

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE
FRAUNHOFER INSTITUT FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT UND ENERGIESYSTEMTECHNIK IEE

Bottom-Up Studie zu Pfadoptionen einer effizienten und sozialverträglichen Dekarbonisierung des Wärmesektors

Kurzfassung

Impressum

Projektleitung / Kontakt

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Heidenhofstraße 2, 79106 Freiburg

Dr. Jessica Thomsen, jessica.thomsen@ise.fraunhofer.de

Autoren und Autorinnen

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Jessica Thomsen, Nicolas Fuchs, Robert Meyer, Natapon Wanapinit, Bruno Bavia Bampi, Gregor Gorbach, Peter Engelmann, Sebastian Herkel, Christoph Kost

Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE

Jan Ulfers, Daniel Lohmeier, Erik Prade, Natalia Sanina, Martin Braun, Matthias Lenz

Verfasst im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats

DER NATIONALE WASSERSTOFFRAT

Mit der Verabschiedung der Nationalen Wasserstoffstrategie hat die Bundesregierung am 10. Juni 2020 den Nationalen Wasserstoffrat berufen. Der Rat besteht aus 26 hochrangigen Expertinnen und Experten der Wirtschaft, Wissenschaft und Zivilgesellschaft, die nicht Teil der öffentlichen Verwaltung sind. Die Mitglieder des Wasserstoffrats verfügen über Expertise in den Bereichen Erzeugung, Forschung und Innovation, Dekarbonisierung von Industrie, Verkehr und Gebäude/Wärme, Infrastruktur, internationale Partnerschaften sowie Klima und Nachhaltigkeit. Der Nationale Wasserstoffrat wird geleitet durch Katherina Reiche, Parlamentarische Staatssekretärin a. D. Aufgabe des Nationalen Wasserstoffrats ist es, den Staatssekretärsausschuss für Wasserstoff durch Vorschläge und Handlungsempfehlungen bei der Umsetzung und Weiterentwicklung der Wasserstoffstrategie zu beraten und zu unterstützen.

Kontakt: info@leitstelle-nws.de, www.wasserstoffrat.de

Zitierempfehlung

Thomsen, J.; Fuchs, N.; Meyer R.; Wanapinit, N.; Ulfers, J.; Bavia Bampi, B.; Lohmeier, D.; Prade, E.; Gorbach, G.; Sanina, N.; Engelmann, P.; Herkel, S.; Kost, C.; Braun, M.; Lenz, M. (2022): Bottom-Up Studie zu Pfadoptionen einer effizienten und sozialverträglichen Dekarbonisierung des Wärmesektors. Studie im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats. Freiburg, Kassel: Fraunhofer ISE, Fraunhofer IEE (Hrsg.).

Kurzfassung

Ausgangslage

Die vorliegende, von der Fraunhofer-Gesellschaft im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrates angefertigte Studie stellt sich der Aufgabe, auf Basis lokaler Gegebenheiten an vier Fallbeispielen (Burg bei Magdeburg, Fellbach, Mainz und Westerstede) (Bottom-Up) Pfad-Optionen für eine effiziente Dekarbonisierung des Wärmesektors aufzuzeigen und dabei die Rolle des Wasserstoffs in einer klimaneutralen Wärmeversorgung bis 2045 zu untersuchen. Um das volle Spektrum von Entscheidungskriterien, Zielsetzungen und ökonomischen Randbedingungen widerspiegeln zu können, die in der Realität vor Ort für die einzelnen Akteure und Entscheidungsträger relevant und handlungsleitend sind, sind im Wärmesektor insbesondere die lokalen Infrastrukturen, die Vielfalt der Gebäudestrukturen und gewerblichen und industriellen Struktur sowie beteiligte Nutzer entscheidende Aspekte.

Ziel und Methodik

Aufgrund der Bandbreite der Einschätzungen zu Entwicklungspfaden der Kosten und Preise unterschiedlicher Energieträger und der oben beschriebenen Differenz zwischen lokaler Situation und Top-Down Lösungspfaden, hat die Bottom-Up Studie zum Ziel, unter Berücksichtigung lokaler Infrastrukturen, geografischer Lage und dem dort real existierenden Gebäudebestand für vier Versorgungsgebiete Transformationspfade hin zu einer klimaneutralen Wärmeversorgung zu bewerten und die Abhängigkeiten der Transformationspfade von bestimmten lokalen Charakteristika zu analysieren. Ein besonderer Schwerpunkt liegt dabei auf der Fragestellung, welche Technologien in der Raumwärme unter Einbezug der Sanierungs- und Infrastrukturkosten den kostenoptimalen Versorgungsmix bereitstellen können.

Die folgende Abbildung stellt den methodischen Ansatz der Bottom-up-Studie dar:

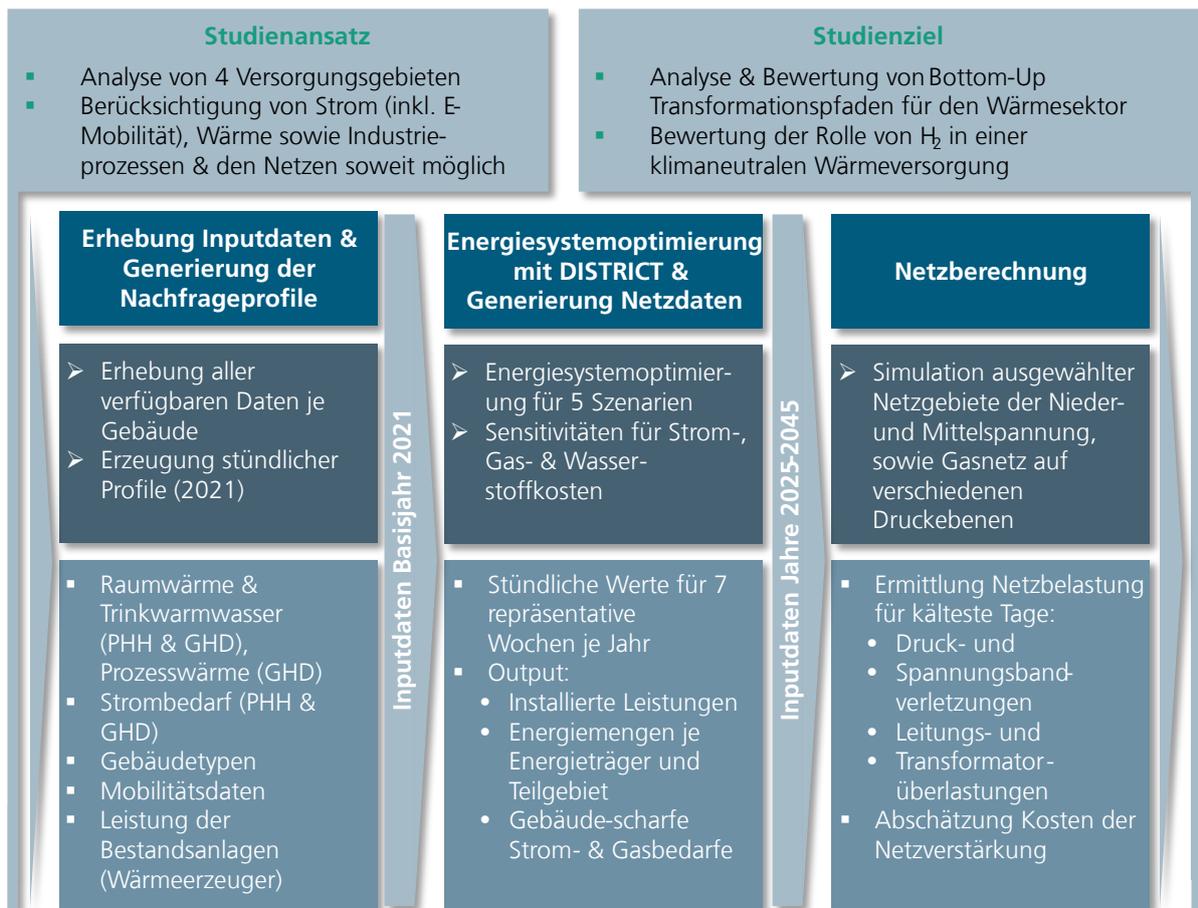


Abb. 1 Methodischer Ansatz der Bottom-up Studie

Die vorliegende Studie wurde in einem Zeitraum erstellt, in dem aufgrund des russischen Angriffskrieges in der Ukraine die Gegebenheiten und der Zustand der Energiemärkte unter erheblichem Druck und Veränderungen unterliegen. Die Themen Energieversorgungssicherheit und Import von Energieträgern wurden neu beurteilt. Gleichzeitig hat sich im Wärmesektor durch die hohen Energiepreise eine neue Dynamik entwickelt, die den Umbau zusehend beschleunigen wird und das Thema Bezahlbarkeit in den Fokus gerückt hat. In der Studie wurden die Annahmen der Energieträgerpreise (insbesondere auch der fossilen Energieträger) als langfristig eher auf Vorkrisenniveau festgelegt. Bei den definierten Szenarien wurden in der Studie zwischen den Szenarien insbesondere die Annahmen in Bezug auf die Verfügbarkeit der Wasserstoffinfrastruktur und Preisannahmen der Energieträger Wasserstoff (H₂) und Strom variiert. Hierbei ist zu beachten, dass in drei Szenarien eine hohe Importverfügbarkeit von Wasserstoff zu Grunde gelegt wird, deren Eintreten mit großen Unsicherheiten behaftet ist. Alle Pfade mit hoher Wasserstoffnutzung setzen niedrige Wasserstoffendkundenpreise voraus, wofür eine deutliche Reduktion der Erzeugungskosten und ein starker Markthochlauf notwendig sind. Da in der Studie keine Rückkopplung zwischen Angebot und Nachfrage der einzelnen Energieträger vorgenommen wurde, sind die daraus resultierenden Rückkopplungsmechanismen in den Energiemärkten nicht berücksichtigt.

Dimension	Szenario				
	1	2	3	3A	3B
 Sanierungsrate /-tiefe	1,2 % / KfW 70	1,8 % / KfW 70			
H₂-Backbone verfügbar	2030	2035	2030	2030	2035
 H₂-Preise 2035 [ct/kWh] (Haushalte /Industrie)	Niedrig 10,8 / 9	Hoch 16,3 / 14,5	Niedrig 10,8 / 9	Niedrig 10,8 / 9	Hoch 16,3 / 14,5
H₂-Verfügbarkeit DE [TWh/a] (2030/2045)	Hoch 200 / 1000	Niedrig 0 / 150	Hoch 200 / 1000	Hoch 200 / 1000	Niedrig 0 / 150
 Strompreise 2035 [ct/kWh] (Haushalte /Industrie)	Mittel 21,8 / 11,6	Mittel 21,8 / 11,6	Mittel 21,8 / 11,6	Hoch 28,1 / 17,9	Niedrig 20,3 / 10,1
 Erdgaspreise 2035 [ct/kWh] (Haushalte /Industrie)	Mittel 5,4 / 3,1	Hoch 6,1 / 3,8	Mittel 5,4 / 3,1	Mittel 5,4 / 3,1	Mittel 5,4 / 3,1
 Verfügbarkeit EE-Strom	Hoch	Mittel	Hoch	Niedrig	Hoch
 Wärmepumpenaustauschraten	Mittel	Mittel	Hoch	Hoch	Hoch
 Gaskesselaustauschraten	Mittel	Mittel	Mittel	Hoch	Hoch

Tab. 1 Liste der Ausprägungen der Szenarien

Zentrale Ergebnisse

In Abbildung 2 werden für die vier Versorgungsgebiete Mainz, Burg b. M., Fellbach und Westerstede für die untersuchten Szenarien die Bereitstellung der Wärme je Energieträger dargestellt.

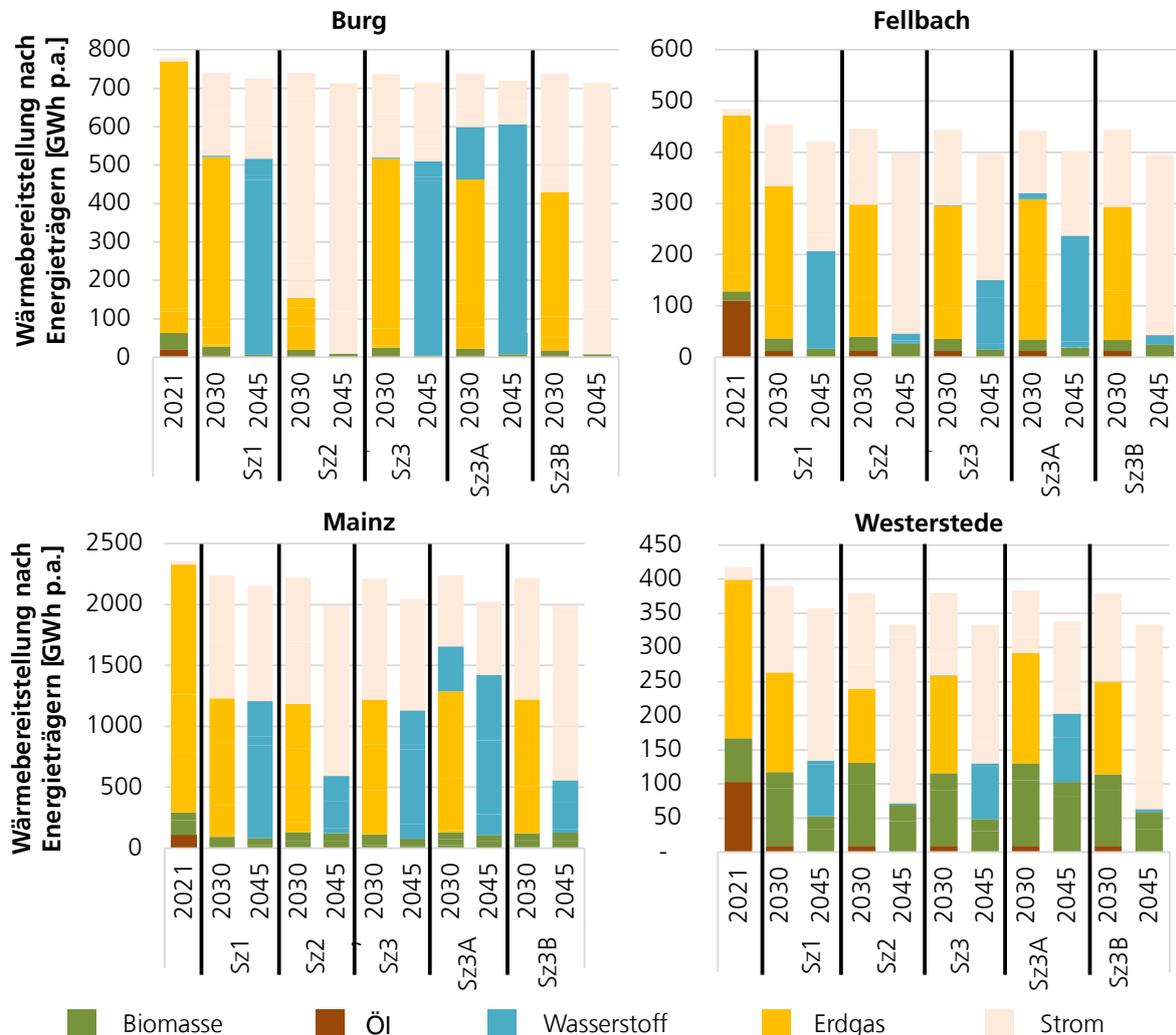


Abb. 2 Überblick zur Wärmebereitstellung nach Energieträgern in allen Versorgungsgebieten

Zentrale Ergebnisse der Studie sind:

- (1) Um eine klimaneutrale Energieversorgung bis 2045 zu erreichen, werden alle potenziell klimaneutralen Energieträger Strom, Fernwärme, Erneuerbare Energien (Photovoltaik, Windkraft, Solarthermie, Geothermie und Biomasse) und Wasserstoff in der Wärmeversorgung benötigt. In den betrachteten Szenarien werden die Anteile der jeweiligen Energieträger wesentlich von der Kostendifferenz zwischen den Energieträgern sowie deren Verfügbarkeit bestimmt. Die Gesamtlösung von jedem Versorgungsgebiet variiert abhängig von dem Anteil der Prozesswärmenachfrage, Einwohnerdichte,

Gebäudestruktur und lokalen Potenzialen an Umweltwärme und zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Enerufgrund gien (EE).

(2) Detailanalyse der Versorgungsgebiete

Fellbach

Der urbane, aber nicht-industriell geprägte Ort Fellbach wird mit Blick auf die Wärmeversorgung vor allem durch den Raumwärmebedarf geprägt, die Prozesswärme ist hier nur von untergeordneter Bedeutung.

In den Szenarien mit niedriger Verfügbarkeit von Wasserstoff zu hohen Preisen (Szenario 2 und 3B), wird die Raumwärme primär durch dezentrale Wärmepumpen bereitgestellt (79 % bzw. 86 %), ergänzt durch Biogasanlagen (8 % bzw. 7 %). In den Szenarien mit hoher Verfügbarkeit von Wasserstoff zu niedrigen Preisen (Szenario 1, 3 und 3A), liegt der Anteil von Wasserstoff an der dezentralen und zentralen Raumwärmebereitstellung bei 43 %, 30 % bzw. 51 %. In den Szenarien 1 und 3 verteilt sich die dezentrale Raumwärmebereitstellung hauptsächlich auf Wärmepumpen (46 % bzw. 59 % der gesamten Raumwärmebereitstellung) und Wasserstoffkessel (39 % bzw. 25 %). Im Szenario 3A steigt der Anteil der Räumwärmebereitstellung aus Nah- bzw. Fernwärme (zentrale Wärmebereitstellung) auf 44 %, davon wird der größte Teil (41 % der Raumwärmeerzeugung) auf Basis von Wasserstoff bereitgestellt. Dezentrale Wasserstoffkessel spielen in diesem Szenario mit 10 % nur eine untergeordnete Rolle, auf Wärmepumpen entfallen 41 %.

Die Prozesswärme in Fellbach wird im Wesentlichen durch direkte Elektrifizierung und Wasserstoff bereitgestellt. Der Anteil von Wasserstoff liegt hier unabhängig vom Szenario bei mindestens 48 % und weist je nach Szenario Anteile von bis zu 96 % (Szenario 3A) auf, der höchste Anteil elektrifizierter Prozesswärmeanlagen liegt im Szenario 2 bei 41 %.

Westerstede

Auch im ländlichen und nicht-industriell geprägten Westerstede entsteht die Wärmefachfrage im Wesentlichen im Bereich der Raumwärme. Westerstede verfügt über ein großes, lokales Biomassepotenzial.

In den Szenarien 2 und 3B wird die Raumwärme mit Anteilen von 66 % bzw. 67 % durch dezentrale Wärmepumpen bereitgestellt, ergänzt um dezentrale Biomassekessel (jeweils 8 %). Der in diesen Szenarien zentral bereitgestellte Anteil der Raumwärme beträgt etwa 25 % und wird zu etwa gleichen Teilen durch Großwärmepumpen und Biomasseanlagen erzeugt. In den Szenarien 1, 3 und 3A liegt der Anteil der dezentralen Wärmepumpen bei 54 %, 52 % bzw. 32 %. Ergänzend dazu repräsentieren dezentrale Wasserstoffkessel Raumwärmeanteile von 23 %, 25 % bzw. 21 % und dezentrale Biomassekessel einen Anteil von 6 % (Szenario 1 und 3) bzw. 7 %. Die Bereitstellung der Fernwärme erfolgt in den Szenarien 1, 3, und 3A bei Anteilen von 17 % (Szenario 1 und 3) bzw. 39 % der gesamten Raumwärmebereitstellung über Biomasse (6, 5 bzw. 21 %), Großwärmepumpen in Kombination mit Power-to-Heat (8 bzw. 11 % im Szenario 3A) und in Szenario 3A zusätzlich über Wasserstoff (10 %).

In fast allen Szenarien zeigt sich eine ähnliche Struktur der Prozesswärmebereitstellung. Elektrifizierung mittels Großwärmepumpen und direkte Elektrifizierung repräsentieren

dabei Anteile von 33 % bis 42 %. Als Brennstoffe werden Biomassen mit einem Anteil von 50 % bis 57 % sowie Wasserstoff (Anteile von 8 bis 11 %) eingesetzt. In Szenario 3B mit niedrigen Industriestrompreisen überwiegt mit 73 % der Anteil der elektrifizierter Prozesswärmeerzeugungsanlagen.

Mainz

Im städtisch und industriell geprägtem Mainz liegen der Raum- und der Prozesswärmebedarf in einer ähnlichen Größenordnung.

In den Szenarien 2 und 3B wird die Raumwärme zu 89 % durch dezentrale Wärmepumpen, ergänzt um Anteile von 6 % bzw. 7 % für dezentrale Biomassekessel. In den Szenarien 1, 3 und 3A liegt der Anteil von Wärmepumpen an der Bereitstellung der Raumwärme bei 73 %, 77 % bzw. 45 %, ergänzt um dezentrale Wasserstoffkessel mit Aufkommensanteilen von 8 %, 5 % und 1 % und zentraler wasserstoffbasierter Wärmeerzeugung von 9 % (Szenario 1 und 3) bzw. 44 %. In allen drei Szenarien werden etwa 7 % des Raumwärmebedarfes in Mainz durch dezentrale Biomassekessel bereitgestellt. Die Prozesswärme in Mainz wird zum einen durch Großwärmepumpen in Verbindung mit direkter Elektrifizierung und zum andern durch wasserstoffbasierte Fernwärme und wasserstoffbasierte Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen bereitgestellt. In den Szenarien 2 und 3B liegt der Anteil der elektrischen Prozesswärmebereitstellung bei 48 bzw. 52 %, ergänzt um die wasserstoffbasierte Prozesswärmeerzeugung mit Anteilen von 46 % bzw. 43 %. In den Szenarien 1, 3 und 3A wird der größte Anteil der Prozesswärme durch wasserstoffbasierte Fernwärmeversorgung (Bandbreite von 76 bis 78 %) bereitgestellt, ergänzt um elektrisch bereitgestellte Fernwärme mit Anteilen von etwa 20 %.

Burg

Im ländlichen, aber industriell geprägten Burg wird der Prozesswärmebedarf primär durch einen einzelnen industriellen Großverbraucher bestimmt, der auch das gesamte Wärmeaufkommen dominiert.

Die Bereitstellung der Raumwärme erfolgt in den Szenarien 2 und 3B mehrheitlich durch dezentrale Wärmepumpen (Anteile von 77 % bzw. 75 %), ergänzt um Fernwärme (16 % bzw. 15 %). In den Szenarien 1, 3 und 3A liegt der Anteil von Wasserstoff an der Raumwärmebereitstellung bei 13 %, 11 % bzw. 23 %. Der Anteil der Wärmepumpen liegt hier bei 66 %, 70 % bzw. 30 %. In Szenario 3A steigt der Anteil der Fernwärme an der Raumwärmebereitstellung auf 64 %, wobei hier 39 % auf erneuerbaren Energien und 23 % auf Wasserstoff entfallen.

- (3) Bei der Annahme niedriger H₂-Endkundenpreise in Höhe von 7 ct/kWh für Industriekunden und 9 ct/kWh für Haushaltskunden nach 2035 erfolgt ein nennenswerter Anteil (zwischen 5 und 39 % je nach Versorgungsgebiet) der Raum- und Trinkwasserwärme durch H₂-Kessel in der dezentralen Versorgung. Alle Pfade mit hoher H₂ Nutzung setzen einen massiven Ausbau von Infrastrukturen im europäischen und internationalen Raum sowie niedrige Wasserstoffendkundenpreise voraus. Diese Annahmen sind jeweils in Szenario 1, 3 und 3A inklusive eines Wasserstoff Backbone-Anschluss ab dem Jahr 2030 zugrunde gelegt. In diesen Szenarien steigen die national hochgerechneten Wasserstoffmengen sowohl in 2035 auf 350 - 610 TWh als auch in

2045 auf 475 bis 645 TWh für die vor Ort erzeugte Wärme (dezentrale Erzeugung), sowie die zentral erzeugte Wärme (KWK und Fernwärme)). Der Wasserstoffbedarf aus der Hochrechnung liegt im Szenario 3A in 2035 über dem definierten Unsicherheitsbereich von 140 bis 440 TWh. Außerdem reagieren die Ergebnisse der Wasserstoffnutzung in der Raumwärme insgesamt sehr sensitiv auf die Preisannahmen, insbesondere auf die Preisdifferenz zwischen Wasserstoff und Strom.

- (4) Der Technologiemark der Fern- und Nahwärme beinhaltet die Nutzung lokaler Quellen durch die Nutzung von Wärmepumpen, Biomasse, sowie die Nutzung von Wasserstoff in KWK-Anlagen. Der Anteil der wasserstoffbasierten Erzeugung hängt sowohl von den lokalen Wärmequellen als auch vom angenommenen Wasserstoffpreis ab. Auch bei höheren Preisen für Wasserstoff (Sz2 und Sz3B) sind Versorgungsanteile in der Fern- und Nahwärme von bis zu 40 % mit Wasserstoff kostenoptimal, wenn andere Versorgungsoptionen in der Fern- und Nahwärme, z.B. durch begrenzte Wärmequellenverfügbarkeit, limitiert sind. Eine weitere wichtige Rolle spielt dabei die Absicherung der Wärmeleistung durch KWK oder Kessel, die mit Wasserstoff oder synthetischen Folgeprodukten angetrieben bzw. befeuert werden. Lokale Erneuerbare Energien-Potenziale wie Solarthermie, Erdwärme und Gewässerwärme befördern die Nutzung von Wärmepumpen auch in der Fern- und Nahwärme.
- (5) Wenn der Prozesswärmebedarf der Industrie den Raumwärmebedarf deutlich übersteigt, ist die Strategie der energiebeziehenden Unternehmen zur Dekarbonisierung entscheidend für den Transformationspfad des Versorgungsgebietes. Die Bedarfsdeckung der Prozesswärme zeichnet sich im Vergleich zur Raumwärme durch höhere Anteile von Biomasse, Biogas und je nach Szenario direkter Elektrifizierung oder Wasserstoff aus. Die optimale Versorgungstechnologien sind sehr prozessspezifisch und bedürfen zur Umsetzung einer detaillierteren Analyse als in dieser Studie möglich, insbesondere in Bezug auf den Einsatz von Wärmepumpen für Prozesswärme < 200 °C. Die höhere Kostensensitivität in der Industrie und somit in den Gebieten mit höherem Prozesswärmeanteil zeigt, dass insbesondere für die Deckung des Prozesswärmebedarfs eine robuste, längerfristig planbare Lösung für die Versorgungsoptionen notwendig ist, um Standortrisiken zu minimieren.
- (6) Die Ergebnisse sind bei Annahme ähnlicher Energieträger- und Technologiekosten im Wesentlichen konsistent mit denen der großen deutschlandweiten, nationalen Energiesystemstudien (Technologiewahl, Energieträger, Transformationsgeschwindigkeit). Die Bottom-up Perspektive verschafft dabei eine große Bandbreite zusätzlicher Einsichten zur Ausprägung und Vielfalt der Transformationspfade.
- (7) Die Gesamtkosten der Szenarien zeigen in jedem Gebiet geringe Differenzen zwischen den Transformationspfaden und sind geprägt durch die Verbrauchskosten. Liegt einer der Energieträger im hohen Preisfad oder beide im durchschnittlichen, steigen die Gesamtkosten, daher sind in Sz2 und Sz3A die höchsten Gesamtkosten zu beobachten. In den Szenarien 1 und 3 führt der niedrige Wasserstoffpreis zu positiven Effekten bei den Gesamtkosten, dieser wird in Szenario 1 noch durch geringere Investitionen in die Gebäudesanierung verstärkt.

- (8) Die Differenzen der Kosten für die Infrastruktur (Ausbau Stromnetz, Umstellung auf H₂) zwischen den Szenarien sind in Relation zu den Gesamtkosten (und damit den Kosten für die Energieträger, insbesondere Strom und Wasserstoff) gering.
- (9) Der Weg bis 2030 ist in allen Szenarien sehr ähnlich und durch einem starken Hochlauf der Photovoltaik- und Wärmepumpenleistungen zur Erreichung der Ziele des Klimaschutzgesetzes geprägt. Der Energieträger- und Heizungstechnologiewechsel in Richtung Strom und Wärmepumpen erfolgt in jedem Szenario in allen Bereichen (also Einfamilienhäusern, Mehrfamilienhäusern und auch GHD- sowie Fernwärmeanwendungen). Gleiches gilt für den Beginn des Wasserstoffhochlaufes für die industriellen Anwendungen und die zentrale Wärmeerzeugung, der bis 2030 initiiert wird.

Ableitungen

Bottom-Up Studie zeigt Komplexität des Wärmemarktes bei lokaler Betrachtung und Notwendigkeit von Vor-Ort-Analysen

- (10) Die Bottom-Up Betrachtung weist eine hohe Komplexität auf, die im Hinblick auf die kommunale Wärmeplanung und Klimaschutzmaßnahmen mit ausreichend Ressourcen zu hinterlegen ist. Untersuchungen sind für alle Versorgungsgebiete über alle Bestandsinfrastrukturen regional spezifisch durchzuführen. Eine One-Size-Fits-All-Lösung existiert für den Wärmemarkt nicht, da es innerhalb der vorhandenen Infrastrukturen, der vorhandenen Erneuerbaren-Energien-Potentiale, der Gebäudebestände und Kundenanforderungen an ihre Wärmeversorgung eine große Bandbreite und damit eine Vielfalt an Kombinationsmöglichkeiten gibt.
- (11) Die hohe Kongruenz der Szenarien in der Phase bis 2030 sollte intensiv genutzt werden, um in dieser Zeit alle Vorbereitungen für die Entscheidung zu treffen, mit welchen Verteilnetzinfrastrukturen die Gebiete versorgt werden. Dazu gehören die kommunale Wärmeplanung, Information der Gebäudebesitzer über die verfügbaren Optionen, Herstellung einer Verbindlichkeit für Ausbau, Umstellung oder Rückbau. Dies schafft Raum und Zeit für soziale Akzeptanz, sowie die Möglichkeit der Partizipation bei der lokalen Lösungsfindung.
- (12) Die kommunale Wärmeplanung ist ein zentrales Instrument, um lokale Gegebenheiten und damit relevante Einflussfaktoren für den Wärmemarkt zu adressieren. Bei der Erstellung von kommunalen Wärmeplänen sollten einheitliche Rahmenbedingungen zu technischen (z.B. Entwicklung von Jahresarbeitszahlen, Temperaturniveaus, CO₂-Emissionsfaktoren für die verschiedenen Energieträger) und ökonomischen Randbedingungen (z.B. Entwicklung von Energieträgerpreisen, Technologie- und Infrastrukturkosten), die in die Berechnung der dezentralen Wärmegestehungskosten eingehen, als Vorgaben fixiert und regelmäßig aktualisiert werden. Hierbei ist es sinnvoll, Bandbreiten zur Abbildung von Unsicherheiten zu berücksichtigen.
- (13) Transformationspfade müssen alle wesentlichen Technologien - sowohl Wärmepumpen (WP) auf Basis von Strom aus Erneuerbaren Energien, Fernwärme, Geothermie, Solarthermie, Biomasse und nicht vermeidbare Abwärme, Wasser-/Abwasserwärme, als

auch H₂ basierte Strom- und Wärmeerzeuger – als mögliche Lösungsoption beinhalten, um für die lokal/regional sehr unterschiedlich ausgeprägten Versorgungsaufgaben auf Basis der lokalen/regionalen Verfügbarkeiten und Netztopologien unter Einbeziehung aller Gesichtspunkte zu bestmöglichen Lösungen zu gelangen.

- (14) Bei einer Einführung von verpflichtenden kommunalen Wärmeplänen sollten zum jetzigen Zeitpunkt keine Technologieoptionen ausgeschlossen werden, insbesondere die Belange auf Prozesswärme und teilweise auf Prozessgase angewiesenen Industrie- und Gewerbebetriebe sind vor allem mit Blick auf eine frühzeitige Infrastrukturentwicklung zu beachten.
- (15) Der Lösungsraum für die Transformation der des Wärmesektors wird maßgeblich von den benötigten Temperaturniveaus der Wärmenachfrage und der Verfügbarkeit lokaler Wärmequellen bestimmt. Daher ist eine genaue Kenntnis dieser Gegebenheiten unabdingbar und sollte bei einer kommunalen Wärmeplanung mit den entsprechenden Ressourcen (sowohl finanziell als auch personell) versehen werden, um die notwendige Datenerhebung zu gewährleisten. Für die Erhebung der Wärmenachfragen, Bestandsanlagen, Potenziale für Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien und Abwärmepotenziale bedarf es zudem eines standardisierten Vorgehens, um eine verlässliche Grundlage für die kommunale Wärmeplanung zu gewährleisten.

Bündel an Technologieoptionen für eine erfolgreiche Wärmewende notwendig – Hauptlösungen: Wärmepumpe, Wärmenetze, erneuerbarer Wärme und Wasserstoff

- (16) Der Ausbau von Wärmepumpen ist in allen Versorgungsgebieten die primäre Dekarbonisierungsstrategie in der Raumwärme bis 2030, aber auch langfristig bis 2045. In verdichteten Gebieten müssen weitere Verbraucher an die Fernwärme angeschlossen werden. Der Ausbau ausreichender Planungs-, Installations- und Produktionskapazitäten ist essenziell.
- (17) Der Einsatz von Wasserstoff sichert das Erreichen der langfristigen Klimaziele (nach 2030) in der Industrie und Energieerzeugung (Fernwärme) ab. Sofern die Marktentwicklung zu niedrigen Wasserstoffendkundenpreisen führt, erweitert sie den Lösungsraum für die Dekarbonisierung der privaten Haushalte. Die Szenarien zeigen, dass für die ökonomische Attraktivität des Einsatzes von Wasserstoff in der dezentralen Raumwärme die Wasserstoffendkundenpreise höchstens halb so hoch wie die Stromendkundenpreise sein sollten. Zusätzlich zum Hochlauf des Erzeugungsmarktes ist ein vorausschauender Aus- bzw. Umbau der notwendigen Infrastrukturen zwingend erforderlich.

Integrierte Versorgungsinfrastrukturen müssen weiterentwickelt und ein leistungsfähiger H₂-Backbone mit nachgelagerten Wasserstoff-Infrastrukturen für die relevanten Anwendungen aufgebaut werden

- (18) Für eine erfolgreiche Wärmewende ist nach erfolgreich durchgeführter kommunaler Wärmeplanung über geeignete regulatorische Maßgaben eine Verbindlichkeit zur Umsetzung auf der kommunalen Ebene herzustellen, da sonst Interessenskonflikte und anderweitige gesetzliche Verpflichtung, wie z.B. die Gewährleistung der

Versorgungssicherheit bei allen Kunden, dazu führen könnten, dass die kommunale Wärmewende unnötig verteuert, verlangsamt oder verhindert wird.

- (19) Das Zusammenspiel mit den Entwicklungsplänen einer nationalen und europäischen Wasserstoffinfrastruktur ist bei der Entwicklung der regionalen Versorgungsinfrastruktur zur Umsetzung auf der kommunalen Ebene herzustellen. Hierfür ist der Aufbau eines leistungsfähigen H₂-Backbones und nachgelagerte Wasserstoff-Infrastrukturen für die relevanten Anwendungen eine zwingende Voraussetzung.
- (20) Im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung ist die zukünftige lokale Versorgungsaufgabe der Verteilnetze anzupassen bzw. zu beschreiben. Die Entwicklung bzw. Transformation der lokalen Verteilnetzinfrastrukturen sollte dieser Versorgungsaufgabe folgen. Dabei sind Umwidmungen und Stilllegung bestehender Leitungen sowie Anpassung der Netztopologie im Rahmen der Transformation der Gasverteilnetze zu prüfen. In Ergänzung zu den vorbereitenden Maßnahmen muss ein regulatorischer Rahmen hierfür noch geschaffen werden. Die Thematik Transformation des Gasnetzes und Umgang mit sinkenden Gasmengen ist regulatorisch noch nicht adressiert. Energiebedarfe lokaler Industrie- und Gewerbeunternehmen sind zu prüfen, insbesondere dort, wo diese einen starken Anteil am lokalen Wärmebedarf haben. Ein direkter Dialog zwischen Versorgern, Kommune und Unternehmen ist notwendig, um die Dekarbonisierungsstrategien der Unternehmen mit der kommunalen Wärmeplanung und dem Umbau oder Verstärkung sowohl der Gas- als auch der Stromverteilnetze in Einklang zu bringen.