



NRL

Norddeutsches
RealLabor

Potentiale, Grenzen und Prioritäten

Grüner Wasserstoff für die Energiewende

Teil 2: Der Gebäudesektor

Hamburg, Februar 2023

Dr. Felix Doucet, Prof. Dr. Jens-Eric von Düsterlho,

Prof. Dr.-Ing. Hans Schäfers, Nina Kicherer, Nanke Jensen

Inkl. Interview mit Burkhard Warmuth (Hamburger Energiewerke GmbH)

Grüner Wasserstoff für die Energiewende

Potentiale, Grenzen und Prioritäten – Teil 2: Der Gebäudesektor

Februar 2023

Über die Autor*innen

In der Arbeitsgruppe „Neue Markt- & Geschäftsmodelle, Regulatorik“ des Norddeutschen Reallabors (NRL) werden an der HAW Hamburg die Praxisprojekte der Arbeitsgruppe „Wärme & Quartiere“ aus ökonomischer Perspektive wissenschaftlich begleitet.

Dr. Felix Doucet, Prof. Dr. Eric von Düsterlho, Prof. Dr.-Ing. Hans Schäfers, Nina Kicherer, Nanke Jensen, inkl. Interview mit Burkhard Warmuth von Hamburger Energiewerke GmbH

Zusammenfassung

Die Kosten von verschiedenen Heizungstechnologien werden vor dem Hintergrund des Markthochlaufs von Wasserstoff verglichen. Der Einsatz von Wasserstoff für die dezentrale Wärmebereitstellung in Gebäuden ist im Regelfall nicht wirtschaftlich. Hauptgrund ist die Ineffizienz: Es ist im Gebäudebestand um den Faktor 5- bis 6-mal mehr grüner Strom für die Elektrolyseure notwendig im Vergleich zu einem Szenario mit Wärmepumpen. Bei modernisierten oder neuen Gebäuden vergrößert sich der Faktor. Grüner Wasserstoff vermag aber ein Puzzleteil für Wärmenetze zu werden. Diese werden eine wichtige Rolle bei der Dekarbonisierung des Gebäudesektors spielen, wie Burkhard Warmuth (Leiter Strategie der Hamburger Energiewerke GmbH und Leiter der Arbeitsgruppe „Wärme und Quartiere“ im NRL) im Interview berichtet. Die Wärmequellen (z. B. Abwärme, Oberflächenwasser, Tiefengeothermie) und der Bedarf vor Ort sind aber in jeder Region individuell zu betrachten. Auch die Abwärme von Elektrolyseuren und Anlagen zur Wasserstoff Rückverstromung sollten zur Effizienzsteigerung in Wärmenetze eingespeist werden. Die Überlegungen führen zu vier potenziellen Szenarien für Hamburg, bei denen auch das Stromnetz auf dem Prüfstand steht. Auch wenn sich der absolute Stromverbrauch für die dezentrale Wärmebereitstellung in Hamburg kaum verändert, wird die elektrische Spitzenlast bei Außentemperaturen von -10°C im Vergleich zu heute voraussichtlich um mindestens 50 % (ambitionierte Sanierungsstrategie) bis maximal 260 % steigen. Die Gebäudesanierung zu beschleunigen ist aus der Perspektive indirekt auch eine effektive Maßnahme zur Entlastung der Stromnetze. Aus den Ergebnissen werden Rückschlüsse auf die Rolle der einzelnen Technologien im zukünftigen Wärmemarkt gezogen, sowie attraktive Geschäftsmodelle benannt.

Keywords

Grüner Wasserstoff, Markthochlauf, Gebäude, Brennwerttherme, Wärmepumpe, Wirtschaftlichkeit, Norddeutsches Reallabor

1.	Einleitung.....	1
1.1	<i>Herausforderung: Klimaneutralität 2045.....</i>	1
1.2	<i>Das Verbundforschungsprojekt Norddeutsches Reallabor (NRL)</i>	2
1.3	<i>Zielsetzung und Aufbau</i>	3
2.	Der Gebäudesektor.....	4
3.	Dezentrale Wärmeerzeugung	5
3.1	<i>Auswahl</i>	5
3.2	<i>Brennwerttherme.....</i>	6
3.3	<i>Wärmepumpe.....</i>	7
3.4	<i>Kostenvergleich der Heizungstypen</i>	9
4.	Wärmenetze.....	9
4.1	<i>Einordnung.....</i>	9
4.2	<i>NRL-Projekt: Aquiferspeicher der Hamburger Energiewerke.....</i>	10
4.3	<i>NRL-Experteninterview</i>	11
5.	Gesamtsystem Hamburg.....	12
5.1	<i>Wärmeversorgung.....</i>	12
5.2	<i>Stromnetz</i>	13
6.	Markthochlauf und Geschäftsmodelle	14
7.	Fazit für den Gebäudesektor	15
I.	Abbildungsverzeichnis	I
II.	Abkürzungsverzeichnis	I
III.	Literaturverzeichnis	II
IV.	Anhang	IV

Vorbemerkung

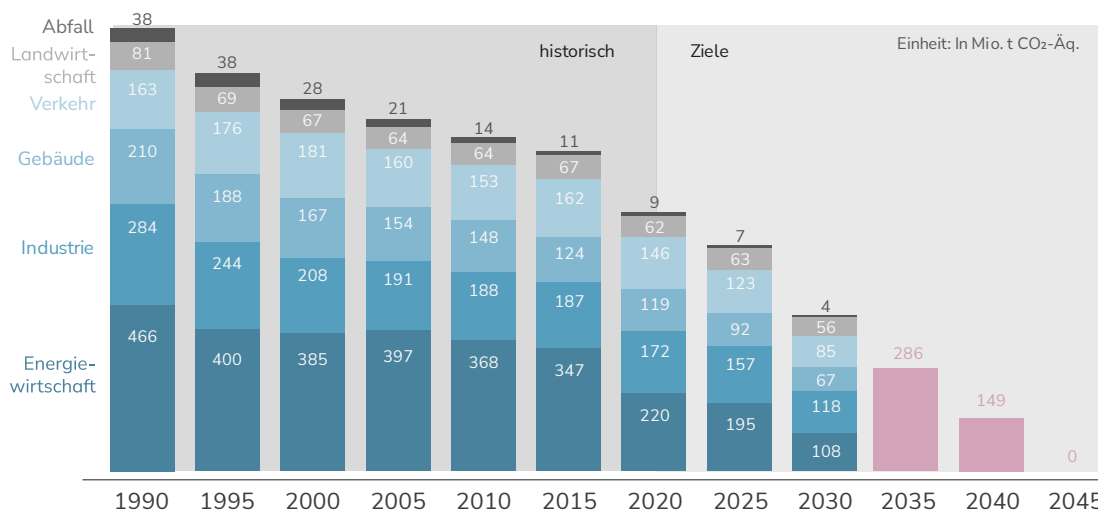
Die Studienreihe „Grüner Wasserstoff für die Energiewende – Potentiale, Grenzen und Prioritäten“ soll einen Überblick entlang der Wertschöpfungskette von grünem Wasserstoff und damit von der Wasserstofferzeugung bis hin zur Anwendung in den verschiedenen Verbrauchssektoren geben.

Durch techno-ökonomische Betrachtungen werden verschiedene relevante Technologien im Hinblick auf ihre Potentiale und Grenzen bewertet und daraus Prioritäten für den zukünftigen Einsatz von grünem Wasserstoff abgeleitet. Dafür werden die „Potentiale, Grenzen und Prioritäten“, aufbauend auf den Arbeitsgruppen des NRL und deren Demonstratoren, in folgenden Themenbereichen untersucht und sukzessive veröffentlicht:

- Studienreihe Teil 1: Grüner Wasserstoff als Markt der Zukunft
- **Studienreihe Teil 2: Wasserstoffanwendung im Gebäudesektor**
- Studienreihe Teil 3: Wasserstoffanwendung im Verkehrssektor
- Studienreihe Teil 4: Wasserstoffanwendung im Industriesektor
- Studienreihe Teil 5: Wasserstoff Erzeugung
- Studienreihe Teil 6: Wasserstoffanwendungen im Sektoren-Vergleich

1. Einleitung

1.1 Herausforderung: Klimaneutralität 2045



Quelle: Umweltbundesamt (2022): Daten der Treibhausgasemissionen des Jahres 2021 nach KSG

Abbildung 1: Treibhausgasemissionen der einzelnen Sektoren seit 1990 mit Zielen bis 2045

Die Bundesrepublik Deutschland hat mit dem 2021 nachgebesserten Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) beschlossen, bis 2045 Klimaneutralität zu erreichen. Dafür müssen neben der Energiewirtschaft auch die Verbrauchssektoren Industrie, Verkehr und Gebäude vollständig treibhausgasneutral werden, was eine enorme Herausforderung darstellt.

Abbildung 1 zeigt, dass der Weg zur vollständigen Treibhausneutralität anspruchsvoll ist. Seit dem Referenzjahr 1990 konnten in 30 Jahren bis 2020 die Emission von Treibhausgasen (THG) zwar um 40 % reduziert werden, das entspricht durchschnittlich 17 Mio. t CO₂-Äq. pro Jahr¹ (hellgrauer Bereich). In den nächsten 25 Jahren von 2020 bis 2045 müssen die THG-Emissionen aber um die restlichen 60 % gesenkt werden, das entspricht durchschnittlich 30 Mio. t CO₂-Äq. pro Jahr² (dunkelgrauer Bereich). Die jährliche THG-Minderung muss zukünftig also deutlich

ambitionierter ausfallen als in den letzten 30 Jahren, um das Ziel der Klimaneutralität 2045 erreichen zu können. Es gilt, sämtliche dafür notwendige Technologien zügig in die breite Anwendung zu führen.

Mit der „Nationalen Wasserstoffstrategie“ hat die Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland im Sommer 2020 die Bedeutung von **grünem Wasserstoff** (= aus erneuerbaren Energien gewonnen) einen zentralen Baustein für die erfolgreiche Energiewende unterstrichen (BMWi 2020). Die Herstellung und Anwendung von grünem Wasserstoff und deren Technologie als „Markt der Zukunft“ unterliegen derzeit noch vielfältigen technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen. Die vorliegende Studienreihe „**Grüner Wasserstoff für die Energiewende – Potentiale, Grenzen und Prioritäten**“ widmet sich diesen Themen und präsentiert eine Einordnung im Rahmen des Verbundforschungsprojektes „Norddeutsches Reallabor“ (NRL).

¹ 40 % / 30 Jahre = 1,33 % pro Jahr \square 1,33 % von THG-Emissionen₁₉₉₀ = 1.242 Mio. t CO₂-Äq. * 1,33 % = 17 Mio. t CO₂-Äq.
² 60 % / 25 Jahre = 2,40 % pro Jahr \square 2,40 % von THG-Emissionen₁₉₉₀ = 1.242 Mio. t CO₂-Äq. * 2,40 % = 30 Mio. t CO₂-Äq.

1.2 Das Verbundforschungsprojekt Norddeutsches Reallabor (NRL)

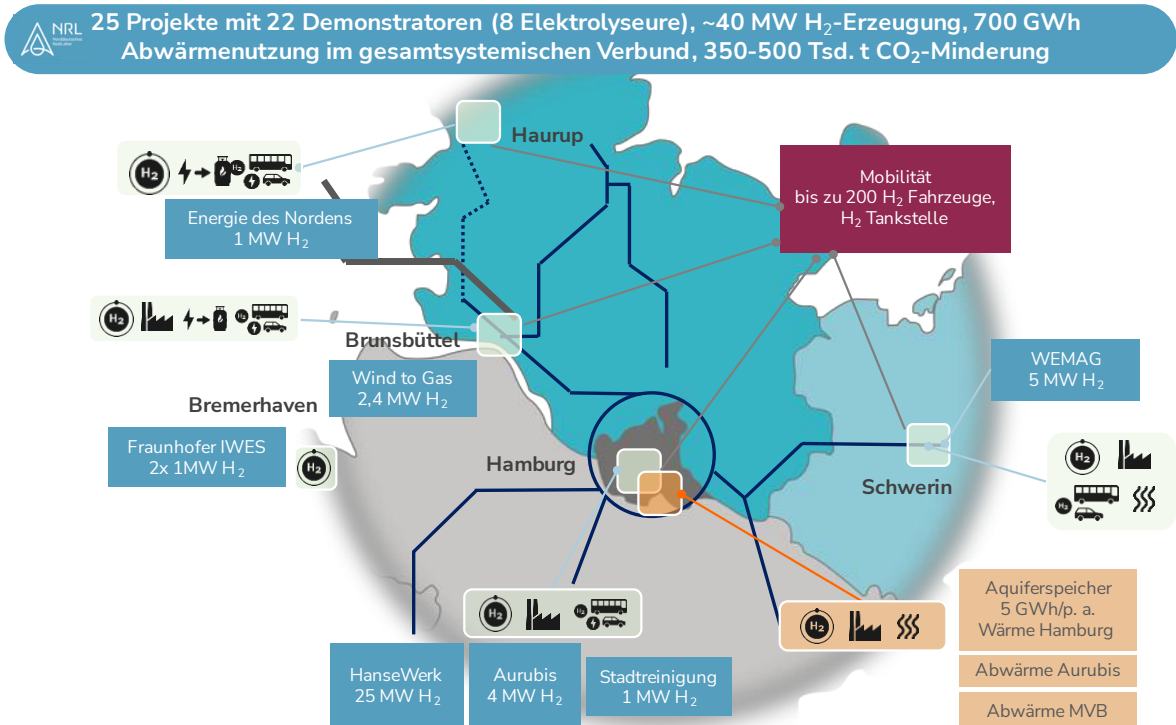


Abbildung 2: NRL-Struktur

Das Verbundforschungsprojekt NRL „Norddeutsches Reallabor“³ (2021 bis 2026) ist ein im Rahmen des 7. Energieforschungsprogramms mit dem Förderschwerpunkt „Reallabore der Energiewende“ mit rund 52 Millionen € gefördertes Projekt. Ziel des NRL ist es, die Transformation des Energiesystems zu erproben und so den Weg zu einer schnellen Defossilisierung aller Verbrauchssektoren zu demonstrieren. Dabei werden die Erzeugungsregionen von grünem Strom Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern mit der Verbrauchsregion Hamburg gekoppelt. Dabei wird die Wasserstoff-Wertschöpfungskette abgedeckt von der Bereitstellung über den Transport und die Speicherung bis zur Umwandlung von Energie in der Industrie, der Wärmeversorgung und dem Mobilitätssektor. Diese Vielfalt ermöglicht eine

integrierte Betrachtung des Energiesystems und dessen Erzeugungs- und Verbrauchssektoren im NRL.

Konkret arbeiten im NRL 23 Förderpartner, 30 assoziierte Partner sowie 6 Behörden und Ministerien der beteiligten Landesregierungen zusammen. Dabei entstehen in den nächsten Jahren 22 Demonstrationsanlagen wie beispielsweise acht Elektrolyseure mit einer Wasserstoff-Erzeugungskapazität von bis zu 42 MW, bis zu 200 wasserstoffbetriebene Fahrzeuge verschiedener Klassen in unterschiedlichen Nutzungsszenarien und drei Projekte zur Abwärmenutzung in einem Umfang von 700 GWh pro Jahr (siehe Abbildung 2 und Abbildung 3). Mit den geplanten Vorhaben des Norddeutschen Reallabors können etwa 350-500.000 Tonnen CO₂-Emissionen pro Jahr eingespart werden.

³ Weitere Informationen und Publikationen aus dem NRL finden Sie unter www.norddeutsches-reallabor.de.



Abbildung 3: NRL-Projektpartner

1.3 Zielsetzung und Aufbau

Im Teil 1 der Studienreihe wurde eine Einführung in die Rolle von grünem Wasserstoff als Markt der Zukunft gegeben. Darauf bauen die weiteren Teile zur Wasserstoff-Anwendung und Erzeugung auf.

In diesem Teil 2 werden die möglichen Technologien für die Bereitstellung von Gebäudewärme untersucht. In Hamburg besteht gemäß § 17 Abs. 1 Hamb. Klimaschutzgesetz bereits seit Juli 2021 die Pflicht, nach einem Heizungstausch 15 % Erneuerbare Energien zu nutzen. Dies kann über Fernwärme, eine Wärmepumpe, Solarthermie, Biomasse (inkl. Biogas) oder Ersatzmaßnahmen (z. B. baulicher Wärmeschutz) erfolgen (Hamburgische Bürgerschaft 2020).

Der Koalitionsvertrag der Bundesregierung sieht dagegen einen Mindestanteil von 65 % Erneuerbarer Energien vor, was normativ im GEG zum 01.01.2024 umgesetzt werden soll und einem Zwang zu Wärmepumpe, Wärmenetz oder Therme mit Biomasse entspricht

(SPD, BÜNDNIS 90 / DIE GRÜNEN & FDP 2021).

Ziel der Untersuchung ist ein Vergleich von grünem Wasserstoff gegenüber einer markt-reifen Technologie: der Wärmepumpe. Als weitere marktreife Alternative werden die Vorteile vom Wärmenetz in Hamburg beschrieben und ein Interview geführt. Danach werden Szenarien für eine Dekarbonisierung der Wärmeversorgung in Hamburg verglichen. Aus der Analyse des Gesamtsystems folgen Ausblicke für neue Geschäftsmodelle.

2. Der Gebäudesektor

In Summe stammen 41 % der deutschen CO₂-Äq-Emissionen direkt oder indirekt aus der energetischen Versorgung von Gebäuden. Davon entfallen 20 % auf die Energiewirtschaft für die Versorgung der Gebäude mit Strom und Fernwärme, 13 % auf die dezentrale Wärmeerzeugung durch fossile Energieträger in den entsprechenden Gebäuden und 8 % auf „graue Energie“, also Emissionen die bei der Herstellung von Baumaterialien und der Errichtung von Gebäuden entstehen (BBR 2020), siehe Abbildung 4.

Die 13 % CO₂-Äq Emissionen durch dezentrale Wärmeerzeugung aus fossilen Energieträgern entstehen direkt in den Gebäuden und sind im Klimaschutzgesetz daher als „Gebäude“ adressiert. Die Emissionen müssen nach Anlage 2 zu § 4 KSG von 118 Mio. t CO₂-Äq im Jahr 2020 auf 67 Mio. t CO₂-Äq im Jahr 2030 reduziert werden. Die geforderte Reduktion um 43 % bis 2030 erfordert eine

umfassende, schnelle Gebäudesanierungsstrategie. Spätestens die Erreichung der Klimaneutralität bis 2045 erfordert eine finale Abkehr von fossilen Energieträgern in der dezentralen und zentralen Wärmeerzeugung.

Die 20 % CO₂-Äq Emissionen der Energiewirtschaft werden im Klimaschutzgesetz unter „Energiewirtschaft“ erfasst. Sie entstehen indirekt durch den Energiebedarf der Gebäude. Die zugehörige Dekarbonisierung erfolgt im Stromnetz und in den Wärmenetzen.

Tabelle 1 zeigt, wie viel Erdgas, Strom, Mineralöle und Fernwärme 2016 in Gebäuden benötigt wurde. Kohle spielt nur eine sehr kleine Rolle. In der Modellregion ist die Fernwärme überproportional im Vergleich zu Deutschland vertreten, wobei Erdgas, Strom und Mineralöle die dominierenden Energieträger sind (AGEB 2018; LAK Energiebilanzen & EM MV o.J.; LAK Energiebilanzen & Statistikamt Nord 2022b, 2022a).

Emissionen von 902 Mio. t CO₂-Äquivalent in Deutschland, außerhalb und im Gebäude

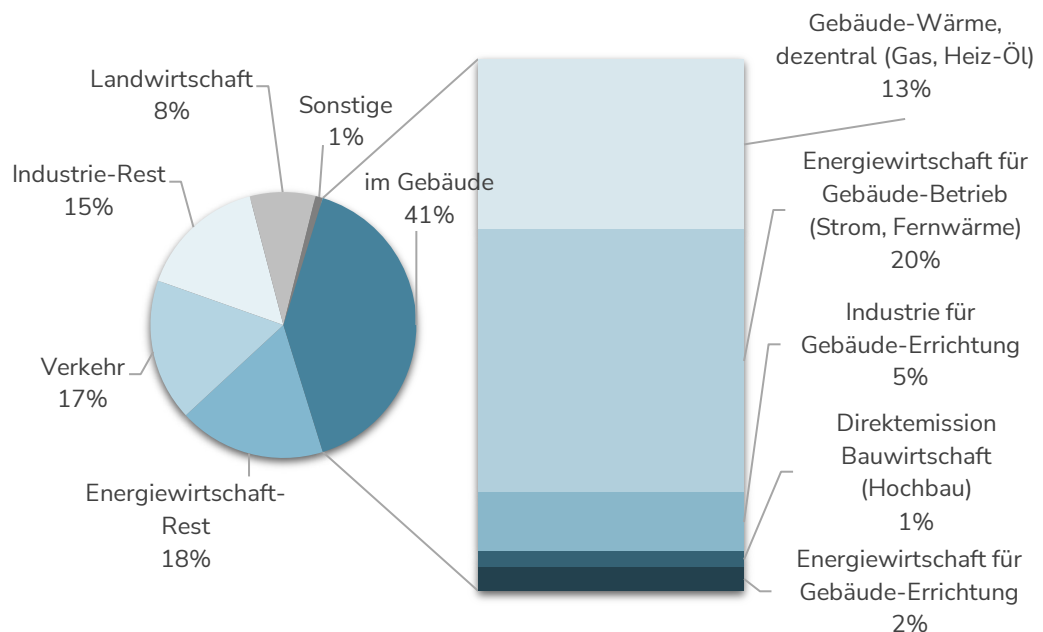


Abbildung 4: THG-Emissionen in Deutschland außerhalb und im Gebäude (inkl. graue Energie), basierend auf (BBR 2020)

2016 – Statistik Gebäude	Deutschland	NRL-Modellregion	Anmerkungen/Quellen
Anzahl Gebäude	19.273.286	1.489.683 (7,7 %)	(DESTATIS 2022)
Wohnfläche in 1000 m ²	3.812.916	282.383 (7,4 %)	(DESTATIS 2022)
Endenergieverbrauch	1.047,8 TWh	84,6 TWh (8,1 %)	(AGEB 2018; LAK ENERGIEBILANZEN & EM MV o. J.; LAK ENERGIEBILANZEN & STATISTIKAMT NORD 2022b, 2022a)
Erdgas	364,8 TWh	34,7 TWh (9,5 %)	
Strom	279,2 TWh	20,5 TWh (7,3 %)	
Mineralöle	218,3 TWh	14,3 TWh (6,6 %)	
Fernwärme	64,1 TWh	10,2 TWh (15,9 %)	
Kohle	6,3 TWh	0,4 TWh (6,3 %)	

Tabelle 1: Anzahl, Wohnfläche und Energieverbrauch von Gebäuden in Deutschland und der NRL-Modellregion (Hamburg, Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern), Aufteilung auf NRL-Bundesländer und CO₂-Äq-Emissionen im Anhang

3. Dezentrale Wärmeerzeugung

3.1 Auswahl

Gemäß den gesichteten Studien spielt die Verbrennung von grünem Wasserstoff im Gebäudesektor der Zukunft aufgrund der niedrigen Gesamteffizienz vermutlich keine wesentliche Rolle (IEA 2021; IPCC 2022; Öko-Institut 2021; SRU 2021). Ursächlich dafür sind die Umwandlungsverluste bei der Erzeugung von grünem Wasserstoff aus grünem Strom.

In Abbildung 5 ist die Gesamteffizienz von einer auf grünem Wasserstoff basierenden Gastherme visualisiert. Es wird ersichtlich, dass

nur ca. 60 % der eingesetzten elektrischen Energie in dem dargestellten Beispiel als Nutzwärme im Haushalt zur Verfügung steht (Gudmundsson & Thorsen 2022). Würde das Gebäude direkt mit Strom geheizt stünden die vollen 100 % Energie zur Verfügung. Zum späteren Vergleich der Technologien wird ein fiktives, unsaniertes Gebäude gewählt. Dieses hat eine Fläche von 200 m² und einen spezifischen Jahreswärmebedarf von 200 kWh/m², woraus sich ein absoluter Wärmebedarf von 40.000 kWh pro Jahr ergibt. Bei diesem unsanierten Gebäude mit Jahreswärmebedarf von 40.000 kWh entstände ein Strombedarf von 66.667 kWh für die Produktion des

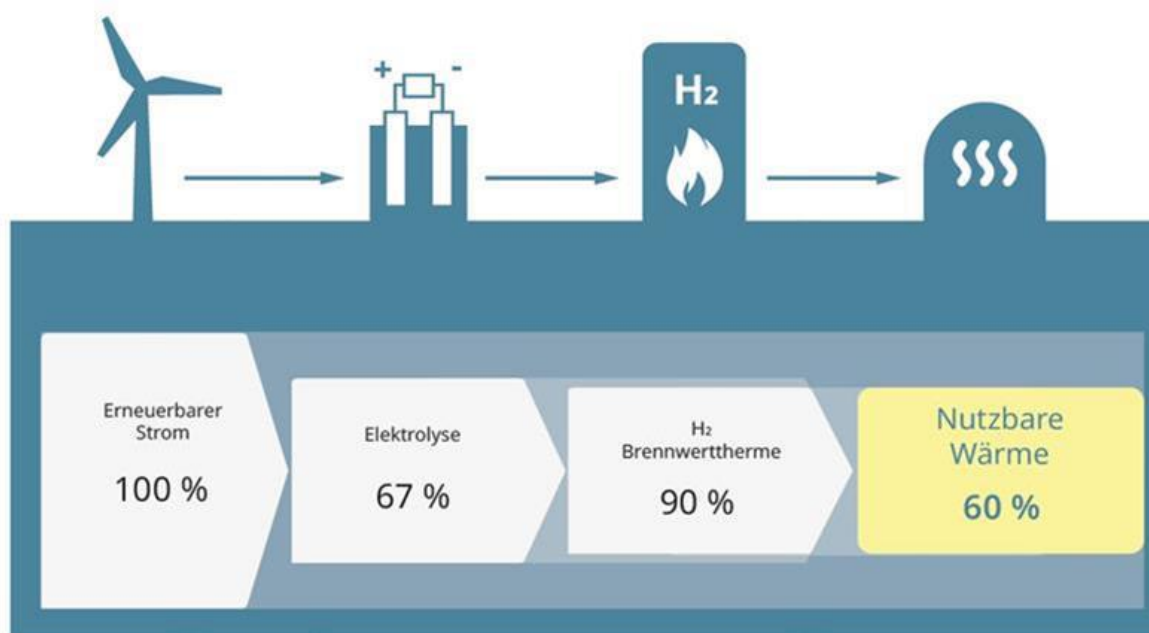


Abbildung 5: Effizienz von Wasserstoffeinsatz für Wärmeanwendung

notwendigen grünen Wasserstoffes. Wenn der grüne Wasserstoff nicht vor Ort produziert wird, sinkt die Gesamteffizienz zusätzlich um den Transportverlust und Aufwand für die Kompression des Gases.

Dennoch, als Energieträger einer klimaneutralen Wärmeversorgung verbleiben nur wenige Optionen: Geothermie, grüner Strom oder hieraus erzeugte synthetische Gase, wie z. B. grüner Wasserstoff, und der Einsatz von Biomasse (inkl. biogener Gase). Bei allen Energieträgern muss die Klimaneutralität anhand der Herkunft bewertet werden. Z. B. kann Biomasse in der Wirkung nicht pauschal als klimaneutral eingestuft werden, insbesondere wenn regionale und schnellwachsende Pflanzen fehlen. Als Ergänzung zu diesen Optionen kann Solarthermie genutzt werden, die aber aufgrund ihrer tages- und jahreszeitlichen Schwankungen nicht für eine alleinige Versorgung geeignet ist. Abwärme aus der Müllverbrennung oder aus industriellen und gewerblichen Prozessen kann Wärmenetze speisen, welche ansonsten aber auch auf die oben genannten Optionen angewiesen sind. Insbesondere die Deckung von Spitzenlasten bei kalten Außentemperaturen muss gewährleistet werden.

Im Folgenden werden aus Sicht der Endverbraucher drei Heiztechnologien und ihre potenzielle Relevanz für ein klimaneutrales (Gebäude-) Energiesystem näher erläutert: Brennwerttherme, Wärmepumpe und Wärmenetze. Der dezentrale Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung wird vernachlässigt.

3.2 Brennwerttherme

Brennwertthermen benötigen einen Energieträger, wie z. B. Erdgas, Heizöl, Pellets, Biogas oder Wasserstoff. Abbildung 6 visualisiert anhand einer Gas-Brennwerttherme die Funktionsweise von herkömmlichen, auf eine Verbrennung basierenden Heizungssystemen. In

der Brennkammer wird der Energieträger entzündet und bei der Verbrennung wird nutzbare Wärme freigesetzt. Die Wärme wird auf das wasserführende Heizungssystem übertragen und im Gebäude verteilt. Der Brennwerteffekt tritt bei niedrigen Systemtemperaturen ein, wenn der Wasserdampf im Abgas kondensiert und die dabei freiwerdende Kondensationswärme zusätzlich an das Heizungssystem abgeführt werden kann. Aktuell wird der Großteil der Brennwertthermen mit fossilem Erdgas betrieben. Zusätzlich ist Biogas im Gasnetz in kleinen Mengen vertreten. Zukünftig wäre prinzipiell auch der Einsatz von grünem Wasserstoff in einer Gas-Brennwerttherme denkbar.

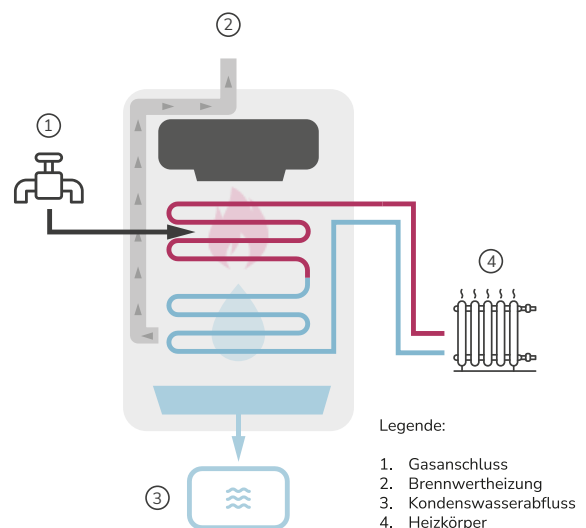


Abbildung 6: Funktionsweise Brennwerttherme

Bereits heute sind „H₂-ready“ Thermen in der Entwicklung, die variabel mit unterschiedlichen Volumenanteilen von Wasserstoff aber auch mit 100 % Wasserstoff betrieben werden können (Viessmann Climate Solutions SE 2022).

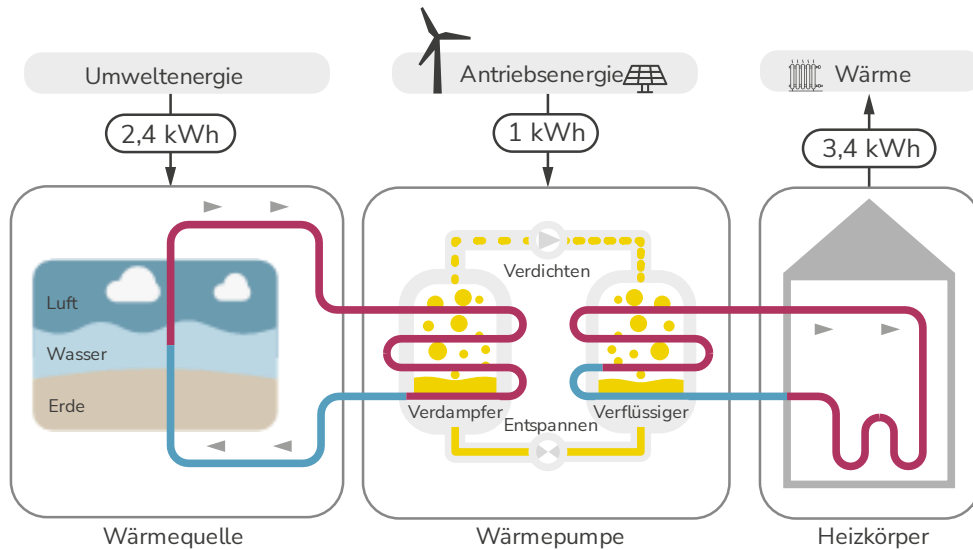


Abbildung 7: Gesamteffizienz einer Wärmepumpe mit Arbeitszahl = 3,4 (unsaniertes Altbau)

3.3 Wärmepumpe

Zur direkten Nutzung von Strom für die dezentrale Wärmeversorgung können Wärmepumpen als Alternative zur Brennstoffzelle eingesetzt werden. Abbildung 7 veranschaulicht die Funktionsweise einer Wärmepumpe. Als regenerative Wärmequelle fungiert die Umwelt, hierfür kommt die Außenluft, das Erdreich, Grund- oder Oberflächenwasser in Frage. Der elektrische Endenergieverbrauch resultiert vor allem aus dem Betrieb des elektrischen Verdichters, welcher den Kältekreis antreibt und die

niedrige Temperatur der Wärmequelle auf ein nutzbares Temperaturniveau anhebt.

Das Verhältnis von erhaltener Heizwärme zu eingesetzter Antriebsenergie (Strom) wird als Arbeitszahl bezeichnet. Die Jahresarbeitszahl ist entsprechend des Verhältnisses aus der Summe der im gesamten Jahr erhaltenen Heizwärme zur gesamten dafür eingesetzten elektrischen Energie.

Abbildung 8 zeigt als Beispiel den Wärmebedarf eines unsanierten Einfamilienhauses im Jahresverlauf. Die Arbeitszahl der Beispiel-

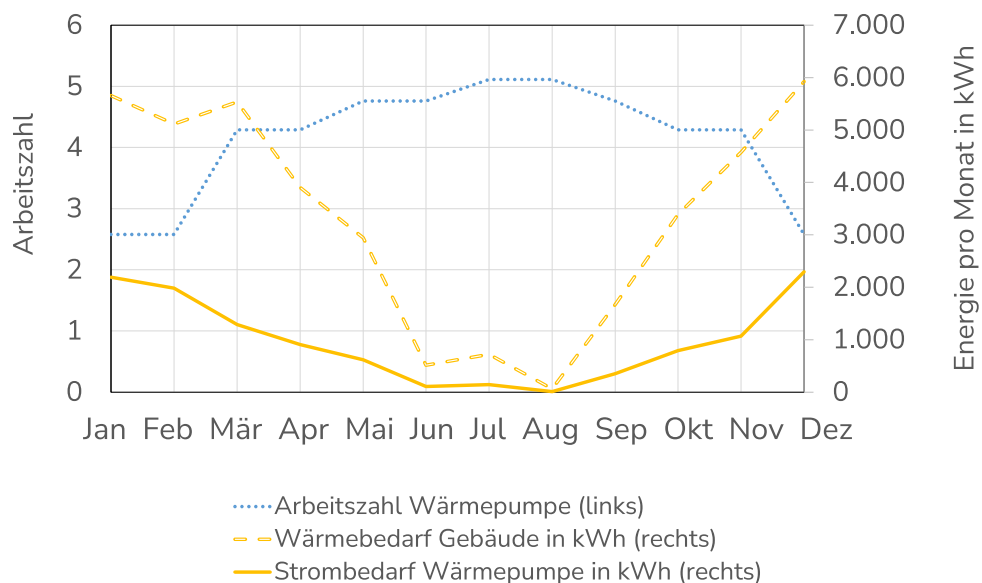


Abbildung 8: Wärmebedarf, Arbeitszahl und resultierender Strombedarf im Jahresverlauf eines unsanierten Gebäudes (Altbau mit 200 m² und 200 kWh/m²)

Wärmepumpe und der daraus resultierende Strombedarf pro Monat werden abgebildet.

Tabelle 3 zeigt die Arbeitszahlen für die beispielhafte Luft-Wasser-Wärmepumpe und die maximale Heizleistung in diesen Betriebspunkten. Bei kälterer Temperatur der Außenluft und mit steigender Temperatur im Vorlauf wird die Arbeitszahl kleiner.

Temperatur Luft/Vorlauf	Arbeitszahl	Heizleistung
10 C° / 35 C°	5,11	22,1 kW
7 C° / 35 C°	4,76	20,7 kW
2 C° / 35 C°	4,29	18,5 kW
-7 C° / 55 C°	2,58	15,6 kW

Tabelle 3: Beispiel Luft/Wasser-Wärmepumpe (Weider Wärmepumpen GmbH 2015)

Unter Berücksichtigung von Klimadaten in Hamburg wird für das Beispielgebäude eine Jahresarbeitszahl von 3,4 erreicht. Das entspricht einer mittleren Effizienz bezogen auf die eingesetzte elektrische Endenergie von 340 %. Das bedeutet 70% der benötigten Heizwärme kommen aus der Umweltwärme

der Außenluft, einer regenerativen Wärmequelle. In diesem beispielhaften, unsanierten Gebäude mit einem Wärmebedarf von 40.000 kWh ergibt sich dann ein Strombedarf von 11.765 kWh für eine Wärmepumpe. Der Vergleich zum Strombedarf von 66.667 kWh für die Herstellung vom notwendigen grünen Wasserstoff zeigt, dass der direkte Einsatz von erneuerbarem Strom in einer Wärmepumpe einen 5- bis 6-mal höheren Wirkungsgrad aufweist. Der in Abbildung 9 dargestellte Kostenvergleich zeigt zusätzlich eine Wärmepumpe mit einer Jahresarbeitszahl von 4,5, was bei Wärmepumpen mit Sole/Wasser und Wasser/Wasser System realistisch ist, sowie im Neubau oder nach Sanierung.

Auf der anderen Seite gibt es auch Grenzen der Tauglichkeit von Wärmepumpen, z. B. für unsanierte Mehrfamilienhäuser. Es gibt zwar theoretisch keine Begrenzung der maximalen Heizleistung von in Reihe geschalteten Wärmepumpen, aber in der Praxis ist der Platz für Außeneinheiten ein limitierender Faktor.

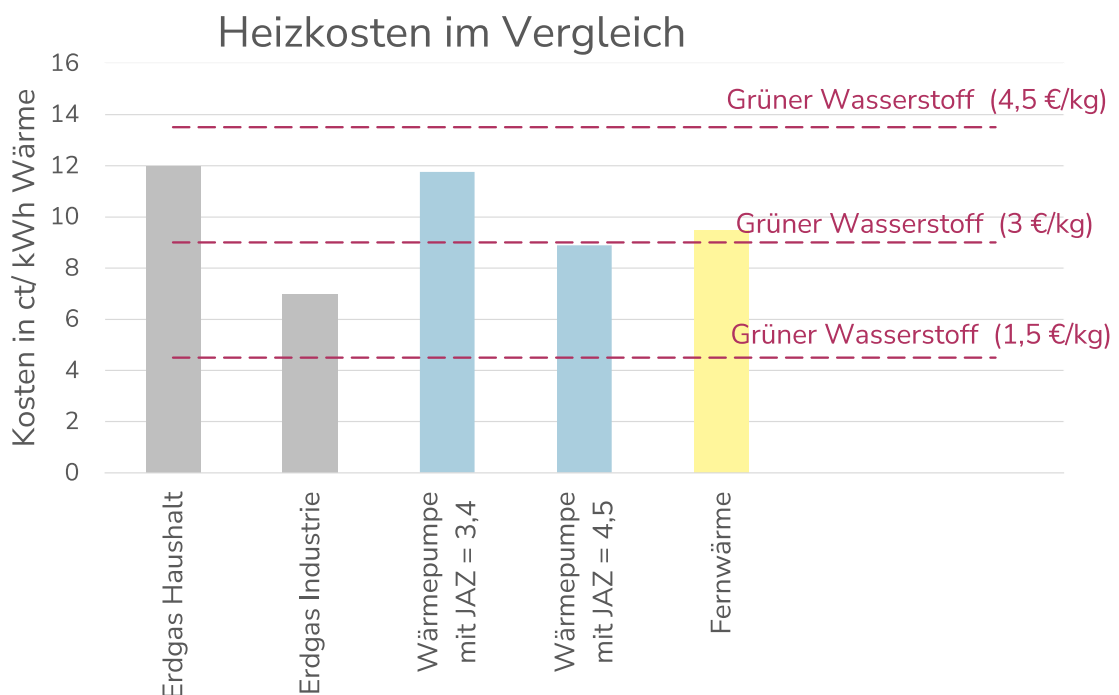


Abbildung 9: Heizkosten verschiedener Technologien gemäß Preisbremse (2023), Strom für Wärmepumpe mit Jahresarbeitszahl (JAZ) von 3,4 (Altbau) und 4,5 (Neubau/Modernisiert)

3.4 Kostenvergleich der Heizungstypen

Abbildung 9 vergleicht die Wärmebereitstellungskosten in Cent pro kWh für Gasbrennwertnutzung mit Erdgas und Wasserstoff sowie Wärmepumpen und Fernwärme. Maßgeblich dafür ist, dass die Preise für Erdgas von der Bundesregierung im Jahr 2023 durch eine Preisbremse auf 12 ct/kWh für Privatkunden und 7 ct/kWh für Industriekunden limitiert wurden. Der Strom-Preis wurde auf 40 ct/kWh und Fernwärme auf 9 ct/kWh begrenzt (SPD, BÜNDNIS 90 / DIE GRÜNEN, & FDP 2022).

Die gestrichelten Linien zusammen mit der rechten Vertikalachse zeigen, zu welchem Endkundenpreis grüner Wasserstoff erhältlich sein müsste, um eine wirtschaftliche Alternative darzustellen. Ab ca. 4 €/kg Wasserstoffpreis für Endkunden könnte demnach zu vergleichbaren Kosten geheizt werden. Gemäß Hochrechnungen von E-Bridge Consulting GmbH hätte grüner Wasserstoff im Jahr 2022 aber nur zu Kosten von 9,66 €/kg hergestellt werden können (E-Bridge 2022). Es waren in dieser Kalkulation aber nur die Kosten für Strom und Grünstrom-Zertifikate enthalten. Addiert man Kapitalkosten, Mehrwertsteuer und Gewinnmargen, erhöht sich der Wasserstoffpreis und vergrößert sich somit die Kostendistanz zum Heizen mit den etablierten Energieträgern.

Im Jahr 2030 könnten die Wasserstoffbereitstellungskosten pro kg bei einer Produktion in Norddeutschland sowie durch Importe aus West-Dänemark oder Nordwestafrika bei etwa 4,50 € liegen, 2050 möglicherweise bereits bei 3 €. Die Kosten der Wasserstoffproduktion (ohne Transport) könnte 2050 in Nordafrika teilweise sogar unter 2 € liegen, dann wäre jedoch eine Verarbeitung Vor-Ort notwendig (Sens, Piguel, Neuling et al. 2022). Laut einer anderen, sehr optimistischen Studie könnten Länder mit besonders günstiger

erneuerbarer Energie sogar auf Erzeugungskosten von bis zu 1,50 € kommen (Hydrogen Council 2020).

Diese Prognosen könnten so interpretiert werden, dass der Einsatz von grünem Wasserstoff langfristig im Wärmesektor doch eine wirtschaftliche Alternative darstellt. Diese Prognosen berücksichtigen aber keine Transportkosten, Gewinnmargen oder Steuern. Auch die Umrüstung und Instandsetzung der Gasnetze verursacht Kosten, welche auf den Wasserstoff umgelegt werden muss.

4. Wärmenetze

4.1 Einordnung

Alternativ zu den beiden oben diskutierten Technologien einer dezentralen Wärmeversorgung gibt es auch die Möglichkeit einer zentralen Wärmeversorgung über einen Energieversorger durch den Anschluss des Gebäudes an ein (Fern-) Wärmenetz. Wärmenetze sind aus Sicht der Endverbraucher eine leitungsgebundene Energieform eines Energieversorgers wie Strom oder Gas. Fernwärmenetze sind letztlich Wärmeverteilnetze, bei denen der Wärmeerzeuger und die Wärmeleitungen sich außerhalb des zu versorgenden Gebäudes befinden. Dieser Ansatz ist insbesondere in Ballungsgebieten interessant, weil hier hohe Wärmedichten vorliegen (hoher Wärmebedarf pro km² Siedlungsfläche) und Wärmenetze die Möglichkeit bieten, sehr unterschiedliche große Wärmeerzeuger in einem Gesamtsystem zu vereinen. Dadurch können Synergien für eine höhere Gesamtenergieeffizienzen genutzt werden. So lassen sich z. B. Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) besser zentral nutzen als in dezentraler Einzelgebäudeversorgung. Andere Wärmequellen sind nicht für Einzelgebäude geeignet und nur in einem Wärmenetz nutzbar, z. B. Abwärmennutzung (etwa aus Müllverbrennung oder industrieller Abwärme).

Insgesamt haben Fernwärmesysteme trotz der auftretenden Verluste bei der Wärmeverteilung oft eine hohe Gesamtenergieeffizienz, da der Anschluss von verschiedenen Erzeugern und Verbrauchern am Wärmenetz eine effiziente Nutzung ermöglicht. Für den Anschluss an ein Wärmenetz muss im Gebäude eine Wärmeübergabestation installiert werden, der Platzbedarf ist vergleichbar mit dem einer Brennwerttherme.

In Fernwärmenetzen könnten verschiedene klimafreundliche Wärmequellen genutzt werden, wie Solarthermie, große zentrale Wärmepumpen, tiefe Geothermie und Abwärme aus unterschiedlichen Quellen wie industriellen Prozessen, Abwasser und/oder Müllverbrennung. Allerdings sind Wärmenetze zu Zeiten mit hohem Wärmebedarf auf planbare und für Spitzenlasten skalierbare Wärmezeugung angewiesen. Dafür kommen derzeit nur zwei klimaneutrale Optionen in Frage: Die Nutzung von grünen Brennstoffen (z. B. Biomasse, Biogas, oder grüner Wasserstoff) und der direkte Einsatz von Strom, in Wärmepumpen oder in „Power-to Heat“ Anlagen. Um die winterliche Abhängigkeit von solchen Prozessen in Fernwärmenetzen zu verringern, kann die saisonale Speicherung von Wärme aus dem Sommer für den Winter helfen. Große (saisonale) Wärmespeicher (z.B. Aquiferspeicher) werden daher zukünftig in Fernwärmenetzen eine wichtige Rolle einnehmen (Jodeiri, Goldsworthy, Buffa et al. 2022; Lund, Werner, Wiltshire et al. 2014).

Wärmenetze bieten die Besonderheit, dass sich mit ihnen die Vorteile von mehreren Wärmeerzeugern kombinieren lassen. Bei hohem Angebot von Strom aus Erneuerbarer Energie kann bei resultierenden günstigen Strompreisen beispielsweise eine Wärmepumpe betrieben werden. Bei hohen Strompreisen kann in Ergänzung mit Kraft-Wärme-Kopplung Strom und Wärme aus einem

grünen Brennstoff erzeugt werden. Die Stromerzeugung senkt die Betriebskosten des Fernwärmenetzbetriebs. Bei dezentraler Wärmezeugung ist die gleichzeitige Investition in diese zwei verschiedenen Technologien an einem Standort dagegen wirtschaftlich tendenziell weniger sinnvoll.

Abwärme von Elektrolyseuren und Brennstoffzellen/KWK zur Erzeugung und Rückverstromung von grünem Wasserstoff kann ebenfalls in ein Wärmenetz eingespeist werden. Die Betriebsstunden von Elektrolyseuren und Brennstoffzellen/KWK werden dabei, analog zu Kraft-Wärme-Kopplung und Wärmepumpen, maßgeblich durch den Strompreis definiert.

Die lokalen Gegebenheiten bei jedem Wärmenetz unterscheiden sich stark und es müssen individuelle Lösungen für die örtliche Wärmeversorgung gefunden werden. Deshalb ist für den Bau von neuen und die Transformation von bestehenden Wärmenetzen stets eine individuelle Analyse der Situation vor Ort notwendig, um die passenden Möglichkeiten für eine klimaneutrale Wärmeversorgung zu ermitteln. Eine kommunale Wärmeplanung stellt eine wichtige Grundlage für einen solchen Planungsprozess dar.

4.2 NRL-Projekt: Aquiferspeicher der Hamburger Energiewerke

Ein weiteres Puzzlestück ist die Nutzung von unterirdischen Wärmespeichern für überschüssige Abwärme im Sommer. Ein Aquiferwärmespeicher wird deshalb z. B. vom NRL-Praxispartner Hamburger Energiewerke GmbH in der NRL-Arbeitsgruppe „Wärme und Quartiere“ durch 1.400 m tiefe Bohrungen erschlossen.

Ein Aquiferspeicher ist ein Grundwasserleiter (Aquifer), der zur Wärmespeicherung verwendet wird. Dabei wird sommerliche Überschusswärme aus erneuerbaren Quellen (z. B.

Solarthermie) und/oder Abwärmequellen in, meist salzhaltigen, nicht für die Trinkwassernutzung geeigneten wasserführenden Gesteinsschichten eingebracht. In der Heizperiode kann dann dem Aquifer wieder Wärme entnommen werden. In den Sommermonaten kann so CO₂-neutrale Wärme für die Wintermonate saisonal gespeichert werden.

„In Tiefstack wird ein Aquiferwärmespeicher zur saisonalen Speicherung überschüssiger klimaneutraler Abwärme aus regionalen Industrie- und Abfallverwertungsbetrieben tief unter der Erde errichtet. Als Trägermedium dient das Thermalwasser des Aquifers, d. h. der wasserführenden Gesteinsschicht im Untergrund. Bei Bedarf kann die eingespeicherte Wärme im Winter wieder hochgepumpt werden, um Hamburger Haushalte über das Fernwärmesystem mit CO₂-freier Wärme zu versorgen. Mit diesem Projekt wollen die Hamburger Energiewerke erste Betriebserfahrungen sammeln und die Eignung des Hamburger Untergrunds für diese Technologie erproben. Derzeitige Berechnungen gehen von einer Speicherleistung von 2,6 Megawatt und einer Kapazität von zirka 5 Gigawattstunden im Jahr aus, wodurch etwa 1.400 Tonnen CO₂-Emissionen in der Fernwärmeversorgung eingespart werden könnten. „Bohrstart“ für den saisonalen Aquiferspeicher war am 30.12.2022, der Demonstrationsbetrieb beginnt voraussichtlich im Q2, 2024.“
Hamburger Energiewerke GmbH

4.3 NRL-Experteninterview

Herr Burkhard Warmuth, Leiter Strategie der Hamburger Energiewerke GmbH und Leiter der AG 8 „Wärme und Quartiere“ im NRL.

Herr Warmuth, wie sehen Sie die Rolle von Wasserstoff im Gebäudesektor?

„Voraussichtlich wird das knappe Gut Wasserstoff zunächst seinen Weg in Sektoren wie

Industrie und Verkehr finden. Aber auch im Wärme- bzw. Gebäudesektor kann Wasserstoff langfristig einen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten. Im Gebäudesektor sehe ich den Einsatz von Wasserstoff vorwiegend in Wärmenetzen, insbesondere bei der Spitzenlastdeckung sowie in stromgeführten, flexiblen KWK-Anlagen. In dezentralen Anlagen, also quasi dem „kleinen Wasserstoffkessel“ in einem Gebäude, wird Wasserstoff wohl nur dann eingesetzt, wenn es keine anderen Alternativen gibt. Beispielsweise, wenn kein Wärmenetz in der Nähe genutzt werden kann, oder aber die Gebäudestrukturen keinen sinnvollen Einsatz von Wärmepumpen erlauben.“

Wo sehen Sie die größten Hürden für die Defossilisierung des Gebäudesektors?

„Die Hürden sind zahlreich und herausfordernd: Gebäudebezogen sehe ich insbesondere die Herausforderung darin, eine ausreichende Sanierungsrate und Sanierungstiefe über den gesamten Gebäudebestand zu erzielen. Dies sind wesentliche Treiber für den Energieeinsatz und sie bestimmen, ob klimafreundliche Technologien sinnvoll eingesetzt werden können (Stichwort „Wärmepumpentauglichkeit“). Eine weitere wesentliche energiepolitische Frage ist, wie die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten der Dekarbonisierung gerecht verteilt werden und wie mit Blick auf unser gemeinsames Ziel der Erreichung der Klimaneutralität verlässliche, langfristig stabile Rahmenbedingungen und Anreize geschaffen werden.“

Der Mangel an Fachkräften ist ein großes Risiko für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende. In allen Bereichen und Wertschöpfungsstufen besteht ein großer Bedarf an qualifiziertem Personal. Menschen für die Energiewende zu begeistern und attraktive Ausbildungs- und Arbeitsumgebungen zu schaffen ist eine wichtige Aufgabe für uns.

Neben den Ressourcenengpässen stellen wir aber auch immer wieder fest: „Energiewende braucht Fläche“. Gerade im urbanen Raum, wo Flächenverfügbarkeit gering und Nutzungskonkurrenz groß ist, ist es entscheidend, die Energiewende und deren notwendige neue Infrastrukturen bei der Stadtentwicklung richtig zu berücksichtigen.“

Wo sehen Sie die größten Chancen für neue Geschäftsmodelle im Gebäudesektor?

„Der sich verändernde Energiemarkt bietet Möglichkeiten für neue Geschäftsmodelle im Gebäudesektor. Bisher wurde Energie – sei es Strom, Gas oder auch Nah-/Fernwärme – üblicherweise als separate Einzelprodukte vertrieben. Die Nachfrage nach komplexeren, umfassenderen Lösungen für Gebäude oder Quartiere auch gepaart mit weiteren Energiedienstleistungen wird meiner Einschätzung nach weiter steigen. In den vergangenen Jahren sind beispielsweise Mieterstrommodelle implementiert worden. E-mobility und Smart Home-Lösungen sind andere Beispiele, die

weiter an Bedeutung gewinnen werden. Zukünftige Geschäftsmodelle und Produkte werden integrierter und sektorübergreifender sein. Das Voranschreiten bei der Digitalisierung (beispielsweise die Möglichkeit zur Steuerung und Optimierung der Komponenten im Zusammenspiel) wird diese Entwicklung maßgeblich unterstützen.“

5. Gesamtsystem Hamburg

5.1 Wärmeversorgung

Für Hamburg zeigt Abbildung 10 den heutigen Wärmebedarf von 16,3 TWh und den Energieträgermix (Lindner, John, Hermelink et al. 2019). Wie zu sehen, werden bisher 1,1 TWh Strom in Strom-Direktheizungen, z. B. Nachtspeicher-Öfen, genutzt. In Zukunft wird der Strom in Wärmepumpen genutzt. Der jeweils dominierende Trend findet sich im Namen der Szenarien.

Szenario 2 bis 4 berücksichtigen eine Reduktion beim Wärmebedarf von 35 %

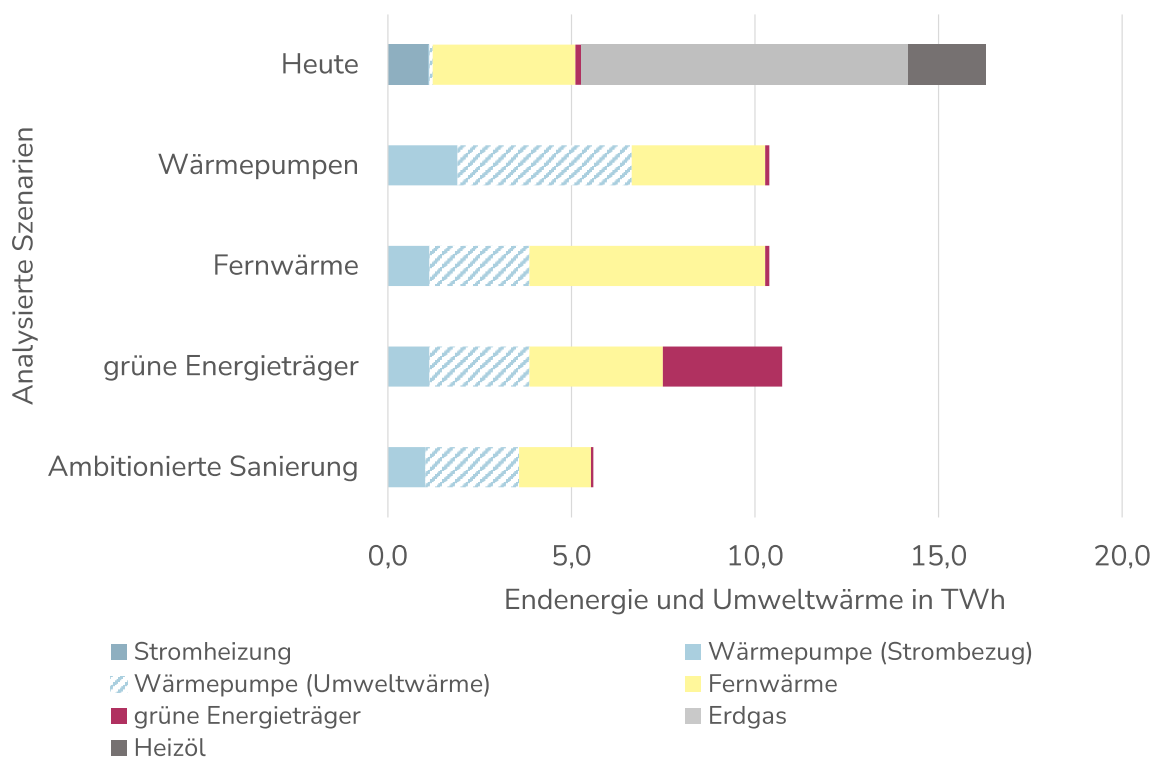


Abbildung 10: Szenarien zur Dekarbonisierung der Wärmebereitstellung in Hamburg

entsprechend dem aktuellen Sanierungstrend. Beim Szenario „Wärmepumpen“ muss das Stromnetz mehr Strom für die Gebäude-Wärme liefern ohne Zunahme von grünen Energieträgern (z. B. Biomasse, grüner Wasserstoff). In Summe ergibt sich ein Bedarf von 1,9 TWh Strom für den Wärmesektor im Vergleich zu den heutigen 1,1 TWh.

In den Szenarien „Fernwärme“ und „grüne Energieträger“ ist der Strombezug über Wärmepumpen auf das heutige Niveau der Nachtspeicher-Öfen von 1,1 TWh gedeckelt. Fernwärme bzw. grüne Energieträger müssen in diesen zwei Szenarien aber 2,7 TWh mehr Endenergie liefern, da neben den 0,8 TWh Strom auch 1,9 TWh Umweltwärme fehlen.

Heute liefert Fernwärme 3,9 TWh und damit 24 % der Wärme in Hamburg. Im Szenario „Fernwärme“ steigt der Anteil auf 62 % mit 6,4 TWh. Der Hamburger Klimaplan sieht ein Ausbauziel der Fernwärme auf über 35 % vom Nutzwärmebedarf bis 2030 vor, dies ist in den restlichen Szenarien berücksichtigt (BUKEA 2019).

Im Szenario 5 mit ambitionierter Sanierungsquote und Bedarfsreduktion von 65 % (anstelle des Trends mit 35 %) sinkt der Strombedarf und der Bedarf an Fernwärme im Vergleich zu heute – ganz ohne den Einsatz von grünen Energieträgern (Jochum, Lempik, Kulka et al. 2015).

5.2 Stromnetz

Ein besonderes Augenmerk liegt auf dem Strombezug durch Wärmepumpen, da auch an kalten Tagen die Stromversorgung gewährleistet und eine Überlastung im Stromnetz verhindert werden muss. Dabei spielen nicht Energiemengen pro Monat, sondern die elektrischen Spitzenlasten eine entscheidende Rolle. Dieser Problematik ist die folgende Abschätzung gewidmet. Die Spitzenlast

durch Stromdirektheizungen im Stromnetz durch Wärmeerzeugung erfolgt gemäß VDI 2067 – Blatt 2 mit 2000 Stunden Vollast. Anhand des Stromverbrauchs von 1,1 TWh ergibt sich 0,6 GW. Da diese Norm zurückgezogen ist, wird ergänzend mit 1500 Volllaststunden gerechnet, woraus sich 0,8 GW ergeben. Wärmepumpen Strom wird mit einer Arbeitszahl von 1,5 bis 2 berücksichtigt. Die Wahl der schlechten Arbeitszahl (1 kWh Arbeitsenergie für 1,5 bis 2 kWh Wärme) soll den Einsatz von Heizstäben in Häusern mit unterdimensionierten Wärmepumpen kompensieren und ist eine Schätzung.

Szenario	Strom-Heizung	Wärmepumpe (Strombezug)	Spitzenlast
Heute	1,1 TWh	0,0 TWh	0,6 GW bis 0,8 GW
Wärmepumpen	-	1,9 TWh	1,7 GW bis 2,9 GW
Fernwärme	-	1,1 TWh	1,0 GW bis 1,7 GW
grüne Energieträger	-	1,1 TWh	1,0 GW bis 1,7 GW
Ambitionierte Sanierung	-	1,0 TWh	0,9 GW bis 1,6 GW

Tabelle 4: Strom Spitzenlast durch Gebäude-Wärme

Tabelle 4 zeigt das Ergebnis dieser Betrachtung. Unter den beschriebenen Annahmen würde sich die elektrische Spitzenlast für Wärmeerzeugung in Hamburg von heute (0,6 GW bis 0,8 GW) um mindestens 50 % (0,9 GW) bis maximal 260 % (2,9 GW) erhöhen. Aus dieser Perspektive wäre die Erhöhung der Sanierungsquote (Szenario 5) indirekt auch eine Maßnahme zur Entlastung der Stromnetze. Die Unterdimensionierung von Wärmepumpen führt aufgrund des notwendigen Heizstabs dagegen zu einer Belastung des

Stromnetzes, insbesondere an sehr kalten Tagen.

6. Markthochlauf und Geschäftsmodelle

Aufgrund des politischen Handlungsdrucks, die Wärmewende schnell voranzutreiben und der Verfügbarkeit von marktreifen Lösungen, ist Wasserstoff bis auf weiteres die deutlich teurere Option. Die Nutzung von grünem Wasserstoff ist weder wirtschaftlich noch energieeffizient. Daher wird Wasserstoff wohl hauptsächlich in Ausnahmesituationen zum Einsatz kommen, z. B. zur Deckung von Spitzenlasten in Wärmenetzen oder wenn die Gegebenheiten vor Ort weder ein Wärmenetz noch eine Wärmepumpe zulassen.

Dennoch, ein Markthochlauf anderer Natur ist für die Wärmewende dringend notwendig. Er betrifft alle relevanten Tätigkeiten und Dienstleistungen mit Bezug zur energetischen Sanierung von Gebäuden. Insbesondere besteht kurzfristig eine große Nachfrage bei folgenden Tätigkeiten:

- Wärmepumpenplanung, -installation und -wartung sowie Leckage-Prüfung Kältemittel
- Bohrungen für Erdwärme (Planung Installation, Wartung)
- Klimaneutraler Umbau von Wärmenetzen, Planung, Installation, Nachverdichtung inkl. intelligente(re) Regelung der dezentralen Wärmeübergabestationen

- Optimierte Wärmeverteilung (hydraulischer Abgleich) in Gebäuden, Planung, Installation, Wartung
- PV-Planung, Installation, Wartung
- Regelungstechnik, Planung, Installation, Wartung, inkl. Lastmanagement
- Wärme- und Stromvertrieb, Vertragswesen, Einkauf
- Dienstleistungen als Messstellenbetreiber⁴, Monitoring, Smart Meter
- Sanierungsmaßnahmen, Planung, Durchführung
- Weiterbildungen und (Um-)Schulungen

Diese Liste ist nicht abschließend. Auch Wärmenetze müssen sich neu erfinden, da sie eine wachsende Anzahl an Technologien, Lastprofilen und auch große Abwärmequellen und Speicher verbinden. Für den Betrieb der verschiedenen Technologien muss es geeignete Geschäftsmodelle geben. Flexible Technologien müssen dabei die Spitzenlasten im Wärmenetz abdecken. Dabei muss auch die Wärmeversorgung bei geringem Wind- und Sonnenaufkommen gewährleistet werden.

Wie erste Unternehmen zeigen, erlaubt der Rechtsrahmen bereits netzdienliches Verhalten von Gebäuden. So werden in virtuellen Kraftwerken, z. B. Wärmepumpen oder Batterien zusammen mit PV-Anlagen durch daten- und strommarktbasiertere Geschäftsmodelle gesteuert (z. B. Firma 1,5°C, Firma Dezera, Firma Next Kraftwerke, Firma Lichtblick oder Firma Sonnen). Mit zunehmendem Aufkommen von volatilen Wind- und Sonnenstrom muss der Wärmesektor vermehrt auf das

⁴ Der vom Netzbetrieb durch „Smart Meter Rollout“ entkoppelte und eher wenig beachtete Messstellenbetreiber-Markt. Die maximalen Kosten je Messeinrichtungen sind festgeschrieben, daraus ergibt sich bei Kosten von 20 Euro p.a. (moderne Messeinrichtung) und 50 Millionen Messstellen (Schätzung) ein Markt von jährlich einer Milliarde Euro. Es ergibt sich ein Markt von bis zu 10 Milliarden Euro p.a. berücksichtigt man die Kosten eines Smart Meter von bis zu 200 € pro Jahr für Industrie sowie für Wärmepumpen und PV-Anlagen (BNetzA 2022).

Stromangebot reagieren. Eine Dynamische und stromnetzdienlich betriebene Wärmeversorgung könnte somit einen Baustein für die Versorgungssicherheit im Energiesystems der Zukunft darstellen. Hierzu bedarf es unterstützender Anreize, wie z. B. eine dynamische Berechnung von Abgaben und Umlagen, die den Stromendpreis maßgeblich mitbestimmen.

und zeigen, dass die Sektoren Wärme und Strom in Zukunft kaum voneinander getrennt betrachtet werden können.

7. Fazit für den Gebäudesektor

Aus Effizienzgründen ist der Einsatz von Wasserstoff für die Wärmebereitstellung nicht zu priorisieren und eher für Ausnahmesituationen reserviert, da ein Vielfaches an grüner elektrischer Energie für die Elektrolyse im Vergleich zu einem Szenario mit Wärmepumpen notwendig ist.

Die Abwärme von Elektrolyseuren und Brennstoffzellen, welche für die Stabilität des Stromnetzes und zur Produktion von grünem Wasserstoff für andere Sektoren notwendig sind, sollte zur Effizienzsteigerung in Wärmenetze eingespeist werden. Die Standorte von Elektrolyseuren und Brennstoffzellen müssen entsprechend gewählt werden, so dass ein Wasserstoffnetz bzw. ein Wasserstoffspeicher und ein Wärmenetzanschluss bzw. eine Wärmesenke vorhanden sind.

In Konsequenz könnten große Teile der bestehenden Gasnetzinfrastuktur obsolet werden. Eine Ertüchtigung und ein Weiterbetrieb der Gasnetze für einen vermutlich sehr reduzierten Wasserstofftransport zur dezentralen Umwandlung in Wärme in Wohngebieten wäre aus ökonomischer Sicht mindestens fraglich und wahrscheinlich nicht zielführender als eine (ggf. ohnehin notwendige) Ertüchtigung des Stromnetzes.

Gebäude sind zentrale Schnittpunkte zur Kopplung der Sektoren Strom und Wärme. Neue Geschäftsmodelle werden entstehen

I. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Treibhausgasemissionen der einzelnen Sektoren seit 1990 mit Zielen bis 2045	1
Abbildung 2: NRL-Struktur.....	2
Abbildung 3: NRL-Projektpartner.....	3
Abbildung 4: THG-Emissionen in Deutschland außerhalb und im Gebäude (inkl. graue Energie), basierend auf (BBR 2020)	4
Abbildung 5: Effizienz von Wasserstoffeinsatz für Wärmeanwendung.....	5
Abbildung 6: Funktionsweise Brennwerttherme	6
Abbildung 7: Gesamteffizienz einer Wärmepumpe mit Arbeitszahl = 3,4 (unsaniertes Altbau)	7
Abbildung 8: Wärmebedarf, Arbeitszahl und resultierender Strombedarf im Jahresverlauf eines unsanierten Gebäudes (Altbau mit 200 m ² und 200 kWh/m ²)	7
Abbildung 9: Heizkosten verschiedener Technologien gemäß Preisbremse (2023), Strom für Wärmepumpe mit Jahresarbeitszahl (JAZ) von 3,4 (Altbau) und 4,5 (Neubau/Modernisiert)	8
Abbildung 10: Szenarien zur Dekarbonisierung der Wärmebereitstellung in Hamburg	12

II. Abkürzungsverzeichnis

€ Euro

Äq Äquivalente

CO₂ Kohlenstoffdioxid

ct Cent

E-Auto elektrisches Auto

EEG Erneuerbare-Energien-Gesetz

GW Gigawatt

H₂ Wasserstoff

kg Kilogramm

kWh Kilo-Watt-Stunden

m² Quadratmeter

NRL Norddeutsches Reallabor

PV Photovoltaik

t Tonne

THG Treibhausgas

TWh Terra-Watt-Stunde

VDI Verein Deutscher Ingenieure e.V

III. Literaturverzeichnis

- AGEB (2018): Bilanz 2016. Excel Tabelle. AG Energiebilanzen e.V. (AGEB). <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/bilanzen-1990-bis-2020/?wpv-jahresbereich-bilanz=2011-2020>.
- BBR (2020): Umweltfußabdruck von Gebäuden in Deutschland. Kurzstudie zu sektorübergreifenden Wirkungen des Handlungsfelds „Errichtung und Nutzung von Hochbauten“ auf Klima und Umwelt. Bonn: Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR). https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/vero-effentlichungen/bbsr-online/2020/bbsr-online-17-2020-dl.pdf?__blob=publicationFile&v=3.
- BMWi (2020): Die Nationale Wasserstoffstrategie. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile.
- BNetzA (2022): Mess-ein-ri- ch- tun- gen / In- tel- li- ge- te Mess- sys- te- me. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA). <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/Meteorring/start.html#FAQ695346>.
- BUKEA (2019): Erste Fortschreibung des Hamburger Klimaplan. Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft (BUKEA). <https://www.hamburg.de/content-blob/13287332/bc25a62e559c42bfaae795775ef1ab4e/data/d-erste-fortschreibung-hamburger-klimaplan.pdf>.
- Destatis (2022): Wohngebäude, Wohnungen, Wohnfläche: Bundesländer, Stichtag, Anzahl der Wohnungen. Statistisches Bundesamt (Destatis). <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online?operation=abruftabelleBearbeiten&levelindex=2&levelid=1656680853231&auswahloperation=abruftabelleAuspraegungAuswaehlen&auswahlverzeichnis=ordnungsstruktur&auswahlziel=werteabruf&code=31231-0003&auswahltext=&werteabruf=Werteabruf#ab-readcrumb>.
- E-Bridge (2022): Wasserstoff--Preisindex „Hydex“. <https://www.e-bridge.de/#hydexmodal>.
- Gudmundsson, Oddgeir; Thorsen, Jan Eric (2022): Source-to-Sink Efficiency of Blue and Green District Heating and Hydrogen-Based Heat Supply Systems. In: Smart Energy 6, S. 100071. <https://doi.org/10.1016/j.segy.2022.100071>.
- Hamburgische Bürgerschaft (2020): Hamburgisches Gesetz zum Schutz des Klimas (Hamburgisches Klimaschutzgesetz - Hmb-KliSchG). <https://www.landesrecht-hamburg.de/bsha/document/jlr-KlimaSchGHA2020rahmen>.
- Hydrogen Council (2020): Path to Hydrogen Competitiveness. A Cost Perspective. https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness_Full-Study-1.pdf.
- Icha, Petra; Lauf, Thomas; Kuhns, Gunter (2022): Entwicklung der spezifischen Treibhausgas- Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2021. Umweltbundesamt (UBA). https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2022-04-13_cc_15-2022_strommix_2022_fin_bf.pdf.
- IEA (2021): Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector. International Energy Agency (IEA). S. 223. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c->

- 10b13d840027/NetZeroby2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf.
- IPCC (2022): Climate Change 2022 - Mitigation of Climate Change. Working Group III contribution to the IPCC Sixth Assessment Report (AR6). Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). S. 2913. https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/downloads/report/IPCC_AR6_WGIII_Full_Report.pdf.
- Jochum, Patrick; Lempik, Julia; Kulka, Melanie; Blachut, Thomas; Wolff, Jürgen; Wallstab, Tim; Fortuniak, Anne (2015): Dämmbarkeit des deutschen Gebäudebestands. In: Endbericht der Beuth Hochschule für Technik Berlin und des Instituts für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (ifeu) https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/Beuth_ifeu_Daemmbarkeit_des_deutschen_Gebaeudebestands_2015.pdf.
- Jodeiri, A.M.; Goldsworthy, M.J.; Buffa, S.; Cozzini, M. (2022): Role of Sustainable Heat Sources in Transition towards Fourth Generation District Heating – A Review. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 158, S. 112156. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112156>.
- LAK Energiebilanzen (o.J.): Quellenbilanz: CO2-Emissionen im Endverbrauchsbereich nach Emittentensektoren 2018. Länderarbeitskreis Energiebilanzen (LAK Energiebilanzen). https://www.lak-energiebilanzen.de/ergebnisse-des-datenabrufs/?a=c300&j=2018&l=1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16&v=anm,insgesamt,agg_vg,agg_verkehr_insgesamt,agg_verkehr_schiene,agg_verkehr_strasse,agg_verkehr_luft,agg_verkehr_wasser,agg_hghd,Stand.
- LAK Energiebilanzen; EM MV (o.J.): Energiebilanzen Mecklenburg- Vorpommern 2016. Excel Tabelle. Länderarbeitskreis Energiebilanzen (LAK Energiebilanzen); Ministerium für Energie, Infrastruktur und Digitalisierung des Landes Mecklenburg-Vorpommern (EM MV). http://lak-energiebilanzen.de/wp/download/ArchivBilanzen/Mecklenburg-Vorpommern/2016/MV_Energie_2016.xlsx.
- LAK Energiebilanzen; Statistikamt Nord (2022a): Energiebilanz und CO2-Bilanzen für Hamburg 2016. Excel Tabelle. Länderarbeitskreis Energiebilanzen (LAK Energiebilanzen); Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein (Statistikamt Nord). <http://lak-energiebilanzen.de/wp/download/ArchivBilanzen/Hamburg/2016/Energiebilanz%20Hamburg%202016.xlsx>.
- LAK Energiebilanzen; Statistikamt Nord (2022b): Energiebilanz und CO2-Bilanzen für Schleswig-Holstein 2016. Excel Tabelle. Länderarbeitskreis Energiebilanzen (LAK Energiebilanzen); Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein (Statistikamt Nord). <http://lak-energiebilanzen.de/wp/download/ArchivBilanzen/Schleswig-Holstein/2016/Energiebilanz%20SchleswigHolstein%202016.xlsx>.
- Lindner, Sigrid; John, Ashok; Hermelink, Andreas; Pohl, Alexander; Petersdorff, Carsten (2019): Optionen und Instrumente der Freien und Hansestadt Hamburg zur Reduzierung der CO2-Emissionen im Gebäudesektor. Gutachten und Studien. Behörde für Umwelt Energie Hamburg. <https://suche.transparenz.hamburg.de/dataset/optionen-und-instrumente-der-freien-und-hansestadt-hamburg-zur-reduzierung-der-co2-emissionen-i?forceWeb=true>.
- Lund, Henrik; Werner, Sven; Wiltshire, Robin; Svendsen, Svend; Thorsen, Jan Eric; Hvelplund, Frede; Mathiesen, Brian Vad (2014): 4th Generation District Heating (4GDH). In: Energy 68, S. 1–11. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.089>.

- Öko-Institut (2021): Die Wasserstoffstrategie 2.0 für Deutschland. Institut für angewandte Ökologie (Öko-Institut). S. 235. <https://www.stiftung-klima.de/app/uploads/2021/06/Oeko-Institut-2021-Die-Wasserstoffstrategie-2.0-fuer-Deutschland-1.1.pdf>.
- Sens, Lucas; Piguel, Yannick; Neuling, Ulf; Timmerberg, Sebastian; Wilbrand, Karsten; Kaltschmitt, Martin (2022): Cost Minimized Hydrogen from Solar and Wind – Production and Supply in the European Catchment Area. In: Energy Conversion and Management 265, S. 115742. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115742>.
- SPD; BÜNDNIS 90 / DIE GRÜNEN; FDP (2021): Mehr Fortschritt wagen Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Koalitionsvertrag 2021 – 2025 zwischen der Sozialdemokratischen Partei Deutschlands (SPD), BÜNDNIS 90 / DIE GRÜNEN und den Freien Demokraten (FDP). Sozialdemokratischen Partei Deutschlands (SPD); BÜNDNIS 90 / DIE GRÜNEN; Freien Demokraten (FDP). <https://www.bundesregierung.de/re-source/blob/974430/1990812/04221173eef9a6720059cc353d759a2b/2021-12-10-koav2021-data.pdf?download=1>.
- SPD; BÜNDNIS 90 / DIE GRÜNEN; FDP (2022): Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung weiterer energierechtlicher Bestimmungen. Gesetzentwurf der Fraktionen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP. Deutscher Bundestag. Drucksache 20/4685. 20. Wahlperiode. Sozialdemokratischen Partei Deutschlands (SPD); BÜNDNIS 90 / DIE GRÜNEN; Freien Demokraten (FDP). <https://dserver.bundestag.de/btd/20/046/2004685.pdf>.
- SRU (2021): Wasserstoff im Klimaschutz: Klasse statt Masse. Berlin: Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU). S. 101. https://www.umweltrat.de/Shared-Docs/Downloads/DE/04_Stellungnahmen/2020_2024/2021_06_stellungnahme_wasserstoff_im_klimaschutz.pdf?_blob=publicationFile&v=4.
- UBA (2022): Daten der Treibhausgasemissionen des Jahres 2021 nach KSG. Emissionsübersichten in Sektoren. Umweltbundesamt (UBA). https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/2022_03_15_trendtabellen_thg_nach_sektoren_v1.0.xlsx.
- Viessmann Climate Solutions SE (2022): Heizen mit Wasserstoff – Innovative Brennwerttechnik für die klimaneutrale Zukunft. <https://www.viessmann.family/de/newsroom/loesungsangebot/heizen-mit-wasserstoff-innovative-brennwerttechnik-fuer-die-klimaneutrale-zukunft>.
- Weider Wärmepumpen GmbH (2015): Technische Daten Wärmepumpe Luft-/Wasserbetrieb LW 200. <https://www.weider.co.at/de/waermepumpen/produkte/luftwaermepumpen/lw-baureihe>.

IV. Anhang

A. Brennstoff-Verbrauch der Bundesländer der NRL-Modellregion

2016 Gebäude	Deutschland	Modellregion	Anmerkungen/Quellen
Anzahl Gebäude	19.273.286	1.489.683 ⁵ (7,7 %)	(Destatis 2022)
Wohnfläche in 1000 m ²	3.812.916	282.383 ⁶ (7,4 %)	(Destatis 2022)
Endenergieverbrauch in TWh (2016)	1.047,8	84,6 ⁷ (8,1 %)	(AGEB 2018; LAK Energiebilanzen & EM MV o.J.; LAK Energiebilanzen & Statistikamt Nord 2022b, 2022a)
Kohle in TWh	6,3	0,4 ⁸ (6,3 %)	
Mineralöle in TWh	218,3	14,3 ⁹ (6,6 %)	
Erdgas in TWh	364,8	34,7 ¹⁰ (9,5 %)	
Strom in TWh	279,2	20,5 ¹¹ (7,3 %)	
Fernwärme in TWh	64,1	10,2 ¹² (15,9 %)	
Emissionen in kt CO ₂ -Äq (2016) ¹³	124.532 (Wärme) 160.274 (Strom)	10.470 (Wärme) ¹⁴ 11.777 (Strom) ¹⁵	(Icha, Lauf & Kuhns 2022; LAK Energiebilanzen o.J.; UBA 2022)

5 Gebäude: Schleswig-Holstein: 832.199, Hamburg: 256.273, Mecklenburg-Vorpommern: 401.211

6 Wohnfläche: Schleswig-Holstein: 137.589.000 m², Hamburg: 72.917.000 m², M.-Vorp.: 71.877.000 m²

7 Endenergie: Schleswig-Holstein: 42,0 TWh, Hamburg: 22,7 TWh, Mecklenburg-Vorp.: 19,9 TWh

8 Kohle: Schleswig-Holstein: 0,1 TWh, Hamburg: 0,02 TWh, Mecklenburg-Vorpommern: 0,3 TWh

9 Mineralöle: Schleswig-Holstein: 7,6 TWh, Hamburg: 2,5 TWh, Mecklenburg-Vorp.: 4,2 TWh

10 Erdgas: Schleswig-Holstein: 18,4 TWh, Hamburg: 8,3 TWh, Mecklenburg-Vorp.: 7,9 TWh

11 Strom: Schleswig-Holstein: 8,9 TWh, Hamburg: 7,1 TWh, Mecklenburg-Vorpommern: 4,6 TWh

12 Fernwärme: Schleswig-Holstein: 3,7 TWh, Hamburg: 4,3 TWh, Mecklenburg-Vorp.: 2,2 TWh

13 Berechnet aus Strom in TWh und einem CO₂ Faktor von 574 g/kWh des Strommix im Jahr 2016

14 Emissionen Wärme: Schleswig-Holstein: 5.744 kt, Hamburg: 2.351 kt, Mecklen.-Vorp.: 2.796 kt

15 Emissionen Strom: Schleswig-Holstein: 5.090 kt, Hamburg: 4.061 kt, Mecklenb.-Vorp.: 2.626 kt

Impressum

Verantwortlich

Prof. Dr. Jens-Eric von Düsterlho
Leitung Department Wirtschaft,
Professor Allgemeine Betriebswirtschaftslehre,
Leitung Teilprojekt „Markt- & Geschäftsmodelle“ (NRL AG 5)

CC4E/HAW Hamburg
Raum 9.18
Berliner Tor 5
20099 Hamburg

E-Mail: studie@norddeutsches-reallabor.de



Autor*innen

Prof. Dr. Hans Schäfers
Department Umwelttechnik, Professor für intelligente Energiesysteme und Energieeffizienz,
stellv. Leiter CC4E

Dr. Felix Doucet (CC4E/HAW Hamburg)
Nina Kicherer (CC4E/HAW Hamburg)
Wissenschaftliche Mitarbeiter*innen CC4E

Nanke Jensen (CC4E/HAW Hamburg)
Studentische Mitarbeiter*in CC4E

CC4E/HAW Hamburg
Steindamm 96
20099 Hamburg

Layout & Grunddesign: Dr. Sandra Meyer-Ghosh, Christian Schneider, Nina Laskowski
Grafiken: Marc Weidemüller

Das CC4E

Das Competence Center für Erneuerbare Energien und EnergieEffizienz (CC4E) ist eine zentrale wissenschaftliche Einrichtung der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg (HAW Hamburg). Entwickelt werden praxisnahe Lösungen für ein breites Spektrum an technologischen, gesellschaftlichen, politischen und wirtschaftlichen Problemstellungen – von der Idee bis zur Umsetzung.

Zum Projekt:

Norddeutsches Reallabor

Das Norddeutsche Reallabor (NRL) ist ein innovatives Verbundprojekt, das neue Wege zur Klimaneutralität aufzeigt. Dazu werden Produktions- und Lebensbereiche mit besonders hohem Energieverbrauch schrittweise defossilisiert – insbesondere in der Industrie, aber auch in der Wärmeversorgung und dem Mobilitätssektor. Hinter dem im April 2021 gestarteten Projekt steht eine wachsende Energiewende-Allianz mit mehr als 50 Partnern aus Wirtschaft, Wissenschaft und Politik. Das Großprojekt hat eine Laufzeit von fünf Jahren (04/2021-03/2026). Dabei beträgt das Investitionsvolumen der beteiligten Partner rund 405 Mio. Euro. Als Teil der Förderinitiative „Reallabore der Energiewende“ wird das Projekt mit rund 55 Mio. Euro durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) gefördert. Weitere Fördermittel werden durch das Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV) bereitgestellt. Das NRL versteht sich als ausbaufähige Plattform für weitere Projekte.

Webseite: www.norddeutsches-reallabor.de

LinkedIn: <https://de.linkedin.com/showcase/norddeutsches-reallabor>

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages