



**IMPULSPAPIER**

# **Lokale Energieinfrastrukturen – Rückgrat der Energiewende vor Ort**

Impulse für einen integrierten Planungsprozess auf lokaler Ebene

# Impressum

## Herausgeber:

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)  
Chausseestraße 128 a  
10115 Berlin

Tel.: +49 (0)30 66 777-0  
Fax: +49 (0)30 66 777-699

E-Mail: [info@dena.de](mailto:info@dena.de)  
Internet: [www.dena.de](http://www.dena.de)

## Autorinnen und Autoren:

Dr. Andreas Koch (Projektleitung), dena

Adelya Galeeva, dena

Philipp Heilmaier, dena

Martin Jäger, dena

Dr. Tim Mennel, dena

Susanne Schmelcher, dena

Dr. Björn Dietrich, Stromnetz Hamburg GmbH

Sigrid Plötz, Rheinische NETZGesellschaft mbH

Andreas Rixgens, EWE NETZ GmbH

Richard Tretter, Stadtwerke München GmbH

## Bildnachweis:

©shutterstock/AUUSanAKUL

## Stand:

3/2023

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

## Bitte zitieren als:

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

# Kernbotschaften

**Damit Deutschland bis 2045 klimaneutral wird, muss die zukünftige Energieversorgung (Strom, Wärme) nahezu vollständig auf erneuerbare Energien und Wasserstoff (bzw. seine Derivate) ausgelegt werden. Die hierfür notwendige leitungsgebundene Infrastruktur muss erheblich ausgebaut und angepasst werden.**

Die Ausgestaltung der Wärmewende bedarf der Klarheit und Perspektive. Der regional langfristig verfügbare Energieträger(-mix) muss klar kommuniziert und transparent festgeschrieben werden. Die Umsetzung der Wärmewende betrifft Maßnahmen der Einzel- und Großverbraucher, aber vor allem den Ausbau von Strom- und Wärmenetzen, die Stilllegung oder den Umbau fossiler Gasnetze und den Aufbau lokaler Wasserstoffinfrastrukturen.

**Die bestehenden Planungs- und Genehmigungsprozesse auf regionaler und kommunaler Ebene, die derzeit oft nur eine singuläre Betrachtung der einzelnen Sektoren berücksichtigen, sind aktuell nicht dafür geeignet, den Aus- und Umbau der Infrastrukturen rechtzeitig und kosteneffizient zu gewährleisten.**

Die in einigen Bundesländern bereits eingeführte und auch auf Bundesebene vorangetriebene verbindliche kommunale Wärmeplanung stellt einen wichtigen Schritt zur Dekarbonisierung des Wärmesektors dar. Die Umsetzungsinstrumente auf kommunaler Ebene müssen gestärkt und die Zielorientierung bestehender Instrumente muss überprüft werden. Hierfür müssen neben den planerischen auch die regulatorischen und rechtlichen Voraussetzungen geschaffen werden.

**Damit der Aus- und Umbau gelingt, braucht es neben der heutigen, wichtigen kommunalen Wärmeplanung eine darauf aufsetzende integrierte lokale Energieleitplanung, die insbesondere alle leitungsgebundenen Energieinfrastrukturen (Strom, Gas/Wasserstoff, Wärme) umfasst.**

Um den Herausforderungen Rechnung zu tragen, sollte die kommunale Wärmeplanung mit einem hohen Grad an Verbindlichkeit ausgestattet und zu einer mit der lokalen Netzausbauplanung abgestimmten, integrierten Energieleitplanung weiterentwickelt werden. Die lokale Energieleitplanung ergänzt die sektorale Planung durch eine übergeordnete und ganzheitliche Strategie im Sinne einer Systementwicklungsstrategie<sup>1</sup>. Allein so kann die Grundlage geschaffen werden, um abgestimmte und synchronisierte Transformationspläne für alle Energienetze durch die jeweiligen Netzbetreiber der verschiedenen Sparten zu entwickeln. Die Transformationspläne ermöglichen den vorausschauenden Netzausbau und sollten die Potenziale zur Aktivierung von Flexibilität im Stromnetz als ergänzenden Lösungsansatz berücksichtigen.

**Ohne eine verstärkte Nutzung von Informationen durch die Digitalisierung kann die notwendige markt- und netzdienliche Flexibilisierung lokaler Energiesysteme nicht gelingen.**

Grundvoraussetzung für die markt- und netzdienliche Nutzung von Flexibilitäten sind eine umfassende Digitalisierung und Automatisierung. Beim Bau von Netzen ist daher parallel auf die Nutzung einer verbesserten Erfassung der Zustandsdaten und der Bedarfe sowie weiterer Potenziale zu achten, mögliche Anwendungen sind stets mit zu entwickeln.

---

<sup>1</sup> BMWK (2022): Die Systementwicklungsstrategie: Ein Rahmen für die Transformation zum klimaneutralen Energiesystem (Quelle: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/ses.html>)

# Inhalt

<b>1</b>	<b>Warum auf lokaler Ebene Handlungsbedarf besteht .....</b>	<b>6</b>
<b>2</b>	<b>Wie Infrastrukturen momentan geplant werden.....</b>	<b>8</b>
2.1	Stromverteilnetze .....	8
2.2	Gasverteilnetze .....	9
2.3	Wärmenetze .....	10
<b>3</b>	<b>Warum wir mit den derzeitigen Planungsprozessen nicht weiterkommen .....</b>	<b>11</b>
3.1	Fehlende Übersetzung nationaler Ziele auf die lokale Ebene.....	11
3.2	Fehlen klarer politischer Festlegungen als Grundlage der Transformation lokaler Infrastrukturen .....	11
3.3	Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen Energieträger der Wärmeversorgung.	12
3.4	Fehlende Abstimmung mit regionalen und kommunalen Planungsinstrumenten	13
3.5	Fehlende Koordinierung in der Zusammenarbeit von relevanten lokalen Akteuren .....	13
3.6	Verzögerte Digitalisierung der Energieinfrastrukturen gefährdet notwendige Flexibilisierung .....	14
3.7	Anpassungsbedarf bestehender Finanzierungsmodelle der Infrastruktur .....	14
3.8	Fehlende Beachtung der Infrastrukturabhängigkeiten über alle Sektoren .....	15
<b>4</b>	<b>Was wir jetzt umsetzen müssen, um morgen handlungsfähig zu sein. ....</b>	<b>17</b>
4.1	Regionale Energieszenarien .....	18
4.2	Erweitertes Umsetzungsinstrumentarium – Lokale Energieleitplanung .....	19
4.3	Energie-Koordinationsstelle in der kommunalen Verwaltung .....	19
4.4	Aufbau einer markt- und netzdienlichen Flexibilisierung .....	20
4.5	Anpassung der Regulierung für eine systemische Planung .....	22

## Vorwort

Die notwendige Transformation des Energiesystems auf dem Weg zur Klimaneutralität geht mit umfassenden Anpassungen der Energieinfrastrukturen einher. Dies betrifft alle Systemebenen. Die systemische Integration der unterschiedlichen Erzeugungs- und Verbrauchssektoren in das heutige Energiesystem ist eine große Aufgabe. Die Anpassung der verschiedenen Infrastrukturen (Strom, Gas und Wärme) über alle Netzebenen hinweg ist eine der zentralsten Herausforderungen der heutigen Zeit.

Investitionen in Energieverteilnetze stellen langfristige Investitionsgüter der Unternehmen dar und bedürfen daher einer koordinierten Planung und Umsetzung auf regionaler und kommunaler Ebene. Eine singuläre Betrachtung der einzelnen Netze führt zu finanziellen Fehlallokationen und negativen Lock-in-Effekten. Hier ist die Politik auf bundes- und kommunalpolitischer Ebene gefordert, gemeinsam mit den beteiligten Akteuren Leitplanken zu entwickeln, damit langfristige, belastbare Entscheidungen getroffen werden können.

Die Akteurslandschaft ist auf der Strom- und der Gasverteilnetzebene sowie im Bereich der Wärmenetze sehr heterogen; unterschiedliche Akteurskonstellationen (z. B. Einzelunternehmen, Holdingstrukturen, Stadtwerke) und nicht deckungsgleiche Netzgebiete erschweren einen zielgerichteten Austausch.

Neben den technischen Anforderungen an den Aus- und Umbau der Energieinfrastrukturen wird deutlich, dass auch sozioökonomische Herausforderungen bestehen, die auch aus zum Teil konkurrierenden Geschäftsmodellen und Branchen resultieren. Zusätzlich muss der Umbau der Energieinfrastrukturen mit den weiteren kommunalen Planungsprozessen verschränkt werden. Schließlich stellt neben der ebenen- und sektorübergreifenden Abstimmung der Zielnetzplanung auch die zeitliche Koordination des Infrastrukturbaus eine wesentliche Herausforderung dar. Während Erstere durch die technische und betriebliche Optimierung beschrieben werden kann, erfordert Letztere den Dialog und den Interessenausgleich der beteiligten Akteure.

Der in der dena-Netzstudie III vorgeschlagene Systementwicklungsplan (SEP) bzw. der nun angestoßene Prozess der Systementwicklungsstrategie (SES) stellen einen der Netzentwicklungsplanung vorgelagerten Abstimmungsprozess zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Gasfernleitungsbetreibern dar. Der Umbau der Verteilnetze auf lokaler Ebene ist ebenso zeitkritisch und muss verstärkt und deutlicher in den Fokus der öffentlichen Aufmerksamkeit gerückt werden. Zeitgleich bedarf es einer dringlichen Ausarbeitung von Leitlinien und eines gemeinsamen Zielbildes zur integrierten Planung der lokalen Energieinfrastrukturen.

**Das vorliegende Papier stellt einen Impuls für den notwendigen Dialog zur integrierten Planung lokaler Energieinfrastrukturen dar, der in enger Abstimmung mit der Systementwicklungsstrategie durch die Politik auf nationaler, aber auch auf regionaler und kommunaler Ebene angestoßen und durch die relevanten Stakeholder geführt werden muss. Die lokalen Akteure brauchen jetzt einen verlässlichen Rahmen, um langfristige und belastbare Entscheidungen für die Transformationen lokaler Infrastrukturen treffen zu können.**

Als Partner sind folgende Unternehmen an dem dena-Praxisdialog Integrierte Energieinfrastrukturen beteiligt:

**EWE**netz

**RNG** Rheinische  
NETZGesellschaft

**SW/M**  
Stadtwerke München

**Stromnetz**  
Hamburg

# 1 Warum auf lokaler Ebene Handlungsbedarf besteht

In ihrem Koalitionsvertrag<sup>2</sup> haben die in der Bundesregierung vertretenen Parteien ambitionierte Ziele für den Umbau der Energieversorgung vereinbart, im Einklang mit dem übergeordneten Ziel der Klimaneutralität bis 2045, das im Klimaschutzgesetz (KSG) von 2021 festgeschrieben wurde. Im Vorfeld der Bundestagswahl hatten verschiedene Institutionen Studien über den Weg zur Klimaneutralität vorgelegt. Im Projekt „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“<sup>3</sup> werden verschiedene Transformationspfade skizziert. In allen Szenarien wird von einer stark steigenden Stromnachfrage sowie einem deutlichen Ausbau der erneuerbaren Energien ausgegangen; dies führt zu einem flächendeckenden zusätzlichen Ausbau der Stromnetze auf allen Spannungsebenen. Treiber hierfür sind die Elektrifizierung der Wärmeversorgung und der Aufbau von Ladeinfrastrukturen für die Elektromobilität. An prosperierenden Wirtschaftsstandorten wird zudem die Errichtung von Elektrolyseeinheiten zu einer Erhöhung der Stromnachfrage führen. Durch den deutlichen Zuwachs neuer Erzeugungs- und Laststrukturen sind die leitungsgebundenen Energieinfrastrukturen der Verteilnetze und vorhandene Flexibilitätspotenziale neu aufeinander abzustimmen und mit den Transport- und Fernleitungsnetzen zu koordinieren.

Neben Ausbauprojekten auf der Höchst- und Hochspannungsebene der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) wird auf der Ebene der Verteilnetze mindestens von einer Verdoppelung der Netzkapazitäten auszugehen sein.<sup>4</sup> Deshalb braucht es eine zielgerichtete Ausbauplanung der **Stromnetze** zur Erhöhung der Netzkapazität für die Anwendungen aus dem Wärme- und Verkehrssektor und zum weiteren Ausbau der Erzeugerlandschaft, insbesondere hin zu kleineren und mittleren Erzeugungseinheiten, die einen Anschluss in der Nieder- bzw. Mittelspannung benötigen. Im Stromsektor auf lokaler Ebene bedeutet dies konkret eine Ausweitung der Tiefbauarbeiten, um zusätzliche Leitungen zu legen sowie alte Leitungen durch neue Leitungen mit einem größeren Querschnitt zu ersetzen. Gleichzeitig bedarf es der Entwicklung von Standorten für zusätzliche Umspannwerke und Netzstationen bzw. Standorterweiterungen für unter anderem Netzstationen mit einer größeren Trafoleistung. Die Planung und der Bau von Trassen und Umspannwerken haben sehr lange Vorlaufzeiten. Netzstationsversorgungsgebiete werden dabei deutlich kleinteiliger, um die Lastzunahme zu beherrschen, was mit zusätzlichen neuen Netzstationen sowie Tiefbau- und Stromnetzmontagearbeiten einhergeht.

Unabdingbar für den oben beschriebenen Transformationspfad sind die Netzzustandserfassung sowie die Erfassung der Leistungsflüsse mittels Nutzung der Digitalisierung in den Stromverteilnetzen. Nur so können erneuerbare Energien optimal integriert, kann Sektorkopplung an den Systemgrenzen Strom, Wärme und Mobilität unter Teilhabe von lokalen Akteuren ermöglicht und können marktliche und netzdienliche Steuerungselemente gezielt nachhaltig eingesetzt werden. Zugleich steht zu erwarten, dass eine netzdienliche situative Steuerung flexibler Lasten Investitionen in den anstehenden Kabel- und Leitungsbau optimiert.

---

<sup>2</sup> „Mehr Fortschritt wagen“, Koalitionsvertrag von SPD, Grünen und FDP, 24.11.2021

<sup>3</sup> Sensfuß, F.; Maurer, C.; Deac, G.; Mellwig, P.; Müller-Kirchenbauer, J. (2021): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Fraunhofer ISI, Consentec GmbH, ifeu, TU-Berlin, Auftraggeber: BMWK, Berlin

<sup>4</sup> Die dena-Leitstudie „Aufbruch Klimaneutralität“ von Oktober 2021 beziffert die Gesamtkosten für den Ausbau der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetze auf 68, 40 und 75 Milliarden Euro bis 2045 (vgl. Begleitgutachten „Klimaneutralität 2045 – Transformation der Verbrauchssektoren und des Energiesystems“, Abschnitt 2.7.2).

Gleichzeitig gehen alle Szenarien von einem deutlichen Rückgang der Nachfrage nach Erdgas zur Wärmeerzeugung aus. Dies wird durch die aktuellen geopolitischen Entwicklungen noch unterstrichen. Zusätzlich dürfte das Vorhaben der Bundesregierung, dass jede neu eingebaute Heizung ab 1. Januar 2024 mit mindestens 65 Prozent erneuerbaren Energien zu betreiben ist, einen kontinuierlichen Rückgang des Erdgasbedarfs und der Erdgasanschlüsse zur Folge haben. Somit wird sich die **Gasnetzinfrastruktur** an den geringeren Gasbedarf sowie an die Forderung nach klimaneutralem Gas anpassen müssen. Im Gassektor auf lokaler Ebene bedeutet dies konkret, dass die rückläufigen Absatzdichten zu höheren spezifischen Netzkosten und entsprechend steigenden Netzentgelten führen und die Wirtschaftlichkeit des Gasnetzbetriebs in Frage stellen. Ideen für eine soziale Absicherung für Gasnetzkunden in Anbetracht der zu erwartenden Netzentgeltsteigerungen fehlen bislang. Der Wasserstoffhochlauf kann zunächst auf die bestehenden Gasnetze aufbauen. In zahlreichen Versorgungsgebieten wird es zu einem Ausbau einer separaten Wasserstoffinfrastruktur kommen. Der konkrete Umbauprozess ist zurzeit unklar und mit großen rechtlichen und regulatorischen Fragen verbunden.

In allen Szenarien wird trotz eines sinkenden Wärmeverbrauchs von Gebäuden mit einem Zuwachs der Anschlüsse an **Fernwärmenetze** und damit mit einem insgesamt höheren Wärmemengenabsatz in Fernwärmenetzen gerechnet. Die Fernwärmenetze in Deutschland beruhen derzeit allerdings noch größtenteils auf fossilen Wärmeerzeugungsanlagen. Dies bedingt eine Dekarbonisierung der Erzeugerstruktur mit einem gleichzeitig einhergehenden Aus-, Um- und Neubau von Wärmenetzen. Elementar sind hierbei die Identifikation lokaler Wärmepotenziale und der damit einhergehende Primärenergieträgerwechsel hin zu klimaneutralen Wärmequellen. Um diese in die bestehenden Infrastrukturen zu integrieren, sind grundlegende Maßnahmen notwendig, die eine langfristige Planung erfordern. Dies betrifft neben der möglichen Anpassung des Temperaturniveaus und hydraulischen Optimierungen auch die Anpassung an veränderte, auch dezentrale Erzeugungsstrukturen, insbesondere durch die Anbindung neuer Erneuerbare-Wärme-Erzeugungsanlagen und die Erschließung und Integration von Abwärmepotenzialen und Speichersystemen.

## 2 Wie Infrastrukturen momentan geplant werden

Wenn Strom-, Wärme- und Gasnetze nicht in der Hand eines Unternehmens sind, erfolgt derzeit auf lokaler Ebene meist eine getrennte Transformations- bzw. Netzplanung. Die Optimierung der eigenen Asset- und Investitionsstrategie eines jeden Unternehmens steht hierbei im Vordergrund. Mögliche Einflüsse von und Wechselwirkungen mit den anderen Versorgungsstrukturen werden nicht betrachtet. Bereits heute unterliegt die Wärmeversorgung konkurrierenden Geschäftsmodellen; vornehmlich ist dies zwischen den Fernwärme- und den Gasnetzen in Räumen mit hohen Wärmedichten zu sehen. Mit der zunehmenden Elektrifizierung der Wärme kommt durch die Stromnetze ein weiteres, für die Energiewende notwendiges Versorgungsmedium hinzu, dies gerade in Räumen mit geringeren Wärmedichten.

In neu zu erschließenden Gebieten wird heute in Teilen bereits eine gute, zielgerichtete Dimensionierung der Wärmeversorgung vorgenommen. Im Bestand stellt sich dies aufgrund der bereits existierenden Infrastrukturen meist anders dar. Hier sind die Gas- und Wärmenetze in der Transformationsplanung noch führend. Nach den Plänen der Bundesregierung zur Steigerung der Anteile erneuerbarer Energien in der Wärmeversorgung von Gebäuden geraten auch Bestandsgebäude in den Fokus der Elektrifizierung der Wärmeversorgung. Dabei kann der schwer lenkbare, vor allem kundengetriebene Ausbau beispielsweise von Wärmepumpen lokal zu einem deutlichen Anstieg der Lasten in den Stromnetzen und dadurch zu Engpässen und Lastproblemen führen. Integrierte Wärmeplanungen, die auch das Stromnetz berücksichtigen, sind notwendig. Hierzu ist eine vorausschauende Infrastrukturplanung erforderlich, die die prognostizierten Lastentwicklungen vorausschauend aufnimmt und in Umsetzung bringt. Gleichwohl sind die derzeitigen Rahmenbedingungen für einen abgestimmten, vorsorgenden Netzausbau schwierig. Die geltende Anreizregulierung für Strom- und Gasnetze sieht hier allein den bedarfsgerechten Ausbau der Infrastruktur vor bei gleichzeitiger Steigerung der Effizienz; Anreize für eine sektorübergreifende Optimierung sind nicht vorgesehen.

### 2.1 Stromverteilnetze

In Deutschland sind 875 Verteilnetzbetreiber Strom (VNB Strom) tätig. Über eine Netzlänge von 1,88 Millionen (Mio.) Kilometern, wovon sich über 90 Prozent in der Nieder- und Mittelspannungsebene befinden, wurden im Jahr 2021 503,8 Terawattstunden (TWh) Strom an 52 Mio. Letztverbraucher übertragen.

In der novellierten Fassung des Energiewirtschaftsgesetzes (§ 14 d EnWG) wird durch den Gesetzgeber eine neue, umfassende Netzausbauplanung für die Verteilnetze mandatiert. Diese ähnelt in vielerlei Hinsicht dem erprobten Instrumentarium des Netzentwicklungsplans (NEP) Strom (geregelt in § 12 a-e EnWG). Ziel des NEP ist es, das Stromübertragungsnetz bedarfsgerecht weiterzuentwickeln. Er basiert auf einem Szenario-rahmen, den die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber erstellen und der von der Bundesnetzagentur (BNetzA) im Rahmen einer Konsultation geprüft und – nach einer möglichen Überarbeitung – abgenommen wird. In ähnlicher Weise sind nun die Verteilnetzbetreiber gefordert, in einem Zweijahresrhythmus szenario-basierte Entwicklungspläne (Netzausbaupläne) vorzulegen.<sup>5</sup> Zu diesem Zweck koordinieren sich die Verteilnetzbetreiber und teilen das Bundesgebiet in geografisch abgrenzbare und räumlich zusammenhängende

---

<sup>5</sup> Ausgenommen sind Verteilnetzbetreiber mit weniger als 100.000 Anschlussnehmern.



Gebiete (Planungsregionen) auf. Innerhalb einer Planungsregion haben sich die Betreiber von Elektrizitätsverteilnetzen zu den Grundlagen ihrer Netzausbauplanung abzustimmen. Für jede Planungsregion ist ein Szenario zu entwickeln, das aus einem Entwicklungspfad bis 2045 besteht. Es muss die energie- und klimapolitischen Vorgaben der Bundesregierung berücksichtigen und darüber hinaus die wahrscheinlichsten Entwicklungen für die nächsten fünf und zehn Jahre beinhalten. Der Gesetzgeber schreibt eine Reihe von Größen vor, die ein Regionalszenario enthalten muss, darunter erwartete Ein- und Ausspeisemengen sowie Angaben zu erwarteten und maximal möglichen Anschlüssen. Auf der Basis dieses Mengengerüsts wird der Netzausbauplan (NAP) entwickelt. Er umfasst dann laut Gesetz unter anderem Netzkarten (einschließlich Hoch-, Mittel- und Niederspannung mit den bekannten Engpassregionen) und eine Übersicht über geplante Optimierungs-, Verstärkungs-, Erneuerungs- und Ausbaumaßnahmen. Das Gesetz verlangt dabei, dass bei der Planung Energieeffizienz- und DSM-Maßnahmen (Demand Side Management) Berücksichtigung finden. Über diese grundsätzlichen Vorgaben des EnWG hinaus darf die Bundesnetzagentur weitere Anforderungen an die NAP stellen. Vor der Annahme eines NAP müssen die Netznutzer der Mittel- und Hochspannungsebene sowie die betroffenen Übertragungsnetzbetreiber gehört werden.

## 2.2 Gasverteilnetze

In Deutschland sind 703 Verteilnetzbetreiber Gas (VNB Gas) tätig. Über deren 554.000 Kilometer Netzlänge werden 741,6 TWh Gas über die 11 Mio. Ausspeisepunkte an Letztverbraucher, Weiterverteiler oder nachgelagerte Netze der Netzbetreiber verteilt.

Ein gemeinsamer Rahmen für die Entwicklung der Gasverteilnetze existiert in Deutschland nicht. Die VNB werden jedoch nach § 15a (4) EnWG verpflichtet, mit den Betreibern von Fernleitungsnetzen in dem Umfang zusammenzuarbeiten, der erforderlich ist, um eine sachgerechte Erstellung der Netzentwicklungspläne (NEP) zu gewährleisten. Sie sind insbesondere verpflichtet, den Betreibern von Fernleitungsnetzen die für die Erstellung des NEP Gas erforderlichen Informationen unverzüglich zur Verfügung zu stellen. Darüber hinaus melden die VNB der BNetzA verschiedene Daten im Rahmen ihres Monitorings.

Im Szenariorahmen des NEP Gas wird für die Modellierungen der Kapazitätsbedarf der nachgelagerten VNB Gas berücksichtigt. Die grundsätzliche Vorgehensweise zur Ermittlung des Kapazitätsbedarfs der VNB Gas umfasst einen Startwert (interne Bestellungen für das erste Jahr eines Zeitraums von zehn Jahren), eine plausibilisierte 10-Jahres-Prognose der VNB gemäß § 16 der Kooperationsvereinbarung bis einschließlich 2027 und die konstante Fortschreibung bis zum Ende des 10-Jahres-Zeitraums. Darüber hinaus hat die BNetzA mit der Bestätigung des Szenariorahmens für den NEP Gas 2022–2032<sup>6</sup> die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) verpflichtet, die VNB anzugeben, bei denen für das Jahr 2027 nach deren plausibilisierten Langfristprognosen ein Mehrbedarf von mehr als 3 Prozent im Vergleich zu den internen Bestellungen des Jahres 2022 ermittelt wurde. Für diese VNB müssen der konkrete Mehrbedarf insgesamt sowie der Anteil ausgewiesen werden, der auf den Anschluss neuer Netzgebiete mit Haushaltskunden entfällt.

---

<sup>6</sup> Anmerkung: Um die Auswirkungen des Ukraine-Krieges noch im aktuellen NEP-Zyklus zu berücksichtigen, hat die BNetzA am 11. November 2022 die Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 teilweise widerrufen und neu beschieden. (Quelle: <https://fnb-gas.de/szenariorahmen/szenariorahmen-2022/>, Stand: 16.12.22)

## 2.3 Wärmenetze

In Deutschland sind ca. 450 Fernwärmenetzbetreiber sowie zahlreiche Betreiber kleinerer Nahwärmenetze tätig. Sie betreiben in Summe Netze von 30.100 Kilometern Länge und versorgen Industrie und 6,0 Mio. private Haushalte mit 118,5 TWh Wärme pro Jahr. Davon werden 47 Prozent aus erdgasbasierter Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), 20 Prozent aus Kohle-KWK und nur 17 Prozent aus erneuerbaren Wärmequellen gespeist.<sup>7</sup> Wärmenetze sind nicht im gleichen Maße der Regulierung unterworfen wie Strom- und Gasnetze, sondern vertikal integriert.

Um die Wärmeversorgung zentral besser koordinieren zu können, wird momentan auf Bundesebene eine gesetzliche Regelung zur flächendeckenden Einführung der kommunalen Wärmeplanung (KWP) für einen Teil der Kommunen vorbereitet. In einigen Bundesländern (z. B. Baden-Württemberg, Schleswig-Holstein und Niedersachsen) ist sie für größere Kommunen bereits verpflichtend eingeführt.

Die KWP befasst sich zumeist mit dem Wärmebedarf als Ausgangspunkt und betrachtet die Frage, wie eine klimaneutrale Wärmeversorgung langfristig sichergestellt werden kann. Im Ergebnis können beispielsweise Vorranggebiete für unterschiedliche Technologien definiert werden. Im Fokus stehen neben der Energieeffizienz oft die Ausweisung von Eignungsgebieten für Gas- oder Wärmenetze. Die Dekarbonisierung der Fernwärmenetze und die vorausgehende Entwicklung von Transformationsplänen werden durch die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) gefördert.

Sowohl die kommunale Wärmeplanung als auch Transformationspläne für Wärmenetze müssen gemeinsam mit der Entwicklung der Strom- und Gasverteilnetze sowie zukünftig der Wasserstoffnetze und somit in Verbindung mit den höheren Netzebenen gedacht werden. Dies ist insbesondere der Fall, wenn fossile Erzeugungseinheiten der Fernwärme durch Power-to-Heat-Anlagen oder Großwärmepumpen ersetzt werden oder ein Teil der mit fossilen Einzelheizungen versorgten Verbraucher auf dezentrale Wärmepumpen umgerüstet wird. Beide Prozesse erzeugen neue, witterungsabhängige Lasten, die in das Verteilnetz integriert werden müssen. Diesen Entwicklungen kann zum Teil mit einem Ausbau der Kapazität des Stromverteilnetzes bei ohnehin anstehenden Arbeiten begegnet werden, wie unter anderem in den Langfristszenarien empfohlen.

---

<sup>7</sup> BDEW (2022): Nettowärmeerzeugung nach Energieträgern in Deutschland, Stand 05/2022

## 3 Warum wir mit den derzeitigen Planungsprozessen nicht weiterkommen

### 3.1 Fehlende Übersetzung nationaler Ziele auf die lokale Ebene

**Über das Ziel der Klimaneutralität besteht Einigkeit. Es fehlt derzeit jedoch ein breit getragener Konsens über den Technologiepfad hin zu einer klimaneutralen Energieversorgung.**

Es besteht der dringende Bedarf, die nationalen Ziele, Planungen (NEP) und Strategien (z. B. Wasserstoff-, Biomassestrategie) auf die regionale und lokale Ebene zu übersetzen. Bislang fehlen ein Mechanismus für diese Übersetzung und somit auch die Basis, um auf lokaler Ebene eine robuste Grundlage für die Transformation der Energienetze zu schaffen. Die bestehende Unsicherheit verhindert dabei vor Ort die Entwicklung eines Konsenses über die lokalen Strategien und damit auch den vorausschauenden, vorsorgenden Aus- und Umbau der Infrastrukturen. Neben der Festlegung sektoraler Ziele muss auch auf lokaler Ebene der Austausch der Sektoren untereinander gestärkt werden, um eine rechtzeitige Berücksichtigung in den jeweiligen Netzplanungen zu ermöglichen. Die lokalen Planungen müssen gleichsam als fester Bestandteil der regionalen und nationalen Strategieprozesse berücksichtigt werden.

### 3.2 Fehlen klarer politischer Festlegungen als Grundlage der Transformation lokaler Infrastrukturen

**Die alleinige Fokussierung auf Ausbauziele und Maßnahmen zur Dekarbonisierung der unterschiedlichen Sektoren verhindert den notwendigen Blick auf lokale Energienetze und deren rechtzeitigen Aus- und Umbau als wichtigen Garanten für das Gelingen der Energiewende.**

Im Zuge der fortschreitenden Sektorkopplung steigt der Ausbaubedarf städtischer Verteilnetze vor allem aufgrund neuer Verbrauchseinrichtungen, während im ländlichen Raum zumeist die Herausforderung weiterhin darin besteht, zusätzliche Kapazitäten für die Aufnahme erneuerbarer Energien bereitzustellen. Für die Fernwärmenetze ist ein ebenfalls erhöhter Ausbaubedarf zu erwarten. Hinzu kommt die Frage nach der Weiterentwicklung der Gasverteilnetze einschließlich einer möglichen Umwidmung zur Nutzung klimaneutraler Gase. Insgesamt besteht die Herausforderung eines abgestimmten und synchronisierten Umbaus der Strom-, Gas- und Wärmenetze.

Klare und verbindliche politische Festlegungen verhindern ein Zögern bei der Entwicklung von Strategien und sind somit eine wesentliche Voraussetzung dafür, erhebliche Fehlinvestitionen in langlebige Investitionsgüter zu vermeiden. Der bisherige bedarfsorientierte Ausbau der Netze liefert aufgrund der langen Vorlaufzeiten für die Planung und Umsetzung von Energienetzen keine ausreichenden Antworten. Der

derzeitige regulatorische Rahmen ist dabei weder auf einen vorausschauenden Ausbau und Betrieb wachsender Stromnetze noch auf eine Stilllegung bzw. den Rückbau<sup>8</sup> oder die Umwidmung der fossilen Gasnetze ausgelegt (siehe Abschnitt 3.7).

Auf der Grundlage lokaler Bedarfe und Potenziale muss trotz bestehender Unsicherheiten zwischen den unterschiedlichen Ausbaumaßnahmen priorisiert werden, wobei die Konkurrenz der Sparten je nach Zusammensetzung der Akteure auch eine Konkurrenz der Geschäftsmodelle bei unterschiedlichen Betreibern bedeutet.

### **3.3 Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen Energieträger der Wärmeversorgung**

**Die Ausgestaltung der Wärmewende bedarf der Klarheit und Perspektive. Der regional langfristig verfügbare Energieträger(-mix) muss klar kommuniziert und transparent festgeschrieben werden. Die Umsetzung der Wärmewende betrifft Maßnahmen der Einzel- und Großverbraucher, aber vor allem den Ausbau von Strom- und Wärmenetzen, den Rück- oder Umbau fossiler Gasnetze und den Aufbau lokaler Wasserstoffinfrastrukturen.**

Mit dem Vorhaben, dass jede neu eingebaute Heizung ab 1. Januar 2024 mit mindestens 65 Prozent erneuerbaren Energien zu betreiben ist, setzt die Bundesregierung ein klares Signal zur Dekarbonisierung des Wärmesektors.<sup>9</sup> Das Ziel soll zum größten Teil durch den Einsatz von Wärmepumpen sowie den Ausbau und die Dekarbonisierung der Fern- und Nahwärme erreicht werden. In der Konsequenz entsteht durch die Sektorkopplung bzw. die Elektrifizierung anderer Sektoren ein weiterer Ausbaubedarf bei den Stromnetzen. Eine vollständige Elektrifizierung wird kaum möglich sein. Einerseits gilt es, die lokalen oder regionalen Potenziale zu nutzen; hierfür müssen Verantwortlichkeiten für die Sektorkopplung und die Koordination der Prozesse definiert werden. Andererseits gilt es für darüber hinausgehende Bedarfe, Knappheiten und Verfügbarkeiten zu berücksichtigen; dies gilt insbesondere für biogene Energieträger sowie hinsichtlich der ungewissen langfristigen Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff. Die Risiken von Fehlallokationen und Technologie-Lock-ins sind zu vermeiden.

Entscheidungen für Investitionen in den Ausbau der Wärmenetze werden zudem durch fehlende Rahmensezung und damit verbundene Risiken gehemmt. Obwohl der Netzausbau in hochverdichteten Gebieten aufgrund hoher Wärmedichten wirtschaftlich attraktiv sein kann, sind die Risiken aufgrund der Unsicherheit hinsichtlich der Anzahl tatsächlicher Anschlüsse in Bestandsgebieten vergleichsweise hoch. Die Wahl der Wärmeversorgung ist bislang dem Endverbraucher überlassen, ohne Berücksichtigung der gesamtwirtschaftlichen Optimierung. Möglichkeiten für Anschlussempfehlungen oder -gebote werden bislang zumeist nur in Neubaugebieten genutzt. Trotz einer deutlichen Dekarbonisierung der Energieerzeugung ist die notwendige schnelle und umfassende Erweiterung der Wärmenetze bei den bestehenden Unsicherheiten kaum vorstellbar.

---

<sup>8</sup> Hiermit wird in diesem Papier eine verkehrssichere Stilllegung der Erdgasinfrastruktur einschließlich ihrer endgültigen Entfernung dort, wo diese neuen Maßnahmen (Baumaßnahmen) im Wege stehen, beschrieben. Die Kostentragung für den Rückbau von endgültig stillgelegten Erdgasinfrastrukturen ist noch zu regeln.

<sup>9</sup> BMWK (2022): 65 Prozent erneuerbare Energien beim Einbau von neuen Heizungen ab 2024 (Quelle: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/65-prozent-erneuerbare-energien-beim-einbau-von-neuen-heizungen-ab-2024.html>)

### **3.4 Fehlende Abstimmung mit regionalen und kommunalen Planungsinstrumenten**

**Ein standardisiertes Vorgehen auf lokaler Ebene zur Integration der Energieinfrastrukturplanung in die Belange der Stadtentwicklung existiert bis jetzt nicht. Nur wenige Kommunen praktizieren bereits eine enge Abstimmung und planerische Unterstützung.**

Die getrennte Optimierung der Netze führt neben den erwähnten finanziellen Fehlallokationen zu deutlich häufigeren, langwierigen Eingriffen in die städtischen Strukturen. Besonders in urbanen, verdichteten Räumen sind Flächenkonkurrenzen der Energieinfrastrukturen mit anderen Maßnahmen der Stadtentwicklung ein erhebliches Problem für die Netzbetreiber. Bauen in urbanen Räumen ist ressourcenintensiv, herausfordernd und komplex. Für Infrastrukturmaßnahmen (z. B. auch für den Bau von Ortsnetzstationen oder betriebsfremde Umlegungen) sind Abstimmungen mit einer Vielzahl von Ämtern und anderen Anspruchsgruppen notwendig. Genehmigungen sind mit hohem Zeitaufwand verbunden und erfordern erhebliche Personalkapazitäten, da die Koordination der Abstimmungsprozesse zum Teil auch bei den Netzbetreibern liegt. Eine koordinierende bzw. unterstützende Rolle der Kommune könnte Netzbetreiber entlasten und gleichzeitig die Rolle der Kommune stärken.

Im Allgemeinen sollen Energieinfrastrukturen trotz der entscheidenden Bedeutung für das Gelingen der Energiewende „unsichtbar“ sein. Baumaßnahmen werden als Störfaktor wahrgenommen und beeinträchtigen das Bild einer ruhigen, aufgeräumten Stadt. Um den notwendigen Ausbau der Energieinfrastruktur aktiv zu unterstützen, muss innerhalb der Kommunen sowie bei der Bevölkerung die Rolle der Energieinfrastrukturen zur Erreichung der Klimaziele und der Versorgungssicherheit klar kommuniziert und Akzeptanz für die Baumaßnahmen geschaffen werden.

### **3.5 Fehlende Koordinierung in der Zusammenarbeit von relevanten lokalen Akteuren**

**Der Aus- und Umbau der Energieinfrastruktur berührt auch auf kommunaler Ebene zahlreiche Zuständigkeiten, die für die übergeordnete Zielerreichung und die Umsetzung von Infrastrukturmaßnahmen in Einklang gebracht werden müssen. Eine weitestgehend zentrale und akzeptierte Anlaufstelle in den Kommunen existiert zumeist nicht.**

Bei bedeutsamen Projekten oder solchen mit besonderer Strahlkraft arbeiten die relevanten Akteure der kommunalen Verwaltungseinheiten und der Infrastrukturunternehmen bereits frühzeitig koordiniert zusammen. Für kleinere Projekte (z. B. Quartierskonzepte) ist dieses Vorgehen allerdings noch nicht Planungsalltag. Dies kann dazu führen, dass Energieinfrastrukturen nicht gemeinsam geplant und umgesetzt werden und beispielsweise Gasversorgung und Fernwärme nur wenige Meter voneinander entfernt verlegt werden. Das senkt die Ressourceneffizienz des Infrastrukturausbaus und die Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen. Außerdem sind die Beeinträchtigungen durch die verschiedenen Baumaßnahmen auch für die Bürgerinnen und Bürger eine unnötige Belastung und sorgen für Unmut gegenüber dem übergeordneten Ziel der Umsetzung der Energiewende.

In vielen Kommunen wurden in der Vergangenheit Infrastrukturbetreiber ausgegründet. Dies führte stellenweise zu einer Trennung der Themen der Infrastruktur- und der Stadt- und Raumplanung. Die zuvor partnerschaftliche Zusammenarbeit mit den Netzbetreibern verändert sich und die Berücksichtigung der Infrastrukturbedarfe nimmt oft einen geringeren Stellenwert ein.

Darüber hinaus sind immer mehr Kommunen auch in Hinsicht auf Klimaneutralitätsbestrebungen auf eine zukunftsfähige Aufstellung der Energieversorgung bedacht und möchten mitentscheiden, welche Energieträger wo genutzt werden, unterschätzen jedoch die Frage, wie diese Energie zu ihnen gelangt.

### **3.6 Verzögerte Digitalisierung der Energieinfrastrukturen gefährdet notwendige Flexibilisierung**

**Die umfassende Digitalisierung der Verteilnetze und die Steuerbarkeit von Stromanwendungen<sup>10</sup> sind Voraussetzungen für die Nutzung der Flexibilität im Verteilnetz, wie sie durch Speicher (z. B. Batterien) und Lastmanagement bereitgestellt werden kann. Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energien sind sie langfristig unverzichtbar.**

Mit dem weiter voranschreitenden Ausbau dezentraler erneuerbarer Energien wachsen die mit der Netzintegration verbundenen Herausforderungen für die Verteilnetzbetreiber: Fluktuierende Einspeisung von erneuerbaren Energien kann zu einer Gefährdung der thermischen Limits der Netzbetriebsmittel, zu Spannungsproblemen im Netz und zur Rückspeisung führen. Auch neue Lasten, etwa durch Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge, können zu Netzkapazitätsproblemen führen. Zur Bewältigung der Herausforderungen stehen den Verteilnetzbetreibern eine Reihe technischer Optionen wie der konventionelle Netzausbau sowie der Einsatz von regelbaren Ortsnetzstationen zur Verfügung. Darüber hinaus ist die verbesserte Nutzung der vorhandenen Flexibilitätspotenziale sinnvoll, das heißt mit Bezug auf das Verteilnetz Speicher und Lastmanagement-Potenziale. Voraussetzungen hierfür sind die Digitalisierung der Verteilnetze und die Ansteuerbarkeit verschiedener Assets im Stromsystem, das heißt die Bereitstellung von Mess- und Steuerungstechnik für die situative Steuerung von Lasten und dezentrale Erzeuger. Aus diesem Grund ist die Digitalisierung der Verteilnetze ein für die Energiewende essenzieller Prozess und für die Integration erneuerbarer Energien unverzichtbar. Darüber hinaus kann sie einen allgemeinen Beitrag zur Verbesserung der Netzsicherheit leisten. Bei der Netzplanung ist deshalb der Ausbau von Elementen der Sensorik und Aktorik zu berücksichtigen. Dabei ist zu betonen, dass Flexibilisierung und Steuerbarkeit den Netzausbau mittelfristig nicht ersetzen können, sondern vielmehr eine Unterstützung bei der Integration neuer Erzeugungsanlagen und Lasten darstellen.

### **3.7 Anpassungsbedarf bestehender Finanzierungsmodelle der Infrastruktur**

**Die Finanzierung der Netzinfrastruktur erfolgt heute auf Basis der Anreizregulierung für den Strom- und den Gassektor getrennt. Darüber hinaus entsteht durch die absehbaren Stilllegungen von Erdgas- und den Aufbau von Wasserstoffnetzen ein Bedarf an gesonderten Lösungen.**

---

<sup>10</sup> Durch den automatisierten Zugriff auf steuerbare Lasten kann der Netzbetreiber die Flexibilität netzdienlich einsetzen.

Die gegenwärtige Regulierungsstruktur der Energieversorgung ist sektoral gegliedert: Sowohl die Kosten- als auch die Entgeltregulierung erfolgen für Strom- und Gasnetze separat. Die zentrale Wärmeversorgung durch Fern- und Nahwärmenetze ist weiterhin vertikal integriert und unterliegt einer eigenständigen umfassenden Regulierung. Bezüglich der Regulierung des Wasserstoffsektors gibt es bislang keinen politischen Konsens. Die wenigen existierenden regionalen Cluster sind vertikal integriert, das heißt, sie nutzen nicht regulierte Verteilnetze, die von den Wasserstoffproduzenten gebaut und finanziert werden, oder nicht leitungsgebundene Transportwege.

Dem derzeitigen System mangelt es an einer systemischen Herangehensweise an die Planung und Regulierung der Energieversorgung, sodass Synergiepotenziale der Sektorkopplung für die Nutzung von Flexibilitäten nicht gehoben werden. Die Regulierung setzt keine wirklichen Anreize für die Transformation der Infrastrukturen und es fehlt ein wirtschaftlicher Rahmen für Netzbetreiber bei dem absehbaren Rückgang der Nachfrage nach Gas sowie für eine soziale Absicherung der Netzkunden bei steigenden Kosten für Infrastruktur. Neben der integrierten Planung ist deshalb auch die Finanzierung der Infrastrukturen unter die Leitbilder der Gesamtsystemoptimierung und der Transformation zu stellen. An dieser Stelle können nur die damit verbundenen Fragen aufgeworfen werden:

- Muss die Anreizregulierung für Strom und Gas spezifisch weiterentwickelt werden?
- Wie soll das gesellschaftsrechtliche Konstrukt für die Energieversorger in Zukunft gestaltet sein?
- Sollte nur das regulierte oder auch das wettbewerbliche Geschäft integriert betrachtet werden?

Bevor diese Punkte geklärt werden können, sind wichtige Fragen bezüglich der zukünftigen Wärmeversorgung zu beantworten. Angesichts des notwendigen mittelfristigen Verzichts auf die Nutzung von Erdgas und des geplanten Aufbaus einer Wasserstoffinfrastruktur müssen die Geschäftsmodelle für die Transformationsphase in beiden Sektoren angepasst und tragfähig formuliert werden. In Anbetracht der Leitungsgebundenheit und des Regulierungsanspruchs des Staates sind die Fragen politisch zu klären, insbesondere mit Blick auf die Kosten- und Entgeltregulierung der Netze. Die für die Transformation erforderliche vorausschauende Planung führt notwendigerweise auch zu Änderungen in der Regulierung. Das gilt vor allem für die leitungsgebundenen Energieträger Gas und Strom, aber auch für die Fernwärme. Bei der Gestaltung der Regulierung für die Wasserstoffinfrastruktur sind systemische Aspekte wie zum Beispiel die Allokation von Elektrolyseuren zu berücksichtigen.

### **3.8 Fehlende Beachtung der Infrastrukturabhängigkeiten über alle Sektoren**

Das Erfordernis einer integrierten Energieinfrastrukturplanung auf lokaler Ebene entsteht vor allem aufgrund der zunehmenden Infrastrukturabhängigkeiten. Die Verbindungen und Kopplungspunkte werden in den unterschiedlichen Abschnitten dieses Textes beschrieben. Die folgende Tabelle fasst die wesentlichen Schnittstellen zusammen.

HORIZONTALE INTEGRATION	VERTIKALE INTEGRATION
<p><b>Kopplung von Strom- und Wärmeinfrastruktur</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Steigender Lastzuwachs durch Elektrifizierung des Gebäude- und Verkehrssektors <u>Erfordernis:</u> vorausschauender Netzausbau</li> <li>■ Bedarf an Flexibilität erfordert Nutzung der sektorübergreifenden Potenziale <u>Erfordernis:</u> Digitalisierung und auch präventive Aktivierung lastseitiger Flexibilität</li> <li>■ Ausbau und Dekarbonisierung von Wärmenetzen <u>Erfordernis:</u> Investitionssicherheit für Betreiber, verlässliche Anschlussverfügbarkeit für Nutzende</li> </ul>	<p><b>Koordination von Übertragungsnetz- und Verteilnetzbetreibern</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Das Instrument des Netzausbauplans als ebenenübergreifender Koordinationsprozess hat sich bewährt</li> <li>■ Erweiterung des Netzausbauplans durch Berücksichtigung anderer Sektoren, insbesondere des Gebäude- und Verkehrssektors in Form von Planungsregionen (§ 14d EnWG) <u>Erfordernis:</u> Erstellung abgestimmter Regionalszenarien</li> </ul>
<p><b>Koordination von Gas- und Wärmeversorgung</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Rückgang von Gasbedarf und Dekarbonisierung des Wärmesektors</li> <li>■ Ausstehende Wasserstoffnetzplanung</li> <li>■ Verbindlichkeit der zentralen oder dezentralen Wärmeversorgung <u>Erfordernis:</u> auf der kommunalen Wärmeplanung aufbauende lokale Energieleitplanung nach Maßgabe langfristiger, gesicherter Verfügbarkeit</li> </ul>	<p><b>Koordination zwischen Fernleitungsnetz- und Verteilnetzbetreibern</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Bezogen auf den Netzausbau sind die Abstimmungen zwischen VNB und FNB/ÜNB ausreichend und gut. <u>Erfordernis:</u> Erstellung abgestimmter Regionalszenarien; Integration der Wasserstoffnetzplanung</li> </ul>
<p><b>Koordination von Strom- und Wasserstoffversorgung</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Integration von Wasserstoff in das zukünftige Energiesystem</li> <li>■ Systemdienliche Allokation von Elektrolyseuren und Gaskraftwerken zur Begrenzung des Netzausbaus</li> <li>■ <u>Erfordernis:</u> Definition des Planungsprozesses und Rollenverteilung</li> </ul>	<p><b>Koordination zwischen benachbarten Netzgebieten und Netzbetreibern</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Vernetzung von Gebieten mit Last- und Erzeugungsüberschuss <u>Erfordernis:</u> Vernetzung urbaner und ländlicher Gebiete, Abstimmung der Akteure und Planungen</li> <li>■ Inhomogene Akteurslandschaft, Netzgebiete unterschiedlicher Sektoren nicht konsistent <u>Erfordernis:</u> Kommunikation und Abstimmung der Planungen unterschiedlicher Unternehmen, Sicherstellung eines fairen Interessenausgleichs (siehe Abschnitt 4.5)</li> </ul>



## 4 Was wir jetzt umsetzen müssen, um morgen handlungsfähig zu sein

Die dargestellten Herausforderungen und im Folgenden beschriebenen Lösungsansätze sind Bausteine eines bislang nie dagewesenen Aus- und Umbaus der leitungsgebundenen Energieinfrastrukturen, die zukünftig das Rückgrat eines effizienten und klimaneutralen Energiesystems darstellen. Der Fokus dieses Papiers liegt auf den Rahmenbedingungen und Planungsprozessen, die den Startpunkt der Umgestaltung des Energiesystems darstellen. Bereits heute ist ein schnelles und konsequentes Handeln wichtig, um die notwendigen langfristigen Investitionen zielgenau in den Kommunen zu setzen. Energieinfrastrukturunternehmen brauchen klare und verlässliche Rahmenbedingungen, um eine nachhaltige leitungsgebundene Energieversorgung zur Erreichung der Klimaschutzziele bereitzustellen.

Gleichzeitig müssen die Kommunen den notwendigen Ausbau der Energieinfrastruktur aktiv unterstützen. Die Notwendigkeit des Ausbaus der Energieinfrastrukturen zur Erreichung der Klimaziele und der Versorgungssicherheit muss klar kommuniziert werden; Baumaßnahmen müssen in ihrer entscheidenden Bedeutung für das Gelingen der Energiewende „sichtbar“ gemacht und als Investition in die Zukunft wahrgenommen werden.<sup>11</sup>

---

<sup>11</sup> Sowohl die Neufassung des Klimaschutzgesetzes Baden-Württemberg (KlimaG BW) vom 01.02.2023 als auch der Entwurf des Hamburgischen Klimaschutzgesetzes (HmbKliSchG-Entwurf) stellen die Errichtung, den Betrieb und die Änderung der Stromverteilnetze in das überragende öffentliche Interesse (siehe § 22 Abs. 3 KlimaG BW sowie § 2a HmbKliSchG-Entwurf); Maßnahmen zur Errichtung, zur Ertüchtigung und zum Ausbau des Elektrizitätsverteilernetzes zur Integration erneuerbarer Energien und zur Verteilung von Energie sind in Hamburg zudem vorrangig und beschleunigt umzusetzen (so § 2 (3) Nr. 2 HmbKliSchG-Entwurf).

## 4.1 Regionale Energieszenarien

Mit der Systementwicklungsstrategie (SES) sollen zukünftig auf nationaler Ebene „sektorübergreifend ein Leitbild und eine robuste Strategie für die Transformation des Energiesystems“<sup>12</sup> etabliert werden, an denen sich verschiedene Folgeprozesse orientieren können. Hierauf sollen zunächst der Netzentwicklungsplan (NEP) Strom, der NEP Gas sowie weitere Strategien aufbauen. Der Prozess der Systementwicklungsstrategie hilft somit, einen Konsens über die zukünftige Ausrichtung der Transformation voranzubringen.

**Benötigt wird zusätzlich ein klarer lokaler strategischer Rahmen, um den nationalen Fahrplan für den Umbau der Energieinfrastrukturen in eine lokale Energieleitplanung zu überführen. Hierfür sind im Weiteren abgestimmte Regionalszenarien für die Technologiepfade erforderlich, die gemeinsam zwischen Kommunen und Netzbetreibern abgestimmt werden und die regionalen Potenziale und Ausbauziele, aber auch die lokalen Potenziale der Sektorkopplung berücksichtigen. Die lokale Ebene kann mit der kommunalen Wärmeplanung und einer darauf aufbauenden Energieleitplanung im Gegenzug dazu beitragen, verlässliche Daten für eine aggregierte Betrachtung zur Verfügung zu stellen (Planung im Gegenstromprinzip).**

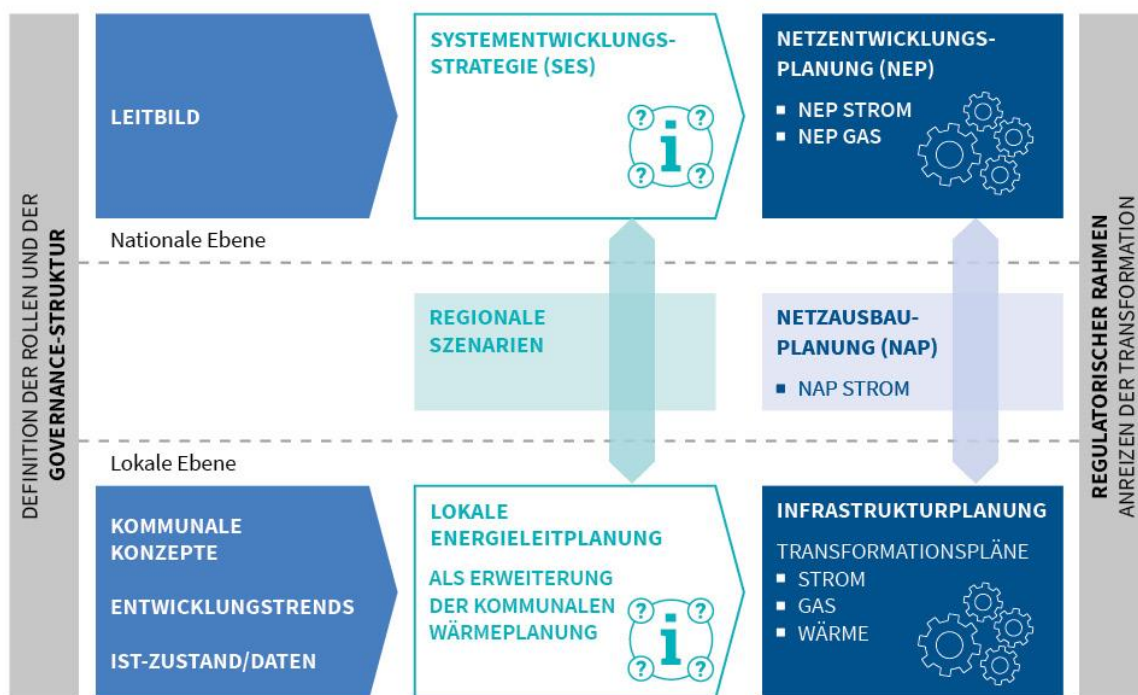


Abbildung 1: Zusammenwirken der Systementwicklungsstrategie und der lokalen Ebene – Planung im Gegenstromprinzip

<sup>12</sup> BMWK (2022): Die Systementwicklungsstrategie: Ein Rahmen für die Transformation zum klimaneutralen Energiesystem (Quelle: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/ses.html>)

## 4.2 Erweitertes Umsetzungsinstrumentarium – lokale Energieleitplanung

Die in einigen Bundesländern bereits eingeführte und auch auf Bundesebene vorangetriebene verbindliche kommunale Wärmeplanung stellt einen wichtigen Schritt zur Dekarbonisierung des Wärmesektors dar. Die Umsetzungsinstrumente auf kommunaler Ebene müssen gestärkt und die Zielorientierung bestehender Instrumente muss überprüft werden. Hierfür müssen neben den planerischen auch die regulatorischen und rechtlichen Voraussetzungen geschaffen werden (siehe Abschnitt **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**).

**Um den beschriebenen Herausforderungen Rechnung zu tragen, sollte die kommunale Wärmeplanung mit einem hohen Grad an Verbindlichkeit ausgestattet und zu einer mit der lokalen Netzausbauplanung abgestimmten, integrierten Energieleitplanung weiterentwickelt werden. Entsprechend dem Ansatz der Systementwicklungsstrategie sollte die lokale Energieleitplanung die sektorale Planung durch eine übergeordnete und ganzheitliche Strategie ergänzen. So kann die Grundlage geschaffen werden, um abgestimmte und synchronisierte Transformationspläne für alle Energienetze durch die jeweiligen Netzbetreiber der verschiedenen Sparten zu entwickeln. Die so entwickelten Transformationspläne ermöglichen den vorausschauenden Netzausbau und sollten die Potenziale zur Aktivierung von Flexibilität im Stromnetz als ergänzenden Lösungsansatz berücksichtigen.**

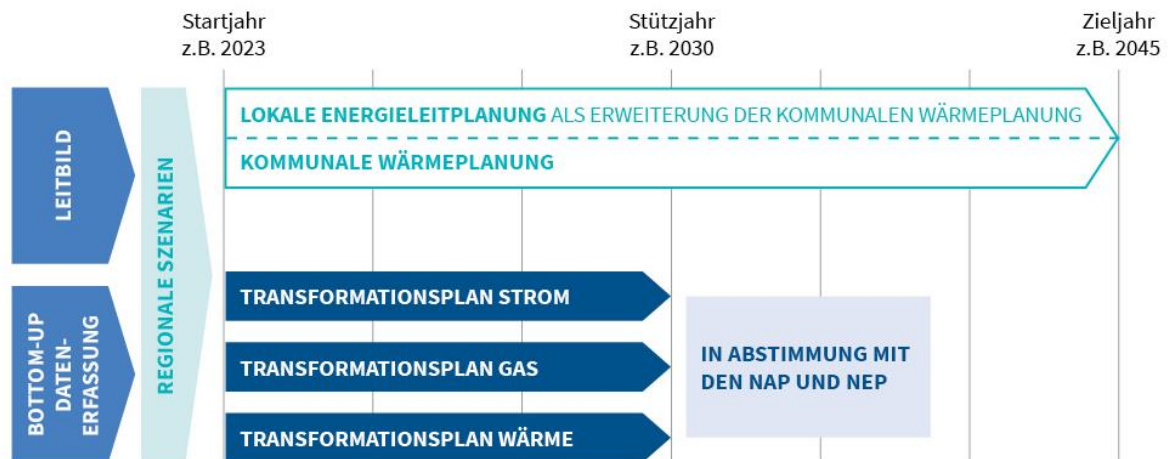


Abbildung 2: Abstimmung der kommunalen Wärmeplanung, der lokalen Energieleitplanung und der Transformationspläne der leitungsgebundenen Infrastrukturen

## 4.3 Energie-Koordinationsstelle in der kommunalen Verwaltung

Die kommunale Wärmeplanung wird oft als hoheitliche Aufgabe der Kommunen beschrieben, da es gilt, eine Vielzahl von Anforderungen und Interessen zu integrieren. Konsequentes, übergreifendes Vereinheitlichen der Verwaltungsprozesse im Zusammenhang mit Infrastrukturen schafft eine transparente und effiziente Vorgangsbearbeitung für alle Beteiligten. Das betrifft vor allem Inhalt und Umfang von Anträgen und Antragsunterlagen, die Ermessensausübung und die Bearbeitungsdauer im Massengeschäft.

**Um dem zukünftigen Bedarf des Aus- und Umbaus der Energieinfrastrukturen als Rückgrat der Energiewende gerecht zu werden, braucht es eine einheitliche Schnittstelle für die Koordination der lokalen Energieleitplanung, die gleichzeitig als zentraler Kontakt für die kommunalen Partner und die**

**Infrastrukturbetreiber fungiert. Es bedarf einer Planungsleitstelle mit zentraler Zuständigkeit und Steuerungsbefugnis über andere Fachbehörden hinweg. Eine wesentliche Aufgabe dieser Schnittstelle sollte darin bestehen, gemeinsam mit den Infrastrukturbetreibern integrierte und synchronisierte Transformationspläne für die leitungsgebundenen Energieinfrastrukturen (Wärme-, Gas- und Stromnetze), die den Umbaupfad zu einem klimaneutralen, integrativen System beschreiben, zu erstellen. Vereinheitlichung, Transparenz und Rechtssicherheit im Verfahren lassen sich ergänzend sehr gut über Rahmenverträge und Kooperationsvereinbarungen erreichen. Dadurch trägt diese Schnittstelle auch dazu bei, dass Städte und Kommunen koordinierter mit den Infrastrukturbetreibern zusammenarbeiten. Digitalisierungspotenziale in den Behörden und Unternehmen müssen noch stärker ausgeschöpft werden. Die Umsetzung einer behördenübergreifenden zentralen Portallösung für Antragstellungen sollte vordringlich vorgebracht werden.**

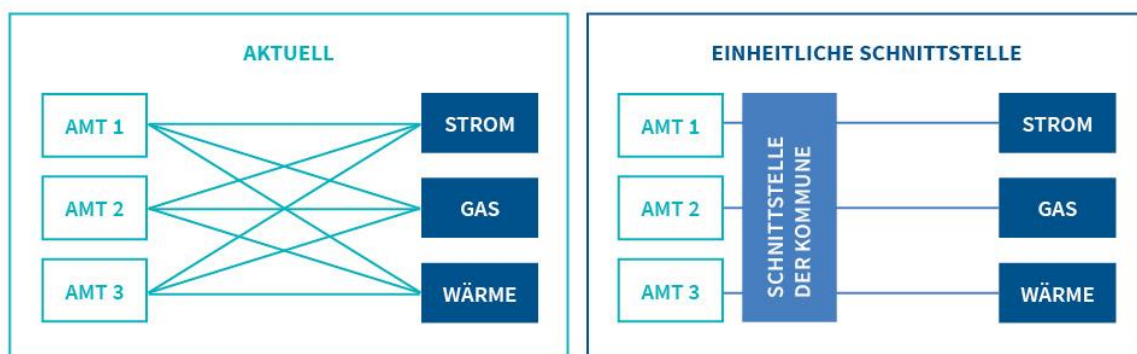


Abbildung 3: Zentrale kommunale Planungs- und Koordinierungsstelle

## 4.4 Aufbau einer markt- und netzdienlichen Flexibilisierung

### 4.4.1 Die markt- und netzdienliche Flexibilisierung von Lasten kann die sichere Versorgung über kommunale Netze unterstützen

Der Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energien stellt – ebenso wie der Zuwachs neuer Lasten – eine Herausforderung für die Verteilnetze dar. Wie in Abschnitt 3.6 erläutert, bieten die Aktivierung von Flexibilitäten durch Lastmanagement und damit die Nutzung von Sektorkopplungspotenzialen (etwa bei Kühlhäusern oder Wärmepumpen) einen sinnvollen Lösungsansatz, mit dem die durch die Veränderungen temporär beeinträchtigte Netzstabilität unterstützt werden kann. Langfristig wird diese dann durch den Ausbau der Netze gewährleistet. Zunächst wird es darum gehen, die Planung und Auslegung so zu gestalten, dass vor allem unnötige Lastspitzen optimiert oder abgefangen werden oder gar nicht erst entstehen können. Diese Überlegungen bergen den großen Vorteil, dass bestimmte Betriebsszenarien bei der Auslegung von Betriebsmitteln eben nicht mehr berücksichtigt werden müssen. Je nach Lastanwendung kann davon ausgegangen werden, dass die Sektorkopplung dabei eine besonders kosteneffiziente Alternative darstellt und insofern für Netzbetreiber und Regulierer gleichermaßen interessant ist. Bislang sind individuelle Lastmanagement-Verträge zwischen dem Ausspeiser und dem Netzbetreiber erlaubt, bei denen Letzterer einen technischen Zugriff zur Laststeuerung erhält und im Gegenzug die Netzentgelte reduziert.

Zwar wird dieses Instrument bereits heute von der Mehrzahl der Verteilnetzbetreiber genutzt, doch aufgrund der mangelnden Standardisierung und Transparenz bleibt das Potenzial vor allem kleinerer Verbraucher ungenutzt.

**Um das Potenzial zu heben, bedarf es verbesserter regulatorischer Rahmenbedingungen auf nationaler Ebene. In der Fachöffentlichkeit werden seit längerem verschiedene regulatorische Ansätze zur weiteren Aktivierung der Lastflexibilität im Verteilnetz diskutiert.<sup>13</sup> Wie auch im Koalitionsvertrag angekündigt, wird das Thema nun ein Diskussionsgegenstand der Plattform „Klimaneutrales Stromsystem“ sein. Eine Reform wäre im Sinne eines kosteneffizienten Netzbetriebs zu begrüßen.**

#### **4.4.2 Die Digitalisierung und Automatisierung von Lastanwendungen sind Voraussetzung für die markt- und netzdienliche Nutzung von Flexibilitäten**

Grundvoraussetzung für die markt- und netzdienliche Nutzung von Flexibilitäten sind eine umfassende Digitalisierung und Automatisierung.<sup>14</sup> Beim Bau von Netzen ist daher parallel die Nutzung einer verbesserten Erfassung der Zustandsdaten und der Bedarfe sowie weiterer Potenziale erforderlich, mögliche Anwendungen sind stets mit zu entwickeln. Alle unterstützenden Digitalisierungs- und Automatisierungspotenziale zur Integration von erneuerbaren Energien sowie zur Nutzung von Flexibilität sollten dafür genutzt werden.<sup>15</sup> Dazu zählen die Installation von Sensorik im Netz, der Ausbau von bidirektionalen Smart Metern, die Bereitstellung von Kommunikationsnetzen für den Datenaustausch, die Installation von Steuerungselementen auch in kleinen Verbrauchseinheiten sowie die Nutzung von Kommunikations- und Steuerungssoftware. Dies ist notwendig, um die Zustandsdaten des Verteilnetzes besser zu erfassen und die Ansteuerung der Lasten durch den Verteilnetzbetreiber technisch zu ermöglichen. Grundsätzlich sollten alle unterstützenden Digitalisierungs- und Automatisierungspotenziale genutzt werden, um die Integration der großen Kapazität an neuen Erneuerbare-Energien-Anlagen sicherzustellen. In diesem Sinne spielen Digitalisierung und Automatisierung eine wichtige Rolle bei der Dekarbonisierung der Energieinfrastrukturen. Im Zweifelsfall sollte jedoch dem Infrastrukturausbau Vorrang eingeräumt werden, er sollte allerdings bereits von Anfang an auf eine spätere Digitalisierung ausgerichtet sein („Digital-ready Networks“). Im Zusammenhang mit der kommunalen Energieplanung gibt es dabei eine Reihe von offenen Fragen, die den Umgang mit den gewonnenen Informationen und den Datenschutz betreffen. Zu klären ist unter anderem, welche Rolle der Netzbetreiber und welche die kommunalen Planer bei der Erfassung und Nutzung von Daten spielen sollen. Gegebenenfalls müssen auch die zuständigen Regulierungsbehörden Kompetenzen bei der Datenverwaltung erhalten, insbesondere bei infrastrukturübergreifendem Datenaustausch (Entbündelungs-Vorschriften).

**Um dies zu erreichen, bedarf es politischer Entscheidungen und regulatorischer Verbesserungen der Rahmenbedingungen. So wird beispielsweise der weitere Roll-out von Smart Metern dazu beitragen, den Endkunden weitreichende Möglichkeiten bei ihrer Energieversorgung zu eröffnen. Bei der Anreizregulierung sollte die Kostenanerkennung von Smart-Grid-Elementen (also Aktorik und Sensorik)**

<sup>13</sup> Vgl. z.B. die dena-Netzflexstudie (2017): „Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung“

<sup>14</sup> Hier ist die Steuerbarkeit von Lastanwendungen gemeint.

<sup>15</sup> Vgl. zum Beispiel Projektbericht: Data4Grid, dena-Abschlussbericht: „Potenziale von Datenanalysen und künstlicher Intelligenz im Stromverteilnetz“

**attraktiver gestaltet werden. Darüber hinaus sollte die Rolle von Aggregatoren von Lastflexibilität gesetzlich gestärkt werden, um die Nutzung von dezentraler Lastflexibilität anzureizen.**

## **4.5 Anpassung der Regulierung für eine systemische Planung**

### **4.5.1 Umsetzung der Energiewende erfordert Anpassung der Anreizregulierung**

Die gegenwärtig praktizierte Anreizregulierung für Strom- und Gasnetzinfrastruktur ist nicht auf eine übergreifende Systemoptimierung hin ausgerichtet. Vielmehr verfolgt der Gesetzgeber den Zweck einer sektoralen Kostenminimierung, die durch die Ableitung von netzspezifischen Erlösbergrenzen umgesetzt wird. Deren Berechnung wird im Wesentlichen auf der Grundlage von Kosten als Inputfaktoren und Outputparametern wie der Zahl der Netzanschlüsse und weiteren Netzcharakteristika im Rahmen des Benchmarkings vorgenommen. Der Netzausbau unterliegt durch die Festlegung des Effizienzpfades grundsätzlich dem Ziel der Kostenminimierung.

Ein vorausschauender (Strom-)Netzausbau, der auf eine mittel- und langfristige Gesamtsystemoptimierung abstellt, würde mit der Gefahr einhergehen, im Rahmen der gegenwärtigen Anreizregulierung bestraft zu werden. Der Effizienzvergleich betrachtet nur aktuelle Outputparameter, prospektive Versorgungskapazitäten werden nicht ausreichend berücksichtigt. Der Begriff des „bedarfsgerechten Ausbaus“ engt die anstehenden „Notwendigkeiten“ ein. Heute ist mehr denn je ein vorausschauender, weil vorsorgender Netzausbau notwendig. Dafür wird es auch erforderlich sein, höhere Kostenrisiken einzugehen, um die Resilienz des Gesamtsystems der Energieversorgung während der gesamten Transition zu gewährleisten.<sup>16</sup>

Der Gasnetzbetrieb unterliegt anderen Herausforderungen. Hier geht es vordringlich stärker um die Transformation zur Nutzung klimaneutraler Gase und um den teilweisen Rückbau oder die Stilllegung von Infrastruktur. Auch hierfür ist der aktuelle Regulierungsrahmen mit sehr langen Nutzungsdauern und der Ausprägung des Effizienzvergleichs alles andere als sachgerecht.

**Eine Reform der Anreizregulierung ist daher erforderlich, denn ein vorausschauender Netzaus- oder -umbau darf im Rahmen des impliziten Effizienzvergleichs nicht zu Nachteilen für den jeweiligen Netzbetreiber führen. Naheliegend ist dabei eine Erweiterung der gegenwärtigen Anreizregulierung um prospektive Outputparameter. Die Ausrichtung eines Netzes auf die Ziele der Gesamtoptimierung und der Beschleunigung der Energiewende sollte in die Regulierungsformel aufgenommen werden. Darüber hinaus bedarf es einer gesonderten Lösung für die Stilllegung und gegebenenfalls den Rückbau von Infrastrukturen, die nicht mehr benötigt werden.**

---

<sup>16</sup> Gleiches gilt für die OPEX-getriebenen Kosten des Netzbetreibers, die nach wie vor dem Basisjahrprinzip unterliegen und somit nicht oder nur mit erheblichem Zeitverzug wiederverdient werden können. Auch hier besteht im Interesse einer vorausschauenden Planung Handlungsbedarf. Die Gewährung eines – näher auszugestaltenden – Transformationsfaktors wird in der Branche bereits diskutiert.

#### **4.5.2 Zusätzliche Instrumente zur Transformation der Gasnetze gestalten**

Die angestrebte Dekarbonisierung der Wärmeversorgung wird absehbar zu großen Umwälzungen für den Gassektor führen. Dies führt zu der Frage nach der Planung, der Umsetzung und der Finanzierung der Stilllegung oder des Rückbaus der betroffenen Erdgasnetze. Fest steht dabei, dass das gegenwärtige System für deren Finanzierung nicht geeignet ist.

Im liberalisierten Gasmarkt werden Erdgasnetze – wie Stromnetze auch – durch regulierte Entgelte finanziert: In Deutschland legt die Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) die Regeln für die Ermittlung der Netznutzungsentgelte für Durchleitung und Verteilung von Gas fest. Endabnehmer zahlen für alle vorgelagerten und die eigene Netzebene Entgelte in Form von Arbeits-, Leistungs- und Grundpreisen.

Durch das Prinzip der Kostenwälzung entsteht mit dem Rückbau ein grundsätzliches Problem: Sämtliche Kosten müssen auf immer weniger verbliebene Gaskunden umgelegt werden. Die Stilllegung und der Rückbau sind zudem gegenüber dem Betrieb mit zusätzlichen Kosten verbunden. In der Folge würde ein enormer Anstieg der Entgelte in kurzer Zeit jedes akzeptable Maß übersteigen. Im Sinne einer fairen Lastenteilung wäre die Beschränkung der Kostenwälzung auf die verbliebenen Nutzer zweifelhaft.

**Der Stilllegungs- und Rückbaubedarf sollte in den Netzentwicklungsplänen schon zu Beginn ermittelt werden. Hier liegt auch eine höchst verantwortungsvolle Rolle bei den kommunalen Planern der Wärmewende, die ihre Vorstellungen in Bezug auf Fern- oder Nahwärmeversorgung oder eine mögliche Nutzung von Wasserstoff in die Gasnetzplanung einbringen müssen. Auf dieser Basis kann und muss dann ein umfassendes Finanzierungskonzept für Stilllegung sowie Rück- und Umbau erarbeitet werden. Um zu einer angemessenen Lösung zu gelangen, bedarf es dringend einer öffentlichen Debatte mit dem Ziel, geeignete Instrumente zur Begleitung des Umbaus der Erdgasnetze zu schaffen.**

## Praxisbeispiele der Projektpartner

Stadtwerke München GmbH

### **Klimaneutrale Wärme in München 2035**

In der Studie „Klimaneutrale Wärme in München“ wurde ermittelt, mit welchen technischen Lösungen die Wärmeversorgung in München durch den Umstieg auf erneuerbare Energien mit einem Zeithorizont bis 2035 vollständig klimaneutral gestellt werden kann. Aufbauend auf Entwicklungsszenarien des Gebäudebestands und den unterschiedlichen Erzeugungstechnologien wurden Lösungsansätze für Erzeugungs- und Netzinfrastrukturen ermittelt. Daraus wurden Szenarien zur Erreichung der Klimaneutralität bis zum Jahr 2035 abgeleitet. Dabei wurden sowohl die Transformation der Fernwärme und die weitere Erschließung der Tiefengeothermie als auch dezentrale Erzeuger betrachtet.

Die Studie wurde durch die Stadtwerke München GmbH beauftragt und in enger Zusammenarbeit mit der Landeshauptstadt München erarbeitet. Die Durchführung lag bei der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH und dem Öko-Institut e.V.

<https://www.ffe.de/projekte/klimaneutrale-waerme-muenchen-2035/>

Rheinische NETZGesellschaft mbH

### **Pilotvorhaben für die Zukunft der Energieversorgungssysteme**

Die Rheinische NETZGesellschaft hat verschiedene Pilotvorhaben gestartet, die einen Beitrag für die Zukunft der elektrischen Energieversorgungssysteme leisten – unter anderem ein Projekt für die Digitalisierung und Automatisierung der Verteilnetze durch den Einsatz von Mess- und Übertragungstechnik in 14 Netzstationen, um ein zukünftiges Monitoring von Betriebsdaten für eine nachhaltige Strategie und Planung sowie den Betrieb der Verteilnetze zu ermöglichen. Ein anderes Pilotprojekt beschäftigt sich mit der Sensorik des Niederspannungsnetzes, um intelligente Lösungen für die Integration von Ladepunkten für E-Mobilität beim Netzausbau zu ermöglichen. In einem weiteren Projekt wird die Wärmeversorgung mit Wasserstoff über das Erdgasnetz für ein Quartier und Gewerbegebiet untersucht.

<https://www.rng.de/klimaschutz-und-innovation>



EWE NETZ GmbH

**ANaPlanPlus – Automatisierte Netzausbauplanung für die kombinierte Betrachtung von Strom- und Gasnetzen unter Einbeziehung von Wasserstoff**

Ziel des Projekts ist es, die Optimierungspotenziale der Energienetze aufgrund einer sektorübergreifenden Betrachtung zu identifizieren und eine Methodik zur integrierten Infrastrukturplanung zu erarbeiten. Netzplaner sollen durch die Entwicklung von Szenarien und Software zur automatisierten Verteilnetzentwicklung sowie zur Visualisierung der Netzstrukturen unterstützt werden.

Das Projekt, an dem neben der EWE NETZ GmbH das Fraunhofer IEE, die Universität Kassel, die bnNETZE GmbH und die Stadtwerke Bamberg GmbH beteiligt sind, wird durch das BMWK gefördert.

[https://www.iee.fraunhofer.de/de/projekte/suche/2021/ANaPlan\\_plus.html](https://www.iee.fraunhofer.de/de/projekte/suche/2021/ANaPlan_plus.html)

Stromnetz Hamburg GmbH

**iNeP – Integrierte Netzplanung**

Um einen integrierten Netzausbau des Strom-, Gas- und Wärmenetzes in Hamburg zu ermöglichen, entwickelt das Projekt iNeP eine Methodik für eine abgestimmte Planung der Energienetze. Dabei wird zunächst ein Szenariorahmen zur Abschätzung der zukünftigen Entwicklung der Bedarfe und der energie-wirtschaftlichen Rahmenbedingungen entwickelt, auf dem die rechnergestützte Netzplanung aufsetzt.

Das Projekt, an dem neben der Stromnetz Hamburg GmbH die Gasnetz Hamburg GmbH, die Wärme Hamburg GmbH, die Technische Universität Hamburg und die Technische Hochschule Lübeck beteiligt sind, wird als Teil des Norddeutschen Reallabors durch das BMWK gefördert.

<https://norddeutsches-reallabor.de/teilverhaben/>

