VERBAND KOMMUNALER UNTERNEHMEN e.V.

Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.

DVGW

www.h2vorort.de

H2 VOR ORT



Der Gasnetzgebietstransformationsplan

Ergebnisbericht 2022

Herausgeber
DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e. V.
Technisch-wissenschaftlicher Verein
Josef-Wirmer-Straße 1–3
53123 Bonn

Telefon: +49 228 9188-5
Fax: +49 228 9188-990
E-Mail: info@dvgw.de
Internet: www.dvgw.de

@ DVGW Bonn

Dieses Dokument wurde durch die Initiative H2vorOrt im DVGW in Zusammenarbeit mit dem VKU erarbeitet. Die Kernarbeit erfolgte in der „Arbeitsgruppe Gasnetzgebietstransformationsplan“.

Leitung Arbeitsgruppe Gasnetzgebietstransformationsplan
Florian Feller, erdgas schwaben gmbh
Dr. Volker Bartsch, DVGW e.V.
Philipp Ginsberg, DVGW e.V.

Vorsitzende H2vorOrt
Florian Feller, erdgas schwaben gmbh
Dr. Jürgen Grönner, Westnetz GmbH (Stellvertreter)

Projektleiter DVGW
Dr. Volker Bartsch

Gestaltung
mehrwert intermediale kommunikation GmbH, Köln
www.mehrwert.de

Bildnachweise
Hintergund Titel, Seite 3: © Adobe Stock/korkeng

Stand
September 2022

1 Management-Summary
Seite 4

2 Einleitung
Seite 6

3 Analyse der Kundensituation für die zukünftige Versorgung
Seite 9

4 Einspeisung dezentral erzeugter, klimaneutraler Gase in das Verteilnetz
Seite 13

5 Die Planung der Versorgung mit Wasserstoff
Seite 16

6 Herstellung der H_2-Readiness: technische Ertüchtigung der Netzkomponenten
Seite 20

7 Schlussfolge-rung, Handlungs-empfehlungen und Ausblick
Seite 24

8 Anhang
Seite 27

1 Management-Summary

Der Gasnetzgebietstransformationsplan (GTP) ist ein im März 2022 gestarteter, mehrjähriger Planungsprozess zur Transformation der Gasverteilnetze zur Klimaneutralität. Mit 180 teilnehmenden Netzbetreibern im ersten Planungsdurchgang wird bereits die Mehrheit der Netzanschlüsse in Deutschland abgedeckt. Die überwiegende Mehrzahl aller Landkreise in Deutschland hat Gemeinden, deren Gasnetze von einem der teilnehmenden Unternehmen betrieben werden.

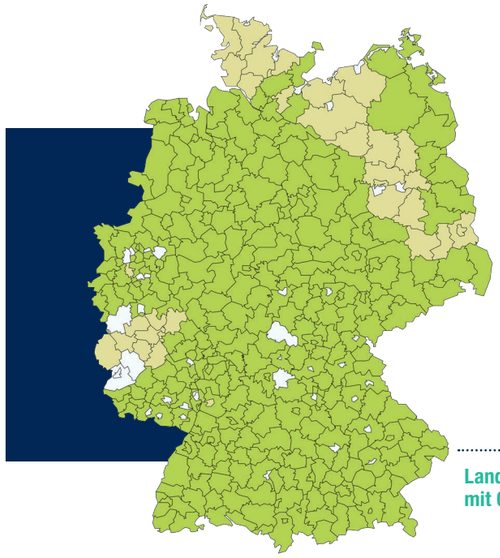
Die Verteilnetzbetreiber haben in einem strukturierten Prozess ihre Netzgebiete hinsichtlich ihrer Kundenbedarfe, der dezentralen Einspeisesituation, der Belieferung durch vorgelagerte Netzbetreiber und der technischen Eignung ihrer Leitungsnetze für Wasserstoff untersucht. Diese Analysen werden in den Folgejahren weiter vertieft, mit dem Ziel, spätestens 2025 eine investitionsfähige Planung vorliegen zu haben.

Die Ergebnisse im Überblick:

- Die Ergebnisse zeigen klar, dass die Verteilnetzbetreiber bereits jetzt großflächig planen, ihre Netze auf eine Wasserstoffversorgung umzustellen.
- Analysen der Rohrnetzmaterialien haben ergeben, dass die Rohrleitungen zu 95,9 Prozent aus den H_2-tauglichen Materialien Stahl und Kunststoff bestehen. Nur 0,2 Prozent sind ungeeignet, die verbleibenden 3,9 Prozent sind in Klärung.
- Aus den Rückmeldungen zeigt sich bereits heute, dass die teilnehmenden Netzbetreiber mehrheitlich den ersten regulären Einsatz von Wasserstoff in ihren Verteilnetzen zeitnah sehen – in großen Teilen Deutschlands schon innerhalb der nächsten acht Jahre.
- Großflächige Umstellungen auf 100 Prozent Wasserstoff werden vielfach in den 2030er Jahren antizipiert, bedingt durch den Zeitbedarf, den die Umstellung der Kundenanlagen mit sich bringt und die geplanten Umstellungszeitpunkte der Leitungen der Fernleitungsnetzbetreiber auf Wasserstoff.
- Der Großteil des Wasserstoffs wird im Bezug über die Fernleitungsnetzbetreiber erwartet. Ein Bezug von (dann klimaneutralem) Methan über Fernleitungen im Jahr 2045 wird gegenwärtig nur noch von wenigen Verteilnetzbetreibern gesehen, da die Verfügbarkeit von Wasserstoff derzeit höher eingeschätzt wird als die Verfügbarkeit von klimaneutralem Methan.
- Je nach Region wird auch von einem langfristigen und umfangreichen Einsatz von lokal erzeugtem Biomethan ausgegangen.
- Aus den Mengenplanungen wird ersichtlich, dass viele Netzbetreiber mit Energieeffizienzgewinnen rechnen.
- Erste Ergebnisse der Kundenanalyse zeigen relevante Mengen an vorzeitigem Dekarbonisierungsbedarf bei RLM-Kunden (Industrie, Kraftwerke, KWK).

Ausblick: In den Jahren bis 2025 wird der Detaillierungsgrad der Planung kontinuierlich gesteigert werden. Die technische Analyse wird auf weitere Komponenten und Anlagen de Verteilnetze ausgeweitet. Im Gespräch mit den Kunden und Kommunen werden die zeitlichen und mengenseitigen Bedarfe ermittelt und im Zusammenwirken mit der Versorgungslage durch die vorgelagerten Netzbetreiber und die dezentrale Erzeugung in eine belastbare Netzplanung überführt. Der Leitfaden für die Erstellung des GTP 2023 erscheint im Frühjahr.

[a] Auf Basis der DVGW G 410 Gas-Wasser-Statistik; die DVGW G 410 erfasst 91 Prozent der Rohrleitungen der deutschen Gasverteilnetze. Von den 180 teilnehmenden Gasverteilnetzbetreibern haben 178 eine G 410 Meldung seit 2015 abgegeben. Ihre Einträge stellen 56 Prozent der Netzkilometer und 57 Prozent der Netzanschlüsse der Statistik dar.



180 Netzbetreiber

Beim GTP-Prozess 2022 haben 180 Gasverteilnetzbetreiber deutschlandweit eine Meldung eingereicht, 10 weitere Verteilnetzbetreiber haben den Beginn des Planungsprozesses gemeldet, ohne jedoch für 2022 einzureichen. Zusammen decken ihre Netze mehr als die Hälfte der Netzkilometer und Netzanschlüsse Deutschlands ab [a]. Sie sind über ganz Deutschland verteilt.

- GTP-Abgabe in 2022
- GTP-Abgabe ab 2023
- bisher keine Beteiligung

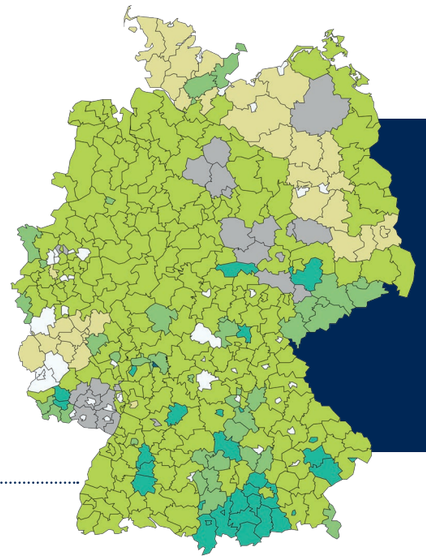
Landkreise in denen Netze mit GTP-Teilnahme liegen

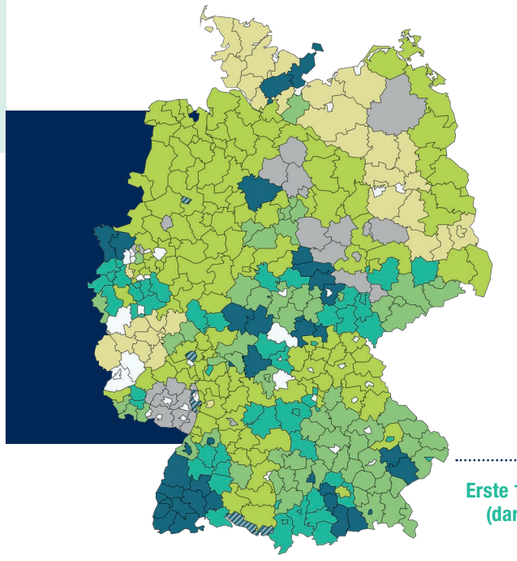
Bis 2030

wird in großen Teilen Deutschlands die H_2-Einspeisung beginnen. Bis 2040 werden alle gasversorgten Regionen erreicht.

- H_2 bis 2030
- H_2 bis 2035
- H_2 bis 2040
- H_2 bis 2045
- keine Daten
- GTP-Abgabe ab 2023
- keine Beteiligung

Erste H_2-Einspeisungen





Erste 100% H_2-Netze

werden in vielen Teilen Deutschlands bereits bis 2030 erwartet. In den 2030er Jahren geschehen großflächige Umstellungen.

- bis 2030
- bis 2035
- bis 2040
- bis 2045
- Mischgas in 2045
- keine Daten
- GTP-Abgabe ab 2023
- keine Beteiligung

Erste 100% H_2-Netze/Umstellzonen (dargestellt auf Landkreisebene)

2 Einleitung

Deutschland will bis 2045 klimaneutral werden und hat dieses Ziel gesetzlich verankert. Dies bedeutet, dass wir ausgehend von der Situation heute, in der wir 84 Prozent fossile Energie pro Jahr[0] verbrauchen, diesen Verbrauch bis 2045 auf null senken müssen. Allerdings wird Deutschland auch in Zukunft weiterhin große Mengen Energie benötigen – auch wenn wir mit der Energieeinsparung relevante Erfolge erzielen. Um in Deutschland erzeugte Erneuerbare Energie zu speichern oder Erneuerbare Energie zu importieren – gegenwärtig importieren wir rund 70 Prozent der von uns verbrauchten Energie[1] – sind Wasserstoff und seine Folgeprodukte wie Methanol und Ammoniak ideal geeignet, da klimaneutraler Wasserstoff zum Beispiel mittels Elektrolyse direkt aus Wasser und erneuerbarem Strom gewonnen werden kann.

Mit den Gasnetzen hat Deutschland eine stark ausgebaute Infrastruktur zur Energieversorgung – davon allein 554.500 km Gasverteilnetze. An die Verteilnetze sind neben der Hälfte aller Haushalte auch 1,8 Mio. Industrie- und Gewerbekunden angeschlossen[2]. Die Gasnetze versorgen diese Kunden gegenwärtig mit Erdgas, also Methan. Sie können jedoch auch für den Transport von 100 Prozent klimaneutralem Wasserstoff ertüchtigt werden.[3] So kann die heutige Versorgung mit Erdgas in eine klimaneutrale Versorgung transformiert werden.

Mit dem Gasnetzgebietstransformationsplan (GTP) hat die Initiative H2vorOrt im März 2022 einen branchenweiten Planungsprozess ins Leben gerufen, der die Grundlage für die deutschlandweite Wasserstofftransformation im Verteilnetz legt. H2vorOrt ist ein Zusammenschluss von gegenwärtig 47 Verteilnetzbetreibern im Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) in Zusammenarbeit mit dem Verband kommunaler Unternehmen (VKU), die ihre Expertise für einen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft bündeln. Ziel des GTP ist es, die Transformation der Gasverteilnetze zu beschleunigen und die Einzelplanungen der Netzbetreiber in ein kohärentes Zielbild für ganz Deutschland einzubetten. Diese Abstimmung insbesondere zwischen vor- und nachgelagerten Netzbetreibern ist essenziell, damit die Dekarbonisierungsziele erreicht werden können. Die DVGW-Hauptgeschäftsstelle hat daher die Geschäftsführungen der Gasversorgungsunternehmen im DVGW per Rundschreiben über den GTP-Prozess informiert und die Verteilnetzbetreiber aufgefordert, über eine GTP-Beteiligung die notwendigen Vorbereitungen für die Gasverteilnetztransformationsplanung zu treffen.

Die Dringlichkeit der Substitution fossiler Gase im Wärmemarkt ist uns vor dem Hintergrund des Krieges in der Ukraine und Deutschlands Abhängigkeit von russischen Energieimporten vor Augen geführt worden. Als Reaktion erleben wir in der Politik beschleunigte Bemühungen, alternative, klimaneutrale Energien für Deutschland zu erschließen. Insbesondere der Einsatz des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz für den Wasserstoff-Import aus Australien, Kanada, dem nördlichen und südlichen Afrika sowie Südamerika und der Abschluss von Lieferverträgen durch privatwirtschaftliche Unternehmen, wie z.B. zwischen E.ON und dem australischen Unternehmen Fortescue Future Industries, eröffnen eine konkrete Perspektive für den zeitnahen Bezug erheblicher Wasserstoffmengen. Gleichzeitig erleben wir in Zeiten der Inflation und stark gestiegener Energiepreise, wie wichtig eine sozialverträgliche Energiewende ist, die sozioökonomische Aspekte und Klimaschutz vereint. Zudem brauchen auch die Unternehmen am Wirtschaftsstandort Deutschland schon heute eine konkrete Perspektive, wie sie ihr Geschäftsmodell klimaneutral (weiter-) führen können.

Neben der Importplanung schreitet auch die Planung der Fernleitungsnetzbetreiber zum Wasserstofftransport voran. Beispielhaft sei hier auf das Projekt „H_2ercules“ von OGE verwiesen, welches eine Wasserstoffinfrastruktur von der Nordsee bis nach Süddeutschland schon bis 2030 bereitstellen soll.

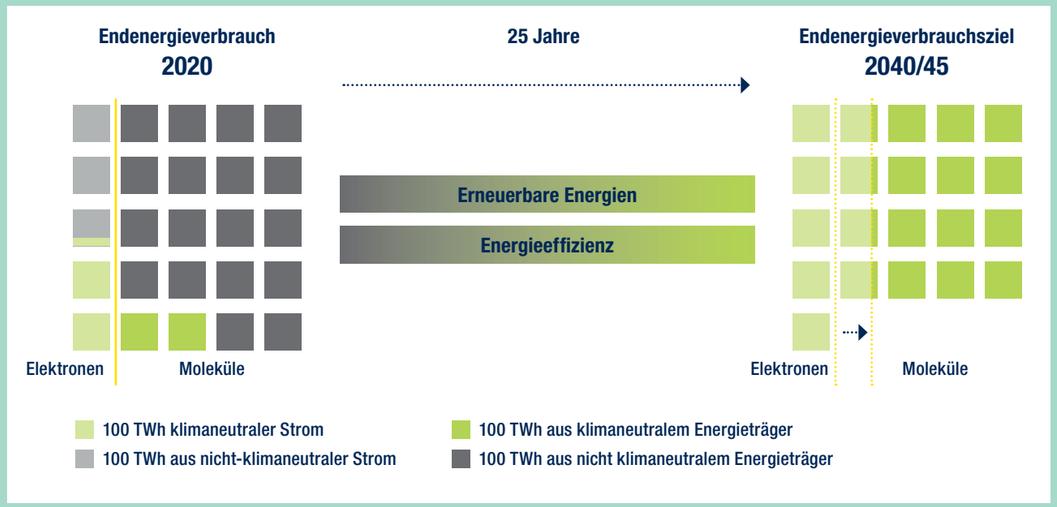


Abb. 1: Endenergieverbrauch 2020 und 2040/45 (auf Basis einer Grafik von: terranets bw GmbH, 2022)

Ein Blick auf den Endenergieverbrauch Deutschlands (s. Abbildung 1) zeigt, dass im Jahr 2020 etwa 80 Prozent unseres Energiebedarfs in Form von Molekülen gedeckt wurden[4]. Eine Kachel entspricht dabei einer Energiemenge von 100 TWh. Das Verhältnis aus grün und grau schattierten Kacheln verdeutlicht, dass derzeit nur ein kleiner Teil an Endenergie klimaneutral bereitgestellt wird. Bis zum Jahr 2040/45 wird die klimaneutrale Endenergie entsprechend der politischen Ziele auf 100 Prozent steigen. Der Endenergieverbrauch in Summe wird durch Effizienzmaßnahmen sinken. Außerdem werden wir durch eine signifikante Elektrifizierung eine Zunahme an Elektronen erleben, wobei die Verschiebung in der Abbildung qualitativ zu verstehen ist. Bei allem Erfolg im Ausbau der Strominfrastruktur werden jedoch weiterhin große Mengen molekularer Energie benötigt werden.

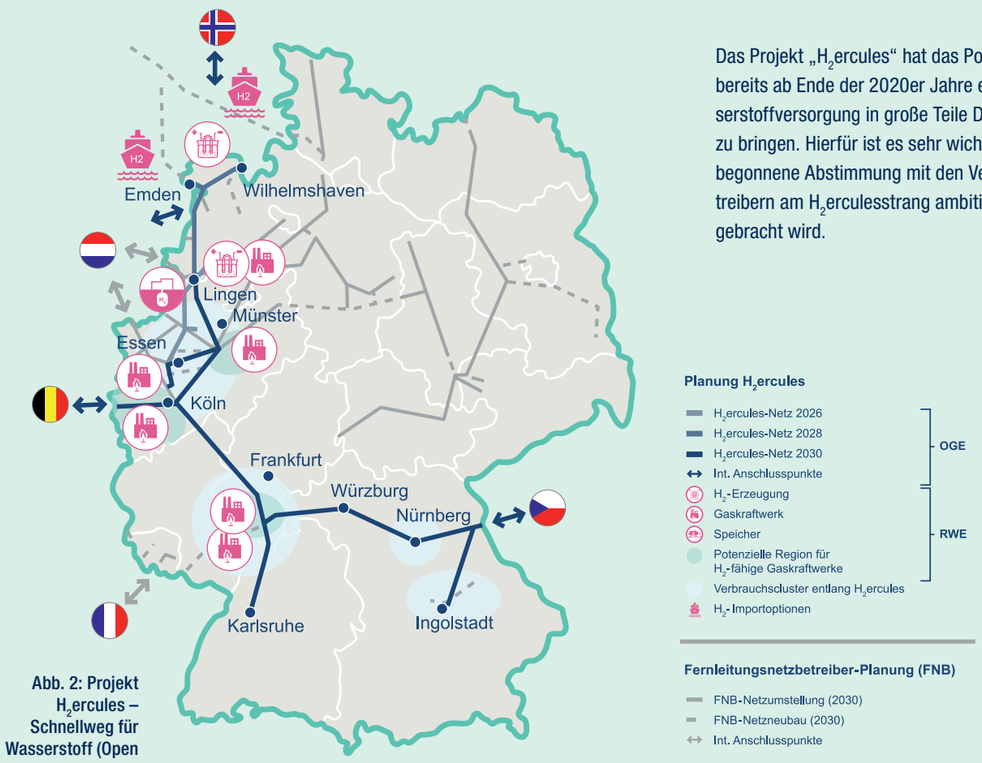


Abb. 2: Projekt H_2ercules – Schnellweg für Wasserstoff (Open Grid Europe GmbH, 2022)

Das Projekt „H_2ercules“ hat das Potenzial, bereits ab Ende der 2020er Jahre eine Wasserstoffversorgung in große Teile Deutschlands zu bringen. Hierfür ist es sehr wichtig, dass die begonnene Abstimmung mit den Verteilnetzbetreibern am H_2erculesstrang ambitioniert vorangebracht wird.

H_2-BACKBONE 2032 (FNB GAS 2022)

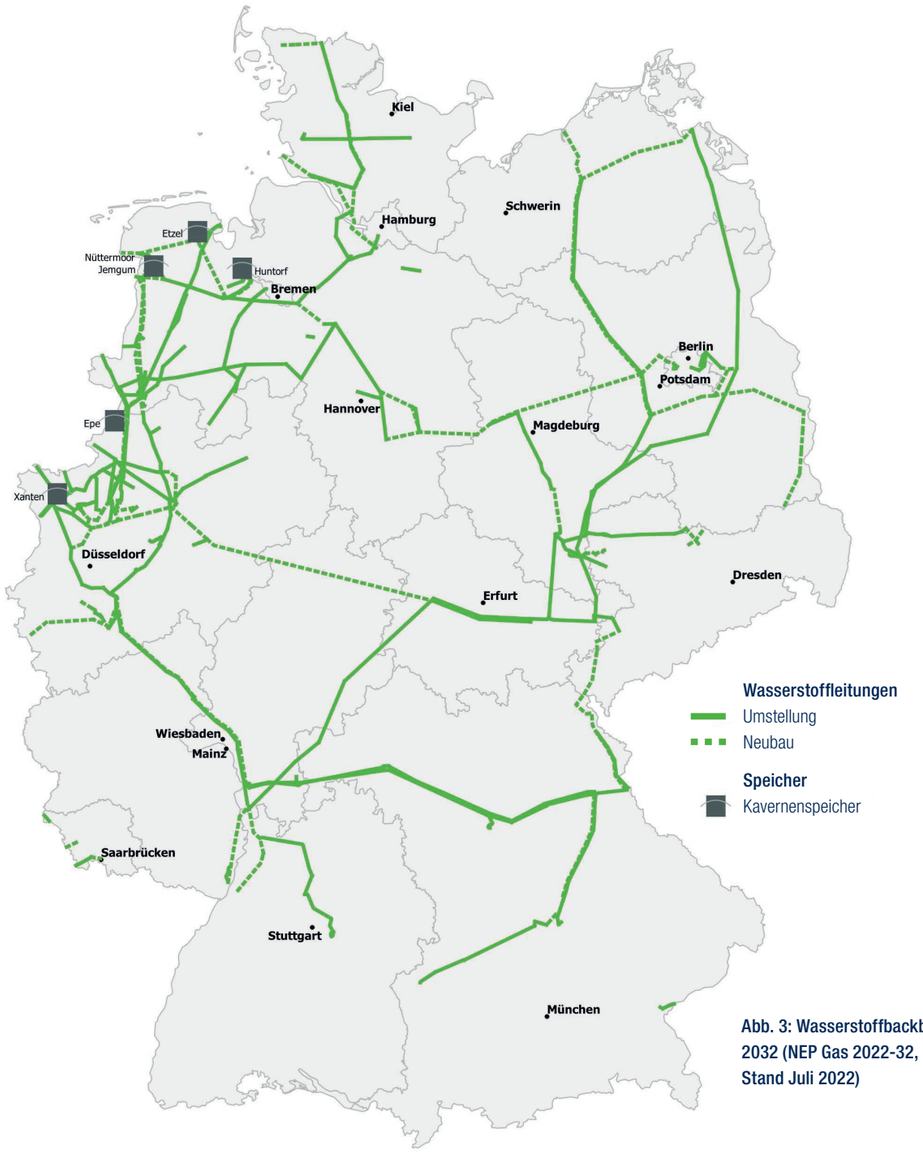


Abb. 3: Wasserstoffbackbone 2032 (NEP Gas 2022-32, Stand Juli 2022)

Wie die Wasserstofftransformation auf Verteilnetzebene konkret angepackt wird und welche Erkenntnisse gewonnen wurden, erfahren Sie in den kommenden Kapiteln:

- Kapitel 3 befasst sich mit der Analyse der Kundensituation für die zukünftige Versorgung
- Kapitel 4 beschäftigt sich mit der Einspeisung dezentral erzeugter Gase in das Verteilnetz
- Kapitel 5 zeigt auf, wie die Umstellung räumlich und zeitlich geplant wird
- Kapitel 6 widmet sich der technischen Ertüchtigung der Netzkomponenten
- Kapitel 7 gibt einen Ausblick auf die weitere Entwicklung

3 Analyse der Kundensituation für die zukünftige Versorgung

Mit dem GTP werden die Verteilnetzbetreiber zur Brücke zwischen Kunden und Wasserstoffbackbone

Gasverteilnetze beliefern heute deutschlandweit eine große Zahl von Kunden mit molekularer Energie. Dies soll in Zukunft klimaneutral erfolgen. Jedoch geht es nicht allein um die Verteilnetze. Die gesamte zukünftige Versorgung Deutschlands mit Wasserstoff muss zum Bedarf der Kunden passen, und das hinsichtlich Menge, Leistung und Beschaffenheit.

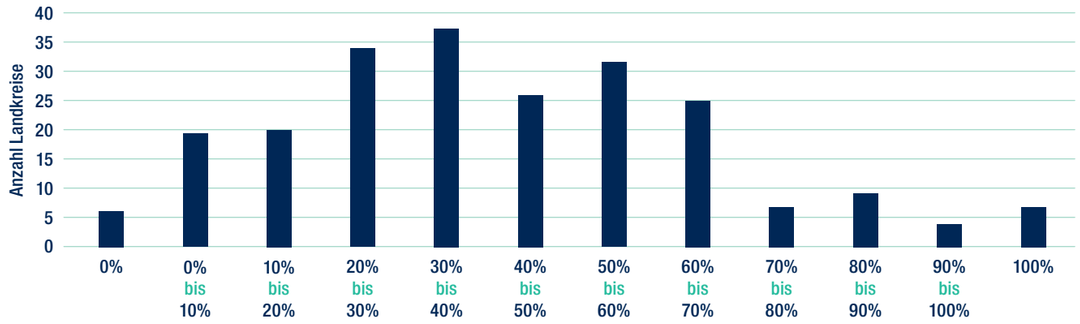
Damit diese Versorgung also passend aufgebaut werden kann, ist es unabdinglich, die Bedarfe der Kunden zugrunde zu legen. Den Verteilnetzbetreibern fällt hierbei die zentrale koordinierende Rolle zu. Auf der einen Seite ihres Netzes sind sie perspektivisch mit dem Wasserstoffbackbone der Fernleitungsnetzbetreiber verbunden, über den überregional und international Wasserstoff zu den Verteilnetzen transportiert wird. Auf der anderen Seite kennen sie ihre Kunden und deren Bedarfe. So können nur sie die notwendige Brücke zwischen Versorgung und Nachfrage schlagen und dafür sorgen, dass die Versorgungsinfrastruktur so dimensioniert wird, dass sie nachfragegerecht und gesichert ist. Neben der Transformation ihrer eigenen Netze kommt den Verteilnetzbetreibern also die zentrale Vermittlungsaufgabe für eine erfolgreiche Wasserstofftransformation zu.

Diese Analyse- und Vermittlungsaufgabe ist der Kern der Kundenanalyse im GTP. Im aktuellen GTP 2022 basieren die Auswertungen größtenteils noch auf internen Kundenanalysen. Gleichzeitig starten die Unternehmen gegenwärtig einen intensiven Dialog mit ihren Großkunden und Kommunen. Diese Dialoge sowie der Austausch mit den jeweiligen vorgelagerten Netzbetreibern und damit letztendlich auch den Fernleitungsnetzbetreibern bilden die Basis für eine kohärente Zielnetzplanung für Wasserstoff.

Die deutschen Gasverteilnetze versorgen einen Großteil von Industrie, Gewerbe und Haushalten

In Deutschland werden gegenwärtig 1,8 Millionen Industrie- und Gewerbebetriebe sowie rund die Hälfte aller Haushalte durch die Gasverteilnetze versorgt[5]. Zusammen mit der gasbasierten Stromerzeugung (insbesondere auch Kraft-Wärme-Kopplung) wurden im Jahr 2020 742 TWh, also mehr als 75 Prozent der deutschen Erdgasmenge, durch die Verteilnetze ausgespeist[6].

Anteil RLM-Jahresmenge an Gesamtjahresmenge pro Landkreis*



* Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM) sind Großkunden ab einem Verbrauch von 1,5 Mio. kWh pro Jahr, wie Industrieunternehmen oder große Gewerbebetriebe. Das Diagramm basiert auf 109 auswertbaren Rückmeldungen mit Daten zu 218 Landkreisen. Mengen für nachgelagerte Netzbetreiber wurden nicht berücksichtigt. In den Landkreisen können gegebenenfalls jeweils weitere Netze von anderen Gasnetzbetreibern liegen, die generell oder hierzu keine Meldung abgegeben haben oder deren Meldung in sich inkonsistent war. Wir gehen in den Folgejahren hier von umfangreicheren Rückmeldungen aus, die dieses Bild weiter erhärten.

Die Analyse der Rückmeldungen zum GTP zeigt deutlich: Die Industrie ist in Deutschland stark verteilt und mit privaten Wohngebäuden durchmischt. D.h. sie ist nicht vorrangig in Clustern zu finden. Diese Struktur verdeutlicht, dass eine separate Versorgung der Industrie mit Wasserstoff aufgrund der breiten Streuung nicht zielführend ist, sondern die Wasserstoffinfrastruktur flächendeckend entwickelt werden muss.

Die Versorgung mit Wasserstoff und anderen klimaneutralen Gasen ist für alle Kundengruppen von hoher Relevanz

In industriellen Prozessen werden vielfach hohe Temperaturen (74 Prozent[7] der Prozesse brauchen über 500°C) benötigt. Diese Hitzegrade werden gegenwärtig fast ausschließlich durch fossile Brennstoffe erzeugt und können perspektivisch durch Wasserstoff und andere klimaneutrale Gase erreicht werden. Es ist vielfach technologisch nicht möglich, diese Prozesse mit Strom zu betreiben.

Wasserstoff ist jedoch nicht nur für die Industrie von hoher Relevanz. Gerade im Gebäudesektor sehen wir uns vor einer Dekarbonisierungsaufgabe gewaltigen Ausmaßes. Hier ist die Nachfrage nach stofflicher Energie besonders im Winterhalbjahr groß und wird in dieser Größenordnung durch andere Energieformen in der Fläche nicht ersetzbar sein. Der Ausbau der Strom- und Fernwärmenetze ist nicht unbegrenzt möglich und stößt an wirtschaftliche und im verbleibenden Zeitrahmen durchführbare Grenzen. Für die Verteilung der notwendigen Energiemengen wird eine Mischung aus stofflicher Energie (Wasserstoff, Biogas, synthetisches Methan), elektrischen Anwendungen (Wärmepumpe, direkte Stromwärme), Fernwärme und Energiesparmaßnahmen notwendig sein. Durch klimatische und regionale demographische Entwicklungen können sich weitere Reduktionen des Energiebedarfs ergeben.

Wir werden für die Anpassung des Gebäudebestandes nicht so viel Zeit bekommen, wie für diese enorme Aufgabe sozial und gesellschaftlich notwendig wäre. Mit der schrittweisen Transformation des Erdgasnetzes zu einem Wasserstoffnetz kann Klimaneutralität im mannigfaltigen Bestand von 20 Mio. Gebäuden in Deutschland jedoch überhaupt erst möglich werden, ohne dass im Rekordtempo flächendeckend neue Infrastrukturen geschaffen werden müssten.
Die Anwendung von Wasserstoff im Wärmesektor und die Transformation der Gasverteilnetze zu Wasserstoffnetzen lässt auch dem Gebäudeeigentümer zudem mehr Gestaltungsfreiheit bei der Erreichung der Klimaneutralität seines eigenen und speziellen Gebäudes. Ohne Wasserstoff bleibt dem Gebäudeeigentümer keinerlei Marktalternative zu Strom (Holzpellets werden die benötigten Energiemengen nicht nachhaltig abdecken können).

Die Dekarbonisierung der Energieversorgung muss dem großen Leistungsbedarf der Wärmeversorgung im Winter gerecht werden.

Gerade im Winter, wenn die Heizlast am höchsten ist, kommen die Vorteile der Versorgung mit Wasserstoff zum Tragen. Die Gasnetze sind im Gegensatz zu den Stromnetzen auf hohe saisonale Schwankungen ausgelegt. Da zudem die Stromerzeugung nicht gleichzeitig mit dem Heizbedarf saisonal nach oben skaliert, ist unabhängig von der Heiztechnologie neben einer auf die Heizperiode ausgelegten Leitungsinfrastruktur auch eine leistungsfähige Speichertechnologie notwendig. Wasserstoff ist einerseits Speicher für national erzeugte oder importierte Erneuerbare Energie und kann andererseits in umgestellten Gasspeichern in großer Menge vorgehalten werden. So kann zukünftig mit Wasserstoff, wie heute mit Erdgas, der hohe Energiebedarf während der Heizperiode im Winter gut abgedeckt werden.

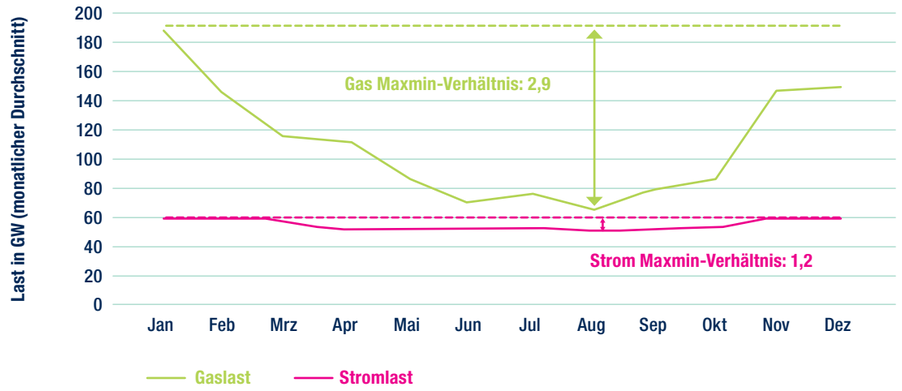


Abb. 4: Monatlicher Vergleich von Strom- und Gasnachfrage (Last in GW) in durchschnittlich kaltem Beispieljahr (2017); Quelle: DVGW (2022): Resiliente Strategien für eine nachhaltige Wärmewende mit klimafreundlichen Gasen. Ein nachhaltiger Wärmemarkt; Teil 2

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

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

Erste Erkenntnisse der Bottom-Up-Studie für den Nationalen Wasserstoffrat [8]

Die Fraunhofer-Institute für solare Energiesysteme ISE und für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE haben im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats im Juni die vorläufigen Ergebnisse einer Bottom-Up-Studie zu Pfadoptionen einer effizienten und sozialverträglichen Dekarbonisierung des Wärmsektors vorgelegt.Die vorläufigen Ergebnisse zeigen, dass Top-Down-Studien nicht das volle Spektrum von Entscheidungskriterien, Zielsetzungen und ökonomischen Randbedingungen widerspiegeln können, die in der Realität vor Ort für die einzelnen Akteure und Entscheidungsträger relevant und handlungsleitend sind. Erste Ergebnisse deuten darauf hin, dass die Bedarfe der Industrie und der Kraftwerke vor Ort ohne den Erhalt der hierfür notwendigen Gasverteilnetze und deren Umstellung auf H_2 schwer zu decken sind. Die ersten Rechnungen für konkrete Fallbeispiele legen außerdem die Schlussfolgerung nahe, dass es zum jetzigen Zeitpunkt keine belastbare Begründung dafür gibt, die Option der Umnutzung von Gasverteilnetzen zur Wasserstoffnutzung für die Beheizung von Einzelgebäuden generell und für alle gegebenen Einzelfälle auszuschließen. Die Entscheidung sollte durch die kommunale Wärmeplanung festgelegt werden, bei deren Erstellung keine Technologieoptionen ausgeschlossen werden sollen.

„Die Option H_2 sichert das Erreichen der mittel- (ab 2030) und langfristigen Klimaziele in der Industrie und Energieerzeugung (Fernwärme) ab und erweitert den Lösungsraum für die Dekarbonisierung der privaten Haushalte. Hierfür ist ein bedarfsgerechter Aus- bzw. Umbau der notwendigen Infrastrukturen zwingend erforderlich. Die Versorgung von Wohngebäuden mit H_2 darf nicht prinzipiell ausgeschlossen werden und sollte im Lösungsraum erhalten bleiben.

H_2 ist neben erneuerbarem Strom wesentlicher Bestandteil der Dekarbonisierung des Wärmemarktes und insbesondere in der industriellen Prozesswärme unabdingbar.[8]“

Die Transformation ergibt sich aus Kundenbedarfen und der Verfügbarkeit über den Backbone

Gasnetzkunden nehmen durch ihre Leistungsbedarfe sowie durch ihre Anforderungen hinsichtlich der Gasbeschaffenheit (Wasserstoff, Methan, Mischgase) Einfluss auf den Weg in die Klimaneutralität des jeweiligen Gasverteilnetzes. Hinzu kommt der für die Kunden unterschiedliche, notwendige Zeitpunkt der Erreichung der Klimaneutralität. Beispielsweise werden KWK-Anlagen und einige Industriekunden in den Zulieferketten teilweise früher vollständige Klimaneutralität erlangen müssen oder technologisch bedingt längere Übergangszeiträume benötigen. Auch einige Kommunen und Bundesländer haben sich die Erreichung der Klimaneutralität teilweise deutlich vor 2045 als Ziel gesetzt. Aber auch hier gilt, dass die Machbarkeit eines noch früheren Termins von der Bereitstellung und Verteilung von Wasserstoff als klimaneutralem, stofflichem Energieträger abhängt. Daher müssen die ermittelten kumulierten Kundenbedarfe transparent und frühzeitig an den zuliefernden Fernleitungsnetzbetreiber kommuniziert werden, so dass eine rechtzeitige Netztransformation eingeleitet werden kann.

Erste Ergebnisse zur Analyse von akuten Dekarbonisierungsbedarfen bei RLM-Kunden

Im GTP 2022 erfolgte die Analyse zu akuten Dekarbonisierungsbedarfen bei RLM-Kunden auf Basis interner Betrachtungen der Netzbetreiber. Ab 2023 soll diese auf der Basis von Kundengesprächen durchgeführt werden. Hierzu wurden im GTP 2022 von 30 Netzbetreibern auswertbare Einschätzungen abgegeben. Von 25 Netzbetreibern wurden die Kunden zudem den Dekarbonisierungstreibern „EU-ETS“, „EU-Taxonomie“, „Markt“ sowie „Sonstiges“ zugeordnet, wobei Kunden mehreren Kategorien zugeordnet werden konnten.

Hierbei ergab sich folgendes Bild:

Gesamt*	Meldungen mit Aufschlüsselung**	EU-ETS	EU-Taxonomie	marktlich	sonstige	Meldungen ohne Aufschlüsselung
42,5 TWh 1.200 Kunden 30 Netzbetreiber 76 Landkreise	35,5 TWh 900 Kunden 25 Netzbetreiber 63 Landkreise	70%	12%	12%	14%	7,2 TWh 300 Kunden 5 Netzbetreiber 15 Landkreise

* Teilweise sind mehrere Netzbetreiber in denselben Landkreisen aktiv.

** Da ein Kunde mehreren Kategorien zugeordnet werden konnte, ergibt die Summe der Prozentwerte mehr als 100 Prozent.

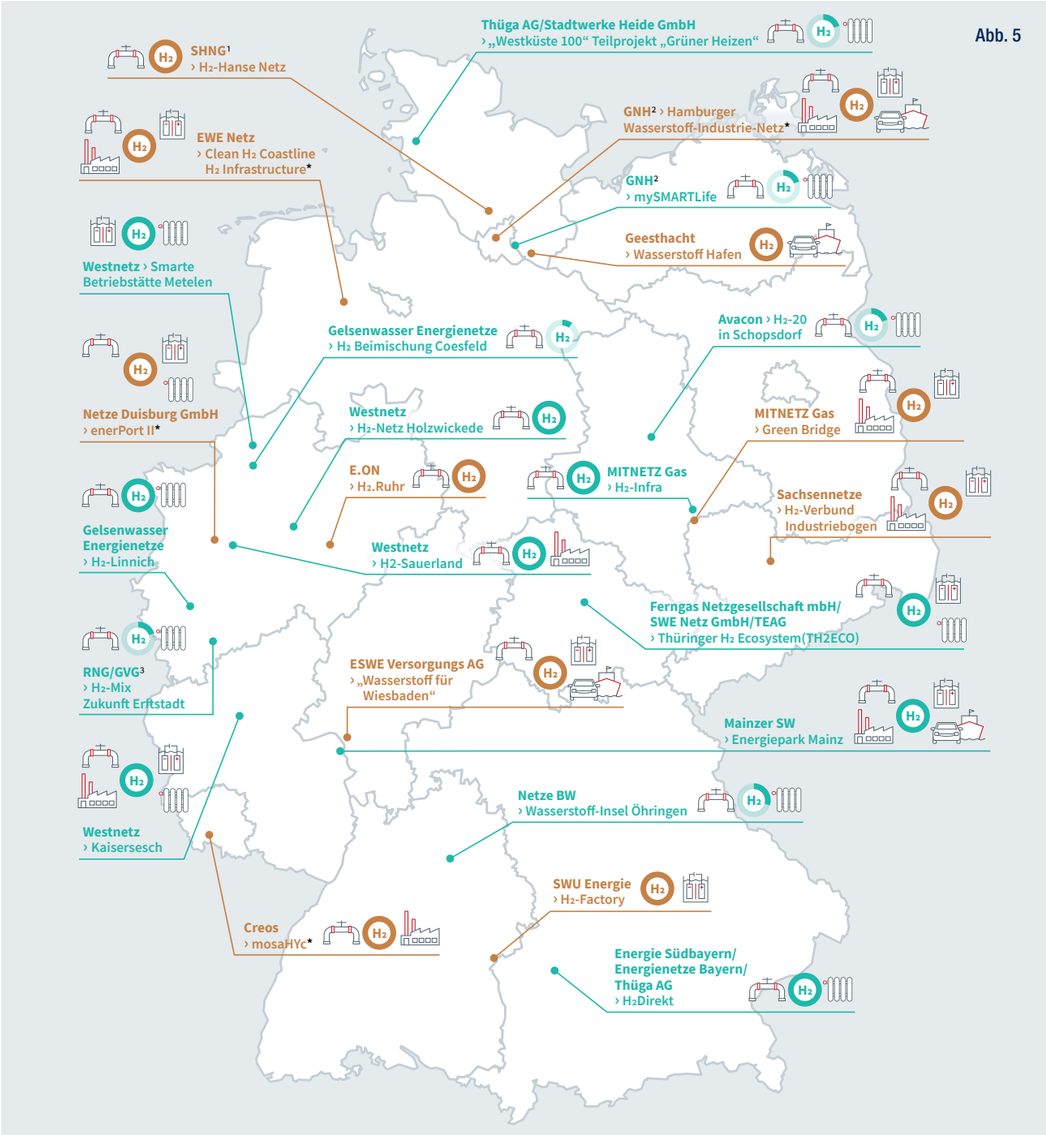
Tabelle: akute Dekarbonisierungsbedarfe von RLM-Kunden

Bei den restlichen Teilnehmenden zeigt sich, wie zu erwarten war, dass im Zuge des Kundendialogs im GTP-Prozess bei den Verteilnetzbetreibern zusätzliches Wissen aufgebaut werden und sich das Verhältnis von Netzbetreiber und RLM-Kunde noch stärker zu einer gemeinschaftlichen Planung fortentwickeln muss. Der Aufbau dieses Wissens ist Kern einer bedarfsorientierten Netztransformation und somit eines der Herzstücke des GTP. Zudem ist vielen Netzbetreibern gegenwärtig noch nicht klar, was die genauen Auswirkungen der jüngsten und sich teils noch im Prozess befindlichen EU-Gesetzgebung (EU-Taxonomy, Überarbeitung ETS) auf die eigenen Kunden sind. Gleichzeitig erkennt man schon jetzt, dass die benötigte Gesamtmenge von 42,5 TWh von einer für 30 Netzbetreiber sehr relevanten Größenordnung ist, die aufzeigt, wie dringlich dieses Thema angegangen werden muss. Wir erwarten hier in den nächsten Jahren wegweisende Ergebnisse und Fortschritte sowie – sich aus dem Prozess ergebend – eine stark zunehmende Rückmeldequote.

4 Einspeisung dezentral erzeugter, klimaneutraler Gase in das Verteilnetz

BDEW (2022): Übersicht dezentraler Wasserstoffprojekte mit Schwerpunkt im Verteilernetz, basierend auf einer gemeinsamen Abfrage der Verbände BDEW, DVGW und VKU im Rahmen der Erstellung des Wasserstoffberichts nach §28q EnWG.

Abb. 5



Die Abbildung basiert auf einer gemeinsamen Abfrage der Verbände BDEW, DVGW und VKU.

BDEW Copyright (Stand: Juni 2022)

*Förderzusage ausstehend.

¹ Schleswig Holstein Netzgesellschaft, ² Gasnetz Hamburg, ³ Rheinische NETZGesellschaft mbH/GVG Rhein-Erft GmbH

Ein wichtiger Faktor in der Transformationsplanung

Im Rahmen des GTP 2022 wurden die dezentralen Netzeinspeisungen in das Gasverteilnetz abgefragt und im Hinblick auf eine eventuelle Wasserstofftransformation analysiert. Berücksichtigt wurden hierbei nur gesicherte Einspeisemengen für Biomethan oder Wasserstoff bzw. aktuelle abgeschlossene Netzanschlussverträge. Ebenso wurde aufgenommen, wie lange die Fortsetzung des heutigen Einspeisebetriebs anzunehmen ist bzw. ab wann eine Einspeisung in das Gasverteilnetz geplant ist.

Status Quo – Einspeisung von Wasserstoff

In den letzten Jahren sind die ersten H_2-Einspeiseanlagen realisiert worden, bei denen Wasserstoff dem Erdgasnetz beigemischt wurde. Ob klein oder im industriellen Maßstab, Beimischung oder 100 Prozent Umstellung, Forschungscharakter oder praxisreif, die im Wasserstoffbericht 2022 aufgeführte Auswahl von über 30 Projekten auf Verteilernetzebene gibt einen Eindruck der aktuellen, vielfältigen und über ganz Deutschland verteilten Dekarbonisierungsaktivitäten der Gasverteilernetzbetreiber[9]. Die dort gewonnenen Erkenntnisse können zukünftig auf weitere Gasverteilnetzbetreiber bzw. Stadtwerke übertragen werden.

An Standorten, an denen Kunden Methan stofflich für ihre Prozesse benötigen oder das Netzgebiet durch Biomethan dominiert ist, besteht darüber hinaus die Möglichkeit, den Wasserstoff durch Methanisierung mit einer klimaneutralen CO_2-Quelle, wie einer Biomethanaufbereitungsanlage, in klimaneutrales Methan (EE-Methan) umzuwandeln und dieses Gas in das Gasverteilnetz einzuspeisen.

Aufgrund der zu erwartenden steigenden Menge von dezentralen Einspeiseanlagen, die klimaneutrale Gase in das Gasverteilnetz einspeisen, wird sich die Einspeisesituation zwischen Ferngasnetzbetreiber und Verteilnetzbetreibern verändern. Deutschlandweit wird es vereinzelte Gebiete geben, die dauerhaft mit klimaneutralem Methan (Biomethan, EE-Methan) versorgt werden. Ein weiterer Vorteil dieser autarken Gebiete ist, dass die vorhandene Gasinfrastruktur ohne oder nur mit geringfügigen Investitionen weitergenutzt werden kann.

Status Quo – Einspeisung von Biomethan

Die Einspeisung von Biomethan in das Gasverteilnetz ist bereits heute eine eingesetzte und angewandte Technik. Ende der 2000er Jahre sind die ersten Biomethaneinspeiseanlagen in Betrieb genommen worden, und bis heute ist eine Vielzahl der Anlagen an das Gasnetz angeschlossen. In Deutschland werden fast 9.700 Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von rund 5.700 Megawatt betrieben[10]. Der Großteil des erzeugten Biogases wird noch für die direkte Verstromung vor Ort verwendet. Nur ein kleiner Teil wird bislang in ca. 240 Anlagen zu Biomethan aufbereitet und ins Erdgasnetz eingespeist. Im Rahmen des GTP wurden 122 Bestandsanlagen gemeldet und 28 weitere, die sich in Planung befinden. Es kann zukünftig erwartet werden, dass weitere Biogasanlagen mit dem Ablauf der EEG-Vergütung aus der dezentralen Stromerzeugung aussteigen und durch Aufbereitung des Biogases zu Biomethan dieses klimaneutrale Gas über das Gasverteilnetz der Allgemeinheit zu Verfügung stellen. Regional betrachtet besteht vor allem in Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Baden-Württemberg, Bayern und den ehemaligen Braunkohlerevieren (Rheinisches Revier, Lausitz) ein großes Potenzial für die Einspeisung von Biomethan.

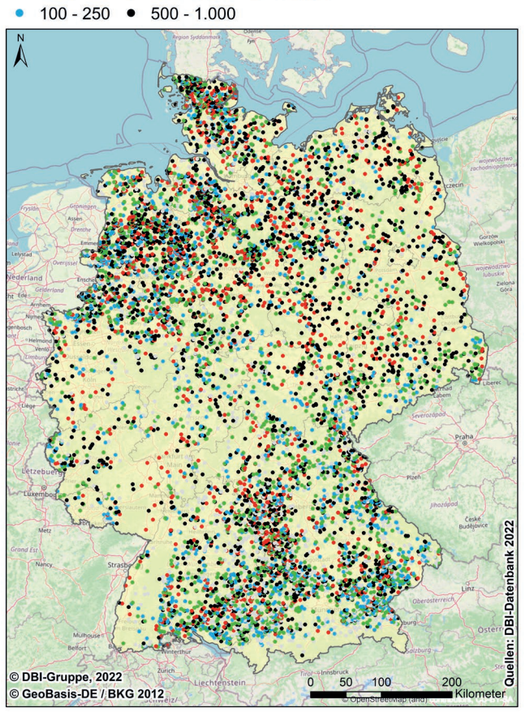


Abb. 6: BHKW-Nennleistung der gegenwärtig EEG-geförderten Direktverstromungsanlagen von Biomethan (DBI-Gruppe, 2022)

Abbildung 6: BHKW-Nennleistung der gegenwärtig EEG-geförderten Direktverstromungsanlagen von Biomethan,
Abbildung 7: Kapazität der bestehenden Biomethanaufbereitungsanlagen.

Aktuell ist die Notwendigkeit, den Hochlauf der Erzeugung und Nutzung erneuerbarer Gase maximal zu beschleunigen, größer denn je. Auf diese Weise kann sehr zügig, klimafreundlich, versorgungssicher und allgemein bezahlbar und damit sozialverträglich die Abhängigkeit von den Importen fossilen Erdgases immer weiter reduziert werden. Durch die Umrüstung des bestehenden Biogasanlagenparks können relativ zügig große Mengen Biomethan erzeugt werden. Gegebenenfalls können Rohbiogasmengen kleinerer Biogasanlagen auch über Sammelleitungen zu einer zentralen Aufbereitungsanlage transportiert werden. Hinzu kommt das Potenzial bisher ungenutzter Rest- und Abfallstoffe und weiterer Erzeugungsverfahren wie der Vergasung fester Biomasse. Gegenwärtige Studien sehen durch Umrüstung der bestehenden Anlagen mittelfristig die Möglichkeit, Potenziale von über 100 TWh zu nutzen[11]. Es gibt mehrere am GTP teilnehmende Versorger, bei denen gegenwärtig eine Vielzahl von Anfragen zum Anschluss von Bestandsanlagen an das Gasnetz vorliegt.

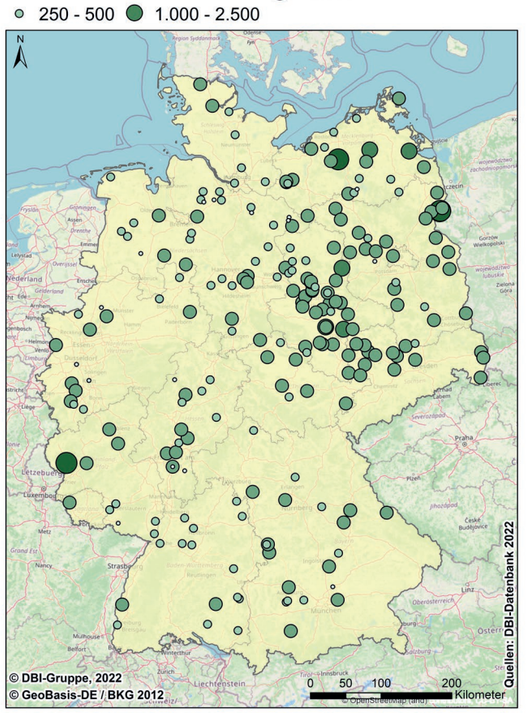


Abb. 7: Kapazität der bestehenden Biomethanaufbereitungsanlagen (DBI-Gruppe, 2022)

Die Versorgung klimaneutraler Gasnetze mit Biomethan kann weiter gestützt werden, indem das bei der Aufbereitung von Biogas abgeschieden klimaneutrale CO_2 für die Methanisierung von klimaneutralem Wasserstoff verwendet wird, wodurch ebenso klimaneutrales Methan entsteht.

Die Biomethanbeimischung in ein reines Wasserstoffnetz würde netztechnisch grundsätzlich möglich sein, allerdings müssen die Endgeräte dazu in der Lage sein auch Gemische mit z.B. 90 Prozent Wasserstoff und 10 Prozent Biomethan verarbeiten zu können. Alternativ kann Biomethan in ein reines Wasserstoffnetz eingebunden werden, indem aus Biomethan Wasserstoff erzeugt wird. Idealerweise geschieht dies durch einen Prozess, der den im Biomethan gebunden Kohlenstoff nicht mehr in die Atmosphäre entweichen lässt. Dies ist z.B. bei der sogenannten Pyrolyse der Fall, die aus Methan Wasserstoff erzeugt und den Kohlenstoff in fester Form abscheidet. Da Biomethan bereits klimaneutral ist, entstehen bei seiner Pyrolyse sogar Negativemissionen, da das von den Ausgangspflanzen aus der Luft gebundene CO_2 nun in stofflichem Kohlenstoff gebunden bleibt und so nicht mehr in die Atmosphäre zurückgelangt. Die Erzeugung von Negativemissionen ist eine große Chance, um die letzten Meter zur vollständigen Klimaneutralität zurückzulegen, da so Emissionen, die sonst kaum vermeidbar sind, ausgeglichen werden können. Im GTP 2022 wurden H_2-Einspeisungen abgefragt, deren Realisierung weitestgehend gesichert ist. Hierbei wurden 37 H_2-Einspeisungen gemeldet. Bei 14 hiervon handelt es sich um die Gewinnung von H_2 aus Biomethan im Zuge der Umstellung eines Gebiets auf H_2.

Ausblick

Ein weiteres Ziel der zukünftigen GTP (ab 2023) wird es sein, geeignete Standorte für eine dezentrale Einspeisung (Biomethan oder Wasserstoff) zu identifizieren. Ebenso sind Gebiete zu vermerken, die aufgrund der bestehenden lokalen Einspeisung bzw. Erzeugung frühzeitig in eine lokale, netzseitig klimaneutrale Versorgung überführt werden könnten (Biomethan oder lokal erzeugter Wasserstoff).

Bei einer vollständigen Umstellung einer Umstellzone auf H_2 muss separat überprüft werden, wie dies bei einer bestehenden Biomethaneinspeisung realisiert werden kann. Im Rahmen der technischen Analyse sind perspektivische Lösungskonzepte für diese Fälle zu erarbeiten.

5 Planung der Versorgung mit Wasserstoff

Die Transformation muss mengenseitig, räumlich und zeitlich geplant werden

Im Rahmen der Analyse der Kapazitätsbedarfe war insbesondere die Unterteilung der Verteilnetze in sogenannte „Umstellzonen“ ein wesentliches Ergebnis des Gasnetzgebietstransformationsplans. Als Umstellzonen werden Teilnetze definiert, die netzhydraulisch eigenständig sind und sich aufgrund ihrer Größe für eine blockweise Umstellung auf Wasserstoff oder andere klimaneutrale Gase anbieten. Sie bilden die Basis für die zukünftige Detaillierung der Transformationsplanung. Ihr Umfang wurde auf Basis der jeweils zugehörigen amtlichen Gemeindeschlüssel definiert. Sie können somit in einem oder mehreren Landkreisen liegen, ebenso kann ein Landkreis mehrere Umstellzonen ganz oder teilweise beinhalten.

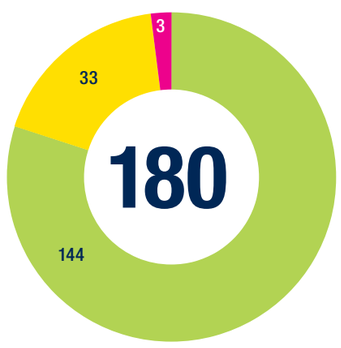
Die Analyse stellt dar, wie sich die Wasserstoffbedarfe in den teilnehmenden Unternehmen entwickeln. Dabei zeigen sich bereits vor 2030 erste Verschiebungen der Kapazitätsbedarfe von Erdgas zu Wasserstoff. Damit wird deutlich, dass viele Teilnehmer von einer ambitionierten Transformation ihrer Netze hin zur Klimaneutralität ausgehen.

Bei einigen Netzbetreibern werden die notwendigen Kapazitäten zur Versorgung der Kunden auch rückläufig erwartet. Dies ist bspw. dort der Fall, wo durch alternative Versorgungslösungen, wie z.B. Nahwärmenetze, heutiger Erdgasverbrauch substituiert werden soll. Zudem rechnen viele Netzbetreiber mit Energieeffizienzgewinnen. Insofern werden im GTP auch ganz konkret alternative Dekarbonisierungsoptionen berücksichtigt. Der GTP kann eine gute Basis für die kommunale Wärmeplanung liefern und sollte eng mit ihr abgestimmt werden.

Erste Ergebnisse der Mengenplanung

Im Rahmen der Kapazitätsanalyse wurden pro Umstellzone eines Netzbetreibers Zeitreihen für den Einsatz von Methan und Wasserstoff aus Bezug von vorgelagerten Netzbetreibern erfasst. Lokale Einspeisung von Wasserstoff wurde im vorhergehenden Kapitel behandelt.

Planungshorizont der GTP-Meldungen



Planungshorizont

Von 180 Verteilnetzbetreibern haben 144 Planungen bis 2045 abgegeben. Bei 33 war der Planungszeitraum kürzer, 3 haben keine Zeitreihen gemeldet.

Verteilnetzbetreiber, die noch keine Planung bis 2045 aufgestellt hatten, begründeten dies u.a. mit Folgendem:

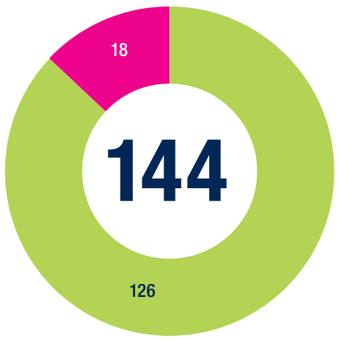
- Planung könne nicht vor der Abgabefrist des GTP 2022 fertiggestellt werden
- Noch keine Aussage des vorgelagerten Netzbetreibers
- Unsicherheit

Für die Folgejahre gehen wir davon aus, dass sich der Anteil an vollständigen Planungen erhöht, da der Planungsprozess bereits länger läuft und Abstimmungen sowie die Planung des deutschen Wasserstoffbackbones weiter voranschreiten. Zudem werden Unsicherheiten im Zuge der allgemeinen Bestrebungen, die Klimaneutralität umzusetzen, reduziert.

Planung und Beginn der H_2-Einspeisung

Von 144 Verteilnetzbetreibern mit vollständiger Planung haben 126 Planungen für Wasserstoff aufgestellt und 18 mit einer reinen Methanversorgung geplant.

Anteil GTP-Meldungen mit H_2-Planung



Verteilnetzbetreiber, die keine Wasserstoffplanung aufgestellt haben, haben dies, sofern sie es begründet haben, folgendermaßen kommentiert:

- Noch keine Aussage des vorgelagerten Netzbetreibers
- Unsicherheit

Auch hier gehen wir in den Folgejahren von einer Detaillierung aus, gegebenenfalls auch hinsichtlich eines Bezugs von klimaneutralem Methan.

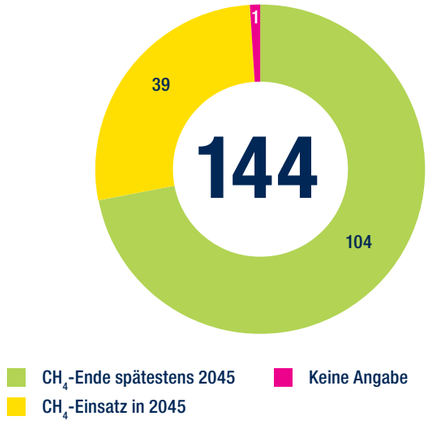
Von den 126 Verteilnetzbetreibern mit H_2-Planung melden knapp die Hälfte die erste H_2-Einspeisung bis 2030 (jeweils auf volle Prozent gerundet):

- 25 Prozent starten die Einspeisung bis 2028
- weitere 23 Prozent bis 2030 (48 Prozent gesamt)
- weitere 17 Prozent bis 2032 (64 Prozent gesamt)
- weitere 14 Prozent bis 2035 (78 Prozent gesamt)
- weitere 19 Prozent bis 2040 (98 Prozent gesamt)
- finale 2 Prozent bis 2045 (100 Prozent gesamt)

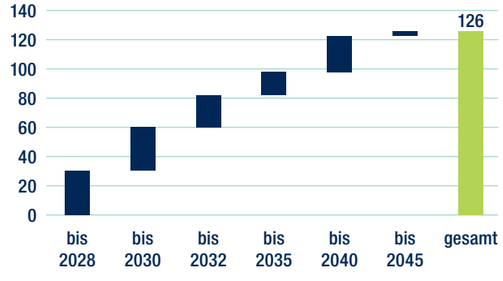
Ende der Methanversorgung

Von 144 Verteilnetzbetreibern mit vollständiger Planung werden 104 im Jahr 2045 kein Methan mehr von den vorgelagerten Netzbetreibern beziehen. 39 werden weiterhin eine Methanversorgung haben, ein einzelner Netzbetreiber hat keine Methanplanung abgegeben. Mit den 18 Verteilnetzbetreibern mit reiner Methanversorgung (s.o.) ergeben sich so 21 Verteilnetzbetreiber, die 2045 eine klimaneutrale Versorgung mit sowohl Methan als auch Wasserstoff avisieren.

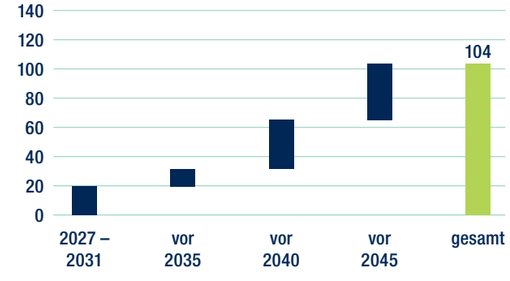
Anteil GTP-Meldungen mit CH_4-Ende im Planungszeitraum



Beginn der H_2-Einspeisung



Letztes Jahr CH_4-Versorgung



Von den 104 Verteilnetzbetreibern, die 2045 kein über vorgelagerte Netzbetreiber bezogenes CH_4 mehr verteilen, stellt knapp ein Fünftel ihren Methanbezug bereits vor 2032 ein (jeweils auf volle Prozent gerundet):

- 19 Prozent vor 2032
- weitere 13 Prozent vor 2035 (32 Prozent gesamt)
- weitere 32 Prozent vor 2040 (63 Prozent gesamt)
- weitere 37 Prozent vor 2045 (100 Prozent gesamt)

Der Einsatz von dezentral im Netzgebiet erzeugtem Biomethan bleibt hiervon unberührt. Wichtig ist zudem, dass sich die Auswertung auf alle Netze eines Netzbetreibers bezieht, also wenn die letzte Umstellzone umgestellt ist. In vielen Fällen wird die Methanversorgung in einem Teil der Umstellzonen eines Netzbetreibers bereits deutlich früher eingestellt.

In den kommenden Darstellungen ist neben dem Bezug über vorgelagerte Netzbetreiber auch lokale, dezentrale Erzeugung von Wasserstoff dargestellt, sofern sie nach heutigem Planungsstand gesichert ist und eine für die Flächenversorgung relevante Größenordnung besitzt. Die Kartendarstellung erfolgt auf Ebene der Landkreise und kreisfreien Städte (NUTS-3). Hierbei wurde ein Landkreis jeweils entsprechend der zeitlich ersten ihn schneidenden Umstellzone, die ein Kriterium erfüllt, eingefärbt.

In Abbildung 8 ist der **Beginn der ersten H_2-Einspeisung auf Landkreisebene** dargestellt. Es ist erkennbar, dass in vielen Landkreisen Umstellzonen ganz oder teilweise liegen, für die der jeweilige Betreiber einen ersten Einsatz von H_2 bereits vor oder im Jahr 2030 vorsieht. Hierbei kann es jedoch sein, dass im selben Landkreis auch Umstellzonen ganz oder teilweise liegen, die später mit dem Einsatz von H_2 beginnen.

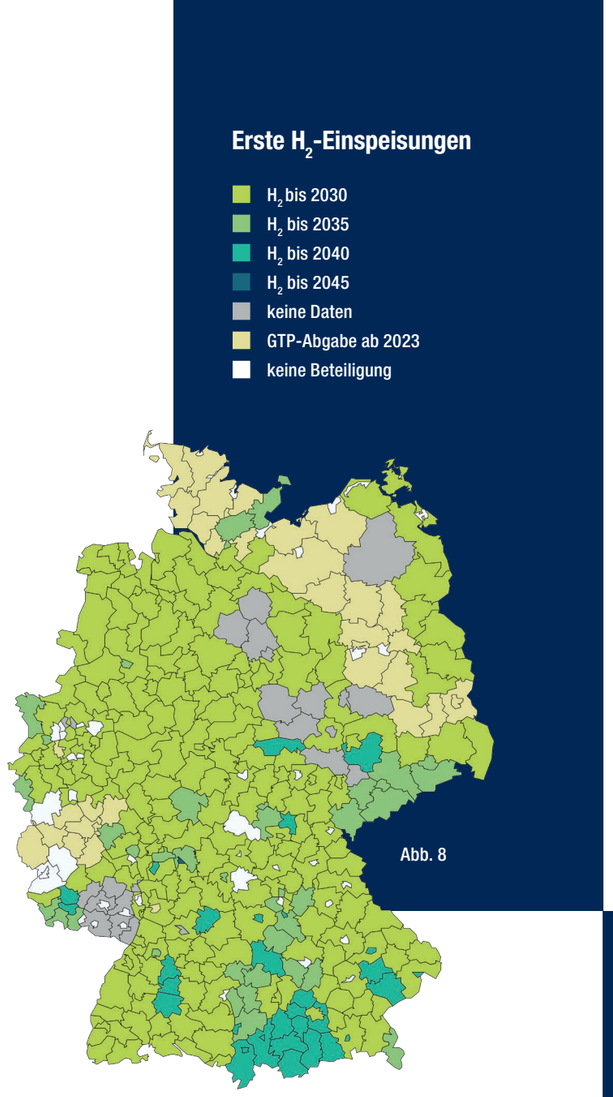


Abb. 8

In Abbildung 9 ist das erste Vorkommen von reinen **100 Prozent H_2-Netzen auf Landkreisebene** dargestellt[b]. Es ist erkennbar, dass in vielen Landkreisen Umstellzonen ganz oder teilweise liegen, für die der jeweilige Betreiber einen Betrieb mit 100 Prozent H_2 bis einschließlich 2030 oder 2035 vorsieht. Ebenso sehen wir einen relevanten Anteil an Landkreisen, die Umstellzonen ganz oder teilweise enthalten, die erst nach 2035 auf 100 Prozent H_2 umstellen. Zudem sehen wir Landkreise mit Umstellzonen, die im Jahr 2045 eine klimaneutrale Mischgasversorgung vorsehen. Teils sehr umfassende Biomethanpotenziale sind in dieser Darstellung nicht berücksichtigt.

[b] 100% H_2-Netze im Kontext dieser Auswertung sind Umstellzonen, die über vorgelagerte Netzbetreiber H_2 beziehen, aber kein CH_4. Es können in denselben Landkreisen weitere Netze existieren, die noch nicht transformiert sind.

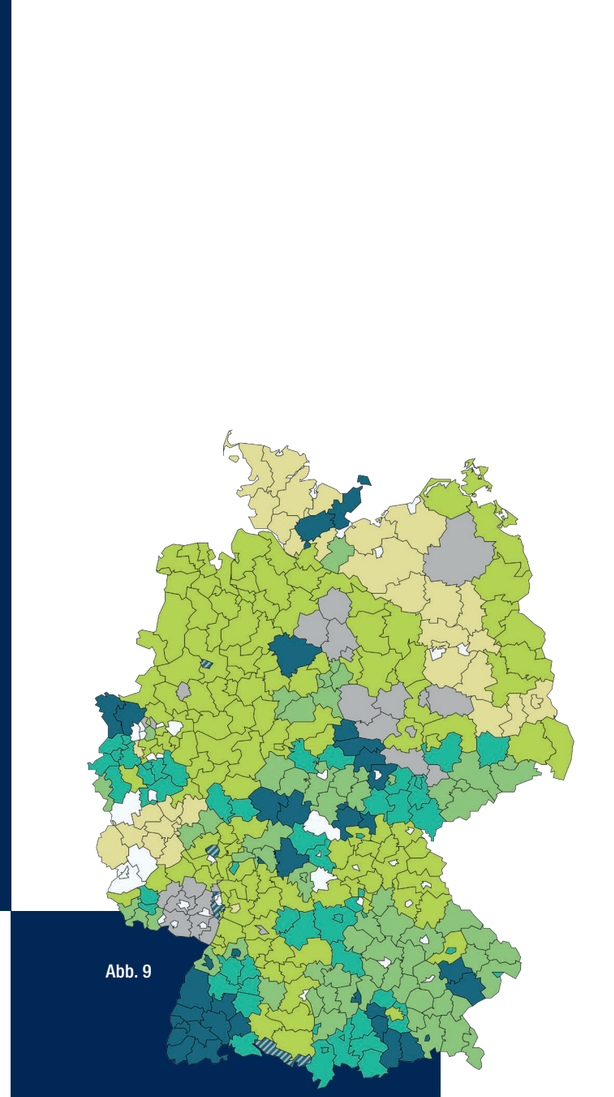


Abb. 9

Aus den Grafiken wird deutlich, dass erste H_2-Einspeisungen oft schon bis 2030 vorgenommen werden, die Umstellung auf 100 Prozent jedoch später geschieht.

Die ermittelten Umstellzeitpunkte verdeutlichen, dass die Transformation der Gasverteilnetze grundsätzlich im Rahmen der politischen Zielmarken möglich ist, teils sogar schneller. Darüber hinaus zeigen die Ergebnisse, dass die Verteilnetzbetreiber nach Analyse der Gegebenheiten vor Ort mit deutlicher Mehrheit ihre Netze für den Wasserstofftransport ertüchtigen wollen. Rein netzseitig ist eine Ertüchtigung auf 100 Prozent H_2-Readiness auch vor 2030 möglich. Allerdings sind die dafür notwendigen Investitionen derzeit nicht regulatorisch anrechenbar und zukünftige eigentumsrechtliche Fragestellungen noch ungeklärt[12].

Eine gute Abstimmung aller Netzebenen ist die Basis für eine erfolgreiche Transformation

Bei den hier dargestellten Abbildungen handelt es sich um den ersten, im Laufe des mehrjährigen GTP-Prozesses übermittelten Planungsstand. In den Folgejahren werden die Planungen im Dialog mit den Fernleitungsnetzbetreibern, Kunden und Kommunen weiter konkretisiert und Unschärfen reduziert. Zudem ist zu erwarten, dass der Detaillierungsgrad durch eine höhere Beteiligung von Netzbetreibern in Deutschland weiter zunimmt. Durch die so geschaffene Datenbasis wird in den nächsten Jahren der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft mit immer detaillierteren Einzelplanungen ermöglicht.

In allen Fällen muss aber in den prognostizierten Jahresscheiben sichergestellt werden, dass die notwendige Menge an Wasserstoff tatsächlich bereitgestellt wird. Im weiteren Verlauf des GTP-Prozesses ist eine fortwährende Abstimmung der Umstelljahre sowohl zwischen verbundenen Verteilnetzbetreibern als auch mit den vorgelagerten Fernleitungsnetzbetreibern notwendig, um das Umstellprozedere insgesamt volkswirtschaftlich zu optimieren. Hier greifen der GTP der Verteilnetzbetreiber und die H_2-Backbone-Entwicklung der Fernleitungsnetzbetreiber ineinander und entwickeln sich zu einem kohärenten Zielbild für die deutsche klimaneutrale Gasinfrastruktur. Ziel des GTP ist hierbei, bis 2025 die Planung so weit zu erhärten, dass sie investitionsfähig wird.

Neben der Einbindung in die H_2-Planung auf Basis des Wasserstoffberichts nach EnWG §28q bedarf es daher auch einer zielgerichteten Berücksichtigung der perspektivischen Wasserstoffbedarfe im Netzentwicklungsplan (NEP) Gas, um die Kapazitätsbedarfe der Verteilnetze perspektivisch decken zu können.

6 Herstellung der H_2-Readiness: technische Ertüchtigung der Netzkomponenten

Der unterbrechungsfreie Übergang von Erdgas zu Wasserstoff muss technisch vorbereitet werden

Der Transformationsprozess der Gasinfrastruktur zielt darauf ab, bis spätestens 2045, in einigen Bundesländern gar bis 2040, einen klimaneutralen Betrieb mit Wasserstoff, Biomethan und synthetischen Gasen gewährleisten zu können.

Für den Betrieb der Gasinfrastrukturen und der Anwendungen mit Wasserstoff[c] muss eine Bewertung der gesamten Versorgungskette vorgenommen werden. Hierzu gehören neben der Bewertung der technischen Komponenten auf die Tauglichkeit für den Einsatz mit Wasserstoff und deren Vernetzung auch die organisatorischen Voraussetzungen in den beteiligten Unternehmen.

Abbildung 10 zeigt die unterschiedlichen Ebenen, die bei der Betrachtung der H_2-Readiness berücksichtigt werden müssen. Für jede Ebene sind die notwendigen Voraussetzungen zu definieren, um in Kombination schließlich eine übergreifende H_2-Readiness sicherzustellen. Hierbei ist die H_2-Readiness der Infrastruktur (Ebene Bauteil bis Gasinfrastruktur) stärker technisch geprägt als die der umgebenen Ebenen.

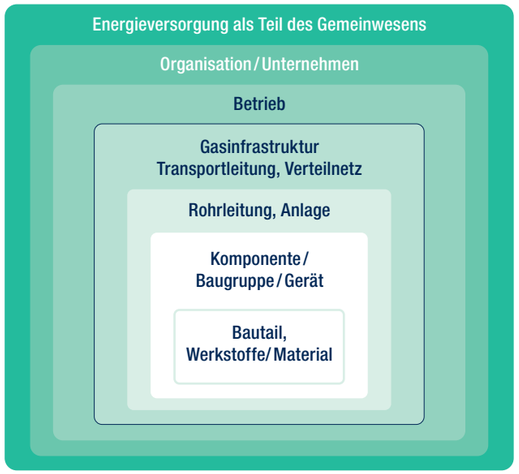


Abb. 10: Dimensionen der Betrachtung der H_2-readiness (DVGW e.V., 2021)

Sobald die Erfüllung der notwendigen Kriterien für die bestehende Gasinfrastruktur nachgewiesen werden kann, ist sie einsatzbereit für den Betrieb und die Anwendung mit Wasserstoff, also H_2-ready.

Für die Initiierung des H_2-Readiness-Bewertungs-Prozesses gemäß Abbildung 10 haben die Verteilnetzbetreiber im GTP 2022 mit dem Kernelement begonnen, um eine Eignung der Materialien und Werkstoffe der Rohrleitungen unter den jeweiligen Betriebsbedingungen bewerten zu können.

Hierfür wurden die Bestandsdaten für Gasleitungen, Netzanschlüsse und gastechnische Anlagen gemäß des DVGW-Arbeitsblattes G 410 „Bestands- und Ereignisdatenerfassung Gas“ gemeldet.

In den Folgejahren 2023 – 2025 sollen unter anderem Bauteile, Komponenten, Baugruppen und Geräte erfasst und mithilfe der sich gerade im Aufbau befindlichen H_2-Datenbank des DVGW bewertet werden. Diese Datenbank wird Informationen zur H_2-Readiness aller Komponenten der Gasinfrastruktur enthalten. Sie bezieht den aktuellen Stand der Technik und Herstellererklärungen mit ein und erlaubt so den Netzbetreibern perspektivisch, die eigenen verbauten Komponenten auf H_2-Readiness zu überprüfen. Der Launch der Datenbank in einer ersten Ausbaustufe ist für Ende 2022 vorgesehen.

Umfassende Technikanalysen im Rahmen des GTP liefern die Grundlagen für die Bewertung der physikalisch-technischen Aspekte der H_2-Readiness der Gasinfrastruktur. Dies soll bis spätestens 2025 abgeschlossen sein.

Für die rechtzeitig beginnende und vollständige Herstellung der H_2-Readiness für das gesamte deutsche Gasverteilnetz wurden in einer aktuellen Studie des DVGW vergleichsweise geringe Umrüstkosten von insgesamt 13 – 17 Mrd. Euro bis 2045 ermittelt.[d, 13, 14]

[c] gemäß der 5. Gasfamilie des DVGW-Arbeitsblatts G 260 „Gasbeschaffenheit“.

[d] Zum Vergleich: die jährliche EEG-Einspeisevergütung betrug in den letzten 10 Jahren 10–15 Mrd. Euro pro Jahr. [14]

Stand der Forschung

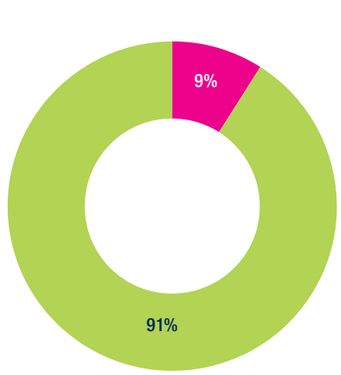
Verbände, insbesondere der DVGW, Institute, Hersteller- und Energieversorgungsunternehmen haben in den letzten Jahren zahlreiche Forschungsprojekte und Initiativen zu H_2-Einspeisemöglichkeiten und H_2-Verträglichkeiten von Materialien, Bauteilen und Komponenten des Bestandsnetzes durchgeführt.

Noch sind nicht alle Fragestellungen in Gänze geklärt, zahlreiche Studien und Untersuchungen laufen noch. Dennoch konnte bisher bestätigt werden, dass die Gasverteilnetze zum weit überwiegenden Teil für die Transformation hin zu Wasserstoff geeignet sind. Die bisherigen Ergebnisse weisen nur eine sehr geringe Anzahl an Bauteilen/Komponenten auf, die aus materialtechnischen oder operativen Gründen nicht mit reinem Wasserstoff betrieben werden können. Die gewohnt hohe Stabilität und die Ausfallsicherheit der Gasversorgung werden durch den Transport von Wasserstoff nicht beeinträchtigt. Diese positiven Ergebnisse wurden und werden durch Praxistests verifiziert. Ebenso gibt es keine Indizien, dass die sehr hohe Langlebigkeit der Infrastrukturkomponenten im Wasserstoffbetrieb in der Praxis eingeschränkt wird.

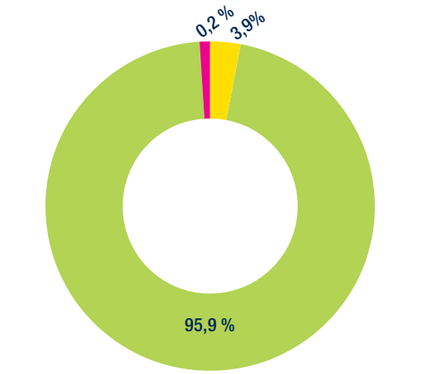
95,9 Prozent der Leitungen im deutschen Gasverteilnetz sind aus wasserstofftauglichen Materialien

Über das Portal der G 410 wurden von den deutschen Gasverteilnetzbetreibern in den letzten Jahren Materialdaten zu insgesamt 506.584 km Leitungen (Netzanschlussleitungen und Hauptleitungen) gemeldet; die Gesamtlänge des deutschen Gasverteilnetzes beträgt laut Bundesnetzagentur 554.500 km[15]. Dabei bestehen die Rohrleitungen gemäß der jeweils zuletzt gemeldeten Datensätze[e] zu 95,9 Prozent aus den H_2-tauglichen Materialien Stahl und Kunststoff. Weitere 3,9 Prozent sind in der Statistik als Duktilguss oder unbekannt verzeichnet. Nur 0,2 Prozent sind aus Grauguss und damit einem Material, das vor Umstellung des entsprechenden Netzabschnitts auf Wasserstoff getauscht werden müsste.

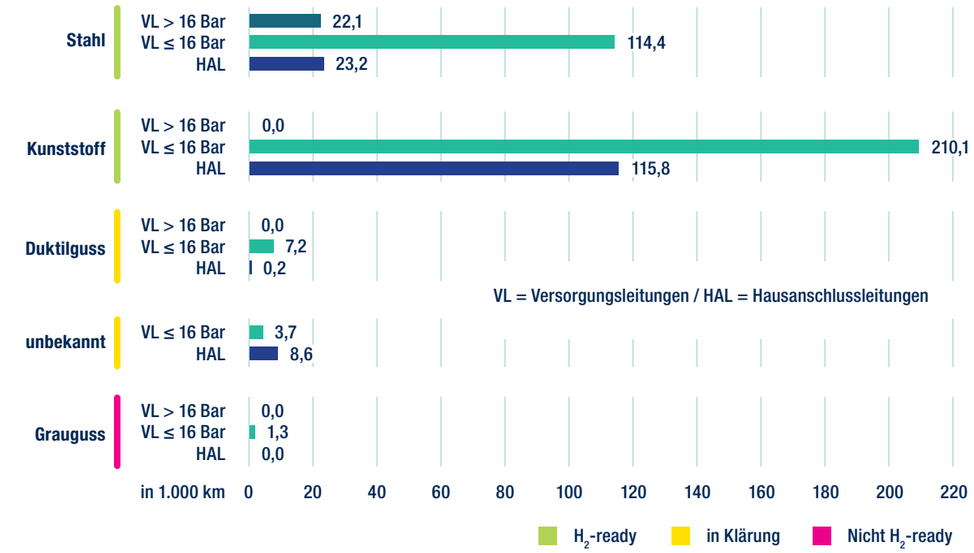
Anteil der Abdeckung der DVGW Gas-Wasser-Statistik an 554.500 km Gasverteilnetz



Rohrnetzmaterial



[e] In Fällen, in denen 2022 keine Meldung erfolgte, wurde auf den jeweils zuletzt gemeldeten Datensatz zurückgegriffen. Hierbei wurden keine Daten vor 2015 berücksichtigt. Die Auswertung deckt so 91 Prozent der deutschen Gasverteilnetzkilometer ab. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass sie für das Gesamtnetz repräsentativ ist



Rohrleitungsmaterialien Gas nach Gas-Wasser-Statistik G 410

Mit insgesamt 325.888 km und einem Anteil von 64 Prozent machen die Kunststoffe den Großteil der verbauten Materialien im Gasverteilnetz aus. Neben zahlreichen bestätigten Herstellererklärungen sowie Studien des DBI, DVGW und anderer Institute (siehe Abbildung 11) und Unternehmen haben auch der Kunststoffrohrverband e.V., der deutsche Fachverband der Kunstrohr-Industrie und TEPPFA, der europäische Verband für Kunststoffleitungen in jeweils einer Stellungnahme die Eignung der Werkstoffe PE63, PE80, PE100, PE100-RC, PA-U12 und weiterer Kunststoffe (z.B. PVC) für die Verteilung und den Transport von Wasserstoff bis 16 bar bestätigt.

Für den Großteil der verwendeten Stahlleitungen ist aus Forschungsvorhaben (siehe Abbildung 11) und Industriegase-Regelwerken für Wasserstoffleitungen, wie bspw. ASME B31,12 und EIGA 121/14, eine dauerhafte Eignung für den Betrieb mit Wasserstoff unter den in Verteilnetzen vorhandenen Betriebsbedingungen (bspw. Ruhende Belastungen und geringe Ausnutzung der Festigkeitsgrenzen) belegt.

Leitungsstähle, die sowohl im DVGW-Arbeitsblatt G 463 „Gashochdruckleitungen aus Stahlrohren für einen Auslegungsdruck von mehr als 16 bar; Planung und Errichtung“ für Erdgas als auch in der EIGA 121/14 für Wasserstoff empfohlen werden, sind u.a. L245, L290 und L360 (niedrigfeste Stähle). Bei Erneuerungen oder Netzerweiterungen im Verteilnetzbereich werden überwiegend die genannten Werkstoffe eingesetzt. Nach dem Kompendium „Wasserstoff für Gasverteilnetze“[16] wird kein herkömmlicher Stahl im Verteilnetz im Bestand von der Verwendung für Wasserstoff ausgeschlossen.

Eignung von Rohrnetzmaterialien in den Verteilnetzen

Material	Eignung
Polyethylen 80 (PE 80)	✓
Polyethylen 100 (PE 100)	✓
Polyamid 11 (PA 11)	✓
Polyamid 12 (PA 12)	✓
Polyvinylchlorid (PVC)	✓
Polypropylen (PP)	✓
Polytetrafluorethylen (PTFE)	✓
Polyoxmethylen (POM)	✓
Aluminiumlegierungen	✓
Kupfer/Kupferlegierungen	✓
Kohlenstoffstahl (St 37/235, ASTM A106 grade B, API 5L grade B)	✓
Rostfreier Stahl (AISI 316 Sorten)	✓
Weitere Stähle (bis StE 210, 240, 290, 320, 360, 385, 415, 445, 480)	✓

Abb. 11: Aktueller Kenntnisstand H_2-Tauglichkeit von Rohrleitungswerkstoffen (DVGW e.V., 2021)

Lediglich bei einem sehr geringen Anteil an duktilen Gussrohren (1,5 Prozent) kann bezüglich der H_2-Tauglichkeit gegenwärtig noch keine finale Aussage getroffen werden. Bei ersten Versuchen in Großbritannien scheinen sich allerdings positive Ergebnisse zu zeigen[17].

Graugussleitungen sind für Wasserstoff ungeeignet. Diese wurden jedoch in der Vergangenheit über das bundesweite Graugussaustauschprogramm[18] fast vollständig entfernt.

Der Anteil unbekannter Rohrleitungswerkstoffe liegt bei 2,4 Prozent. Aktuelle und kommende Baustellen können genutzt werden, um die letzten Lücken in der Dokumentation zu schließen. Im Falle von Erneuerungen oder Netzerweiterungen werden von den Verteilnetzbetreibern bereits heute H_2-ready-Rohrleitungsmaterialien eingesetzt.

Gastechnische Anlagen können mit geringen Zusatzinvestitionen ertüchtigt werden

Insgesamt wurden von den deutschen Gasverteilnetzbetreibern in den letzten Jahren 61.365 gastechnische Anlagen über das DVGW-Portal der G 410 zurückgemeldet[f]. Dazu zählen Anlagen für die Gasmessung und Gasdruckregelung.

Gastechnische Anlagen, die auf die 2. Gasfamilie gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 260 ausgelegt sind, können mit den derzeitigen Herstellerempfehlungen nicht ohne Anpassungen mit Wasserstoff betrieben werden. Einzelne Geräte, insbesondere Gasmessgeräte, haben für Wasserstoff keine Zulassung und müssen erneuert werden.

Der Anpassungsbedarf einer Anlage ist individuell und wird vom zuständigen Netzbetreiber bewertet. Hierbei ist auch zu prüfen, ob die ehemaligen Auslegungsparameter zum zukünftigen Bedarf passen. Sind Komponenten mit den derzeitigen Herstellervorgaben nicht leistungsfähig genug, müssen sie größer dimensioniert werden.

Im Vergleich zu Leitungsobjekten sind gastechnische Anlagen grundsätzlich schneller und mit weniger Planungs- und Kostenaufwand zu ersetzen, unter anderem, da sie im Gegensatz zu Rohrleitungen oberirdisch leicht zugänglich sind. Darüber hinaus müssen nur wenige gastechnische Anlagen für Wasserstoff außerplanmäßig angepasst bzw. Ersatzinvestitionen getätigt werden:

- Ein Teil der Anlagen wird aktuell und zukünftig mit Biomethan gespeist und muss nicht angepasst werden.
- Der Großteil der Anlagen wird im Rahmen der regulären Erneuerung angepasst.
- Die gastechnischen Anlagen machen lediglich einen geringen Teil der Gesamtinvestitionskosten der Asset-Gruppen aus.
- Die Hersteller werden ihre zum Teil konservativen Empfehlungen anpassen, so dass ein geringerer H_2-Erneuerungsbedarf besteht.

Die H_2-Datenbank des DVGW und der GTP-Prozess werden in den kommenden Jahren einen wesentlichen Beitrag zur Beschleunigung des Transformationsprozesses leisten.

Netzhydraulische Aspekte

Neben den Fragestellungen der Wasserstoffeignung hinsichtlich Materialien und Funktion sind auch netzhydraulische Aspekte im Rahmen der Netzplanungen für die Transformation elementar und wurden in der GTP-Erarbeitung berücksichtigt.

Aufgrund des geringen Brennwertes von Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas (~1/3) erhöhen sich der Durchfluss und die Strömungsgeschwindigkeit bei gleichbleibender Energiemenge auf das Dreifache. Der Druckverlust erhöht sich dabei um etwa 20 bis 30 Prozent.

Verteilnetzbetreiber der Initiative H2vorOrt bestätigten nach interner Prüfung, dass die für Erdgas errichteten Gasnetze bereits heute Wasserstoff netzhydraulisch transportieren können, so dass die vorgegebenen Druckbereiche eingehalten werden.

In den wenigen Netzen, in denen die definierten Druckgrenzen verletzt werden, können diese ohne größeren technischen Aufwand wieder eingestellt werden (bspw. durch Druckerhöhungen oder Netzsektionierungen).

Fazit und Ausblick

Aus Sicht der Forschung ist die Transformation auf 100 Prozent Wasserstoff möglich. Dies gilt es nun in die operative Praxis zu überführen. Da auf Basis der G 410 gegenwärtig nur 0,2 Prozent der erfassten Rohrleitungen aus gesichert nicht H_2-ready Material besteht, kann den Rohrleitungen der Verteilnetze in Deutschland in diesem ersten Schritt grundsätzlich eine Eignung für den Betrieb mit 100 Prozent Wasserstoff zugeschrieben werden.

In den Folgejahren der GTP-Erstellung werden diese Untersuchungen nun auf weitere Komponenten und Anlagen ausgeweitet, um den konkreten Ertüchtigungsbedarf für jeden Netzbetreiber zu eruieren und somit die Gesamttransformation umsetzungsreif zu planen.

Parallel dazu sollten H_2-ready Verbrauchsgeräte, die nicht Gegenstand des GTP sind, einen adäquaten Markthochlauf und Einsatz beim Endverbraucher erfahren, um nachfolgende Umstellprozesse zu erleichtern.

[f] ohne Hausdruckregler.

7 Schlussfolgerung, Handlungsempfehlungen und Ausblick

Der Planungsprozess für die Transformation der deutschen Gasverteilnetze zur Klimaneutralität wurde gestartet

Die in diesem Bericht gezeigten Ergebnisse sind Planungsstände zu Beginn eines mehrjährigen, deutschlandweiten Planungsprozesses. Die Ergebnisse zeigen klar den Willen und die Ambition der Verteilnetzbetreiber, die Transformation der Netze konsequent und schnell anzugehen. Die Tatsache, dass bereits in weiten Teilen Deutschlands eine H_2-Einspeisung bis 2030 geplant wird, spricht für sich und macht Mut, dass wir durch eine ambitionierte Transformation der Gasversorgungsinfrastruktur in absehbarer Zeit große Mengen klimaneutraler gasförmiger Energie aus Import und dezentraler Erzeugung in Deutschland verteilen können.

Nach Veröffentlichung des Planungshandbuchs zum GTP haben bis zum 30. Juni 2022 180 Verteilnetzbetreiber in Deutschland eine Meldung für den GTP-Planungsprozess abgegeben. Wie zahlreichen Bitten um Fristverlängerung, die uns erreicht haben, zeigen, haben jedoch auch viele Verteilnetzbetreiber es nicht geschafft, im gesetzten zeitlichen Rahmen eine Abgabe für 2022 einzureichen. Unabhängig davon, ob ein Unternehmen nun zu den 180 Abgebenden zählt oder dieses Jahr keine Meldung abgegeben hat – der zugrundeliegende Planungsprozess mit seinen Dialogprozessen und technischen Analysen wurde bei einer großen Anzahl der deutschen Verteilnetzbetreiber gestartet.

Wie es für den Beginn eines solchen Prozesses jedoch zu erwarten ist, sind die teilnehmenden Verteilnetzbetreiber unterschiedlich weit in ihren Planungen fortgeschritten. Teils gab es bereits vor Abgabe der Rückmeldung intensive Dialoge und Konzepte mit den vorgelagerten Netzbetreibern, teils finden diese gerade noch statt oder stehen bevor. Ein überwiegender Teil der rückmeldenden Unternehmen hat jedoch schon erste Transformationspfade für ihre Netzgebiete erarbeitet, die nun in einem fortwährenden Prozess auf Basis des Dialogs mit den Kunden und Kommunen vor Ort und den vorgelagerten Netzbetreibern adaptiert werden.

Ziel ist eine investitionsfähige Planung bis spätestens 2025

Im GTP 2023 werden die Planungen weiter detailliert werden. Informationen von Kundenseite werden stärker vorhanden sein, und technische Analysen werden ausgeweitet. Ebenso wird voraussichtlich auch der Wasserstoff-Backbone der Fernleitungsnetzbetreiber, auch auf Basis der Informationen aus Gesprächen des GTP-Prozesses, eine weitere Iteration durchlaufen. All dies wirkt auf die Planung ein und hilft, ein Netzebenen-übergreifendes Zielbild der klimaneutralen deutschen Gasinfrastruktur zu schaffen. Ziel ist es, bis spätestens 2025 eine deutschlandweit koordinierte Planung vorliegen zu haben, die investitionsfähig ist.

Der GTP ist über die europäische Initiative Ready4H2, in der H2vorOrt Deutschland vertritt, in die Wasserstoffstrategie der europäischen Verteilnetzbetreiber eingebunden. Gegenwärtig laufen Bestrebungen, länderspezifische Konzepte ähnlich dem GTP in vielen weiteren europäischen Staaten zu etablieren. [19]

Der GTP ist fundamentaler Bestandteil des im Wasserstoffbericht angelegten Planungsprozesses

Gemäß EnWG §28q wurden Betreiber von Wasserstoffnetzen sowie die FNB von der BnetzA aufgefordert, bis zum 1. September 2022 einen gemeinsamen Bericht zum aktuellen Ausbaustand des Wasserstoffnetzes und zur Entwicklung einer zukünftigen Netzplanung Wasserstoff mit dem Zieljahr 2035 vorzulegen. Dieser umfasst neben mögliche Kriterien zur Berücksichtigung von Wasserstoff-Projekten insbesondere Anforderungen zur Ermittlung von Ausbaumaßnahmen.

Für den Aufbau einer flächendeckenden Wasserstoffinfrastruktur sind jedoch alle Netzebenen erforderlich, wobei jedes Netz in Deutschland seine eigenen regionalen Spezifika aufweist, die berücksichtigt werden müssen, um die Klimaneutralität vor Ort zu erreichen.

Entsprechend wurden die Umsetzung der Wasserstoffnetzplanung in Verteilnetzen auf Basis des GTP und sowie die prozessuale Abwicklung zwischen FNB und VNB gemeinsam von den FNB, zahlreichen VNB und den Verbänden BDEW, DVGW, FNB Gas, VKU sowie der Initiative H2vorOrt im Wasserstoffbericht nach §28q EnWG beschrieben.

Der Prozess im Wasserstoffberich sieht vier Härtegrade vor:

1. Mit der Erstellung des GTP wird auf Ebene der VNB die Grundlage geschaffen, die perspektivischen Wasserstoffbedarfe strukturiert zu erheben und zu melden. Dieser Bedarf wird durch fortlaufende, technische Abstimmungsgespräche im Rahmen des GTP-Prozesses weiter erhärtet.
2. Basis für die Planung der Umstellung von Leitungen auf Wasserstoff durch die FNB sind konkrete Bedarfsmeldungen der VNB (erfolgt über eine Absichtserklärung/MoU zwischen FNB und VNB).
3. Eine endgültige Verbindlichkeit erfolgt durch den Abschluss eines Umstellungsfahrplanes zwischen FNB und VNB (beinhaltet ein technisches Konzept inkl. Umstellungstermine).
4. Die Leitung(en) der FNB werden auf Wasserstoff umgestellt.

Was können Sie tun, um die Transformation zu unterstützen?

Was können Sie tun, um die Transformation zu unterstützen?

Industriekunden

Sprechen Sie mit Ihrem Verteilnetzbetreiber über Wasserstoff. Sie haben die Chance, im Dialog mit Ihrem Verteilnetzbetreiber vor Ort die Transformation Ihrer Gasversorgung hin zu Wasserstoff gemeinschaftlich zu gestalten. Die Verteilnetzbetreiber sind das verbindende Element zwischen dem entstehenden deutschen Wasserstoffbackbone und Ihnen als Verbraucher. Durch den gemeinschaftlichen Dialog können Investitionszyklen und Bereitstellung der H_2-Belieferung optimiert aufeinander abgestimmt werden.

Kommunen

Treten Sie mit Ihrem Verteilnetzbetreiber in den Dialog zur kommunalen Wärmeplanung. Der GTP bietet ein solides Fundament für deren Entwicklung. Rund die Hälfte aller Haushalte werden heute mit Gas versorgt. Der GTP berücksichtigt diese sowie überregionale Zusammenhänge der Versorgung, den Prozesswärmebedarf und insbesondere auch infrastrukturell wichtige Ankerkunden (wie die lokal ansässigen Betriebe). Diese Zusammenhänge sind für die kommunale Wärmeplanung von grundsätzlicher Bedeutung, da der industrielle Energiebedarf, die Versorgung mit Fernwärme und überregionale Zusammenhänge einen Rahmen für die Infrastrukturentscheidungen in den Kommunen setzen.

Netzbetreiber

Beteiligen Sie sich am GTP. Wir empfehlen, den grundsätzlichen Prozess auf Basis des GTP-Leitfadens 2022 [20] bereits zeitnah zu starten und nicht auf die Veröffentlichung des GTP-Leitfadens 2023 zu warten. Erstellen Sie eine Basisplanung, gehen Sie in den Dialog mit Ihren Kunden und Kommunen, stimmen Sie sich mit Ihren vor- und nachgelagerten Netzbetreibern ab und beginnen Sie mit der technischen Analyse Ihrer Netze. Wir freuen uns auf Ihre Meldung 2023!

Politik

Kostenanerkennung

Im EnWG 2021 ist bereits die Forderung nach einer gemeinschaftlichen Finanzierung von Gas- und Wasserstoffnetzen verankert[g]. Dies sollte nun zeitnah umgesetzt werden, um die Transformation nicht zu behindern. Insbesondere ist es notwendig, dass die Kosten für die Herstellung der H_2-Readiness in bestehenden Gasnetzen schnellstmöglich regulatorisch anerkannt werden. Da die Anerkennung der Kosten grundlegende Bedingung für die Transformation der Netze ist, können starke Verzögerungen zu einem umsetzungsgefährdenden Stolperstein auf dem Weg zur Klimaneutralität werden.

Die Verteilnetzbetreiber haben in den letzten 15 Jahren über 32 Mrd. Euro[21] in den Ausbau und die Erneuerung der Netze investiert. Dies ermöglicht heute eine kosteneffiziente und schnelle Ertüchtigung der Infrastruktur auf Wasserstoff. Der DVGW geht von Mehrkosten von insgesamt 13 bis 17 Mrd. Euro[22] für die Herstellung der H_2-Readiness aus [h, 23].

Hochlauf der Mengen

Die im Koalitionsvertrag verankerte ambitionierte Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) muss zügig angegangen werden. Die Rahmenbedingungen haben sich grundlegend geändert, der Bedarf an Wasserstoff wird deutlich steigen und zeitlich viel früher gedeckt werden müssen. Deutschland möchte zudem Leitmarkt für Wasserstofftechnologien werden[i]. All dies ist auch für eine ambitionierte Transformation der Gasverteilnetze von fundamentaler Bedeutung. Der Nationale Wasserstoffrat hat folgende konkrete Forderungen aufgestellt:

- Schaffung eines Zertifizierungs- und Handelssystem zur Etablierung eines liquiden Wasserstoffmarktes
- Zügiger Auf- und Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur
- Rascher Hochlauf der Verfügbarkeit von klimaneutralem Wasserstoff und seiner Derivate durch einheimische Erzeugung und insbesondere durch frühzeitige Importe aus dem europäischen und außereuropäischen Ausland
- Schaffung eines kohärenten (Förder-)Rahmens zum Aufbau von Absatzmärkten für Wasserstoff
- Forschung zu und Entwicklung einer nachhaltige Wasserstoff-Evolution mit Fokus auf der Realisierung von großskaligen und ganzheitlichen Demonstrationsprojekten

Unbundling

Den Forderungen der Europäischen Kommission in der Binnenmarktrichtlinie[24] zu einem verschärften Unbundling muss die Bundesregierung im Europäischen Rat entschieden entgegentreten. Wie schon der Bundesrat festgestellt hat[25], würde dies den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft wesentlich verlangsamen. Zudem haben die Verteilnetzbetreiber in Deutschland den Beweis angetreten, dass die Umsetzung der seit 2009 bestehenden Unbundlingregeln für Gas einen für Europa einzigartigen Wettbewerb ermöglicht haben. Der gemeinsame Betrieb von Gas- und Wasserstoffleitungen ermöglicht eine sehr flexible und auf die Kunden und Kommunen zugeschnittene Vorgehensweise vor Ort.

[g] EnWG §112 (1): „Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie veröffentlicht bis zum 31. Dezember 2022 ein Konzept zum weiteren Aufbau des deutschen Wasserstoffnetzes. Das Konzept soll im Lichte sich entwickelnder unionsrechtlicher Grundlagen – vor dem Hintergrund des Ziels einer Anpassung des regulatorischen Rahmens zur gemeinsamen Regulierung und Finanzierung der Gas- und der Wasserstoffnetze – Überlegungen zu einer Transformation von Gasnetzen zu Wasserstoffnetzen einschließlich einer schrittweise integrierten Systemplanung beinhalten."

[h] Im Vergleich: Die jährliche EEG-Einspeisevergütung betrug in den letzten 10 Jahren 10 bis 15 Mrd. Euro pro Jahr. [14]

[i] Koalitionsvertrag 2021: „So wollen wir bis 2030 Leitmarkt für Wasserstofftechnologien werden und dafür ein ambitioniertes Update der nationalen Wasserstoffstrategie erarbeiten."

8 Anhang

ANHANG A: PLANUNGSPRÄMISSEN

Im Folgenden finden Sie die Prämissen für die GTP-Erstellung aus dem GTP-Handbuch 2022. Die Planungen wurden von den einzelnen Unternehmen nach diesen Prämissen auf Basis der lokalen Situation vor Ort angefertigt. Diese Planungen wurden anschließend für diesen Bericht aggregiert und ausgewertet.

Weiterentwicklungen des Rechtsrahmens werden in den Planungsprämissen der nachfolgenden GTP- Handbücher berücksichtigt.

I. Marktliche Rahmenbedingungen

a) Es wird vorausgesetzt, dass die Politik Rahmenbedingungen schafft, die eine zunehmende Dekarbonisierung des Gasverbrauchs entsprechend den Klimazielen der Bundesregierung ermöglichen. Dies entspricht der Forderung von H2vorOrt nach einem Grüngasziel – zusammen mit einem Umsetzungspfad wie zum Beispiel einer hochlaufenden Quotenregelung.
b) Im Rahmen des GTP wird davon ausgegangen, dass H_2-Readiness-Maßnahmen zeitnah in der Gasnetzregulierung anerkannt werden.
c) Leitend für die Transformationsplanung sind die Klimaziele, nicht heutige Thesen zur Mengenbereitstellung klimaneutraler Gase. Damit die entsprechenden Reduktionspotenziale umgesetzt werden können, sind die notwendigen Mengen an klimaneutralen Gasen bereitzustellen. Wir gehen davon aus, dass der Netzentwicklungsplan einen rechtzeitigen und bedarfsgerechten Ausbau der Versorgungsinfrastruktur für klimaneutrale Gase vollumfänglich sicherstellt, und darüber hinaus eine signifikante Menge dezentral erzeugt wird. Wir vertrauen darauf, dass die Politik die Rahmenbedingungen für einen entsprechenden erzeugungsseitigen Markthochlauf schafft.

II. Technische Rahmenbedingungen

a) Das gesamte Verteilnetz soll spätestens 2040 in der Lage sein, klimaneutrale Gase zu transportieren. Netze, die langfristig 100 Volumenprozent H_2 transportieren sollen, müssen also spätestens 2040 zu 100 Prozent H_2-ready sein.
b) Die Vielfalt der klimaneutralen Gase (Wasserstoff, Biomethan, SNG, …) sollte zielkompatibel optimal eingesetzt werden. Die gesicherte, dezentrale Erzeugung ist mit einzubeziehen.
c) Instandhaltungsmaßnahmen werden unabhängig von der zeitlichen Planung bereits im Rahmen der Verfügbarkeit H_2-ready durchgeführt.
d) Der DVGW stellt sicher, dass das Regelwerk zu 20 Volumenprozent und 100 Prozent H_2 rechtzeitig zur Verfügung steht.
e) Neue KWK-Anlagen bzw. Gaskraftwerke sind nach dem aktuellen politischen Willen H_2-ready zu errichten. Es wird empfohlen, diese Anforderung so weit wie möglich auch auf andere neue RLM-Kunden /-Anwendungen anzuwenden bzw. Bestandskunden frühzeitig die Notwendigkeit der H_2-Readiness anzuzeigen.

III. Klimapolitische Rahmenbedingungen

a) Regionale Klimaziele und Anforderungen sind die Führungsgröße (kommunale Wärmeplanung) – der GTP fungiert hier als Brücke, um die Anforderungen der Kommunen bzgl. des Klimaschutzes an FNB und Landes- und Bundespolitik zu transportieren. Die Erreichung der Sektorenziele wird auf kommunaler Ebene unterstützt (Bottom-up-Analysen der Gemeinden).
b) Im Dialog über eine kommunalen Wärmeplanung, die laut Koalitionsvertrag bundesweit eingeführt werden soll, sollte beachtet werden, dass die (bereits vorhandenen) Assets in den Gasinfrastrukturen sinnvoll durch Wärmenetze ergänzt werden können. So würde eine gesamtwirtschaftlich optimale Lösung für die beschleunigte Wärmewende vor Ort ermöglicht.
c) Der konsolidierte Umstellungsplan über alle VNB muss das deutsche Klimaziel (Klimaschutzgesetz) in Summe erfüllen. Räumliche und zeitliche Entwicklungsstufen werden in der Summe zielkompatibel bilanziell ausgeglichen.
   · 65 Prozent weniger CO_2 ggü. 1990 bis zum Jahr 2030
   · 88 Prozent weniger CO_2 ggü. 1990 bis zum Jahr 2040
   · Erreichen der Klimaneutralität bis zum Jahr 2045

IV. Weitere Rahmenbedingungen

a) Der GTP richtet sich an einem Mengengerüst aus, das in verschiedenen zukünftigen Bedarfslagen die Aufrechterhaltung der derzeitigen Versorgungssicherheit sicherstellt.
b) Der GTP soll von jedem Verteilnetzbetreiber jährlich aktualisiert werden.
c) Der GTP ist die Basis für eine nachfolgende teilnetzspezifische Umstellung auf H_2 und andere klimaneutrale Gase analog der H-Gas-/L-Gas-Umstellung. Es wird davon ausgegangen, dass die Bundesregierung rechtzeitig einen analogen Rechtsrahmen schafft (§19a EnWG).

ANHANG B:: BETEILIGTE UNTERNEHMEN

Für den GTP 2022 haben folgende Unternehmen Rückmeldungen eingesendet:

- Alliander Netz Heinsberg GmbH
- Avacon Hochdrucknetz GmbH
- AVU Netz GmbH
- Bayernwerk Netz GmbH
- bnNetze GmbH
- Braunschweiger Netz GmbH
- Celle-Uelzen Netz GmbH
- Creos Deutschland GmbH
- EAM Netz GmbH
- ELE Verteilnetz GmbH
- ENA Energienetze Apolda GmbH
- Energie- und Wasserwerke Bautzen GmbH
- Energie Waldeck-Frankenberg GmbH
- Energienetze Bayern GmbH & Co. KG
- Energienetze Offenbach GmbH
- ENERGIERIED GmbH & Co. KG
- Energieversorgung Lohr-Karlstadt und Umgebung GmbH & Co. KG
- Energieversorgung Ergolding-Essenbach GmbH
- Energieversorgung Halle Netz GmbH
- Energieversorgung Schwarze Elster GmbH
- energis-Netzgesellschaft mbH
- ENERVIE Vernetzt GmbH
- e-netz Südhessen AG
- ENNI Energie & Umwelt Niederrhein GmbH
- Erdgas Burgbernheim GmbH
- Erdgas Mittelsachsen GmbH
- Erdgasversorgung Erding GmbH & Co.KG
- ESTW Erlanger Stadtwerke AG
- ESWE Versorgungs AG
- EVB-Netze GmbH
- EW Eichsfeldgas GmbH
- EWE NETZ GmbH
- EWR Netz GmbH
- FairNetz GmbH
- Feuchter Gemeindewerke GmbH
- Freiberger Erdgas GmbH
- Gas und Wärme GmbH Bad Aibling
- Gasnetz Hamburg GmbH
- Gasversorgung Dingolfing GmbH & Co. KG
- Gasversorgung Eisenhüttenstadt GmbH
- Gasversorgung Pfaffenhofen GmbH & Co. KG
- Gelsenwasser Energienetze GmbH
- Gemeindewerke Garmisch-Partenkirchen
- Gemeindewerke Kirkel GmbH
- Gemeindewerke Schwarzenbruck GmbH
- Gemeindewerke Wendelstein Gasversorgung GmbH
- GeraNetz GmbH
- Gewerbepark Nürnberg-Feucht GmbH
- GWB-Netz GmbH
- Heilbronner Versorgungs GmbH
- Herzo Werke GmbH
- HEWA GmbH
- inetz GmbH
- INNergie GmbH
- KEW Kommunale Energie- und Wasserversorgung AG
- Kommunale Energienetze Inn-Salzach GmbH & Co. KG
- Leitungspartner GmbH
- LSW Netz GmbH & Co.KG
- Mainfranken Netze GmbH
- Main-Kinzig Netzdienste GmbH
- medl GmbH
- Meißener Stadtwerke GmbH
- Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbH
- MVV Netze GmbH
- N-ERGIE Netz GmbH
- Netz Leipzig GmbH
- Netze BW GmbH
- Netze ODR GmbH
- Netze-Gesellschaft Südwest mbH
- Netzgesellschaft Frankfurt (Oder)
- Netzgesellschaft Gütersloh mbH
- Netzgesellschaft Köthen mbH
- NETZGESELLSCHAFT NIEDERRHEIN MBH
- Netzwerke Saarlouis GmbH
- NEW Netz GmbH
- NRM Netzdienste Rhein-Main GmbH
- Oberhessengas Netz
- OsthessenNetz GmbH
- Pfalzgas GmbH
- Regionalwerk Bodensee Netze GmbH & Co. KG
- Regionetz GmbH
- Rheinische NETZGesellschaft mbH
- RhönEnergie Osthessen GmbH
- SachsenNetze GmbH
- schwaben netz regional gmbh
- Siegener Versorgungsbetriebe GmbH
- Städtische Werke Magdeburg GmbH & Co. KG
- Stadtnetze Münster GmbH
- Stadtwerke Schwabach GmbH
- Stadtwerk am See GmbH & Co. KG
- Stadtwerk Tauberfranken GmbH
- Stadtwerke Ahaus GmbH
- Stadtwerke Ansbach GmbH
- Stadtwerke Bad Reichenhall KU
- Stadtwerke Bad Salzuflen GmbH
- Stadtwerke Bad Saulgau
- Stadtwerke Bad Windsheim
- Stadtwerke Bad Wörishofen
- Stadtwerke Bernau GmbH
- Stadtwerke Bernburg Gasnetz GmbH
- Stadtwerke Bochum Netz GmbH
- Stadtwerke Böhmetal GmbH
- Stadtwerke Burg Energienetze GmbH
- Stadtwerke Dillingen/Saar Netzgesellschaft mbH
- Stadtwerke Dinkelsbühl
- Stadtwerke Eichstätt Versorgungs-GmbH
- Stadtwerke Elbtal GmbH
- Stadtwerke Elmshorn
- Stadtwerke Erdgas Plauen GmbH
- Stadtwerke Essen AG
- Stadtwerke Feuchtwangen
- Stadtwerke Friedberg
- Stadtwerke Georgsmarienhütte Netz GmbH
- Stadtwerke GmbH Bad Kreuznach
- Stadtwerke Gotha NETZ GmbH
- Stadtwerke Herford GmbH
- Stadtwerke Ilmenau GmbH
- Stadtwerke Jena Netze GmbH
- Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH
- Stadtwerke Königslutter GmbH
- Stadtwerke Konstanz GmbH
- Stadtwerke Kulmbach
- Stadtwerke Langen GmbH
- Stadtwerke Lehrte GmbH
- Stadtwerke Lindau (B) GmbH & Co. KG
- Stadtwerke Löbau GmbH
- Stadtwerke Münchberg
- Stadtwerke Neuburg a. d. Donau Gas
- Stadtwerke Neumarkt i.d.Opf. Energie GmbH
- Stadtwerke Neustadt an der Aisch GmbH
- Stadtwerke Nienburg / Weser GmbH
- Stadtwerke Ochtrup
- Stadtwerke Passau GmbH
- Stadtwerke Pirmasens Versorgungs GmbH
- Stadtwerke Radolfzell GmbH
- Stadtwerke Rees GmbH
- Stadtwerke Reichenbach Vogtland GmbH
- Stadtwerke Riesa GmbH
- Stadtwerke Rosenheim Netze GmbH
- Stadtwerke Roth
- Stadtwerke Röthenbach a.d. Pegnitz GmbH
- Stadtwerke Saarbrücken Netz AG
- Stadtwerke Schüttorf · Emsbüren GmbH
- Stadtwerke Sindelfingen GmbH
- Stadtwerke Speyer GmbH
- Stadtwerke Stein GmbH & Co. KG
- Stadtwerke Straubing Strom und Gas GmbH
- Stadtwerke Sulzbach/Saar GmbH
- Stadtwerke Treuchtlingen
- Stadtwerke Velbert GmbH
- Stadtwerke Waren GmbH
- Stadtwerke Weißenburg GmbH
- Stadtwerke Wertheim GmbH
- Stadtwerke Winsen (Luhe) GmbH
- Stadtwerke Wolfenbüttel GmbH
- Stadtwerke wunstorf GmbH & CO. KG
- Stadtwerke Zeven GmbH
- Stadtwerke Zirndorf GmbH
- Stadtwerke Zittau GmbH
- StWL Städtische Werke Lauf a.d. Pegnitz GmbH
- SÜC Energie und H2O GmbH
- SVS-Versorgungbetriebe GmbH
- swa Netze GmbH
- SWE Netz GmbH
- SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG
- SWO Netz GmbH
- SWP Stadtwerke Pforzheim GmbH & Co.KG
- SWTE Netz GmbH & Co. KG
- Syna GmbH
- Tegernseer Erdgasversorgungsgesellschaft mbH & Co. KG
- TEN Thüringer Energienetze GmbH & CO. KG
- Teutoburger Energie Netzwerk
- TWS Netz GmbH
- WerraEnergie GmbH
- wesernetz Bremen
- wesernetz Bremerhaven
- Westnetz GmbH
- WSW Netz GmbH
- ZVO Energie GmbH
- Zweckverband Gaswerk Illingen

Folgende Unternehmen haben angekündigt, ab 2023 Rückmeldungen abgeben zu wollen:

- E.DIS Netz GmbH
- ElbEnergie GmbH
- enercity Netz GmbH
- Energienetze Mittelrhein GmbH & Co. KG
- HanseGas GmbH
- NBB Netzgesellschaft Berlin-Brandenburg mbH & Co. KG
- Netzgesellschaft Düsseldorf mbH
- Schleswig-Holstein Netz AG
- Stadtwerke Heidelberg Netze GmbH
- Stadtwerke Traunstein GmbH & Co. KG

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bezeichnung
ASME	Berufsverband der Maschinenbauingenieure in den USA
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BHKW	Blockheizkraftwerk
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
DBI DBI	Gas- und Umwelttechnik GmbH
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EIGA	European Industrial Gases Association
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ETS	EU-Emissionshandel (European Union Emissions Trading System)
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
GaWaS	Gas-Wasser-Statistik des DVGW (G 410)
GTP	Gasnetzgebietstransformationsplan
HAL	Hausanschlussleitung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MoU	Absichtserklärung (Memorandum of Understanding)
NEP	Netzentwicklungsplan
NUTS-3	Verwaltungsebene der Land- und Stadtkreise
NWS	Nationale Wasserstoffstrategie
PA	Polyamid
PE	Polyethylen
PVC	Polyvinylchlorid
RLM	Registrierende Leistungsmessung
SLP	Standard-Last-Profil
SNG	Synthetisches Gas (Synthetic Natural Gas)
StE	Legierter Stahl
VKU	Verband kommunaler Unternehmen e.V.
VL	Versorgungsleitung
VNB	Verteilnetzbetreiber

Literaturverzeichnis

[0] https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/primaerenergieverbrauch#primarenergieverbrauch-nach-energietragern; abgerufen am 02.09.2022.

[1] AG Energiebilanzen e.V. (2021).

[2] Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt (2022): Monitoringbericht 2021, S. 344.

[3] DVGW-Merkblatt G 221: Leitfaden zur Anwendung des DVGW-Regelwerks auf die leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit wasserstoffhaltigen Gasen und Wasserstoff.

[4] Kemmler, Andreas (2020): Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050, Prognos AG; Buttermann, Hans Georg (2021): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2020, AG Energiebilanzen e. V.

[5] Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt (2022): Monitoringbericht 2021, S. 344.

[6] Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt (2022): Monitoringbericht 2021, S. 346.

[7] AEE (2017): RENEWS KOMPAKT Nr. 38 (https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/publikationen/erneuerbare-energie-fuer-die-industrie-prozesswaerme-aus-bioenergie-sorgt-fuer-unabhaengigkeit-und-klimaschutz; abgerufen am: 29.08.2022).

[8] Fraunhofer IEE / Fraunhofer ISE (2022): Erste Ableitungen aus der „Bottom-Up-Studie zu Pfadoptionen einer effizienten und sozialverträglichen Dekarbonisierung des Wärmesektors“ mit Blick auf die Kommunale Wärmeplanung und die Rolle von Wasserstoff (https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2022/2022-06-30_NWR-Waermestudie_Zwischenergebnisse_FhG.pdf; abgerufen am: 29.08.2022).

[9] FNB Gas (2022): Bericht zum aktuellen Ausbaustand des Wasserstoffnetzes und zur Entwicklung einer zukünftigen Netzplanung Wasserstoff.

[10] Fachverband Biogas (2021): Branchenzahlen 2020 und Prognose der Branchenentwicklung 2021.

[11] DVGW (2019): Erweiterte Potenzialstudie zur nachhaltigen Einspeisung von Biomethan unter Berücksichtigung von Power-to-Gas und Clusterung von Biogasanlagen; DVGW (2019): Ermittlung des Gesamtpotentials erneuerbarer Gase zur Einspeisung ins deutsche Erdgasnetz; Wasserstoffleitprojekt TransHyDE / Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG / Max-Planck-Institut für Chemische Energiekonversion / cruh21 GmbH (2022): Hintergrundpapier zu Gasinfrastrukturen im Lichte des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine.

[12] H2vorOrt (2022): Die Auswirkungen des EU-Gaspakets auf die deutsche Energiewende (https://www.h2vorort.de/fileadmin/Redaktion/PDF/h2vorort-auswirkungen-eu-gaspaket-wasserstoff.pdf; abgerufen am: 29.08.2022).

[13] DVGW (2022): Roadmap Gas 2050. Transformationspfade der deutschen Gasinfrastruktur inkl. Gasanwender (https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g201824-rmg2050-d2.3-transformationspfade.pdf; abgerufen am: 29.08.2022).

[14] Statista: Höhe der Einspeisevergütung für Strom nach dem EEG in Deutschland in den Jahren 2000 bis 2021 (https://de.statista.com/statistik/daten/studie/36306/umfrage/entwicklung-der-verguetung-nach-dem-eeg-seit-2000; abgerufen am: 29.08.2022).

[15] Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt (2022): Monitoringbericht 2021, S. 344.

[16] DBI (2021): Kompendium Wasserstoff in Gasverteilnetzen (https://www.dbi-gruppe.de/h2-kompendium-vnb.html; abgerufen am: 23.08.2022).

[17] HyDeploy (2021): HyDeploy2 Project. Gas Network Innovation Competition/Cadent. 3rd Project Progress Report (https://hydeploy.co.uk/app/uploads/2022/06/HYDEPLOY2-THIRD-OFGEM-PPR.pdf, abgerufen am 29.08.2022), S. 6.

[18] DVGW (2020): Methan-Emissionen der Erdgas-Infrastruktur (https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/methanemissionen-erdgas-zahlen-fakten-dvgw.pdf, abgerufen am 29.08.2022), S. 12.

[19] Ready4H2 (2022): A roadmap for local gas distribution networks to become the leading hydrogen distribution infrastructure in 2045.

[20] Online verfügbar auf der Webseite von H2vorOrt (https://www.h2vorort.de/publikationen/gtp).

[21] Gemäß der Bundesnetzagentur-Monitoringberichte 2007-2021.

[22] DVGW (2022): Roadmap Gas 2050. Transformationspfade der deutschen Gasinfrastruktur inkl. Gasanwender (https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g201824-rmg2050-d2.3-transformationspfade.pdf; abgerufen am 29.08.2022).

[23] Statista: Höhe der Einspeisevergütung für Strom nach dem EEG in Deutschland in den Jahren 2000 bis 2021 (https://de.statista.com/statistik/daten/studie/36306/umfrage/entwicklung-der-verguetung-nach-dem-eeg-seit-2000; abgerufen am: 29.08.2022).

[24] Europäische Kommission (15.12.2021): Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie Wasserstoff.

[25] Bundesrat (8.4.2022): Drucksache 56/22 (Beschluss).

H2vorOrt –
Wasserstoff über die Gasverteilnetze für alle nutzbar machen

www.h2vorort.de