

Ariadne-Analyse

Die Rolle von Wasserstoff im Gebäudesektor: Vergleich technischer Möglichkeiten und Kosten defossilisierter Optionen der Wärmeerzeugung

GEFÖRDERT VOM



Autorinnen und Autoren



» Robert Meyer
Fraunhofer-Institut für Solare
Energiesysteme ISE



» Sebastian Herkel
Fraunhofer-Institut für Solare
Energiesysteme ISE



» Dr. Christoph Kost
Fraunhofer-Institut für Solare
Energiesysteme ISE

Herausgegeben von

Kopernikus-Projekt Ariadne
Potsdam-Institut für Klimafolgen-
forschung (PIK)
Telegrafenberg A 31
14473 Potsdam

September 2021

Die vorliegende Ariadne-Analyse wurde von den oben genannten Autorinnen und Autoren des Ariadne-Konsortiums ausgearbeitet. Sie spiegelt nicht zwangsläufig die Meinung des gesamten Ariadne-Konsortiums oder des Fördermittelgebers wider. Die Inhalte der Ariadne-Publikationen werden im Projekt unabhängig vom Bundesministerium für Bildung und Forschung erstellt.

Inhalt

Zusammenfassung	1
1 Einleitung	2
2 Methodik.....	4
3 Einsatzmöglichkeiten und Herstellverfahren von Wasserstoff.....	6
3.1 Herstellverfahren	6
3.2 Verfügbarkeit und Bedarfe	8
3.3 Einsatzbereiche	10
4 Stand der Technik	14
4.1 H ₂ -Kessel.....	14
4.2 Brennstoffzellen BHKW.....	15
4.3 Entwicklungsstand zentralen Wasserstoffeinsatzes in Quartieren.....	17
5 Transport und Infrastruktur.....	19
5.1 Technische Aspekte	19
5.1.1 Wasserstoffbeimischung.....	19
5.1.2 Umwidmung des Erdgasnetzes auf 100% H ₂	22
5.2 Kostenabschätzungen	23
6 Vergleich dezentraler klimaneutraler Wärmeversorgungsvarianten in Gebäuden	25
6.1 Annahmen.....	26
6.1.1 Wirkungsgrade.....	27
6.1.2 Ökonomische Parameter.....	28
6.2 Ergebnisse.....	33
6.2.1 Bewertung ohne Steuern, Umlagen und Abgaben.....	33
6.2.2 Bewertung mit Steuern, Umlagen und Abgaben	35
7 Diskussion	38
8 Fazit.....	39
Literaturverangaben.....	41
Anhang.....	44

Zusammenfassung

Wasserstoff rückt in der Diskussion um die Transformation des Energiesystems immer stärker in den Vordergrund. Doch welche Rolle kann Wasserstoff im Gebäudesektor tatsächlich spielen? Die vorliegende Analyse soll einen Beitrag zur Versachlichung des Diskurses über den perspektivischen Einsatz von Wasserstoff zur Defossilisierung des Gebäudesektors liefern, denn verschiedene Institutionen und Verbände bewerten diesen teilweise sehr unterschiedlich. In dieser Analyse geben wir Überblick über verschiedene Herstellungsverfahren von Wasserstoff, mögliche Einsatzbereiche im Gebäudesektor und den jeweiligen technischen Entwicklungsstand. Anhand von Fallbeispielen für Alt- und Neubau nehmen wir zudem einen Kostenvergleich vor. Das Fazit: Im Vergleich lassen sich keine wirtschaftlichen Vorteile für den Einsatz von Wasserstoff gegenüber einer Luft-Wasser-Wärmepumpe nachweisen. Auch Szenarienanalysen zeigen, dass Wasserstoff lediglich einen untergeordneten Beitrag zum Erreichen der Klimaneutralität im Gebäudebereich leisten kann. Der Einsatz ist dabei eher im Bereich der Fernwärmeerzeugung zu erwarten und mit einem netz- bzw. systemdienlichen Einsatz zur Entlastung und Stabilisierung der Stromnetze, wie er besonders durch Kraft-Wärme-Koppelung (KWK) bzw. Brennstoffzellen ermöglicht wird, statt durch ökonomische Vorteile für Haushalte zu begründen.

1 Einleitung

In den letzten Jahren wurde Wasserstoff für die Transformation des Energiesystems zunehmend Bedeutung zugemessen. Die Formulierung der nationalen Wasserstoffstrategie und der damit verbundene nationale Auf- und Ausbau von Forschungsprojekten und internationalen Kooperationsvereinbarungen zur Entwicklung perspektivischer Wasserstoff-Handelsbeziehungen spiegeln dies u.a. wider (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2020). Für viele Einsatzbereiche, wie z.B. der Industrie und dem Schwerlastverkehr, wird die Notwendigkeit des Einsatzes von Wasserstoff bis 2050 in der nationalen Wasserstoffstrategie und nachfolgenden Prozessen, wie beispielsweise der Marktkonsultation zur Regulierung von Wasserstoffnetzen, deutlich (Bundesnetzagentur 2020a). Weniger eindeutig ist die Lage hinsichtlich der Rolle im Gebäudesektor aufgrund existierender technologischer Alternativen zur Wasserstoffnutzung, wie z.B. durch den Einsatz von Wärmepumpen, grüner Fernwärme und ambitionierteren Dämmmaßnahmen. Trotzdem steht in der nationalen Wasserstoffstrategie: „Auch langfristig wird nach Ausschöpfen der Effizienz und Elektrifizierungspotenziale bei der Prozesswärmeerstellung oder im Gebäudesektor ein Bedarf an gasförmigen Energieträgern bestehen bleiben. Wasserstoff und seine Folgeprodukte können langfristig auf verschiedene Weise einen Beitrag zur Dekarbonisierung von Teilen des Wärme markts leisten.“¹ Andererseits kommt eine vom BMWi veröffentlichte Szenarienanalyse zu dem Fazit: „Im Bereich der dezentralen Wärmeversorgung sehen viele der untersuchten Szenarien [...] keinen oder nur einen relativ geringen Beitrag von Wasserstoff, Power to Gas und Power to Liquid für die Deckung des Wärmebedarfs in Gebäuden.“ Wasserstoffbetriebene KWK-Anlagen könnten laut den Autoren jedoch eine Rolle in Wärmenetzen spielen (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2021).

Auch jenseits der Analysen und Veröffentlichungen der Bundesregierung findet dieser Diskurs statt: Hintergrund sind einzelne Studien, wie z.B. E.ON SE (2021), die der direkten Umstellung auf EE-Technologien zur Wärmeerzeugung im Gebäudesektor (z.B. durch Wärmepumpen, Solarthermie) höhere Kosten aus Sicht der Nutzerperspektive zuschreiben als eine flächendeckende Nutzung von großteils importierten Wasserstoffs. Weitere Positionen mah-

¹ Im Bereich „Wärme“ finden sich in der nationalen Wasserstoffstrategie jedoch nur zwei von insgesamt 38 benannten Maßnahmen: Die bestehende Brennstoffzellenförderung im Wohn- und Nichtwohngebäudebereich und die Prüfung einer Förderung von „Wasserstoff-ready“-Anlagen im Rahmen des Gesetzes für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG).

nen an, dass das Potenzial von Wasserstoff im Wärmesektor aufgrund der Wasserstoffverträglichkeit des Gerätebestands und der Anbindung von rund 50% der deutschen Haushalte an das Gasverteilnetz noch stärker berücksichtigt werden müsse (DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. 2020). Auch die anteilige Nutzung von Wasserstoff im Gasnetz durch Beimischung kann, laut einer Studie des DVGW, ein kostengünstiger Anwendungsfall von Wasserstoff zur Reduktion von Treibhausgasemissionen sein (Gatzen & Lenz 2021). Vertreter*innen dieser Positionen sind oftmals etablierte Unternehmen der Gaswirtschaft und Verbände bzw. Zusammenschlüsse, die diesen nahestehen.

Auf der anderen Seite warnen z.B. Wissenschaftler*innen davor „dem trügerischen Eindruck entgegenzuwirken, eine verstärkte Nutzung größtenteils aus dem Ausland importierter ‚grüner‘ Gase könne die politischen Anstrengungen im Bereich der Energieeffizienz mindern oder gar überflüssig machen“ (Breil et al. 2019). In diesem Zusammenhang wird vor allem die Gefahr gesehen, dass ein Prozess, der die Potentiale der zukünftigen Wasserstoffnutzung überschätzt, dazu führt, dass Zeit und Geld ökonomisch ineffizient, z.B. in Forschung und Förderung, eingesetzt werden und somit Treibhausgas-(THG)-Einsparpotentiale (z.B. durch „Lock-in-Effekte“) verloren gehen. Weiterhin müssen möglichst zeitnah konsistente Konzepte für den Um- bzw. Rückbaubau der Gasverteilnetze gefunden werden, um die Transformationskosten möglichst gering zu halten (Matthes et al. 2021).

Die hier durchgeführte Analyse soll einen Beitrag zur Versachlichung des Diskurses leisten, welche Rolle der Einsatz von Wasserstoff im Gebäudesektor zukünftig einnehmen kann. Dazu erfolgt zunächst eine Darstellung der möglichen Herstellungsverfahren von Wasserstoff und dessen Einsatzbereichen im Gebäudesektor (Kapitel 3). Im Anschluss wird ein Überblick über den Stand der Technik gegeben (Kapitel 4). Es folgt eine Betrachtung der technologischen Möglichkeiten für einen Wasserstoffnetzauf- bzw. -ausbau in Kapitel 5. In Kapitel 6 erfolgt ein Vergleich für die perspektivischen Kosten der Wärmeversorgung im Gebäude durch Wärmepumpen, Wasserstoffkessel und Brennstoffzellen anhand von zwei Fallbeispielen. Die Ergebnisse werden in Kapitel 7 diskutiert, bevor in Kapitel 8 ein Fazit gezogen wird.

Eine umfangreiche Darstellung des aktuellen Diskurses zur Rolle des Wasserstoffs, auch jenseits des Gebäudesektors, wird im Rahmen des ARIADNE-Projekts an anderer Stelle

durchgeführt. Eine Veröffentlichung im Rahmen des ARIADNE-Projekts, die weitgehend auf Arbeiten von Ueckerdt et al. (2021) basieren, ist hierzu zeitnah geplant.

2 Methodik

Zentraler Gegenstand dieser Analyse ist die Untersuchung des Arguments, dass die flächen-deckende Nutzung von Wasserstoff zur Erzeugung von Raumwärme und Trinkwarmwasser zu geringeren Kosten aus Nutzerperspektive führt als die direkte Stromnutzung in erneuerbaren Wärmetechnologien wie z.B. Wärmepumpen. Dazu erfolgt eine Untersuchung der wichtigsten Aspekte anhand bestehender Literatur, die Voraussetzung für eine perspektivische Nutzung von Wasserstoff im Gebäudesektor sind. Daran schließen sich ein exemplarischer Kostenvergleich und eine Diskussion an. Die Methodik ist schematisch in Abb. 01 zusammengefasst.

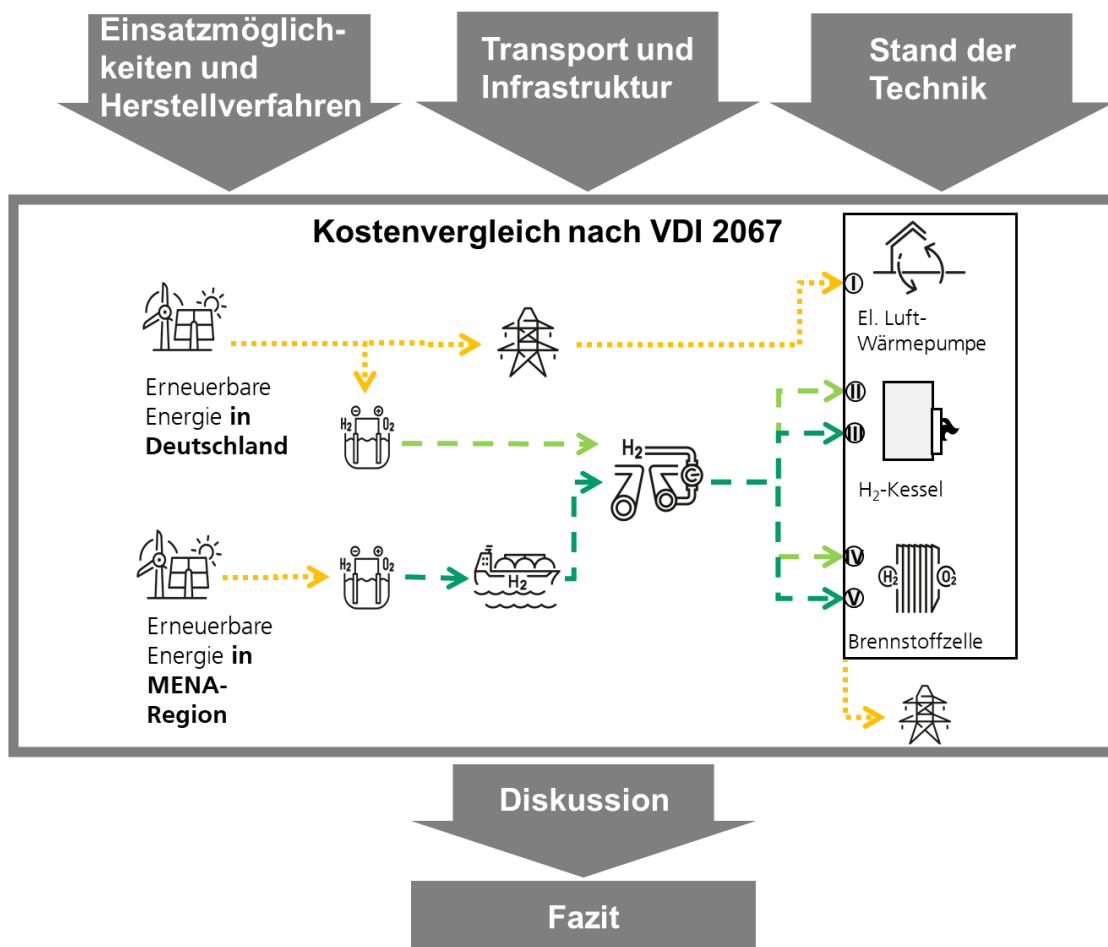


Abb. 01 Schematische Darstellung der Methodik

Quelle: eigene Darstellung

Die Voruntersuchung startet mit einer Darstellung der möglichen Herstellungsverfahren von Wasserstoff, dessen nationalen Bedarfe und Verfügbarkeiten für das gesamte Energiesystem und einer Zusammenfassung der möglichen Einsatzbereiche im Gebäudesektor. Hierbei werden vor allem eine direkte (auch „dezentral“ genannte) Nutzung des Wasserstoffs im Gebäude und eine indirekte (auch „zentrale“ genannte) Nutzung über den Einbezug von Wärmenetzen unterschieden. In dem Kapitel werden unter anderem Szenarienberechnungen aus verschiedenen Quellen hinsichtlich ihres Anteils bzw. ihrer Menge an Wasserstoff ausgewertet. Daran schließt sich ein Überblick über den Stand der Technik zur Nutzung von Wasserstoff im Gebäudesektor an. Für diesen Überblick werden in erster Linie Mitteilungen zu aktuellen Forschungsvorhaben und Produkten von Herstellern ausgewertet. Neben der Frage der verfügbaren Wasserstoffmengen für den Gebäudesektor, die bereits in Kapitel 3 bei der Darstellung der Einsatzbereiche betrachtet werden, spielen auch die Kosten und technologischen Möglichkeiten für einen Wasserstoffnetzausbau eine entscheidende Rolle zur Bewertung des Diskurses, insbesondere dann, wenn es zu einem flächendeckenden Einsatz kommen soll. Dazu wird kurz das Thema Beimischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz aufgegriffen und hinsichtlich aktueller Umsetzungsmöglichkeiten u.a. anhand von Normen beschrieben. Wie dort dargestellt, ist dies jedoch langfristig aus Sicht des Klimaschutzes keine relevante Lösung. Die Umwidmung des Erdgasnetzes auf eine reine Wasserstoffnutzung wird deshalb im Anschluss untersucht. Dazu wird anhand von bestehenden Studien gezeigt, welche technischen Umsetzungsoptionen bisher gesehen werden und welche Kosten dafür in der Literatur angegeben werden.

Auf Basis dieser Voruntersuchungen erfolgt ein Vergleich der perspektivischen Kosten der Wärmeversorgung im Gebäude durch Luft-Wasser-Wärmepumpen, Wasserstoffkessel und Brennstoffzellen anhand von zwei Fallbeispielen (Ein- bis Zweifamilienhaus als Altbau und Neubau). Für die Wasserstoffanwendungen werden zwei verschiedene Wasserstofferzeugungspfade betrachtet: Einerseits werden die Herstellungs- und Transportkosten für die Erzeugung von grünem Wasserstoff in Deutschland angesetzt und andererseits für die Erzeugung in der Nahost- und Nordafrika-Region (engl. „Middle East & North Africa“, kurz: MENA). Die MENA-Region wird u.a. wegen den dort erwarteten hohen Potentialen für den Ausbau erneuerbarer Energien und damit einhergehend geringen Kosten für die Wasserstofferzeugung berücksichtigt. Außerdem muss davon ausgegangen werden, dass es langfristig in signifikantem Umfang eines Wasserstoffimports bedürfen wird (siehe Kapitel 3).

Die Kostenberechnung erfolgt nach VDI 2067 und liefert die Vollkosten, bestehend aus bedarfs- und betriebsbedingten (d.h. Wartungs- und Instandhaltungs-) sowie Finanzierungskosten für die Investition in die Anlagentechnik, bezogen auf die Wohnfläche und das aktuelle Preisniveau. Im Fall der Brennstoffzelle und der Wärmepumpe werden jedoch Investitionskosten senkungen angenommen, da sich der Kostenvergleich auf die Jahre 2030 und danach bezieht. Ein früherer Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur für den Gebäudesektor kann nicht erwartet werden. Im Fall der Brennstoffzelle sind bis dahin starke Kostensenkungen durch Lernkurven zu erwarten. Im Fall der Wärmepumpen sind die erwarteten Kostensenkungen geringer und mit Skaleneffekten zu begründen. Die genauen Annahmen für die unterstellten Wirkungsgrade der verschiedenen Wärmeversorgungsvarianten und deren ökonomischen Parameter, wie z.B. Gestehungs-, Transport und Infrastrukturkosten, sind detailliert in Kapitel 6.1 beschrieben.

3 Einsatzmöglichkeiten und Herstellungsverfahren von Wasserstoff

Im folgenden Kapitel werden die Grundlagen zur Beschreibung des aktuellen Diskurses rund um die Nutzung des Wasserstoffs im Gebäudesektor gelegt. Dazu wird zunächst auf die verschiedenen Herstellungspfade von Wasserstoff eingegangen. Im nächsten Schritt erfolgt eine kurze Darstellung der erwarteten Wasserstoffbedarfe und -verfügbarkeiten, die von zentraler Bedeutung für die verschiedenen möglichen Einsatzbereiche von Wasserstoff sind, welche im Anschluss erläutert werden.

3.1 Herstellungsverfahren

Von zentraler Bedeutung für den eingesetzten Wasserstoff sind die zur Herstellung des Wasserstoffs zur Anwendung kommenden Verfahren. In den letzten Jahren hat sich dabei etabliert, zur Differenzierung der verschiedenen Herstellungsverfahren eine farblich differenzierte Kodierung für die Herkunft des jeweils erzeugten Wasserstoffes anzuwenden. Im Folgenden sind die wichtigsten Arten der Wasserstoffherstellung beschrieben (Gerhardt et al. 2020; Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2020):

Grüner Wasserstoff

Grüner Wasserstoff wird durch die Elektrolyse von Wasser hergestellt, wobei ausschließlich Strom aus regenerativen Energien zum Einsatz kommt. Da der eingesetzte Strom zu 100% aus erneuerbaren Energien gewonnen wird, gilt der erzeugte Wasserstoff bei alleiniger Betrachtung der Betriebsphase als CO₂-frei. Solange Herstellung und Recycling z.B. der Elektrolyseure, nicht komplett emissionsfrei ist, entstehen jedoch auch durch grünen Wasserstoff Treibhausgasemissionen über den gesamten Lebenszyklus.

Grauer Wasserstoff

Grauer Wasserstoff wird direkt aus fossilen Brennstoffen gewonnen. In der Regel wird dazu Erdgas in einem Dampfreformierungsprozess unter Hitze in Wasserstoff und CO₂ umgewandelt. Das CO₂ wird anschließend in die Atmosphäre abgegeben und trägt somit zum Treibhauseffekt bei. In der Produktion einer Tonne Wasserstoffs entstehen rund 10 Tonnen CO₂. Der Großteil des aktuell global eingesetzten Wasserstoffs ist grauer Wasserstoff, da seine Herstellung (noch) günstiger ist als die anderen Varianten.

Blauer Wasserstoff

Blauer Wasserstoff ist grauer Wasserstoff, dessen CO₂ bei der Entstehung abgeschieden und gespeichert wird (engl. Carbon Capture and Storage, CCS). Dadurch gelangt das erzeugte CO₂ nicht in die Atmosphäre. Die Wasserstoffproduktion wird bilanziell als CO₂-neutral betrachtet, dazu muss jedoch sichergestellt sein, dass die Speicherung langfristig ohne Leckagen erfolgreich ist. Blauer Wasserstoff (zusammen mit türkisenem Wasserstoff) wird oftmals als Brückentechnologie bezeichnet, dessen Einsatz für den Aufbau einer globalen Wasserstoffinfrastruktur mit grünem Wasserstoff notwendig ist (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2020). Kritisiert wird jedoch oftmals, dass dadurch Lock-In-Effekte entstehen können, die eine Transformation von blauen zum grünen Wasserstoff erschweren. Außerdem ist durch Leckagen beim Erdgastransport und Auffangen des CO₂ keine hundertprozentige Dekarbonisierung möglich. Nach Gerhardt et al. (2020) beträgt die Emissionswirkung beider Effekte, ausgedrückt als Global Warming Potential über einen Zeitraum von 100 Jahren, für blauen Wasserstoff sogar ca. 20% der direkten Methannutzung. Bezogen auf einen Zeitraum von 20 Jahren ist der Effekt sogar noch größer (ebd. 2020). Die Effizienz ist im Vergleich zu grünem Wasserstoff geringer, da neben dem energetischen Aufwand für die

Herstellung des Wasserstoffs auch noch Verluste bei der Abscheidung sowie ggf. Verpressung und Transport einzuberechnen sind.

Pinker Wasserstoff

Pinker Wasserstoff wird wie grüner Wasserstoff durch einen Elektrolyseprozess aus Strom und Wasser gewonnen. Der eingesetzte Strom kommt jedoch nicht aus regenerativen Energien, sondern aus Kernkraftwerken. Aufgrund des Atomausstiegs wird die Produktion pinken Wasserstoffs nicht in Deutschland erfolgen. Ein Import aus Nachbarländern, wie z.B. Frankreich, wäre denkbar. Sein Potential als Brückentechnologie ist jedoch aufgrund der hohen Stromgestehungskosten, dem geringen Atomkraftzubau und aufgrund von Entsorgungs- und Sicherheitsfragen als gering und nicht nachhaltig einzuschätzen (Gerhardt et al. 2020).

Türkiser Wasserstoff

Türkiser Wasserstoff ist Wasserstoff, der über die thermische Spaltung von Methan (Methanpyrolyse) hergestellt wird. Statt CO_2 entsteht dabei fester Kohlenstoff. Zentral für die CO_2 -Neutralität des Verfahrens sind die Wärmeversorgung des Hochtemperaturreaktors aus erneuerbaren Energiequellen sowie die dauerhafte Bindung des Kohlenstoffs als Grafit. Da der Wirkungsgrad aber deutlich schlechter als bei blauem Wasserstoff ist, wird dem türkistem Wasserstoff eine dem blauen Wasserstoff nachgeordnete Rolle als Brückentechnologie zugeschrieben (Gerhardt et al. 2020).

Die nationale Wasserstoffstrategie und eine Vielzahl von Studien setzen langfristig lediglich auf grünen Wasserstoff zur Dekarbonisierung des Energiesystems. Der blaue Wasserstoff wird aus den zuvor genannten Gründen voraussichtlich nur eine Rolle als Brückentechnologie einnehmen (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2021; Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2020).

3.2 Verfügbarkeit und Bedarfe

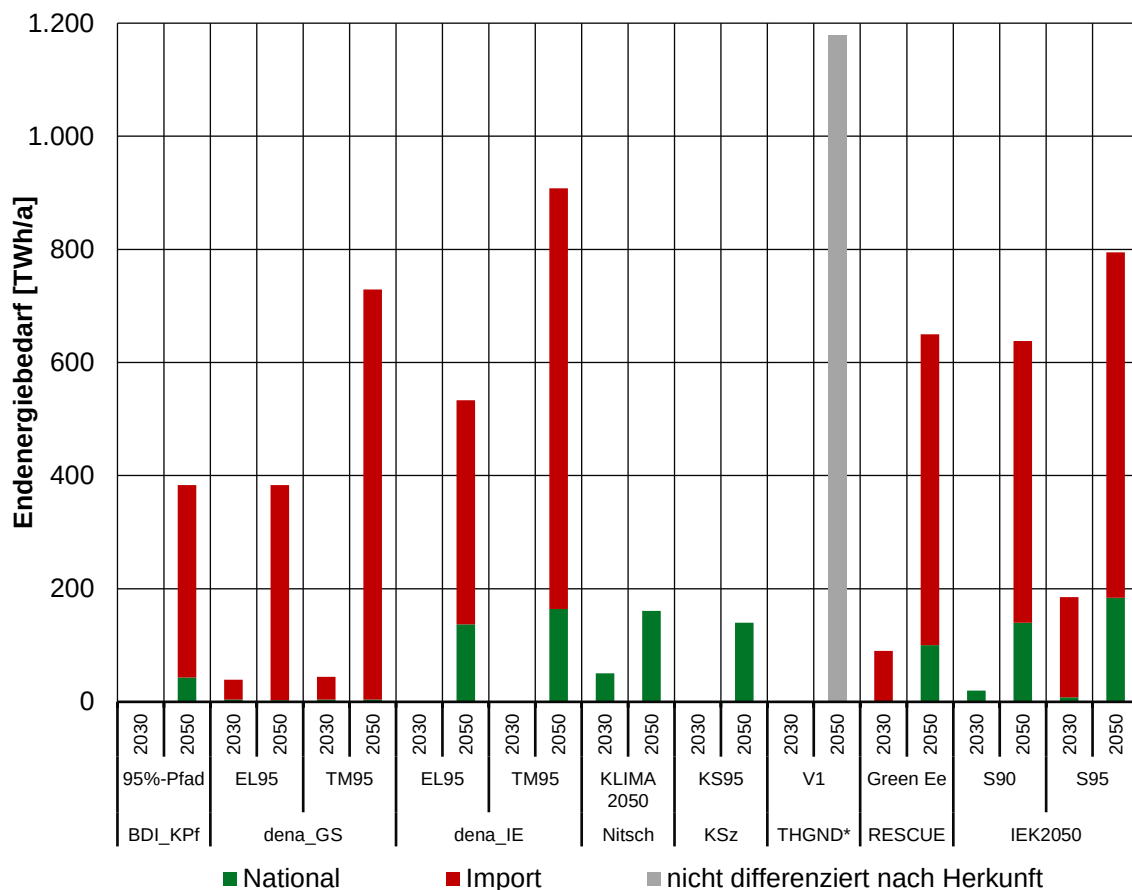
Entscheidenden Einfluss darauf, ob Wasserstoff im Gebäudesektor zum Einsatz kommt, hat einerseits die Verfügbarkeit von Wasserstoff - sowohl national als auch international hergestellt - und andererseits der Gesamtbedarf, d.h. die Nachfrage nach Wasserstoff durch das nationale Energiesystem. Neben den reinen Mengen spielt jedoch auch eine Priorisierung der Einsatzbereiche von Wasserstoff eine entscheidende Rolle. Der Einsatz von Wasserstoff

vorrangig in Bereichen, in denen keine treibhausgasneutralen Versorgungsalternativen bestehen, wie z.B. in der chemischen Industrie und im Flug- und Seeverkehr in Form von Wasserstoff-Nachfolgeprodukten durch Power-to-Liquids (PtL) ist dabei von Relevanz. Ohne politische Steuerung wird der Markt und damit die sektoralen Zahlungsbereitschaften über diese Priorisierung entscheiden. Da dies ggf. zu volkswirtschaftlichen Fehlallokationen aufgrund von kurzfristigem Denken führt, ist davon auszugehen, dass politische Steuerung auch in Zukunft bei der Allokation des Wasserstoffs eine zentrale Rolle spielen wird.

In der folgenden Grafik erfolgt eine Zusammenstellung der nationalen Bedarfe für Power-to-X (PtX), hier synonym für Power-to-Gas (PtG) (inkl. Methanisierung) und PtL, nicht jedoch Power-to-Heat (PtH), aus verschiedenen Szenarienberechnungen, die im Rahmen des Projekts „SysWärme“ (Engelmann et al. 2021) erarbeitet wurde. Dargestellt sind lediglich die Szenarien, in denen ein Bedarf von PtX im Jahr 2050 ermittelt wird². Gemein ist den Szenarien, dass in allen Fällen eine Minderung der Treibhausgasemissionen von -95% in 2050 gegenüber 1990 erreicht wird³. Es wird deutlich, dass Wasserstoff mit seinen Nachfolgeprodukten im Jahr 2030 noch in keinen signifikanten Mengen vorhanden sein wird. Dies kann sich bis 2050 ändern. Der Umfang der benötigten Energie in Form von PtX-Energieträgern schwankt jedoch stark und liegt zwischen 140 TWh/a und 1.200 TWh/a. In einer anderen Studie wird der erwartbare Bedarf mit 250 bis 800 TWh/a für Deutschland und 800 und 2.259 TWh/a für Europa angegeben (Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik 2019). Deutlich wird in der Darstellung, dass ein Großteil des Bedarfs in Zukunft importiert werden muss, da die Bedarfe des gesamten Energiesystems das Potential der nationalen Erzeugung u.a. aufgrund von Flächen- und Ausbaubeschränkungen für den notwendigen Aufbau von Infrastruktur erneuerbarer Energieanlagen (vor allem Wind- und Photovoltaik-(PV)-Anlagen) überschreiten.

² In drei Zielszenarien kommt es zu keinem PtX-Einsatz im Jahr 2050.

³ In nur einem der Referenzszenarien, die eine Fortschreibung bestehender Trends im Sinne eines Business-as-usual Ansatzes beschreiben und in denen es zu einer Verfehlung der Zielerreichung kommt, wird PtX überhaupt in sehr geringem Umfang von 22 TWh/a eingesetzt.



*Der im Szenario THGND angegebene Bedarf bezieht sich auch auf die stoffliche Nutzung von PtG/L in der chemischen Industrie

Abb. 02 Vergleich PtG/L-Bedarf verschiedener Zielszenarien

Quelle: eigene Darstellung basierend auf Engelmann et al. 2021

3.3 Einsatzbereiche

Trotz dieser limitierenden Faktoren ist der Einsatz von Wasserstoff zur Erzeugung von Niedertemperaturwärme in Gebäuden in den folgenden Anwendungsfällen denkbar:

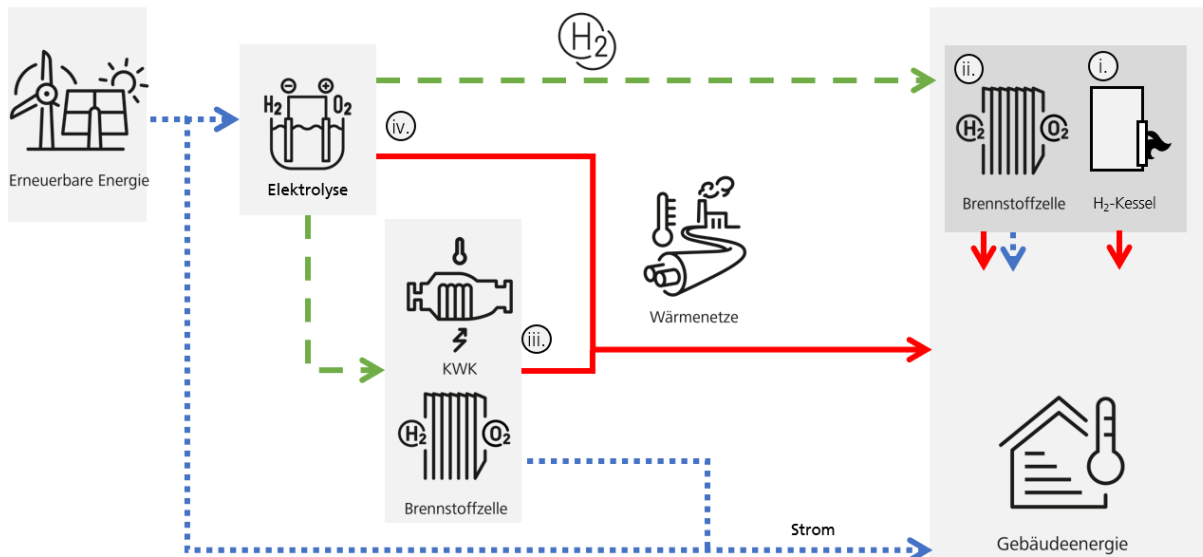
Im Gebäude (auch „dezentral“ genannt):

- i. H₂-Heizkessel
- ii. H₂-Mikro-KWK als Brennstoffzellen- oder Gasmotor-KWK-Einheit

In der Fernwärme (auch „zentral“ genannt):

- iii. Einspeisung in Wärmenetze durch H₂-KWK (als Brennstoffzelle, Gasturbine oder Gasmotor).

Aufgrund der untergeordneten Bedeutung von Inselsystemen werden iii. und iv. in der Übersicht der Systemlösungen nicht dargestellt.



Quelle: eigene Darstellung

Einsatz im Gebäude:

Eine Studie von Wietschel et al. (2021), die ähnlich der von Engelmann et al. (2021) ist, untersucht, wie hoch der Endenergiebedarf im Gebäudesektor (Gewerbe, Dienstleistung und Handel (GHD) und private Haushalte) in verschiedenen Zielszenarien im Jahr 2050 sein wird und wie sich dieser - insbesondere im Hinblick auf Wasserstoff - zusammensetzt. Die Ergebnisse sind in Abb. 04 zusammengefasst. Es zeigt sich, dass der Großteil der Studien für die Deckung des Endenergiebedarfs der Gebäudewärme auf Werte zwischen 500 und 700 TWh/a kommt. Der gebäuderelevante Endenergieverbrauch 2018 betrug nicht witterungsbereinigt und inklusive Industrie (die einen Anteil von ca. 7% ausmacht) 820 TWh/a⁴ (BMWi 2020). Der prozentuale Rückgang des Endenergiebedarfs nimmt folglich eine große Band-

⁴ Ein direkter Vergleich mit dem aktuellen Niveau fällt schwer, da teilweise unklar ist, was in den Szenarien bilanziert wird, d.h. ob lediglich Endenergie für Raumwärme und Trinkwasser oder auch für Prozesswärme, Beleuchtung etc. berücksichtigt sind.

breite ein, die vor allem auf verschiedene Annahmen zum Wachstum der Wohn- und Nutzfläche und zu den unterstellten Sanierungsraten und -tiefen zurückzuführen ist. Ersteres wird dabei i.d.R. immer exogen vorgegeben, während Sanierungsraten teils endogen berechnet und teils exogen vorgegeben werden.

Hinsichtlich der Zusammensetzung des Energiebedarfs zeigt sich, dass Stromanwendungen (gelb), d.h. in erster Linie Wärmepumpen (teilweise auch grau), und Fernwärme (teilweise grau bzw. grün) in allen Szenarien den Großteil der Endenergiebedarfe ausmachen. Daneben spielen je nach Szenario noch Biomasse und synthetische Energieträger eine unterschiedlich große – aber insgesamt geringere – Rolle. Der Anteil von Wasserstoff bewegt sich in einem Bereich zwischen 0 und 31%. Wobei in den drei Szenarien mit den höchsten Wasserstoffanteilen „NRW H2 95“ (31% H₂), „ISE Inakzeptanz“ (11% H₂) und „ISE Beharrung“ (9% H₂) diese Anteile nicht Ergebnisse einer Optimierung sind, sondern auf direkten oder indirekten (z.B. durch Begrenzung der Gaskesselwechselrate) Setzungen beruhen. In den übrigen Szenarien kann nur von einer Nischenanwendung von Wasserstoff im Gebäudebereich (<7%) gesprochen werden. Die untersuchten Szenarien geben i.d.R. keinen Aufschluss über die Zusammensetzung der eingesetzten Energieträger in der Fernwärme (vgl. nächster Abschnitt), sodass davon ausgegangen werden kann, dass sich die Wasserstoffanteile ausschließlich auf einen Einsatz im Gebäude selbst beziehen.

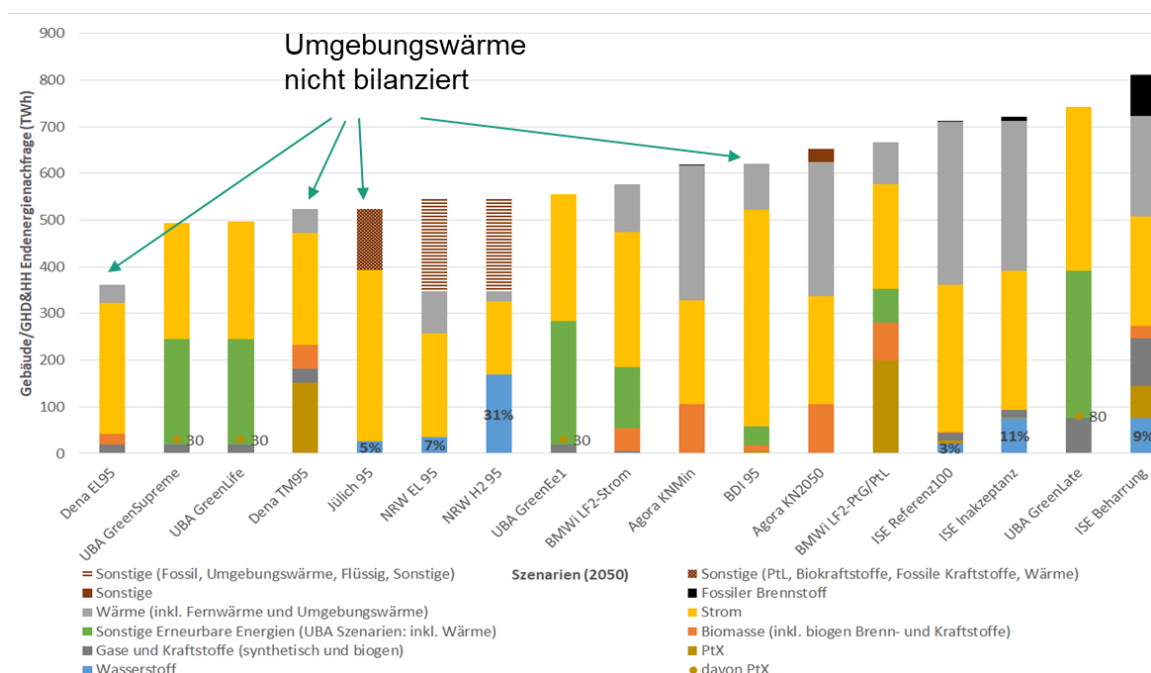


Abb. 04 Endenergieanteile verschiedener Energieträger im Gebäudesektor im Szenarienvergleich
Quelle: eigene Darstellung, vgl. Wietschel et al. 2021

Einsatz in der netzgebundenen Wärmeversorgung:

In der Szenarienanalyse aus Engelmann et al. (2021) erfolgt auch eine Beschreibung des Anteils der Fernwärme am gesamten Endenergieverbrauch im Gebäudesektor. Es wird klar, dass die Bedeutung der Fern- und Nahwärme in Zukunft wachsen wird. Der Anteil der Fernwärme liegt im Mittel der Zielszenarien etwa zwischen 15 und 25% mit je einem Ausreißer nach unten (10%) und nach oben (38%). Der Großteil der analysierten Szenarien gibt keinen Aufschluss über die Brennstoffzusammensetzung in den Fernwärmenetzen. Lediglich in Gerbert et al. (2018) und Graichen et al. (2021) erfolgt eine solche Darstellung. In Gerbert et al. (2018) beträgt im Jahr 2050 der Anteil der Fernwärmeerzeugung aus Gas-KWK mit dem Brennstoff Power-to-Gas 14% der gesamten erzeugten Wärmemenge von 163 TWh/a der Fernwärme bei einem Zielszenario mit einer THG-Reduktion um 95% ggü. 1990. Zu höheren Anteilen von Wasserstoff in der Fernwärme kommen Graichen et al. (2021) mit 25% der gesamten Wärmemenge von 150 TWh/a in 2050. Das Ziel ist dabei ein komplett klimaneutrales Deutschland bis 2050. In beiden Szenarien erfolgt der Großteil der Wärmeerzeugung durch den direkten Einsatz in Stromanwendungen (44 bzw. 29% der Erzeugung). Weitere wichtige Quellen sind Solarthermie, Abwärme, Geothermie und Biomasse, jeweils mit ähnlichen Anteilen wie die Erzeugung in Gas-KWK. Zu einem ähnlichen Ergebnis kommen HIC Hamburg Institut Consulting GmbH & Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (2021). In der Kurzstudie zur grünen Fernwärme werden zwar keine Anteile für die Wasserstoffnutzung quantifiziert, im Ergebnis ihrer Szenarienanalyse kommen die Autoren aber hinsichtlich der Rolle des Wasserstoffs in der Fernwärme zu der folgenden Aussage: „Die Wärmeerzeugung aus Biomasse und Wasserstoff wird [in den analysierten Studien] mit vergleichsweise geringen Anteilen beschrieben“. Jedoch weisen die Autoren auch darauf hin, dass Gas-KWK auf Basis von erneuerbarem Brennstoff in Zukunft eine wichtige Rolle zur Stabilisierung des Strommarktes haben wird. Dies geht jedoch mit abnehmenden Volllaststunden einher, was auch mitunter den relativ geringen Anteil der dabei ausgekoppelten Wärme an der gesamten Fernwärmeerzeugung erklärt.

4 Stand der Technik

Im Folgenden wird auf den Stand der Technik bzw. Forschung und Entwicklungsstand zur Nutzung von Wasserstoff im Gebäudebereich eingegangen. Dabei werden dezentral eingesetzte Brennstoffzellen-Blockheizkraftwerk (BHKW) und Wasserstoffkessel sowie die zentrale Einbindung in Quartieren beschrieben.

Ausschließlich auf Wasserstoff basierende Heizsysteme haben aktuell noch keinen statistisch messbaren Marktanteil. Brennstoffzellenheizsysteme mit integriertem Erdgasreformer wurden im Jahre 2020 im Umfang von rd. 5000 Geräten gefördert, das sind 0,4% der in 2020 installierten Wärmeerzeuger (BMWi 2021).

4.1 *H₂-Kessel*

Gaskessel stellen heute in Bestandsgebäuden den mit Abstand am weitesten verbreiteten Wärmeerzeuger dar. Seine Herstellungs- und Installationskosten sind vergleichsweise niedrig, zudem ist seine Handhabung im Sanitär- und Heizungshandwerk bestens etabliert. Auf die sich abzeichnende Option der Verfügbarkeit von bezahlbarem Wasserstoff hat die Heizungsbranche mit technologischen Weiterentwicklungen von Gaskesseln reagiert. Einige Hersteller bieten bereits Wasserstoff-Heizungen an, die nur mit Wasserstoff z.B. für Inselnetze betrieben oder von Erdgas auf 100-prozentigen Wasserstoffbetrieb schrittweise umgerüstet werden können.

Aktuell werden wasserstofffähige Gaskessel in unterschiedlichen Feldversuchen im Hinblick auf ihre Praxistauglichkeit untersucht. Bei Bosch laufen erste Prototypen eines H₂-Heizkessels mit 30 kW Nennwärmeleistung seit 2017 auf Prüfständen. Die ersten Feldtestgeräte von der BDR-Gruppe werden seit September 2020 mit 100% Wasserstoff in einem Einfamilienhaus in Großbritannien betrieben. Ein Feldtest in den Niederlanden startete Ende November 2020 (Bosch Thermotechnik GmbH 2020; BDR Thermea Group 2020).

Herausfordernd in einem Szenario mit flächendeckendem Einsatz von Wasserstoff in Gaskesseln ist deren Umstellung, da hier anders als bei der Umstellung von Stadtgas auf Erdgas weit mehr als nur der Düseneinsatz getauscht werden müsste. So muss der Volumenstrom etwa verdreifacht werden aufgrund des geringeren Heizwerts pro Volumeneinheit von Wasserstoff, diversere Komponenten müssen eine höhere Diffusionsdichtheit aufgrund der

kleinen Molekülgröße von Wasserstoff aufweisen und die deutlich höheren Flammentemperaturen von Wasserstoff, die zu einer höheren Stickoxid(NOx)-Bildung führen würden, müssen kontrolliert werden (Bosch Thermotechnik 2021). Einen Ansatz zur Lösung der hier beschriebenen Herausforderungen stellen sogenannte H2-Ready Geräte dar, bei denen die Umstellung vorbereitet ist und dann mit relativ kurzem Zeitaufwand von ein bis zwei Stunden erfolgen könnte (Bosch Thermotechnik GmbH 2020; Viessmann 2021; Moderne Gebäudetechnik 2020).

Nachfolgend ist der Entwicklungsstand verschiedener Produkthersteller bezüglich eigener Wasserstoffkessel dargestellt.

Tabelle 1: Gaskessel und Komponenten für den Betrieb mit Wasserstoff (Stand 03/2021, Auswahl)

Quelle: eigene Darstellung

Hersteller	Leistung	Stickoxide (NOx)*	Hybridfähigkeit
BDR Thermea (Remeha, Brötje)	Bis zu 28 kW für Heizung und Warmwasser	< 10 ... 20 mg/kWh	Reiner Wasserstoffbe- trieb
Bosch Thermo- technik	Bis zu 30 kW für Heizung und Warmwasser		Umrüstung auf H2 in 1 Stunde
ebm-Pabst	Gas-Luft-Verbundsystem		Für den Einsatz von 100% Wasserstoff
Viessmann	3,5 bis 30 kW Heizung / 35 kW Warmwasser	< 20 mg/kWh	Nur Brennertausch er- forderlich

* Der Grenzwert nach 1.BImSchV für Anlagen <120 kW_{th} liegt bei 60 mg/kWh_{th} NOx

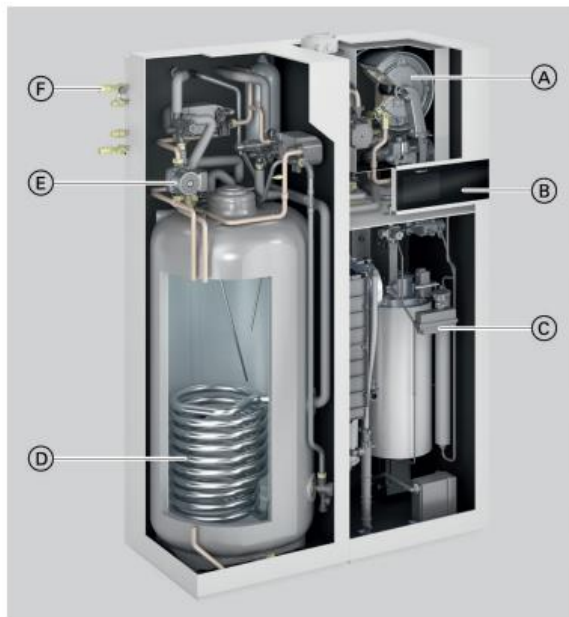
4.2 Brennstoffzellen BHKW

Im Gegensatz zu Wasserstoffkesseln zielt der Einsatz von Brennstoffzellen in der Gebäudeenergieversorgung auf die gleichzeitige Bereitstellung von Strom und Wärme ab. Zusammen mit Wärme- oder Stromspeichern können Brennstoffzellen als sektorkoppelnde Systeme dem Energiesystem dienliche Funktionen übernehmen. Als Systeme mit integrierter

Einheit zur Erdgasreformierung sind Systeme auf Basis der Polymer-Elektrolyt-Brennstoffzellen PEFC und der Oxidkeramischen Brennstoffzelle SOFC auf dem deutschen Markt verfügbar. Ihre Leistungen sind in der Regel mit bis zu einem kW darauf ausgelegt einen Teil der Grundlast abzudecken.

Die PEFC ist eine Niedertemperaturbrennstoffzelle und arbeitet bei Betriebstemperaturen unter 100 °C. Eine der Herausforderungen der PEFC sind die bei niedrigen Temperaturen notwendigen Katalysatoren, um eine ausreichende Reaktionsgeschwindigkeit der elektrochemischen Reaktion sicherzustellen. Aus materialtechnischer Sicht erfordert der stark saure Charakter der Membran (vergleichbar mit Schwefelsäure) den Einsatz von Edelmetallkatalysatoren wie Platin oder Platinlegierungen. Eines der Hauptentwicklungsziele der PEFC liegt in der Reduzierung der notwendigen Katalysatormenge und damit verbundener Kostenreduzierung. Der wirtschaftlich interessante Leistungsbereich liegt zwischen wenigen Watt und ca. 300 kW_{el}. Die technisch erreichbaren Vorlauftemperaturen von 75 °C bei Abwärmenutzung eignen sich für die Heizwärmeversorgung. Der elektrische Zellenwirkungsgrad liegt etwa bei 58%, der elektrische Systemwirkungsgrad zwischen 32% und 40%.

Die Alternative zur PEFC im stationären Anwendungsfall ist eine Hochtemperaturbrennstoffzelle SOFC. Sie arbeitet bei Betriebstemperaturen bis ca. 1000 °C mit einem Elektrolyten. Vorteilhaft ist der relativ einfache Aufbau, eine hohe Lebensdauer und hohe Zellenwirkungsgrade von rund 65%, sowie elektrische Systemwirkungsgrade von bis zu 55%. Für Anlagen zur Hausenergieerzeugung werden elektrische Systemwirkungsgrade von 33 bis 60% erwartet. Nachteilig sind hohe Betriebstemperaturen, die zu langen An- und Abfahrtzeiten und damit geringerer Modulationsfähigkeit führt. Ein Vorteil beider Brennstoffzellenarten ist das sehr gute Teillastverhalten. Der maximale elektrische Wirkungsgrad wird zwischen 30% und 50% der Volllast erreicht und nimmt bei höheren Lastenfällen nur leicht ab. Brennstoffzellen sind somit gut für wechselnde Lastfälle geeignet (ASUE e.V. 2018).



- (A) Gas-Brennwertheizgerät zur Spitzenlastabdeckung
- (B) Regelung für witterungsgeführten Betrieb
- (C) Brennstoffzelle
- (D) Trinkwasser-Speicher
- (E) Hydraulik
- (F) Anschluss-Set für heiz- und trinkwasserseitige Anschlüsse

Abb. 05 Schnitt durch Brennstoffzellenheizgerät.

Quelle: Viessmann Climate Solutions SE 2021

4.3 Entwicklungsstand zentralen Wasserstoffeinsatzes in Quartieren

Bereits heute hat Fernwärme einen wichtigen Anteil an der Wärmeversorgung. Rund 14% der Wohnungen werden mit Fernwärme versorgt. Der aktuelle Anteil der Erneuerbaren Energien an der Fernwärme von 18% in 2020 kann vor allem durch die Umstellung von Kraft-Wärmekopplung auf Basis fossiler Brennstoffe gesteigert werden. Neben dem Einsatz von Großwärmepumpen und Biogas kann der Einsatz von Wasserstoff hier einen Beitrag leisten. Aktuell werden Pilotvorhaben zum Einsatz von Wasserstoff in der Energieversorgung an unterschiedlichen Standorten erprobt. Der Wasserstoff in diesen integrierten Konzepten wird nicht nur für die Energieversorgung von Gebäuden verwendet, sondern auch für die Bereitstellung von Mobilität, z.B. bei der Versorgung von Fahrzeugen eines Entsorgungsbetriebes. Durch die Integration auf Quartiersebene lassen sich systemische Vorteile generieren, so kann die bei der Elektrolyse von Wasserstoff anfallende Wärme effektiv durch die leistungsgebundene Wärmeversorgung genutzt werden. Aufgrund der im Vergleich zur Einzelversorgung von Gebäuden größerer Leistungsklassen der Aggregate lassen sich Kosten senken.

Das Quartier Bochum-Weitmar mit seinen 1.540 Wohnungen aus der Mitte des 20. Jahrhunderts soll ein innovatives Beispiel für die ökologisch und ökonomisch effiziente Energieversorgung in urbanen Quartieren werden (Vonovia SE 2020). Ein wichtiger Baustein im Konzept ist eine Technikzentrale für 81 Wohneinheiten, in der unterschiedliche innovative Technologien zur Energieversorgung genutzt werden. Zu den innovativen Technologien gehören ein Elektrolyseur zur Produktion von Wasserstoff aus Strom, Brennstoffzellen oder Wärmepumpen, die dazu führen, dass die anliegenden Gebäude und Haushalte zu 60% mit CO₂-freier Wärme versorgt werden. Der benötigte Strom wird zu 25 Prozent lokal aus eigenen Photovoltaikanlagen auf den Hausdächern erzeugt. Durchgeführt wird dieses Pilotprojekt von Vonovia zusammen mit dem Open District Hub, einer Forschungsinitiative unter Führung mehrerer Fraunhofer-Institute mit 14 Forschungseinrichtungen, Technologiefirmen und Immobilienunternehmen.

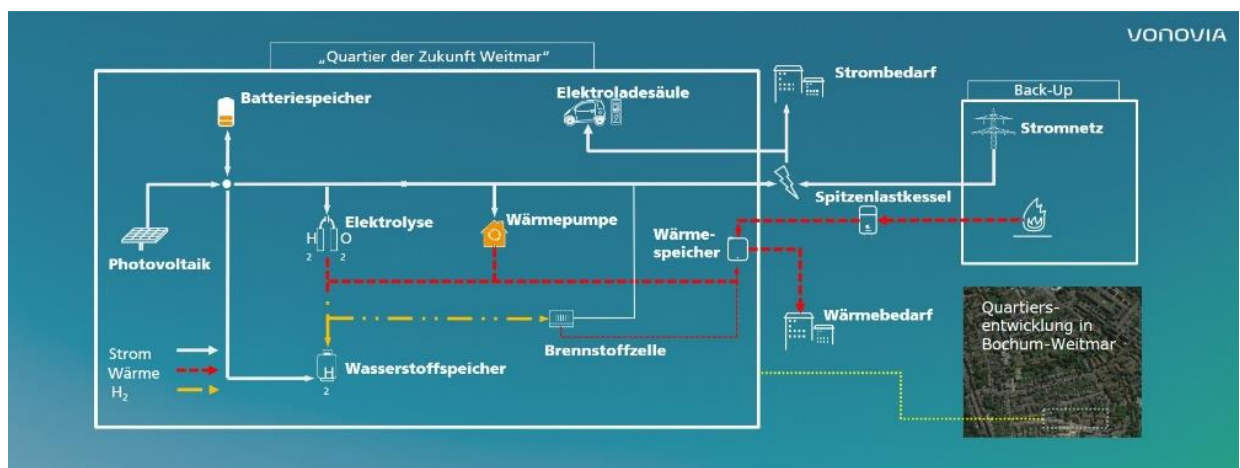


Abb. 06 Energiekonzept Bochum-Weitmar.

Quelle: T. Hofmann, Vonovia

Ein weiteres Forschungsprojekt, in dem die lokale Wasserstofferzeugung, Speicherung, Transport und Nutzung durch BHKW und Wasserstoffkessel erprobt werden soll, ist das Reallabor SmartQuart Kaisersesch (Viessmann 2021; EON SE 2020). Seit 2017 bereits erforscht das Steinbeis-Innovationszentrum EGS in Stuttgart ebenfalls den lokalen Einsatz und die Erzeugung von Wasserstoff in einem Neubauquartier in Esslingen mit ca. 500 Wohnungen, Büro- und Gewerbeflächen und dem Neubau einer Hochschule. Laut Projektleiter erfolgt die Wasserstoffnutzung für den Gebäudesektor dabei über ein Motor-BHKW. Grund

dafür sind die hohen Kosten für Brennstoffzellen und die mangelnde Verfügbarkeit europäischer Produkte in der entsprechenden Leistungsklasse (150 kW_{el}). Neben einer Wasserstoff-tankstelle erfolgt auch eine Einspeisung ins Gasnetz und Vermarktung an Industriekunden (Fuhs 2020).

5 Transport und Infrastruktur

5.1 Technische Aspekte

Für die Nutzung von Wasserstoff zur Gebäudebeheizung ist die Verfügbarkeit einer Gasnetzinfrastuktur von zentraler Bedeutung. Die drei wesentlichen Ansätze sind hier die Beimischung von Wasserstoff zu Erdgas, der Umbau der bestehenden Infrastruktur oder der Bau neuer Gasnetze. Das Gasnetz besteht aus den Infrastrukturen für den Ferntransport von Gasen, dem sogenannten Transportnetz, und der lokalen Verteilung bis zum Endkunden, dem Verteilnetz. Die Fernleitungen werden mit Drücken von bis zu 100 bar betrieben, während die Überdrücke im Verteilernetz mit 20-50 mbar signifikant niedriger sind.

Eine weitere diskutierte Option ist die Methanisierung des Wasserstoffs, so dass keine größeren Änderungen am Gasnetz vorgenommen werden müssen. Dies wird hier nicht näher betrachtet, da zusätzlich eine CO₂-Infrastruktur notwendig ist und die Wirkungsgrade der Kette noch geringer sind. Ein Vergleich von Technologiepfaden mit Berücksichtigung der Transformationskosten für Wasserstoff-Transport- und Verteilnetze und der Wirkungsketten für Methanisierung, kommt auch zu dem Ergebnis, dass sektorübergreifend vorwiegend Wasserstoff bis 2050 genutzt wird (Müller-Syring et al. 2018, S. 32–33). Weiterhin wird teilweise aufgrund von Leckagen des sehr klimawirksamen Methans bei Produktion, Transport und Verbrennung die Erreichbarkeit von Klimaneutralität im flächendeckenden Einsatz bezweifelt (Gerhardt et al. 2020).

5.1.1 Wasserstoffbeimischung

Wasserstoff kann als sogenanntes „Zusatzgas“ eingespeist werden. Zusatzgase sind Gasgemische, die sich in ihrer Zusammensetzung und ihren Verbrennungseigenschaften deutlich vom Grundgas (bei Gasen der 2. Gasfamilie, vor allem Erdgas) unterscheiden. Sie können dem Grundgas in begrenzten Mengen zugemischt werden. Die Höhe der Beimischung wird

durch die Forderung nach ähnlichem Verbrennungsverhalten bestimmt (DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. 2013).

Der Wobbe-Index als Kennwert für die Austauschbarkeit von Gasen (im Hinblick auf die Wärmelast der Gasgeräte) ist in diesem Zusammenhang von besonderer Bedeutung, insbesondere für die Netzsteuerung. „Bei der Wasserstoffzumischung in das öffentlich zugängliche Netz ist grundsätzlich immer zu berücksichtigen, dass die in der G 260 definierten Grenzen für relative Dichte, Brennwert und Wobbe-Index eingehalten werden müssen“ (Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. 2017). Die Technische Regel G 260 „Gaseigenschaften“ des DVGW legt u.a. die Anforderungen an die Eigenschaften der in der öffentlichen Gasversorgung verwendeten Brenngase fest.

Die folgende Abbildung zeigt die Änderung der Gasbeschaffenheitsparameter für drei Erdgase („Holland-L“, „Nordsee-H“ und „Russland-H“) in Abhängigkeit von der Wasserstoffkonzentration. Es ist zu erkennen, dass bei einer Wasserstoffkonzentration von 20% alle drei betrachteten Erdgase unterhalb der unteren Grenze der relativen Dichte liegen. Kommt es durch höhere Beimengungen zu Unterschreitungen des relativen Dichtebereichs, sind Einzelfallprüfungen nach G 260 erforderlich. Das bedeutet, dass auch Brenngasgemische mit Wasserstoffanteilen, die die untere Grenze der relativen Dichte unterschreiten, potenziell eingesetzt werden können (DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. 2013).

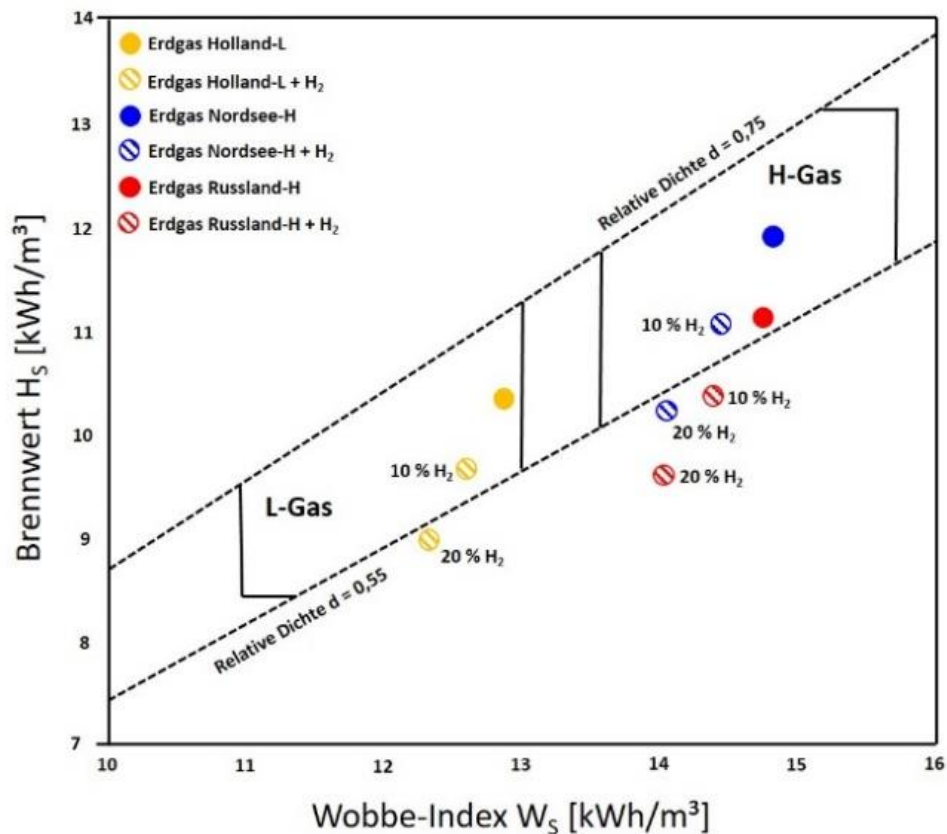


Abb. 07 Veränderung der Gasbeschaffenheitskennwerte (Brennwert, Wobbe-Index und relative Dichte) in Abhängigkeit der Wasserstoffkonzentration für drei verschiedene Erdgase unter Berücksichtigung der Grenzwerte nach G 260 (Stand 2013).

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. 2013; Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. 2017; Müller-Syring et al. 2011, S. 770–777

Einer flächendeckenden Beimischung von 20% Wasserstoff in allen Netzabschnitten stehen jedoch weitere Einschränkungen entgegen. Zwar werden aktuelle Gasentnahmestellengeräte mit einem Anteil von 23 Vol.-% auf Wasserstoff-Toleranz geprüft, diese Prüfung lässt jedoch keine Rückschlüsse auf die Langzeitauglichkeit der Geräte für wasserstoffreiche Gase zu (DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. 2019). Ein weiterer Aspekt, der bei der Direkteinspeisung von Wasserstoff zu berücksichtigen ist, ist die Verwendung von Erdgas als Kraftstoff im Transportsektor. Hier ist festgelegt, dass in lokalen Verteilernetzen, in denen sich Erdgastankstellen befinden, eine maximale Wasserstoffkonzentration von 2 Vol.-% nicht überschritten werden darf (Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. 2017). Weitere Einschränkungen ergeben sich aus Anforderungen an die Klopffestigkeit des Brenngasgemisches in Ottomotoren, z. B. für die Verbrennung in Blockheizkraftwerken.

5.1.2 Umwidmung des Erdgasnetzes auf 100% H₂

Aus Sicht des Klimaschutzes ist die Frage, ob und zu welchen Kosten bestehende Erdgasnetze zu reinen Wasserstoffnetzen umgebaut werden können oder eine eigene Infrastruktur für Wasserstoff aufgebaut werden kann, viel wichtiger. Der Verband der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. hat ein „visionäres H₂-Netz“ (Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. 2020) vorgestellt. Es basiert zu 90% auf einer Umwidmung bestehender Erdgastransportleitungen (oft bestehend aus mehreren parallelen Leitungen auf einer Trasse), die möglich wird, wenn der Gasbedarf mittelfristig, insbesondere auch im Gebäudesektor, sinkt und damit Leitungskapazitäten frei werden. Die Gesamtlänge der Pipelines beträgt etwa 5.900 km. Nur etwa 600 km müssten als neue Wasserstoffleitungen gebaut werden, um mittelfristig zwei Transportinfrastrukturen für Erdgas (bzw. methanreiche Gase der 2. Gasfamilie) und Wasserstoff parallel über Deutschland verteilt zur Verfügung zu haben. Kavernenspeicher können anteilig an das H₂-Netz angeschlossen werden.

Je umfangreicher der Wasserstofftransportnetzausbau voranschreitet, desto größer werden auch die Anforderungen und Kosten an die Infrastruktur der Transportnetze, insbesondere im Bereich der Kompressoren und Leitungen, da bei steigender Länge der Leitungen, höhere Drücke erzeugt und gehalten werden müssen (Wang et al. 2020).

Der Umbau der Gas-Verteilnetze stellt technisch eine noch größere Herausforderung als der Umbau der Transportnetze dar. Letztere sind geringeren dynamischen Belastungen ausgesetzt, was in Kombination mit dem Wasserstoffeintrag in den Rohrleitungen zu Beschleunigung des Risswachstums führen kann. Dies müsste durch entsprechende Maßnahmen überwacht und vorgebeugt werden (Müller-Syring et al. 2011, S. 770–777). Neben der erhöhten Belastung der Rohre durch die Wasserstoffnutzung kommen noch erhöhte Anforderungen an weitere Betriebsmittel, wie z.B. Druckregler und Volumenstrommessgeräte hinzu. Im Szenario 95% H₂ aus der Roadmap Gas wird sogar unterstellt, dass alle diese Betriebsmittel (außer den Leitungen) in einem Modellnetz, durch speziell auf Wasserstoffgas ausgelegte, ersetzt werden müssten. Bei einer H₂-Beimischung bis 80% müssten hingegen nur 75% bis 92% der Betriebsmittel getauscht werden. Eine flächendeckende Umwidmung des gesamten bestehenden Erdgasnetzes erscheint folglich technisch möglich, ist laut Aussage der Autoren aber aufgrund des Umrüstungsbedarfs und der damit verbundenen Aufwände sehr unwahrscheinlich. Realistischer erscheint der Umbau ausgewählter Netzabschnitte. Dabei

stellt insbesondere der Austausch von Gasdruck-Regelanlagen in Bezirksstationen eine besondere Herausforderung dar, da ihre Auslegung von der spezifischen Abnahmesituation in den nachgelagerten Netzabschnitten abhängt, die zunehmend schwieriger zu prognostizieren ist. Nach Einschätzung der Autoren sollten dazu vor allem zukünftig Reglertypen mit einem guten Kleinlastverhalten entwickelt und hergestellt werden (Wachsmuth et al. 2019).

Die Umstellung der Verteilnetze auf Wasserstoff müsste auch deshalb abschnittsweise erfolgen, da der Austausch bestehender Gaskessel und BHKW durch Geräte, die diesen Umstellungsprozess schnell bewältigen können, gewährleistet sein muss. Durchgängige Konzepte für eine solche Umstellung müssen erst noch entwickelt werden. Dabei stellt die langfristige Ressourcenknappheit im SHK-Handwerk ein großes Hemmnis dar.

5.2 Kostenabschätzungen

Neben der technischen Realisierbarkeit der Umwidmung bestehender Gasnetze, werden die Kosten für diesen Transformationsprozess mitunter eine entscheidende Rolle spielen, ob es zum flächendeckenden Einsatz von Wasserstoff in der Gebäudeversorgung kommen wird.

Die Ergebnisse einer Marktkonsultation der Bundesnetzagentur zur Regulierung von Wasserstoffnetzen, die im Jahr 2020 durchgeführt wurde, hat gezeigt, dass auch unter den betroffenen Unternehmen aus Energiewirtschaft, Industrie und Netzbetreiber noch große Unsicherheit hinsichtlich der Aufbaukosten für eine Wasserstoffinfrastruktur besteht. So gab die Hälfte der Antwortenden an, dass eine zuverlässige Einschätzung der Kosten derzeit nicht möglich sei. Trotzdem wird auf einzelne Studien verwiesen, in denen Kostenabschätzungen getroffen werden, wie z.B. Wang et al. (2020), Müller-Syring et al. (2018) und der Grüngasvariante des Netzentwicklungsplans. Letztere betrachtet jedoch keine flächendeckende Umstellung der Gasverteilnetze zur dezentralen Gebäudeversorgung, da im Gebäudesektor „aufgrund der noch notwendigen Erprobung der Wasserstofftechnologien und der aufwendigen technischen Anpassungen zunächst keine Wasserstoffzunahme erwartet“ wird (Bundesnetzagentur 2020b).

Wang et al. (2020) kommen auf notwendige Investitionen von 27 bis 64 Mrd. € für den Aufbau einer europaweiten Transportnetzinfrastruktur bis 2040. Verteilnetze werden in der Studie jedoch nicht analysiert.

Bei einer Umwidmung der Gasverteilnetze für den Betrieb mit reinem Wasserstoff werden von Wachsmuth et al. (2019) Kosten in einer Bandbreite von 3,1 – 6,2 Mrd. € bis zum Jahr 2050 erwartet. Insbesondere bedingt durch einen Verbrauchsrückgang im Gebäudebereich wird sich auf Verteilnetzebene der Bedarf für Stilllegungen von Netzen ergeben. Die hierbei anfallenden Kosten bewegen sich in einer Bandbreite von 3,1 – 17,2 Mrd. €. Der Verbrauchsrückgang wird darüber hinaus zu steigenden Betriebskosten auf der Verteilnetzebene führen (bis zu einem Faktor 2,5). Für die Umrüstung von Erdgas- auf Wasserstoffinfrastruktur fallen 1,0 – 1,9 ct/kWh_{th}⁵ in Modellnetzen an. Die Kosten für den Aufbau einer Parallelinfrastruktur von Erdgas und Wasserstoff lägen etwa doppelt so hoch. Im Szenario „95%-H2“, in dem nur regional produzierter Wasserstoff eingesetzt wird, kommen die Autoren auf 1,0 – 3,8 ct/kWh Transportkosten, wenn hierfür die umgewidmete Erdgasinfrastruktur verwendet wird (ebd. 2019). Aktuell liegen die Netzentgelte von Erdgas bei 1,5 ct/kWh für einen Standard-Abnahmefall eines Haushalts nach Bundesnetzagentur (vgl. Kapitel 6.1.2.2).

Müller-Syring et al. (2018) kommen auf notwendige Mehrinvestitionen für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur bis 2050 von etwa 45 Mrd. €. Dies entspräche einer Kostensteigerung ggü. ohnehin notwendigen Ersatzinvestitionen von nur 25%. Dabei werden die Kosten für Transport- und Verteilnetze sektorübergreifend bilanziert und enthalten auch Kosten für eine teilweise Nutzung von synthetischem Methan. Eine Umrechnung der Kosten auf Endnutzer erfolgt nicht. Jedoch gehen die Autoren auch davon aus, dass die Gasnachfrage zur Erreichung der Klimaneutralität um mehr als 40% abnehmen wird. Entsprechend ist mit höheren Netzkosten pro Anschluss bzw. verbrauchter Energiemenge zu rechnen.

Neben der absoluten Höhe der zu erwartenden Transformationskosten wurden im Rahmen der Marktkonsultation auch verschiedene Modelle zur Finanzierung des Aufbaus einer Wasserstoffinfrastruktur erörtert. Hierbei steht vor allem die Frage im Raum, ob eine Querfinanzierung der Netzentgelte durch aktuelle Erdgas-Verbraucher oder eine Finanzierung nur durch die Nutzer reiner Wasserstoffnetze erfolgen sollte. Die Konsultation kommt hier zu keinem eindeutigen Ergebnis. Eindeutiger lehnen die Konsultierten jedoch den langfristigen Einsatz von Anreizmechanismen zur Steuerung der Wasserstoffnachfrage ab. Es sollen höchstens anfänglich Rabatte eingesetzt werden (Bundesnetzagentur 2020b; Bundesnetzagentur 2020a).

⁵ Sämtliche spezifischen Kostenangaben zu Wasserstoff und Erdgas beziehen sich auf den unteren Heizwert.

6 Vergleich dezentraler klimaneutraler Wärmeversorgungsvarianten in Gebäuden

Im Folgenden werden verschiedene Varianten einer klimaneutralen dezentralen Wärmeerzeugung in Gebäuden (d.h. ohne die Berücksichtigung von Fernwärme) hinsichtlich Effizienzen und Kosten anhand eines Fallbeispiels betrachtet. Die fünf verschiedenen Versorgungsvarianten sind schematisch in Abb. 08 dargestellt. Diese sind:

- I. Versorgung durch eine elektrische Luft-Wasser-Wärmepumpe mit Strom aus in Deutschland erzeugten erneuerbaren Energien
- II. Versorgung durch einen Wasserstoffbrennstoffkessel mit grünem Wasserstoff aus in Deutschland erzeugten erneuerbaren Energien
- III. Versorgung durch einen Wasserstoffbrennstoffkessel mit grünem Wasserstoff aus importiertem Wasserstoff aus der MENA-Region
- IV. Versorgung durch eine Brennstoffzelle mit grünem Wasserstoff aus in Deutschland erzeugten erneuerbaren Energien
- V. Versorgung durch eine Brennstoffzelle mit grünem Wasserstoff aus importiertem Wasserstoff aus der MENA-Region

Weiterhin werden zwei verschiedene Anwendungsfälle betrachtet:

- Einsatz in einem Bestandsgebäude mit einem Nutzwärmebedarf für Raumwärme und Trinkwarmwasser von $150 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ (installierte Leistung: $15,8 \text{ kW}_{\text{th}}$)
- Einsatz in einem Neubau mit einem Nutzwärmebedarf für Raumwärme und Trinkwarmwasser von $60 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ (installierte Leistung: $9,0 \text{ kW}_{\text{th}}$)

Dabei wird jeweils ein Ein- bis Zweifamilienhaus mit einer Wohnfläche von 150 m^2 unterstellt⁶.

⁶ Zur Dimensionierung wurde vereinfacht eine Volllaststundenzahl von 2.000 h bezogen auf den Nutzwärmebedarf angenommen plus einem Sockelbetrag von 30 W/m^2 .

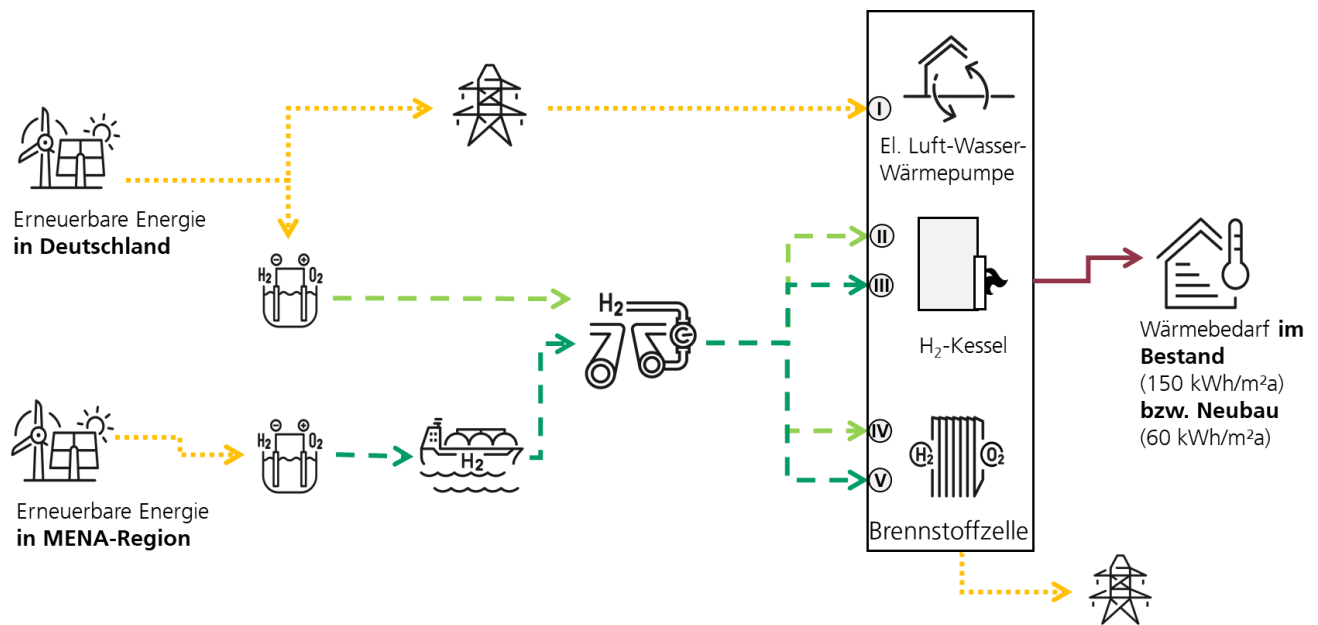


Abb. 08 Schematische Darstellung der betrachteten Versorgungskonzepte

Quelle: eigene Darstellung

Im Fall der Brennstoffzelle erfolgt die Wärmeversorgung durch ein Hybridsystem, in dem die Brennstoffzelle selbst 20% der installierten Wärmeleistung und 50% der Wärmebereitstellung deckt. Die darüberhinausgehende Leistung und Wärmemenge wird durch einen Wasserstoffkessel mit entsprechender Dimensionierung gedeckt.

6.1 Annahmen

Der Kostenvergleich bezieht sich auf das Jahr 2030, d.h. bei den Technologien, für die Kostensenkungen, wie z.B. bei der Brennstoffzelle und in gewissem Umfang auch bei der Wärmepumpe zu erwarten sind, werden diese unterstellt, jedoch angegeben als reale Kosten in 2020. Bei den übrigen Technologien werden aktuelle Kosten fortgeschrieben und entsprechend in aktueller Höhe angenommen. Für den Wasserstoffkessel werden vergleichbare Effizienzen und Kosten wie aktuell bei Gasbrennwertgeräten angenommen. Für die jeweiligen Netzum- und -ausbaukosten sowie Gestehungskosten wird -insbesondere im Fall der Nutzung von Wasserstoff als Energieträger- ein vollständiger Aufbau einer entsprechenden Infrastruktur antizipiert, sodass sich die Kosten hier je nach Studie eher an Werten für die Jahre 2040-2050 orientieren. Dennoch werden sie als reale Werte im Jahr 2020 angewandt.

Durch den hier gewählten methodischen Ansatz werden Kosten- und Technologieentwicklungen vorweggenommen, die Ergebnisse sind daher mit entsprechenden Unsicherheiten belegt.

6.1.1 Wirkungsgrade

Nachfolgend sind die Wirkungsgrade der Prozessketten für die fünf Versorgungsvarianten dargestellt als kWh_{th} erzeugte Wärme pro kWh_{el} eingesetzten regenerativen Stroms. Es wird deutlich, dass die Prozesskette der Wärmepumpe weitaus effizienter ist als die des Wasserstoffkessels und der Brennstoffzelle (ohne Betrachtung der Stromeinspeisung). Selbst im Bestand, in dem oftmals Wärmepumpen schlechte Wirkungsgrade und damit einhergehend eine geringe Sinnhaftigkeit unterstellt werden, ist die Wärmepumpe im Systemvergleich klar überlegen. Der Vergleich von Wärmepumpe bzw. Wasserstoffkessel mit der Brennstoffzelle ist nur bedingt aussagekräftig. Zwar ist der thermische Wirkungsgrad der Brennstoffzelle eindeutig am geringsten, die daran gekoppelte elektrische Stromeinspeisung kann jedoch aus systemischer Sicht eine sehr wichtige Rolle haben (z.B. wenn diese wiederum in Wärmepumpen genutzt wird) und ist folglich nicht mit den thermischen Einheiten vergleichbar.

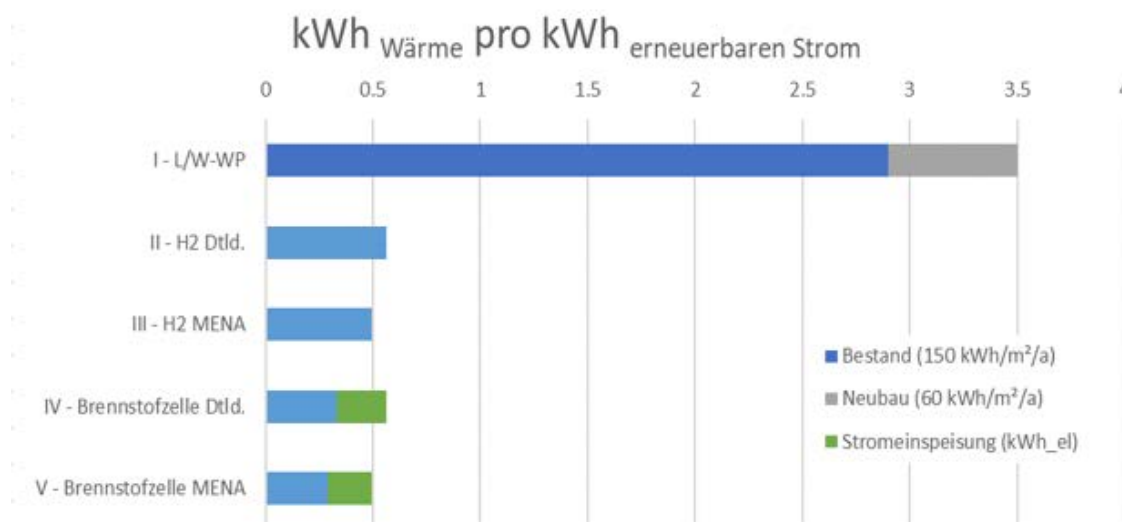


Abb. 09 Vergleich der Wirkungsgrade der verschiedenen Versorgungsgrade

Quelle: eigene Darstellung

Die Annahmen zur Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe beruhen auf Erfahrungswerten aus Feldmessungen im Rahmen des Projekts „WPsmart im Bestand“, wobei für das Bestandsgebäude die Jahresarbeitszahl mit 2,9 etwas geringer angenommen wurde als der Mittelwert der Messungen von Günther et al. (2020). Es wurden keine Effizienzsteigerungen bei der Wärmepumpe bis 2030 gegenüber aktuell erzielbaren Werten unterstellt, da diese mit relativ großen Unsicherheiten behaftet wären. Für den Wasserstoffkessel wurde ein Jahresnutzungsgrad von 90% angenommen. Für die Brennstoffzelle wurden die Annahmen der Wirkungsgrade aus dem Bericht des BDEW e.V. (2017) übernommen, die den thermischen Wirkungsgrad bei 53% und den elektrischen Wirkungsgrad bei 37% ansiedeln. Die Wirkungsgrade der Prozessketten der Wasserstoffherstellung inklusive des Transports wurden aus Hank et al. (2020) abgeleitet. Sie betragen 62,5% für gasförmige Wasserstoffproduktionen (im Fall II und IV) und 55% bei zusätzlicher Verflüssigung und Schiffftransport (Fall III und V). Die Wirkungsgradverluste durch Rückverflüssigung und Transport im Strom- und Gasnetz werden vernachlässigt.

6.1.2 *Ökonomische Parameter*

Der Kostenvergleich wird auf Basis VDI 2067 durchgeführt. Dabei wird in allen Fällen eine nominale interne Verzinsung von 4% bei einer allgemeinen Preissteigerung von 1% über einen Nutzungszeitraum von 20 Jahren angenommen. Alle Kostenwerte sind als Nettobeträge angegeben. Da Steuern (außer Umsatzsteuer), Umlagen und Einspeisevergütung sich stetig ändern, werden diese im folgenden Vergleich in den Ergebnissen gesondert betrachtet und die Annahme unterstellt, dass diese konstant auf dem Niveau von 2020 bleiben. Investitionsförderung wird aufgrund der Unstetigkeit und Unvorhersehbarkeit bis 2030 und darüber hinaus nicht betrachtet.

6.1.2.1 *Investitions- und Betriebskosten*

Die Investitionskosten der Wärmeerzeuger wurden auf Basis des BDEW Heizkostenvergleichs Altbau 2021 berechnet (BDEW e.V. 2021a). Dazu wurden die Investitionskosten bei der Teilsanierung eines Einfamilienhauses (nur) für die Position „Wärmeerzeuger/Regelung“ auf spezifische Werte pro kW_{th} umgerechnet. Im Fall der Wärmepumpe wird eine Kostenreduktion der aktuellen BDEW-Investitionskosten von 1289 €/kW_{th} auf 1167 €/kW_{th} in

2030 angenommen. Dies entspricht einer Kostensenkung von 9%, die sich aus den Ergebnissen von Köhler et al. (2018) für Luft-Wärmepumpen im europäischen Markt zwischen 2021 und 2030 ergeben. Die Kosten für die Brennstoffzelle als primärer Wärmeerzeuger stammen aus Sterchele et al. (2020) für das Jahr 2030 multipliziert mit 20% aufgrund der beschriebenen Annahmen zur Dimensionierung. Insgesamt ergeben sich somit die folgenden Investitionskosten:

Tabelle 2: Investitionskosten der Wärmeerzeuger

Quelle: eigene Darstellung

Investitionskosten in €	Luftwärmepumpe	Gas-Brennwertkessel	Brennstoffzelle
pro kW_{th}			
Primärer Wärmeerzeuger	1167	336	782
Sekundärer Wärmeerzeuger			269

Die Nutzungsdauer wird jeweils mit 18 Jahren ebenfalls gem. des BDEW-Berichts angenommen (BDEW e.V. 2021a). Die Betriebskosten, bestehend aus Anteilen für Wartung und Instandsetzung, werden bei der Wärmepumpe mit jährlich 2,5% und beim Gaskessel und der Brennstoffzelle mit jährlich 3% der Investitionskosten in Anlehnung an die Angaben aus VDI 2067 angenommen.

Zur Darstellung von Unsicherheiten bei den Kostenannahmen sind Bandbreiten der Investitionskosten in Tabelle 4 im Anhang angegeben. In den Ergebnissen sind diese Unsicherheiten anhand der schwarzen vertikalen Striche in Abb. 10 bis Abb. 13 abgebildet, die auch als „Whiskers“ bezeichnet werden. Zugrunde liegen dabei weitgehend Kostenprojektionen aus Sterchele et al. (2020) bis in das Jahr 2050. Im Fall der Brennstoffzelle wurde als Kostenobergrenze jedoch auch eine Stagnation auf aktuellem Niveau angenommen. Annahmen zu den Wirkungsgraden, Lebensdauern sowie Wartungs- und Instandhaltungskosten wurden nicht variiert.

6.1.2.2 Strom- bzw. Brennstoffkosten

Die nachfolgend in Tabelle 3 dargelegten Annahmen hinsichtlich der Gestehungskosten beruhen auf einem Abgleich der Arbeit von Hank et al. (2020) und sind eine Fortschreibung

der dort getroffenen Annahmen anhand aktueller Entwicklungen sowie Anpassungen der Ergebnisse von ebd. (2020) an den gesetzten Untersuchungsrahmen dieser Fallstudie. So ergeben die hier getroffenen Annahmen der Fallstudie für die erneuerbare Stromgestehung, Elektrolyse und Transport u.a. einen Importpreis für flüssigen Wasserstoff aus der MENA-Region von 12,2 ct/kWh_{th}. Laut ebd. (2020) könnten die Importpreise perspektivisch für flüssigen Wasserstoff aus Marokko auf 12,6 ct/kWh_{th} sinken. Diese Angabe enthält auch sämtliche Kosten für Verflüssigung, Lagerung, Schifftransport und Versicherung. Nicht enthalten sind Kosten für die Rückvergasung⁷. Ähnliche, wenn auch etwas geringere Werte, gibt auch die International Energy Agency- IEA (2019) mit ca. 4,5 USD/kgH₂ (11,2 ct/kWh_{th}) für den Import von Wasserstoff aus Nordafrika nach Europa an. Für regional in Deutschland erzeugten Wasserstoff wird in Wachsmuth et al. (2019) im Jahr 2030 mit Wasserstoffbereitstellungskosten inkl. Transport von etwa 15 bis 17,3 ct/kWh und im Jahr 2050 mit etwa 11,8 bis 14,1 ct/kWh ohne Umlagen, Abgaben und Steuern gerechnet. Die hier getroffenen Annahmen bewegen sich im unteren Bereich der Kostenspanne von ebd. (2019). Die verhältnismäßig hohen Betriebskosten für Wartung und Instandhaltung der Elektrolyse ergeben sich hier u.a. daraus, dass neben den reinen Betriebskosten der Elektrolyse auch der Stackwechsel, der bei der betrachteten Laufzeit mindestens einmal anfällt und ca. 50% der Investitionskosten der Elektrolyse ausmacht (vgl. Senkpiel et al. 2019), in den Betriebskosten enthalten ist. Die Investitionskosten der Elektrolyse und die Stromgestehungskosten entsprechen ebenfalls etwa den Untergrenzen der Annahmen von Senkpiel (2019) für 2030. Für die Bestimmung der perspektivischen Netzentgelte wurden im Fall des Stromnetzes die Ergebnisse von Maurer et al. (2020) zugrunde gelegt, die davon ausgehen, dass sich die Netzentgelte auf der Niederspannungsebene bis 2030 um 30% erhöhen könnten. Dies wurde auf die aktuelle Höhe der Netzentgelte von 3,0 ct/kWh_{el} für einen durchschnittlichen Abnahmefall von Wärmepumpen gem. des Monitoringberichts der Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt (2021) angewandt, d.h. es wird davon ausgegangen, dass Wärmepumpentarife auch in Zukunft angeboten werden. Im Fall der Gasnetztransformation wurden ebenfalls die aktuellen Entgelte aus ebd. (2021) in Höhe von 1,5 ct/kWh_{th} für den Standardabnahmefall eines privaten Haushalts zugrunde gelegt. Hierauf wurden 1,5 ct/kWh_{th}

⁷ In Hank et al. (2020) sind auch Kosten für die Herstellung und den Import von synthetischem Methan angegeben. Es zeigt sich, dass diese mit 14,5 ct/kWh_{th} etwa um 1,9 ct/kWh_{th} höher liegen als die Importpreise von flüssigem Wasserstoff. Die notwendigen Netztransformationskosten für ein Wasserstoffnetz von 1,0-1,9 ct/kWh_{th} legen nahe, dass aus Endkundensicht eine direkte Wasserstoffnutzung, solange keine weiteren Kosten anfallen, günstiger ist als die Nutzung von synthetischem Methan. Eine nähere Untersuchung zur Nutzung von synthetischem Methan im Gebäudesektor erfolgt hier jedoch nicht.

addiert, beruhend auf dem Ergebnis von Wachsmuth et al. (2019), dass eine flächendeckende Umstellung des Gasnetzes auf ein reines Wasserstoffnetz mit umgelegten Kosten von ca. 1,0 bis 1,9 ct/kWh_{th} einhergehen würde.

Die Höhe von Steuern (außer Mehrwertsteuer), Umlagen (außer EEG-Umlage)⁸ und Abgaben wurde auf aktuellem Niveau gem. dem Monitoringbericht der Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt (2021) mit 3,79 ct/kWh_{el} bzw. 0,69 ct/kWh_{th} angenommen. Für den Fall der Stromeinspeisung mit der Brennstoffzelle wurden erzielbare Strommarkterlöse von 5,5 ct/kWh_{el}, vermiedene Netznutzungsentgelte von 0,5 ct/kWh_{el} und eine Einspeisevergütung von 16,0 ct/kWh_{el} unterstellt. Letztere wird nur für eine Dauer von 30.000 Volllaststunden angenommen.

Tabelle 3: Annahmen zu den zugrunde gelegten Brennstoff- und Stromkosten

Quelle: eigene Darstellung

			Dtld Strom	Dtld H₂	MENA H2 (liq)
Elektrolyseur	Investition	EUR/kW _{el}		400	400
	Abschreibung	Jahre		20	20
	Volllaststunden	h/a		4000	4000
	Betriebskosten	% von Invest p.a.		8,0%	10,0%
	Verbrauchskosten	ct/kWh _{th}		1,54	1,74
Stromerzeugung Erneuerbar		ct/kWh _{el}	5,5	4,5	3,0
Kosten Verteilnetz Dtld		ct/kWh _{el bzw th}	3,9	3,0	3,0
Kosten Transport Gas (Mena/Dtld)		ct/kWh _{th}			5,0
Kosten Endkunde Gesteuerung & Netz		ct/kWh _{el bzw th}	9,39	11,76	15,21
Kosten Endkunde inkl. Steuern & Abgaben		ct/kWh _{el bzw th}	13,2	12,4	15,9

⁸ Aufgrund des aktuellen Diskurses über die Absenkung der EEG-Umlage (z.B. in dena GmbH (2020)) und die (noch) bestehende Ungleichbehandlung von Strom zur Nutzung in Wärmepumpen (durch volle EEG-Umlagenbelastung bzw. 40% bei Eigenverbrauch) gegenüber der Nutzung von Strom zur Wasserstoffherzeugung (durch keine EEG-Umlagenbelastung bei Strom aus EE-Quellen) im EEG 2021 erfolgt in den Grundannahmen keine Berücksichtigung der EEG-Umlage in allen Anwendungsfällen.

Wie bei den Investitionskosten wurden auch Annahmen zu möglichen Bandbreiten aufgenommen. Diese sind in

Tabelle 5 im Anhang dokumentiert und fließen ebenfalls in die Ergebnisdarstellung mittels „Whisker“ ein.

6.2 Ergebnisse

Die Ergebnisse sind nachfolgend in zwei Unterkapitel aufgeteilt: Einerseits erfolgt eine Betrachtung der jährlichen Vollkosten auf Basis der Investitionskosten, Betriebskosten und verbrauchsabhängigen Kosten (im Weiteren auch als Bedarfskosten bezeichnet) für Gesteuerung und Netzbetrieb der Brennstoffe bzw. des Stroms. Dies bedeutet, dass die stark regulatorisch beeinflussten Bestandteile von Steuern, Abgaben und Umlagen bei den Brennstoff- und Stromkosten zunächst außenvorgelassen werden. Im zweiten Unterkapitel erfolgt die Ergebnisdarstellung unter Berücksichtigung dieser Bestandteile.

6.2.1 Bewertung ohne Steuern, Umlagen und Abgaben

In Abb. 10 ist der Kostenvergleich der Systeme für die Wärmeerzeugung eines exemplarischen Altbaus mit einem Wärmebedarf (Raumwärme und Trinkwarmwasser) von 150 kWh/m²a und 150 m² Wohnfläche anhand der jährlichen auf die Wohnfläche bezogenen Vollkosten dargestellt. Es zeigt sich, dass mit den in Abschnitt 6.1 beschriebenen Kosten und Kennwerten der Systeme die Luftwasser-Wärmepumpe zu den geringsten jährlichen Kosten in Höhe von 18,22 €/m²a führt. An zweiter Stelle folgt der mit in Deutschland produziertem Wasserstoff gefeuerte Brennwertkessel. Jedoch ist diese Versorgungsvariante bereits ca. 25% teurer als die Versorgung durch die Luft-Wasserwärmepumpe. Die Versorgung durch die Brennstoffzelle mit in Deutschland produziertem Wasserstoff folgt darauf, ist jedoch bereits ca. 50% teurer als das Luft-Wärmepumpensystem. Auf einem ähnlichen Kostenniveau befindet sich der Wasserstoffkessel gespeist mit Wasserstoff aus der MENA-Region.

Deutlich wird anhand der durch „Whisker“ dargestellten Bandbreiten der Wärmegestehungskosten auch, dass alle Vergleiche mit großen Unsicherheiten behaftet sind. Die Unsicherheit im Fall der Wärmepumpe ist aufgrund ihrer hohen Effizienz und den damit verbundenen verhältnismäßig geringen Bedarfskosten für Stromgestehung und Transport am geringsten. Unsicherheiten bestehen hier bei der Entwicklung der Herstell- und Installationskosten. Auf der anderen Seite bestehen bei der Brennstoffzelle sehr große Unsicherheiten.

Dies ist, neben den hohen bedarfsabhängigen Kosten, auch damit zu begründen, dass auch die Entwicklung der Investitionskosten bis 2030 und darüber hinaus mit großer Unsicherheit aufgrund von hohen angenommenen Lernraten behaftet ist.

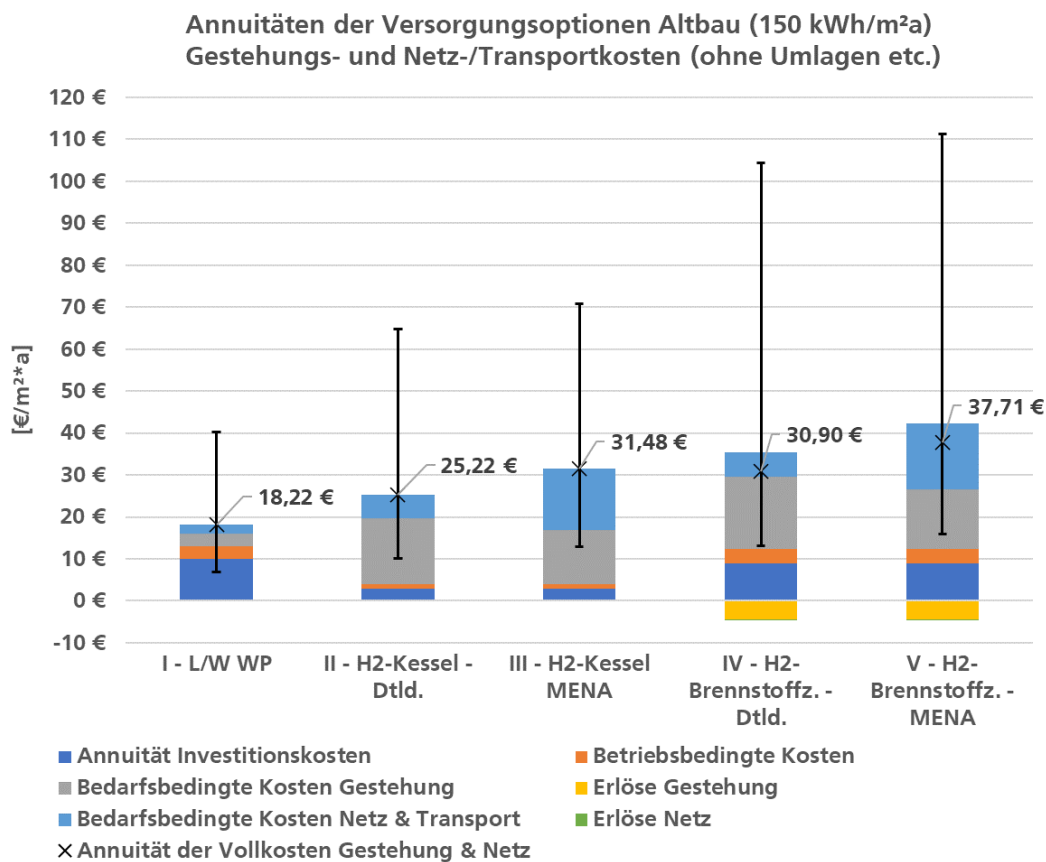


Abb. 10 Vergleich der jährlichen Kosten unterschiedlicher Wärmeerzeuger eines unsanierten Gebäudes (Wärmebedarf: 150 kWh/m²a), Bezugsjahr 2030. Steuern, Umlagen und Förderungen bleiben unberücksichtigt

Quelle: eigene Darstellung

In Abb. 11 sind die Ergebnisse aus Abb. 10 für einen exemplarischen Neubau mit einem Wärmebedarf (Raumwärme und Trinkwarmwasser) von 60 kWh/m²a dargestellt. Es zeigt sich, dass die jährlichen Vollkosten etwa halb so hoch sind, wie im unsanierten Altbau. Die Kosten für das Wasserstoffkesselsystem mit Nutzung von Wasserstoff aus Deutschland sind rund 10% teurer als das Wärmepumpensystem. Grund für die geringeren Kostenunterschiede sind die deutlich geringeren bedarfsabhängigen Kosten infolge des geringeren Wärmebedarfs bei allen Versorgungsvarianten, die jedoch bei den weniger effizienten Systemen einen größeren Einfluss haben. Dem wirkt der im Vergleich zum Altbau effizientere Betrieb der Wärmepumpe entgegen. Für den Wasserstoffimport aus der MENA-Region sind die Vollkosten des Brennstoffkesselsystems etwa 30% höher als bei der Luft-Wärmepumpe. Das

Brennstoffzellensystem ist für alle Versorgungsfälle am teuersten, jedoch sinkt der relative Unterschied der Kosten zwischen Luft-Wärmepumpensystem und Brennstoffzellensystemen etwas.

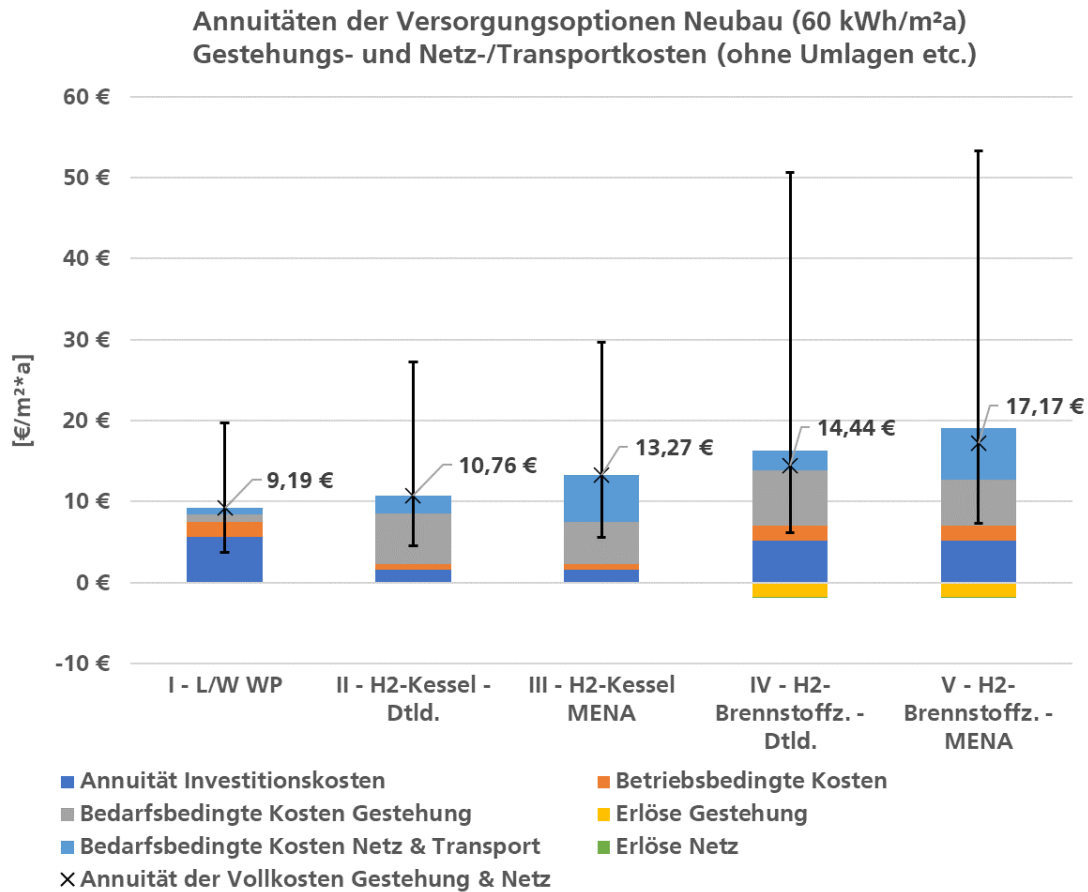


Abb. 11 Vergleich der jährlichen Kosten unterschiedlicher Wärmeerzeuger eines Neubaus bzw. sanierten Gebäudes (Wärmebedarf: 60 kWh/m²a), Bezugsjahr 2030. Steuern, Umlagen und Förderungen bleiben unberücksichtigt

Quelle: eigene Darstellung

6.2.2 Bewertung mit Steuern, Umlagen und Abgaben

Aktuell werden in Deutschland Energieträger im Hinblick auf Umlagen, Steuern und Einspeisevergütungen sehr unterschiedlich behandelt. Bezieht man aktuelle Regelungen in die Kostenbetrachtung mit ein (wie z.B. KWK-Umlage, Energie-/Stromsteuern, Konzessionsabgaben und Einspeisevergütungen), werden H₂-basierende Technologien vergleichsweise günstiger, liegen für alle Versorgungstechniken aber immer noch über einer direkten Nutzung von Strom durch Wärmepumpen (siehe Abb. 12 für den Altbau und Abb. 13 für den Neubau). Die Verbrennung von Wasserstoff aus Deutschland im Brennwertkessel ist unter

den gewählten Randbedingungen im Neubau nur ca. 7% teurer als der Wärmepumpeneinsatz. Die Annäherung der Kosten liegt an der vergleichsweise hohen Umlagen- und Steuerbelastung von Strom, welche im Wärmepumpenfall ca. 30% der bedarfsabhängigen Kosten ausmacht, im Fall des Brennstoffkessels aber nur knappe 5%.

Noch drastischer ist der Unterschied, wenn die EEG-Umlage in aktueller Höhe von 6,5 ct/kWh_{el} nur bei der Wärmepumpe, nicht aber bei der nationalen Elektrolyse, wie im EEG 2021 festgelegt, berücksichtigt wird. In diesem Fall macht die Abgaben- und Umlagenbelastung ca. 50% der bedarfsabhängigen Kosten der Wärmepumpe aus, sodass die Vollkosten der Wärmepumpe im Neubau mit 11,11 €/m²a fast gleichauf mit den Kosten der Versorgung durch den Wasserstoffkessel mit Nutzung von national erzeugtem Wasserstoff liegen. Im Altbau bleibt die Wärmepumpe unter diesen Umständen mit 23,92 €/m²a sogar die günstigste Versorgungsoption.

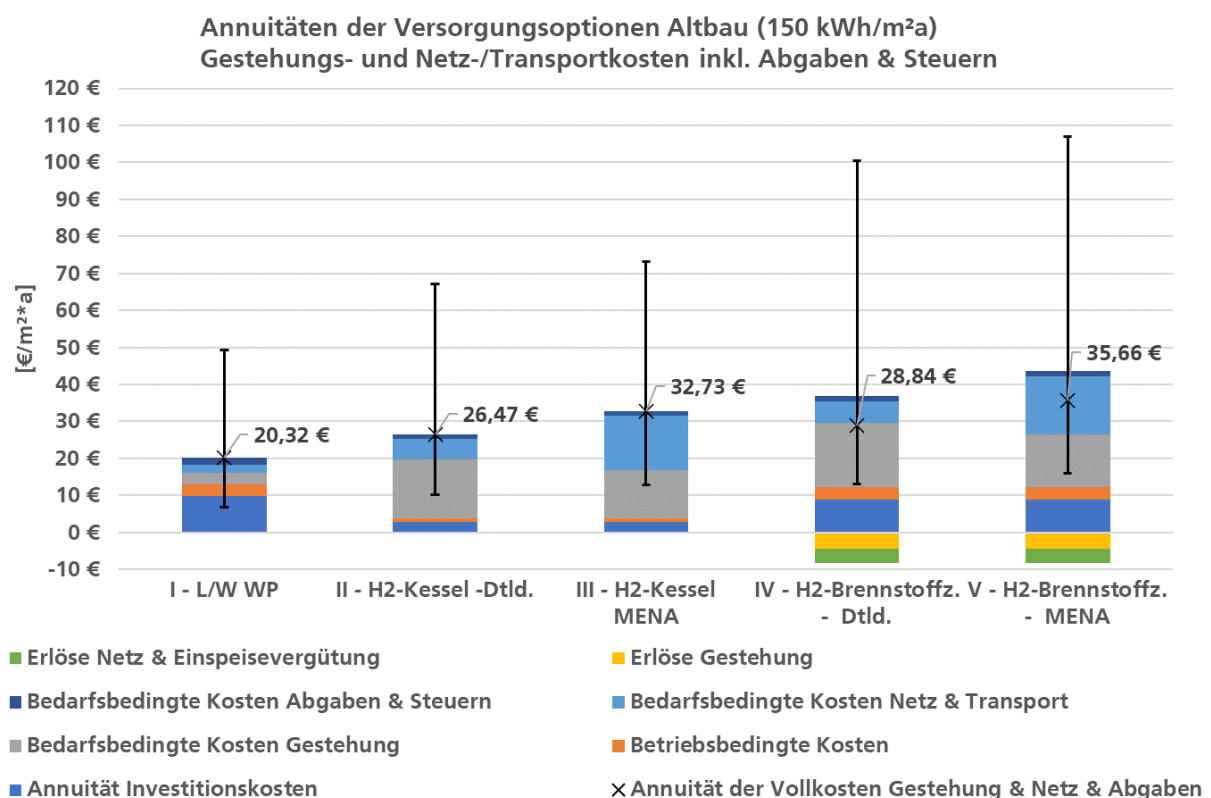


Abb. 12 Vergleich der jährlichen Kosten unterschiedlicher Wärmeerzeuger eines unsanierten Altbaus (Wärmebedarf: 150 kWh/m²a) mit Berücksichtigung von Steuern, Umlagen und Förderungen

Quelle: eigene Darstellung

Weiterhin profitiert die Brennstoffzelle von den aktuellen Einspeisekonditionen für Kraft-Wärmekopplung. Dadurch verringert sich der Kostenunterschied zu den anderen Versorgungsoptionen besonders stark im Neubau, aufgrund der Begrenzung der Einspeisevergütung auf 30.000 Volllaststunden. Im Altbau wird diese Vergütungsgrenze bereits deutlich früher erreicht als im Neubau, sodass in der Zeit danach entweder in eine neue KWK-Anlage investiert werden muss oder die Anlage ohne Einspeisevergütung, d.h. nur mit Vergütung durch Strommarkterlöse und vermiedenem Netzentgelt weiterbetrieben wird (letzterer Fall wurde hier unterstellt).

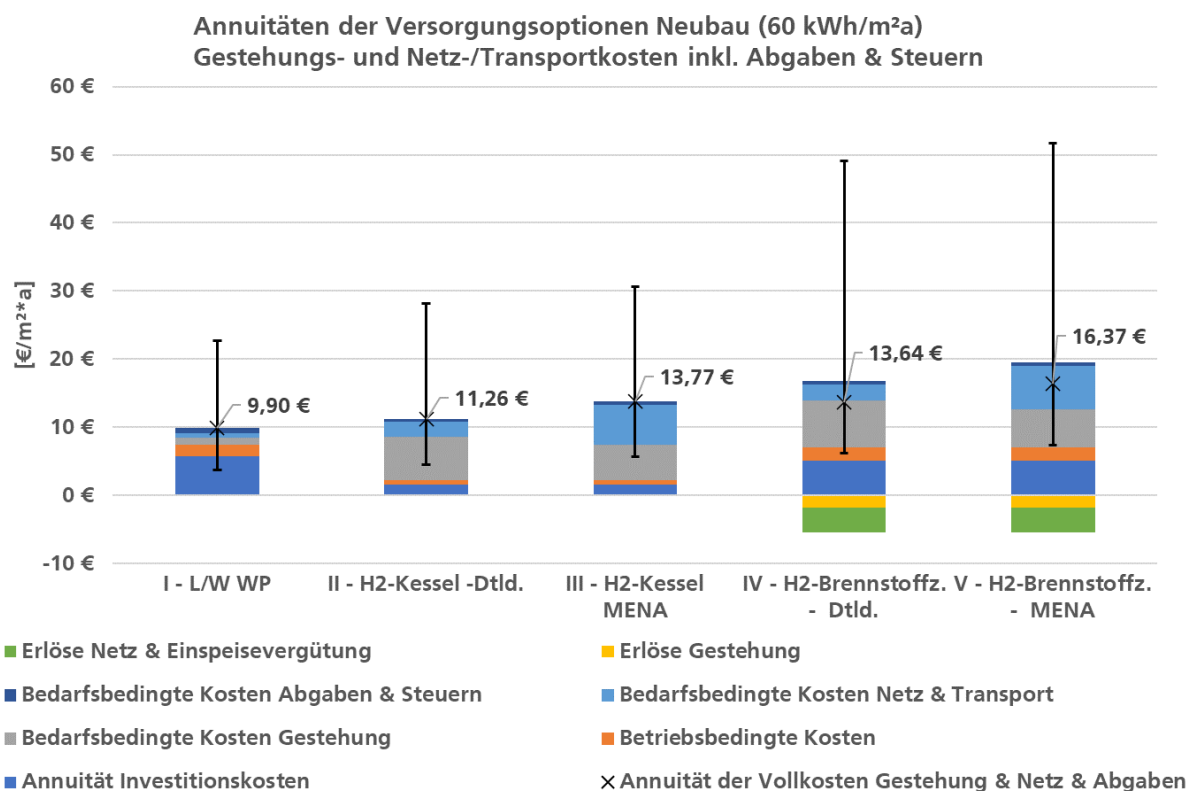


Abb. 13 Vergleich der jährlichen Kosten unterschiedlicher Wärmeerzeuger eines Neubaus (Wärmebedarf: 150 kWh/m²a) mit Berücksichtigung von Steuern, Umlagen und Förderungen

Quelle: eigene Darstellung

7 Diskussion

Die Ergebnisse zeigen, dass aus Endnutzersicht langfristig die dezentrale Verbrennung von Wasserstoff in Gebäuden, wenn die Kosten für den Aufbau und Betrieb der Infrastruktur mitberücksichtigt werden, keine ökonomischen Vorteile gegenüber einer direkten Stromnutzung durch Wärmepumpen haben. Zu dem gleichen Ergebnis kommt eine aktuelle Studie von Matthes et al. (2021), in der ein ähnlicher Kostenvergleich für die perspektivische Wärmeversorgung in 2025 und 2035 mit einer Luft-Wasser-Wärmepumpe, Sole-Wasser-Wärmepumpen und einem Wasserstoffkessel durchgeführt wurde. Dabei wurden auch verschiedene Sensitivitäten für die Technologie und Brennstoffkosten betrachtet.

Bei der hier durchgeführten Untersuchung zeigt sich, dass der Kostenvorteil der Wärmepumpe besonders im Altbau gilt, wo im Diskurs oftmals der Vorteil der Wasserstoffnutzung aufgrund von bestehenden Gasanschlüssen und der vermeintlich schlechten Effizienz der Wärmepumpen betont wird. Annähernde Kostenparität der Versorgung kann nur im Neubau erreicht werden, wenn lokal in Deutschland erzeugter Wasserstoff verwendet wird. Es ist aufgrund der hohen Nachfrage nach Wasserstoff in anderen Sektoren, in denen es weniger Alternativen zur Wasserstoffnutzung als im Gebäudebereich gibt, jedoch fragwürdig, ob der – aufgrund von EE-Ausbaubeschränkungen – knappe, national erzeugte Wasserstoff jemals im Gebäudesektor eingesetzt werden kann. Sollte sich diese Lenkung nicht von alleine durch die entsprechende unterschiedliche Zahlungsbereitschaft in den Sektoren einstellen, sind politische Interventionen wahrscheinlich und nach Matthes et al. (2021) geboten, die dafür sorgen, dass der Wasserstoff in erster Linie dort eingesetzt wird, wo es an klimaneutralen Alternativen mangelt, wie z.B. in ausgewählten Industrieprozessen und im Schwerlastverkehr. Folglich ist es wahrscheinlich, dass es, wenn es zu einer Wasserstoffnutzung im Gebäudesektor kommen sollte, diese mit importiertem Wasserstoff erfolgt, der dann nur zu entsprechend hohen Preisen verfügbar sein würde.

In Niedrigenergiehäusern erscheint die Wasserstoffnutzung noch eher rentabel als im Altbau. Insbesondere im Neubau setzen sich jedoch bereits jetzt flächendeckend Wärmepumpen als meistverbaute Technologie durch. Dies könnte auch langfristig so bleiben, da teilweise zusätzlich ein Gasanschluss gelegt und finanziert werden muss, ein Stromanschluss jedoch ohnehin notwendig ist. Die Kosten hierfür wurden im Vergleich nicht berücksichtigt.

Weiterhin wurde auch nicht die Option der Kombination Wärmepumpe & Photovoltaik betrachtet, welche aufgrund ihres hohen erzielbaren Eigenverbrauchs sich bereits heute in der Regel als kostengünstigste Versorgungslösung darstellt (BDEW e.V. 2021b), die jedoch stark von der aktuellen Regulatorik abhängt. In diesem Kontext ist auch drauf hinzuweisen, dass die Ergebnisse mit Berücksichtigung von Abgaben und Steuern die EEG-Umlage aufgrund des aktuellen Diskurses um die Absenkung bis hin zur Abschaffung dieser nicht enthalten (dena GmbH 2020).

Die Nutzung der Brennstoffzelle erscheint in der Vergleichsrechnung relativ unrentabel, trotz der Annahme, dass die Investitionskosten bis 2030 nur ein Viertel des aktuellen Niveaus betragen werden. Langfristig wird jedoch mit einer noch stärkeren Reduktion der Investitionskosten bis 2050 gerechnet (Sterchele et al. 2020). Allerdings wird sich die Brennstoffzelle im dezentralen Einsatz, d.h. in den Gebäuden, nur ökonomisch durchsetzen können, wenn der lokal produzierte Strom eine Vergütung deutlich über den am Strommarkt zu erlösenden Preisen hinaus erhält für die netzdienlich nutzbare Flexibilität ihres Einsatzes. Ob eine solche Vergütung und ggf. Förderung jedoch sinnvoller für den Einsatz von zentraler H₂-KWK mit Einbindung in Wärmenetze genutzt werden sollte, kann die hier durchgeführte Analyse nicht beantworten. Dies stellt jedoch eine weitere wichtige Forschungsfrage dar, die eine tiefergehende Analyse von langfristigen Strom- und Wärmenetzausbaubedürfnissen notwendig macht.

8 Fazit

Bei der Analyse der grundlegenden Anwendungsbereiche sowie Nutzungs- und Gewinnungsoptionen für den Einsatz von Wasserstoff im Gebäudebereich zeigt sich, dass neben den verschiedenen Verfahren zur Gewinnung des Wasserstoffs vor allem zwischen zentralem Einsatz (also mit einer Auskopplung der Wärmeenerzeugung in Wärmenetze) und dezentralem Einsatz (also einer direkten Erzeugung und Nutzung der Wärme im Gebäude), unterschieden werden muss.

Im zentralen Einsatz scheint der Beitrag von Wasserstoff weniger umstritten als im dezentralen Einsatz. Erste Untersuchungen deuten daraufhin, dass dieser jedoch auch dort - gemessen an der gesamten produzierten Wärmemenge - eher eine Nebenrolle spielen wird und vor allem durch seine flexiblen Einsatzmöglichkeiten der Unterstützung des Strom-

bzw. Energiesystems dienen wird. Dies könnte insbesondere dann relevant werden, wenn durch eine starke Elektrifizierung aufgrund von zunehmender Elektromobilität und Wärmepumpen der Ausbau des Übertragungsstromnetz, insbesondere für den Nord-Süd-Transport, an seine Grenzen stößt. In diesem Fall könnten zusätzlich das Gasübertragungsnetz für den Nord-Süd-Transport der Energiemengen, die dann auch in der Gebäudewärme eingesetzt werden, benötigt werden.

Die Analyse des Stands der Technik zeigt, dass für die dezentrale Nutzung zwar zeitnah eine sukzessive Umstellung der Wärmeerzeuger in Gebäuden auf wasserstofffähige Brenner möglich wäre, ob es dazu jedoch jemals in signifikanten Umfang durch eine Umwidmung von Erdgasverteilnetzen kommen wird, ist zu bezweifeln. Diese Feststellung legen die Auswertung verschiedener Energiesystemszenarien sowie die berechneten Fallbeispiele nahe, die keine ökonomische Vorteilhaftigkeit des Einsatzes von Wasserstoff in der klimaneutralen dezentralen Wärmeversorgung nachweisen konnten. Die Szenarienanalysen zeigen jedoch auch, dass Wasserstoffnutzung im Gebäudebereich einen – wenn auch untergeordneten – Beitrag zum Erreichen der Klimaneutralität leisten kann. Hierzu kann weitere Forschung und Förderung durchaus sinnvoll sein. Unter anderem gilt es zu untersuchen, wie die dargestellten Unsicherheiten in der ökonomischen Bewertung reduziert werden können. Außerdem sind wissenschaftliche Analysen und auch Fördermaßnahmen kontinuierlich an aktuelle technische und ökonomische Entwicklungen anzupassen.

Auf der anderen Seite sollte der Diskurs um die Nutzung von Wasserstoff im Gebäudesektor – insbesondere für die direkte Nutzung im Gebäude und die damit verbundene flächendeckende Umwidmung der Erdgasverteilnetze – in Zukunft auch nicht unnötig viele Ressourcen binden, die gegebenenfalls besser in der Entwicklung und Förderung der Technologien, die als zentral für das Gelingen der Wärmewende angesehen werden können, wie zum Beispiel grüner Fernwärme, Wärmepumpen und (serieller) Sanierung, eingesetzt werden sollten. Die hier durchgeführte Analyse leistet einen Beitrag diesen Diskurs zu versachlichen.

Literaturangaben

- ASUE e.V. (2018): Brennstoffzellen für die Hausenergieversorgung. Funktionsweise, Entwicklung und Marktübersicht, Informationsbroschüre.
- BDEW e.V. (2017): BDEW-Heizkostenvergleich Altbau 2017. Ein Vergleich der Gesamtkosten verschiedener Systeme zur Heizung und Warmwasserbereitung in Altbauten, BDEW-Bericht.
- BDEW e.V. (2021a): BDEW-Heizkostenvergleich Altbau 2021. Ein Vergleich der Gesamtkosten verschiedener Systeme zur Heizung und Warmwasserbereitung in Altbauten, BDEW-Bericht.
- BDEW e.V. (2021b): BDEW-Heizkostenvergleich Neubau 2021. Ein Vergleich der Gesamtkosten verschiedener Systeme zur Heizung und Warmwasserbereitung in Neubauten, BDEW-Bericht.
- BDR Thermea Group (2020): BDR Thermea joins pioneering test of hydrogen energy in Germany, <https://www.bdrthermeagroup.com/en/stories/bdr-thermea-joins-pioneering-test-of-hydrogen-energy-in-germany> [Stand: 26.05.2021].
- BMWi (2020): Energieeffizienz in Zahlen 2020. Entwicklungen und Trends in Deutschland 2020, BMWi-Bericht.
- BMWi (2021): Kleine Anfrage von der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN Betr.: Wirksamkeit der Fördermittel im Gebäudebereich für den Klimaschutz; BT-Drucksache: 19/25728, Bundestags-Drucksache.
- Bosch Thermotechnik (2021): Bosch: Dampf- und Heißwasser mit grünem Wasserstoff, <https://www.bosch-thermotechnology.com/de/de/gewerbe-industrie/wissen/fachberichte/wasserstoff/> [Stand: 08.07.2021].
- Bosch Thermotechnik GmbH (2020): Der Energiewende einen Schritt näher Bosch präsentiert Wasserstoff-Heizkessel für Wohngebäude, Pressemitteilung.
- Breil et al. (2019): Effiziente Energiewende jetzt statt warten auf das grüne Gas, Expertendossier.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020): Die Nationale Wasserstoffstrategie, Strategiepapier.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2021): Dialog klimaneutrale Wärme. Zielbild, Bausteine und Weichenstellungen 2030/2050, Impulspapier.
- Bundesnetzagentur (2020a): Regulierung von Wasserstoffnetzen. Ergebnisse der Marktkonsultation, Bericht.
- Bundesnetzagentur (2020b): Regulierung von Wasserstoffnetzen - Bestandsaufnahme, Bericht.
- Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt (2021): Monitoringbericht Energie 2020, Bericht.
- dena GmbH (2020): Vorschlag für die Senkung der EEG-Umlage auf null. Ein Impuls für eine Beschleunigung der Energiewende, Impulspapier.
- DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (2019): DVGW-Regeln für klimafreundliche Energieinfrastruktur. Mehr Wasserstoff technisch sicher verankern, Presseinformation.
- DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (2013): Technische Regel – Arbeitsblatt: DVGW G 260 (A).
- DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (2020): Marktkonsultation der Bundesnetzagentur zur Regulierung von Wasserstoffnetzen, Bericht.
- E.ON SE (2021): „Vom Großen ins Kleine“: Von der Energiewende im Wärmesektor zum „Digital Energy Twin“ der Stadt Essen, Kurzbericht.
- Engelmann et al. (2021): Systemische Herausforderung der Wärmewende, Abschlussbericht.

- EON SE (2020): SmartQuart, <https://smartquart.energy/about/kaisersesch/> [Stand: 26.05.2021].
- Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (2019): Entwicklung der Gebäudewärme und Rückkopplung mit dem Energiesystem in -95% THG-Klimaszenarien. Teilbericht im Rahmen des Projektes: Transformationspfade im Wärmesektor – Betriebs- und volkswirtschaftliche Betrachtung der Sektorkopplung mit dem Fokus Fernwärme mit hohen Anteilen konventioneller KWK-Erzeugung und Rückkopplung zum Gesamtenergieversorgungssystem, Bericht.
- Fuhs (2020): Klimaneutrales Quartier mit Wasserstoff, <https://www.pv-magazine.de/2020/04/17/klimaneutrales-quartier-mit-wasserstoff/> [Stand: 09.06.2021].
- Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (2017): Untersuchung der Auswirkung von Wasserstoff-Zumischung ins Erdgasnetz auf industrielle Feuerungsprozesse in thermoprozesstechnischen Anlagen, Abschlussbericht.
- Gatzen & Lenz (2021): Wasserstoff zur Dekarbonisierung des Wärmesektors. Studie für den DVGW, Bericht.
- Gerbert et al. (2018): Klimapfade für Deutschland, Abschlussbericht.
- Gerhardt et al. (2020): Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem: Fokus Gebäudewärme. Studie zum Einsatz von H₂ im zukünftigen Energiesystem unter besonderer Berücksichtigung der Gebäudewärmeversorgung, Studie im Auftrag des IZW e.V. Informationszentrum Wärmepumpen und Kältetechnik.
- Graichen et al. (2021): Klimaneutrales Deutschland. In drei Schritten zu null Treibhausgasen bis 2050 über ein Zwischenziel von -65% im Jahr 2030 als Teil des EU-Green-Deals, Bericht.
- Günther et al. (2020): Wärmepumpen in Bestandsgebäuden: Ergebnisse aus dem Forschungsprojekt "WPsmart im Bestand" (Abschlussbericht), Abschlussbericht.
- Hank et al. (2020): Energy efficiency and economic assessment of imported energy carriers based on renewable electricity, Sustainable Energy & Fuels, DOI: 10.1039/D0SE00067A.
- HIC Hamburg Institut Consulting GmbH & Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (2021): Grüne Fernwärme für Deutschland – Potenziale, Kosten, Umsetzung. Im Auftrag des BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Bericht.
- International Energy Agency- IEA (2019): The Future of Hydrogen - Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan, Report.
- Köhler et al. (2018): Cravezero - Guideline II. nZEB Technologies: Cost reduction and market acceleration for viable nearly zeroenergy buildings, Report.
- Matthes et al. (2021): Die Wasserstoffstrategie 2.0 für Deutschland. Untersuchung für die Stiftung Klimaneutralität, Bericht.
- Maurer et al. (2020): Effiziente Ausgestaltung der Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung, Anhang zum Abschlussbericht.
- Moderne Gebäudetechnik (2020): Wasserstoff als Brennstoff für Heizthermen, <https://www.tga-praxis.de/fachmagazin/fachartikel/wasserstoff-als-brennstoff-fuer-heizthermen.html> [Stand: 26.05.2021].
- Müller-Syring et al. (2011): Power-to-Gas. Entwicklung von Anlagenkonzepten im Rahmen der DVGW-Innovationsoffensive, gwf-Gas Erdgas.
- Müller-Syring et al. (2018): Transformationspfade zur Treibhausgasneutralität. der Gasnetze und Gasspeicher nach COP 21, energie wasser praxis.
- Senkpiel et al. (2019): Sozio-E2S: Open Source Energiesystemmodellierung – Einfluss von soziokulturellen Faktoren auf Transformationspfade des deutschen Energiesystems, Schlussbericht.

- Sterchele et al. (2020): Anhang zur Studie »Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem«. Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen, Anhang zum Bericht.
- Ueckerdt et al. (2021): Potential and risks of hydrogen-based e-fuels in climate change mitigation, Nature Climate Change, DOI: 10.1038/s41558-021-01032-7.
- Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (2020): Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlichen Karte für visionäres Wasserstoffnetz (H2-Netz), <https://www.fnb-gas.de/fnb-gas/veroeffentlichungen/pressemitteilungen/fernleitungsnetzbetreiber-veroeffentlichen-karte-fuer-visionaeres-wasserstoffnetz-h2-netz/> [Stand: 25.05.2021].
- Viessmann (2021): Klimaneutral heizen mit Wasserstoff | Viessmann, <https://www.viessmann.de/de/wohngebaeude/klimaneutral-heizen-mit-wasserstoff.html> [Stand: 26.05.2021].
- Viessmann Climate Solutions SE (2021): Vitovalor PT2. Datenblatt.
- Vonovia SE (2020): Vonovia entwickelt Bochum-Weitmar zum Innovationsquartier für Klimaschutz – Land fördert Projekt mit 6,2 Mio. Euro, <https://presse.vonovia.de/de-de/aktuelles/200123-innovationsquartier-bochum-weitmar> [Stand: 26.05.2021].
- Wachsmuth et al. (2019): Roadmap Gas für die Energiewende – Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors, Bericht.
- Wang et al. (2020): European Hydrogen Backbone, Report.
- Wietschel et al. (2021): Metastudie Wasserstoff – Auswertung von Energiesystemstudien. Studie im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrates, Bericht.

Anhang

Tabelle 4: Annahmen für die Investitionskosten bei der Darstellung der Bandbreiten

Quelle: eigene Darstellung

Investitionskosten in € pro kWth	Luftwärmepumpe			Gas-Brennwertkessel			Brennstoffzelle		
	Erwartung	min.	max.	Erwartung	min.	max.	Erwartung	min.	max.
Primärer Wärmeerzeuger	1167	640	1268	336	97	336	782	486	3126
Sekundärer Wärmeerzeuger							269	97	269

Tabelle 5: Annahmen für die Brennstoff- und Stromkosten bei der Darstellung der Bandbreiten

Quelle: eigene Darstellung

Brennstoff		Dtld Strom			Dtld H2			MENA H2		
Ober- bzw. Untergrenzen		Erw.	min.	max.	Erw.	min.	max.	Erw.	min.	max.
Elektrolyseur Investition	EUR/kW				400	200	600	400	200	600
	Abschreibung (Jahre)				20	20	20	20	20	20
	Restwert EUR/kW				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Volllaststunden h/a				4000	3500	4000	4000	3500	5500
	% von Invest p.a.				8,0%	3,0%	10,0%	10,0%	4,0%	15,0%
Betriebskosten Verbrauchskosten										
	ct/kWh				1,54	0,59	2,60	1,74	0,65	2,44
Stromerzeugung Erneuerbar	ct/kWh	5,5	4,5	6,5	4,5	3,5	8,5	3,0	2,5	4,5
Kosten Netz										
Gas / Strom	ct/kWh	3,9	3,0	9,8	3,0	1,5	3,4	3,0	1,5	3,4
Kosten Transport Gas (Mena / Dtld)	ct/kWh							5,0	3,5	6,5
Kosten Endkunde Gestehung	ct/kWh	5,50	4,50	6,50	8,74	6,19	16,20	7,19	4,65	9,64
Kosten Endkunde Gestehung & Netz	ct/kWh	9,39	7,50	16,25	11,76	7,69	19,60	15,21	9,65	19,54

* Für Einspeisung der Brennstoffzelle wurde eine Bandbreite von 3,5 bis 6,5 ct/kWh_{el} für die Strommarkterlöse und 0,0 bis 1,5 ct/kWh_{el} für die vermiedenen Netzentgelte angenommen. Die Einspeisevergütung wurde nicht variiert.



Der rote Faden durch die Energiewende: Das Kopernikus-Projekt Ariadne führt durch einen gemeinsamen Lernprozess mit Politik, Wirtschaft und Gesellschaft, um Optionen zur Gestaltung der Energiewende zu erforschen und politischen Entscheidern wichtiges Orientierungswissen auf dem Weg zu einem klimaneutralen Deutschland bereitzustellen.

Folgen Sie dem Ariadnefaden:



@AriadneProjekt



ariadneprojekt.de

Mehr zu den Kopernikus-Projekten des BMBF auf kopernikus-projekte.de

Wer ist Ariadne? Durch den Faden der Ariadne gelang Theseus in der griechischen Mythologie die sichere Navigation durch das Labyrinth des Minotaurus. Dies ist die Leitidee für das Energiewende-Projekt Ariadne. Im Konsortium von mehr als 25 Forschungseinrichtungen führt Ariadne durch einen gemeinsamen Lernprozess mit Politik, Wirtschaft und Gesellschaft, erforscht Optionen zur Gestaltung der Energiewende und erarbeitet wichtiges Orientierungswissen für politische Entscheider. Wir sind Ariadne:

adelphi | Brandenburgische Technische Universität Cottbus – Senftenberg (BTU) | Deutsche Energie-Agentur (dena) | Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) | Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) | Ecologic Institute | Fraunhofer Cluster of Excellence Integrated Energy Systems (CINES) | Guidehouse Germany | Helmholtz-Zentrum Hereon | Hertie School | Hochschule für Wirtschaft und Umwelt Nürtingen-Geislingen (HfWU) | ifok | Institut der deutschen Wirtschaft Köln | Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität | Institute For Advanced Sustainability Studies (IASS) | Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change (MCC) | Öko-Institut | Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK) | RWI – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung | Stiftung 2° – Deutsche Unternehmer für Klimaschutz | Stiftung Umweltenergierecht | Technische Universität Darmstadt | Technische Universität München | Universität Hamburg | Universität Münster | Universität Potsdam | Universität Stuttgart – Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) | ZEW – Leibniz-Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung