

### Positionierung der Thüga:

## ZUKUNFT KLIMANEUTRALE GASNETZE

### I. Hintergrund

Der Koalitionsvertrag von SPD, Bündnis 90/ Die Grünen und FDP für die Legislaturperiode bis zum Jahr 2025 enthält vor dem Hintergrund des von der Thüga unterstützten Ziels der Klimaneutralität bis 2045 das Vorhaben, einen Dialog für klimaneutrale Gasnetze aufzusetzen. Hierzu heißt es:

"Wir werden im Dialog mit den Unternehmen Lösungen suchen, wie wir Betriebsgenehmigungen für Energieinfrastruktur (Kraftwerke oder Gasleitungen) mit fossilen Brennstoffen rechtssicher so erteilen können, dass der Betrieb über das Jahr 2045 hinaus nur mit nicht-fossilen Brennstoffen fortgesetzt werden kann, ohne einen Investitionsstopp, Fehlinvestitionen und Entschädigungsansprüche auszulösen." (Koalitionsvertrag, S. 65)

Die bestehenden Gasverteilernetze in Deutschland erstrecken sich über eine Länge von mehr als 550.000 km und versorgen rund 20 Mio. Haushalts- sowie mehr als 1,8 Mio. Gewerbe- und Industriekunden. Die Gasverteilnetze haben einen Wiederbeschaffungswert von mehr als 270 Mrd. Euro, sind mehrheitlich in kommunalem Eigentum und werden von Stadtwerken und Regionalversorgern betrieben. Aus diesem Grund sind die Verteilnetzbetreiber und die kommunalen Akteure eng in den von der Bundesregierung geplanten Dialog einzubinden.

Die Energieversorgungsunternehmen des Thüga-Netzwerks verfügen über mehr als 90.000 km Gasnetze zur Versorgung von Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden in ganz Deutschland. Die Unternehmen sind sehr an einer praxisnahen und zukunftsfähigen Ausrichtung der Gasversorgung mit klimaneutralen Gasen interessiert und begrüßen den geplanten Dialog zur Ausgestaltung des Transformationspfads für diese werthaltige Gasinfrastruktur in Deutschland.

Die Thüga hält das Vorhaben der Bundesregierung, die Gasinfrastrukturen über das Jahr 2045 hinaus mit klimaneutralen Brennstoffen betreiben zu können, für sinnvoll und begrüßt zudem, dass ein Investitionsstopp in die notwendige Versorgungsinfrastruktur ausgeschlossen wird.

Dieses Positionspapier fasst Vorschläge der Thüga, wie die zukunftsfähige Transformation der Energieinfrastrukturen für Gas sicher und praxistauglich auf Basis von lokaler und regionaler Expertise sowie dem Bedarf vor Ort erreicht werden kann, zusammen.

# 2. Praxisbeispiele zeigen: Technologieoffenes Szenario der Wärmewende mit Gasnetzen führt zum Ziel

Die Thüga geht von einem technologieoffenen Zielszenario der klimaneutralen Energieversorgung aus, und damit von einer Versorgungsstruktur, die im Sinne der Versorgungssicherheit auf mehreren Energieinfrastrukturen und Medien, Elektronen und Molekülen basiert. Ein solches Energiesystem ist nicht nur resilienter gegenüber einer Energieversorgung, die auf rein elektrische Energie setzt, sondern auch volkswirtschaftlich günstiger. Dies ist auch der Fall, wenn die notwendigen Investitionen und Technologieförderungen für die Herstellung von klimaneutralen Gasen berücksichtigt werden. So führt laut einer energiewirtschaftlichen Studie das Szenario "technologieoffener Ansatz" gegenüber dem Szenario "Fokus Elektrifizierung" bis 2045 zu einem volkswirtschaftlichen Kostenvorteil von insgesamt 244 Mrd. Euro.<sup>2</sup>

Zudem wird eine diversifizierte Energieversorgung – also eine Energieversorgung, die sowohl auf verschiedene Bezugsquellen als auch auf diversifizierte Energieträger setzt – dazu beitragen, die Ziele der Dekarbonisierung schneller zu erreichen als ein All-Electric-Ansatz. Da hier größtenteils auf bestehende Versorgungstechniken und Netzen aufgesetzt wird, ist die Realisierung technisch leichter umsetzbar. Dies ist insbesondere wegen des Fachkräftemangels in der Energietechnikund Baubranche ein wichtiger Faktor. Zudem kann über die Nutzung der Gas- und Fernwärmenetze eine zusätzliche Belastung der Stromnetze durch den hohen zeitgleichen Leistungsbedarf der Wärmeversorgung 3 ausgeglichen werden.

Zukunft Klimaneutrale Gasnetze Seite 1/6

<sup>1</sup> Siehe z.B. Studie von Frontier Economics im Auftrag des DVGW (2021), abrufbar unter: https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g202101-h2-waermemarkt-abschlussbericht.pdf

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> Studie Zukunftsperspektive Gasverteilernetze von Enervis im Auftrag des BDEW (2021), abrufbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/202109\_enervis-Gutachten\_Zukunftsperspektive\_Gas\_VNB.pdf

<sup>&</sup>lt;sup>3</sup> Viele Studien greifen in ihrer Betrachtungsweise der erforderlichen Arbeit (kWh) für die Wärmeversorgung zu kurz. Die zeitgleiche Leistungsanforderung der Wärmeversorgung an Anlagen und Netze, insbesondere in den Spitzenlastzeiten im Winter, sollte der Maßstab sein, an dem die Versorgung ausgerichtet werden muss.



#### I. Beispiel eines kommunalen Energieversorgers: Nachbildung des "All-Electric-Szenarios" im Netzgebiet der inetz GmbH, Chemnitz

Eine aktuelle Studie der Technischen Universität Chemnitz<sup>4</sup> macht am Beispiel der Kältewelle vom Februar 2021 für die sächsische Großstadt Chemnitz deutlich, welchen Ausbaubedarf ein All-Electric-Ansatz im Wärmesektor allein für die Stromverteilnetze von urbanen Ballungsräumen nach sich ziehen würde. Demnach müsste das aktuell mit ca. I 50 MW belastete Stromverteilnetz der Stadt Chemnitz so ertüchtigt werden, dass es künftig mehr als 300 MW Last schultern kann – damit wäre also mehr als eine Verdoppelung der Leistungsfähigkeit notwendig.

Rechnet man zusätzlich eine weitgehend elektrifizierte Fernwärmeversorgung mit ein, wäre von einer Spitzenlast von ca. 500 MW auszugehen. Dazu müsste das bestehende Stromverteilnetz in Chemnitz komplett neu konzipiert werden, um flächendeckend die erforderlichen Transportkapazitäten bereitzustellen. In der Studie wurden bereits die Möglichkeiten substanzieller Lastverschiebung durch Wärmepufferspeicher und durch die Steuerung

der Ladevorgänge im Bereich der E-Mobilität miteinbezogen. Das Ergebnis: Der Systemwechsel hin zur Elektromobilität kann in Chemnitz mit der bestehenden Stromnetzinfrastruktur realisiert werden. Es bedarf auch bei einem sehr hohen Anteil von E-Fahrzeugen keines umfangreichen Netzausbaus, wenn Ladevorgänge mit intelligenten Lösungen im Netz koordiniert werden. Der massive Stromnetzausbau, den eine rein elektrische Wärmeversorgung erforderlich machen würde, ist also keine Maßnahme, die vom Wechsel hin zur Elektromobilität ohnehin erzwungen würde und sich folglich nicht vermeiden ließe. Entscheidender Kostentreiber für eine Elektrifizierung der Wärmeversorgung wären insbesondere die Tiefbaukosten für die neue Erdverkabelung im Rahmen des umfassenden Verteilnetzausbaus. Diese sind gerade im urbanen Raum beträchtlich, fallen aber auch an jeder anderen Stelle an - von den Mittelspannungskabeln bis hin zu Hausanschlusskabeln.

Es ist unwahrscheinlich angesichts des heute schon bestehenden Fachkräftemangels bis 2045 die entsprechenden Kapazitäten im Baugewerbe mobilisieren zu können. Damit würde die Erreichung der Klimaziele deutlich verzögert.

### 2. Beispiel eines kommunalen Energieversorgers: Wärmeversorgung im Stadtgebiet Nürnberg bis 2050

In einer umfangreichen Studie <sup>5</sup> wurde die Wärmeversorgung in der Stadt Nürnberg mit über 540.000 Einwohnern anhand einer detaillierten Auflösung des Gebäudebestandes bis zum Jahr 2050 modelliert. Unter Berücksichtigung politischer Richtungsentscheidungen zur Energiewende ist dabei das "-95 %-Szenario" (-95 % THG-Emissionen bis zum Jahr 2050) relevant, das eng an die Randbedingungen des Pariser Klimaschutzabkommens angelehnt ist.

Eine klimaneutrale Wärmeversorgung ist demnach perspektivisch möglich. Ein Szenario hierzu, das im Wesentlichen auf den Ausbau der Fernwärme und elektrischer Wärmepumpen setzt, zeigt, dass sich aufgrund der hohen Gleichzeitigkeit der Wärmepumpen gerade im Winterhalbjahr der Leistungsbedarf gegenüber dem aktuellen Zustand in etwa vervierfacht. Das Stromverteilnetz müsste hierzu innerstädtisch massiv ausgebaut werden. Straßen und Gehwege müssten großflächig geöffnet werden. Die hierzu ermittelten

Investitionsmittel belaufen sich in Preisen von 2016 auf ca. 800 Mio. Euro; in aktuellen Preisen auf etwa 1.200 Mio. Euro.

Damit Wärmepumpen im ermittelten Umfang eingesetzt werden können, ist zudem eine hinreichende energetische Sanierung des Gebäudebestandes erforderlich. Auch durch die begrenzte Verfügbarkeit von Handwerkern können Energieeffizienzmaßnehmen in diesem Umfang nur langfristig umgesetzt werden. Eine realistische Sanierungsrate wurde mit etwa 2 % jährlich angesetzt.

Im Ergebnis zeigt sich, dass ein solches Wärmepumpenszenario (plus Fernwärme) ohne langfristige Nutzung der vorhandenen Gasnetzinfrastrukturen technisch zwar denkbar ist, mit Blick auf die Stromverteilnetze und den Bedarf an Gebäudesanierung aber allein in der Stadt Nürnberg Investitionen im hohen einstelligen Milliardenbereich notwendig machen würde. Die Transformation würde ab ihrem zu erwartenden Start um 2030 (Vorbedingung: Sanierung des Gebäudebestands ist in ausreichendem Umfang fortgeschritten) weit über ein Jahrzehnt dauern.

Zukunft Klimaneutrale Gasnetze Seite 2/6

<sup>&</sup>lt;sup>4</sup> TU Chemnitz, Nachbildung des "all-electric-Szenarios" im Netzgebiet Strom der inetz Gmbh, Chemnitz 2021, unveröffentlicht

<sup>&</sup>lt;sup>5</sup> Studie "Wärmeprojekt Nürnberg 2050" im Auftrag der N-Ergie AG, Nürnberg 2021, nicht veröffentlichte Studienteile wurden im Rahmen des Projekts durch Prognos AG, Fraunhofer IFAM und Ramboll Deutschland erstellt.



### 3. Beispiel eines kommunalen Energieversorgers: Rolle von Gas und Strom bei der Umsetzung der Wärmewende im Ballungsraum Frankfurt, Mainova AG

Die Mainova AG versorgt rund eine Millionen Menschen in Hessen und den angrenzenden Bundesländern mit Strom, Gas, Wasser und Wärme. Die Mainova ist Eigentümerin der Versorgungsnetze für diese Sparten in Frankfurt am Main und im Umland. Zu den Kernaufgaben der Mainova gehört es, die Energiewende im Ballungsraum im Rhein-Main Gebiet voranzutreiben. Die Wärmewende ist ein zentraler Baustein für dieses Ziel.

Um hierfür die notwendige Grundlage zu schaffen, hat die Mainova mit mehreren Forschungsinstituten und Beratern (Ramboll Energy Systems – Hamburg, Fraunhofer Institut IFEU – Bremen, Consentec – Aachen) <sup>6</sup> eine systematische Energiebedarfsanalyse über die Sparten Strom, Gas, Wärme und andere Energieträger für das Stadtgebiet erstellt und als Prozess etabliert. Die Analyse der Entwicklungen über alle Sektoren und Sparten hinweg erfolgte in mehreren Szenarien unter Berücksichtigung vielfältiger abhängiger Parameter auf der Ebene der einzelnen Gebäude bis 2045. So wird eine integrierte Energieentwicklungsplanung möglich.

In Frankfurt am Main besteht ein aktueller Wärmebedarf von rund 8 GW, der heute zu 25 % aus Fernwärme, zu rund 50 % über Gas und zu etwa 25 % über Öl und sonstige Energieträger gedeckt wird. In Szenariobetrachtungen wurde in einer All-Electric-Variante auch untersucht, welche Konsequenzen sich ergeben, wenn nach Umsetzung aller Effizienz- und Dämmmaßnahmen insbesondere im Gebäudebestand die Wärmeversorgung bis 2045 hälftig über eine ausgebaute KWK-Fernwärme und hälftig über die Substitution der Gasnetze mittels Strom für Wärmepumpen erfolgt. Da die Wärmepumpen nach Sanierungsmaßnahmen im Gebäudebestand bei einer Auslegungstemperatur von -12° C mit einem COP (Coefficient of Performance) im Mittel von 2 einen Leistungsbedarf von mindestens 1,6 GW aufweisen, würden in einem solchen Szenario erhebliche Belastungen auf das Stadtnetz zukommen.

Die Kunden mit dem entsprechenden Wärmeleistungsbedarf sind insbesondere am Nieder- und Mittelspannungsnetz angeschlossen. Diese Netzebenen, mit einer aktuellen Höchstlast von rd. 0,3 GW

im Niederspannungsnetz bzw. rd. 0,4 GW im Mittelspannungsnetz (Gesamthöchstlast des Stromnetzes rd. 0,8 GW), wären in einem solchen Fall deutlich über den Auslegungsparametern belastet. Nimmt man weiter an, dass der zusätzliche Strombedarf für die Wärmeversorgung jeweils zur Hälfte in der Mittel- und in der Niederspannungsebene entnommen wird, müsste die Kapazität dieser beiden Netzebenen jeweils verzwei- bis dreifacht und die der jeweils vorgelagerten Netzebenen (Hochspannungsebene) mehr als verdoppelt werden. Bei diesen Angaben ist der zusätzliche Ausbaubedarf aufgrund des in Zukunft anwachsenden Anteils von E-Fahrzeugen noch nicht berücksichtigt.

Die Baumaßnahmen, die erforderlich sind, um die Kapazität des Frankfurter Stromnetzes zur Versorgung der Stadtbewohner im städtischen Ballungsraum mindestens zu verzwei- oder dreifachen, sind enorm. Auswirkungen wären u.a. der Einsatz erheblicher Mittel durch den Netzbetreiber und jahrzehntelange Baustellen im Stadtgebiet, da in annähernd allen Straßen neue Leitungen zu verlegen wären. Es darf somit stark angezweifelt werden, ob die räumlichen, verkehrstechnischen und sonstigen Restriktionen in einer Großstadt, aber auch die verfügbaren Ressourcen (Fachleute für Planung und Bau, sowie Investitionsmittel), es zulassen, bis 2045 das Stromnetz in der gebotenen Zeit so zu ertüchtigen, wie es für die Umsetzung einer All-Electric-Vision der Wärmeversorgung unabdingbar nötig wäre.

Für Frankfurt muss indikativ von einer Zusatzinvestition von deutlich über 2 Mrd. Euro ausgegangen werden, um die Netzstrukturen für die vollständige Elektrifizierung der Wärmeversorgung zu schaffen. Der Ausbau vorgelagerter Netze und Demand-Side-Management-Maßnahmen sind dabei noch nicht berücksichtigt. Auch die Sanierungskosten der Bestandsgebäude auf ein ökologisch, technisch und/ oder wirtschaftlich mögliches Optimum sind hier noch nicht enthalten. Eine Abschätzung über diverse Studien ergibt, dass die notwendigen Gebäudeertüchtigungen (für einen COP der Wärmepumpen von 2) bezogen auf den Marktwert heute etwa 20 Mrd. Euro betragen würde.

Aus diesem Grund ist es nach Einschätzung der Mainova wichtig, dass der politische Rahmen Alternativen zu einem solchen Szenario ermöglicht, die eine ressourcenschonendere und vor allem realistische Umsetzung der Energiewende unter sinnvoller Nutzung aller vorhandenen Infrastrukturen in der Stadt erlauben.

Diese drei Beispiele zeigen die Dimensionen eines All-Electric-Ansatzes im Vergleich zu einem technologieoffenen Ansatz konkret auf. Es wird deutlich, welche massiven Konsequenzen eine vollständige Elektrifizierung der Wärmeversorgung für den Stromnetzausbau und das Stadtbild in verschiedenen deutschen Städten hätte und geben praxisnahe Einblicke, welche finanziellen Ressourcen aber auch in welchem Umfang Fachkräfte für die erforderlichen, umfangreichen Baumaßnahmen aufgebracht werden müssten.

Zukunft Klimaneutrale Gasnetze Seite 3/6

 $<sup>^{6}\</sup> Energieentwicklungsplan\ der\ Mainova\ AG, Frankfurt\ a.M.\ 2019-2021, unveröffentlicht.$ 



Über die in den Beispielen genannten Punkte hinaus können energieintensive industrielle Prozesse wie die der Glas-, Keramik-, und Baustoffindustrie nicht ohne Weiteres auf andere Energieversorgungsstrukturen als Gas umgerüstet werden. Dies betrifft insbesondere die mittelständische Industrie in Deutschland.

Klimaneutrale Gase wie Biomethan und grüner Wasserstoff tragen auf der anderen Seite schon heute zur Dekarbonisierung der Energieversorgung bei.

### 4. Beispiel eines kommunalen Energieversorgers: Beitrag des Gasnetzes zur Dekarbonisierung in Mittelsachsen bei Erdgas Mittelsachsen

Das Netz der Erdgas Mittelsachsen versorgt ca. 29.000 Letztverbraucher mit Gas, zwei davon sind Industriekunden mit Jahresverbräuchen von 700 bzw. 2.300 Mio. kWh/a. Der Rest des Netzes versorgt neben unseren Kunden zusätzlich einen nachgelagerten Netzbetreiber sowie zwei Inselnetze.

Der Gastransport im Verteilnetz lag im Schnitt der letzten fünf Jahre bei ca. 1.290 Mio. kWh/a. In dieses Netz speisen aktuell sechs Biomethananlagen ein; im gleichen Zeitraum ca. 340 Mio. kWh/a. Der Anteil von Biomethan im Netz liegt somit bei ca. 26,3 % und schwankt zwischen 12 % in den Wintermonaten und über 80 % in den Sommermonaten. Derzeit liegt uns ein weiteres konkretes Anschlussbegehren vor, noch ein weiteres ist in der Pipeline. Mit diesen, etwas kleineren, Anlagen könnte der Biomethan-Anteil in diesem Netz auf ca. 30 % gesteigert werden.

Eine Dekarbonisierung der Versorgung in unserem Netzgebiet ist somit zu einem nicht unerheblichen Teil kurzfristig über klimaneutrale Gase möglich. Eine Abschaltung des Gasnetzes würde im Umkehrschluss die bereits erschlossenen, regenerativen Energiequellen deaktivieren.

Die Nutzung klimaneutraler Gase ist ein wichtiger Baustein, um die Klimaziele im Energiesektor zu erreichen. Dazu kann die Einspeisung von Biomethan in die Gasnetze beitragen. Zudem sollten Gasnetze auch auf die Aufnahme von Wasserstoff umgestellt werden können, um das Potenzial zur weiteren Treibhausgasminderung von erneuerbar hergestelltem Wasserstoff zu erschließen und den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland zu stützen.

## 3. Voraussetzungen für die Transformation der Gasversorgungsstrukturen

Eine Voraussetzung für die Transformation der Gasversorgungsstrukturen ist, dass aufgrund der Kapitalintensität der Infrastruktur eine langfristige Planungs- und Investitionssicherheit gewährleistet wird. Zudem bedarf es eines Rahmens, der die betriebswirtschaftlichen Transformationskosten adäquat abbildet. Der Rahmen muss die Subsidiarität stärken, damit an lokale Bedürfnisse angepasste Maßnahmen gewählt werden können. Kommunale und regionale Versorgungsstrukturen müssen in ihrer Verantwortung für die Transformation gestärkt und dazu befähigt werden, aus allen zur Verfügung stehenden technologischen Möglichkeiten den für die Bedürfnisse vor Ort geeigneten klimaneutralen Energieversorgungsmix wählen zu können. Denn die sachgerechte und effiziente Wärmeversorgung wird von Ort zu Ort unterschiedliche Lösungen erfordern.

Gemeinsames Ziel sollte es sein, dass die bestehenden und werthaltigen Gasversorgungsstrukturen über eine Umstellung auf klimaneutralen Wasserstoff und Biomethan wirtschaftlich weiterbetrieben werden können und als Option für die Wärmeversorgung zur Verfügung stehen. Konkret wird beispielweise im Gasnetzgebietstransformationsplan der Brancheninitiative H2vorOrt<sup>7</sup> die Koordination der schrittweisen Umstellung in Abstimmung mit den Kommunen und den ansässigen Industrie- und Gewerbekunden sowie mit den Gasfernleitungsnetzbetreibern geplant. Dazu werden lokale Bedarfe und Versorgungsmöglichkeiten mit klimaneutralen Gasen in einem iterativen Prozess aufeinander abgestimmt.

Damit die Energieversorgungsunternehmen die Transition aktiv gestalten können, sind aus Sicht der Thüga die folgenden Weichenstellungen erforderlich:

## 4. Positionen zur Umsetzung klimaneutraler Gasnetze 2045

### (I) Treibhausgas-Minderungsquote für Wärme einführen und Einspeisung von Biomethan in das Gasnetz anreizen

Um den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft zu unterstützen und die Brennstoffe in den Gasnetzen zu dekarbonisieren, sollte eine verbindliche, schrittweise ansteigende THG-Minderungsquote für grünes Gas festgelegt werden. Dadurch wäre eine Minderung der Treibhausgasemissionen um 20 % im Jahr 2030 möglich.

Zukunft Klimaneutrale Gasnetze Seite 4/6

 $<sup>^{7} \</sup> Website \ der \ Initiative \ H2vorOrt: https://www.dvgw.de/themen/energiewende/wasserstoff-und-energiewende/h2vorort/$ 



Durch eine steigende Nachfrage der Energieversorgungsunternehmen nach Wasserstoff und Biogas bzw. Biomethan wird die Transformation der Wärmeversorgung hin zu einem klimaneutralen System unterstützt.

 Dazu sollten wirtschaftliche Anreize für die Einspeisung von Biomethan in das Gasnetz geschaffen werden. Der DVGW geht in einer Potenzialstudie von einer möglichen Biomethaneinspeisung von bis zu 100 TWh in Deutschland (aktuell: 10 TWh)<sup>8</sup> u.a. aus Landwirtschaft und Rest- und Abfallstoffen aus.

### (2) Flexible Anpassungsstrategien für bestehende Netze eröffnen

- Zur Erfüllung der Anforderung des Betriebs von Gasinfrastruktur ohne Durchleitung fossiler Energieträger ab 2045 sind zusätzlich gesetzliche Rahmenbedingungen zu schaffen, die für die bestehenden Gasverteilnetze in Deutschland zeitnah folgende Möglichkeiten eröffnen:
  - Regulierte Investitionsanreize für die Transformation von Netzen bieten, die auf den Transport nicht-fossiler Brennstoffe umgestellt werden können.
  - Allgemeine Anschlusspflicht der Netzbetreiber gegenüber den Kunden zu einem H2-Transformationsrecht des Verteilnetzbetreibers (VNB) wandeln. Das heißt z. B.: Sofern es Netze gibt, die aus Sicht der VNB nicht auf den Transport mit Wasserstoff oder Biomethan umgestellt und die auch nicht einer anderweitigen Nutzung zugeführt werden können, sollte den Netzbetreibern eine flexible Stilllegung und die Amortisation der Netze ermöglicht werden.
  - Die Entscheidung über die Umstellung oder flexible Stilllegung der Netze sollte zwingend dem einzelnen Netzbetreiber überlassen werden, da dieser vor Ort am besten die jeweiligen Bedürfnisse kennt. Kriterien für die Entscheidung können technische und wirtschaftliche Herausforderungen oder politische Vorgaben auf Basis von Wärmeplänen der Kommunen sein. Demgegenüber würde eine grundsätzliche politische Vorgabe einer vorzeitigen Abschreibung von Gasnetzen im Jahr 2045 etwa 20 % der Anlagen der Thüga-Unternehmen entwerten.

### (3) Übergangsregelungen einsetzen

- Ein Ende des Transports nicht-fossiler Brennstoffe über die Gasinfrastruktur im Jahr 2045 wird nur dann möglich sein, wenn sinnvolle Übergangsregelungen im gesetzlichen Rahmen, wie dem EnWG und den regulatorischen Vorgaben, getroffen werden. Die Transformation wird nicht zu einem konkreten Datum möglich sein, sondern über einen langen Zeitraum vollzogen werden.
- Die Übergangsregelungen sollten die Umstellung zu klimaneutralen Netzen und in den Fällen, wo aus Sicht des Verteilnetzbetreibers (VNB) kein Bedarf vorliegt, die flexible Stilllegung von Netzen umfassen. Diese sollten auch eine Einschränkung des kundenseitigen Netzanschlussanspruchs zugunsten eines Wasserstoff-Transformationsrechts des VNB enthalten. Dabei ist insbesondere eine erleichterte Ablehnung von Neuanträgen und eine entschädigungslose Kündigung von Bestandskunden bis 2045 zu prüfen. Eine Vorlage bieten die Regelungen zur L-/H-Gasumstellung § 17 Abs. I Sätze 2-4 EnWG (bzw. § 18 Abs. I Sätze 2-4 EnWG).

## (4) Gemeinsame Regulierung für Gas- und Wasserstoff-Netze einführen – eine infrastrukturelle Einheit

Eine gemeinsame Regulierung und Finanzierung von Gas- und Wasserstoff-Netzen unter Wahrung des höheren EK-Zinses für Wasserstoffnetze ist eine zwingende Voraussetzung für die funktionierende Transformation bestehender Gasinfrastrukturen und damit die Möglichkeit der Umstellung bestehender Gasnetze auf steigende Wasserstoff-Anteile im Sinne der Beimischung sowie der Umstellung kompletter Netzabschnitte auf reine Wasserstoffnetze. Dazu ist die Übergangsregulierung gemäß Wasserstoff-NEV entsprechend der Zielvorgabe in § 112b Abs. I EnWG anzupassen. Auf europäischer Ebene ist der Entwurf der europäischen Gasbinnenmarktrichtlinie zu Entflechtungsvorgaben sowie weiteren Vorgaben zu Wasserstoff anzupassen. Es darf auf keinen Fall dazu kommen, dass die derzeit angedachten Unbundling-Regelungen der Europäischen Kommission faktisch eine eigentumsrechtliche Entflechtung der Gas- und Wasserstoffnetze einführen und damit die Umstellung der Gasverteilernetze auf Wasserstoff unmöglich machen. Letztendlich muss es den kommunalen VNB mit ihrer Daseinsvorsorge weiterhin ermöglicht werden, die Umstellung der Gasnetze auf Wasserstoffnetze aus einer Hand zu vollziehen.

Zukunft Klimaneutrale Gasnetze Seite 5/6

BOVGW, Erweiterte Potenzialstudie zur nachhaltigen Einspeisung von Biomethan unter Berücksichtigung von Power-to-Gas und Clusterung von Biogasanlagen, 2019.

<sup>&</sup>lt;sup>9</sup> Siehe: Gasnetzgebietstransformationsplan (GTP) der Initiative H2vorOrt. Zusätzlich zu dem GTP wird eine Datenbank aufgebaut, die für Gasnetzkomponenten Aussagen zur H2-Readyness ermöglicht. GTP und Datenbank bieten Unterstützung bei der Erstellung kommunaler Wärmepläne.



Sollte die für einen Übergangszeitraum gestalteten separate Regulierung von Wasserstoff- und Gasnetzen der Gas-NEV fortgesetzt werden, droht zusätzlich eine Entsolidarisierung der Kostentragung der Gasnetzentgelte. Die Netzentgeltkosten für die Wasserstoff-Netze würden v.a. durch Industriekunden - mit staatlicher Unterstützung - übernommen, während eine sinkende Anzahl von Großkunden, mittelständische Industriekunden sowie Kleingewerbe- und Haushaltskunden die Kosten des Gasversorgungsnetzes übernehmen müssten. Das würde zu einer noch höheren Belastung des industriellen Mittelstands führen, der mit Gas versorgt wird und dessen wirtschaftliche Betätigung einmal mehr gefährdet wäre. Zudem wäre eine Risikostreuung über die verschiedenen Netztypen nicht möglich. Da in diesem Fall die Netze die Möglichkeiten zur effizienten Verteilung der Kosten verlieren, sollte dies bei den Effizienzvorgaben berücksichtigt werden, die der geltende Regulierungsrahmen setzt. So wäre der individuelle Effizienzwert für den Vergleich der Netzbetreiber untereinander sowie der generelle sektorale Produktivitätsfaktor (X-Gen) für den Vergleich der Netzbranche gegenüber der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung für beide Netztypen auszusetzen, da diese für beide Netze keine sinnvolle Anreizwirkung mehr entfalten würden.

## (5) Kommunale Wärmeplanung bundesweit einheitlich einführen

- Es sollten über Bundes- und Landespolitik einheitliche Leitplanken, einschließlich Vorgaben zur Methodik und zu Qualitätsstandards, für die kommunale Wärmeplanung definiert und ihre Umsetzung finanziell unterstützt werden. Die gesetzliche Grundlage für die kommunale Wärmeplanung sollte festlegen, dass lokale Energieversorger verpflichtend zur Erstellung miteinbezogen werden.
- Dabei ist ein technologieoffener Baukasten der THG-Minderung notwendig, um alle CO2-Minderungspotentiale vor Ort nutzen zu können.
- Der geplante Transformationspfad sollte zudem regelmäßig überprüft werden, sodass Technologieentwicklungen und Erkenntnisse im Zeitverlauf miteinbezogen werden können. Darüber hinaus können auf diese Weise Flaschenhälse identifiziert und mit alternativen Lösungen der Versorgung beseitigt werden. Damit wird verhindert, dass die Wärmeplanungen in eine (finanzielle und klimaschädliche) Sackgasse führen.

## (6) Europäisch einheitliche, praxisnahe Definition für "grünen" Wasserstoff wählen

- Für die Umstellung von Gasnetzen und Gasprodukten bedarf es einer verbindlichen, europäisch einheitlichen Definition von "grünem" bzw. erneuerbarem Wasserstoff sowie seiner Anrechenbarkeit auf die Ziele der THG-Minderung in allen Sektoren und das Ziel der Klimaneutralität bis 2045.
- Zudem sollte ein einheitliches Bilanzierungsverfahren für die Anrechenbarkeit grüner Gase im Wärmesektor gegeben sein.

Zukunft Klimaneutrale Gasnetze Seite 6/6