

Berlin, 12. April 2024

**BDEW Bundesverband  
der Energie- und  
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32  
10117 Berlin

[www.bdeu.de](http://www.bdeu.de)

## Stellungnahme

# Transformation Gas-/Wasserstoff-Verteilernetze

BMWK-Green Paper vom 14. März 2024

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, über 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

## Inhalt

I.	Zusammenfassung	3
II.	Einleitung	4
III.	Kommentierung der Themenfelder und Handlungsoptionen	6
IV.	Antworten und Hinweise zu den BMWK-Fragen	12

## I. Zusammenfassung

Die Klimaneutralitätsziele auf europäischer und nationaler Ebene erfordern eine umfassende Transformation der Gasnetzinfrastruktur, die dann klimaneutrale Gase transportiert sowie mit rückläufigen Erdgasmengen umgehen kann. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) hat am 14. März 2024 ein „Green Paper Transformation Gas-/Wasserstoff-Verteilernetze“ veröffentlicht. Das Papier identifiziert anzupassende Themenfelder, beschreibt Handlungsoptionen und konsultiert 33 Fragen.

Der BDEW begrüßt, dass das BMWK das Erfordernis für die Weiterentwicklung des Rechtsrahmens für Gas- und Wasserstoffverteilernetze anerkennt. Vordringlicher Handlungsbedarf besteht aus Sicht des BDEW insbesondere bei:

- › der Einschränkung von Ausbau-, Anschluss- und Versorgungspflichten,
- › dem Verzicht auf anlasslosen Rückbau,
- › dem Umgang mit Gaskonzessionen,
- › der angemessenen Verteilung von Lasten und Risiken,
- › der Schaffung eines förderlichen Rechts- und Regulierungsrahmens für Wasserstoffnetze und
- › der Weiterentwicklung der Regelungen zur Biogaseinspeisung.

Im weiteren Verlauf sollten die unterschiedlichen Entwicklungspfade (Transport klimaneutralen Methans, Umstellung auf Wasserstoff oder Stilllegung) und der bis dahin erforderliche zuverlässige Weiterbetrieb der Gasnetze gleichermaßen betrachtet werden. Transformationspfade und -geschwindigkeiten werden sich je nach lokalen Gegebenheiten stark unterscheiden und benötigen entsprechende Handlungsfreiräume.

Angesichts der Breite des Themenspektrums und der Vielzahl an komplexen Fragen versteht der BDEW das Green Paper als Auftakt für eine Diskussion, die im Weiteren an vielen Stellen noch einer erheblichen Vertiefung bedarf. Diese Diskussion muss außerdem in einem Gesamtkontext erfolgen, der die verschiedenen Entwicklungspfade für Gasnetze berücksichtigt.

Viele der im Green Paper adressierten Themen, insb. die integrierte Netzplanung, die Transformationsplanung, aber auch Anschluss- und Rückbaupflichten sind auf Fernleitungsnetzebene ebenfalls zentrale Herausforderungen. Entsprechend sollte in den weiteren Diskussionen der Betrachtungs-/Analysebereich auf die Fernleitungsnetze ausgeweitet werden.

Der BDEW ist bereit, sich umfassend und konstruktiv in die weitere Arbeit an den wichtigen Themen einzubringen.

## II. Einleitung

Deutschland hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2045 Treibhausgasneutralität zu erreichen. Der BDEW sieht neben dem Ausbau der Erneuerbaren Stromerzeugung und der dazugehörigen Netzinfrastruktur gasförmige Energieträger als eine weitere tragende Säule der Energieversorgung. Sie werden insbesondere benötigt zur Stabilisierung eines zunehmend auf dargebotsabhängiger Stromeinspeisung basierenden Energiesystems und zur umfassenden Dekarbonisierung aller Sektoren. Dafür braucht es auch die zügige Transformation der Gasversorgung.

Der BDEW ist überzeugt: Gasförmige Energieträger bieten in unterschiedlichen Ausprägungen in allen Sektoren Lösungen dafür, Emissionsenkungen effektiv und planbar zu realisieren. Dies erfordert u. a. eine umfassende Transformation der Gasnetzinfrastruktur hin zu klimaneutralen Gasen und den Umgang mit rückläufigen Mengen an Erdgas. Während der Transformation muss ein sicherer und wirtschaftlicher Netzbetrieb weiterhin stets gewährleistet sein.

Der bestehende Rechts- und Regulierungsrahmen setzt jedoch hierfür noch keinen passenden Rahmen und muss dringend angepasst werden. Der BDEW hat deshalb bereits im April 2023 ein **Positionspapier**<sup>1</sup> mit wichtigen Empfehlungen für die Anpassung des Rechts- und Regulierungsrahmens für Gasnetze veröffentlicht. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat mit einzelnen Festlegungen (KANU) und Konsultationen bereits erste regulatorische Schritte unternommen.

Klar ist: Der Hochlauf von Wasserstoff und anderer klimaneutraler Gase, wie Biomethan, muss massiv beschleunigt werden. Die bestehende Gasnetzinfrastruktur bildet die Basis für diese Entwicklung und für die zukünftige klimaneutrale Gasversorgung.

Um die unterschiedlichen Perspektiven und die Änderungen der Gasbedarfe abzubilden, wird die **Transformation** aus **drei Entwicklungspfaden** bestehen:

- **die Weiternutzung bestehender Gasnetze mit klimaneutralen Gasen,**
- **der Bau neuer Wasserstoffleitungen und**
- **die Stilllegung von Leitungen, wo Gasanwendungen nicht mehr benötigt werden.**

Für alle drei Entwicklungspfade bestehen Defizite und Handlungsbedarfe im derzeitigen Rechts- und Regulierungsrahmen. Notwendig ist ein Instrumentenmix für die Sicherung der Wirtschaftlichkeit, der Begrenzung von Risiken und der fairen Verteilung von Lasten.

---

<sup>1</sup> [BDEW-Positionspapier vom 24. April 2023 „Transformationsregulierung Gasnetze“](#)

Die Umstellung von Bestandsleitungen auf Biomethan oder Wasserstoff sollte ebenso wie der partielle Neubau von Leitungen überall dort eine Option bleiben, wo sie sinnvollerweise für die Dekarbonisierung der Energieversorgung eingesetzt werden können. Dies wird maßgeblich von den regionalen Gegebenheiten vor Ort abhängen.

Aufgrund der immensen Bedeutung des Klimaschutzes handelt es sich bei der Dekarbonisierung der Energieversorgung um eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe. Neben der **Erreichung der Klimaziele** müssen auch die **Versorgungssicherheit** und die **Bezahlbarkeit** gewahrt bleiben. Im Sinne der gesamtwirtschaftlichen Effizienz sollten deshalb bestehende Strukturen und Vermögenswerte so weit wie möglich weitergenutzt und weiterentwickelt, unnötige Kosten vermieden und Lasten sachgerecht und fair verteilt werden können.

Die Transformation der Gasnetze spielt für die Umsetzung der flächendeckenden Wärmeplanung und für die Aufstellung der Wärmepläne vor Ort eine wichtige Rolle. Gerade die **Wärmewende** ist dabei nicht nur eine regulatorische, technische und infrastrukturelle Herausforderung, sondern ist insbesondere auch eine sozialpolitisch sensible Frage. In vielen Fällen wird die Dekarbonisierung der Industrie und der Stromerzeugung ein maßgeblicher Treiber für den Ausbau der Wasserstoffnetze bzw. die Umstellung von Gasleitungen sein. Dies kann eine Versorgung weiterer Kundengruppen mit Wasserstoff in der Region ermöglichen.

Die Energie- und Wärmewende ist ein gesamtgesellschaftliches Projekt. Die Unternehmen der Energiewirtschaft sind bereit, die Energie- und Wärmeversorgung engagiert weiterzuentwickeln und das Projekt zum Erfolg zu führen. Dazu müssen die Entscheidungsträger auf der Ebene von Bund, Ländern und Kommunen einen geeigneten Rahmen setzen. Ebenso entscheidend ist eine breite **Akzeptanz vor Ort und des Kunden**. Gerade hier steht die Politik in der Verantwortung, die Umsetzung gegenüber Bürgerinnen und Bürgern zu vertreten und zu erläutern. Die Energiewirtschaft steht mit ihrer langjährigen Erfahrung als Partner bereit. Hierzu ist es notwendig, die Energieversorger und Infrastrukturbetreiber frühzeitig und umfassend in die Wärmeplanungen einzubeziehen, um eine Wärmewende aus einem Guss zu ermöglichen.

Sowohl bezüglich klarer Regeln, die die Verfügbarkeit von Wasserstoff ermöglichen, als auch zur Entwicklung und zu den konkreten Konditionen von Wasserstoffnetzen besteht derzeit ein **hohes Maß an Unsicherheit**. Es muss vermieden werden, dass diese Unsicherheiten zu einem frühzeitigen Ausschluss von Wasserstoffnetzen führen und wirtschaftlich sinnvolle und effiziente Lösungen vor Ort unmöglich gemacht werden. Gleichzeitig muss es dort, wo Bedarfsrückgänge bereits absehbar sind, möglich sein, einen geplanten Rückzug aus der Gasversorgung in die Wege zu leiten. Dafür bedarf es eines angepassten Rechts- und Regulierungsrahmens.

Der BDEW begrüßt, dass sich das BMWK dieser Themen im Green Paper angenommen hat.

Auch auf der europäischen Ebene hat die Netztransformation mit der novellierten Gasbinnenmarkttrichtlinie (GasRL) und Gasbinnenmarktverordnung erheblich an Bedeutung gewonnen.

Eine grundsätzliche Betrachtung der verschiedenen möglichen Transformationspfade ist auch geboten, da mit dem Gebäudeenergiegesetz (GEG) sowie dem Wärmeplanungsgesetz (WPG) bereits zwei zentrale Bundesgesetze auf einer regionalen Netztransformation aufbauen und die flächendeckende Versorgung sowohl mit Wasserstoff als auch Biomethan als Transformationsoption ausdrücklich vorhalten.

Einige der Kernthemen des Green Papers, insbesondere integrierte Netzplanung, Stilllegungsplanung bzw. Transformationsplanung sowie Anschluss- und Rückbaupflichten sind zentrale Themen auch für die **Netztransformation auf Fernleitungsnetzebene**. Entsprechend sollten die hier thematisierten Punkte auch für die Fernleitungsnetze mitgedacht und geregelt werden. Die in diesem Kontext zu treffenden Regelungen werden voraussichtlich teilweise für alle Gasnetzebenen identisch sein, können aufgrund unterschiedlicher Voraussetzungen für die Fernleitungsnetze und Verteilernetze aber auch voneinander abweichen. In die BDEW-Stellungnahme ist auch die Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber mit eingeflossen.

Im vorliegenden Papier werden sehr grundsätzliche und weitreichende Fragen aufgeworfen, zu denen im Rahmen einer Konsultation über die Osterferien zum Teil nur erste Einschätzungen für die Branche gegeben werden können. Mit Blick auf das breite Themenspektrum und die hohe Bedeutung wäre aus Sicht des BDEW eine längere Frist angemessen gewesen, um eine ausführliche Rückkopplung mit den Unternehmen der Branche zu ermöglichen.

### III. Kommentierung der Themenfelder und Handlungsoptionen

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

Die Beschreibung der Ausgangslage ist mit Blick auf das WPG und § 71k GEG größtenteils zutreffend. Nach Auffassung des BDEW sind diese Regelungen aber bisher weder geeignet, die „decommissioning“ Planung nach Artikel 57 GasRL noch die Wasserstoffnetzentwicklungsplanung nach Artikel 56 GasRL ausreichend abzubilden. Sowohl das WPG als auch das GEG betreffen zwar einen großen Teil der heutigen Erdgaskunden, die in Zukunft auf erneuerbare und kohlenstoffarme Gase angewiesen sein werden. Es ist aber davon auszugehen, dass ein Entwicklungsplan für Wasserstoffverteilernetze, wie in Artikel 56 GasRL vorgesehen, weit mehr beinhalten muss als „nur“ die verbindlichen Fahrpläne nach § 71k GEG. Die Planungen auf der Verteilernetzebene können die kommunale Wärmeplanung jedoch ergänzen, da diese u. a. keine Aussagen zur Stilllegung von Gasnetzen macht.

Der BDEW ist zudem der Auffassung, dass der bisher in der vorläufigen deutschen Übersetzung der GasRL verwendete Begriff „Stilllegungspläne“ missverständlich ist. Der „decommissioning plan“ gemäß GasRL umfasst auch die Weiterentwicklung und Transformation der Gasnetze. Mit dem Begriff Stilllegungsplan wird unzutreffenderweise allein die endgültige Stilllegung von Gasnetzen suggeriert. Dabei kann die Transformation der Gasnetze für jede der zur Verfügung stehenden Optionen, auch Wasserstoff und Biomethan, nur auf einer planerischen Grundlage erfolgen. Dies wird auch durch die Erwägungsgründe der GasRL gestützt, wonach Stilllegung bedeuten kann, dass die Infrastruktur entweder ungenutzt gelassen, abgebaut oder für andere Zwecke, z. B. den Wasserstofftransport, zur Verfügung gestellt wird.

Planungssicherheit ist für langlebige Infrastruktur besonders wichtig. Nur bei Planungssicherheit können die betroffenen Infrastrukturunternehmen Investitionsentscheidungen zügig treffen. Ohne sie kann keine Planung für Stilllegungen erfolgen.

Der größte Teil des in Deutschland verbrauchten Gases wird zur Wärmeerzeugung eingesetzt. Die Dekarbonisierung des Wärmesektors („Wärmewende“) ist ein Schlüsselement zur Erreichung der Klimaschutzziele. Die **kommunale Wärmeplanung als ein zentrales Planungs- und Koordinierungsinstrument** wird prägend sein für den zukünftigen Kapazitätsbedarf, die erforderlichen Investitionen und die Auslastung der dazu erforderlichen Energienetze. Dies betrifft sowohl die Fernwärme-, die Strom- und natürlich auch die Gas- und Wasserstoffnetze. Die kommunale Wärmeplanung beeinflusst die Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit all dieser Netze. Die kommunale Wärmeplanung muss im Sinne einer integrierten Energieinfrastrukturplanung ganzheitlich die Energieversorgung betrachten, um robuste Aussagen zum zukünftigen Infrastrukturbedarf treffen zu können. Die Netzbetreiber müssen die Transformation aktiv mitgestalten können und bei der kommunalen Wärmeplanung eng eingebunden sein. Die kommunale Wärmeplanung muss alle verfügbaren Optionen eines Versorgungsgebietes einbeziehen und Verbindlichkeit und damit auch Rechtssicherheit für die erforderlichen kapitalintensiven, langfristigen Infrastrukturmaßnahmen und deren Planung schaffen.

Die im Dritten Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes vorgesehenen Regelungen für eine **integrierte Netzentwicklungsplanung** von Gas und Wasserstoff sind ein wichtiger erster Schritt für eine auf Planung basierende Transformation der Gasnetze, die im Rahmen der Wärmeplanung Berücksichtigung finden muss. Darüber hinaus muss gewährleistet sein, dass die Prozesse zur integrierten Netzplanung und die Prozesse rund um die kommunale Wärmeplanung ineinandergreifen. Der von den Gasverteilernetzbetreibern erstellte Gasnetzgebietenstransformationsplan (GTP) zeigt bereits jetzt auf, dass lokale Bedarfe und Versorgungsmöglichkeiten in einem eng abgestimmten und iterativen Prozess harmonisiert werden müssen.

Der BDEW schlägt vor, bei der Umsetzung der europäischen Normen in nationales Recht den Begriff **Transformationsplanung anstelle von Stilllegungsplanung** zu verwenden. Nur so sind

bereits begrifflich alle Dekarbonisierungsoptionen für Gasnetze, also sowohl die Umstellung auf Wasserstoff und andere erneuerbare und kohlenstoffarme Gase, als auch die Stilllegung, umfasst. Dies entspricht auch der Zielsetzung der GasRL.

**Siehe auch Antworten zu den Fragen 1-10.**

## **2. Anschlussverpflichtung vs. Anschlussverweigerung/-kündigung**

In der Transformationsphase sind die Pflichten eines Anschluss- und Versorgungszwangs auf solche Investitionen zu beschränken, die im Hinblick auf die Versorgungssicherheit erforderlich und für den Transformationspfad sinnvoll sind. Die Transformation wird regional sehr unterschiedliche Geschwindigkeiten und Ausprägungen haben. Daher müssen die Regelungen insbesondere die einzelnen Gasnetzbetreiber in die Lage versetzen, flexibel auf Änderungen zu reagieren. Dies ist zu verknüpfen mit einem hohen Maß an Transparenz und Planbarkeit auch für die Netznutzer.

Als Grundlage für die Anpassung der bestehenden Netzanschluss- und zugangspflichten sind die vom BMWK aufgeworfenen Stilllegungspläne (besser Transformationspläne; siehe weiter oben) von wesentlicher Bedeutung. Die Ausgangsbedingungen und Entwicklungspotenziale der Gasnetzbetreiber sind jedoch überaus divers und können sich aufgrund der regionalen Gegebenheiten erheblich unterscheiden. Sie sind zudem mit erheblichen externen Unsicherheiten behaftet. Daraus resultiert die Herausforderung, allgemeingültige verbindliche Planungsgrundlagen zu schaffen, die hinreichende Flexibilität hinsichtlich der anstehenden Entwicklungen bieten. Dieser Prozess steht angesichts der erst im Entstehen begriffenen rechtlichen Rahmenbedingungen für die Transformation der Gasnetze noch am Anfang und sollte in einem regelmäßigen Dialog mit den Netzbetreibern erarbeitet werden.

**Siehe auch Antworten zu den Fragen 11-21.**

## **3. Umfang von Rückbauverpflichtungen**

Der BDEW unterstützt die Ausführungen des BMWK zur **Vermeidung eines anlasslosen, flächendeckenden Rückbaus von Gasnetzinfrastrukturen**. Es sollte gesetzlich verankert werden, dass auch entgegen anderslautenden Vereinbarungen in Wegenutzungs-/ Konzessionsverträgen oder sonstigen Vereinbarungen stillgelegte Leitungen grundsätzlich im Boden verbleiben können (keine anlasslose Beseitigungspflicht). Eine etwaige Rückbauverpflichtung ist an enge und sachgerechte Voraussetzungen zu knüpfen und mit angemessenen Fristen zu versehen.



Bestehende Konzessionsverträge können Regelungen zum Rückbau von Gasnetzen enthalten, die unterschiedlich ausgeformt sind und nicht einheitlich gehandhabt werden. Bei der Gestaltung einer gesetzlichen Regelung zur Vermeidung anlasslosen Rückbaus ist der Umgang mit solchen vertraglichen Verpflichtungen zu berücksichtigen. Grundsätzlich sollte vermieden werden, dass in der Konsequenz sämtliche bestehenden Verträge angepasst werden müssten und damit weitere vertraglich ausgehandelte Regelungen zur Disposition gestellt werden können. Eine Möglichkeit wäre eine gesetzliche Regelung, die den Rückbau von Gasleitungen abweichungsfest an bestimmte, eng definierte Bedingungen knüpft und so anderslautenden vertraglichen Bestimmungen entgegengehalten werden kann.

Der BDEW schlägt deshalb vor, im EnWG eine grundsätzliche Regelung zu verankern, die neben weiteren transformationsspezifischen Fragestellungen auch regeln sollte, dass der anlasslose Rückbau von Gasnetzen für Netzbetreiber wirtschaftlich unzumutbar ist. Eine unzumutbare Leistung dürfte in der Folge von Grundstückseigentümern und Vertragspartnern auch bei entgegenstehenden Vereinbarungen nicht gefordert werden können.

Eine solche Regelung hätte zudem den Vorteil, dass sie einheitlich sowohl für öffentliche als auch private Grundstücke gelten könnte und so Sicherheit für alle Beteiligten schafft. Es wäre zu prüfen, ob es zusätzlich zu der Schaffung von Übergangsregelungen einer Klarstellung der Anwendung einer solchen Norm auch auf bestehende (Konzessions-)Verträge bedarf. Alternativ könnte man prüfen, ob die Verankerung einer generellen Zumutbarkeit des Verbleibs der Leitungen im Boden für die Kommunen ebenfalls eine mögliche Gestaltungsoption wäre. Eine solche gesetzliche Vermutung müsste an eng definierte Kriterien anknüpfen. Die Formulierung könnte lauten: *“Der Verbleib stillgelegter Anlagen und Leitungen in Grund und Boden gilt als zumutbar, wenn keine Umweltschäden zu erwarten sind und anderweitige nachgewiesene Nutzungen des Grundeigentümers nicht entgegenstehen”*.

Hinsichtlich der auch nach Anpassung der einschlägigen rechtlichen Regelungen noch verbleibenden Rückbauverpflichtungen sollte der Umfang klargestellt werden, um sicherzustellen, dass im Bedarfsfalle zu bildende Rückstellungen frühzeitig und mit (vollständiger) steuerlicher Auswirkung gebildet werden können. Entsprechend muss auch in der Regulierung die Realisierung der korrespondierenden Erlöse sichergestellt sein. Steuerliche Vorgaben sollten nicht dazu führen, dass es zu einer zeitlichen Verlagerung der Aufwendungen ans Nutzungsdauerende kommt. Dazu braucht es auch steuerlich die Möglichkeit einer möglichst frühzeitigen Ansammlung /Dotierung von Stilllegungs- und Rückbaukosten, damit die steuerliche Abziehbarkeit der Aufwendung noch durch Erträge aus dem Betrieb der Netze amortisiert werden kann.

**Siehe auch Antworten zu den Fragen 22-24.**

#### **4. Investitionsverpflichtungen aus Konzessionsverträgen**

In der Vergangenheit wurden bei Konzessionsvergaben oft Investitionsverpflichtungen/Investitionszusagen als zusätzliches Element im Bieterwettbewerb einbezogen. Aus Sicht des BDEW ist es sinnvoll, diese konzessionsvertraglichen Investitionsverpflichtungen zu überprüfen und ggf. gesetzlich zu begrenzen. Eine Verpflichtung zu einer pauschalen Investitionssumme oder ein anzustrebendes mittleres Netzalter sind in der Transformationsphase zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele nicht mehr sachgerecht. Investitionen aufgrund bestehender gesetzlicher Verpflichtungen, insbesondere aus netztechnischen Gründen und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit müssen selbstverständlich weiterhin möglich bleiben.

Ähnlich wie bei einer Regelung zur Vermeidung anlasslosen Rückbaus, muss es auch in diesem Zusammenhang möglich sein, entgegenstehende vertragliche Regelungen für nicht anwendbar oder für unwirksam zu erklären. Dafür könnte sich ebenfalls eine entsprechende Regelung im EnWG eignen, die Investitionen ins Gasnetz aus sicherheitstechnischen Gründen bzw. generell aus gesetzlichen Verpflichtungen ermöglicht und darüberhinausgehende Investitionen für den Netzbetreiber für unzumutbar erklärt.

Eine weitere Möglichkeit wäre, in § 3 Abs. 2 der Konzessionsabgabenverordnung (KAV) festzuschreiben, dass eine Kommune nicht (mehr) berechtigt ist, Investitionen zu verlangen, die über die gesetzlichen und sicherheitstechnischen Verpflichtungen hinausgehen.

Bei der Erstreckung einer etwaigen Regelung auf bestehende Verpflichtungen muss der Fortbestand des Konzessionsvertrags im Ganzen stets im Blick behalten werden.

**Siehe auch Antworten zu den Fragen 25-27.**

#### **5. Weiterbetrieb von Netzen bei fehlendem Bewerber auf die Neukonzession**

Der BDEW begrüßt, dass das BMWK die grundsätzliche Notwendigkeit einer Regelung für fehlende Bewerber für eine Gaskonzession anerkennt. Die angedachte gesetzliche Verpflichtung zum Weiterbetrieb des Netzes durch den Altkonzessionär, auch unter unwirtschaftlichen Bedingungen und gegen dessen Willen, ist jedoch äußerst kritisch zu bewerten.

Die Gemeinden übernehmen mit einer kommunalen Wärmeplanung mehr Verantwortung bei der langfristigen Sicherung und Gestaltung der Energie- und Wärmeversorgung vor Ort. Staat und Kommunen müssen im Sinne der Daseinsvorsorge sicherstellen, dass die Versorgung mit Energie/Wärme gewährleistet ist. Findet sich kein Neukonzessionär, sollte die Kommune daher das Eigentum an den Netzen übernehmen und selbst betreiben bzw. einen geeigneten

Netzbetreiber mit der Betriebsführung beauftragen. Der Netzbetreiber kann nicht zu einem unwirtschaftlichen Betrieb des Netzes verpflichtet werden.

Der aktuell zurückgehende Wettbewerb um Gasnetzkonzessionen ist ein deutliches Indiz für ungelöste Probleme, bestehende Unsicherheiten und zunehmende wirtschaftliche Risiken. Dem Problem fehlender Bewerber für Gaskonzessionen kann wirksam begegnet werden, in dem die Rahmenbedingungen für die Transformation der Gasnetze so ausgestaltet werden, dass der bedarfsgerechte Gasnetzbetrieb, der zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlich ist, jederzeit unter wirtschaftlichen Bedingungen durchgeführt werden kann.

Der BDEW regt darüber hinaus an, das System der Ausschreibung von Gaskonzessionen als Ganzes zu überdenken. Neben der Anpassung von Vertragslaufzeiten und der Einführung zusätzlicher Anpassungs- und Kündigungsmöglichkeiten beinhaltet dies auch die Überprüfung der grundsätzlichen Erforderlichkeit von Konzessionswettbewerben für Gasnetze. Dies gilt umso mehr, als dass die Verpflichtung zum Betrieb eines Netzes nicht vom Vorhandensein eines Konzessionsvertrages, sondern von den an die Funktion des Netzbetreibers geknüpften energiewirtschaftlichen Verpflichtungen abhängt.

Sollte das BMWK an seinem Lösungsvorschlag festhalten und den bisherigen Konzessionär zum Weiterbetrieb verpflichten, darf dies aus verfassungsrechtlichen Gründen nur unter Ausgleich der wirtschaftlichen Nachteile erfolgen. Eine Entschädigungs- bzw. Ausgleichregelung bedarf einer direkten gesetzlichen Grundlage. In jedem Fall muss sichergestellt sein, dass der Netzbetreiber nach Ablauf der Übergangsfrist nicht nochmals verpflichtet werden kann. Entweder muss die Kommune dann das Netz übernehmen oder es wird stillgelegt.

**Siehe auch Antworten zu den Fragen 28-32.**

## **6. „Kalkulatorik“: Kostenstruktur im Rahmen der Transformation**

Die BNetzA hat erkannt, dass die Regulierung angepasst werden muss, um den Gasnetzbetreibern die Transformation zu ermöglichen. Erste Anpassungen werden mit den Eckpunkten vom 18. Januar 2024 zur Weiterentwicklung der Anreizregulierung „NEST“ und mit den Eckpunkten vom 6. März 2024 zu den Abschreibungsmodalitäten für die Gasnetztransformation „KANU 2.0“ konsultiert. Diese Anpassungen gehen in die richtige Richtung und werden vom BDEW ausdrücklich unterstützt, sind jedoch nur ein erster Schritt. Weitere Anpassungen müssen folgen, um gesamtwirtschaftlich sinnvolle Anreize zu setzen, Kosten im Zeitablauf angemessen zu verteilen und auch in der Transformationsphase einen sicheren und wirtschaftlichen Betrieb der Gasnetze zu ermöglichen und Gasnetznutzer nicht zu überfordern.

Zwar liegt die Zuständigkeit für die Regelungen zur Netzkostenermittlung und -allokation bei der BNetzA; die Kostenentstehung sowie der rechtliche und wirtschaftliche Rahmen werden jedoch erheblich beeinflusst durch politische Vorgaben auf Bundes-, Landes- und kommunaler Ebene. Deshalb sind hier eine Verzahnung und gesamthafte Betrachtung erforderlich.

Zu prüfen wäre, ob die Regulierung der Netzentgelte (Erlösobergrenzen) um umlage- oder steuerfinanzierte Bestandteile ergänzt werden sollte, um langfristig eine Überforderung der verbleibenden Netznutzer und Fehlanreize zu vermeiden.

#### **IV. Antworten und Hinweise zu den BMWK-Fragen**

##### **Allgemeines zur Zukunft der Erdgasverteilternetze im Zeitalter der Dekarbonisierung**

##### **1. Wie lassen sich der Aufbau zukunftssträchtiger Netze für Wasserstoff bzw. Wärme mit der Umwidmung bzw. ggf. Stilllegung von Erdgasverteilternetzen optimal verknüpfen, so dass die Transformationskosten für alle Beteiligten minimiert werden?**

Der erste wichtige Schritt ist der Aufbau eines Wasserstoffmarkts, für den mit dem Wasserstoff-Kernnetz ein wichtiger Beitrag geleistet wird. Die Fragen der Umstellung von Gas- zu Wasserstoffleitungen sowie des Umfangs von (Teil-)Stilllegungen von Leitungen lassen sich grundsätzlich nicht losgelöst von der Verfügbarkeit, dem Bedarf und den Commodity-Preisen des zu transportierenden Gases beantworten. Aufgrund der insoweit bestehenden Unsicherheiten dürfen an eine „Transformationsplanung“ zum jetzigen Zeitpunkt nicht zu hohe Anforderungen gestellt werden. Bei allem sind die zeitlichen Entwicklungspfade zu berücksichtigen. Vorgaben – wie etwa für die Entflechtung – müssen pragmatisch gehandhabt werden und dürfen einer Transformation nicht hemmend entgegenstehen.

In vielen Fällen wird die Dekarbonisierung der Industrie und der Stromerzeugung ein maßgeblicher Treiber für den Auf- und Ausbau der Wasserstoffnetze bzw. die Umstellung von Gasleitungen sein. Dies kann auch die Basis für eine wirtschaftliche Versorgung weiterer Kundengruppen mit Wasserstoff in der Region sein (siehe hierzu auch Frage 4).

Bei der Transformation der Gasnetze muss im Blick behalten werden, dass für die Nah- und Fernwärmeversorgung KWK-Anlagen zum Einsatz kommen, die weiter mit klimaneutralen Gasen wie Biomethan oder grünem und blauem Wasserstoff bzw. noch übergangsweise mit Erdgas befeuert werden. Das heißt, bei einer Umstellung oder Stilllegung muss geprüft werden, ob davon der zukünftige Ausbau von leitungsgebundener Wärme tangiert wird.

Eine einmal durchgeführte Stilllegung von Gasnetzen ist unumkehrbar bzw. eine Wiederinbetriebnahme mit sehr hohen Kosten verbunden. Eine frühe Planungssicherheit für die

betroffenen Gebiete hinsichtlich der zukünftig zur Verfügung stehenden Energieträger und -infrastruktur ist somit anzustreben.

Ebenso ist zu beachten, dass die Transformationen der Gasnetze, einschließlich der Stilllegung, personal- und zeitintensiv ist. Die Gasnetzbetreiber konkurrieren hier mit weiteren Infrastruktur- und Energiewendeprojekten, auch um externe Dienstleister (Tiefbau etc.). Eine frühzeitige Planungssicherheit könnte zu einer zeitlichen Optimierung aller erforderlichen Maßnahmen führen und die Möglichkeit schaffen, bei der Gasnetztransformation mit weiteren Infrastrukturprojekten (Stromnetze, Telekommunikationsnetze, Verkehr) zu kooperieren und die volkswirtschaftlichen Kosten möglichst gering zu halten.

Um die Belastungen für die Kunden nicht übermäßig ansteigen zu lassen, müssen frühzeitig Regelungen getroffen werden, um die anfallenden Kosten auf eine hohe Grundgesamtheit an Kunden zu verteilen. Einen ersten Aufschlag dazu hat die BNetzA mit dem Eckpunktepapier „NEST“ zur Anpassung der Anreizregulierung und mit der Festlegung „KANU“ bzw. dem Eckpunktepapier „KANU 2.0“ zur Anpassung der Abschreibungsregeln gemacht.

**2. Welche Regelungen eines neuen Ordnungsrahmens für die Transformation von Gasverteilernetzen werden von betroffenen Stakeholdern als nötig erachtet und gibt es über die oben skizzierten Optionen weitere Themen, die bei der Anpassung des Ordnungsrahmens berücksichtigt werden müssen? Hinsichtlich welcher der vorgeschlagenen Regelungen bestehen Bedenken?**

Der Ordnungsrahmen muss dringend und schnellstmöglich weiterentwickelt werden, um eine planmäßige und volkswirtschaftlich effiziente Transformation der Gasnetze zu ermöglichen. Dabei sind die unterschiedlichen Langfristperspektiven (Transport klimaneutralen Methans, Umstellung auf Wasserstoff oder Stilllegung) und der bis dahin erforderliche zuverlässige Weiterbetrieb einzubeziehen und gleichwertig sowie ganzheitlich zu betrachten.

**Vordringlicher Handlungsbedarf** besteht aus Sicht des BDEW bei folgenden Themen:

- › Einschränkung von Ausbau-, Anschluss- und Versorgungspflichten der Gasnetzbetreiber,
- › Ermöglichung der Kündigung von Netzanschlussverhältnissen und Stilllegung bestehender Anschlüsse,
- › Verzicht auf anlasslosen Rückbau, Duldungspflichten für stillgelegte Leitungen/Netzanschlüsse so umfangreich wie möglich,
- › Verursachungsgerechte und angemessene Kostentragung für Stilllegung und Rückbau,

- › Sicherstellung der Wirtschaftlichkeit von Gasnetzkonzessionen durch angemessene Verteilung von Lasten und Risiken,
- › Flexibilisierung von Nutzungsdauern und Abschreibungsmodalitäten,
- › Verankerung eines angemessenen Rechts- und Regulierungsrahmens für Wasserstoffnetze,
- › Weiterentwicklung der Regelungen zur Biogaseinspeisung.

Der Ordnungsrahmen muss den oben beschriebenen Dreiklang aus Umstellung, Ergänzungsneubau und Stilllegung gleichwertig abbilden. Fehlanreize z. B. zu einer übereilten Stilllegung sind zu vermeiden, um eine Synchronisierung mit anderen Energieträgern/Leitungsinfrastrukturen zu ermöglichen oder um eine Weiternutzung mit klimaneutralen Gasen nicht vorzeitig auszuschließen.

Der BDEW weist nachdrücklich daraufhin, dass aufgrund der unsicheren Entwicklungsprognosen zum jetzigen Zeitpunkt nur in Ausnahmefällen bereits verbindliche Aussagen zur Transformation einzelner Gasnetze getroffen werden können.

Daher müssen derzeit alle Optionen – auch im Sinne volkswirtschaftlicher Effizienz – offengehalten werden. Dazu gehört der Netzbetrieb mit klimaneutralen Gasen wie Wasserstoff und Biomethan und auch die Stilllegung. Jede dieser Optionen bedarf deshalb eines funktionierenden Rechts- und Regulierungsrahmens.

Der BDEW vertieft diese Aspekte u. a. in folgenden Stellungnahmen und Positionspapieren:

- › [Positionspapier](#) vom 24. April 2023 „**Transformationsregulierung Gasnetze**“,
- › [Diskussionspapier](#) vom 19. März 2024 „Weiterentwicklung der **Biomethaneinspeisung** in Gasnetze“,
- › [Stellungnahme](#) vom 15. Januar 2024 „Drittes Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes“,
- › [Stellungnahme](#) vom 6. November 2023 „**Finanzierung des Wasserstoff-Kernetzes**“,
- › [Positionspapier](#) vom 11. September 2023 „**Den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur beschleunigen**“,
- › [Stellungnahme](#) vom 28. Juli 2023 „zum **Planungsstand des Wasserstoffkernetzes**“,
- › [Stellungnahme](#) vom 15. Mai 2023 „**Regelungen zum Wasserstoff-Kernetz**“,
- › [Stellungnahme](#) vom 26. Juli 2023 und [Stellungnahme](#) vom 16. Oktober 2023 „zum Entwurf eines Gesetzes für die **Wärmeplanung** und die Dekarbonisierung der Wärmenetze (WPG)“,

- › [Stellungnahme](#) vom 11. April 2023 und [Stellungnahme](#) vom 9. Mai 2023 „zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des **Gebäudeenergiegesetzes** und zur Änderung der Heizkostenverordnung sowie zur Änderung der Kehr- und Überprüfungsordnung (GEG)“.

Grundsätzlich begrüßt der BDEW die Ausführungen des Green Papers und hält die Themensetzung für richtig. Es behandelt die wesentlichen Fragen, die sich für den Ordnungsrahmen im Zusammenhang mit der Transformation der Gasnetze stellen. Erhebliche Bedenken hat der BDEW insbesondere hinsichtlich des Vorschlags, bei ausbleibenden Bewerbern für Gasnetzkonzessionen die bisherigen Konzessionsnehmer zum Weiterbetrieb zu verpflichten (ausführlicher hierzu vgl. Antworten zu Fragen 29-31). Insgesamt bedarf es einer umfassenden Reform der Regelungen für die Vergabe von Gaskonzessionen, siehe Ausführungen weiter oben.

Zusätzlich ist auch die Kostentragung für die Transformation der Gasnetze ein entscheidender Faktor. Die Transformationskosten können nicht allein auf die Netzbetreiber abgewälzt werden. Kosten für Umrüstungen des Gasnetzes auf Wasserstoff und auch Kosten für etwaige Stilllegungen müssen von den Netzbetreibern verursachungsgerecht allokiert und vereinbart werden können. Dies wird insbesondere mit der BNetzA vertieft zu diskutieren sein.

Thematisch fehlen aus unserer Sicht Regelungen, die die Option des Aus- und Umbaus von Wasserstoffverteilsnetzen betreffen. Für die Versorgung von Industrie- und Gewerbekunden sowie Kraftwerken bedarf es klarer Rahmenbedingungen für die Strecke vom Wasserstoffkernnetz zum Kunden, nämlich für das Wasserstoffverteilsnetz (siehe Frage 5).

### **3. Wie wird die Zukunft der Gasverteilsnetze eingeschätzt? Überwiegen die Chancen oder wird es künftig vorrangig um Stilllegung und Rückbau gehen?**

Wasserstoff und andere klimaneutrale Gase sind für ein klimaneutrales und resilientes Energiesystem unverzichtbar.

Im Gasnetzgebietstransformationsplan Ergebnisbericht 2023 wird dargestellt, dass von 932 befragten Kommunen 58 % klimaneutrale Gase wie Wasserstoff und Biomethan langfristig als einen Baustein der sicheren energetischen Versorgung sehen, 36 % halten dies für „möglich“ und 5 % sehen derzeit langfristig keinen Einsatz klimaneutraler Gase. Von den 1.908 befragten Unternehmen (RLM-Kunden) haben 76 % Interesse an Wasserstoff.

Es ist derzeit jedoch noch in vielen Fällen unklar, welche Mengen- und Leistungsbedarfe die Kunden konkret haben, welche Mengen zu welchen Preisen am Markt verfügbar sein werden und welche Leitungsinfrastruktur hierfür benötigt wird. Erdgas wird heute von der Mehrzahl der Haushaltskunden zur Wärmeversorgung eingesetzt, entsprechend sind perspektivisch auch Stilllegungen von Gasinfrastruktur im Rahmen der Transformation zu erwarten.

Die Chancen sind regional als heterogen einzuschätzen. Eine erfolgreiche Transformation ist u. a. abhängig von der Verfügbarkeit der verschiedenen Energieträger und der jeweiligen Transport- und Verteilernetz-Infrastruktur. Das Wasserstoff-Kernnetz setzt ein wichtiges Signal für den Aufbruch in eine Wasserstoffwirtschaft und schafft Klarheit über die Verfügbarkeit von überregionaler Wasserstoff-Transportinfrastruktur. Eine schnelle Umsetzung des geplanten und konsultierten Kernnetzes gibt den anschließenden Netzbetreibern und den potenziellen Wasserstoff-Kunden mehr Planungssicherheit.

Der Erdgaseinsatz bei Industrie, Gewerbe, KWK und Haushalten wird in den nächsten Jahren zwar sinken, trotzdem wird Erdgas noch auf lange Zeit gebraucht und es muss auch während der Transformationsphase jederzeit die sichere und zuverlässige Versorgung der Kunden und die dafür notwendige Netzinfrastruktur aufrechterhalten werden. Parallel steigt bereits in den nächsten Jahren der Bedarf zur leitungsgebundenen Versorgung mit Wasserstoff.

Es besteht unabhängig von der Bewertung, welche Teile des Gasnetzes künftig in welcher Form und in welchem Umfang weiterbetrieben bzw. stillgelegt werden sollen, ein Bedarf für klare Regelungen, die alle möglichen Optionen adressieren und bedenken (siehe Frage 2). Im Übrigen ist eine konkrete Einschätzung zur Entwicklung der Gasnetze von unterschiedlichen (regionalen) Faktoren abhängig und daher zum jetzigen Zeitpunkt nicht eindeutig.

#### **4. Welche Rolle können Gasverteilernetze beim Wasserstoffnetzaufbau spielen? Welche Rahmenbedingungen sollten gelten, damit Chancen der Wasserstoff-Wirtschaft durch Gasverteilernetzbetreiber genutzt werden können?**

Die Gasverteilernetzbetreiber haben eine große Bereitschaft, an der Transformation aktiv mitzuwirken und haben bei ihren Transformationsplanungen für das Wasserstoffnetz ambitionierte Etappenziele ins Auge gefasst. Der BDEW setzt sich dafür ein, dass der Rechtsrahmen für die Planung der Wasserstoffverteilernetze im EnWG systemisch angelegt und verankert wird (siehe Frage 2). Die Gasverteilernetze sind das Bindeglied zwischen den Kundenbedarfen und dem Wasserstoff-Hochlauf. Folglich müssen zum Erfolg des Wasserstoff-Hochlaufs neben dem möglichen Wasserstoffaufkommen die Kundenbedarfe mit dem zu deren Deckung nötigen Netzausbau synchronisiert werden. Mit dem Gasnetzgebietstransformationsplan (GTP) nach DVGW-Merkblatt G 2100, einer nach § 49 Abs. 2 EnWG allgemein anerkannten Regel der Technik, haben sich viele Gasverteilernetzbetreiber ausführlich mit den Umstellpotenzialen auseinandergesetzt und eine Integration in die Transformationsplanung dargestellt.

Das zukünftige Wasserstoffnetz kann zu einem großen Teil aus umgestellten Gasleitungen entstehen. Deutschland verfügt über ein hervorragend ausgebautes Gasnetz von ca. 600.000 km. Für den schnellen Hochlauf und den kostenoptimierten Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur



sollten deshalb vorhandene Gasleitungen, Unternehmensstrukturen, Fachpersonal und Know-how effizient genutzt und Synergien gehoben werden. Auf über das bisherige Maß hinausgehende Entflechtungsvorgaben sollte deshalb verzichtet werden. Die GasRL bietet hierzu ausreichenden Spielraum, der bei der nationalen Umsetzung genutzt werden sollte.

Unabdingbar ist auch, zeitnah die finanziellen und regulatorischen Rahmenbedingungen für Wasserstoffleitungen außerhalb des Kernnetzes zu schaffen und bestehende Unklarheiten (insb. finanzielle Risiken) und Probleme auszuräumen. Dazu gehören beispielsweise wettbewerbsfähige Netzentgelte in zukünftigen Wasserstoffverteilernetzen. Von entscheidender Bedeutung ist außerdem, dass die (Transformations-) Planungen der Verteilernetzbetreiber in der Netzentwicklungsplanung berücksichtigt werden. Zudem ist ein konsistenter Regelungsrahmen zu schaffen, der eine planbare Umstellung der Verteilernetzebene ermöglicht, sofern bzw. wo dies wirtschaftlich sinnvoll erscheint. Dafür ist ein konsistenter Regelungsrahmen auch mit den Vorgaben zur kommunalen Wärmeplanung erforderlich.

Für den Markthochlauf bedarf es Förderinstrumente, die die gesamte Wertschöpfungskette abdecken. Zu viele Differenzierungen und kleinteilige Förderungen sind dabei unbedingt zu vermeiden. Des Weiteren muss sichergestellt sein, dass Regionen und Kunden bei größerer Entfernung zum Wasserstoff-Kernnetz nicht benachteiligt werden.

**5. Welcher Bedarf an Umstellungen auf Wasserstoff-Verteilernetze wird gesehen? Mit welchen Umstellungskosten ist zu rechnen? Welche Bedingungen müssen für einen wirtschaftlichen Betrieb von Wasserstoff-Verteilernetzen erfüllt sein? Welche Geschäftsmodelle sind vorstellbar oder schon konkret geplant, um Umstellung und Bau von Wasserstoff-Verteilernetzen in welchen Abnehmergruppen und Druckebenen wirtschaftlich rentabel zu machen? Welche Herausforderungen bestehen in der Transformationsphase? Welche zeitliche Dimension wird als realistisch angesehen bzw. ab welchem Zeitpunkt wird eine Umstellung attraktiv sein?**

Über das bestehende Gasverteilernetz werden aktuell 13 Millionen Haushalte und ein Großteil der 1,6 Millionen Industrie- und Gewerbekunden, darunter auch die gasbasierte Strom- und Wärmeversorgung, mit Gas versorgt.<sup>2</sup> Diese Kunden haben zeitlich definierte Dekarbonisierungsvorgaben und werden diese – in einem heute jedoch noch nicht abschließend

---

<sup>2</sup> Über das Gasfernleitungsnetz werden 0,5 Millionen Industrie- und Gewerbekunden versorgt. Quelle: Monitoringbericht 2023. Stand: 31. Dezember 2022.

feststehendem Ausmaß – durch Umstellung auf erneuerbare und kohlenstoffarme Gase oder durch Elektrifizierung erfüllen.

Die überwiegende Anzahl zukünftiger Wasserstoffkunden wird dementsprechend über das Verteilernetz angeschlossen. Einzelne Inselnetze sollten im Sinne volkswirtschaftlicher Effizienz nur eine Übergangslösung sein und sobald möglich an das Wasserstoff-Kernnetz angebunden werden. Damit hat das Verteilernetz eine essenzielle Rolle für den erfolgreichen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft und für die Versorgung der Kunden über den Markt.

Die Bedarfe aus dem Verteilernetz müssen im Rahmen des integrierten Gas-/Wasserstoff-Netzentwicklungsplans bei der weiteren Planung und Dimensionierung der Transportebene berücksichtigt werden. Nur so haben auch die zukünftigen Wasserstoffkunden am Verteilernetz Planungssicherheit für ihre Investitionsentscheidungen. Die Kunden wollen und müssen wissen, wann und zu welchen Rahmenbedingungen sie an ein Wasserstoffnetz angebunden werden können. Je früher dies gelingt, umso schneller wird sich auch die Wasserstoffnetzinfrastruktur entwickeln. Die Umstellungs- und Stilllegungspläne (Transformationspläne) müssen dabei von den Verteilernetzbetreibern selbst entwickelt werden.

Die Entscheidung über die Umstellung von Verteilernetzen auf Wasserstoff wird stets auf lokaler Ebene zu untersuchen und entscheiden sein. Dabei sollten auch die Standorte künftiger Elektrolyseure in die Betrachtung einbezogen werden.

Die dezentrale Sektorenkopplung wird bisher nicht ausreichend berücksichtigt. Um die Eigenherzeugungsziele von Wasserstoff aus der nationalen Wasserstoffstrategie zu erreichen, ist die Platzierung von großen Elektrolyseuren (> 100 MW) in den Verteilernetzen entscheidend. Insbesondere in ländlichen Gegenden, wo regenerativer Strom überdurchschnittlich eingespeist wird, könnten diese Elektrolyseure und die Transformation der Gasnetze zum Wasserstoff die Investitions- und Betriebskosten für den Ausbau des Stromnetzes senken. Es ist daher wichtig, diesen Aspekt stärker zu berücksichtigen, um die Effizienz der Energiewende zu maximieren und die Infrastruktur für Strom- und Gasnetze optimal zu nutzen.

Der zukünftige **Bedarf an leitungsgebundenem Wasserstofftransport** und damit auch der Bedarf an Umstellungen von Gasverteilernetzen auf Wasserstoff ist im Wesentlichen von Faktoren abhängig, die nicht in der Einflussosphäre des Netzbetreibers liegen:

- Kundenbedarfe,
- Verfügbarkeit von Wasserstoff und Konditionen der Lieferung,
- Verfügbarkeit und Konditionen alternativer Energieträger,
- Verfügbarkeiten und Konditionen anderer Wasserstoff-Transportwege (z. B. Trailer),

- ordnungsrechtliche Vorgaben (z. B. GEG),
- kommunale Wärmeplanungen,
- Verfügbarkeit und Konditionen von Fördermitteln.

Die **Umstellungskosten** hängen von den jeweiligen Bedingungen vor Ort ab, liegen aber in jedem Fall weit unter den Kosten eines Neubaus einer Wasserstoffleitung. Im Vergleich zu einem Neubau kann mit deutlich weniger als 50 % der Kosten gerechnet werden. Umstellungskosten entstehen z. B. durch eine Umrüstung der oberirdischen Anlagen, Umbau von Armaturen und Messtechnik und ggf. der Notwendigkeit neuer Schweißnähte.

Derzeit werden häufig hohe Anforderungen bezüglich des Nachweises der Wasserstofftauglichkeit von Gasnetzen gestellt. Im Vorfeld einer Leitungsumstellung muss mit einem Sachverständigengutachten bestätigt werden, dass die Leitungen die Anforderungen einer Umstellung auf Wasserstoff erfüllen. Auch bei guter Dokumentation der Leitung sind in der Vergangenheit häufig aufwändige Molchverfahren gefordert worden. In vergleichbaren Fällen sollten die Anforderungen auf ein notwendiges Maß reduziert werden, da diese erhebliche finanzielle und personelle Ressourcen bei den Netzbetreibern binden. Zudem muss sichergestellt sein, dass die Netzbetreiber die entsprechenden Kosten über Netzentgelte refinanzieren können.

Über die reine Kostenbetrachtung hinaus werden durch eine Umstellung von Gasleitungen im Vergleich zum Leitungsneubau auch Flächen- und Ressourcenbedarfe (Fachkräfte) und Verkehrseinschränkungen durch Neubaumaßnahmen reduziert.

Für einen **wirtschaftlichen Betrieb von Wasserstoff-Verteilernetzen** müssen die rechtlichen und regulatorischen Bedingungen noch geschaffen und eine nachhaltige Finanzierung ermöglicht werden. Analog zur Situation im Wasserstoff-Kernnetz bestehen bei der Verteilung des Wasserstoffs in den Regionen und hin zu den Kunden vergleichbare **Herausforderungen**:

- › Der Wasserstoffhochlauf ist maßgeblich geprägt durch politische Vorgaben auf EU-, Bundes-, Landes- und kommunaler Ebene sowie durch weitere externe Einflüsse (z. B. Verfügbarkeit von Fördermitteln).
- › Netzinfrastrukturen sollen grundsätzlich durch die Netznutzer finanziert werden. Bei einer kostendeckenden Kalkulation von Beginn an würden die Netznutzer jedoch anfänglich mit prohibitiv hohen Netzentgelten konfrontiert, dies würde den Markthochlauf verhindern.
- › Es besteht ein hohes Risiko, dass einzelne Großkunden weniger als geplant zur Netzfinanzierung beitragen (z. B. Standortschließung, Wahl anderer Bezugsquellen, Transportwege oder Energieträger). Eine daraus resultierende Netzentgelterhöhung bei den anderen Netznutzern wird mit Blick auf die hohen wirtschaftlichen Auswirkungen, vertragliche Regelungen und Förderbedingungen nur in begrenztem Umfang möglich sein.

- › Da Ausfallrisiken in der Hochlaufphase nicht auf eine große Kundengesamtheit verteilt werden können, sind hier gesonderte Lösungen zur Reduzierung und angemessenen Verteilung dieser Risiken notwendig. Vorteilhaft wäre eine Übernahme der Ausfallrisiken durch den Staat, z. B. durch Ausfallbürgschaften, eine entsprechende Ausgestaltung von Förderungen oder ein Finanzierungsmodell mit subsidiärer Absicherung wie beim Kernnetz.
- › Für den Markthochlauf bedarf es Förderinstrumente, die die gesamte Wertschöpfungskette abdecken. Insbesondere bei den Wasserstoffverbrauchern könnten damit die im Vergleich höheren Kosten abgedeckt werden. Mit Fördermitteln für Wasserstoffnetze kann erreicht werden, dass diese sowohl für Netznutzer als auch für Netzbetreiber wirtschaftlich und damit realisierbar sind. Anforderungen aus der Regulierung und Förderbedingungen müssen dabei jedoch konsistent zueinander sein.
- › Sofern bestehende Gasverteilernetzinfrastrukturen auf Wasserstoff umgestellt werden sollen, bedarf es der Möglichkeit, den an der jeweiligen Infrastruktur angeschlossenen Netznutzern eine alternative Bedarfsdeckung, eine Umstellung auf Wasserstoff oder aber eine Beendigung der Netznutzung anbieten zu können.

Handlungsbedarf ergibt sich insbesondere zum **Finanzierungsrahmen**:

- › Im EU-Gas-Wasserstoffpaket wird in Artikel 5 der Verordnung („Trennung des regulierten Anlagevermögens“) ermöglicht, Finanztransfers zwischen den getrennten regulierten Dienstleistungen (i. e. Wasserstoffnetzbetrieb, Gasnetzbetrieb, Stromnetzbetrieb) zu erlauben. Mit Blick auf die Herausforderungen und offenen Fragen hinsichtlich der Finanzierung von Wasserstoffverteilernetzen sollte geprüft werden, ob und wie solche Finanztransfers ermöglicht und umgesetzt werden könnten.
- › Ohne gesonderte Finanzierungsinstrumente müssten Verteilernetzbetreiber ihre **Kosten vollständig durch Netzentgelte decken** und anfängliche Mindererlöse schnell ausgleichen.
- › Mit einem **intertemporalen Kostenallokationsmechanismus** könnten Verteilernetzbetreiber anfänglich prohibitiv hohe Netzentgelte vermeiden. Es sollte also den Verteilernetzbetreibern ermöglicht werden, zeitweilig geringere als kostendeckende Netzentgelte zu erheben, um die Kostendeckung auf einen längeren Zeitraum zu strecken. Ohne eine staatliche Absicherung könnte diese **Zwischenfinanzierung über Mindererlöse jedoch nur in begrenztem Umfang und nur über einen kurzen Zeitraum** erfolgen, da ansonsten die finanzielle Belastung und das Ausfallrisiko für den Verteilernetzbetreiber zu groß würde. Zielführender wäre es jedoch, wenn Netznutzer ihrerseits in der Hochlaufphase ausreichend **Fördermittel erhielten, um kostendeckende Netzentgelte** zahlen zu können.
- › Die Fähigkeit der Verteilernetzbetreiber zur Zwischenfinanzierung ist auch davon abhängig, ob die Finanzierungskosten (z. B. Kreditzinsen) regulatorisch berücksichtigt werden. Die

derzeit in § 14 WasserstoffNEV festgelegte Methodik zur **Verzinsung des Differenzbetrags** (Saldo) ist hierzu ungeeignet. Die Verzinsung muss **jederzeit kapitalmarktgerecht** sein.

- › Mit Blick auf die aktuelle Kapitalmarktsituation und zur Vermeidung hoher Zinseszinsfekte sollte den Wasserstoff-Verteilernetzbetreibern eine **Fremdkapitalaufnahme zu vergünstigten Konditionen** (z. B. KfW) ermöglicht werden.
- › Für Wasserstoffnetzbetreiber, aber auch für die Netznutzer und damit für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft ist essenziell, dass **Kosten und Ausfallrisiken** angemessen allokiert werden können. Hierzu sind folgende **Instrumente/Lösungsansätze** denkbar:
  - externe/staatliche Absicherung von Ausfallrisiken,
  - Ermöglichung langer Vertragslaufzeiten von Netznutzungsverträgen (aber: nur begrenzte Wirkung aufgrund möglicher Standortschließungen der Netznutzer oder regulatorischer Grenzen für Vertragslaufzeiten und Festschreibung von Netzentgelten),
  - Instrumente zur Zahlungsabsicherung (Bürgschaften),
  - Erhebung von Baukostenzuschüssen und Netzanschlusskostenbeiträgen (aber: „Bestrafung“ der ersten Kunden verzögert Hochlauf, aufwändige Nachkalkulationen und Ausgleich bei Anschluss weiterer Kunden),
  - Ermöglichung der progressiven Abschreibungsmethodik mit im Zeitverlauf steigenden Abschreibungsbeträgen (aber: Aufgrund der Verlagerung von Kosten in die Zukunft erhöhte Ausfallrisiken und Finanzierungslast für Verteilernetzbetreiber),

Die Lösungsansätze können nur in begrenztem Umfang die o. g. Probleme lösen und sind nicht ohne Weiteres im Rechtsrahmen und auch nicht in jedem Projekt umsetzbar. Es ist eine vertiefte Erörterung notwendig, welche Instrumenten unter welchen Voraussetzungen anwendbar sind.

- › Essenziell ist eine angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste regulatorische **Verzinsung des eingesetzten Kapitals**.
  - Derzeit gilt gemäß § 10 WasserstoffNEV ein Eigenkapitalzinssatz von 9 %, dieser ist jedoch nur bis zum 31. Dezember 2027 anzuwenden. Mit Blick auf langfristige Investitionen und die aktuell hohe Dynamik an den Kapitalmärkten benötigen Investoren mehr Planungssicherheit hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung des Eigenkapitalzinssatzes.
  - Die bei den Netzbetreibern verbleibenden Risiken müssen angemessen im Eigenkapitalzinssatz berücksichtigt werden.

- Klar ist, dass mit den o. g. Ansätzen Ausfallrisiken nur reduziert, aber nicht vollständig eliminiert werden können. Dies muss sich bei der Festlegung des Eigenkapitalzinsatzes im Risikozuschlag angemessen widerspiegeln.
  - Förderinstrumente (z. B. IPCEI) dürfen durch Regulierungsvorgaben nicht beeinträchtigt oder konterkariert werden.
- › Eine spezifische Herausforderung für Wasserstoffnetze außerhalb des Kernnetzes ist die **Wettbewerbsfähigkeit der Netzentgelte** im Vergleich zum Hochlaufentgelt des Kernnetzes. Signifikant höhere Netzentgelte im WasserstoffverteilerNetz sind für die Netznutzer ein Standortnachteil und werden von diesen nur begrenzt akzeptiert.
- Verteilernetzbetreiber sollten analog zu § 20 GasNEV die Möglichkeit erhalten, abweichend von den regulären Netzentgelten unter definierten Bedingungen **Sonderentgelte** zu kalkulieren.
  - Da Erlösausfälle aus reduzierten Entgelten in der Hochlaufphase nicht ohne Weiteres auf die Kundengesamtheit eines Wasserstoff-Verteilernetzbetreiber umgelegt werden können, ist zu prüfen, wie diese Mindererlöse angemessen allokiert werden können.

Darüber hinaus müssen zur Sicherung der Versorgung notwendige Redundanzen vorgesehen werden. Da im Rahmen der Umstellung mit einer parallelen Versorgung von Wasserstoff und Erdgas gerechnet wird, müssen auch eventuell notwendige Kosten zur Sicherung der Versorgung beider Energieträger berücksichtigt werden.

**6. Welche Voraussetzungen müssen erfüllt sein, damit das Verknüpfen von überregionalem Wasserstoff-Transportnetz und Wasserstoff-Verteilernetzen reibungslos funktioniert? Im Jahr 2032 soll das Wasserstoff-Kernnetz errichtet sein: Für wann, in welchem Umfang und mit welcher Zielrichtung wird die Umstellung der Gasverteilernetze auf Wasserstoff erwartet? Welche logistischen Herausforderungen sehen Sie dabei?**

Insofern Verteilernetzbetreiber bereits einschätzen können, wann eine Umstellung der betreffenden Leitungen in Frage kommt, tendieren sie zum Zeitraum zwischen 2030 und 2035. Teilweise wird bereits eine frühere Umstellung in Betracht gezogen, teilweise auch eine spätere Umstellung nach 2035.

Das Ziel muss sein, Wasserstoff aus dem Kernnetz über die sich an das Kernnetz anschließenden Verteilernetze tatsächlich zur Mehrzahl der Abnehmer zu bringen. Alle Netzebenen

müssen von Anfang an ihre Aufgaben kennen und Hand in Hand auf einem gemeinsamen Level-Playing-Field zusammenarbeiten.

Für die Einbeziehung von Verteilernetzen in das Wasserstoff-Kernnetz ergibt sich die Unsicherheit, dass entflechtungsrechtliche Folgen einer Zuordnung von Leitungen ins Wasserstoff-Kernnetz aktuell nicht eindeutig sind. Dies ergibt sich insbesondere aus der bisher auf nationaler Ebene noch nicht erfolgten Aufteilung in Wasserstoff-Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstoff-Verteilernetzbetreiber. Weiterhin ist auch die Beteiligung der Verteilernetzbetreiber am Finanzierungsmodell des Kernnetzes noch unzureichend geklärt. Hier braucht es dringend rechtsverbindliche Klarheit durch den Gesetzgeber und die BNetzA.

Neben den technischen Voraussetzungen müssen die Bedingungen des Netzzugangs im Vorfeld bekannt sein. Der Rahmen hierfür muss klar und transparent sein. Der BDEW setzt deshalb derzeit bereits einen Prozess für die Erarbeitung von Wasserstoffnetzzugangsbedingungen im Rahmen einer Kooperationsvereinbarung Wasserstoff auf.

#### **7. Welche Voraussetzungen sind aus Sicht der Kommunen einerseits und der Verteilernetzbetreiber andererseits für einen langfristig wirtschaftlichen Wasserstoff-Verteilernetzbetrieb erforderlich?**

Der Aufbau und Ausbau der Wasserstoff-Verteilernetze richten sich nach dem Bedarf der Kunden. Die Kundenbedarfe im Wärmemarkt werden wesentlich beeinflusst von den Kommunen vor Ort, z. B. durch die kommunalen Wärmepläne, aber auch von politischen Rahmensetzungen, die die Verfügbarkeit von Wasserstoff und dessen Konditionen betreffen. Durch eine hinreichend große Nutzerbasis können Risiken reduziert, spezifische Kosten gesenkt und Effizienzpotenziale gehoben werden.

Damit Verteilernetze ihrer Aufgabe als Bindeglied zwischen Transportnetz und Kunden bestmöglich nachkommen können, ist es von zentraler Bedeutung, dass die planungsverantwortlichen Stellen für die Wärmeplanung eine vollständige Wärmeplanung durchführen und die Option Wasserstoff nicht im verkürzten Verfahren von Vorneherein ausschließen. Andernfalls können keine Wasserstoffnetzausbaugebiete ausgewiesen werden. Insofern sollte die lokale und regionale Wasserstoffnetzplanung nicht ausschließlich aus der Sicht des häuslichen Wärmemarktes verstanden werden, sondern auch als eine Industrierversorgungs- und Stromsicherungsstrategie. In diesem Zusammenhang geht es vor allem darum, Technologieoffenheit zu bewahren, auch bei der kommunalen Wärmeplanung. Wenn etwa bei einer Wärmeplanung inkl. Bestandsanalyse keine Potenziale für Wasserstoff gesehen werden, sollten diese Potenziale bei der Fortschreibung der Wärmepläne erneut geprüft werden. Wie schnell der

Wasserstoff Hochlauf sein wird und welche Kosten entstehen, kann momentan noch nicht vorausgesehen werden.

Grundlegende Voraussetzung für einen auch langfristig wirtschaftlichen Betrieb von Wasserstoff-Verteilernetzen ist die Nutzung der bestehenden Ressourcen und Kompetenzen der Gasverteilernetzbetreiber und die kostenoptimierte Errichtung des Wasserstoff-Verteilernetzes durch Umstellung und Weiternutzung von bestehender Gasinfrastruktur.

Eine weitere wichtige Voraussetzung ist ein sachgerechter Finanzierungs- und Regulierungsrahmen mit einer angemessenen Risikoverteilung insbesondere in der Hochlaufphase (vgl. Antwort zu Frage 5).

Weiterhin kann im Sinne aller Netznutzer der Betrieb eines Wasserstoff-Verteilernetzes umso wirtschaftlicher erfolgen, je besser ein Wasserstoff-Hochlauf gelingt. Das wird neben den Finanzierungsmodellen auch die Etablierung angemessener Bedingungen für die Wegenutzung im Anschluss an § 113a EnWG sein.

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

#### **8. Von welchen verfügbaren Mengen und welchem Preisniveau ist bei der Umstellung von Gasnetzen auf Biomethan bzw. synthetisches Methan im Zeitverlauf auszugehen und in welchem Umfang kann damit Erdgas in den Verteilernetzen substituiert werden?**

Die derzeitige inländische Erzeugung von Biomethan liegt bei 10,4 TWh und von Biogas bei 77 TWh („Marktmonitoring Bioenergie 2023“; dena). Das erschließbare Biomethan-Potenzial bei Umstellung von Biogas- auf Biomethananlagen kann auch deutlich erhöht werden, ohne dafür den Anbau von Energiepflanzen auf landwirtschaftlichen Flächen zu erhöhen. Die Biomethanherzeugung kann dabei auch durch ungenutzte Potenziale von Abfall- und Reststoffen ausgeweitet werden.

Das nachhaltige Potenzial von Biogas und Biomethan in Deutschland sowie für Biomethan-Importe ist jedoch begrenzt. Die zunehmende Nachfrage nach Biogas und Biomethan wird zukünftig die verfügbaren Potenziale voraussichtlich bei Weitem übersteigen.

Das Preisniveau ist dabei vor allem abhängig von den politischen Rahmenbedingungen auf der Nachfrageseite. Eine Untersuchung der Biomethane Industrial Partnership weist in Abhängigkeit der Einsatzstoffe und Anlagengröße aktuelle Biomethanherzeugungspreise von 54 bis 84 EUR/MWh aus.



Bei der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan fällt zudem eine nicht unerhebliche Menge an Kohlenstoffdioxid an, welches für die Herstellung von synthetischem Methan genutzt werden kann. Synthetisches Methan ist ein potenzieller Transportvektor für Wasserstoff aus dem Ausland. Der Wirtschaftlichkeitsvergleich der Transportvektoren ist noch offen. Biomethan bietet langfristig ein großes Potenzial für eine klimaneutrale Energieversorgung unter Nutzung vorhandener Infrastrukturen und bewährter Technologien.

Die Potenziale von Biomethan sind jedoch lokal sehr unterschiedlich. Von besonderer Bedeutung ist hier, dass die Netzintegration mit den Netzplanungen in Einklang gebracht wird und der Netzanschluss und die Kostentragung zu angemessenen Bedingungen erfolgt (vgl. hierzu BDEW-Diskussionspapier<sup>3</sup> „Weiterentwicklung der Biomethaneinspeisung in Gasnetze“).

**9. Wie sollten Artikel 56 und Artikel 57 der EU-Gasbinnenmarkttrichtlinie umgesetzt werden, sodass die dort angelegten Pläne zur Entwicklung der Wasserstoffverteilernetze und zur Stilllegung von Erdgasverteilernetzen sinnvoll mit Wärmeplänen und verbindlichen Fahrplänen nach § 71k GEG verzahnt sind?**

Sowohl bei der Umsetzung der unionsrechtlichen Vorgaben als auch der Konkretisierung der Anforderungen an die Fahrpläne nach § 71k GEG ist auf eine konsistente Ausgestaltung der Regelungen zu achten. Zum einen bezüglich der Planungsinhalte, zum anderen müssen die verschiedenen Instrumente auch zeitlich in Bezug aufeinander erstellt und angepasst werden können. Idealerweise werden Verteilernetzbetreiber in die Lage versetzt, sowohl die Umstellung auf Wasserstoff als auch die endgültige Stilllegung von Netzen bzw. Netzteilen in einem Planungsschritt erarbeiten zu können. Diese Planungen müssen in der zeitlichen Abfolge wiederum so ausgestaltet sein, dass sie bei Bedarf als grundlegende Eingaben für die kommunalen Wärmeplanungen und daran anschließend in Form von verbindlichen Fahrplänen gemäß § 71k GEG berücksichtigt werden können. Diese Eingaben müssen in der zeitlichen Abfolge mit der Erstellung des übergeordneten integrierten Netzentwicklungsplanes abgestimmt sein.

Da der kommunalen Wärmeplanung in diesem Zusammenhang eine wichtige Bedeutung zukommt, muss gewährleistet sein, dass für die Erstellung der kommunalen Wärmeplanung nur Dienstleister herangezogen werden, die über hinreichend fachliche Expertise verfügen, um die komplexen Planungszusammenhänge berücksichtigen und bewerten zu können. Dieses sollte

---

<sup>3</sup> [BDEW-Diskussionspapier vom 19. März 2024 „Weiterentwicklung der Biomethaneinspeisung in Gasnetze“](#)

ein wesentliches Auswahlkriterium bei der Vergabe solcher Dienstleistungen sein. Gegebenenfalls sind an dieser Stelle Konkretisierungen im WPG erforderlich bzw. bei den in Arbeit befindlichen Unterlagen des BMWK/BMWSB sowie beim Musterleistungsverzeichnis zur Ausschreibung einer Wärmeplanung des Kompetenzzentrums Kommunale Wärmewende.

Für Netzbetreiber ist bei der Umsetzung der Transformationsplanung insbesondere wichtig:

- dass die Erstellung der Transformationsplanung nicht mit unverhältnismäßigen Aufwänden und langwierigen Verfahren verbunden wird,
- dass die Transformationspläne hinreichende Flexibilität für eine Anpassung durch den Netzbetreiber enthalten,
- dass das genaue Stilllegungsdatum in einem Korridor angegeben werden kann und nicht verpflichtend datumsscharf ist.

Angesichts knapper zeitlicher und personeller Ressourcen ist ein aufeinander abgestimmter Rechtsrahmen und die zeitnahe Umsetzung der europäischen Vorgaben erforderlich, damit die Netzbetreiber Gelegenheit haben, sich auf die auf sie zukommenden komplexen Anforderungen einzustellen.

Für die Energieinfrastrukturplanung auf Verteilernetzebene ist eine fortlaufende Erstellung und verbindliche Bestätigung eines rechtssicheren Szenariorahmens erforderlich. Als zeitlicher Rhythmus ist hierfür ein Zweijahreszeitraum – wie es bereits auf Fernleitungsnetzebene erfolgt – zu wählen. Dabei sind die Entwicklungen der Energiebedarfe für die jeweils nächsten zehn Jahre sowie bis zum Jahr der durch die Kommune auf Verteilernetzebene angestrebten Klimaneutralität zu berücksichtigen.

Es wäre wünschenswert, dass bei der Erstellung der Entwicklungspläne für Wasserstoffverteilernetze gemäß Artikel 56 GasRL möglichst die dann vorliegenden Transformationsplanungen der Gasnetzbetreiber (bspw. dem Gasnetzgebietstransformationsplan nach DVGW-Regelwerk) genutzt werden bzw. auf ihnen aufgesetzt werden können.

**10. Wie sollten Artikel 56 und Artikel 57 der EU-Gasbinnenmarkttrichtlinie umgesetzt werden, sodass die dort angelegten Pläne zur Entwicklung der Wasserstoffverteilernetze und zur Stilllegung von Erdgasverteilernetzen sinnvoll mit dem Netzentwicklungsplan Gas und der Systementwicklungsstrategie verzahnt sind?**

Die besonderen Erfordernisse der (Wasserstoff-)Verteilernetze sollten schon jetzt gleichzeitig mit den Regelungen zur integrierten Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

mitgedacht werden, damit eine schnelle und durchgängig gemeinsame Entwicklung der Gas- und Wasserstoffinfrastrukturen für alle Netzebenen erfolgen kann. Die Transformationspläne der Verteilernetzbetreiber schaffen umgekehrt Planungssicherheit auf der Fernleitungsnetzebene (Gas wie Wasserstoff).

Grundlage dafür ist eine gewisse Verbindlichkeit der Planungen auf allen Netzebenen, soweit das zum Zeitpunkt der Erstellung bereits möglich ist. In zeitlicher Hinsicht sollten die Intervalle der integrierten Netzentwicklungsplanung, der Transformationsplanung und auch der Systementwicklungsstrategie so angepasst werden, dass sie sinnvoll aufeinander aufbauen können.

Die Transformation der Gasversorgung umfasst eine Vielzahl an Akteuren. Über das Wasserstofftransportnetz werden die Kunden bis auf wenige Ausnahmen voraussichtlich nicht direkt versorgt, sondern die Versorgung erfolgt über die Verteilernetzbetreiber, an deren Netzen viele zukünftige Wasserstoffkunden bereits jetzt angeschlossen sind. Da im Normalfall folglich kein direktes Kundenverhältnis besteht, liegen den Betreibern der Fernleitungen nur wenig Details über die erwarteten Wasserstoffbedarfe der Kunden in der Region vor.

Die lokalen Kunden, insbesondere im Industriebereich, haben bisweilen schon klare Vorstellungen davon, wann sie Wasserstoff einsetzen wollen, oder benötigen Informationen über eine Wasserstoffumstellung für die Planung ihrer Prozesse – denn Investitionsentscheidungen in neue Produktionsanlagen müssen bisweilen Jahre zuvor getroffen werden und betriebliche Investitionszyklen berücksichtigt werden. Aber auch Privatpersonen brauchen für die Planung der Heizung im Eigenheim Klarheit über die Umstellung der Versorgung. Hierzu wird eine vorausschauende Transformationsplanung mit Umstellzeitpunkten des Netzes vor Ort benötigt.

Die Verteilernetzbetreiber haben die Aufgabe, die Transformation von den vorgelagerten Fernleitungen hin zum lokalen Kunden zeitlich gut aufeinander abzustimmen und die Wasserstoffnetzinfrastruktur auf der Verteilernetzebene zu entwickeln. Es ist daher essenziell, dass die Verteilernetzbetreiber in den Dialog mit Industriekunden und Kommunen einerseits und den vorgelagerten Netzbetreibern andererseits treten. Hierdurch können iterativ optimale Umstellzeitpunkte für Abschnitte im Verteilernetz bestimmt werden, die sowohl die Möglichkeiten der Versorgung als auch die Bedarfe der Kunden optimal aufeinander abstimmen.

Diese Kohärenz der Planung gilt nicht nur für industrielle Endabnehmer, sondern genauso für die Entwicklung einer kommunalen Wärmeplanung. Zeichnen sich etwa lokale Wasserstoffankerkunden in einer Kommune ab, kann die Wärmeversorgung mit Wasserstoff – direkt über das Verteilernetz oder indirekt über ein Wärmenetz – eine naheliegende und volkswirtschaftlich sinnvolle Dekarbonisierungsoption darstellen (siehe auch Frage 9).

## Anschlussverpflichtungen/Stillegungspläne

### 11. Ab welchem Jahr (2030, 2035, 2040, ...?) ist damit zu rechnen, dass es vermehrt zu Anschlussverweigerungen und Anschlusskündigungen in Gasverteilernetzen kommen könnte?

Die Transformation der Gasnetze ist ein heterogener Prozess, der sich über zwei Dekaden erstrecken wird, wobei der Umbau nicht überall im gleichen Tempo erfolgt. Maßgeblich ist dabei insbesondere die Wärmewende, die speziell von der kommunalen Wärmeplanung und den Gegebenheiten vor Ort beeinflusst wird.

Gemäß WPG müssen Kommunen mit mehr als 100.000 Einwohnern bis zum 30. Juni 2026 Wärmepläne erstellen, für alle anderen Gemeinden endet die Frist am 30. Juni 2028. Durch die mittel- und langfristige Gestaltung der Wärmeversorgung und die Ausweisung von Wärmenetz- und Wasserstoffnetzgebieten durch die Kommunen sollte spätestens dann Planungssicherheit für Letztverbraucher und Netzbetreiber bestehen.

In Baden-Württemberg mussten Stadtkreise und Große Kreisstädte bereits bis Ende 2023 einen kommunalen Wärmeplan aufstellen, mit dem Ziel eines klimaneutralen Gebäudebestands bereits bis zum Jahr 2040. Es kann daher in einigen Regionen/Kommunen bereits deutlich vor 2030 zu vermehrten Anschlusskündigungen von Gasnetznutzern kommen.

Die Entwicklung der Anschlusskündigungen durch die Netzkunden wird sich regional unterscheiden und ist u. a. abhängig von den kommunalen Wärmeplänen, der Verfügbarkeit und Preise anderer Energieträger und deren Leitungsinfrastrukturen, den Vorlaufzeiten zur Umstellung und letztendlich auch von den Gaspreisen einschließlich der Gasnetzentgelte.

Mit Blick auf die anlaufenden Wärmeplanungen und die langen Vorlaufzeiten wird mit einem weiteren deutlichen Anstieg der **Anschlusskündigungen durch die Netzkunden** im Zeitraum 2030 bis 2035 gerechnet.

Verteilernetzbetreiber sollten im Sinne der gesamtwirtschaftlichen Optimierung und der Sicherung eines wirtschaftlichen Netzbetriebs spätestens **mit Vorliegen der Transformationsplanung Neuanschlüsse verweigern dürfen**.

Eine **Kündigung bestehender Netzanschlüsse durch die Netzbetreiber sollte nach Vorliegen der Transformationsplanungen mit angemessenem zeitlichem Vorlauf** erfolgen können. Hier müssen die Belange sowohl der Letztverbraucher als auch der Netzbetreiber und verbleibenden Netznutzer berücksichtigt werden. Die Beendigung der Netzanschlussverträge sollte auch mit Blick auf die Kosteneffizienz möglichst in einem geplanten und koordinierten Prozess mit frühzeitiger Einbeziehung der Kommunen und Betroffenen erfolgen.

## **12. Welchen zeitlichen Vorlaufs/Verfahrens bedürfen Anschlusskündigungen, um insbesondere den Netzanschlusskunden und Lieferanten eine angemessene Vorbereitungszeit zu geben?**

Die Information über absehbare Leitungsstilllegungen muss mit ausreichender Vorlaufzeit im Rahmen der Wärmeplanung gemeinsam von den planungsverantwortlichen Stellen und den Netzbetreibern an die Netzanschlusskunden und die Lieferanten kommuniziert werden. Anzustreben wäre, dass unverbindliche Vorankündigungen bereits langfristig, z. B. mit einem Vorlauf von 10 - 15 Jahren erfolgen. Für konkrete, verbindliche Ankündigungen sollten Vorlaufzeiten von bis zu 5 Jahren angestrebt werden.

Ziel muss es sein, dass zum Stilllegungszeitpunkt alternative Versorgungsoptionen verfügbar sind. Dies liegt jedoch nicht im Verantwortungsbereich des Gasverteilernezbetreibers. Die Kommunen sollten hierzu ggf. zentrale Beratungsstellen einrichten.

Auch eine Umstellung von Gasleitungen auf Wasserstoff sollte mit ausreichenden Vorlaufzeiten kommuniziert werden.

Die Vorlaufzeiten sind bei der Verzahnung der verschiedenen Planungen vom Gesetzgeber entsprechend zu berücksichtigen.

Im Idealfall würden die Vorlaufzeiten die (Rest-)Nutzungsdauer der angeschlossenen Kundenanlagen berücksichtigen, dies wird bei Haushaltskunden mit Blick auf die langen Nutzungsdauern von Heizungsanlagen und die hohe Heterogenität jedoch kaum umsetzbar sein. Hier könnten ggf. öffentliche Förder- oder Unterstützungsmaßnahmen notwendig werden.

Auch auf die Marktseite haben entsprechende Anschlusskündigungen eine Auswirkung, daher sollte auch hier im aggregierten, geeigneten Format der Markt informiert werden, beispielsweise analog dem Marktraumumstellungsbericht.

Grundsätzlich ist es wichtig, dass die Kommunikation zur grundsätzlichen Notwendigkeit von Stilllegungen des Gasnetzes oder Teilen davon von staatlicher Stelle erfolgt. Es bedarf einer bundesweiten Aufklärung und Sensibilisierung der betroffenen Kunden.

## **13. Was ist ein realistischer Zeitraum für einen Stilllegungspfad im Rahmen eines Stilllegungsplans? Von welchen Faktoren hängt die Länge eines Stilllegungspfades ab?**

Dieser Zeitrahmen wird in vielen Fällen geprägt von den kommunalen Wärmeplanungen und der zeitlichen Verfügbarkeit alternativer Energieversorgungsoptionen. Die Belange der

Gasnetzbetreiber vor Ort und die für die Transformation erforderlichen Zeiträume sollten hierbei berücksichtigt werden.

Die Länge eines Stilllegungspfades hängt neben u. a. aus der kommunalen Wärmeplanung resultierenden Bedarfsänderungen in der Praxis zusätzlich von diversen (regionalen) Faktoren ab, wie die Verfügbarkeit alternativer Wärmeoptionen und alternativer Energieträger, von den Ressourcen, die für die Umstellung zur Verfügung stehen (insb. Fachpersonal) sowie von den Kosten sowohl für die Netzbetreiber als auch für die betreffenden Kunden.

Vgl. auch Antworten zu Frage 12.

**14. In einigen Fällen müssen bei einer Stilllegung oder der Kündigung des Gasnetzanschlusses bestehende Gasversorgungsverträge beendet werden. Sind für diese Fälle gesonderte Regelungen für eine Kündigung dieser Verträge erforderlich oder reichen die, ggf. nach dem Zivilrecht, bestehenden rechtlichen Möglichkeiten aus? Welche Vorlaufzeiten sind für die Vertragsbeendigungen notwendig? Welche Mindestvertragslaufzeiten und Kündigungsfristen sind gebräuchlich in Gasversorgungsverträgen?**

Unter AGB-rechtlichen Gesichtspunkten sind im B2C-Bereich die Erstvertragslaufzeiten von Gaslieferverträgen nicht länger als zwei Jahre und die Kündigungsfristen betragen maximal einen Monat. Nach Ablauf der maximal zweijährigen Erstvertragslaufzeit läuft der Vertrag mit einer beidseitigen Kündigungsfrist von einem Monat unbefristet weiter. Für Gaslieferverträge, die vor dem 1. März 2022 abgeschlossen worden sind, gilt noch die alte Rechtslage, wonach eine stillschweigende Verlängerung um ein weiteres Jahr möglich ist, wenn keine der beiden Vertragsparteien nach Ablauf der Vertragslaufzeit von ihrem ordentlichen Kündigungsrecht Gebrauch gemacht haben.

Im B2B-Segment sind auch längere Vertragslaufzeiten bis zu fünf Jahren möglich. In Einzelfällen können noch längere Vertragslaufzeiten zwischen den Vertragspartnern vereinbart werden, insbesondere wenn die langen Vertragslaufzeiten der Amortisation von Investitionen dienen, die mit der Gasbelieferung im Zusammenhang stehen. Bei der Lieferung von Biomethan oder der Lieferung an Kraftwerke unterschiedlicher Größen (BHKWS etc.) können sehr lange Laufzeiten sogar die Regel sein.

Zur Vermeidung von möglichen Schadensersatzansprüchen des Kunden gegenüber dem Gaslieferanten wäre eine gesetzliche Regelung im EnWG wünschenswert, die den Lieferanten von seiner Lieferpflicht freistellt, wenn die Belieferung aufgrund einer netzseitigen Maßnahme nicht möglich ist, die sich außerhalb seiner Einflussphäre befindet. Eine vergleichbare Regelung ist bereits in der Grundversorgung in § 6 Abs. 3 GasGVV enthalten, wonach der

Grundversorger von seiner Leistungspflicht befreit ist, soweit es sich bei der Unterbrechung der Gasversorgung um Folgen einer Störung des Netzbetriebes handelt. Um eine Kündigung des Gaslieferungsvertrages auf den Zeitpunkt der Einstellung der Anschlussnutzung zu ermöglichen, ist zudem ein außerordentliches Kündigungsrecht zugunsten des Energielieferanten erforderlich.

### **BDEW-Formulierungsvorschlag**

#### **§ 41 Abs. 9 EnWG – Energielieferverträge mit Letztverbrauchern**

(9) Bei einer Unterbrechung oder bei Unregelmäßigkeiten in der Energieversorgung ist, soweit es sich um Folgen einer Störung oder Einstellung des Netzbetriebs einschließlich des Netzanschlusses oder einer Störung des Messstellenbetriebes handelt, der Energielieferant von der Leistungspflicht befreit. Der Energielieferant ist verpflichtet, seinen Kunden auf Verlangen unverzüglich über die mit der Schadensverursachung durch den Netzbetreiber zusammenhängenden Tatsachen insoweit Auskunft zu geben, als sie ihm bekannt sind oder von ihm in zumutbarer Weise aufgeklärt werden können. Im Falle einer Einstellung der Anschlussnutzung ist der Energielieferant zur außerordentlichen Kündigung des Energieliefervertrages zum Termin der Einstellung der Anschlussnutzung berechtigt.

#### **15. Wie könnte aus Ihrer Sicht eine Konsultation/Information der betroffenen Netznutzer und anderer Betroffener im Vorfeld einer Stilllegung, Anschlussverweigerung und/oder Sonderkündigung aussehen?**

Grundsätzlich ist es wichtig, dass die Kommunikation zur grundsätzlichen Notwendigkeit von Stilllegungen des Gasnetzes oder Teilen davon von staatlicher Stelle erfolgt.

Wichtig ist auch eine transparente Kommunikation der zukünftigen Versorgungsalternativen und einen Plan aufzuzeigen, wie die Energie- bzw. Wärmeversorgung auch ohne den Gasnetzanschluss sichergestellt werden kann. Dies kann nicht die Aufgabe des Gasverteilernetzbetreibers sein, die lediglich innerhalb der für sie geltenden Rahmenbedingungen agieren.

Es erscheint notwendig, dass neben den Gasnetzbetreibern auch die betroffenen Netznutzer und andere Betroffene bei der Kommunalen Wärmeplanung einbezogen werden. Informationen zu einer geplanten Stilllegung sollten allen Lieferanten zugänglich gemacht werden.

Vgl. auch Antworten zu Frage 12.

**16. Ist ein Rückbau einzelner Netzanschlüsse – beispielsweise aus Sicherheitsgründen – erforderlich oder reicht in der Regel die Trennung bzw. Stilllegung des Anschlusses? Müsste der Anschluss bei einer Trennung bzw. Stilllegung weiterhin regelmäßig gewartet werden? Mit welchen Kosten wäre jeweils (Rückbau vs. Trennung/Stilllegung) zu rechnen?**

Ein Rückbau ist aus Sicherheitsgründen nicht erforderlich. In der Regel reicht die Trennung bzw. Stilllegung eines Netzanschlusses ohne technischen Rückbau aus.

Die Stilllegung bzw. Trennung beinhaltet die dauerhafte Unterbrechung des Netzanschlusses.

Die Netzanschlussleitung wird physisch an der Hauseinführung entweder im Haus-Innenbereich oder im Außenbereich getrennt und dauerhaft dicht verschlossen, Messeinrichtungen und Anlagenteile im Eigentum des Netzbetreibers werden ausgebaut (vgl. DVGW G 465-2, Kap. 6.3 „Außerbetriebnahme“; Kap. 6.4 „Stilllegung“). Die Netzanschlussleitung wird nicht entfernt. Bei einigen Netzbetreiber erfolgt eine zusätzliche Trennung der Anschlussleitung auf der Grundstücksgrenze bzw. an der Versorgungsleitung.

- › Im ersten Fall (Trennung am Gebäude) verbleibt die Netzanschlussleitung „unter Gas“ und wird, wie in Betrieb befindliche Leitungen, regelmäßig überprüft und gewartet.
- › Im zweiten Fall (Trennung an Grundstücksgrenze) ist die stillgelegte Hausanschlussleitung ohne Gas und muss deshalb nicht mehr gewartet werden.

Die Höhe der Kosten von Rückbau bzw. Stilllegung sind schwer einzuschätzen und werden sich angesichts der örtlichen Gegebenheiten auch unterscheiden. Die Kosten der Stilllegung liegen jedoch deutlich unter den Kosten eines Rückbaus. Insbesondere fallen bei einem Rückbau die Kosten für den Tiefbau ins Gewicht. So sprechen insbesondere die hohen Kosten und die erforderlichen Bauaktivitäten gegen einen Rückbau.

Da für Netzanschlüsse teilweise auch öffentliche Verkehrswege genutzt werden, gelten diesbezüglich hinsichtlich der Kosten und Optimierungspotenziale auch die Aussagen zu Frage 22.

**17. Wie sollten Stilllegungen von Netzanschlüssen zukünftig finanziert werden?**

Mit der Einstellung der Anschlussnutzung ist der Gasnetzanschluss unter Beachtung der anerkannten Regeln der Technik (DVGW G 459-1Ziff. 8.5) vom Gasversorgungsnetz physisch zu trennen, um die dauerhafte Sicherheit der Netzanschlussleitung zu gewährleisten.

Nach § 9 Abs. 1 NDAV kann der Netzbetreiber gegenüber dem Anschlussnehmer einen Kostenerstattungsanspruch für die erstmalige Herstellung des Netzanschlusses geltend machen oder wenn Veränderungen am Hausanschluss durch den Anschlussnehmer zur weiteren



Nutzung des Anschlusses veranlasst werden. Hintergrund der Regelung ist, dass die individuell entstehenden Kosten im Zusammenhang mit dem Netzanschluss dem Anschlussnehmer verursachungsgerecht zugeordnet werden und nicht auf die Gesamtheit der Gaskunden durch die Netzentgelte umgelegt werden sollen.

Dieser Grundsatz der verursachergerechten Kostenzuordnung gilt nicht nur für die Aufnahme der Gasversorgung, sondern auch für die Einstellung der Anschlussnutzung und der erforderlichen Abtrennung und ggf. erforderlichen Beseitigung des Netzanschlusses (so auch Theobald/Kühling/Hartmann/Blumenthal-Barby, Energierecht; 9 NDAV § 9 Rn. 15 ff.), ohne dass der Wortlaut der Regelung dies bislang eindeutig zum Ausdruck bringt. Sofern der Gasnetzbetreiber die Rückbaukosten nicht in Rechnung stellen kann, wären diese Kosten bereits in die erstmaligen Herstellungskosten einzukalkulieren, was in der Praxis allerdings nicht der Fall ist und aufgrund der bislang fiktiven Kostenanteile auch rechtlich problematisch gewesen wäre.

Deshalb sollte in § 9 Abs. 1 NDAV ausdrücklich klargestellt werden, dass die Abtrennungs- und Rückbaukosten für den Netzanschluss vom Anschlussnehmer in gleicher Weise zu tragen sind, wie die erstmaligen Herstellungskosten. Dabei ist zu prüfen, ob es zusätzlich zu einer verursachungsgerechten Kostenaufteilung zusätzlicher Elemente bedarf, um eine angemessene und sozialverträgliche Transformation für alle Kunden zu gewährleisten.

### **BDEW-Formulierungsvorschlag**

#### **§ 9 Abs.1 NDAV - Kostenerstattung für die Herstellung, Änderung, Abtrennung und Beseitigung des Netzanschlusses**

(1) Der Netzbetreiber ist berechtigt, vom Anschlussnehmer die Erstattung der bei wirtschaftlich effizienter Betriebsführung notwendigen Kosten für

1. die Herstellung des Netzanschlusses,
2. die Änderungen des Netzanschlusses, die durch eine Änderung oder Erweiterung der Kundenanlage erforderlich oder aus anderen Gründen vom Anschlussnehmer veranlasst werden,

#### **3. die Abtrennung und die Beseitigung des Netzanschlusses**

zu verlangen. Die Kosten können auf der Grundlage der durchschnittlich für vergleichbare Fälle entstehenden Kosten pauschal berechnet werden. Im Falle einer pauschalierten Kostenberechnung sind Eigenleistungen des Anschlussnehmers angemessen zu berücksichtigen. Die Netzanschlusskosten sind so darzustellen, dass der Anschlussnehmer die Anwendung des pauschalierten Berechnungsverfahrens einfach nachvollziehen kann; wesentliche Berechnungsbestandteile sind auszuweisen.

Ergänzend sollte sichergestellt werden, dass die Kosten für die Stilllegung und Beseitigung von Netzanschlüssen, die nicht vom Anschlussnehmer zu tragen sind, regulatorisch vollständig berücksichtigt werden.

### **18. Wie ließe sich dabei eine Ungleichbehandlung der Anschlussnehmer vermeiden?**

Um eine Ungleichbehandlung der Anschlussnehmer zu minimieren, sind klare gesetzliche Vorgaben oder entsprechende bundeseinheitliche Festlegungen der BNetzA erforderlich.

### **19. Bedarf es hier besonderer Regelungen für Einspeiser von Biomethan, insbesondere, wie können Zielkonflikte gelöst werden?**

Biomethan kann einen wesentlichen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten. Grundsätzlich ist der Zugang von erneuerbaren und kohlenstoffarmen Gasen zum Markt und zur Infrastruktur zu ermöglichen (vgl. Artikel 30 GasRL, Artikel 36 Abs. 1 GasVO, Version 2024).

Auch während der Transformation der Gasnetze sollte einerseits für die Biomethaneinspeisung ein hohes Maß an Planungssicherheit gewährleistet sein. Andererseits müssen die mit dem Anschluss und Netzzugang von Biomethananlagen verbundenen Kosten für Gasnetzbetreiber/Gasnetznutzer wirtschaftlich zumutbar und verträglich bleiben (vgl. Artikel 38 GasRL, Artikel 36 Abs. 2 GasVO, Version 2024). Hier gilt es einen angemessenen Ausgleich zu finden.

Aktuell sehen wir einen starken Anstieg bei den Anschlussbegehren zur Biomethaneinspeisung in Gasnetze, der eine schnelle Reaktion der regelsetzenden Instanzen erfordert. Diese Zunahme an Anschlussbegehren und die weitgehende rechtliche Verpflichtung zum Anschluss treten in ein Spannungsverhältnis mit der Transformation der Gasnetze, die je nach Planungen vor Ort nicht auf einen Ausbau mit Blick auf Biomethan, sondern auf eine Umstellung auf Wasserstoff oder eine langfristige Stilllegung ausgerichtet ist.

Der BDEW hat hierzu ein aktuelles Diskussionspapier<sup>4</sup> zum Thema „Weiterentwicklung der Biomethaneinspeisung“ erstellt, in welchem über verschiedene Wertschöpfungsstufen hinweg,

---

<sup>4</sup> [BDEW-Diskussionspapier vom 19. März 2024 „Weiterentwicklung der Biomethaneinspeisung in Gasnetze“](#)

darunter Netzbetreiber und Biomethanproduzenten, Vorschläge zur Weiterentwicklung sowie zur Lösung von Konflikten gemacht werden.

Damit einher geht die Klärung, ob Vorranggebiete oder Netzcluster für Biomethaneinspeisungen im Gasnetz in Frage kommen. Vorranggebiete / Netzcluster sollten insbesondere dadurch gekennzeichnet sein, dass die entsprechenden Leitungen, in welche die Biomethaneinspeisung erfolgen soll, auf absehbare Zeit nicht auf Wasserstoff umgestellt werden. Dadurch kann Klarheit gewonnen werden, wo Biomethaneinspeisungen langfristig Vorteile bieten und somit gewährt werden sollen. Für Gebiete mit geringen Biomethan-Potenzialen wird die Stilllegung (oder Umstellung auf Wasserstoff) ermöglicht.

Des Weiteren beinhalten die Vorschläge unter anderem eine Verknüpfung von Planungen hinsichtlich der kommunalen Wärmeplanung und der Transformation der Gasnetze unter Einbezug von **Wirtschaftlichkeitskriterien und eines Variantenvergleichs**. Im Rahmen der verzahnten Planung der Gas-, Wasserstoff- und Stromnetze ist die Biomethan-Einspeisegarantie so fortzuentwickeln, dass sowohl für Netzbetreiber als auch für Einspeiser und Biomethankunden **Planungs- und Investitionssicherheit** gegeben ist. Die Wirtschaftlichkeit und die Nachhaltigkeit des Betriebs müssen als Bestandteile der Netzzugangsprüfung fortentwickelt werden.

Für den konkreten Netzanschluss müssen die aktuellen rechtlichen Vorgaben, wie sie derzeit in § 33 GasNZV niedergelegt sind, inhaltlich weiterentwickelt werden. Bei der **Mindestverfügbarkeit** ist zu diskutieren, wie die dauerhafte Verfügbarkeit des Netzanschlusses durch flexible, aber planbare Ansätze, die regionale Bedarfe stärker einbeziehen, abgelöst werden kann. Ein Ansatz könnten individuell vertraglich zu verhandelnde Verfügbarkeiten sein. Gleichzeitig sind verbindliche unterjährige Einspeise-Kapazitätsbuchungen zu diskutieren.

Außerdem ist eine **stärkere Lenkungswirkung im Rahmen der Kostenteilung** erforderlich. In diesem Kontext gilt es, die Deckelung der Anschlusskosten für die Anlagenbetreiber (wie bspw. bisher auf 250.000 EUR bei einer Anschlusslänge von bis zu 1 km) unter Beachtung der Vorgaben der Gas-Binnenmarkt-Richtlinie kritisch zu überprüfen. Dabei sollte auch die Allokation möglicher Kostenanteile für eine Rückverdichtung in höhere Druckstufen bzw. für eine direkte Einspeisung in das Hochdrucknetz beim Anlagenbetreiber geprüft werden.

Der **Zusammenschluss von Kleinstanlagen** wird wertschöpfungsstufenübergreifend für sinnvoll gehalten und bringt für Einspeiser, Netzbetreiber und Netznutzer erhebliche Kostensenkungen und sollte daher angereizt werden.

Zudem sollte in diesem Zuge geprüft werden, ob Biogasanlagen aktiv zur Absicherung des Stromnetzes eingesetzt werden können. Diese Möglichkeit könnte ggf. den Leistungsbedarf für Spitzenlastkraftwerke im Wasserstoff-Kernnetz reduzieren. Bei einzelnen Anlagen kann

sich die Fortführung der Vor-Ort-Verstromung als die Variante mit dem höchsten volks- und energiewirtschaftlichen Nutzen erweisen.

Die für die Realisierung von Netzanschlüssen für Biomethananlagen resultierenden Kosten werden über die Biogas-Umlage gewälzt und durch die Letztverbraucher getragen. **Förderprogramme** könnten hier einen wichtigen Beitrag zur Begrenzung des Kostenanstiegs leisten.

Spätestens zum Auslaufen der GasNZV zum 31. Dezember 2025 braucht es endgültige Klarheit über die künftigen rechtlichen Rahmenbedingungen zum Anschluss von Biomethananlagen, zum Umfang der Einspeisung sowie zur künftigen Kostenaufteilung (§§ 33 ff. GasNZV). Die BNetzA hat angekündigt, den Prozess zur Entwicklung von themenbezogenen Nachfolgeregelungen für die Regelungsinhalte der auslaufenden GasNZV – ausdrücklich auch zum Zugang Biogas – noch im Frühjahr 2024 einzuleiten.

Bezüglich der Anforderungen an die Gasbeschaffenheit bezieht sich die GasNZV auf einen veralteten Stand des DVGW-Regelwerks – insb. des DVGW-Arbeitsblattes G 260 – und folglich auf einen veralteten technischen Stand und sollte deshalb dringend angepasst werden.

## **20. Wann sollte ein Gasnetz schon vor dem Jahr 2045 stillgelegt werden, um unverhältnismäßige Kosten zu vermeiden?**

Wenn ein Gasnetz keine wesentliche Versorgungs- oder Transportfunktion mehr hat und auch nicht absehbar für den Transport von Biomethan oder Wasserstoff benötigt wird, sollte der Netzbetreiber es auch schon vor dem Jahr 2045 stilllegen können. Zu beachten ist, dass die Versorgungsaufgabe immer dem tatsächlichen oder antizipierten Bedarf folgt und entweder kundengetrieben (Letztverbraucher beenden ggf. kurzfristig Gasnetznutzung, z. B. bei Wechsel Energieträger) oder netzbetreibergetrieben (Kündigung Netzanschlussverträge mit ausreichender Vorlaufzeit) entfallen kann. Auch eine Überlagerung beider Entwicklungen ist vorstellbar. Der Netzbetreiber muss hierbei selbst festlegen können, wann im Verlauf der Umsetzung der kommunalen Wärmeplanung oder wegen wirtschaftlicher (Un-)Zumutbarkeit des Weiterbetriebs die Stilllegung erforderlich wird.

Insbesondere bei Netzabschnitten, welche zeitnah ihre technische Lebensdauer erreichen und demnächst ersetzt werden müssten, sollten Ersatzinvestitionen unter Berücksichtigung der Langfristperspektive und der volkswirtschaftlichen Effizienz geprüft werden.

Zusätzlich kann es volkswirtschaftlich und betriebswirtschaftlich von Vorteil sein, Gebiete gebündelt zu transformieren und stillzulegen. Somit könnte auch die vorgelagerte Versorgungsleitung einem anderen Zweck zugeführt oder auch stillgelegt werden. Die Umstellung von einzelnen Netzanschlüssen innerhalb eines Gebietes über einen langen Zeitraum wird nur

unwesentliche Kosteneinsparungen zur Folge haben und die Leitungen auf höheren Druckstufen, die der Erdgasversorgung der einzelnen Gebiete dienen, nicht für eine potenzielle Umstellung auf Wasserstoff frei machen. Auch diese Entwicklungsoptionen wären in einem zielorientierten Rechtsrahmen entsprechend abzubilden und zu berücksichtigen.

Es muss auch beachtet werden, dass sich die gesetzlichen Vorgaben für das Zieljahr der Erreichung der Klimaneutralität zwischen EU-, Bundes- und Landesebene unterscheiden (EU: 2050; Bund: 2045; in einigen Bundesländern 2040).

## **21. Welche Übergangsfristen könnten die Netznutzer benötigen, um sich auf einen Verzicht auf den Netzanschluss einzustellen?**

Vgl. Antwort zu Frage 12.

## **Rückbauverpflichtungen**

## **22. Haben die betroffenen Kommunen ein Interesse daran, nicht mehr genutzte Gasverteilernetze zurückbauen zu lassen? Welche Gründe sprechen für, welche gegen einen Rückbau? Mit welchen Kosten muss bei einem Rückbau gerechnet werden? Wer könnte diese tragen?**

Ein Rückbau von nicht mehr genutzter Gasnetzinfrastruktur könnte im Einzelfall dann notwendig sein, wenn diese den Ausbau anderer Infrastrukturen (z. B. Fernwärme) oder andere Nutzungen des Grund und Bodens behindert. Ein darüber hinausgehender systematischer Rückbau ist mit Blick auf die von den Kommunen, von den Netzbetreibern und den Netznutzern zu tragenden Kosten und die weiteren Auswirkungen der Baumaßnahmen nicht im Interesse der Kommune.

Gegen einen umfassenden Rückbau sprechen die überaus hohen Kosten, die benötigten Ressourcen (Fachkräfte, Technik) und die resultierenden Verkehrsbeeinträchtigungen, denen kein gesamtwirtschaftlicher Nutzen des Rückbaus gegenübersteht. Die Kosten sowohl für Netzneubau als auch Netzurückbau sind im Wesentlichen geprägt durch die Tiefbaukosten und die Kosten für die Wiederherstellung von Oberflächen. Deshalb kann vereinfacht angenommen werden, dass ein Rückbau in etwa so viel kostet wie eine Neuerrichtung/Wiederbeschaffung. Die Kosten können in begrenztem Umfang optimiert werden durch eine zeitliche Verknüpfung mit anderen Infrastrukturmaßnahmen. Zusätzlich können stillgelegte im Boden verbleibende Leitungen auch einem anderen Verwendungszweck zugeführt werden, z. B. als Leerrohr für die Verlegung von Glasfaser- und Telekommunikationskabeln.

Im Grundsatz sollten Leitungen auch nach Nutzungsende im Boden verbleiben können. Kosten eines Rückbaus sollten angemessen und verursachungsgerecht verteilt werden. Sofern eine Kommune aus übergeordneten städtebaulichen Belangen einen Rückbau anordnet, sollte die Kommune auch die Kosten hierfür tragen.

### **23. Wie bzw. durch wen können zwingend erforderliche Rückbauverpflichtungen identifiziert werden und wie wird ein genereller Verzicht auf Rückbauverpflichtungen bewertet?**

Maßgeblich für Rückbauverpflichtungen sind neben den gesetzlichen Regelungen die vertraglichen Vereinbarungen mit Grundstückseigentümern, Kommunen usw. und die im Grundbuch eingetragenen Rechte.

**Ein vollständiger Rückbau ist in den allermeisten Fällen technisch nicht notwendig und aufgrund der hohen Kosten für Tiefbauarbeiten volkswirtschaftlich nicht sinnvoll.** Im gesamtwirtschaftlichen Interesse muss auf nicht zwingend notwendigen Rückbau verzichtet werden. Die Gasnetzbetreiber entziehen sich damit nicht ihrer Verantwortung. Als Eigentümer stillgelegter Leitungen bleiben sie verantwortlich und nehmen ihre Betreiberpflichten gem. § 49 Abs. 1, 2 EnWG und Gashochdruckleitungsverordnung wahr (s. bspw. Ziff. 11.6 DVGW-Arbeitsblatt G 466).

**Aus diesen Gründen sowie zur Schaffung maximaler Rechtssicherheit sollte eine ausdrückliche und umfassende gesetzliche Duldungspflicht für stillgelegte Gasversorgungsleitungen geschaffen werden.**

Dabei muss auch der Umgang mit etwaigen entgegenstehenden (konzessions-)vertraglichen Vereinbarungen berücksichtigt werden (siehe auch BDEW-Vorschlag zum Umfang von Rückbauverpflichtungen). Eine entsprechende Anpassung kann in § 12 Abs. 4 NDAV und durch einen ergänzenden Absatz in § 113a EnWG erfolgen:

#### **BDEW-Formulierungsvorschlag**

##### **§ 12 NDAV Grundstücksbenutzungsrechte**

(4) Wird die Anschlussnutzung eingestellt, so hat der Eigentümer die auf seinen Grundstücken befindlichen Einrichtungen ~~noch drei Jahre~~ weiterhin unentgeltlich zu dulden, es sei denn, dass ihm dies im Einzelfall nicht zugemutet werden kann. Dies gilt auch für stillgelegte Einrichtungen.

**§ 113a EnWG - Überleitung von Wegenutzungsrechten ~~auf Wasserstoffleitungen~~**

(4) Ist nach bestehenden Gestattungsverträgen, beschränkten persönlichen Dienstbarkeiten oder sonstigen Vereinbarungen, die keine Eintragung einer beschränkten persönlichen Dienstbarkeit vorsehen, für Grundstücke, die Errichtung und der Betrieb von Gasversorgungsleitungen gestattet, so sind diese so auszulegen, dass die Gasversorgungsleitung nach ihrer Stilllegung auch dauernd im Grundstück belassen werden kann, es sei denn, dass dem Grundstückseigentümer dies nicht zugemutet werden kann. Entgegenstehende Vereinbarungen zu anlasslosen Rückbauverpflichtungen von stillgelegten Gasversorgungsleitungen sind unwirksam.

**24. Wäre ein Eintrittsrecht der Kommune in das Eigentum ungenutzter Netze ein wirksames Instrument, um adäquat über deren spätere Nachnutzung, etwa die Verlegung von Datenübertragungsleitungen, zu entscheiden?**

Grundsätzlich wäre ein Erwerbsrecht denkbar. Zu regeln wäre dann auch eine angemessene Entschädigung des Netzbetreibers. Siehe ferner die Antwort zu Frage 30.

Ein Eintrittsrecht der Kommune ist in der Regel in den Endschaftsklauseln der bestehenden Konzessionsverträge verankert und bedarf keiner gesonderten Regelung. Findet sich kein Neukonzessionär, wäre eine Eintrittspflicht der Kommune eine wirksame Regelung. Unter gewissen Voraussetzungen sollte die Kommune daher das Eigentum an den Netzen übernehmen müssen und selbst betreiben bzw. einen geeigneten Netzbetreiber mit der Betriebsführung beauftragen.

**Investitionsverpflichtungen****25. Wie hoch wird der Anteil der Investitionen eingeschätzt, die über die energiewirtschaftsrechtlich bedarfsgerechten und sicherheitstechnisch notwendigen Investitionen hinausgehen? Um welche Art von Investitionen handelt es sich?**

Dem BDEW liegen keine Auswertungen vor, welche Klauseln zu Investitionsverpflichtungen des Konzessionsnehmers in welcher Häufigkeit in Konzessionsverträgen verankert wurden.

Nach unserer Einschätzung sind pauschale Investitionsverpflichtungen in Konzessionsverträgen mit strikt zu realisierenden Investitionsbudgets unabhängig vom energiewirtschaftlichen oder sicherheitstechnisch notwendigen Bedarf nicht mehr zeitgemäß, bestehen aber noch in existierenden Gaskonzessionsverträgen.

Darüber hinaus sollten auch die energiewirtschaftsrechtlich vorgegebenen Investitionspflichten überprüft und reduziert werden. Dies betrifft insbesondere die Verpflichtung zum bedarfsgerechten Netzausbau in § 11 EnWG und die Anschlusspflichten in § 17 EnWG.

**26. Besteht ein Bedarf, die Befreiung von Investitionsverpflichtungen gesetzlich zu regulieren oder halten Sie die Systematik der Anreizregulierung, d. h. die Refinanzierung effizienter Investitionen zur Erfüllung der individuellen Versorgungsaufgabe des Gasverteilernetzes, diesbezüglich für ausreichend?**

Die Systematik der Anreizregulierung regelt die Refinanzierung der Netzkosten unter Berücksichtigung von Effizienz- und Produktivitätsvorgaben. Dies setzt Anreize zur Effizienzsteigerung und Kostensenkung. Bei Investitionsverpflichtungen sind jedoch die Möglichkeiten der Netzbetreiber zur Optimierung begrenzt, was das Risiko erhöht, dass Kosten nicht vollständig refinanziert werden können.

Im Zuge der Transformation der Gasnetze ist es nicht ausreichend, exogen gesetzte Investitionspflichten effizient zu erfüllen. Stattdessen müssen die Investitionspflichten grundsätzlich hinterfragt und dort wo möglich abgebaut/reduziert werden. Die technische Sicherheit und die Versorgungssicherheit sind dabei weiterhin zu gewährleisten.

Deshalb sollte gesetzlich geregelt werden, dass konzessionsvertragliche Investitionsverpflichtungen in Gasverteilernetze, die über die energiewirtschaftlich oder sicherheitstechnisch notwendigen Investitionen hinausgehen, von den Netzbetreibern nicht verlangt werden können (siehe auch III.4).

**27. Gibt es (ausreichende) Kriterien, um notwendige von „überschießenden“ Investitionen abzugrenzen?**

Es gibt keine allgemeingültigen Kriterien zur Abgrenzung „überschießender“ Investitionen. Stattdessen sollte den Netzbetreibern eine betriebswirtschaftliche und technische Optimierung ermöglicht werden, indem exogene Investitionsverpflichtungen auf das sicherheitstechnisch Notwendige reduziert werden (siehe auch III.4).



## Konzessionsverträge

### **28. In welchem Umfang ist damit zu rechnen, dass Konzessionsverträge auslaufen, z. B. bis zu den Jahren 2030, 2035, 2040 etc.?**

Konzessionsverträge dürfen nach § 46 Abs. 2 EnWG derzeit höchstens für eine Laufzeit von 20 Jahren abgeschlossen werden, kürzere Laufzeiten sind möglich.

Der Zeitpunkt des Auslaufens der Konzessionsverträge ist je nach Zeitpunkt des Vertragsabschlusses und der vereinbarten Vertragslaufzeit des Konzessionsvertrages sehr unterschiedlich, wobei regionale Häufungen hinsichtlich desselben Zeitpunkts des Auslaufens auftreten können. Änderungen, die durch das Green Paper angestoßen werden, müssen in jedem Fall auf bestehende Konzessionsverträge anwendbar sein.

### **29. Würden sich Stakeholder unter den derzeitigen Rahmenbedingungen weiterhin auf neu zu vergebende Konzessionen für Gasverteilernetze bewerben? Gibt es ein flächendeckendes Problem, dass es bei auslaufenden Konzessionsverträgen an Bewerbungen auf die Nachfolge mangelt? Wäre eine Zusammenlegung von Netzgebieten ein gangbarer Weg, um den Netzbetrieb interessanter zu machen? Was wäre dabei zu beachten?**

Bei Ablauf von Konzessionsverträgen ist zu beobachten, dass sich immer weniger – in Einzelfällen gar keine – Neukonzessionäre für den Weiterbetrieb des Gasnetzes bewerben. Der zurückgehende Wettbewerb um Gasnetzkonzessionen ist ein deutliches Indiz für ungelöste Probleme, bestehende Unsicherheiten und wirtschaftliche Risiken. Wenn die derzeitigen Rahmenbedingungen unverändert fortgelten würden, wäre mit einem weiteren Rückgang an Bewerbern für auslaufende Konzessionsverträge zu rechnen, der sich mit Fortschreiten der Transformation beschleunigen würde.

Dies ist unabhängig von der Größe der Netzgebiete. Durch eine Zusammenlegung von Netzgebieten würde der Netzbetrieb nicht per se „interessanter“ gemacht.

Es muss sichergestellt werden, dass der Betrieb von Gasnetzen auch unter den Anforderungen der Transformation langfristig planbar und wirtschaftlich darstellbar ist:

- › Erstens gehört dazu ein passender Regulierungsrahmen: Von der BNetzA wurden hierzu erste Verbesserungen eingeleitet (z. B. Flexibilisierung Abschreibungsmodalitäten), weitere Aspekte sind noch ungelöst (u. a. EK-Zins, Effizienzvergleich).
- › Zweitens gehört dazu aber auch eine angemessene Verteilung von Kosten und Risiken: Hier besteht insbesondere Handlungsbedarf zur Vermeidung unnötigen Rückbaus.

- › Drittens wird ein transformationsförderlicher und umsetzbarer Ordnungsrahmen benötigt. Die für den Gasnetzbetrieb relevanten Regelungen in EnWG, GEG und WPG ergeben derzeit noch kein konsistentes Gesamtbild und müssen bei der anstehenden Umsetzung des EU-Gaspakets weiterentwickelt werden.
- › Viertens hängt die Attraktivität des Gasnetzbetriebs maßgeblich davon ab, welche Langfristperspektiven neben einer Stilllegung bestehen. Die derzeit bestehende Unsicherheit sowohl hinsichtlich der zukünftigen Biomethaneinspeisung und -nutzung als auch zum Hochlauf von Wasserstoff, ist ein massives Problem.

Neben diesen zu lösenden Themen müssen Gemeinden auch weiterhin einen „Wettbewerb um das Netz“ ermöglichen und hierzu ein transparentes und diskriminierungsfreies, wettbewerbliches Auswahlverfahren durchführen. Diese Auswahlverfahren sind jedoch durch eine hohe rechtliche Komplexität, erhebliche bürokratische Anforderungen und in vielen Fällen durch langwierige gerichtliche Auseinandersetzungen gekennzeichnet. Eine rechtssichere Abwicklung von Konzessionsvergabeverfahren ist mittlerweile mit erheblichen Kosten für die sich bewerbenden Energieversorgungsunternehmen verbunden. Vor allem bei kleinen ländlichen Gemeinden, wo der Konzessionswettbewerb ohnehin erfahrungsgemäß gering ist bzw. wo in vielen Fällen (wenn überhaupt) nur ein Bewerber vorhanden ist, wird die Unverhältnismäßigkeit von Aufwand und Nutzen besonders deutlich. Eine De-minimis-Klausel zur Vereinfachung der Konzessionsvergabeverfahren, wie sie der BDEW in einem Positionspapier<sup>5</sup> vorgeschlagen hat, könnte in einem ersten Schritt hier Abhilfe schaffen.

### **30. Halten Sie die oben skizzierten Lösungsmöglichkeiten für sinnvoll oder welche andere Lösung würden Sie präferieren? Bitte legen Sie hierfür die Gründe dar.**

Der BDEW hält den Lösungsansatz, bei ausbleibenden Bewerbern für Gasnetzkonzessionen die bisherigen Konzessionsnehmer zum Weiterbetrieb zu verpflichten, weder für sachgerecht noch für sinnvoll. Findet sich kein Neukonzessionär, sollte die Kommune das Eigentum an den Netzen übernehmen und selbst betreiben bzw. einen geeigneten Netzbetreiber mit der Betriebsführung beauftragen (siehe auch III.5).

---

<sup>5</sup> [BDEW-Positionspapier vom 10. Februar 2023 „De-minimis-Klausel bei der Konzessionsvergabe gemäß § 46 Absatz 3 EnWG“](#).

Das Problem sollte jedoch an der Wurzel gelöst werden: Wenn auch unter den Rahmenbedingungen der Transformation Gasnetze wirtschaftlich betrieben werden können und Kosten sowie Risiken angemessen verteilt werden, sind Gasnetzkonzessionen auch zukünftig attraktiv und Neukonzessionäre zu finden (vgl. Antwort zu Frage 29). Darüber hinaus ist das Konzessionsvergaberecht für Gasnetze im Hinblick auf die bereits begonnenen Entwicklungen grundsätzlich zu überdenken (siehe auch Ausführungen zu III.5)

**31. Zur Vermeidung von Versorgungsengpässen kann bei fehlenden Bewerbern auf Neukonzessionen die Verpflichtung des letzten Konzessionärs zum Weiterbetrieb des Netzes erforderlich sein. Für welche pauschale Dauer wäre eine solche Verpflichtung zum Weiterbetrieb sinnvoll?**

Vgl. Antworten zu Fragen 29 und 30.

Eine Verpflichtung zum Weiterbetrieb ist nicht notwendig, wenn auch unter den Rahmenbedingungen der Transformation Gasnetze wirtschaftlich betrieben werden können sowie Kosten und Risiken angemessen verteilt werden.

Eine solche Verpflichtung des Altkonzessionärs würde einen erheblichen Eingriff in seine Grundrechte aus Art. 14, 12, 3 GG darstellen und wäre nur unter sehr engen Voraussetzungen verfassungsrechtlich zulässig.

Der aktuellen Regelung des § 48 Abs. 4 EnWG, wonach die Pflicht zur Zahlung der vertraglich vereinbarten Konzessionsabgabe auch nach Ablauf des Wegenutzungsvertrages bis zur Übertragung der Verteilungsanlagen auf einen neuen Vertragspartner fortgilt, ist das System der fortlaufenden Wieder- bzw. Weitervergabe der Gaskonzession immanent. Die Regelung ist für eine Anwendung auf den Paradigmenwechsel, in dessen Folge sich kein neuer Gaskonzessionär mehr findet, nicht geeignet, denn er würde zu einer „Ewigkeitsverpflichtung“ des Altkonzessionärs führen. Diese wäre verfassungsrechtlich nicht zu rechtfertigen.

Eine Verpflichtung zum Weiterbetrieb des Gasverteilernetzes müsste wegen des erheblichen Eingriffs in das grundrechtlich geschützte Eigentum des Altkonzessionärs gemäß Art. 14 GG in jedem Fall eine angemessene Entschädigung vorsehen. Der Eingriff muss dem Verhältnismäßigkeitsgrundsatz entsprechen und darf nicht länger andauern, als es unbedingt erforderlich ist. Je länger dabei der Eingriff ist, desto höher muss die Entschädigung sein.

**32. Wie soll mit Fällen umgegangen wird, in denen ein Gebäudeeigentümer sich für eine Heizungsanlage, die mit Wasserstoff, Biomethan oder (partiell) mit fossilem Gas**

**betrieben wird, entscheidet in der Annahme, dass das Gasnetz weiterbetrieben oder transformiert wird und im Nachhinein die Stilllegung des Gasnetzes beschlossen wird?**

Entsprechende Regelungen müssen in Abhängigkeit von der Nutzungsdauer der Anlagen und unter Berücksichtigung entsprechender Übergangsfristen sowie der Wärmeplanung erfolgen.

Gebäudeeigentümer sollten von Bund, Ländern und Kommunen frühzeitig über Handlungsbedarfe, Lösungsoptionen und Fördermöglichkeiten informiert werden, um Fehlinvestitionen zu vermeiden. Netzbetreiber sollten jedenfalls in diesen Fällen nicht für entstandene Schäden haftbar gemacht werden können.

### **Sonstiges**

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

Hierzu hat der BDEW derzeit keine Erkenntnisse, dies kann aktuell noch nicht belastbar abgeschätzt werden.

## **Ansprechpartnerin/Ansprechpartner**

Julia Borger, LL.M. (Edinburgh)  
Abteilung Recht  
+49 30 300199-1536  
julia.borger@bdew.de

Jan Kiskemper  
Energienetze, Regulierung & Mobilität  
+49 30 300199-1132  
jan.kiskemper@bdew.de