

STELLUNGNAHME

vom 21. Dezember 2023 zum

Zwischenbericht der Systementwicklungsstrategie

DVGW Deutscher Verein des
Gas- und Wasserfaches e.V.

Ansprechpartner

Robert Ostwald

Robert-Koch-Platz 4

10115 Berlin

T +49 30 794736-46

M +491724698205

E-Mail: robert.ostwald@dvgw.de

Hintergrund

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz hat am 22. November 2023 einen Zwischenbericht zur Systementwicklungsstrategie vorgelegt und eine öffentliche Konsultation eingeleitet. Der DVGW bedankt sich für die Möglichkeit zur Stellungnahme und die Einbindung in den bisherigen Prozess.

Allgemeine Anmerkungen zur Systementwicklungsstrategie

Die Energiewende ist ein Jahrhundertprojekt, das mit großen logistischen, finanziellen und technischen Herausforderungen einhergeht. Vor diesem Hintergrund ist es unerlässlich, die Entwicklung des klimaneutralen Energiesystems der Zukunft als einen langfristigen und resilienten Transformationsprozess zu gestalten, der von den Bürgerinnen und Bürgern einerseits und der Wirtschaft andererseits akzeptiert und unterstützt wird. Um dies zu gewährleisten, muss der Gesetzgeber verlässliche und langfristig angelegte Rahmenbedingungen schaffen, innerhalb derer die Energiewende mit einem möglichst breiten Portfolio an Klimaschutzoptionen und zu möglichst volkswirtschaftlich kostenoptimalen Bedingungen durch die Energiewirtschaft und die Bürgerinnen und Bürger umgesetzt werden kann. Eine volkswirtschaftlich möglichst kostenoptimale Umsetzung erfordert ebenfalls eine integrale Betrachtung der Energieinfrastrukturen und Anwendungssektoren – weshalb der Gedanke einer Systementwicklungsstrategie grundsätzlich zu begrüßen ist.

Der Zwischenbericht der Systementwicklungsstrategie stellt eine wichtige Wegmarke auf dem Weg zur Entwicklung der Systementwicklungsstrategie dar und enthält einige grundsätzlich richtige Annahmen. Leider verfehlt das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) im vorgelegten Zwischenbericht der Systementwicklungsstrategie jedoch mit dem ausschließlich auf ein mögliches Szenario ausgerichteten Blick das Ziel, resiliente und robuste Transformationspfade aufzuzeigen, auf deren Grundlage die Energiewende auch gegenüber Krisen abgesichert und auch in Zeiten externer Schocks möglichst ohne Verzögerung umgesetzt werden kann. Damit droht die Energiewende zu scheitern – mit weitreichenden Konsequenzen für den Wirtschaftsstandort Deutschland und den Klimaschutz. Vor diesem Hintergrund lehnt der DVGW die Systementwicklungsstrategie in der bestehenden Fassung ab. In den Anmerkungen zu den einzelnen Kapiteln des Zwischenberichts zur Systementwicklungsstrategie werden die Gründe dafür im Detail vorgestellt und Handlungsempfehlungen angeführt, um die weitere Ausarbeitung der Systementwicklungsstrategie zu unterstützen.

Anmerkungen zu Kapitel 1 Ausgangslage

Das BMWK zeigt in seiner Beschreibung der Ausgangslage für die Transformation des Energiesystems auf, dass zusätzlich zu dem energie- und klimapolitisch Erreichten weitere Schritte zur Umsetzung der Energiewende notwendig sind. Ausgehend von den Erfahrungen mit den Krisen der letzten Jahre, schlägt das BMWK vor, „nicht nur, Treibhausgasemissionen schnell und massiv zu senken, sondern zugleich ökonomisch und sozial nachhaltig zu agieren und sich resilient aufzustellen, um neuen Krisen vorzubeugen“¹. Das Energiesystem soll dazu einer fortlaufenden Analyse unterzogen werden, um Risiken frühzeitig zu erkennen und zu adressieren. Das BMWK schlägt dazu eine engere Zusammenarbeit aller handelnden Akteure vor.

¹ Vgl. Zwischenbericht der Systementwicklungsstrategie, S. 8.

Das BMWK weist darauf hin, dass im „Zeitraum bis 2045 zwangsläufig diverse Unsicherheiten bestehen“² und dass Innovationen die Entwicklung und Geschwindigkeit einzelner Transformationspfade beeinflussen können. Mit der Systementwicklungsstrategie soll daher kein starrer Plan für die Umsetzung der Energiewende geschaffen werden, sondern „robuste Transformationspfade, mit denen die Klimaziele erreicht werden können und die zugleich ausreichend Flexibilität bieten, um auf Änderungen der Umweltbedingungen reagieren zu können.“³ Der DVGW unterstützt diese Herangehensweise des BMWK.

Handlungsempfehlung:

- Transformationsprozesse zeichnen sich generell durch eine hohe Komplexität und viele Unsicherheiten aus. Ein kontinuierlicher Dialog zwischen Politik, Wirtschaft und Gesellschaft ist daher richtig und erforderlich.
- Der DVGW engagiert sich im Rahmen von diversen Forschungsprojekten⁴ sowie weiteren Initiativen zur Transformation der Gaswirtschaft hin zur Klimaneutralität⁵ und beteiligt sich am Beteiligungsprozess zu Entwicklung der Systementwicklungsstrategie. Im Rahmen der weiteren Entwicklung der Systementwicklungsstrategie sollten jedoch auch die Strom- und Gasverteilnetzbetreiber selbst, und damit stärker als bislang, in den Beteiligungsprozess involviert werden.⁶ Denn die Weiterentwicklung der Verteilnetze ist für die Versorgung aller Sektoren mit erneuerbarer Energie von hoher Bedeutung und das Know-how der Unternehmen kann wichtigen Impulse für die Entwicklung der Strategie liefern: Die Gasverteilnetzbetreiber tragen z.B. im Rahmen der Initiative H2vorOrt kontinuierlich die Informationen für die Transformation der Gasnetze hin zu Wasserstoff und Biomethan zusammen, die im Zuge der Weiterentwicklung der Systementwicklungsstrategie berücksichtigt werden sollten, um eine robuste Energiewende zu ermöglichen. Dazu zählen Informationen zum Wasserstoffbedarf von Unternehmen und Kommunen, zu technischen Analysen zur Wasserstofffähigkeit bestehender Gasverteilnetzinfrastrukturen, zur Einspeisung von Biomethan und Wasserstoff und zu Umstellzonen von Gas auf Wasserstoff und Biomethan.⁷

Anmerkungen zu Kapitel 2 Sektorübergreifende Eckpunkte

In Bezug auf die BMWK-Langfristszenarien wird auf einen Kostenvergleich zwischen den drei Szenarien hingewiesen (T45-Strom, T45-H2, T45-PtG/PtL). Das BMWK erklärt, „dass das Szenario T45-Strom, das am stärksten auf Elektrifizierung setzt, mit den geringsten Kosten verbunden ist.“⁸ Zudem verweist das BMWK darauf, dass

² Vgl. Zwischenbericht der Systementwicklungsstrategie, S. 12.

³ Vgl. Zwischenbericht der Systementwicklungsstrategie, S. 12.

⁴ DVGW (2023): DVGW-Forschung für den Wasserstoffhochlauf, <https://www.dvgw.de/themen/energiewende/wasserstoff-und-energiewende/wasserstoff-forschung/>

⁵ Im Rahmen der Initiative H2vorOrt arbeiten 48 Unternehmen im DVGW zusammen mit dem VKU an der Transformation der Gasverteilnetze hin zur Klimaneutralität. Mehr Informationen verfügbar via: <https://www.h2vorort.de/>; Gemeinsam mit BDEW und Zukunft Gas hat der DVGW in einem Dialog mit der Branche den Transformationspfad für die neuen Gase entwickelt, der Wege zu einem resilienten und klimaneutralen Energiesystem 2045 aufzeigt, online verfügbar via: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/transformationssystempfad-neue-gase.pdf>.

⁶ Die im Beteiligungsprozess zur Systementwicklungsstrategie angelegte „AG Netzbetreiber“ sieht eine Beteiligung der Verteilnetzbetreiber bislang nicht vor.

⁷ H2vorOrt (2023): Der Gasnetzgebietstransformationsplan. Ergebnisbericht, online verfügbar via: <https://www.h2vorort.de/fileadmin/Redaktion/Bilder/Publikationen/Ergebnisbericht-2023-des-GTP.pdf>.

⁸ Zwischenbericht der Systementwicklungsstrategie, S. 16.

„[d]as Szenario T45-H2 [...] bis 2045 mit kumulierten Mehrkosten von rund 225 Mrd. Euro verbunden [ist]. Zwar ist der Energieträger Wasserstoff günstiger als synthetische Kohlenwasserstoffe, allerdings fallen zusätzliche Kosten unter anderem für die Umstellung der Heizsysteme, den Umbau von Infrastrukturen und die Errichtung von Wasserstofftankstellen an.“

Im Zwischenbericht werden keine detaillierten Annahmen zu den Kosten bzw. einzelner Kostenbestandteile vorgestellt (z.B. Kosten für den Umbau von Infrastrukturen, Tankstellen und häuslichen Anwendungen – siehe Anmerkungen und Eingaben des DVGW dazu in Kapitel 3.2 dieser Stellungnahme). In Bezug auf die T45-Szenarien wird auf der Webseite der Langfristszenarien zudem darauf verwiesen, dass für die Gasfernleitungsnetze ein technisches Netzmodell verwendet wird. Im Vergleich dazu wird zu den Gasverteilnetzen kein Netzmodell, sondern eine Modellnetzanalyse angewendet, bei der „die Versorgungsaufgabe in stark abstrahierter Form mit nun wenigen Eingangsgrößen“⁹ beschrieben wird. Gerade der Ausbau der Verteilnetze, sowohl Strom als auch Gas, sind für einen Kostenvergleich der Szenarien maßgeblich, da hier große Aus- bzw. Umbaumaßnahmen erfolgen müssen, damit eine klimaneutrale Energieversorgung mit Strom und Wasserstoff möglich ist. Sollte eine Modellierung sich ausschließlich auf die Transport- und Übertragungsebene beziehen, würde dies die Kostenabschätzung nicht hinreichend abbilden. Insbesondere deshalb nicht, weil die Gasverteilnetze mit einer Länge von rund 529.000 Kilometern¹⁰ und mehreren Millionen an industriell-gewerblichen Letztverbrauchern, Kraftwerken sowie Haushaltskunden maßgeblich zu Energieversorgung in Deutschland beitragen (siehe Kapitel 3.1. für weitere Informationen zu den angeschlossenen Letztverbrauchern).

Handlungsempfehlung:

- Die Annahmen zu den Kostenbestandteilen der drei Szenarien (T45-Strom, T45-H2, T45-PtG/PtL) sollten im Rahmen des Berichts zur Systementwicklungsstrategie klar und im Detail dargelegt und vor dem Hintergrund der angewendeten Modellierung bzw. Analyse eingeordnet werden.

Anmerkungen zu Kapitel 3.1 Industrie

Das BMWK sieht zukünftig Strom und Wasserstoff als zentrale Energieträger einer klimaneutralen industriellen Produktion, die fossile Energieträger wie Kohle sowie Erdöl und Erdgas ersetzen. Darüber hinaus sieht das BMWK, wenn auch in geringerem Umfang, Fernwärme und Biomasse als weitere Energieträger für die Versorgung der Industrie. Der DVGW unterstützt die Aussage des BMWK, dass bei der Versorgung der Industrie mit Energie zukünftig „ein Mix von unterschiedlichen Technologien zum Einsatz“¹¹ kommen wird und dass dafür das Angebot an klimaneutralen Energieträgern zügig erweitert werden muss. Der DVGW unterstützt auch den Ansatz, die Effizienz der Prozesse zu optimieren. Die Verbesserung der Energieeffizienz

⁹ Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI (2023): Langfristszenarien, Gasnetze T45-Szenarien, online verfügbar via: <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/szenario-explorer/gasnetze.php>; vgl. dazu auch Fraunhofer ISI, Consentec GmbH und ifeu (2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, Modul 2: Modelle und Modellverbund, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.

¹⁰ BDEW, DVGW und Zukunft Gas (2023): Wege zu einem resilienten und klimaneutralen Energiesystem 2045. Transformationspfad für die neuen Gase, S. 29, online verfügbar via: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/transformationpfad-neue-gase.pdf>, letzter Zugriff am 18.12.2023.

¹¹ Vgl. Zwischenbericht der Systementwicklungsstrategie, S. 12.

kann je nach Prozess dazu beitragen, den Energieträgereinsatz in der Industrie zu reduzieren.¹²

Für bestimmte Produktionsbereiche ist bereits heute klar, ob für eine Transformation hin zur Klimaneutralität z.B. klimaneutraler Strom oder Wasserstoff benötigt wird. So wird zum Beispiel in der Stahlindustrie seit mehreren Jahren die Umstellung auf klimaneutrale Produktionsverfahren mit Wasserstoff vorangetrieben. Die Primärstahlproduktion, bei der Eisenerz mittels kohlenstoffartiger Reduktionsmittel reduziert und zu Stahl weiterverarbeitet wird, soll in Zukunft unter Einsatz des Wasserstoffdirektreduktionsverfahrens (H₂-DRI) auf Wasserstoff umgestellt werden.¹³ In Ergänzung dazu wird Stahlschrott in Elektrolichtbögen eingeschmolzen und neu aufbereitet (sogenannte Sekundärstahlproduktion). Die Primärstahlerzeugung wird hierdurch allerdings nicht überflüssig, da beide Produktionsrouten unterschiedliche Produktportfolios bedienen. Zudem steht der benötigte Stahlschrott nur in begrenztem Umfang zur Verfügung.¹⁴ Der Zwischenbericht zur Systementwicklungsstrategie greift dies mit auf.¹⁵

Angesichts der hohen Innovations- und Transformationsdynamik besteht jedoch an vielen Stellen noch keine Gewissheit darüber, welche Energieträger in welchen Anwendungen wann und in welcher Menge eingesetzt werden.¹⁶ So existieren weitere Anwendungsbereiche, in denen die Nutzung von Wasserstoff und Biomethan als zusätzliche Lösungsoption eine robuste Transformation hin zur Klimaneutralität absichern kann – etwa in der Gas-, Papier- und Lebensmittelindustrie, um nur drei Bereiche zu nennen.¹⁷ D.h. auch bei vielen mittelständischen Unternehmen besteht Interesse, Wasserstoff für ihren langfristigen Dekarbonisierungspfad zu nutzen.¹⁸ Daher ist es wichtig, mit einem Energieträger-Mix zu planen und gleichzeitig die jeweiligen individuellen Kontexte zu berücksichtigen. Eine Studie zur Umstellung der industriellen Prozesswärme unterstreicht dies:

„Eine unternehmensbezogene Bottom-up-Betrachtung ermöglicht die Bewertung verschiedener Transformationspfade zur Klimaneutralität. Der Komplexität und Vielfalt der

¹² Wuppertal Institut und Fraunhofer UMSICHT (2023): Klimahafen Gelsenkirchen. Bottom-Up-Studie zur Dekarbonisierung der Prozesswärme, S. 15ff., online verfügbar via: https://www.klimahafen-gelsenkirchen.de/fileadmin/user_upload/KlimahafenGelsenkirchen/2022-12-06-DBU-Studie_Klimahafen_GE_Langfassung.pdf, letzter Zugriff am 18.12.2023.

¹³ Prognos AG (2022). Transformationspfade für die Stahlindustrie in Deutschland, S. 4, online verfügbar via: https://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/202203_WVS_TransformationspfadeStahl_Prognos.pdf, letzter Zugriff am 18.12.2023.

¹⁴ Prognos AG (2020). Klimapolitische Herausforderungen der Stahlindustrie in Deutschland. Kurzfassung, S. 4., online verfügbar via: https://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/202010_WVS_Prognos_Klimapolitische_Herausforderungen-1.pdf, letzter Zugriff am 18.12.2023.

¹⁵ Vgl. Zwischenbericht der Systementwicklungsstrategie, S. 21.

¹⁶ BDEW, DVGW und Zukunft Gas (2023): Wege zu einem resilienten und klimaneutralen Energiesystem 2045. Transformationspfad für die neuen Gase, S. 22ff, online verfügbar via: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/transformatiionspfad-neue-gase.pdf>, letzter Zugriff am 18.12.2023.

¹⁷ GWI, BV Glas (2022). Wasserstoffnutzung in der Glasindustrie als Möglichkeit zur Reduzierung von CO₂-Emissionen und des Einsatzes erneuerbarer Gase – Untersuchung der Auswirkungen auf den Glasherstellungsprozess und Analyse der Potenziale in NRW (Akronym: HyGlass), <https://www.bvglas.de/index.php?eID=dump-File&t=f&f=2514&token=69553e2ada72ffc160a9ebce8174bfcdf2870ec> letzter Zugriff am 18.12.2023; Team Consult (2023): Metastudie bestehender Szenarioanalysen zu Mengen- und Kostenerwartungen erneuerbarer und dekarbonisierter Gase im Rahmen des Gemeinschaftsprojekts „Wege zu einem resilienten und klimaneutralen Energiesystem – Transformationspfad für die neuen Gase“. Abschlussdokument, S. 17-18, online verfügbar via: <https://www.teamconsult.net/de/news.php#news-no-193>, letzter Zugriff am 18.12.2023.

¹⁸ Dies zeigt auch das Abschlussdokument eines Dialogprozesses, den das Bundeswirtschaftsministerium 2021 mit zahlreichen Industriebranchen geführt hat: Die Bundesregierung (2022): Effiziente Nutzung von Wasserstoff in der Glas-, Keramik-, Papier- und NEMetallindustrie. Ergebnispapier zum NWS-Industriedialog, online verfügbar via: https://www.bmwk-energiewende.de/Redaktion/DE/Publikationen/Industrie/20220913-effiziente-nutzung-von-wasserstoff-in-der-glas-keramik-papier-und-ne-metallindustrie.pdf?__blob=publicationFile&v=4, letzter Zugriff am 18.12.2023.

Prozesse zur Wärmeerzeugung kann so Rechnung getragen werden. Neben der Elektrifizierung mit grünem Strom erweist sich die Umstellung auf grünen Wasserstoff in vielen Fällen als valide Option“.¹⁹

Aufgrund der Unsicherheiten bei den industriellen Transformationspfaden sollte das BMWK zusätzlich zum Szenario T45-Strom die Szenarien T45-H2 und T45-PtG/PtL in die Betrachtung einbeziehen und berücksichtigen, dass der Einsatz von Wasserstoff auch in weiteren Branchen eine stärkere Rolle spielen kann. Zudem sollten die Annahmen zur Struktur der energieintensiven Industrie und deren regionaler Verteilung angepasst werden:

Das BMWK verweist im Zwischenbericht zur Systementwicklungsstrategie darauf, dass die „Struktur der energieintensiven Industrien [...] regional häufig durch wenige sehr große Standorte geprägt“²⁰ ist. Tatsächlich bestehen in Deutschland große industrielle Verbundstandorte. Nichtsdestotrotz entspricht dies nicht durchgehend der Struktur der energieintensiven Industrie in Deutschland. So ist z.B. die chemische Industrie stark mittelständisch geprägt. Im Abschlussbericht des vom BMWK geförderten Projektes Chemistry4Climate heißt es dazu: „Die chemische Industrie steht dabei vor der besonderen Herausforderung, dass sie auch aus zahlreichen mittelständischen, energieintensiven Unternehmen besteht [...]“.²¹ An anderer Stelle wird dies noch weiter konkretisiert: „Mehr als 90 Prozent aller deutschen Chemieunternehmen sind dem Mittelstand zuzurechnen. Auch diese Unternehmen sind häufig energieintensiv.“²² Die chemische Industrie ist laut dem Zwischenbericht der Systementwicklungsstrategie in Zukunft der Industriezweig mit dem größten Bedarf an Wasserstoff und anderen klimaneutralen Gasen.²³ Diese Annahme ist konsistent mit einer Vielzahl weiter Studien zur Energiewende.²⁴ Infolgedessen ist davon auszugehen, dass zukünftig dezentrale Energieversorgungsinfrastrukturen wie Gasverteilnetze für Wasserstoff und Biomethan für die Versorgung dieser Unternehmen benötigt werden. Die Systementwicklungsstrategie sollte entsprechend angepasst werden.

Die hohe Bedeutung der Gasverteilnetze für die Versorgung der Industrie zeigt sich auch, wenn man die Ausspeisemengen an Gas an die Endverbraucher betrachtet (siehe Tabelle 1):

Tabelle 1: Ausspeisemengen Erdgas nach Kategorien der Letztverbraucher (Mittel 2017–2021), Differenz in Summe durch Rundung.

	Ausspeisemengen FNB in TWh/Jahr	Anteil an der Gesamtsumme in Prozent	Ausspeisemengen VNB in TWh/Jahr	Anteil an der Gesamtsumme in Prozent
≤ 300 MWh/Jahr	0,1	0,1	339,4	44,4

¹⁹ Industrie- und Handelskammer Nord Westfalen und Wissenschaftspark Gelsenkirchen GmbH (2023): Policy Paper zur Studie: Dekarbonisierung der Prozesswärme am Beispiel des Klimahafen Gelsenkirchen, S. 11, online verfügbar via: https://www.klimahafen-gelsenkirchen.de/fileadmin/user_upload/KlimahafenGelsenkirchen/Policy_Paper_zur_DBU_Studie_-_Klimahafen_Gelsenkirchen_Web.pdf, letzter Zugriff am 18.12.2023.

²⁰ Vgl. Zwischenbericht der Systementwicklungsstrategie, S. 25.

²¹ VCI (2023): Chemistry4Climate. Wie die Transformation der Chemie gelingen kann. Abschlussbericht 2023, S. 88, online verfügbar via: <https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/broschueren-und-faltblaetter/final-c4c-broschure-langfassung.pdf>, letzter Zugriff am 18.12.2023.

²² VCI (2023): Chemistry4Climate. Wie die Transformation der Chemie gelingen kann. Abschlussbericht 2023, S. 97.

²³ Vgl. Zwischenbericht der Systementwicklungsstrategie, S. 26.

²⁴ Team Consult (2023): Metastudie bestehender Szenarioanalysen zu Mengen- und Kostenerwartungen erneuerbarer und dekarbonisierter Gase im Rahmen des Gemeinschaftsprojekts „Wege zu einem resilienten und klimaneutralen Energiesystem – Transformationspfad für die neuen Gase“. Abschlussdokument, S. 17-18, online verfügbar via: <https://www.teamconsult.net/de/news.php#news-no-193>, letzter Zugriff am 18.12.2023.

> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000MWh/Jahr	0,5	0,3	128,1	16,8
> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	5,8	3,1	106,0	13,9
> 100.000 MWh/Jahr	136,0	72,9	136,0	17,8
Gaskraftwerke ≥ 10 MW Nettonennleistung	44,1	23,7	55,1	7,2
Gesamtsumme	186,5	-	764,6	-
Anteil FNB zu VNB	19,6		80,4	

Quelle: eigene Darstellung basierend auf den Monitoringberichten der Bundesnetzagentur (2018–2022).

Aus der Tabelle wird ersichtlich, dass die Gasverteilnetzbetreiber (VNB) über die regionalen Verteilnetze den Großteil der privaten Haushalte sowie eine Vielzahl der Betriebe in den Bereichen Gewerbe, Handel und Dienstleistungen, Industriekunden und Gaskraftwerke mit Gas versorgen: Laut BNetzA sind etwa ein Drittel aller deutschen Haushalte (ca. 12,7 Mio.) sowie rund 1,8 Mio. industriell-gewerbliche Kunden direkt an die Verteilnetze angeschlossen (siehe auch Tabelle 2).

Tabelle 2: Kundengruppen nach Ebene der Gasfernleitungs- und Gasverteilnetze

	Haushalte	Industrie/ gewerbliche Letztverbraucher
Fernleitungsnetze	-	500
Verteilnetze	12.750.600	1.809.900

Quelle: Bundesnetzagentur (2023): Monitoringbericht 2022, S. 359, online verfügbar via: <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/monitoringberichtenergie2022.pdf>, letzter Zugriff am 18.12.2023.

In den Anmerkungen zu Kapitel 5.2 Gas- und Wasserstoffnetze wird der aktuelle Stand der Transformation der Gasverteilnetze hin zu Wasserstoff und Biomethan im Detail auch im Hinblick auf eine industrielle Versorgung beschrieben.

Handlungsempfehlung:

- Das BMWK sollte zusätzlich zum Szenario T45-Strom die Szenarien T45-H2 und T45-PtG/PtL in die Betrachtung einbeziehen und berücksichtigen, dass der Einsatz von Wasserstoff auch in weiteren Branchen eine stärkere Rolle spielen kann, um resiliente Transformationspfade im Rahmen der Systementwicklungsstrategie zu entwickeln.
- Die Annahmen zur Struktur der energieintensiven Industrie und deren regionaler Verteilung sowie die Annahmen zur zukünftigen Rolle der Gasverteilnetze für die industrielle Versorgung mit Wasserstoff und anderen klimaneutralen Gasen (insb. Biomethan) sollten angepasst werden.

Anmerkungen zu Kapitel 3.2 Gebäude

Der Zwischenbericht der Systementwicklungsstrategie setzt mit Blick auf die Dekarbonisierung des Gebäudesektors auf drei Prämissen: Die „erhebliche Steigerung der Energieeffizienz“, einen „massive[n] Hochlauf von Wärmepumpen“ und den „Aus- und Umbau der Wärmenetze“²⁵. Dabei wird im Zwischenbericht ausschließlich auf das Szenario T45-Strom der

²⁵ Vgl. Zwischenbericht der Systementwicklungsstrategie, S. 23.

Langfristszenarien verwiesen (vgl. Abbildung 7 und 8 des Zwischenberichts). Das ausschließlich referenzierte Szenario T45-Strom sieht vor, dass Wasserstoff und Biomethan in der dezentralen Wärmeversorgung keine Rolle spielen. Die Szenarien T45-H2 und T45-PtG/PtL und deren Auswirkungen auf die Energieversorgung im Gebäudesektor werden nicht vorgestellt und nicht diskutiert. Dabei sehen diese Szenarien bis zum Jahr 2030 einen zweistelligen und bis zum Jahr 2045 einen dreistelligen Bedarf an Wasserstoff für die Versorgung der Gebäudewärme vor (siehe Tabelle 3). In beiden Szenarien ist der Wasserstoff-Hochlauf bis zum Jahr 2045 noch nicht abgeschlossen und steigt weiter an, wobei für den Zeitraum nach dem Jahr 2045 keine Verbrauchsmengen in TWh angegeben werden.

Tabelle 3: Wasserstoffbedarf des Gebäudesektors in den Jahren 2030 und 2045 gemäß Langfristszenarien

	2030	2045
T45-H2	32 TWh	107 TWh
T45-PtG/PtL	32 TWh	166 TWh

Quelle: Fraunhofer ISI et al. (2022): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Treibhausgasneutrale Szenarien T45 Webinar 17.11.2022. Energienachfrage Gebäudesektor.

In dieser Hinsicht spiegelt das Kapitel 3.2 des Zwischenberichts der Systementwicklungsstrategie nicht den eingangs im Zwischenbericht aufgestellten Ansatz wider, der ein breit angelegtes, auf Resilienz und Versorgungssicherheit fokussiertes Vorgehen vorsieht und diverse mögliche „Unbekannte“ berücksichtigt:

„Die Gewährleistung einer sicheren und bezahlbaren Energieversorgung mit einer ausreichenden Verfügbarkeit aller benötigten Energiequellen und sicheren Infrastrukturen ist von zentraler Bedeutung. Flexibilität, Diversifizierung, Resilienz und Redundanz ermöglichen effektive Reaktionen auf drohende Engpässe. [...] Der Zwischenbericht der Systementwicklungsstrategie berücksichtigt, dass im Zeitraum bis 2045 zwangsläufig diverse „Unbekannte“ bestehen. Beispielsweise wird es im Zeitverlauf technologische Entwicklungen und Innovationen geben, deren Wirkungen noch nicht konkret abzuschätzen sind.“²⁶

Ungeachtet dessen stellt das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz im Zwischenbericht der Systementwicklungsstrategie die These auf, dass „die Nutzung von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern kurz- und mittelfristig keine Alternative zum Hochlauf von Wärmepumpen und zum Ausbau der Wärmenetze“²⁷ sei. Auch nach 2030 sei „ein umfangreicher und großflächiger Einsatz [von Wasserstoff] in der dezentralen Wärmeversorgung aus heutiger Sicht äußerst unwahrscheinlich“, da die „Energiekosten bei der Nutzung von Wasserstoffheizungen deutlich höher als bei Wärmepumpen [seien] – was dazu führen [werde], dass Privathaushalte, wo immer möglich, auf Wärmepumpen wechseln werden.“²⁸

Diese Annahmen sind aus Sicht des DVGW aufgrund alternativ möglicher Entwicklungsmöglichkeiten der Transformation, wie sie z.B. in den Szenarien T45-H2 und T45-PtG/PtL aber auch in diversen anderen Studien aufgezeigt werden²⁹, nicht nachvollziehbar. Des Weiteren

²⁶ Vgl. Zwischenbericht der Systementwicklungsstrategie, S. 3.

²⁷ Vgl. Zwischenbericht der Systementwicklungsstrategie, S. 27.

²⁸ Vgl. Zwischenbericht der Systementwicklungsstrategie, S. 28.

²⁹ Vgl. dazu u.a. Thomsen, J.; Fuchs, N.; Meyer R.; Wanapinit, N.; Ulfers, J.; Bavia Bampi, B.; Lohmeier, D.; Prade, E.; Gorbach, G.; Sanina, N.; Engelmann, P.; Herkel, S.; Kost, C.; Braun, M.; Lenz, M. (2022): Bottom-Up Studie zu Pfadoptionen einer effizienten und sozialverträglichen Dekarbonisierung des Wärmesektors. Studie im

unterliegen heutige Einschätzungen zu zukünftigen Endkundenpreisen und Kosten von Wärmeversorgungslösungen aufgrund der möglichen Entwicklungen bei zahlreichen Parametern einer großen Unsicherheit, weshalb die Einschätzung des BMWK, dass Energiekosten bei der Nutzung von Wasserstoffheizungen zukünftig generell deutlich höher als bei Wärmepumpen seien, in keiner Weise mitgetragen wird. Eine Analyse von Frontier Economics im Auftrag des DVGW, in der indikative Endkundenpreise verschiedener Energieträger und Wärmeversorgungstechnologien miteinander ins Verhältnis gestellt werden, zeigt zudem z.B. auf, dass auch eine gegenteilige Entwicklung möglich ist: Gasbasierte Wärmeversorgungslösungen sind hier in Abhängigkeit der Gebäudeeffizienzklassen zum Teil günstiger als Wärmepumpen. Die Analyse und die dahinterliegenden Annahmen sind öffentlich einsehbar.³⁰ Alternative Preisentwicklungen sollten bei der weiteren Entwicklung der Systementwicklungsstrategie berücksichtigt werden.

Die Annahmen stehen zudem im scharfen Gegensatz zur technologieoffenen Ausgestaltung des Gebäudeenergiegesetzes und des Wärmeplanungsgesetzes. Die intensiv geführten Debatten um beide Gesetze haben den politischen Konsens hervorgebracht, dass die Wärmewende nur im Rahmen einer kommunalen Wärmeplanung erfolgreich umgesetzt werden kann, da die lokal sehr unterschiedlichen Bedingungen jeweils unterschiedliche Lösungen erfordern. Hierbei ist insbesondere auch die Ausweisung von „Wasserstoffnetzausbaugebieten“ in beiden Gesetzen als Lösungsoption verankert. Entsprechend ist es geboten, die Anwendung dieser Lösungsoption durch die Kommunen über einen flächendeckenden Zugang zur Wasserstofftransportinfrastruktur zu ermöglichen.

Die Annahmen spiegeln zudem nicht die Bedarfe der Kommunen wider, die an die Gasverteilnetze angeschlossen sind. Die Gasverteilnetzbetreiber haben im Prozess zur Erstellung des Gasnetzgebietstransformationsplans 2023, ihrem Planungsinstrument zur Transformation zur Klimaneutralität, angeschlossene Kommunen zum zukünftigen Einsatz von Wasserstoff und Biomethan befragt. Dabei hat sich gezeigt, dass 544 Kommunen (58 Prozent) klimaneutrale Gase wie Wasserstoff langfristig als einen Baustein der sicheren energetischen Versorgung sehen. 337 Kommunen (36 Prozent) halten dies für „möglich“ und nur 51 Kommunen (5 Prozent) sehen derzeit langfristig keinen Einsatz klimaneutraler Gase.³¹

Im Zwischenbericht zur Systementwicklungsstrategie wird in Bezug zum Biomethaneinsatz im Gebäudebereich darauf hingewiesen, dass es „bei der Nutzung von Biomasse [...] eine starke Nutzungskonkurrenz zu anderen Sektoren“ gibt. Eine Analyse von BDEW, DVGW und Zukunft Gas kommt zu dem Ergebnis, dass ein ausreichend großes Potenzial an Biomethan zur

Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats. Freiburg, Kassel: Fraunhofer ISE, Fraunhofer IEE (Hrsg.), online verfügbar via: https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2022/221222_Bottom_Up_Studie_final-1.pdf, letzter Zugriff am 18.12.2023 und Team Consult (2023): Metastudie bestehender Szenarioanalysen zu Mengen- und Kostenerwartungen erneuerbarer und dekarbonisierter Gase im Rahmen des Gemeinschaftsprojekts „Wege zu einem resilienten und klimaneutralen Energiesystem – Transformationspfad für die neuen Gase“. Abschlussdokument, S. 17-18, online verfügbar via: <https://www.teamconsult.net/de/news.php#news-no-193>, letzter Zugriff am 18.12.2023.

³⁰ DVGW (2023): Was kostet Wasserstoff in der Zukunft? Eine Einordnung zukünftiger Wasserstoffkosten für die Wärmeversorgung in Deutschland, online verfügbar via: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/dvgw-frontier-h2-preise-und-kosten-factsheet.pdf>; letzter Zugriff am 18.12.2023 und Frontier Economics (2023): Einordnung zukünftiger Wasserstoffkosten für die Wärmeversorgung in Deutschland. Anhang zu einer Kurzstudie für den DVGW. Sand 1. November 2023 (v 03), <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/dvgw-frontier-2023-h2-preisentwicklung-daten-anhang.pdf>, letzter Zugriff am 18.12.2023.

³¹ H2vorOrt (2023): Der Gasnetzgebietstransformationsplan. Ergebnisbericht, S. 11, online verfügbar via: <https://www.h2vorort.de/fileadmin/Redaktion/Bilder/Publikationen/Ergebnisbericht-2023-des-GTP.pdf>, letzter Zugriff am 18.12.2023.

Verfügung steht (siehe Tabelle 4). Das BMWK erwartet zudem aufgrund der im Zwischenbericht erwarteten Knappheit Preisanstiege bei Biomasse: „Die absehbare Knappheit der wertvollen Ressource Biomasse dürfte sich zukünftig auch zunehmend in den Preisen für Biomasse niederschlagen.³² Auch hier kommt die Analyse von BDEW, DVGW und Zukunft Gas zu einem anderen Ergebnis. Ausgehend von den aufgezeigten Biomethan-Potenzialen und einer Analyse der Gesteungskosten³³, sind Preissteigerungen theoretisch möglich (z.B. aufgrund externer Schocks), aber kein Automatismus bzw. nicht zwingend zu erwarten.

Tabelle 4: : *Potenziell verfügbare Menge klimafreundlicher Gase in Deutschland für die Jahre 2030 und 2045 – Base Case Szenario nach Frontier Economics (2022)*

Potenziell verfügbare neue Gase	2030	2045
Biomethan [TWh] (überwiegend heimische Produktion)	90 – 102	154 – 331
Grüner Wasserstoff [TWh] (überwiegend Import)	47 – 171	451 – 648
Blauer Wasserstoff [TWh]	31 – 276	0
Türkiser Wasserstoff [TWh]	39 – 50	26 – 50
Summe	207 – 599	631 – 1.029

Quelle: BDEW, DVGW und Zukunft Gas (2023): Wege zu einem resilienten und klimaneutralen Energiesystem 2045. Transformationspfad für die neuen Gase, S. 37, online verfügbar via: <https://www.dvgw.de/meldungen/dvgw/leistungen/publikationen/transformationpfad-neue-gase.pdf>, letzter Zugriff am 18.12.2023.

Im Zwischenbericht zur Systementwicklungsstrategie wird zudem auf einige Hürden verwiesen, die einem Bezug von Wasserstoff entgegenstehen:

„Darüber hinaus können bei Wasserstoff im Gegensatz zu erneuerbarem Methan nicht die vorhandenen Gasheizungen genutzt werden, da diese nur eine begrenzte Beimischung von Wasserstoff (Größenordnung von bis zu 20 Prozent) vertragen. Zudem wären die Restriktionen anderer Endabnehmer zu berücksichtigen, die vielfach nur deutlich geringere Wasserstoffbeimischungen vertragen (z.B. industrielle Verbraucher und CNG-Tankstellen). Letztlich wären also nicht nur ein kostenintensiver Um- und Neubau der Gasnetze, sondern auch ein in den entsprechenden Netzgebieten flächendeckender Einbau von wasserstofffähigen Heizungen und unter Umständen Anpassungen bei weiteren Gasverbräuchern erforderlich.“³⁴

Im Rahmen des Projektes „H2-20“ wurde anhand von Feldtests in einem realen Gasverteilnetz nachgewiesen, dass es technisch machbar ist, Wasserstoff zu einem deutlich höheren Prozentsatz als derzeit im DVGW-Regelwerk vorgesehen in ein existierendes Gasnetz einzuspeisen. Über zwei Heizperioden (2021/22 und 2022/23) wurde Wasserstoff in drei Stufen von 10, 15 und 20 Vol.-Prozent dem Erdgas beigemischt. Die Ergebnisse von H2-20 wurden zudem durch die Ergebnisse der deutlich kleineren „Wasserstoff-Insel Öhringen“ flankiert, bei der erfolgreich bis zu 30 Vol.-Prozent H₂ dem Erdgas beigemischt worden sind.³⁵ Ein flächendeckender Einbau von wasserstofffähigen Heizungen wäre im Fall eines höheren

³² Vgl. Zwischenbericht der Systementwicklungsstrategie, S. 29.

³³ Die Bandbreite der Gesteungskosten für Biomethan wurden für das Jahr 2030 mit 75 Euro / MWh und für das Jahr 2045 mit 47 bis 93 Euro im Rahmen des Transformationspfad-Projektes von BDEW, DVGW und Zukunft Gas ermittelt. BDEW, DVGW und Zukunft Gas (2023): Wege zu einem resilienten und klimaneutralen Energiesystem 2045. Transformationspfad für die neuen Gase, S. 40, online verfügbar via: <https://www.dvgw.de/meldungen/dvgw/leistungen/publikationen/transformationpfad-neue-gase.pdf>, letzter Zugriff am 18.12.2023.

³⁴ Vgl. Zwischenbericht der Systementwicklungsstrategie, S. 29.

³⁵ DVGW (2023): Wasserstoff in der Gasinfrastruktur: DVGW/Avacon-Pilotvorhaben mit bis zu 20 Vol.-% Wasserstoff-Einspeisung in Erdgas – H2-20. Abschlussbericht, S. i – ii, online verfügbar via: <https://www.dvgw.de/meldungen/dvgw/meindvgw/fachinfos/forschung/g201902-h2-20-abschlussbericht.pdf>, letzter Zugriff am 18.12.2023.

Wasserstoffeinsatzes (z.B. Umstellung auf reinen Wasserstoff bzw. 100 Prozent) erforderlich. Erfahrungen aus der Umstellung der L-Gas-Gebiete auf H-Gas können hier herangezogen werden. Bei einem Umstieg auf eine klimaneutrale Wärmeversorgung (z.B. Wärmepumpe) wäre jedoch so oder so ein flächendeckender Heizungsaustausch erforderlich. Die bereits genannte Analyse von Frontier Economics zeigt jedoch, dass insb. bei Gebäuden mit einer niedrigeren Effizienzklasse Kostenvorteile für Endkunden bei Einsatz einer wasserstoffbasierten Wärmeversorgungstechnologie vorliegen können.³⁶

Im Fall einer Beimischung von Wasserstoff zu Erdgas ist ein Schutz sensibler Nutzer (industrielle Verbraucher, CNG-Tankstellen) über den Einsatz von Membranen möglich, die beide Gase voneinander separieren. Die Eignung verschiedener Membranen³⁷ wird im Rahmen des Projektes „H2-Membran“ bei einem Anteil an Wasserstoff 10 – 30 Vol.-Prozent im Gemisch untersucht. Im Rahmen des derzeit laufenden Projektes wurde bereits nachgewiesen, dass eine Polymermembran Wasserstoff zuverlässig von Erdgas abtrennt. Eine Konzentration von 2 Vol.-Prozent H₂ in Erdgas ist mittels einer Polymermembran ausgehend von 10 Vol.-Prozent Wasserstoff im Gasgemisch erreichbar. Eine technische Lösung ist somit verfügbar, die die Beimischung von Wasserstoff zu Erdgas auch bei Anschluss sensibler Endverbraucher ermöglicht. Die Untersuchungen an den anderen Membran-Typen wird fortgesetzt.³⁸

Zudem wird auf einen „kostenintensive[n] Um- und Neubau der Gasnetze“ verwiesen. Für die zukünftige Wasserstoffinfrastruktur bietet die bestehende Gasnetzinfrastruktur den geeigneten Ausgangspunkt, da deren Rohrleitungsmaterialien in weiten Teilen für den Transport von Wasserstoff geeignet sind.³⁹ Komponenten wie Mess- und Regelanlagen sowie Verdichter, die noch keine hundertprozentige Wasserstoffverträglichkeit aufweisen, können durch wasserstoffverträgliche Komponenten ersetzt werden, um Wasserstoff in Reinform zu transportieren.⁴⁰ Die Anpassung der bestehenden Infrastruktur für eine 100-prozentige Wasserstoffversorgung sowie die Kosten, die im Fall einer Beimischung entstehen, liegen weit unterhalb der Kosten für einen Neubau von Wasserstoffleitungen (siehe Tabelle 5). Zudem führt dies im Vergleich zu anderen Umbaumaßnahmen von Energieversorgungsinfrastrukturen zu geringen Eingriffen in die Umwelt und CO₂-Emissionen.

Tabelle 5: Vergleich der Kostenaufwendungen für Umrüstung bestehender Gasnetzinfrastrukturen und Anwendungen auf Wasserstoff im Vergleich zu den Kosten bei einem Neubau von Wasserstoffnetzinfrastrukturen

Anteil von Wasserstoff	Anteil an Investitionskosten (CAPEX)
Beimischung von bis zu 10 Vol.-Prozent Wasserstoff zu Erdgas	1 Prozent des CAPEX im Vergleich zu neuer H ₂ -Leitungsinfrastruktur (einschließlich der Anpassungskosten in Haushalten und Gewerbe)

³⁶ DVGW (2023): Was kostet Wasserstoff in der Zukunft? Eine Einordnung zukünftiger Wasserstoffkosten für die Wärmeversorgung in Deutschland, online verfügbar via: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/dvgw-frontier-h2-preise-und-kosten-factsheet.pdf>, letzter Zugriff am 18.12.2023.

³⁷ Polymermembranen, anorganische Membranen, Palladiummembranen sowie Hybride.

³⁸ DVGW (2023): H₂-Membran – Testung verschiedener Membranmaterialien zur Separierung von Wasserstoff aus Erdgas/Wasserstoffgemischen.

³⁹ DVGW (2023). Stichprobenhafte Überprüfung von Stahlwerkstoffen für Gasleitungen und Anlagen zur Bewertung auf Wasserstofftauglichkeit (SyWeSt H₂), online verfügbar via: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g202006-sywesth2-staehle.pdf>, letzter Zugriff am 18.12.2023; UBA (2023). Abschlussbericht – Transformation der Gasinfrastruktur zum Klimaschutz, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2023-03-31_cc_09-2023_transformation-gasinfrastruktur-klimaschutz.pdf, letzter Zugriff am 18.12.2023.

⁴⁰ Nationaler Wasserstoffrat (2021): Grundlagen- und Informationspapier Wasserstofftransport, https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2021-07-02_NWR-Grundlagenpapier_Wasserstofftransport.pdf, letzter Zugriff am 18.12.2023.

Beimischung von bis zu 30 Vol.-Prozent Wasserstoff zu Erdgas	10 Prozent des CAPEX im Vergleich zu neuer H2-Leitungsinfrastruktur (einschließlich der Anpassungskosten in Haushalten und Gewerbe)
Versorgung mit 100 Prozent Wasserstoff	20 Prozent des CAPEX im Vergleich zu neuer H2-Leitungsinfrastruktur

Quelle: Marcogaz (2023): Cost estimation of hydrogen admission into existing natural gas infrastructure and end use, online verfügbar via: <https://www.marcogaz.org/wp-content/uploads/2023/11/20231103-Report-Marcogaz-Cost-Hydrogen-Def.pdf>, letzter Zugriff am 18.12.2023.

Die Investitionskosten aufgrund von alterungs- und verschleißbedingten Erneuerungs- bzw. Instandsetzungsmaßnahmen aller Gasnetzinfrastrukturen und -anwendungen (Gasgeräte in Haushalten und Gasmobilität) betragen für den Zeitraum 2021 – 2045 194 Mrd. Euro. Die zusätzlichen Investitionskosten für die Umstellung der gesamten Gasnetzinfrastruktur und -anwendungen betragen im gleichen Zeitraum 52 Mrd. Euro, wenn 80 Prozent der Netze im Jahr 2045 mit 100 Prozent Wasserstoff betrieben werden und in den verbleibenden 20 Prozent der Netze anteilig Wasserstoff und Biomethan transportiert werden. Erfolgt eine Umstellung aller Gasnetzinfrastrukturen und Anwendungen bis 2045 auf eine 100-prozentige Wasserstoffversorgung, betragen die zusätzlichen Investitionskosten im gleichen Zeitraum 59 Mrd. Euro (siehe Tabelle 6).

Tabelle 6: Mehrinvestitionen bei Umstellung von Gasinfrastrukturen und -anwendungen auf 80 % Wasserstoff- und 20 % Biomethanversorgung sowie 100 % Wasserstoffversorgung im Jahr 2045 in Mrd. Euro

	100 Vol.-% H ₂ in 80 % der Gasnetze im Jahr 2045; Beimischung von bis zu 20 Vol.-% in den verbleibenden 20 % der Gasnetze	100 Vol.-% H ₂ in allen Gasnetzen im Jahr 2045 mit Beimischung von Wasserstoff zu Erdgas vor dem Jahr 2045 von bis zu 20 Vol.-%
Kosten für Anpassung FNB / UGS Gasinfrastruktur	14	14
Kosten für Anpassung FNB Gasanwendungen	1	1
Kosten für Anpassung VNB Gasinfrastruktur	15	17
Kosten für Anpassung VNB Gasanwendungen	19	23
Kosten für Anpassung VNB Gasmobilität	3	4
Gesamt	52	59

Quelle: DVGW (2022): Roadmap Gas 2050: Transformationspfade der deutschen Gasinfrastruktur inkl. Gasanwender, S. 57ff.

Handlungsempfehlung:

- Die Systementwicklungsstrategie sollte anstelle eines Szenarios (T45-Strom) alle drei Szenarien der Langfristszenarien (T45-Strom, T45-H2 und T45-PtG/PtL) hinreichend diskutieren und darüber hinaus auch weitere technische, wirtschaftliche und rechtliche Entwicklungen berücksichtigen. Der Zwischenbericht der Systementwicklungsstrategie trägt in der jetzigen Fassung der Entwicklung robuster Transformationspfade unzureichend Rechnung.

Anmerkungen zu Kapitel 4 Energieangebot

Das BMWK geht im Zwischenbericht zur Systementwicklungsstrategie davon aus, dass in den „Nachfragesektoren Industrie, Gebäude und Verkehr [...] zunehmend Strom und strombasierte Energieträger wie Wasserstoff und synthetische Kohlenwasserstoffe genutzt (Sektor-kopplung)⁴¹ werden. Der Einsatz von Wasserstoff ist in bestimmten Anwendungsbereichen unerlässlich, um Unternehmen eine Option zur Reduktion von Treibhausgasemissionen zu eröffnen. Zudem trägt die Speicherfähigkeit erneuerbarer und dekarbonisierter Gase im engen Zusammenwirken mit der erneuerbaren Stromerzeugung wesentlich zum Aufbau eines resilienten Energiesystems bei.

Im Zwischenbericht zur Systementwicklungsstrategie wird eine Wasserstoffnachfrage von 360 bis 500 TWh als „plausibel“ angenommen. Dabei werden als Endverbraucher die Industrie (stoffliche Nutzung in der chemischen Industrie und in der Stahlindustrie sowie energetische Nutzung in Hochtemperaturprozessen), im Umwandlungssektor (Stromerzeugung) und im Verkehr (Brennstoffzellen-Lkw im Schwerlastverkehr) angenommen. Die genannten Endverbraucher bilden nicht die vollständige Bandbreite möglicher Wasserstoffnutzer ab. Im Bereich der industriellen Endverbraucher kann es weitere Branchen geben, die zukünftig Wasserstoff stofflich und/oder energetisch einsetzen.⁴² Gleiches gilt für den Verkehrssektor (z.B. ÖPNV) und insbesondere aber im Bereich der Wärmeversorgung für die auf Wasserstoff basierende Fernwärmeversorgung sowie die Versorgung von Haushalten mit Wasserstoff.⁴³ Der Wasserstoffbedarf im Jahr 2045 könnte daher höher ausfallen als im Zwischenbericht zur Systementwicklungsstrategie ausgewiesen. Zudem wird Biomasse bzw. Biomethan, dass in der Industrie für Industrieprozesse benötigt wird (zukünftig insb. stoffliche Nutzung) und in der Wärmeversorgung zukünftig zum Einsatz kommen kann (z.B. in Kraftwerken und KWK-Anlagen, in Haushalten), nicht berücksichtigt – konkrete Bandbreiten für diesen Energieträger fehlen.

Eine Metastudie zu Mengenbedarfen und -potenzialen erneuerbarer und dekarbonisierter Gase, die im Zuge des Projekts „Transformationspfad Gas“ im Auftrag von BDEW, DVGW und Zukunft Gas durch Team Consult erstellt wurde, zeigt die Möglichkeit höherer Gasbedarfe auf. Diese Metastudie analysiert die erwartete Nachfrage von Wasserstoff und Biomethan in den Klimaneutralitätsstudien der dena, der Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende sowie der Ariadne-Studie und kommt zu dem Ergebnis, dass im Jahr 2045 die Nachfrage nach Wasserstoff und Biomethan zwischen 304-652 TWh / Jahr liegen kann.⁴⁴

Anmerkungen zu Kapitel 4.3 Wasserstoff und Wasserstoffderivate

Im Abschnitt 4.3 des Zwischenberichts der Systementwicklungsstrategie wird darauf hingewiesen, dass der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft schnellstmöglich erfolgen sollte. Dabei wird auf den Bedarf in den verschiedenen Sektoren zur Reduktion von Treibhausgasemissionen verwiesen.⁴⁵ Eine Vielzahl an Studien weist auf den stark steigenden Bedarf an Wasserstoff bis zum Jahr 2030 und darüber hinaus hin. Der DVGW sieht daher ebenfalls die Notwendigkeit einer schnellen Marktentwicklung. Der DVGW begrüßt, dass im Zwischenbericht der

⁴¹ Vgl. Zwischenbericht der Systementwicklungsstrategie, S. 35.

⁴² Team Consult (2023): Metastudie bestehender Szenarioanalysen zu Mengen- und Kostenerwartungen erneuerbarer und dekarbonisierter Gase im Rahmen des Gemeinschaftsprojekts „Wege zu einem resilienten und klimaneutralen Energiesystem – Transformationspfad für die neuen Gase“. Abschlussdokument, S. 13f., online verfügbar via: <https://www.teamconsult.net/de/news.php#news-no-193>, letzter Zugriff am 18.12.2023.

⁴³ Ebd., S. 15ff.

⁴⁴ Ebd. S 49.

⁴⁵ Vgl. Zwischenbericht der Systementwicklungsstrategie, S. 39f.

Systementwicklungsstrategie der weitere Ausbaupfad für die heimische Elektrolyseleistung von 79 – 100 GW im Jahr 2045 skizziert wird.⁴⁶ In Ergänzung dazu sollte berücksichtigt werden, dass auch andere Formen der Wasserstofferzeugung eine Rolle spielen können. So besteht die Möglichkeit, aus Biogas mittels thermischer Umwandlung und Pyrolyse gleichzeitig Wasserstoff und technische CO₂-Senken zu erzeugen.⁴⁷

Im Abschnitt 4.3 wird noch einmal auf die Bedeutung der Gasnetzinfrastrukturen als verbindendes Element zwischen Wasserstofferzeugern und -verbrauchern hingewiesen:

„Die zukünftige Wasserstoffinfrastruktur verbindet die Erzeugungsregionen mit den Verbrauchszentren und Wasserstoffspeichern. Es ist ein zügiger Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur erforderlich, um auch die Verbraucher fernab der Erzeugungsregionen bereits mittelfristig sicher und zuverlässig mit Wasserstoff zu versorgen, beispielsweise Wasserstoffkraftwerke, die vor allem im Winterhalbjahr laufen, und industrielle Wasserstoffverbraucher im Süden Deutschlands. Insbesondere bis die Wasserstofftransportinfrastruktur verfügbar ist, sollte im Sinne eines zügigen Hochlaufs der Wasserstoffwirtschaft auch im restlichen Bundesgebiet ein begrenzter Aufbau von Elektrolysekapazitäten erfolgen.“⁴⁸

In diesem Zusammenhang sei noch einmal darauf hingewiesen, dass eine frühzeitige Transformation der Gasverteilnetze eine zeitnahe Anbindung von dezentralen Wasserstofferzeugern (Elektrolyseurstandorten) und Verbrauchern (Industrie, Kraftwerke, Fernwärme, Haushalte) ermöglicht.⁴⁹

Um den Bedarf an Wasserstoff in den verschiedenen Sektoren zu decken, sind, wie in Zwischenbericht zur Systementwicklungsstrategie genannt, zusätzlich zur heimischen Wasserstofferzeugung Importe notwendig.⁵⁰ Wasserstoff lässt sich in Reinform sowie in gebundener Form mittels Trägersubstanzen (nachfolgend als „Derivate“ bezeichnet) transportieren. Für den Transport von Wasserstoff und Derivaten stehen verschiedene Transportmittel zu Verfügung. Für den Import von reinem Wasserstoff ist der leitungsgebundene Transport, idealerweise in umgerüsteten Pipelines⁵¹, lokal sowie über weite Distanzen am effizientesten.⁵² Der Transport mittels Schiff kann, je nach Größe und Zustand (Neubau / Umrüstung) der Pipeline,

⁴⁶ Vgl. Zwischenbericht der Systementwicklungsstrategie, S. 40.

⁴⁷ DVGW (2023): Wasserstoff verkleinert den CO₂-Fußabdruck – auf vielen Wegen, online verfügbar via: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/h2-verkleinert-co2-fussabdruck-dvgw.pdf>, letzter Zugriff am 18.12.2023.

⁴⁸ Vgl. Zwischenbericht der Systementwicklungsstrategie, S. 41.

⁴⁹ H2vorOrt (2023): Wegbereiter der kommunalen Energiewende: Wie Wasserstoff das Klima schützt und die Kommunen stärkt, online verfügbar via: <https://www.h2vorort.de/fileadmin/Redaktion/PDF/h2vorort-wegbereiter-der-kommunalen-energiewende.pdf> letzter Zugriff am 18.12.2023; H2vorOrt (2023): Der Gasnetzgebietstransformationsplan. Ergebnisbericht, online verfügbar via: <https://www.h2vorort.de/fileadmin/Redaktion/Bilder/Publikationen/Ergebnisbericht-2023-des-GTP.pdf>, letzter Zugriff am 18.12.2023.

⁵⁰ Vgl. Zwischenbericht der Systementwicklungsstrategie, S. 41.

⁵¹ Bei der Umstellung bestehender Pipelines von Methan auf Wasserstoff entstehen geringere Kosten als beim Neubau einer Wasserstoffpipeline.

⁵² Staiß, F. et al. (2022): Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030: Transportwege – Länderbewertungen – Realisierungserfordernisse, Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft., S. 110. Bei geringen Mengen kann auch ein Transport per Trailer infrage kommen, siehe SCI4climate.NRW (2021): Wasserstoffimporte, Bewertung der Realisierbarkeit von Wasserstoffimporten gemäß den Zielvorgaben der Nationalen Wasserstoffstrategie bis zum Jahr 2030. Online verfügbar via: https://www.iwkoeln.de/fileadmin/user_upload/Studien/Gutachten/PDF/2021/Bereitstellung_von_Wasserstoff_bis_2030.pdf; letzter Zugriff am 14.12.2023., S. 47.

bei Distanzen von über mehreren Tausend Kilometern vorteilhafter oder aufgrund geographischer Gegebenheiten (Import aus Übersee) notwendig sein.⁵³

- Technischer Entwicklungsstand beim leitungsgebundenen Transport: Der Transport von Wasserstoff über Pipelines ist eine ausgereifte Technologie. In Deutschland werden bereits seit Jahrzehnten drei lokale Wasserstoffleitungsnetze betrieben.⁵⁴ Für den weiteren Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland bietet die bestehende Gasnetzinfrastruktur einen idealen Ausgangspunkt, da deren Leitungsmaterialien in weiten Teilen für den Transport von Wasserstoff geeignet sind.⁵⁵ Komponenten wie Mess- und Regelanlagen sowie Verdichter, die noch keine hundertprozentige Wasserstoffverträglichkeit aufweisen, können mit wasserstoffverträglichen Komponenten ersetzt werden, um Wasserstoff in Reinform zu transportieren. Etablierte Lösungen dafür sind vorhanden.⁵⁶ Zudem besteht die Möglichkeit, Wasserstoff zu Erdgas beizumischen (sogenanntes „blending“). Auf diese Weise können bereits geringe Mengen an Wasserstoff eingesetzt werden, was einen Wasserstoffhandel und den Aufbau von Lieferketten unterstützt.⁵⁷
- Technischer Entwicklungsstand beim Transport per Schiff: Die DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut (DVGW-EBI) hat zu verschiedenen Importmöglichkeiten von Wasserstoff per Schiff eine technische Bewertung durchgeführt und diese mit Pipelinetransporten verglichen.⁵⁸ Bei der Bewertung wurden vier Transportoptionen per Schiff betrachtet: flüssiger Wasserstoff (LH₂), Ammoniak (NH₃), verflüssigtes Methan (green LNG) sowie der Transport mittels flüssigen organischen Wasserstoffträgern (LOHC). Die Betrachtung zeigt, dass der energetische Ausnutzungsgrad beim Transport von Wasserstoff per Pipeline bis zu einer Entfernung von 9.000 Kilometern am höchsten ist.⁵⁹ Werden ausschließlich die Transportoptionen per Schiff miteinander verglichen, zeichnet sich LH₂ langfristig als die Transportoption mit dem höchsten energetischen Ausnutzungsgrad ab (Abbildung 1). Der Ausnutzungsgrad der LH₂-Prozesskette liegt derzeit bei 45 Prozent. Ausgehend vom heutigen Kenntnisstand könnte der Ausnutzungsgrad auf 75 Prozent angehoben werden. Energieeinsparpotenziale bestehen insbesondere bei der Verflüssigung des Wasserstoffs und beim eigentlichen Schiffstransport.⁶⁰

⁵³ IEA (2021) Global Hydrogen Review 2021, S. 144, online verfügbar via: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abda-e9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>. Letzter Zugriff am 18.12.2012.

⁵⁴ Handelsblatt Research Institute (2022): Development of the market for climate friendly hydrogen, Report created in October 2022 for HH2E. S. 21, online verfügbar via: https://hh2e.de/wordpress/wp-content/uploads/2022/11/HR1-Wasserstoff-report_en.pdf, letzter Zugriff am 18.12.2023.

⁵⁵ H2vorOrt (2023): Der Gasnetzgebietstransformationsplan. Ergebnisbericht, online verfügbar via: <https://www.h2vorort.de/fileadmin/Redaktion/Bilder/Publikationen/Ergebnisbericht-2023-des-GTP.pdf>, letzter Zugriff am 18.12.2023.

⁵⁶ Nationaler Wasserstoffrat (2021), S. 1, Nationaler Wasserstoffrat (2021): Grundlagen- und Informationspapier Wasserstofftransport, S.1, online verfügbar via: https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2021-07-02_NWR-Grundlagenpapier_Wasserstofftransport.pdf, letzter Zugriff am 18.12.2023.

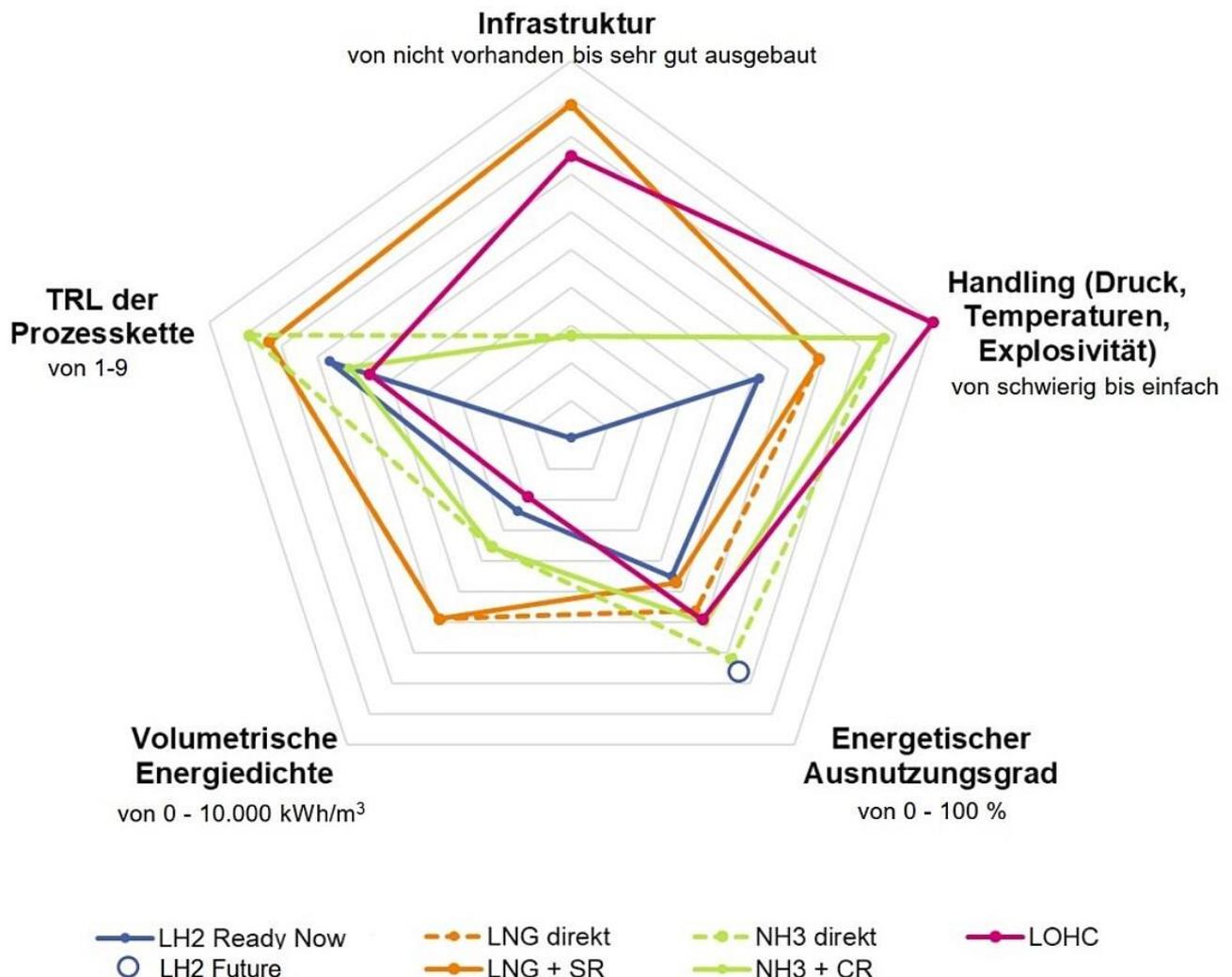
⁵⁷ (2021) Global Hydrogen Review 2021, S. 144, online verfügbar via: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abda-e9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>. Letzter Zugriff am 18.12.2012.

⁵⁸ Staudt, Christiane; Hofsäß, Clemens; von Lewinski, Benedikt; Mörs, Friedemann (2023): Kurzstudie zu Transportoptionen von Wasserstoff. Online verfügbar via: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g202224-h2-import-abschlussfolien-akt20230626.pdf>. Letzter Zugriff am 14.12.2023.

⁵⁹ Ebd., S. 74.

⁶⁰ Ebd., S. 18ff.

Abbildung 1: Vergleich der Prozessketten verschiedener Importoptionen per Schiff



Quelle: Staudt et al. (2023): Kurzstudie zu Transportoptionen von Wasserstoff.

Handlungsempfehlung:

- Um den künftigen Importbedarf zu decken werden unterschiedliche Transportoptionen zur Anwendung kommen müssen. Der Import von gasförmigem Wasserstoff (GH₂) per Pipeline aus anderen EU-Mitgliedstaaten und soweit möglich Drittstaaten, ist aufgrund der hohen technischen Reife, des hohen energetischen Ausnutzungsgrades sowie der im Vergleich zum Schiff geringeren Transportkosten eine Option, die so weit wie möglich erschlossen werden sollte. Der Import per Schiff bleibt nichtsdestotrotz ebenfalls eine wichtige Importoption. Der Import per Schiff wird in Zukunft aufgrund technischer, wirtschaftlicher und politischer Gründe über einen Mix der Derivate erfolgen. Für den Import großer Mengen von Wasserstoff und Wasserstoff-Derivaten nach Deutschland kommen daher grundsätzlich der Import per Schiff und per Pipeline infrage. Eine Importstrategie sollte diese beiden Optionen langfristig berücksichtigen.

Anmerkungen zu Kapitel 5.2 Gas- und Wasserstoffnetze

Damit die großen benötigten Wasserstoffmengen zu den Endverbrauchern in Industrie und Mittelstand sowie zu Kraftwerken, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und auch Haushalten

gelangen können, ist es zwingend notwendig, die heutige Gasnetzinfrastruktur bedarfsgerecht zu einer Wasserstoffinfrastruktur weiterzuentwickeln. Das deutsche Gasverteilnetz ist mit einer Gesamtlänge von rund 529.000 Kilometern flächendeckend ausgebaut und eng vermascht, das Fernleitungsnetz versorgt rund 500 Großkunden. Alle anderen Gaskunden, d.h. gut 1,8 Millionen Betriebe sowie die Heizungen der Hälfte aller deutschen Haushalte, werden über das Verteilnetz beliefert. Die Gasverteilnetze sind zum großen Teil in kommunaler Hand und finanzieren in vielen Fällen auch relevante Teile des kommunalen Haushalts. Da viele der heute über das Gasverteilnetz versorgten Endkunden in Zukunft Wasserstoff zur Erreichung der Klimaziele benötigen, muss das Gasverteilnetz von heute zum Wasserstoffverteilnetz von morgen weiterentwickelt werden.

Dies hat auch die Bundesregierung erkannt und mit dem novellierten Gebäudeenergiegesetz erstmalig einen „Fahrplan“ für die Transformation von Gasverteilnetzen für den Betrieb mit 100 Prozent Wasserstoff vorgesehen. Mit der kommunalen Wärmeplanung wurde parallel dazu im Wärmeplanungsgesetz ein Instrument geschaffen, um vor Ort die Wasserstoffbedarfe der lokalen Industrie-, Gewerbe- und Haushaltskunden zu ermitteln und eine bedarfsgerechte Weiterentwicklung der Gasverteilinfrastruktur durch die Ausweisung von Wasserstoffnetzausbaugebieten zu ermöglichen.

Die Verteilnetzbetreiber im DVGW haben in Zusammenarbeit mit dem VKU daher bereits die Arbeit an einem standardisierten Gasnetzgebietstransformationsplan aufgenommen, der das zentrale Planungsinstrument für die Transformation der Gasverteilnetze zur Klimaneutralität darstellt. Die hierbei bisher erfassten Gasverteilnetze haben eine Gesamtlänge von über 415.000 Kilometern und werden von 241 Versorgungsunternehmen betrieben. Der Planungsprozess ist ergebnisoffen, umfasst die Umnutzung, die Stilllegung und den partiellen Neubau von Leitungen und berücksichtigt alle grünen Gase. Die Ergebnisse zeigen:

- Bis 2030 wird in großen Teilen Deutschlands mit der Einspeisung von Wasserstoff in die Verteilnetze begonnen und bereits 2035 werden in den meisten Landkreisen Teilnetze auf 100 Prozent Wasserstoff umgestellt.
- Die vollständige Umstellung der Wasserstoffgebiete wird bis 2045 abgeschlossen sein, wobei Wasserstoff in ganz Deutschland zum Einsatz kommen wird.
- 75 Prozent von rund 2.000 befragten Industrieunternehmen rechnen mit einem zukünftigen Einsatz von Wasserstoff in ihrem Unternehmen.
- Über 90 Prozent der rund 1.000 befragten Kommunen setzen auf grüne Gase. Nur fünf Prozent sehen derzeit keinen zukünftigen Einsatz grüner Gase.⁶¹

Diese „Bottom-up“ ermittelten Daten von 241 Netzbetreibern stehen in einem starken Kontrast zum T45-Strom-Szenario der Langfristszenarien und weisen auf einen Transformationspfad hin, der sich stärker an die anderen zwei Szenarien T45-H2 und T45-PtG/PtL anlehnt. Auch vor diesem Hintergrund ist es unverständlich, dass sich das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz im Zwischenbericht der Systementwicklungsstrategie auch in Punkto Netzinfrastruktur ausschließlich am Langfristszenario T45-Strom orientiert. Basierend auf den dort getroffenen Annahmen überrascht es nicht, dass der Zwischenbericht trotz der mehr als 1,8 Mio. über das Gasverteilnetz versorgten Industriekunden und der neuen Rechtslage im Wärmesektor davon ausgeht, dass eine „Umwidmung von Gasverteilnetzen bzw. Gasleitungen

⁶¹ H2vorOrt (2023): Der Gasnetzgebietstransformationsplan. Ergebnisbericht, online verfügbar via: <https://www.h2vorort.de/fileadmin/Redaktion/Bilder/Publikationen/Ergebnisbericht-2023-des-GTP.pdf>, letzter Zugriff am 18.12.2023.

auf Wasserstoff [nur] in Einzelfällen sinnvoll sein“ könne. Vor dem Hintergrund der in diesem Abschnitt und insbesondere auch in den Abschnitten zu Kapitel 3.1 und Kapitel 3.2. vorgestellten Sachverhalte, sieht der DVGW den im Zwischenbericht gezeichneten Transformationspfad eines stark sinkenden Bedarfs der Gasverteilnetze daher nicht als realistischen und auch nicht als resilienten Transformationspfad an.

Im Gegenteil: Über das Gasverteilnetz kann sich über das Zusammenspiel mit dem Stromnetz ein resilientes und versorgungssicheres Energiesystem entwickeln, wenn wir die Weichen heute richtig stellen. So hat der DVGW schon 2022 in seinem Forschungsprojekt „Nachhaltiger Wärmesektor“ nachgewiesen, dass strombasierte Lösungen mit klimafreundlichen Gasen und Gastechnologien sinnvoll kombiniert werden sollten. Bei einem abgestimmten Betrieb von dezentralen Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und Wärmepumpen könnte für in Deutschland typische Quartiere mit heterogener Gebäudestruktur von Ein- und Mehrfamilienhäusern über Altbau bis hin zu Neubau der externe Strombedarf im Gesamtsystem signifikant sinken. Eine nachhaltige Stromversorgung ist dadurch gewährleistet. Die Versorgung der dezentralen Kraftwerke mit klimaneutralen Energieträgern erfolgt über das dazu wie oben beschrieben zu transformierende Gasverteilnetz.

Dieser gewichtige Faktor des Energiesystems darf zudem nicht unterschätzt werden, wenn es um die Sicherheit des Netzbetriebs geht. Im Störfall sind KWK-Anlagen nämlich durch ihre instantane Startfähigkeit in der Lage, neben dem Abwurf großer Verbraucher für einen stabilen Betrieb des Stromnetzes zu sorgen. Die vom BMWK dafür favorisierten Stromrichter werden dieser Anwendung nicht in ausreichendem Maße gerecht, weswegen dezentrale KWK-Anlagen zwingend in hohem Maße Teil der Systementwicklungsstrategie sein müssen. So haben Untersuchungen der RWTH Aachen hinsichtlich des dezentralen Einsatzes von KWK-Anlagen ergeben, dass deren Einsatz die Stromverteilnetze bei einer zunehmenden Elektrifizierung der Endanwendungen (Wärmepumpe, Elektromobilität) maßgeblich stabilisieren kann.⁶² Somit kommt der KWK neben der reinen Bereitstellung von Strom und Wärme zukünftig eine weitere Versorgungsaufgabe (Resilienz der Energieversorgung) zu. Neben der RWTH Aachen kam auch das Fraunhofer IFAM gemeinsam mit dem DLR bereits 2018 zu einem ähnlichen Ergebnis. In einer durch den Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung in Auftrag gegebenen Studie⁶³ wurden erstmals die elektrischen Lasten quantifiziert, die in winterlichen, EE-schwachen Zeiten auftreten und die über speicherbare, erneuerbare Energieträger in dezentraler, die Abwärme nutzender KWK bereitgestellt werden müssen. Das dort skizzierte Bild des Energiesystems hat sich in mehr als fünf Jahren nicht wesentlich verändert und ist gerade mit Blick auf die am 06. Dezember 2023 veröffentlichte Roadmap Systemstabilität aktueller, als sie es zu ihrem Erscheinungsdatum war.

Die bestehende Gasinfrastruktur kann mit überschaubaren Investitionen zur Nutzung von 100 Prozent Wasserstoff ertüchtigt werden. KWK-Anlagen können aufgrund der flexiblen Betriebsweise systemdienlich zur Senkung von Lastspitzen im Stromnetz eingesetzt werden, wodurch die Ausbaurkosten des Stromnetzes auf sämtlichen Spannungsebenen erheblich reduziert werden können.

Handlungsempfehlung:

⁶² RWTH Aachen (2022) Eine nachhaltige Wärmewende mit dezentraler KWK und klimafreundlichen Gasen.

⁶³ Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung IFAM und DLR-Institut für Technische Thermodynamik (2018): Kurzstudie zur Rolle der KWK in der Energiewende.

- Die Aussage, dass eine Umwidmung von Gasverteilnetzen bzw. Gasleitungen auf Wasserstoff nur in Einzelfällen sinnvoll sei, ist vor dem Hintergrund der in der Stellungnahme aufgezeigten Sachverhalte nicht haltbar (siehe insb. Anmerkungen zu Kapitel 3.1 und 3.2). Der im Zwischenbericht zur Systementwicklungsstrategie aufgezeigte Transformationspfad für die Gasverteilnetze sollte von dem Hintergrund dieser Sachverhalte und der Ergebnisse der Aktivitäten der Gasverteilnetzbetreiber angepasst werden.
- Die stabilisierende Rolle der KWK für das Energiesystem sollte in der Systementwicklungsstrategie zudem stärker Eingang finden.