

CO₂-Ziele umsetzen: Die zukünftige Entwicklung städtischer Verteilnetze

Piet Hensel und Dirk König

Steigende Strombelastungen im lokalen Netz, Rückgang des Gasabsatzes, Absicherung des volatilen Stromangebots und die Wirtschaftlichkeit von Nah- und Fernwärmenetzen sind zentrale Themen der Planung von zukünftigen Verteilnetzen. Unter Berücksichtigung der unterschiedlichen dezentralen gebäudenahen Technologien zur Wärme- und Stromerzeugung, des vorhandenen Strom- und Wärmebedarfs, möglicher Energieeinsparungen in den Gebäuden und des sich wandelnden globalen Marktes der zentralen Stromerzeugung werden seit Herbst 2014 in einem vom BMWi geförderten Forschungsprojekt neue Methoden zur Optimierung der zukünftigen Verteilnetze entwickelt, deren Ergebnisse im Folgenden vorgestellt werden sollen.

Am Beispiel dreier Städte untersuchen das Ingenieurbüro RZVN Wehr GmbH, die Universität und die HTWG in Konstanz, welche Konsequenzen die eingangs genannten Parameter für die Strom- und Wärmeerzeugung in den Versorgungsgebieten und für die Dimensionierung der Energienetze haben.

Datengrundlage und Methodik

Grundlage der Strategieentwicklung für lokale Verteilnetze ist die möglichst genaue Abbildung des heutigen Strom- und Wärmebedarfs jedes einzelnen Gebäudes innerhalb des Versorgungsgebiets, die Abschätzung des Potenzials der Solarenergie zur Deckung des Wärme- und Strombedarfs und die eindeutige Zuordnung des jeweiligen Gebäudes zu einer Trasse.

Jedes Gebäude ist wie folgt darstellbar:

- durch seine Grundfläche;
- durch den jährlichen thermischen Energie- und Leistungsbedarf mit dem maximalen Leistungsbedarf $P_{\max_{th}}$ und dem zugehörigen temperaturabhängigen thermischen Lastprofil und
- durch den jährlichen elektrischen Energie- und Leistungsbedarf mit dem maximalen Leistungsbedarf $P_{\max_{el}}$ im Jahr und dem zugehörigen zeitabhängigen elektrischen Lastprofil.

Die Dachflächen jedes Gebäudes werden soweit möglich zur Solarthermie oder PV-Stromerzeugung zur Reduzierung des eigenen Wärme- und Stromverbrauchs genutzt. Die Ganglinie der Solareinstrahlung pro Gebäude ist mit den jeweiligen Stundenwerten in jedem Versorgungsgebiet bekannt und hinterlegt.



Zur Deckung des Wärmebedarfs könnten in den Gebäuden zukünftig installiert werden:

- eine Gasbrennwertheizung (BR) mit dem zugehörigen thermischen Wirkungsgrad η_{th} ;
- eine BHKW-Anlage (BHKW) mit dem zugehörigen thermischen und elektrischen Wirkungsgraden η_{th} , η_{el} ;
- eine Strom Wärmepumpe (EWP) mit der Jahresnutzungszahl η_{th} oder
- ein Fernwärmeanschluss (FW).

Die mögliche Nutzung nicht leitungsgebundener Energieträger (z. B. Pellet-Heizungen) wird in dieser Untersuchung nicht betrachtet.

Unabhängig von der heutigen Versorgungsstruktur geht es darum zu berechnen, wel-

che Wärmeerzeugungsanlagen in den Gebäuden aus gesamtwirtschaftlicher Sicht zukünftig eingebaut werden sollten und welche Netzkonfiguration dies zur Folge hat, d. h. welche Netze weiter bestehen bleiben, zurückgebaut oder ausgebaut werden sollen.

In jedem Straßenabschnitt (Trasse) ist zukünftig immer eine Stromleitung vorhanden, und es kann eine Gas- oder eine Fernwärmeleitung verlegt werden, über die ein Gebäude in jedem Fall mit Strom, möglicherweise auch mit Gas oder Fernwärme versorgt wird.

Die Aufgabe wird in Gleichungssystemen mit mehreren zehntausend kontinuierlichen und binären Optimierungsvariab-

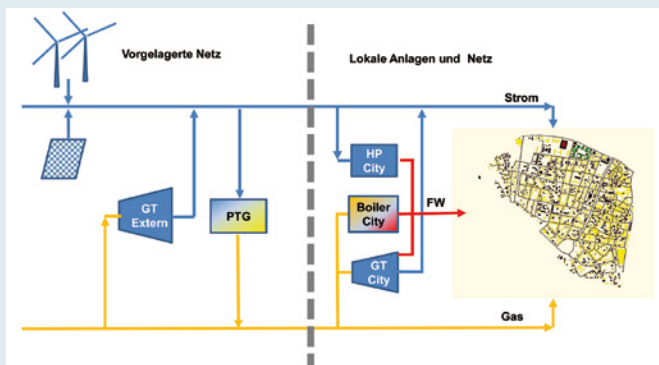


Abb. 1 Aufteilung der Gesamtoptimierung in zwei Teilloptimierungen: Optimierung der lokalen Anlagen und des Verteilnetzes (rechts) und Optimierung der Anlagen im vorgelagerten Netz (links)



Abb. 2 Variante 1 – Netzkonfiguration bei einem CO₂-Reduktionsziel von 10 % und 0,569 kg CO₂/kWh des externen Strombezugs

len formuliert und mathematisch durch gemischt-ganzzahlige Optimierung (Mixed Integer Linear Programming, MIP) auf Rechnern mit parallelen Prozessoren gelöst. Zur Reduzierung der Anzahl der Optimierungsvariablen wird vereinfachend angenommen, dass in einem Straßenabschnitt (von Kreuzung zu Kreuzung) alle Gebäude die gleiche Heizungstechnologie (eine von den o. g. vier Varianten BR, BHKW, EWP oder FW) einsetzen. Entscheidend für die Berechnungsergebnisse sind die vorzugebenden CO₂-Ziele, die Kosten der gebäudenahen Technologien und die Kosten des Energiebezugs bzw. die damit verbundenen CO₂-Emissionen.

Optimierungsmodell

Die Optimierungsaufgabe wird in zwei Schritten gelöst (siehe Abb. 1):

A) in einer Teilloptimierung der lokalen Anlagen (BR, BHKW, EWP oder FW) in den Gebäuden und der Dimensionierung des Verteilnetzes mit den zugehörigen citynahen Strom- und FW-Erzeugungsanlagen und anschließend

B) in einer Optimierung der Anlagenkombinationen (Wind-Offshore, Wind-Onshore, PV-Freiflächen, GuD-Anlage zur Absicherung des Strombedarfs und einer PtG-Anlage zur Nutzung des überschüssigen Stromes) im vorgelagerten Netz.

In der Teilloptimierung A werden zunächst die Kosten des externen Strom- und Gasbezugs und der zugehörigen spezifischen CO₂-Emissionen als konstant vorausgesetzt. Es wird berechnet, welche Gebäude mit welchen Heizungsanlagen ausgerüstet, in

welchen Straßen welche Leitungstrassen verlegt werden sollen und wie hoch letztlich der residuale Strom- und Gasbedarf der Stadt ist. Außerdem wird berechnet, ob ein Fernwärmenetz (FW) benötigt wird und in welchem Umfang die benötigte FW aus einer citynahen GuD-Anlage (GT City), aus einem Gaskessel (Boiler City) oder einer Strom-Wärmepumpe (HP City) erzeugt werden sollte.

In der Teilloptimierung B wird bestimmt, mit welcher Kombination von Wind-Offshore, Wind-Onshore, externen PV-Anlagen und GuD-Anlagen der Strom-, Gas- und mögliche Fernwärmebedarf des lokalen Netzes optimal gedeckt werden kann. Außerdem wird berechnet, in welchem Umfang der überschüssige Strom in einer PtG-Anlage zur Gaserzeugung einsetzbar ist. Hieraus resultieren neue Kosten des externen Strom- und Gasbezugs und neue spezifische Kenngrößen für den spezifischen CO₂-Anteil des externen Strom- und Gasbezugs. Mit diesen neuen Kennwerten kann die Teilloptimierung A ggf. wiederholt werden.

Optimierungsergebnisse

In den folgenden Abschnitten werden Optimierungsergebnisse für das linksrheinische Netz der Stadt Konstanz vorgestellt, das aktuell mit einer Straßenlänge von 33 km insgesamt 2.422 Gebäude bedient. Alle Trassen sind heute strom- und gasversorgt, ein Fernwärmenetz besteht nicht. Die von den Stadtwerken gelieferten Verbrauchsdaten wurden – soweit möglich – den Gebäuden zugeordnet. Demnach sind heute 73 % aller Gebäude mit Gaskesseln, 26 % mit HEL-Kesseln

und 1 % mit BHKW-Anlagen ausgerüstet. Dem aus dem Übertragungsnetz bezogenen Strom ist eine durchschnittliche CO₂-Emission von 0,569 kg/kWh zuzurechnen. Unter Berücksichtigung einer konsequenten Nutzung der lokalen Solarstrahlung in allen Gebäuden betragen dann die wärme- und strombedingten Emissionen für das Teilnetz in diesem Beispiel ca. 35.000 t/a.

Für dieses durchaus typische innerstädtische Netz wird die Anlagen- und Netzoptimierung mit unterschiedlichen Vorgaben gestartet. In den folgenden Ausführungen repräsentiert das Jahr 2016 den aktuellen Stand (mit Nutzung der Solarstrahlung). Das Jahr 2050 stellt das Optimierungsziel dar.

Variante 1: Konsequenter Ausbau lokaler BHKW-Anlagen

Ziel dieser Optimierung ist es, zu bestimmen, welche CO₂-Emissionsziele unter den heutigen Rahmenbedingungen erreicht werden können, wenn die o. g. lokalen Gebäudetechnologien konsequent genutzt würden und der Aufbau einer Fernwärme/Nahwärmerversorgung nicht zugelassen wird.

Zunächst wird die Anlagen- und Netzoptimierung ohne Berücksichtigung der Veränderungsmöglichkeiten des externen Strombezugs gestartet. Die Strom- und Gasbezugspreise und die zugehörigen spezifischen CO₂-Emissionen sind konstant.

Die Resultate der Anlagen und Netzstruktur-Optimierung sind in Abb. 2 dargestellt. Die Optimierungsrechnungen zeigen, dass

insgesamt nur eine Reduktion der CO₂-Emissionen von 10 % erreicht werden kann, wenn im Wesentlichen die bestehenden Gaskessel durch dezentrale BHKW-Anlagen ausgetauscht werden.

Ca. 50 % des Strombedarfs des Versorgungsgebiets kann durch lokale BHKW-Anlagen in den Gebäuden erzeugt werden (15 GWh). Dadurch sinkt die Spitzenleistung im Stromnetz von heute 8 MW auf 7,6 MW (-5 %), während die Spitzenleistung des Gasbedarfs im lokalen Netz um 18 % steigt, hervorgerufen durch den deutlichen Ausbau der lokalen BHKW-Anlagen. Der Gasbedarf erhöht sich um 70 % des heutigen Bedarfs.

In dieser Anlagenkonfiguration ist nahezu keine Änderung der Dimensionierung der Strom- und Gasnetze notwendig. Dabei wird unterstellt, dass der höhere Gasabsatz durch Druckanhebung im Gas-Verteilnetz ausreichende Übertragungsreserven bietet. Mit dem alleinigen Ausbau von wärmegeführten BHKW-Anlagen im Stadtnetz kann bei den heute relativ hohen spezifischen CO₂-Emissionen von 0,569 kg/kWh_{el} keine deutliche Senkung der CO₂-Emissionen erreicht werden.

Die Gesamtkosten des Verteilungssystems (Kundenheizungsanlagen, Ortsnetze, Erzeugungsanlagen) steigen. Sind es heute 21 Mio. €/a, wachsen sie zukünftig auf 25 Mio. €/a an.

Weitere Varianten der Optimierungsrechnungen zeigen, dass bei einer deutlichen Absenkung der CO₂-Emissionen des externen Strombezugs auf z. B. 0,400 kg/kWh_{el} der Betrieb von Gaskesseln in den Gebäuden wirtschaftlicher und emissionsfreundlicher ist als der Einsatz von BHKW-Anlagen.

Variante 2: Optimierung mit Fernwärme-Netzausbau

Ziel dieser Optimierung ist es, zu bestimmen, welche CO₂-Emissionsziele unter den heutigen Rahmenbedingungen möglich sind, wenn die o. g. lokalen Gebäudetechnologien konsequent genutzt würden und der Aufbau einer Fernwärme/Nahwärmeversorgung zugelassen wird.

Die Ergebnisse der Optimierung sind in Abb. 3 und 4 dargestellt. Die Optimierungs-

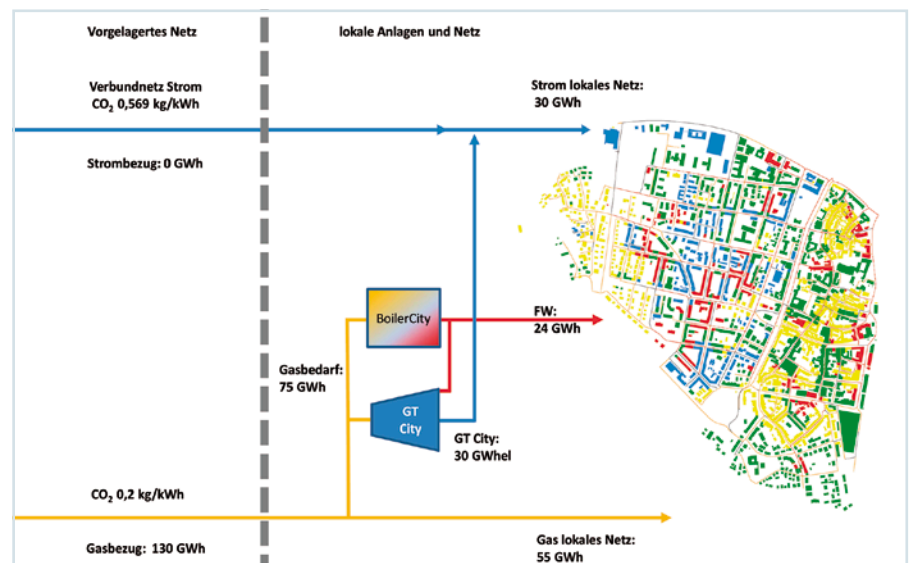


Abb. 3 Variante 2 – CO₂-Reduktionspotenzial von 26 % mit optimierter lokaler Anlagen- und Verteilnetzstruktur, wenn der externe Strombezug eine spezifische CO₂-Emission von 0,569 kg/kWh aufweist

rechnungen zeigen, dass insgesamt eine Reduktion der CO₂-Emissionen um 26 % erreicht werden kann, indem die bestehenden Gaskessel durch einen Mix aus dezentralen BHKW-Anlagen, strombetriebenen Wärmepumpen und durch den Anschluss an ein aufzubauendes Fernwärmenetz ausgetauscht werden.

In Abb. 3 ist keine klare lokale Anlagen- und Netzstruktur zu erkennen. Mit dem Fernwärmeausbau versucht die Optimierung

die „lukrativsten“ Gebäude zu erschließen. BHKW-Anlagen werden nur dort gebaut, wo ein besonders hoher Strom- und Wärmebedarf besteht. Die übrigen Gebäude werden (noch) mit Gaskesseln versorgt.

Die heutige Länge des Stromnetzes (MS- und NS-Netz) beträgt in diesem Netzbe- reich ca. 129 km und müsste bei gleicher Auslastung der Kabel um 32 % erweitert werden. Die Anzahl der Trafostationen steigt von heute 26 auf 39 Stationen. Dem-

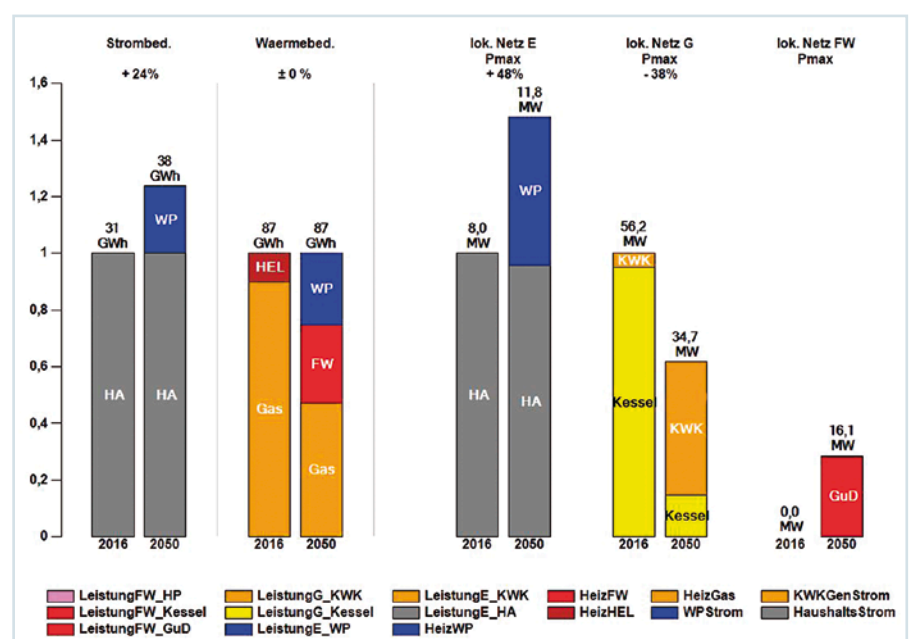


Abb. 4 Strom- und Wärmebedarf bei einem CO₂-Reduktionsziel von 26 % (Variante 2)



Abb. 5 Lokales Netz und Anlagenstruktur in den Straßen, bei einer Reduktion der CO₂-Emissionen um 90 %

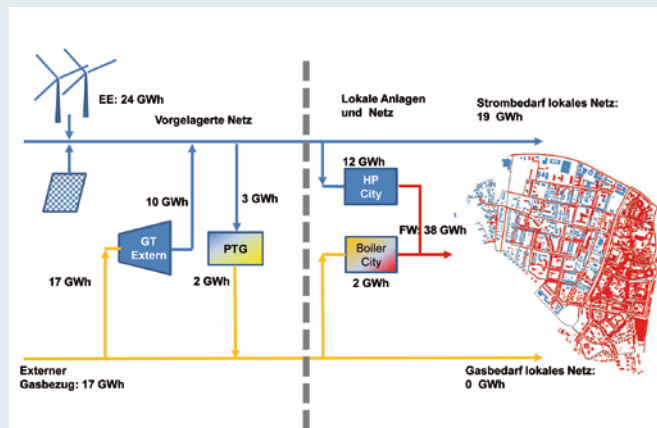


Abb. 6 Strom-, Gas- und Fernwärme-Erzeugungsstruktur bei einem CO₂-Reduktionsziel von 90 %

gegenüber könnte das Gasnetz um ca. 50 % reduziert werden.

Zusätzlich schlägt die Optimierung vor, ein neues Fernwärmenetz mit einer Spitzenleistung von 16 MW mit 16 km Länge aufzubauen. Die Fernwärme wird aus einer stadtnahen GuD-Anlage (GT City) und einem Gas-Spitzenkessel (Boiler City) erzeugt. Die Optimierung schlägt vor, aufgrund der hohen spezifischen CO₂-Werte des externen Strombezugs einen Großteil des Strombedarfs durch die lokale, citynahe GuD-Anlage in Kombination mit den BHKW-Anlagen in den Gebäuden zu erzeugen.

Die Gesamtkosten des Verteilungssystems (Kundenheizungsanlagen, Ortsnetze, Erzeugungsanlagen) nehmen zu. Von heute 21 Mio. €/a steigen sie auf 36,8 Mio. €/a.

Variante 3: Netzstrukturen bei zukünftig hohem Anteil der Stromerzeugung durch erneuerbare Energien

Ziel dieser Optimierung ist es zu bestimmen, mit welcher Kombination von Energieeinsparungen, Gebäudetechnologien und Netz- und Anlagenkonfiguration ein CO₂-Reduktionsziel von 90 % unter den zukünftigen Rahmenbedingungen (mit einem Stromanteil von 80 % aus erneuerbarer Energie und Absicherung des Strombezugs durch hocheffiziente GuD-Anlagen) erreichbar ist.

Die Resultate der Optimierung sind in den Abb. 5 und 6 dargestellt. Laut Optimierung sollten der Wärme- und Strombedarf der Ge-

bäude um 50 % reduziert werden, was die energetische Sanierung nahezu aller Gebäude (innerhalb der nächsten Jahrzehnte) bedeuten würde.

Die Optimierung schlägt den vollständigen Rückbau des lokalen innerstädtischen Gasnetzes und den Aufbau eines 34 km langen Niedertemperatur-Fernwärmenetzes vor (siehe Abb. 5), das überwiegend aus einer zentralen Strom-Wärmepumpe (oder einer anderen CO₂-armen Energiequelle) gespeist wird, wobei die Absicherung der Fernwärme über einen Gas-Spitzenkessel erfolgen soll (siehe Abb. 6). Das bestehende Stromnetz muss aufgrund der extremen Energieeinsparungen im Strom- und Wärmebereich nicht verstärkt werden.

Der Strombedarf des lokalen Netzes beträgt in diesem Szenario 19 GWh, die lokale Groß-Wärmepumpe (HP City) benötigt 12 GWh Strom (in Summe also 31 GWh). Die Stromerzeugung für dieses Stadtteilsystem beträgt jedoch insgesamt 34 GWh. Sie erfolgt zu

- 44 % aus Wind-Offshore;
- 21 % aus Wind-Onshore;
- 6 % aus externen PV-Anlagen und
- 29 % aus der externen GuD-Anlagen.

Die Power-to-Gas-Anlage erzeugt 2 GWh Gas (das sind ca. 10 % des benötigten Gases) und weist einen Strombedarf von 3 GWh auf. Hieraus resultiert eine spezifische CO₂-Emission des erzeugten Stroms von 99 g/kWh und des Gases von 175 g/kWh. Die

reinen energie-, anlagen- und netzbedingten Kosten betragen 31 Mio. €/a.

Strategien jetzt erarbeiten

Die konsequente Umsetzung der CO₂-Ziele (Reduzierung um mindestens 80 %) ist nur durch einen deutlichen Umbau der Wärmeversorgung und Energieeinsparungen zu erreichen. Notwendig für die Zielerreichung ist eine Kombination von (flexiblen, möglicherweise bivalenten) Strom-Wärmepumpen sowie einem Ausbau von (Niedertemperatur-) Wärmenetzen, die aus CO₂-armen Energiequellen gespeist werden. Das lokale Gasnetz wird weitgehend verdrängt, während das übergeordnete Gas-Transportnetz weiterhin zur Absicherung der Versorgung seine Bedeutung behalten wird.

Für die Netzbetreiber und städtischen Versorgungsunternehmen bedeutet dies, dass sie bereits heute für ihr Versorgungsgebiet eine Vertriebs- und Netzstrategie und darauf aufbauende Zielnetzplanungen entwerfen müssen, um Fehlinvestitionen in den Anlagen der Kunden und in ihren Netzen zu vermeiden. Die hier vorgestellten Planungs- und Optimierungsmethoden dienen als Grundlage für eine darauf aufbauende Zielnetzplanung der Strom-, Gas- und Fernwärmenetze unter Berücksichtigung der wesentlichen technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen.

Dr. P. Hensel, Geschäftsführer, Dr. D. König, Mitarbeiter, RZVN Wehr GmbH, Düsseldorf, hensel@rzvn.de, d.koenig@rzvn.de