



Foto: PantherMedia/Ron Sumners

Auswirkungen der Energiewende auf städtische Versorgungsnetze

Rückzug aus der Erdgasversorgung

Der Ausstieg aus der Erdgasversorgung bedeutet für die Energieversorgung von Kommunen den Aufbau von Wärmenetzen, die Verstärkung der Stromnetze und die Identifikation von den Gasnetzteilen, die langfristig für die Gas- und Wasserstoffversorgung benötigt werden. Beispiele aus konkreten Untersuchungen in städtischen Energienetzen in Deutschland und der Schweiz zeigen die technischen und wirtschaftlichen Konsequenzen für die Energieversorger und deren Kundinnen und Kunden auf.

Um die CO₂-Neutralität bis zum Jahr 2050 zu erreichen und die Abhängigkeit von russischem Erdgas drastisch zu reduzieren wird in Deutschland und der Schweiz unter anderem die verstärkte Nutzung von Biogas und von Wasserstoff in der Industrie und in der Energieversorgung angestrebt.

Zum Erreichen der CO₂-Ziele hat die Schweiz derzeit deutlich strengere Rahmenbedingungen vorgegeben als Deutschland. So beträgt zum Beispiel die CO₂-Abgabe in der Schweiz heute schon 120 CHF/t, in Deutschland derzeit nur 30 €/t. Zusätzlich fordern die Kantone von den Energieversorgern konkrete Planungen, wie sie die CO₂-Ziele erreichen wollen.

Das Schweizer Bundesamt für Energie (BFE) hat in verschiedenen Studien unterschiedliche Szenarien zur Umsetzung der Klimaziele in der Schweiz untersuchen lassen [1]. Hierbei dient das Szenario „Zero Basis“ als Referenzszenario mit dem die CO₂-Ziele erreicht werden können. Erwartet wird ein Rückgang des Wärmebedarfs bis 2050 um 30 %.

In dieser Studie werden der Ausbau der Nah- und Fernwärmeversorgung und die Elektrifizierung der Wärmeversorgung von Gebäuden priorisiert. Erdgas wird substituiert durch Biogas, durch synthetisches Methan aus erneuerbaren Energien (EE-Gase) oder durch Wasserstoff. Die verfügbaren Mengen werden begrenzt und voraussichtlich deutlich teurer als das heutige Erdgas sein. Diese Gase werden vornehmlich für die Industrie und für die Versorgungssicherheit (etwa für Reserve- und Spitzenlastkraftwerke) genutzt, um die absehbaren Stromlücken vor allem im Winter zu decken.

Sollte diese Situation eintreten, so bedeutet dies die überwiegende Stilllegung von Gasverteilnetzen, soweit diese nicht zur Versorgung von Prozessgaskunden, von Heiz-/Kraftwerken oder Kunden mit bivalenten Wärmepumpen (Strom-Gas) benötigt werden.

Nachfolgend werden die Konsequenzen für städtische Versorgungsgebiete aufgezeigt, die sich in der Realität ergeben, wenn der Umbau der Energieversorgung entsprechend der skizzierten Rahmenbedingungen erfolgt.

Die Untersuchungen wurden mithilfe der Softwaremodule der Rechenzentrum für Versorgungsnetze Wehr GmbH

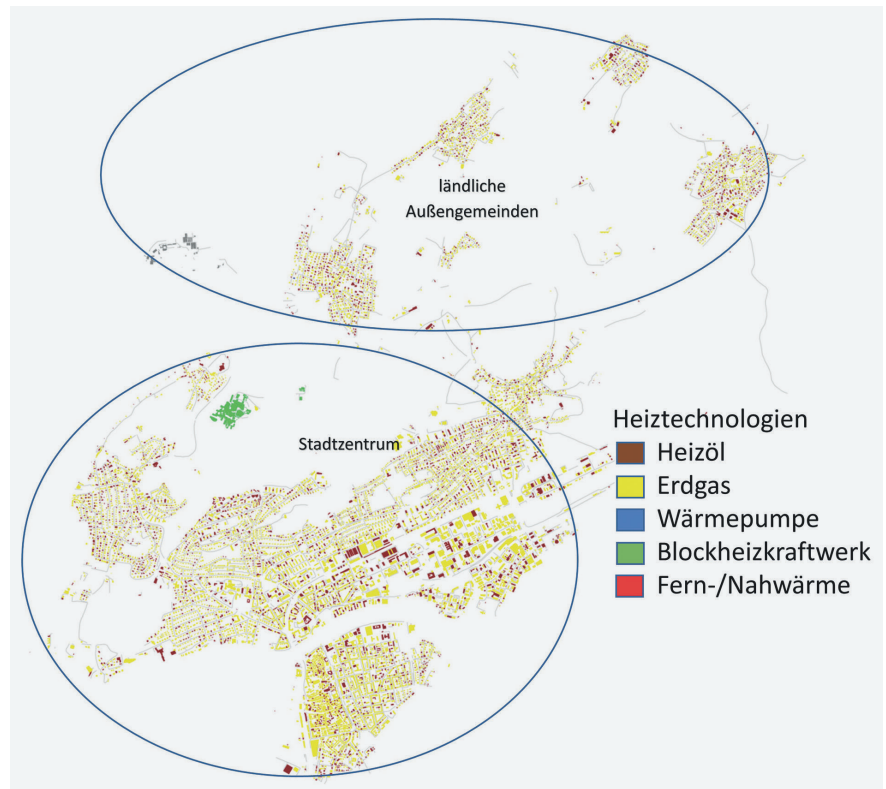


Bild 1 Beispiel eines Versorgungsgebiets mit verschiedenen Versorgungszonen (eigene Darstellung).

(RZVN) zur technisch-wirtschaftlichen Optimierung der Netztopologien durchgeführt, gekoppelt mit den notwendigen hydraulischen und elektrischen Berechnungen der Versorgungsnetze.

Kenndaten der untersuchten Versorgungsgebiete

Die von der RZVN bisher untersuchten Versorgungsgebiete umfassten Städte zwischen 10 000 und 250 000 Einwohnerinnen und Einwohnern ohne große Industrien. Die Versorgungsgebiete weisen in Deutschland einen hohen Gaserschließungsgrad von mehr als 70 % auf. In der Schweiz ist die Erschließung durch Erdgas mit etwa 50 % deutlich geringer. Industriebetriebe mit einem größeren Abwärmepotenzial existieren in den untersuchten Versorgungsgebieten nicht.

Das in Bild 1 dargestellte Versorgungsgebiet weist einen Anteil von 60 % mit Erdgas beheizter Gebäude aus. Im Norden des Stadtzentrums befindet sich eine Heizzentrale mit BHKW-Technologie. Ein größeres Fern- oder Nahwärmenetz besteht noch nicht.

Um die zukünftigen Entwicklungen sowohl global als auch netztechnisch

möglichst realistisch bewerten zu können, hat die RZVN eine eigene Systematik entwickelt, in der einerseits die Gebäude mit ihrem heutigen und zukünftigen Strom- und Wärmebedarf und mit dem zugehörigen Erzeugungspotenzial (Photovoltaik (PV) und Solarthermie) und andererseits die hieraus resultierenden Belastungen auf den zugehörigen Straßenabschnitten und Leitungstrassen abgebildet werden (Trassenmodell). Hierdurch lassen sich die elektrischen und hydraulischen Zusammenhänge und die hieraus resultierenden zugehörigen Kosten realistisch berechnen.

CO₂-Ziele mit Erdgas nicht erreichbar

Auf Basis der aktuell vorliegenden Energiebedarfsdaten der Gebäude können mittels typischer Lastprofile die Ganglinien des Strom-, Gas- und Wärmebedarfs und die zugehörigen Belastungen der Energienetze berechnet werden.

Die derzeitige Tendenz lässt erwarten, dass bei einer Sanierungsrate von 1,5 %/a ein Rückgang des Wärmebedarfs um rund 30 % bis zum Jahr 2050 erreicht werden kann. Gleichzeitig wird angestrebt, dass auf möglichst vielen Gebäudedächern PV- und Solarthermie-Anlagen installiert wer-

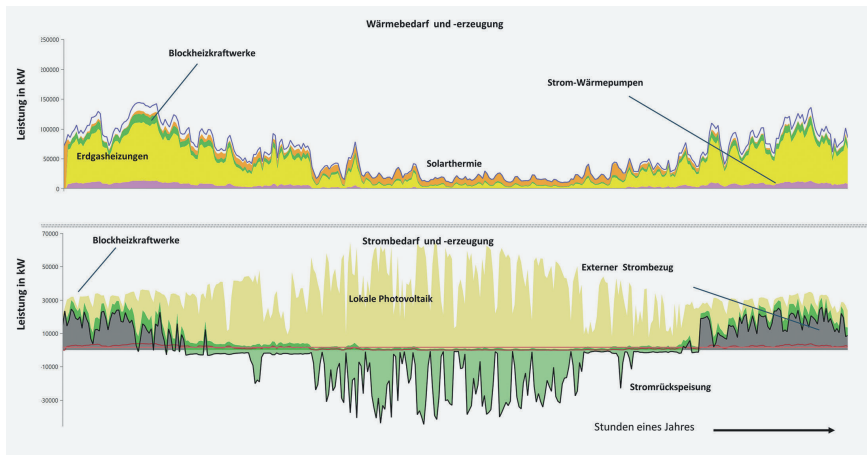


Bild 2 Volatilität der Strom- und Wärmeversorgung in 2050 im Szenario „aktueller Trend“ (eigene Darstellung).

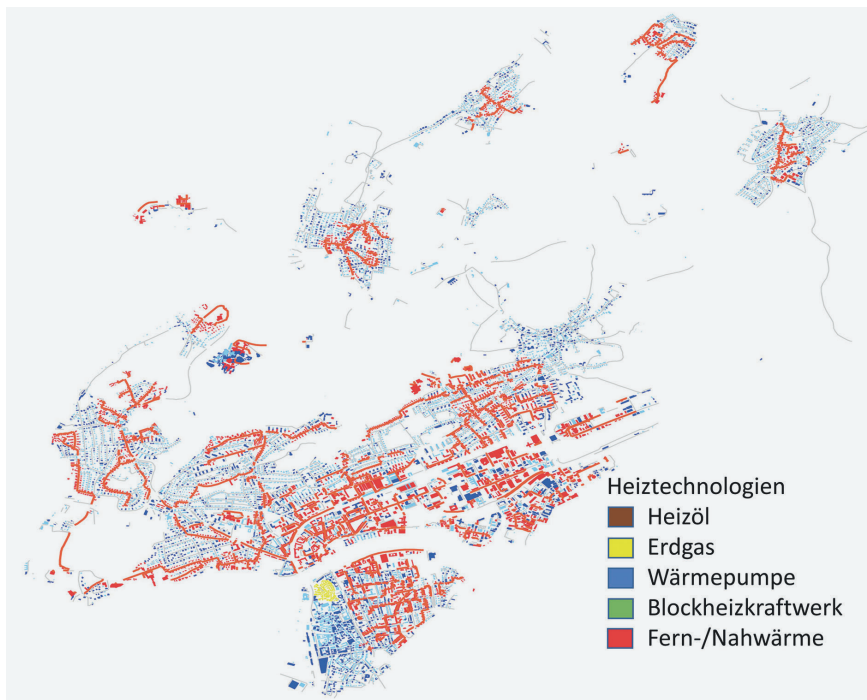


Bild 3 Entwurf der zukünftigen Wärmeversorgung ohne Erdgas (eigene Darstellung).

den. Bei gleichzeitiger Installation von Batterien kann ein deutlicher Anteil des eigenen Strombedarfs durch Photovoltaik gedeckt werden. Die Solarthermie kann zumindest die Brauchwassererwärmung übernehmen. Weiterhin ist zu erwarten, dass durch die Elektromobilität der allgemeine Strombedarf deutlich um 25 % steigen wird. Es wird jedoch unterstellt, dass durch intelligentes Lademanagement keine extremen Stromspitzen auftreten, sondern nur eine gleichmäßige Verteilung des zusätzlichen Strombedarfs zu erwarten ist.

Mit diesen Annahmen können die Ganglinien des Strom- und Wärmebedarfs

für das Versorgungsgebiet und deren Deckung für jedes Jahr berechnet werden (**Bild 2**). Dabei wird die Migration der Kundinnen und Kunden zu neuen Heizungsanlagen in Abhängigkeit vom Alter der Heizungsanlagen berücksichtigt. Im Bereich der Wärmeversorgung dominiert in diesem Szenario „aktueller Trend“ weiterhin der Erdgaseinsatz. Im Bereich der Stromversorgung entsteht eine extrem volatile Erzeugung durch lokale PV-Anlagen auf den Dächern und in den Sommermonaten – trotz Berücksichtigung der E-Mobilität und der Batteriekapazitäten – einer deutliche Rückspeisung in die Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetze.

Die maximalen Belastungen im Strombereich treten im Sommer durch PV-Anlagen auf. Die Spitzenbelastung verdoppelt sich nahezu von 30 auf 60 MW. Hierfür müssen die Stromnetze ausgelegt werden. Im Bereich der Wärmeversorgung dominiert weiterhin die Erdgasheizung.

Aufgrund der oben genannten Randbedingungen sinken die CO₂-Emissionen in dem gezeigten städtischen deutschen Versorgungsgebiet von derzeit 450 000 auf rund 110 000 t um etwa 75 %. Hierbei sind entscheidend:

- der Anstieg des Anteils erneuerbarer Energien (EE) an der externen Stromerzeugung auf 80 % (in Deutschland),
- die Reduzierung des Wärmebedarfs um 30 %,
- die Ablösung der Verbrennungsmotoren durch Elektro-Antriebe im Straßenverkehr.

Die Substitution der Ölheizungen und verbesserte Heizungstechnologien führen nur zu einem Absinken der CO₂-Emissionen um 20 %. Ohne Reduzierung des Erdgaseinsatzes sind somit die CO₂-Ziele nicht erreichbar.

Umstieg auf bivalente Wärmepumpen

Eine effektive und schnelle Reduzierung des Erdgasbedarfs in der Wärmeversorgung bieten hybride oder bivalente Wärmepumpen (etwa Stromwärmepumpen in Kombination mit Gasbrennwert-Heizung). Hierbei wird die Stromwärmepumpe bei sinkenden Außentemperaturen entweder ganz oder gleitend durch eine Gasbrennwert-Heizung abgelöst oder unterstützt. Bivalente Wärmepumpen bieten den Vorteil, dass sie an kalten Tagen höhere Vorlauftemperaturen erzeugen können, was im Gebäudebestand einen geringeren Sanierungsbedarf bedeuten kann. Luftwärmepumpen liegen derzeit in den Investitionskosten deutlich niedriger als Erdsonden- oder Grundwasserwärmepumpen.

Der Vorteil dieser Technologie besteht in der sehr effektiven Reduzierung der jährlichen Gasmenge und der Möglichkeit, den zusätzlichen Leistungsbedarf im Stromnetz durch Wärmepumpen deutlich zu begrenzen und zu beeinflussen. Sie setzt jedoch voraus, dass ein lokales Gasverteilnetz weiterhin vorhanden ist, das für den zu erwartenden Leistungsbedarf ausgelegt ist.

Durch den Einsatz bi- und monovalenter Wärmepumpen vor allem im Gebäudebestand können die CO₂-Ziele erreicht werden, wenn der für den Betrieb notwendige Strom zu mehr als 80 % aus EE-Anlagen stammt. Mit bivalenten Wärmepumpen könnten die CO₂-Emissionen in diesem Beispieldnetz gegenüber 2022 um 91 % reduziert werden, mit monovalenten Wärmepumpen sogar um 96 %.

Aufgrund technischer Randbedingungen (Genehmigung, Platzbedarf oder Geräuschpegel) können diese Technologien voraussichtlich eher in den weniger dicht bebauten Quartieren eines Versorgungsgebiets eingesetzt werden. Dabei ist zu prüfen, ob die Kosteneinsparungen im Strom-Leistungsbezug und bei der sonst notwendigen Strom-Netzverstärkung die Mehrkosten für den Weiterbetrieb und später auch die notwendige Erneuerung des Gasnetzes überwiegen.

Konsequenzen des Ausstiegs in den Verteilnetzen

Um die Wärmeversorgung ohne den Erdgaseinsatz sicherzustellen, müssten die Gebäude in den Versorgungsgebieten überwiegend mit monovalenten Strom-Wärmepumpen ausgestattet oder mit CO₂-armer Fern- oder Nahwärme versorgt werden. Die kostenintensive Nah- oder Fernwärmeversorgung sollte möglichst in den Bebauungszonen mit hoher Wärmebedarfsdichte pro Trassenmeter aufgebaut werden. Die Wärmeerzeugung hierfür könnte neben Hochtemperaturabwärme aus Industrie- oder Müllverbrennungsanlagen durch den Einbau leistungsfähiger Wärmepumpen auch lokale Niedertemperatur-Wärmequellen (Ab-/Umweltwärmepotenziale wie Kläranlagen, Grundwasser, untefe Geothermie) nutzen.

Der zusätzliche Strombedarf sollte möglichst aus EE-Strom gedeckt werden. In Zeiten fehlenden EE-Stroms könnte eine BHKW-Anlage in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) den zusätzlichen Strom erzeugen. Zur Spitzenlastdeckung könnten Gasreserve- oder Holzkessel eingebaut werden. Als Brennstoff sollten überwiegend grüne Gase (Biogas, synthetisches Methan, Wasserstoff) zum Einsatz kommen. In den übrigen Versorgungsgebieten sollten möglichst in allen Gebäuden entweder Erdsonden-, Grund-

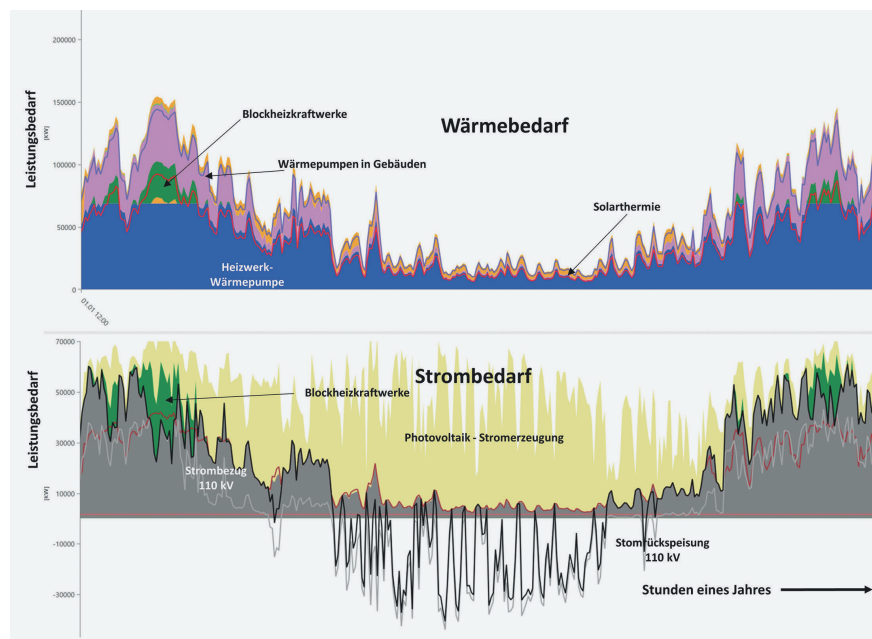


Bild 4 Zukünftige Wärme- und Stromerzeugung im Versorgungsgebiet ohne Erdgas (eigene Darstellung).

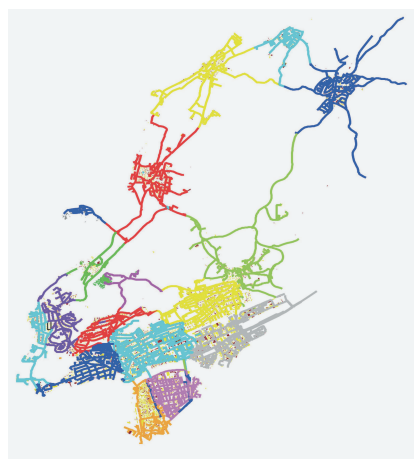


Bild 5 Mit unterschiedlichen Farben gekennzeichnete Stadtteile im Versorgungsgebiet (eigene Darstellung).

wasser- oder Luftwärmepumpen eingebaut werden.

Den Aufbau der Wärmenetze in einem Versorgungsgebiet berechnet die RZVN durch mathematische Optimierung auf Trassenebene. Hierbei werden das Absatzpotenzial, die Erschließungs- und Wärmeerzeugungskosten sowie die ansetzbaren Tarife berücksichtigt. Anschließend werden die Standorte für mögliche Heizwerke identifiziert und die technische Dimensionierung in Abhängigkeit von der Größe des jeweiligen Wärmenetzes wird entworfen. In **Bild 3** ist die zukünftige Versorgungsstruktur in dem untersuchten Beispieldnetz dargestellt.

Die Trassenlänge des hier entworfenen Wärmenetzes beträgt 66 km. 64 % des Wärmebedarfs im gesamten Versorgungsgebiets werden über Wärmenetze bereitgestellt. Das Investitionsvolumen für das gesamte Wärmenetz inklusive Hausanschlüssen und Heizzentralen wird mit mehr als 200 Mio. € kalkuliert. 32 % der Wärmeversorgung erfolgen aus dezentralen Wärmepumpen (Luft- und Grundwasserwärmepumpen) in den Gebäuden. Der Gasabsatz sinkt von 635 auf 12 GWh.

In den Heizzentralen wird die Wärme im Wesentlichen mit Hochtemperatur-Wärmepumpen erzeugt. Deren elektrischer maximaler Leistungsbedarf wird durch eine KWK-Anlage abgesichert, um zu Zeiten der Dunkelflaute (fehlende Mengen an erneuerbarem Strom) die Wärmeversorgung sicherzustellen. Zusätzlich sorgt ein Gasreservekessel für die Absicherung der Wärmeversorgung.

Die Simulationen für das Jahr 2050 zeigen, dass die BHKW-Anlage (**Bild 4**, dunkelgrüne Flächen) nur in wenigen Stunden des Jahres (hier maximal 200 h/a) benötigt wird.

In einigen Städten wird auch der Einsatz von Holz in den Heizwerken als Möglichkeit in Betracht gezogen. Insgesamt ist in der Elektrizitätsversorgung mindestens mit einer Verdopplung des Leistungsbedarfs im Strombezug gegenüber 2022 zu rechnen. Jedoch ist die Netzbelastung im Sommer durch die

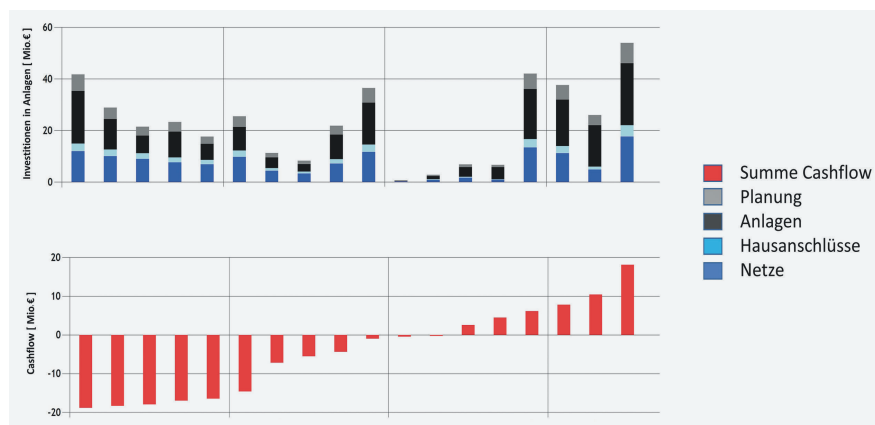


Bild 6 Vergleich der Wirtschaftlichkeit von insgesamt 18 Nahwärmequartieren im Versorgungsgebiet (eigene Darstellung).

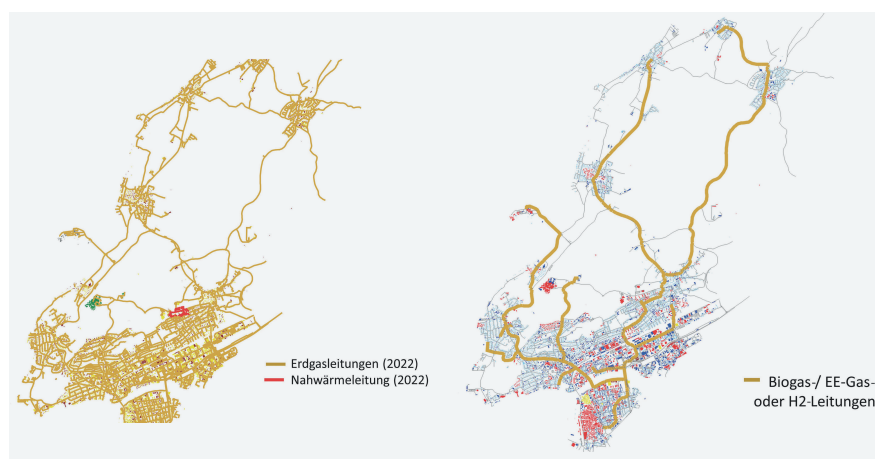


Bild 7 Links: Erdgasnetz 2022, Länge Gasnetz: 324 km; rechts: Biogas-/EE-Gasnetz 2050, Länge: 49 km, zur Absicherung der Energieversorgung (eigene Darstellung).

hohen Rückspeisungen deutlich höher als der Bezug im Winter. Daher werden trotz eines massiven Ausbaus von dezentralen und zentralen Strom-Wärmepumpen diese Schwachlastfälle die Auslegungsgrenzen für die Stromnetze darstellen.

Die Wirtschaftlichkeit von Nahwärmenetzen

Jedes Versorgungsgebiet zeigt unterschiedliche städtische und ländliche Strukturen auf (**Bild 5**). Für jedes Gebiet können der Aufbau und die Ausdehnung von Wärmenetzen untersucht und mit den Kosten einer Versorgung etwa durch dezentrale Wärmepumpen verglichen werden.

In jedem Stadtteil können einzelne oder zusammenhängende Nahwärmenetze aufgebaut werden. Hierzu sind für die Wirtschaftlichkeit neben der Brennstoffbasis (zum Beispiel Holz oder Kombination Strom/Gas) und der trassenbezogenen Absatzdichte (Kosten der Netzerschlie-

ßung) auch die räumlichen Gegebenheiten für die notwendigen Heizzentralen entscheidend.

In **Bild 6** sind für insgesamt 18 Nahwärme-Quartiere sowohl die Investitionen aufgetragen als auch der kumulierte Cashflow innerhalb der nächsten 30 Jahre dargestellt.

Aus **Bild 6** geht hervor, dass für die Wirtschaftlichkeit nicht die Größe eines Nahwärme-Quartiers entscheidend ist, sondern die durch die Bebauung gegebenen Randbedingungen und die technische Erschließbarkeit (Trassenführung).

Entwurf eines langfristig zu erhaltenden Gas- und Wasserstoffnetzes

Wenn Wärmenetze und Stromwärmepumpen zukünftig die Hauptbestandteile der Wärmeversorgung darstellen und die Gasversorgung (aus Bio- und EE-Gasen) die Absicherung der Energieversorgung und die Versorgung von Prozessgas-

kunden sicherstellen sollen, muss geklärt werden, in welchen Trassen langfristig Gasleitungen zukünftig noch benötigt werden und in welchen Gebieten ein schrittweiser Rückzug/Abbau des Gasnetzes erfolgen soll.

Zusätzlich bedarf es vor allem für den Vertrieb einer klaren Strategie hinsichtlich der Priorisierung des Ausbaus von Wärmenetzen und des Rückbaus der Gasnetze. Hierbei sind die Wirtschaftlichkeit und die zeitliche Reihenfolge der Baumaßnahmen von entscheidender Bedeutung.

In dem vorgestellten Untersuchungsgebiet wurde durch Topologie-Optimierung das minimal notwendige Gasnetz bestimmt, wenn die Wärmeversorgung überwiegend aus Wärmenetzen und Strom-Wärmepumpen bereitgestellt würde. Das Gasnetz könnte deutlich reduziert werden (**Bild 7**).

Die Länge des langfristig notwendigen Gasnetzes zur Versorgung von Heizwerken (Kombination von Großwärmepumpen, BHKW-Anlagen und Reservekesseln), von BHKW-Anlagen in einigen wenigen Gebäuden und der Prozessgaskunden beträgt in diesem Versorgungsgebiet und in diesem Szenario nur noch 49 km. Die Länge des Gasnetzes könnte um 85 % reduziert werden.

In dieser Beispieluntersuchung sinkt der Energieabsatz Gas um mehr als 90 %. Der Leistungsbedarf Gas sinkt jedoch nicht so stark, nur um 64 %. Dies ist auf die zunehmende Reservefunktion zur Sicherstellung der Energieversorgung zurückzuführen.

Sofern eine größere Anzahl von Industrie-/Prozessgaskunden im Netz verbleibt oder etwa größere ältere Gebäude mit bivalenten Wärmepumpen oder ausschließlich durch Gas beheizt werden, steigt die minimale Netzlänge entsprechend an. Darüber hinaus ist neben der hier dargestellten Topologie-Optimierung eine anschließende hydraulische Berechnung erforderlich, um die sichere und technisch realisierbare Versorgung der verbleibenden Kunden zu gewährleisten.

Entwicklung der Netzentgelte

Der Umbau der Energieversorgung mit der Reduktion des Gasabsatzes hat langfristig die Stilllegung von Gasleitungsabschnitten zur Folge, die zumindest mecha-

nisch vom restlichen Netz getrennt, verschlossen und möglicherweise verfüllt werden müssen. Gasleitungen können erst dann stillgelegt werden, wenn kein Gasverbraucher an dem Netzabschnitt angeschlossen ist und der jeweilige Strang hydraulisch nicht mehr zur Versorgung der übrigen Kunden benötigt wird. In Beispielberechnungen wurden die Stilllegungskosten mit 10 % der Investitionskosten angesetzt.

Im Stromnetz wird wegen des steigenden Anteils der PV-Eigenerzeugung eine Reduktion des jährlichen Stromabsatzes (trotz Stromwärmepumpen und E-Mobilität) erwartet. Gleichzeitig ist ein Anstieg der zu übertragenden Leistungsspitzen (vor allem im Sommer) zu erwarten.

In der vorliegenden Beispielberechnung sinkt der Gasabsatz in 2050 um 90 %, der Leistungsbedarf jedoch nur um 60 % gegenüber 2022. Die Netzentgelte im Gasverteilnetz würden demzufolge von rund 25 €/kWa in 2022 auf nahezu 70 €/kWa in 2050 steigen, sofern die Stilllegungskosten auf die verbleibenden Gaskunden umgelegt würden.

Anders sehen die Entwicklungen für die Netzentgelte im Strombereich aus. Obwohl die Kosten im Stromnetz aufgrund der notwendigen Verstärkungsmaßnahmen steigen, bleiben die Netzentgelte (bezogen auf die steigende Übertragungsleistung) nahezu konstant. Sie würden jedoch steigen, wenn man die Kosten auf die restliche Strombezugsmenge aus dem Netz beziehen würde.

Transformation der lokalen Verteilnetze

Um die Größe und Wirtschaftlichkeit von alternativen Wärmenetzen sowie die Verstärkung der Stromnetze abzuschätzen und um das heutige ausgedehnte Gasnetz langfristig auf das notwendige Zielnetz zurückzubauen, bedarf es verschiedener Arbeitsschritte die mehrfach durchlaufen werden müssen:

- Erstellung eines Modells des zeit- und temperaturabhängigen Strom- und Wärmebedarfs;
- Abschätzung, Prognose und Simulation des Kundinnen- und Kundenverhaltens;
- Optimierung der Ausdehnung von Wärmenetzen und Auslegung der Wärmezentralen;
- Reihenfolge des Wärmenetzausbaus und des Gasnetzrückbaus;
- Netzverstärkungen im Stromverteilnetz, vor allem in ländlichen Versorgungsgebieten;
- Ausweisung von Wärme- und Stromvorranggebieten und Festlegung der langfristig zu erhaltenden Gastrassen.

Mit diesen Schritten lassen sich die langfristig wirtschaftlich zu betreibenden Gas- und Wärmenetzstrukturen entwickeln. Dabei ist die Weiterversorgung der Industrie- / Prozessgaskunden sicherzustellen. Die zeitliche Entwicklung des Zielnetzes ist dann die Basis für die Kommunikationsstrategien mit den Gremien des Versorgungsunternehmens und den Kunden.

In dem hier vorgestellten Verteilnetz sind je nach Ausbaugrad der Wärmenetze bis 2050 Investitionen in die Wärme- und Stromnetze sowie für den Rückbau des Gasnetzes zwischen 200 und 500 Mio. € zu erwarten, um die CO₂-Ziele zu erreichen. Die Netzauslegungen müssen spartenübergreifend erfolgen. ■

Literatur

- [1] Prognos AG; TEP Energy GmbH; Infrast AG; Ecoplan AG im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE): Energieperspektiven 2050+. März 2021, <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html>, zuletzt abgerufen am 11.10.2022.



Dr.
Piet Hensel

Prokurist bei der
Rechenzentrum für
Versorgungsnetze Wehr
GmbH (RZVN)

Hensel@rzvn.de

Foto: RZVN



Dr.
Dirk König

Senior Consultant
bei der RZVN

d.koenig@rzvn.de

Foto: RZVN