

DIE ROLLE VON WASSERSTOFF IM WÄRMEMARKT

Kurzstudie für Viessmann Climate Solutions

April 2021



Dr. David Bothe



+49 221 3371 3106



david.bothe@frontier-economics.com

Dr. Matthias Janssen



+49 221 3371 3117



matthias.janssen@frontier-economics.com

Frontier Economics Ltd ist Teil des Frontier Economics Netzwerks, welches aus zwei unabhängigen Firmen in Europa (Frontier Economics Ltd) und Australien (Frontier Economics Pty Ltd) besteht. Beide Firmen sind in unabhängigem Besitz und Management, und rechtliche Verpflichtungen einer Firma erlegen keine Verpflichtungen auf die andere Firma des Netzwerks. Alle im hier vorliegenden Dokument geäußerten Meinungen sind die Meinungen von Frontier Economics Ltd.

INHALT

Zusammenfassung	1
1 Kontext: Dekarbonisierung des Wärmemarktes ist eine enorme Herausforderung	1
2 Heterogenität des Wärmemarktes – Wasserstoff kann Energieeffizienznahmen und den direkten Einsatz von Erneuerbaren Energien sinnvoll ergänzen	4
2.1 Die Heterogenität des Gebäudesektors erfordert einen Technologiemix unter Einbeziehung von Wasserstoff bzw. klimaneutralen Gasen	5
2.2 Wasserstoff im Wärmemarkt kann zudem helfen, die praktischen Hürden der erforderlichen Sanierungsgeschwindigkeit zu überkommen	7
3 Produktionsmengen – Wasserstoff im Wärmemarkt kann der herausforderung begrenzter Erneuerbarer Energien in Deutschland begegnen und unterstützt den Markthochlauf von Wasserstoff in anderen Sektoren	12
3.1 Umstellung zusätzlicher Sektoren auf Erneuerbare Energien erfordert enorme Steigerung der Erneuerbaren Energien Bereitstellung	12
3.2 In Deutschland bestehen nicht ausreichend gesellschaftlich akzeptable Potenziale zur Erzeugung der erforderlichen Erneuerbaren Energien	13
3.3 Der Import von Wasserstoff bzw. wasserstoffbasierten oder klimaneutralen Gasen aus Regionen mit besseren klimatischen Bedingungen und günstigeren Kosten kann hier Abhilfe schaffen	14
3.4 Der Einsatz von Wasserstoff im Wärmemarkt kann zudem wichtige Investitionssignale für den Markthochlauf von Wasserstoff setzen und somit andere Sektoren unterstützen	20
4 Saisonalität – Wasserstoff kann einen Beitrag zur Deckung der erheblichen Saisonalität der Wärmenachfrage leisten	21
4.1 Die Wärmenachfrage ist von einer erheblichen Saisonalität gekennzeichnet, die deutlich von der Verfügbarkeit von Sonnen- und Windenergie abweicht	21
4.2 Elektrifizierung von Wärmebedarf stellt erhebliche Anforderungen an zusätzliche gesicherte Stromerzeugungskapazität, welche durch Kern- und Kohleausstieg jedoch stark reduziert wird	23
4.3 Die Elektrifizierung des Wärmemarktes erfordert zudem die Vorsorge für kalte Dunkelflauten	27
4.4 Die bestehende Gasinfrastruktur ist auf die Bedienung des saisonalen Wärmeverbrauchs ausgerichtet und kann auf Wasserstoff umgerüstet werden	31
5 Transport – Die vorhandene Gasinfrastruktur kann über Wasserstoff den Transport von Erneuerbarer Energie zu den Wärmeverbrauchern unterstützen	34
5.1 Energie muss zunehmend von lastfernen Erneuerbaren Energien Standorten zu Verbrauchern gebracht werden	34

5.2	Die vorhandene Gasinfrastruktur kann Erneuerbare Energie in Form von Wasserstoff von der Erzeugung bis zum Endverbraucher transportieren und so das Stromnetz entlasten	36
6	Kosten – Der Einsatz von Wasserstoff kann die Gesamtsystemkosten der Dekarbonisierung senken und einkommensschwache Haushalte entlasten	40
6.1	Vielzahl an Studien identifiziert Kostenvorteil der Integration von klimaneutralem Gas auf Gesamtsystemebene im Jahr 2050	40
6.2	Auf Ebene des Wärmemarktes sehen viele Studien eine wichtige Rolle für Wasserstoff bzw. erneuerbares Gas in 2050, jedoch variiert die erwartete Bedeutung erheblich	41
6.3	Wasserstoff im Wärmemarkt kann insbesondere einkommensschwache Haushalte entlasten	44
7	Schlussfolgerungen	46
	Literaturverzeichnis	48
	Anhang A Berechnungen	55

ZUSAMMENFASSUNG

Klimaneutrale Wärmebereitstellung erfordert eine erhebliche Transformation, bis 2030 sollen die CO₂-Emissionen bereits um mindestens 40 % reduziert werden

Zur Erfüllung der Klimaziele in Deutschland kommt der Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser im Gebäudesektor („Wärmemarkt“) eine zentrale Rolle zu: Bis 2030 sollen die CO₂-Emissionen um etwa 40 % gegenüber heute gesenkt werden – vor dem Hintergrund der jüngsten Verschärfung der EU-CO₂-Reduktionsziele im Kontexts des EU Green Deals ist eine weitere Erhöhung der Anstrengungen im Wärmemarkt in Deutschland zudem absehbar notwendig. Zum Vergleich: In der letzten Dekade konnten die CO₂-Emissionen lediglich um 18 % reduziert werden.

Wasserstoff ist als wichtiger Bestandteil für Erreichung von Klimaneutralität anerkannt, ein rascher Markthochlauf ist jetzt zentral

Zugleich hat sich die Erkenntnis durchgesetzt, dass erneuerbarer oder emissionsarmer Wasserstoff ein zentraler Baustein bei der Erreichung der Klimaziele ist. So hat sich die EU das Ziel gesetzt, bis 2030 40 GW Elektrolyse-Kapazität für die Produktion von Wasserstoff auf Strombasis zu errichten, Deutschland allein möchte bis zu 5 GW errichten, bis spätestens 2040 bereits 10 GW.

Allerdings: Der Einsatz von Wasserstoff im Wärmemarkt wird teilweise in Frage gestellt, verschiedene Stakeholder plädieren derzeit für eine Beschränkung der Nutzung auf Industrie und Verkehr.

Zwar wird sowohl in der deutschen Wasserstoffstrategie als auch der langfristigen Renovierungsstrategie der Bundesregierung auf den Einsatz von Wasserstoff zur Dekarbonisierung des Wärmemarktes verwiesen.¹ In der aktuellen Diskussion wird jedoch von verschiedenen Akteuren ein Beschränkung des Einsatzes von Wasserstoff zunächst auf Industrie und Teile des Mobilitätssektors befürwortet. Dies stützt sich im Wesentlichen auf die Kombination der Argumentation aus vermeintlich

- unzureichender Verfügbarkeit von Wasserstoff für alle Sektoren (Wasserstoff als „knappes Gut“);
- besseren Alternativen als Wasserstoff für die Dekarbonisierung im Wärmemarkt, insbesondere durch Steigerung der Energieeffizienz von Gebäuden („Gebäudehülle“) und eine Steigerung der Energieeffizienz der Heizungsanlagen vor allem in Form elektrischer Wärmepumpen.
- mangelnder Alternativen zu bzw. geringerer Wirtschaftlichkeitslücken von Wasserstoff zur Dekarbonisierung von Anwendungsfällen in einigen Industrien

¹ So z.B. in der Nationalen Wasserstoffstrategie (BMWi 2018): „Wasserstoff und seine Folgeprodukte können langfristig auf verschiedene Weise einen Beitrag zur Dekarbonisierung von Teilen des Wärmemarktes leisten“.

und für einige Verkehrsträger wie Flug- und Schiffsverkehr auf der Langstrecke.

Ergebnis der Studie: In der Praxis kann der Einsatz von Wasserstoff im Wärmemarkt sowohl die Dekarbonisierung des Wärmemarktes sinnvoll ergänzen als auch den generellen Wasserstoff-Markthochlauf fördern

In dieser Kurzstudie führen wir zentrale Aspekte aus, denen unseres Erachtens in der aktuellen Debatte um die Frage der Dekarbonisierung des Wärmemarktes bisher zu wenig Gewicht eingeräumt wird:

- **Heterogenität des Wärmemarktes – Wasserstoff kann Energieeffizienzmaßnahmen und den direkten Einsatz von Erneuerbaren Energien sinnvoll ergänzen (Kapitel 2)** – Die von der Politik angestrebte Fokussierung auf erhebliche Verbesserung der Energieeffizienz (von Gebäudehüllen und Heizungsanlagen) abstrahiert von der Heterogenität des Gebäudebestandes und den sich daraus ergebenden technischen und ökonomischen Grenzen von Effizienzsteigerungen: 89 % des heutigen Gebäudebestands sind älter als 20 Jahre, nur 13 % gelten als vollsaniert oder sind Neubau, etwa 90 % der Wärmeerzeuger im Gebäudebestand sind gas- oder ölbasierte Geräte. Eine „One-Size-Fits-All“-Lösung zur Dekarbonisierung dieses Gebäudebestandes gibt es nicht.

Eine einseitige Fokussierung auf energetische Sanierung in Verbindung mit elektrischen Wärmepumpen ignoriert zudem die erheblichen praktischen Hürden für hohe Sanierungsraten. Um die von der Bundesregierung angestrebte energetische Sanierungsrate von 2 % pro Jahr zu realisieren, müsste beispielsweise das Handwerk in den nächsten 10 Jahren jährlich doppelt so viele Sanierungen vornehmen wie in den letzten 20 Jahren, in denen die Sanierungsrate trotz erheblicher politischer Bemühungen kontinuierlich unter 1 % lag. Dies scheint vor dem Hintergrund der bereits heute sehr hohen Handwerker-Auslastung von etwa 90 % im Bau- und Ausbaugewerbe in Verbindung mit der Erwartung eines Rückgangs der Handwerkerzahl in Folge des demographischen Wandels – z.B. ist der Lehrlingsbestand im deutschen Handwerk in den letzten 20 Jahren um 40 % gesunken – als wenig realistisch. Hinzu kommen zahlreiche praktische Hürden auf Ebene der Haushalte, welche zu geringeren als angestrebten energetischen Sanierungen führen.

Angesichts der hohen Dringlichkeit mit der Klimaschutzbeiträge im Wärmebereich erzielt werden müssen, sind daher weitere Technologiepfade zur Emissionssenkung zu erschließen: Wasserstoffbasierte erneuerbare bzw. klimaneutrale Gase können hier wichtige Optionen bereitstellen und einen wertvollen Beitrag für die Dekarbonisierung des Wärmemarktes leisten. Abhängig von den Fortschritten bei der Energieeffizienz sowie der Marktdurchdringung von alternativen Technologien wird der Wasserstoffbedarf dabei geringer ausfallen als der heutige Anteil von Erdgas zur Wärmebereitstellung.

- **Produktionsmengen – Wasserstoff im Wärmemarkt hilft der Herausforderung begrenzter Erneuerbarer Energien in Deutschland zu begegnen und kann gerade in der Anfangsphase zudem den**

Markthochlauf von Wasserstoff in anderen Sektoren unterstützen (Kapitel 3) – Eine Deckung des gesamten Energiebedarfs durch Erneuerbare Energien erfordert eine erhebliche Erhöhung insbesondere der Produktionsmengen von Strom aus Wind und Photovoltaik, von heute unter 200 TWh um den Faktor 3 bis 10, was durch inländische Standorte kaum (gesellschaftlich akzeptabel) zu leisten ist. Weltweit bestehen allerdings erhebliche Potenziale für Erneuerbare Energien, welche den zukünftigen Energiebedarf um ein Vielfaches übersteigen. Die erheblichen Gasimportkapazitäten Deutschlands – allein über Pipelines können etwa 2.800 TWh Erdgas pro Jahr importiert werden – können hierbei genutzt werden, um Erneuerbare Energien über Wasserstoff bzw. wasserstoffbasierte Gase aus Regionen mit besseren klimatischen bzw. geologischen Bedingungen zu importieren.² Wasserstoff ist also perspektivisch keinesfalls knapp.

Was allerdings fehlt ist eine verlässliche Wasserstoff-Nachfrage und entsprechende Investitionsanreize für den Markthochlauf von Wasserstoff und wasserstoffbasierten Gasen. Der Wärmemarkt könnte kurzfristig eine derartige stabile Nachfrage nach Wasserstoff liefern: Bereits heute kann der Wärmemarkt unmittelbar durch Wasserstoffbeimischung 10 TWh Wasserstoff aufnehmen – dies entspricht etwa 70 % des Mengenziels der Bundesregierung für die heimische Produktion von erneuerbarem Wasserstoff in 2030. Dieser Wert kann zudem durch den Einbau von „H2-ready“-Geräten absehbar erheblich gesteigert werden. Auf diese Weise kann der Wärmemarkt eine dauerhafte Nachfragesicherheit für Investitionen in Wasserstoffproduktion, -transport und -verteilung leisten, und auf diese Weise den Markthochlauf von Wasserstoff in den anderen Sektoren unterstützen.

- **Saisonalität – Wasserstoff kann dazu beitragen die erhebliche Saisonalität der Wärmenachfrage zu bedienen (Kapitel 4)** – Der Energiebedarf im Wärmemarkt ist durch eine erhebliche Saisonalität der Nachfrage geprägt, hinzu kommen seltene Extremkälteperioden („1 in 20 Winter“), während derer die Wärmeversorgung gesichert sein muss. Während die Gasinfrastruktur seit jeher hierauf ausgerichtet ist und an zunehmende Wasserstoffanteile angepasst werden kann, stellt eine solche Spitzenlastvorsorge durch die Elektrifizierung von Heizungsanlagen trotz der hohen Energieeffizienz von Wärmepumpen und graduell verbessertem Wärmeschutz im Bestand eine enorme Herausforderung für das Stromsystem dar.

Beispielsweise kann die Gasinfrastruktur mithilfe ihrer 260 TWh Gasspeichervolumen die Gasnachfrage bis zu drei Monate alleine aus Speichern decken, wodurch schon heute ein Gasverbrauchsprofil bedient wird, das im Peak-Monat im Winter (meist Januar oder Februar) etwa dreimal so hoch ist wie im Off-Peak-Monat im Sommer (meist Juli oder August). Das Stromsystem in Deutschland muss bisher nur mit einem 1,2-fachen Peak wie Off-Peak-Monatsverbrauch umgehen, die Stromspeichervolumina betragen

² Zwar ändern sich die Kapazitäten bei einer Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff (z.B. durch Unterschiede in der Energiedichte und Fließgeschwindigkeit), üblicherweise wird bei Pipelines jedoch von Energietransportkapazitäten in ähnlicher Größenordnung wie Erdgas ausgegangen, siehe Siemens Energy, Gascade und Nowega (2020), Seite 10ff.

entsprechend nur etwa ein 6.000stel der Gasspeichervolumina. Eine Elektrifizierung der Wärmenachfrage durch 5 Mio. zusätzliche Wärmepumpen in 2030 würde zu einem Anstieg der Spitzenlast um 12 bis zu 41 GW (entspricht circa 15 bis 50 % der heutigen Systemspitzenlast von knapp 80 GW) führen. Bei gleichzeitiger Stilllegung von 36 GW Stromerzeugungskapazitäten (entspricht ca. 35 % der heutigen gesicherten Leistung) in Folge von Kernenergie- und Kohleausstieg bis 2030 stellt dies eine erhebliche Herausforderung für die Versorgungssicherheit der Stromversorgung dar.

- **Transport – Die vorhandene Gasinfrastruktur kann über Wasserstoff den Transport von Erneuerbarer Energie zu den Wärmeverbrauchern unterstützen (Kapitel 5)** – Erneuerbare Energien fallen nicht unbedingt dort an, wo Wärme verbraucht wird. Während ein Teil der Wärme sinnvoll durch dezentrale erneuerbare Energien wie Solarthermie (ggf. über Fernwärme) oder Photovoltaik in Verbindung mit elektrischen Wärmepumpen bedient werden kann, wird ein erheblicher Teil der Wärmenachfrage langfristig aus Windenergie an Land und auf See bedient werden müssen. Diese fällt jedoch vor allem im Norden Deutschlands an und muss entsprechend in die Verbrauchszentren im Süden und Westen Deutschlands transportiert werden. So schätzen die Übertragungsnetzbetreiber in ihrem aktuellen Entwurf des Netzentwicklungsplans (NEP) vom 11. Februar 2021 beispielsweise, dass es in 2035 zu einem erheblichen Erzeugungsüberschuss in den nord- und ostdeutschen Bundesländern bei gleichzeitigem erheblichem Importbedarf in Süd- und Westdeutschland kommt, wodurch bis 2035 allein für Stromübertragungsleitungen an Land Investitionskosten von über 100 Mrd. Euro (Startnetz und Zubaunetz) erforderlich sind.

Die vorhandene Gasinfrastruktur verfügt aufgrund der historischen Transportaufgabe von den Förder- und Importgebieten von Nord/Ost nach Süd/West über umfangreiche Transportkapazitäten, in der Nord-/Südachse beträgt diese in etwa Faktor 4 der Stromtransportkapazität. Zudem erreicht das weit verzweigte Gasverteilnetz etwa 50 % aller Haushaltskunden und den Großteil der Industrie- und Gewerbekunden. Die Gasinfrastruktur kann entsprechend einen wertvollen Beitrag zur Dekarbonisierung auch des Wärmemarktes leisten, indem aus (grünem) Strom gewonnener Wasserstoff über das leistungsstarke und weit verzweigte Gasnetz von der Erzeugung bis zum Endverbraucher transportiert wird.

- **Kosten – Der Einsatz von Wasserstoff kann die Gesamtsystemkosten der Dekarbonisierung im Wärmemarkt senken und Haushalte entlasten (Kapitel 6)** – In der Folge kann der Einsatz von wasserstoffbasierten oder klimaneutralen Gasen im Wärmemarkt die Gesamtsystemkosten der Dekarbonisierung optimieren, also die Kosten unter Einbeziehung der Implikationen der Heizungssystemwahl auf Energiebereitstellung bzw. -umwandlung, Energietransport, -verteilung und -speicherung, Anschaffung und Wartung der Heizungssysteme selbst, sowie Dämmungsmaßnahmen. Beispielsweise schätzt die Dena Leistudie eine Kostenersparnis eines Technologiemix-Szenario („TM 95“), in welchem auch Wasserstoff bzw. Gas eine signifikante Rolle für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser im Gebäudesektor spielt, gegenüber einem Elektrifizierungs-Szenario („EL 95“), in welchem die Dekarbonisierung des

Gebäudesektors primär über einen starken Ausbau von Elektrowärmepumpen erfolgt, auf 11 Mrd. € im Jahr 2050. Wesentlicher Treiber hierfür sind die geringeren Kapitalkosten für Gebäudedämmung und Heizungsanlagen im Technologiemiixszenario, welche durch geringere Energiebezugskosten im Elektrifizierungs-Szenario nicht kompensiert werden.

Die Studienlage bezüglich des gesamt-kostenminimalen Technologiemiixes im Wärmemarkt ist allerdings heterogen, der als gesamtwirtschaftlich sinnvoll identifizierte Anteil von Gas (inklusive Wasserstoff) am Gesamtenergiebedarf in 2050 reicht beispielsweise in zehn hier untersuchten Studien der letzten vier Jahre von nahezu 0 % bis zu 50 %. Entsprechend besteht hier weiterer Forschungsbedarf. Diese heterogene Studienausgangslage spricht – genau wie die Heterogenität des Gebäudebestands – dafür, durch heutige politische Entscheidungen eine Vielzahl technologischer Optionen offen zu halten, und keinesfalls bereits heute alles auf eine oder wenige Technologieoptionen zu setzen und andere Optionen wie den Einbau von Gasheizungen – welche zukünftig vermehrt mit erneuerbarem Gas z.B. auf Wasserstoffbasis bedient werden können – auszuschließen.

Neben der Gesamtkostenperspektive zeigt sich im Rahmen der Betrachtung von individueller Betroffenheit zudem, dass die Kosten eines starken Fokus auf Sanierung und Elektrifizierung durch die vorab anfallenden hohen Investitionskosten gerade sozial schwache Bevölkerungsgruppen überproportional treffen („share of wallet“), entsprechend kann die Erhaltung von Optionen wie Wasserstoff im Wärmemarkt potenziell helfen, die Dekarbonisierung des Wärmemarktes sozialverträglicher zu erreichen.

Schlussfolgerungen: Politische Rahmenbedingungen müssen gewährleisten, dass Wasserstoff im Wärmemarkt einen Beitrag zu einer effizienten Dekarbonisierung leisten kann (Kapitel 7)

Die Dekarbonisierung des Wärmemarktes stellt das Energiesystem vor große Herausforderungen bezüglich Erzeugung, Speicherung und Transport, die bei Technologieentscheidungen gesamtsystemisch mitgedacht werden müssen. Partielle Analysen z.B. nur der Energieeffizienz allein werden diesem Anspruch nicht gerecht. „Der Wärmemarkt“ ist zudem äußerst heterogen, insofern gibt es keinesfalls sinnvolle „One-Size-Fits-All“-Lösungen, sondern es bedarf eines ausgewogenen Energieträger- und Technologiemiixes. Wasserstoff und klimaneutrale Gase können insbesondere durch die gute Speicherbarkeit, Transportierbarkeit und somit auch Importfähigkeit einen wertvollen Beitrag zur Bewältigung der Herausforderungen der Dekarbonisierung leisten und sollten Teil des zukünftigen Energieträgermix sein. Dies schließt auch den Wärmemarkt ein, welcher durch Beimischung von Wasserstoff in das bestehende Gasnetz kurzfristig große Mengen an Wasserstoff ohne Zusatzaufwand aufnehmen kann, und somit durch eine gesicherte Wasserstoffnachfrage auch den gewünschten Markthochlauf von Wasserstoff bereits kurzfristig unterstützen kann. Soll Wasserstoff zudem auch den Industrie- und Gewerbetunden mit Gasanschluss im Verteilnetz zur Verfügung gestellt werden – wozu über 99 % (1,8 Millionen) der Industrie- und Gewerbetunden mit Gasanschluss zählen, während nur 500

Industrie- und Gewerbekunden direkt am Fernleitungsnetz angeschlossen sind –, müssen die Haushaltsgasverbraucher in jedem Fall „H2 ready“ gemacht werden.

Es besteht allerdings auch noch einiger Forschungsbedarf, was aufgrund der rasanten Entwicklung der Thematik von grünem Wasserstoff in den letzten Jahren nicht verwundert. Vor diesem Hintergrund ist sicherzustellen, dass zum derzeitigen Zeitpunkt nicht Fakten geschaffen werden, die Dekarbonisierungsoptionen verschließen, welche mit hoher Wahrscheinlichkeit noch wertvolle Beiträge leisten können.

1 KONTEXT: DEKARBONISIERUNG DES WÄRMEMARKTES IST EINE ENORME HERAUSFORDERUNG

Ambitionierte sektorübergreifende CO₂-Ziele für 2030, welche durch den Green Deal noch verschärft wurden

Um das im internationalen Klimaabkommen von Paris im Jahr 2015 vereinbarte Ziel einer Erderwärmung um deutlich unter 2 Grad Celsius einzuhalten (mit Anstrengungen für eine Beschränkung auf 1,5 Grad Celsius), müssen globale Treibhausgasemissionen erheblich gesenkt werden. Vor diesem Hintergrund haben sich die zuständigen Institutionen auf allen föderalen Ebenen ehrgeizige Klimaschutzziele gesetzt:

- **EU:** Bis 2050 soll die EU klimaneutral werden, bis 2030 sollen die EU-weiten CO₂-Emissionen gemäß des Beschlusses des EU-Gipfels vom 11. Dezember 2020 bereits um 55 % gegenüber dem Niveau von 1990 gesenkt werden.
- **Deutschland** hatte sich bereits auf Basis des ursprünglichen 40 %-Ziels auf EU-Ebene das Ziel gesetzt, bis 2030 55 % der nationalen CO₂-Emissionen zu reduzieren (bis 2050 dann 80 % bis 95 %). Es ist davon auszugehen, dass Deutschland dieses Ziel vor dem Hintergrund der Zielverschärfung auf EU-Ebene ebenfalls verschärfen wird.

Dabei ist zudem zu berücksichtigen, dass CO₂ – im Gegensatz zu anderen Luftschadstoffen – sich kumuliert und über 500-1000 Jahre in der Atmosphäre verbleibt. Entsprechend hat auch die Geschwindigkeit der Emissionsabsenkung einen hohen Wert – letztlich zählt nicht das Langfristziel der jährlichen Emissionen in 2050, sondern das „Integral unter der Kurve“ bis dahin.

Dem Wärmemarkt kommt eine zentrale Rolle bei der CO₂-Zielerreichung zu, das bisherige Dekarbonisierungstempo ist jedoch gering

Zur Erfüllung dieser ambitionierten Ziele kommt der Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser im Gebäudesektor (im Folgenden als „Wärmemarkt“ bezeichnet) eine zentrale Rolle zu: Diese ist heute für etwa 14 % der unmittelbaren CO₂-Emissionen in Deutschland verantwortlich, sogar knapp 25 %, wenn die indirekten Emissionen berücksichtigt werden, die im Energiesektor für die Bereitstellung von Energie im Gebäudesektor anfallen.³ Gemäß des Klimaschutzplans 2050 von Dezember 2016,⁴ weiter konkretisiert im Klimaschutzprogramm 2030 von Oktober 2019,⁵ sollen die Emissionen des Gebäudesektors bis 2030 auf 70 Mio. t gesenkt werden. Dies entspricht einer Reduktion von etwa 40 % gegenüber den etwa 122 Mio. t CO₂ im Jahr 2019. Zum Vergleich: In der letzten Dekade, also zwischen 2010 und 2019, haben sich die CO₂-Emissionen gerade einmal um 18 %

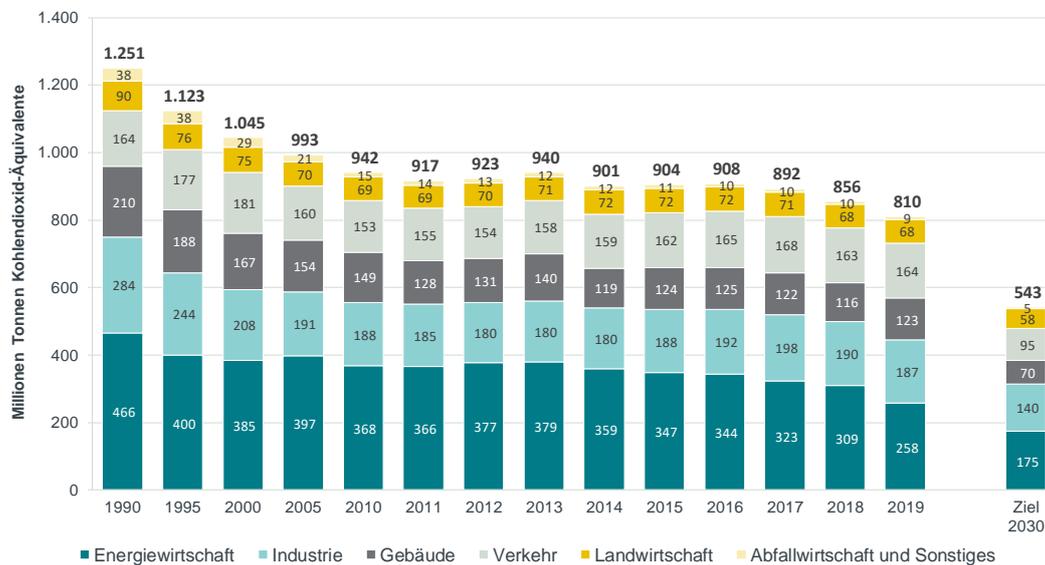
³ Bundesregierung (2019), S. 50.

⁴ BMU Klimaschutzplan 2050 (2016).

⁵ Bundesregierung (2019).

reduziert, in den gesamten 30 Jahren seit 1990 trotz Sondereffekts der Wiedervereinigung nur um 44 % (siehe Abbildung 1).

Abbildung 1 Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland



Quelle: Frontier Economics auf Basis von BMU (2020)

Zudem ist davon auszugehen, dass das nationale Sektorziel für den Gebäudesektor – analog zum deutschen Gesamtziel für CO₂-Reduktionen – auf Basis der jüngsten Zielverschärfung auf EU-Ebene weiter verschärft werden wird.⁶ Bis zum Jahr 2050 müssen die Emissionen im Gebäudesektor zur Erreichung von Klimaneutralität ohnehin vollständig eliminiert werden.

Wasserstoff ist als wichtiger Bestandteil für Erreichung von Klimaneutralität anerkannt, ein rascher Markthochlauf ist jetzt zentral

Die Politik in Deutschland und Europa hat erkannt, dass erneuerbarer oder emissionsarmer Wasserstoff ein zentraler Baustein bei der Erreichung der Klimaziele ist. So hat sich die EU das Ziel gesetzt, bis 2030 40 GW Elektrolyse-Kapazität für die Produktion von erneuerbarem Wasserstoff zu errichten.⁷ Deutschland allein möchte bis 2030 bis zu 5 GW errichten, was einer Produktion von etwa 14 TWh entspricht, bis spätestens 2040 soll die Kapazität bereits 10 GW betragen.⁸

Wasserstoff kann entscheidend zur Dekarbonisierung des Wärmemarktes beitragen, bisher ist dem von der Politik jedoch nur eine geringe Rolle zudedacht

Mit Umstellung der in Deutschland überwiegend fossil betriebenen Wärmeerzeuger auf alternative Energieträger wie z.B. auf Erneuerbaren Energien

⁶ Beispielsweise geht Agora Energiewende (2021), S. 31, von einer Reduktion des Gesamtziels für CO₂-Emissionen in Deutschland in 2030 von derzeit 557 Mio. t auf – nach Anpassung an die Zielverschärfung gemäß Green Deal – 438 Mio. t CO₂.

⁷ Vgl. Europäische Kommission (2020), S. 7.

⁸ Vgl. BMWi (2020a), S. 5.

basierende Gase (Wasserstoff, Methan, Biomethan) kann die Defossilisierung im Wärmemarkt auch kurzfristig enorm vorangetrieben werden.

Dieses Potenzial von Erneuerbaren Gasen, insbesondere Wasserstoff, im Wärmemarkt wird in der politischen Debatte aktuell jedoch aus verschiedenen Gründen nicht hinreichend berücksichtigt, bzw. wird von einigen Stakeholdern sogar explizit negiert:⁹

- **Inter-Sektorenperspektive** – Die Bundesregierung sieht derzeit eine Priorisierung von Wasserstoff in den Sektoren Industrie (u.a. Chemie und Stahl) und Mobilität vor.¹⁰ Dies stützt sich im Wesentlichen auf die Kombination der Argumentation aus vermeintlich unzureichender Verfügbarkeit von Wasserstoff für alle Sektoren (Wasserstoff als „knappes Gut“) in Verbindung mit der häufigen Alternativlosigkeit von Wasserstoff zur Dekarbonisierung von Anwendungsfällen in einigen Industrien und für einige Verkehrsträger wie Flug- und Schiffsverkehr auf der Langstrecke;
- **Intra-Sektorenperspektive** – Der Wärmemarkt soll im Wesentlichen durch Steigerung der Energieeffizienz von Gebäuden („Gebäudehülle“) und eine Steigerung der Energieeffizienz der Heizungsanlagen vor allem durch elektrische Wärmepumpen ergänzt durch erneuerbare Fernwärme oder Solarthermie dekarbonisiert werden.¹¹ Der Einsatz von erneuerbaren und/oder emissionsarmen Gasen wie z.B. Wasserstoff soll dabei mit Hinweis auf die geringere Energieeffizienz, die Nutzungskonkurrenz des Wasserstoffs und einen möglichen Technologie-Lock-in möglichst gering ausfallen.

Diese stark Sektor-fokussierte Betrachtung ignoriert jedoch wichtige systemische Effizienzvorteile, die sich erst bei einem sektorübergreifenden Politikansatz einstellen, z.B. in dem Wasserstoff als wichtige Querschnittstechnologie für alle Sektoren erkannt und gefördert wird und hierüber entsprechende Synergievorteile generiert werden.

In dieser Kurzstudie führen wir zentrale Aspekte aus, denen unseres Erachtens in der aktuellen Debatte um die Frage der Dekarbonisierung des Wärmemarktes zu wenig Gewicht eingeräumt werden.

⁹ Siehe z.B. den offenen Brief „Kein Einsatz von Wasserstoff im Wärmesektor“ von verschiedenen Umwelt- und Naturschutzverbänden vom 11. Februar 2021, DNR et al (2021).

¹⁰ Siehe z.B. die Nationale Wasserstoffstrategie (BMWi (2020a), S. 5) oder den aktuellen Entwurf zur Verwendung der Corona Wiederaufbauhilfen, BMF (2021), S. 24: „As an expensive and scarce commodity, green hydrogen will be used where it will have the biggest long-term impact in terms of climate action and where there are no more efficient technical options for decarbonisation. The focus will be on the use of green hydrogen in industry.“

¹¹ BMU Klimaschutzplan 2050 S. 42.

2 HETEROGENITÄT DES WÄRMEMARKTES – WASSERSTOFF KANN ENERGIEEFFIZIENZNAHMEN UND DEN DIREKTEN EINSATZ VON ERNEUERBAREN ENERGIEN SINNVOLL ERGÄNZEN

Eine erhebliche Verbesserung der Energieeffizienz, sowohl durch bessere Dämmung von Gebäuden, als auch durch effizientere Heizungssysteme unter direkter Nutzung von Erneuerbaren Energien vor allem durch Wärmepumpen, wird aufgrund ökonomischer Zusammenhänge unzweifelhaft ein wesentlicher Baustein der Dekarbonisierung des Wärmemarktes sein.

Der Grundsatz „Efficiency First“ sollte in einem Gesamtsystemkontext angewendet werden. Zu eng gefasst greift er zu kurz und übersieht, dass aus ökonomischer Sicht Effizienzmaßnahmen letztlich eine Substitution laufender Mitteleinsätze (Energieeinsatz) durch Einmalinvestitionen darstellen, denen entsprechende Nutzenabwägungen vorangehen müssen. Eine Fokussierung auf die Verringerung des Energieverbrauchs allein ...

- ... **vernachlässigt die systemischen Herausforderungen im Energiesystem (Produktion, Transport, Speicherung)**, welche mit einem starken Fokus auf die Elektrifizierung der Wärmenachfrage über elektrische Wärmepumpen – trotz der sehr guten Wirkungsgrade und damit verbundenen hohen Energieeffizienz – einhergehen. Der Einsatz von Wasserstoff bzw. klimaneutralen Gasen ermöglicht die Nutzung der vorhandenen Gasspeicher-, -transport und -verteilungsinfrastruktur und kann Maßnahmen zur Energieeffizienz und direkte Nutzung erneuerbarer Energien somit Gesamtsystemkosten-senkend ergänzen (siehe hierzu die Kapitel 3 bis 6).
- ... **abstrahiert von der Heterogenität des Gebäudebestandes**. Der finanzielle Aufwand einer energetischen Sanierung sowie die Umrüstung auf eine elektrische Wärmepumpe hängt sehr stark vom Gebäudetyp ab. Eine sinnvolle „One-Size-Fits-All“-Lösung zur Dekarbonisierung des Gebäudesektors ist nicht absehbar. Stattdessen benötigt es absehbar einen Technologiemix, auch unter Einbeziehung von Wasserstoff bzw. klimaneutralen Gasen (Kapitel 2.1).
- ... **ignoriert zudem die erheblichen praktischen Hürden für hohe Sanierungsraten** sowohl auf der Angebotsseite (z.B. Handwerkerverfügbarkeit), als auch auf Nachfrageseite. In der Praxis sind Effizienzmaßnahmen in der politisch beabsichtigten Geschwindigkeit kaum umsetzbar. Die Nutzung von Wasserstoff kann helfen, die dringlichen Dekarbonisierungsziele im Wärmemarkt trotzdem zu erreichen (Kapitel 2.2).

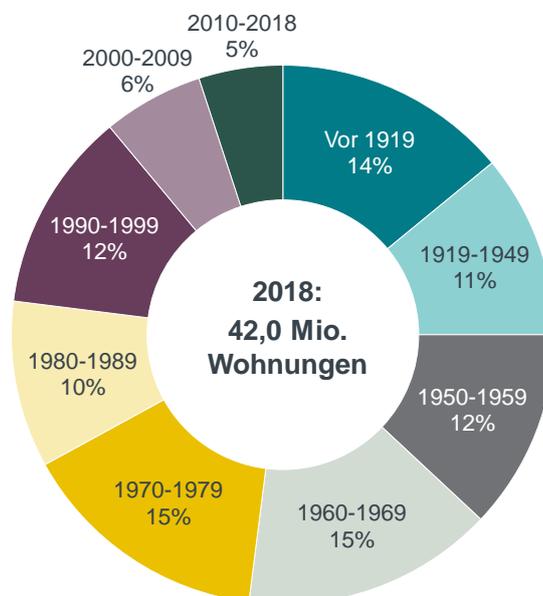
2.1 Die Heterogenität des Gebäudesektors erfordert einen Technologiemix unter Einbeziehung von Wasserstoff bzw. klimaneutralen Gasen

Der Gebäudebestand in Deutschland ist heterogen und zu großem Teil alt

Der Gebäudemarkt in Deutschland ist sehr heterogen und in großen Teilen vergleichsweise alt und wenig saniert:

- **Baujahr:** Von den rund 19 Millionen Wohngebäuden mit insgesamt etwa 41 Millionen Wohneinheiten stammen knapp zwei Drittel aus der Zeit vor der ersten Wärmeschutzverordnung im Jahr 1977.¹² Nur 11 % der Wohnungen sind in den letzten 20 Jahren gebaut worden (siehe Abbildung 2).
- **Zustand:** Nur rund 13 % der Bestandsgebäude gelten als vollsaniert oder Neubau und entsprechen damit höheren energetischen Standards; rund 36 % der Wohngebäude gelten als unsaniert und etwas mehr als 51 % zumindest teilsaniert.¹³
- **Heizungen:** Heute sind noch fast 90 % der Wärmeerzeuger im Gebäudebestand gas- oder ölbasierte Geräte.¹⁴ Auch im Wohnungsbestand ergibt sich ein ähnliches Bild (siehe Abbildung 3): Ungefähr 75 % aller Wohnungen werden mit Gas und Öl beheizt. Dieser Anteil hat sich in den letzten zwei Jahrzehnten nur marginal verändert.

Abbildung 2 Anteil der Wohnungen nach Baujahr



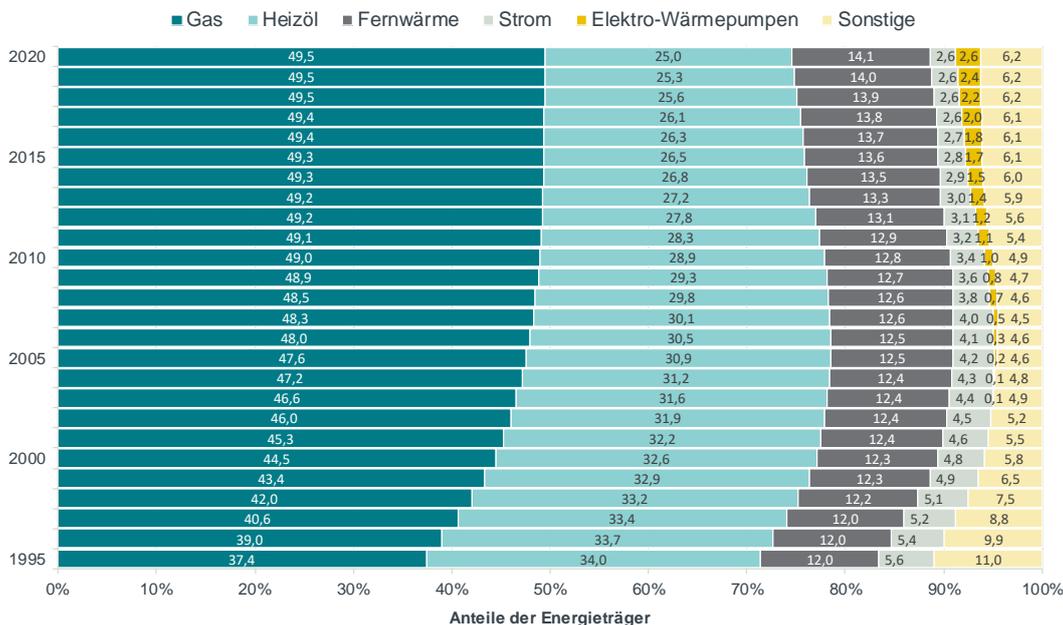
Quelle: Frontier Economics auf Basis von BDEW (2020)

¹² BDEW (2020).

¹³ Vgl. Umweltbundesamt (2019).

¹⁴ BDEW (2020).

Abbildung 3 Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes in Deutschland



Quelle: Frontier Economics auf Basis von BDEW (2020)

Eine "One-Size-Fits-All"-Lösung kann daher absehbar nicht ökonomisch sinnvoll sein, es braucht einen ausgewogenen Technologiemix für den Wärmemarkt

Insgesamt ergibt sich ein sehr heterogener Gebäudebestand mit verschiedenen Sanierungszuständen. Daher ist es ökonomisch sinnvoll – neben dem Fokus auf Energieeffizienz (Gebäudehülle und Heizungssysteme) – auf zielgerichtete Maßnahmen und Optionen zurück zu greifen: Während zum Beispiel ein Einfamilienhaus oft – mit entsprechendem finanziellen Aufwand, abhängig von der energetischen Qualität der Hülle – von Öl oder Gas auf eine elektrische Wärmepumpe umgerüstet werden kann, ist eine solche Umrüstung in einem Mehrfamilienhaus mit Gasetagenheizungen oft sehr aufwendig und entsprechend kostenintensiv. Die mit der Umrüstung verbundenen Kosten und CO₂-Emissionen können dabei für viele Gebäudetypen die Vorteile der höheren Energieeffizienz übersteigen. Hohe Energieeffizienz ist daher in vielen Fällen nicht mit ökologischer und ökonomische Effizienz gleichzusetzen, eine sinnvolle „One-Size-Fits-All“-Lösung zur Dekarbonisierung des Gebäudesektors ist entsprechend nicht absehbar. Stattdessen benötigt es einen ausgewogenen Technologiemix, welcher den unterschiedlichen Bedingungen vor Ort gerecht wird. Ein solcher Technologiemix sollte sich dabei unter Berücksichtigung möglichst aller mit den Klimaschutzziele vereinbaren und verfügbaren Technologieoptionen herausbilden und entsprechend auch Wasserstoff bzw. klimaneutrale Gase einbeziehen.

2.2 Wasserstoff im Wärmemarkt kann zudem helfen, die praktischen Hürden der erforderlichen Sanierungsgeschwindigkeit zu überkommen

Zur Erreichung der politischen Zielsetzung im Wärmesektor müsste die jährliche energetische Sanierungsrate in den nächsten 10 Jahren gegenüber den letzten zwanzig Jahren mindestens verdoppelt werden

Das Ziel der Bundesregierung für die Rate der energetischen Sanierung der Gebäudehülle lag bereits für das Jahr 2020 bei ambitionierten 2 %. Dies entspricht auch der Sanierungsrate, welche viele Studien wie auch die Dena Leitstudie als erforderlich ansehen, um eine Dekarbonisierung des Wärmemarktes durch eine starke Elektrifizierung in Form von Wärmepumpen bei geringer Rolle von Wasserstoff zu erreichen.

Die tatsächliche Rate energetischer Sanierungen in Deutschland lag seit 2000 hingegen durchgehend um 1 %, meist sogar darunter (Abbildung 4). Dies entspricht im Übrigen auch der gewichteten jährlichen energetischen Sanierungsrate auf EU-Ebene.¹⁵ Die EU-Kommission stellt allerdings heraus, dass letztlich nur 0,2 % der Gebäude jährlich derart stark energetisch saniert werden, dass der Energieverbrauch um 60 % reduziert wird („*deep renovation*“), und schlussfolgert, dass die Erreichung von CO₂-Neutralität im Gebäudesektor bei gleichbleibender Sanierungsgeschwindigkeit



Bei gleichbleibender Sanierungsgeschwindigkeit dauert die CO₂-Emissionsreduktion im Gebäudesektor Jahrhunderte.

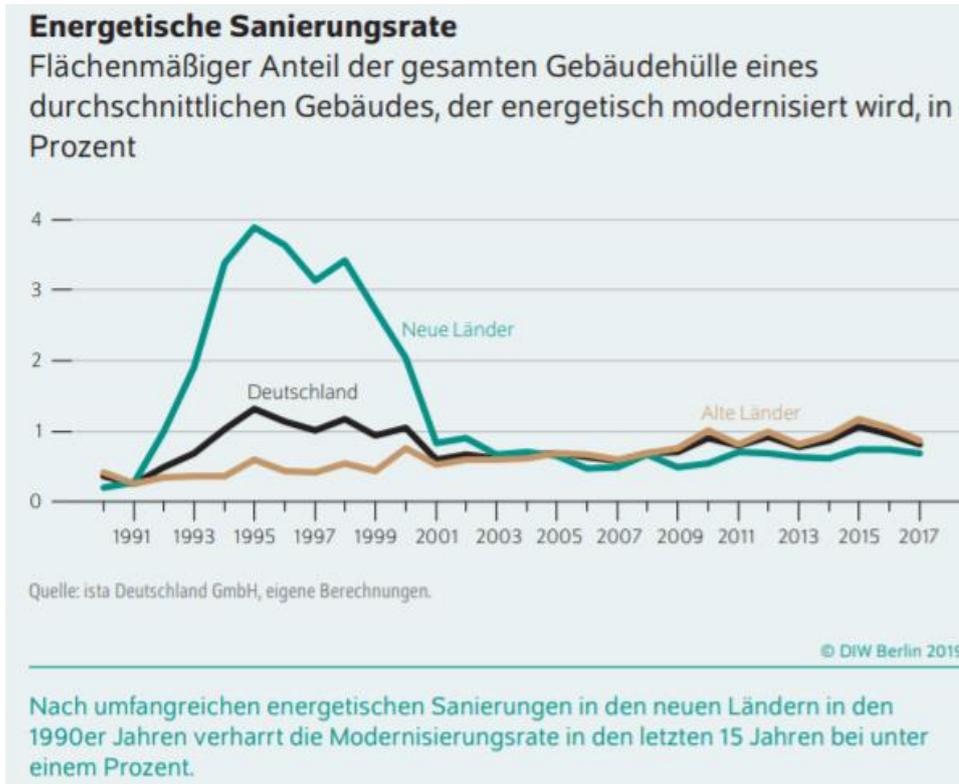
EU-Kommission

Jahrhunderte dauern würde.¹⁶

¹⁵ Bei dem Vergleich von Sanierungsraten ist allerdings zu berücksichtigen, dass bisher keine einheitliche Definition und Erhebung von Sanierungsrate und -tiefe vorliegen, weshalb entsprechende Angaben nur bedingt vergleichbar sind. Beispielsweise ist das Sanierungsziel auf EU-Ebene definiert in Bezug auf den Primärenergiebedarf, während in Deutschland von „Vollsanierungsäquivalenten“ in Bezug auf den Gebäudebestand ausgegangen wird, weshalb letztere als ambitionierter als die EU-Definition anzusehen ist, siehe Europäische Kommission (2019), S. 15.

¹⁶ Europäische Kommission (2020b), S. 2: „*The weighted annual energy renovation rate is low at some 1%. Across the EU, deep renovations that reduce energy consumption by at least 60% are carried out only in 0.2% of the building stock per year and in some regions, energy renovation rates are virtually absent. At this pace, cutting carbon emissions from the building sector to net-zero would require centuries.*“

Abbildung 4 Stagnierende Entwicklung der energetischen Sanierungsrate in Deutschland



Quelle: DIW (2019), „Wärmemonitor 2018: Steigender Heizenergiebedarf, Sanierungsrate sollte höher sein“, Abbildung 7. Die analoge Angabe findet sich im aktuellen DIW Wärmemonitor (für 2019) nicht, allerdings offenbaren die für energetische Baumaßnahmen ausgegebenen Milliarden Euro keinen signifikanten Anstieg (siehe Abbildung 7 in DIW (2020)).¹⁷

Das anhaltend geringe Modernisierungstempo resultiert dabei aus mehreren Faktoren, sowohl angebots-, als auch nachfrageseitig, und es ist fraglich, inwieweit diese Hürden in den kommenden zehn Jahren substantiell überwunden werden können, wie wir nachfolgend erläutern.

¹⁷ Die Angaben zur energetischen Sanierungsrate des DIW-Wärmemonitors basieren auf einer Auswertung eines Teil der vom Energiedienstleister ista Deutschland GmbH betreuten Gebäude auf Basis von Energieausweisen. In den Abrechnungsdaten sind nur Zwei- und Mehrparteienhäuser erfasst. Es handelt sich somit nicht um eine repräsentative Zufallsstichprobe aus dem Gesamtwohngebäudebestand in Deutschland. Diesem Umstand versuchen die Autoren mit einer Gewichtung des mittleren Energiebedarfs mit der jeweiligen Bedeutung der Gebäudeklassen in der Grundgesamtheit zu begegnen. Hierzu werden Daten der Mikrozensus-Zusatzerhebung zur Wohnsituation aus dem Jahr 2010 verwendet, die nach Raumordnungsregionen differenziert die Anteile bestimmter Größenklassen ausweisen.

Eine Auswertung des Instituts Wohnen und Umwelt (IWU) von einer Repräsentativbefragung von Wohngebäude-eigentümerinnen und -eigentümern mit 16.982 Gebäudedatensätzen in 683 Städten in Deutschland kommt zu ähnlichen Ergebnissen wie das DIW: Demnach beträgt die flächengewichtete Gesamtmodernisierungsrate für den Wärmeschutz über alle untersuchten Wohngebäude im Zeitraum von 2010 bis 2016 0,99 % pro Jahr. Diese flächengewichtete Wärmeschutz-Modernisierungsrate setzt sich aus den flächengewichteten Einzelraten der Bauteile Außenwand (mit einem Anteil von 40%), Dach/Obergeschossdecke (28 %), Fußboden/Kellerdecke (23 %) und Fenster (9 %) zusammen. Siehe zu weiteren Details Institut Wohnen und Umwelt (2018), S. 76ff.

Angebotsseitig ist die erforderliche Verdopplung der Sanierungsrate fraglich

Es stellt sich die Frage, ob die Angebotsseite (Handwerker, Ausbaugewerbe, Installateure) der erforderlichen erhöhten Nachfrage in einem relativ kurzen Zeitraum nachkommen können. Um beispielsweise die zur Erreichung des „Elektrifizierungsszenarios“ (EL95) der Dena Leitstudie notwendigen 2 % Sanierungsrate (gegenüber 1,4 % im ausgewogenen Technologiemiixszenario TM95 inklusive Wasserstoff im Wärmemarkt) zu realisieren, müsste das Handwerk in den nächsten 10 Jahren doppelt so viele Sanierungen pro Jahr vornehmen wie in den letzten 20 Jahren. Dies scheint vor dem Hintergrund der bereits sehr hohen Auslastung von etwa 90 % im Bau- und Ausbaugewerbe in Verbindung mit der Erwartung eines Rückgangs der Handwerkerzahl in Folge des demographischen Wandels als wenig realistisch:

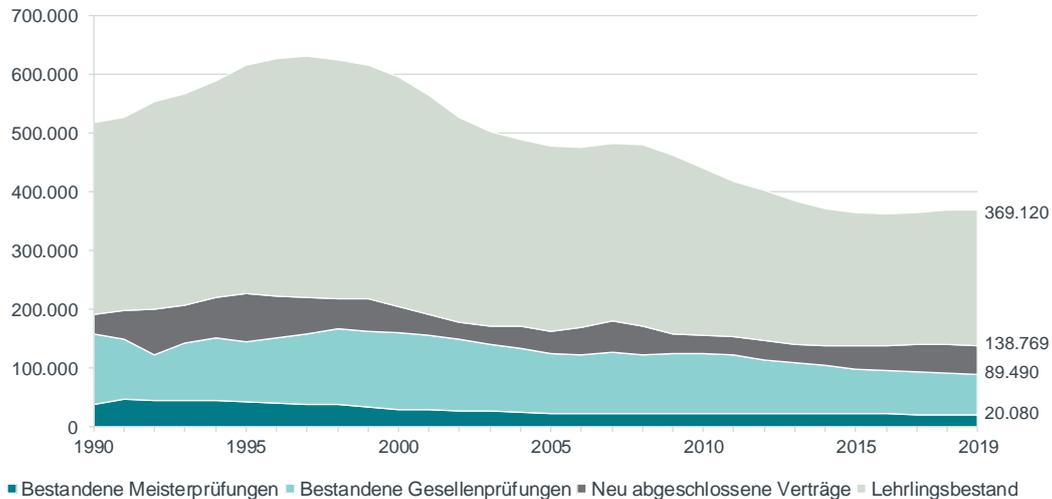
- **Hohe Handwerksauslastung:** Die Auslastung der Betriebskapazitäten im Baugewerbe betrug im Jahr 2019 90 % (Q3 2020: 88 %) und im Ausbaugewerbe 89 % (Q3 2020: 89 %), und war somit noch deutlich höher als im Durchschnitt des Handwerks insgesamt (2019: 84 %, Q3 2020: 78 %).¹⁸
- **Fachkräftemangel:** Der Lehrlingsbestand im Deutschen Handwerk hat sich beispielsweise in den letzten 20 Jahren von über 616.000 Ende 1999 auf knapp 370.000 (im Jahr 2019) um 40 % reduziert (siehe Abbildung 5).¹⁹ Dies ist auch in der Altersstruktur reflektiert: So sind z.B. nur 29 % der Beschäftigten im Baugewerbe bzw. 33 % im Ausbaugewerbe 35 Jahre und jünger, während 35 % bzw. 33 % der Beschäftigten über 50 Jahre sind und somit teilweise bereits innerhalb der nächsten 10 Jahre aus dem Berufsleben ausscheiden werden.²⁰

¹⁸ Konjunkturbericht 2/2020 des Zentralverbandes des Deutschen Handwerks.

¹⁹ Ausbildungs- und Weiterbildungsstatistik 2019 des Zentralverbandes des Deutschen Handwerks.

²⁰ Ergebnisse einer Umfrage unter Handwerksbetrieben des Zentralverbandes des Deutschen Handwerks von 2018.

Abbildung 5 Ausbildungs- und Weiterbildungsstatistik im Handwerk 1990 - 2019



Quelle: Frontier Economics auf Basis von Zentralverband Deutsches Handwerk (2019)

Auch nachfrageseitig bestehen erhebliche Hürden für eine hohe Sanierungsgeschwindigkeit

Neben angebotsseitigen Beschränkungen hängen die stagnierenden Sanierungsraten auch stark mit den individuellen Entscheidungen von Gebäude- bzw. Wohnungseigentümern zusammen. Bei diesen Entscheidungen in Maßnahmen zur Gebäudesanierung, welche durch einen hohen Finanzierungsbedarf und lange Amortisationszeiten gekennzeichnet sind, spielen eine Vielzahl von Faktoren eine Rolle und können zu Hemmnissen führen, wie Untersuchungen aus dem Bereich der Verhaltensökonomik zeigen.²¹

In der Folge kommt es in der Praxis häufig zu deutlich geringeren und späteren Investitionen in Effizienzmaßnahmen als das theoretische Modell eines stets rational und unter vollständigen Informationen bei perfektem Kapitalmarkt agierenden „Homo Oeconomicus“ suggeriert. Häufig werden Investitionen in oder am Gebäude daher frühestens am Ende des Produktlebenszyklus oder zu typischen Sanierungsanlässen wie einem Eigentümerwechsel getätigt.

Zu verhaltensökonomischen Hemmnissen bei der energetischen Sanierung von Gebäuden (bzw. dem Austausch von Heizungssystemen) gehören beispielsweise:

- **Eigentümer-Nutzer-Dilemma** – Der Eigentümer trägt die Kosten der Effizienzmaßnahme, die Einsparungen kommen aber dem Mieter/Nutzer zu Gute. Dies ist im Gebäudesektor besonders relevant, da über 50 % der Wohnungen vermietet werden.
- **Altersstruktur der Eigentümer** – Fast 40 % der Eigentümer von Immobilien sind 65 Jahre oder älter und verfügen damit nicht mehr über den

²¹ Beispielsweise haben wir von Frontier Economics gemeinsam mit der Anwaltskanzlei Görg derartige Hemmnisse im Auftrag des BMWi umfassend analysiert (nicht veröffentlicht).

Planungshorizont, in dem sich die Investitionen einer energetischen Sanierung oder Heizungsmodernisierung amortisieren.

- **Hohe Komplexität** – Energiethemen, bei denen es sich nicht um „klassische“ Alltagsthemen handelt, konkurrieren mit unzähligen anderen Konsuminteressen und Themen um Aufmerksamkeit. In der Folge kommt es häufig dazu, dass Energieeffizienzmaßnahmen nicht umgesetzt werden, auch wenn sie sich finanziell lohnen würden.
- **Niedrige Salienz** – Der Energieverbrauch wird oft nicht bewusst und als gegeben wahrgenommen, die Verbrauchsentscheidung wird nur implizit getroffen (d.h. man entscheidet sich z.B. nicht bewusst dazu, Energie zu verbrauchen).
- **Beeinträchtigungen durch Unannehmlichkeiten** – Energieeffizienzmaßnahmen verursachen administrativen Aufwand und zusätzlichen Zeitaufwand in der Implementierungs- und Übergangsphase (z.B. Handwerkertermine bei der Installation eines neuen Heizsystems im Haushalt, Zurechtfinden mit neuer Technologie, Einschränkungen des Komforts in der Zeit der Baumaßnahmen).
- **Zeitinkonsistente Diskontierung** – Investition in eine Energieeffizienzmaßnahme verursacht meistens sofortige Kosten, während Einsparungen erst in der Zukunft erzielt werden. Direkte Kosten können oft besser eingeschätzt werden als zukünftige Einsparungen. Diese Überbewertung der Kosten und Unterbewertung zukünftiger Einsparungen verhindert Investitionen, die finanziell vorteilhaft wären.

Mit Wasserstoff stehen Optionen mit geringerer Sanierungserfordernis zur Verfügung, um den Übergang zur klimaneutralen Gebäuden an individuelle Ansprüche und Möglichkeiten anzupassen

Aufgrund der vorangehend erläuterten angebots- und nachfrageseitigen Hürden ist das Risiko groß, dass die erforderliche Sanierungsgeschwindigkeit nicht erreicht werden kann. Der Einsatz von Wasserstoff in bestehenden (und neuen) Wärmeerzeugern ist hier eine Option, Erneuerbare Energie im Wärmemarkt zu stärken und Emissionen zu senken: Wohngebäude werden heute zu gut 50 % über Gasanwendungen versorgt; gasbasierte Heizsysteme sind mit über 13 Mio. der insgesamt 21 Mio. installierten Wärmeerzeugern dominierend. Sie können schon heute Wasserstoff aufnehmen. Hierdurch ist somit im Bestand eine Entkopplung des Umstiegs auf erneuerbare Energiequellen von bei anderen Technologien (wie Wärmepumpe) oft notwendigen sonstigen Sanierungsmaßnahmen möglich.

Zusätzlich ist gerade im anfänglichen Bereich niedriger Wasserstoff-Beimischungsraten eine graduelle Dekarbonisierung ohne jegliche aktive Beteiligung der Nutzer möglich, so dass auch die genannten verhaltensökonomischen Hürden nicht zum Tragen kommen.

3 PRODUKTIONSMENGEN – WASSERSTOFF IM WÄRMEMARKT KANN DER HERAUSFORDERUNG BEGRENZTER ERNEUERBARER ENERGIEN IN DEUTSCHLAND BEGEGNEN UND UNTERSTÜTZT DEN MARKTHOCHLAUF VON WASSERSTOFF IN ANDEREN SEKTOREN

Auch bei einer unterstellten deutlich steigenden Energieeffizienz erfordert die Umstellung des verbleibenden Energiebedarfs auf Erneuerbare Energien eine erhebliche Erhöhung der Produktionsmengen von Erneuerbaren Energien.

3.1 Umstellung zusätzlicher Sektoren auf Erneuerbare Energien erfordert enorme Steigerung der Erneuerbaren Energien Bereitstellung

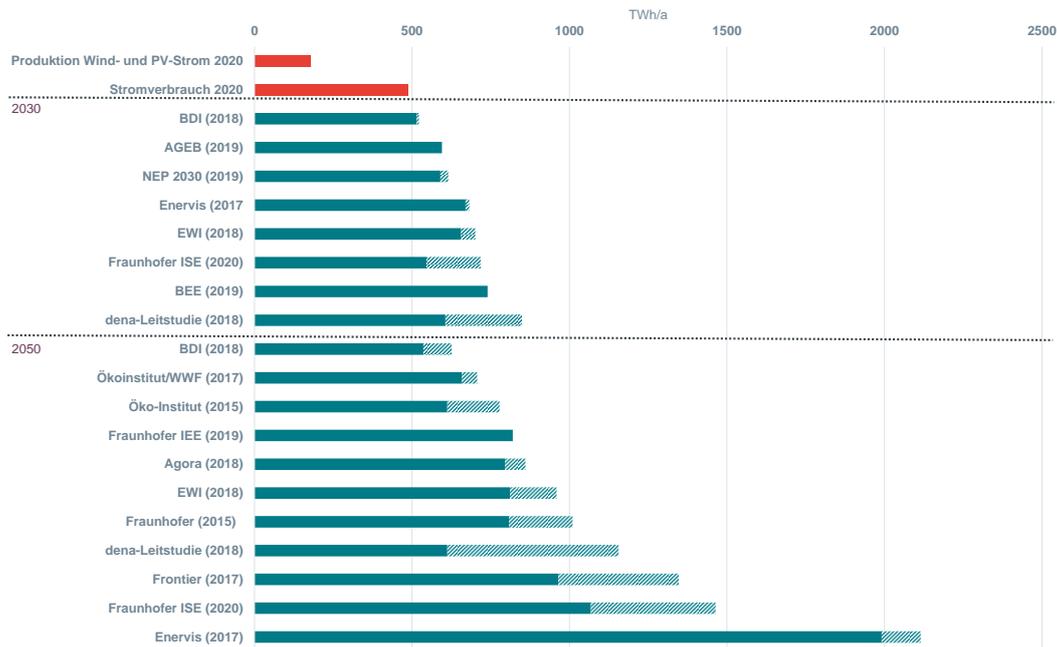
Schätzungen für den Strombedarf im Jahr 2030 reichen von einem leichten Rückgang gegenüber heute bis zu einem deutlichen Anstieg um bis zu 50 % – abhängig von Annahmen zur Entwicklung der Energieeffizienz und vor allem zur Elektrifizierung zusätzlicher Anwendungen im Wärme- und Mobilitätssektor (Abbildung 6). Gemäß des Ziels der deutschen Bundesregierung müssen 65 % dieses Strombedarfs durch Erneuerbare Energien gedeckt werden, im Zuge des EU Green Deals wird dieses Ziel voraussichtlich auf mindestens 70 % erhöht werden.²²

Für 2050 variieren die Schätzungen des Strombedarfs naturgemäß noch stärker, von leichten Steigerungen bis zu einer Vervierfachung. Bis 2050 muss allerdings zur Erreichung von Klimaneutralität die gesamte Stromerzeugung auf Erneuerbare Energien umgestellt werden. Aufgrund der beschränkten Wachstumspotenziale von Wasserkraft (mangelnde Standorte, Umweltaspekte) und nachhaltiger Biomasse (u.a. Nahrungsmittelkonkurrenz) wird der Großteil des zukünftigen Energiebedarfs dabei über Wind- und Solarenergie gedeckt werden müssen (bzw. Importe, wobei die Potenziale hierfür unter anderem durch die Kapazität der grenzüberschreitenden Stromleitungen begrenzt sind).

Im Vergleich zur heutigen Stromproduktion aus Wind- und Solarenergie von unter 200 TWh²³ bedarf es bis 2050 demnach – je nach Studie – einer Erhöhung um den Faktor 3 bis 10.

²² Agora Energiewende (2021), S. 25.

²³ Siehe AG Energiebilanzen für 2019 (173 TWh) oder 2020 (186 TWh; vorläufig).

Abbildung 6 Schätzungen des Bruttostromverbrauchs²⁴ in 2030 und 2050

Quelle: Frontier Economics auf Basis der genannten Studien

3.2 In Deutschland bestehen nicht ausreichend gesellschaftlich akzeptable Potenziale zur Erzeugung der erforderlichen Erneuerbaren Energien

Auch die Schätzungen des technischen Potenzials der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland variieren erheblich. In einer Meta-Analyse für die Europäische Kommission schätzt Trinomics (2020) das technische Potenzial auf etwa 800 TWh, welches sich zu jeweils fast der Hälfte aus Wind (primär an Land) und Photovoltaik ergibt.²⁵ In der Praxis zeigt sich zudem, dass das tatsächlich realisierbare Potenzial deutlich geringer ist als das technische Potenzial, nicht zuletzt aufgrund von lokalen Nutzungskonkurrenzen (Stichwort „Abstandsregeln“), welcher schon heute den Ausbau von Windrädern und Solaranlagen erheblich ins Stocken geraten lassen hat.

Beispielsweise betrug der Zubau bei der Windenergie an Land in den Jahren 2019 (865 MW) und 2020 (1200 MW) weniger als die Hälfte des Ausbauziels der Bundesregierung von 2.500 Megawatt pro Jahr und nur einen Bruchteil der durchschnittlich zugebauten Mengen in den Jahren von 2013 bis 2017 (4.200 Megawatt pro Jahr).²⁶ In der Folge wächst die Lücke zwischen den installierten Ist-

²⁴ In einigen Studien ist statt dem Brutto- der Nettostromverbrauch angegeben.

²⁵ Vgl. Trinomics (2020), S. 7. Dies ergibt sich als Mittelwert der Schätzungen mehrerer Studien unter anderem vom JRC, von LBST, IWES und DLR.

²⁶ Dies reflektiert sich auch in den Auktionen für Windenergie an Land, die regelmäßig deutlich überzeichnet sind, so z.B. alle Ausschreibungen der ersten zehn Monate in 2020. Bei der Offshore-Windenergie fanden

Kapazitäten zu den Soll-Kapazitäten des Ausbaurückbaus der Bundesregierung. So stellt beispielsweise Agora Energiewende fest, dass es „nach wie vor [...] enorme Herausforderungen durch eine unzureichende Flächenkulisse, geringe Genehmigungszahlen sowie ungelöste Akzeptanzfragen“ gibt.²⁷

Vor diesem Hintergrund ist eine derartige Vervielfachung der heimischen Wind- und Solarenergieproduktion in der gebotenen Dringlichkeit schon rein praktisch kaum vorstellbar.

3.3 Der Import von Wasserstoff bzw. wasserstoffbasierten oder klimaneutralen Gasen aus Regionen mit besseren klimatischen Bedingungen und günstigeren Kosten kann hier Abhilfe schaffen

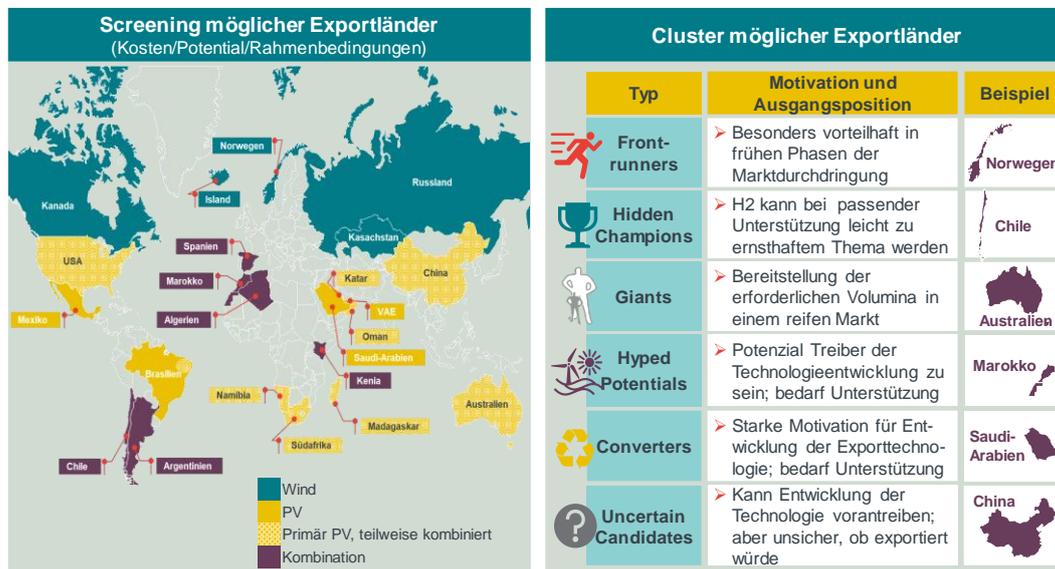
Die Potenziale für die kostengünstige Produktion von erneuerbarem und klimaneutralem Wasserstoff sind in anderen Ländern erheblich größer

Weltweit bestehen allerdings erhebliche Potenziale für Erneuerbare Energien, welche den zukünftigen Energiebedarf um ein Vielfaches übersteigen. Der Import von Wasserstoff auf Basis von erneuerbaren Energien aus Standorten mit besseren klimatischen Bedingungen, höherer Flächenverfügbarkeit und geringerem eigenem Energiebedarf (siehe exemplarisch Abbildung 7) kann entsprechend dazu beitragen, die „Lücke“ zwischen dem Bedarf nach Erneuerbaren Energien in Deutschland und dem heimischen Produktionspotenzial zu füllen.

im Jahr 2020 keine Ausschreibungen statt. Die Inbetriebnahme von Windenergieanlagen auf See brach in 2020 im Vergleich zum Jahr 2019 ein. Während 2019 noch über 1.100 Megawatt ans Netz gingen, waren es im Jahr 2020 lediglich 220 Megawatt, was einem Minus von über 80 Prozent entspricht. Vergleiche Agora Energiewende (2021), S. 24f.

²⁷ Agora Energiewende (2021), S. 25.

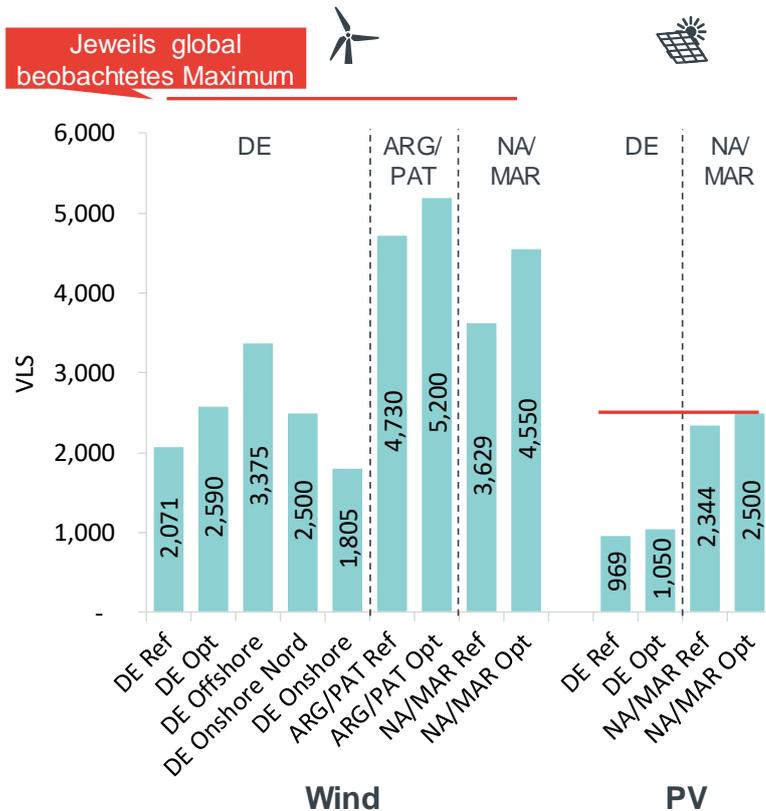
Abbildung 7 Weltweit existieren viele Länder mit sehr guten Produktions- und Exportpotenzialen von Wasserstoff (exemplarische Auswahl)



Quelle: Frontier Economics (2018)

Ein Import von Wasserstoff geht dabei oft mit weiteren Kostenvorteilen einher, denn in vielen Regionen der Welt lassen sich aufgrund besserer klimatischer Bedingungen ungleich höhere Auslastungen der Wind- und Solaranlagen erreichen als in Deutschland. Beispielsweise ist die erreichbare Auslastung, gemessen in Volllaststunden, von Windkraftanlagen an Land in Nordafrika fast doppelt so hoch wie in Deutschland, in Patagonien (Argentinien) sogar noch höher (siehe Abbildung 8). Für Photovoltaikanlagen ergibt sich aufgrund der höheren Sonneneinstrahlung zum Beispiel in Nordafrika ein ähnliches Bild. Dies manifestiert sich in entsprechend höheren Elektrolyseur-Auslastungen bzw. geringeren Strombezugskosten für die Wasserstoffproduktion in diesen Regionen.

Abbildung 8 Exemplarischer internationaler Vergleich von Volllaststunden von Wind und PV

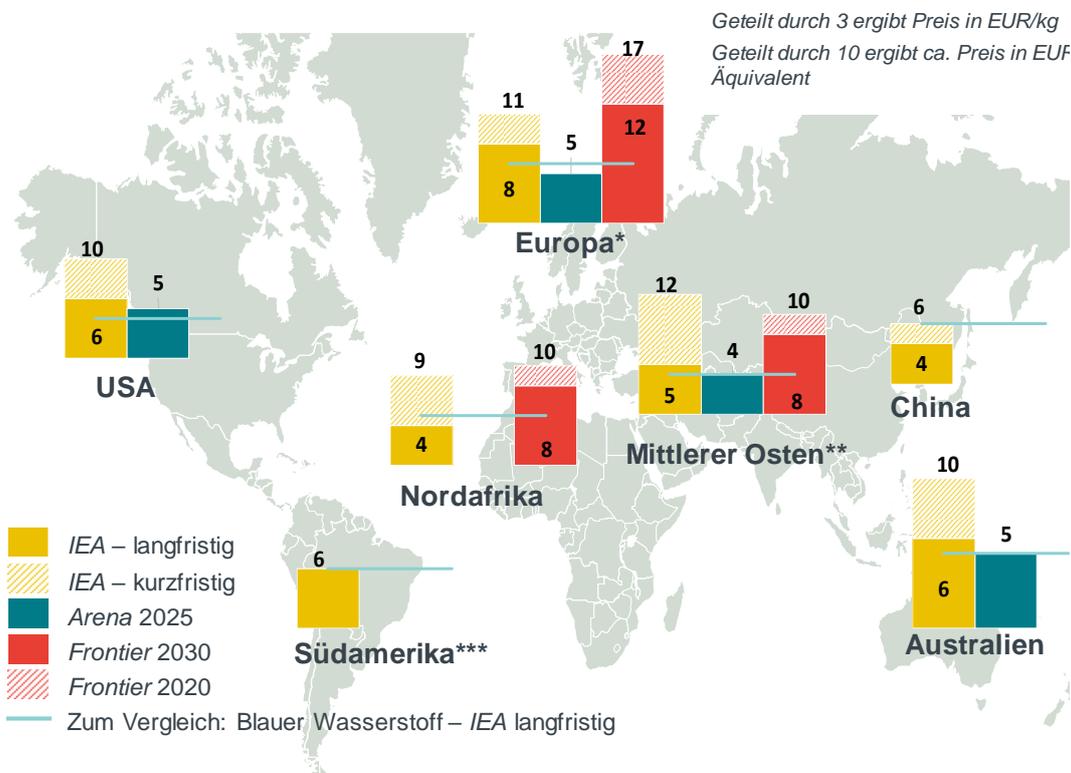


Quelle: Frontier Economics (2020a) basierend auf BMWi (2020b), BDEW (2020), Fraunhofer ISE (2018), EVWind (2019), FZ Jülich (2017), Roland Berger/Prognos (2019)

Hinweis: Opt = Optimistisches Szenario, Ref = Referenzszenario
 ARG = Argentinien, PAT = Patagonien, NA = Nordafrika, MAR = Marokko

Entsprechend liegen die Produktionskosten von grünem Wasserstoff an Standorten mit günstigeren klimatischen Bedingungen z.T. erheblich unter denen in Deutschland bzw. Europa, gemäß Internationaler Energieagentur (IEA) betragen die Produktionskosten z.B. in Nordafrika (4 ct/kWh) langfristig nur etwa die Hälfte der Kosten der Produktion in Europa (8 ct/kWh), siehe Abbildung 9. In dem Maße, wie diese Kostenvorteile durch moderate Transportkosten (z.B. durch die Nutzung vorhandener Importpipelines) auch preiswirksam werden, können somit Wasserstoffimporte nicht nur die verfügbaren Mengen erheblich ausweiten, sondern darüber hinaus auch ein Kostensenkungspotential mit sich bringen.

Abbildung 9 Produktionskosten von grünem Wasserstoff (in ct/kWh) sind außerhalb Europas deutlich günstiger



Quelle: Frontier Economics basierend auf:
 1) IEA (2019) "Future of Hydrogen" anhand Wechselkurs von 1,1 USD/EUR und Konvergenz von 1kgH₂ zu 33,3 kWh.
 2) ARENA (2018) "Opportunities for Australia from hydrogen exports" anhand Wechselkurs von 1,6 AUD/EUR und Konvergenz 1kgH₂ zu 33,3 kWh.
 3) Frontier-Werte basieren auf solar für Nordafrika und dem Mittleren Osten sowie Wind für Europa. Siehe Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics (2018).

Hinweis: Grüner Wasserstoff: Wasserstoff aus Elektrolyse mit erneuerbar erzeugtem Strom.
 Blauer Wasserstoff: Wasserstoff aus Dampfreformierung, bei der das CO₂ abgeschieden und gespeichert wird.
 * Kostenkennzahlen von Arena und Frontier sind Schätzwerte basierend auf Norwegen (Arena) und Nord- und Ostsee Sea (Frontier).
 ** Kostenkennzahlen von Arena für Katar sind Schätzwerte.
 *** Kostenkennzahlen von IEA für Chile sind Schätzwerte (kurzfristige und langfristige Kosten sind fast identisch).

Deutschland verfügt zudem über eine leistungsfähige Importinfrastruktur, die für den Import von Wasserstoff bzw. wasserstoffbasierten oder emissionsarmen Gasen verwendet werden kann

Deutschland verfügt zudem über erhebliche Kapazitäten zum Import von Gas. Aufgrund der seit jeher hohen Importquote von Erdgas existieren Importkapazitäten von über 350 GWh/h (entspricht 350 GW), was mehr als dem zehnfachen der Importkapazität von Strom entspricht (Abbildung 11).

Es existieren verschiedene Möglichkeiten, wie diese für den Import von Wasserstoff genutzt werden können, zum Beispiel:

- durch Beimischung des Wasserstoffs in die Importpipelines;
- durch Weiterbehandlung („Methanisierung“) des im Exportland produzierten Wasserstoffs zu synthetischem Methan unter Verwendung von nachhaltigem CO₂ z.B. aus Biomasse oder Filterung aus der Luft („Direct Air Capture“) mit anschließender Einspeisung in die Methanpipelines; oder
- langfristig auch durch vollständige Umstellung der Importpipelines auf im Exportland produzierten Wasserstoff.²⁸

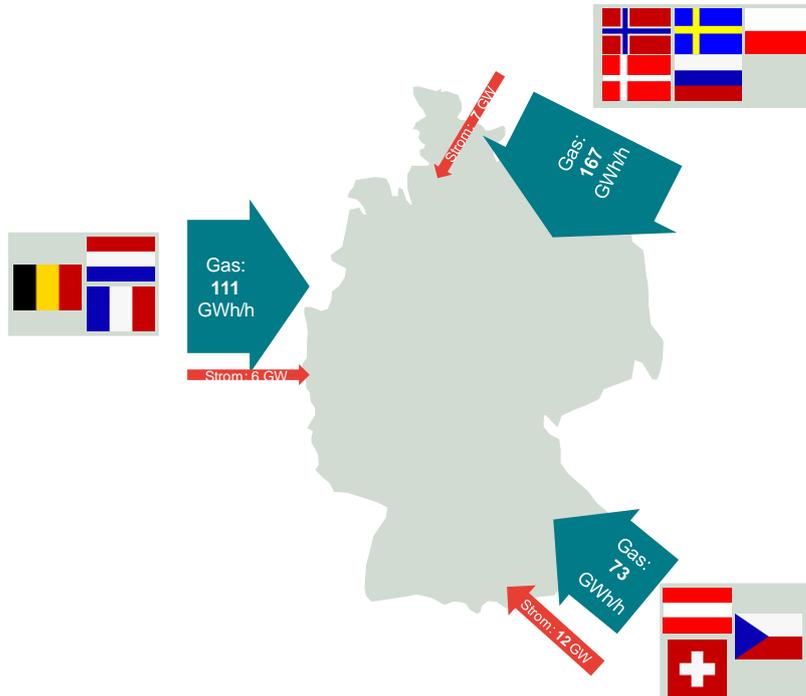
Unterstellt man exemplarisch, die Gas-Importpipelines würden zu 25 % mit Wasserstoff ausgelastet (z.B. über die Kombination von Beimischung, Methanisierung und Umwidmung einzelner Pipelines), könnten infrastrukturseitig über 750 TWh Wasserstoff importiert werden.²⁹ Zum Vergleich: Die Bundesregierung schätzt den Gesamtbedarf von Wasserstoff in 2030 auf 90 bis 110 TWh und hat sich in der Nationalen Wasserstoffstrategie zum Ziel gesetzt, in 2030 bis zu 14 TWh erneuerbaren Wasserstoff durch Elektrolyse in Deutschland selbst zu produzieren.³⁰

²⁸ Dabei ist die transportierbare Energiemenge von Wasserstoff nur geringfügig unter der von Erdgas, weshalb die Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff nur geringe Auswirkungen auf die Kapazität einer Pipeline hat. Siehe Siemens Energy, Gascade und Nowega (2020), S. 10: „Zwar liegt der obere Heizwert von Erdgas mit rund 11 kWh/Nm³ etwa dreimal so hoch wie der von Wasserstoff mit 3,5 kWh/Nm³, so dass bei gleichem Druck etwa das dreifache Volumen an Wasserstoff benötigt wird, um den Energieinhalt konstant zu halten. Beim Vergleich des Energieflusses zweier Gase durch eine Pipeline kommt es jedoch nicht allein auf das Volumen, sondern vor allem auf die Parameter Dichte, Strömungsgeschwindigkeit und Druck an. Da Wasserstoff eine neunmal geringere Dichte und die dreifache Strömungsgeschwindigkeit von Erdgas aufweist, kann in der Pipeline bei gleichem Druck und in der gleichen Zeit fast dreimal so viel Wasserstoff wie Erdgas transportiert werden.“

²⁹ Dies ergibt sich aus der stündlichen Importkapazität von 350 GWh/h multipliziert mit der Anzahl Stunden pro Jahr von 8.760, und einem Auslastungsfaktor von 25 %.

³⁰ BMWi (2020a), S. 7.

Abbildung 10 Deutschland verfügt über erhebliche Gas-Importkapazität



Quelle: Frontier Economics and IAEW (2019), basierend auf ENTSO-E TYNDP (2018), ENTSO-G Physical Technical Capacity (2018)

Neben den Importmöglichkeiten über Gaspipelines kommt mit dem in Brunsbüttel geplanten Terminal zukünftig voraussichtlich mindestens ein Anlandeterminal für Flüssiggas (LNG) mit einer jährlichen Kapazität von 8 Milliarden Kubikmeter (BCM), was einem Importpotenzial von über 80 TWh Methan entspricht.³¹ Weitere Terminals in Stade, Rostock und Wilhelmshaven sind in unterschiedlichen Planungsstadien. Die EU insgesamt verfügt bereits heute über LNG-Importkapazitäten von über 200 BCM bzw. über 2.000 TWh Methan.³²

Analog zu Pipelines können auch LNG-Terminals – wie auch andere Hafen-Infrastrukturen zum Import von Flüssiggütern per Schiff – zukünftig dazu beitragen, Wasserstoff nach Deutschland oder Europa zu transportieren,³³ z.B. über

- den Import von Wasserstoff als flüssigen Wasserstoff oder in Form verschiedener „Hydrogen-Carrier“ wie z.B. flüssiger organischer Wasserstoffträger („LOHC“) oder Ammoniak; oder
- Methanisierung des im Exportland produzierten Wasserstoffs zu synthetischem Methan („synLNG“).

In Summe ist das theoretische Potenzial an Wasserstoff in Deutschland also keineswegs beschränkt, Wasserstoff ist also nicht grundsätzlich ein „knappes Gut“.

³¹ Das Terminal wird immer konkreter, beispielsweise hat die Bundesnetzagentur kürzlich ihre Entscheidung zur Regulierungsausnahme für das Terminal in Brunsbüttel bekanntgegeben (Bundesnetzagentur (2021c) - BK7-18-063). Die finale Investitionsentscheidung steht allerdings noch aus.

³² Siehe Frontier Economics (2020b), S. 17, basierend auf Gas Infrastructure Europe.

³³ Siehe zur Diskussion von Möglichkeiten des Wasserstoffimports über LNG-Infrastruktur Frontier Economics (2020c) oder DNV-GL (2020).

Dies gilt aufgrund der erheblichen Importpotenziale unabhängig davon, wieviel Wasserstoff auf Basis heimischen Erneuerbaren Stroms produziert werden kann und wird.

3.4 Der Einsatz von Wasserstoff im Wärmemarkt kann zudem wichtige Investitionssignale für den Markthochlauf von Wasserstoff setzen und somit andere Sektoren unterstützen

Das potenzielle Angebot von Wasserstoff in Deutschland ist also keinesfalls per se knapp, es fehlen aber sehr wohl derzeit verlässliche Anreize für Investitionen in die Erschließung von erneuerbarer oder emissionsarmer Wasserstoffproduktion und für den Wasserstofftransport. Neben der derzeitigen Unwirtschaftlichkeit der Produktion von grünem Wasserstoff (gegenüber fossilen Alternativen wie grauem Wasserstoff, Erdgas, Kohle etc) liegt dies auch in Unsicherheit über die zukünftige Nachfrage begründet. Vor diesem Hintergrund werden zur Förderung des Wasserstoffhochlaufs zusätzlich zu reinen Produktionssubventionen häufig auch Instrumente diskutiert, welche Sicherheit über zukünftige Nachfrage („Security of Demand“) nach Wasserstoff gewährleisten können.

Der Wärmemarkt kann hier zusätzliche Impulse geben, da bereits heute schon ohne Anpassungsbedarf flexibel mindestens 10 Volumenprozent Wasserstoff in den Bestand gasbasierter Brennwertgeräte beigemischt werden kann. 10 Volumenprozent alleine würden bereits heute eine Nachfrage von rund 10 TWh Wasserstoff entsprechen – das heißt etwa 70 % des Mengenziels der Bundesregierung aus der Nationalen Wasserstoffstrategie für das Jahr 2030.

Gemäß Viessmann können neueste Generationen gasbasierter Brennwertgeräte 20-30 Volumenprozent Wasserstoffbeimischung ohne signifikante Mehrkosten sicher verarbeiten. Durch einfache und kostengünstige Nachrüstlösungen – gemäß der deutschen Heizungshersteller verfügbar ab voraussichtlich 2025 – können sie später für „reinen“ Wasserstoff ertüchtigt werden. Legt man die durchschnittliche Marktentwicklung gasbasierter Heizsysteme der vergangenen 10 Jahre von 550.000 Geräten pro Jahr zugrunde, werden bis 2030 ca. 5,5 Millionen Systeme im Markt sein, die Wasserstoff verarbeiten können („H2 ready“). Der gesamte Bestand der Gasheizungen kann innerhalb typischer Erneuerungszyklen deutlich vor 2050 auf eine volle Wasserstoffverträglichkeit umgestellt werden.

Der Wärmemarkt kann daher eine verlässliche Perspektive für den Einsatz von Wasserstoff bieten, sowohl kurzfristig als auch langfristig.

4 SAISONALITÄT – WASSERSTOFF KANN EINEN BEITRAG ZUR DECKUNG DER ERHEBLICHEN SAISONALITÄT DER WÄRMENACHFRAGE LEISTEN

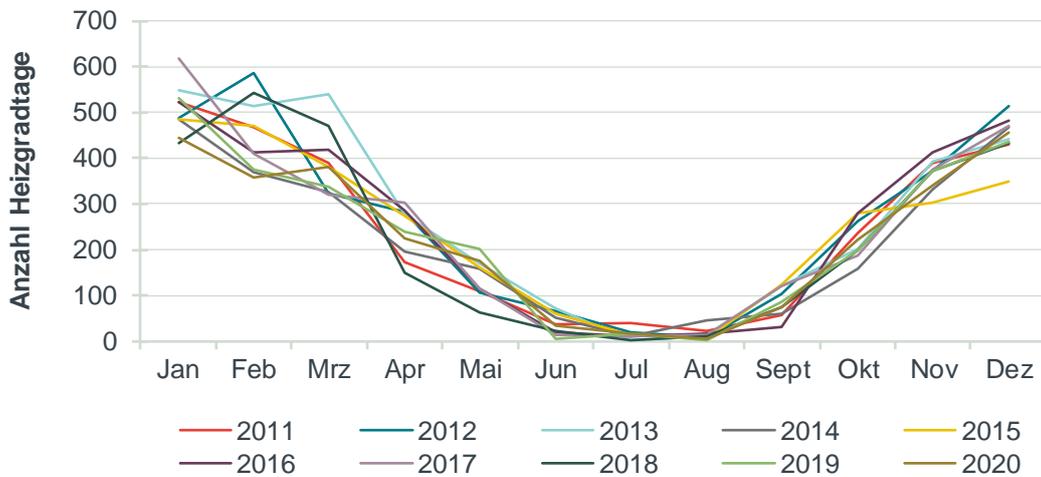
Während wir im vorangehenden Kapitel eine Durchschnittsbetrachtung über das Jahr angestellt haben, gehen wir in diesem Kapitel vertieft auf die erhebliche Saisonalität des Wärmeverbrauchs und die damit verbundenen Herausforderungen der Dekarbonisierung des Wärmemarktes ein. Bei der Bewältigung dieser Herausforderungen kann der Einsatz von Wasserstoff im Wärmemarkt helfen.

4.1 Die Wärmenachfrage ist von einer erheblichen Saisonalität gekennzeichnet, die deutlich von der Verfügbarkeit von Sonnen- und Windenergie abweicht

Die Wärmenachfrage in Deutschland wird maßgeblich durch die klimatischen Bedingungen bestimmt, welche in Deutschland durch saisonal schwankende Temperaturprofile gekennzeichnet sind. Während in den Wintermonaten (teilweise) Minusgrade vorherrschen, kann die Temperatur in Sommermonaten 30 Grad Celsius leicht übersteigen.

Eine logische Konsequenz der klimatischen Gegebenheiten ist, dass die Wärmenachfrage in Deutschland ebenfalls stark saisonal gekennzeichnet ist. Abbildung 11 veranschaulicht dies anhand der sogenannten Heizgradtage für die Jahre 2011 bis 2020. Die Abbildung zeigt, dass insbesondere in den Wintermonaten Dezember, Januar und Februar der Wärmebedarf in Deutschland ein hohes Niveau erreicht. Im Laufe des Frühjahrs flacht der Wärmebedarf in Deutschland hingegen, bedingt durch die ansteigenden Temperaturen, ab und erreicht in den Sommermonaten seinen Tiefpunkt. Im Herbst, wenn die Temperaturen erneut fallen, erhöht sich der Wärmebedarf wieder schrittweise.

Abbildung 11 Heizgradtage belegen hohe Saisonalität des Wärmebedarfs in Deutschland, 2011 - 2020



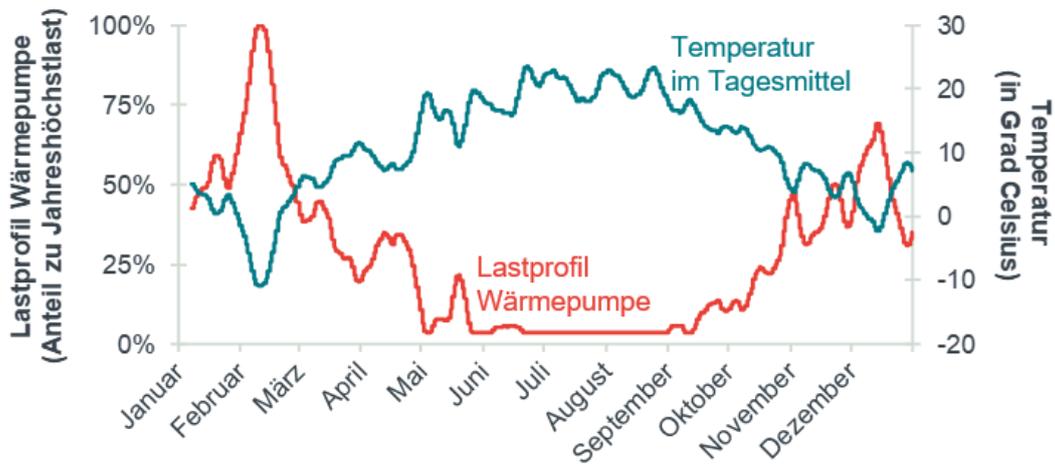
Quelle: Frontier Economics auf Basis von Eurostat

Hinweis: Von einem Heiztag spricht man, wenn die durchschnittliche Außentemperatur eines Tages unter 15 °C liegt – das ist die Heizgrenztemperatur. Die Heizgradtage werden berechnet, indem die Differenzen zwischen der Heizgrenztemperatur und der durchschnittlichen Außentemperatur für alle Heiztage aufsummiert wird.

Wie der Wärmebedarf im Allgemeinen, folgt auch das Nachfrageprofil von elektrischen Wärmepumpen im Speziellen dem vorherrschendem, saisonalen Temperaturprofil in Deutschland. Abbildung 12 verdeutlicht, dass die Stromnachfrage einer Wärmepumpe (sog. Lastprofil) in den Wintermonaten Dezember, Januar und Februar am Höchsten liegt. Ein besonders hoher Strombedarf stellt sich für Wärmepumpen insbesondere bei niedrigen Temperaturen bzw. Minusgraden ein, wie der Ausschlag im Februar 2012 exemplarisch verdeutlicht.³⁴ Dahingegen benötigen Wärmepumpen in den warmen Sommermonaten kaum Stromzufuhr, da der Heizbedarf hier minimal ist.

³⁴ Die Effizienz von Wärmepumpen, gemessen über den sogenannte „Coefficient of Performance“ (COP), ist abhängig von der Außentemperatur. An kalten Tagen benötigt eine elektrische Wärmepumpe daher mehr Strom, um einen gegebenen Heizwert zu erreichen (Vaillant, 2021).

Abbildung 12 Einspeiseprofil von Wärmepumpen und korrespondierende Temperaturentwicklung (Beispiel 2012)



Quelle: Frontier Economics auf Basis von KommEnergie (2021) und SWM Infrastruktur (2021)

Hinweis: Lastprofil der Wärmepumpen anteilig zur Jahreshöchstlast (100 %) dargestellt; Temperatur entspricht Tagesmitteltemperatur 2012; zur besseren Visualisierung stündliche Rohdaten auf 7-Tage-Durchschnitt geglättet (7-Day-Moving Average)

Der saisonale Strombedarf elektrischer Wärmepumpen mit ihrer Nachfragespitze in den Wintermonaten bedeutet enorme Herausforderungen für das Energiesystem, insbesondere die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (sowie den Stromtransport und die Stromverteilung, siehe hierzu Kapitel 6). Denn genau in den Wintermonaten fällt beispielsweise die Stromerzeugung aus Photovoltaik-Anlagen besonders gering aus (negative Korrelation mit Wärmebedarf). Zusätzlich schwankt das Angebot aus Wind-Anlagen in den Wintermonaten erheblich: Einerseits sind die durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten in den Wintermonaten leicht höher. Andererseits gibt es immer wieder „Windflauten“, die zu erheblich geringerer Stromerzeugung im Winter führen (siehe hierzu auch Kapitel 0).

Das Zusammenspiel von saisonaler Wärmenachfrage und unsicherer Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien kann daher die Versorgungssicherheit in einem (perspektivisch dekarbonisierten) Wärmemarkt mit einem hohen Anteil elektrischer Wärmepumpen auf Basis erneuerbar erzeugten Stroms maßgeblich beeinflussen.

4.2 Elektrifizierung von Wärmebedarf stellt erhebliche Anforderungen an zusätzliche gesicherte Stromerzeugungskapazität, welche durch Kern- und Kohleausstieg jedoch stark reduziert wird

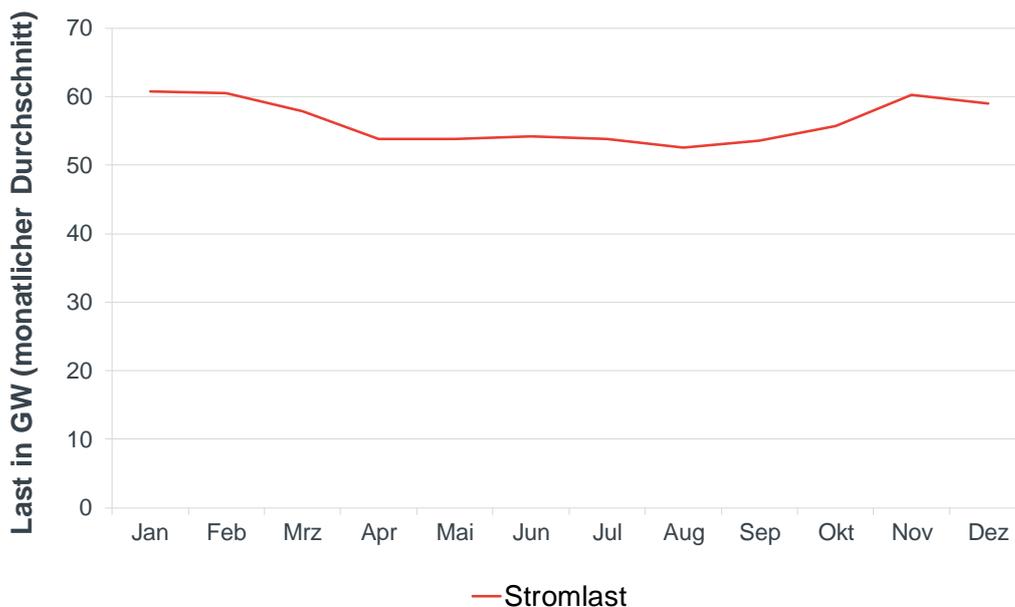
Wie im vorherigen Abschnitt beschrieben, ist der Wärmebedarf stark saisonal geprägt und steigt in Phasen besonders niedriger Temperaturen zusätzlich an. In solchen Phasen besonders hoher Nachfrage muss der Wärmemarkt in der Lage

sein, Angebot und Nachfrage zu jeder Zeit im Gleichgewicht zu halten um die Versorgungssicherheit sicherzustellen.

Heute wird Saisonalität des Wärmemarktes primär über Gas- und Ölinfrastruktur gedeckt, das Stromsystem ist bisher nicht darauf ausgerichtet

Gegenwärtig sichert in Deutschland vor allem die saisonal ausgerichtete Gas- und Ölinfrastruktur mit ihren großen Transport- und Speichermöglichkeiten die Versorgungssicherheit im Wärmemarkt. Der Stromsektor ist hingegen bisher mangels substanzieller Durchdringung von elektrischen Heizungen (inkl. Wärmepumpen) nicht auf die Bedienung der Saisonalität des Wärmeverbrauchs ausgerichtet, wie auch ein Blick auf den nur geringfügig saisonalen Stromverbrauch zeigt (Abbildung 13).

Abbildung 13 Stromlast im Jahresverlauf in Deutschland (monatlicher Durchschnitt, Beispiel 2017)



Quelle: Frontier Economics auf Basis von ENTSO-E Transparency Plattform

Da zudem bisher noch erhebliche Stromerzeugungskapazitäten aus Kernkraft und Braun- und Steinkohle bestehen, ist das deutsche Stromsystem aktuell in der Lage, die Stunde der höchsten Nachfrage (Strom-Spitzenlast), welche in der Regel an einem Januar- oder Februarabend auftritt, mit seinen verfügbaren, gesicherten Erzeugungskapazitäten umfangreich zu bedienen (siehe Abbildung 14, linke Seite).³⁵

³⁵ Unter der für die Beurteilung der Strom-Versorgungssicherheit verwendeten gesicherten Leistung die Erzeugungsleistung zu verstehen, die mit hoher Sicherheit ständig zur Verfügung steht. Die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in Deutschland bewerten die installierten Stromerzeugungskapazitäten im Rahmen der jährlichen Erstellung einer Leistungsbilanz. Dabei fließt jede Erzeugungstechnologie mit der Wahrscheinlichkeit einer Verfügbarkeit zum Zeitpunkt eines potenziell kritischen Referenztages mit hohem Stromverbrauch (typischerweise eine Abendstunde im Wintermonat) ein. Diese Wahrscheinlichkeiten

Zusammentreffen von Kern- und Kohleausstieg mit Elektrifizierung vor allem des Wärmeverbrauchs stellt das Stromsystem vor erhebliche Herausforderungen

Zukünftig wird das Stromsystem in zweierlei Hinsicht vor Herausforderungen gestellt, wie in Abbildung 14 exemplarisch für 2030 verdeutlicht wird:

- **Angebotsseite – Ausstieg aus Kernenergie und Kohleverstromung:** Zum Ende des Jahres 2022 steigt Deutschland vollständig aus der Kernenergie aus. Zusätzlich reduzieren sich die Erzeugungskapazitäten für Braun- und Steinkohlekraftwerke im Zuge des Kohleausstiegs bereits bis 2030 erheblich. Gegenüber heute führt dies ceteris paribus zu einem Rückgang der gesicherten Leistung um 36 GW. Wird vereinfachend angenommen, die sonstigen Erzeugungskapazitäten blieben wie auch die Spitzenlast unverändert, ergäbe sich allein hierdurch eine „Lücke“ zwischen gesicherter Leistung und Spitzenlast in Höhe von 13 GW in 2030 (Punkt A).
- **Nachfrageseite – Hoher Zusatz-Bedarf aus dem Wärmemarkt:** Dem verknappten Angebot im Jahr 2030 steht perspektivisch eine höhere Nachfrage gegenüber: Während sich im Bereich der heutigen Stromanwendungen Effizienzsteigerungen z.B. in der Industrie und zunehmender Bedarf v.a. für IT-Anwendungen in etwa die Waage halten dürften, führt eine Elektrifizierung des Wärmemarktes, zu einer deutlichen Steigerung der Spitzenlastzeit an kalten, dunklen Wintertagen und somit dem Bedarf an gesicherter Leistung. Unsere Analysen zeigen exemplarisch, dass **5 Mio. zusätzliche Wärmepumpen im Jahr 2030 die Spitzenlast um 12 bis 41 GW erhöhen könnten** (Punkt B).³⁶ Hinzu kommt eine erhöhte Nachfrage durch E-Mobilität, die leicht 5 GW oder mehr ausmachen kann (Punkt C).³⁷

Inwieweit und wodurch diese „Lücke“ an gesicherter Leistung von 30 bis 59 GW im Jahr 2030 gefüllt wird, hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab; vor allem der Frage, inwieweit es zu Investitionen in steuerbare Stromerzeugungskapazitäten wie Gaskraftwerke kommt, was wiederum stark von den politischen Rahmenbedingungen abhängt.³⁸

Zudem muss die nationale Leistungsbilanz aufgrund des europäischen Stromverbunds nicht zwingend jederzeit positiv sein, sondern es kann bei Bedarf

werden von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern auf Basis historischer Einspeiseprofile ermittelt (ÜNB, 2020): Für Erneuerbare Energien hingegen liegen die Verfügbarkeitswerte bei 1% (Wind On-/Offshore) bzw. 0% (PV). Die Nichtverfügbarkeit für die konventionellen Brennstoffe wurde anhand der von ENTSO-E (2018) verwendeten Ausfallwahrscheinlichkeit (im Sheet DE als „Normal conditions Average Forced Outage Rate“): Für konventionelle Kraftwerke ergeben sich bspw. Verfügbarkeitswerte von 91% (Braun- und Steinkohle), 93% (Erdgas) bzw. 95% (Kernenergie). Für gemischte Brennstoffe wurde ein Durchschnittswert betrachtet (8%).

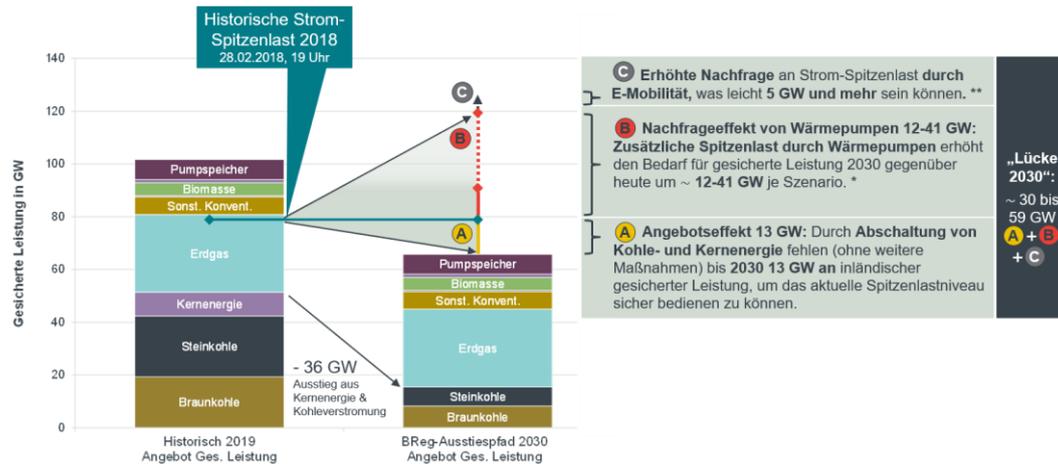
³⁶ Zusätzliche Spitzenlast durch Wärmepumpen in 2030 als Korridor ermittelt: Untere Abschätzung berücksichtigt 5 Mio. zusätzliche Wärmepumpen in 2030 gegenüber heute, 3 kW Spitzenlast-Bedarf je Einheit und 80% gleichzeitige Nutzung der Wärmepumpen (12 GW = 5 Mio. x 3 kW x 80%). Obere Abschätzung berücksichtigt 9 kW Bedarf je Einheit (bspw. Inanspruchnahme Heizstab) und 90% gleichzeitige Nutzung bei weiterhin 5 Mio. zusätzlichen Wärmepumpen in 2030 (41 GW).

³⁷ In Anlehnung an Dena (2018), 5GW entspricht 11 kW-Bedarf je E-Fahrzeug bei 10 Mio. zusätzlichen Fahrzeugen in 2030 und einer gleichzeitigen Lade-Quote von circa 5%. Verschiedene Studien (vgl. Oliver Wyman, 2018 oder McKinsey, 2019) weisen zudem darauf hin, dass der Spitzenlast-Bedarf durch E-Mobilität bei stärkerer Lade-Gleichzeitigkeit höher liegen kann. Zusätzlich kann der Anstieg an Spitzenlast durch E-Mobilität lokal deutlich höher liegen (bspw. im sub-urbanen Raum mit hohem Anteil an E-Autos).

³⁸ Im Zuge der Diskussion um neue Stromerzeugungskapazitäten durch Gaskraftwerke stellt sich zudem die Frage, inwieweit direkte Gaslieferung an Haushalte ein sinnvollerer Mittel im Sinne der Systemeffizienz darstellen könnten.

auch Stromimporte zurückgegriffen werden. Allerdings ist hierbei zu berücksichtigen, dass der Strombedarf für Heizungszwecke in Deutschland und seinen Nachbarländern hoch korreliert ist. Das bedeutet: Wenn es in Deutschland sehr kalt ist und viel Strom für den Betrieb von elektrischen Wärmepumpen benötigt wird, ist das in den Nachbarländern in der Regel ähnlich, sodass das Potenzial von Stromexporten aus diesen Ländern während Kälteperioden stark begrenzt ist.³⁹

Abbildung 14 Elektrifizierung des Wärmemarkts kann Strom-Spitzenlast im Jahr 2030 deutlich erhöhen



Quelle: Frontier Economics auf Basis von Bundesnetzagentur (2021a), ÜNBs (2020), BMU (2020) und Viessmann (alle Zahlen gerundet)

Hinweis: * siehe Fußnote 36, ** siehe Fußnote 37

Noch deutlicher wird die **Situation für das Jahr 2050** (Abbildung 15). Eine stark vereinfachte Abschätzung für 2050 zeigt, dass eine „Lücke“ zwischen dem Angebot an gesicherter Leistung und der Spitzenlast von 124 bis 213 GW zu füllen ist. Wenngleich die Analyse für 2050 (aus heutiger Sicht) mit erheblichen Unsicherheiten behaftet ist, zeigt sich auch hier der **starke Einfluss der perspektivischen Elektrifizierung des Wärmemarkts**:

- Allein knapp 16 Mio. zusätzliche Wärmepumpen in 2050 könnten die Strom-Spitzenlast (heute knapp 80 GW) hierbei um 38 bis 127 GW erhöhen (Punkt B).⁴⁰ Weiter kann davon ausgegangen werden, dass die E-Mobilität (Punkt C) die Spitzenlast in 2050 zusätzlich steigert.⁴¹

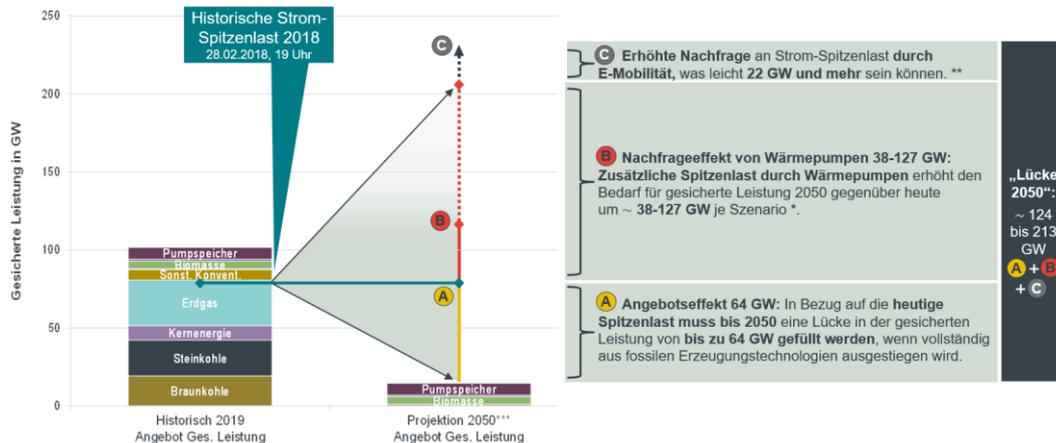
³⁹ Siehe für eine Diskussion der Gleichzeitigkeit von Höchstlasten in Zentraleuropa und den Implikationen für Importe nach Deutschland z.B. Frontier Economics / Consentec (2014), S. 52 ff.

⁴⁰ Zusätzliche Spitzenlast durch Wärmepumpen in 2050 als Korridor ermittelt: Untere Abschätzung berücksichtigt 15,7 Mio. zusätzliche Wärmepumpen in 2050 ggü heute (gemäß Dena, 2018, S. 201; Szenario EL95), 3 kW Spitzenlast-Bedarf je Einheit und 80% gleichzeitige Nutzung der Wärmepumpen (38 GW = 15,7 Mio. x 3 kW x 80%). Obere Abschätzung berücksichtigt 9 kW Bedarf je Einheit (bspw. Inanspruchnahme Heizstab) und 90 % gleichzeitige Nutzung bei weiterhin 15,7 Mio. zusätzlichen Wärmepumpen in 2050 (127 GW).

⁴¹ In Anlehnung an Dena (2018), entspricht 11 kW-Bedarf je E-Fahrzeug bei ca. 40 Mio. zusätzlichen Fahrzeugen in 2050 und einer gleichzeitigen Lade-Quote von circa 5 %.

- Demgegenüber steht eine große Unsicherheit bezüglich des Angebots an gesicherter Leistung in 2050, welches maßgeblich durch den vollständigen Ausstieg aus fossilen Energieträgern bestimmt wird (Punkt A).⁴²

Abbildung 15 Große Unsicherheit über Spitzenlast-Situation im Jahr 2050, Elektrifizierung des Wärmemarkts hat eine Schlüsselrolle



Quelle: Frontier Economics auf Basis von Bundesnetzagentur (2021a), ÜNBs (2020), BMU (2020) und Viessmann (alle Zahlen gerundet)

Hinweis: * siehe Fußnote 40, ** siehe Fußnote 41, *** siehe Fußnote 42.

4.3 Die Elektrifizierung des Wärmemarktes erfordert zudem die Vorsorge für kalte Dunkelflauten

Neben einer Vorsorge für singuläre Lastspitzen, für deren Absicherung die Einspeisung aus erneuerbaren Energien wie vorangehend gezeigt nur sehr begrenzt beitragen kann, bedarf es für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei zunehmender Elektrifizierung der Wärmenachfrage auch einer Absicherung von längeren Kälteperioden. Dies gilt nicht nur für „Normaljahre“, sondern muss auch in extremen Jahren („1 in 20 Winter“) sichergestellt sein, und zudem auch in solchen Perioden, in denen es dunkel und windstill und dementsprechend nur geringe Einspeisungen aus Wind- und PV-Anlagen möglich sind („Dunkelflaute“).

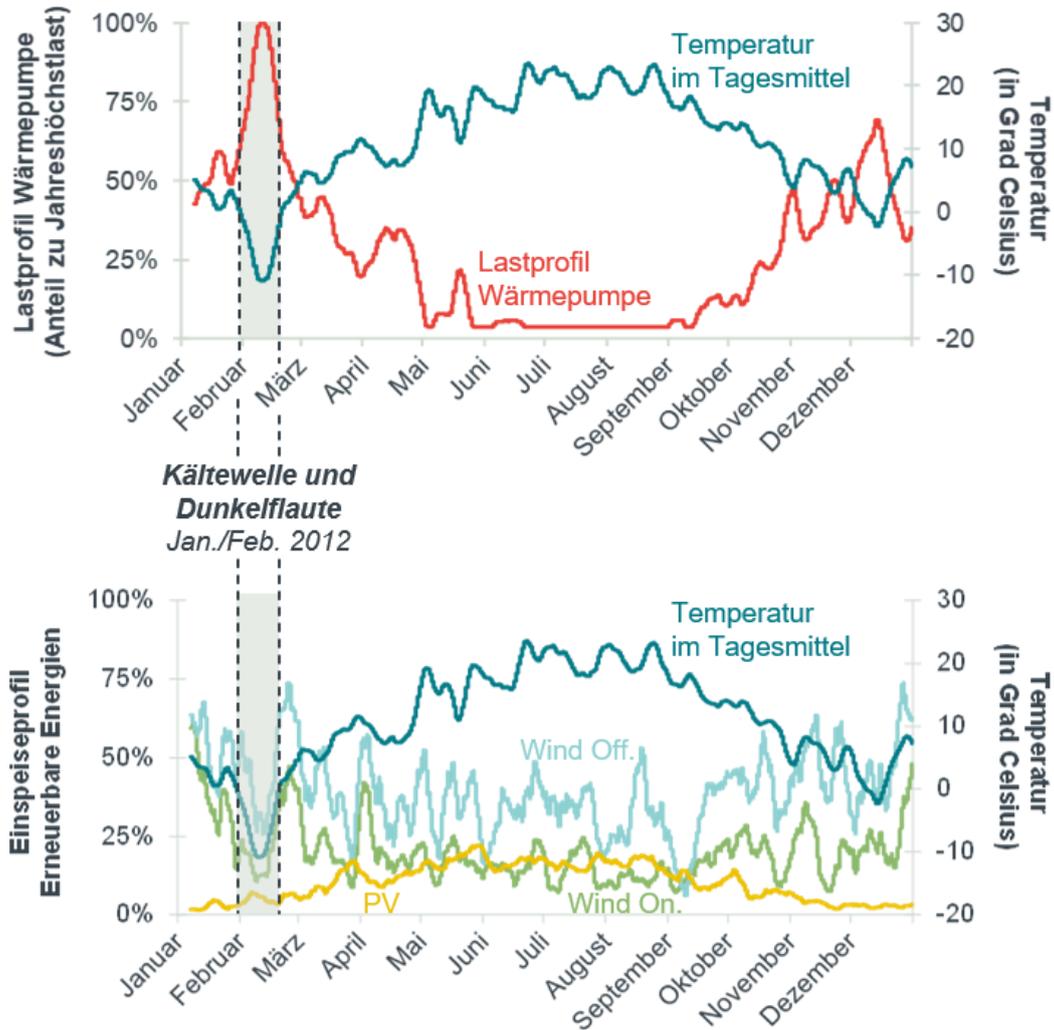
Die Wärmeversorgung muss also auch für den Fall von „kalten Dunkelflauten“ sichergestellt werden, in denen also ein besonders hoher Wärmebedarf auf sehr geringe Stromerzeugung aus Wind- und Photovoltaik-Anlagen trifft.

Dass dies kein abstraktes theoretisches Konstrukt ist zeigt zum Beispiel die Situation im Januar / Februar 2012, wo es zu zwischen 30. Januar und 12. Februar zu einem zweiwöchigen Temperaturabsturz auf unter -2°C bis -12 °C im Tagesmittel und einem entsprechend hohen relativen Strombedarf für Wärmepumpen kam. Währenddessen betrug die Einspeisung aus Onshore-

⁴² Kompletter Ausstieg konventioneller Erzeugungsarten, Erneuerbare Kapazitäten konstant gehalten.

Windenergie nur durchschnittlich 16 % und die der PV nur 6 % der installierten Leistung, siehe Abbildung 16. Eine ähnliche Entwicklung zeigen aktuelle Daten für den Februar 2021 (Abbildung 17).

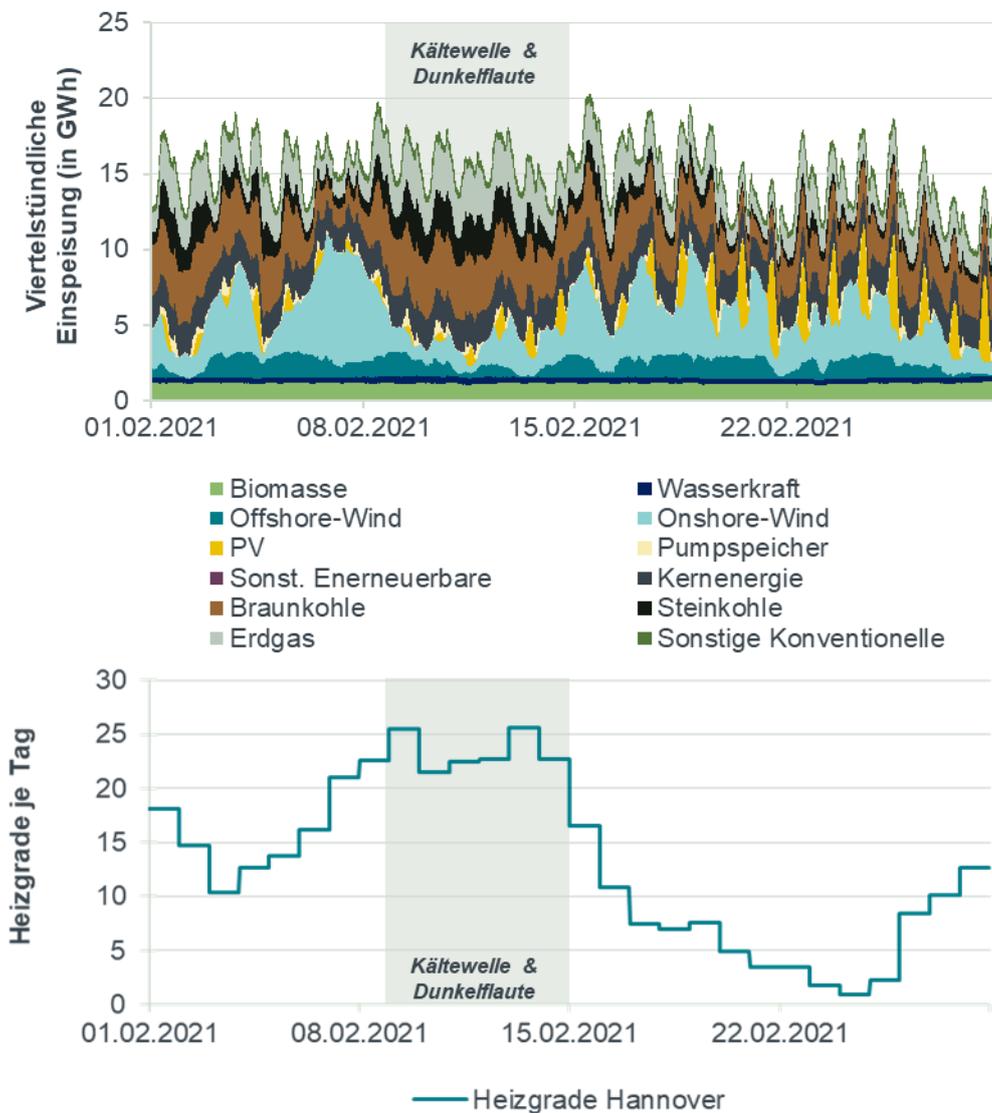
Abbildung 16 Gleichzeitige Kältewelle und Dunkelflaute in 2012 – das saisonale Anforderungsprofil von Wärmepumpen stellt Herausforderung für Stromsektor dar



Quelle: Frontier Economics auf Basis von KommEnergie (2021), SWM Infrastruktur (2021) und netztransparenz.de

Hinweis: Lastprofil der Wärmepumpen anteilig zur Jahreshöchstlast (100 %) dargestellt; Temperatur entspricht Tagesmitteltemperatur München; zur besseren Visualisierung stündliche Rohdaten auf 7-Tage-Durchschnitt geglättet (7-Day-Moving Average)

Abbildung 17 Kältewelle und Dunkelflaute im Februar 2021



Quelle: Frontier Economics auf Basis von Bundesnetzagentur (2021a) und Deutscher Wetterdienst (2021)

Hinweis: Heizgrade entsprechen Unterschied der Temperatur im Tagesmittel zur Basistemperatur von 15°C (vgl. Hinweis zu Abbildung 11)

Im Folgenden seien zur Illustration stark vereinfachte hypothetische Möglichkeiten dargestellt, den zusätzlichen Strombedarf für Heizungszwecke während einer zweiwöchigen „kalten Dunkelflaute“ zu decken:⁴³

- **Hypothetische Deckung allein durch Wind- und PV-Anlagen:** Wenn der zusätzliche Strombedarf für fünf Mio. zusätzliche Wärmepumpen in 2030 allein durch Wind- und PV-Anlagen gedeckt werden müsste, bedürfte es gegenüber

⁴³ Hierbei wird exemplarisch angenommen, es stünden hinreichend Wärme- und Stromspeicher zur Verfügung, um den Strom innerhalb der 14 Tage, also z.B. vom Beginn der Periode mit geringerer Stromlast in die absolute Lastspitze in der Mitte der Periode, zu verschieben, das heißt wir nehmen eine Durchschnittsbetrachtung für die zweiwöchige Periode vor.

dem Jahr 2020 einem Zubau von zusätzlichen **etwa 100 GW Wind/PV-Erzeugungskapazitäten**. Dieser Zubau würde alleine dem Zweck dienen, den Energiebedarf der Wärmepumpen während einer zweiwöchigen kalten Dunkelflaute decken zu können, siehe Anhang A. Dies entspräche einer knappen Verdopplung der heutigen Kapazitäten an Wind/PV-Anlagen in den kommenden zehn Jahren – allein für die Vorhaltung von ausreichend Leistung in Extremwintern für fünf Mio. zusätzliche Wärmepumpen in 2030.

- **Hypothetische Deckung allein über Stromspeicher:** Perspektivisch ist anzunehmen, dass zumindest teilweise auch auf Stromspeicher zur Deckung des zusätzlichen Bedarfs an elektrischer Energie für Wärmepumpen zurückgegriffen werden kann. Auch hier zeigt sich, dass perspektivisch ein massiver Zubau an Stromspeicher-Kapazität zugunsten der Elektrifizierung im Wärmemarkt notwendig ist. Wird vereinfachend angenommen, der zweiwöchige Energiebedarf von fünf Mio. zusätzlichen Wärmepumpen solle allein durch Stromspeicher (durch vor der Kälteperiode eingespeicherten Strom) gedeckt werden, bedürfte es knapp 4,5 TWh Stromspeichervolumen. Für einen solchen hypothetischen Fall müsste sich das heutige Speichervolumen von 0,04 TWh also in etwa verhundertfachen.
- **Hypothetische Deckung allein über Gaskraftwerke:** In der Praxis ist davon auszugehen, dass ein Großteil des Strombedarfs während einer kalten Dunkelflaute durch (zentrale oder dezentrale) Gaskraftwerke bedient werden könnte. Diese würden mittelfristig noch größtenteils durch Erdgas⁴⁴ und in längerer Frist zunehmend mit Wasserstoff bzw. Wasserstoff-basiertem synthetischen Methan befeuert werden, welches in wind- und sonnenreicheren Perioden eingespeist, in Gasspeichern zwischengespeichert und während der kalten Dunkelflaute ausgespeichert und verstromt würde. Hierdurch kann die im Jahresmittel hohe Effizienz von elektrischen Wärmepumpen genutzt werden, wodurch der Energieverbrauch der Haushalte, beispielsweise im Vergleich zur Nutzung von Gasbrennwertthermen, im Jahresmittel reduziert und Betriebskosten eingespart werden können. Im Gegenzug müssten allerdings die Stromnetze – zumindest im Fall von zentralen Gaskraftwerken – auf die (sehr) hohe Energie-Nachfrage der Wärmenutzer in Extremwintern ausgelegt werden. Hinzu kommen die Investitionskosten für neue Gaskraftwerke, welche nur wenige Tage oder sogar Stunden im Jahr benötigt würden und dadurch einem hohen Risiko finanzieller Rentabilität ausgesetzt wären.

In der Realität ist angebotsseitig daher ein Mix aus zusätzlichen Erneuerbaren-Kapazitäten, Stromspeichern, Gaskraftwerken und Importen zur Deckung einer kalten Dunkelflaute zu erwarten.⁴⁵ Auch für einen solchen Mix gilt es jedoch, die ökonomischen und ökologischen Vor- und Nachteile der Elektrifizierung des

⁴⁴ Hierbei ist zu bedenken, dass die durchschnittliche CO₂-Intensität der Stromerzeugung zur Wärmebereitstellung systematisch höher ausfallen wird als die durchschnittliche CO₂-Intensität im Jahresmittel. Dies liegt darin begründet, dass die Erzeugung aus erneuerbaren Energien (Wind- und PV-Anlagen) wie gezeigt in den kalten Wintermonaten mit starker Wärmenachfrage besonders niedrig ausfällt. Dadurch muss der für Heizzwecke erzeugte Strom überproportional durch fossile Kraftwerke bereitgestellt werden.

⁴⁵ Nachfrageseitig kann zusätzliche Flexibilität durch intelligente Steuerungssysteme der Geräte entstehen. Die Möglichkeiten der Flexibilisierung der Nachfrage von elektrischen Wärmepumpen (z.B. durch Pufferspeicher) sind während einer kalten Dunkelflaute allerdings stark begrenzt.

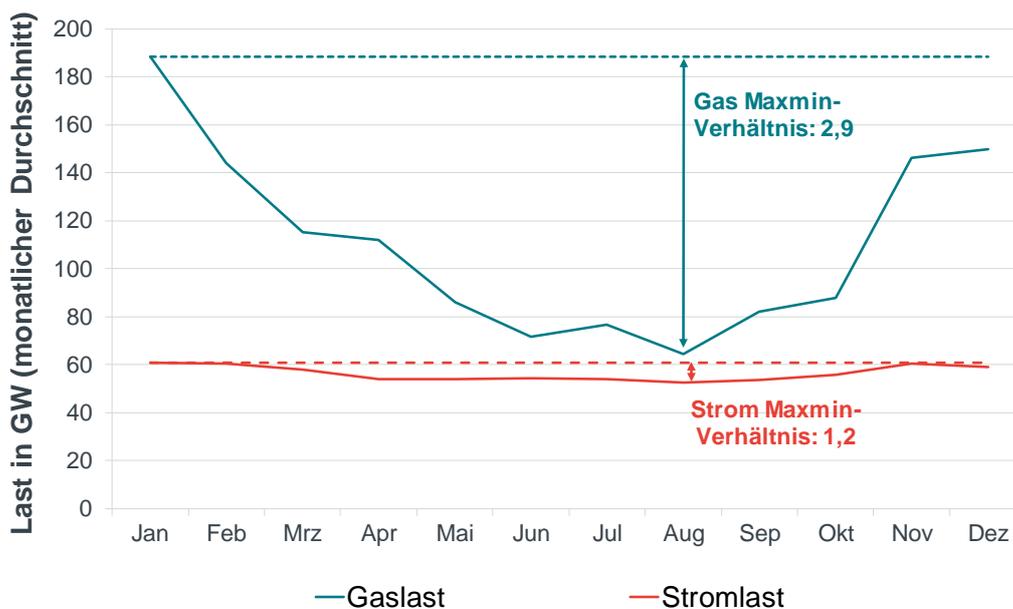
Wärmemarktes aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive zu erörtern, insbesondere im Vergleich zu einem Technologie-Mix bei der Wärme-Endanwendung, in welchem Wasserstoff auch unmittelbar als Molekül bis zum Endverbraucher transportiert und genutzt wird. Diese gesamtwirtschaftliche Perspektive führen wir in Kapitel 6 weiter aus.

4.4 Die bestehende Gasinfrastruktur ist auf die Bedienung des saisonalen Wärmeverbrauchs ausgerichtet und kann auf Wasserstoff umgerüstet werden

Im Gegenteil zum aktuellen Stromsystem ist das Gassystem schon heute auf die enorme Saisonalität des Wärmeverbrauchs ausgerichtet, insbesondere im Hinblick auf die verfügbare Infrastruktur.

Dies verdeutlicht auch eine Gegenüberstellung des monatsdurchschnittlichen Jahresprofils der Strom- und Gaslast in Deutschland. Wie Abbildung 18 beispielhaft für das Jahr 2017 zeigt, schwankt die Stromnachfrage nur wenig über ein Jahr, so dass die maximale Last im Übertragungsnetz nur dem 1,2-fachen des Jahresminimums entspricht. Hingegen zeigt sich im Gasfernnetz die stark saisonale Ausrichtung der Infrastruktur, die seit jeher auf den Wärmebedarf im Winter ausgelegt ist: Hier liegt die maximale Last beim 2,9-fachen des Jahresminimums.

Abbildung 18 Vergleich Jahresprofil Deutschland: Gasnachfrage gegenüber Stromnachfrage

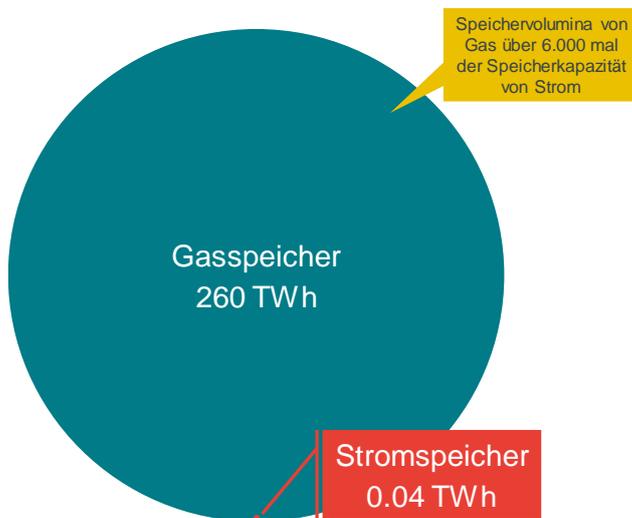


Quelle: Frontier Economics basierend auf IEA Statistics und ENTSO-E Transparency Platform

Hinweis: Das Maxmin-Verhältnis entspricht dem Verhältnis zwischen dem absoluten monatlichen Maximum und dem Minimum, jeweils separat für Gas- und Stromlast errechnet.

Dementsprechend ist auch das Gasspeicher-Volumen auf das saisonale Anforderungsprofil des Wärmemarktes zugeschnitten. In Deutschland können rund 260 TWh in Gasspeichern „eingelagert“ werden. So ermöglicht es das Gasspeicher-Volumen, dass theoretisch mehr als ein Viertel der jährlichen Gasnachfrage allein durch Gasentnahme aus den Gasspeichern bedient werden können. Damit übersteigen das gesamte Gasspeicher-Volumen das Stromspeicher-Volumen um über das 6.000-fache (siehe Abbildung 19).

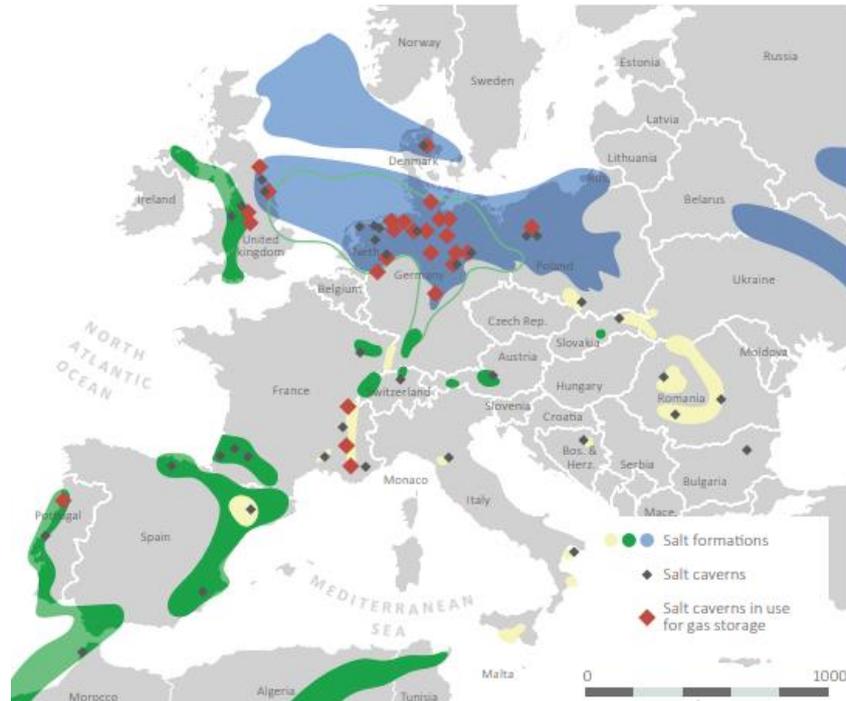
Abbildung 19 Vergleich der Speichervolumina für Gas und Strom in Deutschland



Quelle: Frontier Economics basierend auf Basis von Gas Infrastructure Europe and Geth et al. (2015).

Zusammenfassend zeigt sich, dass die heutige Gasinfrastruktur (Pipelines und Speicher) die Anforderungen des saisonalen Verbrauchsprofil des Wärmemarktes vollständig erfüllt und die Versorgungssicherheit in Wintern und auch während Extremwettern („kalte Dunkelflaute“) gewährleistet. Zusätzlich kann sie auf den Transport von (klimaneutralem) Wasserstoff umgerüstet werden. Für Speicher gilt dies im Rahmen einer Wasserstoffbeimischung in gewissen Grenzen bereits heute auch in Porenspeichern, für eine reine Wasserstoffspeicherung eignen sich neben überirdischen Speichern insbesondere Salzkavernen, wie sie im Norden Deutschlands schwerpunktmäßig vorkommen (siehe Abbildung 20).

Abbildung 20 Salzformationen mit Salzkavernen in Europa



Quelle: *Hydrogen Europe (2020)*

Demgegenüber war die existierende Strominfrastruktur (Netz und Speicher) bislang kaum mit saisonalen Nachfrageschwankungen konfrontiert und steht bei umfangreicher Elektrifizierung des Wärmemarktes vor großen neuen Herausforderungen, die über die aktuellen Spezifikationen weit hinausgehen.

Wasserstoff im Wärmemarkt kann somit erheblich dazu beitragen, die Herausforderungen des saisonalen Wärmebedarfs zu bedienen.

5 TRANSPORT – DIE VORHANDENE GASINFRASTRUKTUR KANN ÜBER WASSERSTOFF DEN TRANSPORT VON ERNEUERBARER ENERGIE ZU DEN WÄRMEVERBRAUCHERN UNTERSTÜTZEN

Eine weitere zentrale Herausforderung der Dekarbonisierung des Wärmemarktes besteht darin, die zunehmend erneuerbar gewonnene Energie zu den Verbrauchern zu bringen. In diesem Kapitel erläutern wir, dass der Transport und die Verteilung von erneuerbarer Energie über Gasmoleküle hier – gerade auf Grundlage der vorhandenen Infrastruktur – einen wesentlichen Beitrag zu einer umsetzbaren und bezahlbaren Dekarbonisierung leisten kann.

5.1 Energie muss zunehmend von lastfernen Erneuerbaren Energien Standorten zu Verbrauchern gebracht werden

Erneuerbare Energiequellen stehen nicht unbedingt dort zur Verfügung, wo Wärme verbraucht wird. Während ein Teil der Wärme sinnvoll durch dezentrale erneuerbare Energien wie Solar- oder Geothermie (vor Ort oder ggf. über Fernwärme) oder Photovoltaik und elektrische Wärmepumpen bedient werden kann, wird ein erheblicher Teil der Wärmenachfrage langfristig aus Windenergie an Land und auf See bedient werden müssen. Diese fällt jedoch vor allem im Norden Deutschlands an und muss entsprechend in die Verbrauchszentren, vor allem im Süden und Westen Deutschlands, transportiert werden.

So schätzen die Übertragungsnetzbetreiber in ihrem aktuellen Entwurf des Netzentwicklungsplans (NEP) vom 11. Februar 2021 beispielsweise, dass es in 2035 zu einem erheblichen Erzeugungsüberschuss in den nord- und ostdeutschen Bundesländern bei gleichzeitigem erheblichen Importbedarf in Süd- und Westdeutschland kommt. Im Ergebnis folgern die Übertragungsnetzbetreiber, dass bis 2035 allein an Land

- über 7.500 km Neubautrassen entstehen müssen (sog. Startnetz plus Zubaunetz) sowie knapp 6.500 km Zu-/Umbeseilung sowie Ersatz- und Parallelneubau notwendig sein werden (Szenarien A und B);
- Investitionskosten für diese Maßnahmen von 38,5 Mrd. Euro (Startnetz) zuzüglich etwa 70 Mrd. Euro (Zubaunetz) anfallen.

Hinzu kommen nochmal rund 33 - 38,5 Mrd. € für Offshore-Netzanbindungen.⁴⁶

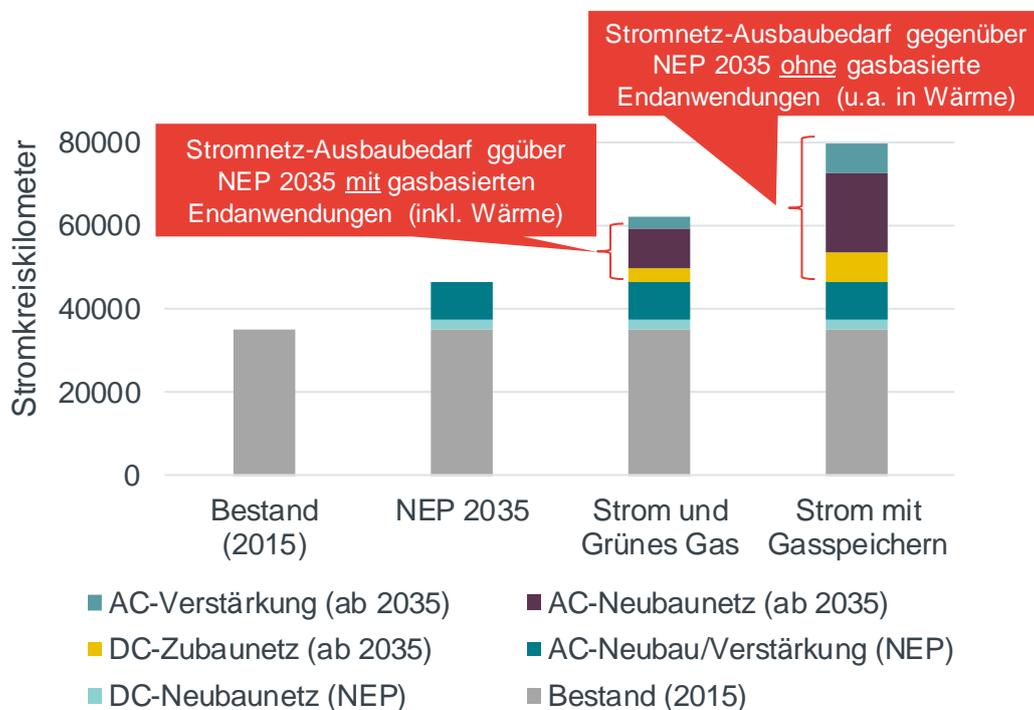
Je stärker das Ausmaß der Elektrifizierung ausfällt, desto höher fällt der Stromnetzausbaubedarf aus. Dies gilt vor allem für den Wärmemarkt, wo neben

⁴⁶ Vgl. Entwurf NEP 2035 (2021). Bei den Berechnungen gehen die Übertragungsnetzbetreiber von 3,0 (Szenario A) bis 7,0 (Szenario C) Millionen Haushaltswärmepumpen aus.

der Erzeugung auch das Netz an die zu erwartenden hohen (lokalen) Lastspitzen in Folge des stark saisonalen Verbrauchs (siehe Kapitel 4.1) ausgerichtet sein muss.

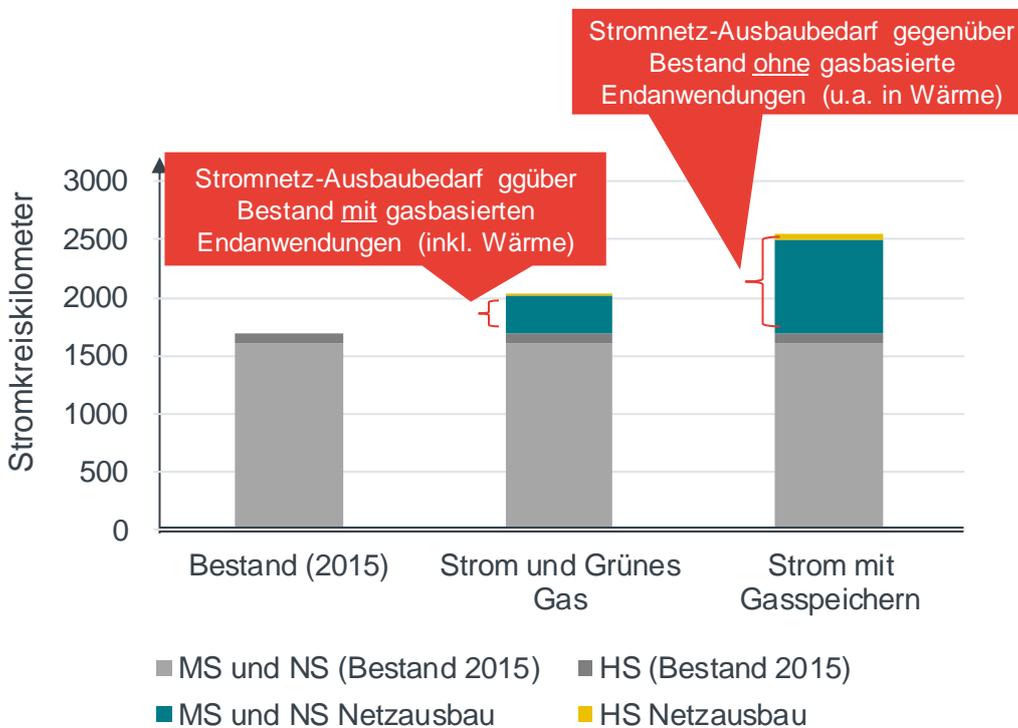
Beispielsweise haben wir im Rahmen einer Systemanalyse für das Jahr 2050 gemeinsam mit dem Institut für Energieanlagentechnik der RWTH Aachen auf Basis von Simulationen bereits gezeigt, dass ein Szenario mit starker Elektrifizierung (u.a. im Wärmemarkt) den Netzausbaubedarf im Stromübertragungsnetz gegenüber einem ausgewogenen Szenario mit Wasserstoff (und anderen grünen Gasen) im Wärmemarkt fast verdoppelt (Abbildung 21), und im Verteilnetz sogar deutlich mehr als verdoppelt (Abbildung 22).

Abbildung 21 Stromnetzausbaubedarf im Übertragungsnetz in Szenario mit gasbasierten Endanwendungen („Strom und Grünes Gas“) vs. ohne gasbasierte Endanwendungen (Strom mit Gasspeichern“)



Quelle: Frontier Economics, IAEW, EMCEL, 4Management (2017)

Abbildung 22 Stromnetzausbaubedarf im Verteilnetz in Szenario mit gasbasierten Endanwendungen („Strom und Grünes Gas“) vs. ohne gasbasierte Endanwendungen (Strom mit Gasspeichern“)



Quelle: Frontier Economics, IAEW, EMCEL, 4Management (2017)
 Hinweis: Im Verteilnetz gibt es keinen Netzentwicklungsplan (NEP), auf dem aufgesetzt werden könnte

Die Erfahrungen der letzten Jahre bzw. Jahrzehnte zeigt allerdings, dass der erforderliche Stromnetzausbau vor allem auf Übertragungsnetzebene häufig aufgrund mangelnder Akzeptanz vor Ort scheitert bzw. erheblich verzögert wird.

Bleibt die Entwicklung der Übertragungsnetzebene hinter dem Transportbedarf zurück, steigen die Kosten für Redispatch, Einspeisemanagement und die Vorhaltung einer Netzreserve, welche in den Jahren 2018 und 2019 bereits 1,5 bzw. 1,3 Mrd. Euro pro Jahr betragen haben.⁴⁷

5.2 Die vorhandene Gasinfrastruktur kann Erneuerbare Energie in Form von Wasserstoff von der Erzeugung bis zum Endverbraucher transportieren und so das Stromnetz entlasten

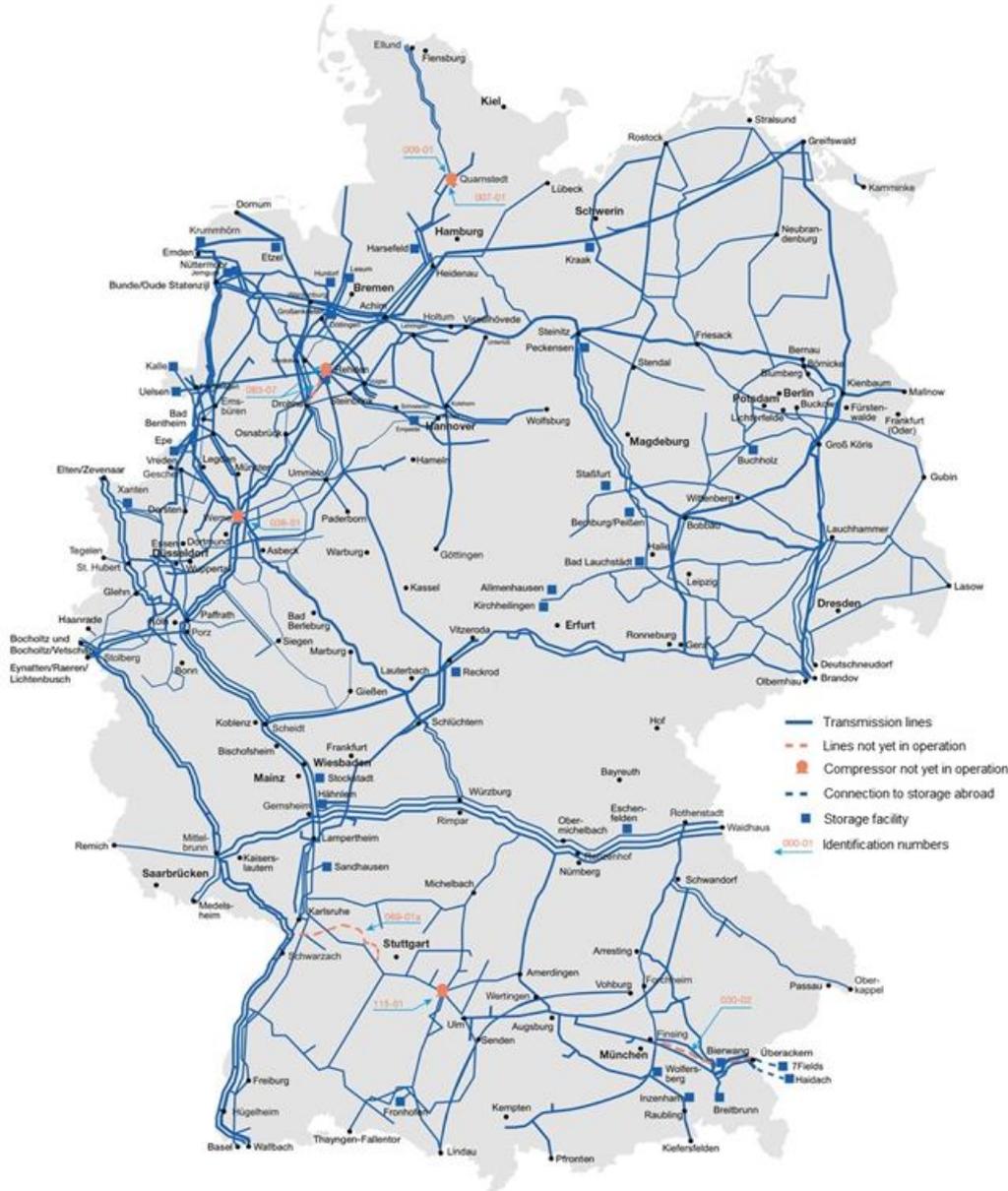
Deutschland verfügt über ein breit ausgebautes Fernleitungsgasnetz.⁴⁸ Die heimischen Fördergebiete befanden sich in Norddeutschland, Importe stammen

⁴⁷ Bundesnetzagentur (2021b), Monitoringbericht 2020, S. 9.

⁴⁸ Siemens Energy, Gascade und Nowega (2020), S. 9.

zum großen Teil aus Russland, Norwegen und den Niederlanden. Das Fernleitungsnetz mit einer Länge von 40.000 km ist daher darauf ausgelegt,⁴⁹ große Volumina vom Norden in den Süden und Westen zu transportieren um die Verbrauchszentren mit Gas zu versorgen (Abbildung 23).

Abbildung 23 Überblick des Gastransportnetzes in Deutschland



Quelle: BMWi (2017)

In der Folge bestünde prinzipiell eine hohe Transportkapazität, um große Energiemengen von den Windkraftproduktionsstätten auf See und am Land im Norden der Republik als Moleküle in die Verbrauchszentren im Westen und Süden zu bringen. Beispielsweise beträgt die Nord-Süd-Transportkapazität in der geographischen Mitte Deutschlands für Gas etwa 75 GWh/h (entspricht GW),

⁴⁹ Siemens Energy, Gascade und Nowega (2020), S. 9.

während diese bei Strom knapp 18 GW beträgt.⁵⁰ Zudem existiert ein weit verzweigtes Verteilnetz mit einer Länge von 480,000 km zur Distribution des Gases bis zum Endverbraucher. Dies umfasst:

- 12,8 Mio. Gasanschlüsse von Haushaltskunden,⁵¹ über welche etwa 19 Mio. Haushalte und damit fast 50 % der Haushalte in Deutschland mit Gas versorgt werden (über Gaszentral- oder Etagenheizungen werden z.T. mehrere Haushalte über einen Anschluss versorgt).
- 1,7 Mio. Gasanschlüsse von Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden. Vergleicht man dies mit den nur rd. 500 Gasanschlüssen von Industrie- und Gewerbekunden sowie weiteren Nicht-Haushaltskunden, welche direkt an das Ferngasnetz angeschlossen sind, wird zudem deutlich, dass der Großteil der Industriekunden nur über das Verteilnetz mit Wasserstoff versorgt werden kann.

Vorhandene Gasinfrastruktur kann für den Transport und die Verteilung von Wasserstoff genutzt werden

Die vorhandene Infrastruktur kann für die Nutzung von Wasserstoff auch im Wärmemarkt genutzt werden. Hierzu bestehen – analog zum Import von Wasserstoff (siehe Kapitel 3.3) – verschiedene Möglichkeiten:

- **Beimischung:** Wasserstoff kann unter Einhaltung der technischen Kompatibilität der Netze sowie der angeschlossenen Endgeräte zum Erdgas bzw. Biomethan in der bestehenden Gasinfrastruktur beigemischt werden. Auf diese Weise kann der Wasserstoff auch über das Fernleitungs- und Verteilnetz bis zum Endverbraucher geliefert werden, so dass dieser weiterhin z.B. über Gasbrennwertthermen – welche wie in Kapitel 3.4 erläutert bereits heute 10 Volumenprozent und perspektivisch bis zu 100 % Wasserstoffanteil verarbeiten können – heizen kann;
- **Methanisierung:** Zusätzlich kann der Wasserstoff unter Verwendung von nachhaltigem CO₂ z.B. aus Biomasse oder Filterung aus der Luft („Direct Air Capture“) weiterverarbeitet und ohne weitere Restriktionen in das bestehende Gasnetz eingespeist und beim Endverbraucher analog zu Erdgas heute verheizt werden;
- **Marktraumumstellung:** Langfristig denkbar ist auch eine vollständige Umstellung ganzer Marktgebiete auf Wasserstoff, so dass vollständig auf kohlenstoffbasierte Energieträger verzichtet würde. Erfahrungen mit der Umstellung räumlich abgetrennter Gebiete von einer Gasqualität auf eine andere wurden sowohl historisch bei der Umstellung von Stadtgas auf Erdgas als auch derzeit bei der Marktraumumstellung von niederkalorischem L-Gas auf hochkalorisches H-Gas in Nord- und Westdeutschland bereits gesammelt.

Bezüglich der systemischen und ökonomischen Vor- und Nachteile der verschiedenen Optionen zum Wasserstofftransport, der technischen und zeitlichen Umsetzbarkeit und der kommerziellen und regulatorischen Rahmenbedingungen

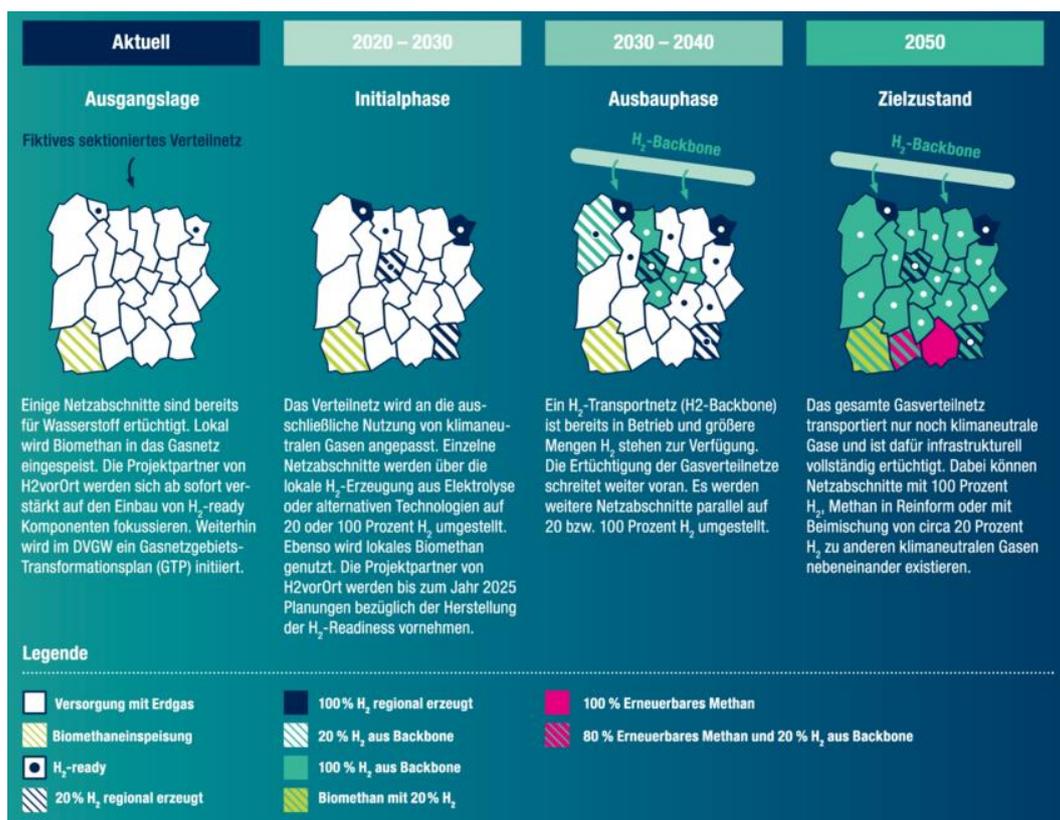
⁵⁰ Entspricht der überschlägigen Übertragungskapazität von Stromleitungen und Gas-Pipelines der existierenden Nord-Süd-Leitungen in Deutschland (noch ohne die EUGAL-Pipeline sowie ohne in Planung oder im Bau befindlicher Gleichstromtrassen).

⁵¹ Vgl. Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2020), Tabelle 113.

besteht allerdings noch umfangreicher Forschungsbedarf. Zukünftige diesbezügliche Analysen sollten jeweils auch die Implikationen für den Wärmemarkt in diesem Zusammenhang berücksichtigen.

Der DVGW hat beispielsweise kürzlich mit 33 Projektpartnern einen möglichen Transformationspfad entwickelt, im Rahmen dessen sukzessive sowohl die Versorgung der regionalen Industrie als auch die Wärmeversorgung der Haushalte über Wasserstoff sichergestellt werden kann (siehe Abbildung 24).

Abbildung 24 Exemplarischer Transformationspfad eines fiktiven, sektionierten Gasverteilnetzgebiets aus dem „H2vorOrt“ Projekt von DVGW et al



Quelle: DVGW et al (2020)

Auch der Verteilnetzbetreiber Cadent in Großbritannien beschäftigt sich derzeit intensiv mit den technischen, kommerziellen und rechtlichen Fragen einer zunehmenden Wasserstoffdurchdringung in den Netzen.⁵²

⁵² Siehe z.B. den Bericht *Hydrogen Blending and the Gas Commercial Framework* von Frontier Economics (2020d) für Cadent im Rahmen des HyDeploy-Projektes.

6 KOSTEN – DER EINSATZ VON WASSERSTOFF KANN DIE GESAMTSYSTEMKOSTEN DER DEKARBONISIERUNG SENKEN UND EINKOMMENSCHWACHE HAUSHALTE ENTLASTEN

In den vorangehenden Kapiteln haben wir Herausforderungen der Dekarbonisierung des Wärmemarktes diskutiert, bei deren Begegnung Wasserstoff ein sinnvoller Teil der Lösung sein kann.

In dieser Kurzstudie nehmen wir keine eigene Analyse der Auswirkungen einer Einbeziehung von Wasserstoff im Wärmemarkt auf die Gesamtsystemkosten oder die Verteilung von Kosten vor. In den vergangenen Jahren wurde allerdings eine Reihe von Studien zu dieser bzw. verwandten Fragen erstellt, deren zentrale Ergebnisse wir nachfolgend zusammenfassen.

6.1 Vielzahl an Studien identifiziert Kostenvorteil der Integration von klimaneutralem Gas auf Gesamtsystemebene im Jahr 2050

In verschiedenen Studien der letzten Jahre werden die Gesamtsystemkosten in einem Szenario mit einem hohen Elektrifizierungsgrad und ohne substanzielle Durchdringung von Wasserstoff oder anderen Gasen (hier vereinfacht als „Vollelektrifizierungsszenario“ bezeichnet) mit den Gesamtsystemkosten in einem Szenario mit geringerem Elektrifizierungsgrad und Beibehaltung bzw. Umstellung signifikanter Gasinfrastruktur auf Wasserstoff und andere klimaneutrale Gase verglichen (sowohl auf nationaler wie auch europäischer Ebene).

Der überwiegende Großteil dieser Studien identifiziert dabei Kostenvorteile im Fall des Einsatzes von erneuerbaren und emissionsfreien Gasen wie Wasserstoff in einer dekarbonisierten Welt 2050 (siehe Abbildung 25). Dies begründet sich im Wesentlichen

- durch vermiedene Stromnetzausbaukosten durch die Nutzung bestehender Gasnetze und -speicher,
- Kosteneinsparungen durch eine geringere Dimensionierung des Kraftwerksparks bzw. Stromspeicher, sowie
- geringere Anschaffungskosten für Heizungssysteme oder geringere Sanierungskosten bei Rückgriff auf gasbasierte Heizungen insbesondere in Altbauten.

Abbildung 25 Jährliche Kostenersparnis pro Kopf und Jahr zwischen “mit Gasinfrastruktur” und “Vollelektrifizierungs-”Szenario in 2050 für Deutschland und die EU



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Die Kostenersparnisse sind zur besseren Vergleichbarkeit zwischen verschiedenen Geographien (EU, Deutschland, Regionen innerhalb von Deutschland) und zur einfacheren Greifbarkeit in Euro pro Kopf pro Jahr dargestellt (indem die Absolutwerte durch die jeweilige Bevölkerungszahl dividiert wurde).

6.2 Auf Ebene des Wärmemarktes sehen viele Studien eine wichtige Rolle für Wasserstoff bzw. erneuerbares Gas in 2050, jedoch variiert die erwartete Bedeutung erheblich

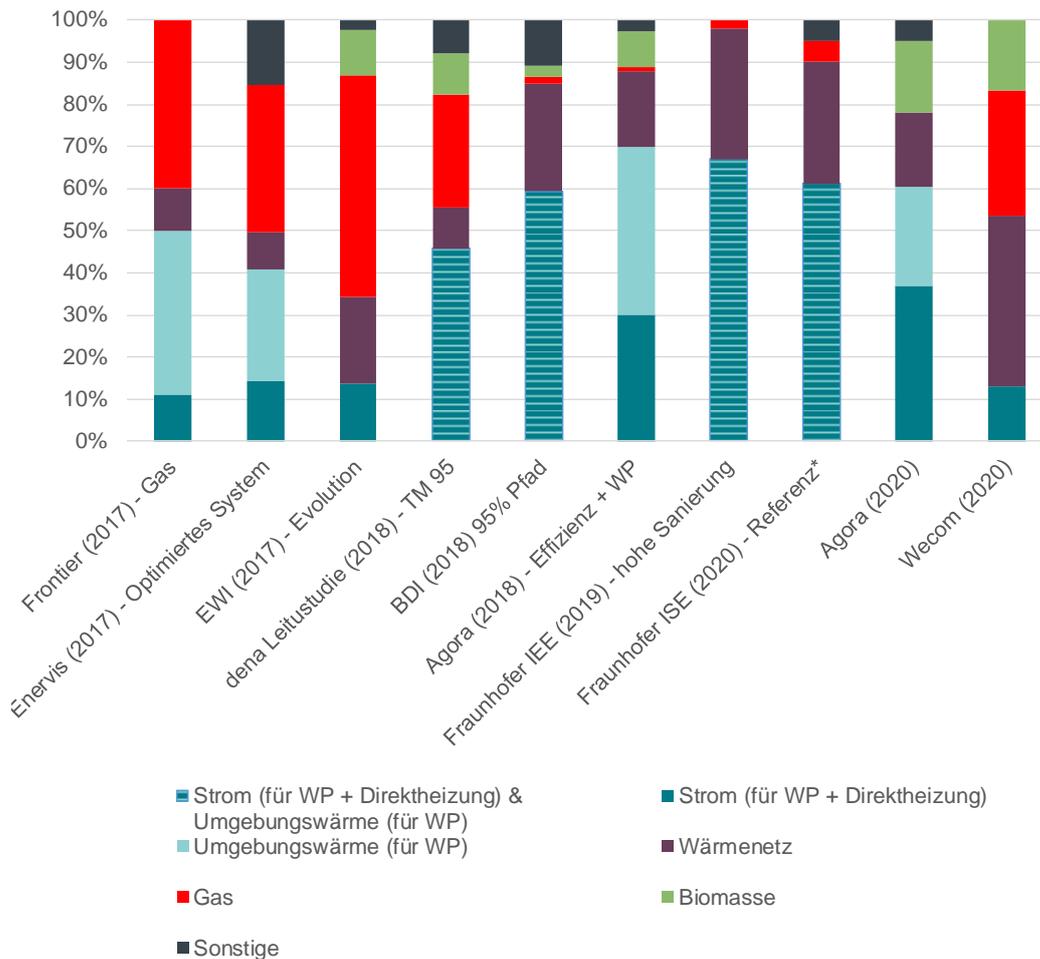
Während der überwiegende Großteil der Studien wie vorangehend erläutert insgesamt eine wichtige Rolle für Wasserstoff sieht, wird die gesamt-kostenminimale Rolle von Wasserstoff konkret im Wärmemarkt sehr unterschiedlich eingeschätzt.

Dies sei anhand von Abbildung 26 verdeutlicht, welche für eine Auswahl von zehn prominenten Studien der letzten drei Jahre jeweils die spezifischen Anteile der Energieträger am Endenergiebedarf im Jahr 2050 illustriert, welche von den Autoren in Szenarioanalysen für eine „tiefe Dekarbonisierung“ (CO₂-Reduktionssenkungen von 95 bis 100 %) als aus Gesamtsystemperspektive sinnvoll identifiziert wurde.

Beispielsweise vergleicht die Dena Leitstudie ein TechnologiemiX-Szenario („TM 95“), in welchem auch Wasserstoff bzw. Gas eine signifikante Rolle für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser im Gebäudesektor spielt (siehe vierter Balken von links in Abbildung 29), mit einem Elektrifizierungs-Szenario („EL 95“), in welchem die Dekarbonisierung des Gebäudesektors primär über einen starken Ausbau von Elektrowärmepumpen erfolgt. Im Ergebnis fallen die Systemkosten des TechnologiemiX-Szenarios substanziell geringer aus als die Kosten des Elektrifizierungs-Szenarios, in welchem Wasserstoff bzw. Gas keine

signifikante Rolle im Gebäudesektor spielt: Im Jahr 2050 z.B. 30 Mrd. € im TM95-Szenario gegenüber 41 Mrd. € im EL95-Szenario, also eine Ersparnis durch den Rückgriff auf Wasserstoff bzw. Gas im Gebäudesektor von 11 Mrd. €. Wesentlicher Treiber dieser Ergebnisse sind die geringeren Kapitalkosten für Gebäudedämmung und Heizungsanlagen im Technologiemixszenario (13 Mrd. € in 2050) gegenüber denen im Elektrifizierungsszenario (36 Mrd. € in 2050). Die geringeren Energiebezugskosten im Elektrifizierungs-Szenario (11 Mrd. € geringer Kosten in 2050) können die höheren Kapitalkosten nicht kompensieren.⁵³

Abbildung 26 Energieträger-Anteile am Endenergiebedarf im Wärmemarkt in 2050 im jeweiligen „kostenoptimalen“ Szenario verschiedener Studien



Quelle: Frontier Economics

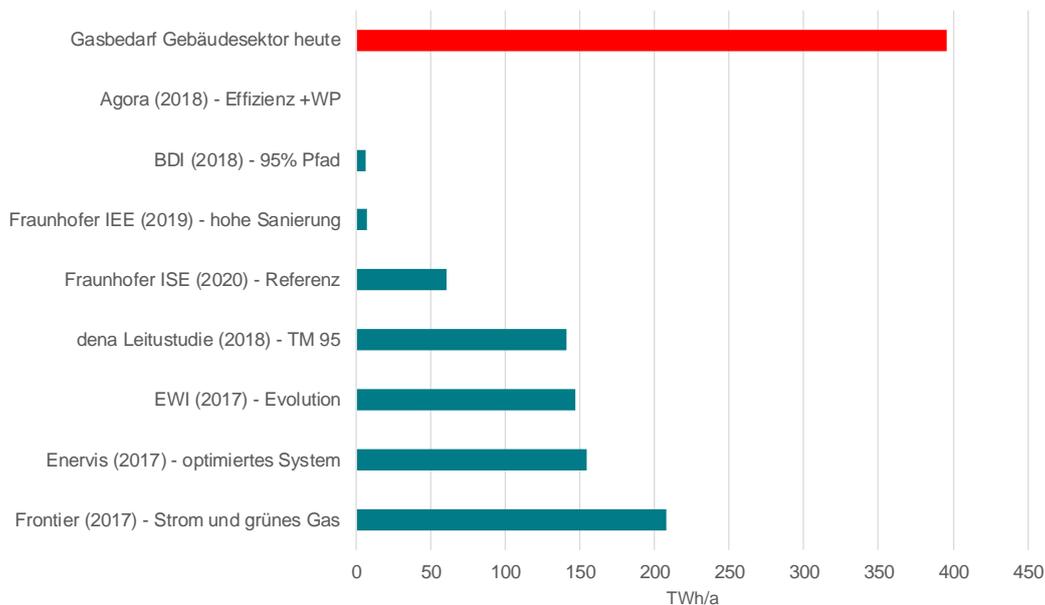
Hinweis: Die Methodik der einzelnen Studien unterscheidet sich dabei in mehrerer Hinsicht z.T. deutlich. Während beispielsweise viele Studien über einen Vergleich der Gesamtsystemkosten in verschiedenen Szenarien mit unterschiedlichen unterstellten Energieträgermischen jeweils das Szenario identifizieren, welches mit den günstigsten Systemkosten einhergeht (und dieses wird für jede Studie hier gezeigt), versuchen sich andere Studien in einer modellendogenen Optimierung des Energiemix (für welche hier das resultierende „Optimalszenario“ gezeigt wird). Zum Teil sind in den Studien die exakten Endenergiebedarfe nur in Grafiken veranschaulicht und nicht als Zahl angegeben, weshalb die hier angegebenen Werte als approximativ zu betrachten sind. Bei Frontier (2017) und Enervis (2017) ist die Endenergienachfrage nach Biomasse nicht separat

⁵³ Hinzu kommen geringfügige Unterschiede zwischen den Szenarien bei nicht eindeutig zum Gebäudesektor zuordenbaren Kostenkomponenten (wie z.B. Netzkosten). Gemäß Dena würden diese nicht eindeutig zurechenbaren Kostengrößen bei einem anderen gewählten Verteilmechanismus das Bild allerdings nur unwesentlich ändern. Vgl. Dena (2018), S. 262.

*ausgewiesen, sondern Teil der Umgebungswärme bzw. von Sonstige.
Bei EWI (2017) wird die Umgebungswärme nicht ausgewiesen.
Bei Fraunhofer ISE (2020) beziehen sich die Angaben auf die Nutzenergienachfrage.
Wecom (2020) bezieht sich nur auf Ostdeutschland.*

Abbildung 27 verdeutlicht die Unterschiede der absoluten Höhe der Nachfrage nach wasserstoffbasierten Energieträgern im Gebäudewärme in den jeweilig als kostenminimal bzw. mit geringeren Kosten verbundenen Szenarien der Studien für 2050. Es wird deutlich, dass die Gasnachfrage im Vergleich zu heute in allen Studien sinkt, jedoch sehen verschiedene Studien weiterhin eine wichtige Rolle für Wasserstoff bzw. Gas, andere hingegen keine oder nur eine vernachlässigbare Rolle. Diese Unterschiede in den Ergebnissen liegen in Unterschieden sowohl in der Methodik als auch der Vielzahl der in einer derartigen Gesamtsystemanalyse zu unterstellenden Annahmen begründet. Beispielsweise gehen die Studien bzw. die Szenarien, welche keine wesentliche Rolle von Gas bzw. Wasserstoff in 2050 sehen, in der Tendenz von höheren realisierbaren energetischen Sanierungsraten aus. Zudem berücksichtigen die Studien z.T. verschiedene Stufen der Versorgungskette in unterschiedlichem Maße, z.B. berücksichtigen einige Studien die Kosten der Stromübertragungs- und/oder -verteilnetze nicht. Des Weiteren unterscheiden sich die Studien beispielsweise bezüglich des angenommenen Anteils an Wasserstoff, Biomethan und synthetischem Methan innerhalb des Gasmix.

Abbildung 27 Nachfrage nach wasserstoffbasierten Energieträgern für Gebäudewärme in Deutschland in 2050 im „kostenoptimalen“ Szenario



Quelle: Frontier Economics
Hinweis: Siehe Hinweise zu Abbildung 26.

Die heterogene Studienlage macht die Komplexität der Aufgabe der Dekarbonisierung des Wärmemarktes deutlich, sowie die hohen Unsicherheiten in Verbindung mit den zukünftigen Entwicklungen zentraler Einflussfaktoren wie z.B. der Entwicklung von angebots- und nachfrageseitigen Hemmnissen für Gebäudesanierungen, der Kostenentwicklungen z.B. von Batteriespeichern, Elektrolyseuren oder elektrischen Wärmepumpen, oder infrastruktureller Möglichkeiten wie z.B. der Akzeptanz des Stromnetzausbaus oder der Umstellung von Gasinfrastruktur auf Wasserstoff.

Angesichts der hohen Unsicherheit kommt der Schaffung bzw. Erhaltung von Optionen ein besonderer Wert zu (generell steigt der Optionswert mit der Unsicherheit bzw. Schwankung der zugrundeliegenden Entwicklung). Diese Ausgangslage spricht – genau wie die Heterogenität des Gebäudebestands (siehe Kapitel 2) – deutlich dafür, durch heutige politische Entscheidungen eine Vielzahl technologischer Optionen offen zu halten, und vorzeitige Festlegungen bzw. den Ausschluss von Technologieoptionen zu vermeiden.

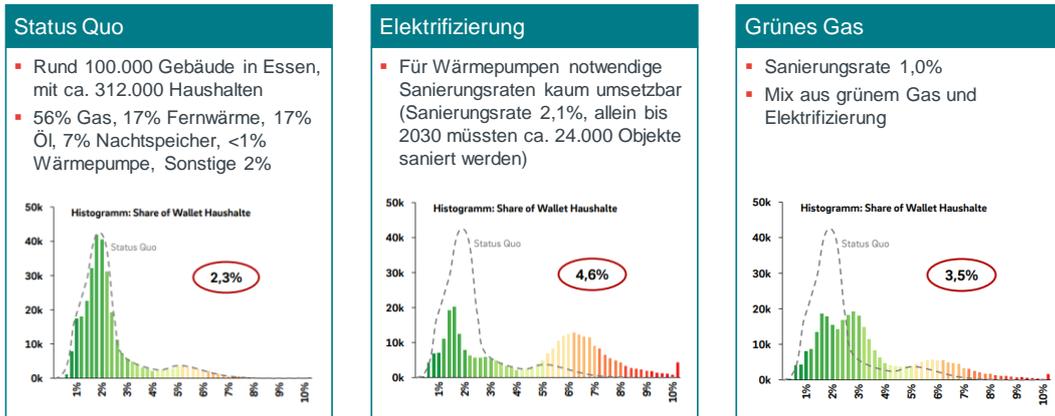
6.3 Wasserstoff im Wärmemarkt kann insbesondere einkommensschwache Haushalte entlasten

Neben einer Betrachtung der Gesamtsystemkosten lohnt vor dem Hintergrund der Frage der Sozialverträglichkeit der Dekarbonisierung des Wärmemarktes auch eine Betrachtung der Verteilung der Kostenbelastung. Zu dieser Frage gibt es erste stadtbezogene Untersuchungen. So kommt eine Studie der E.ON am Beispiel der Stadt Essen zu dem Ergebnis, dass sich der relative Anteil der Heizkosten im Budget der Haushalte („Share of Wallet“) in einem Szenario reiner „Elektrifizierung mit Wärmepumpen“ gegenüber dem Status Quo verdoppeln würde.⁵⁴ Damit lägen die Heizkosten etwa 30 % über dem Szenario unter Verwendung von „grünen Gasen“ wie z.B. Wasserstoff im Gasnetz. Für einen signifikanten Teil der Haushalte würde der Heizkostenanteil am Haushaltsbudget auf über 6 % ansteigen – gegenüber heute weniger als 3 % für den Großteil der Haushalte. Ein wesentlicher Grund hierfür ist, dass Energiekosten bei einkommensschwachen Haushalten einen größeren Anteil ausmachen, und sich höhere Energiekosten für die Haushalte somit überproportional auswirken. Hinzu kommt, dass die spezifischen Kosten des Einbaus von elektrischen Wärmepumpen in Einfamilienhäusern geringer sind als in Mehrfamilienhäusern, deren Bewohner zudem durchschnittlich über geringere Einkommen verfügen als die Bewohner von Einfamilienhäusern.

Diese erste Untersuchung zeigt, dass insbesondere hinsichtlich der wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit der Haushalte Restriktionen bestehen, Maßnahmen für Energieeffizienz, Anlagenmodernisierung und auch Energieträgerwahl umzusetzen. Hier besteht insbesondere auf der Ebene der Verbraucher noch ein erheblicher Forschungsbedarf.

⁵⁴ E.ON (2021).

Abbildung 28 Kosten für Wärme (Share of Wallet) für Haushalte



Quelle: Frontier basierend auf E.ON (2021)

7 SCHLUSSFOLGERUNGEN

Die Dekarbonisierung des Wärmemarktes stellt das Energiesystem vor große Herausforderungen bezüglich Erzeugung, Speicherung und Transport, die bei Technologieentscheidungen gesamtsystemisch mitgedacht werden müssen. Partielle Analysen z.B. nur der Energieeffizienz allein werden diesem Anspruch nicht gerecht. „Der Wärmemarkt“ ist zudem äußerst heterogen, insofern gibt es keinesfalls sinnvolle „One-Size-Fits-All“-Lösungen, sondern es bedarf eines ausgewogenen Energieträger- und Technologiemies. Wasserstoff und klimaneutrale Gase können insbesondere durch die gute Speicherbarkeit, Transportierbarkeit und somit auch Importfähigkeit einen wertvollen Beitrag zur Bewältigung der Herausforderungen der Dekarbonisierung des Wärmemarktes leisten und sollten Teil des zukünftigen Energieträger- und Technologiemies sein.

Dies schließt auch den Wärmemarkt ein, welcher durch Beimischung von Wasserstoff in das bestehende Gasnetz kurzfristig große Mengen an Wasserstoff ohne Zusatzaufwand aufnehmen kann, und somit durch eine gesicherte Wasserstoffnachfrage auch den gewünschten Markthochlauf von Wasserstoff bereits kurzfristig unterstützen kann. Soll Wasserstoff zudem auch den Industrie- und Gewerbekunden mit Gasanschluss im Verteilnetz zur Verfügung gestellt werden – wozu über 99 % (1,8 Millionen) der Industrie- und Gewerbekunden mit Gasanschluss zählen, während nur 500 direkt am Fernleitungsnetz angeschlossen sind –, müssen die Haushaltsgasverbraucher „H2 ready“ gemacht werden.

Gemäß Viessmann können neueste Generationen gasbasierter Brennwertgeräte 20-30 Volumenprozent Wasserstoffbeimischung ohne signifikante Mehrkosten sicher verarbeiten. Durch einfache und kostengünstige Nachrüstlösungen – gemäß der deutschen Heizungsgerätehersteller verfügbar ab voraussichtlich 2025 – können sie später für „reinen“ Wasserstoff ertüchtigt werden. Legt man die durchschnittliche Marktentwicklung gasbasierter Heizsysteme der vergangenen 10 Jahre von 550.000 Geräten pro Jahr zugrunde, werden bis 2030 ca. 5,5 Millionen „H2-ready“-Systeme im Markt sein. Der gesamte Bestand der Gasheizungen kann innerhalb typischer Erneuerungszyklen deutlich vor 2050 auf eine volle Wasserstoffverträglichkeit umgestellt werden.

Es besteht allerdings auch noch einiger Forschungsbedarf, was aufgrund der rasanten Entwicklung der Thematik von grünem Wasserstoff in den letzten Jahren nicht verwundert. Neben der in der Studienlandschaft bisher noch heterogen beantworteten Frage des systemkosteneffizienten Energieträgermixes im Wärmemarkt umfassen zu klärende technische Fragenkomplexe zum Beispiel:

- **Speicherkompatibilität:** Bisher laufen erste Pilotkonzepte zur Speicherung großer Mengen von Wasserstoff in Salzkavernen (z.B. in den Niederlanden), hier bedarf es weiterer Projekte zur schnellstmöglichen Erprobung in der Praxis.
- **Transport- und Verteilungskonzept:** Es liegen erste Ideen für Konzepte zur sukzessiven Erhöhung des Wasserstoffanteils in den Gasnetzen (inklusive der Einrichtung eines „Hydrogen Backbones“ auf Transportebene wie auch der deutlichen Erhöhung der Wasserstoffbeimischungen im Verteilnetz) vor, es

bedarf allerdings weiterer konzeptioneller Ausarbeitung sowie technischer Forschung und Erprobung vor Ort.

- Importe: Analog zum inländischen Transport bedarf es der Entwicklung und Erprobung von Konzepten zum Import von Wasserstoff sowohl über große Pipelines (z.B. aus Nordafrika) als auch über den Seeweg.

Zudem bedarf es einer zunehmenden Diskussion über die richtigen Rahmenbedingungen für den weiteren Markthochlauf von Wasserstoff. Hierzu gehören z.B. Fragen nach

- den richtigen Förderinstrumenten für die Etablierung einer Produktion von grünem Wasserstoff, z.B. über produktionsseitige Förderinstrumente wie z.B. CAPEX- und OPEX-Förderung, innerhalb von OPEX-Förderungen z.B. „Einspeiseprämien“, Marktprämien wie z.B. *Contracts for Differences* (CfDs), Regulierungsansätze o.Ä.;
- Sicherstellung einer ausreichend großen und sicheren Nachfrage („Security of Demand“), z.B. durch nachfrageseitige Förderinstrumente wie z.B. verpflichtende Quotenmodelle, Verbrauchersubventionen oder *Carbon Contracts for Differences* (CCfDs), idealerweise über Sektorengrenzen hinweg, um einen möglichst großen potentiellen Absatzmarkt zu schaffen;
- einen angemessenen Regulierungsrahmen, z.B. bezüglich
 - der regulatorischen Behandlung von Wasserstoffbeimischungen, oder
 - dem Regulierungsrahmen für reine Wasserstoffnetze

sicherzustellen, der einerseits ausreichende Anreize und Sicherheit für die Investitionen in Infrastruktur bietet, jedoch gleichzeitig auf der Marktebene einen möglichst hohen Grad an Wettbewerb zulässt und Marktzutrittschürden vermeidet.

In jedem Fall ist sicherzustellen, dass zum derzeitigen Zeitpunkt, in dem eine Vielzahl von Entwicklungen in diesem vergleichsweise neuen Themenkomplex des Wasserstoffhochlaufs noch nicht absehbar ist, keine unumkehrbaren Fakten geschaffen werden, welche Dekarbonisierungsoptionen verschließen, welche mit hoher Wahrscheinlichkeit zukünftig noch wertvolle Beiträge leisten können. Beispielsweise sind Empfehlungen wie ein kürzlich von verschiedenen Umweltverbänden gefordertes Verbot des Einbaus von Gasheizungen aus ökonomischer Sicht klar abzulehnen, stattdessen sind vielfältige Optionen offen zu halten.

LITERATURVERZEICHNIS

- AG Energiebilanzen (2021), Bruttostromerzeugung, <https://www.ag-energiebilanzen.de/>
- Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics (2018), Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe, <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/die-zukuenftigen-kosten-strombasierter-synthetischer-brennstoffe-1/>
- Agora Energiewende (2018), Wert der Effizienz im Gebäudesektor in Zeiten der Sektorenkopplung, <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/wert-der-effizienz-im-gebaeudesektor-in-zeiten-der-sektorenkopplung/>
- Agora Energiewende (2021), Die Energiewende im Corona-Jahr: Stand der Dinge 2020 Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2021, https://static.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2021/2020_01_Jahresauswertung_2020/200_A-EW_Jahresauswertung_2020_WEB.pdf
- Agora Energiewende (2021), No-regret hydrogen - Charting early steps for H₂ infrastructure in Europe, <https://www.agora-energiewende.de/en/publications/no-regret-hydrogen/>
- ARENA (2018), Opportunities for Australia from hydrogen exports, <https://arena.gov.au/assets/2018/08/opportunities-for-australia-from-hydrogen-exports.pdf>
- BDEW (2020), Entwicklung des Wärmeverbrauchs in Deutschland, Basisdaten und Einflussfaktoren, Foliensatz zur BDEW-Publikation, 4. Aktualisierung, Mai 2020, https://www.bdew.de/media/documents/20200525_Waermeverbrauchsanalyse_Foliensatz_2020_daQSUCb.pdf
- BDEW (2020), Jahresvolllaststunden 2018/2019, <https://www.bdew.de/service/daten-undgrafiken/jahresvolllaststunden/>
- BDI (2018), Klimapfade für Deutschland, https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/20180118_BDI_Studie_Klimapfade_fuer_Deutschland_01.pdf
- Bundesministerium der Finanzen (BMF) (2021), German Re-cov-ery and Re-silience Plan (GRRP), Entwurf 13. Januar 2021, https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/EN/Downloads/2021-01-13-german-recovery-and-resilience-plan.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) (2016), Klimaschutzplan 2050, https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) (2020), Fragen und Antworten zum Kohleausstieg in Deutschland,

- <https://www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/nationale-klimapolitik/fragen-und-antworten-zum-kohleausstieg-in-deutschland/>
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2017), Textsammlung Energie Gas, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/gas.html>
 - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2018), Langfristige Renovierungsstrategie der Bundesregierung, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/J-L/langfristige-renovierungsstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=4
 - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2020a), Die Nationale Wasserstoffstrategie, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20
 - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2020b), Zeitreihen zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland, unter , https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2019.pdf?__blob=publicationFile&v=26
 - Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) (Stand: Februar 2020)
 - Bundesnetzagentur (2021a), SMARD Strommarktdaten, <https://www.smard.de/home>
 - Bundesnetzagentur (2021b), Monitoringbericht 2020, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Monitoringbericht_Energie2020.pdf;jsessionid=BEAA73D173073CD186D30BB8AFE4DA72?__blob=publicationFile&v=5
 - Bundesnetzagentur (2021c), Verfahren BK7-18-063, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK7-GZ/2018/BK7-18-0063/BK7-18-0063_Entscheidung.html?nn=269738
 - Bundesregierung (2019), Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050, <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/975226/1679914/e01d6bd855f09bf05cf7498e06d0a3ff/2019-10-09-klima-massnahmen-data.pdf?download=1>
 - Chrischilles, Janssen, Peichert, Perner, Schweter (2018), Auswirkungen überregionaler Flächenrestriktionen auf Ausbau und Kosten erneuerbarer Energien, in Energiewirtschaftliche Tagesfragen 1/2 2018, https://www.researchgate.net/publication/323486543_Auswirkungen_uberregionaler_Flachenrestriktionen_auf_Ausbau_und_Kosten_erneuerbarer_Energie_n
 - Dena (2018), Leitstudie Integrierte Energiewende, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf

- DIW (2019), Wärmemonitor 2018: Steigender Heizenergiebedarf, Sanierungsrate sollte höher sein, DIW Wochenbericht 36/2019, https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.676231.de/19-36-1.pdf
- DIW (2019), Wärmemonitor 2019: Klimaziele bei Wohngebäuden trotz sinkender CO₂-Emissionen derzeit außer Reichweite, DIW Wochenbericht 40/2020, https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.799883.de/20-40-1.pdf
- DNR et al (2021), Offener Brief „Kein Einsatz von Wasserstoff im Wärmesektor“ an den Bundeswirtschaftsminister vom 11. Februar 2021, https://www.germanwatch.org/sites/germanwatch.org/files/Verb%C3%A4ndebrief_Wasserstoff%20im%20W%C3%A4rmesektor.pdf.
- DNV-GL (2020), Study on the Import of Liquid Renewable Energy: Technology Cost Assessment, <https://www.gie.eu/index.php/gie-publications/studies/28529-dnv-gl-study-on-the-import-of-liquid-renewable-energy-technology-cost-assessment/file>
- DVGW et al (2020), H2vorOrt – Wasserstoff über die Gasverteilnetze für alle nutzbar machen, <https://www.dvgw.de/themen/energiewende/wasserstoff-und-energiewende/h2vorort>
- Ecofys (2018), Gas for Climate: How gas can help to achieve the Paris Agreement target in an affordable way, <https://www.consorziobiogas.it/en/study-published-by-ecofys-gas-for-climate-gas-can-help-to-achieve-the-paris-agreement-target-an-affordable-way/>
- ENTSOE (2018), Datensatz zum Seasonal Outlook (Input Datasets), abrufbar unter <https://www.entsoe.eu/outlooks/seasonal/>
- E.ON (2021), <https://www.eon.com/de/ueber-uns/presse/pressemitteilungen/2021/energiewende-mit-gruenem-gas-hilft-einkommensschwachen-haushalten.html>
- Eurogas (2018), Eurogas scenario study with PRIMES, https://eurogas.org/website/wp-content/uploads/2018/05/Eurogas_infographic_20180502b.pdf (zuletzt abgerufen am 10.02.2021)
- Europäische Kommission (2019), Comprehensive study of building energy renovation activities and the uptake of nearly zero energy buildings in the EU, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1.final_report.pdf
- Europäische Kommission (2020), Eine Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0301&from=EN>
- Europäische Kommission (2020b), A Renovation Wave for Europe - greening our buildings, creating jobs, improving lives, https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:0638aa1d-0f02-11eb-bc07-01aa75ed71a1.0003.02/DOC_1&format=PDF

- Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2017), Energiemarkt 2030 und 2050 – Der Beitrag von Gas- und Wärmeinfrastruktur zu einer effizienten CO₂-Minderung, https://www.ewi.research-scenarios.de/cms/wp-content/uploads/2017/11/ewi_ERS_Energiemarkt_2030_2050.pdf
- Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2020), Die Auswirkungen des Klimaschutzprogramms 2030 auf den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromnachfrage, https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2020/01/EWI-Analyse-Anteil-Erneuerbare-in-2030_final.pdf
- Enervis (2017a), Erneuerbare Gas - Klimaschutz durch Sektorenkopplung: Optionen, Szenarien, Kosten, https://vng.de/sites/default/files/enervis_klimaschutz_durch_sektorenkopplung.pdf
- Enervis (2017b), Erneuerbare Gas - Ein Systemupdate für die Energiewende, <https://www.wind-energie.de/presse/pressemitteilungen/2017/erneuerbare-gase-ein-systemupdate-der-energiewende>)
- EVWind (2019), Wind energy in Argentina: YPF wind farm, 20.08.2019.
- Fraunhofer IEE (2019), Entwicklung der Gebäudewärme und Rückkopplung mit dem Energiesystem in -95 % THG Klimazielszenarien, https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2019/2019_Feb_Bericht_Fraunhofer_IEE_-_Transformation_Waerme_2030_2050.pdf
- Fraunhofer ISE (2018), Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf
- Fraunhofer ISE (2020), Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem, <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Wege-zu-einem-klimaneutralen-Energiesystem.pdf>
- Fraunhofer ISE (2021), Nettostromerzeugung in Deutschland 2020: erneuerbare Energien erstmals über 50 Prozent, <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/news/2020/nettostromerzeugung-in-deutschland-2021-erneuerbare-energien-erstmals-ueber-50-prozent.html>
- Frontier Economics und Consentec (2014), Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assessment), Studie für das BMWi, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/folgenabschaetzung-kapazitaetsmechanismen-impact-assessment.pdf?__blob=publicationFile&v=5
- Frontier Economics, IAEW, EMCEL, 4Management (2017): Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland, <https://www.frontier-economics.com/media/2260/der-wert-der-gasinfrastruktur.pdf>

- Frontier Economics (2018), International Aspects of Power-to-X Roadmap, A report for the World Energy Council Germany <https://www.frontier-economics.com/media/2642/frontier-int-ptx-roadmap-stc-12-10-18-final-report.pdf>
- Frontier Economics und IAEW (2019): Value of gas infrastructure in a climate neutral Europe, <https://www.frontier-economics.com/media/3120/value-of-gas-infrastructure-report.pdf>
- Frontier Economics (2020a), Der Effizienzbegriff in der klimapolitischen Debatte zum Straßenverkehr, Ein gesamtheitlicher Ansatz für die Effizienzbewertung von Technologien, Studie für Uniti und MWV, <https://www.frontier-economics.com/media/4371/der-effizienzbegriff-in-der-klimapolitischen-debatte-zum-strassenverkehr.pdf>
- Frontier Economics (2020b), Modernisation of the regulatory framework for LNG terminals A report for GATE terminal, <https://www.frontier-economics.com/media/4194/frontier-gate-terminal-lng-terminal-regulation-2020.pdf>
- Frontier Economics (2020c), The role of LNG in the energy sector transition – Regulatory recommendations, Studie für GLE, <https://www.frontier-economics.com/media/4269/frontier-economics-role-of-lng-in-energy-transition-study-for-gle-members-october-2020.pdf>
- Frontier Economics (2020d), Hydrogen Blending and the Gas Commercial Framework, Studie im Auftrag von Cadent, <https://www.frontier-economics.com/media/4201/hydrogen-blending-commercial-framework.pdf>
- FZ Jülich (2017), Techno-Economic Analysis of a Potential Energy Trading Link between Patagonia and Japan Based on CO₂ free Hydrogen, <http://juser.fz-juelich.de/record/837682>
- Handelsblatt (2021), Bundesregierung ebnet Weg für Wasserstoffnetze, <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/energiewende-bundesregierung-ebnet-weg-fuer-wasserstoffnetze/26899482.html?ticket=ST-6578857-VeTMv0LR14Oif2uYq1kT-ap2>
- Hydrogen Europe et al (2020), Green Hydrogen for a European Green Deal, A 2x40 GW Initiative, https://hydrogeneurope.eu/sites/default/files/Hydrogen%20Europe_2x40%20GW%20Green%20H2%20Initiative%20Paper.pdf
- Institut Wohnen und Umwelt (2018), Datenerhebung Wohngebäudebestand 2016 – Datenerhebung zu den energetischen Merkmalen und Modernisierungsraten im deutschen und hessischen Wohngebäudebestand, https://www.iwu.de/fileadmin/publikationen/gebaeudebestand/2018_IWU_CischinskyEtDiefenbach_Datenerhebung-Wohngeb%C3%A4udebestand-2016.pdf
- International Energy Agency (IEA) (2019), Future of Hydrogen, <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>

- McKinsey (2018), The potential impact of electric vehicles on global energy systems, <https://www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/the-potential-impact-of-electric-vehicles-on-global-energy-systems>
- Navigant (2019): The optimal role for gas in a net-zero emissions energy system, <https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2020/03/Navigant-Gas-for-Climate-The-optimal-role-for-gas-in-a-net-zero-emissions-energy-system-March-2019.pdf>
- Netzentwicklungsplan (2021), Netzentwicklungsplan 2035, https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Pr%C3%A4sentation_Dialog-VA_NEP_2035_V2021_1_Entwurf.pdf
- Oliver Wyman (2018), Der E-Mobilitäts-Blackout, <https://www.oliverwyman.de/our-expertise/insights/2018/Januar2018/E-Mobilitaets-Blackout.html>
- Pöyry (2018): Fully decarbonising Europe's energy system by 2050, https://www.poyry.com/sites/default/files/media/related_material/poyrypointofview_fullydecarbonisingeuropesenergysystemby2050.pdf
- ONTRAS (2017): PtG-Potenziale im ONTRAS-Netzgebiet, https://vng.de/sites/default/files/ontras_nymoer_strategieberatung_ptg-potenziale_im_ontras-netzgebiet.pdf
- Roland Berger und Prognos (2019), Wegweiser Solarwirtschaft: PV Roadmap 2020.
- Siemens Energy, Gascade und Nowega (2020), White Paper Wasserstoffinfrastruktur – tragende Säule der Energiewende Umstellung von Ferngasnetzen auf Wasserstoffbetrieb in der Praxis, <https://www.gascade.de/fileadmin/downloads/wasserstoff/whitepaper-h2-infrastruktur.pdf>
- Trinomics (2020), Impact of the use of the biomethane and hydrogen potential on trans-European infrastructure, Studie für die Europäische Kommission, https://ec.europa.eu/energy/studies_main/final_studies/impact-use-biomethane-and-hydrogen-potential-trans-european-infrastructure_de
- Umweltbundesamt (2019), Wohnen und Sanieren, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-05-23_cc_22-2019_wohnenundsanieren_hintergrundbericht.pdf
- ÜNBs (2020), Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2018-2022, https://www.amprion.net/Dokumente/Netzkennzahlen/Leistungsbilanz/Bericht-zur-Leistungsbilanz/Bericht_zur_Leistungsbilanz_2019.pdf
- Vaillant (2021), Heizlexikon: Was ist der COP- und der SCOP- Wert? Begriff und Definition, <https://www.vaillant.ch/privatkunden/ratgeber-heizung/heiztechniklexikon/cop-scop/>
- Wecom (2020), Commit to Connect 2050, https://www.ontras.com/fileadmin/Bilder/Commit_to_Connect_2050/2020_04_21_CTC2050_Abschlussbericht.pdf

- Zentralverband des Deutschen Handwerks (2018), Ergebnisse einer Umfrage unter Handwerksbetrieben im dritten Quartal 2018, <https://www.zdh.de/fachbereiche/wirtschaft-energie-umwelt/konjunkturumfragen/sonderumfragen/sonderumfrage-fachkraefte-gewinnen-halten/>
- Zentralverband des Deutschen Handwerks (2019), Ausbildungs- und Weiterbildungsstatistik 2019, https://www.zdh.de/fileadmin/user_upload/themen/wirtschaft/statistik/kennzahlen/Kennzahlen_2019/Ausbildungs- u. Weiterbildungsstatistik_2019.pdf
- Zentralverband des Deutschen Handwerks (2020), Konjunkturbericht 2020/2, https://www.zdh.de/fileadmin/user_upload/themen/wirtschaft/konjunkturberichte/2020/ZDH_Konjunkturreport_2-2020.pdf

ANHANG A BERECHNUNGEN

In Kapitel 0 haben wir erläutert, dass eine hypothetischen Deckung des zusätzlichen Strombedarfs für 5 Mio. zusätzliche Wärmepumpen während einer zweiwöchigen Dunkelflaute in 2030 allein durch Wind- und PV-Anlagen einem Zubau von zusätzlich etwa 100 GW Wind/PV-Erzeugungskapazitäten gegenüber dem Jahr 2020 bedürfte, was einer knappen Verdopplung der heutigen Kapazitäten an Wind/PV-Anlagen in den kommenden zehn Jahren entspräche.

Diese hypothetische Abschätzung ist in Abbildung 29 dargestellt. Im Folgenden erläutern wir die zugrunde liegende Berechnung.

1. Abschätzung Energiebedarf Wärmepumpen bei zweiwöchiger kalter Dunkelflaute 2030

Zunächst ermitteln wir hierzu den Energiebedarf für Wärmepumpen in einer zweiwöchigen kalten Dunkelflaute. Dieser Energiebedarf ergibt sich durch die Anzahl der zusätzlichen Wärmepumpen in 2030 (5 Mio. Stück) multipliziert mit der elektrischen Leistung einer Wärmepumpe (3 kW) und wenden vereinfachend die durchschnittliche Auslastung von Wärmepumpen in einer zweiwöchigen Kälteperiode an (84,2 %).⁵⁵ Die durchschnittliche Auslastung während der kalten Dunkelflaute beruht hierbei auf einem stündlichen Wärmepumpen-Lastprofil unter Berücksichtigung der Temperaturen, die in der Kältewelle 2012 (30. Januar bis 12. Februar) vorherrschten (Abbildung 30). Zuletzt multiplizieren wir die zuvor genannten Variablen mit der Anzahl an Stunden in der zweiwöchigen Zeitperiode (336 h).

2. Abschätzung EE-Einspeisemengen bei zweiwöchiger kalter Dunkelflaute 2030 auf Basis historischer Einspeiseprofile 2012

Für den Vergleich mit den Stromeinspeisevolumina von Wind (Onshore- und Offshore) und PV-Kapazitäten greifen wir zunächst auf die historischen Daten von 2012 zurück. Basierend auf den realisierten Einspeisemengen (stündliche Werte) während der zweiwöchigen Dunkelflaute in 2012 und den damals installierten Kapazitäten ermitteln wir das durchschnittliche Wind/PV-Einspeiseprofil (13%) in dieser Periode. Zudem ermitteln wir die heutigen Wind/PV-Kapazität (109 GW in 2020).

3. Hypothetische Abschätzung des Wind/PV-Zubaus für Wärmepumpen 2030 gegenüber heute

Im letzten Schritt errechnen wir, welche Wind/PV-Kapazität allein zur Deckung des Energiebedarfs der zusätzlichen Wärmepumpen in 2030 während einer zweiwöchigen Dunkelflaute nötig wäre. Hierfür setzen wir die errechnete Energiemenge (4.244 GWh) in Relation zum EE-Einspeiseprofil (13%) während des betrachteten zweiwöchigen Zeitraums (336h).

Im Ergebnis wären, im hypothetischen Falle einer alleinigen Deckung des Energiebedarfs von 5 Mio. zusätzlicher elektrischer Wärmepumpen in 2030, circa 97 GW zusätzliche Wind/PV-Kapazität notwendig, sofern man das EE-Einspeise-

⁵⁵ Hierbei wird exemplarisch angenommen, es stünden hinreichend Wärme- und Stromspeicher zur Verfügung, um den Strom innerhalb der 14 Tage, also z.B. vom Beginn der Periode mit geringerer Stromlast in die absolute Lastspitze in der Mitte der Periode, zu verschieben, das heißt wir nehmen eine Durchschnittsbetrachtung für die zweiwöchige Periode vor.

sowie das Temperaturprofil aus der „kalten Dunkelflaute“ 2012 unterstellt. Dies entspricht einem Zubau von circa 89% gegenüber den heutigen Wind/PV-Kapazitäten welche allein zur Deckung des Energiebedarfs zusätzlicher Wärmepumpen in 2030 nötig wären.

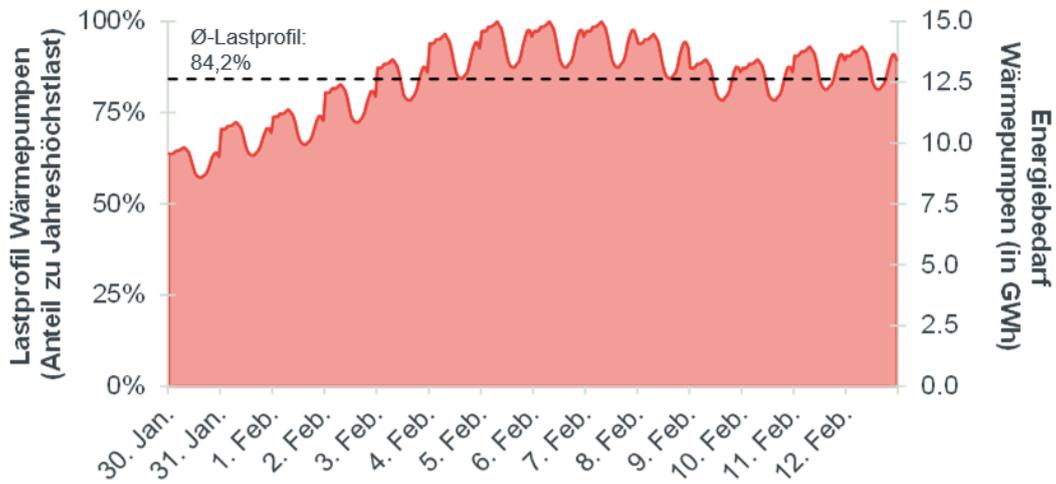
Abbildung 29 Hypothetische Abschätzung: Notwendiger Wind/PV-Zubau für 5 Mio. zusätzliche Wärmepumpen im Jahr 2030

Legende	Parameter	Wert	Einheit
1. Bedarf Wärmepumpen			
A	Zusätzliche Wärmepumpen in 2030	5 000 000	#
B	Leistung je Wärmepumpe	3,0	kW
C	Durchschnittliche Auslastung Wärmepumpe (auf Basis von Kältewelle 2012, vgl. Abbildung 30)	84,2 %	Prozent
D	Stunden in 2-Wochen Zeitperiode	336 (14 Tage x 24h)	h
E (A*B*C*D)	Energiemenge	4 244	GW/h
2. Einspeiseprofil und installierte Kapazität Wind/PV			
F	Wind/PV-Einspeiseprofil (Durchschnitt, 30. Jan. – 12. Feb. 2012), Einspeisemenge in Relation zu installierter Kapazität 2012	13 %	Prozent
G	Installierte Kapazität Wind/PV 2020	109	GW
3. Resultat			
H (E/[D*F])	Notwendige Wind/PV-Kapazitäten für 5 Mio. zusätzl. Wärmepumpen	97	GW
I (H/G)	Relation zu installierter Kapazität heute (2020)	89 %	%

Quelle: Frontier Economics auf Basis von Bundesnetzagentur (2021a), KommEnergie (2021), SWM Infrastruktur (2021) und netztransparenz.de

Hinweis: Alle Werte gerundet, Sensitivität in Anlehnung an Dena (2018) mit 6,6 Mio. Wärmepumpen (statt 5 Mio.), 80 % Auslastung (statt 84,2 %) und einem stündlichen Bedarf von 2,82 kW/h (statt 3 kW/h) führt zu leicht höherem Zubau-Bedarf von 105 % (+ 114 GW) gegenüber den heutigen Wind/PV-Kapazitäten (vgl. Dena, 2018, S. 201, 391-392; EL-Szenario 2030); Wind umfasst Onshore- und Offshore-Anlagen.

Abbildung 30 Aggregiertes Lastprofil für 5 Mio. Wärmepumpen unter Berücksichtigung der Temperaturen der Kältewelle 2012



Quelle: Frontier Economics auf Basis von KommEnergie (2021), SWM Infrastruktur (2021)

Hinweis: 5 Mio. Wärmepumpen für Energiebedarf angenommen, Lastprofil der Wärmepumpen anteilig zur Jahreshöchstlast (100 %) dargestellt; verwendete Temperatur zur Abschätzung der Wärmepumpenlast entspricht jeweils Tagesmitteltemperatur München

