

Zukunft der Gasnetze

Empfehlungen für eine koordinierte Wärmewende



Impressum

Guidehouse

Dieter Keller-Giessbach, Director

dieter.keller.giessbach@guidehouse.com

Dr. Johannes Wagner, Associate Director

jowagner@guidehouse.com

Marco Reiser, Senior Consultant

marco.reiser@guidehouse.com

Guidehouse Germany GmbH

Auf dem Hunnenrücken 3, 50668 Köln, Germany

Höch und Partner

Dr. Thomas Höch, Rechtsanwalt

hoech@hoech-partner.de

Höch und Partner Rechtsanwälte mbB

Wittekindstraße 30, D-44139 Dortmund

MVV

Dr. Oliver Kopp, Abteilungsleiter Energiewirtschaft und Energiepolitik

regulierung@mvv.de

Sebastian Schönberg, Referent Energiewirtschaft und Energiepolitik

regulierung@mvv.de

Die Studie steht Ihnen hier www.mvv.de/gasnetzstudie zum Download zur Verfügung.

Bitte zitieren als: MVV Energie AG (2023):

Zukunft der Gasnetze: Empfehlungen für eine koordinierte Wärmewende. Mannheim.

Danksagung

Die Inhalte dieser Studie wurden mit einem Challenger-Kreis von Experten für Energiewirtschaft und Regulierung diskutiert:

- Prof. Dr. Gert Brunekreeft, Professor for Energy Economics, Constructor University Bremen
- Dr. Veit Bürger, Stv. Bereichsleitung Energie & Klimaschutz, Öko-Institut e.V. – Institute for Applied Ecology
- Dr. Volker Kienzlen, Geschäftsführer, KEA Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg GmbH
- Prof. Dr. Thorsten Müller, Wissenschaftlicher Leiter der Stiftung Umweltenergierecht

Wir bedanken uns für wertvolle Impulse, die Verantwortung für alle Aussagen dieser Studie liegen gleichwohl allein bei den Autoren und dem Auftraggeber.

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	7
1. Handlungsfelder für die Gasnetztransformation	14
2. Kommunale Wärme- und Infrastrukturplanung	16
2.1 Kommunale Wärmeplanung	17
Exkurs: Kommunale Wärmeplanung in Dänemark	21
2.2 Konzessionsrecht	29
2.3 Rückbauverpflichtungen und Nachnutzungskonzepte	34
3. Finanzierung des Erdgasnetzes	37
3.1 Netzentgeltsystematik	38
3.2 Ausgestaltung der Regulierung	41
3.3 Abschreibungen und Nutzungsdauern	47
Exkurs: Kalkulatorische Nutzungsdauern blockieren Klimaschutzstrategien	48
Exkurs: Regelungen zur Refinanzierung von Erdgasnetzen in anderen Ländern	51
3.4 Rückstellungen und Kosten für Stilllegung und Rückbau	53
4. Anschlusspflichten	55
4.1 Anschlusspflicht & Kündigungsrecht	55
4.2 Entschädigungsansprüche	58
Exkurs: Entschädigungen durch Gasnetzrückbau in Zürich (Schweiz)	58
5. Fördermechanismen	64
5.1 Förderprogramme im Gebäude- und Wärmesektor	64
5.2 Sozialer Ausgleich	68
6. Koordination mit weiteren Gesetzen	71
6.1 Koordination mit dem Gebäudeenergiegesetz	71
6.2 Anpassung der Wärmelieferverordnung	73
7. Finanzierung der Wasserstofftransformation	75
7.1 Entflechtung von Methan- und Wasserstoffnetzbetreibern	75
7.2 Koordination einer Gasnetztransformation zu Wasserstoffnetzen	77
7.3 Finanzierung der Wasserstoffnetze	78
8. Handlungsempfehlungen und Policy Roadmap	81
9. Literaturverzeichnis	87

Abkürzungsverzeichnis

ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BEG	Bundesförderung für effiziente Gebäude
BEW	Bundesförderung für effiziente Wärmenetze
BGB	Bürgerliches Gesetzbuch
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur
dena	Deutsche Energie-Agentur
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EuGH	Europäischer Gerichtshof
GEG	Gebäudeenergiegesetz
KAV	Konzessionsabgabenverordnung
kWP	Kommunale Wärmeplanung
NDAV	Niederdruckanschlussverordnung
GasNEV	Gasnetzentgeltverordnung
SES	Systementwicklungsstrategie
WPG	Wärmeplanungsgesetz
WärmelV	Wärmelieferverordnung

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht der Themencluster und Handlungsfelder

Abbildung 2: Übersicht der empfohlenen Gebietsdefinitionen und deren Implikationen in der kommunalen Wärmeplanung

Abbildung 3: kWP als wichtige Grundlage für weitere Maßnahmen und Regulierungen für Transformation, Stilllegung und etwaigen Rückbau von Gastverteilnetzen

Abbildung 4: Abschreibungen müssen auch ambitioniertere Transformationspfade ermöglichen (Beispiel MVV Energie AG)

Abbildung 5: Auszug aus dem kommunalen Wärmeplan der Stadt Zürich

Abbildung 6: Illustration der Folgen des Zeitpunkts der Installation neuer Heizungssysteme auf den Anspruch für Entschädigungen

Abbildung 7: Förderfähigkeit von Technologien in Abhängigkeit der Ausweisung von Gebieten in der kWP

Abbildung 8: Roadmap, mit den wichtigsten Meilensteinen zur Unterstützung einer effizienten Wärmewende



Klimaschutz ist für MVV ein essenzieller Bestandteil unserer Identität als Unternehmen und unserer strategischen Ausrichtung. Deshalb haben wir uns das Ziel gesetzt, spätestens 2040 nicht nur klimaneutral, sondern klimapositiv zu werden. Den Weg dahin haben wir mit dem Mannheimer Modell beschrieben, in welchem der Wärmewende eine zentrale Rolle zukommt.

Schlüssel für die erfolgreiche Umsetzung der Wärmewende ist neben dem Ausbau der (Fern- und Nah-)Wärmenetze und dem Hochlauf der Wärmepumpe auch die aktive Gestaltung der Zukunft der Gasnetze. Diese müssen entweder auf den Weiterbetrieb mit grünen Gasen umgestellt oder stillgelegt werden. Für beide Zukunftsoptionen fehlt jedoch bis heute ein passgenauer Rahmen, obwohl die Zeit zur Umsetzung immer kürzer wird.

Mit der vorliegenden Studie möchte MVV Gesetzgebern und Regulierern konkrete Handlungsempfehlungen zur Gestaltung eines solchen Rahmens vorstellen. Dabei wird aufgrund der bestehenden Unsicherheiten hinsichtlich der zukünftigen Verfügbarkeit und Preise von Wasserstoff bewusst auf eine Gewichtung der unterschiedlichen Zukunftsoptionen verzichtet, denn sowohl Transformation als auch Stilllegung der Gasverteilnetze werden für die Wärmewende von Bedeutung sein.

Lassen Sie uns daher bereits heute gemeinsam die Weichen für die Zukunft der Gasnetze stellen. Ich wünsche Ihnen eine interessante Lektüre und uns allen eine breite und konstruktive gesellschaftliche Debatte.

Dr. Georg Müller,
Vorsitzender des Vorstands
der MVV Energie AG

Executive Summary

Wärmewende braucht einen Rahmen für die Zukunft der Gasnetze

Eine erfolgreiche Wärmewende erfordert neben dem Ausbau der Wärmenetze und dem Hochlauf elektrischer Wärmepumpen auch die Transformation der Erdgasverteilnetze. Daher müssen die kommunalen Wärmepläne zwingend die Transformation der Netzinfrastrukturen adressieren. Hierzu gehört auch, dass die Erdgasnetze bis zur vollständigen Dekarbonisierung der Wärmeversorgung entweder auf grüne Gase umgestellt oder stillgelegt werden. Beides ist im aktuellen Rechtsrahmen nicht möglich, da das derzeitige Regulierungsrecht auf der Fiktion eines dauerhaften Betriebs der Erdgasnetze basiert.

Mithin besteht dringender, substanzieller Reformbedarf im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), im Konzessionsrecht und in der Anreizregulierungsverordnung (ARegV). Vor dem Hintergrund der Umsetzungsdauer der notwendigen Maßnahmen müssen Gesetzgeber und Bundesnetzagentur (BNetzA) diese noch 2023 anstoßen, wenn die Energiewende auch in der Wärmeversorgung gelingen soll. Diese Regelungen müssen mit dem Rechtsrahmen zur kommunalen Wärmeplanung (kWP) und dem Gebäudeenergiegesetz (GEG) konsistent verzahnt werden. Gleichzeitig sind diverse Technologiefördersysteme anzupassen, um die richtigen Anreize für systemdienliche Investitionsentscheidungen zu setzen.

Wir zeigen in der vorliegenden Studie die Regulierungslücken auf und kommen nach Diskussion der Handlungsoptionen zu konkreten Empfehlungen für eine Policy-Roadmap, die es Kommunen und Energieversorgern ermöglicht, die Zukunft der Gasverteilnetze im Rahmen der kommunalen Wärmewende aktiv zu gestalten und dabei die Belastung der Bürger*innen zu minimieren.

Unsere Policy-Roadmap zur Gestaltung der Zukunft der Gasnetze enthält die folgenden zentralen Empfehlungen:

1. Verknüpfung von Rechten und Pflichten mit Gebietstypen in der kWP

Größere Kommunen werden verpflichtet, bis spätestens 2026 einen initialen kommunalen Wärmeplan aufzustellen, der alle drei bis fünf Jahre aktualisiert wird. Der kommunale Wärmeplan weist drei Gebietstypen mit unterschiedlichen Planungshärtegraden aus:

Priorisierungsgebiete weisen eine primäre Versorgungsinfrastruktur sowie einen möglichst verbindlichen Zeitplan für die Bereitstellung der erforderlichen Infrastruktur aus. Ein Priorisierungsgebiet definiert,

ob ein Gebiet zukünftig primär mit Fernwärme, grünen Gasen oder durch elektrische Wärmelösungen, wie etwa Wärmepumpen, versorgt wird.

In **Mischgebieten** sind mehrere Technologieoptionen parallel möglich, die im Wettbewerb zueinander stehen; einzelne Optionen – wie z.B. Gasverteiler- oder Wärmenetze – können aber bereits verbindlich ausgeschlossen werden, um den Aufbau paralleler Infrastrukturen zu vermeiden.

In **Prüfgebieten** hat der Planungsstand noch nicht den Härtegrad, der verbindliche Festlegungen oder Garantien gegenüber Gebäudeeigentümern erlaubt. In späteren Iterationen der kWP soll die Zahl der Prüfgebiete schrittweise reduziert werden.

Wird ein Gebiet als Priorisierungs- oder Mischgebiet ausgewiesen, entstehen folgende Rechte und Pflichten:

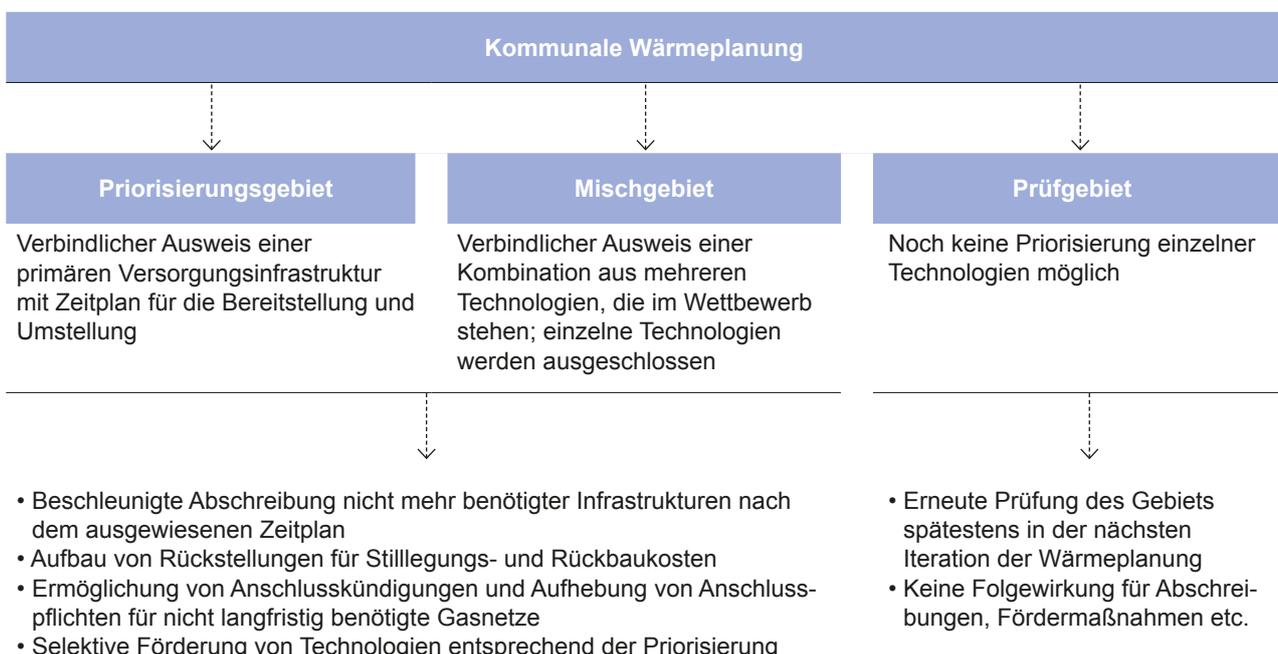
- Der Netzbetreiber wird von der aktuellen Pflicht zum Netzanschluss nach §§ 17 und 18 EnWG befreit, wenn es sich um ein Gasausschlussgebiet handelt. Ein Vorbild hierfür könnten die Regelungen zum Ausstieg aus der L-Gas-Versorgung sein. Eine Kündigung bestehender Gasnetzanschlüsse ist mit entsprechenden Vorankündigungsfristen möglich, sobald absehbar eine alternative Wärmeversorgung möglich ist.
- Führen die Kündigungen zu unbilligen Härten, weil Anlagen mit hohen Restwerten nicht mehr betrieben werden können, sind Entschädigungszahlungen möglich, etwa aus einem staatlichen Transformationsfonds. Investieren Gebäudeeigentümer dagegen nach Ausweisung von Priorisierungs- oder Mischgebiet in nicht priorisierte Technologien, entfällt der Anspruch auf Entschädigung.
- Die diversen Fördersysteme (Bundesförderung für effiziente Wärmenetze [BEW], Bundesförderung für effiziente Gebäude [BEG], Förderungen der Länder und Kommunen) werden systematisch an der kWP ausgerichtet. In einem Priorisierungsgebiet wird keine andere Technologie gefördert als die priorisierte. Hingegen werden in einem Mischgebiet alle bis auf die explizit ausgeschlossenen Technologien gefördert. In Prüfgebieten wird die Förderung technologieoffen gestaltet und es besteht Bestandsschutz für die Gebäudeeigentümer für den Fall, dass in einer späteren Aktualisierung der kWP andere Technologien zur Priorisierung ausgewiesen werden.

Verbindlichkeit und Flexibilität sind zentrales Spannungsfeld der Wärmeplanung

Mit diesem Vorgehen wird ein zentrales Spannungsfeld adressiert: Einerseits sollen die kommunalen Wärmepläne eine hohe Verbindlichkeit ausweisen, Planungssicherheit garantieren und die systemischen Gesamtkosten über alle Bürger*innen minimieren. Andererseits sollen aber weitgehende Technologieneutralität in der Wärmeerzeugung angestrebt sowie ausreichende Flexibilität in der Planung gewährleistet werden, um auf Entwicklungen in einem von großen Unsicherheiten geprägten Umfeld reagieren zu können (z.B. hinsichtlich der Wasserstoffverfügbarkeit). Die Ausweisung der drei beschriebenen Gebietstypen ist eine pragmatische Lösung in diesem Spannungsfeld.

Die Verknüpfung der Fördersystematik mit den Gebietstypen ist ein zielführender Mittelweg zwischen technologieoffener Förderung ohne Berücksichtigung der Systemdienlichkeit einer Investitionsentscheidung und dem sehr harten ordnungsrechtlichen Instrument eines Anschluss- und Benutzungszwangs, den die Kommunen schon heute durchsetzen können. Die Entscheidungsfreiheit der Gebäudeeigentümer bleibt gewahrt, während die kWP gleichzeitig eine Koordinationsfunktion ausübt.

Der Begriff „Gebiet“ ist im Kontext dieser Studie nicht im Sinne von Stadtteilen zu verstehen, sondern als Summe einzelner Straßenzüge. Es ist also möglich, dass in einem Stadtteil für einen Teil der Straßen die Verfügbarkeit von Wärme- oder Gasverteilnetzen festgelegt ist, während andere sich noch in Prüfung befinden. Diese räumliche Nähe unterschiedlicher Regeln erfordert eine aktive Kommunikation mit den Bürger*innen, die transparent darlegt, warum dieses Vorgehen im Interesse des Gemeinwohls ist.



Abfederung steigender Gasnetzentgelte bei Transformation und Stilllegung der Netze

2. Finanzierung der Netze bei Minimierung der Kundenbelastung: Gasnetze werden bislang über Netzentgelte finanziert, die über Kostenprüfungen und Effizienzbenchmarks im Rahmen der Anreizregulierung festgelegt werden. Innerhalb eines Netzgebietes ist dabei keine Differenzierung der Netzentgelte möglich. Dieses Vorgehen führt bei Transformation oder Stilllegung der Gasverteilnetze zu schwerwiegenden Problemen: Da die Anzahl der angeschlossenen Gasnetzkunden sinkt, steigen die spezifischen Netzentgelte für die verbleibenden Netznutzer sukzessive an, nach Analysen von BET im Auftrag von Agora Energiewende auf bis zum Sechzehnfachen der aktuellen Netzentgelte bis Ende 2044.¹ Da dies den Grundsatz der Verursachungsgerechtigkeit und Verhältnismäßigkeit verletzt, sollte ein Teil der Kosten für Netzbetrieb, Stilllegung und etwaigen Rückbau vorgezogen werden, damit alle Netznutzer an diesen Transformationskosten beteiligt werden. So wird die Belastung auf eine große Anzahl von Netznutzern verteilt. Dies kann über folgende Maßnahmen erreicht werden:

- Verkürzte Abschreibung für Neu- und Bestandsinvestitionen: Die Abschreibungsdauer ergibt sich aus den in der kWP definierten Stilllegungszeiträumen. Die schnelleren, degressiv gestalteten Abschreibungen erhöhen die Erlösbergrenzen im Rahmen der Anreizregulierung und führen zu kurzfristig leicht steigenden Netzentgelten. Ein übermäßiger Anstieg der Netzentgelte für verbleibende Netznutzer in den späteren Jahren wird dadurch abgefedert.
- Rückstellungen für Stilllegungen: Sobald die kWP den Gasnetzrückzug in den Priorisierungs- oder Mischgebieten ausweist, muss der Aufwand für die Bildung von Rückstellungen für Stilllegungen vollständig in der Erlösbergrenze für die Netzentgeltberechnung anerkannt werden. Um die Kosten niedrig zu halten, sollte ein Rückbau von Gasverteilnetzen gesetzlich auf die Fälle beschränkt werden, in denen die Kommune oder private Grundeigentümer ein zwingendes Erfordernis nachweisen. Eventuell mögliche Nachnutzungsoptionen für die Gasverteilnetze, wie bspw. die Verlegung von Glasfaserkabeln, sollten gegebenenfalls im Rahmen der kWP geprüft werden.

Systemwechsel der Gasnetzregulierung

3. Reform der Anreizregulierung: Der Effizienzvergleich in der ARegV ist ein sinnvolles Instrument zum Vergleich von Bestandsnetzen, die auf dauerhaften Betrieb ausgelegt sind. Bei Transformation und Stilllegung der Gasverteilnetze hingegen gibt es keinen sinnvollen Kostenbenchmark mehr. Auch eine Anpassung der Strukturparameter des Effizienzvergleichs kann dieses Problem nicht lösen. Daher

¹ Siehe hierzu Agora Energiewende (2023).

schlagen wir einen grundsätzlichen Systemwechsel vor: Mit Beginn der 5. Regulierungsperiode wird der Effizienzvergleich beendet und alle Gasverteilnetze unterliegen einer Kostenprüfung. Es erfolgt somit die Umstellung auf ein kostenbasiertes Verfahren mit Anreizelementen. Die Zyklen der Kostenprüfungen sollten parallel dazu von aktuell fünf auf zwei oder drei Jahre reduziert werden, um den Fortschritt bei den Stilllegungen kostenseitig genau zu erfassen und den Zeitverzug zwischen Ergebniswirkung veränderter Kostenstrukturen und Anpassung der Erlösobergrenzen zu reduzieren. Die weitere Anwendung eines sektoralen Produktivitätsfaktors ist zu prüfen.

4. Wasserstofftransformation: Auch Gasverteilnetze, die für den Transport von Wasserstoff ertüchtigt werden sollen, sind vom Effizienzvergleich auszunehmen, da es für die Transformation keine ausreichend große Vergleichsbasis gibt. Nach der Umstellung auf einen vollständigen Betrieb mit Wasserstoff kann perspektivisch die Einführung eines Effizienzvergleichs für Wasserstoffnetze geprüft werden, sobald eine ausreichende Vergleichsbasis vorhanden ist.

Um die Kosten der Netztransformation für die Kund*innen zu minimieren, sollten Wasserstoffnetzbetreiber Synergien aus dem Bau und Betrieb bestehender Gasverteilnetze nutzen können. Eine organisatorische Entflechtung ist dem Aufbau der Infrastruktur daher nicht dienlich und führt auch nicht zu mehr Wettbewerb. Um Querfinanzierungen auszuschließen, ist eine buchhalterische Entflechtung der Methan- und Wasserstoffverteilnetze ausreichend.

Eine Anschubfinanzierung und das Einrichten eines Amortisationskontos sind notwendige und sinnvolle Instrumente zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur.

5. Das Konzessionsrecht sollte Vergabekriterien mit dem Ergebnis der kWP verknüpfen. In den kommenden Jahren laufen viele Gasnetzkonzessionen aus. Die Zahl der Bewerbungen um diese Konzessionen geht bereits heute aufgrund der hohen marktlichen und regulatorischen Unsicherheiten zurück. Es ist rechtlich ungeregelt, was geschieht, wenn keine Angebote abgegeben werden oder zumindest der Konzessionswettbewerb faktisch nicht mehr gewährleistet ist. Nach geltendem Recht müsste der aktuelle Konzessionsinhaber diese in der Regel – soweit zumutbar – weiterführen. Da dies kein unbestimmter Dauerzustand sein kann, ist zu definieren, nach welcher Frist die Konzession spätestens an die Kommunen zurückfällt. Bei der Vergabe von Konzessionen ist darauf zu achten, inwieweit ein vorliegendes Angebot die Transformationspläne der kWP unterstützt. Um eine

reibungsarme Transformation zu Wasserstoffnetzen zu ermöglichen, sollten die Konzessionen für Erdgas- und Wasserstoffnetze gemeinsam vergeben werden können. Medienübergreifende Vergaben von Konzessionen für Gas-, Wärme- und Stromnetze würden dagegen den Konzessionswettbewerb weiter reduzieren.

6. Konsistenz mit übergeordneten Infrastrukturplanungen: Auf Bundesebene wird eine Systementwicklungsstrategie (SES) formuliert, die Netzausbau- und Mengenbedarfe für grüne Gase, Biomasse und Strom ausweist. Um Konsistenz zwischen den kWPs und der SES zu sichern, sind ein Gegenstromverfahren einzuführen und die Aktualisierungszeiträume der kWPs und der SES aufeinander abzustimmen.

7. Sozialer Ausgleich und Kommunikation: Die Diskussionen um das GEG haben vor allem eines klar gemacht: Sobald ordnungsrechtliche Eingriffe bei Gebäudeeigentümern und Unternehmen angekündigt werden, müssen zeitgleich auch die Regelungen für Förderung und soziale Härtefälle vorliegen. Diese Lehre gilt auch für die kWP und die Zukunft der Gasverteilnetze. Begleitet werden muss dies mit einer breit angelegten Kommunikation der Vorhaben durch Bund, Länder und Kommunen, um die Bürger*innen mitzunehmen und Ängste zu moderieren. Auch für Entschädigungszahlungen muss der Staat bzw. die Kommune der Adressat sein.

Rahmen für die Zukunft der Gasnetze muss noch 2023 starten

8. Aufstellung eines politischen Zeitplans mit verlässlichen Meilensteinen: Kommunale Wärmepläne mit Priorisierungs- und Mischgebieten, aus denen sich Rechte und Pflichten ableiten lassen, sind zentral für die Schaffung eines Rechtsrahmens, der die Transformation und Stilllegung von Gasverteilnetzen ermöglicht. Daher muss das „Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze“ (WPG) noch im Jahr 2023 beschlossen werden. Wegen wechselseitiger Bezüge und gemeinsamer Definitionen sollten WPG und GEG abgestimmt und möglichst zeitnah zueinander verabschiedet werden. Bereits im Jahr 2024 muss die Diskussion darüber beginnen, dass Netzbetreiber den Anschluss an das Gasverteilnetz verweigern können müssen und wann Entschädigungen in Frage kommen. Da gerade bei diesem Thema mit kontroversen öffentlichen Debatten zu rechnen ist, muss die Regulierung im Laufe des Jahres 2024 ausgearbeitet und 2025 eingeführt werden, sobald die ersten kWPs nach Landesrecht vorliegen.

Um eine übermäßige Belastung der Bürger*innen abzumildern, müssen die Netzbetreiber in der Lage sein, so früh wie möglich Schritte

zur beschleunigten Abschreibung von Restwerten und zum Aufbau von Rückstellungen einzuleiten, wenn eine kWP vorliegt. Damit die notwendigen Änderungen der Regelungsinhalte im Sinne des heutigen EnWG, der ARegV und der GasNEV noch 2024 erfolgen können, sollte der Prozess zur Weiterentwicklung ebenfalls bereits im 2. Halbjahr 2023 starten.

Auch der vorgeschlagene Systemwechsel in der Anreizregulierung im Jahr 2027 benötigt mindestens drei Jahre Vorlauf, sodass die BNetzA sofort mit den Vorbereitungen beginnen und spätestens 2025 (gemäß aktueller Regelung das nächste Basisjahr für die Gasnetze) Konsultationen hierzu auf den Weg bringen sollte.

Um einen effizienten und keinen Stakeholder überfordernden Transformationsprozess zu ermöglichen, sind zahlreiche gesetzgeberische Maßnahmen notwendig. Auch die BNetzA wird gefordert sein. Der Behörde wird zukünftig noch stärker als bisher die Aufgabe zukommen, die Netzentgeltregulierung zu gestalten.

Wir werden in dieser Studie im Einzelnen aufzeigen, wo Anpassungen am bestehenden Ordnungsrahmen erforderlich sind. Vorab ist festzuhalten, dass Fragen des höherrangigen Rechts (Verfassungs- und Europarecht) zwar stets mitbedacht werden müssen; aus ihnen ergeben sich allerdings keine Hinderungsgründe, die einer Umsetzung der Vorschläge grundsätzlich entgegenstünden.

1. Handlungsfelder für die Gasnetztransformation

Sowohl für die Transformation von Erdgas- zu Wasserstoffnetzen als auch für die Stilllegung anderer Teilnetze existiert derzeit kein geeigneter regulatorischer Rahmen. Die aktuelle Regulierung ist in ihrer Grundstruktur auf den Weiterbetrieb und die Erweiterung der Gasinfrastruktur in der bestehenden Form ausgelegt. Damit haben Verteilnetzbetreiber keine Möglichkeit, die erforderlichen Veränderungen der Netze mit einem wirtschaftlich tragfähigen Modell einzuleiten und umzusetzen. Folglich sind kurzfristig umfassende regulatorische Änderungen erforderlich, die sowohl die Transformation als auch die Stilllegung der Gasinfrastruktur ermöglichen. Um den Änderungsbedarf zu strukturieren, werden in dieser Studie sechs Themencluster mit mehreren Handlungsfeldern identifiziert:

1. Kommunale Wärme- und Infrastrukturplanung: Für eine Umsetzung der Wärmewende unter Berücksichtigung der spezifischen lokalen Bedingungen sind lokale Planungsmechanismen erforderlich. Daran anknüpfend sind Regelungen für eine mit den Planungen konsistente Vergabe von Konzessionen und der Umgang mit Stilllegungen, etwaigen Rückbauverpflichtungen und Nachnutzungskonzepten für nicht mehr benötigte Gasverteilnetze weitere Handlungsfelder.

2. Finanzierung des Erdgasnetzes: Für eine wirtschaftliche Umsetzung von Stilllegungen und – in begründeten Ausnahmefällen – Rückbauten von Gasverteilnetzen sind entsprechende Rahmenbedingungen in der Anreizregulierung und der Ausgestaltung der Netzentgelte erforderlich, die aktuell noch nicht existieren. Insbesondere die Abschreibung und Refinanzierung von Restwerten bei verkürzten Nutzungsdauern sowie der regulatorisch vollständig anzuerkennende Aufwand für den Aufbau von Rückstellungen für Stilllegungskosten sind hier zentrale Handlungsfelder, um Netzbetreibern eine wirtschaftliche Abwicklung von Gasverteilnetzen zu ermöglichen. Bei der Refinanzierung sollte der Anstieg der Netzentgelte für Netznutzer, insbesondere für die letzten verbleibenden Anschlüsse, begrenzt werden.

3. Versorgungs- und Anschlusspflichten: Wenn Gasverteilnetze stillgelegt werden, müssen Rahmenbedingungen für die Verweigerung neuer und die Kündigung bestehender Gasnetzanschlüsse gesetzt werden. Dies erfordert auch entsprechende Regelungen für die Entschädigung bei frühzeitiger Kündigung der Gasnetzanschlüsse.

4. Fördermechanismen: Im Gebäudesektor und der Wärmeversorgung existieren verschiedene Förderprogramme, die konsistent zu

den lokalen Transformationszielen ausgestaltet werden sollten, um Widersprüche und Fehlanreize zu vermeiden. Daran anschließend sind soziale Ausgleichsmechanismen für die Vermeidung von Härtefällen erforderlich.

5. Koordination mit weiteren Gesetzen: Für die Wärmeversorgung in Gebäuden existieren bereits ordnungsrechtliche Instrumente wie das GEG sowie marktwirtschaftliche Instrumente wie der Emissionshandel. Eine konsistente Gestaltung des Ordnungsrechts und die Verknüpfung mit der Transformation der Wärmeversorgung vor Ort sind erforderlich.

6. Finanzierung der Wasserstofftransformation: Die Transformation von Erdgasnetzen zu Wasserstoffnetzen erfordert eine Planung und Koordination des Transformationsprozesses. Darauf aufbauend sind wirtschaftliche und organisatorische Rahmenbedingungen für den Aufbau und die Finanzierung der Infrastruktur notwendig.

Themencluster	Handlungsfelder			
Kommunale Wärme- & Infrastrukturplanung	kWP für Transformation und Rückzug	Konzessionsrecht	Stilllegung, Nachnutzungskonzepte & Rückbauverpflichtung	
Finanzierung Erdgasnetz	Netzentgelt-systematik	Abschreibungen und Nutzungsdauern	Ausgestaltung der Regulierung	Rückstellungen für Stilllegungskosten
Versorgungs- & Anschlusspflichten	Kündigungsrechte	Entschädigungsansprüche	Anschlussverweigerungsrecht bzw. Verpflichtung zum Anschluss	
Fördermechanismen	Förderprogramme (Gebäude/ Wärme)	Sozialer Ausgleich		
Koordination mit weiteren Gesetzen	Gebäudeenergiegesetz	Wärmelieferverordnung		
Finanzierung der H ₂ -Transformation	Koordination der H ₂ -Umstellung	Refinanzierungsmodelle	Entflechtungsvorgaben	

Abbildung 1: Übersicht der Themencluster und Handlungsfelder

2. Kommunale Wärme- und Infrastrukturplanung

Zusammenfassung der wichtigsten Handlungsempfehlungen

- ▶ Die kWP sollte als starkes Instrument zur Unterstützung einer effizienten Transformation, Stilllegung und, in begründeten Ausnahmefällen, eines Rückbaus der Gasnetzinfrasturktur genutzt werden. Die Aufstellung eines Wärmeplans sollte für Kommunen verpflichtend sein.
- ▶ In den kWPs müssen möglichst konkrete und verbindliche Ziele vorgegeben werden. Das gilt sowohl für die geografische wie zeitliche Ausweisung von Gebieten. Im Ergebnis sollte für jeden Straßenzug klar sein, welche Heizungstechnologien in Zukunft von der Kommune als sinnvoll erachtet werden und wann die entsprechende Infrastruktur voraussichtlich zur Verfügung steht.
- ▶ Eine kWP sollte drei verschiedene Typen von Gebieten ausweisen können:
 - **Priorisierungsgebiete:** Fokus auf eine Technologie, die priorisiert genutzt wird.
 - **Mischgebiete:** Die Nutzung mehrerer Technologien, die im Wettbewerb stehen, ist möglich. Dabei werden einzelne Technologien ausgeschlossen.
 - **Prüfgebiete:** In diesen Gebieten ist zum Zeitpunkt der Planung noch keine Entscheidung bezüglich einer oder mehrerer Technologien möglich.
- ▶ Die kWP wird alle drei bis fünf Jahre aktualisiert. Dabei sollte Feedback aus nationalen Planungsinstrumenten wie der SES in die lokale Planung einfließen, vor allem für geplante Potenziale zu grünen Gasen und Biomasse.
- ▶ Die Vergabe von Konzessionen sollte mit den Inhalten der kWP verknüpft werden. Das bedeutet, dass die Eignung zur Umsetzung der Infrastrukturpläne als Vergabekriterium im Konzessionswettbewerb Berücksichtigung finden sollte. Die Umsetzung der Infrastrukturplanung sollte in den Konzessionsvertrag eingehen.
- ▶ Eine energieträgerübergreifende Vergabe von Konzessionen ist nur für Erdgas und Wasserstoff sinnvoll, da hier eine einheitliche Planung un-

ter Berücksichtigung der Auswirkungen für das bestehende Erdgasnetz wie auch das neu entstehende Wasserstoffnetz unumgänglich ist.

- ▶ Auch in Zukunft muss der wirtschaftliche Betrieb von Konzessionen durch die Schaffung von Refinanzierungsmöglichkeiten für Transformation, Stilllegung und etwaigen Rückbau von Gasverteilnetzen möglich sein. Bei dauerhaftem Ausbleiben von Bewerbungen sollte ein Übergang der Konzession nach einer Frist auf die Kommune ermöglicht werden.
- ▶ Etwaige Nachnutzungskonzepte sind bereits in der kWP zu berücksichtigen. Tatsächlicher Rückbau darf nur bei zwingender sachlicher Notwendigkeit erfolgen.

2.1 Kommunale Wärmeplanung

2.1.1 Hintergrund und Problemstellung

Der kWP als einem zentralen Instrument der Transformation der Wärmeversorgung und Energieinfrastrukturen vor Ort kommt eine wichtige Rolle bei der Gestaltung der zukünftigen Entwicklung der Gasverteilnetze zu. Aufbauend auf einer Bestandsanalyse des aktuellen kommunalen Wärmebedarfs und Gebäudebestands sowie einer Bewertung der Potenziale für Effizienzsteigerungen sowie zur Nutzung klimaneutraler Wärmequellen wird darin ein Zielszenario für 2045 erarbeitet. Dieses enthält neben Zwischenzielen für die Jahre 2030, 2035 und 2040 auch die Entwicklung einer Wärmewendestrategie mit konkreten Handlungsempfehlungen und Maßnahmen.² Die Wärmeplanung bildet damit die Grundlage für eine geordnete lokale Gestaltung der erwarteten dynamischen Transformation der Wärmeversorgung, die durch ordnungsrechtliche Vorgaben und die bevorstehenden Entwicklungen im Emissionshandel angereizt wird.

Verbindlichkeit und Flexibilität sind zentrales Spannungsfeld der Wärmeplanung

Bei der Gestaltung der kWP besteht ein Spannungsfeld zwischen der Notwendigkeit möglichst verbindlicher Ergebnisse mit hoher Planungssicherheit für alle Stakeholder und der Notwendigkeit flexibel auf Veränderungen in einem von großen Unsicherheiten geprägten Umfeld reagieren zu können. Je höher der Grad der Verbindlichkeit, desto einfacher können weiterführende Maßnahmen durch die Kommune oder den Infrastrukturbetreiber ergriffen werden und auf Ergebnissen der Planung aufbauen. Auf der anderen Seite reduziert ein verbindliches Ergebnis der kWP die Flexibilität im weiteren Transformationsprozess. Es ist somit entscheidend, dass der Gesetzgeber einen für alle Stakeholder praktikablen Kompromiss zwischen Verbindlichkeit und Flexibilität der kWP findet. Da-

² Eine Darstellung der geplanten Inhalte der kWP befindet sich in BMWK (2023). Die Notwendigkeit und die Vorteile einer flächendeckenden kWP werden in Köhler et al (2021) diskutiert.

rüber hinaus müssen die Verantwortlichkeiten zur Umsetzung sowie die Verknüpfung der lokalen Planungsprozesse mit den übergeordneten Zielstellungen und Entwicklungen klar geregelt werden.

2.1.2 Ausgestaltungsoptionen

Verbindlichkeit der kommunalen Wärmeplanung

Die Ergebnisse der kWP enthalten eine räumlich hochaufgelöste, soweit möglich und notwendig gebäudescharfe Darstellung der klimaneutralen Wärmeversorgung einer Kommune sowie ihrer Entwicklung bis zum Erreichen der Klimaneutralität. Es stellt sich somit die Frage, ob aus den entwickelten Transformationspfaden räumlich und zeitlich verbindliche Vorgaben für Gebäudeeigentümer und Infrastrukturbetreiber resultieren sollten.

Eine verbindliche kWP mit zeitlichen Vorgaben zu einzelnen Gebieten bietet eine solide rechtliche Grundlage und kann so eine höhere Umsetzungswahrscheinlichkeit der Planungen ermöglichen. Zudem schafft sie Planungssicherheit für Gebäudeeigentümer, so dass diese die Inhalte der kWP bei der Wahl der Heizungstechnologie berücksichtigen können. Infrastrukturbetreiber können zudem frühzeitig den Prozess zur Gestaltung der erforderlichen Netzinfrastruktur einleiten, wenn hohe Sicherheit bezüglich der zukünftigen lokalen Struktur der Heiztechnologien besteht. Im Umkehrschluss bedeuten verbindliche und möglichst konkrete Zeitpläne jedoch auch, dass umfangreiche Vorgaben gemacht werden, während gleichzeitig erhebliche Unsicherheit bezüglich der zukünftigen ökonomischen, politischen und technischen Rahmenbedingungen existiert. Es besteht somit die Gefahr, einen langfristig ineffizienten Transformationspfad festzulegen, wenn sich Rahmenbedingungen anders entwickeln als erwartet.

Im Gegensatz dazu führt eine rein informative – und damit unverbindliche – kWP zu weniger Handlungsdruck für Infrastrukturbetreiber und Gebäudeeigentümer. Die Wärmepläne bieten zwar allen Beteiligten eine Orientierung, können jedoch flexibel an die Entwicklung der tatsächlichen Gegebenheiten angepasst werden. Allerdings fehlt den Gebäudeeigentümern damit die Sicherheit, dass die geplante Infrastruktur, wie in den Wärmeplänen ausgewiesen, auch tatsächlich aus- oder umgebaut bzw. stillgelegt wird. Dies gilt insbesondere, wenn keine zeitlichen Vorgaben gemacht werden. Gleichzeitig fehlt den Infrastrukturbetreibern die Planungssicherheit, um langfristige und kapitalintensive Investitionen tätigen

und notwendige Prozesse einleiten zu können. Zudem bietet eine unverbindliche kWP eine weniger verlässliche rechtliche Basis zur Durchsetzung der Pläne. In der Folge kann die Umsetzung durch Verzögerungen und Planänderungen deutlich an Effizienz verlieren.

Aufgrund der skizzierten Nachteile sowohl einer zu starren als auch zu flexiblen Ausgestaltung der kWP stellt sich die Frage nach einer pragmatischen Kompromisslösung im Spannungsfeld zwischen Verbindlichkeit und Flexibilität. Zur Aufhebung des Spannungsfelds könnte der Grad der Verbindlichkeit für bestimmte Technologien eingeschränkt werden. Denkbar wäre beispielsweise eine Differenzierung nach verschiedenen Infrastrukturen. So könnten verpflichtende Vorgaben nur für die Transformation, Stilllegung und eventuellen Rückzug der Gasinfrastruktur gelten, während der Ausbau von Strom- und Fernwärmenetzen flexibler gehalten wird. Diese Variante würde einen klaren Planungsrahmen für die Zukunft der Gasverteilnetze etablieren, ohne die Infrastrukturen der Alternativtechnologien festzulegen. Aufgrund der notwendigerweise infrastrukturübergreifenden Perspektive der kWP und der Transformation der Wärmeversorgung wird dieser Ansatz den Herausforderungen der Wärmewende jedoch nicht gerecht.

Differenzierte Ausweisung von Gebieten mit unterschiedlichen Vorgaben

Alternativ kann beim Grad der Verbindlichkeit zwischen verschiedenen Gebieten in der Kommune unterschieden werden. Für Gebiete, in denen bereits eine Priorisierung einzelner Technologien vorgenommen werden kann, wird die Ausweisung verbindlich. In anderen Gebieten kann dagegen ein Mix aus verschiedenen Technologien möglich sein, der sich im Zeitverlauf entsprechend der ökonomischen und technischen Rahmenbedingungen flexibler entwickelt. Auch ein Verzicht auf verbindliche Einschränkungen von Technologien ist in einzelnen Gebieten möglich, falls dies zum Zeitpunkt der Planung noch nicht festgelegt werden kann. In späteren Aktualisierungen der kWP wird die Flexibilität dann weiter eingeschränkt.

Grundsätzlich besteht auch bei diesem Ansatz das Risiko, dass zu früh verbindliche Vorgaben gemacht werden, die sich später als unrealistisch oder unwirtschaftlich erweisen. Allerdings wird durch die räumlich differenzierte und zeitlich gestaffelte Ausweisung von Gebieten eine graduelle Ausweisung verbindlicher Versorgungsgebiete ermöglicht. Weiterhin ist denkbar, dass Kommunen zu lange warten verbindliche Gebiete auszuweisen und so die Transformation verzögern. Dennoch erscheint die beschriebene differenzierte und zeitlich gestaffelte Ausweisung von Gebieten als sinnvoller Mittelweg zwischen Planungssicherheit und Flexibilität, welcher den Kommunen einen auf die lokalen Besonderheiten abgestimmten Planungsprozess ermöglicht.

Verantwortung zur Umsetzung

Es stellt sich zudem die Frage, wer für die Umsetzung und Durchführung der erstellten Pläne verantwortlich sein sollte. Die Erstellung der kWP ist Teil der kommunalen Daseinsvorsorge. Diese Daseinsvorsorge nehmen die Kommunen wahr, indem sie den Wärmeplan aufstellen und seine Umsetzung überwachen. Die Kommunen müssen die nötigen Rahmenbedingungen für eine Realisierung setzen, indem sie beispielsweise durch einfache und schnelle Genehmigungen die Voraussetzungen schaffen, damit ein Fernwärmenetz wie geplant verdichtet oder ausgebaut werden kann. Auch in ihrem übrigen Verwaltungs- und fiskalischen Handeln dürfen die Kommunen nichts tun, was die Umsetzung der kWPs behindern könnte.³

Die konkrete Umsetzung des Transformationsprozesses obliegt den Infrastrukturbetreibern, die eng mit der jeweiligen Kommune bei Aufstellung und Umsetzung der kWP zusammenarbeiten. Bei der Aufstellung der kWP sind zudem bestehende Planungen der Netzbetreiber zu berücksichtigen. Die Infrastrukturbetreiber haben auf Hindernisse hinzuweisen, die der fristgerechten Umsetzung der Pläne entgegenstehen. In diesem Zusammenhang haben sie auch im Rahmen der regelmäßigen Aktualisierung der kWP mitzuarbeiten.

Aus der kWP ergeben sich keine direkten Pflichten für Gebäudeeigentümer. Diese sind von der kWP nur mittelbar insoweit berührt, als dass bestimmte Energieträger nicht zur Verfügung stehen, Fördermaßnahmen selektiv möglich sind oder bestehende Gasnetzanschlüsse gekündigt werden können.

Aktualisierung und Verknüpfung mit übergeordneten Zielsetzungen

Bei der Erstellung der ersten Wärmepläne werden teils noch große Unsicherheiten bestehen, die erst in den folgenden Jahren aufgehoben werden können. Unsicherheit besteht beispielsweise bei der Verfügbarkeit und den Kosten für nachhaltigen Wasserstoff im Gebäudesektor, aber auch bei der relativen Kosteneffizienz von Wärmepumpen im Vergleich zu Fernwärme. Ein iterativerer Planungsprozess, der in geregelten Intervallen, z.B. alle drei bis fünf Jahre, ein Update der bestehenden kWP ermöglicht, erlaubt es neue Gegebenheiten und Erkenntnisse sowie den bis dato erreichten Fortschritt zu berücksichtigen. Zusätzlich wird die Einbindung und Koordination mit übergeordneten Planungsprozessen auf nationaler Ebene ermöglicht. Dies ist entscheidend, da die Summe der kWPs ein insgesamt konsistentes Abbild der nationalen Zielsetzungen darstellen soll. Das bedeutet, dass übergeordnete Bedingungen, beispielsweise zu

³ Eine weitergehende Diskussion der zentralen Rolle von Kommunen im Rahmen der kWP befindet sich in Riechel, Walter (2022).

politisch gesetzten Zielen, aber auch zur Verfügbarkeit und zu den Kosten von Wasserstoff, den Rahmen für die kWP bilden sollten. Umgekehrt können aus der Summe der kWPs Implikationen und etwaige Handlungsbedarfe auf der nationalen Ebene abgeleitet werden. Dabei erscheint insbesondere eine Verknüpfung mit den etablierten und geplanten Prozessen der Netzentwicklungsplanung und der SES sinnvoll.⁴ Die Verknüpfung erfordert eine Verteilung von gegebenenfalls knappen Ressourcen, wie grünem Wasserstoff und Biogas, auf die kWPs. Diese ergibt sich teilweise aus den übergeordneten Infrastrukturverfügbarkeiten, jedoch müssen darüber hinaus Mechanismen für eine sinnvolle Allokation der verfügbaren Mengen gefunden werden. Hier eröffnet sich ein komplexes Spannungsfeld, für das in der Ausgestaltung der Verbindung zwischen lokaler und nationaler Planung eine ausgewogene Lösung gefunden werden muss.

Darüber hinaus ist insbesondere bei der Stilllegung der Gasverteilnetze in einem Gebiet, in welchem Wärmepumpen priorisiert werden, die Synchronisierung mit dem Ausbau der Stromverteilnetze sicherzustellen, um deren Überlastung zu vermeiden. Die Geschwindigkeit der Wärmewende in solchen Gebieten wird maßgeblich von der Geschwindigkeit des Ausbaus der Stromverteilnetze und der Hebung von Flexibilitätspotenzialen abhängen.⁵ Für diese ist daher ebenfalls zeitnah ein passgenauer regulatorischer Rahmen zu schaffen, dessen Analyse jedoch über den Scope dieser Studie hinausgeht.

Exkurs: Kommunale Wärmeplanung in Dänemark

Auch in Dänemark wird über die Zukunft der Gasverteilnetze diskutiert. Dort ist der staatliche Gasverteilnetzbetreiber Evida im Jahr 2022 mit den Aufgaben im Zusammenhang mit einer möglichen Stilllegung der Gasverteilnetze betraut worden. Dazu gehört die Erstellung einer kartographischen Darstellung der Gebiete, in denen eine solche Stilllegung sinnvoll ist. Dabei hat Evida u.a. die Belange Gas verbrauchender Unternehmen zu berücksichtigen. Parallel erarbeitet die dänische Regierung derzeit ein passgenaues Modell zur Stilllegung von Teilen des Gasverteilnetzes im Einklang mit dänischem und europäischem Recht, um die Umsetzung dieser Energieinfrastrukturplanung zu ermöglichen.

Die Flankierung der Planung von Energieinfrastruktur mit passgenauen ordnungsrechtlichen und regulatorischen Maßnahmen ist dabei in Dänemark nicht neu. Bereits 1979 hat unser nördlicher Nachbar mit dem Wärmerversorgungsgesetz („lov om varmeforsyning“) vor dem Hintergrund der Öl-Krisen der siebziger Jahre die kWP eingeführt. Deren ursprüngliches Ziel war es, die Wärmerversorgung unabhängiger von Öl-Importen zu ma-

4 Für eine detaillierte Darstellung der Systementwicklungsstrategie siehe BMWK (2022).

5 Für eine Diskussion von infrastrukturübergreifenden Aspekten siehe beispielsweise dena (2023a).

chen. Hierzu wurde das Abwärmepotenzial der Stromversorgung erfasst und für die Fernwärme nutzbar gemacht. In einem zweiten Schritt definierten die Kommunen Gebiete, in welchen Fernwärme- oder Gasnetze ausgebaut oder errichtet werden sollten. Bis 2019 stand den dänischen Kommunen zur Umsetzung der Pläne ein umfangreicher Anschluss- und Benutzungszwang zur Verfügung, der jedoch nur selten angewendet wurde. In den folgenden Jahrzehnten rückte der Klimaschutz in den Fokus von Wärmeplanung und Förderprogrammen.

Durch das koordinierte Vorgehen und die hohe Verbindlichkeit der kWP konnte in Dänemark der Aufbau von Parallelinfrastrukturen erfolgreich vermieden werden. Doch nicht nur für die Fernwärmeversorger, sondern auch für die dänischen Haushalte bringt die kWP Planungssicherheit; so mussten Fernwärmeversorger bereits bis Ende 2022 allen Haushalten mitteilen, ob für sie in Zukunft Fernwärme verfügbar sein wird. Dabei hat der Gesetzgeber jedoch erkannt, dass es auch Gebiete gibt, für welche eine Erschließung mit Fernwärme noch nicht verbindlich zugesichert werden kann. Für insgesamt rund 268.000 Haushalte sind deshalb noch weitere Analysen vorgesehen, die bis Ende 2023 abgeschlossen und genehmigt werden sollen. Ziel ist es, den Fernwärmeausbau bis 2028 abzuschließen und ab 2035 keine Gasheizungen mehr zu betreiben.

Aufgrund der hohen Verbindlichkeit und den umfangreichen Durchsetzungsmöglichkeiten der Kommunen müssen in Dänemark Fernwärmeprojekte nachweisen, dass sie einen volkswirtschaftlichen Vorteil aufweisen. Dies ist der Fall, wenn sie sich positiv auf Verbraucherpreise und Unternehmensbilanz auswirken und in einer Berechnung sozioökonomischer Faktoren, die auch Treibhausgasemissionen umfassen, ebenfalls positiv abschneiden. Sollte perspektivisch in Deutschland ein ähnlicher Ansatz verfolgt werden, so sollten diesem die Vollkosten unterschiedlicher Optionen zur Wärmeversorgung als Benchmark zu Grunde liegen. Für einen korrekten Vollkostenvergleich sind insbesondere auch die systemischen Kosten für den Ausbau der Wärme- und Stromverteilnetze zu berücksichtigen, da eine Begrenzung auf die reinen Erzeugungskosten zu falschen Ableitungen führen würde. Auch in Dänemark existiert ein ähnliches Benchmarksystem für Fernwärmelösungen, welches lange den Vergleich mit Erdgaslösungen vorschrieb, bevor der Benchmark auf dezentrale erneuerbare Lösungen umgestellt wurde.

Lessons learned: Die verlässliche kWP in Verbindung mit abgestimmten ordnungsrechtlichen Maßnahmen, einem passgenauen Regulierungsrahmen und Förderprogrammen hat den Aufbau ineffizienter Parallelinfrastrukturen verhindert und maßgeblichen Anteil daran, dass die dänische Wärmeversorgung heute bereits zu rund zwei Dritteln auf erneuerbaren

Energien und Abwärme basiert. Die Bundesregierung sollte daher dem Beispiel Dänemarks folgen und parallel zur Infrastrukturplanung passgenaue Rahmenbedingungen für Transformation und Stilllegung der Gasverteilnetze schaffen. Dabei ist zeitnahes Handeln geboten, denn was in Dänemark über die letzten vier Jahrzehnte erreicht wurde, muss Deutschland in deutlich kürzerer Zeit umsetzen.

Gleichwohl liefert Dänemark keine Blaupause für Deutschland: So unterscheiden sich nicht nur die technologische Ausgangslage und Bebauungsstrukturen, es wird vor allem aufgrund des wesentlich kürzeren Zeitraums zur Umsetzung der Wärmewende zu härteren strukturellen Brüchen und sozial abzufedernden Verteilungsfragen kommen.

2.1.3 Empfehlungen

Die Kommunen sollten in den Wärmeplänen möglichst konkrete und verbindliche Zielvorstellungen entwerfen. Das gilt sowohl für die geografische wie auch die zeitliche Ausweisung von Technologien und Gebieten. Als Gebiete verstehen wir in dieser Studie eine straßen- oder quartierscharfe Ausweisung, verwenden also einen deutlich detaillierteren Begriff als etwa Stadtteile oder -bezirke. Soweit möglich und sinnvoll sollte für jedes Gebäude definiert werden, welche Wärmeerzeugungstechnologie in Zukunft möglich ist und welche Infrastruktur dafür zur Verfügung steht. Wichtig sind dabei zeitliche Vorgaben, die besagen, zu welchem Zeitraum die entsprechende Infrastruktur für einen Gebäudeanschluss vorhanden, transformiert oder stillgelegt sein wird, damit sich Gebäudeeigentümer darauf einstellen und Investitionen in die eigene Wärmeversorgung entsprechend planen können. Aufgrund der bestehenden Unsicherheiten, besonders im Hinblick auf den Zeitraum nach 2030, ist es sinnvoll, die Planung nicht jahresscharf, sondern in Zeiträumen von etwa zwei bis drei Jahren auszuweisen. Sie sollte mit folgenden Aktualisierungen der kWP weiter konkretisiert werden. Auch der vorübergehende Verzicht auf eine Priorisierung ausgewählter Technologien sollte bei sachlicher Begründung möglich sein. Hier kann eine weitere Konkretisierung ebenfalls mit anschließenden Updates der kWP oder bereits früher, zwischen den regulären Iterationsschritten, erfolgen.

„Die Unterscheidung von drei Gebietstypen mit unterschiedlichen Planungshärtegraden stellt eine geeignete Lösung im Spannungsfeld zwischen Verbindlichkeit und Flexibilität in der kommunalen Wärmeplanung dar.“

Ausweisung dreier Gebietstypen in der kommunalen Wärmeplanung

Die Unterscheidung von drei Gebietstypen mit unterschiedlichen Planungshärtegraden stellt eine geeignete Lösung des Spannungsfelds zwischen Verbindlichkeit und Flexibilität in der kWP dar. Wir empfehlen, diese wie folgt auszugestalten:

Priorisierungsgebiete: Für diese Gebiete wird verbindlich eine primäre Versorgungsinfrastruktur mit dazugehörigen Umsetzungszeiträumen festgelegt. Die Infrastrukturbetreiber können Transformations- und Stilllegungsmaßnahmen an den ausgewiesenen Zeitplänen ausrichten. Die Zeitpläne berücksichtigen bestehende Transformationspläne der Infrastrukturbetreiber und sind mit diesen abgestimmt. Die Ausweisung als Priorisierungsgebiet bildet die Grundlage für die regulatorische Anerkennung der Abschreibungen sowie der Stilllegungskosten für nicht mehr benötigte Infrastruktur. Wenn die Priorisierung eine Stilllegung des Gasverteilnetzes vorsieht, kann dies die Grundlage für die Kündigung von Anschlüssen bilden – bei gleichzeitiger Bereitstellung der alternativen Infrastruktur. Zudem erfolgt eine selektive Förderung der priorisierten Technologie. Damit werden Anreize für Gebäudeeigentümer gesetzt, die Technologiewahl an der Priorisierung im jeweiligen Gebiet auszurichten. So kann auf Anschluss- und Benutzungszwänge durch die Kommunen verzichtet werden.

Mischgebiete: Es wird mehr als eine Technologie priorisiert und mindestens eine leitungsgebundene Versorgungslösung ausgeschlossen. Dies ist insbesondere für Versorgungsgebiete relevant, in denen noch nicht klar ist, in welchem Umfang Fernwärme oder Wasserstoffnetze ausgebaut werden und Wärmepumpen und ggf. weitere erneuerbare dezentrale Wärmeerzeuger sinnvolle Optionen sind. Damit besteht in diesen Gebieten eine größere Technologieoffenheit. So kann etwa eine Durchmischung von Wärmepumpen und Fernwärme- oder Wasserstoffinfrastruktur ermöglicht werden, um Restriktionen bei den Kapazitäten und beim Ausbau einzelner Infrastrukturen zu berücksichtigen. Dies kann bedeuten, dass eine Straße beispielsweise nicht vollständig mit Fernwärme erschlossen wird, um unverhältnismäßig aufwändige Kapazitätserweiterungen auch im Sinne der versorgten Haushalte zu vermeiden. Die nicht über Fernwärme versorgten Liegenschaften würden über Alternativlösungen, die in der kWP für das Gebiet vorgesehen sind, versorgt. Die Ausweisung als Mischgebiet bildet dennoch die Grundlage, um Maßnahmen für

den Rückzug der Gasverteilnetze einzuleiten, wenn Wasserstoff kein Teil des priorisierten Technologiemies ist. In diesem Fall gelten die gleichen Folgeregelungen wie in Priorisierungsgebieten. Die Förderung erfolgt in Mischgebieten für alle priorisierten Technologien. Mischgebiete können in folgenden Aktualisierungen der kWP weiter ausdifferenziert werden, indem Teile der Gebiete in Priorisierungsgebiete für einzelne Technologien umgewandelt werden.

Prüfgebiete: Für diese Gebiete kann noch keine verbindliche Versorgungsoption festgelegt werden. Entsprechend ergibt sich zunächst keine Grundlage für weitere Maßnahmen durch die Infrastrukturbetreiber. Auch für Liegenschaften ist damit noch keine eindeutige Orientierung gegeben. Diese Gebiete müssen in den weiteren Iterationen der kWP erneut geprüft und schrittweise in Priorisierungs- oder Mischgebiete umgewandelt werden. Es wird empfohlen, bei der Ausweisung als Prüfgebiet festzulegen, bis wann die Prüfung erneuert oder abgeschlossen sein wird. Eine Aktualisierung kann begründet auch zwischen den regulären Iterationsschritten der kWP erfolgen. Es entstehen zunächst keine Folgewirkungen für Abschreibungen und Stilllegungen. Auch die Förderung wird noch nicht eingeschränkt.

Die empfohlene Zonierung bietet zudem ausreichende Anreize für den Netzbetreiber, die Ausweisung von Prüfgebieten durch die Kommune nach Möglichkeit zu vermeiden. Da er ein Interesse daran hat möglichst hohe Anschlussquoten zu erreichen, besteht für ihn ein Anreiz, solche Gebiete, in denen er bereits einen Ausbau bzw. die Transformation seines Netzes beabsichtigt, gegenüber der Kommune anzuzeigen, damit diese die fraglichen Gebiete als Priorisierungsgebiete ausweisen kann. Zudem sind auch die Netzbetreiber an die Klimaziele auf Bundes- und Landesebene gebunden und haben oftmals Strategien zu deren Umsetzung entwickelt. Um diese zu realisieren, benötigen sie eine Möglichkeit einen Anschluss an stillzulegende Gasverteilnetze zu verweigern, so dass auch in dieser Hinsicht ein Anreiz zur Vermeidung der Ausweisung großflächiger Prüfgebiete durch die Kommune besteht.

In Abbildung 2 sind die unterschiedlichen Ausprägungen und Implikationen der drei Gebietstypen zusammengefasst.⁶

⁶ Die dargestellte Unterscheidung von drei Gebietstypen weist einen höheren Grad der Differenzierung im Vergleich zum Ansatz im aktuellen Referentenentwurf für das Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze (Stand 01.06.2023) auf. Dort ist lediglich eine Unterscheidung von sogenannten Wärmeversorgungsgebieten und Prüfgebieten vorgesehen (BMWK 2023).

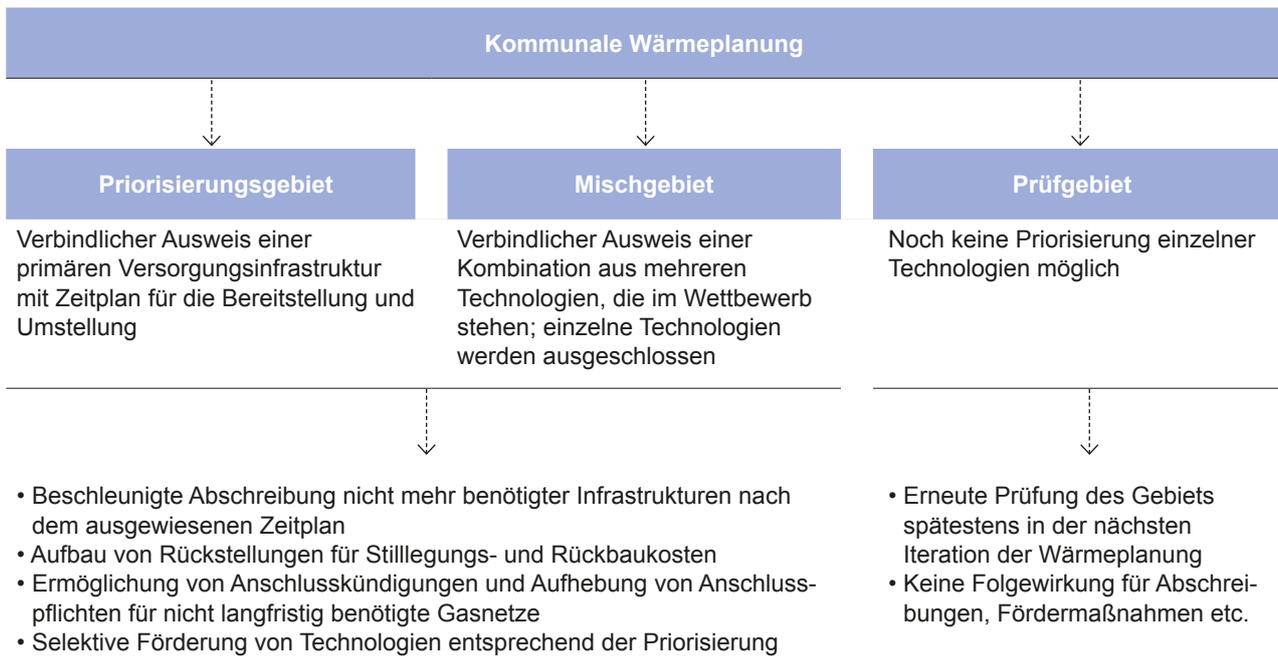


Abbildung 2: Übersicht der empfohlenen Gebietsdefinitionen und deren Implikationen in der kommunalen Wärmeplanung

Die dargestellte Differenzierung beinhaltet die verbindliche Ausweisung von Gebieten, in denen Gasverteilnetze perspektivisch stillgelegt werden, im Folgenden Gasnetzrückzugsgebiete. Für die betroffenen Liegenschaften müssen ökonomisch und technologisch sinnvolle Alternativen vorhanden sein oder geschaffen werden. Ebenfalls sollten Gasnetztransaktionsgebiete – die Umstellung bestehender Methanetze auf Wasserstoffnetze – möglichst verbindlich in der kWP ausgewiesen werden. Aufgrund der hohen Unsicherheit bezüglich der Verfügbarkeit von Wasserstoff für die dezentrale Wärmeversorgung ist zu empfehlen, in der ersten Iterationsschleife der kWP noch keine Priorisierungsgebiete für Wasserstoff festzulegen, so dass eine Einordnung als Prüfgebiet sinnvoll ist. Der potenzielle Bedarf an Wasserstoff sollte dennoch an die SES gemeldet werden. Das vermeidet, dass sich aus der Aggregation der vielen dezentralen kWPs ein zu hoher Gesamtbedarf für Wasserstoff ergibt, der aus Gesamtsystemperspektive nicht plausibel ist. Die verfügbaren Mengen aus der SES bilden den Rahmen für die lokale Planung der Kommunen in der zweiten Iterationsschleife der Wärmepläne, greifen jedoch nicht direkt in diese ein. Ähnliches gilt auch für biogene Gase und synthetisches Methan. Dabei muss eine für alle Seiten verträgliche Lösung gefunden werden, wie eine nationale Planung die – voraussichtlich begrenzten – Mengen Wasserstoff und anderer nachhaltiger Energieträger auf kommunaler Ebene allokiert.

Die Verantwortung für die Umsetzung der kWP wird insbesondere bei den Kommunen sowie den lokalen Versorgern und Infrastrukturbetreibern liegen. Dabei ist wichtig, dass die Kommune nicht nur für die Erstellung des Wärmeplans verantwortlich ist, sondern dass darüber hinausgehende Verantwortlichkeiten existieren. Die operative Umsetzung der Infrastrukturplanungen wird von den Kommunen notwendigerweise an die Infrastrukturbetreiber delegiert. Entsprechend ist deren enge Einbindung bei der Erstellung der Pläne zwingend notwendig. Die kWP muss dabei eine infrastrukturübergreifende Perspektive einnehmen und damit die Grundlage für anknüpfende Infrastrukturplanung in den Unternehmen legen. Entsprechend sollten alle Infrastrukturen und Wechselwirkungen mit anderen Sektoren berücksichtigt werden. Dazu gehören beispielsweise auch der Ausbau der Ladeinfrastruktur für Elektromobilität, Anschlussleistungen durch den bereits heute ersichtlichen massiven Wärmepumpenhochlauf oder zukünftige Bedarfe an grünen Gasen in der Industrie.⁷ Darüber hinaus sollten bestehende Pläne der Energieversorgungsunternehmen, wie Transformationspläne nach BEW oder Gasnetzgebietstransformationspläne, einfließen. Die Kommune ist in diesem Kontext dafür verantwortlich, die Rahmenbedingungen für die Umsetzung bestmöglich zu setzen und sollte die Rolle eines „Enabler“ einnehmen. Da die Auswirkungen auf die Bevölkerung signifikant sind, sollten die Bürger*innen unbedingt am Planungsprozess beteiligt werden.

Fortschreibung der kommunalen Wärmeplanung

Die kWP sollte als iterativer Prozess durchgeführt werden, um so neue Entwicklungen sowie etwaige Fortschritte in der Umsetzung der kWP angemessen berücksichtigen zu können. Ein Rhythmus von drei bis fünf Jahren erscheint sinnvoll. Außerdem können die lokalen Pläne einzelner Kommunen Feedback aus der nationalen Planung (wie der SES) berücksichtigen, um die lokal geplanten Potenziale zu prüfen. Dabei wird die absolute Menge je Energieträger wie auch das Vorhandensein entsprechender Transportinfrastruktur berücksichtigt. So wird vermieden, dass die lokale Planung auf Energieträger oder Infrastruktur setzt, die wahrscheinlich nicht verfügbar sind; gleichzeitig werden erwartbare Potenziale voll ausgeschöpft.

„Aufgrund ihrer zentralen Bedeutung und den langfristigen Planungshorizonten für Infrastrukturausbau ist es essenziell, die kWP durch einen zeitnahen Beschluss des WPG flächendeckend zu etablieren.“

In den folgenden Kapiteln wird häufig auf die kWP als Grundlage verwiesen. Aufgrund ihrer zentralen Bedeutung und den langfristigen Planungshorizonten für Infrastrukturausbau ist es essenziell, die kWP durch einen zeitnahen Beschluss des WPG flächendeckend zu etablieren. Für kleine Kommunen können Ausnahmeregelungen oder eine Delegation an die Kreisebene ermöglicht werden, um eine Überforderung der kommunalen Verwaltung zu vermeiden. Die Kommunen müssen zudem darauf achten, dass die Wärmepläne einen realistischen Pfad zur Einhaltung (mindestens) der nationalen Klimaziele vorgeben. Diese Grundsätze und weitere Zielvorgaben, z.B. zu Zwischenschritten, sollten im WPG festgelegt werden.

Abbildung 3 zeigt, für welche weiteren Aspekte, die in den folgenden Abschnitten diskutiert werden, die kWP eine rechtliche und planerische Grundlage schaffen kann. Dies zeigt die Bedeutung für den weiteren Prozess der Wärmewende.

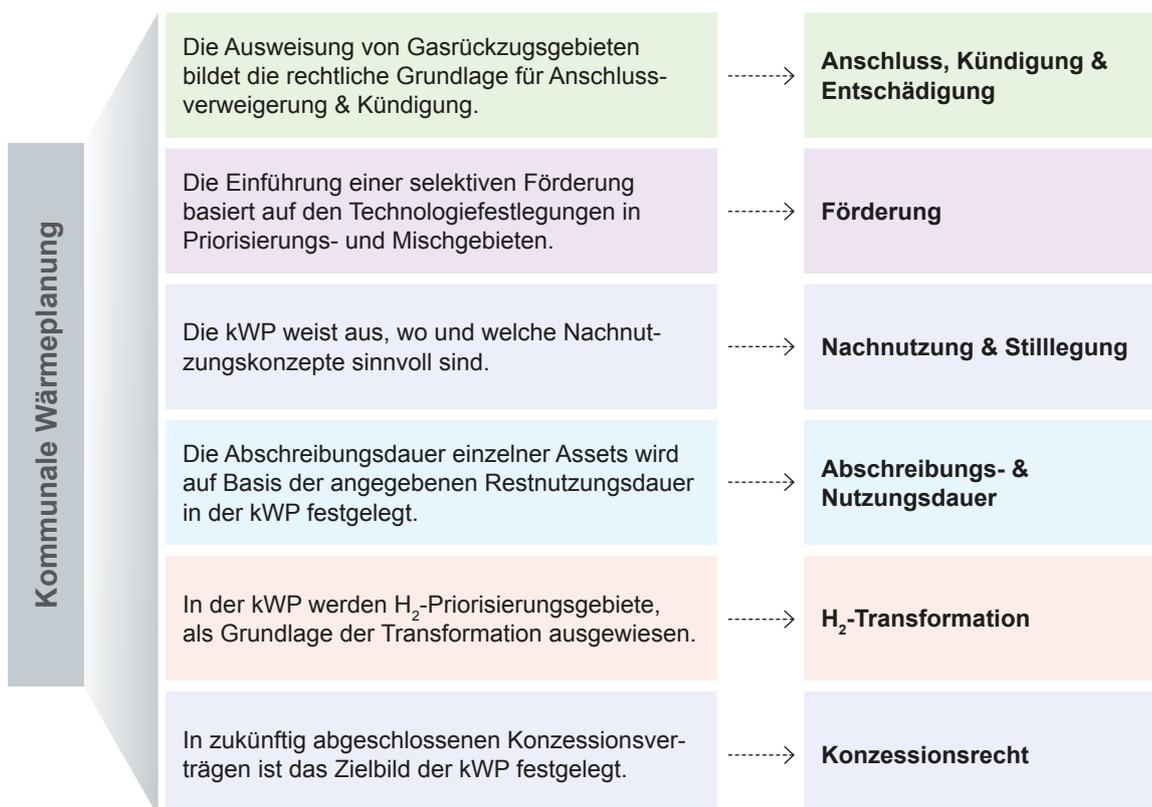


Abbildung 3: KWP als wichtige Grundlage für weitere Maßnahmen und Regulierungen für Transformation, Stilllegung und etwaigen Rückbau von Gasverteilnetzen

2.2 Konzessionsrecht

2.2.1 Hintergrund und Problemstellung

Nach den aktuellen gesetzlichen Regelungen sind die Gemeinden berechtigt und verpflichtet, in einem transparenten und diskriminierungsfreien Auswahlverfahren den bestgeeigneten Netzbetreiber als Konzessionsnehmer für die Strom- und insbesondere auch die Gaskonzession auszuwählen. Welches Unternehmen das bestgeeignete ist, ergibt sich in der Praxis in einem Bieterwettbewerb verschiedener Unternehmen in der Regel daraus, dass die Kommune anhand eines Kriterienkatalogs die Angebote der Bieter bepunktet und im Anschluss das Unternehmen mit der höchsten Punktzahl bezuschlagt.⁸

Aus dem EnWG ergeben sich Vorgaben für den Kriterienkatalog, welche die ausschreibenden Kommunen zu beachten haben. Grundsätzlich dürfen Leistungen in den Wettbewerbsfeldern Erzeugung und Vertrieb nicht berücksichtigt werden; ebenso sind Leistungen eines Bieters in anderen Sparten, etwa der Fernwärmeversorgung, bei der Vergabe einer Strom- oder Gaskonzession außer Acht zu lassen.

Anpassung der Gaskonzessionsvergabe im Kontext der Wärmewende

Die veränderte Bedeutung gasbasierter Wärmeversorgung und der erwartete Rückgang der Gasverbräuche mindert die Attraktivität von Gaskonzessionen für potenzielle Konzessionsnehmer. Vor diesem Hintergrund stellt sich die grundsätzliche Frage, wie der Konzessionswettbewerb bei rückläufigen Gasverbräuchen gestaltet werden sollte, denn bei unveränderten Rahmenbedingungen haben Inhaber von Gaskonzessionen keine Möglichkeiten zur vollständigen Refinanzierung der Kosten für Stilllegungen. Um die wirtschaftliche Attraktivität der Gaskonzessionen auch in Zukunft sichern zu können, sind daher Anpassungen am regulatorischen Rahmen erforderlich, die im Detail in Kapitel 3 diskutiert werden. Weiterhin bedarf es einer passgenauen Regelung für den Fall, dass sich keine Interessenten für eine Konzession finden. Neben der Frage der Wirtschaftlichkeit und der Vergabe von Konzessionen ist die Koordination der Konzessionsvergabe mit den übergeordneten Transformationszielen der Kommune von zentraler Bedeutung.

2.2.2 Ausgestaltungsoptionen

Verknüpfung mit der übergeordneten Planung der lokalen Infrastrukturen

Um eine stärkere Verknüpfung zwischen den Inhalten und Ergebnissen der kWP und den Konzessionsverträgen herzustellen, könnte die Eignung zur Umsetzung der Planung als zusätzliches Kriterium für die Vergabe von Konzessionsverträgen genutzt werden. Somit kann neben wirtschaftlichen Kriterien berücksichtigt werden, inwiefern ein Bieter eine überzeugende Strategie zur Umsetzung der Inhalte der kWP vorlegt. Dabei ist nur eine Berücksichtigung der Kriterien für die Infrastruktur der zu vergebenden Konzession sinnvoll. Beispielsweise kann die Erteilung der Gaskonzession nicht davon abhängen, welcher Bewerber ein Gebiet mit einem Wärmenetz erschließt.

Bezüglich des Einsatzes von Wasserstoff oder Biogas könnte die bisherige Beschränkung der zulässigen Auswahlkriterien auf Fragen des Netzbetriebs aufgegeben werden. Zudem ist gegebenenfalls das Nebenleistungsverbot im Zusammenhang mit der Aufstellung kommunaler oder regionaler Energiekonzepte nach § 3 Abs. 2 Nr. 1 der Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas (KAV) im Zusammenhang mit der Unterstützung potenzieller Konzessionsnehmer bei Aufstellung und Überarbeitung der kWP perspektivisch aufzuheben. Weiterhin können die kommunalen Planungen für die Entwicklung der jeweiligen Infrastruktur als Umsetzungsziele in den Konzessionsverträgen vertraglich fixiert werden. Beispielsweise kann die Stilllegung des Gasverteilnetzes in Gasnetzrückzugsgebieten mit entsprechenden zeitlichen Vorgaben konkret in den Vertrag für die Gaskonzession eingehen.

Kopplung von kommunaler Wärmeplanung und Konzessionen

Die dargestellte Kopplung von kWP und Konzessionsvergabe ermöglicht es Kommunen die Verantwortlichkeiten für die Umsetzung zu delegieren und klare Umsetzungspläne festzusetzen. Im Ergebnis erhält die Kommune somit ein weiteres Instrument, um die Umsetzung der kWP durchzusetzen und die Transformationsziele zu erreichen. Allerdings können veränderte Rahmenbedingungen aus der kWP erst bei Neuvergabe der Konzessionen in die Verträge eingehen, da sonst bestehende Konzessionsverträge angepasst werden müssten. Um eine noch stärkere Verbindung zwischen kWP und Konzessionsvergabe herzustellen, könnte auch eine energieträgerübergreifende Vergabe von Konzessionen erwogen werden. Dies könnte gleichzeitig eine weitere Vergabe von auslaufenden Gaskonzessionen sichern, wenn sie mit weiteren Infrastrukturen verknüpft sind. Dabei existieren verschiedene Optionen: (i) Eine gemeinsame Konzession für gasförmige Energieträger, (ii) Vergabe einer gemeinsamen

Konzession für Strom und Gas (iii) Vergabe einer einzelnen aggregierten Konzession für Wärmeversorgung (Gas und Fernwärme) bzw. Energieversorgung.

Eine gemeinsame Vergabe mehrerer Konzessionen würde die Koordination der Planung und Erweiterung oder der Stilllegung verschiedener Infrastrukturen vereinfachen, da ein einzelner Konzessionsnehmer den Betrieb verantwortet. Ein nicht notwendiger Ausbau konkurrierender Infrastrukturen kann dann besser vermieden und eine übergreifend effiziente Gestaltung der Infrastrukturen vereinfacht werden. Auch beim Betrieb der Infrastrukturen lassen sich Synergieeffekte heben. Allerdings birgt die gemeinsame Vergabe mehrerer Konzessionen grundsätzlich die Problematik, dass nicht jeder Infrastrukturbetreiber auch die anderen Geschäftsbereiche bedient. Somit verkleinert die kombinierte Vergabe von Konzessionen den Kreis potenzieller Bewerber, was sowohl die Vergabe erschwert als auch aus wettbewerblicher Sicht kritisch sein kann. Weiterhin ist zu erwarten, dass eine solche Änderung der Konzessionsvergabe in der Umsetzung komplex ist und weitergehende regulatorische Fragen aufwirft. Daher erscheint es nicht zielführend, die etablierten und durch die Rechtsprechung ausgeformten gesetzlichen Regelungen zur Konzessionsvergabe bei Strom und Gas auf Fernwärme zu übertragen.

Es ist somit fraglich, ob der Mehrwert der vereinfachten Koordination verschiedener Energieinfrastrukturen die Nachteile überwiegt. Grundsätzlich ist die Koordination der Infrastrukturen auch ohne gemeinsame Konzessionen möglich, insbesondere dann, wenn ein Planungsinstrument wie die kWP vorliegt, die naturgemäß eine infrastrukturübergreifende Perspektive einnimmt. Das zentrale Ziel einer energieträgerübergreifenden Vergabe von Konzessionen wird somit bereits durch eine konsequente Umsetzung von spartenübergreifenden Prozessen in der kWP erreicht. Zudem besteht bereits heute die Möglichkeit, mehrere Konzessionen an ein einzelnes Unternehmen zu vergeben, auch wenn die Vergabeprozesse getrennt sind. Bei weiterhin getrennt vergebenen Konzessionen bietet es sich an, die Zeitpunkte der Konzessionsvergabe nach Möglichkeit über die Laufzeiten der Verträge anzugleichen.

Vergabe von Konzessionen bei rückläufigen Gasverbräuchen

Wenn die Vergabe von Konzessionen für Gasverteilnetze weiterhin in bestehender Form erfolgen soll, muss der Betrieb der Netze wirtschaftlich möglich sein. Die Grundlage für den wirtschaftlichen Betrieb der Gasverteilnetze wird in den in Kapitel 3 dargestellten Rahmenbedingungen zur Refinanzierung von Kosten gelegt. Wenn die Refinanzierung der Kosten nicht vollständig möglich ist, ist davon auszugehen, dass die Gaskon-

zessionen schrittweise auslaufen und sich keine Interessenten für eine Fortführung der Konzession finden, da das wirtschaftliche Risiko der Übernahme stark ansteigt. Alternativ müsste das steigende Risiko durch eine angemessen erhöhte Verzinsung des eingesetzten Kapitals vergütet werden.

Regelungen für den Fall ausbleibender Bewerbungen oder abnehmender Bewerbungen

Für den Fall, dass kein Interesse an der Übernahme einer Konzession besteht, sind Regelungen erforderlich, die einen geordneten Weiterbetrieb der Gasversorgung bis zur Einstellung ermöglichen. Dabei sind grundsätzlich verschiedene Modelle denkbar. Nach aktueller Rechtslage des § 11 EnWG übernimmt der bestehende Konzessionär den Weiterbetrieb, sodass die Fortführung der Gasversorgung gesichert ist. Dies ist zum Schutz der Netznutzer sinnvoll. Allerdings bedarf es hier klarer Übergangsfristen, um den Konzessionsinhaber nicht dauerhaft zur Fortführung zu verpflichten. Eine Ausgestaltungsoption wäre, dass der bestehende Konzessionsnehmer das Netz für einen Zeitraum von maximal fünf bis zehn Jahren weiterbetreibt. Während dieser Frist kann die Kommune entscheiden das Netz zu übernehmen oder es zum Ende der Frist stillzulegen. Mit dem Blick auf die abnehmende Zeit zur Erreichung der Klimaneutralität im Jahr 2045 sollte zudem geprüft werden, ob ab einem gewissen Zeitpunkt die Übergangsfrist zum Weiterbetrieb durch den Bestandskonzessionär weiter verkürzt wird – beispielsweise ab 2030 auf maximal fünf Jahre.

Übernahme der Konzession durch Kommune oder Auffanggesellschaft

Alternativ ist bei fehlenden Bewerbungen eine direkte Übernahme der Konzession durch die Kommune denkbar. Die Kommune müsste allerdings einen Dienstleister beauftragen, der das Netz in ihrem Namen betreibt, da nicht davon auszugehen ist, dass sie kurzfristig die Kompetenz für den Betrieb der Infrastrukturen aufbauen kann. Dadurch hat die Kommune einen noch größeren Einfluss auf die Umsetzung der Transformationspläne. Jedoch stellen die Komplexität und geringe Finanzkraft bei einzelnen Kommunen Hindernisse dar. Auch besteht in diesem Fall für die Kommunen das Risiko, in großem Umfang unattraktive Konzessionen mit den entsprechenden Risiken und Verpflichtungen übernehmen zu müssen.

Neben einer direkten Übernahme der Konzessionen durch Kommunen könnten auch Auffanggesellschaften für den Weiterbetrieb von Konzessionen eingesetzt werden. Diese könnten entweder privat oder staatlich geführt und organisiert werden. Ein Vorteil dieser Lösung ist die Bündelung von Kompetenzen und Ermöglichung von Synergieeffekten durch eine stärkere Zentralisierung des Weiterbetriebs und der Abwicklung von Gas-

verteilnetzen. Allerdings erscheint diese Lösung in der Umsetzung komplex, da die Neugründung einer solchen Gesellschaft mit erheblichem Aufwand für den Aufbau der Strukturen und Kompetenzen verbunden ist. Zudem würde eine staatliche Auffanggesellschaft, analog zur direkten Übernahme der Konzessionen durch die Kommunen, eine Sozialisierung der Risiken bedeuten. Auch bei einer privaten Gesellschaft erscheint die Umsetzung herausfordernd. Theoretisch könnten Regeln und Kriterien für die verpflichtende Übernahme durch einzelne Unternehmen definiert werden. Allerdings ist eine juristisch und inhaltlich sinnvolle Ausgestaltung solcher Regelungen fraglich.

2.2.3 Empfehlungen

Die Vergabe von Gaskonzessionen sollte mit den Inhalten der kWP zu Stilllegungen und zum Einsatz von Biomethan oder Wasserstoff verknüpft werden. Das bedeutet, dass die Eignung zur Umsetzung der entsprechenden Infrastrukturpläne als Vergabekriterium im Konzessionswettbewerb Berücksichtigung findet. Die Umsetzung der Planung für die jeweilige Infrastruktur sollte auch als konkreter Inhalt in die Konzessionsverträge einfließen.

Eine energieträgerübergreifende Vergabe von Konzessionen ist nur für die gasförmigen Energieträger Methan und Wasserstoff sinnvoll, da hier eine einheitliche Planung der Umwidmung von Erdgas- zu Wasserstoffleitungen unumgänglich ist. Eine weitergehende Vereinheitlichung zu einer „Wärmekonzession“ bringt für den Transformationsprozess wenig Mehrwert und führt zu einer erheblichen Verkomplizierung der Konzessionsvergabe. Wenn gut begründbare Vorteile für die Vergabe mehrerer Konzessionen an ein Unternehmen existieren, ist dies auch bei getrennten Vergabeprozessen möglich – vor allem dann, wenn die Umsetzung der Planung als Vergabekriterium berücksichtigt wird.

Der Betrieb von Gasverteilnetzen sollte auch in Zukunft durch Möglichkeiten zur Refinanzierung von Kosten für Transformation und Stilllegung Gasnetzen wirtschaftlich möglich sein (siehe Kapitel 3). Nur unter dieser Voraussetzung ist davon auszugehen, dass in der Regel ausreichend Bewerber für ausgeschriebene Konzessionen existieren. Dennoch sind Ersatzregelungen für das Ausbleiben von Bewerbungen erforderlich.

Aktuell ist der Netzbetreiber nach Auslaufen des Konzessionsvertrages zum Weiterbetrieb verpflichtet, wobei wirtschaftliche Zumutbarkeit vorausgesetzt werden kann. Das Konzessionsrecht sollte so angepasst wer-

den, dass Bestandskonzessionäre nicht unbefristet zum Weiterbetrieb verpflichtet werden können. Bei einem scheiternden Vergabeverfahren sollte dieser Übergangszeitraum maximal fünf bis zehn Jahre betragen. Die Kommune kann entscheiden, ob sie das Netz innerhalb dieses Zeitrahmens stilllegt oder es zum Restwert übernimmt. Gleichzeitig sollte bei einem Ausbleiben von Bewerberberbern eine Aktualisierung der kWP erfolgen, um frühzeitig die neuen Rahmenbedingungen in die langfristigen Planungen der Kommunen zu integrieren und Gebäudeeigentümern die Alternativen nach Auslaufen des Übergangszeitraumes aufzuzeigen.

„Das Konzessionsrecht sollte so angepasst werden, dass Bestandskonzessionäre nicht unbefristet zum Weiterbetrieb verpflichtet werden können.“

Weitere denkbare Lösungen, wie eine verpflichtende Übernahme der Konzession durch eine staatliche oder private Auffanggesellschaft, erscheinen in der juristischen und organisatorischen Umsetzung zu komplex und nicht praktikabel.

2.3 Rückbauverpflichtungen und Nachnutzungskonzepte

2.3.1 Hintergrund und Problemstellung

Kostensteigerung
durch Leitungsrückbau
vermeiden

Eine zentrale Fragestellung ist der Umgang mit bereits im Boden liegenden Leitungen, wenn Netzabschnitte stillgelegt werden. Mancherorts existieren Möglichkeiten zur Weiternutzung der Rohrleitungen für den Wasserstofftransport oder auch für die Verlegung von Strom- oder Glasfaserleitungen. Entsprechend ist aus regulatorischer Perspektive die Gestaltung von Rahmenbedingungen wichtig, die eine Umsetzung möglicher Nachnutzungskonzepte fördern und nicht notwendige Rückbauten der Gasleitungen vermeiden. Der Aufwand für die Entfernung der Leitungen aus dem Boden führt zu erheblichen Mehrkosten und erhöht so die finanzielle Belastung durch den Rückzug der Gasversorgung. Bei einer möglichst effizienten Transformation der Wärmeversorgung wird daher auf einen Rückbau von Leitungen verzichtet, wenn dies unter Sicherheits- und Umweltaspekten möglich ist.

2.3.2 Ausgestaltungsoptionen

Für eine möglichst breite Anwendung von Nachnutzungskonzepten kann bereits in der kWP die Prüfung der lokalen Anwendungsmöglichkeiten erfolgen. Die Kommune kann beispielsweise Potenziale zur Weiternutzung im Kontext des Stromnetzausbaus oder der Erweiterung der lokalen Glasfasernetze prüfen und in den Ergebnissen der kWP festhalten. Auf Rückbauten sollte nach Möglichkeit verzichtet werden, um Kosten einzusparen und die Option einer Nachnutzung zu späteren Zeitpunkten offenzuhalten. Ein Rückbau von Leitungen sollte entsprechend nur bei zwingender sachlicher Notwendigkeit durchgeführt werden. Auf pauschale Rückbauverpflichtungen für die gesamten stillgelegten Netzabschnitte sollte daher verzichtet werden. Um die für notwendige Rückbauten anfallenden Kosten weiter zu minimieren und gesellschaftliche Akzeptanz zu erhalten, sollten notwendige Rückbauten mit weiteren Baumaßnahmen koordiniert werden.

Neben der Planung und Umsetzung von Nachnutzung und Rückbau ist eine weitere Frage der Umgang mit dem Eigentum von Leitungen, wenn diese anderweitig genutzt oder im Boden belassen werden. Bei einer Nachnutzung können die Leitungen direkt an neue Nutzer veräußert werden, wenn sie jedoch ohne Nachnutzung im Boden belassen werden, müssen Regelungen für den Übergang des Eigentums gefunden werden. Die Lösungsmöglichkeiten gestalten sich ähnlich wie in der Diskussion zu den Ersatzregelungen beim Ausbleiben von Bewerbungen für Konzessionen. Das bedeutet, dass die nicht genutzten Leitungen zunächst im Besitz des Netzbetreibers bleiben und nach Auslaufen der Konzession auf die Kommune übergehen können.

2.3.3 Empfehlungen

Nachnutzungskonzepte sind grundsätzlich sinnvoll, um die Kosten des Gasnetzrückbaus zu senken. Dies sollte bereits in der kWP berücksichtigt und mögliche Nachnutzungen der Gasverteilnetze als ein Ergebnis der Planung festgehalten werden. Ein tatsächlicher Rückbau sollte nur bei zwingender sachlicher Notwendigkeit und koordiniert mit anderen Baumaßnahmen erfolgen. Die Notwendigkeit von Rückbauten sollte dabei von den Kommunen beziehungsweise dem Grundstückseigentümer begründet und belegt werden. Ein anlassloser Anspruch der öffentlichen oder privaten Grundeigentümer auf Entfernung stillgelegter Gasversorgungsanlagen würde die Gasnetzbetreiber überfordern und die Wärmewende

gefährden. Soweit entsprechende Entfernungsansprüche in bestehenden Gaskonzessionsverträgen enthalten sind, sollten diese für unwirksam erklärt werden.

Duldungspflicht für bestehende Leitungen entfristen

Konkret empfiehlt es sich, die zeitliche Befristung auf drei Jahre der fortbestehenden Duldungspflicht des Grundstückseigentümers für die Zeit nach Einstellung der Anschlussnutzung in § 12 Abs. 4 NDAV⁹ zu streichen. In der Folge dauert die Duldungspflicht fort, es sei denn, dass dies dem Grundstückseigentümer nicht zugemutet werden kann. Entsprechende Regelungen sollten für alle Grundstücke gelten, also auch für solche, die aufgrund konzessionsvertraglicher Vereinbarung oder anderweitiger zeitlich befristeter Grundstücksnutzungsvereinbarungen in Anspruch genommen werden.

3. Finanzierung des Erdgasnetzes

Zusammenfassung der wichtigsten Handlungsempfehlungen

- ▶ Die Netzentgelte sollten für eine möglichst verursachungsgerechte Refinanzierung der Netzkosten inklusive der Kosten für Stilllegungen und eventuelle Rückbauten genutzt werden. Eine übermäßige Belastung von wenigen am Ende der Nutzungszeit von Gasverteilnetzen verbleibenden Netznutzern sollte verhindert werden.
- ▶ Eine Verkürzung der Regulierungsperioden auf zwei bis drei Jahre und damit eine häufigere regulatorische Kostenprüfung und Anpassung der Erlösobergrenzen ermöglicht die schnellere Berücksichtigung von strukturellen Veränderungen der Betriebskosten der Gasnetzbetreiber.
- ▶ Aufgrund der hohen Heterogenität der Veränderungen in den Versorgungsaufgaben ist ein Effizienzvergleich nicht mehr mit ausreichender Aussagekraft bei vertretbarem Aufwand möglich. Bei Festhalten am Effizienzvergleich besteht die Gefahr, dass die Geschwindigkeit der Transformation durch eine Schlechterstellung ambitionierter Netzbetreiber gehemmt wird.
- ▶ Die Refinanzierung bestehender Assets sollte über verkürzte Nutzungsdauern und entsprechend erhöhte kalkulatorische Abschreibungen ermöglicht werden. Die Restnutzungsdauer sollte sich dabei an den Ergebnissen der kWP orientieren. Für eine zeitliche Verteilung der Abschreibungslasten ist die degressive Abschreibungsmethodik sinnvoll, um die Hauptlast der Refinanzierung vorzuziehen.
- ▶ Es ist sinnvoll, für erwartete und planbare Stilllegungskosten Rückstellungen aufzubauen und regulatorisch vollständig anzuerkennen. Entsprechend sollten die Ergebnisse der kWP nach Möglichkeit genutzt werden, um den Aufbau der Rückstellungen bei der verbindlichen Feststellung von Gasnetzurückzugsgebieten zu beginnen.
- ▶ Die skizzierten Anpassungen sollten vor Beginn der fünften Regulierungsperiode vorgenommen werden, da nach 2028 eine hohe Dynamik bei der Gasnetztransformation erwartet wird.

3.1 Netzentgeltsystematik

3.1.1 Hintergrund und Problemstellung

Der erwartete Rückgang des Gasverbrauchs verändert die Bedingungen für die Refinanzierung der Netzkosten durch die Verteilnetzbetreiber.¹⁰ Es ist zu erwarten, dass sowohl die Gasmengen als auch die Anschlusspunkte im Netz zurückgehen und die Netzkosten nach der bestehenden Systematik auf weniger Netznutzer und weniger Gasverbrauch umgelegt werden. Zusätzlich verändern sich die umzulegenden Netzkosten, jedoch sinken aufgrund des hohen Anteils von Fixkosten die Netzkosten nicht proportional zu den rückläufigen Liefermengen. Wenn Netzabschnitte stillgelegt werden, ist im Gegenteil zu erwarten, dass hohe Zusatzkosten bei den Netzbetreibern durch die erforderlichen Arbeiten, beispielsweise zur Durchspülung der Leitungen mit Stickstoff zur Sicherung und Entfernung des Erdgases, entstehen. Dies wird verstärkt, wenn zusätzlich auch Rückbauarbeiten und die Entfernung von Gasleitungen aus dem Boden erforderlich sind. Gleichzeitig entstehen zusätzliche buchhalterische Kosten, wenn die kalkulatorischen Restwerte der Netzassets aufgrund verkürzter Nutzungsdauern beschleunigt abgeschrieben werden (vgl. Kapitel 3.3). Im Ergebnis ist zu erwarten, dass Netzbetreiber mit zumindest temporär steigenden Netzkosten bei gleichzeitig sinkenden Gasliefermengen und damit einer sich verschlechternden Refinanzierungsbasis konfrontiert sind.

Selbstverstärkende
Kosteneffekte bei Still-
legung der Gasnetze

Es ist daher davon auszugehen, dass die Netzentgelte für die verbleibenden Netznutzer ansteigen. Berechnungen von BET im Auftrag von Agora Energiewende gehen unter bestehenden Rahmenbedingungen in alten Netzen von mehr als einer Verzehnfachung der Entgelte bis zur Mitte der dreißiger Jahre aus.¹¹ Dieser Anstieg führt aufgrund der Refinanzierung der Netzentgelte über die Arbeitspreise zu steigenden Gaspreisen für Netznutzer. Dieser spürbare Anstieg setzt einen Anreiz zum Wechsel des Energieträgers. In der Folge führen zusätzliche Technologiewechsel wiederum zu einer Verringerung der zur Refinanzierung zur Verfügung stehenden Gasmengen und weiteren Anstiegen der Entgelte, die den Effekt weiter verstärken. Bei den für größere Netznutzer relevanten Leistungspreisen ergibt sich ein ähnlicher Effekt, da hier die Kosten des Gasnetzanschlusses in Abhängigkeit der Leistungsspitze des Gasbezugs ansteigen. Aufgrund der dargestellten Entwicklung ist zu erwarten, dass in bestimmten Netzgebieten im Zuge der Stilllegung wenige verbleibende Netznutzer, die aus ökonomischen oder technischen Gründen erst spät auf alternative Heiztechnologien wechseln können, einen großen Teil der

¹⁰ Für eine Übersicht des Gasbedarfs in verschiedenen Szenarien für eine klimaneutrale Energieversorgung in Deutschland siehe Stiftung Klimaneutralität et al (2022).

¹¹ Siehe Agora Energiewende (2023).

finanziellen Lasten der Stilllegung des Netzes tragen müssten. Entsprechend stellt sich die Frage, ob Anpassungen an der Netzentgeltsystematik erforderlich sind oder alternative Finanzierungsinstrumente zum Einsatz kommen sollten, um diesen Effekt zu vermeiden.

Die diskutierten Anpassungen vorzunehmen wird zukünftig Aufgabe der BNetzA sein, denn der Verordnungsgeber muss sich nach der EuGH-Entscheidung zur in Deutschland bis dato nicht hinreichend sichergestellten Unabhängigkeit der Regulierungsbehörden (Urteil vom 02.09.2021, Rechtssache C-718/18) konkreter normativer Vorgaben enthalten. Der aktuelle Gesetzentwurf der Bundesregierung eines „Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben“ sieht vor, dass die Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) und die ARegV zum 31.12.2027 außer Kraft treten. Bereits zuvor ist die BNetzA ermächtigt, verordnungsrechtliche Bestimmungen zu ändern.

3.1.2 Ausgestaltungsoptionen

Anpassung der Netzentgeltsystematik

Vor dem beschriebenen Hintergrund stellt sich zunächst die grundlegende Frage, ob die bestehende Netzentgeltsystematik angepasst werden sollte. Dabei wäre grundsätzlich auch denkbar, die Systematik unverändert zu lassen und steigende Netzentgelte als zusätzlichen Anreiz zum Wechsel auf alternative Technologien wirken zu lassen. Eine Steuerung der Anreize über die Netzentgelte ist in der Praxis allerdings schwierig umzusetzen, da die Planung des Ausstiegs deutlich komplexer ist, wenn die wirtschaftlichen Kippunkte für die Nutzung von Gas, und damit die reale Anreizwirkung auf die Netznutzer, nicht bekannt sind. Weiterhin entstehen Verteilungseffekte durch die Zusatzbelastung von Netznutzern, die schwierig zu begründen sind und die gesellschaftliche Akzeptanz für notwendige Maßnahmen gefährden.

Wie in Kapitel 2 dargestellt, ist die kWP mit daran anknüpfenden Förderinstrumenten als zentrales Anreizinstrument besser geeignet, um eine planbare und sozial ausgewogene Transformation der Wärmeversorgung zu ermöglichen. Die Netzentgelte sollten aufgrund der genannten Probleme nicht als zusätzliches Anreizinstrument eingesetzt werden. Alternativ kann versucht werden den Anstieg der Netzentgelte zu begrenzen, indem diese durch eine horizontale Wälzung der Netzkosten stärker über Netzgebiete hinweg vereinheitlicht oder sogar zur Kompensation des Anstiegs genutzt werden. Damit würde der Anstieg der Netzentgelte für Netznutzer

zwar abgedämpft, allerdings sind auch hier aufgrund von Verteilungseffekten zwischen verschiedenen Netznutzern politische Widerstände zu erwarten, die sich etwa aus der impliziten Querfinanzierung stark betroffener Netznutzer über die Netzentgeltsystematik ergeben. Folglich entspricht diese Form der Kostenwälzung nicht dem ökonomischen Prinzip der Verursachungsgerechtigkeit, da Netznutzer unabhängig von den tatsächlichen in ihrem Netzgebiet entstehenden Kosten belastet werden. Entsprechend ist abzuwägen, ob die im folgenden Abschnitt diskutierten alternativen Finanzierungsmechanismen besser geeignet sind und wie veränderte Abschreibungsmodelle dazu beitragen können, die Belastung der Netznutzer gleichmäßiger zu verteilen (siehe Kapitel 3.3).

Alternative Finanzierungsmechanismen

Entlastung der
Netznutzer über
staatliche Zuschüsse
zu den Netzentgelten

Als alternativer Finanzierungsmechanismus ist eine staatliche Zuschusslösung denkbar, bei der in Netzgebieten mit starken Belastungen der Netznutzer durch ansteigende Netzentgelte zusätzliche Finanzierungsbeiträge durch Steuermittel bereitgestellt werden. Diese Lösung würde eine teilweise Sozialisierung der Netzkosten zum ökonomischen Schutz einiger Netznutzer bedeuten. Diese Sozialisierung kann mit dem übergeordneten Interesse am Transformationsprozess der Wärmewende zur Realisierung der gesamtdeutschen Klimaziele prinzipiell begründet werden. Weiterhin wäre diese Lösung regulatorisch und politisch vergleichsweise einfach umzusetzen, da die Netzentgeltsystematik an sich unverändert bleibt. Allerdings stellt sich die Frage, weshalb Netzentgelte als Instrument für den sozialen Ausgleich hoher Belastungen der Netznutzer genutzt und nicht explizite Entlastungsinstrumente geschaffen werden, die losgelöst von der Netzentgeltsystematik wirken. Zudem würde eine Zuschusslösung die staatliche Unterstützung an die Höhe des Gasverbrauchs koppeln, was dem Ziel der Reduzierung des Gasverbrauchs entgegenwirkt. Gleiches gilt für Umlagemodelle, bei denen Teile der Netzkosten statt über die Netzentgelte über Umlagen auf den Gaspreis refinanziert werden. Eine Lösung über Umlagen hätte zudem weitere Nachteile aufgrund der komplexen Umsetzung und der stärkeren Verzerrung der Preissignale für die Endverbraucher*innen.

Eine weitere denkbare Alternative ist die Einführung zusätzlicher entnahmeunabhängiger Entgeltkomponenten. Hier könnte, ähnlich wie beim bestehenden Baukostenzuschuss, eine Einmalzahlung zur Beteiligung an den Kosten von Stilllegung oder, falls notwendig, Rückbau des Netzanschlusses eingeführt werden. Damit würden zwar die insgesamt anfallenden Kosten nicht reduziert, allerdings würde verhindert, dass einzelne Netznutzer sich durch eine frühe Auflösung des Netzanschlusses einer Beteiligung an der Refinanzierung der Kosten entziehen. Entsprechend

wäre die Basis der Netznutzer, auf welche die Kosten verteilt werden, größer und die individuelle Belastung einzelner Netznutzer somit geringer. Außerdem entspricht dieses Konzept am ehesten der Verursachungsgerechtigkeit, da die Kosten für Stilllegungs- und Rückbau unabhängig von den entnommenen Energiemengen anfallen. Entsprechend ist auch eine Refinanzierung über alle Netznutzer im jeweiligen Gebiet unabhängig davon, wann der individuelle Anschluss aufgelöst wird, sinnvoll. Dem steht jedoch entgegen, dass die Einführung neuer Netzentgeltelemente sowohl in der Ausgestaltung als auch in der regulatorischen Umsetzung komplex ist. Ein kritischer Punkt ist dabei etwa die Fälligkeit der Zahlung. Wenn diese mit der Aufgabe des Netzanschlusses entsteht, können bei Netznutzern auch Anreize entstehen einen Technologiewechsel möglichst weit hinauszuzögern, um die Zahlung aufzuschieben.

3.1.3 Empfehlungen

Die Netzentgelte sollten eine möglichst verursachungsgerechte Refinanzierung der Netzkosten inklusive der Kosten für Stilllegungen sowie eventueller Rückbauten gewährleisten und nicht als explizites Instrument zur Verstärkung der Anreize zum Wechsel von Erdgas auf andere Energieträger genutzt werden. Grundvoraussetzung sind dazu die in den Kapiteln 3.3 und 3.4 dargestellten Regelungen zu veränderten Nutzungsdauern, degressiven Abschreibungen und dem vollständig anzuerkennenden Aufwand für Rückstellungen. Eine übermäßige Belastung weniger, am Ende der Nutzungszeit von Gasverteilnetzen verbleibender Netznutzer kann über staatliche Zuschüsse zur Refinanzierung der Netzkosten oder über explizite soziale Ausgleichsmechanismen kompensiert werden. Zusätzlich sollte die Einführung entnahmeunabhängiger Netzentgeltkomponenten als alternatives Finanzierungsinstrument geprüft werden. Für eine abschließende Bewertung sind hier jedoch weitergehende quantitative Untersuchungen der Entwicklung der Netzkosten erforderlich.

3.2 Ausgestaltung der Regulierung

3.2.1 Hintergrund und Problemstellung

Wie bereits dargestellt wandeln sich mit der Veränderung der Versorgungsaufgaben von Gasnetzbetreibern im Rahmen der Wärmewende sowohl die Gasmengen als auch die Kostenstrukturen der Verteilnetzbetreiber. Aufgrund der Heterogenität der Netzgebiete ist davon auszuge-

hen, dass Netzbetreiber unterschiedlich stark sowie in unterschiedlichen Zeiträumen und Geschwindigkeiten von diesen Veränderungen betroffen sind. Da die aktuelle Regulierungssystematik von der Grundstruktur auf eine dauerhafte Fortführung der Versorgungsaufgabe ausgerichtet ist, führen die erwarteten Veränderungen der Kostenstrukturen zu Problemen in der bestehenden Regulierung. So basiert das aktuelle System auf dem Budgetprinzip und enthält als zentrales Element einen Effizienzvergleich der Netzbetreiber.

Das Budgetprinzip beinhaltet, dass Verteilnetzbetreiber in regelmäßigen Abständen Kostenprüfungen unterzogen werden und anschließend über eine Erlösobergrenze ein Budget für die Erfüllung der Versorgungsaufgaben zugewiesen bekommen. Durch diese vorübergehende Fixierung der erzielbaren Erlöse sollen Anreize zu Kostensenkungen gesetzt werden, da eine Senkung der Kosten unter die erwarteten Reduktionspfade zu temporären Übergewinnen für die Netzbetreiber führt. Vor Beginn der nächsten Regulierungsperiode, aktuell im Abstand von fünf Jahren, wird dann die Kostenprüfung wiederholt und die Erlösobergrenze neu definiert. Nach der bestehenden Logik würden also strukturelle Veränderungen der Kosten, insbesondere der Betriebskosten, erst in der nächsten oder übernächsten Regulierungsperiode in die Erlösobergrenze eingehen, sodass hier Verzögerungen von bis zu sieben Jahren entstehen können. Veränderungen der Kapitalkosten können indes bereits heute über den Kapitalkostenabgleich innerhalb von Regulierungsperioden in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden.¹² Hier hat also bereits eine Abkehr vom Budgetprinzip stattgefunden, um die Refinanzierung neuer Investitionen ohne Zeitverzug zu ermöglichen.

Da eine ähnliche Regelung für Betriebskosten aktuell nicht existiert, können Änderungen in diesen nur mit erheblichem Zeitverzug weitergeben werden. Bei einer Stilllegung von Gasverteilnetzen ist jedoch mit starken Veränderungen der Betriebskosten während des Stilllegungsprozesses zu rechnen, die entsprechend nur verzögert in die Erlösobergrenzen einfließen. Dies kann zu wirtschaftlich problematischen Effekten für die Verteilnetzbetreiber und zu Fehlanreizen, etwa durch Basisjahreffekte, bei der Gestaltung des Stilllegungsprozesses führen.¹³

Ein weiteres zentrales Element der Anreizregulierung ist der Effizienzvergleich. Im Effizienzvergleich werden aktuell in einem ökonometrischen Verfahren Aufwands- und Strukturparameter der Netzbetreiber ins Verhältnis gesetzt, um einen individuellen Effizienzwert für die Unternehmen

¹² Der Kapitalkostenabgleich bezeichnet ein Verfahren, das die Berücksichtigung von Veränderungen der Kapitalkosten ggü. dem Basisjahr der Regulierungsperiode innerhalb derselben ermöglicht. Ziel ist es, die Lücke zwischen genehmigten und tatsächlichen Kapitalkosten zu schließen. Steigen während einer Regulierungsperiode bspw. die Fremdkapitalkosten, kann diese Steigerung in den Netzentgelten durch den Abgleich bereits im Folgejahr berücksichtigt werden.

¹³ Für eine detailliertere Diskussion der Anreizwirkungen im bestehenden Regulierungssystem siehe beispielsweise Brunekreeft et al. (2020).

zu ermitteln. Die Aufwandparameter entsprechen den beeinflussbaren Netzkosten, während die Strukturparameter die individuelle Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers abbilden sollen. Dies sind bei Gasverteilnetzbetreibern beispielsweise die Netzlänge, die Anzahl der Ausspeisepunkte sowie die Jahreshöchstlast. Der Effizienzwert bildet wiederum die Grundlage für einen Teil der von den Netzbetreibern erwarteten Effizienzsteigerungen innerhalb einer Regulierungsperiode. Das bedeutet, dass ein Netzbetreiber im Vergleich höhere Kosteneinsparungen erzielen muss, um Gewinne zu erwirtschaften, wenn der ermittelte Effizienzwert niedrig ist.

„Netzbetreiber mit hohen Aufwänden für Stilllegungen von Gasverteilnetzen und den damit verbundenen sinkenden Netzlängen und Ausspeisepunkten würden im Effizienzvergleich als weniger effizient bewertet und müssten höhere Kosteneinsparungen in der folgenden Regulierungsperiode erzielen.“

Stilllegungen von Gasnetzen verändern die Basis der Regulierung

Wenn sich die Kostenstrukturen der Netzbetreiber durch Stilllegungen von Netzgebieten verändern, hat dies auch Auswirkungen auf die Ergebnisse des Effizienzvergleichs. Netzbetreiber mit hohen Aufwänden für Stilllegungen von Gasverteilnetzen und den damit verbundenen sinkenden Netzlängen und Ausspeisepunkten würden im Effizienzvergleich als weniger effizient bewertet und müssten höhere Kosteneinsparungen in der folgenden Regulierungsperiode erzielen. Es besteht daher die Gefahr, dass durch ein Festhalten am Effizienzvergleich die Geschwindigkeit der Gasnetztransformation gehemmt wird. Entsprechend ist eine zentrale Frage, ob, und wenn ja wie, die steigende Heterogenität der Netzbetreiber in Anreizregulierung und Effizienzvergleich abgebildet werden kann oder alternative Regulierungsinstrumente und eine Verkürzung der Regulierungsperioden notwendig sind.

3.2.2 Ausgestaltungsoptionen

Abbildung der veränderten Kostenstrukturen

Wie im vorigen Abschnitt erläutert, werden grundlegende Veränderungen der Kostenstrukturen von Netzbetreibern in der aktuellen Regulierungssystematik nicht vollständig abgebildet. Veränderungen in den Betriebskosten gehen aktuell mit Verzögerungen von bis zu sieben Jahren in die Erlösbergrenze ein. Da ähnliche Probleme auch in anderen Kontexten

bestehen, beispielsweise bei Investitionen in den Ausbau von Stromnetzen, wurde mit dem Kapitalkostenabgleich bereits ein Instrument in die Regulierung integriert, welches eine Anpassung der Erlösobergrenze innerhalb von Regulierungsperioden ermöglicht.

Abgrenzungsprobleme beim Betriebskosten- abgleich

Grundsätzlich könnte eine ähnliche Logik auch auf die sich durch Stilllegung oder Rückbau von Gasverteilnetzen verändernden Kosten angewendet werden. Für erhöhte Abschreibungen und entsprechend erhöhte Kapitalkosten kann der Kapitalkostenabgleich für eine Anpassung der Erlösobergrenze aktuell bereits angewendet werden. Analog hierzu könnte ein Betriebskostenabgleich eingeführt werden, der eine Berücksichtigung struktureller Veränderungen der Betriebskosten innerhalb der Regulierungsperiode ermöglicht. Theoretisch könnte dieser Abgleich auch selektiv für die durch Stilllegungen und eventuellen Rückbau verursachten Veränderungen der Kostenpositionen durchgeführt werden. Dies ist allerdings in der Praxis schwierig umzusetzen, da eine eindeutige Zuordnung und Trennung der Betriebskosten, beispielsweise der Personalkosten, schwierig umzusetzen ist. So müsste genau erfasst werden, wie viel Zeit pro Mitarbeiter*in auf welches Asset entfällt, was bei einigen Tätigkeiten kaum möglich ist. Bei einem generellen Betriebskostenabgleich ohne Differenzierung wäre die Anreizwirkung des Budgetprinzips allgemein aufgelöst.

Ein ähnlicher Ansatz ist die Einordnung der Stilllegungskosten als Bestandteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten. Dies würde eine Anpassung der Erlösobergrenze während der Regulierungsperiode ermöglichen und gleichzeitig die Kosten nicht in die Kostenbasis des Effizienzvergleichs einbeziehen. Die dargestellte Abgrenzungsproblematik bei den Betriebskosten würde jedoch genauso entstehen. Zudem wirken die Effizianzanreize des Budgetprinzips bei den als dauerhaft deklarierten Kosten nicht.

Schließlich kann eine Berücksichtigung veränderter Kosten der Netzbetreiber auch durch eine Verkürzung der Regulierungsperioden erreicht werden. In der Praxis würde dies bedeuten, dass die Kostenprüfung und die anschließende Aktualisierung der Erlösobergrenze anstelle des aktuellen Intervalls von fünf Jahren in kürzeren Abständen durchgeführt würden, wodurch Veränderungen der Betriebskosten schneller in den Erlösobergrenzen berücksichtigt werden können. Im Ergebnis führt eine solche Verkürzung zu einer weniger starken Anreizwirkung durch das Budgetprinzip, da Überrenditen durch Effizienzgewinne schneller durch eine erneute Kostenprüfung abgebaut werden. Allerdings würde in der aktuellen Regulierungssystematik eine Verkürzung der Perioden auch zu einer höheren Frequenz bei der Durchführung des Effizienzvergleichs führen und

damit die Effizienzvorgaben für die Netzbetreiber verschärfen. Zusätzlich führt eine Verkürzung zu erhöhtem bürokratischem Aufwand sowohl bei der Regulierungsbehörde als auch bei den Netzbetreibern, da die entsprechenden Prozesse für Kostenprüfung und Effizienzvergleich häufiger erfolgen müssen.

Anpassung oder Abschaffung des Effizienzvergleichs

Anpassungsfähigkeit des Effizienzvergleichs

Neben den dargestellten Herausforderungen bei der Abbildung veränderter Kostenstrukturen in der Erlösobergrenze stellt sich auch die Frage, wie die erwarteten Veränderungen der Gasverteilnetze im Effizienzvergleich abgebildet werden können. Wenn die bestehende Systematik beibehalten werden soll, müsste zur Abbildung der zusätzlichen Heterogenität die Methodik des Effizienzvergleichs verändert werden. Hierzu bräuchte es die Einführung neuer Strukturparameter, welche die unterschiedlichen Herausforderungen hinsichtlich der Stilllegung der Infrastruktur angemessen abbilden können. Allerdings ist fraglich, inwiefern dies in der Praxis möglich ist, da bereits heute Zweifel bezüglich der korrekten Abbildung technologischer und struktureller Differenzen zwischen Netzbetreibern bestehen. So fehlt nicht nur eine ausreichende Vergleichsbasis für eine effiziente Stilllegung großer Teile eines Netzes, es mangelt auch an einer Möglichkeit zur Abbildung der voraussichtlich sehr heterogenen Umsetzungen vor Ort. Zudem könnten die Veränderungen in den Versorgungsaufgaben der Netzbetreiber dazu führen, dass bestimmte technische Strukturparameter, beispielsweise Rohrvolumen oder Leitungslänge, nicht mehr als exogen angesehen werden können, da sie durch den Netzbetreiber stärker beeinflussbar werden. In diesem Fall würden die empirischen Schätzverfahren des Effizienzvergleichs zu verzerrten Ergebnissen führen. Es ist also fraglich, inwiefern eine Anpassung der Methodik des Effizienzvergleichs vor dem Hintergrund der zunehmenden Komplexität und Heterogenität des Netzbetriebs grundsätzlich möglich ist.

Alternativ zu einer Anpassung wäre, wie im vorigen Abschnitt dargestellt, ein Ausschluss der Kosten für Stilllegung und Rückbau aus dem Effizienzvergleich oder sogar eine Abschaffung des Effizienzvergleichs für Gasverteilnetzbetreiber möglich. Eine höhere Selektivität bei den Kosten ist, wie bereits diskutiert, mit Abgrenzungsproblematiken verbunden, sodass ein Verzicht auf den Effizienzvergleich in der Umsetzung die deutlich pragmatischere Option ist. Es besteht zudem die Gefahr, dass durch ein Festhalten am Effizienzvergleich und den in ihm vorgegebenen Strukturparametern die Geschwindigkeit der Gasnetztransformation gehemmt wird, insbesondere wenn die Transformation zu einer Schlechterstellung der Netzbetreiber im Effizienzvergleich führt. So steht zu befürchten, dass aufgrund der umfangreichen und kaum abzubildenden Kosten, die mit der

Stilllegung eines Teilnetzes verbunden sind, vor allem die Netzbetreiber bestraft werden würden, die besonders ambitionierte Transformationspfade beschreiten.

Ähnliche Probleme können sich auch bei den aktuell genutzten ökonomischen Methoden zur Ermittlung des sektoralen Produktivitätsfaktors ergeben. Weitere Analysen zur Prüfung der Aussagekraft der bestehenden Verfahren sind hier sinnvoll. Als Alternative könnten, wie bereits in den ersten beiden Regulierungsperioden, wieder pauschal gesetzte sektorale Effizienzziele vorgegeben werden.

3.2.3 Empfehlungen

Die erwarteten strukturellen Veränderungen der Netzkosten in den Gasverteilnetzen innerhalb eines vergleichsweise kurzen Zeitraums stellen die Notwendigkeit des Budgetprinzips als Anreizinstrument in Frage. Dies ergibt sich aus dem Bedarf einer schnelleren Berücksichtigung von Veränderungen der Kostenstrukturen in den Erlösobergrenzen der Netzbetreiber. Vor diesem Hintergrund scheint eine Verkürzung der Regulierungsperioden auf zwei bis drei Jahre und eine damit verbundene häufigere regulatorische Kostenprüfung und Anpassung der Erlösobergrenzen als pragmatischer Lösungsansatz. Wenn diese höhere Frequenz nicht ausreicht, sollten zusätzliche regulatorische Elemente wie ein Betriebskostenabgleich geprüft werden, um kurzfristigere Anpassungen der Erlösobergrenzen zu ermöglichen. Aufgrund der sehr hohen Heterogenität der Veränderungen in den Versorgungsaufgaben ist ein Effizienzvergleich nicht mehr mit ausreichender Aussagekraft durchführbar, weil die starken Unterschiede bei den Transformationsgeschwindigkeiten und -prozessen die Vergleichbarkeit zwischen Netzbetreibern weiter einschränken. Der Effizienzvergleich sollte daher für Gasverteilnetzbetreiber abgeschafft werden.

„Aufgrund der sehr hohen Heterogenität der Veränderungen in den Versorgungsaufgaben ist ein Effizienzvergleich nicht mehr mit ausreichender Aussagekraft durchführbar, weil die starken Unterschiede bei den Transformationsgeschwindigkeiten und -prozessen die Vergleichbarkeit zwischen Netzbetreibern einschränken.“

3.3 Abschreibungen und Nutzungsdauern

3.3.1 Hintergrund und Problemstellung

Die Stilllegung und der eventuelle Rückbau von Gasverteilnetzen führen zu Veränderungen bei der Nutzungsdauer bestehender Assets. Wenn die Stilllegung eines Netzabschnitts vor dem Ende der kalkulatorischen Lebensdauer der Assets erfolgt, ist bei unveränderten Abschreibungsregelungen keine vollständige Refinanzierung der Investition für Netzbetreiber über die Netzentgelte möglich, es können also erhebliche finanzielle Risiken für die Netzbetreiber entstehen. Um diese Risiken zu vermeiden und eine Refinanzierung der Assets innerhalb der verkürzten Lebensdauer zu ermöglichen, sind Anpassungen der Abschreibungsmethoden und der kalkulatorischen Nutzungsdauern erforderlich.

Zudem ist zu erwarten, dass auch bei verkürzten Nutzungszeiträumen weiterhin Investitionsbedarf besteht. Dieser kann etwa anfallen, wenn Leitungen aufgrund von Sicherheitsanforderungen ausgetauscht werden müssen. Eine Refinanzierung dieses Investitionsaufwands durch die Netzbetreiber muss möglich bleiben.

CO₂-Reduktion
in Deutschland
und Europa

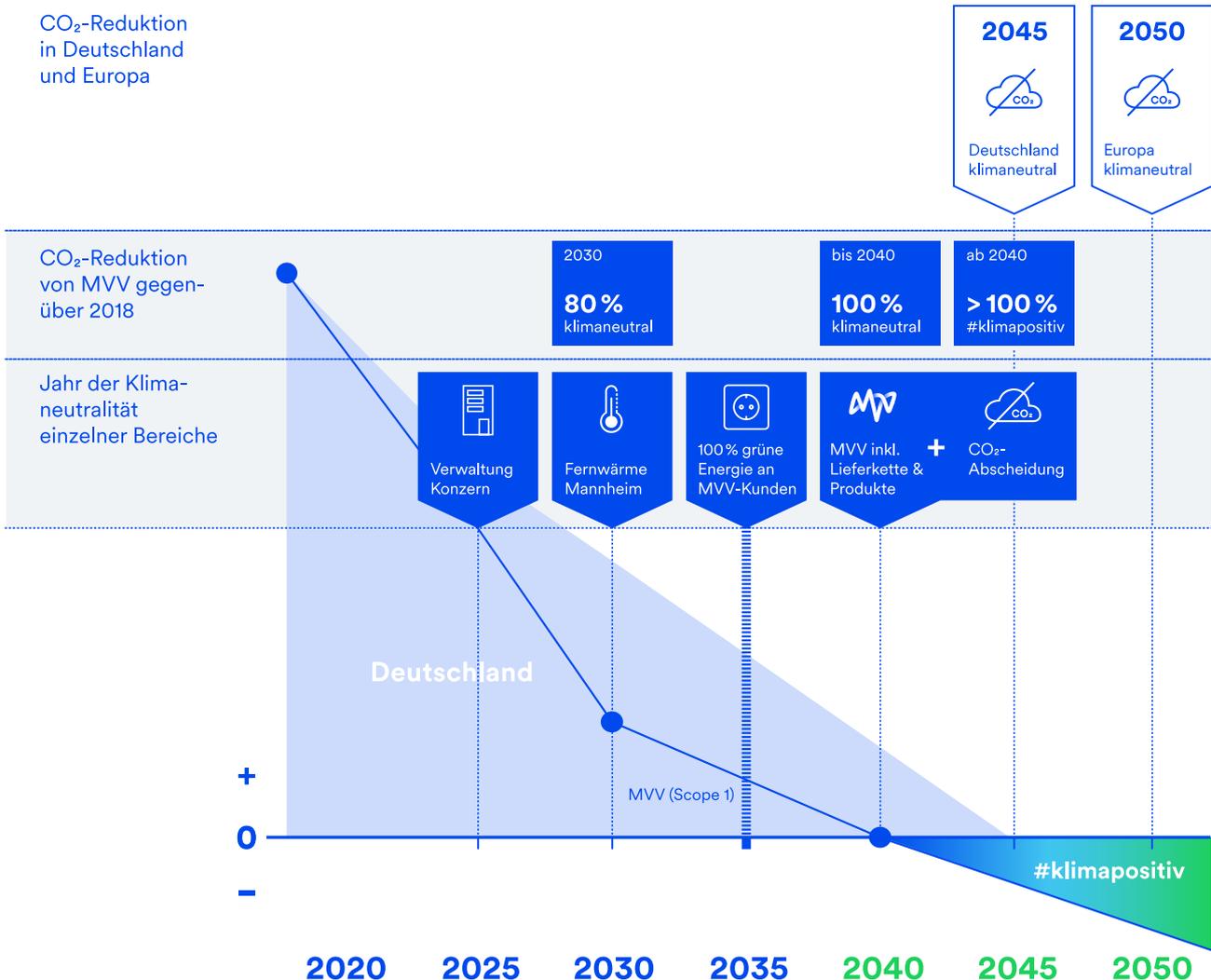


Abbildung 4: Abschreibungen müssen auch ambitionierte Transformationspfade ermöglichen (Beispiel Pfad der MVV Energie AG).

Exkurs: Kalkulatorische Nutzungsdauern blockieren Klimaschutzstrategien

Die aktuell möglichen kalkulatorischen Nutzungsdauern für Neuinvestitionen bis 2045 sind zu lang, um nicht nur den Klimazielen der Bundesregierung, sondern auch den Handlungsplänen ambitionierter Energieversorger gerecht zu werden.

So hat sich etwa die MVV Energie AG mit dem Mannheimer Modell einem strategischen Weg verpflichtet, mit dem das Unternehmen bis 2040 klimaneutral und danach #klimapositiv werden, der Atmosphäre also Treibhausgase entziehen, will. Ein Investitionsschwerpunkt ist deshalb vor allem auch die Wärmewende. Dafür vergrünt MVV ihr Erzeugungsportfolio und passt ihre Netze an die neue Energiewelt an. Ebenfalls spätestens 2035 wird MVV ausschließlich grüne Energie an ihre Kunden liefern. Ge-

werbe- und Privatkunden werden ebenso wie Industriekunden ab 2035 also nur noch klimaneutrale oder klimaneutral erzeugte Energie von MVV erhalten.

Mit ihren Klimazielen und Maßnahmen ist MVV als erstes deutsches Energieunternehmen und als eines der ersten weltweit von der internationalen „Science Based Targets Initiative“ (SBTi) als „Net-Zero“-kompatibel testiert worden.

Diese ambitionierten Ziele bedingen auch, dass noch deutlich vor 2045 Teile des Gasverteilnetzes entweder auf grüne Gase umgestellt oder aber stillgelegt werden. Dem steht jedoch der aktuelle regulatorische Rahmen entgegen, der zum Beispiel nur für Neuinvestitionen in Gasverteilnetze, die bspw. zum sicheren Betrieb notwendig werden können, eine Abschreibung bis frühestens 2045 vorsieht.

Der aktuelle regulatorische Rahmen steht deshalb nicht nur bloß theoretisch ambitionierten Klimaschutzstrategien der Energiewirtschaft entgegen. Er muss dringend angepasst werden, um die Umsetzung ambitionierter Klimaschutzstrategien in der Praxis zu unterstützen.

3.3.2 Ausgestaltungsoptionen

Refinanzierung von Bestandsassets

Um die Refinanzierung von Bestandsassets auch bei verkürzter Nutzungsdauer zu ermöglichen, ist eine Anpassung der kalkulatorischen Nutzungsdauer mit entsprechend angepasster Abschreibungsdauer erforderlich. Der erhöhte Abschreibungsaufwand kann dann über die Netzentgelte oder über alternative Finanzierungsinstrumente refinanziert werden. Ein zentraler Aspekt in diesem Kontext ist die Koordination der kalkulatorischen Nutzungsdauern mit den vorgesehenen Transformationszeiträumen in der kWP. Wie in Kapitel 2 diskutiert, sind bei der Erstellung der kWPs iterative Prozesse mit regelmäßigen Aktualisierungen der Ergebnisse in Intervallen von drei bis fünf Jahren sinnvoll. Basierend auf diesen Iterationszeiträumen kann die kalkulatorische Nutzungsdauer der Assets in den betroffenen Netzabschnitten angepasst werden. Im Ergebnis können die Netzbetreiber somit die kalkulatorische Nutzungsdauer auf die geplanten Stilllegungszeiträume verkürzen, sobald die kWP in einem Gebiet alternative Technologien priorisiert und keine Gasverteilnetze mehr benötigt werden.

Umstellung auf degressive Abschreibung

Daran anschließend stellt sich die Frage der Abschreibungsmethodik. Auch wenn eine Refinanzierung der Assets unabhängig von der Art der Abschreibungen möglich ist, kann die Verteilung des Abschreibungsaufwands auf der Zeitachse als Instrument für die Verteilung der Lasten auf die Netznutzer genutzt werden. So wird bei einer degressiven Abschreibung der kalkulatorischen Restwerte die finanzielle Hauptlast zeitlich vorgezogen. Aufgrund der Erwartung, dass in den betroffenen Netzabschnitten ein beschleunigter Wechsel der Gebäudeeigentümer auf alternative Heiztechnologien stattfindet, vermeidet eine degressive Abschreibung somit, dass gegen Ende der Nutzungsdauern hohe Restwerte von vergleichsweise wenigen verbleibenden Netznutzern getragen werden müssen. Entsprechend trägt die degressive Abschreibungsmethode auch dazu bei, die Last der vorzeitigen Stilllegung der Assets verursachungsgerechter auf die Netznutzer zu verteilen. Die in Kapitel 3.1 im Handlungsfeld Netzentgelte besprochenen Verteilungsprobleme werden durch eine Veränderung der Abschreibungsmethode somit zumindest gedämpft. Grundsätzlich ist eine beschleunigte Abschreibung der Restwerte auch mit Sonderabschreibungen in einzelnen Jahren möglich, allerdings können in diesem Zusammenhang Spitzen im Abschreibungsaufwand auftreten.

Refinanzierung notwendiger Neuinvestitionen

Für die Refinanzierung von Neuinvestitionen stellt sich zunächst die Frage der Notwendigkeit. Die aus § 11 EnWG resultierende Verpflichtung zum sicheren und zuverlässigen Betrieb der Netze bleibt davon unberührt. Das bedeutet, dass Neuinvestition beispielsweise in Gebieten, in denen auch zukünftig eine Wärmeversorgung mit gasförmigen Energieträgern vorgesehen ist, erforderlich sein können. Zusätzlich wird auch weiter ein Bedarf an technisch notwendigen Investitionen im Bestand bestehen, um einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb zu ermöglichen.

Maßgebend für die Beurteilung der Notwendigkeit können zudem die Ergebnisse der kWP und die darin ausgewiesenen Technologien für einzelne Gebiete sein. Entsprechend ist ein Abgleich der geplanten Investitionen mit der kWP sinnvoll. Neuinvestitionen sollten nur zulässig sein, wenn diese konsistent mit der kWP sind.

Wenn die Notwendigkeit der Investition gegeben ist, sollte für den Netzbetreiber auch eine vollständige Refinanzierung des Assets über die kalkulatorische Lebensdauer gewährleistet sein. Dabei muss die verkürzte Restnutzungsdauer mit entsprechend beschleunigten Abschreibungen kalkulatorisch abgebildet werden. Die Nutzungsdauer kann sich wiederum an den Ergebnissen der kWP orientieren. Da die im vorigen Abschnitt

dargestellte grundlegende Problematik der zeitlichen Verteilung des Abschreibungsaufwands auch für Neuinvestitionen gilt, scheint auch in diesem Fall eine degressive Abschreibung sinnvoll.

Exkurs: Regelungen zur Refinanzierung von Erdgasnetzen in anderen Ländern

Der in Deutschland erwartete Rückgang des Erdgasverbrauchs und die beschriebenen Implikationen für die Refinanzierung der Infrastruktur treten in ähnlicher Form auch in anderen Ländern auf. Entsprechend wurden dort regulatorische Rahmenbedingungen gesetzt, die eine Refinanzierung von Gasnetzen bei rückläufigen Verbräuchen ermöglichen sollen. Dabei existieren Beispiele sowohl für verkürzte Nutzungsdauern als auch veränderte Abschreibungsprofile und Verzinsungen, die im Folgenden kurz skizziert werden.

Beispiele für verkürzte Abschreibungsdauern für Neuinvestitionen finden sich in Belgien und Frankreich. In Belgien wird die Abschreibung für alle Neuinvestitionen, die vom Netzbetreiber Fluxys nach 2000 getätigt wurden, bis 2050 ermöglicht.¹⁴ Ähnlich wurde in Frankreich die Abschreibungsdauer für Rohrleitungen in Gasverteilnetzen von 45 Jahren auf 30 Jahre reduziert.¹⁵ Beide Maßnahmen sollen die Refinanzierung der Assets über pauschale Verkürzungen der kalkulatorischen Nutzungsdauer erleichtern. Eine differenzierte Berücksichtigung der Planungszeiträume für einzelne Netze wird jedoch nicht ermöglicht.

Regelungen zu veränderten Abschreibungsprofilen existieren in den Niederlanden und Großbritannien. In den Niederlanden wurde eine Methodik zum zeitlichen Vorziehen der Abschreibungslasten eingeführt, bei welcher der jährliche Wert der linearen Abschreibung über einen Anpassungsfaktor im ersten Jahr erhöht wird und danach mit einer geometrisch degressiven Berechnungsmethode auf eine Untergrenze absinkt.¹⁶ Auch in Großbritannien wurde für Gasverteilnetze eine degressive Abschreibung für die Assets eingeführt. Hier wurde die arithmetisch degressive Berechnungsmethode bei einer unveränderten Nutzungsdauer von 45 Jahren gewählt.¹⁷ Beide Beispiele zeigen, dass degressive Abschreibungen bereits in Europa als regulatorisches Instrument für eine beschleunigte Refinanzierung von Assets eingesetzt werden.

Die regulatorischen Eigenkapitalverzinsungen wurden in Österreich und Frankreich angepasst, um veränderte Risikostrukturen in der Vergütung des Kapitaleinsatzes abzubilden. In Österreich wurden pauschale und in-

14 <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Decisions/Z1110-11FR.pdf>

15 <https://www.cre.fr/en/Documents/Deliberations/Decision/equalised-tariff-for-the-use-of-grdf-s-public-natural-gas-distribution-networks>

16 <https://www.acm.nl/sites/default/files/documents/methodebesluit-gts-2022-2026.pdf>

17 https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2021/02/final_determinations_-_finance_annex_revised_002.pdf

dividuelle Zuschläge auf die Eigenkapitalverzinsung eingeführt, um Unsicherheiten bei den Transportvolumina und den daraus resultierenden Cash-Flows für die Netzbetreiber zu berücksichtigen.¹⁸ In Frankreich wurde der regulatorische Eigenkapitalzinssatz für Fernleitungsbetreiber mit explizitem Verweis auf die erhöhten Risiken durch potenzielle Stranded Assets durch die Energiewende erhöht.¹⁹

Die Beispiele zeigen, dass die in diesem Kapitel diskutierten regulatorischen Instrumente in Teilen bereits erfolgreich in der Praxis eingesetzt werden. Ein insgesamt konsistenter regulatorischer Rahmen, der Transformation, Stilllegung und eventuellen Rückbau ermöglicht, existiert allerdings noch in keinem der diskutierten Länder.

3.3.3 Empfehlungen

Die Refinanzierung von bestehenden Assets sollte über verkürzte Nutzungsdauern und entsprechend erhöhte kalkulatorische Abschreibungen ermöglicht werden. Folglich sollten Netzbetreibern bei der Wahl der kalkulatorischen Nutzungsdauer Freiheiten eingeräumt werden. Die Restnutzungsdauer sollte sich an den Ergebnissen der kWP orientieren. Die veränderten Abschreibungen können dann über den Kapitalkostenabgleich in die Erlösobergrenzen der Netzbetreiber eingehen. Für eine zeitliche Verteilung der Abschreibungslasten ist die degressive Abschreibungsmethodik sinnvoll, um die Hauptlast der Refinanzierung vorzuziehen und so eine übermäßige Belastung von wenigen verbleibenden Netznutzern kurz vor der Stilllegung eines Gasverteilnetzes zu vermeiden. Auch Neuinvestitionen sollten entsprechend mit verkürzten Nutzungsdauern degressiv abgeschrieben werden. Zusätzlich sollte bei Neuinvestitionen eine Prüfung der Notwendigkeit und der Konsistenz mit der kWP durchgeführt werden, um Fehlinvestitionen zu vermeiden.

„Für eine zeitliche Verteilung der Abschreibungslasten ist die degressive Abschreibungsmethodik sinnvoll, um die Hauptlast der Refinanzierung vorzuziehen und so eine übermäßige Belastung von wenigen verbleibenden Netznutzern kurz vor der Stilllegung eines Gasverteilnetzes zu vermeiden.“

18 https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/E-Control_Cost_Methodology_2021_2024_EN.pdf

19 https://www.cre.fr/en/content/download/21877/file/200123_2020-012_ATRT7-en.pdf

3.4 Rückstellungen und Kosten für Stilllegung und Rückbau

3.4.1 Hintergrund und Problemstellung

Aufgrund der erwarteten Stilllegung von Gasverteilnetzen ist davon auszugehen, dass neue Kostenblöcke für Verteilnetzbetreiber entstehen, die in der aktuellen Refinanzierungssystematik der Anreizregulierung und der Netzentgeltverordnung noch nicht vorgesehen sind, denn die Stilllegung einzelner Netzabschnitte ist mit erheblichen Aufwänden verbunden. Es braucht daher einen regulatorischen Rahmen, der diese Kosten angemessen berücksichtigt und ihre Refinanzierung ermöglicht, um auch unter sich verändernden Rahmenbedingungen den wirtschaftlichen Betrieb der Gasverteilnetze zu gewährleisten.

3.4.2 Ausgestaltungsoptionen

Minimierung von Rückbaukosten

Grundsätzlich ist in diesem Kontext zunächst festzustellen, dass Rückbauarbeiten nach Möglichkeit zu vermeiden sind und auf Fälle begrenzt werden sollten, die aus technischen Gründen oder aus Gründen der Sicherheit oder Umweltverträglichkeit erforderlich sind (siehe Kapitel 2.3). Dies verringert den Refinanzierungsbedarf und die entsprechende Belastung der Netznutzer substantiell. Wenn Rückbauarbeiten erforderlich sind, sollten die notwendigen Arbeiten durch Planung und Koordination mit anderen Baumaßnahmen nach Möglichkeit optimiert werden, um die anfallenden Kosten weiter zu reduzieren. Dazu ist eine enge Abstimmung der Kommunen und Infrastrukturbetreiber für eine effiziente Planung der Arbeiten erforderlich.

Refinanzierung von Stilllegung und Rückbau

In jedem Fall aber verbleiben Stilllegungskosten, für die eine Refinanzierungssystematik für Netzbetreiber erforderlich ist. Wenn Netzbetreiber diese Kosten erst bei der tatsächlichen Fälligkeit geltend machen können, ist davon auszugehen, dass die letzten verbleibenden Netznutzer hohe Kosten tragen müssten. Gleichzeitig könnten Gebäudeeigentümer, die frühzeitig den Energieträger wechseln, die Beteiligung an der Finanzierung vermeiden. Für eine zeitliche Verteilung der Finanzierungslast müssten die Netzbetreiber bereits frühzeitig Rückstellungen aufbauen und deren Aufwand vollständig über die Netzentgelte finanzieren können. Der

Aufbau der Rückstellungen könnte beginnen, sobald die kWP die Nutzung anderer Energieträger priorisiert, die den Erhalt des Gasverteilnetzes nicht erfordern. Als Alternative zu den bestehenden, auf Arbeits- und Leistungspreisen basierenden Netzentgelten könnten entnahmeunabhängige Entgelte genutzt werden, um die unabhängig von der Netznutzung anfallenden Kostenelemente für Stilllegungen gleichmäßiger auf die Netznutzer zu verteilen (vgl. Kapitel 3.1). Für die Ausnahmefälle, in denen ein Rückbau der stillgelegten Leitungen erforderlich ist, kann eine Refinanzierung der Rückbaukosten auch über die Kommune erfolgen, da die Notwendigkeit des Rückbaus und die entsprechenden Kosten nur eingeschränkt im Voraus planbar sind und die Entfernung der Leitungen bei entsprechender Begründung im öffentlichen Interesse liegt.

3.4.3 Empfehlungen

Es ist sinnvoll, für erwartete und planbare Stilllegungskosten Rückstellungen aufzubauen und deren Aufwand vollständig bei der Ermittlung der Erlösbergrenzen regulatorisch anzuerkennen. Dies verhindert, dass hohe Kosten zum Ende der Nutzungsdauer der Infrastruktur von wenigen Netznutzern getragen werden müssen. Entsprechend sollten die Ergebnisse der kWP nach Möglichkeit genutzt werden, um den Aufbau der Rückstellungen unmittelbar bei der verbindlichen Feststellung von Gasnetzrückzugsgebieten zu beginnen. Der Aufwand der Rückstellung sollte über die Netzentgelte refinanziert und umgelegt werden. Wenn die sachliche Notwendigkeit für den Rückbau von Leitungen festgestellt wird, sollten die Kosten von den Kommunen übernommen werden.

4. Anschlusspflichten

4.1 Anschlusspflicht & Kündigungsrecht

Zusammenfassung der wichtigsten Handlungsempfehlungen

- ▶ Die Umsetzung einer effizienten Transformation und Stilllegung der Gasnetzinfrastruktur ist nur möglich, wenn das Recht auf neue Gasnetzanschlüsse eingeschränkt und die Kündigung bestehender Gasnetzanschlüsse ermöglicht wird.
- ▶ Es empfiehlt sich, die Anschlusspflicht in §§ 17 und 18 EnWG zu beschränken. Die kWPs sollten eine rechtliche Grundlage für Entscheidungen zur Verweigerung eines Gasnetzanschlusses sowie zur Kündigung bestehender Gasnetzanschlüsse bilden.
- ▶ Bei einer Kündigung des Gasnetzanschlusses durch den Netzbetreiber sollten Gebäudeeigentümer in begründeten Fällen Entschädigungsansprüche geltend machen können. Ansprüche auf Entschädigung entstehen, wenn Restwerte der Gasinstallationen durch die Stilllegung des Gasnetzanschlusses entwertet werden.²⁰
- ▶ Es bestehen keine Entschädigungsansprüche für Investitionen, die getätigt werden, nachdem die kWP oder sonstige öffentlich kommunizierte Pläne die Präferenz für andere Technologien verbindlich festgelegt haben.
- ▶ Netzbetreiber sind nicht für Entschädigungen verantwortlich. Diese sollten über Kompensationsmechanismen des Bundes geleistet werden.

4.1.1 Hintergrund und Problemstellung

Für die Netzbetreiber gibt es aktuell kaum Möglichkeiten, ein Begehren für einen neuen Gasnetzanschluss abzulehnen. In Gebieten, in denen eine Stilllegung des Netzes geplant ist, sind neue Gasnetzanschlüsse jedoch weder sinnvoll noch wirtschaftlich. Daher muss dem Netzbetreiber die Möglichkeit gegeben werden, Anschlüsse unter Berücksichtigung der kWP zu verweigern. Dafür gilt es bestehende Regelungen anzupassen, welche aktuell die Verweigerung von Anschlüssen blockieren, aber auch weitere Grundlagen zu implementieren, um zusätzliche Rechtssicherheit zu schaffen.

Notwendigkeit der Kündigung einzelner Gasnetzanschlüsse

Neben der Verweigerung von Anschlussbegehren kann es auch nötig sein, einzelne bestehende Gasnetzanschlüsse zu kündigen. Über Gesetze und Förderrichtlinien werden zwar verstärkt Anreize sowie ordnungsrechtliche Vorgaben implementiert, die einen Rückzug der Gasnetzinfrastruktur unterstützen, etwa über BEW, BEG oder GEG. Dies sorgt aber nicht für einen regional koordinierten Rückzug, sondern bewirkt großflächig verteilte Stilllegungen von einzelnen Gasnetzanschlüssen. Dadurch könnten noch lange Zeit vereinzelt Liegenschaften an Netzabschnitten angeschlossen sein, über die nur noch wenig Erdgas abgenommen wird. Eine effiziente Stilllegung der Gasverteilnetze erfordert jedoch ein abschnittsweises Vorgehen – was nur möglich ist, wenn alle Gasnetzanschlüsse abgeschaltet sind. Daher bedarf es, in gewissem Maße und nur wo sinnvoll, der Möglichkeit, einzelnen Gebäudeeigentümern den Gasnetzanschluss aufzukündigen. Nur so ist es möglich die Stilllegung sinnvoll voranzutreiben und die Situation zu vermeiden, dass aufgrund weniger verbleibender Gasnetzanschlüsse Netzabschnitte auf lange Zeit ineffizient betrieben werden müssen.

Durch die Kündigung des Netzanschlusses entfällt auch die Grundversorgungspflicht durch den lokalen Grundversorger. Die Grundversorgungspflicht schafft also keine zusätzlichen Restriktionen für die Stilllegung von Erdgasverteilnetzen. Generell sollten aus den Grundversorgungspflichten keine Einschränkungen für Transformationsbestrebungen und CO₂-Ziele von Netzbetreibern oder Energieversorgern entstehen, beispielsweise durch steigende CO₂-Emissionen durch die Verpflichtung zur Bereitstellung fossiler Gase.

4.1.2 Ausgestaltungsoptionen

Ein Recht auf Anschluss an die noch vorhandene und zur Stilllegung vorgesehene Gasnetzinfrastruktur könnte analog zu den aktuellen Regelungen zum Anschluss an das L-Gasversorgungsnetz auf solche Fälle beschränkt werden, in denen der Anschlusspetent nachweist, dass ihm eine anderweitige Wärmeversorgung aus wirtschaftlichen oder technischen Gründen unmöglich oder unzumutbar ist. Die Fortsetzung der bisherigen, nahezu unbeschränkten Anschlusspflicht ist mit Transformation und Stilllegung der Gasverteilnetze jedoch nicht vereinbar.

Darüber hinaus bedarf es der Schaffung eines rechtssicheren Rahmens, der den Netzbetreibern erlaubt den Rückzug des Gasnetzes aktiv zu gestalten, ohne das Risiko langwieriger Gerichtsprozesse bei der Durchsetzung einzugehen. Die Verknüpfung mit der KWP ist eine Lösungs-

möglichkeit den Gebäudeeigentümern transparent darzulegen, wo und warum ein Anschlussbegehren durch den Netzbetreiber abgelehnt oder eine Kündigung ausgesprochen wird. Die hohe geografische Auflösung der Pläne erlaubt eine transparente und nachvollziehbare Kommunikation, sodass Gebäudeeigentümer sich auf die Anschlussverweigerungen oder Kündigungen vorbereiten und diese nachvollziehen können.

Neben oder zusätzlich zur Verknüpfung mit der kWP könnten Grenzwerte oder Kippunkte definiert werden, ab welchen der Netzbetreiber ein Anschlussbegehren ablehnen kann. So könnte eine Anschlussdichte (z.B. in Netzanschlüssen oder Energieabnahme, jeweils bezogen auf Leitungskilometer) festgelegt werden, unter welcher es nicht mehr sinnvoll ist neue Gasnetzanschlüsse zu installieren. So werden Kriterien definiert, die festlegen, an welchen Gasnetzabschnitten keine neuen Anschlüsse mehr genehmigt oder Kündigungen ausgesprochen werden sollten. Mit diesem Lösungsansatz sind jedoch mehrere Risiken verbunden. Wenn etwa die Grenzwerte über längere Zeit knapp nicht unterschritten werden, könnte eine geplante und effiziente Stilllegung behindert werden. Außerdem werden einheitliche Definitionen von Kippunkten der heterogenen Situation in Deutschland nicht gerecht, während eine differenzierte Definition komplex in der Ausgestaltung ist.

4.1.3 Empfehlungen

Die Anschlusspflicht durch den Netzbetreiber wird als ein signifikantes Hindernis für zukünftige Anschlussverweigerungen eingeschätzt. Es empfiehlt sich daher, diese im EnWG zu beschränken. Bei Neukunden erscheint eine zeitnah umsetzbare Maßnahme zur Einschränkung des Anspruchs auf Netzanschluss aus §§ 17, 18 EnWG ausreichend, um den Netzanschluss verweigern zu dürfen, es sei denn, der Anschlusspetent weist nach, dass ihm aus wirtschaftlichen oder technischen Gründen eine anderweitige Wärmeversorgung unmöglich oder unzumutbar ist. Als gesetzgeberisches Vorbild können die Regelungen in § 17 Abs. 1 Satz 2 und 3 EnWG zu dem bereits derzeit eingeschränkten Anspruch auf Anschluss an ein L-Gasnetz angesehen werden.

„Die kWP sollte die Grundlage zur Verweigerung eines Gasnetzanschlusses und zur Kündigung bestehender Gasnetzanschlüsse liefern.“

Die kWP sollte die Grundlage zur Verweigerung eines Gasnetzanschlusses und zur Kündigung bestehender Gasnetzanschlüsse liefern. Dabei ist wichtig, dass in der kWP Gebiete entsprechend ausgewiesen werden, wenn langfristig keine gasbasierte Wärmeversorgung vorgesehen ist. Dies sollte auch mit Zeitplänen für die Umsetzung hinterlegt sein. Entsprechende Vorlaufzeiten sollten berücksichtigt werden. Daraus folgt, dass die Umsetzung in einzelnen Gebieten kleinteilig geplant werden muss. Die kWP sollte entsprechend detailliert ausfallen und diese Kleinteiligkeit (Straßenzugebene) sowohl räumlich als auch zeitlich abbilden. Es ist daher deutlich, dass eine enge Abstimmung der Kommune mit den Infrastrukturbetreibern, deren Möglichkeiten und bestehenden Plänen zur Transformation zwingend erforderlich ist.

Neben den Gasnetzurückzugsgebieten werden auch Prüfgebiete ausgewiesen, in denen zum Zeitpunkt der Planung noch nicht feststeht, ob langfristig eine Gasinfrastruktur benötigt wird. Die dargestellten Regelungen zur Kündigung von Anschlüssen sollten in diesen noch nicht greifen.

4.2 Entschädigungsansprüche

4.2.1 Hintergrund und Problemstellung

Durch die Kündigung von Gasnetzanschlüssen können Gebäudeeigentümern wirtschaftliche Nachteile entstehen, welche bei der Installation der Geräte nicht absehbar waren. Daher kann es sinnvoll sein, für Gasinstallationen, die zum Zeitpunkt der erzwungenen Außerbetriebnahme noch eine relevante kalkulatorische Restlebensdauer haben, eine entsprechende Entschädigung zu ermöglichen.

Exkurs: Entschädigungen durch Gasnetzurückbau in Zürich (Schweiz)

In der Schweiz wird die Wärme- bzw. Energieplanung bereits seit mehreren Jahren durchgeführt, sie ist kantonal geregelt. Die Energieplanung des Kantons ist im Bereich der Energieversorgung und -nutzung Entscheidungsgrundlage für Maßnahmen der Raumplanung, Projektierung von Anlagen und Förderungsmaßnahmen.

Die Stadt Zürich geht mit ihrem Konzept über die Ziele des Kantons hinaus und sieht einen Rückzug von Gasnetzen in Teilen der Stadt bis 2024 vor. Das langfristige Ziel ist ein vollständiger Ausstieg aus Gas bis zum Jahr 2040 (der Kanton Zürich plant dies bis zum Jahr 2050).

Die Wärmeplanung definiert vier Gebietstypen: Gasrückzugsgebiete, Prüfgebiete für Gasrückzug, Priorisierungsgebiete Fernwärme und Gebiete mit dezentraler Versorgung. Ein Auszug aus der Planung, mit der Einfärbung nach Gebietskategorie und Technologie ist in Abbildung 5 dargestellt.

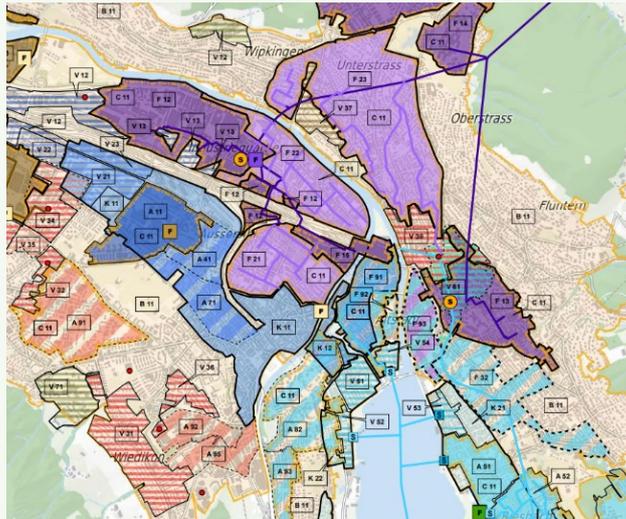


Abbildung 5: Auszug aus dem kommunalen Wärmeplan der Stadt Zürich²¹

Die Grundlage für Anschlussverweigerungen und Kündigungen der Gasanschlüsse ist in der Wärmeversorgungsverordnung der Stadt Zürich gelegt. Dieser Entscheid ist die Folge eines Stadtratsbeschlusses von 1992: Langfristig soll nur ein einziger leitungsgebundener Energieträger im Gebiet bestehen bleiben – die Zürich Wärme (Fernwärme) von Entsorgung + Recycling Zürich (ERZ).²²

Im Grunde dürfen keine neuen Gasanschlüsse für Heizung und Warmwasser von Gebäuden und für Gaskochstellen installiert werden.²³ Außerdem werden in der Stadt keine neuen Gebiete mit Gasverteilnetzen erschlossen. Der Stadtrat legt im Rahmen der kommunalen Energieplanung fest, welche Gebiete zur Versorgung mit Gas vorgesehen sind und in welchen Gebieten zu welchem Zeitpunkt das Gasverteilnetz ganz oder teilweise stillgelegt wird. Der Stadtrat kündigt eine gebietsweise Stilllegung des Gasverteilnetzes gemäß Grundsatz mindestens fünfzehn Jahre im Voraus an. In Gebieten mit bestehenden oder geplanten thermischen Netzen oder mit alternativen erneuerbaren Wärmeversorgungs-lösungen kann der Stadtrat von dieser Frist abweichen; dort kündigt er eine Stilllegung mindestens fünf Jahre im Voraus an.

21 Stadt Zürich Energieportal (https://www.stadt-zuerich.ch/portal/de/index/politik_u_recht/stadtrat/geschaefte-des-stadtrates/stadtratsbeschlusse/2022/Dez/stzh-strb-2022-1542.html)

22 <https://www.energie360.ch/de/energie-360/wissen/energieplanung/zuerichnord/>

23 Ausgenommen hiervon sind Gasanschlüsse in begründeten Ausnahmefällen und für die Spitzenlastdeckung thermischer Netze.

Dies führt zu einem Recht auf Entschädigung, und zwar sobald die Ankündigungen nicht wie nach geltender städtischer Praxis mindestens 15 Jahre im Voraus mitgeteilt wurde. Die Entschädigungsansprüche entstehen durch die Abweichung von der Ankündigungsfrist, welche die Stadt garantiert. Betragsmäßig beläuft sich der von den Eigentümerschaften erlittene Nachteil auf die durch die verkürzte Vorankündigungsfrist nicht amortisierten Investitionen. Auch wenn die Restlebensdauer der Anlage länger ist, sind nicht mehr als 15 Jahre, bzw. die Differenz zu den 15 Jahren, zu entschädigen. Ebenfalls nicht zu entschädigen sind Investitionen, die nach der Ankündigung eines Gasnetzrückzugs getätigt wurden.

Entschädigungsansprüche können transparent auf dem Energieportal der Stadt Zürich anhand einer Tabelle eingesehen werden.²⁴ Sie hängen linear mit der kalkulatorischen Restlebensdauer des Gasgeräts zum Zeitpunkt der Netzstillegung zusammen. Die Finanzierung der Entschädigungen erfolgt durch die Kommune.

4.2.2 Ausgestaltungsoptionen

Die Zahlung von Entschädigungen könnte in bestimmten Fällen notwendig und sinnvoll sein. Dies gilt vor allem für Gasgeräte, die wenige Jahre vor einem geplanten Gasnetzrückzug installiert wurden – ohne gesicherte Informationen, dass dieser bevorsteht und keine Transformation des Gasverteilnetzes vorgesehen ist. Ausgenommen von Entschädigungszahlungen sollten Geräte sein, welche entweder bereits lange in Betrieb und damit amortisiert sind oder nach der Ankündigung des Gasrückzugs installiert wurden. Der Ausschluss von Entschädigungen – auch bei neueren Geräten, die ohne Information zum Rückzug der Gasnetzinfrastruktur installiert wurden – wird kaum gesellschaftliche Akzeptanz finden und der Akzeptanz der Wärmewende schaden.

Spannungsfeld
zwischen sozialem
Ausgleich und Fehl-
anreizen

Die Zusage einer Unterstützung bei einem vorzeitigen Technologiewechsel balanciert einen Zielkonflikt aus: Einerseits ist ein Ausgleich durch die Eigentumsentwertung erforderlich, andererseits sollen keine Fehlanreize zur weiteren Installation von Gasgeräten gesetzt werden. So kann beispielsweise das Wissen, dass bei einem späteren Rückzug der Gasnetzinfrastruktur Restwerte in jedem Fall wieder erstattet werden, zu einer bewussten Verzögerung der Investitionsentscheidung führen. Die Anlehnung an die kWP vermeidet bereits Entschädigungen für Installationen in ausgewiesenen Priorisierungs- oder Mischgebieten, jedoch schließt dies nicht neue Gasgeräte in Prüfgebieten ein. Es sollte zum einen vermieden werden, dass durch die Ausweisung zahlreicher Prüfgebiete weiter eine

²⁴ https://www.stadt-zuerich.ch/portal/de/index/politik_u_recht/stadtrat/geschaefte-des-stadtrates/stadtratsbeschluesse/2023/Jun/stzh-strb-2023-1653.html

hohe Anzahl neuer Gaskessel eingebaut wird, die bei einem anschließenden, kurzfristig angekündigten Gasnetzrückzug teuer entschädigt werden müssen. Zum anderen ist eine flankierende Regelung, z.B. durch eine Novellierung des GEG, welche den Einbau von Erdgaskesseln ohne Transformationsperspektive einschränkt, ein wichtiges ergänzendes Element. Die Höhe der Entschädigungen kann dabei durch die Definition der anzusetzenden kalkulatorischen Lebensdauern gesteuert werden.

„Die Zusage einer Unterstützung bei einem vorzeitigen Technologiewechsel balanciert einen Zielkonflikt aus: Einerseits ist ein Ausgleich durch die Eigentumsentwertung erforderlich, andererseits sollen keine Fehlanreize zur weiteren Installation von Gasgeräten gesetzt werden.“

Darüber hinaus ist die Kopplung der Entschädigungszahlungen an eine Bedürftigkeit denkbar, was gegebenenfalls mit einer höheren gesellschaftlichen Akzeptanz der Maßnahme verbunden wäre. Zudem kann es zu einer sozialverträglichen Ausgestaltung mit geringerem Kostenaufwand führen, wenn Zuschüsse vor allem dort eingesetzt werden, wo sie auch benötigt werden. Jedoch wird die Ausgestaltung des Erstattungssystems deutlich komplexer.

Entschädigungen könnten grundsätzlich vom Netzbetreiber, der Kommune oder aus Bundesmitteln beglichen werden. Kommunale Erstattungen würden finanziell weniger flexible Kommunen verstärkt treffen und dort Widerstand hervorrufen, der dazu führen kann, dass die Einleitung von Transformationsprozessen vermieden wird. Alternativ könnten auch der Netzbetreiber und damit die Gasnetznutzer die Kosten tragen. Jedoch sind Netzentgelte als ein Instrument zur Finanzierung der Netze und nicht zur Refinanzierung von Entschädigung für Heizungsanlagen vorgesehen. Zudem müssten damit wenige verbliebene Netznutzer hohe Kosten tragen und die Gasnetzkunden würden schließlich ihre eigenen Entschädigungen wieder mittragen.

Die Übernahme der Kosten durch den Bund würde die Kommunen nicht in ihren Transformationsbestrebungen bremsen. Jedoch würden die Gasausstiegskosten vermehrt auf die Allgemeinheit umgelegt. Darunter kann die gesellschaftliche Akzeptanz leiden.

4.2.3 Empfehlungen

Entschädigungsansprüche bei Gebäudeeigentümern entstehen, wenn die Restwerte von Heizungen durch die Stilllegung von Gasverteilnetzen entwertet werden. Für die Bewertung der Höhe des Entschädigungsanspruches wird vorgeschlagen, eine festzulegende kalkulatorische Lebensdauer der Gasinstallationen heranzuziehen. Es wird empfohlen, diese auf zehn bis 15 Jahre anzusetzen, um Fehlanreize zur Installation von Gaskesseln in Gebieten ohne Transformationsperspektive zu vermeiden. Es ist eine objektive Bezugsgröße für die Gestaltung von Entschädigungen vorzuziehen, weil der Begriff der Bedürftigkeit schwer zu definieren ist. Eine wichtige Rolle zur Vermeidung von Fehlinvestitionen spielen zudem kostenlose Informations- und Beratungsangebote für die Gebäudeeigentümer im Rahmen von kWP und Gasnetzrückzug.

„Für die Bewertung der Höhe des Entschädigungsanspruches wird vorgeschlagen, eine festzulegende kalkulatorische Restlebensdauer der Gasinstallation zum Zeitpunkt der Stilllegung heranzuziehen.“

Wichtig ist, dass keine Entschädigungsansprüche entstehen können, wenn Investitionen getätigt werden, nachdem die kWP oder andere öffentlich kommunizierte Pläne die Priorisierung bestimmter Technologien verbindlich festgelegt haben. Von diesem Zeitpunkt an kann davon ausgegangen werden, dass Gebäudeeigentümer und Energieberater*innen die Information über geplante Stilllegungen vorliegen haben. Das betrifft nicht die Prüfgebiete der kWP, da hier noch keine konkreten Pläne kommuniziert werden. In Abbildung 6 ist exemplarisch dargestellt, wann ein Anspruch auf Entschädigung besteht, abhängig vom Zeitpunkt der Installation in Relation zur Gebietsausweisung in der kWP. Dafür ist eine mögliche Zeitleiste für die Definitionen von Gebieten dargestellt. Im abgebildeten Beispielfall ist das Gebiet zunächst als Prüfgebiet deklariert und wird anschließend erst in ein Mischgebiet mit Ausschluss einer gasbasierten Wärmeversorgung und dann zu einem Priorisierungsgebiet für Fernwärme umgewandelt.

Folgen des Installationszeitpunkts und der kalkulatorischen Lebensdauer für die Ansprüche auf Entschädigung

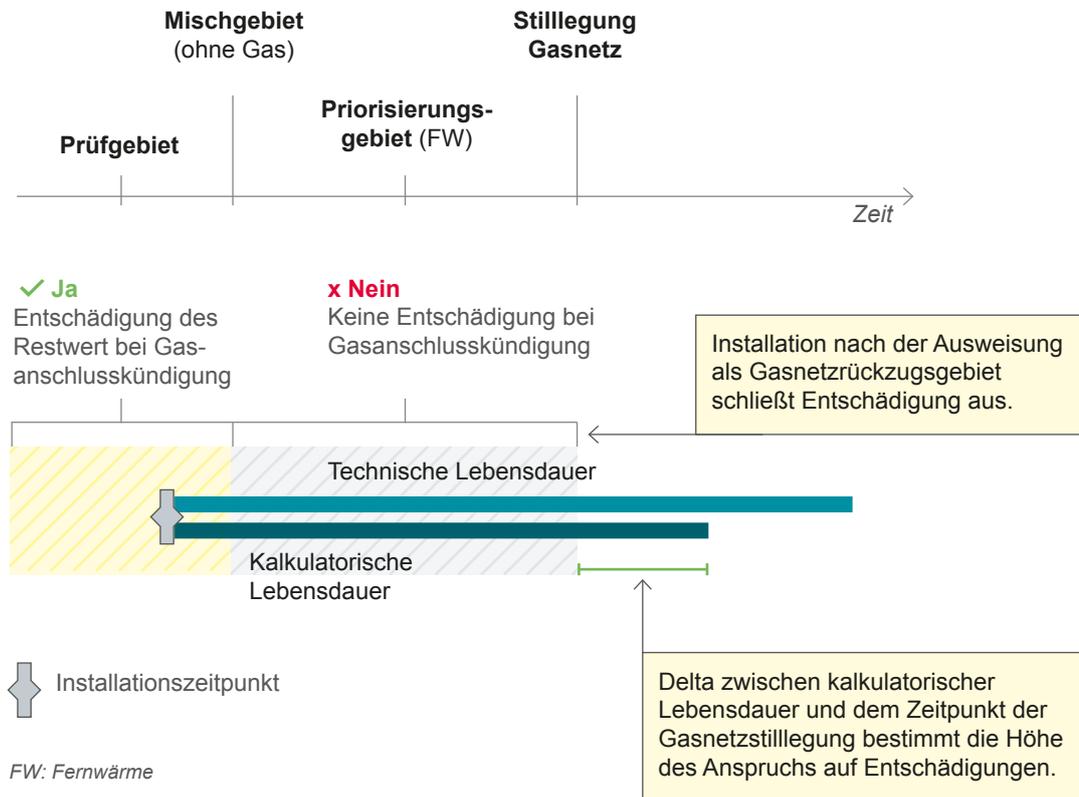


Abbildung 6: Illustration der Folgen des Zeitpunkts der Installation neuer Heizungssysteme auf den Anspruch für Entschädigungen

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass die Ziele der Wärmewende auf Bundesebene gesetzt werden und daher eventuelle Entschädigungsansprüche auch über den Bund bedient werden sollten. Netzbetreiber sind nicht für Entschädigungen verantwortlich, es bestehen auch keine regulatorischen Möglichkeiten zur Refinanzierung. Entschädigungen können mit Fördersystematiken kombiniert werden, indem Ersatzinvestitionen in die mit der KWP kompatiblen Technologien stärker gefördert werden. Dies wird in Kapitel 5 behandelt.

5. Fördermechanismen

Zusammenfassung der wichtigsten Handlungsempfehlungen

- ▶ Förderprogramme sollten an die Ergebnisse der kWP gekoppelt werden. So wird eine selektive Förderung derjenigen Technologien möglich, die der Umsetzung der Wärmepläne dienen. Dabei kann die Auswahl der förderfähigen Technologien den Gebietsausweisungen des Wärmeplans folgen.
- ▶ Förderungen werden somit nur ermöglicht, wenn die Technologie entweder in einem Priorisierungsgebiet die bevorzugte Lösung darstellt oder in einem Mischgebiet eine der zugelassenen Versorgungsoptionen ist. In Prüfgebieten erfolgt keine selektive Einschränkung der Förderung.
- ▶ Die Kostenbelastung für Gebäudeeigentümer sollte über Förderinstrumente und die beschriebenen Regelungen bei der Ausgestaltung der Regulierung und Netzentgelte begrenzt werden. Information und Kommunikation der Wärme- und Transformationsplanung bilden ein zusätzliches Element zum Schutz der Bürger*innen.
- ▶ Zusätzliche soziale Ausgleichsmechanismen zur Vermeidung von Härtefällen sollten bei Bedarf eingeführt werden, wobei die Ausgestaltung solcher Mechanismen nicht Teil der vorliegenden Studie ist.

5.1 Förderprogramme im Gebäude- und Wärmesektor

5.1.1 Hintergrund und Problemstellung

Im Gebäude- und Wärmesektor existieren bereits verschiedene Förderprogramme, die unter anderem Effizienzmaßnahmen und die Installation von neuen Heizungssystemen fördern. Die zentralen Förderinstrumente sind dabei die BEG und die BEW. Die BEG definiert dabei die Rahmenbedingungen für die Förderung von Effizienzmaßnahmen an der Gebäudehülle und für den Austausch von Heizungen in Wohn- und Nichtwohngebäuden. Dabei ist eine zwischen den förderfähigen Optionen variierende Grundförderung des Austauschs von Heizungen vorgesehen, die etwa bei vorzeitigem Heizungstausch angehoben wird. Die BEW bildet die Grundlage für die Förderung sowohl des Neubaus als auch der Dekarbonisierung von bestehenden Wärmenetzen.

Aufgrund der umfassenden Förderungen dezentraler und zentraler Wärmeerzeugung in BEG und BEW ergibt sich eine hohe Bedeutung dieser Instrumente für die Anreizstrukturen für Gebäudeeigentümer und Unternehmen. Gleichzeitig besteht für die lokale Umsetzung der Wärmewende ein Bedarf an spezifischen Lösungen, die auf die individuellen Begebenheiten in den jeweiligen Kommunen ausgelegt sind. Für die lokale Umsetzung einer nachhaltigen Wärmeversorgung stellt sich in diesem Zusammenhang die Frage, wie eine möglichst konsistente Fördersystematik in BEG und BEW ausgestaltet werden sollte, die Fehlanreize auf Seiten der beteiligten Gebäudeeigentümer und Unternehmen vermeidet und die lokalen Besonderheiten einzelner Kommunen berücksichtigt.

5.1.2 Ausgestaltungsoptionen

Koordination von BEG und BEW mit der lokalen Transformation

Wie in Kapitel 2.1 erläutert, sollte die kWP ein zentrales Planungsinstrument für die lokale Umsetzung der Transformation der Wärmeversorgung werden. Zentrales Ergebnis sollte dabei die konkrete Ausweisung geeigneter Heiztechnologien in den verschiedenen Gebieten der Kommune sein. Darauf aufbauend kann die kWP die Grundlage für eine Differenzierung der Förderung nach Gebieten sein, um auf Seite der Gebäudeeigentümer entsprechende Anreize bei der Wahl der Technologie zu setzen. Die lokale Differenzierung der Förderung kann dabei den verschiedenen vorgeschlagenen Gebieten, die im Ergebnis der kWP festgelegt werden, folgen:

Priorisierungsgebiete: Für diese Gebiete wird prioritär eine Versorgungsoption festgelegt. Entsprechend sollte die Förderung hier anknüpfen, indem in diesen Gebieten zunächst keine anderen Technologien nach BEG förderfähig sind. Für den Ausbau der Fernwärme sollte eine Förderung über die BEW nur möglich sein, wenn in dem betroffenen Gebiet Fernwärme als priorisierte Technologie festgelegt wird. Für Einzelfälle können Ausnahmeregelungen geschaffen werden, falls eine Nutzung der priorisierten Technologie in einzelnen Gebäuden nicht möglich ist, und entsprechend auch Alternativen, die mit den grundlegenden Inhalten der kWP kompatibel sind, gefördert werden.

Mischgebiete: In Mischgebieten wird keine einzelne Technologie priorisiert, sondern es werden verschiedene Versorgungsoptionen offengehalten, die im Wettbewerb stehen. Entsprechend sollten diese möglichen Technologien auch im Rahmen von BEG und BEW förderfähig sein. Wenn

einzelne Technologien in den Mischgebieten ausgeschlossen werden, sollten diese nicht gefördert werden, um Fehlinvestitionen zu vermeiden.

Prüfgebiete: In Prüfgebieten wird noch keine Entscheidung bezüglich der bevorzugten Versorgungstechnologien getroffen und eine Deklaration als Priorisierungs- oder Mischgebiet erfolgt in einer späteren Iteration des Prozesses der kWP. Entsprechend kann der Mechanismus der differenzierten Förderung hier noch nicht greifen, sondern wird erst wirksam, sobald die Umwandlung des Prüfgebiets in ein Priorisierungs- oder Mischgebiet stattgefunden hat.

Voraussetzung für die Umsetzung der beschriebenen Fördersystematik ist, dass eine kWP in ausreichendem Detailgrad vorliegt. Ist dies der Fall, könnte auch eine zeitliche Staffelung der Förderungen genutzt werden, um die Zeitplanung in der kWP mit entsprechenden Anreizen der Gebäudeeigentümer zu unterstützen. Die zeitliche Koordination der Umsetzung der kWP ist insbesondere in Gebieten, die auf Fernwärme umgestellt werden sollen, relevant. Hier kann der Fall eintreten, dass beispielsweise aufgrund von Heizungshavarien neue Heizsysteme erforderlich sind, bevor der Netzanschluss für die Fernwärme zur Verfügung steht und ein direkter Wechsel auf Fernwärme stattfinden kann. Hier sollten entsprechende Übergangsregelungen (etwa Reparieren eines kaputten Gaskessels oder Austausch mit einem gebrauchten Kessel) bis zum Vorliegen des Anschlusses mitbedacht werden, um zu verhindern, dass langfristig eine Umstellung auf Fernwärme verhindert wird, obwohl dies in der kWP vorgesehen ist. Ähnliche zeitliche Abhängigkeiten existieren auch, falls eine Umwidmung der Gasinfrastruktur auf Wasserstoff geplant ist.

Ein weiterer Aspekt der Koordination von BEW und der kWP ist die Nutzung bestehender Transformationspläne und Machbarkeitsstudien, die im Rahmen der Förderung durch die BEW bereits erstellt werden. Die Transformationspläne skizzieren, wie bestehende Wärmenetze klimaneutral werden können, Machbarkeitsstudien prüfen dagegen die Wirtschaftlichkeit und Umsetzbarkeit von neuen Wärmenetzen. Hier liegen somit teilweise bereits Planungsergebnisse vor, die inhaltlich sehr nah an den Fragestellungen der kWP liegen und somit im Rahmen dieser weiter genutzt werden und in die Arbeiten und Ergebnisse einfließen sollten. Sobald kWPs vorliegen, können umgekehrt die Transformationspläne und Machbarkeitsstudien der BEW die Annahmen und Informationen aus der Wärmeplanung übernehmen und nach Notwendigkeit ergänzen.

Eine Problematik der beschriebenen Systematik könnte die Berücksichtigung von Einzelfällen sein, in denen für einzelne Gebäude die in der kWP priorisierten Lösungen nicht möglich sind und eine pauschale Anwendung

Übergangsfrist für
Fernwärmeanschluss

der selektiven Förderung zu unverhältnismäßigen Kostenbelastungen führt. Hier können durch entsprechende Ausnahmeregelungen auch weiterhin Förderungen ermöglicht werden. Voraussetzung ist jedoch, dass eine ausreichend trennscharfe Definition der Ausnahmeregelung grundsätzlich möglich ist, sodass die spezifische Förderung nicht zu stark aufgelöst wird.

Alternative Ansätze für die lokal spezifische Ausgestaltung von Förderinstrumenten, die nicht auf den Ergebnissen der kWP aufsetzen, könnten versuchen, über die Definition von Kennzahlen Indikatoren zu entwickeln, die Kippunkte signalisieren, ab denen die Förderung bestimmter Technologien nicht mehr sinnvoll ist und eingestellt wird. Allerdings stellt sich hier die grundlegende Problematik der Definition dieser Kennzahlen. Es besteht die Gefahr, dass diese nicht wie gewünscht wirken und in der Umsetzung zu kaum planbaren Ergebnissen führen. Auch ist davon auszugehen, dass ein transparent gestalteter Prozess für die kWP und entsprechend daran anknüpfende Förderinstrumente weniger angreifbar sind als die Verknüpfung mit noch zu definierenden Kennzahlen und Indikatoren.

5.1.3 Empfehlungen

Die Fördersystematiken, insbesondere die BEG, sollten an die Ergebnisse der kWP gekoppelt werden, um eine selektive Förderung der Technologien zu ermöglichen, die eine Umsetzung der Wärmepläne erlaubt und teure Parallelstrukturen vermeidet. Dabei sollte die Auswahl der förderfähigen Technologien den Gebietsausweisungen der kWP folgen. Somit werden Förderungen nur ermöglicht, wenn die Technologie entweder in einem Priorisierungsgebiet die bevorzugte Lösung darstellt oder in einem Mischgebiet eine der gewählten Versorgungsoptionen ist. Die selektive Förderung ausgewählter Technologien kann dabei grundsätzlich auch über Bonussysteme mit gebietsabhängigen Förderzuschlägen gestaltet werden.

„Die Fördersystematiken, insbesondere die BEG, sollten an die Ergebnisse der kWP gekoppelt werden, um eine selektive Förderung der Technologien zu ermöglichen, die eine Umsetzung der Wärmepläne erlaubt und teure Parallelstrukturen vermeidet.“

In Prüfgebieten erfolgt keine selektive Einschränkung der Förderungen, weil noch keine Technologiepräferenzen festgelegt wurden. Zusätzliche

Ausnahmeregelungen können zur Vermeidung von unverhältnismäßigen Kostenbelastungen in Einzelfällen genutzt werden.

Abbildung 7 zeigt eine Übersicht, wie sich die Ausweisung der Gebiete in der kWP auf die grundsätzliche Förderfähigkeit der einzelnen Technologien auswirkt. Sobald eine Technologie in der kWP für ein Gebiet ausgeschlossen wird, kommt diese für eine Förderung nicht mehr in Betracht.

	Priorisierungsgebiet			Mischgebiet		Prüfgebiet
	Dez. EE	FW	Gas	Dez. EE / FW	Dez. EE / Gas	Alle
Wärmepumpe, Biomasse, Solar	✓	✗	✗	✓	✓	✓
Fernwärme	✗	✓	✗	✓	✗	✓
H ₂ -ready Gaskessel	✗	✗	✓	✗	✓	✓

FW: Fernwärme
Dez. EE: Wärmepumpe, Biomasse, Solar

✓ grundsätzlich förderfähig ✗ nicht förderfähig

Abbildung 7: Förderfähigkeit von Technologien in Abhängigkeit der Ausweisung von Gebieten in der kWP

5.2 Sozialer Ausgleich

5.2.1 Hintergrund und Problemstellung

Die Wärmewende und die dargestellten Entwicklungen der Energieinfrastruktur sowie der damit verknüpften Veränderungen der Heiztechnologien sind auf Seite der Gebäudeeigentümer mit erheblichen Kosten verbunden. Diese Kosten ergeben sich sowohl aus erforderlichen Investitionen in die Gebäudehülle als auch aus den Investitionen in neue Heizungssysteme, die für die Umsetzung der Klimaziele im Gebäudesektor erforderlich sind. Aufgrund dieser Mehrkosten können soziale Härtefälle entstehen und die Bezahlbarkeit von Heizen und Wohnen für Gebäudeeigentümer in Frage gestellt werden. Aufgrund der hohen Bedeutung bezahlbaren Wohnraums sind hier weitere staatliche Unterstützungsmaßnahmen erforderlich, um die finanziellen Zusatzbelastungen in Härtefällen abzufedern.

5.2.2 Ausgestaltungsoptionen

Zunächst ist festzustellen, dass auch aus sozialer Perspektive eine möglichst transparente Kommunikation der Ergebnisse und Implikationen der kWP wichtig ist. Dies vermeidet Fehlinvestitionen und Missverständnisse bei der Interpretation der Ergebnisse der Planung, die zu hohen Folgekosten führen können. Die Entwicklung klarer Kommunikationsstrategien ist somit Teil der Maßnahmen zur Vermeidung sozialer Härtefälle. Neben rein informativen Maßnahmen greifen durch die beschriebene Förderung von Heizungstausch und Sanierungsmaßnahmen über BEG und BEW bereits substantielle finanzielle Entlastungen für die Gebäudeeigentümer. Darüber hinaus wurde auch im Handlungsfeld Netzentgelte diskutiert, wie ein unverhältnismäßiger Anstieg der Netzentgelte für einzelne Netznutzer verhindert werden kann, sodass hier ein weiteres Element zur Entlastung der Bürger*innen zum Tragen kommt. Trotz dieser Maßnahmen zur finanziellen Entlastung ist davon auszugehen, dass einzelne Bürger*innen die verbleibenden Mehrkosten nicht aus eigener Kraft tragen können. Hier sollten weitere soziale Kompensationsmechanismen greifen. Die genaue Ausgestaltung dieser Mechanismen ist eine sozialpolitische Fragestellung, die über den thematischen Rahmen dieser Studie hinausgeht. Entsprechend sind weitere anschließende Untersuchungen erforderlich.

Ausgleichsmaßnahmen sind Aufgabe der Sozialpolitik

Die operative Umsetzung dieser Mechanismen obliegt dem Staat. Die Energieversorger sollten nicht für diese herangezogen werden, wie es im Rahmen der Preisbremsengesetze im Kontext der Ukraine-Krise geschehen ist. Es zeigte sich, dass der Staat nicht über die geeigneten Mittel verfügt, um entsprechend der Bedürftigkeit der Haushalte zu unterstützen.

5.2.3 Empfehlungen

Die Kostenbelastung der Bürger*innen sollte über Förderinstrumente und die beschriebenen Regelungen bei der Ausgestaltung von Regulierung und Netzentgelten begrenzt werden. Information und Kommunikation der kWP sind ein zusätzliches Element zur frühzeitigen Einbindung von Bürger*innen und zur Vermeidung von Fehlinvestitionen. Zusätzliche soziale Ausgleichsmechanismen zur Vermeidung von Härtefällen sollten bei Bedarf eingeführt werden. Sobald ordnungsrechtliche Eingriffe bei Gebäudeeigentümern und Unternehmen angekündigt werden, müssen zeitgleich auch die Regelungen für Förderungen und für soziale Härtefälle vorliegen. Die Ausgestaltung solcher Mechanismen ist nicht Teil der vorliegenden Studie, allerdings zeigen die Erfahrungen mit der Einführung

der Energiepreisbremsen, dass die Umsetzung nicht über die Energieversorger erfolgen, sondern staatlich organisiert sein sollte. Bund, Länder und Kommunen sind daher gefordert, zeitnah geeignete Modelle zur Umsetzung etwaiger Mechanismen zu entwickeln und angemessene Kapazitäten aufzubauen.

„Sobald ordnungsrechtliche Eingriffe bei Kunden und Unternehmen angekündigt werden, müssen zeitgleich auch die Regelungen für Förderungen und für soziale Härtefälle vorliegen.“

6. Koordination mit weiteren Gesetzen

Zusammenfassung der wichtigsten Handlungsempfehlungen

- ▶ Durch die Einschränkung der Installation von Gasheizungen im GEG und das lokale Ausweisen von Gasnetzurückzugsgebieten in den kWP bilden das GEG und die kWP zwei sich ergänzende Instrumente zur Beschleunigung und effizienten Umsetzung der Gasnetztransformation und -stilllegung.
- ▶ Zeitliche Verbindlichkeiten zum Ausbau der Infrastruktur sollten sich aus der kWP ergeben, um eine effiziente Gasnetztransformation und -stilllegung zu unterstützen, während eine pauschale Festlegung von Fristen zu vermeiden ist.
- ▶ Die Methodik der Kostenneutralitätsrechnung in der Wärmelieferverordnung sollte angepasst werden, um einen adäquaten Vergleich mit klimaneutralen Wärmelösungen zu ermöglichen.

6.1 Koordination mit dem Gebäudeenergiegesetz

6.1.1 Hintergrund und Problemstellung

Das GEG stellt als zentrales ordnungsrechtliches Instrument für die Umsetzung der Wärmewende Anforderungen an die Wärmedämmung und die Heiztechnologien in Gebäuden. Damit haben die Regelungen im GEG einen direkten Einfluss auf Transformation und Stilllegung der Gasverteilnetze. Entsprechend ist eine möglichst konsistente Ausgestaltung der Regelungen im GEG zu den anderen relevanten Gesetzestexten und Vorgaben erforderlich.

6.1.2 Ausgestaltungsoptionen

Im GEG wird die Auswahl der Heiztechnologien für Gebäudeeigentümer auf der Basis von Nachhaltigkeitskriterien eingeschränkt. Damit setzt das GEG einen einheitlichen Rahmen auf Bundesebene, der über die kWP lokal umgesetzt wird. Dabei ist insbesondere die Abstimmung von lokalem Infrastrukturausbau und übergeordneten Vorgaben für die Technologiewahl relevant. Die Infrastruktur für Wärmeerzeuger, die beispielsweise

se auszutauschende Gasheizungen ersetzen sollen, wird zu Teilen noch nicht ausgebaut sein, wenn eine Heizung ausgetauscht werden muss. Daher bedarf es angemessener Übergangsfristen, in welchen ein Weiterbetrieb oder Ersatzbetrieb mit Gasheizungen möglich ist. Verpflichtende Zusagen von Netzbetreibern zum Anschluss an alternative Wärmeerzeuger können hier zu einer höheren Planungssicherheit führen. Eine gewisse Verbindlichkeit ist wichtig, damit die Umstellung nicht zu lange dauert oder daran zu scheitern droht, dass die Infrastruktur nicht vorhanden ist. Es besteht ansonsten das Risiko, dass die als Übergangslösung installierten Gasgeräte deutlich länger in Betrieb bleiben. Dabei kann jedoch eine zu strikte und pauschale Vorgabe von Fristen zur Umsetzung dazu führen, dass der Netzbetreiber nicht bereit ist Verpflichtungen einzugehen. Das gilt besonders für Gebiete, die in der kWP nicht als Priorisierungsgebiete ausgewiesen werden. Die Transformation und Stilllegung der Gasverteilnetze können jedoch nur mit gleichzeitiger Bereitstellung alternativer Infrastruktur vorangetrieben werden.

Auch ein fixes Enddatum könnte für den Ausbau der Wärmenetze problematisch sein, da dadurch teilweise sehr kurze Umsetzungszeiträume entstehen, die praktisch nicht erfüllbar sind. Eine Möglichkeit wäre es, das geplante Datum der Klimaneutralität als finales Jahr zur Umsetzung festzulegen. Schließlich ist dies der späteste Zeitpunkt, zu welchem der Umbau der Infrastruktur vollzogen sein müsste.

6.1.3 Empfehlungen

Zunächst ist festzuhalten, dass die bereits vorgeschlagene Ausgestaltung der kWP (Kapitel 2.1) eine Verbindlichkeit für den Rückzug der Gasverteilnetze vorsieht. Durch die Einschränkung der Heiztechnologien auf Bundesebene im GEG und die lokale Priorisierung von Technologien in der kWP sind GEG und kWP zwei sich ergänzende Instrumente zur Beschleunigung der Gasnetztransformation und -stilllegung. Beide Regelungen sollten deshalb aufeinander abgestimmt werden und mit den gleichen Begrifflichkeiten und Anforderungen arbeiten. Einschränkungen des Einbaus neuer Erdgaskessel im GEG ergänzen die in dieser Studie dargelegten Maßnahmen. Ohne dieses Element besteht das Risiko, dass Gebäudeeigentümer in Prüfgebieten der kWP weiter Erdgaskessel ohne eigenes Risiko und Beschränkungen einbauen können, da sie bei einem späteren Rückzug der Gasinfrastruktur entschädigt würden.

Zusagen zum Anschluss an alternative Infrastrukturen zwingen den Infrastrukturbetreiber ein Risiko einzugehen. Für ausgewiesene Priorisie-

rungsgebiete ist dies nicht problematisch, da dort der Ausbau mit einer hohen zeitlichen und räumlichen Verbindlichkeit abgesichert ist, was auch aus Sicht der Gebäudeeigentümer wichtig ist. In Mischgebieten hingegen, wo auch andere Technologien möglich sind, ist das Risiko vorhanden, dass sich nach den Zusagen langfristig nur wenige Anschlüsse realisieren lassen werden. Die Regelung der Übergangsfristen für Anschlüsse an alternative Infrastruktur sollte daher nicht pauschal vorgegeben werden. Es empfiehlt sich, die zeitlichen Vorgaben im GEG und der kWP enger miteinander zu verzahnen. Es sollte kein pauschales Enddatum für den Infrastrukturausbau gesetzt werden, einzig das Zieldatum zum Erreichen der Klimaneutralität in 2045 gibt den gesetzlichen Zeitrahmen vor.

6.2 Anpassung der Wärmelieferverordnung

6.2.1 Hintergrund und Problemstellung

Die Wärmelieferverordnung (WärmeLV) schreibt ein Kostenneutralitätskriterium bei der Umstellung auf eine zentrale, durch Dritte bereitgestellte Wärmeversorgung in Mietsgebäuden vor.²⁵ Wenn Gebäudeeigentümer durch die Ergebnisse der kWP nur eine eingeschränkte Auswahl an Wärmelösungen haben, da sich das Gebäude z.B. in einem Fernwärme-Priorisierungsgebiet befindet, muss dieses Kriterium angepasst werden. Zudem besteht das realistische Risiko, dass auch die für die Übergangsfristen vorgesehenen Zwischenlösungen im GEG-Entwurf betroffen sind, wenn diese als Contracting-Lösung etwa durch den lokalen Energieversorger bereitgestellt werden. Eine kostenneutrale Wärmebereitstellung wird auf dieser Basis in den meisten Fällen kaum darzustellen sein.

6.2.2 Ausgestaltungsoptionen

Die Streichung der Kostenneutralität stellt die einfachste und unkomplizierteste Form der notwendigen Anpassung dar, ist jedoch mit einem Wegfall der Schutzwirkung für Mieter verbunden. Es ist daher davon auszugehen, dass eine solche Streichung nur auf geringe Akzeptanz stoßen würde und auch unter dem Gesichtspunkt der Sozialverträglichkeit mit Schwierigkeiten verbunden ist.

25 Die Definition umfasst auch Contracting als externe Wärmelieferung.

Neuer Benchmark für Kostenneutralität

Alternativ kann die bestehende Regelung aktualisiert werden, etwa durch eine Anpassung der Vergleichsgrundlage der Kostenneutralität. Aktuell wird hier ein Mittelwert der Kosten für die bestehende Heizung (heute also häufig Erdgas oder Öl) aus den drei letzten Abrechnungszeiträumen herangezogen. In Anbetracht der Bestrebungen hin zur Klimaneutralität sollte nur mit Alternativen verglichen werden können, die auch in Zukunft eine Technologieoption sind. In der Praxis ist es heute häufig – und noch vermehrt in der Zukunft – der Fall, dass bestehende Gasheizungen ausgetauscht werden. Diese bilden damit die häufigste Berechnungsgrundlage. Naheliegender ist etwa der Vergleich mit der Wärmepumpe. Um eine einfache Annäherung an die Kosten der Wärmepumpe als eine Art Benchmark abzubilden, könnte dieser sich etwa am Strompreis geteilt durch eine durchschnittliche Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe orientieren. Zusätzlich könnten die bei den operativen Kosten nicht berücksichtigten Sanierungskosten durch Toleranzbereiche abgedeckt werden. Als grundsätzliche Alternative kann auch ein Vollkostenansatz sinnvoll sein, der idealerweise möglichst viele Kostenkomponenten, d.h. Wärmeerzeuger, Energieträger und Netzausbau, mitbetrachtet, was jedoch ungleich komplexer als die anderen diskutierten Ansätze ist.

6.2.3 Empfehlung

Eine Streichung der Kostenneutralität ist unter dem Gesichtspunkt der sozialen Akzeptanz schwierig und nicht sinnvoll, da die Rechte der Mieter*innen weiter geschützt werden sollten. Es wird daher eine Anpassung der bestehenden Regelung empfohlen. Die Einführung eines einfachen Benchmarks auf Basis von mit den Klimazielen kompatiblen Alternativen wie der Wärmepumpe oder der Vollversorgung mit erneuerbarer Wärme ist sinnvoll.

Die Umsetzung der vorstehenden Empfehlungen erfordert eine Anpassung des § 556c BGB sowie des § 8 WärmeLV. Neben redaktionellen Folgeänderungen müsste das Kostenneutralitätsgebot aufgehoben und ein anderer kostenbezogener Vergleichsmaßstab implementiert werden, in dem die oben angedachten Berechnungsmodelle anstelle des bisherigen § 8 Nr. 2 WärmeLV verordnungsrechtlich normiert werden.

7. Finanzierung der Wasserstofftransformation

Zusammenfassung der wichtigsten Handlungsempfehlungen

- ▶ Die organisatorische Struktur der Wasserstoffnetzbetreiber sollte es ermöglichen, Synergien aus dem Bau und Betrieb bestehender Gasverteilnetze zu heben. Eine organisatorische Entflechtung ist daher nicht effizient für den Aufbau der Infrastruktur. Sollte eine Querfinanzierung ausgeschlossen werden, ist eine buchhalterische Entflechtung des Methan- und Wasserstoffnetzes sinnvoll.
- ▶ Eine Anschubfinanzierung und das Einrichten eines Amortisationskontos sind notwendige und sinnvolle Instrumente zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur.
- ▶ Transformationsbedarfe sollten aus der kWP abgeleitet werden, wobei es wichtig ist, die bestehende Planung der Netzbetreiber bei der Erstellung der kWP zu berücksichtigen.
- ▶ Anstelle pauschaler Umsetzungsfristen nach dem Austausch einer fossilen Heizung sollten die Zeitpläne der kWP herangezogen werden, um eine effiziente Gasnetztransformation und -stilllegung zu ermöglichen.
- ▶ Die lokale Planung zu Wasserstofftransformationsplänen muss regelmäßig mit der SES abgeglichen werden.
- ▶ Die Einführung eines Effizienzvergleichs, analog zu den Methan- und Stromnetzen, ist zunächst nicht sinnvoll. Die Einführung sollte nach einem erfolgreichen Hochlauf der Wasserstoffinfrastruktur erneut geprüft werden.

7.1 Entflechtung von Methan- und Wasserstoffnetzbetreibern

7.1.1 Hintergrund und Problemstellung

Eine weitere zentrale regulatorische Fragestellung betrifft die Ausgestaltung von Entflechtungsregelungen für Wasserstoffnetzbetreiber. Dabei ist insbesondere die horizontale Entflechtung, also das Verhältnis zwischen Erdgas- und Wasserstoffnetzbetreibern, ein entscheidendes Merkmal. Dies ergibt sich aus der Bedeutung der bestehenden Gasinfrastruktur als Grundlage für den zukünftigen Wasserstofftransport durch Umwidmung von bestehenden Leitungen.

7.1.2 Ausgestaltungsoptionen

Es werden auf EU-Ebene die unten beschriebenen Entflechtungsmodelle für Wasserstoffnetzbetreiber diskutiert.²⁶ Eine vertikale Entflechtung des Netzbetriebs von den vor- und nachgelagerten Stufen der Wertschöpfungskette ist bei großflächigeren Netzen, die über einzelne Stichleitungen zwischen einer begrenzten Anzahl von Versorgern und Netznutzern hinausgehen, sinnvoll. Für die Gestaltung der horizontalen Entflechtung sind die relevantesten Optionen:

- **Keine horizontale Entflechtung:** Bestehende Gasnetzbetreiber bauen die Wasserstoffnetze parallel auf, betreiben diese und sind im Besitz der Assets.
- **Buchhalterische Entflechtung:** Bestehende Gasnetzbetreiber dürfen Wasserstoffnetze bauen und betreiben, müssen aber getrennte Bücher führen. Dadurch können Querfinanzierungen überprüft, bzw. ausgeschlossen werden. Die Erfahrung der Gasnetzbetreiber kann genutzt und die Planung der Methan- und Wasserstoffinfrastruktur abgestimmt werden. Es ist nicht nötig, parallele Organisationen aufzubauen.
- **Operationelle Entflechtung:** Es müssen parallele Organisationsstrukturen für den Betrieb von Wasserstoff- und Erdgasnetzen aufgebaut werden. Beispielsweise müssen getrennte Räumlichkeiten aufgebaut werden und auch das Führungspersonal darf keine Tätigkeiten in beiden Bereichen innehaben. Der Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur kann nur begrenzt mit dem Rückzug der Gasnetzinfrastuktur koordiniert werden. Dagegen würden Querfinanzierungen ausgeschlossen werden. Zudem baut ein reiner Wasserstoffnetzbetreiber potenziell weniger risikobehaftete Infrastruktur aus, und konzentriert sich auf die relevantesten Verbindungen.
- **Rechtliche Entflechtung und eigentumsrechtliche Entflechtung:** Die Netzbetreiber werden in separate Gesellschaften aufgeteilt. Bei der eigentumsrechtlichen Entflechtung wird auch die Möglichkeit zur Haltung von gegenseitigen Besitzanteilen eingeschränkt.

²⁶ Eine detaillierte Darstellung von verschiedenen Ausgestaltungsoptionen und Entflechtungsmodellen befindet sich in Frontier Economics/ Guidehouse (2021).

7.1.3 Empfehlungen

Da erwartet wird, dass Wasserstoffnetze zu großen Teilen aus der bestehenden Erdgasinfrastruktur entstehen werden, sollte die Regulierung insbesondere in den frühen Jahren des Hochlaufs die Hebung von möglichst umfassenden Synergien zwischen dem Betrieb von Wasserstoff- und Erdgasnetzen zulassen. Gerade für Verteilnetzbetreiber erscheint eine direkte starke horizontale Entflechtung zwischen Erdgas- und Wasserstoffnetzbetreiber nicht umsetzbar. Da eine Querfinanzierung der Wasserstoffinfrastruktur durch Erdgasnetzentgelte weder politisch noch regulatorisch gewollt ist, empfehlen wir eine buchhalterische Entflechtung für Verteilnetzbetreiber. Weitergehende Entflechtungsvorgaben würden dazu führen, dass die Erfahrungen und das Knowhow der Netzbetreiber nicht effizient genutzt werden können und parallele Infrastrukturen aufgebaut werden, was nicht im Sinne der Wärmewende ist.

Durch, ggf. zeitlich befristete, Ausnahmeregelungen ist sicherzustellen, dass mit Ausnahme des § 6b EnWG die für Strom und Gas geltenden Entflechtungsregeln auf Wasserstoff bis auf weiteres keine Anwendung finden. Die kommenden europarechtlichen Regelungen müssten ein solches beschränktes Entflechtungsregime zulassen.

7.2 Koordination einer Gasnetztransformation zu Wasserstoffnetzen

7.2.1 Hintergrund und Problemstellung

Für das Erreichen der Klimaziele ist der Hochlauf einer Wasserstoffinfrastruktur essenziell. Die Frage, wie ein Aufbau der Infrastruktur effizient und realistisch geplant werden sollte, und wie die Verfügbarkeit von Wasserstoff auf lokaler wie nationaler Ebene in den Ausbauplänen Berücksichtigung findet, ist noch nicht abschließend geklärt. Allerdings ist für die lokale Planung der Transformation von Gasnetzabschnitten zu Wasserstoffnetzen ein konsistenter Planungsprozess wichtig, der sowohl die lokalen Gegebenheiten, beispielsweise die Allokation von Industriebetrieben mit Wasserstoffbedarf, als auch die übergeordneten Rahmenbedingungen wie Kosten und Verfügbarkeit von Wasserstoff berücksichtigt.

7.2.2 Ausgestaltungsoptionen

Die großen Unsicherheiten hinsichtlich der zukünftigen Kosten und der Verfügbarkeit von Wasserstoff können auf nationaler Ebene und den entsprechenden Planungsprozessen berücksichtigt werden. Dieses Wissen kann in Form von konsistenten Annahmen und Parametern für die Bewertung verschiedener Technologien in die lokalen Planungen eingehen. Gleichzeitig wird ermöglicht Bedarfe über ganz Deutschland zu aggregieren und mit dem erwarteten Potenzial und der Transportinfrastruktur abzugleichen.²⁷ Dadurch können realistische Mengen an lokal verfügbarem Wasserstoff an die Kommunen zurückgemeldet werden. Besonders bei grünen Gasen, wie Biomethan und Wasserstoff, scheint ein Abgleich lokal erwarteter Nachfragen mit einer nationalen Gesamtsystemanalyse- und -planung sinnvoll.

7.2.3 Empfehlungen

Ein regelmäßiger Abgleich der insgesamt verfügbaren Wasserstoffmenge mit der lokalen Nachfrage und der SES ist sinnvoll. Auch eine realistische Abschätzung zur zeitlichen Anbindung einzelner Kommunen an ein Wasserstoffübertragungsnetz sollte berücksichtigt werden.

Eine Ableitung von lokalen Transformationsbedarfen aus der kWP ist sinnvoll. Aufgrund der Unsicherheiten bei den Verfügbarkeiten sollten in der ersten Iterationsschleife der kWP noch keine Wasserstoff-Priorisierungsgebiete ausgewiesen werden, wie in Kapitel 2.1.3 ausgeführt. Es ist wichtig, dass bestehende Transformationspläne und die Einschätzung der Netzbetreiber bezüglich der Infrastrukturentwicklung in der kWP berücksichtigt und nicht entwertet werden. Aus der kWP können keine Verpflichtungen für den Ausbau oder die Umwidmung von Wasserstoffnetzen ohne Einbeziehung des Infrastrukturbetreibers bei der Planung resultieren.

7.3 Finanzierung der Wasserstoffnetze

7.3.1 Hintergrund und Problemstellung

Eine weitere offene Frage bei der Wasserstofftransformation ist die Finanzierung. Insbesondere in der Hochlaufphase mit niedrigen nachgefragten

Mengen ist unklar, wie die benötigten Investitionen in die Umwidmung von Gasinfrastruktur oder in die Errichtung von neuer Wasserstoffinfrastruktur refinanziert werden können. Die in Zukunft benötigten Mengen sind aufgrund der Unsicherheiten hinsichtlich des Preises und der Verfügbarkeit des Wasserstoffs nur sehr grob abschätzbar. Dadurch ist unklar, wie viele Abnehmer an der Refinanzierung der Infrastruktur beteiligt werden können.

7.3.2 Ausgestaltungsoptionen

Die Finanzierung der Wasserstoffnetze könnte, wie Strom- und bestehende Gasinfrastruktur, über Netzentgelte erfolgen. Dadurch ist eine Verursachergerechtigkeit bei den Kosten gegeben. Diese Systematik ist jedoch vor allem für die ersten Netze in der Hochlaufphase problematisch, da wenigen Abnehmern bzw. geringen abgenommenen Mengen hohe Investitionskosten gegenüberstehen. Daraus würde bei einer reinen Netzentgeltfinanzierung ein sehr hohes Entgelt resultieren, das die Nutzung von Wasserstoff wirtschaftlich unattraktiv macht und somit einen schnellen und effektiven Hochlauf verhindert.

Alleinige Finanzierung der H₂-Netze über Netzentgelte erst nach dem Hochlauf möglich

Um diese Problematik zu umgehen sind verschiedene Lösungsansätze denkbar. Eine Anschubfinanzierung durch den Bund wäre eine Möglichkeit, die grundsätzlich einfach umzusetzen, aber wenig verursachergerecht ist. Verbunden mit der Anschubfinanzierung wäre jedoch ein hohes Maß an Investitionssicherheit, weshalb eine Anschubfinanzierung auch die effektivste Lösung für einen Hochlauf darstellt. Eine weitere Option stellt die zeitliche Verschiebung der Refinanzierungslasten durch progressive Abschreibungen der Investitionen dar. Damit würden die Netzentgelte in den frühen Jahren der Nutzung entlastet und der Wasserstoffpreis für Endverbraucher*innen reduziert. Allerdings entstehen bei diesem Ansatz Verluste bei den Netzbetreibern, da niedrige Einnahmen aus den Netzentgelten basierend auf progressiven kalkulatorischen Abschreibungen nicht die weiterhin lineare handelsrechtliche Abschreibung ausgleichen können. Ein weiterer Ansatz ist die Einrichtung eines Amortisationskontos.²⁸ Dabei werden die Wasserstoffnetzentgelte zu Beginn der Transformation nicht kostendeckend gestaltet. Die Fehlbeträge werden über ein vom Staat garantiertes Amortisationskonto in die Zukunft getragen und zu einem späteren Zeitpunkt über höhere Netzentgelte refinanziert. Damit wird ebenfalls berücksichtigt, dass zu Beginn die wenigen Abnehmer nicht übermäßig belastet werden sollten. Es besteht aber das Risiko, dass das Amortisationskonto nicht ausgeglichen werden kann, sollte die Abnahme nicht im geplanten Maß zunehmen und damit eine Sozialisierung der Kos-

ten erfolgt. Zudem haben Netzbetreiber auch bei diesem Ansatz zunächst Verluste. Dies könnte vermieden werden, wenn der Staat die Führung des Kontos übernimmt.

Die Querfinanzierung über Netzentgelte aus den bestehenden Erdgasnetzen ermöglicht eine sichere Finanzierungsquelle, bricht aber in Teilen mit dem Konzept der Verursachergerechtigkeit, da nicht jeder Erdgasnetzanschluss auf Wasserstoff umgestellt werden wird. Je nach Größe der Wasserstoffinfrastruktur könnte sich die Mehrbelastung für Erdgasnetznutzer*innen jedoch in Grenzen halten.

Ein Effizienzvergleich wie im Gasverteilsnetz ist für die ersten Jahre des Wasserstoffhochlaufs aufgrund der fehlenden Vergleichbarkeit keine Option. Es könnte aber von der BNetzA geprüft werden, ob es nach dem erfolgten breiten Markthochlauf mit einer entsprechend großen Anzahl an etablierten Netzbetreibern sinnvoll ist, einen Effizienzvergleich einzuführen.

7.3.3 Empfehlungen

Die Nutzung von Netzentgelten des bestehenden Erdgasnetzes für die Wasserstoffinfrastruktur würde den Netzbetreibern mehr Investitionssicherheit geben und dadurch den Hochlauf fördern. Insbesondere die Finanzierung von Investitionen, die bereits vor der Nutzung zum Wasserstofftransport getätigt werden, könnte so finanziert werden. Wenn eine verursachergerechte Refinanzierung des Infrastrukturausbaus umgesetzt werden soll, müssten allerdings nur Erdgasnetznutzer*innen, für die der Anschluss auf ein Wasserstoffnetz umgewidmet wird, an der Refinanzierung beteiligt werden.

Wenn eine Querfinanzierung zur Vermeidung von verzerrten Preissignalen der verschiedenen Energieträger nicht gewollt ist, bedarf es einer Anschubfinanzierung oder Förderung. Das bedeutet, dass der Bund einen Anteil der initialen Kosten zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur übernehmen muss oder durch Amortisationskonten eine zeitliche Verschiebung der Refinanzierungslasten ermöglicht wird. Andernfalls ist nicht zu erwarten, dass die signifikanten Investitionen in den Aufbau der Infrastruktur vorab von den Netzbetreibern getragen werden können.

Ein Effizienzvergleich analog zu den Methan- und Stromnetzen ist in den ersten Jahren nicht sinnvoll, da noch keine zuverlässige Referenz abgeleitet werden kann. Es sollte nach mehreren Jahren erneut geprüft werden, ob eine spätere Einführung von Vorteil ist.

8. Handlungsempfehlungen und Policy Roadmap

Das Ziel der Klimaneutralität 2045 ist mit Rücksicht auf die Zeitpläne einer großflächigen Umstellung der (Wärme-)Infrastruktur ambitioniert. Damit es erreicht werden kann, müssen bereits heute die Weichen gestellt werden, um die Transformation, Stilllegung und eventuellen Rückbau der Gasverteilnetze spätestens um das Jahr 2030 beginnen zu können. Tabelle 1 zeigt einen Überblick der in den vorigen Kapiteln hergeleiteten wichtigsten Handlungsempfehlungen.

In Anbetracht der zahlreichen nötigen Anpassungsmaßnahmen ist darauf aufbauend in Abbildung 8 eine Roadmap aufgezeigt, die eine zeitliche Priorisierung der notwendigen regulatorischen Maßnahmen darstellt. So wird deutlich, zu welchem Zeitpunkt Regularien umgesetzt sein müssen, um den Transformationsprozess einzuleiten. Wegen der Dauer parlamentarischer Prozesse und des zu erwartenden öffentlichen Diskurses sind viele Maßnahmen noch in diesem oder spätestens im kommenden Jahr anzustoßen.

Die kommunalen Wärmepläne bilden die Grundlage für viele der empfohlenen Maßnahmen. Daher sind die notwendigen Schritte zeitlich an den Meilensteinen der kWP orientiert, d.h. der Verabschiedung des WPG als zentralem ersten Meilenstein in der Roadmap (2023), der spätesten Veröffentlichung einer ersten Version des Großteils der Wärmepläne (2026) und der Veröffentlichung der ersten Iteration aller Wärmepläne (2029-31). Die Darstellung enthält zusätzlich einen ersten Zeitabschnitt mit Maßnahmen, die sehr zeitnah umgesetzt werden sollten.

Als grundlegendes Gesetz ist im Jahr 2023 die Einführung des WPG essenziell – in einer Ausgestaltung mit verpflichtendem Charakter, wie in den vorangegangenen Kapiteln beschrieben. Das WPG schafft die rechtlichen Grundlagen für viele weitere Maßnahmen und Regularien. Es ist ferner sinnvoll, das GEG möglichst zeitnah zum WPG zu verabschieden, damit sich die angestrebte Verzahnung auch in einheitlichen Begrifflichkeiten und Definitionen widerspiegeln kann. Die darüber hinaus besonders zu priorisierenden Regularien sind die Gasnetzfinanzierung, eine nationale Umsetzung des „EU Hydrogen and decarbonised gas market package“ (zeitlich auch abhängig von der Umsetzung auf EU-Ebene) sowie die Einschränkung der Gasnetzanschlusspflicht und Anpassungen der WärmeLV.

Die ambitionierten Zeitpläne zu Transformation, Stilllegung und eventuellem Rückbau der Gasverteilnetze erfordern es, dass die finanziellen

Rahmenbedingungen so schnell wie möglich angepasst werden, um eine übermäßige Belastung der Bürger*innen abzumildern. Entsprechend sollten Netzbetreiber in der Lage sein so früh wie möglich Schritte zur beschleunigten Abschreibung von Restwerten und zum Aufbau von Rückstellungen einzuleiten, wenn entsprechende Wärmepläne vorliegen. Damit notwendige Änderungen im EnWG, der ARegV und der GasNEV noch 2024 umgesetzt oder zumindest angestoßen werden, sollten parlamentarische Prozesse und die Entscheidungsprozesse bei der BNetzA bereits im 2. Halbjahr 2023 starten.

Damit die Gasnetzbetreiber Gasnetzanschlüsse mit Vorliegen der ersten kWPs (2024/2025) verweigern können, muss die Diskussion hierzu ebenfalls spätestens Anfang 2024 beginnen. Dabei sollten das Recht zur Kündigung von Gasnetzanschlüssen und die Ausgestaltung der Entschädigung mitgedacht werden. Es ist gerade bei diesem Thema eine kontroverse, öffentliche Debatte zu erwarten.

Tabelle 1: Übersicht der Handlungsempfehlungen

Kommunale Wärme- & Infrastrukturplanung

- Für Kommunen verpflichtend durchzuführende Wärmeplanung mit Ausweisung von Priorisierungs-, Misch- und Prüfgebieten für die geographische und zeitliche Planung von Transformation, Stilllegung und ggf. Rückbau von Gasnetzen
- Iterative Gestaltung des Planungsprozesses mit Konsistenzprüfung zur übergeordneten Systementwicklungsstrategie mit Aktualisierungsintervallen von drei bis fünf Jahren
- Ausrichtung der Inhalte von Konzessionsverträgen an der KWP
- Befristeter Weiterbetrieb des Gasnetzes (maximal zehn Jahre) durch den bestehenden Konzessionär bei scheiternder Neuvergabe von Konzessionen mit optionalem Übergang der Konzession auf die Kommune

Finanzierung des Erdgasnetzes

- Verkürzte kalkulatorische Nutzungsdauern für Assets, orientiert an den Zeiträumen für die Gasnetznutzung der KWP
- Degressive Abschreibung der Restwerte von Assets
- Verkürzung der Regulierungsperioden
- Abschaffung des Effizienzvergleichs
- Aufbau von Rückstellungen für Stilllegungskosten

Anschlusspflicht und Kündigungsrecht

- Kündigungsrecht und Anschlussverweigerung im Einklang mit den kommunalen Wärmeplänen und eine Beschränkung der Anschlusspflichten in §§ 17, 18 EnWG
- Gebäudeeigentümer sollten entschädigt werden, wenn sie ihre Gasinstallationen vorzeitig stilllegen müssen.

Fördermechanismen

- Selektive Förderung von Technologien entsprechend der Priorisierung in der KWP

Alternative Wärmebereitstellung

- Orientierung der Anschlussgarantien für Fernwärme oder Wasserstoff im GEG an den Ausbauplänen der Wärmeplanung für die einzelnen Infrastrukturen; keine pauschalen Zeitspannen und Enddaten
- Ausrichtung des Kostenvergleichs in der WärmeLV nicht an der Bestandsheizung, sondern an relevanten Alternativtechnologien, z.B. Wärmepumpen

Finanzierung Wasserstoff

- Beschränkung auf eine buchhalterische horizontale Entflechtung
- Ableitung der lokalen Bedarfe für ein Wasserstoffnetz aus der KWP unter Berücksichtigung aggregierter Mengenpotenziale
- Einführung zusätzlicher Finanzierungsinstrumente für den Aufbau von Wasserstoffinfrastruktur, z.B. durch staatliche Zuschüsse

Das Konzessionsrecht steht ebenfalls vor Veränderungen, die frühzeitig eingeleitet werden sollten, um eine (sinnvolle) Vergabe von Konzessionen sicherzustellen. Außerdem ist zu vermeiden, dass bei aktuell üblichen Laufzeiten von 20 Jahren in den nächsten Jahren weiter langfristige Verträge nach bisheriger Regulierung abgeschlossen werden.²⁹ Der Bezug auf die kWP erlaubt ein Inkrafttreten mit dem Abschluss des Großteils der kommunalen Wärmepläne im Jahr 2026. Damit sollte der Prozess bereits im Jahr 2024 in die öffentliche Debatte gehen, um spätestens 2025 umgesetzt zu werden.

Die weiteren empfohlenen Anpassungen der Gasnetzregulierung, z.B. zur Länge der Regulierungsperiode und zum Effizienzvergleich, müssen rechtzeitig zum Start der 5. Regulierungsperiode (2028) vorliegen. Sie müssen also spätestens 2027 in Kraft treten. Der offizielle Prozess sollte bereits vor dem Jahr 2025 starten, das nach aktuellen Regelungen das Basisjahr für die nächste Regulierungsperiode darstellt.

Zusammenfassend müssen die folgenden Maßnahmen und Prozesse bereits kurzfristig in den Jahren 2023 und 2024 angestoßen werden, um die Meilensteine in der nachfolgend dargestellten Roadmap zu ermöglichen:

2023

- Verabschiedung des **WPG**
- Start des parlamentarischen Prozesses, bzw. der Entscheidungsprozesse bei der BNetzA, zur Neuregelung der **Finanzierung der Gasnetze**
- Vorbereitungen einer schnellen Umsetzung der **EU-Regulierung zu Entflechtung und Finanzierung** von Wasserstoffnetzen in nationales Recht, sowie das Einsetzen der deutschen Regierung für eine sinnvolle Ausgestaltung

2024

- Die öffentliche Debatte und Einbringung in den parlamentarischen Prozess zum Recht einer **Gasnetzanschlussverweigerung und -kündigung**
- Ausgestaltung der Ansprüche auf **Entschädigungen** im Fall einer Gasnetzanschlusskündigung
- Debatte zur Anpassung des Konzessionsrechts

29 Auch wenn keine bundesweiten Daten vorliegen, ist davon auszugehen, dass in den nächsten Jahren in erheblichem Umfang Konzessionen auslaufen und neu vergeben werden müssen. In Baden-Württemberg muss beispielsweise bis 2030 etwa die Hälfte aller Konzessionen neu vergeben werden, siehe Bürger et al (2022).

In der vorliegenden Studie haben wir die wichtigsten Handlungsbedarfe und Spannungsfelder der Zukunft der Gasnetze identifiziert und erste Empfehlungen für Inhalte eines gesetzlichen Rahmens aufgezeigt. Dabei konnten naturgemäß nicht alle Fragestellungen, die im Rahmen der Studie aufgeworfen wurden, abschließend beantwortet werden. Insbesondere für die Fragen zu Investitionsanreizen und zur Klärung weiterer, über den Scope der Studie hinausgehender Fragestellungen sehen wir umfassenden Diskussionsbedarf. Wir schlagen daher einen breiten Diskurs der Bundesregierung mit allen betroffenen Stakeholdern vor. Für den Stromsektor hat die Bundesregierung ein solches Format mit der „Plattform klimaneutrales Stromsystem“ bereits ins Leben gerufen. Eine analog angelegte „Plattform klimaneutrale Wärmeversorgung“ kann angesichts der zentralen Bedeutung der Wärmewende zur Erreichung der Klimaziele einen passenden Rahmen bieten.

Kurzfristig (vor 2025)	2023	Kommunale Infrastruktur Gesetz kWP	Nationale Verpflichtung und Regelung zur Durchführung der kWP
	2023	Koordination weitere Gesetze GEG	Gemeinsame Einführung GEG und kWP um Verzahnung zu garantieren
	2024	Finanzierung Gasnetze Grundlagen für effizienten Weiterbetrieb und langfristige Strategie	(1) (a) Verkürzte kalkulatorische Nutzungsdauern für Assets, orientiert an kWP, (b) degressive Abschreibung, Aufbau von Rückstellungen; (2) Finanzierung von Neuinvestitionen nur bei Konsistenz mit der Wärmeplanung
	2024	Koordination weitere Gesetze Wärmelieferverordnung	Anpassung der Kostenneutralitätsberechnung in der WärmeLV, da Alternativen durch das GEG begrenzt sind.
	2024	Wasserstoff Nationale Umsetzung der EU-Regulierung	Umsetzung der EU-Vorgaben zum Unbundling und der Finanzierung der H ₂ -Netze in Deutschland.
	2024	Anschluss & Kündigung Anschlusspflicht einschränken	Anpassung §§ 17, 18 EnWG, um die Anschlusspflicht der Netzbetreiber einzuschränken.
Bis zur Vorlage aller Wärmepläne (2025-2026)	2025	Anschluss & Kündigung Entschädigungsansprüche definieren	Entschädigungsansprüche für Endkunden, die Gasgeräte aufgrund der Anschlusskündigung früher stilllegen müssen
	2025	Anschluss & Kündigung Kündigungsrecht festsetzen	Kündigungsrecht mit Bezug auf die kWP im EnWG festsetzen.
	2025/26	Kommunale Infrastruktur Konzession Weiterbetrieb & kWP	(1) Konzessionsvergabe wird mit weiteren Kriterien versehen, d.h. Kopplung an die kWP (2) Weiterbetrieb der Konzession bei Nichtvergabe (5-10 Jahre)
	2026	Wasserstoff H₂-Transformationsgebiete an SES gemeldet	Bis 2026 sind der Großteil der kWP durchgeführt und damit die anvisierten H ₂ -Transformationsgebiete und -mengen an die nationale Planung gemeldet
	2026	Kommunale Infrastruktur kWP flächendeckend vorhanden	kWP sind flächendeckend für größere Kommunen vorhanden.
	2026	Förderung Kopplung mit kWP	Selektive Förderung von Heizungstechnologien gekoppelt an die Gebietsausweisung in der kWP
Mittelfristig (2027-2030)	2027	Finanzierung Gasnetze EnWG / ARegV	Anpassung EnWG/ARegV: (a) Verkürzung der Regulierungsperioden, (b) Abschaffung Effizienzvergleich
	2028	Finanzierung Gasnetze 5. Regulierungsperiode mit neuem Regime	Start der 5. Regulierungsperiode Gas mit einem neuen Regulierungsregime
	ca. 2028	Wasserstoff Feedback & Ausbau H₂ Transformationsgebiete	Nationale Planung gibt Feedback zu den realistischen Potenzialen und Anbindungen an den H ₂ -Backbone. Die Transformation der Netze startet mit Update der kWP.
	2029-2031	Kommunale Infrastruktur Update der kWP	Kommunalen Wärmepläne werden mit Feedback und neuen Erkenntnissen seit der 1. Phase aktualisiert.

Abbildung 8: Roadmap, mit den wichtigsten Meilensteinen zur Unterstützung einer effizienten Wärmewende

9. Literaturverzeichnis

Agora Energiewende, 2023, Ordnungsrahmen für Erdgasverteilnetze - Analysen und Handlungsoptionen für eine bezahlbare und klimazielfkompatible Transformation.

Brunekreeft, Gert; Kuszniir, Julia; Meyer, Roland, 2020, Output-orientierte Regulierung – ein Überblick, Bremen Energy Working Papers Nr. 35, Jacobs University Bremen.

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), 2022, Die Systementwicklungsstrategie als Rahmen für die Transformation zum klimaneutralen Energiesystem.

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), 2023, Referentenentwurf der Bundesregierung für ein Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze.

Bürger, Veit; Keimeyer, Friedhelm; Braungardt, Sibylle, 2022, Vereinbarkeit des Konzessionsrechts Erdgas mit den Anforderungen der kommunalen Wärmeplanung, Kurzstudie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit.

Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena), 2023, Lokale Energieinfrastrukturen – Rückgrat der Energiewende vor Ort, Impulse für einen integrierten Planungsprozess auf lokaler Ebene.

Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena), 2023b, Vereinbarkeit eines Amortisationskontos zur Förderung der H₂-Netzinfrastruktur mit europäischem Beihilferecht.

Frontier Economics, Guidehouse, 2021, Assistance to the impact assessment for designing a regulatory framework for hydrogen, final report for the European Commission.

Guidehouse, 2022, Five hydrogen supply corridors for Europe in 2030.

Köhler, Benjamin; Bürger Veit; Weidinger, Roman; Doderer, Hannes; Schäfer-Stradowsky, Simon; Tänzler, Dennis, 2021, Strategische kommunale Wärmeplanung.

Riechel, Robert; Walter, Jan, 2022, Kurzgutachten Kommunale Wärmeplanung, Umweltbundesamt (Hrsg.).

Senders, Julian, 2022, Wärmeplanung und Gaskonzessionen, Stiftung Umweltenergie-recht (Hrsg.), Würzburger Studien zum Umweltenergie-recht Nr. 27.

Stiftung Klimaneutralität, BDI, dena, BMWK, Ariadne, 2022, Vergleich der „Big 5“ Klimaneutralitätsszenarien.