

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

HYPV

Leitfaden zur strategischen Planung von städtischen Energienetzen Verbundvorhaben

Spartenübergreifenden Optimierung von
gebäudenahen Energieanlagen (Kessel, BHKW, WP, FW)
und lokalen städtischen Verteilnetzen

Leitfaden
BMW-Förderkennzeichen 03ET1263A bis C

Dezember 2018

Das diesem Leitfaden zugrunde liegende Forschungsprojekt wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) im Rahmen des Förderschwerpunkts „Energie-effiziente Stadt“ mit dem Ziel der Transformation städtischer Energieversorgungsstrukturen in Richtung CO₂-Minimierung und energieeffizienten Einsatz erneuerbarer Energien gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.



Projektpartner / Autoren

Dr.-Ing. Dirk König

Rechenzentrum für Versorgungsnetze Wehr GmbH (RZVN)
Wiesenstraße 21
40549 Düsseldorf
Tel. +49 211 / 60 12 73 00
d.koenig@rzvn.de

Prof. Dr. Thomas Göllinger

Hochschule Konstanz für Technik, Wirtschaft und Gestaltung (HTWG), Fakultät Elektro-technik und Informationstechnik
Brauneggerstr. 55
78462 Konstanz
Tel. +49 7531 / 20 67 04
thomas.goellinger@htwg-konstanz.de

Prof. Dr. Stefan Volkwein

Universität Konstanz, Fachbereich Mathematik und Statistik
Universitätsstraße 10
78457 Konstanz
Tel. +49 7531 / 88 23 74
stefan.volkwein@uni-konstanz.de

Partner:

Stadtwerke Konstanz GmbH
Max-Stromeyer-Straße 21-29
78467 Konstanz
Tel. +49 7531 / 80 30
info@stadtwerke-konstanz.de

Stadtwerke Sindelfingen GmbH
Rosenstraße 47
71063 Sindelfingen
Tel. +49 7031 / 61 16 0
info@stadtwerke-sindelfingen.de

Stadtwerke Düsseldorf AG
Höherweg 100
40233 Düsseldorf
Tel. +49 211 / 82 18 21
info@swd-ag.de

Bearbeitungszeitraum: September 2014 bis Dezember 2018



Danksagung/Vorwort

Die zukünftigen Anforderungen an die Energieversorgungsstrukturen in städtischen Wohngebieten zur Minimierung der CO₂-Emissionen zu erkennen und zu simulieren war die zentrale Aufgabe dieses Forschungsvorhabens. Hierfür mussten umfangreiche Daten der heutigen Strukturen zusammengestellt und aufgearbeitet werden. Die Autoren bedanken sich bei den Mitarbeitern der Stadtwerke Konstanz, Sindelfingen und Düsseldorf für die Bereitstellung der Daten. Ein besonderer Dank geht an die Mitarbeiter der RZVN, der HTWG und der Uni, welche in vielseitiger Weise die Daten aufbereitet und logisch verknüpft haben.

Die dargestellten Ergebnisse wurden im BMWi-geförderten Vorhaben HYPV im Rahmen des Förderschwerpunkt „Energieeffiziente Stadt“ mit dem Ziel der Transformation städtischer Energieversorgungsstrukturen in Richtung CO₂-Minimierung und energieeffizienten Einsatz erneuerbarer Energien gefördert. Ein besonderer Dank gilt Herrn Magaß vom Forschungszentrum Jülich und Herrn Prof. Voigt von der HTWG Konstanz, die dieses Projekt maßgeblich mit initiiert und unterstützt haben.



Inhaltsverzeichnis

I.	Kurzdarstellung	1
II.	Planungsgrundsätze von Energienetzen	3
II.1	Grundsätzliches	3
II.2	Strategie der städtischen Energieversorgung	4
III.	Das Optimierungsmodell	6
III.1	Gesamtaufgabe	6
III.2	Lastprofile	10
III.3	Gebäude- und Anlagendaten	12
IV.	Aufbereitung der Verbrauchsdaten und Trassenmodell	13
IV.1	Validierung der Verbrauchsdaten von Gebäuden	13
IV.2	Erzeugung eines Trassenmodells	13
IV.3	Simulation der Kosten unterschiedlicher Gebäudetechnologien	14
V.	Ergebnisse der spartenübergreifenden Optimierungen	16
VI.	Bebauungsstruktur in realen Netzen	20
VII.	Abschätzung des Umsetzungspotentials in deutschen Städten	23
VIII.	Zusammenfassung und Ausblick	25
IX.	Abbildungsverzeichnis	27
X.	Tabellenverzeichnis	28



Blockheizkraftwerk

Boiler-City	Groß-Gaskessel in einem Heizwerk zur Wärmeerzeugung einer City
BR	Brennwert - Gaskessel
CPLEX	Software zur Lösung mathematischer Optimierungsaufgaben
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EE	erneuerbaren Energien
EE-Anlage	Anlage zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EWP	Strom-Wärmepumpe
FW	Fernwärme
Gap	Differenz zwischen einer gefundenen und der absolut besten Lösung
GGLOP	Gemischt ganzzahlige lineare Optimierung
GGnLOP	Gemischt ganzzahlige nicht lineare Optimierung
GuD	Gas- und Dampf-Kombikraftwerk
GT	Gasturbinenkraftwerk mit Abhitzekeessel
GT-City	Stadtnahe GT-Anlage
HP	Wärmepumpe (Heat Pump)
HP-City	Groß-Wärmepumpe zur Wärmeversorgung einer Stadt
HTWG	Hochschule für Technik, Wirtschaft und Gestaltung, Konstanz
KWK	Kraftwärmekoppelung-Anlage
Micro-KWK	Kleine KWK-Anlage
MILP	Mixed Integer Linear Programming (wie GGLOP)
MINLP	Mixed Integer non Linear Programming (wie GGnLOP)
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
PV	Photovoltaik-Anlage
PtG	Power-to-Gas (Methanherzeugung aus Strom)
RZVN	Rechenzentrum für Versorgungsnetze Wehr GmbH, Düsseldorf
SCIP	Software zur Lösung nicht linearer Optimierungsaufgaben
SLP	Standardlastprofil
ST	Solarthermie
Uni	Universität Konstanz, Fachbereich Mathematik und Statistik
WP	Wärmepumpe
Wind-On	Windkraftanlage On-Shore (auf dem Festland)
Wind-Off	Windkraftanlage Off-Shore (auf dem Meer)
KWK	Kraftwärmekopplungsanlage

I. Kurzdarstellung

Um das Ziel einer Reduktion von 80 % der CO₂-Emissionen bis 2050 zukünftig auch in der Strom- und Wärmeversorgung von Städten zu erreichen, ist eine konsequente Reduzierung des Energiebedarfs und ein Umbau der Energieversorgung sowohl in den bestehenden Gebäuden als auch in den dezentralen Technologien und damit in den städtischen Verteilnetzen notwendig. In dem vorliegenden Forschungsvorhaben wurden Methoden entwickelt, mit denen der notwendige Umfang der Energieeinsparung, die Kombination dezentraler Technologien der Strom- und Wärmeerzeugung in den Gebäuden als auch die notwendige lokale Netz-Dimensionierung spartenübergreifend bestimmt werden kann.

Mit diesen Methoden wurden exemplarische Testrechnungen für einzelne Stadtteile durchgeführt, um die Eignung der Methoden zur Untersuchung ganzer Städte zu prüfen.

Für die praktische Umsetzung sind derzeit nur lineare Optimierungsmodelle zur Untersuchung der Energiestrategie von Gebäuden und Netzen in größeren Versorgungsgebieten geeignet,

Mit diesen kann – ausgehend vom heutigen Energiebedarf der Gebäude einer Stadt - bestimmt werden, inwiefern durch Kombination dezentraler und zentraler Technologien unter Berücksichtigung lokaler Netze vorgegebene CO₂-Ziele erreicht werden können oder nicht. Wenn die CO₂-Ziele erreichbar sind, werden die optimalen Technologiekombinationen und deren Kosten ausgewiesen. Es werden unterschiedliche Technologien pro Gebäude zugelassen: lokale PV-, Solarthermie-, BHKW-, Wärmepumpen-Anlagen und die Fernwärmeversorgung. Gleichzeitig wird die Dimensionierung der zugehörigen Fernwärme-, Gas-, und Stromnetze und deren Kosten berücksichtigt. Wenn die CO₂-Ziele nicht erreicht werden können, dann kann ausgewiesen werden, wie hoch die Energieeinsparung sein muss, um die CO₂-Ziele zu erreichen.

Im vorliegenden Leitfaden wird die Vorgehensweise zur spartenübergreifenden Optimierung der Gesamtversorgung einer Stadt beschrieben. Dabei wird auf die Zusammenstellung und die notwendige Validierung der Daten eingegangen. Zusätzlich werden Anhaltswerte der Investitionskosten für die Anlagen und Netze aufgeführt. Unter Berücksichtigung der Wärmebedarfsdichten der untersuchten Städte werden für typische vergleichbare Städte erreichbare CO₂-Ziele abgeschätzt.

Um die CO₂-Ziele in der praktischen Anwendung dieser Planungsverfahren auf reale Städte zu erreichen, schlagen die Optimierungsverfahren vor, nahezu in allen Stadtteilen den Restwärmebedarf durch stromgeführten Wärmepumpen (Luft-, Erdsonden- oder Grundwasser-Wärmepumpen) zu decken und den hierfür notwendigen Strom aus erneuerbaren Energien zu beziehen. Die Stromerzeugung sollte durch externe große GuD-Anlagen oder durch lokale

Mini-BHKW-Anlagen in großen Gebäuden abgesichert werden. Mikro-KWK-Anlagen in den Gebäuden werden aufgrund des (noch) niedrigen elektrischen Wirkungsgrades und spezifisch hoher Investitions- und Betriebskosten nicht vorgeschlagen. Die Leistungsspitze und der Energiebedarf im Strombereich erhöhen sich deutlich im Vergleich zur heutigen Situation. Da die Stromnetze im Verteilnetz für die neuen Lastspitzen auszulegen sind, müssen diese deutlich verstärkt werden, sofern kein Wärmenetz aufgebaut wird. Das bestehende innerstädtische Erdgasnetz soll - auf Basis der hier angesetzten typischen Eingangsparameter - weitgehend zurückgebaut werden. Da der Aufbau von Erdsonden- oder Grundwasser-Wärmepumpen in den dichten städtischen Bebauungsgebieten nicht flächendeckend realisiert werden kann, sondern nur im Einzelfall, ist diese Technologievariante für städtische Versorgungsgebiete unrealistisch.

Wird der Bau von Erdsonden-Grundwasserwärmepumpen in der städtischen Bebauung verboten, so schlagen die Optimierungsläufe vor, vor allem in den dicht bebauten städtischen Quartieren möglichst flächendeckend Niedertemperatur-Fernwärmenetze aufzubauen, die in der Grundlast durch zentrale Wärmepumpen gespeist werden und zur Abdeckung von Spitzenlast und zur Reserve mit einer GuD-Anlage und Erdgaskesseln ausgestattet sind. Im Innenstadtbereich sollte das Erdgasnetz nahezu vollständig zurückgebaut werden. In den weniger dicht bebauten Außenbereichen mit geringerer Wärmebedarfsdichte wird vorgeschlagen, vor allem Stromwärmepumpen einzusetzen und die bestehende Erdgasversorgung beizubehalten.

II. Planungsgrundsätze von Energienetzen

II.1 Grundsätzliches

In der städtischen Energieversorgung wird davon ausgegangen, dass alle Gebäude grundsätzlich mit Strom versorgt werden. Ob in einem Wohnquartier zusätzlich noch ein Gas- oder Fernwärmenetz aufgebaut wird, ist abhängig von der Wärmebedarfsdichte und den zur Verfügung stehenden Wärmequellen. Stromleitungen werden im Wesentlichen in den Gehwegen verlegt, während Gas- und Fernwärmeleitungen überwiegend im Straßenbereich verlegt werden.

Die Stromversorgung erfolgt in verschiedenen Spannungsebenen (vgl. Hosemann 2013, Elektrische Energietechnik, Netze). Die niedrigste Spannungsebene (Spannung Ebene 7) ist die 0,4 kV Ebene. Die zugehörigen 0,4 kV Kabel werden in der Regel aus einer 20/0,4 kV oder 10/0,4 kV Transformatorstation sternförmig im offenen Ring gespeist. Die Transformatorstationen und Kabelabschnitte sind in der Regel in Spitzenzeiten nur bis zu 50 % ausgelastet, um Reservekapazitäten im Störfall zur Verfügung zu haben. Dieser Störfall kann zum Beispiel auftreten, wenn eine benachbarte Trafostation ausfällt und die Stromversorgung der zugehörigen Kabelstrecken von anderen Stationen übernommen werden müssen. Aus Gründen der vereinfachten Lagerhaltung werden in der Stromversorgung nur Standardquerschnitte verlegt (zum Beispiel Kabeltypen mit einem Querschnitt von 95 mm², 150 mm² und 240 mm²). In Straßenabschnitten mit hohen Lastdichten sind Kabel in einer Trasse häufig parallel verlegt.

Der Strombezug wird in privaten Haushalten über Energiemengenzähler ohne Leistungsmessung erfasst. Das zeitliche Verhalten dieser Kunden kann durch Standardlastprofile (SLP) näherungsweise abgebildet werden. Pro Haushalt (ohne Elektromobilität) wird mit einer zeitgleichen Spitze von ca. 0,8 kW mit ca. 3.000 bis 4.000 Benutzungsstunden gerechnet. Je höher die Bebauungsdichte ist, desto höher ist der Leistungsbedarf und umso mehr Transformatorstationen sind in der Umgebung einzurichten.

Im Gasbereich werden Leitungen nach Möglichkeit auch mit Standardquerschnitten (Nennweiten mit DIN 100, DIN 200 DIN 300) verlegt, um die zugehörigen Armaturen möglichst auch standardisieren zu können. In der Regel befindet sich in einer Straße nur eine Gasleitung, von der aus Hausanschlussleitungen abzweigen. Gasleitungen im Innenstadtbereich werden heute in der Regel mit Niederdruck (kleiner 0,1 bar) und Mitteldruck (< 1 bar) betrieben (vgl. Lomott, 2015). Diese Leitungen sind in der Regel voll vermascht. Sofern die Straße nicht allzu breit ist, befindet sich in der Regel nur eine Gasleitung in einem Straßenabschnitt. Niederdruck- und Mitteldruckleitungen werden aus Gasdruckregelstationen gespeist, die an einer Gashochdruckleitung (in der Regel 1-15 bar) angeschlossen sind. Erdgas wird in den

Gebäuden heute überwiegend zu Heizzwecken in zentralen Heizungsanlagen oder in Gasthermen als Gasetagenheizung eingesetzt.

Die Fernwärmeversorgung einer Stadt wird in der Regel aus einem Heizwerk bzw. Heizkraftwerk gespeist. Die Temperatur des Heißwassers (Vorlauf) in den Fernwärmeleitungen liegt üblicherweise zwischen ca. 90°C und 120°C (in Nahwärmenetzen häufig zwischen 65 C und 90 C) und ist abhängig von den Temperaturanforderungen der versorgten Wärme-kunden. Das Fernwärmenetz ist meist sternförmig aufgebaut, jedoch teilweise vermascht. In Großstädten wurden früher Fernwärmeleitungen in Haubenkanälen verlegt. Aufgrund der teuren Unterhaltung dieser Systeme wird zunehmend auf erdverlegte Kunststoff-Mantel-rohrleitungen (KMR) umgestellt. Die Investitionen für die Verlegung von Fernwärmeleitungen und den zugehörigen Hausanschlüssen liegen üblicherweise mindestens um den Faktor 2-3 höher als die Investitionen von Gasleitungen (Quelle: RZVN-Datenbank). Um die Wärmeverluste in den Netzen zu minimieren wird angestrebt, das Temperaturniveau des zirkulierenden Wassers möglichst zu senken. Dies setzt voraus, dass das Heiz-Temperaturniveau vor allem in den bestehenden Gebäuden gesenkt wird (vgl. Planungshandbuch Fernwärme).

II.2 Strategie der städtischen Energieversorgung

Aufgrund der hohen Investitionen, die notwendig sind, um eine leitungsgebundene Energieversorgung aufzubauen und zu betreiben, sind die Energieversorgungsunternehmen bestrebt, Gas- und Fernwärme nur in Bereichen anzubieten, in denen eine vergleichsweise hohe Wärmebedarfsdichte vorliegt. Mit sinkendem Energiebedarf pro Haushalt sinkt auch die Wirtschaftlichkeit der leitungsgebundenen Energieträger, insbesondere der Fernwärme, sofern die Kosten nicht an die Kunden weitergereicht werden können. Ein sinkender Energiebedarf wird in der Literatur von den meisten Studien erwartet. Dieser beträgt für die Wärme bis zu 85 % bis zum Jahr 2050 (siehe Abbildung II-1).

In vielen Neubaugebieten mit Passivhäusern stellt sich für Energieversorgungsunternehmen die Frage, ob neben der Stromversorgung noch Gas- oder Nahwärmenetze aufgebaut bzw. weiter betrieben werden sollten, um den geringen Restenergiebedarf zu decken.

Im bestehenden Bebauungsgebiet mit teilweise historischen Baubestand ist langfristig trotz der wärmetechnischen Sanierung dieser Gebäude mit einer vergleichsweise hohen Wärmebedarfsdichte zu rechnen. Hier wird auch langfristig der Betrieb von Gas- und Wärmenetzen wirtschaftlich sein können. Um in diesen Gebieten eine langfristig CO₂-freie Wärmeversorgung anbieten zu können, müssten entweder Nahwärmenetze aufgebaut werden, die

aus einer CO₂-freien Wärmequelle gespeist werden oder nur Stromwärmepumpen zugelassen werden, wobei der Strom aus regenerativen Quellen stammen muss.

Der Aufbau und Betrieb von neuen Wärmenetzen ist besonders kostenintensiv und stellt für jedes Energieversorgungsunternehmen (EVU) ein schwer kalkulierbares Investitionsrisiko dar. Sofern der Anschluss an bestehende Fernwärmenetze nicht gesetzlich vorgeschrieben ist, besteht die Gefahr einer geringen Anschlussdichte und damit einer geringen Wirtschaftlichkeit dieser Netze. Die Optimierung des Ausbaus von Fernwärmenetzen in Konkurrenz zu den Gasnetzen ist eine komplexe Planungs- und Optimierungsaufgabe (vgl. Hensel, Piet (2013): Optimierung des Ausbaus von Nah- und Fernwärmenetzen).

Der verstärkte Einsatz von Stromwärmepumpen macht den Ausbau des Stromnetzes und die Verstärkung der bestehenden Transformatorstationen notwendig. Gleichzeitig muss sichergestellt sein, dass die zusätzlich auftretenden Lastspitzen durch entsprechende Reservekraftwerke abgesichert sind. Aufgrund der geologischen Gegebenheiten in Innenstädten ist nicht zu erwarten, dass die effektiven Grundwasserwärmepumpen oder Erdwärmepumpen flächendeckend zum Einsatz kommen. Auch die Ausstattung bestehender Gebäude mit Luftwärmepumpen wird sich in der Regel im Innenstadtbereich wegen der zu erwartenden Lärmbelastung und baulicher Restriktionen nicht durchsetzen können.

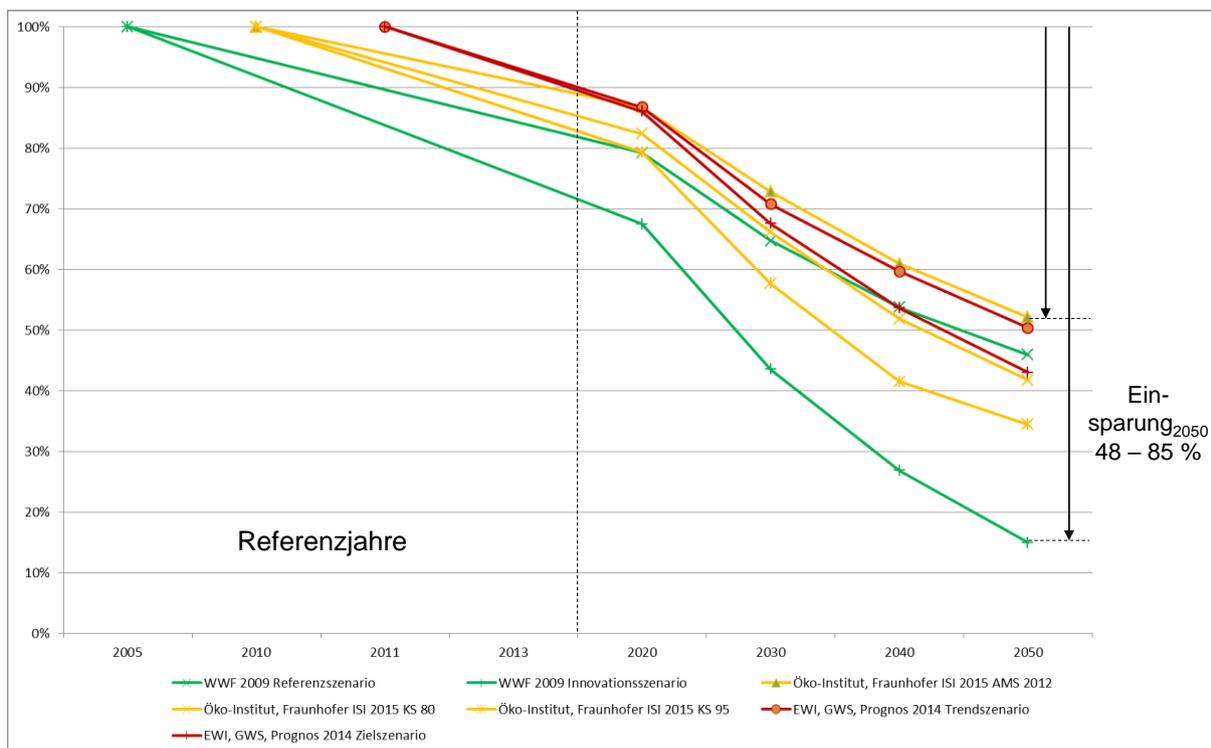


Abbildung II-1: Wärmebedarfsentwicklung gemäß verschiedener Studien

III. Das Optimierungsmodell

III.1 Gesamtaufgabe

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 wird durch

- die Grundfläche
- den jährlichen thermischen Energiebedarf, den maximalen Leistungsbedarf $P_{\max_{th}}$ und dem zugehörigen temperaturabhängigen thermischen Lastprofil SLP_{th}
- den jährlichen elektrischen Energiebedarf, den Leistungsbedarf $P_{\max_{el}}$ im Jahr und dem zugehörigen zeitabhängigen elektrischen Lastprofil SLP_{el}

dargestellt.

Die Dachfläche jedes Gebäudes wird soweit möglich zur Solarthermie- oder PV-Stromerzeugung mit dem vorrangigen Ziel der Eigenbedarfsdeckung (Minimierung des externen Wärme- und Strombezugs) genutzt. Die Ganglinie der Solareinstrahlung pro Gebäude (als Profil der Sonneneinstrahlung) ist mit den jeweiligen Stundenwerten in jedem Versorgungsgebiet bekannt und im Modell hinterlegt.

Zur Deckung des Wärmebedarfs können in den Gebäuden laut Modell zukünftig

1. eine Gasbrennwertheizung (BR) mit dem zugehörigen thermischen Wirkungsgrad η_{th} ,
2. eine BHKW-Anlage (BHKW) mit dem zugehörigen thermischen und elektrischen Wirkungsgraden η_{th} , η_{el}
3. eine Strom-Wärmepumpe (WP) mit der Jahresnutzungsanzahl η_{th} oder
4. ein Fernwärmeanschluss (FW)

installiert werden. Die mögliche Nutzung nicht leitungsgebundener Energieträger (z. B. Öl- oder Pellet-Heizungen) wird in dieser Untersuchung nicht betrachtet (siehe Abbildung III-1).

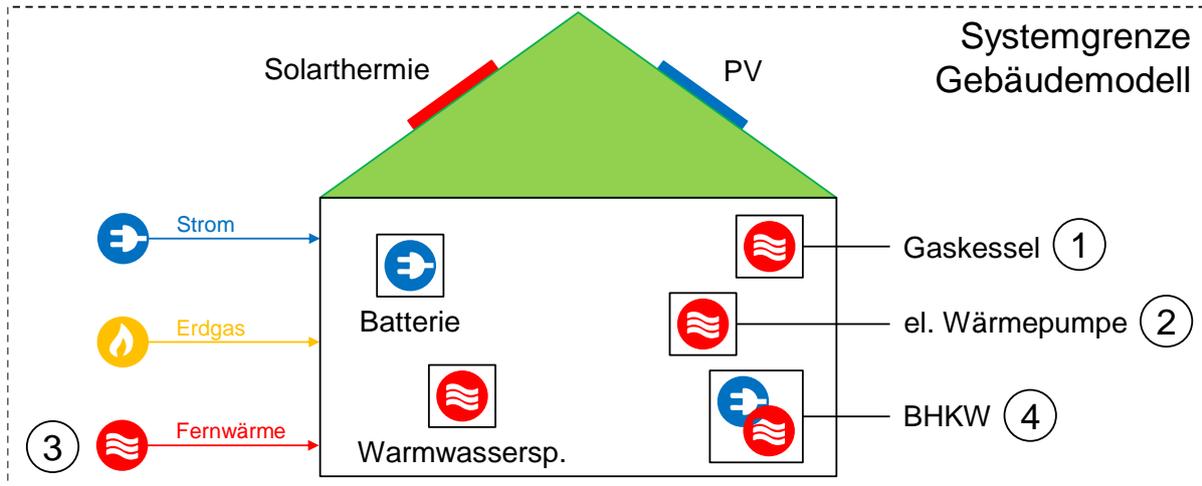


Abbildung III-1: Berücksichtigte Technologien Gebäudemodell¹

Unabhängig von der heutigen Versorgungsstruktur soll berechnet werden, welche Wärme-erzeugungsanlagen in den Gebäuden aus gesamtwirtschaftlicher Sicht zukünftig eingebaut werden sollten, 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 Stromtrasse (Stromleitung) vorhanden und es kann eine Gas- oder eine Fernwärme-Trasse (Leitungen) verlegt werden, über die ein Gebäude in jedem Fall mit Strom, möglicherweise auch mit Gas oder Fernwärme versorgt wird. Eine Trasse einer Energieart kann eine oder mehrere Leitungen dieser Energieart unterschiedlicher Querschnitte enthalten (siehe Abbildung III-2). Die Querschnitte dieser Leitungen richten sich nach der Höhe der zu übertragenden Leistungen.

¹ Von den Technologien 1-4 ist jeweils nur eine pro Optimierungslauf zugelassen. Die anderen Technologien werden in jedem Optimierungslauf zugelassen.

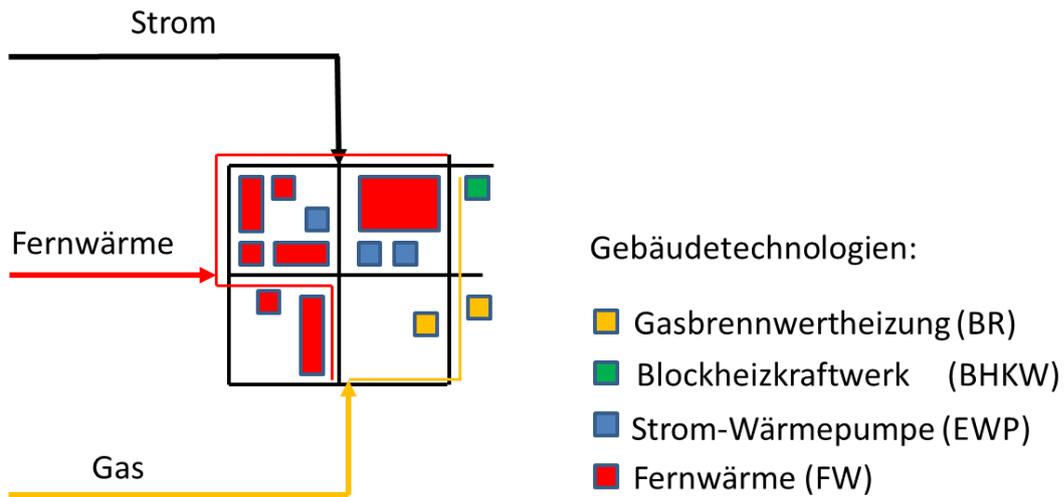


Abbildung III-2: Gebäudetechnologien und Trassenmodell

Die Erzeugung von Fernwärme in einer Stadt ist ein lokales Angebot. Das Angebot zur Fernwärmeversorgung von Häusern in einer Stadt verlangt den Aufbau eines Heizkraftwerks, in dem neben der Fernwärme auch Strom erzeugt werden könnte. Daher müssen zur Abbildung der Gesamtoptimierung der Energieversorgung einer Stadt auch die Kosten einer Heizkraftwerks-Anlage berücksichtigt werden. Die Optimierungsaufgabe muss also wie folgt erweitert werden (siehe Abbildung III-3).

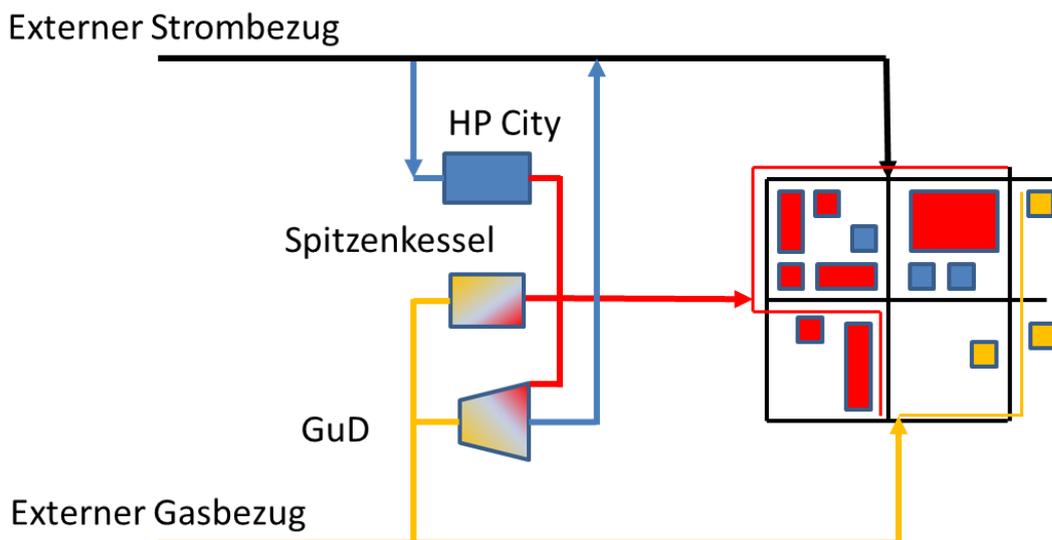


Abbildung III-3: Gebäudetechnologien und Trassenmodell einschließlich Erzeugungsanlagen für den Aufbau einer Fernwärmeversorgung

Diese lokale Heizkraftwerk-Anlage kann aus den Komponenten

- Kraft-Wärme-Kopplung (GT- oder GuD-Anlagen),
- einem Gasspitzenkessel oder
- einer großen Stromwärmepumpe (Heat-Pump-City / HP-City).

bestehen. Die Dimensionierung und Fahrweise dieser Anlagen bestimmen im Wesentlichen die Kosten der Bereitstellung von Fernwärme für ein mögliches lokales Fernwärmenetz.

Zur Bereitstellung des lokalen Strom- und Gasbedarfs sowie zur Versorgung des lokalen Heizkraftwerks mit Strom und Gas ist ein externer Bezug von Strom und Gas aus den übergeordneten Transportnetzen erforderlich. Die Erzeugung des Stroms wird zukünftig aus erneuerbaren Energien (EE) erfolgen (PV-Anlagen, Offshore- und Onshore-Windkraftanlagen), die durch externe Gasturbinen (GT) oder Gas- und Dampfturbinen (GuD) abgesichert werden müssen. Der Überschussstrom kann in externen Power-To-Gas-Anlagen (PtG) in synthetisches Erdgas umgewandelt werden.

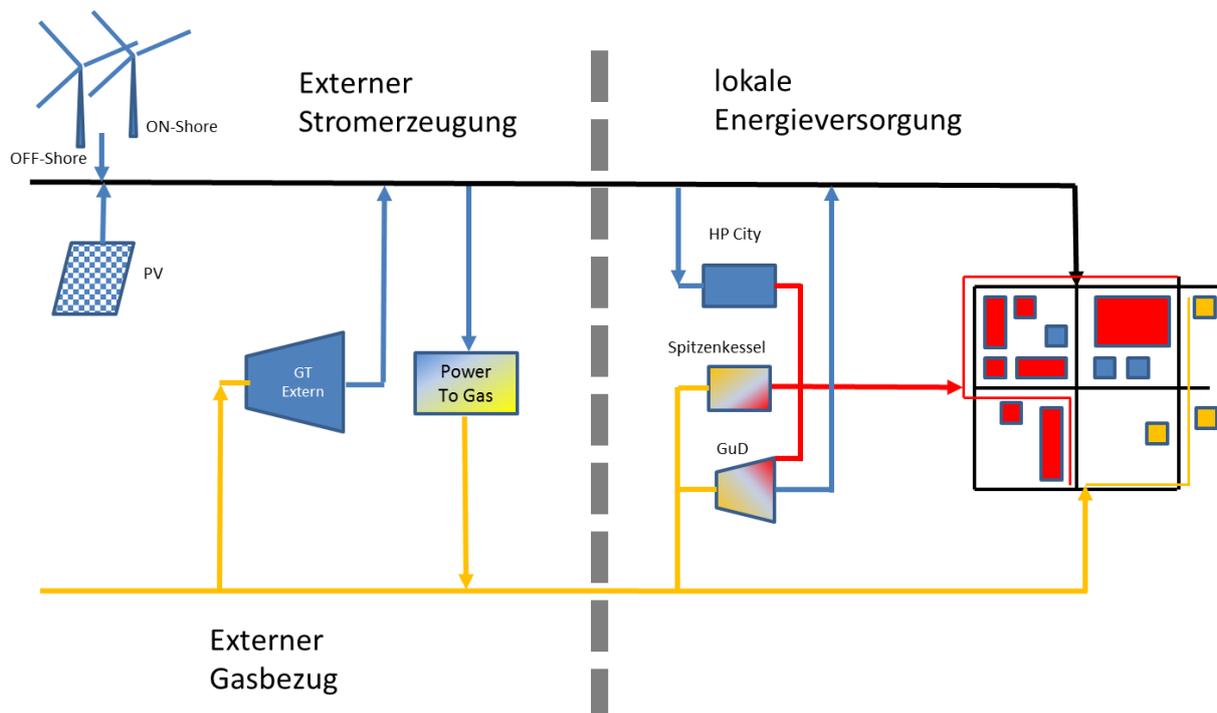


Abbildung III-4: Externe Strom- und Gasbereitstellung in Kombination mit der lokalen Energieversorgung

Die Dimensionierung der EE-Anlagen, der externen Gasturbinen sowie der Power-To-Gas-Anlagen bestimmt die Bezugskosten des Stroms und des Gases für die lokale Energieversorgung.

Das so skizzierte Optimierungsmodell kann durch lineare und nicht lineare Gleichungssysteme dargestellt werden.

Die Optimierungsaufgabe lautet: Berechne diejenige Kombination von dezentralen Gebäudetechnologien, die zugehörige Auslegung der innerstädtischen Strom-, Gas-, und Fernwärmenetze und die Größe des möglicherweise notwendigen Heizkraftwerks sowie die Zusammensetzung der externen Strom- und Gaserzeugungsanlagen so, dass die vorgegebenen CO₂-Ziele (zum Beispiel Reduktion um 80 %) mit den niedrigsten gesamtwirtschaftlichen Kosten erreicht werden.

Um diese Optimierungsaufgabe wirtschaftlich und technisch richtig abbilden zu können, ist es notwendig, den Strom- und Gasbedarf und die Volatilität der externen und lokalen EE-Strom- und Wärmeerzeugung in Stundenaufösung abzubilden.

Dies führt bei der Optimierung der Energieversorgung einer Großstadt zu mehreren Millionen linearen und nicht linearen Gleichungen mit über einer Milliarde Optimierungsvariablen, die mit den heutigen Rechenkapazitäten nicht abgebildet und gelöst werden können. Daher sind Reduzierungen und sinnvolle Vereinfachungen in dem Gesamtmodell notwendig.

III.2 Lastprofile

Der Strom- und Wärmebedarf eines Gebäudes kann anhand von Lastprofilen, dem Jahresenergieverbrauch, dem Wochentag und der Ganglinie der Tagesmitteltemperaturen ermittelt werden. Ebenso kann anhand der Dachfläche eines Hauses und (sofern bekannt) der Ausrichtung und Neigung des Daches die nutzbare Solarenergie berechnet werden. In den folgenden Abbildungen (Abbildung III-5, Abbildung III-6 und Abbildung III-7) sind die normierten Ganglinien des Wärme- und Strombedarfs und des Solardargebots dargestellt, die für alle Gebäude berücksichtigt wurden.

Im Bereich der Lastprofile (Strom, Wärme) wird jeweils das Standardlastprofil für private Haushalte verwendet, sodass vereinfachend davon ausgegangen wird, dass es sich bei jedem Gebäudetyp um einen privaten Haushalt handelt. Eine weitere Differenzierung z. B. nach gewerblicher Nutzung ist möglich, sofern die Tarifstruktur pro Gebäude bekannt ist.

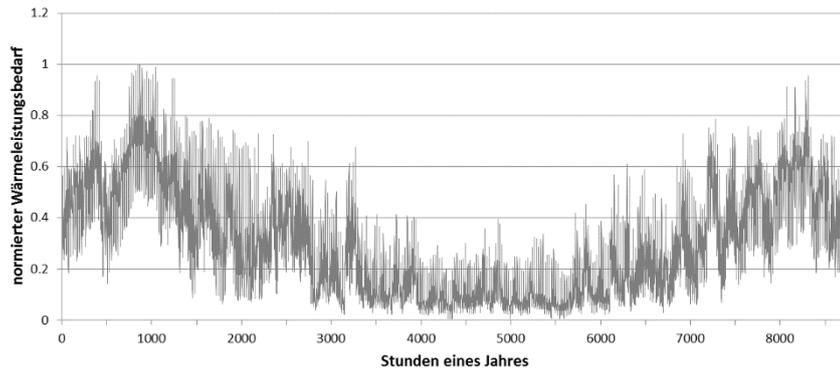


Abbildung III-5: normierter Wärmebedarf eines Gebäudes

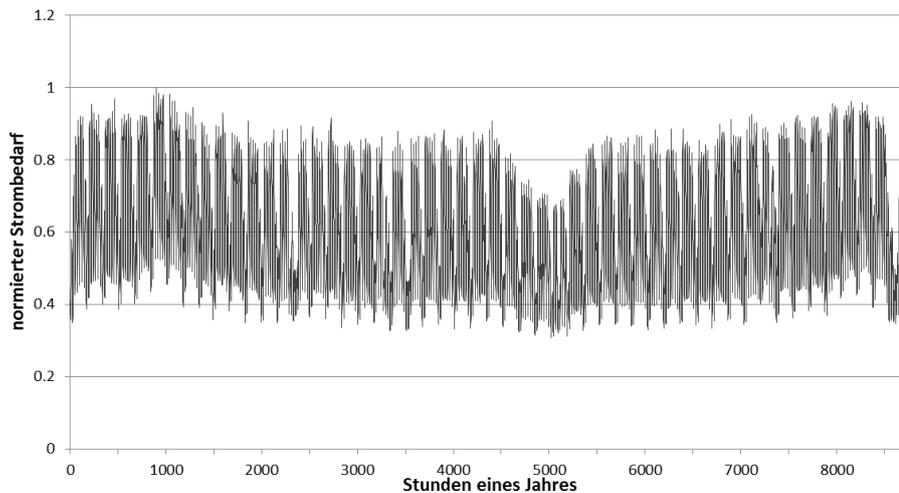


Abbildung III-6: normierter Strombedarf eines Gebäudes

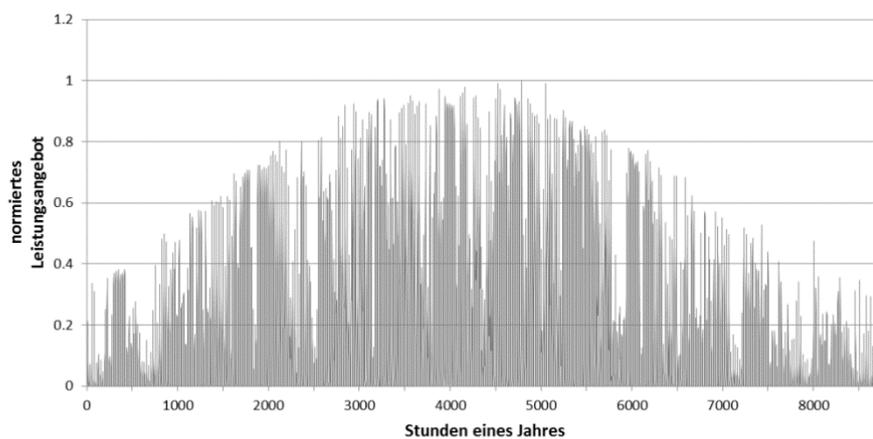


Abbildung III-7: normiertes Solarenergie-Dargebot

Der summierte stündliche Wärme- und Strombedarf einer Stadt kann aus den Jahresenergie-Bedarfswerten pro Gebäude errechnet werden.

In den folgenden Betrachtungen wird unterstellt, dass im Zieljahr 2050 in allen Gebäuden die Dachflächen mit Solaranlagen ausgerüstet werden kann, so dass jeweils ein Teil des Strom- und Wärmebedarfs durch Photovoltaik und Solarthermie gedeckt wird.

Welcher Anteil des eigenen Strombedarfs und Wärmebedarfs durch PV- oder Solarthermieanlagen gedeckt wird und in welchem Umfang eine energietechnische Sanierung des Gebäudes zur Reduzierung des Energiebedarfs wirtschaftlich ist, ist eine Teil-Optimierungsaufgabe pro Gebäude. Diese erfolgt normalerweise unter betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten, d. h. bei Berücksichtigung der aktuellen Investitionen sowie Betriebs- und Energiekosten, jedoch ohne Berücksichtigung übergeordneter Ziele, zum Beispiel der Gesamt-CO₂-Einsparung.

III.3 Gebäude- und Anlagendaten

Für jedes Gebäude einer Stadt sind die Daten des Wärme- und Strombedarfs aus den Messwerten des Strom- und Gasverbrauchs oder aus den Tankaufzeichnungen von Öl- und Pellet-Heizungen bekannt. Unabhängig von der bestehenden Energieversorgung können zur Deckung des zukünftigen Wärme- und Strombedarfs der Gebäude unterschiedliche gebäudebezogene, lokale und globale Erzeugungsanlagen genutzt werden.

Zu den lokalen Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung, welche mit leitungsgebundenen Energien verknüpft sind, zählen:

- dezentrale (Brennwert-) Gaskessel in den einzelnen Gebäuden (BR)
- Strom-Wärmepumpen (Erdsonden und Grundwasser) (WP)
- gasbetriebene BHKW-Anlagen in den Gebäuden (KWK)
- GuD-Anlagen in Kombination mit Fernwärme- und Nahwärmenetzen (GT)
- Wärmetauscher in Gebäuden an Fernwärme/Nahwärme versorgten Trassen (FW)

Zusätzlich kann jedes Gebäude die Strom- und Wärmeerzeugung aus Photovoltaik- und Solarthermie-Anlagen nutzen.

Die Möglichkeiten der Nutzung von Heizöl-, Pellet- und Holzsplit-Anlagen sind in dieser Untersuchungsstufe nicht berücksichtigt worden, da sie entweder keine CO₂-Einsparung ermöglichen (Heizöl) oder keine Marktrelevanz mehr haben (kleine Holzfeuerungen). Gas-Wärmepumpen können in der Simulation als Weiterentwicklung der Gas-Brennwertkessel-Technologie mit höherem Wirkungsgrad berücksichtigt werden.

Die spezifischen Investitions-, Betriebs- und Erschließungskosten (Bohrung von Erdsonden, Erschließung von Saug- und Schluckbrunnen, Installation von Wärmetauschern) von Heizungs-, Wärmepumpen- und KWK-Anlagen sinken mit der Größe der Anlagen. Der elektrische Wirkungsgrad von KWK-Anlagen steigt mit der Anlagengröße. Die Komplexität der Optimierung der Auslegung der Heizungssysteme wird im Wesentlichen durch die zeitliche Auflösung über 8.760 Stunden eines Normjahres bestimmt, für das die Lastprofile mit einer zeitlichen Auflösung in Stunden genutzt wurden.

IV. Aufbereitung der Verbrauchsdaten und Trassenmodell

IV.1 Validierung der Verbrauchsdaten von Gebäuden

Die Strom- und Verbrauchsdaten eines Gebäudes liegen häufig nur adressbezogen und nicht gebäudebezogen vor. Sofern zu einer Adresse mehrere Gebäudekomplexe gehören, ist eine Differenzierung der Daten auf die jeweiligen Gebäude notwendig. Aus den geographischen Informationssystemen (GIS), (z. B. QGIS mit Daten der OpenStreetMaps) geht in der Regel nicht hervor, wie viele Stockwerke ein Gebäude aufweist. Jedoch kann aus der Anzahl der Strom-Zählpunkte des Energieversorgers auf die Anzahl der Wohneinheiten pro Gebäude und somit auf die Anzahl der Stockwerke geschlossen werden.

Bisher liegt für nur wenige Städte ein Solarkataster vor, das für jedes Gebäude die Dachneigung/Ausrichtung und somit die möglich PV- oder Solarthermie-Nutzung beschreibt und flächendeckend genutzt werden kann. Hier müssen Abschätzungen über die im GIS dokumentierten Grundflächen eines Gebäudes vorgenommen werden, dass z. B. 30 % der Grundfläche eines Gebäudes für Solarenergienutzung zur Verfügung stehen könnten.

Ebenso ist das energetische Sanierungspotential von Gebäuden in der Regel in den verfügbaren GIS-Systemen nicht dokumentiert.

Zur Validierung der Daten sind in der Regel genauere Ortskenntnisse notwendig. Hier bietet sich eine Überprüfung der Daten durch Befahrung von Straßen und visuelle Beurteilung der Gebäude an.

IV.2 Erzeugung eines Trassenmodells

Um eine spartenübergreifende Optimierung der Energieversorgung durchzuführen, ist der Aufbau eines Trassenmodells notwendig, so wie dies im Kapitel III.1 beschrieben wurde.

Aus dem GIS ist in der Regel die Straßen-Mittellinie dokumentiert, die sich an jeder Straßenkreuzung mit anderen Straßenverläufen schneidet. Diese Schnittpunkte bilden den Knotenpunkt eines Trassenmodells. Die Straßen-Mittellinien werden als Trassen interpretiert, in denen Strom-, Gas-, und Fernwärmeleitungen verlegt werden können.

Jedes Gebäude wird der jeweiligen Trasse zugeordnet, so dass für jeden Straßen- oder Trassenabschnitt (z. B. von Kreuzung zu Kreuzung) die Summe des Strom- und Wärmebedarfs der Gebäude an diese Trasse berechnet werden kann.

Die Zuordnung der Gebäude zu den Trassen ist in der Regel über die Adressen eindeutig. Problematisch ist in Einzelfällen die Zuordnung von Gebäuden an Straßenkreuzungen (da

mehrdeutig) und die Zuordnung von Gebäuden, die über Kellerleitungen miteinander verbunden sind. Hier kann es notwendig sein, die genauen Netzdaten der Energieversorger zu nutzen und eine Zuordnung von Hand vorzunehmen.

Sofern dies nicht möglich ist, kann mittels „Fangradien“ zu jedem Gebäude die nächst-liegende Trasse gesucht und dieser das jeweilige Gebäude zugeordnet werden.

IV.3 Simulation der Kosten unterschiedlicher Gebäudetechnologien

Zur Vereinfachung der Optimierungsaufgabe wird unterstellt, dass zukünftig in den Gebäuden eines Straßenabschnitts die gleiche Heizungstechnologie gewählt wird.

Um diese Effekte bei der Wirtschaftlichkeit berücksichtigen zu können, wurden in den folgenden Simulationen die größenabhängigen Anlagenkosten durch Exponentialfunktionen angenähert:

$$\text{Investitionskosten} = \text{InvestBasisfaktor} * (\text{Anlagengröße} ^ \text{InvestExponent})$$

$$\text{Betriebskosten} = \text{Betriebsk.} * (\text{Anlagengröße} ^ \text{BetriebskExponent})$$

$$\text{Etael} = \text{etaBasisfaktor} * (\text{Anlagengröße} ^ \text{etaExponent})$$

Es ergeben sich dann:

Name	Investitionen		Betriebskosten		Wirkungsgrade		
	Basis	Expo	Basis	Expo	etaGesamt	etael	Exponent
Erdgas BHKW	4'950	-0.2126	119.34	-0.2757	0.85	0.22	0.1
Erdgaskessel	3'101	-0.3033	218.27	-0.5981	0.95	0	0.1
Fernwärme	10'665	-0.5568	65.599	-0.5102	0.9	0	0.1
Ölheizung	4'487	-0.3607	261.84	-0.0365	0.9	0	0.1
Pelletheizung	6'840	-0.3417	335.22	-0.4749	0.9	0	0.1
Strom-WP (Erdsonde)	2'881	-0.1194	122.65	-0.3405	3	0	0.1
Strom-WP (Grundwasser)	8'807	-0.396	96.342	-0.3222	3	0	0.1
Erdgas-WP	6'830	-0.4179	113.84	-0.4179	1,3	0	0.1
StromheizungP	5'500	-0.35	110	-0.035	1	0	0.1
Heizöl	4'487	-0.3607	261.84	-0.0365	0.9	0	0.1
Strom-WP (Luft-Wasser)	5'000	-0.462	3	-0.462	4	0	0.1

Zusammen mit den Brennstoff- bzw. Energiebezugskosten und unter Berücksichtigung der aktuellen Tarife können mit diesen Investitions- und Betriebskosten für jedes Gebäude die jeweils aktuellen Jahreskosten der Strom- und Wärmeerzeugung berechnet werden. Daraus resultiert aus Sicht des Gebäudebetreibers pro Gebäude die betriebswirtschaftlich optimale Kombination des Strom- bzw. Wärmebezugs oder der Eigenerzeugung. Dies bedeutet jedoch noch nicht, dass hieraus ein gesamtwirtschaftliches Optimum resultiert.

Wird unterstellt, dass pro Trassenabschnitt in jedem Gebäude die gleiche Technologie zum Einsatz kommt, so können pro Trassenabschnitt die jährlichen Betriebs und Investitionskosten bestimmt und der residuale Strom- und Gas-/oder fernwärmebedarf berechnet werden für alle Häuser, die an der jeweiligen Trasse liegen (vergleiche Tabelle IV-1).

Trasse	Anzahl Häuser	Heizungstyp	Pmax_E [kW]	Energy_E [kWh]	TN_E [h/a]	Pmax_Q [kW]	Energy_Q [kWh/a]	TN_Q [h/a]	Anual Customer Inv [€/a]	Anual Customers Operation-Costs [€/a]
2970	4	Erdgaskessel	7	22183	3361	134	228872	1708	7985	1831
2970	4	Erdgas BHKW	5	6480	1200	138	246345	1789	17511	7322
2970	4	Strom-WP	44	90815	2050	0	0	0	34085	1764
2970	4	Fernwärme	7	22183	3361	121	205985	1708	4430	3146
2981	19	Erdgaskessel	15	47789	3144	176	236813	1344	15433	3773
2981	19	Erdgas BHKW	14	18317	1272	186	269514	1449	36088	15091
2981	19	Strom-WP	63	118880	1893	0	0	0	61778	3543
2981	19	Fernwärme	15	47789	3144	159	213158	1344	12269	4702
.....
.....

Tabelle IV-1: Auszug aus der Tabelle der Kennwerte des residualen Strom- und Gas- und Wärmebedarfs eines mittleren Gebäudes in zwei Trassen (2970 und 2981) der Kernstadt Konstanz als Ergebnis der Gebäude-optimierung

Der resultierende Strom-, Gas- und Wärmebedarf, der einer Trasse zuzuordnen ist, ist abhängig von der gewählten Technologie und ergibt sich in diesem Beispiel aus der Multiplikation der Anzahl der Häuser in einer Trasse mit den Kennwerten laut Tabelle IV-1, die für ein typisches Haus (durch Mittelwertbildung der Größe und Energiebedarf aller Häuser) in dieser Trasse mittels Gebäudeoptimierung berechnet wurden.

V. Ergebnisse der spartenübergreifenden Optimierungen

Im vorhergehenden Kapitel wurden die Eingangsdaten und die Aufbereitung eines Trassenmodells beschrieben, um diejenige Kombination von gebäudebezogenen Technologien und Energienetzen zu finden, die für eine Stadt - unter Berücksichtigung des Netzausbaus und möglicher zentraler Einrichtungen zur Strom- und Wärmeerzeugung und der externen Energiebeschaffung - die optimale Kombination darstellt, um bestimmte Emissionsziele mit geringsten volkswirtschaftlichen Kosten zu erreichen.

Mit Hilfe eines gemischt ganzzahligen Optimierungsmodells (Beschrieben im Forschungsbericht „Hybrides Planungsverfahren zur energieeffizienten Wärme- und Stromversorgung von städtischen Verteilnetzen“) können nun Optimierungsläufe pro Versorgungsgebiet gestartet werden.

Mit diesen Optimierungsmethoden wurden verschiedene Versorgungsgebiete mit unterschiedlichen Randbedingungen in den folgenden Szenarien

- Szenario 1:
„Weiter wie bisher“ und heutige CO₂-Emissionen der Stromerzeugung
- Szenario 2: CO₂-Ziel - 80 %
„Mit dezentralen Stromwärmepumpen, mit Mini-BHKW, ohne Fernwärme“, Stromerzeugung 80 % aus EE
- Szenario 3: CO₂-Ziel - 80 %
„Ohne dezentrale Stromwärmepumpen, mit Mini-BHKW, mit Fernwärme“, Stromerzeugung 80 % aus EE

beispielhaft untersucht.

Im Szenario „Weiter wie bisher“ wird unterstellt, dass an der heutigen Struktur der Stromerzeugung (mit 565 g CO₂/kWhel) und an dem heutigen Energiebedarf sich nichts ändert. Dieses Szenario soll als Basis für die Bewertung von zukünftigen Verbesserungen genutzt werden.

Gegenüber dem Basisszenario soll in den beiden anderen Varianten untersucht werden, mit welchen Maßnahmen das CO₂ Ziel von - 80 % in den heutigen Bebauungsstrukturen erreicht werden kann. Dabei ist die Frage von besonderer Bedeutung, welche Konsequenzen der verbreitete Einsatz von dezentralen Stromwärmepumpen in den städtischen Versorgungsgebieten auf die Strom-Verteilnetze und auf die dezentrale und zentrale Stromerzeugung hat und inwiefern Mini-BHKW den zusätzlichen Strombedarf erzeugen sollten. Im Szenario 2 wird der Einsatz von dezentralen (gebäudenahen) Strom-Wärmepumpen zugelassen. In der anderen

Alternative (Szenario 3) wird der Einsatz von Stromwärmepumpen nicht zugelassen, sondern die benötigte Wärme wird durch ein Fernwärme-/Niedertemperaturwärmenetz bereitgestellt, das aus einem zentralen Heizwerk gespeist wird. In diesem Heizwerk können unter anderem auch zentrale Stromwärmepumpen oder Heizkraftwerke (GuD-Anlagen) zum Einsatz kommen. In den folgenden Optimierungsläufen wurden keine Steuern und Umlagen berücksichtigt.

Die Simulationen haben gezeigt, dass die CO₂-Zielwerte mit realistischen Randbedingungen nur durch forcierte Reduzierung des Wärmebedarfs erreicht werden können. Ohne diese können die CO₂-Ziele nur mit einem extremen Anstieg des Strombedarfs aus EE-Anlagen mit dem zugehörigen Transport- und Verteilnetz umgesetzt werden. Um realistische Ergebnisse zu erzielen wurde angenommen, dass der Wärmebedarf der Gebäude in den kommenden Jahren durchschnittlich um 50 % reduziert wird und dass der Strombedarf der Haushalte nicht sinkt.

Die Ergebnisse der Szenarien für einen Stadtteil in Konstanz sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst:

	Szenario 1 Weiter wie bisher	Szenario 2 (mit dezentr.WP)	Szenario 3 (mit Wärmenetz)	
Strombedarf	46	62	60	GWh
Leistungsbedarf Strom	11	17	12	MW
Wärmebedarf	132	66	66	GWh
Leistungsbedarf Wärme	55	27	27	MW
Länge Stromnetz	159	213	159	km
Länge Gasnetz	64	27	27	km
Länge Wärmenetz	0	0	25	km
Kraftwerksleistungen extern				
konv. Kraftwerke	11	0	0	MW
erneuerbare Energien	11	30	30	MW
GuD/GT	1	21	7	MW
PtG	0	21	18	MW
externer Gasbezug	187	40	40	GWh
PtG Gaserzeugung	0	22	11	GWh
Jahreskosten	17,6	20	18	Mio. €/a
CO₂-Emissionsziel	100%	20%	20%	

Tabelle V-1: Ergebnisse der Anlagen- und Netzoptimierung am Beispiel eines Stadtteils in Konstanz

Hiernach fallen im Szenario 1 „Weiter Wie Bisher“ bei den heutigen Rahmenbedingungen die geringsten Jahreskosten an, obwohl in den Szenarien 2 und 3 der Wärmebedarf um 50 % geringer als im Szenario 1 angesetzt wurde.

Im Szenario 2 (CO₂-Minderung um 80 %, forcierte Nutzung dezentraler Stromwärmepumpen auch im Innenstadtbereich, ohne Niedertemperatur-Fernwärmenetz) erhöht sich - trotz erheblicher Reduzierung des Wärmebedarfs - die Stromspitze von 11 MW auf 17 MW um 55 % und der Strombedarf um 35 %, während der Erdgasabsatz um 80 % sinkt. Das Strom-Verteilnetz muss um 33 % ausgebaut werden und die Anzahl der Trafos im Netz um 56 % erhöht werden. Die Investitionen in die Wärmepumpentechnologie führen zu einer Erhöhung der jährlichen Investitionskosten für Kundenanlagen um mehr als das Dreifache (auf 350 %) gegenüber den heute eingesetzten Erdgasheizungen. Die Kosten für Energiebeschaffung sinken deutlich gegenüber dem Szenario 1 (weiter wie bisher). Dennoch liegen die Gesamtkosten höher als im Szenario 1.

Im Szenario 3 (CO₂-Minderung um 80 %, ohne Wärmepumpen im untersuchten Stadtteil, mit Niedertemperatur-Fernwärmenetzen) steigt die Belastung gegenüber dem Szenario 1 im Stromnetz nicht an. Es wird vorgeschlagen, ein nahezu flächendeckendes Fernwärmenetz aufzubauen, das den Kernstadtbereich mit Wärme versorgt. Dadurch sinkt der Erdgasabsatz um 85 %. Die Investitionen auf Seite der Kunden (Anschluss ans Fernwärmenetz, Wärmetauscher) steigen nur geringfügig gegenüber den heutigen Erdgasheizungen. Der Wärmeerzeugung für das NT-Fernwärmenetz erfolgt überwiegend in der zentralen Wärmepumpe. Zur Spitzenabdeckung wird eine Gasturbine benötigt, die so eingesetzt wird, dass einerseits EE-Strom möglichst genutzt wird und die entstehenden Stromspitzen im vorgelagerten Transportnetz gekappt werden. Die Kosten für Energiebeschaffung sinken deutlich, jedoch entsprechen die Gesamtkosten in etwa den heutigen Kosten entsprechend Szenario 1.

Durch den Aufbau von Wärmenetzen können in einem Versorgungsgebiet die Kosten in den Gebäuden reduziert und in Richtung der städtischen Netzbetreiber verschoben werden. Dies ermöglicht eine höhere Flexibilisierung der Wärmeerzeugung in zentralen Heizwerken durch Kombination von effizienten (großen) Gasturbinen- oder BHKW-Anlagen oder Großwärmepumpen mit Heizkesseln auf unterschiedlicher Brennstoffbasis (z. B. Bio-Gas oder nachwachsenden Rohstoffen). Die Optimierungsläufe bestätigen die heutige Praxis der Energieversorger, dass Wärmenetze nur in den Netzbereichen mit hohen Wärmedichten und in den Randbereichen die kostengünstigeren Gasnetze aufgebaut werden.

Durch die Annahme, dass der Wärmebedarf in allen Gebäuden durchschnittlich um 50 % gesenkt werden kann, sind die Gesamtkosten der Energiebereitstellung und der Netze in allen Szenarien vergleichbar hoch. Ohne diese Annahme steigen die Gesamtkosten in den Szenarien 2 und 3 gegenüber den heutigen Kosten um mehr als 50 % an.

VI. Bebauungsstruktur in realen Netzen

Im Rahmen des Forschungsprojekts lagen die Netz- und Strukturdaten von drei städtischen Versorgungsgebieten vor (siehe Ausschnitt von Gebäuden und Trassen einer Innenstadt in Abbildung VI-1 .



Abbildung VI-1: Beispiel Trassen und Heizungsstruktur der Gebäude einer Innenstadt (rot = fernwärmeversorgt, gelb = gasversorgt)

Anhand der Verbrauchsdaten und Adressen konnten pro Planquadrat die Strom- und Wärmebedarfsdichten in den Städten berechnet werden. Die folgenden Abbildungen zeigen die Planquadrate einer Innenstadt mit unterschiedlichen Einfärbungen. Je wärmer die Farbe ist, desto höher ist der Wärmebedarf pro Jahr.

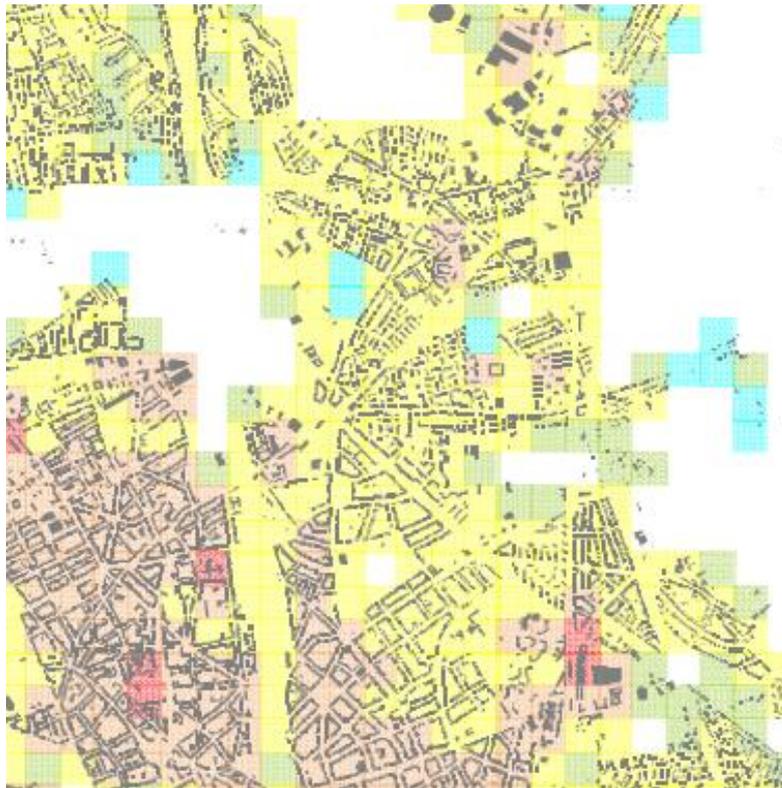


Abbildung VI-2: Wärmebedarfs (kWh/a) in den Quartieren einer Innenstadt (200m*200m)
Rot: >10 Mio. ; Sand-Braun: >5 Mio. ; Gelb: >1 Mio. ; Gelb-Grün >0.5 Mio.; Chartreuse >0 Mio. kWh/a pro Quartier

Trotz extremer Größenunterschiede (Abbildung VI-3) zwischen den Städten Düsseldorf, Konstanz und Sindelfingen zeigt die Grafik in Abbildung VI-4 eine große relative Ähnlichkeit in der Verteilung der Häufigkeit der Wärmebedarfsdichten, bezogen auf die Stadtflächen. Dies könnte als Basis für eine Übertragung der Erkenntnisse aus dieser Studie auf andere Städte genutzt werden.

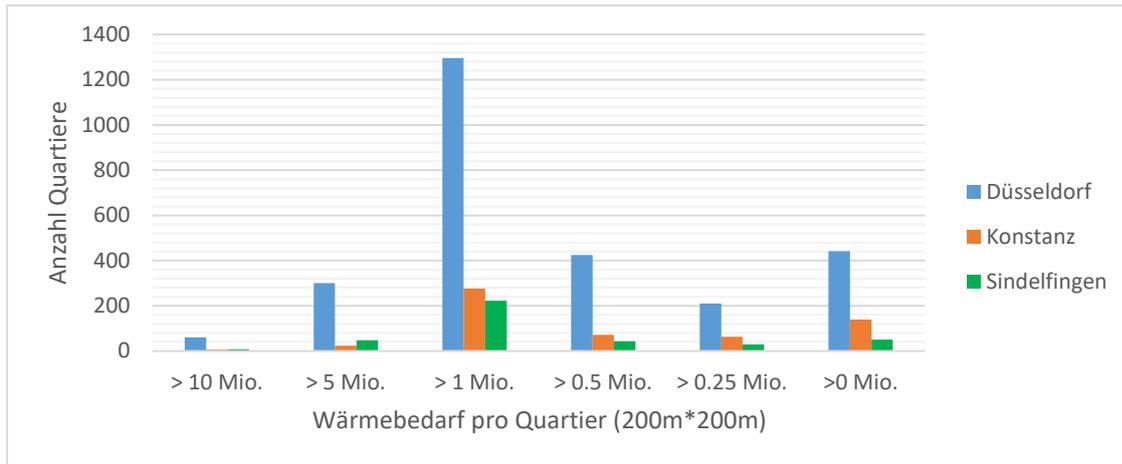


Abbildung VI-3: Vergleich Histogramm Wärmebedarf pro Quartier (200m*200m) in den Städten Düsseldorf, Konstanz und Sindelfingen

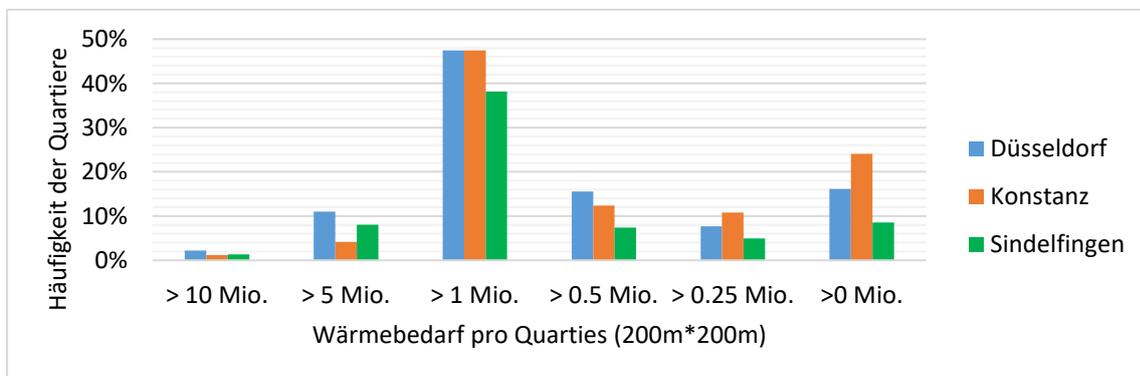


Abbildung VI-4: Vergleich der relativen Häufigkeit des Wärmebedarfs pro Quartier (200m*200m) in den Städten Düsseldorf, Konstanz und Sindelfingen

Ein Vergleich der Häufigkeitsdiagramme der Wärmebedarfsdichten zeigt, dass in diesen Städten ca. 50 % der Planquadrate eine Wärmebedarfsdichte größer 1 Mio. kWh pro Planquadrat aufweisen. Für diese Stadtteile könnten die Optimierungsergebnisse mit den Szenarien 2 bis 3, wie sie in Kapitel V beschrieben wurden, übertragen werden. In den übrigen Planquadraten mit geringerem Wärmebedarf wird angenommen, dass ein Mix aus gasversorgten Heizungen BHKW-Anlagen und Stromwärmepumpen erfolgt.

VII. Abschätzung des Umsetzungspotentials in deutschen Städten

In diesem Kapitel soll abgeschätzt werden, welche CO₂-Einsparungen in den Städten Deutschlands durch optimalen Ausbau der Netz- und Anlageninfrastruktur in den Städten möglich wäre.

Hierbei wird unterstellt, dass der durchschnittliche Wärmebedarf pro Einwohner in den Innenstädten (Wohnungen inkl. Gewerbe) von heute ca. 7.500 kWh/a durch Gebäudedämmung um die Hälfte auf 3.750 kWh/a gesenkt werden kann. Außerdem wird angenommen, dass der Strombedarf pro Einwohner von 2.700 kWh/a (Mischwert aus Haushaltsstrom- und Gewerbestrombedarf) aufgrund neuer Anwendungen (Elektromobilität und Digitalisierung) nicht entscheidend gesenkt werden kann.

Laut Daten des statistischen Bundesamtes existieren in Deutschland 1.182 Städte mit mehr als 10.000 Einwohnern. In diesen Städten leben 55,8 Millionen Menschen. Die Einwohnerdichte beträgt im Mittel 585 Einwohner pro Quadratkilometer. Der Strombedarf zur Versorgung dieser Städte beträgt im Summe 30 GW bzw. 151 GWh. Der Wärmebedarf beträgt heute 209 GW bzw. 418 GWh. Die hierdurch bedingten CO₂-Emissionen betragen 178 Millionen t/a (565 g CO₂/kWh_{el} im Jahr 2016 und 200 g CO₂/kWh_{Erdgas}).

Gelingt es, den Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf 80 % des Strombedarfs zu steigern und den Reststrombedarf durch moderne Erdgaskraftwerken zu ersetzen, so sinken die spezifischen CO₂-Emissionen des Stromverbrauchs von heute 565 g auf 67 g CO₂ / kWh_{el}. Darüber hinaus wird angenommen, dass durch Gebäudedämmung der Wärmebedarf im Durchschnitt um 50 % gesenkt werden kann.

Wird nun angenommen, dass die Wärmebedarfsdichte in diesen Städten ähnlich verteilt ist wie dies in Abbildung VI-4 im Kapitel VI dargestellt ist und die Beheizung der Gebäude und die Netze entsprechend den Technologiekombinationen entsprechend der Szenarien 2 und 3 (entsprechend Kapitel V) umgestellt werden (also Einsatz von Strom-Wärmepumpen oder Niedertemperatur-Fernwärmesysteme), so kann der CO₂-Ausstoß in diesen Städten durch Kombination von Stromwärmepumpen und Kraft-Wärme-Kopplung Technologien um mehr als 80 % gesenkt werden (siehe Tabelle VII-1).

	heute(2018)	Szenario 2 mit dezent. WP's	Szenario 3 mit FW+zentr. WP	
Strombedarf	151	204	197	TWh/a
Leistungsbedarf Strom	30	46	32	GW
Gasbedarf (extern)	418	99	99	TWh/a
Greengas aus PtG		54	25	TWh/a
P installiert EE	21	158	82	GW
CO ₂ -Emissionen	178	24	27	Mio. t/a
	100%	14%	15%	

Tabelle VII-1: Abschätzung des CO₂-Einsparpotentials in 1.182 Städten Deutschlands, die mehr als 10.000 Einwohner aufweisen

Generell ist mit einer Erhöhung des Strombedarfs durch den Betrieb dezentraler oder zentraler Strom-Wärmepumpen zu rechnen, der nach Möglichkeit aus EE-Anlagen erzeugt werden sollte. Zur Reduzierung der zu beziehenden Leistung aus dem Strom-Transportnetz sind dezentrale KWK-Anlagen in den Städten notwendig. Inwieweit eine Absicherung der Stromerzeugung in EE-Anlagen durch überregionale GuD-Anlagen oder durch örtliche KWK-Anlagen erfolgen sollte, ist jeweils von der lokalen Situation (Gebäude und Trassenstruktur) in den Städten abhängig. Im Szenario 2 wird die Absicherung verstärkt durch überregionale GuD-Anlagen bereitgestellt, in Szenario 3 verstärkt durch lokale KWK-Anlagen.

Nur durch Reduktion des Wärmebedarfs in Kombination mit zentralen oder dezentralen Wärmepumpentechnologien und deren Leistungsabsicherungen können die oben aufgeführten CO₂-Reduktionen um 150 Mio. t CO₂/a erreicht werden.

VIII. Zusammenfassung und Ausblick

Die konsequente Umsetzung der CO₂-Ziele (Reduzierung um mindestens 80 %) ist nur durch Energieeinsparungen und einen deutlichen Umbau der Wärmeversorgung zu erreichen. Notwendig für die Zielerreichung ist neben der Energieeinsparung 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 deutlich reduziert, während das übergeordnete Gas-Transportnetz weiterhin zur Absicherung der Versorgung und zur Belieferung von Prozessgaskunden 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 liefern kostenoptimierte Vorschläge für die zukünftige Wärme- und Stromerzeugung in städtischen Versorgungsgebieten mit den zugehörigen Ausbauoptionen und Belastungen der Strom-, Gas- und Wärmenetze. Sie sind Grundlage für eine darauf aufbauende detaillierte Zielnetzplanung der unterschiedlichen Strom-, Gas- und Fernwärme-netze.

Die in dem Forschungsvorhaben HYPV entwickelten Methoden sind geeignet, die komplexen Fragen der Optimierung bestehender Energieversorgungsstrukturen in unterschiedlichen Detaillierungsgraden zu untersuchen. Sie sind geeignet, die strategischen Fragen der lokalen Energieversorger zu beantworten,

- mit welchen Versorgungskonzepten vorgegebene CO₂-Ziele erreicht werden können
- in welchen Stadteilen mit welchen Technologien zur Wärmeversorgung langfristig zugelassen werden sollen
- für welche Übertragungsleistungen die Gas-, Wärme- und Stromnetze in den jeweiligen Straßenabschnitten langfristig ausgelegt sein werden

Mit den hier vorgestellten Methoden können straßengenaue Zielvorgaben für den langfristigen Umbau der Versorgungsnetze bestimmt werden. Es kann ausgewiesen werden, wie hoch der Leistungs- und Energiebedarf in den Strom-, Gas- und Wärmeleitungen und damit die Netzkosten in den jeweiligen Straßenabschnitten im Normalbetrieb sein werden - in Abhängigkeit von den gewählten Versorgungskonzepten und den geforderten CO₂-Zielen. Dies ist Grundlage für die Migration vom bestehenden Netz zum Zielnetz.

Einschränkungen bestehen aktuell hinsichtlich der Modellgröße und des Detaillierungsgrades, da die Lösbarkeit für große Netze bzw. große Städte vor allem bei den nicht linearen Verfahren nicht gewährleistet ist und eine Weiterentwicklung der Modelle sowie weitere Fortschritte bei den Solvern erfordert. Darüber hinaus stellt die Parametrierung der Modelle eine Herausforderung dar, da eine Vielzahl der Kostenfaktoren (z. B. für die Gebäudesanierung, die zukünftigen Energiepreise, etc.) mit größeren Unsicherheiten behaftet sind und teilweise nur grob abgeschätzt werden können. In folgenden Untersuchungen und Forschungsvorhaben könnte daher neben einer Weiterentwicklung der Modelle und Verfahren der Fokus auf eine weitere Konkretisierung der praktischen Anwendbarkeit gelegt werden.



IX. Abbildungsverzeichnis

Abbildung II-1:	Wärmebedarfsentwicklung gemäß verschiedener Studien	5
Abbildung III-1:	Berücksichtigte Technologien Gebäudemodell	7
Abbildung III-2:	Gebäudetechnologien und Trassenmodell.....	8
Abbildung III-3:	Gebäudetechnologien und Trassenmodell einschließlich Erzeugungsanlagen für den Aufbau einer Fernwärmeversorgung	8
Abbildung III-4:	Externe Strom- und Gasbereitstellung in Kombination mit der lokalen Energieversorgung	9
Abbildung III-5:	normierter Wärmebedarf eines Gebäudes	11
Abbildung III-6:	normierter Strombedarf eines Gebäudes	11
Abbildung III-7:	normiertes Solarenergie-Dargebot.....	11
Abbildung VI-1:	Beispiel Trassen und Heizungsstruktur der Gebäude einer Innenstadt (rot = fernwärmeversorgt, gelb = gasversorgt)	20
Abbildung VI-2:	Wärmebedarfs (kWh/a) in den Quartieren einer Innenstadt (200m*200m) Rot: >10 Mio. ; Sand-Braun: >5 Mio. ; Gelb: >1 Mio. ; Gelb-Grün >0.5 Mio.; Chartreuse >0 Mio. kWh/a pro Quartier	21
Abbildung VI-3:	Vergleich Histogramm Wärmebedarf pro Quartier (200m*200m) in den Städten Düsseldorf, Konstanz und Sindelfingen	22
Abbildung VI-4:	Vergleich der relativen Häufigkeit des Wärmebedarfs pro Quartier (200m*200m) in den Städten Düsseldorf, Konstanz und Sindelfingen	22



X. Tabellenverzeichnis

Tabelle IV-1: Auszug aus der Tabelle der Kennwerte des residualen Strom- und Gas- und Wärmebedarfs eines mittleren Gebäudes in zwei Trassen (2970 und 2981) der Kernstadt Konstanz als Ergebnis der Gebäude-optimierung.....	15
Tabelle V-1: Ergebnisse der Anlagen- und Netzoptimierung am Beispiel eines Stadtteils in Konstanz	17
Tabelle VII-1: Abschätzung des CO ₂ -Einsparpotentials in 1.182 Städten Deutschlands, die mehr als 10.000 Einwohner aufweisen	24