Chancen und Risiken der Energiewende für die kommunalen Versorgungsunternehmen

Piet Hensel

Die kommunalen Energieversorger müssen sich im Zuge der Energiewende auf erhebliche Verschiebungen in der Energieerzeugung einstellen, die zu einer zunehmenden Dezentralisierung und einer engeren Verzahnung der Strom- und Wärmeversorgung führen. Dadurch, aber auch durch energiepolitische und technische Entwicklungen sind die Versorger teilweise
erheblichen Risiken ausgesetzt, denen sie sich stellen müssen. Ein neues Simulationsmodell, das im Rahmen einer Studie
für fünf schweizerische Städte angewendet wurde, ermöglicht die exakte Quantifizierung dieser Effekte und kann als Basis
für die zukünftige Auslegung der Verteilnetze dienen.

Die zentralen energiepolitischen Entwicklungen im Zuge der Energiewende, mit denen sich die Versorgungsunternehmen auseinandersetzen müssen, umfassen eine verbesserte Gebäudedämmung, die einen Rückgang des Wärmebedarfs nach sich zieht, eine verbesserte Energieeffizienz, die zu einem tendenziell rückläufigen Strombedarf führt, sowie den massiven Zubau regenerativer Stromerzeugung, wodurch die Volatilität des Stromangebots und damit der Bedarf an die Leistungsabsicherung steigt. Darüber hinaus stellt die Zunahme dezentraler Stromerzeugung neue Anforderungen an die Stromnetze und reduziert den Absatz. Eine engere Verzahnung des Strom- und Wärmemarktes ist durch den verstärkten Einsatz von KWK, Wärmepumpen und Power-To-Heat sowie Power-To-Gas zu erwarten.

Konsequenzen für die kommunalen Energieversorgungsunternehmen

Diese Entwicklungen haben direkte Konsequenzen für die kommunalen Energieversorgungsunternehmen, sowohl in ihrer Rolle als Verteilnetzbetreiber als auch für den Energiehandel und -verkauf. So führt bspw. ein starker Ausbau von Strom-Wärmepumpen zu einer Absatzsteigerung im Stromverkauf und einer deutlichen Reduktion der Emissionen in der Wärmeerzeugung. Gleichzeitig können jedoch kostspielige Erweiterungsinvestitionen in den Stromnetzen erforderlich werden, da wesentlich höhere Lastspitzen auftreten als bisher. Neben der Leistungsabsicherung in der Stromerzeugung ist daher die Struktur und Kapazität der Gas-, Strom- und Wärmenetze bei der Konzeption der Energiewende zu berückDie Effekte einer zunehmend regenerativen und dezentralen Strom- und Wärmeerzeugung wirken sich überwiegend auf die Verteilnetzebene aus Foto: DrHitch | Fotolia.com

sichtigen, um die technische Umsetzbarkeit zu gewährleisten und finanzielle Mehrbelastungen möglichst zu vermeiden.

Diese versorgungstechnischen und wirtschaftlichen Konsequenzen unterschiedlicher energiepolitischer Vorgaben und Technologieszenarien wurden im Rahmen einer Studie für fünf schweizerische Städte detailliert berechnet und bis auf die Netzebenen heruntergebrochen. Dabei wurden unterschiedliche Szenarien entwickelt, die mit einem exakten und technisch fundierten "Bottom-Up"-Ansatz aufzeigen, wie umweltpolitische Ziele mit möglichst geringem Mitteleinsatz realisierbar sind. Aufgrund der hohen Modellgenauigkeit können die vorgeschlagenen Technologieszenarien von den Versorgungsunternehmen als Grundlage für

die zukünftige Dimensionierung der Energienetze ("Zielnetzplanung") genutzt werden.

Methodik

Anhand genauer Datengrundlagen für die fünf Städte wurde ein Simulations- und Optimierungsmodell entwickelt, welches eine räumlich und zeitlich hoch aufgelöste Berechnung der Strom- und Wärmeerzeugung, der damit verbundenen Emissionen sowie der Auslastung der Strom-, Gas- und Wärmenetze ermöglicht.

Auf Basis dieser Simulation können die technischen und wirtschaftlichen Konsequenzen unterschiedlicher energiepolitischer Rahmenbedingungen und Technologieszenarien, sowohl aus Sicht der Versorgungs-

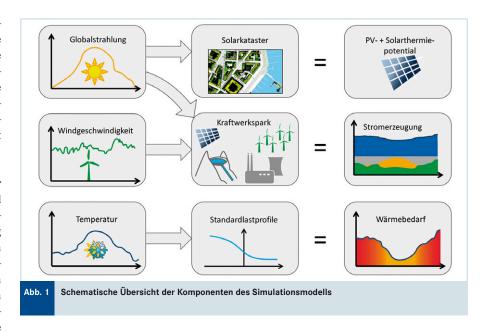
unternehmen als auch der Haushalte, detailliert aufgezeigt werden. Erstmals konnte hierzu flächendeckend für ganze Städte auf gebäudescharfe Strom- und Wärmeverbrauchsdaten zurückgegriffen werden, die mit den Klimadaten (Temperatur, Sonneneinstrahlung etc.) und Netzganglinien zu einer stundengenauen Simulation verknüpft wurden (Abb. 1).

Für jede Stunde eines Jahres werden für jedes Gebäude einer Stadt der Strom- und Wärmebedarf sowie die zugehörige Energieerzeugung berechnet. Die Erzeugung kann entweder dezentral in den Gebäuden erfolgen oder zentral durch das Versorgungsunternehmen. Die jeweils genutzten bzw. verfügbaren Technologien werden in einem vorhergehenden Optimierungsmodell bestimmt, welches für unterschiedliche energiepolitische Rahmenbedingungen den optimalen Technologiemix bestimmt.

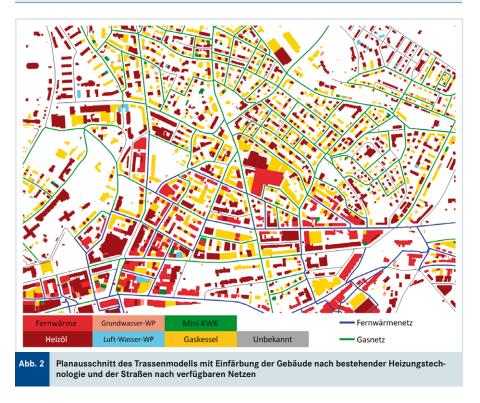
Die Tabelle enthält die gängigsten Technologien zur Strom- und Wärmeerzeugung. Das Modell kann jedoch flexibel um weitere Verfahren und Anlagentypen erweitert werden. Während konventionelle Kraftwerke und Erzeugungsverfahren beliebig geregelt werden können und ihre Erzeugung an den Bedarf anpassen, richtet sich die Erzeugung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen nach den im Modell hinterlegten Ganglinien der Windgeschwindigkeit bzw. der solaren Globalstrahlung.

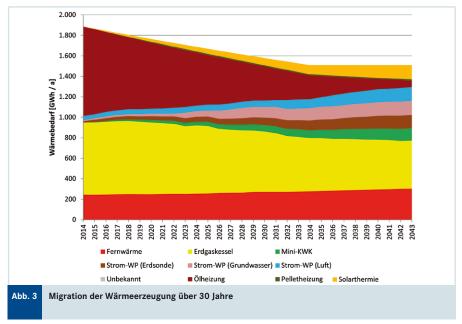
Durch Hinterlegung der Struktur des Stromund Gasnetzes sowie – sofern vorhanden – Fernwärmenetzes in Form eines flächendeckenden Trassenmodells (Abb. 2) ist darüber hinaus für jedes Gebäude neben dem bestehenden Heizungstyp bekannt, welche Alternativtechnologien jeweils zur Verfügung stehen (Gastechnologien nur für Gebäude in gasversorgten Straßen, Fernwärme nur für Gebäude in wärmeversorgten Straßen).

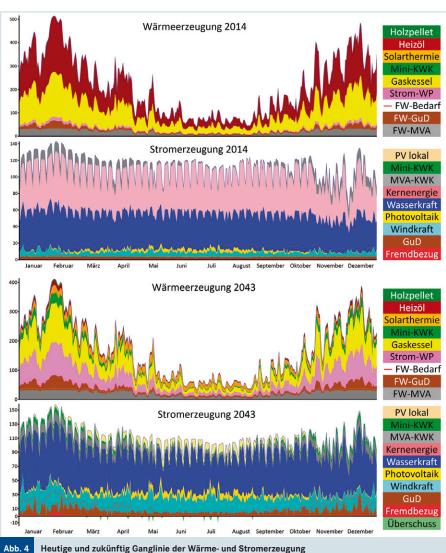
Zusätzlich kann das Modell anhand der Bruttomargen in der Gas- und Fernwärmeversorgung bestimmen, welche Straßen aufgrund ihrer Wärmebedarfsdichte sinnvollerweise durch Wärmenetze versorgt werden könnten. Die Verdrängung bestehender Gaskunden bei Parallelverrohrung durch Fernwärme ist in dieser Ausbauplanung berücksichtigt. Damit können aufwendige



Tab.: Wichtigste Strom- und Wärmeerzeugungsverfahren			
	Zentral	Dezentral	
Stromerzeugung	Wasserkraftwerk	Photovoltaik	
	Kernkraftwerk	Mini-KWK	
	Gaskraftwerk (GuD)		
	Photovoltaik		
	Windkraft		
Wärmeerzeugung	GuD-KWK	Gas-Brennwertkessel	
	Erdgas BHKW	Ölkessel	
	Geothermie	Strom-Wärmepumpe	
	Holz-Heizwerk	Pelletheizung	
	Industrielle Abwärme	Mini-KWK	







manuelle Planungen neuer Nah- und Fernwärmenetze deutlich vereinfacht werden.

Anhand unterschiedlicher Zielvorgaben (CO₂-Minimierung, Kostenminimierung, Umsetzung umweltpolitischer Zielvorgaben etc.) wird für jedes Gebäude ein Ersatzheizungstyp angenommen, der aktiviert wird, sobald die bestehende Heizungsanlage des Gebäudes ihre technische Nutzungsdauer erreicht hat. Der Wärmebedarf nimmt kontinuierlich ab, der Strombedarf sinkt oder steigt (je nach Bedarfsszenario). Diese Migration der Energieversorgung wird über einen Zeitraum von z. B. 30 Jahren simuliert, wobei innerhalb jedes Simulationsjahres die stundengenaue und gebäudescharfe Simulation durchgeführt wird. So werden bspw. bei einer Stadt mit 10 000 Gebäuden und einem Simulationszeitraum von 30 Jahren ca. 2,6 Mrd. Datenpunkte (10 000 Gebäude x 30 a x 8 760 h = 2,628 Mrd.) durch die von RZVN entwickelte Software "Energie-Strategiecockpit" verarbeitet.

Ergebnisse

Zur Abbildung der finanziellen, technischen und ökologischen Auswirkungen verschiedener Technologie- und Preisentwicklungen über einen Zeitraum von 30 Jahren wurden strategische Szenarien entwickelt, welche sich sowohl in der Struktur der zukünftigen Strom- und Wärmeerzeugung als auch der erwarteten Brennstoffpreise unterscheiden. Das im Folgenden vorgestellte Beispielszenario unterstellt konstante Preise, einen Rückgang des Wärmebedarfs um 20 %, des Strombedarfs um 10 % (jeweils linear über 30 Jahre) sowie folgenden Technologiemix:

30 %	Strom-Wärmepumpen;
30 %	Gaskessel;
10 %	Mini-BHKW;
20 %	Nah-/Fernwärme;
5 %	Ölheizungen;
5 %	Pelletheizungen.

25 % der verfügbaren Dachflächen werden für Solarthermieerzeugung genutzt, 20 % für Photovoltaik.

Die schrittweise Technologieumstellung der Wärmeversorgung erfolgt in den Simulationen eines Szenarios auf Basis des Baujahres der bestehenden Heizungsanlage im Rahmen des altersbedingten Heizungstausches bei den Kunden. Aus Abb. 3 geht zum einen der kontinuierliche Rückgang des Wärmebedarfs um 20 % hervor, zum anderen die Verdrängung von Heizölkunden und konventionellen Gaskesseln durch Wärmepumpen und Mini-BHKW. Die Installation von Solarkollektoren erfolgt mit dem Heizungstausch, wodurch im Jahr 2043 insgesamt ca. 10 % des Wärmebedarfs durch Solarthermie gedeckt werden können.

Abb. 4 (oben) stellt die heutige Stundenganglinie der Wärme- und Stromerzeugung dar. Die Wärmeversorgung wird heute durch Ölheizungen (ca. 45 %), Erdgaskessel (ca. 40 %) sowie Fernwärme (ca. 13 %; Erzeugung aus GuD und Müllverbrennung, MVA) dominiert. Strom-Wärmepumpen und andere Technologien spielen nur eine untergeordnete Rolle.

In dem heutigen Stromportfolio werden vorwiegend Wasserkraft, Kernenergie und Windkraft genutzt. Die verbleibende Stromerzeugung verteilt sich auf die KWK-Erzeugung (GuD sowie MVA) und kleinere PV-Beteiligungen.

Größere Diversität der Erzeugungsstruktur

Der zukünftige Technologiemix (Abb. 4 unten) führt zu einer größeren Diversität der Erzeugungsstruktur. Die Wärmeversorgung weist einen deutlich höheren Anteil an Wärmepumpen sowie dezentraler BHKW auf. Insbesondere in den Übergangs- und Sommermonaten entfällt auf Solarthermie ein erheblicher Anteil der Wärmeerzeugung.

Analog zur Wärmeversorgung erfolgt ein schrittweiser Umbau der Stromerzeugung. So werden im Laufe des Simulationszeitraumes Kraftwerkskapazitäten zugekauft (insbesondere EE-Anlagen) oder stillgelegt (Kernenergie). Die lokale (dezentrale) KWK- und PV-Erzeugung wird im Zuge des Heizungstausches ausgebaut, wodurch in Zukunft ca. 10 % des Strombedarfs dezentral durch die Haushalte erzeugt wird. Aus der Stromganglinie ist ersichtlich, dass sich KWK-Erzeugung (grün) und lokale PV-Erzeugung (beige) saisonal ergänzen: Während die dezentralen BHKW vorwiegend in den sonnenarmen Herbst- und Wintermonaten Strom produzieren, weisen die PV-Anlagen in den Sommermonaten die höchsten Erträge auf, wodurch in Summe über das Jahr eine fast konstante Erzeugung erreicht wird. Die grünen negativen Werte in den Sommermonaten entsprechen Stromüberschüssen, die bilanziell als Power-To-Gas berücksichtigt werden.

Die Umstellung der Wärmeversorgung – insbesondere der Ölheizungen – auf effizientere oder regenerative Heizungstechnologien führt zusammen mit dem Wärmebedarfsrückgang zu einer nachhaltigen Verringerung des ${\rm CO}_2$ -Ausstoßes um ca. 50 %. Der geringe temporäre Anstieg des ${\rm CO}_2$ -Ausstoßes im Jahr 2030 (vgl. Abb. 5) resultiert aus dem

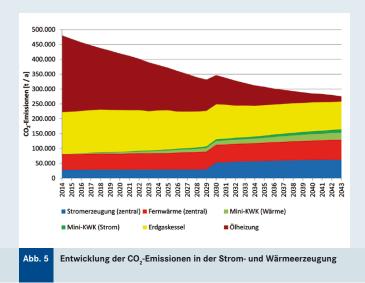
teilweisen Ersatz von Kernenergie durch GuD-Stromerzeugung.

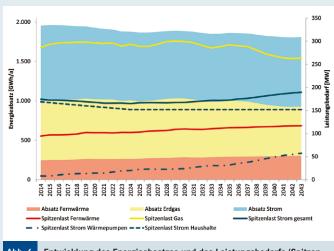
Parallel zu dem Rückgang der CO₂-Emissionen steigt der Anteil erneuerbarer Stromerzeugung auf über 80 % (von heute 50 %). Die Wärmeerzeugung kann bis zu 45 % aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden, was in etwa dem Fünffachen des heutigen Anteils entspricht. Die erneuerbare Wärme resultiert überwiegend aus dem Umweltwärmeanteil der Wärmepumpen, der Solarthermieerzeugung sowie der hälftigen Fernwärmeerzeugung aus Müllverbrennung (MVA).

Energiewende bietet Chancen

Die Energiewende bietet für die Versorgungsunternehmen die Chance, einen Großteil des Wärmemarktes, der heute durch Ölheizungen gedeckt wird, als Neukunden zu akquirieren. Mit Ausnahme von Pelletheizungen gehen sämtliche Technologiewechsel mit einem zusätzlichen Absatz in der Sparte Erdgas (Gaskessel, Mini-BHKW), Fernwärme (Nah-/Fernwärme) oder Elektrizität (Strom-Wärmepumpen) einher. Allerdings geht der Energieabsatz aufgrund von Dämmung, effizienterer Energieumwandlung sowie der Nutzung von Solarthermie zurück. Die Stromeigenerzeugung in dezentralen PV-Anlagen und Mini-BHKW führt ebenfalls zu einem Rückgang des Stromabsatzes.

Die resultierenden Gesamteffekte sind in Abb. 6 dargestellt und zeigen für die Sparten Erdgas und Elektrizität einen leicht negativen





 6 Entwicklung des Energieabsatzes und des Leistungsbedarfs (Spitzenlast) in den Sparten Erdgas, Fernwärme und Elektrizität Trend, wobei ein Teil des Absatzrückgangs im Strombereich (-10 % Haushaltsstrombedarf) durch den steigenden Strombedarf von Wärmepumpen kompensiert wird. Der Rückgang des Gasabsatzes von lediglich 10 % bedeutet eine Zunahme des Marktanteils, da der Wärmebedarf im gleichen Zeitraum um 20 % sinkt. Dieser Zuwachs ist vorwiegend auf den spezifisch höheren Gasbedarf der dezentralen KWK-Anlagen zurückzuführen. Der Fernwärmeabsatz bleibt langfristig konstant, da die Neuerschließungen durch den allgemeinen Wärmebedarfsrückgang kompensiert werden.

Aufgabe der Netze ändert sich

Der Leistungsbedarf (die Spitzenlast) ist entscheidend für die technische Dimensionierung der Netze und die vorzuhaltenden Erzeugungskapazitäten. Im Gasnetz ist langfristig mit einer stagnierenden Spitzenbelastung zu rechnen, wobei diese vorübergehend etwas ansteigt. Im Stromnetz ist trotz Absatzrückgang mit einem spürbaren Anstieg der Spitzenlast zu rechnen, da durch die starke Zunahme von Strom-Wärmepumpen insbesondere an kalten Wintertagen eine erhöhte Netzbelastung zu erwarten ist. Aufgrund des zeitlichen Versatzes der Spitzenlast des Haushaltsstroms und der Wärmepumpen entspricht dabei die (zeitgleiche) "Spitzenlast Strom gesamt" nicht der Summe der "Spitzenlast Strom Wärmepumpen" und "Spitzenlast Strom Haushalte", sondern ist geringer.

Die Auslastung der Strom- und Gasnetze verschlechtert sich spürbar. Im Strombereich führen die Eigenerzeugung sowie die geringere Benutzungsstundenzahl des Wärmepumpenstroms zu einem Rückgang der Benutzungsstunden (-7 % bezogen auf den Strombedarf bzw. -16 % auf den Stromabsatz). Im Gasbereich ist im Wesentlichen die Solarthermie der Treiber einer rückläufigen Netzauslastung, da bei unveränderter Leistungsspitze (kalte Tage ohne Sonnenstrahlung) der Energieabsatz insbesondere in den Übergangs- und Sommermonaten spürbar sinkt (Benutzungsstunden -9 %).

Die aus den Absatzverschiebungen resultierenden wirtschaftlichen Konsequenzen werden hier nicht veröffentlicht, können jedoch mit der Software durch die Nachbildung der unternehmensspezifischen GuV-und Cashflowrechnung detailliert simuliert werden.

Verteilnetze überwiegend betroffen

Die Effekte einer zunehmend regenerativen Strom- und Wärmeerzeugung, die fortschreitende Dezentralisierung der Stromerzeugung sowie die engere Verzahnung des Strom- und Wärmemarktes durch Strom-WP und KWK-Anlagen wirken sich überwiegend auf die Verteilnetzebene aus. Erstmals können diese Effekte flächendeckend und detailliert für ganze Städte nachgewiesen werden, was den Versorgern erlaubt, recht-

zeitig auf diese Entwicklungen zu reagieren. Für die Verteilnetzbetreiber und kommunalen Versorger bedeuten diese Veränderungen die Notwendigkeit:

- einer möglichst genauen Bilanzierung der aktuellen Netzkapazitäten und Reserven (durch Netzberechnung);
- einer Zielnetzplanung, um ihre Netze an die zukünftige Versorgungsaufgabe anzupassen, Einsparpotenziale zu realisieren und Kapazitätserweiterungen zu minimieren:
- einer abgestimmten Gas- und Fernwärmestrategie, um Konkurrenz- und Verdrängungseffekte zu minimieren;
- einer Anpassung des Tarifmodells mit einer größeren Leistungspreiskomponente, da die Eigenerzeugung von Strom sowie Solarthermie zu einer geringeren Netzauslastung führen;
- der Entwicklung neuer Geschäftsmodelle (z. B. Contracting), um stärkere Steuerungsmöglichkeiten für den zukünftigen Technologiemix zu haben.

Neben einer genauen Risikoabschätzung für die zukünftige Geschäftsentwicklung der Unternehmen können die Resultate als belastbare Grundlage für weitere Planungsmaßnahmen und die langfristige Netz- und Beschaffungsstrategie genutzt werden.

Dr. P. Hensel, Geschäftsführer, RZVN Wehr GmbH, Düsseldorf hensel@rzvn.de

Düsseldorfer Schriften zum Energie und Kartellrecht, Band 19

Das Recht der Elektrizitätsversorgungsnetze – Netzbetreiberpflichten zwischen unternehmerischer Eigenverantwortung und staatlicher Steuerung

Karoline Mätzig



Die vorliegende Arbeit bietet eine systematische Darstellung zum Recht der Elektrizitätsversorgungsnetze. Sie geht dabei über den regulierten Bereich hinaus und erfasst die Planung und Einrichtung der Netzanlage, die Beschaffung des notwendigen Grundeigen-

tums bzw. der Nutzungsrechte hieran, die Betriebsaufnahmegenehmigung und Zertifizierung als Übertragungsnetzbetreiber, die Unternehmensorganisation und den Unternehmensgegenstand von Netzbetriebsgesellschaften sowie schließlich den Betrieb, die Wartung und den Ausbau der Netze, einschließlich der Kalkulation von Netzentgelten. Neben der systematischen Darstellung des Rechts der Elektrizitätsversorgungsnetze wird untersucht, wie der Gesetzund Verordnungsgeber im EnWG 2011 das Verhältnis zwischen unternehmerischer Eigenverantwortung und staatlicher Steuerung ausgestaltet hat und ob der Rechtsrahmen hinreichend genug die unternehmerische Eigenverantwortung wahrt.

Bestellanschrift:

Bitte liefern Sie _ Exemplare

Düsseldorfer Schriften Band 19

je 59,- € (+ Porto) • ISBN: 978-3-942370-38-7

Faxen oder per Post an:

etv Energieverlag GmbH