



Green Paper Transformation Gas-/Wasserstoff- Verteilernetze

Inhaltsverzeichnis

I.	Einführung.....	2
II.	Anforderungen an neuen Ordnungsrahmen im Zuge der Transformation zu einer klimaneutralen Energieversorgung	5
III.	Identifikation anzupassender Themenfelder eines neuen rechtlichen Rahmens.....	8
1.	Ausgangslage	9
2.	Anschlussverpflichtung vs. Anschlussverweigerung/-kündigung	12
3.	Umfang von Rückbauverpflichtungen.....	14
4.	Investitionsverpflichtungen aus Konzessionsverträgen	16
5.	Weiterbetrieb von Netzen bei fehlendem Bewerber auf die Neukonzession.....	17
6.	„Kalkulatorik“: Kostenstruktur im Rahmen der Transformation.....	19
IV.	Fazit	19
V.	Fragen im Rahmen der öffentlichen Konsultation	20
	Allgemeines zur Zukunft der Erdgasverteilternetze im Zeitalter der Dekarbonisierung	20
	Wärmeplanung, Gebäudeenergiegesetz und Umsetzung der EU-Gas-/Wasserstoff-Binnenmarktpakets, Akteure und Verantwortlichkeiten, Zeitplan.....	21
	Anschlussverpflichtungen/Stilllegungspläne	21
	Rückbauverpflichtungen.....	22
	Investitionsverpflichtungen	22
	Konzessionsverträge.....	22
	Sonstiges.....	23

I. Einführung

Das Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2045 bedingt eine Abkehr von fossilen Energieträgern und den Ausbau erneuerbarer Energieträger. Die zur Erreichung der Ziele notwendige Transformation geht einher mit einem Sinken der Nachfrage nach fossilem Erdgas. Auch hat der russische Angriffskrieg gegen die Ukraine die Gefahr starker Abhängigkeiten von einzelnen Energieimportländern deutlich vor Augen geführt. Daraus ergeben sich erhebliche Auswirkungen auf bestehende Energieinfrastrukturen, die vor einem anderen wirtschaftlichen Hintergrund errichtet wurden. Zum einen drohen ineffiziente Überkapazitäten gerade in der Netzinfrastruktur zu entstehen. Zum anderen besteht die Herausforderung eines energiewendetauglichen Umbaus. Zur Gewährleistung einer wirtschaftlichen Versorgung bedarf es gut koordinierter Prozesse, die auch Fragen der Kosteneffizienz in den Blick nehmen. Die Bundesregierung wird diesen Wandel aktiv und gut vorbereitet gestalten und bei der Schaffung der künftigen Rahmenbedingungen auch neue Chancen nutzen, die sich für Teile der bestehenden Infrastruktur ergeben. Die Transformation wird schrittweise erfolgen. Deshalb wird es auch wichtig sein, für die verschiedenen Phasen der Transformation sachgerechte und die Interessen aller Marktbeteiligten berücksichtigende Antworten zu finden.

Die Transformation umfasst ein Auslaufen der Nutzung von Erdgas mit Substitution durch andere Energieträger. Daraus ergeben sich Chancen durch die Umstellung und den Betrieb der Infrastruktur im Sinne einer klimafreundlichen Energie- und Wärmeversorgung. Gleichzeitig bedeutet dies jedoch auch den Abschied von dann nicht mehr benötigter Netzinfrastruktur. Gasverteilernetze müssen im Rahmen dieser Transformation bis zu deren Abschluss im Interesse der Gewährleistung der Energieversorgung für Verbraucherinnen und Verbraucher sicher weiter betrieben werden. Sie werden jedoch am Ende der Transformation aller Voraussicht nach in deutlich geringerem Umfang benötigt werden als derzeit. Hieraus ergibt sich ein Spannungsfeld, in dem gleichzeitig Klimaziele, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit zu erreichen sind. Dies gilt auch für den Fall des Endes der Nutzung von Netzen oder Netzteilen infolge dieser Transformation. Die Gewährleistung einer jederzeit sicheren und vor allem noch wirtschaftlichen Versorgung bis zum Aufbau entsprechender Versorgungsalternativen ist sicherzustellen.

Gasverteilernetze dienen vorrangig der Versorgung mit Erdgas zur Wärmeerzeugung in Haushalten, von Industrieunternehmen und anderen Unternehmen aus den Bereichen Verarbeitendem Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie von lokalen Gaskraft- und Heizkraftwerken. In welchem Umfang diese Gasverteilernetze nach dem Jahr 2045 noch benötigt werden, wird unter anderem davon abhängen, inwieweit sie zur Verteilung von Wasserstoff verwendet werden können und sollen. Technisch wäre dies insoweit möglich, wie die Gasverteilernetze mit teils aufwändigen Modifikationen Wasserstoff tauglich gemacht werden können. Entsprechend ist davon auszugehen, dass die Länge der Gasverteilernetze von derzeit über 500.000 km stark zurückgehen wird. Neben Fragen der Wirtschaftlichkeit des Leitungsbetriebs sollte nicht aus dem Blick geraten, dass beim Aufbau des Erdgasversorgungsnetzes in Deutschland historisch eine Netzinfrastruktur für ein verfügbares und damals sehr wirtschaftliches Produkt errichtet wurde. Die Frage des Umbaus von

Gas- zu Wasserstoffnetzen wird daher grundsätzlich nicht losgelöst von der Verfügbarkeit des zu transportierenden Gases zu beantworten sein.

Im Bereich der Wärmeversorgung werden viele Kunden zukünftig voraussichtlich durch Wärmenetze versorgt oder die Wärme aus strombetriebenen Wärmepumpen beziehen können. Eine dezentrale Wasserstoffversorgung insbesondere von Heizkunden bzw. einzelnen Haushalten erscheint derzeit u. a. wegen der hohen Kosten des Wasserstoffs im Wärmesektor und vor allem wegen der voraussichtlich beschränkt verfügbaren Mengen wenig wahrscheinlich. Auch im Bereich von Gewerbe und Industrie wird der Verbrauch von Erdgas durch andere Energieträger zu ersetzen sein und es wird - soweit möglich - ebenfalls eine Elektrifizierung oder der Anschluss an ein Wärmenetz erfolgen. Soweit dies nicht möglich ist, könnte nach örtlicher Gegebenheit ein Umstieg auf Wasserstoff stattfinden (insbesondere Industrie-, Wasserstoffkraftwerke und in Einzelfällen auch größere KWK-Anlagen).

Bei abnehmender Zahl der Gasverbraucher und/oder der Abnahmemenge von Erdgas sind die Kosten für den Betrieb und die Instandhaltung des Gasverteilernetzes von zunehmend immer weniger Kunden zu tragen. Ohne Gegensteuerung ergäben sich sehr stark steigende Netzentgelte für den Gasnetzbetrieb. Ziel muss aber sein, eine bezahlbare, wirtschaftlich tragfähige und sichere Energieversorgung auch in der Übergangsphase zu sichern.

Im Ergebnis wird es bei über 700 Gasverteilernetzbetreibern jeweils auf die örtlichen Gegebenheiten ankommen: Inwieweit auch Gasverteilernetze bzw. einzelne Leitungen auf Wasserstoff umgestellt werden und inwieweit eine Stilllegung der existierenden Gasverteilernetze erfolgen soll, ist dabei in hohem Maße abhängig von den derzeit von den Kommunen auszuarbeitenden Wärmeplänen. Diese bilden die Grundlage für den Ausbau der Nah- und Fernwärmeversorgung sowie für die Möglichkeit der Netzbetreiber ggf. auch Wasserstoffnetze zu betreiben. Ferner spielen der Umsetzungsstand der energetischen Gebäudesanierung sowie die Kosten und die Verfügbarkeit von Wasserstoff eine bedeutende Rolle. Wenn die Wärmeversorgung der Verbraucher auf Basis der kommunalen Wärmepläne zunehmend elektrifiziert werden soll, dann wird der Umfang und die zeitliche Abfolge einer Stilllegung der Gasverteilernetze auch vom Fortschritt der Ertüchtigung der Stromverteilernetze abhängen. Lokale/regionale Voraussetzungen und Bedürfnisse (bspw. Gewährleistung der sicheren Kundenversorgung) bei der konkreten Ausgestaltung müssen durch Netzbetreiber und Kommunen sinnvoll berücksichtigt werden. Schließlich wird es, soweit es um eine Fortsetzung der Nutzung von Gasnetzinfrastruktur für Wasserstoff geht, auch einen Zusammenhang zwischen den Entscheidungen verschiedener Kommunen mindestens in einer Region geben, wenn eine solche Infrastruktur wirtschaftlich betrieben werden soll. Ferner bieten die kommunalen Wärmepläne Ansätze für eine räumliche Zuordnung der einzelnen Optionen zur klimaneutralen Wärmeversorgung.

Für die Transformation der derzeitigen Gasverteilernetze bedarf es eines geänderten Ordnungsrahmens. Der aktuelle gesetzliche Rahmen ist, vor dem Hintergrund früherer Weichenstellungen, auf einen zeitlich nicht begrenzten Fortbestand der Verteilernetze einschl. Erweiterungs- und Ersatzinvestitionen ausgelegt. Der künftige Ordnungsrahmen wird insbesondere die teilweise Umstellung existierender Gasverteilernetze auf Wasserstoff, eine teilweise Stilllegung (und ggf. den Rückbau, d. h. Entfernung) dieser Netze und den ggf. teilweise erforderlichen Neu-/Ausbau von Wasserstoffverteilernetzen und eine während dieses Transformationsprozesses stets gesicherte Versorgung auch wirtschaftlich ermöglichen

müssen. Dazu bedarf es frühzeitig Antworten auf die Frage, wie künftig mit weiteren Verdichtungen im Erdgasbestandsnetz umgegangen werden soll, ein weiterer Ausbau zur Erdgasversorgung vermieden werden kann, und unter welchen Voraussetzungen bestehende Gasnetzanschlüsse getrennt und zurückgebaut werden dürfen.

Dabei sind überraschende Stilllegungen für Nutzer sowie volkswirtschaftlich nicht sinnvolle Investitionen durch geplante Prozesse zu vermeiden. Ausreichend langfristige Planungen der erforderlichen Transformation der Gasverteilernetze sollen sicherstellen, dass alle Kunden hinreichend Zeit haben, sich auf die Änderungen einzustellen. Gleichzeitig sollen die Kosten der Transformation möglichst geringgehalten werden. Parallel zu Anpassungen des Ordnungsrahmens, um einen Rückgang der leitungsgebundenen Erdgasversorgung zu berücksichtigen, werden zusätzliche bzw. neue Regelungen erforderlich, die einen regulatorischen Rahmen für einen denkbaren Aufbau von Wasserstoffverteilernetzen setzen.

Daneben stellt sich die Frage, welche Rolle die Einspeisung von Biomethan (dies umfasst auch klimaneutral hergestelltes synthetisches Methan) in Zukunft haben wird. Grundsätzlich ist die Nutzung von Biomethan eine Erfüllungsoption zum klimafreundlichen Heizen gemäß GEG. Biomethan könnte für die Netznutzer eine interessante Option werden, wenn die Erdgasverbrauchsanlagen sowie alle weiteren technischen Bauteile des Erdgasnetzes und das Netz selbst uneingeschränkt in ihrer derzeitigen Form weitergenutzt werden könnten. Zudem wird für Erzeuger von Biomethan die Einspeisung ins Gasnetz aktuell attraktiver als etwa die Verstromung im Rahmen des EEG. Die derzeit noch geltenden Gasnetzzugangs- und Gasnetzentgeltverordnungen sehen eine Privilegierung der Biomethananlagen vor; diese entfällt spätestens mit Außerkrafttreten der Verordnungen mit Ablauf des 31. Dezember 2025.

Auf der anderen Seite ist Biomethan eine stark begrenzte Ressource, die zugleich in allen Energiebereichen genutzt werden kann. Angesichts der nationalen Erzeugungskapazität für Biomethan von aktuell lediglich zehn TWh pro Jahr ist von erheblichen Knappheiten auszugehen, die zu hohen Preisen führen. Selbst bei optimistischer Einschätzung wird die Einspeisung von Biomethan nur in Einzelfällen dazu führen, dass bestehende Gasnetze dauerhaft weiter genutzt werden. Es besteht also die Gefahr, dass angesichts der zukünftig zu erwartenden Knappheit von Biomasse die Biomethaneinspeisung endet. Dies könnte mit „stranded assets“ bzw. angesichts der sehr hohen Preise für Biomethan mit einem „Lock-In-Effekt“ einhergehen.

Vor diesem Hintergrund wird für die Betreiber von Erdgasverteilernetzen, Erdgaskunden und Betreiber von Biomethananlagen schnellstmögliche Planungssicherheit über die verlässliche Verfügbarkeit von Biomethanmengen erforderlich sein. Gleichzeitig werden bei Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen auch die extern im Versorgungsnetz verursachten Kosten zu betrachten sein.

Letztlich gilt es baldmöglichst zu klären, inwieweit eine mögliche zukünftige Rolle des Energieträgers Biomethan mit einem effizienten und für alle Nutzer wirtschaftlichen Betrieb der Versorgungsnetze in Einklang gebracht werden könnte.

Das Gas-/Wasserstoff-Binnenmarktpaket setzt für den Ordnungsrahmen auch im Bereich der Verteilernetze spezifische Vorgaben. Indem es die Möglichkeit für die Einschränkung

des Netzanschlusses und insbesondere förmliche Stilllegungspläne vorsieht, stellt es die Weichen für die künftige Ausgestaltung des Netzbetriebs und insbesondere für die Transformation der Netze.

Das BMWK plant eine zeitnahe Umsetzung des Gas-/Wasserstoff-Binnenmarktpakets der EU in nationales Recht; in diesem Zusammenhang werden auch wichtige Fragen des Ordnungsrahmens für die Verteilernetze adressiert werden. Für die Erdgas- und Wasserstoffverteilernetze relevant sind folgende Themen:

Erdgas- und Verteilernetzbetreiber müssen gesellschaftsrechtlich von den übrigen, marktlichen Tätigkeitsbereichen eines vertikal integrierten Unternehmens entflochten sein. Darüber hinaus sind sie buchhalterisch verpflichtet, getrennte Konten für den Erdgas-, den Strom- bzw. den Wasserstoffverteilernetzbetrieb zu führen. Das bedeutet insbesondere, dass eine getrennte Rechnungslegung für getrennte Netzbetriebsmittel erfolgen muss und - aus Transparenz- und Wettbewerbsgründen - für jede Netzbetriebsaktivität eigene buchhalterische Konten geführt werden müssen. Damit wird bei einem gleichzeitigen Betrieb von Erdgas- und Wasserstoffnetzen in einer gemeinsamen Netzbetreiber-Gesellschaft eine transparente Kostenzuordnung sichergestellt. Das EU-Gas-/Wasserstoff-Binnenmarktpaket sieht zwar grundsätzlich vor, dass Erdgas- und Wasserstoffnetzbetrieb in getrennten Gesellschaften erfolgen müssen, erlaubt es den Mitgliedstaaten aber auch, von diesem Grundsatz auf Basis einer Kosten-Nutzen-Analyse abzuweichen (Artikel 69 der künftigen Richtlinie).

Die Gas-/Wasserstoff-Binnenmarktrichtlinie sieht darüber hinaus vor, dass neue Gasnetzanschlüsse verweigert und bestehende gekündigt werden können, wenn dies im Rahmen einer Dekarbonisierungsstrategie zur Erreichung des Klimaneutralitätsziels erforderlich ist, im Rahmen eines von der zuständigen Regulierungsbehörde genehmigten Stilllegungsplans erfolgt und Verbraucherrechte gewährleistet werden, vgl. Artikel 13, 38 und 57 der künftigen Richtlinie.

Entgeltregulatorische Fragestellungen im Zusammenhang mit der Stilllegung und einem eventuellen Rückbau der Gasverteilernetze, also Fragen zur Netzkosten- bzw. Erlösbestimmung und Anreizregulierung sowie zur Frage der eigentlichen Entgeltbildung, werden seitens der Bundesnetzagentur als unabhängige Regulierungsbehörde begleitet. Diese hat den Prozess zur Anpassung dieses regulatorischen Rahmens für den Bereich der Erdgas- und Stromnetze am 18. Januar 2024 mit der Veröffentlichung eines Eckpunktepapiers gestartet.

II. Anforderungen an neuen Ordnungsrahmen im Zuge der Transformation zu einer klimaneutralen Energieversorgung

Dem aktuellen Ordnungsrahmen liegt der Gedanke zugrunde, dass ein bestehendes Erdgasnetz auf unbestimmte Zeit zur Versorgung von Kunden genutzt werden wird bzw. jedenfalls solange, wie die angeschlossenen Kunden weiterhin Gas beziehen und sich ggf. auch neue Kunden an das Netz anschließen wollen. Vor diesem Hintergrund müssen Anpassungen am Ordnungsrahmen frühzeitig geprüft werden, um den geänderten Prämissen (keine leitungsgebundene Erdgasversorgung ab dem Jahr 2045) Rechnung zu tragen. Bei einem zunehmenden Rückgang der leitungsgebundenen Gasversorgung ist zugleich die kontinuierliche, bezahlbare Energieversorgung der Endverbraucher zu sichern und zu

gewährleisten, dass die Verteilernetzbetreiber und Verbraucher nicht überfordert und die Interessen der Kommunen berücksichtigt werden. Darüber hinaus soll sichergestellt werden, dass die in der Versorgung mit Wasserstoff liegenden wirtschaftlichen Chancen bestmöglich genutzt werden können.

Konkret müssen mit dem neuen Ordnungsrahmen die nachfolgenden, unterschiedlichen, zum Teil auch in einem gewissen Spannungsverhältnis stehenden Anforderungen miteinander in Einklang gebracht werden. Dabei wird angestrebt, die Ende des Jahres 2023 im EU-Gas-/Wasserstoff-Binnenmarktpaket beschlossenen Regelungen, bis zum Ende des Jahres 2025 im nationalen Recht zu verankern.

- Ziel ist es, Klimaneutralität spätestens im Jahr 2045 zu erreichen. Bis dahin muss der Ausstieg aus fossilem Erdgas vollzogen worden sein, Gasverteilernetze für die bisherige Erdgasversorgung werden dann in der derzeitigen Form und Umfang nicht mehr benötigt werden. Zudem sind die Zwischenziele des Bundesklimaschutzgesetzes einzuhalten, die bereits zuvor einen entsprechenden Rückgang des Erdgasverbrauchs erfordern.
- Zum Zeitpunkt einer Umwidmung ebenso wie bei der möglichen Stilllegung von Gasverteilernetzen müssen alternative, ggf. neue, Wärme- und Energieinfrastrukturen errichtet, betrieben und von den bisher an die Gasverteilernetze angeschlossenen Kunden verlässlich genutzt werden können.
- Mit dem Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze (Wärmeplanungsgesetz, WPG) ist die Wärmeplanung als strategisches Planungsinstrument flächendeckend eingeführt worden. Die Weiterentwicklung der örtlichen Energieinfrastruktur muss in Einklang mit dem sich aus der Wärmeplanung ergebenden Zielszenario gebracht werden. Zudem sind die Vorgaben des novellierten Gebäudeenergiegesetzes zu berücksichtigen.
- Der neue Ordnungsrahmen muss den Betroffenen, insbesondere den bisher an das Erdgasnetz angeschlossenen und auf eine sichere Gasversorgung angewiesenen Kunden, Rechtssicherheit bieten und gleichzeitig ausreichend Spielraum beinhalten, damit vor Ort die für die örtlichen Gegebenheiten besten Lösungen realisiert werden können.
- Der Umstieg der Industrie von fossilen Energieträgern auf klimaneutrale Energieträger wie bspw. Wasserstoff ist oft durch branchenspezifische Technologien determiniert und bis zum Erreichen der Klimaneutralität in unterschiedlichem Umfang von Zwischenschritten geprägt, die sowohl den Bedarf an Wasserstoff als auch Erdgas beeinflussen werden. Der Ordnungsrahmen muss diesen Weg zur Klimaneutralität abbilden und unterstützen. Insbesondere ist bei der Erstellung neuer Regelungen darauf zu achten, dass die industrielle Transformation nicht behindert wird.
- Entscheidend ist, dass während der Transformationsphase eine kontinuierliche, bezahlbare Energieversorgung der Endverbraucher gewährleistet bleibt, d. h. es darf nicht zu einer unverhältnismäßigen Kostenbelastung durch markant steigende Netzentgelte für Haushalte und Unternehmen kommen. Falls Erdgasnetze stillgelegt werden, müssen die angebundenen Kunden einen hinreichenden Vorlauf haben, um ihre Energieversorgung umzustellen.
- Gleichzeitig muss der Betrieb der Gasverteilernetze für die Verteilernetzbetreiber insgesamt wirtschaftlich tragfähig bleiben und das Allgemeininteresse an einer erschwinglichen und sicheren Energieversorgung berücksichtigt werden.
- Insbesondere dürfen aber auch keine Anreize gesetzt werden, die dazu führen könnten, dass Verteilernetze weiterbetrieben werden, obwohl sie mittel- bis langfristig nicht oder

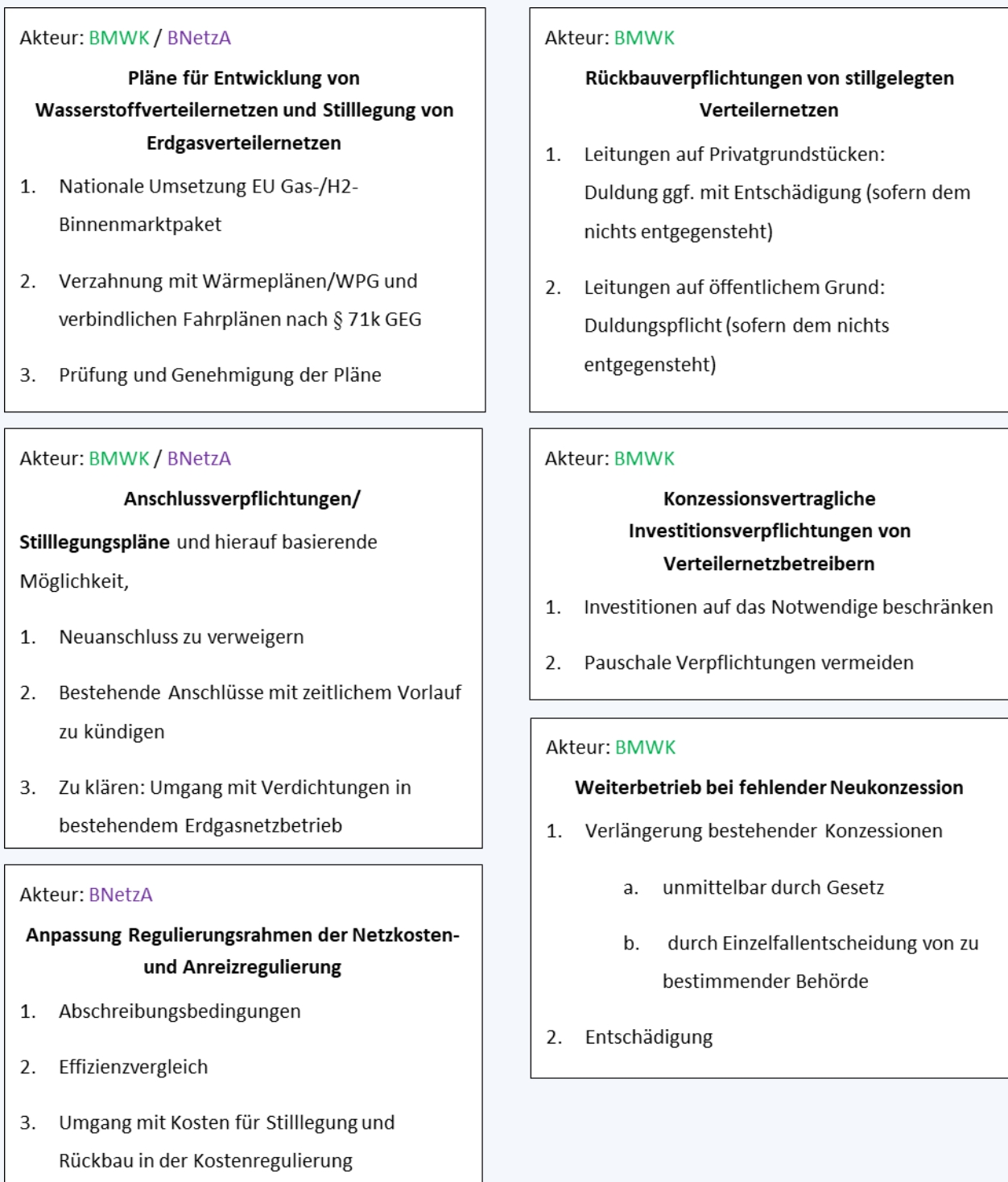
nicht in wirtschaftlich vertretbarem Umfang benötigt werden. Wird der Verteilernetzbetrieb wirtschaftlich unzumutbar, drohen sonst umso härtere Strukturbrüche.

- Auch müssen Anreize für volkswirtschaftlich nicht sinnvolle Investitionen vermieden werden.
- Die Ausgestaltung und (Weiter-)Entwicklung des neuen Ordnungsrahmens für Gasverteilernetze im Bereich der Netzzugangs- und Netzentgeltregulierung liegt nach der Umsetzung des Urteils des Europäischen Gerichtshofes zur Unabhängigkeit der Regulierungsbehörden in der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur.

III. Identifikation anzupassender Themenfelder eines neuen rechtlichen Rahmens

Da die Prämisse eines unbefristeten Fortbestands der Erdgasverteilernetze mit Blick auf die Transformation künftig nicht mehr zutreffend ist, sind verschiedene Sachverhalte im zu entwickelnden Ordnungsrahmen neu zu regeln. Nachfolgendes Schaubild skizziert dies in groben Zügen.

Schaubild: Zentrale schematische Handlungsfelder „Neuer Ordnungsrahmen Verteilernetze“



1. Ausgangslage

Auf europäischer Ebene wurde zum Jahresende 2023 ein Gas-/Wasserstoff-Binnenmarktpaket verabschiedet, das unter anderem Vorgaben zur Erstellung von Plänen zur Entwicklung von Wasserstoffverteilernetzen bzw. Stilllegung der Gasverteilernetze macht. In dieser Hinsicht sind das im vergangenen Jahr verabschiedete Wärmeplanungsgesetz (WPG) und das Gebäudeenergiegesetz (GEG) zu nennen. Verbindliche Pläne, die räumlich darstellen, wie sich die Gasverteilernetze zukünftig entwickeln sollen, könnten eine wichtige Grundlage für eine fallbezogene (Stilllegung, Weiterbetrieb, Umstellung auf Wasserstoff) räumliche Differenzierung von Regelungen (z. B. Netzanschluss) darstellen.

a) Gas-/Wasserstoff-Binnenmarktpaket:

Nach Artikel 56 der kommenden EU-Gasbinnenmarktrichtlinie, die voraussichtlich bis zur Jahresmitte 2024 in Kraft treten wird, sollen die Betreiber von Wasserstoffverteilernetzen von den Mitgliedstaaten verpflichtet werden, alle vier Jahre ihre Pläne zur Entwicklung der Wasserstoffverteilernetze den Regulierungsbehörden vorzulegen. Diese sollen prüfen, ob die Pläne die in Artikel 56 Absatz 1 genannten Anforderungen erfüllen.

Außerdem sollen die Mitgliedstaaten nach Artikel 57 der EU-Gasbinnenmarktrichtlinie sicherstellen, dass Gasverteilernetzbetreiber Stilllegungspläne für Erdgasverteilernetze erstellen, wenn eine Stilllegung aufgrund abnehmender Gasnachfrage zu erwarten ist. Die Stilllegungspläne sollen mit den in Artikel 57 Absatz 2 genannten Prinzipien übereinstimmen, die unter anderem besagen, dass die Stilllegungspläne auf den für die jeweiligen Gebiete vorliegenden Wärmeplänen basieren sollen. Die Stilllegungspläne sind von einer zu bestimmenden staatlichen Stelle zu genehmigen.

Artikel 57 Absatz 6 deutet darauf hin, dass die Stilllegungspläne als verbindlicher Bezugspunkt für eine räumliche Differenzierung allgemeiner Regelungen genutzt werden sollen, beispielsweise in Bezug auf den Netzanschluss.

b) Wärmeplanungsgesetz

Das am 1. Januar 2024 in Kraft getretene Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze (Wärmeplanungsgesetz, WPG) verpflichtet die Länder sicherzustellen, dass in ihrem Hoheitsgebiet bis zum 30. Juni 2026 (für Kommunen mit mehr als 100.000 Einwohnern) bzw. bis 30. Juni 2028 (für Kommunen mit bis zu 100.000 Einwohnern) Wärmeplanungen durchgeführt werden. Die Länder können diese Aufgabe durch landesrechtliche Regelungen auf eine so genannte planungsverantwortliche Stelle übertragen. In der Praxis werden dies häufig die Kommunen sein.

Zentrale Ziele der Wärmeplanung sind eine bessere Koordinierung der Entwicklung der für die Wärmeversorgung erforderlichen Infrastrukturen und eine Verbesserung der Planungs- und Investitionssicherheit der Akteure. Das wichtigste Element der Wärmeplanung zur Erreichung dieser Ziele ist die Einteilung des beplanten Gebiets in voraussichtliche Wärmeversorgungsgebiete. Mögliche Wärmeversorgungsgebiete nach dem WPG sind Wärmenetzgebiete, Wasserstoffnetzgebiete, Gebiete für die dezentrale Wärmeversorgung

und Prüfgebiete. Die Wärmeversorgungsgebiete sind also entlang der infrastrukturellen Anforderungen definiert. Teilgebiete, die langfristig mit Biomethan versorgt werden sollen, sind zusammen mit Teilgebieten, für die eine Gebietseinteilung zum Zeitpunkt der Wärmeplanung noch nicht verlässlich möglich ist, als Prüfgebiet auszuweisen.

Aus- oder Umbauplanungen der Netzbetreiber (Wärme, Gas, Strom), die nach Aufforderung der planungsverantwortlichen Stelle an diese übermittelt werden, sind bei der Wärmeplanung zu berücksichtigen. Umgekehrt haben Netzbetreiber die Darstellungen des Wärmeplans zu berücksichtigen, wenn sie Aus- oder Umbauplanungen vornehmen. Darüber hinaus haben Wärme- und Gasnetzbetreiber die Möglichkeit im Rahmen der Gebietseinteilung nach § 18 WPG Vorschläge für die Versorgung des beplanten Gebiets mittels eines Wärme- oder Wasserstoffnetzes vorzulegen. Die Netzbetreiber haben dabei sicherzustellen, dass ihre Vorschläge im Einklang mit einem Wärmenetzausbau- und Dekarbonisierungsfahrplan im Sinne von § 32 WPG oder im Falle eines geplanten Wasserstoffnetzes einem verbindlichen Fahrplan im Sinne von § 71k Absatz 1 Nummer 2 GEG stehen.

Die Wärmeplanung ist eine strategische Planung. Die Einteilung in voraussichtliche Wärmeversorgungsgebiete (§§ 18, 19 WPG) hat keine rechtliche Außenwirkung und begründet keine Rechte und Pflichten für Bürger oder Unternehmen. Sie erfolgt in der Regel auch nicht grundstücksscharf. Eine rechtssichere Verknüpfung mit § 71 Abs. 8 GEG (vorzeitiges Inkrafttreten der 65 %-Erneuerbare-Energien-Anforderung) und § 71k GEG (Übergangsfristen bei einer Heizungsanlage, die sowohl Gas als auch Wasserstoff verbrennen kann) erfolgt über eine von der Wärmeplanung rechtlich getrennte Entscheidung. Diese Entscheidung ergeht über die Ausweisung eines Wärmenetz- oder Wasserstoffnetzgebiets, die unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Wärmeplanung zu treffen ist, rechtliche Außenwirkung hat und daher im Regelfall die Durchführung einer Strategischen Umweltprüfung nach dem UVP-Gesetz voraussetzt (§§ 26, 27 WPG).

c) Gebäudeenergiegesetz

Nach dem Gebäudeenergiegesetz (GEG) können Gebäudeeigentümer die Heizen-mit-erneuerbaren-Energien-Vorgabe aus § 71 Absatz 1 GEG u.a. mittels

- Einbau einer Heizungsanlage, die mit gasförmiger Biomasse oder grünem oder blauem Wasserstoff betrieben wird (§ 71f GEG) oder
- Einbau einer Wärmepumpen- oder Solarthermie-Hybridheizungsanlage, bei der der Spitzenlastkessel mit fossilem Gas weiterbetrieben werden kann (§ 71h GEG) oder
- Einbau einer Wasserstoff-Ready-Heizungsanlage, die bei Vorliegen der Voraussetzungen von § 71k GEG bis zum Anschluss an ein Wasserstoffnetz mit fossilem Gas betrieben werden darf (Übergangsregelung aus § 71k GEG, siehe oben)

erfüllen.¹

¹ Heizungsanlagen, die ab dem 1. Januar 2024 und vor der Geltung von § 71 Absatz 1 GEG eingebaut werden, müssen grundsätzlich nach § 71 Absatz 9 GEG ab dem Jahr 2029 erneuerbare Beimischquoten erfüllen (zunächst 15 %, ab dem Jahr 2035 30 % und ab dem Jahr 2040 60 %). Dies gilt nicht für Heizungsanlagen, die bis zum 19. April 2023 bestellt und bis zum 18. Oktober 2024 eingebaut werden.

Mit Ablauf des Jahres 2044 ist der Betrieb von Heizungsanlagen mit fossilen Brennstoffen verboten. Weiterhin zulässig ist jedoch der Betrieb von Heizungsanlagen mit Biomasse und grünem und blauem Wasserstoff.

Im Gebäudesektor besteht daher ein sehr hoher Bedarf an frühzeitiger Planungssicherheit für Gebäudeeigentümer, inwiefern das Gasnetz weiterbetrieben, stillgelegt oder transformiert wird.

Fall 1: Stilllegung des Gasnetzes:

Soweit der Gasnetzbetreiber sich für eine Stilllegung des Gasnetzes entscheidet, bzw. eine zuständige Aufsichtsbehörde die Stilllegung genehmigt oder anordnet, ist für den Gebäudeeigentümer eine entsprechend frühzeitige Information über diese Entscheidung wichtig, um entweder sich im Vorhinein für andere Optionen zur Wärmeversorgung gemäß GEG zu entscheiden oder bspw. im Fall des Einbaus einer Wärmepumpen-Hybridheizung die Wärmepumpe so zu dimensionieren, dass sie nach Abschaltung des Gasnetzes auch autark den Wärmebedarf des Gebäudes vollständig decken kann.

Klärungsbedürftig ist zudem die Frage, wie mit Fällen umgegangen wird, in denen ein Gebäudeeigentümer sich für eine der oben genannten Einbaumöglichkeiten entscheidet in der Annahme, dass das Gasnetz weiterbetrieben oder transformiert wird und im Nachhinein die Stilllegung des Gasnetzes beschlossen wird.

Fall 2: Weiterbetrieb des Gasnetzes als Biomethanetz

Soweit der Gasverteilernetzbetreiber sich auf der Basis realistischer Annahmen für die Versorgung mit Biomethan für einen Weiterbetrieb des Erdgasnetzes als Biomethanetz, d. h. gegen eine Transformation zu einem Wasserstoffnetz, entscheidet, ist für den Gebäudeeigentümer insbesondere die Entwicklung der Biomethanpreise relevant.

Fall 3: Transformation zu einem Wasserstoffnetz

Die Gasverteilernetzbetreiber, die ihr Netz auf Wasserstoff umstellen möchten, müssen nach § 71k GEG gemeinsam mit den nach Landesrecht zuständigen Stellen bis zum 1. Juli 2028 einen Fahrplan und der Gasverteilernetzbetreiber zusätzlich einen entsprechenden Investitionsplan für die Umstellung des Erdgasverteilernetzes auf ein reines Wasserstoffnetz bis zum Jahr 2045 vorlegen. Dieser muss im Einklang mit den Klimazielen und den verbleibenden Treibhausgasemissionen stehen und Meilensteine und Zwischenziele für die Jahre 2035 und 2040 enthalten. Wie eingangs erwähnt, erscheint aber eine dezentrale Wasserstoffversorgung insbesondere von Heizkunden bzw. einzelnen Haushalten derzeit u. a. wegen der hohen Kosten des Wasserstoffs im Wärmesektor und vor allem wegen der voraussichtlich beschränkt verfügbaren Mengen wenig wahrscheinlich.

Der Fahrplan ist nur wirksam, wenn dieser von der Bundesnetzagentur genehmigt worden ist. Die Genehmigung durch die Bundesnetzagentur darf nur erfolgen, wenn die in § 71k Absatz 1 Nr. 2 und Abs. 2 GEG genannten Voraussetzungen für den Fahrplan erfüllt sind und die Umstellung der Infrastruktur auf Wasserstoff im Rahmen der rechtlichen Vorgaben technisch und wirtschaftlich gesichert erscheint und die Versorgung des Wasserstoffverteilernetzes fristgemäß sichergestellt ist. Zudem wird die Bundesnetzagentur

verpflichtet, die Fahrpläne alle drei Jahre zu überprüfen. Die Beurteilung, ob das Netz technisch und wirtschaftlich gesichert ist, muss dabei auf Grundlage der bestehenden Rechtslage beurteilt werden. Es darf also nicht einfach angenommen werden, dass die Netznutzer, die Endkunden oder die Steuerzahler einen Teil der netzseitigen Umrüstkosten tragen.

Für diesen Genehmigungsprozess muss die Bundesnetzagentur bis Ende 2024 im Rahmen einer Festlegung das Format des Fahrplans, die Art der Nachweise, Verträge und Finanzierungszusagen und die Art der Übermittlung und Methodik festlegen.

d) Verfahren, Akteure, Verantwortlichkeiten und Zeiträume

Die Entscheidung über die Stilllegung, begrenzter Weiterbetrieb mit Biomethan und/oder Leitungskonversion zu Wasserstoff liegt im Rahmen der gesetzlichen Vorgaben bei den Netzbetreibern als Netzeigentümer. Sie müssen ihre Pläne konsultieren und von den Regulierungsbehörden bestätigen lassen.

Handlungsoption:

Pläne als Grundlage für eine fallbezogene räumliche Differenzierung von Regelungen (z. B. Netzanschluss).

Innerhalb eines Verteilernetzgebietes können alle vorstehenden Fälle zusammentreffen, also begrenzter Fortbetrieb, Teilstilllegung und Wasserstoffumstellung.

Wenn eine auf den Fall bezogene räumliche Differenzierung innerhalb allgemeiner Regelungen (u. a. Netzanschlussregeln) für sinnvoll erachtet wird, sind Wärmepläne nach WPG und die verbindlichen Fahrpläne nach § 71k GEG naheliegende bestehende Ausgangspunkte. Beide Pläne adressieren nur zukünftige Wasserstoffnetzgebiete explizit, nicht jedoch Stilllegungsgebiete und Gebiete, die langfristig mit Biomethan versorgt werden sollen.

Die in Artikel 56 und 57 der EU-Gasbinnenmarkttrichtlinie geforderten Wasserstoffverteiler-netzentwicklungspläne und Stilllegungspläne für Erdgasverteilernetze sollen als rechtlich verbindliche Bezugspunkte einer auf den Fall bezogenen räumlichen Differenzierung allgemeiner Regelungen dienen. Für die Umsetzung dieser Artikel in nationales Recht erscheinen Regelungen erforderlich, die über WPG und § 71k GEG hinausgehen. Während die verbindlichen Fahrpläne nach § 71k GEG den in Artikel 56 geforderten Wasserstoffverteiler-netzentwicklungsplänen nahekommen, sind verbindliche Stilllegungspläne für Erdgasverteilernetze, die von einer staatlichen Stelle zu genehmigen sind, bislang weder im GEG noch im WPG angelegt.

2. Anschlussverpflichtung vs. Anschlussverweigerung/-kündigung

Nach den Regelungen des EnWG haben Verteilernetzbetreiber eine Pflicht zum Betrieb von Gasnetzen und gegenüber Letztverbrauchern eine Anschlusspflicht. Beim Betrieb und bei dem bedarfsgerechten Ausbau sowie der bedarfsgerechten Optimierung des Netzes sind auch die Erfordernisse zu berücksichtigen, die sich im Wärmebereich ergeben. Die Netzbetreiber sind grundsätzlich gesetzlich verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Netz zu betreiben und dieses Netz ggf. bedarfsgerecht auszubauen. Eine Verweigerung des Netzanschlusses ist derzeit nur möglich, wenn der Netzanschluss dem

Netzbetreiber aus technischen oder wirtschaftlichen Gründen nicht zumutbar ist. Das gilt sowohl für Neuanschlüsse also auch für Verdichtungen im Bestandsnetz.

Dies kann im Laufe der Transformation im Widerspruch zur Stilllegung beziehungsweise Umwidmung der Gasverteilernetze stehen. Insoweit wird der entsprechende Ordnungsrahmen anzupassen sein. Ausgangspunkt ist das im Dezember 2023 verabschiedete EU-Gas-/Wasserstoff-Binnenmarktpaket (bestehend aus Verordnung und Richtlinie), mit dem ein Paradigmenwechsel verbunden ist. So ist in Artikel 38 Absatz 3a der Richtlinie das Recht der Betreiber von Verteilernetzen zur Anschlussverweigerung und sogar -kündigung („refusal of access and connection“, „disconnection“) unter Wahrung der Verbraucherinteressen vorgesehen, um insbesondere die Einhaltung des EU-Ziels der Klimaneutralität bis zum Jahr 2050 zu gewährleisten.

Voraussetzung dieser Möglichkeit ist, dass ein sogenannter Netzstilllegungsplan („network decommissioning plan“) des Verteilernetzbetreibers nach Artikel 57 Absatz 3 der Richtlinie durch eine nationale Behörde genehmigt worden ist. In diesem Zusammenhang müssen die Mitgliedstaaten nach Artikel 57 Absatz 1 der Richtlinie zukünftig sicherstellen, dass die Betreiber von Verteilernetzen Pläne für die Stilllegung von Netzen aufstellen, wenn ein Rückgang der Gasnachfrage zu erwarten ist, der die Stilllegung von Erdgasverteilernetzen oder Teilen dieser Netze erforderlich macht.

Insofern obliegt es dem Gesetzgeber, im Rahmen der Umsetzung der Richtlinie die gesetzlichen Rahmenbedingungen sowohl für die Stilllegungspläne als auch für eine Möglichkeit der Anschlussverweigerung und -kündigung zu schaffen. Der entsprechende Rechtsrahmen muss auf objektiven, transparenten sowie nichtdiskriminierenden Kriterien beruhen. Gleichzeitig muss er sicherstellen, dass der oben unter II. skizzierte Zielkonflikt zwischen Transformation und Versorgungssicherheit unter Berücksichtigung der betroffenen Interessen (auch Verbraucherinteressen) sinnvoll aufgelöst wird. Dies beinhaltet bspw. auch die Frage, wie in Zukunft mit Neuanschlussbegehren umzugehen ist, bspw. von Biomethananlagen. Gleichzeitig muss der zeitliche Rahmen entsprechender Stilllegungspfade determiniert werden.

Die Umsetzung der Richtlinie wird u. a. eine Anpassung der energiewirtschaftlichen Regelungen zum Netzbetrieb und Netzanschluss erfordern. In diesem Zusammenhang könnten u. a. die entsprechenden Vorschriften im Energiewirtschaftsgesetz um eine Klarstellung ergänzt werden: Ein Neuanschluss zur Vermeidung von Widersprüchen mit nationalen klimapolitischen Zielen könnte verweigert werden, wenn der Anschluss ein langfristiges unverhältnismäßiges Aufrechterhalten eines Gasnetzbetriebes erfordern würde oder der Anschluss bzw. die ggf. notwendigen netzverstärkenden Maßnahmen unverhältnismäßig teuer und damit volkswirtschaftlich nicht sinnvoll wären und zu stark ansteigenden Netzentgelten auf der Verbraucherseite führen würde.

Eine der aktuellen Anschlussverpflichtung für Erdgasverteilernetze entsprechende Pflicht für zukünftige Wasserstoffverteilernetze soll nach jetziger Planung beschränkt bleiben auf solche Endkunden, deren Energiebedarfe ohne die Nutzung von Wasserstoff nur schwer zu dekarbonisieren sein werden, und solche Gebiete, die in verbindlichen Plänen zur Wasserstoffverteilernetzentwicklung als durch Wasserstoff versorgte Gebiete vorgesehen werden.

Handlungsoption:

Stilllegungspläne, Anschlussverweigerung und -kündigung: In Umsetzung der EU-Gas-/Wasserstoff-Binnenmarktrichtlinie müssen die gesetzlichen Rahmenbedingungen für genehmigungspflichtige Stilllegungspläne der Verteilernetzbetreiber geschaffen werden. Zudem ist – unter Berücksichtigung der Interessen der Netznutzer – eine an die Stilllegungspläne anknüpfende Möglichkeit der Verteilernetzbetreiber zu verankern, aus Transformationsgründen einen Anschluss verweigern und sogar kündigen zu können. Hinsichtlich der Beendigung des Netzanschlusses als Dauerleistung wird ein „Kündigungsrecht“ des Netzbetreibers vorzusehen sein, welches ausgeübt werden kann, wenn in den genehmigungspflichtigen Netzstilllegungsplänen nach Artikel 57 EU-Gas-/Wasserstoff-Binnenmarktrichtlinie in bestimmten Bereichen ein Gasversorgungsnetz nicht mehr benötigt wird bzw. wirtschaftlich betrieben werden kann. Dabei sind die berechtigten Interessen der Endverbraucher (private Haushalte und Unternehmen) zu berücksichtigen. Insbesondere bedarf es eines hinreichenden zeitlichen Vorlaufs für eine solche Kündigung. Ggf. unterschieden werden könnte zwischen zwischenzeitlicher örtlicher Verdichtung in bestehenden Netzgebieten und der Erschließung neuer Versorgungsgebiete. Letztere ist naturgemäß mit höheren Kosten für den Netzbetreiber und damit für die Gesamtheit aller noch über das Gasverteilernetz versorgten Kunden verbunden. Bei ersterer trägt dagegen der individuelle Anschlusspetent mit seiner Versorgungsentscheidung ggf. das höhere wirtschaftliche Risiko. Zu dessen sinnvoller Ausübung bedarf es zwar einer transparenten Entscheidungsgrundlage, jedoch könnte eine solche Entscheidung aufgrund der individualisierbaren wirtschaftlichen Folgen stärker in die Eigenverantwortung des einzelnen Netznutzers gestellt werden.

3. Umfang von Rückbauverpflichtungen

a) Ausgangslage

Derzeit können die Gasnetzbetreiber aufgrund des allgemeinen eigentumsrechtlichen Beseitigungsanspruchs gem. § 1004 Abs. 1 BGB oder ggf. konzessionsvertraglich zum Rückbau nicht mehr genutzter Gasverteilernetze verpflichtet sein. Ein solcher Rückbau kann beim Gasnetzbetreiber erhebliche Kosten verursachen, dürfte jedoch mit Blick auf Nachnutzungsoptionen bzw. mangels im Einzelfall feststellbarer schädlicher Auswirkungen nicht immer erforderlich sein. Generell könnten Rückbauverpflichtungen zudem u. a. knappe Tiefbaukapazitäten binden, die ggf. im selben Zeitraum für den Ausbau kommunaler Wärmenetze, von Stromverteilernetze oder auch für andere Infrastrukturen benötigt werden.

Ferner müssten für Rückbauverpflichtungen ggf. Rückstellungen gebildet werden. In welchem Umfang dies bereits geschehen ist, wäre zu klären. Würden Rückstellungen gebildet, könnten sie, nach Maßgabe einer entsprechenden Festlegung der BNetzA, bereits während der verbleibenden Nutzungszeit im Rahmen der Netzkostenermittlung berücksichtigt werden. Dies könnte in der Folge dazu führen, dass eine gleichmäßigere Verteilung der erwarteten Stilllegungs- und Rückbaukosten auf die Gasnetzkunden erfolgte und im Ergebnis sprunghafte Kostenbelastungen gegen Ende der Transformation für die verbleibenden Kunden vermieden würden. Die Frage, wie und zu welchem Zeitpunkt eventuelle Rückstellungen für die Stilllegung und den Rückbau der Erdgasnetze in den Kosten des Erdgasverteilernetzbetriebs berücksichtigt werden könnten, ist ebenfalls Gegenstand des am 18. Januar 2024 veröffentlichten Konsultationspapiers der Bundesnetzagentur.

b) Duldungspflicht bei Leitungen im Grund und Boden Privater oder der Kommunen

Zu berücksichtigen ist die individuelle Lage der Versorgungsleitungen, d. h. ob diese sich auf privaten Grundstücken oder öffentlichem Grund und Boden befinden.

i. Leitungen im Grund und Boden Privater

Unentgeltliche gesetzliche Duldungspflichten ergeben sich nach geltender Rechtslage für an das Niederdrucknetz angeschlossene Kunden in Bezug auf bestimmte Anlagen der örtlichen Versorgung. Wird die Gasversorgung eines Kunden und damit seine Teilhabe an dem Systemnutzen beendet, gibt es noch eine befristete nachvertragliche Duldungspflicht. Nach deren Ablauf greifen ggf. die Folgenbeseitigungsansprüche nach § 1004 BGB. Ansonsten beruhen ggf. bestehende oder ggf. nachvertragliche Duldungspflichten Privater auf mit Gasverteilernetzbetreiber abgeschlossenen privatrechtlichen Verträgen, deren Inhalt dann auch für den Zeitpunkt und den Umfang von Rückbauverpflichtungen maßgebend sein kann. Eine über diese Rechtslage hinausgehende Duldungspflicht der Privaten oder eine ordnungsrechtliche Abschaffung von zuvor vertraglich vereinbarten Rückbauverpflichtungen für stillgelegte Versorgungsleitungen auf privaten Grundstücken dürfte kaum kodifizierbar sein, ohne verfassungsrechtliche Schutzgüter zu beeinträchtigen (insbesondere Artikel 14 GG). Einem privaten Grundstückseigentümer wäre bei Einführung einer weitergehenden Duldungspflicht voraussichtlich eine angemessene Entschädigung für die Duldung zu gewähren, deren notwendige Höhe und Ausgestaltung noch zu prüfen und festzulegen wäre. Die Beeinträchtigung, die ein privater Grundstückseigentümer durch eine gesetzliche Vorgabe ggf. erleiden würde, kann sich im Einzelfall zudem sehr deutlich unterscheiden. Neben der Frage der Finanzierung einer solchen Vorgabe wären weitere Fragen offen, u. a. Freistellung des Grundstückseigentümers wegen möglicher eigener Inanspruchnahme als Störer, wenn ein Rückbau unterbleibt, oder unter welchen Bedingungen dem Eigentümer des Grund und Bodens und/oder der Rohre ein Rückbau generell untersagt werden könnte, etwa weil ein alternative Nachnutzung der Rohre (z. B. Verlegung von Datenübertragungsleitungen) noch offen ist.

Sind keine Rückbauverpflichtungen mit dem Eigentümer der Leitungen vereinbart worden oder besteht keine Duldungspflicht des Grundstückseigentümers, so wäre der Eigentümer der Leitungen für deren Beseitigung verantwortlich. Im Falle einer Beseitigung hätte im Grundsatz der Eigentümer der stillgelegten Leitungen die Kosten zu tragen.

ii. Leitungen im Grund und Boden der Kommunen

Der überwiegende Teil von voraussichtlich stillzulegenden Leitungen dürfte sich auf Grundstücken der öffentlichen Hand befinden. Ein Eigentumsschutz nach Artikel 14 GG für die Kommunen lässt sich verfassungsrechtlich nicht herleiten. Eine gesetzliche Pflicht der Kommunen, die von den „stillgelegten“ Netzanlagen ausgehende Beeinträchtigung des Grundstückseigentums zu dulden, ließe sich voraussichtlich verfassungskonform gestalten. Zwar gibt es verschiedene Anhaltspunkte dafür, dass eine solche Duldungspflicht geeignet ist, die kommunale Selbstverwaltungsgarantie nach Art. 28 GG zu beeinträchtigen, allerdings wäre durch eine entsprechende Ausgestaltung eine solche Duldungspflicht mit den aus der kommunalen Selbstverwaltungsgarantie folgenden verfassungsrechtlichen Anforderungen im Ergebnis voraussichtlich zu rechtfertigen. In diesem Zusammenhang wären allerdings auch Eingriffe in ggf. bestehende konzessionsvertragliche Regelungen zu

prüfen und zu erwägen, inwiefern hier zulasten kommunaler Rechtspositionen in das Austauschverhältnis des zivilrechtlichen Wegnutzungsverhältnisses eingegriffen wird.

c) Gesetzliche Verankerung einer Duldungspflicht

Eine Duldungspflicht der Privaten bzw. der Kommune, sofern keine Gefahren für Dritte von der stillgelegten Gasleitung ausgehen und deren Verbleib den jeweiligen Grundstückseigentümer nicht unangemessen belastet, könnte ggf. einfachgesetzlich verankert werden. Es wäre näher zu prüfen, wer im Einzelfall im Falle einer Duldungspflicht der Eigentümer der stillzulegenden Gasleitungen ist. In diesem Zusammenhang könnte auch ein Eintrittsrecht der Kommune in das Eigentum ungenutzter Netze insbesondere im Rahmen bestehender Konzessionsverträge geprüft werden und dieser damit die Möglichkeit gegeben werden, über eine spätere Nachnutzung zu entscheiden.

Ein weiteres Thema ist die Frage, wie mit zur Versorgung nicht mehr benötigter Gasnetzanschlüsse einzelner Verbraucher umzugehen ist. Dies betrifft insbesondere Fälle, in denen einzelne Anschlüsse wegen einer Änderung der Wärmeversorgung vom Netz der allgemeinen Versorgung getrennt werden, z. B. bei Anschaffung einer Wärmepumpe. Hier stellt sich u. a. die Frage, ob bzw. in welchen Fällen ein Rückbau des Netzanschlusses selbst erforderlich ist und wann eine Trennung bzw. Stilllegung ausreicht. Zudem sollte eine sinnvolle Begrenzung und faire Verteilung der dafür anfallenden Kosten erfolgen. Für die Leitplanken bei der Trennung eines einzelnen Anschlusses vom Netz der allgemeinen Versorgung sollten die geltenden Regelungen der Niederdruckanschlussverordnung (NDAV) überprüft werden.

Handlungsoption:

Rückbauverpflichtungen: Anpassung der einschlägigen rechtlichen Regelungen, um insbesondere einen sofortigen flächendeckenden Rückbau zu vermeiden (sofern nicht zwingende Gründe entgegenstehen). Dabei sind Nachnutzungen im Rahmen kommunaler Wärmepläne bzw. von Wasserstoffnetzentwicklungsplänen oder anderer Umwidmungen zu berücksichtigen. Bezüglich der Trennung einzelner Netzanschlüsse vom Netz der allgemeinen Versorgung sollten die Regelungen der Niederdruckanschlussverordnung (NDAV) überprüft werden.

4. Investitionsverpflichtungen aus Konzessionsverträgen

Derzeit unterliegen die Gasnetzbetreiber ggf. auch aufgrund von Konzessionsverträgen der Verpflichtung, Investitionen in das bestehende Gasverteilernetz zu tätigen. Dabei handelt es sich nicht zwangsläufig um Investitionen, die sicherheitstechnisch erforderlich sind. So könnten darüber hinausgehende Investitionsverpflichtungen – in der Praxis gelegentlich zu finden als strikt zu realisierendes Investitionsbudget – im Widerspruch zu künftigen Zielplanungen im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung sowie zur Energiewende stehen. Solche Investitionen könnten außerdem zu erheblichen volkswirtschaftlichen Ineffizienzen führen, da die damit verbundenen Ressourcen nicht in die Umrüstung bzw. einen ggf. erforderlichen Ausbau von Wasserstoffverteilernetzen eingesetzt werden können.

Für eine mögliche gesetzliche Regelung sind prinzipiell zwei Fälle zu unterscheiden:

- Sofern Konzessionsverträge Klauseln für Investitionsverpflichtungen enthalten, die sich am energetischen Bedarf der Kommunen bzw. an Transformationserfordernissen (auch mit Blick auf die Wärmeplanung) im Netzgebiet des Netzbetreibers ausrichten, ergibt sich schon daraus im Grundsatz der Spielraum, Investitionen entsprechend zu steuern. Eine weitergehende rechtliche Regelung dürfte somit und mit Blick auf die Anreizregulierung (und damit die Refinanzierung) entbehrlich sein.
- Eine andere Einschätzung ergäbe sich bei Konzessionsverträgen, sofern sie pauschale Investitionsverpflichtungen vorsähen, wenn und soweit diese am Bedarf des betreffenden Netzgebiets vorbei und über das sicherheitstechnisch erforderliche Maß hinausgehen. In diesen Fällen könnten folgende Handlungsoption in Betracht gezogen werden:

Handlungsoption:

Investitionsverpflichtungen: Identifizierung von Investitionspflichten, die über im Sinne des Energiewirtschaftsrechts bedarfsgerechte und sicherheitstechnisch notwendige Investitionen hinausgehen; ggf. gesetzliche Regelung zur Befreiung der betroffenen Netzbetreiber von ggf. vorhandenen „überschießenden“ konzessionsvertraglichen Investitionsverpflichtungen.

5. Weiterbetrieb von Netzen bei fehlendem Bewerber auf die Neukonzession

Die Bundesnetzagentur schlägt in ihrem Eckpunktepapier zur Weiterentwicklung der Kosten- und Anreizregulierung² Maßnahmen vor, mit denen die Netzbetreiber Investitionen frühzeitiger zurückverdienen können, um unkalkulierbare Risiken für den einzelnen Netzbetreiber so weit wie möglich einzudämmen.

Es ist dennoch nicht auszuschließen, dass es trotz dieser Maßnahmen – wegen der sinkenden Kundenzahl und damit verbundenen Refinanzierungsrisiken – keine Bewerber auf im Transformationszeitraum neu zu vergebenden Konzessionen geben wird. Sollte dies der Fall sein, gäbe es kein Unternehmen, das zu einem Weiterbetrieb eines örtlichen Versorgungsnetzes bereit wäre („Marktversagen“). Würde ein Gasverteilernetz nach Auslaufen einer Konzession nicht weiter betrieben, stellt sich die Frage nach der Aufrechterhaltung der Gasversorgung in der betroffenen Kommune zumindest für die Übergangszeit, bis für alle bisherigen Netzkunden sinnvolle Versorgungsalternativen bestehen.

Unter verfassungsrechtlichen und praktischen Gesichtspunkten kommt es in Fällen, in denen sich aufgrund fehlender Wirtschaftlichkeit kein privatwirtschaftlich tätiges Unternehmen mehr findet, eine (noch) wesentliche Infrastruktur weiter zu betreiben, z. B. in Betracht, den bisherigen Konzessionsnehmer zu einem befristeten weiteren Betrieb des Netzes zu verpflichten. Das könnte erfolgen, nachdem z. B. durch die zuständige Behörde (z. B. eine Landes- oder Kommunalbehörde) festgestellt wurde, dass es zur Gewährleistung der örtlichen Versorgung unter Berücksichtigung der vorhandenen Netzinfrastrukturplanungen und Wärmeplanungen eines ggf. übergangsweisen Weiterbetriebes des konkreten Gasverteilernetzes bedarf.

² Siehe hier: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Aktuelles_enwg/GBK/Eckpkpapier.pdf?_blob=publicationFile&v=3, zul. Abgerufen am 13.03.2024.

a) Gesetzliche Verlängerung des bestehenden Konzessionsvertrages („Gesetzeslösung“)

Die Inpflichtnahme durch Gesetz könnte durch eine Regelung erfolgen, wonach auslaufende Konzessionsverträge im Falle eines Marktversagens bei einem durch eine Bedarfsprüfung der zuständigen Behörde festgestellten Versorgungsbedarf verlängert werden. Entscheidend für die Dauer des Zeitraumes wäre dabei eine anzustellende Prognose, über welchen Zeitraum das Vorhandensein funktionierender Gasverteilernetze unter den konkreten Rahmenbedingungen notwendig ist, um wesentliche Teile der Haushalte und Unternehmen mit Erdgas zu versorgen.

b) Einzelfallentscheidung auf der Grundlage spezieller gesetzlicher Entscheidungsbe-fugnisse („Einzelfalllösung“)

Statt eine Verlängerung auslaufender Konzessionsverträge unmittelbar durch Gesetz anzuordnen, könnte ggf. eine gesetzliche Rechtsgrundlage zur einzelfallbezogenen Entscheidung über die Fortsetzung des Netzbetriebs in solchen Fällen geschaffen werden. So könnten beispielsweise Landes- oder Kommunalbehörden ermächtigt werden, den Bestandskonzessionär – nach Bedarfsprüfung im Falle eines Marktversagens und gegen angemessenen Ausgleich – zum Weiterbetrieb des Netzes für einen bestimmten Zeitraum zu verpflichten, ohne dass hierdurch Anreize für einen gemäß der Dekarbonisierungsstrategie nicht erforderlichen Weiterbetrieb der Netze entstehen. Darüber hinaus könnten gesetzlich weitere Handlungsoptionen vorgesehen werden, welche die zuständige Behörde zur Vermeidung von Betriebsunterbrechungen nach ihrer Wahl treffen bzw. anordnen kann (z. B. Durchführung von Direktverhandlungen; Selbsteintritt mit Kommunalunternehmen).

Für einen solchen Ansatz könnte sprechen, dass mit der Einzelfallprüfung sowohl hinsichtlich Tatbestand als auch Rechtsfolgen eine gewisse Flexibilität einhergeht. Im Vergleich zu starren gesetzlichen Vorgaben ist diese Flexibilität gerade mit Blick auf einen sachgerechten Ausgleich zwischen den divergierenden Interessen von Vorteil. Bei der Ausgestaltung der Lösung ist ein fairer Interessensausgleich zwischen Kommune, Versorger, Netzbetreiber und Gaskunden zentral.

Unabhängig davon kann es zur Überbrückung sinnvoll sein, Konzessionsverträge seitens der Kommunen auch für kürzere Zeiträume als derzeit möglich abzuschließen. Dies würde das Risiko der Konzessionäre reduzieren mit der Folge, die Attraktivität von Konzessionsverträgen kurzfristig zu erhöhen und Zeit zur Implementierung geeigneter Maßnahmen zu schaffen.

Handlungsoption:

Weiterbetrieb von Netzen bei fehlendem Bewerber auf die Neukonzession: Inpflichtnahme der Bestandskonzessionäre (1) unmittelbar „durch Gesetz“ oder (2) „auf Grund Gesetzes“ durch Anordnungen der zuständigen Behörde, auf Grundlage einer vorher geschaffenen einfachgesetzlichen Ermächtigungsgrundlage, jeweils unter Berücksichtigung der Verhältnismäßigkeit und der verfassungsrechtlich gebotenen Einschränkungen.

6. „Kalkulatorik“: Kostenstruktur im Rahmen der Transformation

Die existierenden Regelungen zu den Kosten des Netzbetriebs gehen letztlich von der Prämisse eines Fortbestands der Gasverteilernetze aus.

Das betrifft vor allem die Ermittlung der Netzkosten sowie die Systematik der Netzentgelte. Beide Felder fallen, neben den Netzanschluss- und Netzzugangsregelungen, spätestens nach Inkrafttreten der EnWG-Änderung zur Umsetzung des Urteils des EuGH zur Unabhängigkeit der Regulierungsbehörde (Urteil v. 02.09.2021, Rs. C-718/18) am 29. Dezember 2023, in die ausschließliche Kompetenz der Bundesnetzagentur. Eventuelle Änderungen in der Netzkostenermittlung und der Netzentgeltsystematik sind von der Bundesnetzagentur zu treffen. Die Bundesnetzagentur hat unter diesem Gesichtspunkt bereits Regelungen zu den kalkulatorischen Nutzungsdauern für neue Gasinfrastruktur (BK 9 22/614) getroffen. Zudem wird die regulatorische Berücksichtigung notwendiger Rückstellungen im Rahmen des am 18. Januar 24 angestoßenen Konsultationsprozesses zur Überarbeitung der Anreizregulierung von der Bundesnetzagentur konsultiert. Die Bundesnetzagentur hat mit der am 29. Dezember 2023 in Kraft getretenen Änderung des EnWG die dafür notwendigen Festlegungskompetenzen erhalten.

Gerade bei der Kostenstruktur bestehen dabei auch Wechselwirkungen mit anderen der hier identifizierten Themenbereichen. So hat die Ausgestaltung der Kostenstruktur bspw. unmittelbare Auswirkungen auf die Fragen der wirtschaftlichen Zumutbarkeit des Netzbetriebs und des finanziellen Ausgleichs bei einer Pflicht zum Weiterbetrieb.

Handlungsoption:

Kostenverteilung: Die Gestaltung der Netzentgeltsystematik und die Regelungen zur Netzkostenermittlung fallen in die Zuständigkeit der BNetzA; siehe u. a. Konsultationspapier der BNetzA vom 18. Januar 2024.

IV. Fazit

Im Ergebnis liefert dieses Papier einen ersten Überblick über denkbare aufkommende Fragestellungen mit Bezug zur Transformation der Gasverteilernetze und identifiziert Bereiche, die weiterer Untersuchung und Prüfung bedürfen. Für die öffentliche Konsultation finden sich nachfolgend Fragen, deren Antworten wichtige Hinweise für die Entwicklung des Transformationskonzepts geben können. Sofern weitere Aspekte oder Lösungsvorschläge als relevant erachtet werden, können auch diese im Rahmen der öffentlichen Konsultation benannt werden.

V. Fragen im Rahmen der öffentlichen Konsultation

Allgemeines zur Zukunft der Erdgasverteilernetze im Zeitalter der Dekarbonisierung

1. Wie lassen sich der Aufbau zukunftssträchtiger Netze für Wasserstoff bzw. Wärme mit der Umwidmung bzw. ggf. Stilllegung von Erdgasverteilernetzen optimal verknüpfen, so dass die Transformationskosten für alle Beteiligten minimiert werden?
2. Welche Regelungen eines neuen Ordnungsrahmens für die Transformation von Gasverteilernetzen werden von betroffenen Stakeholdern als nötig erachtet und gibt es über die oben skizzierten Optionen weitere Themen, die bei der Anpassung des Ordnungsrahmens berücksichtigt werden müssen? Hinsichtlich welcher der vorgeschlagenen Regelungen bestehen Bedenken?
3. Wie wird die Zukunft der Gasverteilernetze eingeschätzt? Überwiegen die Chancen oder wird es künftig vorrangig um Stilllegung und Rückbau gehen?
4. Welche Rolle können Gasverteilernetze beim Wasserstoffnetzaufbau spielen? Welche Rahmenbedingungen sollten gelten, damit Chancen der Wasserstoff-Wirtschaft durch Gasverteilernetzbetreiber genutzt werden können?
5. Welcher Bedarf an Umstellungen auf Wasserstoff-Verteilernetze wird gesehen? Mit welchen Umstellungskosten ist zu rechnen? Welche Bedingungen müssen für einen wirtschaftlichen Betrieb von Wasserstoff-Verteilernetzen erfüllt sein? Welche Geschäftsmodelle sind vorstellbar oder schon konkret geplant, um Umstellung und Bau von Wasserstoff-Verteilernetzen in welchen Abnehmergruppen und Druckebenen wirtschaftlich rentabel zu machen? Welche Herausforderungen bestehen in der Transformationsphase? Welche zeitliche Dimension wird als realistisch angesehen bzw. ab welchem Zeitpunkt wird eine Umstellung attraktiv sein?
6. Welche Voraussetzungen müssen erfüllt sein, damit das Verknüpfen von über-regionalem Wasserstoff-Transportnetz und Wasserstoff-Verteilernetzen reibungslos funktioniert? Im Jahr 2032 soll das Wasserstoff-Kernnetz errichtet sein: Für wann, in welchem Umfang und mit welcher Zielrichtung wird die Umstellung der Gasverteilernetze auf Wasserstoff erwartet? Welche logistischen Herausforderungen sehen Sie dabei?
7. Welche Voraussetzungen sind aus Sicht der Kommunen einerseits und der Verteilernetzbetreiber andererseits für einen langfristig wirtschaftlichen Wasserstoff-Verteilernetzbetrieb erforderlich?

Wärmeplanung, Gebäudeenergiegesetz und Umsetzung der EU-Gas-/Wasserstoff-Binnenmarktpakets, Akteure und Verantwortlichkeiten, Zeitplan

8. Von welchen verfügbaren Mengen und welchem Preisniveau ist bei der Umstellung von Gasnetzen auf Biomethan bzw. synthetisches Methan im Zeitverlauf auszugehen und in welchem Umfang kann damit Erdgas in den Verteilernetzen substituiert werden?
9. Wie sollten Artikel 56 und Artikel 57 der EU-Gasbinnenmarktrichtlinie umgesetzt werden, sodass die dort angelegten Pläne zur Entwicklung der Wasserstoffverteilernetze und zur Stilllegung von Erdgasverteilernetzen sinnvoll mit Wärmeplänen und verbindlichen Fahrplänen nach § 71k GEG verzahnt sind?
10. Wie sollten Artikel 56 und Artikel 57 der EU-Gasbinnenmarktrichtlinie umgesetzt werden, sodass die dort angelegten Pläne zur Entwicklung der Wasserstoffverteilernetze und zur Stilllegung von Erdgasverteilernetzen sinnvoll mit dem Netzentwicklungsplan Gas und der Systementwicklungsstrategie verzahnt sind?

Anschlussverpflichtungen/Stilllegungspläne

11. Ab welchem Jahr (2030, 2035, 2040, ...?) ist damit zu rechnen, dass es vermehrt zu Anschlussverweigerungen und Anschlusskündigungen in Gasverteilernetzen kommen könnte?
12. Welchen zeitlichen Vorlaufs/Verfahrens bedürfen Anschlusskündigungen, um insbesondere den Netzanschlusskunden und Lieferanten eine angemessene Vorbereitungszeit zu geben?
13. Was ist ein realistischer Zeitraum für einen Stilllegungspfad im Rahmen eines Stilllegungsplans? Von welchen Faktoren hängt die Länge eines Stilllegungspfades ab?
14. In einigen Fällen müssen bei einer Stilllegung oder der Kündigung des Gasnetzanschlusses bestehende Gasversorgungsverträge beendet werden. Sind für diese Fälle gesonderte Regelungen für eine Kündigung dieser Verträge erforderlich oder reichen die, ggf. nach dem Zivilrecht, bestehenden rechtlichen Möglichkeiten aus? Welche Vorlaufzeiten sind für die Vertragsbeendigungen notwendig? Welche Mindestvertragslaufzeiten und Kündigungsfristen sind gebräuchlich in Gasversorgungsverträgen?
15. Wie könnte aus Ihrer Sicht eine Konsultation/Information der betroffenen Netznutzer und anderer Betroffener im Vorfeld einer Stilllegung, Anschlussverweigerung und/oder Sonderkündigung aussehen?
16. Ist ein Rückbau einzelner Netzanschlüsse – beispielsweise aus Sicherheitsgründen – erforderlich oder reicht in der Regel die Trennung bzw. Stilllegung des Anschlusses? Müsste der Anschluss bei einer Trennung bzw. Stilllegung weiterhin regelmäßig gewartet werden? Mit welchen Kosten wäre jeweils (Rückbau vs. Trennung/Stilllegung) zu rechnen?

17. Wie sollten Stilllegungen von Netzanschlüssen zukünftig finanziert werden?
18. Wie ließe sich dabei eine Ungleichbehandlung der Anschlussnehmer vermeiden?
19. Bedarf es hier besonderer Regelungen für Einspeiser von Biomethan, insbesondere, wie können Zielkonflikte gelöst werden?
20. Wann sollte ein Gasnetz schon vor dem Jahr 2045 stillgelegt werden, um unverhältnismäßige Kosten zu vermeiden?
21. Welche Übergangsfristen könnten die Netznutzer benötigen, um sich auf einen Verzicht auf den Netzanschluss einzustellen?

Rückbauverpflichtungen

22. Haben die betroffenen Kommunen ein Interesse daran, nicht mehr genutzte Gasverteilernetze zurückbauen zu lassen? Welche Gründe sprechen für, welche gegen einen Rückbau? Mit welchen Kosten muss bei einem Rückbau gerechnet werden? Wer könnte diese tragen?
23. Wie bzw. durch wen können zwingend erforderliche Rückbauverpflichtungen identifiziert werden und wie wird ein genereller Verzicht auf Rückbauverpflichtungen bewertet?
24. Wäre ein Eintrittsrecht der Kommune in das Eigentum ungenutzter Netze ein wirksames Instrument, um adäquat über deren spätere Nachnutzung, etwa die Verlegung von Datenübertragungsleitungen, zu entscheiden?

Investitionsverpflichtungen

25. Wie hoch wird der Anteil der Investitionen eingeschätzt, die über die energiewirtschaftsrechtlich bedarfsgerechten und sicherheitstechnisch notwendigen Investitionen hinausgehen? Um welche Art von Investitionen handelt es sich?
26. Besteht ein Bedarf, die Befreiung von Investitionsverpflichtungen gesetzlich zu regulieren oder halten Sie die Systematik der Anreizregulierung, d. h. die Refinanzierung effizienter Investitionen zur Erfüllung der individuellen Versorgungsaufgabe des Gasverteilernetzes, diesbezüglich für ausreichend?
27. Gibt es (ausreichende) Kriterien, um notwendige von „überschießenden“ Investitionen abzugrenzen?

Konzessionsverträge

28. In welchem Umfang ist damit zu rechnen, dass Konzessionsverträge auslaufen, z. B. bis zu den Jahren 2030, 2035, 2040 etc.?
29. Würden sich Stakeholder unter den derzeitigen Rahmenbedingungen weiterhin auf neu zu vergebende Konzessionen für Gasverteilernetze bewerben? Gibt es ein

flächendeckendes Problem, dass es bei auslaufenden Konzessionsverträgen an Bewerbungen auf die Nachfolge mangelt? Wäre eine Zusammenlegung von Netzgebieten ein gangbarer Weg, um den Netzbetrieb interessanter zu machen? Was wäre dabei zu beachten?

30. Halten Sie die oben skizzierten Lösungsmöglichkeiten für sinnvoll oder welche andere Lösung würden Sie präferieren? Bitte legen Sie hierfür die Gründe dar.
31. Zur Vermeidung von Versorgungsengpässen kann bei fehlenden Bewerbern auf Neukonzessionen die Verpflichtung des letzten Konzessionärs zum Weiterbetrieb des Netzes erforderlich sein. Für welche pauschale Dauer wäre eine solche Verpflichtung zum Weiterbetrieb sinnvoll?
32. Wie soll mit Fällen umgegangen werden, in denen ein Gebäudeeigentümer sich für eine Heizungsanlage, die mit Wasserstoff, Biomethan oder (partiell) mit fossilem Gas betrieben wird, entscheidet in der Annahme, dass das Gasnetz weiterbetrieben oder transformiert wird und im Nachhinein die Stilllegung des Gasnetzes beschlossen wird?

Sonstiges

33. In welchem Maße beabsichtigen die Kommunen, in Gebieten mit bestehenden Erdgasverteilernetzen diese als Wasserstoffvorranggebiete auszuweisen?