVGW davon aus, dass das Gasnetz auch in den nächsten Jahrzehnten vollständig erhalten bleibt und regelmäßig instand gesetzt wird (DVGW, 2024):

„Im Vergleich zur ausschließlich regulären Erneuerung des Gasverteilnetzes (Benchmark) unter Berücksichtigung der bis zum Jahr 2045 rückläufigen Netzlängenentwicklung und einem Rückgang der Anzahl an Hausanschlüssen ergeben sich für die Transformation H₂-Mehrkosten in Höhe von 4 Mrd. Euro.“

An dieser Stelle ist der Blick in die Studie aufschlussreich, aus der der DVGW diese Zahl abgeleitet hat (Sperlich, 2022). Hier werden die Kosten für die Umrüstung des Gas-Verteilnetzes auf 100 %

Wasserstoff bis 2045 auf stolze 230 Mrd. € veranschlagt. Diese verteilen sich auf einen Durchschnittswert (Benchmark) für die reguläre Erneuerung mit 186 Mrd. € und Mehrkosten für die Transformation durch Ertüchtigung hin zu Wasserstoff von 44 Mrd. €, zusammen 230 Mrd. € (Sperlich, 2022).

Nimmt man nun nicht wie der DVG völlig selbstverständlich an, dass die Gasnetze auch in den nächsten 20 Jahren wie bisher regulär erneuert werden, sondern dass sich mehr und mehr Netzbetreiber dazu entschließen, die Erhaltungsinvestitionen auf ein Minimum zurückzufahren, dann ergeben sich zum Weiterbetrieb der Gasnetze bei Umstellung auf Wasserstoff Investitionskosten von bis zu 230 Mrd. €.

3.6 Die Betriebskosten

Wie sieht der Vergleich der Kosten zwischen Wärmepumpe und Wasserstoffheizung aus? Der DVGW gibt sich optimistisch und geht langfristig von Wasserstoffpreisen für Endkunden im Bereich von 11 - 15 Cent/kWh aus (DVGW, 2024). Der Wasserstoff ist in der Vorstellung des DVGW „überwiegend importiert“. Der Verband kommunaler Unternehmen teilt die Vision preiswerten Wasserstoffs nicht. Er argumentiert „Die höheren Kosten für den Wasserstoff müssen im Zusammenhang mit den Einsparungen beim Umbau der Heizungsanlage in Gebäuden betrachtet werden“ (VKU, 2024). Aber mit welchen Preisen für Wasserstoff ist angesichts des hohen Herstellungsaufwandes zu rechnen? Und ist es möglich, dass die energetische Sanierung der Gebäude schon dadurch unumgänglich wird, weil sonst die Rechnung für den Wasserstoff zu hoch wird?

Beim Fernimport aus z.B. Saudi-Arabien oder Australien ermitteln die Boston Consulting Group und Arthur D. Little aufgrund der hohen Transportkosten Wasserstoffkosten zwischen 19 Cent/kWh und 24 Cent/kWh (Bechtolsheim, 2020; Burchard et al., 2023). Zu den 19 Cent/kWh bis 24 Cent/kWh für den Rohstoff Wasserstoff kämen nach Schätzung des DVGW noch ein Netzentgelt von 1,8 Cent/kWh (EWI, 2024) sowie 19 % MwSt. hinzu, was zu Endkundenpreisen zwischen 25 und 30 Cent/kWh führen würde. Ein Netzentgelt von 1,8 Cent/kWh erscheint zudem sehr optimistisch. Im Jahr 2024 liegen die Netzentgelte für die Versorgung von Ein- und Mehrfamilienhäusern bei vielen Erdgas-Netzbetreibern schon bei 2 Cent/kWh (netto). Von Steigerungen der Netzentgelte ist aufgrund des zukünftig sinkenden Absatzes und gleichzeitig hohem Investitionsbedarf für die H₂-Umrüstung auszugehen.

Beim Import von Methanol und Ammoniak aus - dem politisch instabilen - Nordafrika kommt eine Studie von Fraunhofer ISE noch exklusive Steuern, Netzkosten und Gewinn des Gasnetzbetreibers auf ca. 19 bis 25 Cent/kWh (Hank et al., 2023).

Es spricht mit Blick auf die vorliegenden Studien wenig dafür, dass die Endkundenpreise für Wasserstoff in absehbarer Zeit unter 25 bis 30 Cent/kWh liegen werden. Denn auch die Annahmen der hier zitierten Studien zu den Erzeugungspreisen von grünem Strom liegen z.B. mit 1,3 Cent/kWh (Bechtolsheim, 2020) bereits extrem niedrig. Durch Elektrolyse, lokalen Transport, Verflüssigung, Langstreckentransport im Tankschiff, Speicherung und Verteilung ergibt sich dann ein Preis von ca. 18 Cent/kWh Wasserstoff (Bechtolsheim, 2020). Hinzu kommen Netzentgelte und Steuern.

Die Abschätzung der Auswirkung dieser Preise auf die einzelnen Hausbesitzenden soll am Beispiel eines Gebäudes mit einem jährlichen Wärmeverbrauch von 14.000 kWh erfolgen.

Ausgerüstet mit einem Gasbrennwertkessel mit einem Wirkungsgrad von 95 % müssten für dieses Gebäude etwa 14.750 kWh Wasserstoff beschafft werden. Bei einem Endkundenpreis von 25 bis

30 Cent/kWh würde für diese Menge Wasserstoff zwischen 3.680 € bis 4.420 € bezahlt werden, im Mittel ca. 4.000 €.

Würde die gleiche Wärmemenge von einer Wärmepumpe mit der Arbeitszahl 3,5 bereitgestellt, müsste eine Strommenge von 4.000 kWh beschafft werden. Bei einem Wärmepumpenstromtarif von 30 Cent/kWh müssten jährlich 1.200 € für den Strom bezahlt werden. Da Wärmepumpen zu den steuerbaren Verbrauchseinrichtungen zählen (EnWG §14a) profitieren sie ab 2024 zudem von geringeren Netzentgelten. Mit dem gerade beginnenden zunehmenden Einsatz dieser Regelung kommt es zu einer Reduktion der Netzentgelte von 6 bis 8 Cent/kWh (brutto) für Wärmepumpenstrom. Damit könnte Wärmepumpenstrom ggf. zu Kosten von ca. 22 – 24 Cent/kWh angeboten werden. Die ab Anfang 2025 kommenden dynamischen Stromtarife ermöglichen zudem durch die Vermeidung der teuersten täglichen Preisspitzen eine weitere Reduktion der Verbraucherkosten für Wärmepumpenstrom.

In einem unsanierten Einfamilienhaus, in dem der Wärmebedarf nicht bei 14.000 kWh für 140 m² Wohnfläche liegt (100 kWh/m²*a), sondern z.B. doppelt so hoch ist, wird die Heizung mit Wasserstoff schnell zu einer hohen finanziellen Belastung.

4 Gesamtbeurteilung

Heizen mit Wasserstoff hat viele Nachteile und wird teurer sein als das Heizen mit Wärmepumpen. Es ist im höchsten Maße unwahrscheinlich, dass bis 2030 die für das Heizen benötigten klimaneutralen Gase zur Verfügung stehen werden, wie vom DVGW behauptet. Denn die Versorgung auch nur eines Teils des Gebäudebestandes in Deutschland mit Wasserstoff erfordert einen kaum realisierbaren Ausbau der Erzeugung erneuerbarer Energien sowie deren Wandlung zu grünem Wasserstoff.

Auch ein Import erscheint kaum möglich, da das Wasserstoff-Kernnetz nicht auf die für das Heizen benötigten, zusätzlichen Mengen ausgelegt wird. Die für ein „Heizen mit Wasserstoff- Szenario“ benötigte Menge an Wasserstoff steht also in direkter Konkurrenz zur Versorgung von industriellen Anwendungen, die nur mit Wasserstoff dekarbonisiert werden können, wie beispielsweise die Stahl- und Chemieindustrie, sowie auch mit der Versorgung von Spitzenlastkraftwerken mit Brennstoff.

Die Aussicht auf ein „weiter so“ mit Gasnetz und Gasheizungen verzögert zudem den Wandel auf der Nachfrageseite hin zur elektrischen Wärmepumpe. Wird aber der Wandel auf der Nachfrageseite vernachlässigt, besteht, wenn das Ausmaß der Wasserstoffherzeugung zu gering bleibt, die Gefahr, dass die heutige massive Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen bestehen bleibt (Ueckerdt et al., 2021). Eine vernünftige Klimapolitik unterstützt den Einsatz von Wasserstoff daher nur in Sektoren, für die eine direkte Elektrifizierung nicht möglich ist.

Die zentralen Fragen der Studie sind damit wie folgt zu beantworten:

Kann Wasserstoff schnell, preiswert und in großen Mengen hergestellt oder importiert werden?

- ▶ Nein. Nirgends auf der Welt, weder in Deutschland noch anderswo, sind die Anlagen zur Erzeugung so großer Mengen an Grünstrom oder die notwendige Zahl von Elektrolyseuren verfügbar. Überall auf der Welt müssen diese Anlagen hergestellt und neu errichtet werden. Dabei haben einige Länder Vorteile durch einen zu erwartenden höheren Ertrag an Wind- oder Solarstrom. Das schlägt sich aufgrund des aufwendigen Transports aber wohl kaum in günstigen Preisen hierzulande nieder. Zu erwähnen ist, dass es weltweit bisher nur wenige Schiffe gibt, die Wasserstoff transportieren können. Es würde über ein Jahrzehnt dauern, bis all dies zur Verfügung stünde.

Wäre Wasserstoff zum Heizen tatsächlich billiger als mit Strom betriebene Wärmepumpen?

- ▶ Nein, das Heizen mit Wasserstoff dürfte nicht nur zu höheren Investitionen in die Energie-Infrastrukturen führen, sondern auch das Heizen aufgrund des sehr teuren Energieträgers Wasserstoff wesentlich teurer machen.

Würde der Weiterbetrieb des Gasnetzes tatsächlich zu einer Entlastung des Stromnetzes führen?

- ▶ Nur eingeschränkt. Hier liegt das Problem darin, dass die Erzeugung des Gases Wasserstoff eine so umfangreiche Stromproduktion erfordert, dass die Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff zum Heizen indirekt das Hoch- und Mittelspannungs-Stromnetz stark belastet. Während für die effiziente direkte Elektrifizierung durch Wärmepumpen das Verteilnetz verstärkt werden muss, ist für Stromerzeugung und Wasserstoff-Elektrolyse ein starker Ausbau des Hoch- und Mittelspannungsnetzes erforderlich. Von einer pauschalen Entlastung kann insoweit nicht gesprochen werden.

Wie teuer ist der Ausbau von Strom- und Gasnetz für die Versorgung mit Wasserstoff wirklich?

- ▶ Der Ausbau der Stromnetze würde im Fall der Versorgung mit Wasserstoff erhebliche Anstrengungen zur Verstärkung des Hoch- und Mittelspannungsnetzes erfordern, für die Versorgung mit Wärmepumpen müsste das Verteilnetz verstärkt werden. Zudem wäre für den Umbau der Gasnetze auf Wasserstoff-Ready ein dreistelliger Milliardenbetrag aufzubringen, der im Fall einer Elektrifizierungsstrategie nicht erforderlich wäre.

Die Herstellung und der Transport von Wasserstoff sind ineffizient und teuer. Wasserstoff sollte nur da zum Einsatz kommen, wo es keine direkte elektrische Alternative gibt. Eine auf die zukünftige Versorgung der Bevölkerung orientierte Wirtschaftspolitik mit bezahlbarer Energie sowie preiswerten Waren und Dienstleistungen einerseits und auf Innovationen für Wirtschaftswachstum andererseits wird Wasserstoff ausschließlich für prioritäre Anwendungen einsetzen, wie etwa in der Industrie, den Spitzenlastkraftwerken der Energieversorgung und für den Schiffs- und Flugverkehr.

QUELLEN

- acatech. (2024). Elektrolyse-Monitor. Zugriff am 20.4.2024. Verfügbar unter: <https://www.wasserstoff-kompass.de/elektrolyse-monitor>
- AG Energiebilanzen. (2023). *Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz Deutschland. Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungszwecken 2021-2022*. Berlin. Zugriff am 13.4.2024. Verfügbar unter: https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/01/AGEB_22p2_rev-1.pdf
- Badelt, O., Niepelt, R., Wiehe, J., Matthies, S., Gewohn, T., Stratmann, M. et al. (2020). *Integration von Solarenergie in die niedersächsische Energielandschaft (INSIDE)*. Hameln. Zugriff am 12.4.2024. Verfügbar unter: https://www.researchgate.net/publication/346940983_Integration_von_Solarenergie_in_die_niedersachsische_Energielandschaft_INSIDE
- Bechtolsheim, M. von. (2020). *Wasserstoff – Strategie erforderlich. Wo und wie sollten sich Energieversorger beim Wasserstoff engagieren?*. Luxembourg. Zugriff am 7.2.2024. Verfügbar unter: <https://www.adlittle.com/de-de/HydrogenStrategy>
- BMWK. (2023, November 15). FAQ zum Wasserstoff-Kernnetz. Zugriff am 28.4.2024. Verfügbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/FAQ/Wasserstoff-Kernnetz/faq-wasserstoff-kernnetz.html>
- BMWK. (2024). *Green Paper Transformation Gas-/Wasserstoff-Verteilernetze*. Berlin. Zugriff am 28.4.2024. Verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/G/green-paper-transformation-gas-wasserstoff-verteilernetze.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- Burchard, J., Hegnholt, E., Holm, M., Klose, F., Ritter, D. & Schönberger, S. (2023). *Turning the European Green Hydrogen Dream into Reality: A Call to Action*. Berlin, Kopenhagen, Düsseldorf, München: Boston Consulting Group. Zugriff am 6.2.2024. Verfügbar unter: <https://mediapublications.bcg.com/Turning-the-European-Green-H2-Dream-into-Reality.pdf>
- Bürger, V., Braungardt, S. & Miara, M. (2022). *Durchbruch für die Wärmepumpe. Praxisoptionen für eine effiziente Wärmewende im Gebäudebestand*. Freiburg i. Br. Zugriff am 25.10.2022. Verfügbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/durchbruch-fuer-die-waermepumpe/>
- Derwent, R. G. (2018). *Hydrogen for Heating: Atmospheric impacts. A literature review*. London. Zugriff am 2.3.2022. Verfügbar unter: <https://www.gov.uk/government/publications/atmospheric-impacts-of-hydrogen-literature-review>
- Destatis. (2021). *Gebäude und Wohnungen Bestand an Wohnungen und Wohngebäuden Bauabgang von Wohnungen und Wohngebäuden Lange Reihen ab 1969 - 2021*. Wiesbaden: Destatis. Zugriff am 15.10.2022. Verfügbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Wohnen/Publikationen/Downloads-Wohnen/bestand-wohnungen-2050300217004.html>
- Destatis. (2024). Bilanz - Monatsbericht über die Elektrizitätsversorgung. Zugriff am 27.4.2024. Verfügbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Energie/Erzeugung/Tabellen/bilanz-elektrizitaetsversorgung.html>
- Deutsche Umwelthilfe. (2023). *Faktenpapier Wärmepumpe*. Radolfzell. Zugriff am 25.5.2023. Verfügbar unter: https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Energieeffizienz/W%C3%A4rmepumpen/230412_Faktenpapier_W%C3%A4rmepumpe_final.pdf

- Deutsche Windguard. (2023). *Kostensituation der Windenergie an Land Stand 2023*. Varel. Zugriff am 12.4.2024. Verfügbar unter: https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2023/Kostensituation%20der%20Windenergie%20an%20Land%20Stand%202023.pdf
- Diermann, R. (2024). Elektrolyse – Aus Wasser wird Wasserstoff. *Wasserstoffwirtschaft.SH*. Zugriff am 10.3.2024. Verfügbar unter: <https://wasserstoffwirtschaft.sh/de/wasserstoff-elektrolyseur>
- DVGW. (2023). *Factsheet: Genügend Wasser für die Elektrolyse*. Bonn. Zugriff am 20.4.2024. Verfügbar unter: <https://www.dvgw.de/der-dvgw/aktuelles/presse/presseinformationen/dvgw-presseinformation-vom-22022023-wasserbedarf-fuer-h2-elektrolyse>
- DVGW. (2024). *Stellungnahme zum Green Paper Gas-/Wasserstoff-Verteilnetze*. Bonn. Zugriff am 13.4.2024. Verfügbar unter: <https://www.dvgw.de/der-dvgw/aktuelles/stellungnahmen/dvgw-stellungnahme-vom-11042024>
- DVGW & ef.Ruhr GmbH. (2024). *Transformation des Netzausbaus im Vergleich: Zukünftige Nutzungskosten für Wasserstoff erheblich geringer als für Strom*. Zugriff am 20.4.2024. Verfügbar unter: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/presse/2024-04-08-pi-dvgw-transformation-netzausbau.pdf>
- Effizienzhaus-online. (2024). H2-ready Heizung. Bedeutung, Kosten Betrieb. *Effizienzhaus-online*. Zugriff am 20.4.2024. Verfügbar unter: <https://www.effizienzhaus-online.de/h2-ready-heizung-bedeutung-kosten-und-betrieb/>
- ef.Ruhr GmbH. (2024). *ABSCHÄTZUNG DER NETZAUSBAUKOSTEN UND DIE RESULTIERENDEN NETZENTGELTE FÜR BADEN-WÜRTTEMBERG UND DEUTSCHLAND ZUM JAHR 2045*. Zugriff am 13.4.2024. Verfügbar unter: <https://www.dvgw.de/der-dvgw/aktuelles/presse/pressematerial/nutzungskosten>
- EWI. (2024). *Abschätzung zukünftiger Wasserstoffnetznutzungsentgelte Analyse basierend auf einem Wasserstoffszenario des DVGW*. Köln. Zugriff am 13.4.2024. Verfügbar unter: <https://www.dvgw.de/der-dvgw/aktuelles/presse/pressematerial/nutzungskosten>
- Fraunhofer ISE. (2021). *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien Juni 2021*. Freiburg i. Br. Zugriff am 12.4.2024. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html>
- Fraunhofer ISI. (2024, Februar 15). *LANGFRISTSZENARIEN FÜR DIE TRANSFORMATION DES ENERGIE-SYSTEMS IN DEUTSCHLAND*. Webinar Energieangebot. Berlin. Zugriff am 28.4.2024. Verfügbar unter: <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/>
- Goergen, R. (2022). *Mit Hochdruck gegen den Wassermangel*.
- H2-DVGW. (2023). *Der Wert der Gasnetzinfrastruktur für den Transformationsprozess zur Klimaneutralität*. Bonn. Zugriff am 13.4.2024. Verfügbar unter: <https://www.dvgw.de/leistungen/publikationen/publikationsliste/wert-der-gasnetzinfrastruktur-fuer-klimaneutralitaet>
- Hank, C., Holst, M., Thelen, C., Kost, C., Längle, S., Schaadt, A. et al. (2023). *Site-specific, comparative analysis for suitable Power-to-X pathways and products in developing and emerging countries*. Freiburg i. Br. Zugriff am 7.2.2024. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-H2Global-Study-Power-to-X-Country%20Analysis.pdf>
- Holst, M., Aschenbrenner, S., Smolinka, T., Voglstätter, C. & Grimm, G. (2023). *Cost Forecast for Low Temperature Electrolysis - Technology Driven Bottom-Up Prognosis for PEM and Alkaline Water Electrolysis Systems*. Freiburg. Zugriff am 12.4.2024. Verfügbar unter:

- <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2022/auf-dem-weg-zur-gw-industrie-fraunhofer-ise-liefert-detaillierte-kostenanalyse-fuer-wasserelektrolyse-systeme.html>
- IG Windkraft. (2023). Wieviel Strom produziert ein Windrad? Zugriff am 4.8.2023. Verfügbar unter: https://www.igwindkraft.at/?xmlval_ID_KEY%5b0%5d=1147
- Miara, M. (2021). Wärmepumpen in Bestandsgebäuden. Modernisieren mit Wärmepumpen – Möglichkeiten und Grenzen. Gehalten auf der Aktionskreis Energie Online. Zugriff am 9.12.2021. Verfügbar unter: <https://aktionskreis-energie.de/events/waermepumpen-im-bestand/>
- Müller, G. (2023, September 9). Freiflächen-Photovoltaik: Alles Wichtige zur Nutzung, Kosten und Planung. *Sonnenbereich*. Zugriff am 10.4.2024. Verfügbar unter: https://sonnenbereich.de/freiflaechen-photovoltaik/#Was_kostet_1_ha_Solarpark
- Müller, S., Lenk, T. & Saerbeck, B. (2023). *Klimaneutrales Stromsystem 2035*. Berlin. Zugriff am 11.4.2024. Verfügbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/klimaneutrales-stromsystem-2035>
- Perner, J., Unteutsch, M. & Lövenich, A. (2018). *Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe*. Köln. Zugriff am 10.1.2020. Verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynCost-Studie_WEB.pdf
- Prognos AG. (2022). *Kurzgutachten zur aktuellen Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen. Kostenbetrachtungen in Mehrfamilienhäusern aus der Perspektive von Mieter*innen und Vermieter*innen*. Berlin. Zugriff am 25.5.2023. Verfügbar unter: <https://www.prognos.com/de/projekt/waermepumpen-unter-der-lupe>
- Schick, A. (2023, November 10). Der Gasnetzgebietstransformationsplan (GTP) 2023 Ergebnisbericht. Zugriff am 13.4.2024. Verfügbar unter: https://www.dvgw.de/medien/dvgw/regional/bw/pdf/Wasserstoff_Erneuerbare_Energie/2023-10-25_APREP_GTP.pdf
- Schleichert, H. (1999). *Wie man mit Fundamentalisten diskutiert, ohne den Verstand zu verlieren: Anleitung zum subversiven Denken* (12.-14. Tsd.). München: Beck.
- Scholand, M. (2024). *Debunking the Hydrogen Hype Why Europe should pursue electrification instead of Hydrogen for cooking and heating*. Zugriff am 20.4.2024. Verfügbar unter: <https://ecostandard.org/publications/research-into-leakage-rates-of-hydrogen-blends/>
- Schrader, D. & Heitmann, J. (2024, Dezember 16). Wir sind das schnellwachsende Unternehmen in der Energiebranche. *Hannoversche Allgemeine Zeitung*.
- Sperlich, J. (2022, Juni 29). H2 Lunch & Learn : H2 ready und klimaneutral bis 2045 Kosten und Aufwand für die Umrüstung der Gasnetze. Zugriff am 20.4.2024. Verfügbar unter: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/events/h2-lunch-learn-20220629-transformation-netze-jsperlich.pdf>
- Statista. (2024). Anzahl der Wind-Volllaststunden nach typischen Standorten für Windenergieanlagen in Deutschland im Jahr 2021. Zugriff am 16.3.2024. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/224720/umfrage/wind-volllaststunden-nach-standorten-fuer-wea/>
- Stippe, B. (2024). Die Preisentwicklung von Wärmepumpen: Sinkende Kosten und Ihre Vorteile. *Self-made Energy*. Zugriff am 20.4.2024. Verfügbar unter: <https://solarwissen.selfmade-energy.com/die-preisentwicklung-von-waermepumpen-sinkende-kosten-und-ihre-vorteile/>
- Tagesschau. (2023a, April 5). Sinkende Preise für Wärmepumpen erwartet. Zugriff am 20.4.2024. Verfügbar unter: <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/verbraucher/waermepumpen-sinkende-preise-heizung-101.html>

DAS ERDGASNETZ, DAS HEIZEN MIT WASSERSTOFF UND DIE WÄRMEPUMPE

- Tagesschau. (2023b, November 14). Bund plant 9.700 Kilometer Wasserstoff-Kernnetz. Zugriff am 20.4.2024. Verfügbar unter: <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/energie/wasserstoff-kernnetz-plaene-100.html>
- Trinomics. (2020). *Final Report Cost of Energy (LCOE)*. Rotterdam. Zugriff am 12.4.2024. Verfügbar unter: https://energy.ec.europa.eu/system/files/2020-10/final_report_levelised_costs_0.pdf
- TÜV Nord. (2024). Wasserstoff: Eigenschaften, Sicherheit, Gefahren. Zugriff am 28.4.2024. Verfügbar unter: <https://www.tuev-nord.de/de/unternehmen/energie/wasserstoff/wasserstoff-eigenschaften-sicherheit-gefahren/>
- Ueckerdt, F., Bauer, C., Dirnaichner, A., Everall, J., Sacchi, R. & Luderer, G. (2021). Potential and risks of hydrogen-based e-fuels in climate change mitigation. *Nature Climate Change*, 11(5), 384–393. <https://doi.org/10.1038/s41558-021-01032-7>
- Umweltbundesamt. (2023). Photovoltaik-Freiflächenanlagen. Zugriff am 10.4.2024. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/photovoltaik/photovoltaik-freiflaechenanlagen#flaecheninanspruchnahme-durch-photovoltaik-freiflaechenanlagen>
- VKU. (2024). *ANTWORTEN zum Fragenkatalog zum Green Paper Transformation Gas-/Wasserstoff-Verteilernetze des BMWK vom 14.03.2024*. Berlin. Zugriff am 14.4.2024. Verfügbar unter: <https://www.vku.de/vku-positionen/kommunale-energieversorgung/vku-stellungnahme-zum-bmwk-green-paper-gasverteilstetze/>
- Warwick, N., Griffiths, P., Keeble, J., Archibald, A., Pyle, J. & Shine, K. (2022). *Atmospheric implications of increased Hydrogen use*. Cambridge & Reading. Zugriff am 20.7.2022. Verfügbar unter: www.gov.uk/government/publications/atmospheric-implications-of-increased-hydrogen-use
- Wirth, H. (2024). *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland April 2024*. Freiburg i.Br. Zugriff am 10.4.2024. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.html>