

ERFORDERLICHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DIE STILLEGUNG VON TEILEN DES GASVERTEILERNETZES

Bericht für das Bundesministerium für
Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität,
Innovation und Technologie (BMK)

2024

Projektteam:

Frontier Economics Ltd.

Aria Rodgarkia-Dara
Christoph Gatzen

AIT – Austrian Institute of Technology

Stefan Reuter
Alfred Schuch

Beurle Rechtsanwälte

Paul Oberndorfer

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	5
1.1	Hintergrund und Ziel der Studie	5
1.2	Analyseansatz für Studie	6
2	„Gasnetzstilllegungsplanung“ der Netzebene 3 -Rahmenbedingungen und Ziele	9
2.1	Vorgaben aus der europäischen Gasmarktrichtlinie	9
2.2	Nationale Rahmenbedingungen aus Planungsprozessen in Österreich	10
2.3	Grundsätzliche Überlegungen zur Gasnetzstilllegungsplanung	15
3	Gasnetzstilllegungsplanung – Wesentliche Eckpunkte und Prozesse der Stilllegungsplanung für Gasverteilernetze der Netzebene 3 in Österreich	18
3.1	Gasverteilernetzbetreiber erstellt Stilllegungsplan	19
3.2	Basis für Stilllegungsplanung – Definition von Annahmen für künftigen Gasbedarf und -einspeisung	20
3.2.1	Herausforderungen – Hohe regionale Granularität, Verknüpfung mit alternativen Energieträgern und Unsicherheit	20
3.2.2	Bedarfsannahmen und zeitliche Verfügbarkeit von alternativen erneuerbaren Energieträgern	21
3.2.3	Kohärenz der Szenarien und Konsistenz der Annahmen mit übergeordneten Gasnetzplanungsprozessen	30
3.3	Kriterien für eine regionale Gasnetzstilllegung und Auswirkung auf erforderliche Inhalte des Plans	32
3.4	Genehmigung des Plans	37
3.5	Transparentes Konsultationsverfahren	39
3.6	Aktualisierung des Plans	40
3.7	Zusammenfassung – Prozess der Stilllegungsplanung	41
4	Wesentliche Implikationen, Folgewirkungen und Handlungsbedarfe im Kontext der Stilllegungsplanung	43
4.1	Technische Aspekte im Kontext der Stilllegungsplanung	44

4.1.1	Ausgangslage	44
4.1.2	Stilllegung von Leitungen – technische Maßnahmen und Kriterien	45
4.1.3	Nachnutzungsmöglichkeiten für stillgelegte Gasleitungen	47
4.1.4	Schlussfolgerung – technische Aspekte der Stilllegung	49
4.2	Regulatorische Aspekte im Kontext der Stilllegungsplanung	50
4.2.1	Verweigerung und Kündigung des Gasnetzanschlusses	51
4.2.2	Implikationen für die Anerkennung von Netzkosten und für das Regulierungssystem	62
4.2.3	Implikationen der Stilllegungsplanung für die Festlegung von Netzentgelten	72
4.2.4	Regulatorische Auswirkung auf Asset Transfer für den Fall der Nachnutzung	78
5	Schlussfolgerung – Stilllegungsplanung und Anpassungsbedarf im Gesetzesrahmen sowie Regulierung	81
5.1	Gasnetzstilllegungsplanung und Implikationen für nationale Gesetze	81
5.1.1	Gasnetzstilllegungsplanung – Verankerung im GWG	81
5.1.2	Energieraumplanung und kommunale Wärmeplanung	82
5.2	Verweigerung der Anschlusspflicht und Kündigung von Gasnetzanschlüssen	84
5.2.1	Verankerung im GWG	84
5.2.2	Kündigung von Gasnetzanschlüssen – Anpassungen in anderen Rechtsmaterien	85
5.3	Stilllegung und Netzkosten – Implikationen für nationales Recht und Regulierung	86
5.3.1	Betriebspflicht – Anpassungen im GWG	86
5.3.2	Rückbauverpflichtung und Minimierung der Stilllegungskosten – Anpassungen im GWG	86
5.3.3	Netzkosten im GWG im Zusammenhang mit der Stilllegung von Gasleitungen – Anpassungen im GWG	86
5.3.4	Regulierung und Stilllegung – Anpassung beim Regulierungssystem	87
5.4	Stilllegung und Netzentgelte – Implikationen für nationales Recht und Regulierung	89
5.5	Stilllegung und Asset Transfer	90
6	Literaturverzeichnis	91

1 Einleitung

1.1 Hintergrund und Ziel der Studie

Österreich hat sich im Regierungsprogramm 2020-2024¹ das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2040 Klimaneutralität zu erreichen und den Einsatz von fossilen Energieträgern entsprechend zu reduzieren. Dieses Ziel ist u.a. im Gaswirtschaftsgesetz rechtlich verankert. Gemäß § 4 Z 7 sollen Maßnahmen zur Erreichung der Klimaneutralität Österreichs gesetzt werden. Der Einsatz von Erdgas umfasst die Bereitstellung von Wärme, Strom und zur stofflichen Nutzung in allen Sektoren. Zudem zielen verbindliche EU-rechtliche Regelungen auf eine deutliche Reduktion der THG-Emissionen bis 2030 und die Erreichung der Klimaneutralität auf Unionsebene bis zum Jahr 2050.

In der GASI Studie² wurde die Auswirkung der erwarteten Reduktion des (fossilen) Methanbedarfs auf den Erhalt, Umwidmung bzw. Stilllegung von Gasinfrastruktur der Fernleitungs-, Netzebene 1 (NE1) und 2 (NE2) bis zum Jahr 2040 analysiert. Mögliche Implikationen für die Gasverteilernetzplanung der Netzebene 3 (NE3) waren nicht Gegenstand der Aufgabenstellung und wurden deshalb nicht analysiert. Es ist allerdings davon auszugehen, dass die Reduktion des Methanbedarfs insbesondere für die Wärmebereitstellung (inklusive Warmwasser) direkt in Gebäuden eine noch deutlichere Auswirkung auf die Nutzung und Auslastung von Gasleitungen der Netzebene 3 nach sich ziehen wird.

Für die Planung der Gasverteilernetze bedeutet dies einerseits, dass die Aufgabe der Versorgung mit erneuerbaren Gasen weiterhin erfüllt wird und dass andererseits diese Versorgungsaufgabe auch sinken wird. Ohne eine koordinierte Stilllegung von nicht mehr erforderlichen Netzinfrastrukturen der NE3 besteht das Risiko von sog. „Stranded Costs“ - diese können sowohl bei den Netzbetreibern als auch insbesondere bei den Endanwendern von Methan anfallen. Andererseits bedeutet eine Stilllegung der lokalen Gasinfrastruktur auch, dass ein ehemals angeschlossener Standort nun zukünftig nicht mehr ohne Weiteres Zugang zu gasförmiger erneuerbarer Energie, z.B. via Wasserstoff, SNG oder Biomethan, hat und dem (privaten oder gewerblichen) Kunden somit eine der möglichen Dekarbonisierungsoptionen für die Energiewende nicht zur Verfügung stehen. Insgesamt ist die Gemengelage also äußerst komplex.

Vor diesem Hintergrund will das BMK in einer Studie nachfolgende Fragestellungen analysieren und mögliche Handlungsempfehlungen dazu ableiten:

- Wie kann eine kosteneffiziente, vorausschauende und versorgungssichere Stilllegung oder Umrüstung/Umwidmung von Gasverteilernetzen bzw. Abschnitten davon in der gebotenen

¹ Republik Österreich, Aus Verantwortung für Österreich: Regierungsprogramm 2020-2024, 2020.
<https://www.bundestkanzleramt.gv.at/bundestkanzleramt/die-bundesregierung/regierungsdokumente.html>

² Frontier Economics/TU Wien, Rolle der Gasinfrastruktur in einem klimaneutralen Österreich, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, Juli 2023,
<https://www.bmk.gv.at/themen/energie/publikationen/rolle-gasinfrastruktur.html>

Geschwindigkeit erfolgen, um eine für den Zielzustand der Klimaneutralität 2040 adäquate Verteilernetzinfrastruktur zu erreichen?

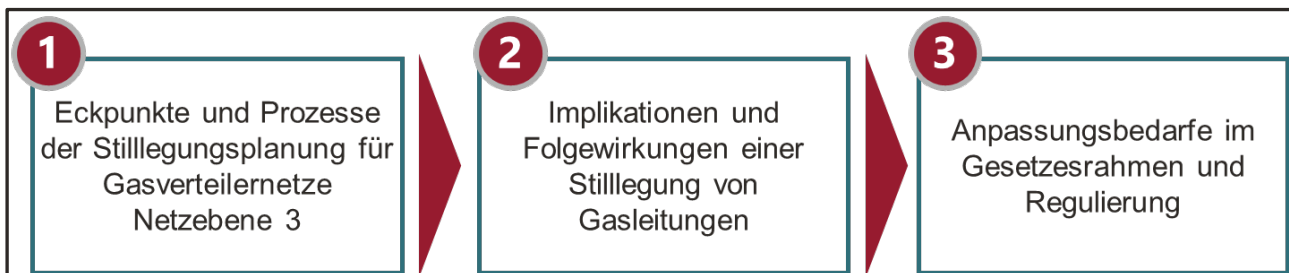
- Welche Herausforderungen oder Barrieren bestehen und/oder können in den nächsten Jahren im Zusammenhang mit der Stilllegung oder Umrüstung/Umwidmung von Teilen des Gasverteilersnetzes der NE3 auftreten?
- Sind die bestehenden rechtlichen, regulatorischen und sonstigen Rahmenbedingungen ausreichend, um diese Herausforderungen oder Barrieren zu bewältigen?
- Welche Änderungen und Ergänzungen der rechtlichen und sonstigen Rahmenbedingungen sind erforderlich, um die identifizierten Herausforderungen oder Barrieren zu bewältigen?

Durch die EU GasmarktRL³, welche explizit die Stilllegungsplanung von Gasverteilersnetzbetreiber vorsieht, gewinnen diese Fragestellungen zusätzliche Aktualität.

1.2 Analyseansatz für Studie

Der Analyseansatz orientiert sich an den Fragestellungen des BMK und gliedert sich in drei sequenzielle Arbeitsschritte. Abbildung 1 stellt die einzelnen Arbeitsschritte dar.

Abbildung 1 Analyseansatz



Quelle: Frontier

- **Arbeitsschritt 1: Eckpunkte und Prozesse der Stilllegungsplanung für Gasverteilersnetze Netzebene 3 in Österreich** – Dabei werden Ausgestaltungsoptionen für die Umsetzung der Stilllegungsplanung aus der EU GasmarktRL für Österreich diskutiert. Dies beinhaltet Verfahrensabläufe, Verantwortlichkeiten, Entscheidungskompetenzen, Kriterien für die Stilllegung und mögliche Rechte und Pflichten von involvierten Stakeholdern. Es werden notwendige Verknüpfungen der Stilllegungsplanung zu anderen Plänen bzw. Prozessen, z.B. kommunalen Wärmeplänen, und die sich daraus ergebenden Lücken in Österreich dargestellt.

³ „Richtlinie über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff, zur Änderung der Richtlinie 2023/1791 und zur Aufhebung der Richtlinie 2009/73/EG“ (GasmarktRL); Im Zeitpunkt der Erstellung der Studie war der Inhalt der GasmarktRL akkordiert, die formelle Verabschiedung durch das Europäische Parlament und den Rat der Europäischen Union jedoch noch ausständig.

- **Arbeitsschritt 2: Implikationen und Folgewirkungen der Stilllegungsplanung** – Dabei werden die verschiedenen Implikationen einer Stilllegung von Gasleitungen diskutiert. Die Implikationen werden dabei eingeteilt in:
 - *Technische Implikationen:* Dies beinhaltet technische Maßnahmen im Zusammenhang mit der Stilllegung von Gasleitungen, mögliche Nachnutzungspotentiale sowie Stilllegungskosten;
 - *Regulatorische Implikationen:* Dies beinhaltet u.a. den Umgang mit „Stranded Costs“ im Zusammenhang mit Stilllegungen, Anpassungen bei der Anschlusspflicht sowie Kündigung von Netzanschlüssen, etwaige Entschädigungsansprüche von Netznutzern und Anpassungen bei der Netzentgeltssystematik.
- **Arbeitsschritt 3: Anpassungsbedarfe in nationalen Gesetzen und der Regulierung** – Abschließend werden in diesem Arbeitsschritt erforderliche Anpassungen in nationalen Gesetzen (z.B. Gaswirtschaftsgesetz⁴) sowie bei der Regulierungssystematik skizziert, die für die Implementierung und effizienten Abwicklung einer Stilllegungsplanung erforderlich sind.

Im Rahmen der Erstellung der Studie wurden Interviews mit relevanten Stakeholdern in Österreich sowie dem Energieversorger der Stadt Basel, der aktuell mit der Stilllegung von Gasverteilernetzen gestartet hat, geführt. Die Interviewpartner sind in Tabelle 1 aufgelistet.⁵ Die wesentlichen Ergebnisse der Interviews wurden an geeigneter Stelle in die Studie integriert.

Tabelle 1 Interviewpartner

Name	Kategorie
Wiener Netze	Gasverteilernetzbetreiber
NetzoÖ	Gasverteilernetzbetreiber
Tigas	Gasverteilernetzbetreiber
SalzburgNetz	Gasverteilernetzbetreiber
LinzNetz	Gasverteilernetzbetreiber
AGGM	Verteilergebietsmanager
IWB (Basel)	Energieversorger (inkl. Gasnetze)
Fachverband Gas-Wärme	Interessensvertretung
Bundesarbeiterkammer	Interessensvertretung
Bundесwirtschaftskammer	Interessensvertretung

⁴ Gaswirtschaftsgesetz 2011, Fassung vom 28.03.2024, <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007523>

⁵ Es sei darauf hingewiesen, dass im Zuge der Erstellung der Studie noch weitere nationale Stakeholder kontaktiert wurden, allerdings nach Nachfrage keine Rückmeldung bzw. eine abschlägige Rückmeldung erfolgte.

ERFORDERLICHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DIE STILLLEGUNG VON TEILEN DES GASVERTEILERNETZES

Name	Kategorie
ÖVGW	Interessensvertretung
Stadt Wien	Stadt
Stadt Villach	Stadt

Quelle: Frontier Economics/BEURLE/AIT

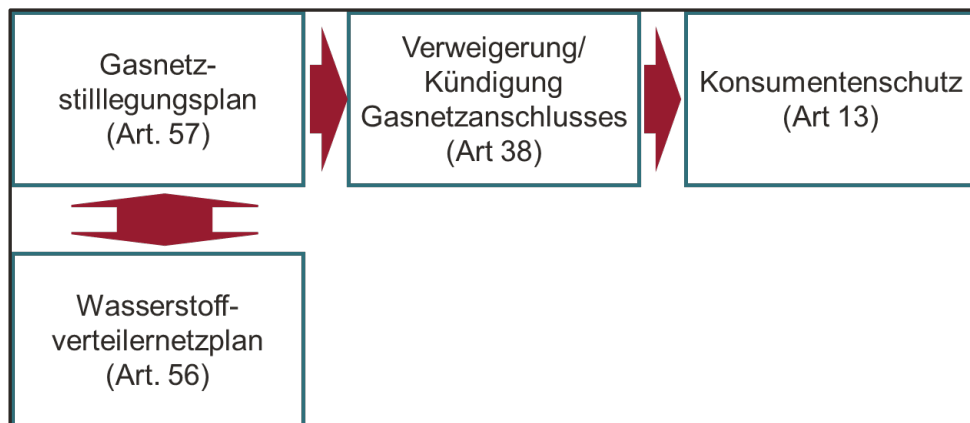
2 „Gasnetzstilllegungsplanung“ der Netzebene 3 - Rahmenbedingungen und Ziele

Dieser Abschnitt stellt die Rahmenbedingungen für eine Gasnetzstilllegungsplanung in Österreich insbesondere im Hinblick auf die Vorgaben aus der GasmarktRL dar. Neben den Vorgaben aus der GasmarktRL wird auf die nationalen Rahmenbedingungen für Strom- und Gasnetzpläne eingegangen.

2.1 Vorgaben aus der europäischen Gasmarkttrichtlinie

Die GasmarktRL enthält Bestimmungen, die erstmals auf die Herausforderungen des Gasausstiegs für Gasverteilernetzbetreiber Bezug nehmen. Die relevanten Bestimmungen, die für diese Studie eine wichtige Grundlage bilden, sind in Abbildung 2 dargestellt. Die Bestimmungen betreffen den Gasstilllegungsplan, die Verweigerung und Kündigung eines Gasnetzanschlusses, den Konsumentenschutz sowie die Verbindung mit der Wasserstoffverteilernetzplan.

Abbildung 2 GasmarktRL – Relevante Bestimmungen



Quelle: Frontier Economics/BEURLE/AIT

- **Gasstilllegungsplan:** Diese Bestimmung sieht vor, dass ein Gasverteilernetzbetreiber einen Stilllegungsplan zu erstellen hat, sofern sich ein Rückgang der Gasnachfrage abzeichnet. Das Ergebnis des Stilllegungsplans besteht in einer verorteten Liste von Gasleitungen, die durch den Gasverteilernetzbetreiber bis zu einem bestimmten Zeitpunkt stillgelegt werden.
- **Verweigerung/Kündigung von Gasnetzanschlüssen:** Mit dem Stilllegungsplan sind neue Konsequenzen verbunden. Eine davon ist, dass der genehmigte Stilllegungsplan eine notwendige Voraussetzung dafür ist, dass ein Gasverteilernetzbetreiber den Anschluss eines

Gasnetzkunden verweigern kann und den Gasanschluss eines bestehenden Gasnetzkunden kündigen darf.⁶

- **Konsumentenschutz:** Die Möglichkeit der Kündigung eines Gasnetzanschlusses stellt für den betroffenen Endkunden einen erheblichen Eingriff dar, da dessen Endanwendungen auf einen alternativen Energieträger umgestellt werden müssen. Um hier einen ausreichenden Konsumentenschutz sicherzustellen, werden Voraussetzungen definiert, die im Falle einer Kündigung des Gasnetzanschlusses erfüllt sein müssen. Dazu zählt unter anderem eine angemessene Vorlaufzeit, umfassende Informationen zu alternativen Energieträgern und Förderungen sowie für schutzbedürftige Kunden zusätzlich auch noch finanzielle Unterstützungen.

Die GasmarktRL sieht erstmals auch die Erstellung eines Netzplanes für Wasserstoffverteilernetze durch H₂-Verteilernetzbetreiber vor. Diese sollen in enger Abstimmung mit der Stilllegungsplanung der Gasverteilernetzbetreiber erfolgen, um das Nachnutzungspotentiale durch Umwidmung von Gas- auf Wasserstoffleitungen zu optimieren. Art 57 GasmarktRL sieht vor, dass Mitgliedstaaten einen gemeinsamen Gasstilllegungs- und H₂-Verteilernetzplan von Verteilernetzbetreibern erlauben „können“, die in der gleichen Region tätig sind.

Ein wichtiger Aspekt bei der Gasnetzstilllegung ist, dass die Endkunden zeitgerecht einen Zugang zu (erneuerbaren) alternativen Energieträgern und Technologien haben müssen, damit die Bereitstellung von Gas ersetzt werden kann. Dem trägt die GasmarktRL dadurch Rechnung, dass eine Grundlage für die Erstellung der Stilllegungspläne auch die Ergebnisse der lokalen Pläne für die Wärme- und Kälteversorgung (Art 25 Abs 6 EnergieeffizienzRL 2023/1791)⁷ sind.

2.2 Nationale Rahmenbedingungen aus Planungsprozessen in Österreich

Die GasmarktRL gewährt den Mitgliedsstaaten für die Umsetzung der Gasnetzstilllegungsplanung gewisse Umsetzungsspielräume. Bei der Nutzung dieser Umsetzungsspielräume sollte allerdings darauf geachtet werden, dass sich die neue Stilllegungsplanung in bereits existierende Planungsprozesse für Strom- und Gasnetze einfügt. In dem Entwurf zum Elektrizitätswirtschaftsgesetz (§98 ELWG)⁸ ist erstmals ein Netzentwicklungsplan auch für Stromverteilernetzbetreiber vorgesehen. In Verbindung mit dem Gasnetzstilllegungsplan ergibt sich somit künftig eine durchgängige Netzplanung bei Strom und Gas von der Übertragungs-/Fernleitungs-

⁶ Insbesondere die fehlende Möglichkeit Gasnetzkunden vom Netz trennen zu dürfen, wurde von Gasverteilernetzbetreiber, die wir im Rahmen dieser Studie interviewt haben, als eine Barriere für eine effiziente Gasnetzstilllegung angesehen.

⁷ Richtlinie (EU) 2023/1791 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. September 2023 zur Energieeffizienz und zur Änderung der Verordnung (EU) 2023/955 (Neufassung), <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023L1791>

⁸ Bundesgesetz, mit dem ein Bundesgesetz zur Regelung der Elektrizitätswirtschaft (Elektrizitätswirtschaftsgesetz – ELWG) und ein Bundesgesetz zur Definition des Begriffs der Energiearmut für die statistische Erfassung und für die Bestimmung von Zielgruppen für Unterstützungsmaßnahmen (Energiearmuts-Definitions-Gesetz – EnDG) erlassen werden sowie das Energie-Control-Gesetz geändert wird; Die Begutachtung des Entwurfes wurde im Februar /2024 abgeschlossen und zur Zeit der Finalisierung dieser Studie wurde die parlamentarische Behandlung des Gesetzes vorbereitet, https://www.parlament.gv.at/dokument/XXVII/ME/310/fname_1604976.pdf

bis zur Verteilernetzebene. Zur vollständigen Betrachtung müsste diese Planung auch noch weitere Infrastrukturen (insbesondere Fernwärme) berücksichtigen.

Tabelle 2 fasst die wesentlichen Eckpunkte der bestehenden und aktuell in Begutachtung befindlichen Planungsprozesse in Österreich sowie des Stilllegungsplans und des H2 Verteilnetzplan zusammen.

Tabelle 2 Planungen in Österreich und EU

Plan	Gesetzliche Grundlage	Wer erstellt Plan?	Wer genehmigt Plan?	Gültigkeit	Beteiligung Stakeholder	Verbindlichkeit bzw. Konsequenz
Integrierter Netzinfrastukturplan (NIP) – Gemeinsame Infrastrukturplanung für Strom/Gas/H2.	§94 Erneuerbaren Ausbau Gesetz ⁹	BMK	Plan wird nicht genehmigt, sondern nach Konsultation nur veröffentlicht	Planungszeitraum von 10 Jahren; Plan alle 5 Jahre zu aktualisieren	BMK hat hier während der Erstellung Stakeholder involviert und den Plan zur öffentlichen Konsultation aufgelegt	
Stromnetz-entwicklungsplan für Übertragungsnetz (NEP) Kohärenz bei Planung mit den anderen Netzplänen (StromVNB, Gas)	§§37-39 EIWOG §§103-105 EIWG (Entwurf)	Übertragungs-netzbetreiber	Regulierungs-behörde	Planungszeitraum von 10 Jahren; Plan alle 2 Jahre zu aktualisieren	Konsultation mit allen relevanten Marktteilnehmern	Regulierungsbehörde überwacht die Umsetzung des NEP und ergreift bei Nichtdurchführung bestimmte Maßnahmen, wie Aufforderung zu Ausschreibungs-verfahren oder Kapitalerhöhung
NEU: Stromnetz-entwicklungsplan für Stromverteilernetze mit mind. 50k Zählpunkte Kohärenz bei Planung mit den anderen Netzplänen (TYNDP, NEP)	§98 EIWG (Entwurf)	Stromverteiler-netzbetreiber	Regulierungs-behörde	Planungszeitraum von 10 Jahren; Plan alle 2 Jahre zu aktualisieren	Konsultation mit allen relevanten Marktteilnehmern	Ziel ist vornehmlich die Erhöhung der Transparenz und die bestehenden Netze effizient zu nutzen. Eine unmittelbare Verbindlichkeit zur Umsetzung des Planes (analog zum ÜNB) sieht das ELWG allerdings nicht vor.

⁹ Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen, <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011619>

ERFORDERLICHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DIE STILLLEGUNG VON TEILEN DES GASVERTEILERNETZES

Plan	Gesetzliche Grundlage	Wer erstellt Plan?	Wer genehmigt Plan?	Gültigkeit	Beteiligung Stakeholder	Verbindlichkeit bzw. Konsequenz
Koordinierter Netzentwicklungsplan (KNEP) Kohärenz mit EU TYNDP, NIP sowie LFiP	§§63-65 GWG ¹⁰	Marktgebietsmanager (AGGM) in Koordination mit Fernleitungsnetzbetreibern	Regulierungsbehörde	Planungszeitraum von mind. 10 Jahren; Plan mind. alle 2 Jahre zu erstellen.	Konsultation mit allen relevanten Marktteilnehmern	Regulierungsbehörde überwacht die Umsetzung des KNEP und ergreift bei Nichtdurchführung bestimmte Maßnahmen, wie Aufforderung an NB, Ausschreibungsverfahren für Leitung, Kapitalerhöhung für Investition
Langfristige und integrierte Planung (LFiP) Kohärenz mit EU TYNDP, NIP sowie KNEP	§§22-23 GWG	Verteilergebietsmanager (AGGM)	Regulierungsbehörde	Planungszeitraum von mind. 10 Jahren; Plan mind. alle 2 Jahre zu erstellen.	Konsultation mit allen relevanten Marktteilnehmern	Regulierungsbehörde überwacht die Umsetzung des LFiP und ergreift bei Nichtdurchführung bestimmte Maßnahmen, wie Aufforderung an NB, Ausschreibungsverfahren für Leitung, Kapitalerhöhung für Investition
NEU: Gasstilllegungsplan	Art 57 GasmarktRL	Gasverteiler-netzbetreiber	Relevante nationalen Behörden	Planungshorizont: 10 Jahre; Plan soll mind. alle 4 Jahre aktualisiert werden.	Konsultation mit allen relevanten Stakeholder	Im Plan wird die Infrastruktur aufgeführt, die stillgelegt werden soll, auch im Hinblick darauf, Transparenz in Bezug auf die mögliche Umwidmung solcher Infrastruktur für den Transport von Wasserstoff zu schaffen
NEU: H2 Verteilernetzplan	Art 56 GasmarktRL	H2-Verteilernetz-betreiber	Regulierungs-behörde	alle 4 Jahre zu erstellen	Konsultation mit allen relevanten Stakeholder	Keine unmittelbaren Auswirkungen
NEU: Netzentwicklungsplan	Art 55 GasmarktRL	Gas- und Wasserstoff-	Regulierungs-behörde	alle 2 Jahre zu erstellen	Konsultation mit allen relevanten Stakeholder	Regulierungsbehörde überwacht die Umsetzung des Netzplans und

¹⁰ Gaswirtschaftsgesetz 2011, Fassung vom 28.03.2024, <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007523>

ERFORDERLICHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DIE STILLLEGUNG VON TEILEN DES GASVERTEILERNETZES

Plan	Gesetzliche Grundlage	Wer erstellt Plan?	Wer genehmigt Plan?	Gültigkeit	Beteiligung Stakeholder	Verbindlichkeit bzw. Konsequenz
für Gas- und Wasserstofffernleitungsnetz Integrierter Gas/H2 Plan möglich, ansonsten Koordination zwischen Gas- und H2-Netzplanung Enge Zusammenarbeit mit Stromnetzbetreiber		fernleitungsnetzbetreiber				ergreift bei Nichtdurchführung bestimmte Maßnahmen, wie Aufforderung an NB, Ausschreibungsverfahren für Leitung, Kapitalerhöhung für Investition

Quelle: *Frontier Economics/BEURLE/AIT*

Aus Tabelle 2 lassen sich schon einige Gemeinsamkeiten der nationalen Pläne ableiten, welche bei der Umsetzung der Gasnetzstilllegungsplanung im Auge behalten werden sollten:

- **Genehmigende Behörde:** Die Genehmigung der nationalen Strom-/Gasnetzpläne erfolgt durchgehend durch die Regulierungsbehörde (E-Control) mit der Ausnahme des integrierten Netzentwicklungsplans, für den es nach der Erstellung durch das BMK keinen weiteren Genehmigungsschritt gibt.
- **Genehmigung:** Die Genehmigung erfolgt in Österreich für den finalen Plan. Im Genehmigungsprozess kann die Regulierungsbehörde zu Änderungen auffordern.
- **Aktualisierung der Pläne:** Strom-/Gasnetzpläne werden zumindest alle 2 Jahre aktualisiert. Auf Antrag der Netzbetreiber kann auch unterjährig ein Abänderungsantrag eingebracht werden. Dies wird vor allem bei relevanten Veränderungen in Anspruch genommen.

2.3 Grundsätzliche Überlegungen zur Gasnetzstilllegungsplanung

Für die Stilllegungsplanung des Gasverteilersnetzes können einige grundsätzliche Überlegungen vorangestellt werden.

Durch die die Stilllegungsplanung soll eine **Optimierung der Gasnetzkosten** erreicht werden. In einigen Regionen werden die Transportmengen im Methanverteilersnetz absehbar stark absinken. Eine Gasnetzplanung, an der Regulierungsbehörde, Gasverteilersnetzbetreiber und Kunden mitwirken, soll helfen, hier eine Kosteneffizienz herzustellen. Im Hinblick auf das erwartete Kosteneinsparungspotential durch die Stilllegung des Gasverteilersnetzes muss nach unterschiedlichen Kosten differenziert werden:

- Im Falle der Stilllegung einer technisch noch funktionsfähigen Leitung können aus volkswirtschaftlicher Sicht die **Betriebskosten und künftige Ersatzinvestitionen** eingespart werden. Tabelle 3 zeigt, dass bspw. bei den Betriebskosten österreichweit bis zu 200 Mio.€ p.a. eingespart werden können, falls die gesamte NE3 stillgelegt wird. Explizite Werte für die Ersatzinvestitionen der NE3, welche durch die Stilllegung ebenfalls eingespart werden können, liegen nicht vor.
- Für **historische Investitionen** in die bestehenden Leitungen gilt, dass diese als bereits „versunken“ gelten, d.h. sie können durch die Stilllegung nicht mehr eingespart werden und fallen daher volkswirtschaftlich unabhängig einer Stilllegung an. Die „versunkenen“ Investitionskosten betragen für alle Gasverteilersnetzbetreiber für die NE1-3 knapp 3 Mrd.€ und nur für die NE3 ca. 2,3 Mrd.€ (Buchwert, Tabelle 3). Für diese Kosten geht es im Falle einer Stilllegung im Grunde um die Kostenverteilung zwischen Netzbetreiber, heutigen oder zukünftigen Netzkunden oder ggf. der öffentlichen Hand. Die Stilllegungsplanung leistet hier einen wertvollen Beitrag, indem die relevanten Leitungen identifiziert werden und rechtzeitig Maßnahmen zur Kostenverteilung eingeleitet werden können.

Tabelle 3 Kosten der Gasverteilernetzbetreiber in Österreich für das Jahr 2022

	Betriebskosten (p.a.)	Buchwert	Investitionen
NE1-3	250 Mio.€	2.980 Mio.€	125 Mio.€
NE3	200 Mio.€	2.305 Mio.€	97 Mio.€

Quelle: Global2000 auf Basis von E-Control

Hinweis: Die Daten für die Buchwerte und Investitionen beziehen sich auf das Jahr 2022; die Daten für die Betriebskosten auf die Regulierungsperiode 2023-27. Der Buchwert ermittelt sich aus den historischen Anschaffungs-/ Herstellungskosten abzüglich der kumulierten Abschreibungen. Im Buchwert 2022 sind die Abschreibungen des Jahres 2022 schon abgezogen. E-Control hat für diese Studie eine Aufteilung der Buchwerte der Rohrleitungen der NE1-NE3 zur Verfügung gestellt. Der Anteil der Rohrleitungen der NE3 beträgt dabei 77%. Zur Abschätzung des Buchwertes der NE3 sowie der Investitionen wurden die Werte für die NE1-3 mit dem Anteil von 77% multipliziert. Nach Auskunft von E-Control liegen Daten für das Geschäftsjahr 2023 noch nicht vollständig vor.

- Im Falle einer **Umwidmung einer technisch noch funktionsfähigen Leitung** durch die Stilllegungsplanung können auch **Teile der „versunkenen“ Investitionskosten** für die Gasnetznutzer eingespart werden, wenn die Leitung zukünftig von anderen Netznutzern verwendet (und bezahlt) wird. Das zeigt die Bedeutung von Nachnutzungsoptionen von Gasverteilernetzen, wofür die Stilllegungsplanung wertvolle Informationen liefert.
- Die Stilllegung von Gasverteilernetzen kann **Netzkosten für technische Maßnahmen für die Sicherheit bei stillgelegten Gasleitungen** erfordern. Hier sollten keine überschießenden Maßnahmen gefordert werden, damit Einsparungen bei Betriebskosten und künftigen Investitionen nicht durch Stilllegungskosten konterkariert werden.

Die Gasnetzstilllegungsplanung ist in eine Gesamtenergiesystemplanung eingebettet, deren Zielsetzung die Substitution von fossilen durch erneuerbare Energieträger ist. Die Stilllegungsplanung ist somit ein wichtiger Baustein, um **Transparenz zu schaffen und die Koordination zwischen unterschiedlichen Marktteilnehmern zu ermöglichen**. Um nicht nur die Netzkosten, sondern auch die Gesamtsystemkosten zu optimieren, bedarf es zunächst einer Koordination von Gasnetz und Gasnetznutzern. Im Falle einer Stilllegung kann es auch zu „Stranded Costs“ bei Endkunden kommen. Gasnetznutzer müssen wissen, bis wann sie mit der Gasversorgung planen können, d.h. wann sie sich Gedanken über eine Investition in den Umstieg auf Fernwärme, in eine neue Heizung oder einen neuen Herd machen müssen. Dies gilt auch für Gewerbebetriebe wie z. B. Gastronomie, Lackierereien oder Bäckereien, die Gas für ihre Geschäftstätigkeit verwenden und lange Investitionszyklen haben. Für diese Kunden bedarf es eines ausreichenden „Vorlaufes“ und einer Planungssicherheit, damit sie effizient planen können. Gleiches gilt für Erzeuger von erneuerbaren gasförmigen Energieträgern (z. B. Biomethanerzeuger in der Landwirtschaft).

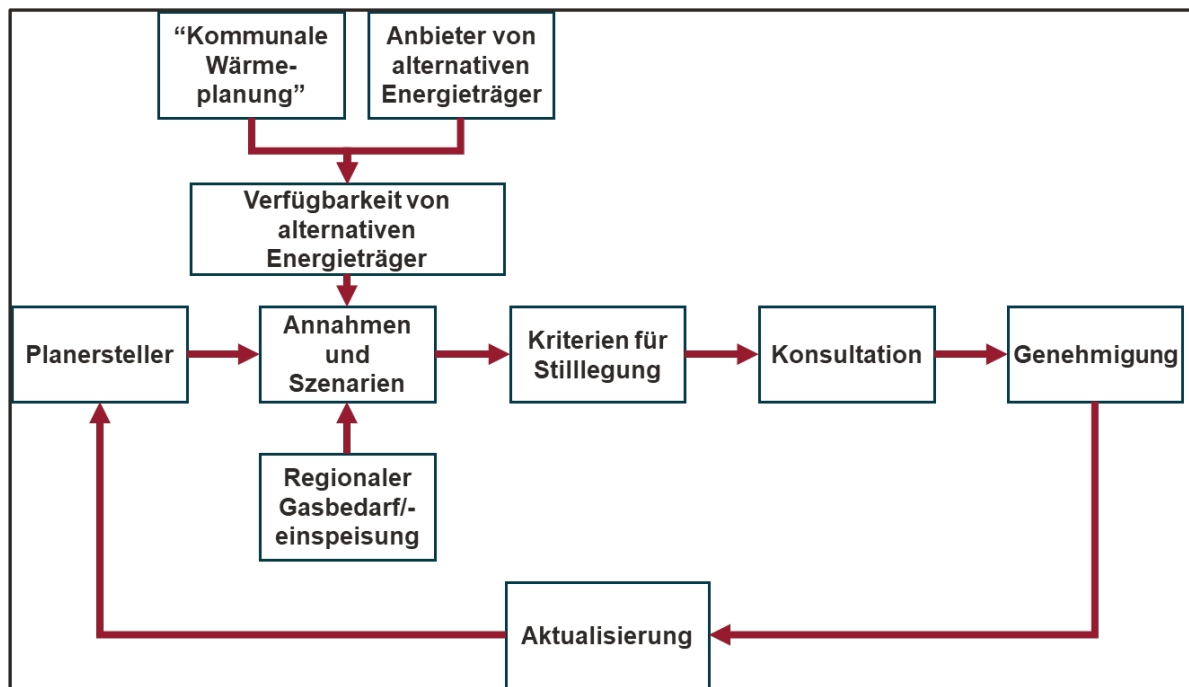
Der Ersatz von fossilem Gas für die Endnutzer erfordert die **Koordination mit Anbietern von alternativen erneuerbaren Lösungen** (z.B. Stromnetz, Fernwärme, Biomethan). Im Falle einer Stilllegung steht dem Endkunden einerseits eine „Bezugsoption“ nicht mehr zur Verfügung. Sollten geplante erneuerbare Wärmebereitstellungsoptionen oder stromseitige

Lösungen theoretisch erst später kommen, wäre die Versorgung der Endnutzer trotzdem sicherzustellen. Eine Option wäre die Flexibilität bei Stilllegungsentscheidungen, wodurch dem Endnutzer durch eine Verschiebung der Stilllegung weiterhin eine Bezugsoption verbleibt. Andererseits zeigt sich, dass vor einer Stilllegung des Gasnetzes den Endnutzern alternative Bezugsoptionen zur Verfügung gestellt werden müssen, wodurch den Endnutzern zusätzliche Bezugsoptionen gewährt werden. Dies unterstreicht die Bedeutung einer kommunalen Wärmeplanung zur rechtzeitigen Bereitstellung von Bezugsoptionen als eine wichtige Grundlage für die Stilllegung von Gasleitungen. Die Definition dieser alternativen Bezugsoptionen sollte auf einer Kosten-Nutzen-Analyse aus Gesamtenergiesystemsicht erfolgen, wodurch die Gasnetzkostenoptimierung der Stilllegungsplanung mit einer Kostenoptimierung aus Gesamtsystemsicht verknüpft werden kann. In letztere fließen die Instrumente zur Erreichung der Klimaziele, wie der europäische Emissionshandel 1 (Industrie und Stromsektor) und der EU ETS 2 (Wärme und Verkehr), Energieeffizienzziele für Gebäude, etc. ein.

3 Gasnetzstilllegungsplanung – Wesentliche Eckpunkte und Prozesse der Stilllegungsplanung für Gasverteilernetze der Netzebene 3 in Österreich

Wie in Abschnitt 2.1 beschrieben beinhaltet die GasmarktRL in Artikel 57 bereits konkrete Vorgaben zum Vorgehen bei der Erstellung von Gasnetzstilllegungsplänen, woraus sich schon verschiedene Implikation für die nationale Umsetzung in Österreich ergeben. Allerdings lässt der Entwurf den Mitgliedsstaaten auch gewisse Umsetzungsspielräume. In diesem Abschnitt werden die wesentlichen Eckpunkte für die nationale Umsetzung der GasmarktRL diskutiert und eine mögliche Umsetzung der Gasnetzstilllegungsplanung in Österreich skizziert. Abbildung 3 stellt die Schritte und Akteure einer Gasstilllegungsplanung dar. Wichtig ist dabei der Schritt der „Annahmen und Szenarien“, da hier die relevanten Schnittstellen zu anderen Netzplänen sowie generell zu kommunalen Wärmeplanungen berücksichtigt werden müssen. Die Stilllegung von Gasleitungen ist ohne die zeitgerechte Verfügbarkeit von alternativen Energieträgern bzw. Wärmelösungen nicht möglich.

Abbildung 3 Gasstilllegungsplanung



Quelle: Frontier Economics/BEURLE/AIT

3.1 Gasverteilernetzbetreiber erstellt Stilllegungsplan

Zunächst ist festzulegen, wer den Stilllegungsplan erstellen soll. Hier greift Art 57 GasmarktRL vor: Der Gasverteilernetzbetreiber hat die Stilllegungsplanung durchzuführen. Einleitend muss betont werden, dass bei der konkreten Durchführung der Planung der Gasverteilernetzbetreiber auf eine Vielzahl anderer Akteure angewiesen ist. Die Mitgliedsstaaten haben allerdings die Möglichkeit, Gasverteilernetzbetreiber mit weniger als 45.000 Kunden von dieser Verpflichtung auszunehmen. Gleichzeitig besteht auch die Option, dass Gasverteilernetzbetreiber, die im gleichen regionalen Gebiet tätig sind, gemeinsam einen Plan erstellen.

Für Österreich ist die Frage relevant, wie sich die Anwendung der 45.000 Kunden Grenze auf die Anzahl der erfassten Gasverteilernetzbetreiber auswirken würde. Tabelle 4 zeigt, dass bei Verwendung dieser Grenze der Großteil der Gasverteilernetzbetreiber keine Stilllegungspläne erstellen müssten. Die Bundesländer Kärnten, Steiermark, Salzburg und Vorarlberg wären von der Planung überhaupt nicht erfasst.

Tabelle 4 Gasverteilernetzbetreiber in Österreich

	Bundesland	Zählpunkte (NE2/NE3; in tsd.)	≥45.000 Zählpunkte
001 Netz Burgenland GmbH	B	51.4	ja
002 Wiener Netze GmbH	W	588.6	ja
004 Netz Oberösterreich GmbH	OÖ	66.0	ja
005 LINZ NETZ GmbH	OÖ	48.4	ja
006 eww ag (Wels)	OÖ	8.7	nein
007 Energie Ried Gesellschaft m.b.H.	OÖ	1.7	nein
010 Salzburg Netz GmbH	S	36.7	nein
011 Energie Graz GmbH & Co KG	St	13.7	nein
013 TIGAS-Erdgas Tirol GmbH	T	54.7	ja
014 Netz Niederösterreich GmbH	NÖ	282.6	ja
016 KNG-Kärnten Netz GmbH	K	10.4	nein
017 Energie Klagenfurt GmbH	K	2.4	nein
023 Stadtwerke Kapfenberg GmbH	St	3.7	nein
032 Energienetze Steiermark GmbH	St	42.9	nein
033 Vorarlberger Energienetze GmbH	V	32.4	nein
034 Stadtwerke Bregenz GmbH	V	4.6	nein
035 Stadtwerke Leoben e.U.	St	4.3	nein

ERFORDERLICHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DIE STILLLEGUNG VON TEILEN DES GASVERTEILERNETZES

	Bundesland	Zählpunkte (NE2/NE3; in tsd.)	≥45.000 Zählpunkte
039 Elektrizitätswerke Reutte AG	T	1.8	nein
043 Stadtbetriebe Steyr GmbH	OÖ	6.5	nein

Quelle: Frontier Economics/BEURLE/AIT auf Basis von E-Control und Unternehmensdaten

Vor diesem Hintergrund ist eine **Ausnahme für Gasverteilernetzbetreiber mit weniger als 45.000 Kunden für Österreich nicht sinnvoll**, da dadurch die Bundesländer Kärnten, Steiermark, Salzburg und Vorarlberg von der Planung ausgenommen wären. Insbesondere da die GasmarktRL ohnehin für Gasverteilernetzbetreiber, welche in der gleichen Region, z.B. Bundesland, tätig sind, die Möglichkeit der Erstellung eines gemeinsamen Plans vorsieht.

3.2 Basis für Stilllegungsplanung – Definition von Annahmen für künftigen Gasbedarf und -einspeisung

3.2.1 Herausforderungen – Hohe regionale Granularität, Verknüpfung mit alternativen Energieträgern und Unsicherheit

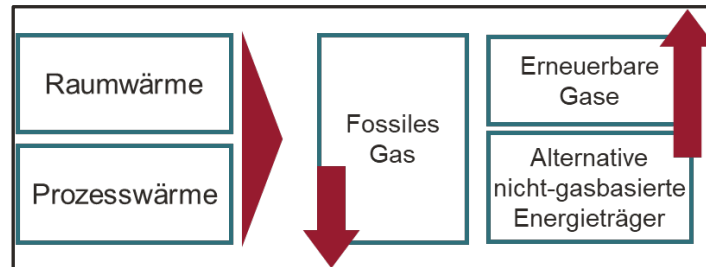
Der Stilllegungsplanung liegen Annahmen zur künftigen Entwicklung des Gasbedarfs sowie der -erzeugung zugrunde. Bei der Bestimmung dieser Annahmen sind Spezifika, welche sich aus der Zielsetzung der Stilllegungsplanung, d.h. Identifikation von stillzulegenden Gasleitungen ergeben, zu beachten.

Das Gasnetz der NE3 ist ein **lokal verzweigtes Netz mit unterschiedlichen Topologien und Kundenstrukturen**. Folglich muss auch die Ermittlung des (fossilen und erneuerbaren) Gasbedarfs sowie eine mögliche Einspeisung von erneuerbarem Gas stark regional granular erfolgen, um diese Unterschiede ausreichend zu erfassen. Beispielsweise kann sich der aktuelle und künftige Gasbedarf abhängig von der Kunden- und Siedlungsstruktur regional deutlich unterscheiden. Ähnliches gilt auch für den Gaseinspeisungsbedarf durch (künftige) Biomethananlagen, der durch regionale Potentiale determiniert wird. Eine Stilllegungsplanung, die Gasleitungen bis auf Straßenzug-Ebene evaluiert, bedarf somit einer **hohen regionalen Granularität** zum aktuellen und künftigen Gasbedarf (mit dem Fokus auf prozessbedingten Bedarfsmengen) sowie der Gaseinspeisung.

Ein wesentliches Spezifikum für die Planung bzw. die Umsetzung der Planung in Form von Gasnetzstilllegungen ist allerdings, dass die **Reduktion des Gasbedarfs mit der Verfügbarkeit von (erneuerbaren) alternativen Energieträgern und Bereitstellungstechnologien** korrespondieren muss, damit der künftige Energiebedarf auch gedeckt werden kann. Abbildung 4 illustriert diesen Zusammenhang am Beispiel der Bereitstellung von Raum- und Prozesswärme. Auch hier können sich regionale Unterschiede aufgrund der Kundenstruktur, Siedlungsdichte und der (zeitlichen) Verfügbarkeit von alternativen erneuerbaren Energieträgern und Bereitstellungstechnologien ergeben. Die

Geschwindigkeit und Kosten der Substitution von fossilem Gas durch alternative Energieträger bei der Raumwärme können dabei andere sein als beispielsweise bei Prozesswärmeanwendungen. Bei der Erstellung der Annahmen für die Stilllegungsplanung muss somit über den „Tellerrand“ der Gasnetze geblickt werden.

Abbildung 4 Korrespondierende Entwicklung von fossilem Gas und alternativen erneuerbaren Energieträgern



Quelle: Frontier Economics/BEURLE/AIT

Durch den Übergang **von fossilen Gasen auf erneuerbare Energieträger** ergibt sich eine **Unsicherheit über die künftige Nutzung des Gasverteilernetzes**. Diese Unsicherheit wird umso größer, je weiter der Planungshorizont in der Zukunft liegt. Diese Unsicherheit sollte durch die Definition von Szenarien (Bündel von Annahmen) abgebildet werden.

Zusammenfassend gilt für die **Gasnetzstilllegungsplanung**:

- die **Annahmen zum Gasbedarf und Gaseinspeisung** müssen eine **hohe regionale Granularität** (im Wesentlichen auf Straßenzug-Ebene) aufweisen;
- die **Annahmen** müssen die **zeitliche Verfügbarkeit von alternativen erneuerbaren Energieträgern, Infrastrukturen und Bereitstellungstechnologien** für diese hohe regionale Granularität beinhalten;
- die **Unsicherheit** zum Gasbedarf/-einspeisung bzw. zur zeitlichen Verfügbarkeiten von Alternativen zu Gas sollte **durch Szenarien** insbesondere für einen weit in der Zukunft liegenden Planungshorizont abgebildet werden.

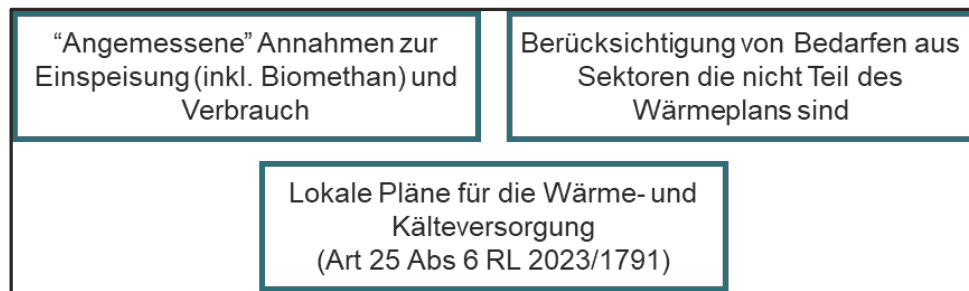
3.2.2 Bedarfsannahmen und zeitliche Verfügbarkeit von alternativen erneuerbaren Energieträgern

Kommunale Wärmeplanung und Verfügbarkeit von alternativen erneuerbaren Energieträgern

Die GasmarktRL trägt der Verfügbarkeit von alternativen erneuerbaren Energieträgern dahingehend Rechnung, dass die Gasverteilernetzbetreiber als Grundlage für die Erstellung der Stilllegungspläne neben Annahmen zu Gasverbrauch und Erzeugung auch die

Ergebnisse der **lokalen Pläne für die Wärme- und Kälteversorgung (Art 25 Abs 6 EnergieeffizienzRL 2023/1791)**¹¹ - sofern diese vorliegen - berücksichtigen sollen. Die hier referenzierten Kommunalen Wärmepläne erfassen zumindest Städte und Gemeinden mit mehr als 45.000 Einwohnern. In Österreich haben rund ein Dutzend Städte mehr als 45.000 Einwohner. Abbildung 5 stellt die zusätzlichen Grundlagen für Szenarien und Annahmen neben den lokalen Pläne für die Wärme- und Kälteversorgung dar, welche angemessene Annahmen zur Gaseinspeisung/-bedarf sowie die Berücksichtigung von Gasbedarfen aus Sektoren, die nicht Teil der lokalen Pläne sind.

Abbildung 5 GasmarktRL – Grundlagen für Szenarien und Annahmen mit der Referenz auf die EnergieeffizienzRL



Quelle: Frontier Economics/BEURLE/AIT

In der **Schweiz** gibt es in jenen Städten, die eine Gasnetzstilllegung planen, eine enge Verknüpfung zwischen der kommunalen Wärmeplanung und der Planung der Gasnetzstilllegung. Die **Stadt Zürich**¹² und die **Stadt Basel**¹³ haben beispielsweise als Grundlage für die ihre Entscheidungen zur Stilllegung des Gasnetzes sogenannte **Energierichtpläne** erstellt. Deren Erstellung erfolgt in mehreren Schritten:

- **Bestandsanalyse als Ausgangsbasis:** Erster Schritt ist die Darstellung des Ist-Zustandes und beinhaltet z.B. aktuelle Wärmebedarfe, eingesetzte Energieträger, vorhandene Wärmeerzeugungsanlagen, relevante Energieinfrastrukturen sowie Informationen zu Gebäudetypen und Baualtersklassen;
- **Potentialanalyse:** Dies beinhaltet die Ermittlung des künftigen Bedarfs für Raum- und Prozesswärme für die einzelnen Kundengruppen (Haushalte, Gewerbe, soziale

¹¹ Richtlinie (EU) 2023/1791 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. September 2023 zur Energieeffizienz und zur Änderung der Verordnung (EU) 2023/955 (Neufassung), <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023L1791>

¹² Stadt Zürich, Planungsbericht Energieversorgung – Kommunale Energieplanung der Stadt Zürich Überarbeitung 2022, 2022, https://www.stadt-zuerich.ch/content/dam/stzh/portal/Deutsch/Stadtrat%20%26%20Stadtpraesident/Publikationen%20und%20Broschueren/Stadtratsbeschluesse/2020/Dez/STRB%20Nr.%201144_2020%2C%20Beilage%202.pdf

¹³ Kanton Basel-Stadt, Kantonaler Richtplan – Teilrichtplan Energie, März 2020, <https://www.bs.ch/dam/jcr:19bbfbed-4401-4836-95c2-3522cc20297d/Teilrichtplan-Energie-Basel-Stadt.pdf>

Einrichtungen, Industrie) sowie die Erhebung von lokal verfügbaren Erneuerbaren Energie-Potenziale;

- **Zielszenario und Maßnahmen:** Abschließend werden ein Zielszenario und dazu gehörige Umsetzungsmaßnahmen bestimmt.

Ein wichtiges Ergebnis des Energierichtplanes ist die Einteilung des Stadtgebietes in straßenscharfe Zonen. Das Stadtgebiet von Zürich wurden beispielsweise in verschiedene Zonen eingeteilt (z.B. Zone 1: öffentliche Fernwärmeversorgung; Zone 2: Niedertemperatur-Energieverbände mit Abwasser, Seewasser, Grundwasser; Zone 3: Dezentrale Bereitstellung mit erneuerbaren Energien und Gasversorgung (Erdgas/Biogas); individuelle Lösungen und kleine Energieverbände). Die Einteilung in Zonen stellt eine wichtige Information für die zeitliche Verfügbarkeit von alternativen Energieträgern zu fossilem Gas dar, während konkrete Umsetzungsmaßnahmen den Weg dorthin anzeigen. Die Energierichtpläne der Stadt Zürich und Stadt Basel¹⁴ enthalten auch eine Gasstrategie, in der die schrittweise Stilllegung des Gasverteilersnetzes angeführt wird. Ergänzend zu den beim Beispiel von Zürich angeführten Zonen könnte auch überlegt werden, eine Zone für Bereiche vorzusehen, für welche künftige Alternativen zu Gas zum Zeitpunkt der Planung noch nicht abschließend geklärt werden können.

Die Umsetzung der schrittweisen Stilllegung wird in der Stadt Basel (bis 2038 in der Stadt Basel; in umliegenden Gemeinden bis 2050) sowie der Stadt Zürich (bis 2040) durch einen kommunalen Rechtsakt vorgegeben. In der Stadt Zürich erfolgt dies beispielsweise durch eine Wärmeversorgungsverordnung und zugehörige Ausführungsbestimmungen. In dieser Verordnung wird die schrittweise Stilllegung der Gasverteilersnetze ausdrücklich mit dem Ausbau der Fernwärmenetze verknüpft.¹⁵

In **Deutschland** trat mit 1. Jänner 2024 das **Gesetz zur kommunalen Wärmeplanung**¹⁶ in Kraft. Die Zielsetzung besteht in der Erstellung von kommunalen Wärmeplänen, die den kostengünstigsten Weg zu einer klimafreundlichen Wärmeversorgung aufzeigen sollen. Die Verantwortlichkeit zur Erstellung der kommunalen Wärmepläne liegt bei den Städten und Gemeinden.¹⁷ Die Verpflichtung trifft grundsätzlich alle Städte und Gemeinden, wobei eine zeitliche Staffelung für die Erstellung abhängig von der Größe des Gemeindegebiets vorgesehen ist:

- für Gemeindegebiete > 100.000 Einwohner bis 30. Juni 2026;

¹⁴ Stadt Basel, Teilrichtplan, S.38.

¹⁵ In einem Interview mit dem Gasversorger in Basel, IWB, wurde angemerkt, dass die gesetzliche Vorgabe eines Stilllegungszeitpunktes eine wichtige Voraussetzung für Schritte zur tatsächlichen Stilllegung des Gasverteilersnetzes war.

¹⁶ Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze, vom 20. Dezember 2023, https://www.bmwsb.bund.de/SharedDocs/gesetzgebungsverfahren/Webs/BMWSB/DE/Downloads/waermeplanung/wpg-bqbl.pdf;jsessionid=6FC6747D775BF48B350835137C423415.live872?_blob=publicationFile&v=2

¹⁷ Das Gesetz verpflichtet die Bundesländer, „ihre“ Kommunen durch landesrechtliche Vorgaben zu verpflichten.

- für Gemeindegebiete < 100.000 Einwohner bis 30. Juni 2028.¹⁸

Im Ergebnis wird durch den kommunalen Wärmeplan das beplante Ortsgebiet in voraussichtliche Wärmeversorgungsgebiete¹⁹ für das Zieljahr eingeteilt. Als Zieljahr wird spätestens 2045 angeführt. Die Einteilung in Wärmeversorgungsgebiete bedeutet allerdings nicht, dass die Endverbraucher zur Nutzung des dort vorgesehenen Energieträgers verpflichtet sind. Aus der kommunalen Wärmeplanung ergibt sich weder eine Verbindlichkeit für Endverbraucher noch eine Stilllegungsverpflichtung für die Gasverteilernetzbetreiber. Allerdings stützt sich das Gebäudeenergiegesetz (GEG)²⁰ auf kommunale Wärmepläne und daraus entstehen Verpflichtungen für Heizungseigentümer (nicht für Verteilernetzbetreiber).

Bei der Erstellung der kommunalen Wärmepläne werden in Deutschland die Städte/Gemeinden durch den Bund finanziell und beratend sowie durch die Länder durch entsprechende Leitfäden unterstützt. In Deutschland stellt Baden-Württemberg ein Vorreiterland bei der kommunalen Wärmeplanung dar und kann schon auf erste Erfahrung, bzw. Herausforderungen bei der kommunalen Wärmeplanung in den Kommunen zurückgreifen. Beispielsweise stellt die zeitliche Komponente einen wichtigen, aber auch limitierenden Faktor dar. Der Prozess der kommunalen Wärmeplanung ist komplex und die Kommunen sind in der Regel auf externes Knowhow angewiesen, was aufgrund der Knappheit dieser Ressource zu zeitlichen Verzögerungen führen kann. Die Erstellung der Pläne erfordert detaillierte Daten zum Ist-Zustand und zu Potentialen. Diese Daten müssen häufig erst erhoben und in eine Form gebracht werden, die eine digitale Weiterverarbeitung ermöglichen.

Energieraumplanung in Österreich

In Österreich gibt es derzeit (noch) keine großflächige kommunale Wärmeplanung (für Raum- und Prozesswärme) im Sinne der europarechtlichen Vorgaben gemäß EnergieeffizienzRL. Am nächsten kommen der kommunalen Wärmeplanung die „Energieraumpläne“. Die Österreichische Raumordnungskonferenz (ÖROK) definiert die Energieraumplanung als jenen integralen Bestandteil der Raumplanung, der sich mit den räumlichen Dimensionen von Energieverbrauch und Energieversorgung umfassend beschäftigt. Die Energieraumplanung

¹⁸ Für Gemeinden < 10.000 Einwohner besteht ein vereinfachtes Verfahren sowie die Möglichkeit eines gemeinsamen kommunalen Wärmeplans.

¹⁹ Diese Gebiete sind: „Gebiet für die dezentrale Wärmeversorgung“: ein beplantes Teilgebiet, das überwiegend nicht über ein Wärme- oder ein Gasnetz versorgt werden soll; „Wärmenetzgebiet“: ein beplantes Teilgebiet, in dem ein Wärmenetz besteht oder geplant ist und ein erheblicher Anteil der ansässigen Letztverbraucher über das Wärmenetz versorgt werden soll; „Wasserstoffnetzgebiet“: ein beplantes Teilgebiet, in dem ein Wasserstoffnetz besteht oder geplant ist und ein erheblicher Anteil der ansässigen Letztverbraucher über das Wasserstoffnetz zum Zweck der Wärmeerzeugung versorgt werden soll; „Prüfgebiet“: ein beplantes Teilgebiet, das nicht in eines der vorab angeführten voraussichtlichen Wärmeversorgungsgebiete eingeteilt werden soll, weil die für eine Einteilung erforderlichen Umstände noch nicht ausreichend bekannt sind oder weil ein erheblicher Anteil der ansässigen Letztverbraucher auf andere Art mit Wärme versorgt werden soll.“

²⁰ Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden, <https://www.gesetze-im-internet.de/geg/>

ERFORDERLICHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DIE STILLLEGUNG VON TEILEN DES GASVERTEILERNETZES

wird in den Raumordnungsgesetzen der Länder geregelt und von den Städten/Gemeinden im Zuge der Flächen- und Bebauungsplanung erstellt. Die Energieraumpläne werden jeweils durch die Länder genehmigt, wobei grundsätzlich auch geprüft wird, inwieweit „klimapolitische“ Vorgaben für das Bundesland erfüllt sind.

Die Energieraumplanung der Stadt Wien („Fachkonzept Energieplanung“²¹) dient als Grundlage zur Entwicklung von Neubaugebieten (und nicht für Gebiete mit Bestandsgebäuden) sowie der Bereitstellung von Raumwärme sowie Warmwasser. Prozesswärme für Industrie/Gewerbe ist nicht erfasst²². In der Steiermark erfolgt die Energieraumplanung beispielsweise in Form von „örtlichen Entwicklungskonzepten“. Das Land Steiermark unterstützt die Gemeinden dabei mit einem Leitfaden für die Erstellung eines Sachgebietskonzepts Energie, Förderungen sowie Erstellungstools. Im Sachbereichskonzept Energie sind für das Gemeindegebiet oder Teile des Gemeindegebietes Standorträume für Fernwärmeversorgung, d.h. potenzielle Standorträume, die für eine Fernwärmeversorgung aus Abwärme oder aus erneuerbaren Energieträgern geeignet sind, darzustellen und ggf. als Vorrangräume für Fernwärme auszuweisen.²³ Unter bestimmten Voraussetzungen²⁴ können Gemeinden in der Steiermark eine Verpflichtung zum Anschluss an ein Fernwärmesystem verordnen, die sowohl Neu- als auch Bestandsgebäude umfasst. Die Stadt Graz hat dies beispielsweise umgesetzt.²⁵

Die Erstellung von kommunalen Energiekonzepten erfordert Daten, die aus unterschiedlichen Datenquellen verschnitten werden. Im Rahmen des Projektes „Spatial Energy Planning“²⁶ wird (und wurde) für drei Pilotregionen (Wien, Steiermark, Salzburg) die Datengrundlage für eine

²¹ Stadt Wien, Fachkonzept Energieraumplanung – STEP 2025, 2019, <https://www.digital.wienbibliothek.at/wbrup/download/pdf/3598198?originalFilename=true>

²² Vgl. [https://www.ris.bka.gv.at/eli/lqbl/WI/1930/11/P2b/LWI40013178#:~:text=\(1\)%20Energieraumpl%C3%A4ne%20dienen%20oder%20geordneten,von%20klimaschonenden%20Energietr%C3%A4gern%20\(erneuerbare%20Energietr%C3%A4ger%20](https://www.ris.bka.gv.at/eli/lqbl/WI/1930/11/P2b/LWI40013178#:~:text=(1)%20Energieraumpl%C3%A4ne%20dienen%20oder%20geordneten,von%20klimaschonenden%20Energietr%C3%A4gern%20(erneuerbare%20Energietr%C3%A4ger%20)

²³ <https://www.ris.bka.gv.at/NormDokument.wxe?Abfrage=LrStmk&Gesetzesnummer=20000069&Artikel=&Paragraf=22&Anlage=&Uebergangsrecht=>

²⁴ Gemäß § 22 (9) StROG 2010 hat jede Gemeinde für das Gemeindegebiet oder für Teile desselben die Verpflichtung zum Anschluss an ein Fernwärmesystem (Fernwärmeanschlussbereich) festzulegen, wenn a) sie in einem Vorranggebiet für lufthygienische Sanierung liegt; b) sie ein kommunales Energiekonzept erlassen hat; c) für die Errichtung und den Ausbau der Fernwärmeversorgung eine verbindliche Zusage des Fernwärmeversorgungsunternehmens vorliegt.

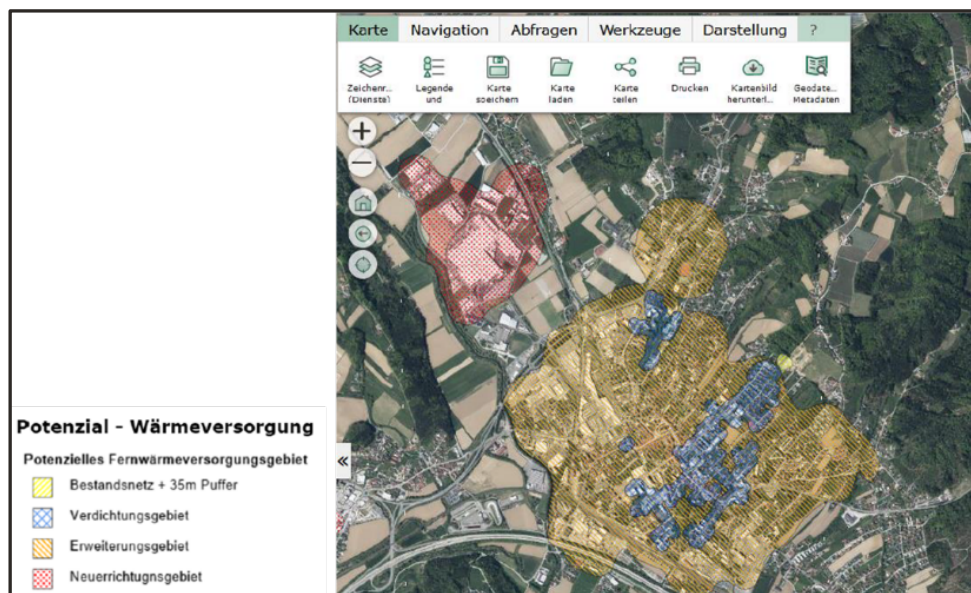
²⁵ „Alle Gebiete, in denen Räume beheizt werden und die sich in einem Gebiet befinden, das durch die ggst. Verordnung zu einem Fernwärmeanschlussbereich erklärt wurde, sind an Fernwärmesysteme anzuschließen. Der Fernwärmeanschlussauftrag ist bei Neubauten zugleich mit der Baubewilligung bzw. mit Genehmigung der Baufreistellung und bei bestehenden Gebäuden in einem amtswegigen Verfahren mit Bescheid zu erlassen. Bei bestehenden Gebäuden hat die Baubehörde bis spätestens 10 Jahre nach Inkrafttreten der Verordnung den Fernwärmeanschlussauftrag zu erlassen. Dieser hat eine angemessene Frist zu enthalten.“ (S. 13, Stadt Graz, Fernwärmeanschlussbereich 2012 Teilgebiete 05/001, 06/001 gem. §22 (9) StROG 2010, Erläuterungsbericht, 2012, https://www.umwelt.graz.at/cms/dokumente/10174847_4849688/0b9140e5/A14-005295-2012-4_eri.pdf)

²⁶ <https://www.waermeplanung.at/>

ERFORDERLICHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DIE STILLLEGUNG VON TEILEN DES GASVERTEILERNETZES

Energieraumplanung entwickelt. Beispielsweise wird für die Steiermark unter Einbindung bestehender steirischer Datenbanken und neuer Datenerfassung ein kleinräumiger GIS-basierter Wärmetlas für die überörtliche und örtliche Raum- und Energieplanung implementiert. Als Basisfunktionalität sind die objektgenaue Charakterisierung und Verortung des Gebäudebestandes und energierelevanter Infrastruktur (Nah- und Fernwärmenetze, kommunale Wasser- und Abwassernetze), die flächige Verortung von lokalen Ressourcen sowie die Ausweisung von Eignungs- und Vorrangzonen vorgesehen. Abbildung 6 zeigt ein Beispiel für eine regionale Darstellung des Potenzials der Wärmeversorgung aus dem Wärmetlas Steiermark.

Abbildung 6 Wärmetlas Steiermark – Beispiel „Potenzial – Wärmeversorgung“



Quelle: Sakulin (2024)

Für diese Studie wurden Interviews mit Gasverteilernetzbetreibern, Städten sowie Kundeninteressensvertretungen zum Thema Energieraumplanung bzw. weiterreichende kommunale Wärmeplanung geführt. Aus diesen Interviews konnten wir bestimmte Barrieren im Zusammenhang mit einer Stilllegungsplanung identifizieren:

- **Unvollständige Erfassung von Raum- und Prozesswärme:** Die Energieraumplanung ist unvollständig, wenn sie nur einen Teilbereich des Wärmebedarfs erfasst (d.h. nur Raumwärmebedarf). Für eine Stilllegungsplanung kann der Bedarf nach Prozesswärme durch Gewerbe-/Industriekunden eine ebenso wichtige Rolle haben. Die lokalen Pläne für die Wärme- und Kälteversorgung (Art 25 Abs 6 EnergieeffizienzRL 2023/1791) inkludieren den Wärme- (und Kälte-) Sektor, weshalb hier Raum- und Prozesswärme umfasst ist.
- **Fokussierung auf Neubaugebiete und nicht Bestandsgebiete:** Es wurde angeführt, dass ein Fokus nur auf Neubaugebiete, d.h. die Entwicklung von neuen Ortsteilen für die

Stilllegungsplanung zu kurz gegriffen ist, da in diesen Gebieten die Versorgung der Raumwärme durch fossiles Gas nicht zulässig ist. Mit dem Inkrafttreten des Erneuerbaren-Wärme-Gesetz²⁷ im Februar 2024 ist die Wärmebereitstellung für neue Baulichkeiten mit Anlagen, die mit fossilen Brennstoffen betrieben werden können, unzulässig.

- **Fehlende Vorgaben für die Energieraumplanung:** Es wurde die rechtliche Frage aufgeworfen, inwieweit durch Energieraumpläne auch in Bestandsgebäude eingegriffen werden kann. Einzelne Interviewpartner haben darauf hingewiesen, dass das Fehlen von Vorgaben zum schrittweisen Ausstieg aus fossilem Gas in der Raumwärme den politischen Handlungsspielraum der Energieraumplanung auf Länder- und Gemeindeebene stark limitieren. Ein Interviewpartner hat allerdings darauf hingewiesen, dass die EU-GebäudeeffizienzRL²⁸ zumindest bis zum Jahr 2040 einen fossilen Gasausstieg (und Ölausstieg) aus der Raumwärme vorsieht und dies als Vorgabe zunächst ausreichend sein kann (wobei allerdings in Einzelfällen mit der Verwendung erneuerbaren Methans argumentiert werden könnte).
- **Erstellung von Energieraumplanung komplex:** Es wurde darauf hingewiesen, dass die Erstellung von Energieraumplänen (bzw. Energiekonzepten) eine komplexe Aufgabe darstellt. Städte/Gemeinden können mit dieser Aufgabe personell und finanziell überfordert sein. Leitfäden und Unterstützungstools von den Ländern für die Städte/Gemeinden leisten hier teilweise schon Abhilfe und geben eine einheitliche Struktur vor. Bei einer Überführung der Energieraumplanung in eine umfassendere kommunale Wärmeplanung müssten diese Leitfäden und Unterstützungstools in allen Bundesländern, den Städten/Gemeinden verfügbar gemacht werden.
- **Mangelnde Datenverfügbarkeit:** Es wurde auf die Bedeutung und Herausforderungen bei der Verfügbarkeit von Daten hingewiesen. Als Beispiel wurde hier angeführt, dass im Rahmen der Energieplanung der Energiebedarf von Gebäuden derzeit modelliert wird, was zu gewissen Unschärfen führen kann. Daten der Energieversorger zu gebäudescharfem Energieabsatz würden die Genauigkeit der Planung erhöhen bzw. die Modellrechnungen plausibilisieren. Als weiteres Beispiel wurde die Verfügbarkeit von Daten zum Heizungsbestand (z.B. Alter, Heizungsart) angeführt. Diese Daten werden grundsätzlich durch Rauchfangkehrer erfasst und an die Länder übermittelt. Fernwärme, Stromdirektheizungen und Wärmepumpen werden bspw. nicht von den Rauchfangkehrern erfasst. Nur wenige Länder haben aber eine vollständig befüllte Heizungsanlagendatenbank oder Ähnliches. Zusätzlich ist das Format der

²⁷ Bundesgesetz über die erneuerbare Wärmebereitstellung in neuen Baulichkeiten (Erneuerbare-Wärme-Gesetz – EWG), <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20012541&FassungVom=2024-04-04>

²⁸ Laut Artikel 3, EU-GebäudeeffizienzRL müssen die Mitgliedstaaten einen Nationalen Gebäuderenovierungsplan erstellen. Dieser soll nach einem Template im Anhang II erstellt werden. Dieses Template erfordert auch die Strategien und Maßnahmen für einen Ausstieg aus den fossilen Heizsystemen bis 2040 (Legislative Entschließung des Europäischen Parlaments vom 12. März 2024 zu dem Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (Neufassung) (COM(2021)0802 – C9-0469/2021 – 2021/0426(COD)), https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/TA-9-2024-0129_DE.pdf

Datenübermittlung nicht immer eindeutig bestimmt, weshalb die Verpflichtung auch durch eine analoge Übermittlung (z.B. per Fax) erfüllt werden kann, was die Weiterverwendung erschwert. Hier wurde auf die Wichtigkeit einer digitalen Verarbeitung und die Möglichkeit des Zugriffs auf diese digitalen Daten hingewiesen.

„Kommunale Wärmeplanung“ und Wechselwirkung mit Gasstilllegung

Die Entwicklung der „kommunalen Wärmeplanung“ für Österreich ist nicht Gegenstand dieser Studie, sie stellt allerdings eine wesentliche Grundlage für eine Gasnetzstilllegungsplanung dar. Der Netzbetreiber muss verpflichtet werden, bei Vorliegen einer kommunalen Planung diese bei der Stilllegungsplanung zu berücksichtigen. Gleichzeitig muss der kommunale Wärmeplan dem Netzbetreiber immer in der aktuellen Fassung zur Verfügung gestellt werden.

Der Zusammenhang zwischen der Stilllegungsplanung und der kommunalen Wärmeplanung ergibt sich dabei durch die Verfügbarkeit von alternativen Energieträgern und Infrastrukturen als Voraussetzung für die Stilllegung von Gasleitungen. Es sind deshalb grundsätzliche Aussagen zu einer „kommunalen Wärmeplanung“ erforderlich:

- **„Kommunale Wärmeplanung“ und Rolle des Gasverteilernetzbetreibers:** Die Aufgabe des Gasverteilernetzbetreibers ist es nicht, die regionale Verfügbarkeit von alternativen Energieträgern zu entwickeln und sicherzustellen. Der Gasverteilernetzbetreiber verwendet diese Verfügbarkeit von alternativen Energieträgern nur als Input für die Stilllegungsplanung. Dies bedeutet allerdings gleichzeitig, dass sich der Gasverteilernetzbetreiber mit Anbietern von anderen Energieträgern während des Stilllegungsplanungsprozesses intensiv austauschen und koordinieren muss. Die Planung der Verfügbarkeit erfolgt allerdings nicht durch den Gasverteilerbetreiber selbst. Falls diese Informationen fehlen, schränkt dies die Möglichkeit einer Stilllegungsplanung deutlich ein. Aus diesem Grund sind Schritte hin zu einer „kommunalen Wärmeplanung“ (zumindest in den Ortsgebieten, in denen Gasleitungen der NE3 vorhanden sind) ein wichtiger Baustein für die Stilllegungsplanung.
- **Umfang der „Kommunalen Wärmeplanung“:** Gasnetzstilllegungen für die Versorgung von Raum- und Prozesswärme beziehen sich immer auf bestehende Anwendungen. Eine „Kommunale Wärmeplanung“ muss deshalb sowohl die Raum- und Prozesswärme für die bestehenden Anwendungen umfassen. Ansonsten sind die daraus abgeleiteten Informationen für den Gasverteilernetzbetreiber für die Stilllegungsplanung unvollständig.
- **Wirkung der „Kommunalen Wärmeplanung“:** Im Ergebnis wird durch die „kommunale Wärmeplanung“ das Gebiet in unterschiedliche Wärmeversorgungsgebiete unterteilt. Dabei stellt sich die Frage der verbindlichen Wirkung der Einteilung. Dies kann für Investitionen in neue Wärmenetze relevant sein. Wird beispielsweise ein Wärmeversorgungsgebiet als Vorrangzone für Fernwärme ausgewiesen, dann heißt das für ein Unternehmen, dass ein Marktpotential für wirtschaftliche Investitionen besteht. Inwieweit dieses Marktpotential tatsächlich gehoben werden kann, stellt eine gewisse Unsicherheit dar. Diese Unsicherheit kann durch verschiedene Maßnahmen reduziert werden, die sich nach der Schwere der Eingriffe unterscheiden können: spezifische

Förderungen für Fernwärmeanschluss; schrittweises Verbot von Einsatz von fossilem Gas in der Zone; Anschlusszwang an Fernwärmenetz für Endkunden (auch von Bestandsgebäuden). In weiterer Folge ist deshalb zu überlegen, inwieweit die Fernwärme (insbesondere, wenn sie im Wesentlichen als einzige verfügbare Alternative verbleibt) einer Preisregulierung unterzogen werden müsste.

- **Konsequenz der Verbindlichkeit der „Kommunalen Wärmeplanung“ auf Genehmigung für Stilllegungsplan:** Durch verbindliche Vorgaben in der kommunalen Wärmeplanung ergeben sich verbindliche Rückwirkungen auf die Gasstilllegung. Wenn beispielsweise in der „kommunalen Wärmeplanung“ in einem ausgewiesenen Gebiet der Einsatz von fossilem Gas für Raumwärme verboten wird (und gleichzeitig keine Verfügbarkeit von erneuerbaren Gasen besteht), dann wird dieses Gebiet im Ergebnis ein „Gasstilllegungsgebiet“, wenn in diesem Gebiet kein Gas in der Prozesswärme eingesetzt wird. Ein ähnliches Ergebnis ergibt sich auch bei einem theoretisch möglichen Anschlusszwang an das Fernwärmenetz, wenn dadurch der gesamte fossile Gasbedarf für Raumwärme ersetzt werden soll und wenn in diesem Gebiet kein Gas in der Prozesswärme eingesetzt wird.
- **Daten für „kommunale Wärmeplanung“ und „Stilllegungsplan“ überschneiden sich und einheitliche digitale Datenbasis erleichtert Planungsprozesse:** Für die beiden Planungen gibt es Überschneidungen bei den Daten. Beispielsweise basiert eine „kommunale Wärmeplanung“ auf Straßen- bzw. Gebäude-scharfen Daten zu aktuellen Bedarfen für Raum- und Prozesswärme sowie den eingesetzten Energieträger. Für diese Bedarfe werden auf Basis von Annahmen zu Sanierungsraten, Altersbestand der Gebäude und Anlagen, etc. Abschätzungen für den zukünftigen Bedarf gemacht. Informationen beispielsweise zum Alter der Heizungen in den Gebäuden ermöglichen auch eine Abschätzung zum Erneuerungszyklus. Diese Daten sind als Basis für den künftigen Gasbedarf auch für die Stilllegungsplanung der Gasverteilernetzbetreiber relevant. Daten der Gasverteilernetzbetreiber zu tatsächlichen Gasverbräuchen in den versorgten Objekten können andererseits dazu dienen, die Datenqualität zu Wärmebedarfen zu erhöhen.

Verfügbarkeit von alternativen erneuerbaren Energieträgern – erneuerbare Gase Einspeisung

Österreich plant bis zum Jahr 2030 eine jährliche Produktion von zumindest 7,5 TWh an erneuerbaren Gasen, wofür durch das Erneuerbares-Gas-Gesetz 2024 (Entwurf)²⁹ die Voraussetzung geschaffen werden soll, dieses Ziel zu erreichen. Im Zusammenhang mit dem Anschluss von Biomethananlagen müssen Überlegungen dahingehend angestellt werden, auf welcher Netzebene die Einspeisung am zweckmäßigsten erfolgen kann. Bei einem Anschluss von Biomethan Erzeugungsanlagen auch in der NE3 muss somit die Verfügbarkeit der entsprechenden Gasleitungen für diese Anlagen sichergestellt werden und bei der

²⁹ Ministerialentwurf betreffend Bundesgesetz über die Einführung einer Versorgerverpflichtung für Gas aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbares-Gas-Gesetz – EGG), Februar 2024, <https://www.parlament.gv.at/gegenstand/XXVII/ME/251>

Stilllegungsplanung berücksichtigt werden. Die erneuerbaren Gase müssen in das System integriert werden können, d.h. Biomethanerzeuger müssen einspeisen können und (regional oder überregional) mit Biomethanverbrauchern verbunden sein. Lokale erneuerbare H₂-Erzeugung bestimmt das potenzielle Nachnutzungspotential für stillgelegte Gasleitungen.

Verfügbarkeit von alternativen erneuerbaren Energieträgern und Kooperation mit Stromverteilernetzbetreiber, Fernwärmeunternehmen und H₂-Verteilernetzbetreiber

Die GasmarktRL sieht vor, dass die Entwicklung der Stilllegungspläne in enger Kooperation mit Stromverteilernetzbetreibern, Fernwärme-/kälteunternehmen sowie H₂-Verteilernetzbetreibern erfolgen soll. Diese Kooperation ist ein weiteres Element, um sicherzustellen, dass Alternativen für fossiles Gas tatsächlich auch vorliegen und muss explizit vorgeschrieben werden. Als Beispiele für die Zusammenarbeit können angeführt werden:

- **Stromverteilernetzbetreiber:** Stromverteilernetzbetreiber können unterschiedlich stark betroffen sein. Der Ersatz von fossilem Gas in der Raumwärme durch Wärmepumpen setzt ein ausreichend ausgebautes Stromnetz voraus. Der Ersatz von Gas- durch Elektroherde setzt eine entsprechende Anschlussleistung in den betroffenen Wohnungen voraus.³⁰ Ähnliches gilt auch für die Installation von elektrischen Durchlauferhitzern zur Warmwasserbereitstellung.
- **Fernwärmeunternehmen:** Die Kooperation kann hier beispielsweise bedeuten, dass der Gasverteilernetzbetreiber für ein bestimmtes Gebiet mit dem schon vor Ort tätigen Fernwärmeunternehmen (bzw. Betreibern von lokalen Wärmenetzen) abklärt, inwieweit dieses eine Ausweitung des Wärmenetzes plant und inwieweit sich daraus eine koordinierte Stilllegung von Gasleitungen ergeben könnte. Außerdem ist für die (Fern-) Wärmebereitstellung die Umstellung auf erneuerbare Energieträger und Abwärme durchzuführen.
- **H₂-Verteilernetzbetreiber:** Die Kooperation bezieht sich beispielsweise auf die mögliche Nachnutzung (d.h. Umwidmung) von Gas- in H₂-Leitungen.

3.2.3 Kohärenz der Szenarien und Konsistenz der Annahmen mit übergeordneten Gasnetzplanungsprozessen

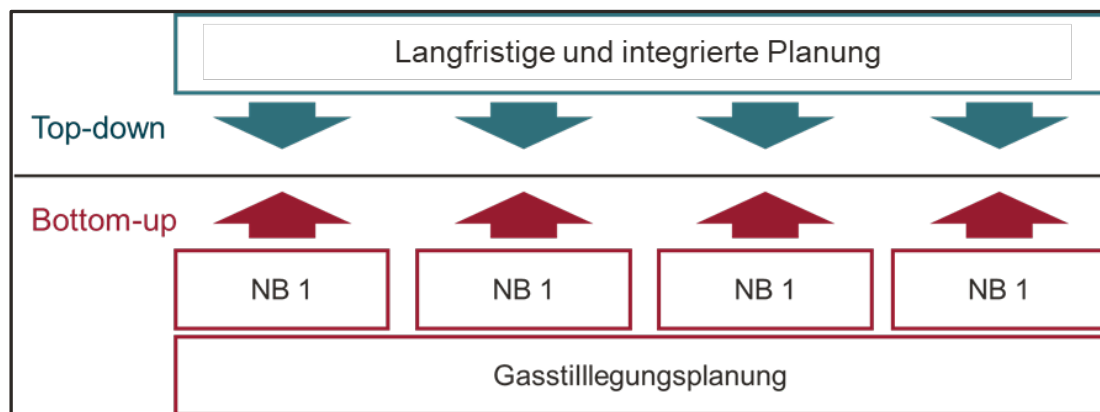
Wie oben angeführt, erfordert die Datengrundlage für die Stilllegungsplanung eine hohe regionale Granularität, da ansonsten die Zielsetzung „Identifikation von stillzulegenden Leitungen“ nicht erreicht werden kann. Die Stilllegungsplanung darf allerdings nicht losgelöst

³⁰ In Interviews mit Gasverteilernetzbetreiber hat sich das als tatsächlich relevantes Problem für die Stilllegung eines Gasanschlusses ergeben, wenn zwar die Gastherme entfernt werden kann, allerdings der Gasherd aufgrund von unzureichender Stromanschlussleistung nicht ersetzt werden kann. Interessanterweise handelt es sich teilweise um ein Erbe der Kooperation zwischen Strom- und Gasverteilernetzbetreiber aus der Vergangenheit: Nachdem ein Gasanschluss geplant war, wurde dieser gleich für Kochzwecke genutzt und aus Gründen der Kosteneinsparung der Stromanschluss geringer dimensioniert.

von anderen Planungsprozessen gesehen werden. Dies ist für die Kohärenz mit den anderen Netzplanungen für Strom und Gas erforderlich und auch so in der GasmarktRL vorgegeben.

Abbildung 7 illustriert die Kohärenz zwischen Planungsannahmen am Beispiel der bestehenden langfristigen und integrierten Planung (NE1) mit der künftigen Stilllegungsplanung der NE3. In der Langfristigen und integrierten Planung (NE1) wird für mehr als 50 Netzknoten „Top-down“ für die Planungsperiode 2023 bis zum Jahr 2040 und mit Ausblick auf das Jahr 2050 der Gasbedarf (Methan und Wasserstoff) unter Verwendung verschiedener Annahmen bestimmt. In der Langfristigen und integrierten Planung (2023, S. 29)³¹ wurde beispielsweise für nicht-leistungsgemessene Endkunden eine lineare Reduktion des Gasbedarfs von 90% bis zum Jahr 2040 angenommen, um die „Maßnahmen aus der Konsultationsversion des Erneuerbaren-Wärme Gesetzes zur Erreichung der Klimaneutralität 2040 bestmöglich widerzuspielen“. Die Stilllegungsplanung der einzelnen Gasverteilernetzbetreiber wird analog auf Annahmen zum Gasbedarf beruhen, der allerdings deutlich regional granularer bestimmt wird („Bottom-up“).

Abbildung 7 Übergeordnete und untergeordnete Gasnetze – Kohärenz „Top-down“ und „Bottom-up“ Annahmen



Quelle: Frontier Economics/BEURLE/AIT

Die „Top-down“ und „Bottom-up“ Annahmen sollten übereinstimmen bzw. sollten Unterschiede zumindest plausibel erklärt werden können. Der Abgleich zwischen „Top-down“ und „Bottom-up“ Annahmen macht transparent, inwieweit sich in Summe die Annahmen der einzelnen Gasverteilernetzbetreiber zu nationalen Zielen der Klimapolitik aufaddieren. Eine parallele Erstellung von zusammenhängenden Plänen (z.B. der Langfristplanung (NE1) sowie der Stilllegungsplanung) erleichtert es schon im Planungsprozess, auf die Kohärenz der jeweiligen Annahmen zu achten.

³¹ AGGM, Langfristige und integrierte Planung 2022 für die Gas Verteilernetzinfrastruktur in Österreich für den Zeitraum 2023– 2040, 2023, https://www.aggm.at/fileadmin/AGGM/Bilder-Dokumente/Energiewende/H2_Roadmap/LFiP-2022.pdf

Die Kohärenz der „Top-down“ und „Bottom-up“ Annahmen ist auch perspektivisch für den Zugang zu H2 erforderlich. Eine Umwidmung von Teilen des Gasverteilernetzes ist bei einer begrenzten lokalen H2-Einspeisung nur dann sinnvoll, wenn aufgrund eines übergeordneten H2 Netzes auch tatsächlich H2 vor Ort verfügbar und durch Kundenbedarfe (mangels anderer Dekarbonisierungsoptionen) erforderlich ist.

3.3 Kriterien für eine regionale Gasnetzstilllegung und Auswirkung auf erforderliche Inhalte des Plans

Art. 57 GasmarktRL sieht keine expliziten Kriterien für die Stilllegung von Gasleitungen vor. Einen Hinweis liefert allerdings der Verweis auf die kommunale Wärmeplanung, d.h. wenn sich z.B. aus der **kommunalen Wärmeplanung eine verbindliche Vorgabe** ergibt, dann ist diese umzusetzen.

In Agora Energiewende (2019: S. 86-87)³² wird beispielsweise vorgeschlagen als Kriterium einen „Kippunkt“ zu definieren, bei dessen Erreichen der Netzbetreiber die Möglichkeit hat, die verbleibenden Netzkunden zu kündigen. Agora Energiewende schlägt vor, dass Kennzahlen für solch einen „Kippunkt“ Anzahl Kunden/Leitungslänge, bzw. Absatz/Leitungslänge sein könnten. Diese „Kippunkte“ sollten im Rahmen einer erweiterten „kommunalen Wärmeplanung“ von den Kommunen bestimmt werden.

Derartige Kennzahlen können erste Indikatoren für eine Stilllegung sein, sind aber als solche nur sehr bedingt aussagekräftig. Zu simple Kriterien spiegeln das ökonomische Kalkül nicht angemessen wider. Aus Sicht des Gasverteilernetzbetreibers (und in der Folge auch der Gasnetzkunden) ist eine **Stilllegung aus „ökonomischen“ Gründen nur dann sinnvoll, wenn die laufenden und erwarteten Kosten des Weiterbetriebs der Leitung die aktuellen bzw. erwarteten Netzerlöse übersteigen**.³³ „Historische“ Investitionen, die sich noch nicht amortisiert haben, spielen bei dieser Entscheidung keine Rolle mehr, da diese durch eine Stilllegung nicht eingespart werden können. Dies kann anhand eines einfachen Beispiels illustriert werden. Die laufenden Kosten des Weiterbetriebs eines Leitungsabschnitts betragen €100, die Netzerlöse auf der Leitung betragen €120 und die „historischen Investitionen“ umgerechnet in Kapitalkosten (Abschreibungen und Finanzierungskosten) betragen €200. Der Leitungsabschnitt ergibt einen positiven Deckungsbeitrag von €20 (=120-100), wodurch „historische“ Investitionen teilweise gedeckt werden können. Es verbleibt trotzdem eine Differenz von -€180 (=20 – 200). Allerdings bedeutet das nicht, dass durch eine Stilllegung der Leitung diese Differenz „eingespart“ werden kann. Im Gegenteil: Durch die Stilllegung fällt der positive Deckungsbeitrag weg und die Differenz steigt auf -€200 (=0-2.00) an. **Die**

³² Agora Energiewende, Ein neuer Ordnungsrahmen für Erdgasverteilernetze: Analysen und Handlungsoptionen für eine bezahlbare und klimazielkompatible Transformation, November 2022.

³³ Insbesondere für Gasnetzkunden können auch andere (teilweise ökonomische) Aspekte relevant sein: z.B. Preisentwicklung von Gas, Versorgungssicherheit, etc.

Stilllegung wirkt somit zu Lasten der verbleibenden Gasnetzkunden, da diese jetzt eine höhere Differenz (200 anstatt 180) über die Netzentgelte abdecken müssen.

Eine Stilllegung kann allerdings dann einen größeren ökonomischen Mehrwert bringen, wenn an dieser Leitung eine Erneuerung erforderlich ist. Bei geplanten Kapitalkosten dieser erst zu tätigenen „künftigen“ Investition von €30 würde sich für den Leitungsstrang ein negativer Deckungsbetrag von -€10 (=120-100-30) ergeben. Der Weiterbetrieb des Leitungsstrangs ist deshalb nicht mehr wirtschaftlich und eine Stilllegung sinnvoll. Die Stilllegung ist auch im Interesse der verbleibenden Gasnetzkunden, da diese ansonsten zusätzlich zu den €200 („historische Investition“) auch noch den negativen Deckungsbeitrag von €10 abdecken müssten, d.h. in Summe € 210 (=200+10).

Weitere Aspekte wie die Systemkosten, die sich nicht in den Netzkosten widerspiegeln, (also insbesondere die „Stranded Costs“ auf Netzkundenseite oder auch die Kosten der Umstellung der Endanwendungen, sofern sie durch die Stilllegung vorzeitig ausgelöst werden) oder auch der Einfluss der Unsicherheit über zukünftige Preise von Wasserstoff, Biomethan Strom, Fernwärme, CO₂ etc. erhöhen die Komplexität der Stilllegungsentscheidung aus volkswirtschaftlicher Sicht.

Diese „ökonomische“ Logik für eine Stilllegung aus Sicht des Gasverteilerneitzbetreibers ist dem GWG (2011) an sich nicht fremd. Im Zusammenhang mit der Allgemeinen Anschlusspflicht gilt, dass diese nicht besteht „soweit der Anschluss dem Betreiber des Verteilernetzes **unter Beachtung der Interessen der Gesamtheit der Kunden** im Einzelfall **wirtschaftlich nicht zumutbar** ist“ (§59 (2) GWG). Auch bei der Ausarbeitung des Anschlusskonzepts wird auf die „**wirtschaftlichen Interessen aller Netzbenutzer** im Hinblick auf die **Verteilung von Netzkosten auf alle Netznutzer**“ (§59 (1) GWG) hingewiesen.³⁴

Aus der Verknüpfung von „Vorgaben“ (z.B. auf Basis einer kommunalen Wärmeplanung) und „ökonomischen Kriterien“ lässt sich ein mehrstufiger Prüfprozess für die Gasnetzstilllegung aufstellen, der in Abbildung 8 dargestellt ist³⁵:

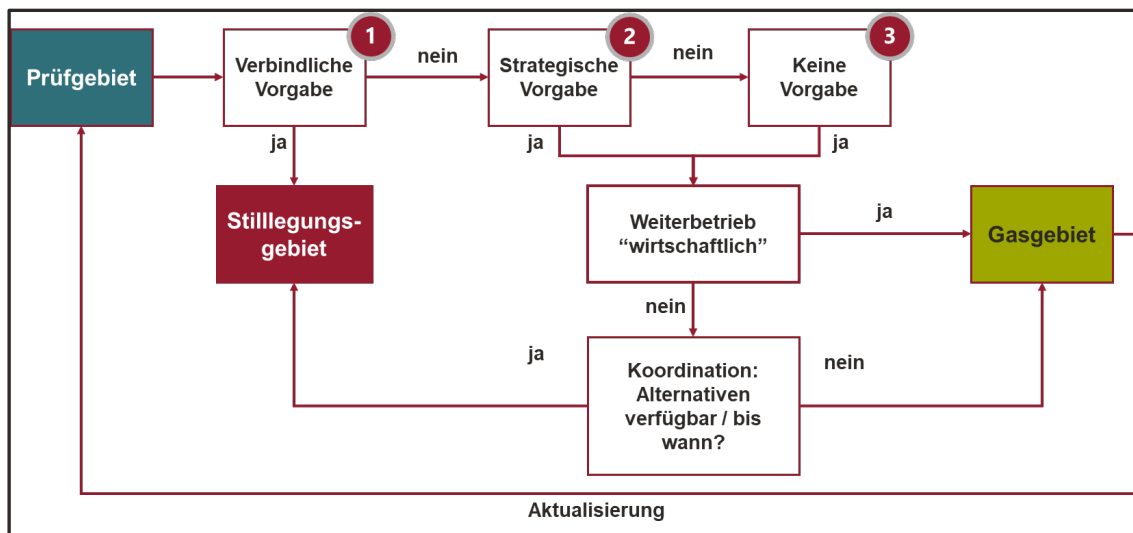
- **Schritt 1 „Verbindliche Vorgabe“:** Im Prüfgebiet besteht eine verbindliche Vorgabe für einen Ausstieg aus fossilem Gas aus der Raumwärme und ggf. auch Prozesswärme, welche beispielsweise auf Basis einer Systemkosten-übergreifenden Kosten-Nutzen Analyse im Rahmen einer kommunalen Wärmeplanung bestimmt wurde. Die Versorgung mit erneuerbarem Gas in diesem Gebiet ist aus ökonomischen Gründen (insbes. aus Sicht der Endkunden) nicht darstellbar. Das Gebiet wird damit zu einem Stilllegungsgebiet und die Leitungen werden entsprechend dem Zeitplan der verbindlichen Vorgabe stillgelegt. Falls keine „verbindliche Vorgabe“ im Prüfgebiet besteht, erfolgt Schritt 2.

³⁴ In einem Interview mit einem Gasverteilerneitzbetreiber hat dieser explizit auf diesen Zusammenhang hingewiesen.

³⁵ IWB (Gasversorger Basel) hat in einem Interview für diese Studie angemerkt, dass sie eine ähnliche Logik für die Planung der Gasstilllegung verfolgen. In jenen Gebieten, in denen noch keine verbindlichen Vorgaben bestehen, kann das Gasnetz stillgelegt werden, wenn die Erneuerung nicht wirtschaftlich darstellbar ist.

- **Schritt 2 „Strategische Vorgabe“:** Im Prüfgebiet wird kein explizites Verbot für Gas ausgesprochen, sondern das Prüfgebiet wird beispielsweise aufgrund einer kommunalen Wärmeplanung als Vorranggebiet für Fernwärme ausgewiesen. Auf Basis dieser Informationen beurteilt der Gasverteilternetzbetreiber, inwieweit der Weiterbetrieb der Gasleitung im Prüfgebiet unwirtschaftlich ist, d.h. Kosten des Weiterbetriebs der Leitung übersteigen die Netzerlöse im Prüfgebiet. Die Kosten des Weiterbetriebes bestehen dabei aus direkt zuordenbare Betriebskosten, d.h. Betriebskosten, die durch die Stilllegung unmittelbar wegfallen, und erforderlichen künftigen Investitionen in die Erneuerung. Bei der Abschätzung des künftigen Gasbedarfs berücksichtigt der Netzbetreiber auch den Umstand des Vorranggebiets. Wenn sich der „Weiterbetrieb“ als unwirtschaftlich ergibt, dann wird das Prüfgebiet (oder auch nur Teile davon) als potenzielles Stilllegungsgebiet identifiziert. In einem Folgeschritt beurteilt der Gasverteilternetzbetreiber die zeitliche Entwicklung der Verfügbarkeit von alternativen Energieträgern. Dabei muss sich der Netzbetreiber auf Informationen aus Umsetzungsmaßnahmen einer kommunalen Wärmeplanung stützen und mit Unternehmen, die beispielsweise für die Umsetzungsmaßnahmen vorgesehen sind in Kontakt treten. Wenn der Gasverteilternetzbetreiber zum Schluss kommt, dass ausreichend Gründe für die Verfügbarkeit der alternativen Energieträger im Zeitpunkt der Stilllegung bestehen, wird das Prüfgebiet als Stilllegungsgebiet ausgewiesen. Wenn dies nicht der Fall ist, dann wird das Prüfgebiet (oder auch nur Teile davon) weiterhin als Gasgebiet ausgewiesen.
- **Schritt 3 „Keine Vorgabe“:** Im Prüfgebiet bestehen keine Vorgaben und es ist kein kommunales Energiekonzept erstellt. In diesem Fall beurteilt der Gasverteilternetzbetreiber analog zu Schritt 2, inwieweit der Weiterbetrieb der Gasleitung im Prüfgebiet unwirtschaftlich ist. Wenn sich dabei der „Weiterbetrieb“ als unwirtschaftlich herausstellt, dann wird das Prüfgebiet (oder auch nur Teile davon) als potenzielles Stilllegungsgebiet identifiziert. In einem Folgeschritt beurteilt der Gasverteilternetzbetreiber die zeitliche Verfügbarkeit von alternativen Energieträgern. Hier kann sich der Gasverteilternetzbetreiber auf weniger Informationen als bei Schritt 2 stützen. Allerdings besteht auch hier die Möglichkeit der Koordination mit Fernwärmeunternehmen vor Ort, der Nutzung von regionalen Förderprogrammen, der Konsultation mit Stakeholdern, Kommunen, etc. Wenn der Gasverteilternetzbetreiber zum Schluss kommt, dass ausreichend Gründe für die Verfügbarkeit der alternativen Energieträger im Zeitpunkt der Stilllegung bestehen, wird das Prüfgebiet als Stilllegungsgebiet ausgewiesen. Wenn dies nicht der Fall ist, dann wird das Prüfgebiet (oder auch nur Teile davon) weiterhin als Gasgebiet ausgewiesen.

Abbildung 8 Mehrstufiger Prüfprozess für Gasstilllegung (illustrativ)



Quelle: FrontierEconomics/BEURLE/AIT

Der Vorteil dieses mehrstufigen Prüfprozesses liegt darin, dass er auch gestartet werden kann, wenn noch keine „verbindlichen“ bzw. „strategischen“ Vorgaben aus einer kommunalen Wärmeplanung vorliegen. In diesem Fall setzt der Prüfprozess bei Schritt 3 („keine Vorgaben“) ein. Im Ergebnis kann sich dabei insbesondere bei Netzen mit sehr geringem Erneuerungsbedarf kein oder nur eine geringe Anzahl an stillzulegenden Leitungen ergeben. Nur – wie oben erläutert – ist dies nicht zum Schaden der Gesamtheit der Gasnetznutzer und sollte nicht als Problem gesehen werden. Der Nachteil kann allerdings darin liegen, dass der Gasverteilternetzbetreiber bei der „Wirtschaftlichkeitsbetrachtung“ keine Systemsicht einnimmt. Dies ist allerdings auch nicht seine Aufgabe, außer der Gasverteilternetzbetreiber wird als „Systemplaner“ etabliert, der beispielsweise die kommunale Wärmeplanung übernimmt.

Für die Implementierung des Prüfprozesses müssen unterschiedliche Aspekte noch konkretisiert werden. Darunter fallen beispielsweise:

- **Definition des Prüfgebiets:** Die Prüfgebiete müssten möglichst granular in geographische Cluster festgelegt werden (z.B. nach Straßenzügen, lokale Netze nach Druckregelstationen). Dabei muss sichergestellt werden, dass die Stilllegung des Prüfgebietes (oder Teilen davon) aus technischen Gesichtspunkten ohne eine Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit überhaupt möglich ist bzw. welche Leitungsumbauten-/legungen für eine Stilllegung potenziell erforderlich sind.³⁶

³⁶ In Kalifornien wurde in einem Projekt ein Analyseansatz zur Beurteilung von Gasnetzstilllegungen und Ersatz durch Elektrifizierung bei der Raumwärme entwickelt. Dabei wurde als ein Auswahlkriterium für ein Prüfgebiet die „Hydraulic Feasibility“ definiert: „In a gas decommissioning project, PG&E must be able to remove the targeted gas pipelines from

ERFORDERLICHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DIE STILLLEGUNG VON TEILEN DES GASVERTEILERNETZES

- **Screening des Prüfgebiets:** In einem ersten Schritt bietet sich eine Reihung von Prüfgebieten nach Prioritäten an. Dies kann anhand von Kennzahlen erfolgen, die typischerweise für eine Wirtschaftlichkeitsrechnung eines Weiterbetriebs relevant sind, z.B.
 - *Indikation für Netzerlöse:* Dabei kann die Anzahl Kunden/Leitungslänge bzw. Absatz/Leitungslänge als Indikation zu den Netzerlösen im Prüfgebiet verwendet werden. Je geringer diese Kennzahl, desto geringer kann die Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs sein.
 - *Indikation für Erneuerungsbedarf:* Dabei können das Alter der Gasleitungen/-anlagen, technische Risikokennzahlen für die Gasleitungen/-anlagen oder auch die geplanten Erneuerungsinvestitionen herangezogen werden.
 - *Kundenstruktur:* Zusätzliche Informationen zur Kundenstruktur, d.h. Kunden mit Prozesswärme, Kunden mit Raumwärme, Kunden mit Kochgas, können als Indikation dazu dienen, wie komplex die Substitution von fossilem Gas für die potenziell betroffenen Kunden sein kann.
- **Detailprüfung von Prüfgebieten:** Für die nach einem ersten Screening als prioritär gereihten Prüfgebiete wird dann eine detaillierte Analyse der Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs durchgeführt. Dabei muss auch auf die Wechselwirkung zwischen Vorlaufzeit für Stilllegung und Erneuerungsbedarf Rücksicht genommen werden, d.h. wenn die Vorlaufzeit 3-5 Jahre beträgt, dann ist für den Weiterbetrieb der Erneuerungsbedarf in 3-5 Jahren relevant. Erforderliche Erneuerungsinvestitionen davor, sollten allerdings nicht außer Acht gelassen werden, um potenzielle „Stranded Costs“ zu vermeiden.
- **Granularer Datenbedarf:** Der Prüfprozess erhöht den Bedarf an Daten, welche von den Gasverteilernetzbetreibern ggf. erhoben, verarbeitet und an die Behörde, welche den Stilllegungsplan genehmigt, übermittelt werden. Die erforderlichen Daten für eine erstmalige Prüfung sollten allerdings grundsätzlich bei den Gasverteilernetzbetreiber verfügbar sein³⁷.

Im Ergebnis ist der **Stilllegungsplan somit deutlich mehr als nur eine Liste von stillzulegenden Gasleitungen**. Dieser enthält detaillierte Informationen zur Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategie der Gasverteilernetzbetreiber, zum Alter der Gasanlagen in den Prüfgebieten, zur Kundenstruktur, etc. Diese Informationen stellen ihrerseits wieder einen wichtigen Input für die Regulierung der Netzkosten dar (beispielsweise wird dadurch eine Grundlage für die detailliertere Beurteilung von künftigen Ersatzinvestitionen geschaffen).

service without impacting gas system safety and reliability. Decommissioning projects that can be implemented without negative impacts on the gas system are described as “hydraulically feasible”. (Energy and Environmental Economics/Gridworks Organization/ East Bay Community Energy; Strategic Pathways and Analytics for Tactical Decommissioning of Portions of Gas Infrastructure in Northern California, Interim Report June 2023, S.9).

³⁷ Weitere Detaillierungen der Daten können die „Wirtschaftlichkeitsrechnungen“ ggf. noch erhöhen. Beispielsweise ermöglichen Daten zum Alter der Heizungsanlagen, die derzeit den Gasverteilernetzbetreiber nicht vorliegen, eine genauere Abschätzung von Investitionszyklen und zum künftigen Gasbedarf.

3.4 Genehmigung des Plans

Art 57 GasmarktRL sieht vor, dass die zuständigen nationalen Behörden prüfen, ob die Stilllegungspläne mit den in Art 57 Abs 2 genannten Grundsätzen übereinstimmen. Weiters ist vorgesehen, dass sie den Stilllegungsplan genehmigen oder ihn ablehnen oder Änderungen an dem Plan verlangen. Die Mitgliedsstaaten haben einen Umsetzungsspielraum, welche Behörde diese Genehmigung vornehmen soll. Gleichzeitig sieht der Art 57 vor, dass Gasverteilernetzbetreiber, die von der Erstellung eines Stilllegungsplans ausgenommen sind, die Regulierungsbehörde über stillzulegende Leitungen informieren müssen. Die Regulierungsbehörde ist auch für die Genehmigung des H₂-Verteilernetzplans zuständig.

Jedenfalls zu klären ist, ob es hier eine einzige nationale österreichische Behörde geben soll, die hier zuständig oder ob dies mehrere sein sollen. Im Sinne eines „One-Stop-Shops“ halten wir es für sinnvoller eine einzige Behörde hierfür zu benennen.

Diese muss allerdings verbindliche Entscheidungen von anderen Behörden (z.B. Städte/Gemeinden im Falle einer verbindlichen kommunalen Wärmeplanung) bei der Genehmigung des Stilllegungsplans berücksichtigen. Beispielsweise könnte die Regulierungsbehörde als „One-Stop-Shop“ eingerichtet werden. In Anwendung des in Abschnitt 3.3 dargestellten mehrstufigen Prüfprozess für die Gasnetzstilllegung bedeutet das, dass die Regulierungsbehörde prüft, ob eine „verbindliche Vorgabe“ (Schritt 1) für eine Stilllegung einer anderen Behörde vorliegt. Ist das der Fall, dann genehmigt die Regulierungsbehörde die Stilllegung unter Verweis auf diese „verbindliche Vorgabe“. Liegt keine „verbindliche Vorgabe“ vor, dann prüft die Regulierungsbehörde den Schritt 2 und Schritt 3. Auf Basis dieser Prüfung trifft die Regulierungsbehörde eine Entscheidung zur Genehmigung des Stilllegungsplans.

Der Vorteil bestünde darin, dass E-Control aktuell schon für die Genehmigung der Netzentwicklungsplanung der Gasnetze für Fernleitung/NE1 sowie das Stromübertragungsnetz zuständig ist. Künftig besteht noch die Zuständigkeit für die Netzplanung der Stromverteilernetze sowie der H₂-Verteilernetze. Durch die Ergänzung um die Stilllegungsplanung kann dadurch eine Kohärenz der gesamten Strom-/Gas-/H₂-Netzplanung hergestellt werden. Die Stilllegung ist mit regulatorischen Auswirkungen verbunden, was auch als Argument für die Regulierungsbehörde als genehmigenden Behörde spricht. Ein Nachteil kann darin bestehen, dass unklare Zuständigkeiten im Falle einer kommunalen Wärmeplanung entstehen können. Die genehmigende Behörde für diese Pläne werden Städte und Gemeinden sein. Diese Planungen werden einen Einfluss auf Gasnetzstilllegungen haben bzw. und diese auch determinieren. Die Regulierungsbehörde selbst ist allerdings nicht in diese Planung involviert.

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass es sich hier um eine Materie handelt, die kompetenzrechtlich genauso wie das Gaswirtschaftsgesetz 2011 in Gesetzgebung und

Vollziehung Bundessache ist, da als Verfassungsgrundlage der Art 10 Abs 1 Z 8 B-VG („Gewerbe und Industrie“) greift.

Eine andere Variante wäre die Verbindung der Stilllegungsplanung mit der kommunalen Wärmeplanung (vgl. Abschnitt 3.2.2 und Abschnitt 3.3) in der Form, dass jene Behörde, welche für die Erstellung und Genehmigung der kommunalen Wärmepläne zuständig ist, auch für die Stilllegungsplanung zuständig ist. Dafür kämen als erstes Städte und Gemeinden bzw. ggf. auch die Länder in Betracht. Der Vorteil bestünde dabei darin, dass die direkte Verknüpfung mit der kommunalen Wärmeplanung auch die Information zur Verfügbarkeit von alternativen Energieträgern, Infrastrukturen und Bereitstellungstechnologien beinhaltet.³⁸ Ein weiterer Vorteil bestünde darin, dass die Verantwortlichkeiten eindeutiger zugewiesen werden, d.h. jene Behörde die eine kommunale „Energiesstrategie“ entwickelt und beschließt, auch für die Umsetzung bzw. Konsequenzen der Umsetzung (Gasnetzstilllegung) verantwortlich wäre. Der Nachteil besteht darin, dass insbesondere kleinere Städte und Gemeinden sowohl mit einer kommunalen Wärmeplanung als auch Stilllegungsplanung überfordert sein können. Dies könnte durch Unterstützungen durch Bund und Länder mittels finanzieller und Knowhow Ressourcen abgefangen werden. Ein weiterer Nachteil kann darin bestehen, dass flächendeckende Stilllegungspläne erschwert und zeitlich verzögert werden, wenn noch keine kommunalen Wärmepläne vorliegen. Die Städte und Gemeinden könnten in diesem Fall nur die Wirtschaftlichkeit eines Weiterbetriebes des Gasnetzes prüfen, was zu einer Überforderung führen könnte. Ein Nachteil kann auch im höheren administrativen Aufwand für die Gasverteilerneztbetreiber liegen, da diese im Verfahren zur Stilllegungsplanung mit mehreren Behörden, die für die Genehmigung zuständig sind, konfrontiert sind.

Aus juristischer Sicht wäre weiters zu prüfen, in welcher Rechtsform eine solche Genehmigung von statten gehen sollte und wer Parteistellung in einem Verfahren hätte. In Betracht kommen hier die beiden Rechtsformen der Verordnung oder des Bescheides. Vorteil der Verordnungsform wäre sicherlich ein schnelleres Genehmigungsverfahren, da die zuständige Behörde hier im Gegensatz zu einem Bescheidverfahren, bei dem das AVG anzuwenden ist, weniger Parteienrechte berücksichtigen müsste. Dies bedeutet im Gegenzug natürlich auch, dass der Rechtsschutz der Betroffenen bei einer Genehmigung in Verordnungsform deutlich geringer einzuschätzen ist: Während eine Verordnung nur in einem engen Rahmen beim VfGH angefochten werden kann, kann ein Bescheid bei den Verwaltungsgerichten und sukzessive beim VwGH oder VfGH bekämpft werden. Im Falle eines Genehmigungsverfahrens des Stilllegungsplanes mittels Bescheid würde jedenfalls dem betroffenen Gasverteilerneztbetreiber Parteistellung zukommen. Die Parteistellung von anderen Beteiligten (z.B. Gasnetzkunden) müsste noch final geklärt werden.

³⁸ Dies entspricht dem Vorgehen in der Schweiz. Die Gasnetzstilllegung in Zürich und Basel wurde von der Stadt Zürich/Basel geplant und gesetzlich umgesetzt. Die Regulierungsbehörde wurde dabei nicht involviert. Es muss allerdings in diesem Zusammenhang auch angemerkt werden, dass die Gasnetzregulierung in der Schweiz mit jener in Österreich nicht vergleichbar ist.

3.5 Transparentes Konsultationsverfahren

Die GasmarktRL schreibt für die Planerstellung ein transparentes Konsultationsverfahren vor. Bei der konkreten Ausgestaltung des Konsultationsverfahrens ist auch der Schutz der Konsumenten nach Art. 13 GasmarktRL im Auge zu behalten, der eine Konsultation der von einer Stilllegung betroffenen Netznutzer und anderer relevanter Stakeholder als Voraussetzung für das Recht zur Kündigung eines Gasnetzanschlusses vorsieht. Unter die „betroffenen Netznutzer“ sollten sowohl jene mit einem Netzzugangs- als auch Netzzutrittsvertrag verstanden werden. Dies ist beispielsweise für Konstellationen relevant, wo der Mieter den Netzzugangsvertrag mit dem Netzbetreiber hat und der Vermieter den Netzzutrittsvertrag. Im Falle einer Stilllegung sind hier beide Verträge betroffen.

- **Konsultation zu Entwurf des Stilllegungsplans:** Dies entspricht beispielsweise dem aktuellen Vorgehen für die Netzentwicklungsplanung für Strom (Übertragungsnetz, Verteilernetz (*geplant*)) sowie für Gas (Fernleitung, NE1) in Österreich. Die Involvierung durch die Konsultation der Stakeholder erfolgt hier in einer späten Phase, wodurch die Einflussmöglichkeiten tendenziell eingeschränkt sind³⁹. Beispielsweise erscheint die Wahrscheinlichkeit eher gering zu sein, dass fundamentale Annahmen (z.B. zu regionalen Gasentwicklungen) noch adaptiert werden. Wenn die Konsultation zum Stilllegungsplan auch Art. 13 GasmarktRL abdecken soll, dann müsste wohl bei der Konsultation sichergestellt werden, dass die von einer Stilllegung betroffenen Netznutzer sowie deren Interessensvertretungen explizit die Möglichkeit zu einer Stellungnahme haben.
- **Konsultation zu Szenarien/Annahmen und Entwurf des Stilllegungsplans:** Dies entspricht beispielweise dem Prozess der Netzentwicklungsplanung für Strom und Gas in Deutschland, bei der sowohl der Szenariorahmen als auch der Entwurf des Netzentwicklungsplans einer Konsultation unterzogen wird.⁴⁰ Der Vorteil dieser Option wäre eine höhere Partizipation der Stakeholder, indem auch schon explizit Stellungnahmen zu den Szenarien/Annahmen für Stilllegungsplanung eingebracht werden können. Es werden dadurch zwei Kontaktpunkte mit potenziell von einer Stilllegung betroffenen Netzkunden geschaffen. Ein Vorteil ist auch, dass dadurch auch eine stärkere Systemsicht für den Gasverteilternetzbetreiber bei der Planung entsteht. Der Nachteil besteht in einem zusätzlichen Aufwand (zeitlich/finanziell) und gleichzeitig stellt sich die datenschutzrechtliche Frage, wie eine Konsultation von regional granularen Annahmen ausgestaltet sein muss, z.B. inwieweit es erforderlich ist, Gasbedarfe für

³⁹ Die grundsätzliche Involvierung von bestimmten Stakeholdern (Gasverteilternetzbetreiber, große Endkunden) erfolgt allerdings beim KNEP und LFiP schon früher. Bei KNEP u LFiP gibt es eine Datenerhebung und Entwicklung eines Kapazitätsszenarios durch eine strukturierte bottom-up Bedarfserhebung.

⁴⁰ Es gibt hier auch zwei Genehmigungsschritte: Bundesnetzagentur genehmigt zunächst den Szenariorahmen und genehmigt danach die darauf aufbauende Netzplanung ([https://www.netzentwicklungsplan.de/nep-aktuell/netzentwicklungsplan-20372045-2023#:~:text=Der%20NEP%202037%2F2045%20\(2023,direkte%20oder%20indirekte%20Elektrifizierung%20erfolgt\).](https://www.netzentwicklungsplan.de/nep-aktuell/netzentwicklungsplan-20372045-2023#:~:text=Der%20NEP%202037%2F2045%20(2023,direkte%20oder%20indirekte%20Elektrifizierung%20erfolgt).)

Einfamilienhäuser zusammenzufassen, damit keine Rückschlüsse auf individuelle Verbräuche gemacht werden können.⁴¹

Das Ergebnis des Stilllegungsplans kann für von der Stilllegung betroffenen Endkunden zu Verunsicherungen führen, die sich negativ auf die Akzeptanz von Stilllegungen auswirken. Ein Teil der Verunsicherung kann auf mangelnde Informationen zu Alternativen und finanzielle Unterstützungen zurückzuführen sein. Abhilfe könnte dagegen geschaffen werden, in dem diese Informationen beispielsweise in der expliziten Einladung zur Konsultation von durch die Stilllegung betroffenen Netzkunden beigelegt werden. Ergänzend könnten Informationsveranstaltungen vor-Ort durch den Gasverteilternetzbetreiber unter Einbeziehung von Vertretern von lokalen Behörden, Energieberatungen, Stromverteilternetzbetreibern, Fernwärmeunternehmen in einer späteren Phase des Planungsprozesses die Akzeptanz für Stilllegungen von Gasleitungen erhöhen.

3.6 Aktualisierung des Plans

Die GasmarktRL sieht eine Aktualisierung des Stilllegungsplans mindestens alle 4 Jahre vor. Im Zusammenhang mit der Aktualisierung ist eine Abwägung zwischen Planungssicherheit sowie Flexibilität erforderlich:

- **Planungssicherheit:** Durch den Stilllegungsplan soll Planungssicherheit sowohl für den Gasverteilternetzbetreiber als auch für Gaskunden geschaffen werden. Planungssicherheit für den Gasverteilternetzbetreiber besteht beispielsweise darin, dass die Instandhaltungsstrategie für die stillzulegenden Leitungen angepasst wird und Erneuerungsinvestitionen vermieden werden können. Planungssicherheit für den Gasnetzkunden bedeutet, dass dieser bei der Wahl der Technologie zur Wärmebereitstellung die (angekündigte) Stilllegung von Leitungen berücksichtigen kann.
- **Flexibilität:** Die Stilllegungsplanung ist eine Planung unter Unsicherheit und bei (unerwarteter bzw. unerwartet starker) Änderung der Rahmenbedingungen möglicherweise zu adaptieren. und die tatsächliche Stilllegung von Gasleitungen wird in der Praxis von der Verfügbarkeit von Alternativen für die Endkunden abhängen. Der Gasverteilternetzbetreiber muss bei der Erstellung des Stilllegungsplans Annahmen zur Verfügbarkeit dieser Alternativen anstellen, ist allerdings selbst nicht für deren Bereitstellung verantwortlich. Beispielsweise macht der Gasverteilternetzbetreiber begründete Annahmen zur Verfügbarkeit von Fernwärme in einem Gasnetzstilllegungsgebiet. Auf die tatsächliche Erschließung der Alternativen und deren Preise hat der Gasverteilternetzbetreiber keinen Einfluss. Flexibilität bei der Stilllegungsplanung bedeutet, dass der Gasverteilternetzbetreiber und auch die Gasnetznutzer die Möglichkeit haben, auf geänderte Rahmenbedingungen, z.B. durch eine zeitliche Verschiebung einer Stilllegung, reagieren zu können.

⁴¹ Für die kommunale Wärmeplanung in Deutschland gilt beispielsweise, dass die planungsverantwortliche Stelle die Gasbedarfe bei Einfamilienhäusern nur aggregiert für mindestens fünf Hausnummern erheben darf.

Ein wichtiger Faktor bei der Abwägung zwischen Planungssicherheit und Flexibilität ist somit die Unsicherheit der Verfügbarkeit von alternativen erneuerbaren Energieträgern für die Bereitstellung von Raum- aber auch Prozesswärme: je geringer die Unsicherheit für Gasnetznutzer wird, desto mehr steht die Planungssicherheit im Vordergrund und der maximale Aktualisierungszeitraum aus der GasmarktRL von 4 Jahren könnte ausgeschöpft werden. Überwiegt allerdings die Unsicherheit, z.B. wenn keine ausreichenden Informationen zu potenziellen Fernwärmegebieten auch für Bestandsgebäude vorliegen, dann sollte der Flexibilität eine größere Bedeutung zugewiesen werden.

In Österreich ist für die Aktualisierung der Netzpläne für die Gasfernleitungsebene und die NE1 sowie das Stromübertragungsnetz und (nach EIWG Entwurf) -verteilernetz ein Intervall von zwei Jahren vorgesehen. Nachdem bei der Gasnetzstilllegungsplanung eine Kohärenz zwischen den Netzplänen hergestellt werden muss, bei einer erstmaligen Erstellung die Unsicherheit überwiegen wird und die Planung selbst ein „Lernprozess“ sein wird, erscheint eine Angleichung der Aktualisierungsperiode mit den anderen Strom-/Gasnetzplänen auf zwei Jahren sinnvoll zu sein.⁴²

3.7 Zusammenfassung – Prozess der Stilllegungsplanung

Tabelle 5 fasst mögliche Barrieren der Stilllegungsplanung auf Grundlage der in diesem Abschnitt geführten Diskussion zusammen und enthält Empfehlungen wie diese Barrieren überwunden werden können.

Tabelle 5 Mögliche Barrieren der Stilllegungsplanung und Empfehlungen

Thema	Barriere	Empfehlung
Nationale gesetzliche Grundlage	GWG enthält keine explizite Bestimmung für Stilllegungsplanung	Umsetzung der Stilllegungsplanung der GasmarktRL in nationale Gesetzgebung
Planersteller		Alle Gasverteilernetzbetreiber in Österreich mit Möglichkeit für kleine Netzbetreiber in gleicher Region für gemeinsamen Plan
Basis für Stilllegungsplan – Energieraumplanung und kommunale Wärmeplanung	In Österreich derzeit (noch) keine großflächige Planung im Sinne europarechtlicher Vorgaben gemäß EnergieeffizienzRL	Verpflichtung von kommunalen Wärme-/Kälteplänen (Bestand/Neu; Raumwärme/Prozesswärme) durch Städte/Gemeinden. Zusammenarbeit u.a. mit Gasverteilernetzbetreiber bei der Erstellung durch die Städte/Gemeinden

⁴² Alternativ besteht noch die Möglichkeit die Aktualisierungsperiode auf 4 Jahre zu setzen und gleichzeitig die Option für eine frühzeitige Aktualisierung vorzusehen, falls sich bestimmte Rahmenbedingungen ändern, z.B. Stadt/Gemeinde hat neues Energiekonzept erstellt oder mehr Biomethan Einspeisung als erwartet.

ERFORDERLICHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DIE STILLLEGUNG VON TEILEN DES GASVERTEILERNETZES

Thema	Barriere	Empfehlung
Basis für Stilllegungsplan – Unterstützung bei Erstellung Energieraumplanung / kommunale Wärmeplanung	Erstellung von Energieraumplänen/ kommunale Wärmepläne kann zu Überforderung von Städten/Gemeinden führen	Unterstützung der Gemeinden/Städte durch finanzielle/Knowhow Ressourcen durch Bund/Länder. Einheitlichkeit der Pläne durch Leitfäden, Unterstützungstools, etc. sicherstellen
Basis für Stilllegungsplan – Daten für kommunale Wärmeplanung und Stilllegungsplanung	Hoher Datenbedarf und Verschneidung von Datenquellen erforderlich, die aktuell noch nicht flächendeckend in digitaler Form vorhanden sind.	Digitale Datenbanken für Erstellung von kommunalen Wärmeplänen und Zugriff für (Wechselwirkung mit) Daten für Stilllegungsplanung. Erhöhung der Datenqualität durch Verschneidung der Daten von Energieversorgern
Behördliche Vorgaben im Zusammenhang mit Stilllegung	Fehlende nationale verbindliche Zielvorgaben, an denen sich Gasverteiler-netzbetreiber bei Stilllegungsplanung orientieren können	Überführung von EU-Vorgaben in Bundesgesetze, Landesgesetze und Städte/Gemeinde Gesetze
Kriterien für Stilllegung	Fehlende nationale Zielvorgaben z.B. durch kommunale Wärmepläne	Mehrstufiger Prüfprozess für Stilllegung, der auch ohne kommunaler Wärmeplanung begonnen werden kann
Genehmigungs-behörde		<i>Mögliche Option: Regulierungsbehörde als „One-Stop-Shop“, die verbindliche Vorgaben aus kommunalen Wärmeplänen von anderen Behörden bei Prüfung übernimmt</i>
Konsultation des Stilllegungsplan		Konsultation zu Entwurf des Stilllegungsplans; Informationsveranstaltung vor-Ort unter Einbeziehung von Vertretern von lokalen Behörden, Energieberatungen, Stromverteilernetzbetreiber, Fernwärmeunternehmen
Aktualisierung des Stilllegungsplans		Aktualisierung alle 2 Jahre

Quelle: Frontier Economics/BEURLE/AIT

4 Wesentliche Implikationen, Folgewirkungen und Handlungsbedarfe im Kontext der Stilllegungsplanung

Die Genehmigung eines Stilllegungsplans hat Konsequenzen und Implikationen in verschiedener Hinsicht, z.B. technischer, ökonomischer, regulatorischer oder rechtlicher Art. Einige Konsequenzen bzw. Handlungsbedarfe ergeben sich hier explizit aus der GasmarktRL, andere Handlungsbedarfe resultieren aus dem nationalen Gesetzesrahmen. Wichtig ist es, bei der Konzeption der Stilllegungsplanung, diese verschiedenen Aspekte zu beleuchten und mitzudenken. Je nach Ausgestaltung der Planung müssen wichtige Stellschrauben und Regelungen im Regulierungssystem (z.B. Effizienzprüfung von Gasverteilernetzbetreibern, wenn Stilllegungspläne bereits geprüft und anerkannt wurden) oder im Gesetzesrahmen (Stichwort Anschlusspflicht für Gasverteilernetzbetreiber) angepasst werden.

Dieser Abschnitt geht auf die wesentlichen Aspekte und Festlegungsbedarfe ein:

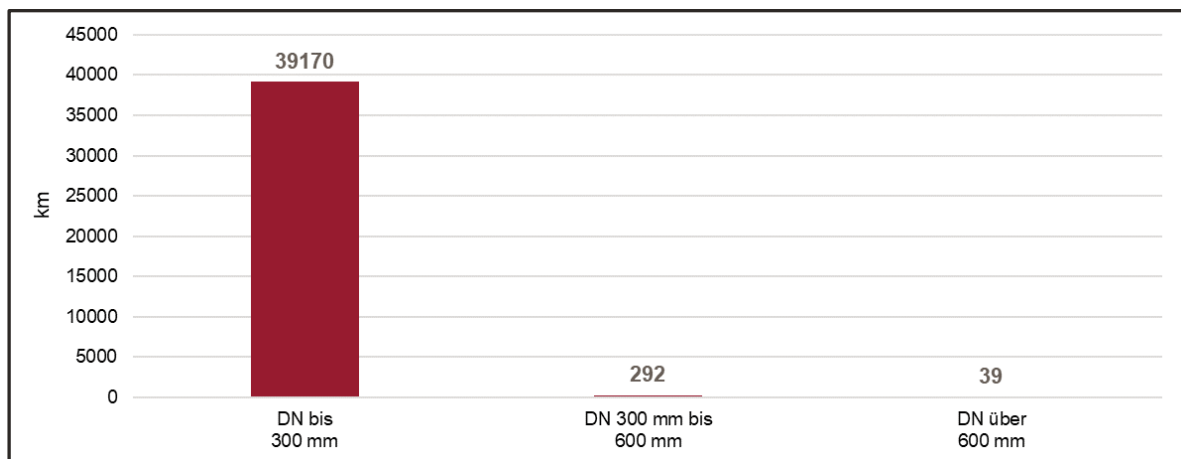
- **Technische Aspekte der Stilllegung:** Hier geht es um die Frage von technischen Maßnahmen im Zusammenhang mit stillgelegten Leitungen der NE3 (Stichwort: Rückbau). Die Stilllegung von Gasleitungen kann aber auch bedeuten, dass die Leitungen weiterhin einen Wert haben, da sie für alternativen Nutzungen in Frage kommen.
- **Regulatorische Aspekte – Auswirkungen auf Netzanschlusspflicht:** Die GasmarktRL sieht die Möglichkeit einer Verweigerung des Anschlusses und einer Kündigung eines Netzanschlusses unter bestimmten Voraussetzungen vor. In diesem Zusammenhang stellt sich zudem die Frage nach Entschädigungszahlungen für von der Stilllegung betroffenen Netznutzern, welche von der GasmarktRL nicht explizit angesprochen wird.
- **Regulatorische Aspekte – Auswirkung auf Netzkostenbestimmung:** Die GasmarktRL sieht vor, dass die Regulierungsbehörde Maßnahmen treffen soll, wie mit „Stranded Costs“ bei stillgelegten Leitungen umgegangen werden soll.
- **Regulatorische Aspekte – Auswirkungen auf Netztarife:** Die GasmarktRL sieht vor, dass die Regulierungsbehörde die Auswirkungen auf die Tarifierung im Zusammengang mit „Stranded Costs“ evaluieren soll.
- **Regulatorische Aspekte – Asset Transfer:** Für den Fall einer Nachnutzung der stillgelegten Leitungen stellt sich die Frage nach der Bemessung des „ökonomischen“ Werts der Nachnutzung und inwieweit dieser beispielsweise bei einer Anpassung der Abschreibungsmethodik berücksichtigt werden kann.

4.1 Technische Aspekte im Kontext der Stilllegungsplanung

4.1.1 Ausgangslage

In der Vergangenheit wurde implizit ein „ewiger Bedarf an der Infrastruktur“ unterstellt, weshalb das Thema der Stilllegung von (großen Teilen) des Gasnetzes wenig relevant war. Durch die Ziele der Europäischen Union zur Klimaneutralität, welche in nationale Zielsetzungen übersetzt werden, wird die Stilllegung von Gasnetzen jedoch immer aktueller. In Österreich ist der Ausstieg aus fossilem Gas im Zuge der angestrebten Klimaneutralität bis 2040 geplant. Es finden deshalb in europäischen Ländern (z.B. Deutschland, Niederlande, UK) Diskussionen zur Auswirkung auf die Gasnetze statt. Im Rahmen dieser Diskussion werden immer wieder die Kosten für die technische Stilllegung von Gasleitungen adressiert, die beim Ausstieg aus fossilem Gas anfallen und zudem die letzten Gasnetzkunden überproportional belasten können. Abhängig von den zu setzenden technischen Maßnahmen zur Stilllegung kann es aufgrund der Länge des Gasleitungsnetzes der NE3 in Österreich, welche in Abbildung 9 angeführt ist, zu zusätzlichen Kosten kommen. Diese Stilllegungskosten sind abhängig von der gewählten technischen Maßnahme im Zuge der Stilllegung.

Abbildung 9 Länge des Gasleitungsnetzes der Netzebene 3 je Nenndurchmesser (DN)



Quelle: E-Control (2023): Bestandsstatistik Erdgas in Österreich – Leitungslängen zum 31. Dezember (Datenstand: Mai 2023)

4.1.2 Stilllegung von Leitungen – technische Maßnahmen und Kriterien

Technische Maßnahmen bei Stilllegungen

Bei der Stilllegung von Gasleitungen sind technisch unterschiedliche Maßnahmen möglich, von einfacher Versiegelung bis hin zum vollständigen Rückbau. Die Kosten variieren je nach gewählter Methode und werden im Folgenden näher erläutert.

- **Versiegelung und Inertisierung:** Diese Methode ist vergleichsweise unkompliziert und kostengünstig und erfüllt alle diesbezüglichen sicherheitstechnischen Anforderungen aus der ÖVGW Richtlinie G B111 zur Auflassung von Erdgasleitungen. Dabei werden die Erdgasleitungen inertisiert und im Boden belassen, während oberirdische Anlagen entfernt werden. Die Inertisierung⁴³ kann leitungs- oder zonenweise erfolgen, wobei zu berücksichtigen ist, dass bei der Inertisierung von Zonen tatsächlich aus allen Leitungsabschnitten in der zusammengefassten Zone das Methan entfernt wird. Die Kosten liegen im ländlichen Bereich zwischen 2.000 und 10.000 € pro Kilometer.⁴⁴ In städtischen Gebieten können die Kosten aufgrund der dichten Bebauung, sowie der teilweise nötigen tiefen Grabungsarbeiten, deutlich höher ausfallen, sind jedoch schwer abzuschätzen⁴⁵.
- **Versiegelung und Verfüllung:** Bei dieser Methode wird die Leitung im Boden belassen, jedoch mit Stickstoff gespült und anschließend mit Füllstoffen wie Betonit verfüllt, um die Beschädigung von Rohren durch das Einwirken von äußeren, hohen, mechanischen Belastungen, wie beispielsweise schwere Baumaschinen, zu unterbinden bzw. zu verringern. Auch hier werden oberirdische Anlagen entfernt. Da es bisher keine Erfahrungswerte für die Kosten gibt, ist eine genaue Kostenschätzung schwierig. Die Verfüllung kann neben den für die Arbeiten anfallenden Initialkosten auch zukünftige Komplikationen nach sich ziehen. Wenn eine tatsächliche Entfernung der Rohrleitung in der Zukunft aus unterschiedlichen Gründen erforderlich sein sollte, würde dieser Rückbau, bedingt durch die dann vorhandene Verfüllung, noch zeitaufwendiger und somit kostspieliger ausfallen. Dies insbesondere vor dem Hintergrund, dass in den Gemeinden häufig Straßenerhaltungs- oder -verbesserungsarbeiten, inklusive der Nutzung des

⁴³ Bei der Inertisierung von Erdgasrohrleitungen handelt es sich um ein Verfahren bei dem unbrennbare Gase - vorwiegend Stickstoff - in eine Erdgasrohrleitung eingebracht werden, um diese zu spülen (sogenanntes Purgung). Durch die Einbringung von inerten Gase in die Erdgasrohrleitung wird das sich darin befindliche Erdgas verdrängt um mögliche kritische Szenarien, wie Explosionsgefahr (beispielsweise im Zuge von Schweiß- oder Schneidearbeiten) oder andere unerwünschte Reaktionen, zu unterbinden.

⁴⁴ Hinsichtlich der großen Schwankungsbreite der Inertisierungskosten wird darauf hingewiesen, dass diese stark von der Länge/Zonengröße der stillzulegenden Leitungen abhängen (Größeneffekte)

⁴⁵ Stilllegungen von Erdgasrohrleitungen in städtischem Gebiet können einzelne Rohrleitungsstränge aber auch Versorgungszonen betreffen. In beiden Fällen ist es möglich (eher wahrscheinlich), dass durch das Stilllegen einzelner Rohrleitungsstränge/Zonen angrenzende Rohrleitungen/Zonen betroffen sein könnten. Aus diesem Grund sind möglicherweise für einen vorübergehenden störungsfreien Betrieb Bypässe zu verlegen. Die kann insbesondere in innerstädtischen Gebieten einen hohem Grabungsaufwand nach sich ziehen. Ebenfalls ist darauf zu achten, dass bei Stilllegung von Zonen sichergestellt wird, dass aus alle betroffenen Rohrleitungsabschnitten das Erdgas durch den inertisierenden Stickstoff verdrängt wird.

Gehsteigebereiches aufgrund der Erneuerung von Abwasser- und Zuleitungsrohren sowie Telekommunikationskabeln etc., durchgeführt werden müssen und somit die Entfernung von ehemaligen Erdgasleitungen nützlich sein könnte.

- **Rückbau:** Der aufwendigste Ansatz beinhaltet den vollständigen Ausbau der Gasleitung aus dem Boden und die Wiederherstellung des Grundstücks. Die Rückbaukosten variieren je nach Durchmesser und Konfiguration der Leitung, sind jedoch wesentlich höher als bei den anderen beiden Methoden. Im ländlichen Bereich belaufen sie sich auf etwa 250.000 bis 800.000 € pro Kilometer (abhängig vom jeweiligen Rohrdurchmesser), während sie in städtischen Gebieten aufgrund der dichten Bebauung und möglicher Komplikationen, wie der Erfordernis von tiefen Grabungsarbeiten, unzulänglichen Untergrundbestandsplänen oder archäologischen Funden noch höher sind. Die genannten spezifischen Rückbaukosten basieren auf Expertenwissen welches mit Daten des von ACER erstellten Reports⁴⁶ abgeglichen wurde, wobei von spezifischen Investitionskosten auf spezifische Rückbaukosten übergeleitet wurde.

Technische Ziele der Stilllegung und Entscheidungslogik für Stilllegungsmaßnahmen

Die technischen Zielsetzungen bei Stilllegungen sind vielfältig. Zunächst soll die Sicherheit von Personen (Unversehrtheit von Leib und Leben) gewährleistet, ein Eingriff in die Umwelt minimiert und die Einhaltung der Eigentumsrechte gesichert werden. Ebenso wird die Minimierung des ohnehin geringen Risikos⁴⁷ von Bodensetzungen aufgrund von Hohlräumen im Boden berücksichtigt. Zudem wird angestrebt, potenzielle Konflikte mit (angrenzenden) Grundstückseigentümern zu vermeiden. Dies erfordert eine sorgfältige Planung und Abstimmung, da die Stilllegung möglicherweise eine erneute Befahrung des Grundstücks erfordert.

Grundsätzlich kann für die Auswahl der geeigneten technischen Maßnahmen bei der Stilllegung von Gasleitungen eine technische Entscheidungslogik angewandt werden, die sich am Risiko von Bodensetzungen durch Hohlräume orientiert und durch die Rohrdurchmesser kategorisiert wird. Die Entscheidungslogik bedeutet, dass mit steigenden Rohrdurchmessern mögliche technische Eingriffe invasiver werden können, d.h. bei einem geringen Rohrdurchmesser ist eine Versiegelung aus technischer Sicht in der Regel ausreichend und zusätzlich gewünschte, technische Maßnahmen wären vom Grundstückseigentümer selbst zu bezahlen.

Die typischen Durchmesser von Leitungen auf NE 3 bewegen sich zwischen DN 40 und DN 200, wobei größere Durchmesser wie DN 250 und DN 300 eher selten sind, und solche über

⁴⁶ Agency for the Cooperation of Energy Regulators, On unit investment cost indicators and corresponding reference values for electricity and gas infrastructure, 2015.

⁴⁷ Da die stillgelegten Rohrleitungen inertisiert und verschlossen werden wird die Gefahr der Innenkorrosion der stillgelegten Rohrleitungen weitgehend ausgeschlossen. Der Außenkorrosion wird durch die Außenschutzschicht der Rohrleitungen vorgebeugt.

DN 300 extrem selten vorkommen. Über 99% der Leitungen haben einen Durchmesser \leq DN 300.

Im Rahmen des Projektes wurden mit Gasverteilternetzbetreibern aus Österreich und dem ÖVGW Interviews zu den erforderlichen technischen Maßnahmen bei Stilllegungen geführt. Die Ergebnisse der Gespräche lassen sich damit zusammenfassen, dass aus technischer Sicht weitreichendere Maßnahmen als eine Inertisierung und Versiegelung von stillgelegten Gasleitungen in der NE3 (aber auch NE2) aufgrund der geringen Durchmesser der Gasleitungen und der technischen Eigenschaften (insbesondere Dichtheit der Leitungen, wodurch z.B. Bodensetzungen sehr unwahrscheinlich sind) als nicht erforderlich angesehen werden.⁴⁸

Aufgrund dieser Gegebenheiten wird empfohlen, dass für alle Leitungen der NE3 (und NE2) als technische Maßnahme zur Stilllegung lediglich eine Inertisierung und Versiegelung erforderlich ist. Dies entspricht auch bestehenden technischen Richtlinien der Österreichischen Vereinigung für das Gas- und Wasserfach (ÖVGW).⁴⁹ Nichtsdestotrotz sind Stilllegungskosten zu erwarten, die auf regulatorischer Ebene behandelt werden müssen.

4.1.3 Nachnutzungsmöglichkeiten für stillgelegte Gasleitungen

Eine sinnvolle Nachnutzung stillgelegter Erdgasleitungen würde den Vorteil bieten, dass auch nach der Stilllegung der Erdgasleitung dieser weiterhin ein Wert zugeordnet werden kann. Es gibt verschiedene Optionen für die Nachnutzung.

Wasserstoff: Technisches Nachnutzungspotenzial

Technisch ist eine Umstellung auf Wasserstoffbetrieb möglich, zumal die neuen Rohrleitungen auf der NE3 vorwiegend aus Kunststoff (High Density Polyethylen) bestehen. Um den Betrieb mit Wasserstoff zu gewährleisten, ist ein Tausch eines Großteils der Armaturen und der Messtechnik hinsichtlich der technischen Spezifika von Wasserstoff erforderlich. Da die Kunststoffleitungen an Rohrleitungen aus Kohlenstoffstahl angeschlossen sind, kann die Wasserstoffreinheit durch Verunreinigungen, bedingt durch die Abnutzung der (alten) Rohrleitungen, beeinträchtigt werden. Eine Nutzung des derart verunreinigten Wasserstoffs wäre vorrangig als Brennstoff möglich.

Die Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach (ÖVGW) arbeitet derzeit an der Entwicklung einer technischen Richtlinie für die Umwidmung von Gasleitungen auf

⁴⁸ Im Rahmen des Projektes wurde auch ein Interview mit dem Schweizer Gasversorger IWB der Stadt Basel geführt, wo Projekte zur Gasnetzstilllegung schon gestartet sind. Nach Auskunft von IWB sieht hier die Stadt Basel für Gasleitungen ab DN200 eine Verfüllung vor. Die Stadt Basel begründet dies mit dem Risiko von Bodensetzungen. Aus Sicht von IWB erscheint diese Vorschrift allerdings überschießend. Selbst wenn vereinzelt tatsächlichen Bodensetzungen auftreten sollten, wäre es kosteneffizienter bei Eintritt der Bodensenkungen an den betroffenen Stellen eine Verfüllung bzw. Rückbau und Wiederherstellung der Bodenversiegelung vorzunehmen.

⁴⁹ ÖVGW Richtlinie G B111.

Wasserstoff (H₂). Während der Schwerpunkt dieser Richtlinie vorrangig auf der Umwidmung von NE1/Fernleitungen liegt, die einen unmittelbaren Bedarf für solche Anpassungen aufweisen, sollen die erarbeiteten Regeln auch auf NE3-Leitungen angewendet werden können.

Aus diesen Gründen ergibt sich hier insgesamt ein technisches Nachnutzungspotenzial. Das in der Praxis nutzbare wirtschaftliche Potenzial einer solchen Umstellung hängt dabei stark von den potenziellen Kunden der NE3-Leitungen ab, insbesondere in Bezug auf die erforderliche Reinheit und Druckstufe sowie mengenmäßiger Verfügbarkeit des Wasserstoffs.

Fernwärme: Kein Nachnutzungspotenzial

Eine weitere Möglichkeit ist die Nutzung für Fernwärme. Ein Fernwärmestrang benötigt jedoch zwei Leitungen - eine für den Vorlauf und eine für den Rücklauf - sowie eine zusätzliche Isolierung der Rohre, um Wärmeverluste zu minimieren. Da die Durchmesser der Gasleitungen in der NE3 in der Regel zu klein sind, um zwei Fernwärmeleitungen darin verlegen zu können, sehen wir kein sinnvolles Nachnutzungspotenzial für Fernwärme. Selbst wenn das Fernwärmesystem mit niedrigeren Vorlauf- und Rücklauftemperaturen bzw. bei Umgebungstemperatur (Anergienetze) betrieben wird und dadurch geringere bzw. keine Isolation gegen Wärmeverluste nötig wäre, ist eine Anwendung nicht sinnvoll.

Strom: Kein Nachnutzungspotenzial (ggf. in Einzelfällen)

Eine weitere Möglichkeit wäre die Nutzung der Gasleitungen als Leerverrohrung für Stromkabel. Allerdings stellt die Kühlung der Stromleitungen eine technische Herausforderung dar, da aufgrund der relativ kleinen Auflagefläche der Stromleitung in der vorhandenen Erdgasleitung, die durch den Transport von Elektrizität anfallende Wärme in der Stromleitung schlecht abgeleitet werden kann. Somit würde die erhöhte Erwärmung der Stromleitung - im Vergleich zu einer im feuchten Erdreich verlegten Stromleitung - zu einer erheblichen Reduktion der Transportkapazität führen, was das Potenzial für eine sinnvolle Nutzung der Erdgasleitung für Stromleitungen großteils ausschließt. Ausnahmen können bei der Unterquerung von Straßen, Bächen oder Kanalrohren auftreten da hier bestehende, unterquerende Erdgasleitungen für solche Elektroleitungsverläufe herangezogen werden können.

Telekommunikation: Technisches Nachnutzungspotenzial

Eine weitere Möglichkeit besteht darin, die Gasleitungen als Leerverrohrung für Telekommunikations- oder Glasfaserkabel zu nutzen. Dies ist technisch möglich, erfordert jedoch das Graben von Schächten in bestimmten Abständen und eine sehr genaue Planung der Verlegung der Telekommunikationskabel im Vorhinein. Eine Auftrennung der Erdgasleitung, notwendig durch die Austritte von Telekommunikationskabeln aus der Rohrleitung zu Gebäuden, kann leicht zur Beschädigung von bereits verlegten Telekommunikationskabeln führen. Es müssen zudem auch Abdichtungsmaßnahmen

getroffen werden, um die Öffnung für den Austritt der Telekommunikationskabel gegen Feuchtigkeitseintritte zu verschließen. Das wirtschaftliche Nachnutzungspotenzial bleibt somit gering, insbesondere dann, wenn bereits ein starker Ausbau der Glasfaserleitungen bei der Stilllegung erfolgt ist und beschränkt sich beispielsweise auf Unterquerungen von Straßen, Kanälen etc. durch Benutzung der für Unterquerungen verlegten Erdgasleitungen.

CO₂ Transport und Speicherung: Kein Nachnutzungspotenzial

Die Umwidmung stillgelegter Gasleitungen für den Transport von CO₂ ist aus verschiedenen Gründen technisch nicht sinnvoll realisierbar. Einerseits ist die vorhandene Druckstufe der Leitungen – sehr oft Leitungen aus Kunststoff (PE) - wahrscheinlich nicht ausreichend, um den erforderlichen Druck für einen wirtschaftlich sinnvollen CO₂-Transport aufrechtzuerhalten. Zudem ist CO₂ aufgrund von Verunreinigungen äußerst korrosiv, was die Lebensdauer der den Kunststoffleitungen vorgeschalteten Rohrleitungen aus Kohlenstoffstahl erheblich beeinträchtigen würde. Dies auch vor dem Hintergrund, dass anstatt einer plastischen Verformung ein Bersten der Erdgasrohrleitungen durch das Gemenge der Verunreinigungen verursacht werden könnte. Ein Bersten einer CO₂-führenden Leitung in dafür ungeeigneten Rohrleitungen in dicht besiedeltem Gebiet könnte bei zufälliger Anwesenheit von Menschen in diesem Bereich zum Ersticken derselben führen. Schlussendlich ist in einem Großteil der Versorgungsgebiete der NE3 (private Haushalte) schlicht nicht mit einem Bedarf an CO₂-Infrastruktur zu rechnen. Insgesamt lässt sich festhalten, dass keine sinnvolle Möglichkeit zur Nachnutzung stillgelegter Gasleitungen im Zusammenhang mit dem Transport von CO₂ besteht.

4.1.4 Schlussfolgerung – technische Aspekte der Stilllegung

Die Stilllegung von Gasleitungen zieht unvermeidbare Kosten nach sich, jedoch sollte die Höhe dieser Kosten nicht durch übermäßige technische Anforderungen negativ beeinflusst werden. Das bestehende Regelwerk der Österreichischen Vereinigung für das Gas- und Wasserfach (ÖVGW) ist für die Stilllegung von Gasleitungen der Klasse NE3 ausreichend und bildet auch die Grundlage der zwischen den Grundstückseigentümern und den Netzbetreibern abgeschlossenen Verträge. Technisch betrachtet erscheint ein Rückbau oder eine Verfüllung nicht erforderlich, sondern eine Versiegelung und Inertisierung der Gasleitungen sollte genügen. Dies reduziert potenzielle Stilllegungskosten deutlich. Bei einer vollständigen Stilllegung der NE3 kann von ca. 80 Mio.€ ausgegangen werden.

Die Möglichkeiten für eine Nachnutzung sind begrenzt und betreffen höchstens theoretisch die Nutzung für Wasserstoff und Telekommunikation:

- Für **Wasserstoff** hängt der Umfang der technischen Nachnutzung der NE3-Leitungen von den wirtschaftlichen Einsatzmöglichkeiten für Wasserstoff ab. Sollte eine technische Nachnutzung erfolgen, müssen aus regulatorischer Sicht die Bedingungen für einen objektiven, transparenten und diskriminierungsfreien Asset Transfer von Gas- auf zukünftige H₂-Verteilernetzbetreiber festgelegt werden.

- Für die Nutzung im Bereich der **Telekommunikation** ist der Umfang der technischen Nachnutzung der NE3-Leitung auch stark vom Ausbau des Glasfasernetzes (Zeitachse) abhängig. Wenn dieser in den nächsten 5 bis 10 Jahren stark vorangetrieben wird, wird das ohnehin geringe Nachnutzungspotenzial tendenziell zusätzlich verkleinert. Der Wert der stillgelegten Gasleitungen für Telekomanbieter wird durch eingesparte Grabungs- und Leerverrohrungskosten, vorwiegend für Unterquerungen, bestimmt. Es wird wahrscheinlich auf Einzelfallentscheidungen hinauslaufen, die je nach spezifischer Situation variieren. Daher ist dieser Wert bei der Ausgestaltung der Regulierung nur sehr schwer zu beziffern bzw. zu berücksichtigen, und das Potenzial der Nachnutzung in seriöser Weise nicht abschätzbar.

Tabelle 6 fasst Regelungen zusammen, die als potenzielle Barrieren für eine (kostenminimale) Stilllegung angesehen werden können und Empfehlungen, wie damit umgegangen werden kann.

Tabelle 6 Technische Aspekte der Stilllegung – Mögliche Barrieren und Empfehlungen

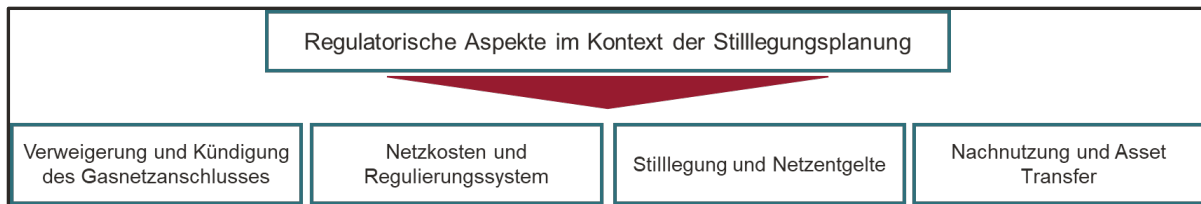
Thema	Barriere	Empfehlung
Stilllegung Gasleitung §141 (4) GWG „Rückbauverpflichtung“	Rückbauverpflichtung besteht, sofern sie durch privatrechtliche Vereinbarung nicht ausgeschlossen ist.	Keine Rückbauverpflichtung
H2 Nachnutzung – ÖVGW Richtlinie		Fertigstellung der ÖVGW Richtlinie als Grundlage für Nachnutzungen. ÖVGW Richtlinie sollte auch NE3 erfassen ÖVGW Richtlinie sollte auch NE3 erfassen

Quelle: Frontier Economics/BEURLE/AIT

4.2 Regulatorische Aspekte im Kontext der Stilllegungsplanung

Eine Stilllegungsplanung für das Gasverteilernetz erfordert vielschichtige Anpassungen bei der Regulierung dieser Netze. Abbildung 10 stellt die regulatorischen Aspekte im Kontext der Stilllegungsplanung im Hinblick auf die Verweigerung und Kündigung des Gasnetzanschlusses, Netzkosten, Netzentgelte sowie die Nachnutzung dar.

Abbildung 10 Regulatorische Aspekte im Kontext der Stilllegungsplanung



Quelle: Frontier Economics/BEURLE/AIT

4.2.1 Verweigerung und Kündigung des Gasnetzanschlusses

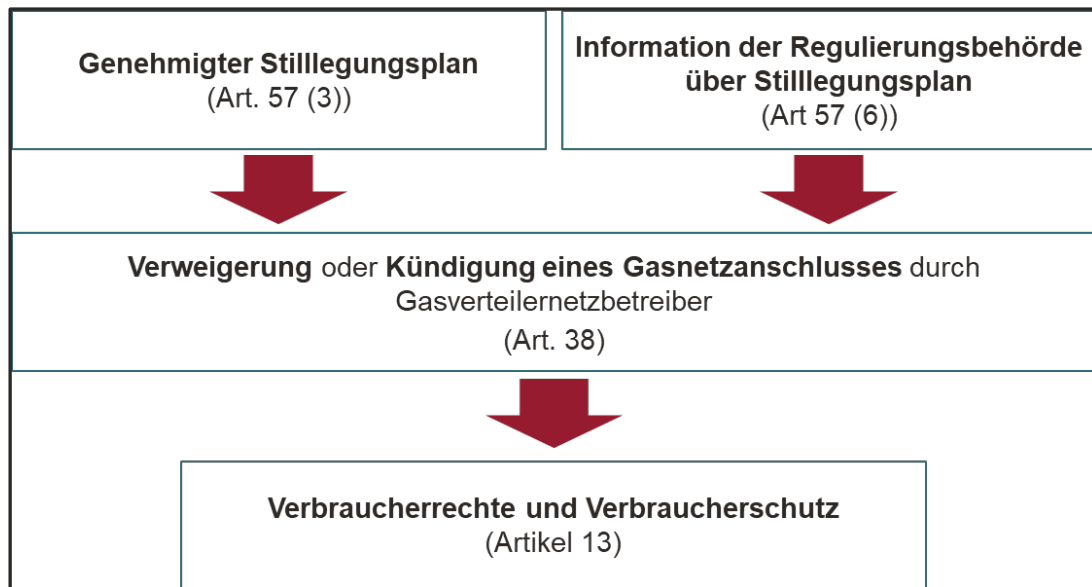
Als Barriere für die Gasnetzstilllegung wird häufig angeführt, dass der Gasverteilernetzbetreiber eine Netzanschlusspflicht hat. In Österreich wird diese Anschlusspflicht nach §59 (2) GWG schon dahingehend eingeschränkt, dass sie unter einem Wirtschaftlichkeitsvorbehalt besteht⁵⁰, wobei der Landeshauptmann die Entscheidungsinstanz ist. **In den Interviews haben Gasverteilernetzbetreiber allerdings weniger die Netzanschlusspflicht als Barriere angesehen, sondern die fehlende Möglichkeit Kunden vom Gasnetz zu trennen bzw. einen Netzanschluss zu kündigen.**⁵¹ Letzteres wird in den GasmarktRL erstmals angesprochen, indem die Mitgliedsstaaten unter bestimmten Voraussetzungen vorsehen können, dass der Gasverteilernetzbetreiber nicht nur einen Netzanschluss verweigern, sondern auch einen Netznutzer kündigen darf. Eine Voraussetzung dafür ist das Vorliegen eines genehmigten Stilllegungsplans.

⁵⁰ §59 (2) GWG: Die Allgemeine Anschlusspflicht besteht nicht, soweit der Anschluss dem Betreiber des Verteilernetzes unter Beachtung der Interessen der Gesamtheit der Kunden im Einzelfall wirtschaftlich nicht zumutbar ist.

⁵¹ Hinsichtlich der Allgemeinen Anschlusspflicht wurde angemerkt, dass der „Wirtschaftlichkeitsvorbehalt“ grundsätzlich ein gutes Instrument darstellt, allerdings ggf. im Zweifel trotzdem ein Netzanschluss erfolgt, um gerichtliche Streitigkeiten zu verhindern. Eine weitere Präzisierung wäre deshalb in Erwägung zu ziehen. Es wurde auch darauf hingewiesen, dass durch das Verbot des Einbaus von Wärmebereitstellungsanlagen auf Basis fossiler Brennstoffe zur Raumheizung und/oder Warmwasseraufbereitung generell im Gebäudeneubau gemäß Erneuerbare-Wärme-Gesetz (EWG), die praktische Relevanz der Allgemeinen Anschlusspflicht geringer wird. Bei Prozesswärme stellt sich die Frage anderes dar, wobei Gewerbe-/Industriekunden bei der Stilllegungsplanung gesondert betrachtet werden müssten.

Verweigerung und Kündigung des Netzanschlusses nach GasmarktRL und mögliche Ausgestaltung

Abbildung 11 Voraussetzung für Verweigerung und Kündigung des Gasnetzanschlusses



Quelle: Frontier Economics/BEURLE/AIT

Abbildung 11 stellt die Voraussetzung für die Verweigerung und Kündigung eines Gasnetzanschlusses dar. Eine Voraussetzung für die Verweigerung bzw. Kündigung des Netzanschlusses ist das Vorliegen eines genehmigten Stilllegungsplans oder, im Fall von Gasverteilernetzbetreibern, die von der Erstellung eines Stilllegungsplanes ausgenommen sind, eine Information der zuständigen Behörde über stillzulegende Leitungen. Daraus kann geschlossen werden, dass nur Netzanschlüsse entlang der stillzulegenden Leitungen betroffen sind und für den restlichen Teil des Gasnetzes weiterhin eine Anschlusspflicht besteht. Die Mitgliedstaaten sollen auch sicherstellen, dass die Kündigung auf objektiven, transparenten und nicht-diskriminierenden Kriterien, welche von der Regulierungsbehörde ausgearbeitet werden, basiert. Es ist somit vorgesehen, dass der nationale Gesetzgeber entweder ein Procedere vorgibt, wie das Verfahren der Kündigung vom ErdgasverteilerNetz aus Sicht des einzelnen Kunden ablaufen soll, oder entsprechende Kriterien vorgibt, die bereits bei der Erstellung der Stilllegungspläne zu berücksichtigen sind, wobei diese transparent und nichtdiskriminierend sein müssen.

Wichtiger ist allerdings die Verbindung zum Verbraucherschutz nach Art 13 GasmarktRL. Dadurch soll sichergestellt werden, dass die Auswirkung auf die Netzkunden im Falle einer Kündigung des Netzanschlusses so gering wie möglich gehalten werden. Das soll durch unterschiedliche Maßnahmen erfolgen:

- Konsultation der betroffenen Netznutzer und andere relevanter Stakeholder;
- Ausreichende Vorlaufzeit und Zeitplan;
- Endkunden erhalten Information und Zugang zu ausreichender Beratung zu alternativen Heiztechnologien sowie möglichen Förderungen;
- Besonderer Schutz für schutzbedürftige Kunden.

Bei der Ausgestaltung der Maßnahmen belässt die GasmarktRL den Mitgliedsstaaten einen entsprechenden Umsetzungsspielraum.

Konsultation der betroffenen Netznutzer und andere relevante Stakeholder

Analog zu Abschnitt 3.5 sollten unter die „betroffenen Netznutzer“ sowohl die „wirtschaftlich betroffenen Netznutzer“ als auch die Vertragspartner des Gasnetzanschlussvertrages fallen. Der Kundenbegriff sollte auch nicht zu eng definiert werden und zumindest auch Gewerbekunden erfassen. Die GasmarktRL schreibt nicht explizit vor, wann die Konsultation zu erfolgen hat. Hier bestehen im Wesentlichen zwei Optionen:

- **Option „Konsultation bei Erstellung des Stilllegungsplans“:** Bei der Erstellung des Stilllegungsplans ist ohnehin eine Konsultation mit Gasnetzkunden und relevanten Stakeholder vorgesehen. Diese müsste dann so ausgestaltet werden, dass den von einer Stilllegung betroffenen Netznutzern sowie deren Interessensvertretungen explizit die Möglichkeit von Stellungnahmen gegeben wird. Dies wird in einer späteren Phase der Planerstellung erfolgen, wenn schon mehr Details verfügbar sind. Wenn Gasnetzkunden und Interessensvertretungen bei der Planerstellung schon frühzeitiger eingebunden werden sollen (z.B. bei der Bestimmung von Annahmen zum künftigen Gasbedarf oder zu Gaseinspeisung), dann sind hier ggf. zwei Konsultationsschritte erforderlich. Der Vorteil dieser Option liegt darin, dass ein gesamthafter effizienter Prozessablauf hergestellt werden kann.
- **Option „Konsultation erfolgt außerhalb des Stilllegungsplanungsprozesses“:** Dies wäre grundsätzlich auch eine mögliche Option. Der Vorteil wäre, dass hier die betroffenen Kunden und die Interessensvertretungen gezielt angesprochen werden. Der Nachteil besteht allerdings darin, dass der Zweck der Konsultation sich nicht erschließt, da hier keine „Mitsprache“ der betroffenen Kunden im Prozess zur Stilllegung eingebracht werden kann.

Somit erscheint die **Option „Konsultation bei Erstellung des Stilllegungsplans“** zielführender zu sein. Bei der gesetzlichen Umsetzung ist eine demonstrative Auflistung von weiteren relevanten Interessensvertretungen zusätzlich zu den Sozialpartnern sinnvoll.

Ausreichende Vorlaufzeit und Zeitplan

Die GasmarktRL schreibt vor, dass die betroffenen Netznutzer, Endkunden und deren Interessensvertretungen ausreichend im Vorhinein durch den Gasverteilernetzbetreiber über die Stilllegung informiert werden müssen. Interessanterweise werden hier Endkunden noch

zusätzlich erwähnt, was einen größeren Kreis als nur betroffene Netznutzer implizieren würde. Dies würde auch Mieter in einem Mehrparteienhaus umfassen, das über eine Gaszentralheizung verfügt und in welchem die Mieter selbst keinen Gasnetzanschlussvertrag haben.

Aus ökonomischer Sicht sind für den „wirtschaftlich betroffenen Netznutzer“ hier grundsätzlich zwei „Vorlaufzeiten“ zu unterscheiden. Beide sollten aus gleichheitsrechtlichen Gründen über eine sachlich nachvollziehbare Dauer gehen, die ein ausgleichendes Ergebnis zwischen dem Bedürfnis nach rascher Stilllegung und dem Schutz des Kunden darstellen müssen. Die Vorlaufzeit kann sich auf den Zeitraum beziehen, zu dem frühestens auf einen alternativen Energieträger umgestellt werden kann. In dem Fall wird das Alter der bestehenden fossilen Gasanwendung ignoriert, wodurch beim Netznutzer „Stranded Costs“ entstehen können, da die Endanwendung vor Ablauf der Lebensdauer ersetzt wird. Der Vorteil liegt allerdings darin, dass bei einer Nicht-Berücksichtigung des Alters der Endanwendungen die Stilllegung besser koordiniert vorgenommen werden kann.

Andererseits kann sich die Vorlaufzeit am typischen Investitionszyklus für den Ersatz der fossilen Endanwendungen bei den betroffenen Kunden orientieren. Dadurch können „Stranded Costs“ beim Netznutzer vermieden werden, allerdings wird eine koordinierte Stilllegung erschwert, da hier Gasnetzkunden an einem stillzulegenden Gasstrang abhängig vom Alter der Endanwendungen getrennt werden.

Die Beispiele aus der **Stadt Zürich** und der **Stadt Basel** zeigen unterschiedliche Vorlaufzeiten für die Kündigung eines Gasnetzanschlusses:

- **Stadt Zürich – Vorlaufzeit von bis zu 15 Jahren:** Die betroffenen Kunden werden 15 Jahre im Vorhinein über die Kündigung des Gasnetzanschlusses durch den Energieversorger informiert. Diese Ankündigungsfrist kann sich auf fünf Jahre reduzieren, wenn alternativen Wärmequellen vorhanden sind.
- **Stadt Basel – Vorlaufzeit von mindestens 3 Jahren:** Die betroffenen Kunden werden mindestens 3 Jahre im Vorhinein über diese Kündigung des Gasnetzanschlusses vom Energieversorger informiert.

Die Kündigung eines Gasnetzanschlusses stellt einen erheblichen Eingriff für die betroffenen Netznutzer dar. Um daraus resultierende rechtliche (und politische) Streitigkeiten zu minimieren, ist insbesondere in der Anfangsphase auf die Akzeptanz der betroffenen Netznutzer Rücksicht zu nehmen. Dies bedeutet auch, dass „Stranded Costs“ auf Endkundenseite möglichst geringgehalten werden sollten. Dies spricht **anfänglich für längere Vorlaufzeiten** von z.B. mindestens 5 bis 15 Jahren (siehe Zürich), **die in der Folge schrittweise reduziert**, z.B. auf 3 Jahre, werden können.

Neben der Vorlaufzeit für die Kündigung des Netzanschlusses sind für den betroffenen Netzkunden auch Informationen zur Verfügbarkeit der alternativen Wärmeversorgungsmöglichkeiten erforderlich. Die Information zur Stilllegung durch den

ERFORDERLICHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DIE STILLLEGUNG VON TEILEN DES GASVERTEILERNETZES

Gasverteilernetzbetreiber sollte deshalb nicht eine einmalige sein, sondern die **betroffenen Netzkunden sollten zumindest einmal jährlich informiert werden**, wobei auch über den Fortschritt bei der Verfügbarkeit von alternativen Energieträgern berichtet wird. Diese Information durch den Gasverteilernetzbetreiber kann auch die Ankündigung der Verschiebung der Kündigung des Gasnetzanschlusses enthalten, wenn sich auf Grundlage einer Aktualisierung des Stilllegungsplans die Notwendigkeit dazu ergibt.

Endkunden erhalten Information und Zugang zu ausreichender Beratung zu alternativen Heiztechnologien sowie möglichen Förderungen

Die GasmarktRL spricht bei der Informationspflicht nur mehr von Endkunden und nicht mehr auch von Netznutzern. Dies kann zu kurz gegriffen sein. Bei einer Gasetagenheizung in einem Mehrparteienhaus wäre wohl der Mieter der Endkunde, der informiert werden muss, während der Vermieter den Umstieg auf eine alternative Heiztechnologie durchführen müsste und deshalb hierfür gerne Informationen zu finanziellen Förderungen hätte. Endkunde darf also nicht zu eng gefasst werden, was auch für die Inkludierung beispielsweise von Gewerbekunden gilt.

Im Zusammenhang mit der Information der Endkunden zu alternativen Heizungstechnologien sowie Fördermöglichkeiten stellt sich die Frage, wer die Endkunden bzw. betroffenen Gasnetzkunden informiert und wie regelmäßig die Information erfolgt. Die Mitgliedsstaaten haben dabei entsprechende Stellen zu definieren. In der **Stadt Basel** übernimmt diese Aufgabe beispielsweise der Energieversorger IWB, der für die Stilllegung des Gasnetzes zuständig ist. IWB führt hier auch eine aktive Beratung der Endkunden durch. Im Kontext mit der Schweiz muss allerdings betont werden, dass im Unterschied zu Österreich keine Entflechtung zwischen regulierten und wettbewerblich Bereich besteht. IWB tritt deshalb gegenüber den Endkunden als integrierter Energieversorger auf. IWB setzt auch den Fernwärmeausbau um.

Wenn die **Option „Konsultation bei Erstellung des Stilllegungsplans“** der betroffenen Gasnetzkunden gewählt wird, dann kann schon bei der **ersten Kontaktaufnahme durch den Gasverteilernetzbetreiber** ein Informationsblatt zu alternativen Energieträgern und Kontakten zu Beratungs- sowie Unterstützungsmöglichkeiten zur Verfügung gestellt werden. Dieses Informationsblatt kann in der Folge jeweils aktualisiert werden und bei der jährlichen Information der betroffenen Gasnetzkunden über den Fortschritt bei der Gasnetzstilllegung durch den Gasverteilernetzbetreiber beigelegt werden. Somit wird eine regelmäßige Information sichergestellt.

Von der passiven Information der Endkunden ist die Frage zu trennen, wer die aktive Beratung der Endkunden übernimmt. Hier bestehen bei der nationalen Umsetzung unterschiedliche Optionen:

- **Gasverteilernetzbetreiber:** Der Vorteil besteht darin, dass dieser die betroffenen Kunden kennt und somit eine sehr zielgenaue Beratung anbieten kann. Durch die

Beratung der Kunden enthält der Gasverteilternetzbetreiber auch zusätzliche Informationen über den Stand der Fortschritte beim Umstieg auf die alternativen Energieträger, die bei einer Aktualisierung der Stilllegungspläne verwendet werden kann. Der Nachteil kann darin bestehen, dass der Gasverteilternetzbetreiber nicht als „neutrale“ Beratungseinrichtung vom Endkunden wahrgenommen wird und ein gewisse Einseitigkeit bei der Beratung zugunsten des „eigenen“ Energieversorgers unterstellt wird. In einem Interview mit einem Gasverteilternetzbetreiber wurde von diesem explizit darauf hingewiesen, dass bei einer Übernahme dieser Aufgabe höhere Kosten anfallen, die dem Netzbetreiber abzugelten sind.

- **Öffentliche Stellen:** Der Vorteil besteht darin, dass eine „neutrale“ Stelle als Kontakt für Beratungsleistungen bestimmt wird. Damit diese Beratungsleistung zielgenau erfolgen kann, sollte dieser Stelle die Information zu den betroffenen Gasnetzkunden zur Verfügung gestellt werden. Energieberatungsstellen könnten diese Aufgabe erfüllen bzw. erfüllen sie auch jetzt schon. Es werden teilweise auch Energieberatungen vor-Ort angeboten.

Eine mögliche Umsetzung könnte darin bestehen, dass mit der **Erstinformation die Gasverteilternetzbetreiber** betraut werden. In der Folge sollte eine „öffentliche Stelle“ mit regionaler Nähe zu den betroffenen Gasnetzkunden als Anlaufstelle dienen. Hier bieten sich beispielsweise die **Städte/Gemeinden, in deren Ortsgebiet eine Gasstilllegung erfolgt**, und/oder **Energieberatungsstellen**, wie sie heute schon bestehen⁵², als „One-Stop-Shop“ an.

Schutz für schutzbedürftige Kunden

Die GasmarktRL sieht vor, dass bei der Planung sowie der Umsetzung der Gasstilllegung auf die spezifischen Bedürfnisse von schutzbedürftigen Kunden eingegangen werden muss. Die Maßnahmen können auch Förderungen aus öffentlichen nationalen und EU Mittel beinhalten. Dabei gilt:

- **Unterstützung von schutzbedürftigen Kunden bei Heizungstausch bzw. Gasherdaustausch:** Wenn die Verpflichtung einen schutzbedürftigen Kunden trifft, dann bieten sich hier direkte Förderungen für den Austausch an, die einen Großteil der Investitionskosten umfassen. Die Höhe dieser finanziellen Förderungen sowie die Definition der relevanten Zielgruppe ist im Wesentlichen eine politische Entscheidung. Für die nationale Umsetzung bietet sich hier eine Orientierung am § 7 Energiearmuts-Definitions-Gesetz (Entwurf) an, in dem „unterstützungswürdige Haushalte“ definiert werden.⁵³

⁵² Z.B. <https://www.klimaaktiv.at/service/beratung/energieberatungen.html>

⁵³ Soll der Akzeptanz der Betroffenen eine hohes Gewicht zugewiesen werden, bietet sich die Einkommensgrenze für die „Förderungswürdigen Haushalte“ (§ 7 (1) Zif. 2 Energiearmuts-Definitions-Gesetz (Entwurf)) an.

- **Indirekte Wirkung auf schutzbedürftige Kunden:** Wenn sich eine indirekte Auswirkung auf schutzbedürftige Kunden ergibt, z.B. Mieten werden aufgrund des Heizungsaustausches erhöht, dann kann die finanzielle Unterstützung durch Sozialleistungen erfolgen. Auch hier ist die Höhe der Sozialleistungen sowie die Definition der relevanten Zielgruppe eine politische Entscheidung und für letzteres eine Orientierung am § 7 Energiearmuts-Definitions-Gesetz (Entwurf) möglich, in dem „unterstützungswürdige Haushalte“ definiert werden.⁵⁴

Entschädigungsansprüche für betroffene Gasnetzkunden bei Kündigung des Gasnetzanschlusses

Eine Entschädigung bei Kündigung des Gasnetzanschlusses ist im Grundsatz in der GasmarktRL Art 13 nicht vorgesehen, allerdings auch nicht ausgeschlossen. Im Zusammenhang mit der Vorlaufzeit wurde schon darauf hingewiesen, dass ein Vorteil einer längeren Vorlaufzeit auch darin besteht, die „Stranded Costs“ für Endanwendungen bei den betroffenen Gasnetznetzkunden zu minimieren. Dadurch kann die Akzeptanz für die Gasnetzstilllegung erhöht werden. Die Akzeptanz könnte durch Entschädigungszahlungen für „Stranded Costs“ bei Endkunden noch zusätzlich erhöht werden.

In der **Stadt Zürich**⁵⁵ und **Stadt Basel**⁵⁶ besteht beispielsweise ein **Entschädigungsanspruch** für bestehende fossile Gasendanwendungen der von der Stilllegung betroffenen Kunden⁵⁷. Die Entschädigung bemisst sich dabei an den Investitionskosten multipliziert mit einem Faktor, der mit dem Alter der Anlage abnimmt. Zur Vereinfachung der Berechnung werden in der Stadt Basel beispielweise für Gaszentralheizungen pauschale Basiswerte (in CHF) abhängig von der thermischen Nennleistung der Heizung bestimmt und auf Grundlage diese Basiswerte die Entschädigungen ermittelt. In der Stadt Basel besteht auch eine Entschädigung für industrielle und gewerbliche Anlagen, welche sich an deren Investitionskosten orientieren. Keine Entschädigung besteht für Gasendanwendungen, die nach der Ankündigung der Gasnetzstilllegung angeschafft wurden. Es bestehen hier allerdings Ausnahmeregelungen, wenn beispielsweise eine Gastherme defekt wird und ein Austausch nach der Ankündigung der Stilllegung allerdings noch vor der tatsächlichen Stilllegung unumgänglich ist. Adressaten für die Entschädigungsansprüche sind die Stadt Zürich und die Stadt Basel, bei denen die

⁵⁴ Tendenziell könnte hier eine Orientierung bei der Zielgruppe an „Schutzbedürftige Haushalte“ (§ 7 (1) Zif. 1 Energiearmuts-Definitions-Gesetz (Entwurf)) erfolgen.

⁵⁵ Stadt Zürich, Ausführungsbestimmungen zur Wärmeversorgungsverordnung (AB WVV); vom 7. Juni 2023; Stadt Zürich, Ausführungsbestimmungen zur Wärmeversorgungsverordnung (AB WVV): Anhang 1-3; vom 7. Juni 2023.

⁵⁶ Kanton Basel-Stadt, Verordnung betreffend Entschädigungen und Beiträge aufgrund der Einstellung der Gasversorgung(VEEG), Vom 26. September 2023 (Stand 1. November 2023).

⁵⁷ Der Entschädigungsanspruch wird aus dem Tatbestand der Enteignungen und Eigentumsbeschränkungen ((Art. 26 Abs 2 Schweizer Bundesverfassung) abgeleitet. Der Entschädigungsanspruch gilt neben den Gasnetzkunden auch für die Gasverteilernetzbetreiber selbst.

Entschädigungsanträge einzureichen sind. Dies ist dadurch begründet, da die Stadt Zürich und die Stadt Basel den Gasausstieg rechtlich verankert haben.

Ein **Entschädigungsanspruch**, der sich am **Restwert der fossilen Gasendkundenanwendung** orientiert, kann bei der nationalen Umsetzung der Kündigung eines Gasnetzanschlusses erwogen werden. Dies kann juristisch aus dem Bestandsschutz abgeleitet werden, aber auch als eine Maßnahme für die Akzeptanz der Gasnetzstilllegung verstanden werden. Der Restwert wäre wohl jedem betroffenen Gaskunden (Industrie/Gewerbe/Haushalte) zu ersetzen. Die tatsächlichen Beträge hängen davon ab, wie lange die Gasgeräte schon im Einsatz sind. Wenn davon auszugehen ist, dass die Gasgeräte meist bereits seit Jahren im Einsatz waren und somit nur mehr degressiv je nach Alter der Anlagen deren Restwert zu ersetzen wäre, ist der jeweilige Entschädigungsbetrag tendenziell überschaubar⁵⁸. Durch eine entsprechend lange Vorlaufzeit reduziert sich der Restwert bis zum Zeitpunkt der Stilllegung noch einmal. Ähnlich wie in der Schweiz kann hier für standardisierte Geräte mit pauschalen Basiswerten operiert werden. Bei Anwendungen zur gewerblichen/industriellen Prozesswärme wird allerdings aufgrund der Unterschiedlichkeiten auf tatsächliche Investitionskosten abgestellt werden müssen. Die Umrüstkosten sind hier allerdings nicht mit umfasst und sind vom Gasnetzkunden selbst zu tragen.⁵⁹

Zusätzlich ist zu klären, wer der **Adressat des Entschädigungsanspruches** ist. Ein allfälliger Entschädigungsanspruch, der gegenüber dem Gasverteilerneztbetreiber geltend gemacht wird, wäre aller Voraussicht nach Teil der Netzkosten, müsste über Netzentgelte abgedeckt und somit von den „verbleibenden“ Netzkunden finanziert werden. Hier ist zu berücksichtigen, dass eine große Summe an Entschädigungszahlungen dazu führen kann, dass die Netzentgelte des betroffenen Gasverteilerneztbetreibers deutlich ansteigen. Dies führt zu einer Kostenbelastung der verbleibenden Gasnetzkunden und konterkariert somit die Zielsetzung des Schutzes des verbleibenden Kundenkollektivs vor übermäßigen Belastungen. Als Adressat des Entschädigungsanspruches ist der Gasverteilerneztbetreiber somit nicht zu empfehlen.

In Anlehnung an die Schweiz erscheint – falls ein Entschädigungsanspruch gewährt werden soll – ein Entschädigungsanspruch gegenüber der öffentlichen Hand, der finanziell aus öffentlichen Quellen (z.B. Mittel des Bundes) gespeist wird, sinnvoller zu sein. Dadurch

⁵⁸ In Einzelfällen können ggf. mit höheren Entschädigungszahlungen gerechnet werden. Beispielsweise wenn gewerbliche Kunden betroffen sind, die erst vor kurzem eine neue Gasendanwendung installiert haben. Allerdings stellt sich auch hier die Frage, inwieweit bei der Stilllegungsplanung selbst hier schon auf Spezifika von solchen Einzelfällen eingegangen wird und durch bestimmte Maßnahmen ein Gasweiterbezug ermöglicht wird.

⁵⁹ Ggf. könnte überlegt werden, inwieweit ein Entschädigungsanspruch zusätzlich zum Restwert der Gasverwertungsanlage auch noch eine Art „Ausstiegsprämie“ für (Teile der) Umrüstkosten enthält. Durch den Bestandsschutz wäre diese allerdings nur schwer abzuleiten.

können auch Belastungen des „verbleibenden Kundenkollektivs“ verhindert werden.⁶⁰ Dem Gasverteilernetzbetreiber könnte hier ggf. eine Rolle bei der Abwicklung zukommen.

Förderungen für Investitionen in alternative Endanwendungen

Die notwendigen Investitionen in (End)Anwendungen mit erneuerbaren Energieträgern können durch Förderungen unterstützt werden. Im Zusammenhang mit der tatsächlichen Stilllegung von Gasleitungen ist es zusätzlich von Bedeutung, dass die betroffenen Netznutzer auch rechtzeitig die alternativen Energieanwendungen verfügbar haben. Dies könnte durch eine Ausgestaltung der Förderungen selbst unterstützt werden:

- **„Stilllegungszuschlag“:** Zu überlegen wäre, in von der Stilllegung betroffenen Gebieten neben einer Sockelförderung auch einen zusätzlichen Stilllegungszuschlag den Endkunden zu gewähren. Dadurch kann die koordinierte Stilllegung auch im Rahmen der Förderpolitik unterstützt werden.
- **„Degressive Ausgestaltung“:** Es könnte auch angedacht werden den „Stilllegungszuschlag“ degressiv zu gestalten, d.h. schrittweise Reduktion, je näher der Stilllegungszeitpunkt kommt. Die betroffenen Gasnetzkunden bekommen dadurch einen zusätzlichen Anreiz, sich frühzeitig um Alternativen zu kümmern.

Für alle Förderungsregelungen gilt, dass diese beihilfenrechtlich geprüft und gegebenenfalls notifiziert werden müssen.

Auswirkung auf andere Rechtsmaterien bei der Kündigung von Netzanschlüssen

Im Zusammenhang mit der Kündigung von Gasnetzanschlüssen und den zuvor erforderlichen Investitionen in alternative Endanwendungen wurde in den Interviews mit Gasverteilernetzbetreibern und Interessensvertretungen (Arbeiterkammer, Wirtschaftskammer) als limitierender Faktor einige rechtlichen Bestimmungen im Zusammenhang mit dem Wohnrecht angeführt, welche für eine erfolgreiche Stilllegung von Gasleitungen vorab geklärt werden müssen.

Was die Rechte von Mietern und Wohnungseigentumsgemeinschaften betrifft, ist zu unterscheiden, ob es aufgrund äußerer Einflüsse zu einer Änderung der Wärmeversorgung kommt, wie es im Falle einer Stilllegung durch den Gasverteilernetzbetreiber der Fall wäre, oder ob dies vom Wohnungseigentümer entschieden wird, bzw. im Rahmen der Hausverwaltungstätigkeit für eine Wohnungseigentumsgemeinschaft gemäß WEG erfolgen soll. Beispielfhaft sollen hier einige Punkte angeführt werden:

- **Mietrecht:** Der Vermieter ist im Vollenwendungsbereich des Mietrechts sowohl für gemeinsame Wärmeversorgungsanlagen (§ 3 Abs 2 Z 3 MRG) als auch für dezentrale

⁶⁰ Ein möglicher Nachteil des Entschädigungsanspruchs gegenüber die öffentliche Hand kann allerdings darin bestehen, dass Gasnetznutzer, die auch ohne einer Stilllegungsplanung von sich aus den Gasausstieg vorgenommen haben, in der Funktion als Steuerzahler noch einmal für den Gasausstieg aufkommen müssen.

Wärmeversorgungsanlagen in den Mietgegenständen erhaltungspflichtig, sofern sie mitvermietet sind (§ 3 Abs 2 Z 2a MRG). Das MRG stellt zwar auf einen dynamischen Erhaltungsbegriff ab, für die Qualifikation als Erhaltungsarbeit iSd § 3 MRG ist ein Mangel im Sinne einer Reparaturbedürftigkeit, einer Einschränkung der Funktionsfähigkeit oder Brauchbarkeit oder zumindest einer Schadensgeneigtheit erforderlich.⁶¹ Ist die auszutauschende Heizung nicht mangelhaft, wird zunächst von keiner Erhaltungsarbeit auszugehen sein. Eine Änderung des Heizsystems auf eine klimafreundliche Anlage seitens des Vermieters wird vielfach als Verbesserung iSd § 4 MRG zu qualifizieren sein und keine Erhaltungsarbeit iSd § 3 MRG darstellen⁶². Einem Mieter kommt bei der Umrüstung einer bestehenden zentralen Wärmeversorgungsanlage praktisch kein Mitspracherecht zu. Demgegenüber ist von einer Duldungspflicht im Inneren einer Wohnung nur auszugehen, wenn die Maßnahme als Erhaltungsarbeit einzustufen ist. Ein Mieter hat nach der geltenden Rechtslage die vorübergehende Benützung und Veränderung seines Mietgegenstands nur dann zu dulden, wenn ein solcher Eingriff in das Mietrecht zur Durchführung von Erhaltungs- oder Verbesserungsarbeiten an allgemeinen Teilen des Hauses notwendig und zweckmäßig ist. Die Rsp qualifizierte bisher die Errichtung eines Fernwärmeanschlusses⁶³ als eine nicht unter die Duldungspflicht des Mieters fallende Verbesserungsmaßnahme, die der Zustimmung des Mieters bedarf, was dazu führt, dass ein Mieter einen Heizungstausch in seiner Wohnung auch grundlos verweigern kann. Kommt es hingegen zu einer Umstellung der Wärmeversorgung aufgrund äußerer Einflüsse wie der Stilllegung durch den Netzbetreiber, so kommt dem Mieter hier kein Mitspracherecht zu und er wird dies zu dulden haben.

- **Wohnungseigentum:** Die Umstellung der Beheizung des Hauses stellt eine Verwaltungsmaßnahme dar.⁶⁴ Genauer gesagt handelt es sich um eine Maßnahme der außerordentlichen Verwaltung, da die Umstellung auf ein nachhaltiges Heizsystem eine nützliche Verbesserung darstellt⁶⁵. In diesem Bereich kann der Verwalter nicht aus Eigenem tätig werden, sondern nur auf Grundlage eines (rechtskräftigen) Beschlusses der Eigentümergemeinschaft. Jedoch hat die Novellierung des Wohnungseigentumsrechts die Beschlussfassung erleichtert. So kommt ein Mehrheitsbeschluss bereits dann zustande, wenn der Beschluss die Unterstützung einer Mehrheit von zwei Dritteln der abgegebenen Stimmen (berechnet nach

⁶¹ Pletzer in GeKo Wohnrecht I § 3 MRG Rz 26 f

⁶² Eine Umrüstung bzw der Austausch auf ein anderes Heizsystem/Energieträger könnte zumindest dann iS des dynamischen Erhaltungsbegriffs (§ 3 Abs 2 Z 3 MRG) argumentierbar sein, wenn eine bestehende Anlage defekt und eine Reparatur unwirtschaftlich ist, wobei hier zu berücksichtigen ist, dass die Judikatur die Schaffung eines adäquaten Ersatzes (den substanzerhaltenden Austausch) zum Gegenstand hat. Bei einem notwendigen Ersatz ist daher eine Anpassung an Entwicklungen der Bautechnik und einer zeitgemäßen Wohnkultur vorzunehmen.

⁶³ OGH 5 Ob 223/02h

⁶⁴ OGH 13. 7. 2007, 5 Ob 133/07f; RIS-Justiz RS0122302

⁶⁵ So hat der OGH bereits ausgesprochen, dass die Umstellung einer ölbefeuerten Heizungsanlage auf die Versorgung mit Erdwärme keine Maßnahme der Erhaltung, sondern eine nützliche Verbesserung und damit eine außerordentliche Verwaltungsangelegenheit iSd § 29 WEG ist (OGH 5 Ob 93/95).

Miteigentumsanteilen) erhält und diese Mehrheit darüber hinaus mindestens ein Drittel aller Miteigentumsanteile repräsentiert. Hinsichtlich eines im einzelnen Wohnungseigentumsobjekt situierten dezentralen Heizsystems, das durch ein klimafreundliches dezentrales Heizsystem ersetzt werden soll, kommt der Eigentümergeinschaft grundsätzlich keine Kompetenz zu.⁶⁶ Vielmehr fällt eine solche Maßnahme in Ermangelung eines Gemeinschaftsinteresses an der Umstellung des im einzelnen Wohnungseigentumsobjekt situierten Heizsystems in die Zuständigkeit des einzelnen Wohnungseigentümers nach § 16 Abs 1 WEG.⁶⁷ Anders wird dies wohl sein, wenn aufgrund äußerer Einflüsse die Umstellung der Wärmeversorgung unvermeidbar ist. Hier könnte auch ein Mehrheitsbeschluss der Wohnungseigentümergeinschaft dies nicht verhindern, sodass ein Verwalter wohl im Rahmen der ordentlichen Verwaltung eine Umstellung vornehmen darf, gilt es doch zu vermeiden, dass die Wärmeversorgung gänzlich beendet wird.

In den Interviews wurde darauf hingewiesen, dass für bestimmte Gebäudetypen (Mehrparteienhäuser im städtischen Bereich) zumeist nur Wärmepumpen sowie die Fern-/Nahwärme als technisch praktikable Alternative verbleibt. Es wurde darauf hingewiesen, dass bei der Fern-/Nahwärme ein Energieträger (Gas), dessen Transport einer Regulierung und das Produkt dem Wettbewerb unterliegt, durch ein teilweise nicht-reguliertes Monopol für Transport und Produkt ersetzt wird (nur in den Städten Wien, Graz, Linz und einigen anderen Städten in Oberösterreich gibt es eine Preisregulierung bei Fernwärme gemäß Preisgesetz 1992). Damit der Gasausstieg nicht zu höheren Kosten für die betroffenen Gasnetzkunden führt, müsste deshalb eine **verstärkte Preistransparenz, Preisaufsicht oder Preisregulierung für Fern-/Nahwärme** in Betracht gezogen werden, wo es eine solche noch nicht gibt. Bei der Ausgestaltung solch einer Preisregulierung muss eine Balance zwischen dem Schutz der Endkunden sowie einem unterstützenden Investitionsklima für Fern-/Nahwärme hergestellt werden.

Verweigerung und Kündigung des Netzanschlusses – Schlussfolgerungen

Tabelle 7 fasst mögliche Barrieren der Stilllegungsplanung auf Grundlage der in diesem Abschnitt geführten Diskussion zusammen und enthält Empfehlungen, wie diese Barrieren überwunden werden können.

⁶⁶ Vgl. *Spruzina* in GeKo Wohnrecht II § 28 WEG Rz 22

⁶⁷ Außerdem trifft nach § 16 Abs 3 WEG den Wohnungseigentümer eine Erhaltungspflicht, die sich auf die für sein Wohnungseigentumsobjekt bestimmten Einrichtungen einschließlich der Beheizungsanlagen erstreckt, wie insbesondere auf eine Etagenheizung. Eine Kompetenz der Eigentümergeinschaft in Ansehung eines dezentralen Heizsystems würde daher mit der ausdrücklichen Erhaltungspflicht des Wohnungseigentümers nach § 16 Abs 3 WEG nicht vereinbar sein, die ja auch die für sein Wohnungseigentumsobjekt bestimmten Einrichtungen einschließlich der Beheizungsanlagen erfasst.

Tabelle 7 Verweigerung und Kündigung des Gasnetzanschlusses – mögliche Barrieren und Empfehlungen

Thema	Barriere	Beschreibung
§59 (4) GWG „Allgemeine Anschlusspflicht“	Ausnahme- tatbestand in Abs.2 im Streitfall ggf. zu ungenau	Umsetzung der Bestimmungen aus der GasmarktRL zu Verweigerung und Kündigung eines Gasnetzanschlusses. Ausnahmetatbestand müsste in Umsetzung der GasmarktRL präzisiert werden.
Kündigung Gasnetzanschluss	In GWG aktuell nicht vorgesehen	Kündigung müsste in Umsetzung der GasmarktRL ergänzt werden (inklusive des Prozesses für Kündigung des Gasnetzanschlusses)
Ausreichende Vorlaufzeit	In GWG aktuell nicht vorgesehen	GasmarktRL spricht von ausreichender Vorlaufzeit. Zu geringe Vorlaufzeit und damit verbundene hohe „Stranded Costs“ für Endanwendungen bei Gasnetzkunden mit adverser Auswirkung auf Akzeptanz einer Stilllegung
Entschädigungs- anspruch für Gasnetzkunden	In GasmarktRL nicht explizit vorgesehen	Entschädigungsanspruch kann Akzeptanz der Stilllegung erhöhen und „Stranded Costs“ bei Gasnetzkunden abfedern
Adressat des Entschädigungs- anspruch	In GasmarktRL nicht explizit vorgesehen	Gasverteilernetzbetreiber und „öffentliche Hand“ als möglicher Adressat für Entschädigungsanspruch
Barrieren aus anderen Rechtsmaterien		Exemplarisch gilt hier: Wohnrecht; Regulatorische Aufsicht für Fernwärme

Quelle: Frontier Economics/BEURLE/AIT

4.2.2 Implikationen für die Anerkennung von Netzkosten und für das Regulierungssystem

Vorüberlegungen zur regulatorischen Behandlung von „Stranded Costs“ im Zusammenhang mit Gasnetzstilllegungen

Die Stilllegung von Gasleitungen wirft Fragen hinsichtlich der Berücksichtigung der Netzkosten für diese Leitungen auf. In der Folge wird gezeigt, dass die Überlegungen in der GasmarktRL zu kurz greifen und durch weitere Aspekte ergänzt werden müssten.

GasmarktRL und regulatorische Auswirkung von Stilllegungen – „Stranded Costs“ von Bestandsinvestitionen

Die Stilllegung von Gasleitungen kann zur Folge haben, dass Gasverteilernetzbetreiber über die regulatorische Laufzeit der betroffenen Leitungen die historischen Investitionskosten nicht zurückverdienen können. In der GasmarktRL steht dazu:

„**Art 57 (6)**: Für den Fall, dass Teile des Erdgasverteilernetzes **vor dem ursprünglich geplanten Lebenszyklus stillgelegt** werden müssen, legt die Regulierungsbehörde Leitlinien für einen **strukturellen Ansatz bezüglich der Abschreibung solcher Anlagen und der Festlegung der Entgelte** gemäß Artikel 78 Absatz 7 fest. Bei der Ausarbeitung solcher Leitlinien konsultieren die Regulierungsbehörden die einschlägigen Interessenträger, insbesondere die Verteilernetzbetreiber und die Verbraucherverbände.“

Die GasmarktRL sieht somit vor, dass wenn der Stilllegungszeitpunkt von Gasleitungen vor dem Ablauf der regulatorischen Lebensdauer liegt, die Regulierungsbehörden Leitlinien zur Anpassung der Abschreibungsmethodik sowie Tarifsetzung erstellen sollen. Diese Leitlinien sind in Konsultation mit den relevanten Stakeholdern insbesondere den Gasverteilernetzbetreibern sowie Vertretungen der Gasnetzkunden zu erstellen. Die Leitlinien sollen zusätzlich auch noch die Berücksichtigung von Stilllegungskosten erfassen.

Aus dieser Vorgabe der GasmarktRL kann abgeleitet werden, dass „Stranded Costs“ nicht *per se* von den Gasverteilernetzbetreibern zu tragen sind, sondern durch eine Anpassung der Abschreibungsmethodik auf die Netzkunden verteilt werden können. Nachdem in dem Zusammenhang auch die Tarifsetzung sowie die Konsultation mit Interessensvertretern der Gasnetzkunden vorgesehen sind, sollte bei der Verteilung auch die Wirkung auf die Netztarife im Auge behalten werden.

Zu enger Tatbestand für „Stranded Costs“ in GasmarktRL für Bestandsinvestitionen

Von „Stranded Costs“ wird im Rahmen der Regulierung dann gesprochen, wenn durch Änderungen von Rahmenbedingungen die Nachfrage nach dem regulierten Produkt derart sinkt, dass das eingesetzte Kapital (Bestandsinvestitionen in Form von historischen Investitionen) nicht „voll“ genutzt wird bzw. genutzt werden kann. Die historischen Investitionen werden deshalb im bestehenden Regulierungssystem nicht zurückverdient.⁶⁸

Die Reduktion der Nachfrage nach dem regulierten Produkt kann unter den Rahmenbedingungen eines klimapolitisch bedingten Ausstiegs aus fossilem Gas zu zwei Arten von „Stranded Costs“ führen:

- **Physisches Stranding:** Dieses tritt dann ein, wenn die Nachfrage derart stark sinkt, dass die Gasleitung vor Ende der regulatorischen Lebensdauer physisch nicht mehr genutzt wird. Physisch wird die Leitung beispielsweise nicht mehr genutzt, wenn diese aufgrund eines Stilllegungsplans außer Betrieb genommen wird.
- **Wirtschaftliches Stranding:** Dieses tritt dann ein, wenn eine Gasleitung weiterhin betrieben wird, allerdings die historischen Kapitalkosten aufgrund der Nachfragereduktion auf eine immer kleinere Kundenbasis umgelegt werden. Ab einem bestimmten Zeitpunkt

⁶⁸ Guthrie (2020: 273) definiert „asset stranding“ beispielsweise mit: „[S]ustained reductions in demand that result in excess capacity and an inability to fully recover the costs of their past investments.“

liegen die kostendeckenden Netzentgelte über der maximalen Zahlungsbereitschaft der verbleibenden Kundenbasis und die erzielten Netzerlöse sinken stark ab bzw. gehen gegen Null.⁶⁹ Wirtschaftliches Stranding kann deshalb unabhängig davon eintreten, ob der Zeitpunkt für die Stilllegung einer Gasleitung **vor** oder **nach** der regulatorischen Lebensdauer liegt.

Wirtschaftliches Stranding wird durch die GasmarktRL nicht explizit erfasst. Wirtschaftliches Stranding ist allerdings unter dem Stichwort „Der letzte Gasnetzkunde zahlt das gesamte Netz“ ausgelöst durch die Rückkoppelung von hohen Netzentgelten und sinkenden Kundenanzahlen ein aktuelles Thema bei der Regulierung von Gasverteilnetzen. Selbst wenn das Regulierungssystem theoretisch vorsieht, dass die Netzkosten durch Netzentgelte gedeckt werden können, finden sich in der Praxis keine verursachungsgerecht zuordenbaren Netznutzer mehr, die diese hohen Netzentgelte zu zahlen bereit sind. Die Theorie wird sohin durch die Praxis überholt und es verbleibt ein Rest der Bestandsinvestitionen, der nicht durch Netzentgelte gedeckt werden kann.

Aus diesem Grund erscheint eine **Ausweitung von „Stranded Costs“ für Bestandsinvestitionen** auf „Wirtschaftliches Stranding“, unabhängig davon, ob der Zeitpunkt für die Stilllegung einer Gasleitung **vor** oder **nach** der regulatorischen Lebensdauer liegt, angebracht und sollte auch bei der Bestimmung der Abschreibungsmethodik berücksichtigt werden.

„Stranded Costs“ für künftige Investitionen (Neuinvestitionen)

Die GasmarktRL legt den Fokus auf Bestandsinvestitionen, die durch eine Stilllegungsentscheidung betroffen sind. Darüber hinaus stellt sich das Thema „Stranded Costs“ allerdings auch für Neuinvestitionen. Neuinvestitionen können aus unterschiedlichen Gründen getätigt werden:

- **Investitionen im Zusammenhang mit dem Anschluss von neuen Gasnetzkunden:** Das Verbot von Gasheizungen in Neubauten gemäß EWG schließt den Anschluss in der NE3 als Treiber für Erweiterungsinvestitionen künftig aus. Gasanschlüsse für Industrie-/Gewerbekunden in der NE3 für Prozesswärme sind allerdings weiterhin zulässig. Der geplante Ausbau der Biomethanherzeugung in Österreich könnte neue Anschlüsse zur Einspeisung in das Gasnetz auch in der NE3 bedingen - mit den damit einhergehenden Investitionen.
- **Investitionen im Zusammenhang mit Gasnetzstilllegungen:** In einzelnen Fällen können als Voraussetzungen von Gasnetzstilllegungen Investitionen in der NE3 erforderlich sein. Als Beispiel kann hier die erforderliche Weiterversorgung eines Gewerbebetriebes in einem ansonsten zur Stilllegung ausgewiesenen Gebiet genannt werden, wofür eine neue „Verbindungsleitung“ errichtet werden muss.

⁶⁹ Wirtschaftliches Stranding im Zusammenhang mit regulierten Unternehmen wurde beispielsweise von Crew/Kleindorfer (1992) diskutiert.

- **Ersatzinvestitionen aus Sicherheitsgründen:** Die Gasverteilernetzbetreiber sind zum Betrieb eines sicheren Netzes verpflichtet. Dies wird auch künftig Ersatzinvestitionen zur Aufrechterhaltung der technischen Betriebssicherheit erfordern.
- **Investitionen aufgrund von behördlichen/regulatorischen Vorgaben:** Dem Gasverteilernetzbetreiber können durch neue behördliche Vorgaben Investitionspflichten entstehen. Hier können als Beispiel Investitionen im Zusammenhang mit der Brennwertverfolgung genannt werden.

Auch für diese Investitionen müssen unter den Rahmenbedingungen einer Reduktion der (fossilen) Gasnachfrage Überlegungen zur regulatorischen Behandlung vorgenommen werden. Im Unterschied zu den Bestandsinvestitionen (d.h. schon getätigte Investitionen) sind hier allerdings zusätzlich zur Kostentragung noch vorangestellte Aspekte zu berücksichtigen:

- **„Notwendigkeit“ der Neuinvestitionen:** Das tatsächliche gesamtwirtschaftliche Einsparungspotential im Fall von Gasnetzstillegungen besteht (neben Betriebskostenanteilen) im Wesentlichen in der Vermeidung von Neuinvestitionen. Somit sollte in einem ersten Schritt sichergestellt werden, dass nur unbedingt „notwendige“ Investitionen durch die Gasverteilernetzbetreiber getätigt werden.
- **„Kosteneffizienz“ der Neuinvestitionen:** Für den Fall, dass die „Notwendigkeit“ der Neuinvestitionen festgestellt wird, muss in einem zweiten Schritt sichergestellt werden, dass diese zu optimalen Kosten getätigt werden.
- **„Kostentragung“ für notwendige und kosteneffiziente Netzinvestitionen:** Im letzten Schritt wird dann die Frage – analog zu den Bestandsinvestitionen – relevant, wie die Kosten der Neuinvestitionen getragen werden.

Adressaten für die Tragung von „Stranded Costs“

Für die Tragung der „Stranded Costs“ sind zunächst einmal die Gründe für deren Ursache zu unterscheiden.

Ist die Ursache der „Stranded Costs“ durch **ineffizientes Handeln bzw. ineffiziente Entscheidungen des Gasverteilernetzbetreibers** bedingt, dann sind diese grundsätzlich zur Gänze durch das Unternehmen zu tragen. Ein klassisches ineffizientes Handeln stellen beispielsweise zu hohe spezifische Investitionskosten für eine Gasleitung dar. Im Fall der Überdimensionierung von Leitungen kann der Fall schon komplexer gelagert sein bzw. sich ein gewisser Graubereich ergeben. Eine Überdimensionierung von Leitungen kann dann sinnvoll sein, wenn eine Gasnachfrage in einem Gebiet mit großer Wahrscheinlichkeit erwartet wird und die Reserve „kosteneffizienter“ als nachträgliche zusätzliche Kosten für eine Erweiterung sind.

Andererseits können die Ursache für „Stranded Costs“ **„unvorhersehbare“ Entwicklungen** sein. Diese liegen dann vor, wenn der Gasverteilernetzbetreiber im Zeitpunkt der Investition nicht damit rechnen konnte, dass die Gasleitung nicht über die gesamte regulatorische Lebensdauer in Verwendung sein wird. Wenn „Stranded Costs“ auf „unvorhersehbaren“

Entwicklungen zurückzuführen sind, dann kommen für deren Tragung neben dem **Gasverteilernetzbetreiber** noch die **(heutigen/künftigen) Gasnetzkunden** oder die **öffentliche Hand** in Frage. Eine Kostentragung durch Gasverteilernetzbetreiber erscheint allerdings in diesem Fall grundsätzlich nur dann angebracht, wenn das Regulierungssystem eine Abgeltung für solche „unvorhersehbaren“ Entwicklungen an den Netzbetreiber vorgesehen hat. Die öffentliche Hand kommt als Adressat dann in Frage, wenn die „unvorhersehbaren“ Entwicklungen durch politische Entscheidungen determiniert werden.

In Österreich hat E-Control im Regulierungsdokument zur 4. Regulierungsperiode⁷⁰ der Gasverteilernetzbetreiber noch einmal explizit darauf hingewiesen, dass „Stranded Costs“ bei Investitionen in das Gasnetz vermieden werden müssen. Dies bezieht sich einerseits auf Neuinvestitionen ab 2023, deren regulatorische Abschreibungsdauer von 30 Jahren auf 20 Jahre verkürzt wurden.⁷¹ Erstmalig sieht E-Control allerdings auch die Möglichkeit vor, dass Netzbetreiber bei Bestandsinvestitionen kürzere als die regulatorischen Abschreibungsdauern verwenden. Durch beide Maßnahmen soll erreicht werden, dass zur Deckung der Kapitalkosten der Netzbetreiber eine größere Gruppe von Netznutzern zur Verfügung steht und die Kostenbelastungen der heutigen und zukünftigen Netzbenutzer in Balance gehalten werden. Aus diesem Vorgehen kann geschlossen werden, dass E-Control grundsätzlich die Kostentragung für „Stranded Costs“ durch die Gasnetzkunden vorsieht, wobei dabei die spezifische Kostentragung durch die Gasnetzkunden über die Zeit ausgewogen gestaltet werden sollte.

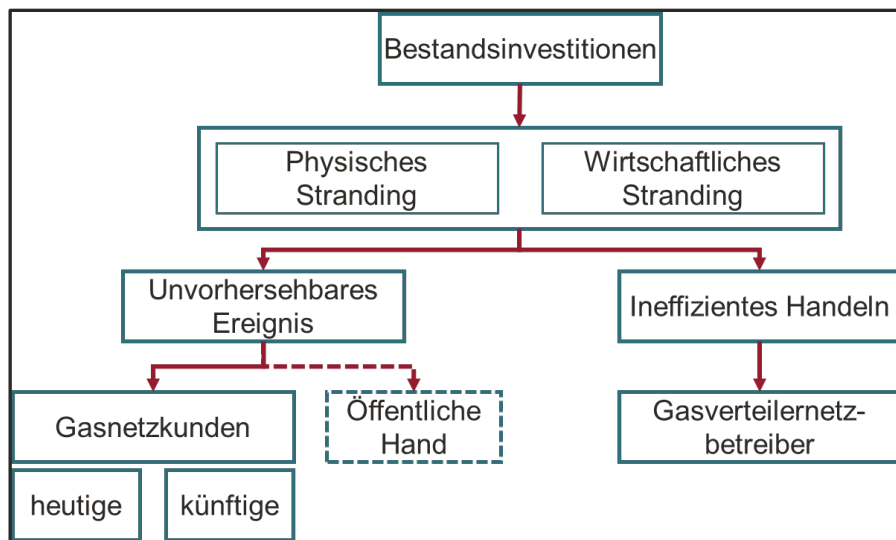
Zusammenfassung – Bestandsinvestitionen und Neuinvestitionen

Abbildung 12 fasst die Logik der Berücksichtigung von „Stranded Costs“ für Bestandsinvestitionen im Zusammenhang mit Gasnetzstilllegungen bzw. mit einem Rückgang der Gasnetznutzung an sich zusammen. Dabei wird noch die Öffentliche Hand als „Default“ Kostenträger für den Fall angeführt, dass in Ausnahmesituationen die Gasnetzkunden mit einer Kostentragung überfordert wären.

⁷⁰ E-Control, Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode der Gas-Verteilernetzbetreiber 1. Jänner 2023 - 31. Dezember 2027; November 2022.

⁷¹ Dies stellte eine weitere Verkürzung für Neuinvestitionen im Vergleich zur 3. Regulierungsperiode, wo die Abschreibungsdauern schon von 40 Jahre auf 30 Jahre reduziert wurden.

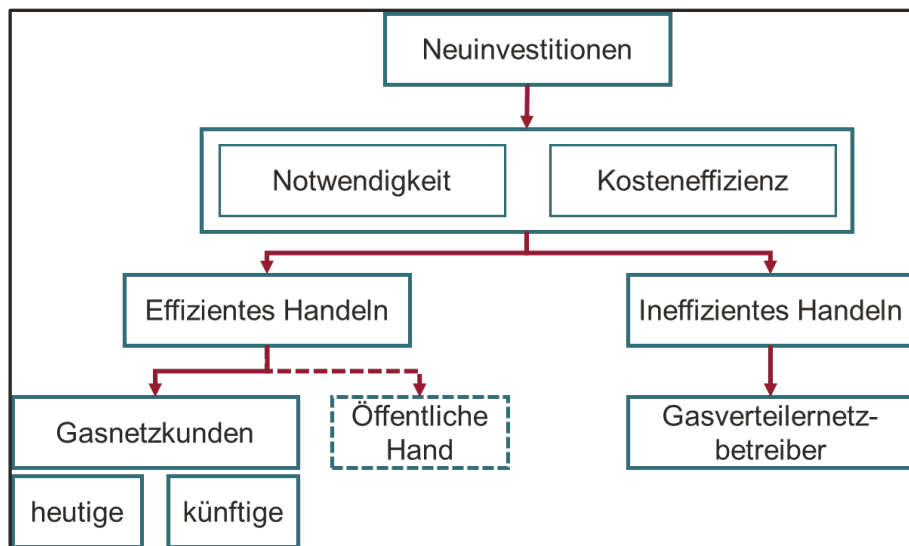
Abbildung 12 „Stranded Costs“ und Bestandsinvestitionen



Quelle: Frontier Economics/BEURLE/AIT

Abbildung 13 fasst die Logik der Berücksichtigung von Neuinvestitionen im Zusammenhang mit Gasnetzstilllegungen bzw. mit einem Rückgang der Gasnetznutzung an sich zusammen. Hier tritt die Prüfung der „Notwendigkeit“ und „Kosteneffizienz“ an die Stelle des „physischen“ und „wirtschaftlichen“ Stranding und die Kostentragung hängt nur mehr vom effizienten Verhalten ab. Nichtsdestotrotz sind analoge Überlegungen bei der Kostentragung, wie für die Bestandsinvestitionen anzustellen, d.h. wie kann sichergestellt werden, dass aktuelle und/oder künftige Netznutzer nicht unverhältnismäßig belastet werden. Die öffentliche Hand als „Default“ Kostenträger erscheint auch für Neuinvestitionen eine sinnvolle Option zu sein.

Abbildung 13 „Stranded Costs“ und Neuinvestitionen



Quelle: Frontier Economics/BEURLE/AIT

Regulatorische Behandlung von Kosten bei rückläufiger Gasnachfrage und stillzulegenden Leitungen

Der regulatorische Umgang und die Implikationen für die Kostenbestimmung können anhand zweier stilisierter Extremfälle eines Gasnachfragerückgangs illustriert werden:

- **Abrupter Gasrückgang** – Der Gasbedarf verharrt über die Zeit auf einem nahezu konstanten Niveau und sinkt zum Stilllegungszeitpunkt abrupt auf null ab. Dies bedeutet, dass die Gasleitungen bis zu ihrer Stilllegung relativ gleichmäßig genutzt werden. Beispiel für eine solche Entwicklung ist ein städtischer Bezirk mit Mehrfamilienhäusern, der in kürzester Zeit von Gas auf Fernwärme umgestellt wird.
- **Gleitender Gasrückgang** – Es kommt zu einem kontinuierlichen Rückgang des Gasbedarfs, da Gasanschlüsse sequenziell stillgelegt und dementsprechend Gasleitungen bis zu ihrer Stilllegung immer weniger genutzt werden. Dies beschreibt beispielhaft eine Situation einer Siedlung mit Einfamilienhäusern, die langsam von Gas auf Wärmepumpen umgestellt wird.

Diese stilisierten Fälle eines Gasrückgangs können für die Verteilung der Netzkosten für drei Fälle herangezogen werden:

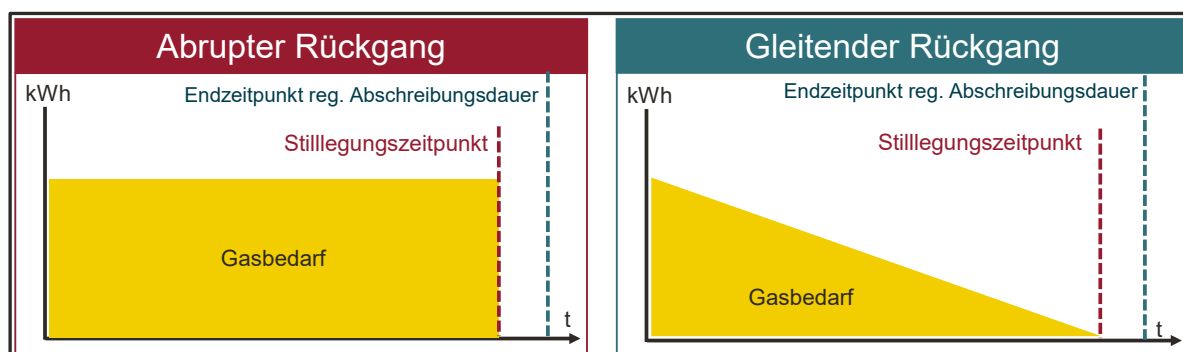
- **Fall 1:** “Bestandsinvestitionen und Endzeitpunkt regulatorische Abschreibungsdauer nach Stilllegungszeitpunkt”;
- **Fall 2:** “Bestandsinvestitionen und Endzeitpunkt regulatorische Abschreibungsdauer vor Stilllegungszeitpunkt”;

■ **Fall 3:** Neuinvestitionen.

Fall 1: “Bestandsinvestitionen und Endzeitpunkt regulatorische Abschreibungsdauer nach Stilllegungszeitpunkt” – Verteilung der Netzkosten und Stilllegungskosten

In Fall 1 liegt der Endzeitpunkt der regulatorischen Abschreibungsdauer **nach dem Stilllegungszeitpunkt**. Zum Zeitpunkt der Stilllegung sind Bestandsinvestitionen, d.h. Investitionen, die vor dem Zeitpunkt der Genehmigung der Stilllegung getätigt wurden, noch nicht vollständig regulatorisch abgeschrieben. Im Zeitpunkt der Stilllegung verbleibt somit ein regulatorischer Restbuchwert. Dies wird in Abbildung 14 dargestellt.

Abbildung 14 Endzeitpunkt regulatorische Abschreibungsdauer nach Stilllegungszeitpunkt – Schematische Darstellung



Quelle: Frontier Economics/BEURLE/AIT

Durch die Anpassung der Abschreibungsmethodik sollen „Stranded Costs“ in Form von regulatorischen Restbuchwerten verhindert werden. Die Abschreibungsmethodik hängt dabei allerdings von der Charakteristik der erwarteten – abrupt vs. gleitend – Gasbedarfsentwicklung ab. In beiden Fällen ist eine Verkürzung der Abschreibungsdauer erforderlich, was ein Vorziehen von Netzkosten (Kapitalkosten) bedingt. Im Fall eines gleitenden Rückgang erfolgt zur Verhinderung eines „wirtschaftlichen“ Stranding ein stärkeres Vorziehen von Netzkosten (z.B. degressive Abschreibungen), damit künftige Netznutzer nicht übermäßig belastet werden (Tabelle 8).

Tabelle 8 Verteilung von Stranded Costs für den Bestand für Fall 1

	Abrupter Rückgang	Gleitender Rückgang
Höhe	„Kosteneffizienter“ Buchwert der von Stilllegung betroffenen Bestandsinvestitionen (ineffiziente Kosten tragen Netzbetreiber)	„Kosteneffizienter“ Buchwert der von Stilllegung betroffenen Bestandsinvestitionen (ineffiziente Kosten tragen Netzbetreiber)

ERFORDERLICHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DIE STILLLEGUNG VON TEILEN DES GASVERTEILERNETZES

	Abrupter Rückgang	Gleitender Rückgang
Verteilung Kosten	Gleichmäßige Verteilung bis zum Stilllegungszeitpunkt durch Verkürzung der Abschreibungsdauer. Lineare Abschreibungsmethodik kann beibehalten werden	Degressive Verteilung ⁷² bis zum Stilllegungszeitpunkt mit höherem Kostenanteil zu Beginn höherer Kostenanteil durch eine Verkürzung der Abschreibungsdauer und Anpassung der Abschreibungsmethodik (degressiv statt linear)
Auswirkung Netzentgelte	Vorziehen von Netzkosten (Kapitalkosten) durch Verkürzung der Abschreibungsdauer, d.h. Tarifierung bei Umstellung abhängig von Restbuchwert, der durch eine verkürzte Abschreibungsdauer vorgezogen werden soll.	Stärkeres Vorziehen von Netzkosten (Kapitalkosten), d.h. Tarifierung bei Umstellung abhängig von Restbuchwert und Abschreibungsmethodik

Quelle: Frontier Economics/BEURLE/AIT

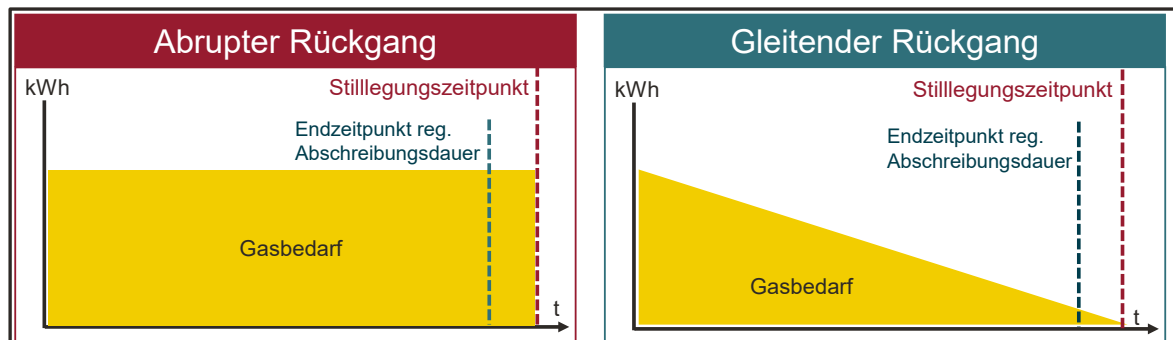
Die **Verteilung von zu erwarteten (effizienten) Stilllegungskosten** beispielsweise durch eine Dotierung einer zweckgebundenen Rückstellung kann der analogen Logik wie für Bestandsinvestitionen (Tabelle 8) folgen: konstante jährliche Dotierung bei einem konstanten Gasrückgang und degressive jährliche Dotierung bei einem gleitenden Gasrückgang.

Fall 2: “Bestandsinvestitionen und Endzeitpunkt regulatorische Abschreibungsdauer vor Stilllegungszeitpunkt” – Verteilung der Netzkosten und Stilllegungskosten

Im Fall 2 liegt der Endzeitpunkt der regulatorischen Abschreibungsdauer **vor dem Stilllegungszeitpunkt**. Folglich wären im Zeitpunkt der Stilllegung die Bestandsinvestitionen, d.h. Investitionen, die vor dem Zeitpunkt der Genehmigung der Stilllegung getätigt wurden, theoretisch keine regulatorischen Restbuchwerte mehr vorhanden und kein Anpassungsbedarf bei der Abschreibungsmethodik erforderlich. Dies ist in Abbildung 15 dargestellt.

⁷² Dies ist der Ansatz, der in den Niederlanden für Gasnetze verwendet wird.

Abbildung 15 Endzeitpunkt regulatorische Abschreibungsdauer vor Stilllegungszeitpunkt – Schematische Darstellung



Quelle: Frontier Economics/BEURLE/AIT

Beim stilisierten abrupten Rückgang der Gasnachfrage verbleibt bis zum Ende der regulatorischen Abschreibungsdauer ein ausreichendes Kundenkollektiv, auf das die Netzkosten verteilt werden können. Hier kann weiterhin eine lineare Abschreibung zur Anwendung gelangen. Bei einem gleitenden Rückgang der Gasnachfrage wird das Kundenkollektiv gegen Ende der regulatorischen Abschreibungsdauer immer geringer, weshalb hier das Risiko eines wirtschaftlichen Stranding besteht, d.h. die verbleibenden Kunden im Zeitablauf werden unverhältnismäßig belastet. Zur Verhinderung des wirtschaftlichen Stranding bietet sich hier ein Vorziehen von Netzkosten durch eine Anpassung der Abschreibungsmethodik (degressiv statt linear) an. Im Unterschied zu Fall 1 ist allerdings keine Verkürzung der Abschreibungsdauer erforderlich.

Die **Verteilung von zu erwarteten (effizienten) Stilllegungskosten** beispielsweise durch eine Dotierung einer zweckgebundenen Rückstellung kann auch in Fall 2 der analogen Logik, wie für Bestandsinvestitionen folgen: konstante jährliche Dotierung bei einem konstanten Gasrückgang und degressive jährliche Dotierung bei einem gleitenden Gasrückgang.

Fall 3: „Neuinvestitionen“

Neuinvestitionen können in unterschiedlichen Konstellationen (z.B. Ersatzinvestitionen aus Sicherheitsgründen, Investitionen aufgrund von behördlichen/regulatorischen Vorgaben) auftreten und sind nicht notwendig mit stillzulegenden Leitungen verbunden. Neuinvestitionen können auch Ersatzinvestitionen betreffen, die aus sicherheitstechnischen Gründen bei stillzulegenden Leitungen zwischen dem Zeitpunkt der Genehmigung der Stilllegung und dem Stilllegungszeitpunkt auftreten.

Für Neuinvestitionen erscheint grundsätzlich eine Vorprüfung der „Notwendigkeit“ und „Kosteneffizienz“ sinnvoll zu sein:

- **„Effiziente“ Neuinvestitionen:** Eine vollständige Kostendeckung ist nur für „notwendige“ und „kosteneffiziente“ Investitionen vorgesehen. Dies bedeutet, dass das Regulierungssystem darauf achten sollte, dass einerseits keine sinnvolle alternative Maßnahme übersehen wurde, mit der die Zielsetzung der Neuinvestition erreicht hätte werden können, und andererseits die notwendige Neuinvestition auch kosteneffizient umgesetzt worden ist.
- **Flexible Nutzungsdauer und Abschreibungsmethodik:** In Anlehnung an den Beschluss der deutschen Regulierungsbehörde Bundesnetzagentur zur Verkürzung der kalkulatorischen Nutzungsdauern von Erdgasleitungsinfrastrukturen („KANU“)⁷³ bietet es sich an, bei Neuinvestitionen die Nutzungsdauer zu flexibilisieren. In KANU wird hier das Jahr 2045 (Ziel für Klimaneutralität in Deutschland) als Ankerjahr angeführt. Für eine Investition im Jahr 2025 bzw. 2030 kann eine Abschreibungsdauer von 20 bzw. 15 Jahren gewählt werden. Den Netzbetreibern kann Flexibilität allerdings auch bei der Wahl des Ankerjahres gegeben werden. Die Flexibilität kann sich auch für die Abschreibungsmethodik (linear vs. degressiv) beziehen.

Zusammenfassung – Eine stärkere Differenzierung der Regulierung ist geboten

Die gerade dargestellten Fallbeispiele verdeutlichen, dass Netzbetreiber sehr unterschiedlich von einer rückläufigen Gasnachfrage betroffen sein können. Im Grundsatz lassen sich die dargestellten Implikationen eines stilisierten Nachfragerückgangs auch auf die heterogene Struktur der österreichischen Gasverteilternetzbetreiber übertragen. Um die Heterogenität der Netzbetreiber beim Rückbau der Gasverteilternetzinfrastruktur besser berücksichtigen zu können, erscheint es daher angebracht, ein Regulierungssystem deutlich heterogener und flexibler auszugestalten, um auf Spezifika der Herausforderungen für die einzelnen Gasverteilternetzbetreiber besser eingehen zu können. Dies kann beispielsweise unterschiedliche Abschreibungsmethoden zwischen den Gasverteilternetzbetreibern und auch innerhalb der Gasverteilternetzbetreiber selbst bedeuten. Die Darstellung von Weiterentwicklungsoptionen für die Regulierung erfolgt in Abschnitt 5.3.

4.2.3 Implikationen der Stilllegungsplanung für die Festlegung von Netzentgelten

Die Art. 57 (6) GasmarktRL sieht vor, dass Regulierungsbehörden im Zusammenhang mit der Gasnetzstilllegung „**Leitlinien** für einen strukturellen Ansatz bezüglich der Abschreibung solcher Anlagen und der **Festlegung der Entgelte**“ erstellen sollen, die mit relevanten Stakeholdern, insbesondere Gasverteilternetzbetreibern und Interessenvertretungen von

⁷³ Siehe: Bundesnetzagentur, Festlegung von kalkulatorischen Nutzungsdauern von Erdgasleitungsinfrastrukturen („KANU“, BK9-22/614), https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK9-GZ/2022/2022_bis0999/BK9-22-0614/BK9-22-0614_Festlegung_FL_Hauptseite.html

Kunden, konsultiert werden. Nachfolgend werden einige Tarifierungsrelevante Themen angeführt, welche im Zuge der Erstellung der „Leitlinien“ adressiert werden können.

Regionale Unterschiede bei Stilllegungen und regional differenzierte Netzentgelte

Der §84 (2) Zif 3 GWG sieht als **regionale Differenzierung** der Systemnutzungsentgelte der NE 3 das Bundesland als Netzbereich vor.

Es ist zu erwarten, dass künftig Regionen innerhalb von Bundesländern auch unterschiedlich von Gasstilllegungen betroffen sein werden. Beispielweise könnte im Bundesland A die Verfügbarkeit von alternativen Energieträgern in ländlichen Gebieten günstiger als in der Stadt sein. Dadurch könnte der Gasabsatz im ländlichen Gebiet deutlich früher sinken und regulatorische Maßnahmen gegen ein „physisches“ und/oder „wirtschaftliches“ Stranding sind früher erforderlich. Dies kann höhere spezifische Netzkosten für die Kunden im ländlichen Gebiet im Vergleich zu der Stadt, in der der Verbrauch zunächst konstant bleibt, bedingen. Diese höheren spezifischen Netzkosten könnten in **regional stärker differenzierten Netzentgelten** widerspiegelt werden.

Der Vorteil von stärker regional differenzierten Netztarifen liegt darin, dass diese dem Prinzip der Kostenverursachung besser entsprechen. Dem stehen allerdings auch Nachteile gegenüber. In Regionen mit höheren Netzentgelten erhalten die Netznutzer ein zusätzliches „Preissignal“, sich vom Gasnetz zu verabschieden. Die Wirkung dieses „Preissignals“ hängt vom Verhältnis zwischen der Höhe des Netzentgelts und der maximalen Zahlungsbereitschaft der Netznutzer ab. Wenn sich das Netzentgelt dieser maximalen Zahlungsbereitschaft annähert, kann die negative Rückkopplung von hohen Netzentgelten und kleiner werdendem Kundenkollektiv beschleunigt werden.

Die Beurteilung, inwieweit eine stärkere regionale Differenzierung tatsächlich zu prohibitiv hohen Netzentgelten führt, ist schlussendlich eine empirische Frage, welche mittels realen Unternehmensdaten analysiert werden sollte.

Anpassung der Tarifstruktur der Netzebene 3

In der GSNE-VO⁷⁴ ist die Tarifstruktur in der NE3 durch eine **starke arbeitsbezogene (Cent/kWh) Tarifkomponente** geprägt. Der hohe Arbeitspreisanteil entspricht nur bedingt dem Grundsatz der Kostenverursachung, da bei einem Netzbetreiber der wesentliche Kostentreiber die Bereitstellung von Kapazitäten und somit die Fixkosten sind. Dies würde tendenziell eine Stärkung der nicht-arbeitsbezogenen Tarifkomponente bei der Ausgestaltung der Tarifstruktur nahelegen. Im Stromnetzbereich wurde diese Thematik bei der Diskussion

⁷⁴ Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013, Fassung vom 28.03.2024, <https://www.ris.bka.gv.at/geltendefassung.wxe?abfrage=bundesnormen&gesetzesnummer=20007992>

zur Weiterentwicklung der Entgeltstruktur ausführlich behandelt.⁷⁵ Für die Systemnutzungsentgelte Gas gilt:

- **Erhöhung der Pauschale bzw. der leistungsabhängigen Tarifkomponente und Kostenverursachung:** Der wesentliche Kostentreiber stellt die Bereitstellung von Kapazitäten (kW) dar. Wenn die Kapazitäten einmal bereitgestellt sind, verursacht die Verteilung (kWh) von Gas nur geringe arbeitsabhängige Kosten (z. B. Verluste). Die Verteilung verursacht nur dann Kosten, wenn die Kapazitätsgrenze erreicht wird und neue Investitionen erforderlich werden. Dies ist allerdings im Gasnetz der NE3 nicht zu erwarten. Dies spricht tendenziell für eine Erhöhung der nicht-arbeitsbezogenen Tarifkomponenten.
- **Erhöhung der Pauschale bzw. der leistungsabhängigen Tarifkomponente und Erlössicherheit:** Eine Reduktion der arbeitsbezogenen Tarifkomponente reduziert die Erlösabhängigkeit für Netzbetreiber von künftigen Gasmengenentwicklungen. Ein Mengenrückgang würde sich dabei weniger in den Netzentgelten widerspiegeln und diese können tendenziell stabiler gehalten werden. Dies gilt allerdings dann nicht, wenn der Mengenrückgang (teilweise) auch durch eine Reduktion der Gasnetzkunden (Anschlusszahl oder Summe der Anschlussleistung) an sich verursacht wird. Grundsätzlich erhöht sich allerdings die Stabilität der Netzentgelte im Vergleich zum Status quo.
- **Erhöhung der Pauschale bzw. der leistungsabhängigen Tarifkomponente und Verteilungswirkung:** Mit der Umstellung auf eine weniger arbeitsbezogene Tarifstruktur sind Verteilungseffekte zwischen Kunden mit unterschiedlichen Verbrauchscharakteristika verbunden. Die Verteilungseffekte können ggf. zu höheren Belastungen von Netzkunden mit einem geringeren Verbrauch gegenüber dem Status quo führen, während die Belastung für Netzkunden mit einem höheren Verbrauch sinkt. Dies kann eine unerwünschte Verteilungswirkung mit sich bringen.⁷⁶

Die Beurteilung der Wirkung einer Anpassung der Tarifstruktur ist erneut eine Frage, welche mittels realer Unternehmensdaten analysiert werden sollte.

Entgelte im Zusammenhang mit der Stilllegung von Gasnetzanschlüssen

Der §78 GWG sieht die Möglichkeit von Entgelten für sonstige Leistungen vor. Als sonstige Leistung gilt nach §18 GSNE-VO die Trennung der Anschlussleitung vom Verteilernetz samt Freispülung der getrennten Hausanschlussleitung. In Interviews mit Gasverteilernetzbetreiber wurde angemerkt, dass dieses Entgelt nicht kostendeckend ist, wodurch die Mehrkosten auf das verbleibende Kundenkollektiv verteilt werden müssen. Bei nur wenigen Trennungen im

⁷⁵ E-Control, Tarife 2.1 – Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den Stromnetzbereich, Positionspapier, Jänner 2021, <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/netzentgelte/tarife-2-1>.

⁷⁶ Diese „unerwünschte“ Verteilungswirkung hat beispielsweise bei der Diskussion bei der Weiterentwicklung der Tarifstruktur im Stromnetzbereich die Erhöhung von nicht-arbeitsbezogenen Tarifkomponenten eine große Rolle gespielt.

Jahr ist die spezifische Auswirkung auf das verbleibende Kundenkollektiv nur sehr gering. Dies kann sich allerdings ändern, wenn künftig die Anzahl der Trennungen von Gasanschlüssen deutlich ansteigen werden. Exemplarisch können zwei Optionen für die Anpassung bei der Tarifierung zur Bewältigung dieser Herausforderung angeführt werden:

- **Kostendeckendes Entgelt:** Die Mehrbelastung des verbleibenden Kundenkollektivs könnte durch ein kostendeckendes Entgelt bzw. eine spürbare Erhöhung des Entgelts limitiert werden. Der Vorteil liegt in einer Erhöhung der Kostenverursachungsgerechtigkeit des Entgelts. Der Nachteil besteht darin, dass für den individuell betroffenen Netzkunden der Umstieg auf nicht-gasbasierte Energieträger verteuert wird.
- **Differenziertes Entgelt für „Ruhendstellung“ und „Trennung“:** Ein Gasverteilternetzbetreiber hat angemerkt, dass durch differenzierte Entgelte für „Ruhendstellung“ und „Trennung“ die Kosten der Trennung von Gasanschlüssen reduziert werden können:
 - **„Ruhendstellung“:** Darunter wird verstanden, dass der Gasverteilternetzbetreiber den Haupthahn abdreht, den Gaszähler abnimmt und die Leitung verschließt. Die Leitung verbleibt allerdings unter Druck, weshalb eine jährliche Dichtheitsprüfung durchgeführt werden muss. Der Gasverteilternetzbetreiber erspart sich allerdings Bodenarbeiten, die bei einer Trennung anfallen würden.
 - **„Trennung“:** Entspricht der Leistung, welche von §18 GSNE-VO erfasst wird.

Die Möglichkeit der Ruhendstellung kann in einem Gebiet einen Vorteil haben, wo in absehbarer Zeit alle Gasanschlüsse stillgelegt werden. In dem Fall könnte mit einem Arbeitsschritt an einer zentralen Stelle die Trennung aller ruhendgestellter Gasanschlüsse samt Freispülen vorgenommen werden. Ist dies allerdings nicht der Fall, dann hat die Ruhendstellung den Nachteil, dass im Unterschied zu einer Trennung weiterhin Betriebskosten für die Dichtheitsprüfung anfallen.

„Abschiedsprämien“ für Gasnetzkunden und analoge Instrumente

In Österreich wurden in Einzelfällen sogenannte „Abschiedsprämien“ von Gasverteilternetzbetreibern an Netznutzer gewährt, wenn diese freiwillig einer Trennung des Netzanschlusses zugestimmt haben. Die Logik der „Abschiedsprämie“ für Gasverteilternetzbetreiber besteht darin, dass die „Abschiedsprämie“ geringer als die durch den betroffenen Kunden verursachten Kosten ist und somit das „Rauskaufen“ durch eine Abschiedsprämie für das verbleibende Kundenkollektiv von Vorteil ist. Die „Abschiedsprämie“ wurde dabei als Zuschuss für erforderliche Investitionen in die alternative Energieanwendung für Raum-/Prozesswärme gewährt und nicht als Entschädigung für einen verbleibenden Restwert der bestehenden Gasendanwendung.

In Abschnitt 3.3 wurde als Kriterium für die Stilllegung einer Gasleitung durch einen Stilllegungsplan die „Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs“ aufgestellt. Somit könnte auch ein

Teil der „vermiedenen Netzkosten“ für Abschiedsprämien herangezogen werden. Liegen die Voraussetzungen für eine Kündigung des Gasanschlusses vor, so sprechen allerdings einige Gründe gegen „Abschiedsprämien“:

- **„Freiwilligkeit“ muss nicht erkaufte werden:** Wenn ein Recht zur Kündigung eines Gasnetzanschlusses besteht, besteht kein Erfordernis sich die Zustimmung des betroffenen Gasnetzkunden zu „erkaufen“.
- **Nichtdiskriminierende Behandlung der Kunden:** Die GasmarktRL sieht vor, dass das Verfahren zur Kündigung des Gasnetzanschlusses nach nichtdiskriminierenden Kriterien zu erfolgen hat. Dies bedeutet, dass die „Abschiedsprämie“ nicht auf Einzelfälle beschränkt werden darf, sondern allen betroffenen Netznutzern gewährt werden müsste.
- **„Topf“ für Abschiedsprämie:** Der „Topf“ für die Abschiedsprämie speist sich theoretisch auch aus „vermiedenen“ Ersatzinvestitionen, welche durch die Kündigung der betroffenen Netznutzer nicht anfallen. Damit der Gasverteilternetzbetreiber Abschiedsprämien gewähren kann, müssten somit die bestehenden Netzkosten um diese „vermiedenen Ersatzinvestitionen“ teilweise erhöht werden.
- **Abschiedsprämien konterkarieren Zielsetzung der Stilllegung:** Durch eine sorgfältig geplante Stilllegung des Gasnetzes sollen die künftigen Netzkosten möglichst optimiert werden, damit die Belastung des tendenziell kleiner werdenden Kundenkollektivs möglichst geringgehalten wird. Werden künftige Netzkosten allerdings teilweise um durch die Stilllegung „vermiedene“ Netzkosten erhöht, damit dadurch „Abschiedsprämien an Netzkunden, die das Netz verlassen, ausgezahlt werden können, dann wird dieser Effekt unterlaufen.⁷⁷

Im Falle der Kündigung des Netzanschlusses wird dem betroffenen Netznutzer diese mit einer angemessenen Vorlaufzeit angekündigt. Diese Zeit soll dem Netznutzer ermöglichen, Investitionen in alternative Energieendwendungen durchzuführen. Es könnte allerdings auch eine Strategie des Netznutzers sein, nicht zu reagieren und darauf zu setzen, dass der Gasverteilternetzbetreiber im Zweifel davon absieht, den Gasnetzanschluss zu trennen und den Gasnetzkunden „in der Kälte sitzen zu lassen“. Eine Option kann darin bestehen, dass dieser Netznutzer über einen individuellen Aufschlag, die Kosten für den Weiterbetrieb des betroffenen Leitungsstrangs übernimmt. Dieser individuelle Aufschlag müsste vorab

⁷⁷ In Kalifornien wurde in einem Projekt eine ähnliche Frage aufgeworfen, d.h. inwieweit „vermiedene Investitionskosten für Ersatz“ für die Förderung der Elektrifizierung von Haushalten verwendet werden könnte bzw. sollte: „While the funds from avoided gas pipeline replacement could effectively cover a large portion of upfront costs associated with building electrification, this would dramatically reduce the amount of savings that would be returned to gas ratepayers. Prior studies have shown that, in a high electrification future, gas rates are forecasted to increase by as much as 10x and therefore the allocation of the savings from avoided gas pipeline replacement will have important implications for gas ratepayers. Regulators will need to consider the tradeoffs between using these savings to support building electrification versus using them to alleviate gas rate pressures for remaining gas customers who are not able to electrify.” (Energy and Environmental Economics/Ava Community Energy/Gridworks Organization; Benefit-Cost Analysis of Targeted Electrification and Gas Decommissioning in California; Dezember 2023; S.53)

angekündigt werden. Bei der konkreten Ausgestaltung können sich allerdings komplexe Fragestellungen ergeben: Wie wird der Aufschlag berechnet, wenn vorab die Anzahl der „strategischen“ Netznutzer unklar ist? Bis zu welcher Höhe ist solch ein Aufschlag auch in der Praxis durchzusetzen?

Quersubventionierungen von Gasnetzen durch Stromnetze

Die GasmarktVO⁷⁸ sieht in Art 5 (4) die Möglichkeit für Mitgliedsstaaten vor, Quersubventionierungen zwischen regulierten Netzen zu erlauben. Die Bestimmung steht zwar im Kontext des Zusammenwirkens zwischen H₂- und Gasnetzen, allerdings lässt der Wortlaut auch die Möglichkeit von Zahlungen von Strom- zu Gasnetzen offen. Ökonomische Gründe sprechen gegen eine Quersubventionierung von Stromnetzen zu Gasnetzen, welche hier kurz angeführt werden.

Die Quersubventionierung von Gas- zu H₂ Netzen ist dadurch begründet, dass die bestehenden Gasnetze durch einen H₂ Hochlauf aufgrund der Nachnutzung als H₂-Leitungen einen ökonomischen Wert behalten. Von diesem ökonomischen Wert profitieren auch die aktuellen bzw. künftigen Gasnetznutzer. Beispielweise kann bei der Anpassung der Abschreibungsprofile für Gasnetze im Zeitpunkt der Stilllegung bzw. Nachnutzung ein Restwert verbleiben, der den ökonomischen Wert der Nachnutzung durch H₂ reflektiert.

Zwischen Strom- und Gasnetzen besteht kein vergleichbarer Zusammenhang. Im Gegenteil: Die Substitution von Gasheizungen durch Wärmepumpen erfordert erhebliche Investitionen in das Stromverteilernetz, die perspektivisch zu höheren Stromnetzentgelten führen. Die Wärmepumpen führen zwar zu einem höheren Stromverbrauch, was die höheren Netzkosten auf eine größere Gesamtheit verteilt, allerdings ist daraus kein „positiver externer Effekt“ des Gasnetzes auf das Stromnetz abzuleiten.

Öffentliche Hand als „Default“ bei außerordentlicher Belastung der Gasnetznutzer

Die Transformation des Energiesystems und damit auch der Gasnetze stellt ggf. eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe im „öffentlichen Interesse“⁷⁹ dar. Dies kann als Begründung für eine Abfederung der Auswirkungen von steigenden Netzentgelten durch die „öffentliche Hand“ dienen. Dies insbesondere dann, wenn die Belastungen für Netznutzer

⁷⁸ „Verordnung über die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas sowie Wasserstoff, zur Änderung der Verordnungen (EU) Nr. 1227/2011, (EU) 2017/1938, (EU) 2019/942 und (EU) 2022/869 sowie des Beschlusses (EU) 2017/684 und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 715/2009“ (GasmarktVO). Im Zeitpunkt der Erstellung der Studie war der Inhalt der GasmarktRL akkordiert, die formelle Verabschiedung durch das Europäische Parlament und den Rat der Europäischen Union jedoch noch ausständig.

⁷⁹ Ein aktuelles Beispiel für eine Beteiligung des Bundes an Gasnetzkosten stellt die Beteiligung des Bundes mit Steuermittel von 70 Mio.€ an den Investitionskosten der GasConnectAustria für den WAG Loop dar. Dieser Gasnetzabschnitt ist im „öffentlichen Interesse“ der österreichischen Versorgungssicherheit von Gas.

außerordentlich ansteigen.⁸⁰ Die öffentliche Hand als „Default“ kann auch aus der Anwendung einer Restwertentschädigung für „Stranded Costs“ bei den Gasverteilernetzbetreibern (also nicht für Restwertentschädigung der Netznutzer wie z. B. Heizungen wie oben beschrieben) argumentiert werden. In dem Fall wäre der „Restwert“ der verbleibende regulatorische Buchwert für (Teile der) Netzanlagen, der von den betroffenen Gasnetzkunden nicht getragen werden kann.

Es muss betont werden, dass auch die **Verwendung von öffentlichen Mitteln als „Default“ ist immer mit Opportunitätskosten verbunden** ist, da die öffentlichen Mittel in dem Fall für andere Zwecke nicht mehr zur Verfügung stehen bzw. durch neue Schuldenaufnahme durch die öffentliche Hand künftige Steuerzahler belastet werden. Dies ist bei der Ausgestaltung entsprechend zu beachten.

Implikationen der Stilllegungsplanung für die Festlegung von Netzentgelten – Mögliche Barrieren und Empfehlungen

Aus der Thematik der Netzentgelte ergeben sich zwar Komplexitäten, aber keine unmittelbaren Barrieren für die Stilllegung. Bei der Ausgestaltung der Netzentgelte und Tarifstruktur ist im Grunde darauf zu achten, dass bei der Bestimmung der Methodik zur Überwälzung von Netzkosten in Netzentgelte keine unverhältnismäßig hohen Netzentgelte im Zeitverlauf entstehen und eine Balance zwischen aktuellen und künftigen Netznutzern hergestellt wird. Falls allerdings eine höhere regionale Differenzierung geplant ist, wären Anpassungen beim GWG im Hinblick auf die Definition „Netzbereich“ in der NE 3 erforderlich.

4.2.4 Regulatorische Auswirkung auf Asset Transfer für den Fall der Nachnutzung

Die Nachnutzung von stillgelegten Gasleitungen bedeutet, dass dies für den Nachnutzer einen „ökonomischen“ Wert darstellt, der dem Gasverteilernetzbetreiber (und schlussendlich den Gasnetzkunden) vergütet werden muss. Je höher dieser „ökonomische“ Wert ist, desto weniger müssen bestehende bzw. künftige Gasnetznutzer mit höheren Netzkosten belastet werden. Dies hat auch Auswirkungen beispielsweise auf die Anpassung der Abschreibungsmethodik. Im Falle einer Nachnutzung ist es nicht erforderlich, dass im Zeitpunkt der Stilllegung der regulatorische Buchwert der Gasleitungen auf null gesunken ist, sondern kann er theoretisch dem „ökonomischen“ Wert der Nachnutzung entsprechen.

In Abschnitt 4.1.3 wurden Nachnutzungsoptionen für stillgelegte Gasleitungen angeführt. Bei der Festlegung von regulatorischen Regelungen für den Asset Transfer auf die Nachnutzung muss folgendes berücksichtigt werden:

⁸⁰ Ein aktuelles Beispiel in Österreich für eine Abfederung von außerordentlichen Belastungen von Netznutzern ist die teilweisen Abfederung der gestiegenen Stromnetzentgelte für Haushalte und Betriebe Anfang 2023 durch Steuermittel des Bundes.

- **Ex ante vs. ex post Berücksichtigung „ökonomischer“ Wert:** In Abschnitt 4.1.3 wurde angeführt, dass die Nachnutzungsmöglichkeiten als Leerverrohrung für Telekommunikations- und Stromleitungen sehr eingeschränkt und stark von Einzelfällen abhängig sind. Dies erschwert eine Abschätzung des „ökonomischen“ Wertes der Nachnutzung im Vorhinein. Eine ex ante Berücksichtigung des „ökonomischen“ Wertes dieser Nachnutzung erscheint deshalb schwer umsetzbar. Der „ökonomische“ Wert wird in dem Fall wohl ex post ermittelt werden müssen. Dies hat den Effekt, dass dieser Wert nur dem verbleibenden Kundenkollektiv zugutekommt. Es ist allerdings davon auszugehen, dass der Wert an sich vernachlässigbar ist. Anders ist der Fall bei der Nachnutzung als H₂-Leitung gelagert. Hier ist die Planbarkeit und der Umfang der Nachnutzung deutlich höher, was schon durch die integrierte Gas- und H₂-Verteilernetzplanung sichergestellt wird. Dies ermöglicht grundsätzlich eine ex ante Berücksichtigung des „ökonomischen“ Wertes der Nachnutzung mit dem Effekt, dass Gasnetznutzer schon vor der Stilllegung der Gasleitungen davon profitieren können.
- **Bestimmung des „ökonomischen“ Wertes der Nachnutzung:** Die Bestimmung des „ökonomischen“ Wertes der Nachnutzung ist komplex. Dies gilt insbesondere dann, wenn der „ökonomische“ Wert von stillgelegten Gasleitungen schon ex ante (zumindest teilweise) berücksichtigt werden soll und sich nicht auf ex post realisierte Werte stützt. Die GasmarktVO sieht vor, dass bei einer Übertragung von reguliertem Anlagenvermögen von Gas- auf H₂-Netzbetreiber der Wert derart bestimmt wird, dass Quersubventionierungen zwischen den Netzen nicht bestehen. Der Wert selbst ist von der Regulierungsbehörde zu prüfen und zu genehmigen. Die Erfahrungen mit Asset Transfers zwischen Gas- und H₂ Netzen sind in europäischen Ländern noch eingeschränkt. Als Beispiel können allerdings die Niederlande dienen, wo die Regulierungsbehörde (ACM) bei der Übertragung von Gasleitungen des Gasfernleitungsnetzbetreibers in ein neu gegründetes Schwesterunternehmen unterschiedliche Optionen für die Bewertung des „ökonomischen“ Wertes der zu übertragenden Gasleitungen geprüft hat. Aus Gründen u.a. der Transparenz hat ACM⁸¹ schlussendlich empfohlen, dass der Übernahmepreis für eine bestimmte zu übertragende Gasleitung dem spezifischen regulierten Buchwert der Leitung im Zeitpunkt der Übertragung entspricht.

In Österreich fehlen derzeit rechtliche und regulatorische Bestimmungen, wie der Asset Transfer von Gas- auf H₂-Netzbetreiber gestaltet werden soll. Dies gilt sowohl für die Gasfernleitungs- wie für Gasverteilernetzbetreiber. Tabelle 9 stellt mögliche Barrieren und Empfehlungen, wie diese Barrieren überwunden werden können, dar.

⁸¹ Autoriteit Consument & Markt, Visiedocument overdracht leidingen GTS naar HNS, 2022, <https://www.acm.nl/system/files/documents/advies-acm-over-overnameprijs-gasleidingen.pdf>

Tabelle 9 Asset Transfer bei Nachnutzung – Mögliche Barrieren und Empfehlung

Thema	Barriere	Empfehlung
Asset Transfer – H2-Nachnutzung	Fehlende Regelungen für Bestimmung des „ökonomischen“ Wertes erschweren Planbarkeit der Umwidmung von Gas- auf H2-Netze	Festlegung des Gesetzgebers oder der Regulierungsbehörde wie Asset Transfer zu bewerten ist.
Asset Transfer – andere Nachnutzungen (z.B. Telekommunikation)	Fehlende Regelungen behindern nicht Stilllegung aufgrund tendenziell geringem „ökonomischen“ Wert.	Festlegung des Gesetzgebers oder der Regulierungsbehörde wie Asset Transfer zu bewerten ist

Quelle: Frontier Economics/BEURLE/AIT

5 Schlussfolgerung – Stilllegungsplanung und Anpassungsbedarf im Gesetzesrahmen sowie Regulierung

Die Stilllegungsplanung ist durch die GasmarktRL europarechtlich geboten. Die GasmarktRL sieht vor, dass die Mitgliedsstaaten, ihre Gasverteilernetzbetreiber verpflichten, einen Stilllegungsplan zu erstellen, sofern sich ein Rückgang der Gasnachfrage in ihren Versorgungsgebieten abzeichnet. Die Mitgliedsstaaten haben bei der nationalen Implementierung der Stilllegungsplanung bestimmte Umsetzungsspielräume, wodurch individuelle nationale Rahmenbedingungen berücksichtigt werden können. Die Umsetzung der Stilllegungsplanung aus der GasmarktRL erfordert eine Reihe von Anpassungen am Rechtsrahmen und bei der Gasnetzregulierung in Österreich.

5.1 Gasnetzstilllegungsplanung und Implikationen für nationale Gesetze

Vorab ist festzuhalten, dass eine neue Kompetenzordnung als Einigung zwischen Bund und Ländern in der Form, dass hier eindeutig die gegenständliche Materie einem Rechtsträger in Gesetzgebung und Vollziehung zugewiesen wird (z.B. dem Bund) wohl begrüßenswert wäre. Eine solche Lösung wäre in einem größeren Kontext (Stichwort „Kompetenzbereinigung“) im Rahmen einer Bundesstaatsreform anzudenken. Diese allgemeine Bemerkung sei dem Nachfolgenden vorausgeschickt.

5.1.1 Gasnetzstilllegungsplanung – Verankerung im GWG

Tabelle 10 fasst im Zusammenhang mit der Stilllegungsplanung relevante Themen zusammen und enthält Empfehlungen zur Vorgangsweise in Bezug auf diese Themen.

Tabelle 10 Stilllegungsplanung – Empfehlungen

Thema	Empfehlung
Nationale gesetzliche Grundlage	Umsetzung der Stilllegungsplanung der GasmarktRL im GWG
Planersteller	Alle Gasverteilernetzbetreiber in Österreich mit Möglichkeit für kleine Netzbetreiber in gleicher Region für gemeinsamen Plan
Kriterien für Stilllegung	Mehrstufiger Prüfprozess für Stilllegung, der auch ohne kommunale Wärmeplanung begonnen werden kann
Genehmigungsbehörde	<i>Mögliche Option: Regulierungsbehörde als „One-Stop-Shop“, die verbindliche Vorgaben von anderen Behörden aus kommunalen Wärmeplänen bei Prüfung übernimmt</i>

Thema	Empfehlung
Konsultation des Stilllegungsplan	Konsultation zu Entwurf des Stilllegungsplans; Informationsveranstaltung vor-Ort unter Einbeziehung von Vertretern von lokalen Behörden, Energieberatungen, Stromverteilernetzbetreiber, Fernwärmeunternehmen
Aktualisierung des Stilllegungsplans	Aktualisierung alle 2 Jahre

Quelle: Frontier Economics/BEURLE/AIT

Das GWG 2011 sieht derzeit für Fernleitungsnetze in § 63 einen koordinierten Netzentwicklungsplan vor. Diesen erstellt gemäß § 14 Abs 1 Z 7 GWG 2011 der Marktgebietsmanager. Dabei ist in § 19 eine entsprechende Kooperation des Marktgebietsmanagers mit dem Verteilergebietsmanager bei der Erstellung dieses Planes zu vorgesehen.

Im Rahmen der langfristigen und integrierten Planung gemäß § 22 Abs 1 Z 2 GWG 2011 ist eine Kohärenz zwischen dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan und dem koordinierten Netzentwicklungsplan gemäß §§ 63ff GWG 2011 herzustellen. Derzeit findet allerdings die NE3 (und auch die NE2⁸²) noch keine Berücksichtigung im Netzentwicklungsplan. Dies müsste somit in die gesetzliche Regelung des GWG 2011 integriert werden, es bieten sich hier die Bestimmungen betreffend Verteilernetze (§§ 58 bis 61 GWG 2011) an, wobei eben nunmehr Netzentwicklung im weiteren Sinn nämlich einschließlich der Stilllegung zu berücksichtigen ist. Im GWG müssten dann auch die Kohärenz mit den Netzentwicklungsplänen Strom hergestellt werden.

Zur inhaltlichen Ausgestaltung bzw. Ausgestaltungsoptionen der Stilllegungsplanung im GWG wird auf Abschnitt 3 sowie die Zusammenfassung in Tabelle 10 (bzw. Tabelle 5) verwiesen.

5.1.2 Energieraumplanung und kommunale Wärmeplanung

In Abschnitt 3.2.2 wurde auf die Bedeutung der zeitlichen Verfügbarkeit von alternativen erneuerbaren Energieträgern bei der Erstellung der Stilllegungsplanung hingewiesen, welche sowohl den Raum-/Prozesswärme Bedarf als auch Bestand-/Neubauten umfasst. Die Grundlage für diese Informationen sollten aus der Energieraumplanung und/oder kommunalen Wärmeplanung stammen. Tabelle 11 stellt die Empfehlungen für diesen Themenbereich dar.

⁸² Für die NE2 könnte in Erwägung gezogen werden, die Planung in die langfristigen und integrierten Planung gemäß § 22 Abs 1 Z 2 GWG 2011 zu integrieren. Dies könnte deshalb angebracht sein, dass die Leitungen der NE1 und NE2 tendenziell eine ähnliche Funktion (regionaler Transport) aufweisen.

**Tabelle 11 Energieraumplanung und kommunale Wärmeplanung -
Empfehlungen**

Thema	Empfehlung
Energieraumplanung und kommunale Wärmeplanung	Verpflichtung/Beanreizung für Städte/Gemeinden zur Erstellung von kommunalen Wärme-/Kälteplänen (Bestands-/Neubauten; Raumwärme/Prozesswärme) durch Städte/Gemeinden. Die Pläne sollen auch von mehreren Gemeinden gemeinsam erstellt werden können. Zusammenarbeit u.a. mit Gasverteiler-netzbetreiber bei der Erstellung durch die Städte/Gemeinden
Unterstützung bei Erstellung Energieraumplanung / kommunale Wärmeplanung	Unterstützung der Gemeinden/Städte durch finanzielle/Knowhow Ressourcen durch Bund/Länder. Einheitlichkeit der Pläne durch Leitfäden, Unterstützungstools, etc. sicherstellen
Daten für kommunale Wärmeplanung und Stilllegungsplanung	Digitale Datenbanken für Erstellung von kommunalen Wärmeplänen und Zugriff für (Wechselwirkung mit) Daten für Stilllegungsplanung. Erhöhung der Datenqualität durch Verschneidung der Daten von Energieversorger
Behördliche Vorgaben im Zusammenhang mit Stilllegung	Überführung von EU-Vorgaben zu fossilem Gasausstieg in Bundesgesetze, Landesgesetze und Städte/Gemeinde Gesetze

Quelle: Frontier Economics/BEURLE/AIT

Zum Thema Energieraumplanung ist festzuhalten, dass dieses wohl keine Thematik des GWG 2011 ist, sondern inhaltlich über dessen Regelungsgegenstand hinausgeht. Schließlich ist hier auch die Wärmeplanung oder die Elektrizitätsplanung (Elektrizität kann für die Wärmegewinnung entsprechend eingesetzt werden) zu berücksichtigen, was zeigt, dass hier die verfassungsrechtliche Kompetenz, die für das GWG 2011 besteht, wohl nicht ausreichend ist. Vielmehr wird es sich bei der Wärmeplanung voraussichtlich um eine „Querschnittsmaterie“ handeln, die womöglich der Raumordnung („*planmäßige und vorausschauende Gestaltung eines bestimmten Gebietes in Bezug auf seine Verbauung insb. für Wohn- und Industriezwecke einerseits und für die Erhaltung von im Wesentlichen un bebauten Flächen andererseits*“) zuzurechnen ist. Dies ist zwar nicht ganz eindeutig, doch würde es bejahendenfalls analog zur Raumordnung nach Art15 Abs1 B-VG dann in Gesetzgebung und Vollziehung den Ländern zuzuordnen sein.

Angesichts der hier bestehenden Unsicherheit ist eine neu zu gestaltende kommunale Wärmeplanung wohl mittels verfassungsrechtlicher Regelung dem Bund oder den Ländern zuzuweisen. Dabei wird auch sichergestellt, dass Prozess-/Raumwärme ebenso wie Bestands-/Neubauten in dem Zusammenhang erfasst sind. Die Erstellung der kommunalen Wärmepläne ist durch die Städte und Gemeinden durchzuführen, wobei hier von Bund/Länder Unterstützung durch Know-how (Leitfäden, Unterstützungstools) sowie finanzieller Art sinnvoll sind.

Jedenfalls müsste der Gesetzgeber auch den Grad der Verbindlichkeit der Energieraumplanung sowie kommunalen Wärmeplanung festlegen.

5.2 Verweigerung der Anschlusspflicht und Kündigung von Gasnetzanschlüssen

5.2.1 Verankerung im GWG

Tabelle 12 fasst mögliche Barrieren im Zusammenhang mit der Verweigerung und Kündigung des Gasnetzanschlusses zusammen und enthält Empfehlungen, wie diese Barrieren überwunden werden können.

Tabelle 12 Verweigerung und Kündigung des Gasnetzanschlusses – mögliche Barrieren und Empfehlungen

Thema	Beschreibung
§59 (2) GWG „Allgemeine Anschlusspflicht“	Umsetzung der Bestimmungen aus der GasmarktRL zu Verweigerung und Kündigung eines Gasnetzanschlusses. Für die Verweigerung der Anschlusspflicht bietet sich die Modifikation des § 59 Abs 2 GWG 2011 an. Die Ermöglichung des Rechts auf Kündigung eines bestehenden Gasnetzanschlusses kann durch einen neuen § 59a GWG 2011 geregelt werden.
GasmarktRL – Konsultation der betroffenen Netznutzer und relevanter Stakeholder	Konsultation bei „Erstellung des Stilllegungsplans“ und bei der gesetzlichen Umsetzung Auflistung von weiteren relevanten Interessensvertretungen zusätzlich zu den Sozialpartnern sinnvoll
GasmarktRL – ausreichende Vorlaufzeit	Bei erstmaliger Umsetzung der GasmarktRL längere Vorlaufzeiten und in der Folge schrittweise Reduktion. Betroffene Netzkunden sollten zumindest einmal jährlich informiert werden, wobei auch über den Fortschritt bei der Verfügbarkeit von alternativen Energieträgern berichtet wird
GasmarktRL – Information der Endkunden und Zugang zu ausreichender Beratung	Gasverteilernetzbetreiber mit Erstinformation der Endkunden betrauen. In der Folge sollte eine „öffentliche Stelle“ mit regionaler Nähe zu den betroffenen Gasnetzkunden als Anlaufstelle dienen (z.B. Städte/Gemeinden, in deren Ortsgebiet eine Gasstilllegung erfolgt, und/oder Energieberatungsstellen als „One-Stop-Shop“)
GasmarktRL – Schutz für schutzbedürftige Kunden	Abfederung durch direkte Unterstützung von schutzbedürftigen Kunden bei Heizungstausch bzw. Gasherdaustausch sowie bei indirekten Auswirkungen durch Sozialtransfers
Entschädigung für Netznutzer	<i>Mögliche Option: Entschädigungsanspruch, der sich am Restwert der Gasendkundenanwendung orientiert. Adressat der Entschädigung nicht Gasverteilernetzbetreiber, sondern öffentliche Hand</i>

Thema	Beschreibung
Förderungen für Investitionen in alternative Endanwendungen	<i>Mögliche Option: „Stilllegungszuschlag“ und „degressive Ausgestaltung“ der Förderung</i>

Quelle: Frontier Economics/BEURLE/AIT

Die GasmarktRL sieht für Gasverteilernetzbetreiber unter bestimmten Voraussetzungen die Möglichkeit der Verweigerung und Kündigung eines Gasnetzanschlusses vor. Dazu sind Anpassungen im nationalen Recht erforderlich.

Für die nationale Umsetzung der Verweigerung der Anschlusspflicht und die Kündigung des Gasnetzanschlusses muss der §59 GWG 2011 angepasst werden. Dabei sind die Voraussetzungen der GasmarktRL (vgl. Abschnitt 4.2.1 und Tabelle 12) zu berücksichtigen.

Für die Verweigerung der Netzanschlusspflicht (bei Vorliegen eines konsultierten und genehmigten Stilllegungsplans) bietet sich die Modifikation des § 59 Abs 2 GWG 2011 an („Die allgemeine Anschlusspflicht gemäß Abs 1 besteht dann nicht, wenn....“). Die Ermöglichung des Rechts auf Kündigung eines bestehenden Gasnetzanschlusses (bei Vorliegen eines konsultierten und genehmigten Stilllegungsplans) kann durch einen neuen § 59a GWG 2011 geregelt werden. Das Konsultationsverfahren unter der Einbeziehung der Interessenvertretungen kann z.B. in den Kapiteln §§ 58 - 61 GWG 2011 und die Informationspflicht gegenüber Interessensvertretungen von Endkunden z.B. in den Kapiteln §§ 58 - 61 GWG 2011 integriert werden. Der Schutz der schutzbedürftigen Kunden kann als Auffangmaßnahme im GWG 2011 oder in einem anderen Gesetz (mit Verweis aus dem GWG heraus) geregelt werden.

Für den Fall, dass ein Entschädigungsanspruch für die von einer Trennung des Gasnetzanschlusses betroffenen Gasnetzkunden vorgesehen wird, bietet es sich an, diesen im GWG im Zusammenhang mit der Trennung von Gasnetzanschlüssen zu regeln. Wenn sich der Entschädigungsanspruch allerdings beispielsweise gegen den Bund richtet, wäre es wohl systemwidrig hier Voraussetzung, Höhe des Entschädigungsanspruchs, Entschädigungsberechtigte, etc. im GWG zu regeln, vielmehr würde es sich anbieten hier eine gesonderte gesetzliche Grundlage zu schaffen.

5.2.2 Kündigung von Gasnetzanschlüssen – Anpassungen in anderen Rechtsmaterien

Wie in Abschnitt 4.2.1 angeführt, sind Anpassungen im Wohnrecht erforderlich, um die Voraussetzungen für einen Austausch von auf fossilem Gas basierten Technologien für die Raumwärme zu erleichtern bzw. zu schaffen.

Eine etwaig erforderliche Regulierung der Fern-/Nahwärme, über die derzeitigen Anwendungen gemäß Preisgesetz 1992 hinausgehend, würde systematisch und auch kompetenzrechtlich wohl außerhalb des GWG erfolgen. Zieht man hier als kompetenzrechtliche Grundlage die Energieraumplanung heran, könnte dies sonst Ländersache sein. Wie oben festgehalten ist eine eigene verfassungsrechtliche Grundlage hier wohl zweckmäßig.

5.3 Stilllegung und Netzkosten – Implikationen für nationales Recht und Regulierung

5.3.1 Betriebspflicht – Anpassungen im GWG

Die Möglichkeit der Stilllegung von Gasleitungen erfordert die Notwendigkeit der Relativierung der Gewährleistung einer „allgemeinen“ Betriebs- und Ausbaupflicht durch den Gasverteilternetzbetreiber z.B. durch eine Anpassung des Aufgaben-/Pflichten-Katalogs in § 58 GWG 2011.

5.3.2 Rückbauverpflichtung und Minimierung der Stilllegungskosten – Anpassungen im GWG

Im Hinblick auf die technischen Maßnahmen für die stillgelegten Leitungen erscheint eine generelle Bestimmung, dass in der Netzebene 3 (bzw. Netzebene 2) im Falle einer Stilllegung eine Versiegelung und Inertisierung ausreichend ist, sinnvoll. Der § 141 (4) GWG 2011 müsste dahingehend angepasst werden, dass bei Nicht-Vorliegen einer privatrechtlichen Vereinbarung, die den Rückbau ausschließt, eine Duldungspflicht für (versiegelte) Gasleitungen von privaten und öffentlichen Eigentümern besteht, sofern von diesen keine Gefahren ausgehen und der Grundstückseigentümer dadurch nicht unangemessen belastet wird.⁸³

5.3.3 Netzkosten im GWG im Zusammenhang mit der Stilllegung von Gasleitungen – Anpassungen im GWG

Die Stilllegung von Gasleitungen bedingt Stilllegungskosten und kann zu „Stranded Costs“ führen. §79 GWG legt die Grundsätze der Kostenermittlung für Verteilernetzbetreiber fest. Es könnte hier in Erwägung gezogen werden, explizit zu ergänzen, dass die dem „Grunde und der Höhe nach angemessenen Kosten“ auch jene im Zusammenhang mit der Stilllegung von Gasleitungen umfassen. Bei §79 GWG könnte auch die Umsetzung der Vorgabe der GasmarktRL erfolgen, wonach die Regulierungsbehörde einen Leitfaden zur Berücksichtigung von „Stranded Costs“ durch eine Anpassung der Abschreibungsmethodik in

⁸³ Das BMWK hat für Deutschland im „Green Paper Transformation Gas-/Wasserstoff-Verteilernetze“ (März 2024) so einen Vorschlag gemacht.

Konsultation mit den Gasverteilernetzbetreibern und Interessensvertretungen der Gasnetzkunden erstellen soll.⁸⁴ Anstelle eines Leitfadens sind hier allerdings weitreichendere verbindliche Vorgaben durch die Regulierungsbehörde in Erwägung zu ziehen.

5.3.4 Regulierung und Stilllegung – Anpassung beim Regulierungssystem

Für die Regulierungssystematik der Gasverteilernetzbetreiber können Anpassungen bzw. Weiterentwicklungen bei nachfolgenden Themen geprüft werden.

Bestandsinvestitionen und „Stranded Costs“

Die aktuelle Regulierungssystematik lässt für Bestandsinvestitionen, d.h. Investitionen, die vor Beginn der Regulierungsperiode getätigt wurden, die Verwendung von unternehmensspezifischen Abschreibungsdauern zu. Dies kann als Ausgangspunkt für weitere Überlegungen dienen, die eine höhere Flexibilität der Abschreibungsdauer bzw. -methodik ermöglichen. Konkret könnte dies bedeuten, bei Bestandsinvestitionen flexible Abschreibungsdauern sowie flexible Abschreibungsmethoden zu prüfen. Diese Flexibilität kann zwischen den Gasverteilernetzbetreibern (aber auch innerhalb eines Gasverteilernetzbetreibers) unterschiedlich ausgestaltet sein, um die jeweiligen Gegebenheiten bestmöglich abbilden zu können.⁸⁵

Diese Maßnahme dient dazu bestehende Kosten (basierend auf der Abschätzung des Buchwertes der Gasverteilernetzanlagen NE 3 für das Jahre 2022 in Höhe von ca. 2,3 Mrd.€, Tabelle 3) auf die aktuellen und künftigen Netznutzer zu verteilen. Eine volkswirtschaftliche Netzkosteneinsparung im Zusammenhang mit der Stilllegung des Gasverteilernetzes ist damit nicht verbunden.

Neuinvestitionen und „Stranded Costs“

Die aktuelle Regulierungssystematik sieht für Neuinvestitionen von Gasleitungen eine verkürzte Abschreibungsdauer (20 Jahre) vor. Analog zu den Bestandsinvestitionen können auch hier Überlegungen angestellt werden, inwieweit ein größeres Maß an Flexibilität bei der Abschreibungsdauer bzw. -methodik zweckmäßig ist.

Neuinvestitionen, die im Laufe einer Regulierungsperiode getätigt werden, unterliegen in den bisherigen Regulierungssystematiken einer ex-post Prüfung durch den Effizienzvergleich, der im Zuge der jeweils nächsten Regulierungsperiode durchgeführt wird. Unter den

⁸⁴ Im Lichte der Entscheidung des EuGH vom 2.9.2021 Rs C-718/18 könnte dies auch die Regulierungsbehörde im Rahmen der Tariffestsetzung berücksichtigen.

⁸⁵ Bundesnetzagentur hat am 6. März 2024 ein Festlegungsverfahren zur Anpassung der kalkulatorischen Nutzungsdauern und Abschreibungsmethoden für Erdgasleitungen („KANU 2.0“) gestartet. Dabei werden verschiedene Modelle zur Verkürzung der Nutzungsdauern für Bestandsanlagen sowie zur Schaffung von mehr Flexibilität bei den Abschreibungsmethoden konsultiert. Die Konsultation endet am 28. März 2024 (https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/Methoden_Ebene2/start.html#FAQ1007866).

Rahmenbedingungen von Stilllegungen verschiebt sich der Fokus allerdings auf die Prüfung der „Notwendigkeit“ von Neuinvestitionen, d.h. eine ex-ante Prüfung bevor die Investitionen tatsächlich anfallen. Dieser neue Fokus bedeutet, dass die Regulierung ggf. stärker auf Plankosten (zumindest für Investitionen) ausgerichtet werden müsste und für die Prüfung der „Notwendigkeit und Kosteneffizienz“ neue Methoden (z.B. Wirkung auf technische Risikokennzahlen, Unit-Cost Analysen) zur Anwendung gelangen.

In der aktuellen Regulierungssystematik ist ein Kostenpfad für die Betriebskosten vorgesehen. Ein Abtausch zwischen Instandhaltungsaufwand und Ersatzinvestitionen wird dadurch erschwert. Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht kann in bestimmten Situationen die Möglichkeit eines Abtausches von Instandhaltungsaufwand und Ersatzinvestitionen sinnvoll sein.

E-Control hat in der 5. Regulierungsperiode (2024-28)⁸⁶ für Stromverteilernetzbetreiber erstmalig die Möglichkeit zugelassen, dass Netzbetreiber Verschiebungen zwischen Investitionen und Betriebskosten unter bestimmten Bedingungen auch während der Regulierungsperiode geltend machen können. Für die Gasverteilernetzbetreiber könnte die Logik dieses Mechanismus dahingehend adaptiert werden, dass diese während der Regulierungsperiode einen effizienten Abtausch zwischen Instandhaltungsaufwand und -investitionen darlegen können und einen Teil des Effizienzgewinnes einbehalten können. Der Effizienzgewinn kann dabei im Kostenunterschied zwischen der Lösung basierend auf Betriebskosten und der Lösung basierend auf Investitionskosten für die Instandhaltung bestimmt werden.

Die Maßnahmen im Zusammenhang mit Neuinvestitionen bewirken eine volkswirtschaftliche Netzkosteneinsparung bei der Stilllegung des Gasverteilernetzes.

Betriebskosten und Stilllegung

In der aktuellen Regulierungssystematik wird ein möglicher kostensenkender Effekt durch Stilllegungen von Gasleitungen bzw. dem Rückgang der Netzkunden auf die Betriebskosten nicht abgebildet. Grundsätzlich gilt, dass nur ein bestimmter Teil der Betriebskosten aufgrund von Stilllegungen und/oder Rückgang von Netznutzern wegfällt. Der andere Teil der Betriebskosten ist kurzfristig „fix“ und kann nur langsamer abgebaut werden.

Es bestehen unterschiedliche Instrumente, um Netzkunden an Kostensenkungen aufgrund einer Reduktion der Versorgungsaufgabe teilhaben zu lassen. Zunächst kommt einer Verkürzung der Regulierungsperiode in Betracht, wodurch Kostenreduktionen frühzeitiger an die Netzkunden weitergegeben werden können. Der Nachteil besteht darin, dass durch die Verkürzung der Regulierungsperiode auch der Anreiz für Kostensenkungen durch den Gasverteilernetzbetreiber sinkt, da er kürzer von Kostensenkungen profitieren kann. Ein anderes Instrument stellt die (Wieder-)Einführung eines Betriebskostenfaktors dar, der

⁸⁶ E-Control, S. 89. Regulierungssystematik für die fünfte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber: 1. Jänner 2024 - 31. Dezember 2028; S.89; Oktober 2023.

negative Werte annehmen kann. Die Höhe der negativen Werte sollte sich dabei an den „variablen“ Betriebskosten, die beispielsweise durch die Stilllegung unmittelbar wegfallen orientieren. Eine weitreichendere Anpassung stellt ein Umstieg auf Plankosten für Betriebskosten dar. Die Plankosten können dabei in Netzaktivitäten (z.B. Instandhaltung, Netzplanung, kundenbezogene Services, Overhead) gegliedert werden, wobei für die einzelnen Netzaktivitäten „Kostentreiber“ bestimmt werden können. Ein Vergleich der Kosten für die Netzaktivitäten mit den Kostentreibern kann einerseits für die Prüfung der Angemessenheit der Kosten und andererseits für die Bestimmung von „Volumentreiber“ für diese Netzaktivitäten verwendet werden (d.h. die Plankosten für Netzaktivitäten ergeben sich aus dem „Volumen“ multipliziert mit einem Unit Cost-Wert je Einheit Volumen).⁸⁷

Die Maßnahme im Zusammenhang von Neuinvestitionen bewirkt eine volkswirtschaftliche Netzkosteneinsparung bei der Stilllegung des Gasverteilernetzes. Derzeit betragen die Betriebskosten aller Gasnetze auf NE 3 in Österreich ca. 200 Mio. €/a.

Stilllegungskosten

Bei der Kostenermittlung werden aktuell keine finanziellen Mittel für die Deckung künftiger Stilllegungskosten berücksichtigt. Zur Verteilung von künftigen Stilllegungskosten auf die aktuellen und künftigen Netznutzer könnte zukünftig eine laufende, an die erwartete Entwicklung des Gasbedarfs angelehnte Dotierung einer zweckgebundenen Rückstellung für Stilllegungskosten in Erwägung gezogen werden. Die Stilllegungskosten müssen dabei der Höhe nach angemessen sein, d.h. es dürfen nur „effiziente“ Stilllegungskosten erfasst werden.

Eine Minimierung der Stilllegungskosten hat eine positive Auswirkung auf die absolute Höhe der volkswirtschaftlichen Netzkosteneinsparung bei der Stilllegung der Gasverteilernetze.

5.4 Stilllegung und Netzentgelte – Implikationen für nationales Recht und Regulierung

Die Art. 57 (6) GasmarktRL sieht vor, dass Regulierungsbehörden „**Leitlinien**“ für einen strukturellen Ansatz bezüglich der Abschreibung solcher Anlagen und der **Festlegung der Entgelte**“ erstellen sollen. In Abschnitt 4.2.3 wurden Themenbereiche angeführt, die bei der Erarbeitungen der Leitlinien geprüft werden können. Eine Anpassung des GWG hängt davon ab, welche Anpassung bei den Netzentgelten gemacht werden, z.B. eine stärkere regionale Differenzierung der Systemnutzungsentgelte erfordert eine Anpassung des §84 (2) Zif 3 GWG.

⁸⁷ Aus dem Zusammenwirken von Anpassungen für Bestandsinvestitionen, Neuinvestitionen sowie Betriebskosten kann sich zusätzlich ein Anpassungsbedarf beim Effizienzvergleich ergeben, wie er in der aktuellen Regulierungssystematik angewandt wird.

5.5 Stilllegung und Asset Transfer

Was die Umwidmung von Gasleitungen auf H2 betrifft, so wäre es wohl Sache des Gesetzgebers des GWG oder aber der Regulierungsbehörde,⁸⁸ dazu festzulegen, wie diese zu bewerten sind. In diesem Zusammenhang wäre es zielführend H2 ebenso wie Erdgas im GWG zu regeln und somit einer einheitlichen Regulierung zu unterwerfen.

⁸⁸ Vgl. EuGH vom 2.9.2021 Rs C-718/18

6 Literaturverzeichnis

- Agency for the Cooperation of Energy Regulators, Report on unit investment cost indicators and corresponding reference values for electricity and gas infrastructure, 2015.
- AGGM, Langfristige und integrierte Planung 2022 für die Gas Verteilernetzinfrastruktur in Österreich für den Zeitraum 2023– 2040, 2023, https://www.aggm.at/fileadmin/AGGM/Bilder-Dokumente/Energiewende/H2_Roadmap/LFiP-2022.pdf.
- Agora Energiewende, Ein neuer Ordnungsrahmen für Erdgasverteilnetze: Analysen und Handlungsoptionen für eine bezahlbare und klimazielkompatible Transformation, November 2022.
- Autoriteit Consument & Markt, Visiedocument overdracht leidingen GTS naar HNS, 2022, <https://www.acm.nl/system/files/documents/advies-acm-over-overnameprijs-gasleidingen.pdf>.
- Bundesgesetz, mit dem ein Bundesgesetz zur Regelung der Elektrizitätswirtschaft (Elektrizitätswirtschaftsgesetz – EIWG) und ein Bundesgesetz zur Definition des Begriffs der Energiearmut für die statistische Erfassung und für die Bestimmung von Zielgruppen für Unterstützungsmaßnahmen (Energiearmuts-Definitions-Gesetz – EnDG) erlassen werden sowie das Energie-Control-Gesetz geändert wird; Entwurf 10. Jänner 2024, https://www.parlament.gv.at/dokument/XXVII/ME/310/fname_1604976.pdf.
- Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG), <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011619>.
- Bundesgesetz über die Einführung einer Versorgerverpflichtung für Gas aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbares-Gas-Gesetz – EGG), Ministerialentwurf, Februar 2024, <https://www.parlament.gv.at/gegenstand/XXVII/ME/251>.
- Bundesnetzagentur, Festlegung von kalkulatorischen Nutzungsdauern von Erdgasleitungsinfrastrukturen („KANU“, BK9-22/614), https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK9-GZ/2022/2022_bis0999/BK9-22-0614/BK9-22-0614_Festlegung_FL_Hauptseite.html
- Bundesnetzagentur, Eckpunkte zu den Abschreibungsmodalitäten für die Gasnetztransformation, Eckpunktepapier Grosse Beschlusskammer Energie, März 2024, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/Methoden_Ebene2/start.html#FAQ1007866.
- Michael Crew und Paul Kleindorfer, Economic Depreciation and the Regulated Firm under Competition and Technology Change, Journal of Regulatory Economics, 4: 51-61 (1992).
- E-Control, Tarife 2.1 – Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den Stromnetzbereich, Positionspapier, Jänner 2021, <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/netzentgelte/tarife-2-1>.

ERFORDERLICHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DIE STILLLEGUNG VON TEILEN DES GASVERTEILERNETZES

- E-Control, Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode der Gas-Verteilernetzbetreiber 1. Jänner 2023 - 31. Dezember 2027, November 2022.
- E-Control, Regulierungssystematik für die fünfte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber 1. Jänner 2024 - 31. Dezember 2028, Oktober 2023.
- Energy and Environmental Economics/Gridworks Organization/ East Bay Community Energy; Strategic Pathways and Analytics for Tactical Decommissioning of Portions of Gas Infrastructure in Northern California, Interim Report, Juni 2023.
- Energy and Environmental Economics/Ava Community Energy/Gridworks Organization; Benefit-Cost Analysis of Targeted Electrification and Gas Decommissioning in California, Dezember 2023.
- Frontier Economics/TU Wien, Rolle der Gasinfrastruktur in einem klimaneutralen Österreich, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, Juli 2023, <https://www.bmk.gv.at/themen/energie/publikationen/rolle-gasinfrastruktur.html>.
- Gaswirtschaftsgesetz 2011, Fassung vom 28.03.2024, <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007523>.
- Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013, Fassung vom 28.03.2024, <https://www.ris.bka.gv.at/geltendefassung.wxe?abfrage=bundesnormen&gesetznummer=20007992>.
- Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze, vom 20. Dezember 2023, https://www.bmwsb.bund.de/SharedDocs/gesetzgebungsverfahren/Webs/BMWSB/DE/Downloads/waermeplanung/wpg-bgbl.pdf;jsessionid=6FC6747D775BF48B350835137C423415.live872?__blob=publicationFile&v=2.
- Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden, <https://www.gesetze-im-internet.de/geg/>.
- GLOBAL2000, Transformation der Gasinfrastruktur im Zeichen der Energiewende – Herausforderungen und Anforderungen, November 2023, https://www.global2000.at/sites/global/files/g2_report_gasinfrastruktur_223-rz-web.pdf.
- Guthrie, Graeme, 2020. "Regulation, welfare, and the risk of asset stranding," The Quarterly Review of Economics and Finance, vol. 78(C), pages 273-287.
- Kanton Basel-Stadt, Kantonaler Richtplan – Teilrichtplan Energie, März 2020, <https://www.bs.ch/dam/jcr:19bbfbed-4401-4836-95c2-3522cc20297d/Teilrichtplan-Energie-Basel-Stadt.pdf>.
- Kanton Basel-Stadt, Verordnung betreffend Entschädigungen und Beiträge aufgrund der Einstellung der Gasversorgung (VEEG), Vom 26. September 2023 (Stand 1. November 2023).

ERFORDERLICHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DIE STILLLEGUNG VON TEILEN DES GASVERTEILERNETZES

- Republik Österreich, Aus Verantwortung für Österreich: Regierungsprogramm 2020-2024, 2020. <https://www.bundeskanzleramt.gv.at/bundeskanzleramt/die-bundesregierung/regierungsdokumente.html>.
- Richtlinie (EU) des europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff, zur Änderung der Richtlinie 2023/1791 und zur Aufhebung der Richtlinie 2009/73/EG (Neufassung); zur Verfügung gestellt von BMK.
- Christian Sakulin, Wärmetlas Steiermark – Hilfreiche GIS-Tools für die Energieraumplanung (Projekt SEP-Mobilität), Präsentation beim SKE Info-Tag 1. Februar 2024.
- Stadt Wien, Fachkonzept Energieraumplanung – STEP 2025, 2019, <https://www.digital.wienbibliothek.at/wbrup/download/pdf/3598198?originalFilename=true>.
- Stadt Zürich, Planungsbericht Energieversorgung – Kommunale Energieplanung der Stadt Zürich Überarbeitung 2022, 2022, https://www.stadt-zuerich.ch/content/dam/stzh/portal/Deutsch/Stadtrat%20%26%20Stadtpraesident/Publikationen%20und%20Broschueren/Stadtratsbeschluesse/2020/Dez/STRB%20Nr.%201144_2020%2C%20Beilage%202.pdf.
- Stadt Zürich, Ausführungsbestimmungen zur Wärmeversorgungsverordnung (AB WV); vom 7. Juni 2023
- Stadt Zürich, Ausführungsbestimmungen zur Wärmeversorgungsverordnung (AB WV); Anhang 1-3; vom 7. Juni 2023.

Impressum

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt,
Energie, Mobilität, Innovation und Technologie,
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Autorinnen und Autoren:

Aria Rodgarkia-Dara (Frontier Economics Ltd.),
Christoph Gatzen (Frontier Economics Ltd.),
Stefan Reuter (AIT), Alfred Schuch (AIT), Paul
Oberndorfer (BEURLE)
Gesamtumsetzung: Frontier Economics Ltd., Köln,
2024.

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