Elisa Dunkelberg, Swantje Gährs, Julika Weiß, Steven Salecki

# Wirtschaftlichkeit von Mehrleiter-Wärmenetzen

## Ökonomische Bewertung von Mehrleiter-Wärmenetzen zur Nutzung von Niedertemperaturwärme

Schriftenreihe des IÖW 215/18

i | ö | w
INSTITUT FÜR
ÖKOLOGISCHE WIRTSCHAFTSFORSCHUNG

Elisa Dunkelberg, Swantje Gährs, Julika Weiß, Steven Salecki

# Wirtschaftlichkeit von Mehrleiter-Wärmenetzen

## Ökonomische Bewertung von Mehrleiter-Wärmenetzen zur Nutzung von Niedertemperaturwärme

Schriftenreihe des IÖW 215/18
Berlin, August 2018

ISBN 978-3-940920-18-8

# Impressum

Herausgeber:
Institut für ökologische
Wirtschaftsforschung (IÖW)
Potsdamer Straße 105
D-10785 Berlin
Tel. +49 – 30 – 884 594-0
Fax +49 – 30 – 882 54 39
E-Mail: mailbox@ioew.de
www.ioew.de

Die Schriftenreihe entstand im Rahmen des Forschungsprojektes „LowExTra – Niedrig-Exergie-Trassen zum Speichern und Verteilen von Wärme“: www.lowextra.de/.
Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03ET1237B gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autor/innen.

Gefördert durch:
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

In Kooperation mit:

Partner in dem Projekt waren das Hermann-Rietschel-Institut an der TU Berlin, Nexus Institut für Kooperationsmanagement und interdisziplinäre Forschung GmbH und Adelphi. Die Autor/innen bedanken sich für die gute Zusammenarbeit.

# Zusammenfassung

Der Anteil erneuerbarer Energien an der Raumwärme- und Trinkwarmwasserbereitstellung liegt aktuell bei nur knapp 15 %. Um die Klimaschutzziele zu erreichen, muss er dringend erhöht werden. Niedertemperatur-Wärmenetze bieten die Möglichkeit, Wärme aus erneuerbaren Quellen und Abwärme in die Netze einzubinden und zu den Verbrauchern zu leiten. Ein Hemmnis für die Einbindung regenerativer Wärmequellen stellen die teilweise hohen Temperaturbedarfe auf der Verbraucherseite dar. Eine Möglichkeit diesem Hemmnis zu begegnen, sind innovative LowEx-Mehrleiternetze, die mehr als zwei Leiter mit unterschiedlichen Temperaturniveaus vorsehen. Zentrales Ziel solcher Mehrleiternetze ist die Einbindung dezentraler regenerativer Wärmeerzeugungsanlagen. Gebäudeeigentümer/innen können in einem solchen Mehrleiter-Wärmenetz ähnlich wie im Stromsektor auch Prosumer sein, die abhängig von dem Wärmbedarf ihres Gebäudes und des gesamten Quartiers Wärme in das Netz ein- oder ausspeisen. Diese Schriftenreihe beschreibt und diskutiert die Ergebnisse ökonomischer Analysen zur Untersuchung der ökonomischen Machbarkeit solcher Mehrleiternetze in Kombination mit unterschiedlichen Wärmeerzeugungsanlagen. In die Analysen gehen die Sichtweisen der verschiedenen beteiligten Akteure ein: den Betreibern der Wärmeerzeugungsanlagen, den Netzbetreibern, den Abnehmern und den Kommunen.

Geeignete klimafreundliche Technologien zur Einspeisung in ein Mehrleiter-Wärmenetz sind Abwasser-Wärmepumpen, Solarthermie-Anlagen und dezentrale, kleinere Wärmepumpen. Die Studie vergleicht verschiedene Erzeugerszenarien mit einerseits wenigen großen Anlagen und andererseits vielen kleineren Anlagen mit Szenarien der gebäudeindividuellen Wärmeversorgung. Zentrale ökonomische Kenngrößen sind für die Vergleiche die nach Annuitätenmethode berechneten Gesamtkosten sowie die spezifischen Wärmegestehungskosten in Cent pro Kilowattstunde. Trotz höherer Investitionskosten in den Szenarien mit Mehrleiter-Wärmenetz liegen die Gesamtkosten bei gleichem Anteil erneuerbarer Energien in ähnlicher Höhe wie bei der gebäudeindividuellen Versorgung. Die Effizienzvorteile beim Betrieb der Anlagen sowie die Einbindung vergleichsweise kostengünstiger Wärme überwiegt unter günstigen Rahmenbedingungen die Mehrkosten des Mehrleiternetzes. Allerdings liegen die Ergebnisse der Szenarien sehr nahe beieinander und es gehen zahlreiche Parameter in die Berechnung ein. Deshalb kann keine pauschale Aussage getroffen werden, ob ein Mehrleiternetz einer gebäudeindividuellen Versorgung mit Blick auf die Gesamtkosten vorzuziehen ist oder ob ein Netz mit wenigen großen Anlagen günstiger ist als ein Netz mit mehr kleineren Anlagen. Die Ergebnisse zeigen jedoch, dass die Szenarien mit Mehrleiter-Wärmenetz robuster gegenüber Änderungen der Preise fossiler Energieträger, vor allem Erdgas, sind, da der Anteil der verbrauchsgebundenen Kosten hier deutlich geringer ist.

LowEx-Mehrleiter-Wärmenetze können einen Beitrag zum Klimaschutz leisten, indem regenerative Wärmequellen mit niedrigen Temperaturen in die Wärmeversorgung eingebunden werden, die ohne Wärmenetz nicht (vollständig) genutzt werden können. Letztlich muss projektspezifisch geprüft werden, welche Optionen zur Wärmeversorgung bestehen und wie sich die Kosten darstellen. Ein Hemmnis für die Umsetzung eines LowEx-Mehrleiter-Wärmenetzes liegt darin, dass bei älteren, nicht oder und nur teilsanierten Mehrfamilienhäusern die Wärmegestehungskosten gebäudeindividueller Gas- oder Öl-Kessel unter den Wärmegestehungskosten der Wärme aus dem LowEx-Mehrleiternetz liegen können. Rahmenbedingungen, die die Wettbewerbsfähigkeit eines LowEx-Mehrleiternetzes an dieser Stelle verbessern würden, wären weiterführende Förderungen, die Einführung einer aktuell viel diskutierten $CO_2$-Abgabe auf fossile Energieträger oder auch Vorgaben zu EE-Anteilen im Gebäudebestand und in der leitungsgebundenen Wärme.

# Abstract

Renewable energies and waste heat comprise 15% of overall space heating and domestic hot water currently used in Germany. In order to achieve national and international climate protection goals increasing this share is essential. District heating systems enable producers to draw on sources of renewable and waste heat sources such as wastewater heat, large-scale solar thermal systems, or geothermal heat by matching the regionally available supply to the respective demand; however, there are some obstacles. Most of renewable heat sources, as well as many waste heat sources, provide low-temperature heat; district heating usually operates on high supply and return temperatures. Furthermore, there is also a partial demand on the consumer side for high-temperature levels. Solutions are needed to deal with this diversity of temperature requirements at the neighborhood level. To solve this challenge, a multi-conductor district heating grid approach was developed, and its conceptual feasibility investigated from a technical and economic perspective. The central goal of the LowEx multi-conductor district heating grid is the integration of decentralized and renewable heat generation plants. Within such a grid system, building owners can become prosumers, much as in the electricity sector. As a prosumer, the building owner can produce excess heat that is fed into the district heating grid or consume heat from it, depending on the fluctuating demand of both the building and the district. This report describes the outcomes of economic analyses on the economic feasibility of the multi-conductor network. The analysis takes into account the various perspectives of the different stakeholders; operators of the heat generation plants, grid operators, consumers, and the municipality.

The central economic parameters are the total costs, calculated using the annuity method, and the specific heat production costs in cents per kilowatt-hour. Suitable technologies for feeding into a multi-conductor heating grid include wastewater-heating pumps, solar thermal systems, and small, decentralized heating pumps. The study compares production scenarios consisting of either a few large facilities or many smaller facilities with scenarios involving building-specific heating supplies. Despite higher investment costs in the scenarios with the multi-conductor grid, the total costs equal the costs of a building-specific heating supply scenario for the same level of renewable energies. Under favorable conditions, the efficiency advantages within the operation of the plants as well as the integration of comparatively inexpensive heat outweigh the extra costs within the multi-conductor heat grid. Since the overall costs of the scenarios are very similar, it is not possible to make generalized statements; we cannot say with certainty whether a multi-conductor heating grid would be more preferable than a building-specific heating supply, or whether a grid with few large plants is more preferable than one with many smaller ones; however, it becomes clear that the scenarios with heating grids are more resilient with respect to changes in gas prices, as the share of the consumption costs is significantly lower.

By making possible the integration of renewable heat sources that otherwise could not be (entirely) utilized, the LowEx multi-conductor heating grid can make a positive contribution to climate protection. An impediment to the implementation of such multi-conductor heating grids lies in older existing buildings, where the heat production costs of gas and oil boilers are often lower than the cost of heat supplied by a multi-conductor heating grid. In order to increase the competitiveness of the investment-intensive multi-conductor heating grid, some adjustments to the competitive framework are necessary. Favorable conditions include improved funding, the introduction of a carbon tax on fossil energies and/or legal requirements stipulating the renewable energy share in the building stock and grid-based heating.

# Die Autorinnen und Autoren

**Dr. Elisa Dunkelberg** ist wissenschaftliche Mitarbeiterin im Forschungsfeld Nachhaltige Energiewirtschaft und Klimaschutz des IÖW. Sie ist promovierte Ingenieurin für Technischen Umweltschutz und beschäftigt sich mit den Themen Wärmewende, Gebäudesanierung, ökologische und ökonomische Bewertung.
**Kontakt: elisa.dunkelberg@ioew.de**
**Tel. +49 – 30 – 884 594-36**

**Dr. Swantje Gährs** ist wissenschaftliche Mitarbeiterin im Forschungsfeld Nachhaltige Energiewirtschaft und Klimaschutz des IÖW. Sie ist promovierte Mathematikerin und ihre Schwerpunkte am IÖW liegen in der energiewirtschaftlichen und technischen Modellierung und der Bewertung von Wirtschaftlichkeit, Geschäftsmodellen und Dienstleistungen aus der Sicht verschiedener Akteure, mit Fokus auf die Prosumer im Energiesystem.
**Kontakt: swantje.gaehrs@ioew.de**

**Dr. Julika Weiß** ist stellvertretende Leiterin des Forschungsfelds Nachhaltige Energiewirtschaft und Klimaschutz des IÖW. Ihre Schwerpunkte liegen in der Analyse erneuerbarer Energien-Märkte, im Bereich Energieeffizienz und Gebäudesanierung sowie der ökologischen Bewertung.
**Kontakt: julika.weiss@ioew.de**

**Dr. Steven Salecki** ist wissenschaftlicher Mitarbeiter im Forschungsfeld Nachhaltige Energiewirtschaft und Klimaschutz des IÖW. Er ist promovierter Volkswirt und beschäftigt sich im Schwerpunkt mit der ökonomischen Bewertung von Energietechnologien und der Ausgestaltung regionaler Energiesysteme.
**Kontakt: steven.salecki@ioew.de**

Unter Mitarbeit von
**Martha Hoffmann**
**Magnus Sass**
**Corinna Schmitt**
**Joyce-Ann Syhre**
**Evelin Wieckowski**

# Inhaltsverzeichnis


**1 Einführung ..... 15**

**2 Beteiligte Akteure und ihre Interessen ..... 18**

2.1 Wärmeabnehmer und -nutzer/innen ..... 19
2.1.1 Akzeptanz und Mehrzahlungsbereitschaft für (erneuerbare) Wärmenetze ..... 19
2.1.2 Ökonomische Vergleichsgrößen aus Sicht der Abnehmer/innen ..... 22
2.2 Betreiber der Energieerzeugungsanlagen ..... 24
2.3 Netzbetreiber ..... 25
2.4 Wärmevertrieb ..... 26
2.5 Politik/ Kommune ..... 26

**3 Organisationsmodelle in der Fernwärme ..... 27**

3.1 Integrierte Versorger ..... 27
3.2 Durchleitungsmodell ..... 28
3.3 Erzeugerwettbewerb ..... 29
3.4 Offene Wärmeplattform ..... 30
3.5 Wahl der Rechtsform ..... 30
3.6 Fazit zu Organisationsmodellen ..... 31

**4 Wirtschaftlichkeit aus Sicht der Wärmeabnehmer/innen ..... 32**

4.1 Grundlagen und Vorgehensweise ..... 32
4.2 Wärmegestehungskosten dezentraler Erzeuger ..... 36
4.3 Sensitivitätsanalysen ..... 38
4.4 Investitionskosten für Netzanschluss ..... 40
4.5 Fazit zu den Wärmegestehungskosten ..... 41

**5 Wirtschaftlichkeit aus Sicht der Einspeiser/innen ..... 43**

5.1 Einspeisung durch konventionelle Erzeuger ..... 43
5.2 Solarthermie-Anlagen ..... 44
5.2.1 Wärmegestehungskosten Kleine Anlage (5 m²) ..... 45
5.2.2 Wärmegestehungskosten Mittlere Anlage (50 m²) ..... 47
5.2.3 Wärmegestehungskosten Große Anlage (300 m²) ..... 48
5.2.4 Wärmegestehungskosten Sehr große Anlage (1.800 m²) ..... 49
5.2.5 Sensitivitätsanalysen ..... 50
5.3 Nicht-industrielle Abwärme und Abwasserwärme ..... 51
5.3.1 Abwärme aus Bäckereien ..... 52
5.3.2 Abwärme aus Kühl- und Gefriergeräten ..... 53
5.3.3 Abwärme aus der Kühlung von Serverräumen ..... 54
5.3.4 Abwärme aus der kontrollierten Lüftung von Räumen ..... 54
5.3.5 Abwärme aus Abwasser ..... 55
5.3.6 Berücksichtigung von Fördermitteln ..... 56

5.4 Sektorkopplung durch Strom-Prosumer ... 57
5.4.1 Wärmegestehungskosten von Strom-Prosumern ... 58
5.4.2 Sensitivitätsanalyse ... 59
5.5 Fazit zur Wirtschaftlichkeit potenzieller Einspeiser ... 61

**6 Wirtschaftlichkeit aus Sicht der Netzbetreiber ... 63**

6.1 Vorgehensweise und Datengrundlage ... 63
6.1.1 Kapitalgebundene Kosten ... 64
6.1.2 Betriebs- und verbrauchsgebundene Kosten ... 74
6.1.3 Erlöse und Einzahlungen ... 77
6.1.4 Finanzwirtschaftliche Kenngrößen ... 78
6.2 Kosten eines Zwei- und Vierleiter-Modellnetzes ... 79
6.3 Netzkosten und Refinanzierung ... 82
6.4 Fazit zur Wirtschaftlichkeit aus Netzbetreibersicht ... 84

**7 Ökonomische Bewertung des Gesamtsystems ... 86**

7.1 Erzeugerstruktur und Gestaltung des Netzes ... 86
7.1.1 Erzeugerszenarien zur Verbraucherstruktur 2015 ... 90
7.1.2 Erzeugerszenarien zur Verbraucherstruktur 2035 ... 93
7.2 Gesamtkosten und mittlere Wärmegestehungskosten ... 95
7.2.1 Ergebnisse zur Verbraucherstruktur 2015 ... 97
7.2.2 Ergebnisse zur Verbraucherstruktur 2035 ... 100
7.2.3 Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse ... 101
7.3 Verteilung der Kosten auf verschiedene Verbrauchergruppen ... 105
7.4 Fazit zur ökonomischen Gesamtbewertung ... 107

**8 Regionale Wertschöpfung und Beschäftigung ... 109**

8.1 Modellbeschreibung ... 109
8.2 Eingangsdaten in das Modell ... 112
8.3 Ergebnisse zu Wertschöpfung und Beschäftigung ... 114

**9 Zusammenfassung und Fazit ... 119**

**10 Literaturverzeichnis ... 125**

**11 Anhang ... 131**

# Abbildungsverzeichnis

Abb. 2.1: Beteiligte Akteure an der netzgebundenen Wärmeversorgung ..... 18
Abb. 2.2: Wichtige Aspekte bei der Wahl der Heizungsanlage ..... 21
Abb. 3.1: Optionen der Netzentflechtung und Unternehmensorganisation ..... 27
Abb. 4.1: Wärmegestehungskosten dezentraler Heizungssysteme unter Standardannahmen ..... 42
Abb. 5.1: Wärmegestehungskosten für Strom-Prosumer unter Standardannahmen ..... 62
Abb. 6.1: Kostenstruktur der Planung und Errichtung eines Wärmenetzes ..... 64
Abb. 6.2: Skizze zu den Grabenabmessungen eines konventionellen Zweileitersystems .. 65
Abb. 6.3: Skizze der Grabenabmessungen bei einer Kombination aus Nebeneinander- und Übereinanderverlegung ..... 67
Abb. 6.5: Verteilung der kapitalgebundenen Kosten auf verschiedenen Kostenpositionen in Abhängigkeit von der Nennweite ..... 74
Abb. 6.6: Kostenstruktur der Errichtung eines konventionellen Wärmenetzes ..... 80
Abb. 6.6: Sensitivitätsanalyse der Netzkosten eines LowEx-Mehrleiternetzes ..... 83
Abb. 6.8: Gewinn/Verlust zweier Modellnetze bei variierenden Wärmeabnahmedichten ... 84
Abb. 7.1: Verbraucherstruktur 2015: Anteil der Energieträger an der jährlichen Gesamt-Wärme im Untersuchungsgebiet ..... 92
Abb. 7.2: Verbraucherstruktur 2015: Anteil der Energieträger an der jährlichen Gesamt-Wärme im Untersuchungsgebiet (mit Anpassung des EE- und Abwärme-Anteils auf 50 % durch Einsatz von Biomethan) ..... 92
Abb. 7.3: Verbraucherstruktur 2035: Anteil der Energieträger an der jährlichen Gesamt-Wärme im Untersuchungsgebiet ..... 94
Abb. 7.4: Verbraucherstruktur 2035: Anteil der Energieträger an der jährlichen Gesamt-Wärme im Untersuchungsgebiet (mit Anpassung des EE- und Abwärme-Anteils auf 50 % durch Einsatz von Biomethan) ..... 94
Abb. 7.5: Verbraucherstruktur 2015: Gesamtkosten und durchschnittliche Wärmegestehungskosten für verschiedene Szenarien der Wärmeversorgung ... 97
Abb. 7.6: Verbraucherstruktur 2015: Gesamtkosten und durchschnittliche Wärmegestehungskosten für verschiedene Szenarien der Wärmeversorgung (mit Anpassung des EE- und Abwärme-Anteils auf 50 % durch Einsatz von Biomethan) ..... 99
Abb. 7.7: Verbraucherstruktur 2035: Gesamtkosten und durchschnittliche Wärmegestehungskosten für verschiedene Szenarien der Wärmeversorgung . 100
Abb. 7.8: Verbraucherstruktur 2035: Gesamtkosten und durchschnittliche Wärmegestehungskosten für verschiedene Szenarien der Wärmeversorgung (mit Anpassung des EE- und Abwärme-Anteils auf 50 % durch Einsatz von Biomethan) ..... 101
Abb. 7.9: Sensitivitätsanalyse: Prozentuale Änderung der annuitätischen Gesamtkosten bei abweichenden Gaspreissteigerungen ..... 102
Abb. 7.10: Sensitivitätsanalyse: Prozentuale Änderung der annuitätischen Gesamtkosten bei abweichenden Investitionskosten (Anzahl der Leiter) ..... 104
Abb. 7.11: Preis für Wärme aus dem LowEx-Mehrleiternetz (Szenario Netz-Zentral) im Vergleich zu den Wärmegestehungskosten eines gebäudeindividuellen Gasbrennwertkessels ..... 105
Abb. 8.1: Wertschöpfungseffekte der verschiedenen Szenarien der Verbraucherstruktur 2015 nach EE-Technologien (in Euro) ..... 114

Abb. 8.2: Wertschöpfungseffekte der verschiedenen Szenarien der Verbraucherstruktur 2015 nach Wertschöpfungsstufen (in Euro)) ....115
Abb. 8.3: Beschäftigungseffekte der verschiedenen Szenarien der Verbraucherstruktur 2015 nach EE-Technologien (in Vollzeitäquivalenten) ....117
Abb. 8.4: Beschäftigungseffekte der verschiedenen Szenarien der Verbraucherstruktur 2015 nach Wertschöpfungsstufen (in Vollzeitäquivalenten) ....118

# Tabellenverzeichnis

Tab. 4.1: Spezifizierung zu den untersuchten Wohngebäuden ....32
Tab. 4.2: Spezifizierungen zu den untersuchten Nichtwohngebäuden ....33
Tab. 4.3: Strom-Eigenverbrauchsanteile bei Strom-Prosumern in Einfamilienhäusern ....36
Tab. 4.4: EFH: Wärmegestehungskosten dezentraler Heizungssysteme ....36
Tab. 4.5: MFH: Wärmegestehungskosten dezentraler Heizungssysteme ....37
Tab. 4.6: NWG: Wärmegestehungskosten dezentraler Heizungssysteme ....38
Tab. 4.7: Wärmegestehungskosten dezentraler Heizungssysteme bei ausschließlicher Betrachtung der laufenden Kosten ....39
Tab. 4.8: Vergleich der Höhe der Investitionskosten dezentraler Heizungsanlagen ....40
Tab. 4.9: Kapitalgebundene Kosten für den Netzanschluss ....41
Tab. 5.1: Wärmegestehungskosten von Gas-Brennwertkesseln bei Variation der Volllaststunden ....43
Tab. 5.2: Kosten für kleine Solarthermie-Anlagen zur Brauchwassererwärmung (5 m²) ....46
Tab. 5.3: Wärmegestehungskosten für kleine Solarthermie-Anlagen (5 m²) ....46
Tab. 5.4: Mittelwert der Netto-Systemkosten für Solarthermie-Systeme <100 m² ....47
Tab. 5.5: Kosten für mittlere Solarthermie-Anlagen zur Brauchwassererwärmung (50 m²) ....47
Tab. 5.6: Wärmegestehungskosten für Solarthermie-Anlagen (50 m²) ....48
Tab. 5.7: Kosten für große Solarthermie-Anlagen zur Brauchwassererwärmung (300 m²) ....49
Tab. 5.8: Wärmegestehungskosten für große Solarthermie-Anlagen (300 m²) ....49
Tab. 5.9: Kosten für sehr große Solarthermie-Anlagen ....50
Tab. 5.10: Wärmegestehungskosten für sehr große Solarthermie-Anlagen ....50
Tab. 5.11: Wärmegestehungskosten für Abwärme aus Raumluft ....55
Tab. 5.12: Wärmegestehungskosten für Abwärme mit und ohne Förderung ....56
Tab. 5.13: Wärmegestehungskosten von Strom-Prosumern am Beispiel von EFH ....58
Tab. 5.14: Wärmegestehungskosten von Strom-Prosumern bei ausschließlicher Betrachtung der laufenden Kosten ....59
Tab. 5.15: Anteil der Investitionskosten an den Vollkosten bei Strom-Prosumern ....60
Tab. 5.16: Wärmegestehungskosten von Strom-Prosumern mit Förderung ....60
Tab. 5.17: Wärmegestehungskosten für unterschiedlich große Solarthermie-Anlagen ....61
Tab. 5.18: Wärmegestehungskosten für Abwärme unterschiedlicher Quellen ....61
Tab. 6.1: Preisänderungsraten der Wirtschaftlichkeitsbewertung ....79
Tab. 6.2: Eigenschaften eines konventionellen Wärmenetzes und eines LowEx-Netzes ....80
Tab. 6.3: Spezifische Kosten für ein konventionelles Zweileiter-Wärmenetz und ein LowEx-Mehrleiternetz mit durchschnittlicher DN 100 und DN 94 ....81
Tab. 6.4: Gesamtkosten für ein konventionelles Zweileiter-Wärmenetz und ein LowEx-Mehrleiternetz mit durchschnittlicher DN 100 und DN 94 ....82
Tab. 7.1: Charakterisierung der Wärmequellen nach erreichbaren Temperaturniveaus ....87

Tab. 7.2: Art und Anzahl der Wärmeerzeugungsanlagen in den Mehrleiternetz-Szenarien (Verbraucherstruktur 2015) ... 90
Tab. 7.3: Art und Anzahl der Wärmeerzeugungsanlagen in den Mehrleiternetz-Szenarien (Verbraucherstruktur 2035) ... 93
Tab. 7.6: Annahmen zu den finanzwirtschaftlichen Kenngrößen für verschiedene Akteure 95
Tab. 7.7: Investitionskosten (inkl. Anschluss), jährliche Betriebskosten und verbrauchsgebundenen Kosten der Wärmeerzeugungsanlagen in den Mehrleiternetz-Szenarien ... 96
Tab. 7.6: Durchschnittliche Wärmegestehungskosten in ct./kWh in den Szenarien mit und ohne Berücksichtigung der aktuell verfügbaren Förderungen ... 104
Tab. 11.3: Annahmen zu den Energiepreisen bei EFH ... 131
Tab. 11.4: Annahmen zu den Energiepreisen bei MFH ... 131
Tab. 11.5: Annahmen zu den Energiepreisen bei NWG ... 132
Tab. 11.9: EFH: Wärmegestehungskosten ohne und mit Energiepreissteigerung ... 132
Tab. 6.3: Nennweiten der Rohrleitungen im konventionellen Netz sowie dem LowEx-Mehrleitersystem ... 133
Tab. 11.6: Bereitgestellte Wärmemenge der Wärmeerzeugungsanlagen in kWh in den Mehrleiternetz-Szenarien (Verbraucherstruktur 2015) ... 133
Tab. 7.5: Bereitgestellte Wärmemenge der Wärmeerzeugungsanlagen in kWh in den Mehrleiternetz-Szenarien (Verbraucherstruktur 2035) ... 134
Tab. 11.10: Art und Anzahl der Wärmeerzeugungsanlagen in den Szenarien der gebäudeindividuellen Versorgung ... 135
Tab. 11.11: Modellinput der verschiedenen Szenarien der Verbraucherstruktur 2015 nach EE-Technologien und Größenabstufungen ... 137

# Abkürzungsverzeichnis

| | |
|---|---|
| AEE | Agentur für Erneuerbare Energien |
| APEE | Anreizprogramm Energieeffizienz |
| BHKW | Blockheizkraftwerk |
| BHKW–S | Blockheizkraftwerk mit Spitzenlastkessel |
| EE | Erneuerbare Energien |
| EFH | Ein- und Zweifamilienhäuser |
| EHZ | Elektrischer Heizstab |
| EVU | Energieversorgungsunternehmen |
| EWP–E | Elektro-Erd-Wärmepumpe |
| EWP–L | Elektro-Luft-Wärmepumpe |
| FC–S | Brennstoffzelle mit Spitzenlastkessel |
| G–BWK | Gas-Brennwertkessel |
| G–BWT | Gas-Brennwerttherme |
| HK | Holzpellet-Kessel |
| HRI | Hermann-Rietschel-Institut |
| KapG | Kapitalgesellschaften |
| KMR | Kunststoffmantelrohr |
| KWK | Kraft-Wärme-Kopplung |
| KWKG | Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz |
| MAP | Marktanreizprogramm |
| MFH | Mehrfamilienhäuser |
| NFW | Nah- oder Fernwärmeanschluss |
| NWG | Nichtwohngebäude |
| Öl–BWK | Heizöl-Brennwertkessel |
| Öl–BWT | Heizöl-Brennwerttherme |
| ÖL–NK | Heizöl-Niedertemperaturkessel |
| Öl–HK | Heizöl-Heizkessel |
| PEF | Primärenergiefaktor |
| PersU | Personenunternehmen |
| PK | Pellet-Kessel |
| PV | Photovoltaik |
| RW | Raumwärme |
| SMR | Stahlmantelrohr |
| sHU | Solare Heizungsunterstützung |
| sWW | Solare Warmwasserbereitung |
| TM | Trassenmeter |
| TWW | Trinkwarmwasser |
| VZÄ | Vollzeitäquivalente |
| WeBEE | Modell zur Ermittlung von Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten auf kommunaler Ebene |
| WGK | Wärmegestehungskosten |
| WP–E | Sole-Wasser-Wärmepumpe |
| WP–L | Luft-Wasser-Wärmepumpe |
| ZFSV | Zeitweise fließfähiger, selbstverdichtender Verfüllbaustoff |

# 1 Einführung

Die Bundesrepublik Deutschland hat sich ehrgeizige Klimaschutzziele gesetzt. Das Energiekonzept der Bundesregierung strebt eine Reduktion des Primärenergiebedarfs um 80 % im Gebäudebestand an. Zentrale Elemente, um dieses Ziel zu erreichen, sind eine umfassende energetische Sanierung der Gebäudehülle sowie der breite Einsatz erneuerbarer Energien und Abwärme in der Wärmeerzeugung. Während im Stromsektor in den vergangenen Jahren ein deutlicher Ausbau erneuerbarer Energien zu verzeichnen war, geht die Energiewende im Wärmesektor und insbesondere im Gebäudebestand nur schleppend voran. Der Anteil erneuerbarer Energien an der Raumwärme- und Trinkwarmwasserbereitstellung lag im Jahr 2016 weiterhin bei nur knapp 15 % (AGEB 2017). Über 85 % der im Jahr 2016 verkauften Heizungsanlagen waren weiterhin Gas- oder Öl-Kessel, Wärmepumpen machten nur einen Anteil von 10 % aus (BDH 2017). Den Anteil erneuerbarer Energien im Gebäudebestand zu steigern, muss daher neben einer umfassenden energetischen Sanierung zentrales Ziel der Energiewende im Wärmesektor sein.

**Wärmenetze** sind neben den dezentralen, gebäudebezogenen Heizungssystemen eine Möglichkeit, erneuerbare Energien und Abwärme in die Wärmeversorgung zu integrieren. Ein Vorteil von Wärmenetzen gegenüber gebäudeindividuellen Versorgungsansätzen besteht darin, dass gebündelt anfallende Potenziale wie Abwasserwärme, Flusswasserwärme oder gewerbliche Abwärme in das Netz integriert zu den Abnehmern geleitet werden können. Einige Studien weisen daher netzgebundenen Wärmeversorgungskonzepten für die Zukunft eine zunehmende Bedeutung zu (Paar et al. 2013; Conolly et al. 2014; Galindo Fernandez et al. 2016). Als Zukunftsoptionen für die Entwicklung der Wärmenetze werden eine Stärkung zentraler Netz-Infrastrukturen ebenso diskutiert wie die Ausweitung dezentraler Nahwärme-, Niedertemperatur- und Mehrleiternetze (vgl. Paar et al. 2013; Robbi 2013; Klebsch et al. 2014; Li et al. 2014). Während es eine Reihe von innovativen Lösungen zur klimafreundlichen netzgebundenen Wärmeversorgung in Neubauquartieren gibt, sind für die Integration von erneuerbarer Wärme und Abwärme in Bestandsquartieren systemische Änderungen der vorhandenen Konzepte in größerem Umfang notwendig (Maaß et al. 2015). Da die Vorlauftemperatur bestehender Wärmenetze in der Regel über 100 °C liegt, erneuerbare Wärme und auch Abwärme jedoch häufig deutlich geringere Temperaturen aufweisen, ist eine Einspeisung in den Vorlauf bestehender Wärmenetze oft nicht ohne weiteres möglich (Bachmann et al. 2018). Gleichzeitig sind reine Niedertemperaturnetze im Bestand aufgrund der gebäudeseitig benötigten hohen Vorlauftemperaturen nur schwierig umzusetzen.

Um dieser Restriktion zur Einbindung klimaschonender Wärmequellen zu begegnen, untersuchte und entwickelte das Projektteam des Forschungsvorhabens „LowExTra – Niedrig-Exergie-Trassen zum Speichern und Verteilen von Wärme“ ein **neuartiges und intelligentes Mehrleiternetz** zur Wärmeversorgung auf Quartiersebene, das die dezentrale Einbindung von regenerativen Energiequellen und Abwärme ermöglicht (s. Bachmann et al. 2018). Zentrales Ziel des LowEx-Mehrleiter-Wärmenetzes ist es, vorhandene Potenziale an erneuerbarer Wärme, Umweltwärme und Abwärme in Städten auszuschöpfen und nutzbar zu machen. Das Mehrleiternetz ermöglicht es, über unterschiedliche Temperaturniveaus in den Leitern, Wärme aus diversen Quellen einzubinden. Mögliche Wärmequellen, die Wärme für ein Mehrleiternetz liefern, sind neben Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK, BHKW), Gaskessel, Solarthermie-Anlagen, Niedertemperaturabwärme aus industriellen und gewerblichen Quellen (Bäckereien, Rechenzentren oder Supermärkte) sowie Umweltwärme (Luft, Erdwärme, Flusswasser und Abwasser). Die verfügbaren Potenziale an erneuerbarer Wärme und Abwärme sind dabei in jeder Stadt und in jedem Quartier unterschiedlich stark ausgeprägt.

Ziel des Forschungsvorhabens war es, die Machbarkeit eines LowEx-Mehrleiternetzes am Beispiel eines städtischen Modellquartiers aus technischer und ökonomischer Perspektive zu untersuchen, sowie die Akzeptanz in der Bevölkerung für ein solches Konzept zu erheben. Zuletzt wurde der aktuell gültige rechtliche Rahmen beleuchtet und untersucht, welche Anpassungen der politischen Rahmenbedingungen zu einer Verbesserung der Machbarkeit klimaschonender Wärmeversorgungskonzepte beitragen würden (Schneller et al. 2018; Schneller et al. 2017).

Die vorliegende Schriftenreihe stellt die **Ergebnisse der ökonomischen Analysen** vor. Auf die technische Gestaltung des LowEx-Mehrleiternetzes wird an verschiedenen Stellen der Schriftenreihe in kurzer Form eingegangen, da die technische Gestaltung die Höhe der erforderlichen Investitionskosten und laufenden Kosten stark beeinflusst. Weiterführende Erläuterungen zur technischen und hydraulischen Gestaltung von Mehrleiternetzen finden sich in Bachmann et al. (2018). Die wichtigsten Merkmale des LowEx-Mehrleiternetzes, die sich auch in Dunkelberg et al. (2017) und Bachmann et al. (2018) finden, werden an dieser Stelle nur in Kürze beschrieben.

Wichtiges **Ziel des LowEx-Mehrleiter-Wärmenetzes** ist die dezentrale Einbindung von regenerativen Energiequellen und Abwärme. Das Versorgungsnetz soll flexibel hinsichtlich Entnahme und Bereitstellung reagieren und als Speicher dienen. Aufgrund des dezentralen Ansatzes wird nicht nur die Richtungsabhängigkeit (Vorlauf oder Rücklauf) aufgelöst, sondern auch das in den Rohrleitungen fixierte Temperaturniveau. Im LowEx-Mehrleiter-Wärmenetz können Wärmeabnehmer gleichzeitig Erzeuger sein und Wärme aus unterschiedlichen Quellen einspeisen. Das LowExTra-Netz des Forschungsvorhabens zeichnet sich durch die folgenden Hauptmerkmale aus:

– Bei Zweileiter-Fernwärmenetzen erfolgt die Wärmeversorgung von Wärmeabnehmern vorwiegend aus dem Vorlauf. Dessen Temperatur orientiert sich zwangsläufig an der Verbraucherart im Netz mit dem höchsten Temperaturniveau. Das LowEx-Mehrleiter-Wärmenetz ist im Gegensatz dazu als Mehrleiternetz mit unterschiedlichen Leitertemperaturen konzipiert. Dadurch wird das Temperaturniveau im Wärmenetz nicht mehr allein durch den Verbraucher mit den höchsten Temperaturanforderungen festgelegt, sondern kann an die vorliegende Verbraucher- und Erzeugerstruktur optimal angepasst werden.
– Der Mehrleiteransatz führt zu einer Absenkung der mittleren Netztemperatur. Dadurch kann das Netz als Niedertemperaturwärmenetz charakterisiert werden. Die geringeren Temperaturen ermöglichen es, Quellen zu nutzen, die Niedertemperaturwärme liefern und die bei Wärmenetzen mit hohen Vorlauftemperaturen nicht in den Vorlauf integrierbar sind.
– Das LowEx-Mehrleiter-Wärmenetz ist als offenes Netz mit dezentraler Einspeisung konzipiert. Dadurch ist es möglich, dezentrale Wärmepotenziale in einem Quartier zu nutzen. Wärmeverbraucher können zudem gleichzeitig Wärmeerzeuger sein und somit zum Prosumer werden.
– Um den zuverlässigen Betrieb eines LowEx-Mehrleiter-Wärmenetzes zu gewährleisten, muss das Netz vollständig flexibel hinsichtlich Bereitstellung und Entnahme reagieren. Dies wird durch einen neuartigen hydraulischen Netzansatz durch den Einsatz von Tanks mit variablen Füllständen erreicht.
– Aufgrund der Tanks kann eine zeitliche Entkopplung von Verbrauch und Erzeugung realisiert werden. Dies erleichtert zum einen die Netzregelung und zum anderen wird dem Netz eine zusätzliche Speicherkapazität hinzugefügt. Dadurch ist es möglich, Wärmequellen mit schwankender Leistung bestmöglich auszunutzen.

Eine zentrale Voraussetzung für eine breite Umsetzung des neuartigen Konzeptes ist die **Wirtschaftlichkeit und Wettbewerbsfähigkeit** aus Perspektive der notwendigerweise zu beteiligenden Akteure. Dies sind vor allem die Wärmeabnehmer, die Wärmeerzeuger und der Netzbetreiber. Aus Sicht der Wärmeabnehmer und der Netzbetreiber sind vor allem die Wärmegestehungskosten der Wärme aus dem Netz im Vergleich zu denen objektbezogener Wärmeversorgungsoptionen wichtige ökonomische Kenngrößen. Die Investitionen in die Erzeugungsanlagen und die Netzinfrastruktur müssten sich aus Sicht der Betreiber über den Wärmeverkauf oder Netznutzungsentgelte refinanzieren. Aus volkswirtschaftlicher Perspektive sind zudem die jährlichen Gesamtkosten unterschiedlicher Wärmeversorgungsoptionen relevant. Wichtige ökonomische Kenngrößen aus Sicht der Kommunen sind außerdem die regionale Wertschöpfung und Beschäftigung. Sie geben Auskunft darüber, wie hoch die Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte ausfallen, die in der Kommune vor Ort verbleiben. Bei positiven Werten können diese Informationen dazu beitragen, dass Kommunen die Umsetzung neuer Konzepte unterstützen und die Akzeptanz bei den Beteiligten Akteuren in den Kommunen steigt (Hirschl et al. 2010; Hirschl et al. 2015). Bei der Analyse aller ökonomischer Kenngrößen ist zu berücksichtigen, dass diese nicht unabhängig von den finanzwirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen sind. Sensitivitätsanalysen im Rahmen der Betrachtungen deuten an, welche besonders einflussreiche Parameter sind.

Kapitel 2 stellt zunächst die an einer netzgebundenen Wärmeversorgung beteiligten Akteure und ihre (ökonomischen) Interessen vor. Kapitel 3 beschreibt verschiedene Organisationsmodelle in der netzgebundenen Wärmeversorgung, die auch Auswirkungen auf die ökonomischen Beziehungen zwischen den beteiligten Akteuren und die erwarteten Renditen haben. Kapitel 4 geht auf die Wirtschaftlichkeit aus Sicht der Wärmeabnehmer ein, indem Referenzkosten für objektbezogene Wärmeversorgungsoptionen vorgestellt werden. Kapitel 5 stellt die Gesamtkosten und Wärmegestehungskosten potenzieller Erzeuger von Wärme – insbesondere von erneuerbarer Wärme und Abwärme – vor, die in ein LowEx-Mehrleiternetz perspektivisch eingebunden werden könnten. Kapitel 6 nimmt die Perspektive der Netzbetreiber ein, stellt die Kostenstruktur und die zu erwartenden Kosten eines LowEx-Mehrleiternetzes vor. Kapitel 7 führt diese Aspekte zusammen, indem die Gesamtkosten und mittleren Wärmegestehungskosten von LowEx-Mehrleiternetzen mit verschiedenen Erzeugerszenarien für ein Modellquartier berechnet und den Kosten einer objektbezogenen Versorgung gegenübergestellt werden. Fragen, die die Szenarien-Analysen beantworten soll, sind, erstens, ob Erzeugerstrukturen mit wenigen großen Anlagen solchen mit vielen kleinen Anlagen aus ökonomischer Perspektive vorzuziehen sind und zweitens, wie robust die Gesamtkosten der Szenarien gegenüber veränderten Parametern und Rahmenbedingungen sind. Kapitel 8 geht auf die Ergebnisse zu regionalen Wertschöpfung und Beschäftigung ein. Zuletzt bündelt Kapitel 9 alle Ergebnisse und kommt zu Schlussfolgerungen in Bezug auf die Umsetzbarkeit.

# 2 Beteiligte Akteure und ihre Interessen

Wärmversorgung kann über objektbezogene Anlagen oder über Wärmenetze erfolgen. In Deutschland liefert Fernwärme aktuell etwa acht Prozent der in den Sektoren private Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie Industrie für Raumwärme und Trinkwarmwasser benötigten Endenergie (AGEB 2017). Knapp 14 % aller Wohnungen werden mit Fernwärme versorgt (BDEW 2018), Fernwärme ist demnach eine wichtige Säule im Wärmemarkt.

Die beiden Optionen der objektbezogenen und netzgebundenen Versorgung unterscheiden sich nicht nur technisch, sondern auch mit Blick auf die ökonomischen Zusammenhänge voneinander. Technische Vorteile der netzgebundenen Wärmeversorgung gegenüber einer gebäudeindividuellen Versorgung sind vor allem die effizientere Erzeugung der Wärme sowie die Möglichkeit, Abwärme, Umweltwärme oder erneuerbare Wärme-Potenziale zu nutzen, für die ohne Wärmenetz geeignete Abnehmer fehlen würden (Paar et al. 2013; Maaß et al. 2015). Gleichzeitig treten Wärmeverluste durch den Transport der Wärme auf. Effizienzgewinne und Wärmeverluste sind auch aus ökonomischer und ökologischer Perspektive wichtige Parameter, da sie das Verhältnis von verkaufter Wärme zu eingesetzten Rohstoffen bestimmen (Maaß et al. 2015).

Bei der netzgebundenen Wärmeversorgung sind die Wertschöpfungsschritte Wärmeerzeugung, Netzbetrieb und Vertrieb zu unterscheiden, die von einem oder mehreren unternehmerischen Akteuren übernommen werden können (s. Abb. 2.1). Die Aufteilung auf mehrere Akteure ist ein grundsätzlicher Unterschied zur gebäudeindividuellen Wärmeversorgung, bei der in der Regel der Wärmeerzeuger gleichzeitig auch der Wärmeabnehmer ist und die Wertschöpfungskette deutlich kürzer ist. Die Renditeansprüche der unternehmerischen Akteure können zu einer Zunahme der Gesamtkosten im Fall der netzgebundenen Wärmeversorgung führen (Klebsch et al. 2014), die die Effizienzgewinne im Vergleich zu gebäudeindividuellen Lösungen nicht überschreiten sollte.

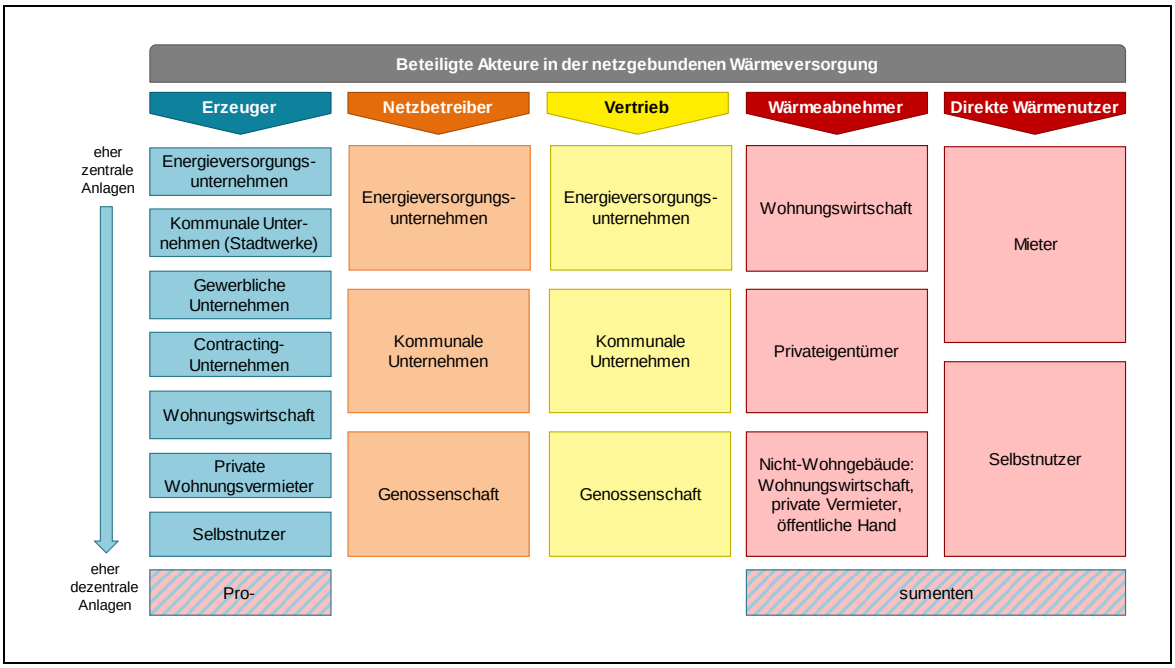


**Abb. 2.1: Beteiligte Akteure an der netzgebundenen Wärmeversorgung**
Quelle: Eigene Darstellung, Input Fischedick et al. (2006, 203)

Das vorgesehene Mehrleiternetz weist die Besonderheit auf, dass diverse gewerbliche und private Akteure Wärme erzeugen und in das Netz einspeisen können. Wärmeabnehmer, im Sinne von selbstnutzenden Gebäudeeigentümer/innen, können ähnlich wie im Strommarkt auch Energieerzeuger werden, die Wärme in das Netz einspeisen. Als Prosumer stellen sie einen Hybrid aus Anbieter- und Nachfrageseite dar. Zuletzt sind im vermieteten Wohnungsbestand Mieter/innen als direkte Wärmenutzer beteiligt und tragen die durch die Wärmebereitstellung entstehenden Kosten. Innerhalb der Akteursgruppen Wärmeabnehmer, Wärmeerzeuger, Netzbetreiber und Vertrieb finden sich unterschiedliche Akteure, die differierende Interessen und Zielsetzungen aufweisen.

In die Konzeption, Planung und Umsetzung einer netzgebundenen Wärmeversorgung, die wie beim LowEx-Mehrleiter-Wärmenetz die Einspeisung Dritter vorsieht, ist somit eine Vielzahl von Akteuren einzubinden. Für die Machbarkeit des LowEx-Mehrleiternetzes gelten einige Vorrausetzungen bezüglich der zu beteiligenden Akteure: Zunächst einmal bedarf es einer hinreichenden Wärmeabnahmedichte, das heißt ein Großteil der Gebäudeeigentümer im Umsetzungsgebiet muss sich für eine Beteiligung am Konzept entscheiden. Gleichzeitig bedarf es einer hinreichenden Wärmeerzeugungskapazität, es müssen also Betreiber für dezentrale erneuerbare Wärmeerzeugungsanlagen gewonnen werden. Als zentraler Akteur ist zudem ein Wärmenetzbetreiber erforderlich. Weitere Aufgaben sind der Wärmevertrieb und die Abrechnung. Inwiefern Akteure mehrere Aufgaben der verschiedenen Wertschöpfungsstufen übernehmen und in einem Unternehmen bündeln können und sollten, wird in Kapitel 3 diskutiert. Im Folgenden wird zunächst auf die ökonomischen Interessen der Akteure und die aus ihrer Sicht relevanten ökonomischen Kennwerte eingegangen.

## 2.1 Wärmeabnehmer und -nutzer/innen

Fernwärme wird in Deutschland vor allem zum Heizen von Gebäuden genutzt (AGEB 2017). Die Wärmeabnehmer lassen sich nach Art des Gebäudetyps und der Gebäudeeigentümer/innen aufteilen in Wohnungswirtschaft und private Wohnungsvermieter (meist Mehrfamilienhäuser) sowie Selbstnutzer (meist Ein- und Zweifamilienhäuser) (s. Abb. 2.1). Als direkte Wärmenutzer sind im ersten Fall die Mieter/innen der Wohnungen und Gebäude und im zweiten Fall die Gebäudeeigentümer/innen selbst als Endkunden eingebunden (Fischedick et al. 2006). Darüber hinaus werden Nichtwohngebäude wie Bürogebäude, Schulen und Krankenhäuser mit Fernwärme versorgt (Fraunhofer ISI et al. 2013). Je nach Gebäudetyp bestehen unterschiedliche Anreize oder Hemmnisse zum Anschluss an ein Wärmenetz. Die nächsten Abschnitte befassen sich daher mit der Akzeptanz und Mehrzahlungsbereitschaft von Wärmeabnehmer/innen für (erneuerbare) Wärmenetze und der Frage, welche ökonomischen Kenngrößen aus Sicht der Abnehmer/innen wichtig sind.

### 2.1.1 Akzeptanz und Mehrzahlungsbereitschaft für (erneuerbare) Wärmenetze

Gebäudeeigentümer/innen können die Art der Wärmeversorgung in den meisten Fällen frei wählen. Neben einem Anschluss an Wärmenetze kommen verschiedene dezentrale erneuerbar oder fossil betriebene Heizungsanlagen zur Wärmebereitstellung in Frage. Die Wahlfreiheit kann durch einen Anschluss- und Benutzungszwang für Wärmenetze eingeschränkt sein. Allerdings wird dieses Instrument aktuell nur bei 35 % der Fernwärme in Deutschland genutzt (Maaß et al. 2015).

Bei der Entscheidung für ein Heizungssystem oder den Anschluss an ein Wärmenetz spielen diverse Aspekte eine Rolle. In der Literatur zu diesem Thema werden wirtschaftliche Faktoren, ökologische Aspekte sowie soziale und organisatorische Faktoren unterschieden.

Wirtschaftliche Faktoren sind für viele Haushalte von großer Relevanz. Aus ökonomischer Perspektive sind vor allem die Kosten der Wärmeversorgungsoption im Vergleich zu anderen Optionen wichtig. Ein geeigneter ökonomischer Kennwert, der sowohl die Investitionskosten als auch die laufenden Kosten berücksichtigt, sind die in einem Vollkostenansatz berechneten Wärmegestehungskosten. Andere Kriterien sind die Höhe der Anschaffungskosten sowie die laufenden Energiekosten pro Jahr oder auch das Bestreben nach einer möglichst langfristigen Preisstabilität. Nach Clausen et al. (2012) sind die Kosten das wichtigste Entscheidungskriterium für den Anschluss an ein Nahwärmenetz. So gaben in einer Befragung im Flecken Steyer 80 % der Befragten Kostengründe beziehungsweise die Wirtschaftlichkeit als Hauptargument für den Anschluss an ein Fernwärmenetz an. Dabei wiesen die Befragten sowohl den Tarifen als auch den einmaligen Kosten und den Fördermöglichkeiten Bedeutung zu (Clausen et al. 2012). Eine langfristige Preisbindung wurde ebenfalls als relevant eingeschätzt (Clausen et al. 2012; Kienzlen et al. 2014). Eine geringe Nachvollziehbarkeit der Kostenrechnung für einen Anschluss durch potenzielle Wärmeabnehmer/innen kann die Akzeptanz einschränken: In einer von Böhnisch et al. (2006) durchgeführten Befragung wurde angegeben, dass potenzielle Abnehmer/innen oft die Vollkostenrechnungen nicht nachvollziehen konnten oder wollten. Die Wärmepreise wurden teilweise nur mit den vorher bezahlten Energiepreisen verglichen und die Investitionskosten und andere laufende Kosten der dezentralen Anlagen vernachlässigt. Somit ist mit Blick auf die wirtschaftlichen Faktoren aus der Literatur nicht eindeutig ableitbar, welche Kriterien am wichtigsten für die Abnehmer sind. Es scheint so zu sein, dass diverse Kriterien herangezogen und subjektiv unterschiedlich gewichtet werden.

Über die individuellen Präferenzen und Einstellungen der Verbraucher/innen können weitere Faktoren wie ökologische Aspekte, z. B. der individuelle Beitrag zum Klimaschutz oder die Behaglichkeit der erzeugten Wärme eine Rolle spielen (concept m 2013). In der Befragung im Flecken Steyer wurde unter anderem Umweltschutz als fördernder Faktor genannt (Clausen et al. 2012). Klimafolgekosten werden aktuell nicht in die Bepreisung von (fossilen) Brennstoffen internalisiert, sodass der Klimaschutz vornehmlich über individuelle Präferenzen Eingang in die Entscheidung für oder gegen eine Wärmeversorgungsoption findet. Derzeit diskutiert werden Instrumente wie eine $CO_2$-Abgabe oder -Steuer, die zu einer Verteuerung fossiler Brennstoffe führen und einen ökonomischen Anreiz für einen Wechsel zu einer ökologisch günstigeren Wärmeversorgung setzen würden (z. B. BEE 2017; Dena 2017; Schneller et al. 2017; Schneller et al. 2018).

Darüber hinaus können organisatorische Faktoren sowie das Image von Nahwärme die Attraktivität beeinflussen (vgl. Clausen et al. 2012; Deffner 2010). Wärme aus Wärmenetzen kann aus Sicht der Hauseigentümer/innen gegenüber einer gebäudeindividuellen Wärmeversorgung organisatorische Vorteile haben. So wurde in einem im Rahmen des LowExTra-Projekts durchgeführten Expertenworkshop darauf hingewiesen, dass sich für Hauseigentümer/innen durch den Anschluss an ein Wärmenetz ein Zusatznutzen ergeben kann, da sie sich nicht mehr um Wartung und Reparatur des Heizkessels kümmern müssen. Hinzu kommt unter Umständen der Wegfall von Brennstoffreserven, wenn vorher mit Öl geheizt wurde. Dadurch wird Platz im Keller frei und die Versicherungskosten können sinken, wenn keine brennbaren Materialien mehr im Haus gelagert werden. Diese Zusatznutzen betreffen aufgrund der Skaleneffekte vor allem die Gruppe der Vermieter/innen und die Wohnungswirtschaft. Bei Clausen et al. (2012) wurde von 17 % der Befragten als ein Argument für einen Anschluss an das Nahwärmenetz der geringe Wartungsaufwand genannt.

Daneben gibt es auch Faktoren, die die Akzeptanz von Fernwärme hemmen. Dies sind insbesondere Fragen der Versorgungssicherheit sowie die Abhängigkeit und das Misstrauen gegenüber den Anbietern (Böhnisch et al. 2006). Nach Kienzlen et al. (2014) bevorzugen Hauseigentümer/innen eine gebäudeindividuelle Wärmeversorgung aus Gründen der Versorgungssicherheit sowie – je nach lokaler Konstellation – aufgrund von Befürchtungen bezüglich der langfristigen Verlässlichkeit

des Betreibers. Ein Hemmnis für den Anschluss an ein Wärmenetz bei Mietverhältnissen stellt das Wirtschaftlichkeitsgebot bei den Nebenkosten dar. Nach Mietrecht und Wärmelieferverordnung muss der Vermieter bei einem Neuanschluss an ein Wärmenetz nachweisen, dass der Wechsel kostenneutral ist (vgl. Schürmann 2014; Schneller et al. 2017). Im Fall höherer Kosten müssen die Gebäudeeigentümer/innen bereit sein, die Mehrkosten selbst zu bezahlen.

Das LowEx-Mehrleiternetz stellt im Vergleich zu derzeitigen Wärmenetzen eine technologische und unter Umständen auch organisatorische Neuerung dar. Innovative Lösungen können sowohl ein Hemmnis für die Akzeptanz (Unsicherheit) als auch eine zusätzliche Motivation (Begeisterung für Neues) darstellen (Clausen et al. 2012). Im Rahmen des Forschungsprojekts LowExTra wurde durch das Nexus-Institut eine Erhebung unter Hauseigentümer/innen zur Akzeptanz eines innovativen, klimafreundlichen Mehrleiternetzes durchgeführt (N=51) (Schröder et al. 2018). Die Ergebnisse zeigen, dass von den abgefragten Kriterien die laufenden Energiekosten sowie die Versorgungssicherheit am Wichtigsten sind, gefolgt von der Energieeffizienz (s. Abb. 2.2). Ebenfalls eine hohe Relevanz haben die weiteren abgefragten ökonomischen Aspekte (Preisentwicklung des Energieträgers, die Höhe der einmaligen Investitionskosten und anderer laufender Kosten).

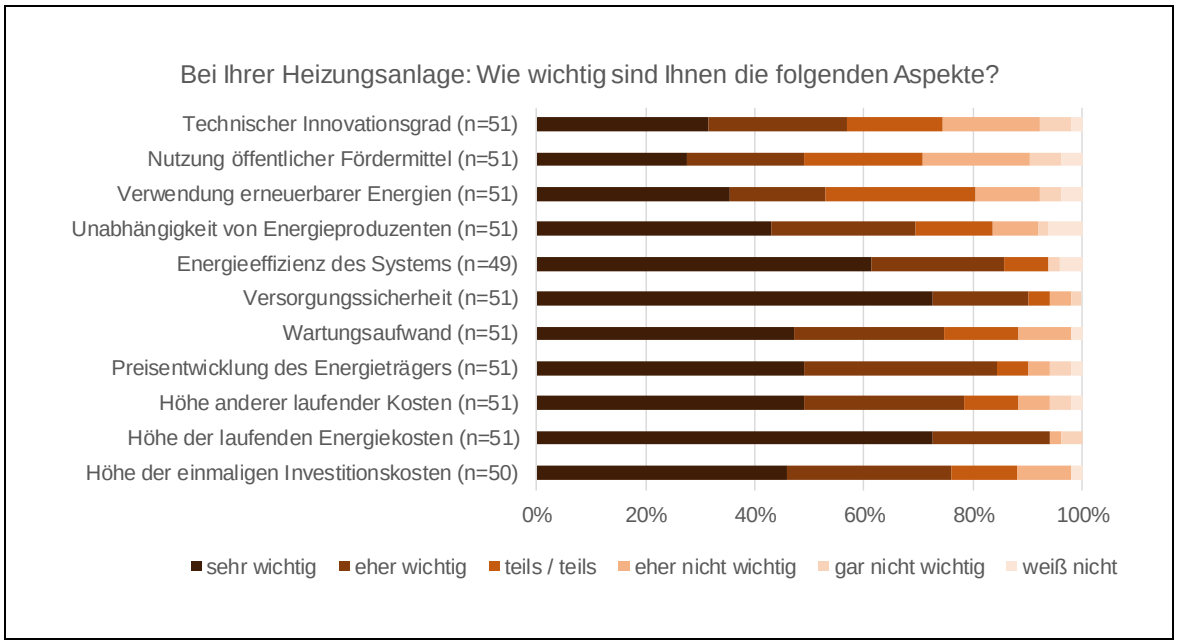


**Abb. 2.2: Wichtige Aspekte bei der Wahl der Heizungsanlage**
Quelle: Schröder et al. (2018), Anzahl der Antworten: N=51
Erläuterung: Befragt wurden 51 Gebäudeeigentümer/innen

Mit Blick auf die Umsetzbarkeit des innovativen Mehrleiternetzes stellt sich die Frage, inwiefern eine Mehrzahlungsbereitschaft für Wärme aus dem LowExTra-Netz besteht. Eine Mehrzahlungsbereitschaft könnte auf der klimafreundlichen Erzeugung mit erneuerbaren Energien (EE) und Abwärme beruhen. Dieser Aspekt ist immerhin rund der Hälfte der befragten Eigentümer/innen bei der Wahl der Heizungsanlage wichtig. Im Stromsektor wurde festgestellt, dass ein großer Teil der Verbraucher/innen bereit ist, sich an der Finanzierung von Mehrkosten für den Ausbau erneuerbarer Energien zu beteiligen – insbesondere wenn die Erzeuger regional sind (Christ und Bothe 2007; Mattes 2012). Breitschopf et al. (2011) gehen davon aus, dass eine höhere Zahlungsbereitschaft

für EE-Wärme vorhanden ist, da trotz teils höherer Erzeugungskosten im Vergleich zu einer konventionellen Wärmeerzeugung der Ausbau teilweise auch förderunabhängig erfolgt. Die Erhebung im vorliegenden Projekt kommt zu dem Ergebnis, dass viele Hauseigentümer/innen bereit sind, einmalige Mehrkosten für den Einsatz erneuerbarer Energien zu tragen, nicht aber laufend höhere Energiekosten (Schröder et al. 2018). So sind bei geringeren laufenden Kosten gut 60 % der Befragten bereit, höhere Investitionskosten zu finanzieren. Dabei spielt die Höhe bei 39 % keine Rolle, solange sich die Kosten tragen. Weitere 9 % würden Kosten von bis zu 15.000 Euro übernehmen, jeweils 26 % von bis zu 5.000 beziehungsweise 10.000 Euro. Die Mehrzahlungsbereitschaft für Anfangsinvestitionen ist damit hoch. Dagegen ist nur gut ein Drittel der Hauseigentümer/innen bereit, höhere laufende Wärmepreise zu zahlen. Dies zeigt, dass bezüglich der Mehrzahlungsbereitschaft die laufenden Kosten kritischer sind als einmalige Investitionen.

Einige Energieversorgungsunternehmen (EVU) setzen quartiersbezogene Beratungsangebote ein, um Anreize für den Wechsel zu Fernwärme zu schaffen. Ein Beispiel sind Heizungschecks, bei denen in Quartieren mit hohem Sanierungsbedarf alte Heizungsanlagen überprüft und den Gebäudeeigentümer/innen mögliche Vorteile eines Wechsels zu einem Wärmenetzanschluss aufgezeigt werden. Für das Erreichen der Klimaschutzziele ist es wichtig, dass solche Beratungen neutral sind und Informationen über die energetische Gebäudesanierung enthalten. Das Anreizprogramm Energieeffizienz (APEE) stellt außerdem im Rahmen des Marktanreizprogramms einen Zusatzbonus bereit, wenn besonders ineffiziente Heizungsanlagen ersetzt werden (Bafa 2018).

Neubauten stellen insofern eine Besonderheit dar, dass an sie besondere Anforderungen bezüglich Energieeffizienz und Klimaschutz gestellt werden, die bei der Entscheidung für eine Wärmeversorgungsoption berücksichtigt werden müssen. Bei Neubauten muss ein durch die Energieeinsparverordnung (EnEV 2014) festgelegter Primärenergiefaktor (PEF) erzielt werden. Der PEF von Fernwärme ergibt sich nach der aktuellen Berechnungsmethode aus den in der Wärmeerzeugung eingesetzten Brennstoffen und der ausgekoppelten Strommenge. Durch den Einsatz dieser Methode erhält Fernwärme im Vergleich zu dezentralen Heizungssystemen vergleichsweise günstige PEF (Schneller et al. 2018). Ein niedriger PEF steigert die Wettbewerbsfähigkeit der Fernwärme mit anderen Wärmeversorgungssystemen, da ein günstiger PEF es den Gebäudeeigentümer/innen erleichtert, die Anforderungen der EnEV zu erfüllen und einen vergleichsweise günstigen Energieausweis zu erhalten. Gegebenenfalls können durch den geringen PEF der Wärme Investitionen in Sanierungsmaßnahmen gemindert werden. Ein günstiger Energieausweis kann zudem positive Effekte bezüglich der Vermietbarkeit und Verkaufbarkeit der Wohnungen nach sich ziehen. Somit ist der PEF der Fernwärme eine interessante Größe für die Wohnungswirtschaft und die privaten Vermieter/innen aber auch für Selbstnutzer von Eigenheimen. Ein niedriger PEF kann einen Anreiz für den Anschluss an ein Wärmenetz darstellen (Schneller et al. 2018).

Die potenziellen Wärmeabnehmer – Wohnungswirtschaft, private Vermieter, Selbstnutzer und öffentliche Hand – unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Einstellungen und Präferenzen (z. B. Gewichtung von Kosten und Nachhaltigkeit) und auch ihrer Pflichten und verhalten sich daher nicht wie eine einheitliche Gruppe. Als Annäherung für die Frage der Machbarkeit werden die Wärmeabnehmer trotz der Unterschiede insofern als einheitliche Gruppe betrachtet, als für sie die Wirtschaftlichkeit der Wärmeversorgung ein wesentliches Entscheidungskriterium ist.

### 2.1.2 Ökonomische Vergleichsgrößen aus Sicht der Abnehmer/innen

Die beschriebene Literatur und die Erkenntnisse aus der Befragung im Rahmen des Projekts LowExTra zeigen auf, dass nicht eindeutig zu beantworten ist, welche wirtschaftlichen Kenngrößen

seitens der Wärmeabnehmer zur Bewertung einer Wärmeversorgungsoption herangezogen werden: die Höhe der Investitionskosten, die laufenden Kosten oder die Vollkosten.

Aus Sicht von Expert/innen erscheinen die Vollkosten die sinnvollste Kenngröße zum Vergleich verschiedener Wärmeversorgungsoptionen zu sein. Die Bewertung insbesondere selbstnutzender Eigentümer/innen, ob sich energetische Sanierungsmaßnahmen rechnen, unterscheidet sich jedoch deutlich von der Sicht der Expert/innen. Studien zeigen, dass sich aus Sicht dieser Eigentümer/innen die Maßnahmen schon rechnen sollen und sie darüber hinaus der Absicherung vor dem Risiko steigender Energiepreise und möglicher Lieferengpässe dienen, eine Vollkostenrechnung erfolgt in der Regel aber nicht. Im Projekt Enef-Haus wurde hierfür der Begriff „gefühlte Wirtschaftlichkeit“ entwickelt (vgl. Albrecht und Zundel 2010). Vor diesem Hintergrund stellt sich für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit eines LowEx-Mehrleiter-Wärmenetzes die Frage, wie eine solche „gefühlte Wirtschaftlichkeit“ aus Sicht der potenziellen Abnehmer/innen aussieht.

Die Befragung von Gebäudeeigentümer/innen, die im Rahmen des Projektes LowExTra durchgeführt wurde, zeigt, dass mehr Befragte die laufenden Energiekosten als sehr wichtig oder wichtig empfinden als die Investitionskosten (vgl. Schröder et al. 2018). Im Rahmen des Projektes interviewte Fernwärmebetreiber äußerten die Einschätzung, dass sich die meisten Kund/innen an den laufenden Kosten orientieren, da diese präsenter und leichter zu verstehen seien als eine Vollkostenrechnung. Daher sollten die laufenden Kosten nach einer Umstellung auf Fernwärmeversorgung nicht deutlich höher sein als zuvor. In einer von Böhnisch et al. (2006) durchgeführten Befragung von Ingenieurbüros wurde ebenfalls festgestellt, dass von potenziellen Abnehmern häufig nur die laufenden Energiepreise als Vergleichsgröße für die Wärmepreise herangezogen werden. Zugleich äußerten viele Praxisakteure als Teilnehmende an einer Fokusgruppe im Rahmen des Projektes LowExTra die Einschätzung, dass zum Zeitpunkt der Umstellung der Wärmeversorgung die einmaligen Kosten wichtig für die Entscheidung seien und hohe Investitionskosten abschreckend wirken könnten. Insofern spielen bei der Entscheidung auch die einmaligen Kosten eine Rolle. In der Fokusgruppe wurde außerdem die Meinung geäußert, dass es wichtig sei, privaten Abnehmer/innen die Vollkostenrechnung nahe zu bringen, da aus ökonomischer Sicht die Investitionskosten sinnvollerweise nicht ignoriert werden sollten.

Für Vermieter/innen stellt sich für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit die Frage, welchen Teil der Vollkosten sie auf die Mieter/innen übertragen können. Dies sind in der Regel die Verbrauchskosten sowie Heiznebenkosten (Wartung, Hilfsstrom, etc.). Grundsätzlich können Vermieter/innen außerdem Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäude über die Modernisierungsumlage auf die Mieter/innen umlegen. Dazu zählt auch der Einbau eines energieeffizienten Wärmeerzeugers. Da der vorherige Wärmeerzeuger häufig schon alt und reparaturbedürftig ist, handelt es sich unter Umständen nicht nur um eine Modernisierung, sondern auch um eine „modernisierende Instandsetzung“, die Kosten können dann nicht vollständig auf die Mieter/innen umgelegt werden[1]. Bei vermieteten Beständen gilt bei der Umstellung von dezentraler Erzeugung zu einer Wärmelieferung durch Dritte in der Regel das Gebot der Kostenneutralität, das heißt die Kosten dürfen nach der Umstellung für die Mieter/innen nicht höher sein (vgl. Beyer 2014). Da die Mieter/innen bei einer dezentralen Wärmeerzeugung nur die Verbrauchskosten und die Heiznebenkosten tragen, kann dies eine Umstellung verhindern. Die Anschlusskosten an die Fernwärme müssen analog zu den Investitionskosten für dezentrale Wärmeerzeuger zunächst durch die Vermieter/innen getragen

[1] vgl. http://www.mietrecht.org/modernisierung/modernisierung-heizung/

werden. Inwiefern auch die Umstellung auf Fernwärme eine umlagefähige Modernisierungsmaßnahme darstellt, ist rechtlich umstritten[2]. Insgesamt lässt sich somit die Höhe der Kosten für die Mieter/innen nur schwer pauschal abschätzen. Vereinfachend werden in dieser Arbeit aus Sicht der Mieter/innen die Vollkosten sowie alternativ die laufenden Kosten betrachtet. Aus Sicht der Vermieter/innen sind insbesondere die Anschlusskosten relevant.

## 2.2 Betreiber der Energieerzeugungsanlagen

Bestehende Fernwärmenetze werden durch zentrale Energieerzeugungsanlagen, meist Kraft-Wärme-Kopplungs-(KWK)-Anlagen, gespeist, die sich überwiegend in kommunalem oder privatem Besitz eines integrierten Energieversorgers befinden. Kommunale Versorgungsbetriebe werden als Eigenbetrieb oder Eigengesellschaft geführt. Häufig bilden diese als „Stadtwerke“ mit anderen kommunalen Ver- und Entsorgungsunternehmen einen Querverbund. Nicht unüblich ist in bestehenden Fernwärmenetzen die Einspeisung von Abwärme aus Industrieprozessen und Müllverbrennungsanlagen. Solche Regelungen basieren meist auf bilateralen Verträgen zwischen den Netzbetreibern und gewerblichen Unternehmen (Schneller et al. 2017). Es handelt sich dabei um ein win-win-Modell, da das einspeisende Unternehmen Kosten für die Entsorgung oder Kühlung der Abwärme spart und die Wärme kostenlos oder zu sehr geringen Preisen an das Wärmenetz abgibt.

Das geplante Mehrleiternetz sieht die Einbindung erneuerbarer Energien- und Abwärme-Anlagen vor, um eine möglichst klimaschonende Wärmebereitstellung zu ermöglichen. Dabei kann es sich auch um (privat betriebene) dezentrale Wärmeerzeuger handeln. Mögliche Eigentümer und Betreiber der Anlagen sind analog zu den Wärmeabnehmern die Wohnungswirtschaft, private Wohnungsvermieter und Selbstnutzer, aber auch gewerbliche Unternehmen, Industrieunternehmen oder Contracting-Unternehmen. Die niedrigen Temperaturniveaus im Wärmenetz ermöglichen die Integration von Niedertemperaturwärme, sodass als Abwärmequellen auch Lüftungsanlagen von Bürogebäuden, Supermärkte, Bäckereien und Abwasserkanäle (durch Einsatz von Wärmetauschern und Wärmepumpen) in Frage kommen. Die Abdeckung der Spitzenlast kann im Mehrleiternetz entweder über Gaskessel oder über einen Anschluss an ein konventionelles Fernwärmenetz erfolgen. Betreiber solcher dezentralen Anlagen können potenziell auch Prosumer sein, die zu bestimmten Zeiten Wärme in das Netz einspeisen und zu anderen Zeiten abnehmen.

Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass der (erwartete) wirtschaftliche Betrieb der Erzeugungsanlagen Voraussetzung für die Investition in eine entsprechende Anlage und die Anbindung an ein Wärmenetz ist. Die Investitionen und laufenden Kosten müssen sich durch den Verkauf der Wärme über die erwartete Lebensdauer der Anlagen refinanzieren und eine Rendite abwerfen. Für die Betreiber der dezentralen Erzeugungsanlagen bedeutet dies, dass die Wärmevergütung mindestens so hoch sein muss wie die Kosten der Wärmebereitstellung, die sich aus den Investitionskosten und den laufenden Kosten ergeben. Vor allem bei privaten Haushalten können darüber hinaus weitere Aspekte eine Rolle bei der Entscheidung für ein bestimmtes Wärmeversorgungssystem und die Anbindung an ein Wärmenetz spielen. Hinweise für relevante Aspekte können in Analogie zum Investitionsverhalten in dezentrale Stromerzeugungsanlagen gewonnen werden. Als Gründe für die Anschaffung einer Photovoltaik-Anlage werden beispielsweise neben wirt-

[2] vgl. http://www.mietrechtslexikon.de/a1lexikon2/f1/fernwaerme.htm

schaftlichen Gründen auch ökologische Aspekte sowie das Streben nach Autarkie und die Unabhängigkeit vom Energieversorger genannt (Gährs et al. 2015). Während ökologische Aspekte sicherlich ebenso wie bei der Stromerzeugung zur Investition in klimaschonende Wärmeerzeugungsanlagen und zur Einspeisung in ein Mehrleiternetz motivieren können, ist der Aspekt Autarkie differenzierter zu betrachten. Die Anbindung an das Wärmenetz kann für die dezentralen Erzeuger, die zugleich vermutlich häufig Abnehmer sind, einen Verlust an Unabhängigkeit bedeuten. Im Vergleich zu konventionellen Fernwärmesystemen, bei denen die Gebäudeeigentümer/innen ausschließlich Wärme aus dem Netz beziehen, erhöhen die Prosumer jedoch ihre Autarkie.

## 2.3 Netzbetreiber

Netzbetreiber übernehmen meist die Rolle als Netzeigentümer, Netzbewirtschafter und Dienstleister (Klebsch et al. 2014). Die einzelnen Aufgaben können aber müssen nicht auf unterschiedliche Akteure verteilt werden. Als Kapitalgeber entscheidet der Netzeigentümer über Art und Höhe der jährlichen Investitionen. Der Netzbewirtschafter setzt im Tagesgeschäft die Vorgaben des Eigentümers um und verantwortet den technischen und wirtschaftlichen Betrieb des Netzes. Zusätzlich zu eigenem Personal können hierfür externe Dienstleister eingesetzt werden, die Einzelaufgaben wie Wartungsleistungen oder Messungen übernehmen (Klebsch et al. 2014).

Dem Netzbetreiber kommt als Schnittstelle zwischen Wärmeerzeuger und Wärmeabnehmer eine Schlüsselrolle zu. Ihm obliegt die Funktion des Bilanzkreisverantwortlichen und die Aufgabe des Wärmemanagements. Das funktionierende Zusammenspiel der Erzeugungsanlagen unterschiedlicher Art und Größe (Grund-, Mittel- und Spitzenlastanlagen) gewährleistet die Versorgungssicherheit und sorgt für eine hohe Effizienz der Wärmeversorgung. In Absprache mit den Erzeugern müssen beispielsweise in den Sommermonaten Wärmekapazitäten zurückgefahren werden, während in den Wintermonaten und zu Spitzenlastzeiten ausreichend Wärmeleistung vorhanden sein muss. Spitzenlasten finden bei Wärmenetzen meist nur wenige Tage im Jahr statt. Nichtsdestotrotz muss der Netzbetreiber diese Spitzenlasten abdecken können(Bruns et al. 2012). Aus Gründen der Wirtschaftlichkeit ist der Betreiber an der Vermeidung von Überkapazitäten interessiert.

Ziel des Netzbetreibers ist ein störungsfreier Betrieb, der sicher und wirtschaftlich läuft. Folglich müssen die Netze ununterbrochen kontrolliert und überwacht werden, um die Verluste von Wasser und Wärme zu verzeichnen und so gering wie möglich zu halten. Treten Störungen im Netzbetrieb auf, so muss der Netzbetreiber im Rahmen des Störungsmanagements nach Lösungen suchen, beispielsweise Veränderungen im Druck- oder Temperaturniveau herbeiführen oder Parameteränderungen beim Einsatz der Netzpumpen vornehmen (Klebsch et al. 2014). Die Koordination zwischen dem Netzbetrieb, den jeweiligen Wärmeerzeugungsanlagen und den Wärmeabnehmern ist eine wichtige Aufgabe des Netzbetreibers. Störungen bei einzelnen Erzeugern können Versorgungsprobleme bei den dazugehörigen Verbrauchern verursachen. Die Kompensation einer Störung muss durch den Einsatz weiterer Aggregate kompensiert werden (Klebsch et al. 2014).

Ebenso wie die Instandhaltung der Netzstruktur sind auch Neu- und Ausbau der Netze Aufgaben des Netzbetreibers. Der Netzausbau basiert auf der zukünftigen Nachfrageprognose und muss mit der Kapazitätsplanung sowie dem Vertrieb koordiniert werden, sodass Ausbau und Neukundengewinnung abgestimmt sind. Der Netzbetreiber muss in der Regel die Mehrkosten, die beispielsweise durch mobile Wärmerzeuger im Zuge des Netzausbaus entstehen, tragen. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass die Aufgabe(n) des Netzbetreibers im offenen LowExTra-Netz aufgrund der Einbindung dezentraler Erzeuger komplexer werden (Gestaltung von Verträgen, Netzsteuerung).

Mögliche Netzbetreiber sind privatwirtschaftliche oder kommunale Unternehmen (EVU, Stadtwerke), Genossenschaften oder Misch-Unternehmen. In Deutschland ist seit 2005 nach einer Phase der Privatisierung – angestoßen durch das Auslaufen der Konzessionsverträge im Stromsektor – eine vermehrte Rekommunalisierung von Netzen und Stadtwerken zu beobachten. Hinzu kommen die Aktivitäten diverser zivilgesellschaftlicher bottom-up-Initiativen (Bürger-Stadtwerke, Genossenschaften) (VKU 2012). Diese Reorganisation geht auch im Wärmesektor teilweise mit einem Unbundling der Geschäftsfelder Erzeugung, Netzbetrieb und Vertrieb einher (Klebsch et al. 2014). Da mit dem Neubau und Ausbau von Wärmenetzen sehr hohe Anfangsinvestitionen verbunden sind, tendieren viele Netzbetreiber dazu, als „integrierte Versorger“ aufzutreten (Bruns et al. 2012). Im Fall des LowEx-Mehrleiternetzes ist aufgrund der pluralistischen Erzeugerstruktur die Entflechtung von Erzeugung, Netzbetrieb und/oder Vertrieb gegebenenfalls sinnvoll (s. Kapitel 3).

## 2.4 Wärmevertrieb

Die Aufgabe der Energieverteilung und Abrechnung übernehmen derzeit meist die Energieversorger, die häufig zugleich Wärmeerzeuger und Netzbetreiber sind. Sie haben ein hohes Interesse an einer soliden Kundenbindung sowie daran, mehrere Versorgungsarten (z. B. Strom und Wärme) über eine Kundenbeziehung abzuwickeln, um Kostenvorteile bei der Erstellung und Abwicklung der Abrechnungen sowie im Forderungsmanagement zu generieren. Teilnehmer/innen an einer Expertenrunde im Rahmen des Projektes LowExTra betonten die Komplexität des Geschäfts. Viele Anbieter beziehungsweise Genossenschaften kleinerer Wärmenetze würden die Aufgabe des Vertriebs aus Kapazitätsgründen ungern übernehmen und zögen es vor, sich auf das Kerngeschäft des Anlagenbetriebs zu konzentrieren. Daher sei es bei kleineren Wärmenetzen üblich, den Vertrieb an externe Dienstleister auszulagern. Allerdings existieren durchaus auch kleine Energiegenossenschaften, die den Vertrieb und die Abrechnung selbst übernehmen.

## 2.5 Politik/ Kommune

Die Kommune ist ebenfalls am Entscheidungs- und Umsetzungsprozess eines Wärmenetzes auf unterschiedliche Art und Weise beteiligt. Sie erteilt die erforderlichen Genehmigungen, gestattet die Wegenutzung, erhebt Gestattungsentgelte oder ist in Form eines Stadtwerkes sogar als Wärmeerzeuger und/oder Netzbetreiber beteiligt. Darüber hinaus verfolgen Kommunen politische und gesellschaftliche Ziele wie Klimaschutz und Sozialverträglichkeit der Energieversorgung, die sie mit Instrumenten wie der kommunalen Wärmeplanung zu erreichen versuchen. Solche Zielsetzungen beeinflussen ebenso wie die Interessen der Anwohner die Position und das Engagement der Kommunen. Einige Kommunen und Städte in Deutschland wie beispielsweise Hamburg überlegen, sich unter anderem auch an der netzgebundenen Wärmeversorgung zu beteiligen, um ihren Einfluss auf die Klimaverträglichkeit der Energieversorgung zu erhöhen. Entscheidendes Kriterium für den Klimaschutz sind die durchschnittlichen $CO_2$-Emissionen der Fernwärme. Wirtschaftliche Aspekte in Zusammenhang mit der Energieversorgung, die für kommunale Akteure von Interesse sind, sind neben den Gesamtkosten die kommunale Wertschöpfung und Beschäftigung. Diverse Studien des IÖW zu Wertschöpfung und Beschäftigung durch erneuerbare Energien und Energieeffizienzmaßnahmen betonen die für Kommunen möglichen positiven Effekte, wenn auf eine hohe Akteursvielfalt und die Einbindung regional ansässiger Unternehmen in Energieerzeugung, -verteilung und -vertrieb geachtet wird (Hirschl et al. 2010; Weiß et al. 2014; Hirschl et al. 2015). Inwiefern und unter welchen Rahmenbedingungen das LowExTra-Konzept im Vergleich zu den Referenzsystemen (konventionelle Fernwärme und dezentrale Wärmebereitstellung) zu positiven Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten führen kann, ist ebenfalls Teil der Wirtschaftlichkeitsanalysen.

# 3 Organisationsmodelle in der Fernwärme

Die vorab beschriebenen Akteure können in unterschiedlichen Organisations- beziehungsweise Unternehmensformen zusammengebracht werden (Abb. 3.1). In der Literatur zu diesem Thema finden sich vor allem die Optionen Integrierter Versorger, das Durchleitungsmodell, der Erzeugerwettbewerb und die offene Wärmeplattform (Klebsch et al. 2014), deren Eignung in Bezug auf ein Wärmekonzept mit LowEx-Mehrleiternetz im Folgenden diskutiert werden.

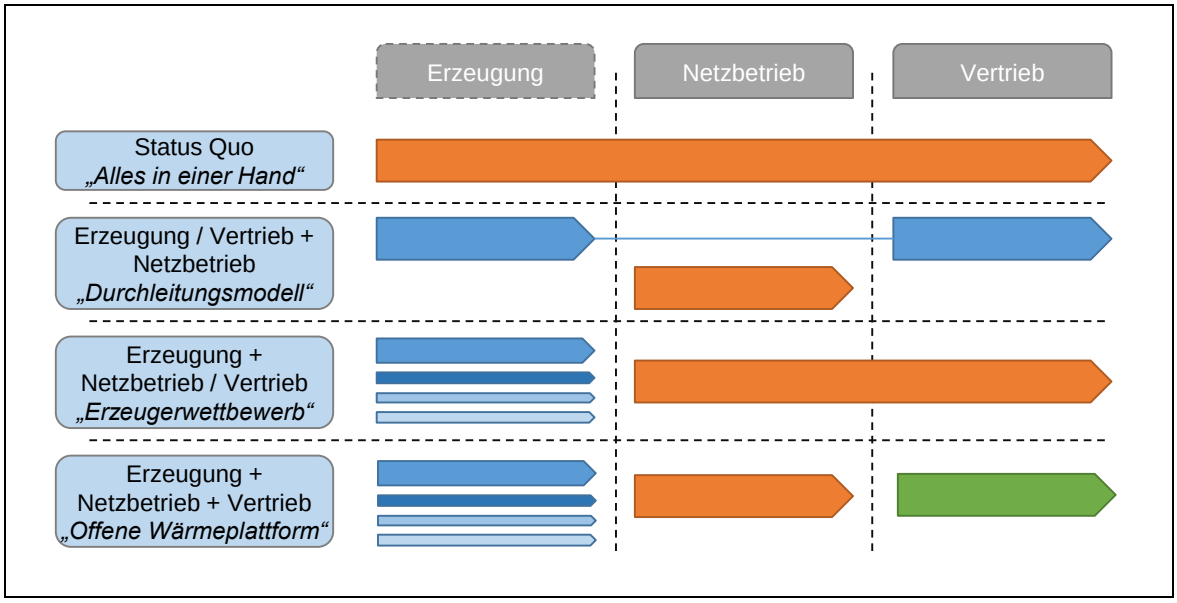


**Abb. 3.1: Optionen der Netzentflechtung und Unternehmensorganisation**
Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Klebsch et al. (2014, 14)

## 3.1 Integrierte Versorger

Ein wirtschaftlich getrennter Betrieb von Wärmeerzeugung, -verteilung und gegebenenfalls -speicherung ist bislang im Wärmesektor nicht üblich. Somit ist – ähnlich der Situation im Stromsektor vor der Liberalisierung und der rechtlichen Entflechtung –, der Wärmeerzeuger fast immer gleichzeitig auch der Wärmenetzbetreiber (Bruns et al. 2012). Bei der konventionellen netzgebundenen Wärmeversorgung liegen entsprechend die Wärmeerzeugung, Netzbetrieb und Wärmevertrieb typischerweise „in einer Hand“. Solche sogenannten integrierten Versorger können Wettbewerbsvorteile gegenüber entflechteten Unternehmen haben, da im Fall der Entflechtung jede Wertschöpfungsstufe nach eigenen Gewinnen strebt. Jedoch kommt das Modell des Integrierten Versorgers für das angestrebte Mehrleiternetz aufgrund der dezentralen Wärmeerzeuger und diversen Eigentümerstruktur nur begrenzt in Frage. Möglich wäre eine Umsetzung in Gebieten, in denen der Netzbetreiber zugleich als Contracting-Unternehmen auftritt, welches die dezentralen Anlagen finanziert und betreibt. Beim Contracting übertragen die Vermieter die Aufgabe der Beheizung ihrer Mietwohnungen an einen Dienstleister, den sogenannten Wärmelieferanten oder Contractor. Einigen Teilnehmer/innen einer Expertengruppe im Rahmen des Projektes LowExTra zufolge ging Contracting in der Vergangenheit mit finanziellen Nachteilen für die Mieter/innen einher. Dies sollte allerdings nach der Mietrechtreform von 2013 nicht länger der Fall sein. Prinzipiell ist es für den Vermieter

immer noch möglich bei einem laufenden Mietverhältnis von einer Eigenversorgung mit Wärme auf Wärmecontracting umzustellen, so lange das Gebot der Kostenneutralität eingehalten wird.

Unter Umständen kann im Zusammenhang mit Contracting-Modellen analog zu Mieterstrommodellen die Verpachtung von Dachflächen für Solarthermie-Anlagen finanziell attraktiv für die Gebäudeeigentümer/innen sein. Für die Wohnungswirtschaft und private Vermieter ist die Lösung des Contracting zudem interessant, da die Vermieter sich nicht mehr um die Wartung und Instandhaltung von Heizungssystemen kümmern und kaum Investitionen tätigen müssen (vgl. Fischedick et al. 2006). Wärmeerzeugungsanlagen, die gekoppelt Strom erzeugen oder wie Wärmepumpen mit Strom betrieben werden, können bezüglich ihrer Fahrweise an die Anforderungen des Strommarkts angepasst werden. Möglich wäre es beispielsweise, dass Wärmepumpen bei günstigem Stromangebot laufen und die Wärme gespeichert wird. Bei Betrieb von Mini-KWK-Anlagen kann der Contractor den erzeugten Strom ins Stromnetz einspeisen oder als Mieterstrom anbieten. Sofern der Mieterstrom zu günstigen Preisen angeboten werden kann, entsteht für Mieter ein attraktives Gesamtpaket aus Wärme- und Strombezug. Da der Strommarkt liberalisiert ist, hat der Mieter allerdings stets die Möglichkeit, seinen Stromversorger frei zu wählen (BBU 2015).

Das Modell des integrierten Versorgers hat die Vorteile, dass die Kapazitäts- und Bedarfsplanung gut aufeinander abgestimmt werden können. Lastmanagement und Betriebseinsatzoptimierung liegen in einer Hand, sodass hier Synergien erzielt werden können. Sind alle Erzeugeranlagen wie beim Contracting in der Hand eines Betreibers, so kann der Erzeugerpark als Ganzes bezüglich des Wärme- und des Strommarkts optimiert werden. Investitionen in den Netzausbau und -erhalt können gut abgestimmt mit dem Ausbau und der Erneuerung der Erzeugerkapazitäten und der Neugewinnung beziehungsweise dem Erhalt von Kund/innen erfolgen. Fragen der wirtschaftlichen und technischen Zuordnung beispielsweise von Speichern oder Netzpumpen, die sich bei der Entflechtung stellen, treten hier nicht auf (Klebsch et al. 2014).

## 3.2 Durchleitungsmodell

Eine Alternative zum Integrierten Versorger ist das Durchleitungsmodell, das für bestehende netzgebundene Wärmeversorgungssysteme als erste Phase des Übergangs zu modernen Geschäftsmodellen gesehen wird, die die Einbindung regenerativer Energien ermöglichen sollen. Bei dieser Organisationsform liegen Erzeugung und Vertrieb in der Hand eines Unternehmens, in der Regel der ehemalige integrierte Versorger, ein anderer Akteur übernimmt den Netzbetrieb. Wenn eine Kommune den Netzbetrieb übernimmt, so kann gegebenenfalls langfristig über die Einbindung weiterer Erzeuger ein größerer Einfluss auch auf die Wärmeerzeugung erzielt werden (Klebsch et al. 2014). Ähnlich wie beim Integrierten Versorger könnte eine Umsetzung im Rahmen des Mehrleiternetzes erfolgen, indem beispielsweise Contracting-Unternehmen dezentrale Erzeugeranlagen finanzieren und betreiben sowie den Vertrieb der Wärme übernehmen. Der Netzbetrieb läge in der Hand eines anderen Akteurs. Das Konzept wäre vergleichbar mit Mieterstrommodellen, bei denen Energieversorger PV-Anlagen auf Gebäuden der Wohnungswirtschaft installieren und betreiben, den Strom an die Mieter/innen vertreiben und überschüssige Energie ins Stromnetz einspeisen.

Das Durchleitungsmodell hat ähnlich wie das Modell des integrierten Versorgers die Vorteile, dass die Kapazitäts- und Bedarfsplanung gut aufeinander abgestimmt werden können und nicht jede einzelne Erzeugungsanlage, sondern nur der Gesamterzeugerpark wirtschaftlich betrieben werden muss. Die Systemsicherheit ist aus Sicht des Netzbetreibers vergleichsweise einfach zu gewährleisten, da der Hauptnutzer des Netzes als Erzeuger und Vertrieb ein hohes Interesse an einer ho-

hen Systemstabilität hat und Erzeugung und Abnahme entsprechend möglichst aufeinander abgestimmt werden (Klebsch et al. 2014). Die Vorteile eines Contracting-Modells gelten in gleicher Weise wie im vorigen Kapitel beschrieben (z. B. Möglichkeit der Optimierung des Erzeugerparks in Hinblick auf Strom- und Wärmemarkt). Eine Herausforderung für die Umsetzung des Durchleitungsmodells besteht darin, dass der Vertrieb Kund/innen nach ABVFernwärmeV nur für maximal 10 Jahre binden kann, sodass der langfristige Netzerhalt und -ausbau außerhalb der Interessen des Vertriebs und gegebenenfalls auch der Erzeuger liegt – diese planen innerhalb ihrer Amortisationszeiten. Im Fall des Durchleitungsmodells müssen Infrastrukturinvestitionen daher durch den Netzbetreiber vorfinanziert und können nur über Netznutzungsentgelte refinanziert werden. Zu klären ist zudem die Zugehörigkeit von Netzpumpen, Spitzenlastkesseln und zusätzlichen Speichern (Klebsch et al. 2014). Da die Gewährleistung der Netzstabilität und die Kontrolle der Hydraulik in der Hand des Netzbetreibers liegen, sollte dieser vermutlich auch die Netzpumpen betreiben.

## 3.3 Erzeugerwettbewerb

Aufgrund der pluralistischen Erzeugerstruktur ist der Erzeugerwettbewerb eine weitere mögliche Option für das LowEx-Mehrleiter-Wärmekonzept. Die Erzeuger stehen hier im Wettbewerb und sind einem monopolistischen Nachfrager ausgesetzt. Der Netzbetreiber nimmt in diesem Modell die Wärme von den Erzeugern ab, verteilt sie und vertreibt sie an die Abnehmer. Die Kosten für die Netzverluste liegen über den Kauf der erforderlichen Wärmemenge in der Regel beim Netzbetreiber. Über unterschiedlich hohe Vergütungen in Abhängigkeit von der Art der Wärmeerzeugung (z. B. orientiert an den spezifischen $CO_2$-Emissionen oder am PEF) kann theoretisch der Erzeugerpark so beeinflusst werden, dass im gesamten gekoppelten Netz der PEF sinkt. Möglich ist auch eine Kopplung der Modelle Integrierter Versorger und Erzeugerwettbewerb. In diesem Fall würde ein Integrierter Versorger die Wärmeeinspeisung durch unabhängige Dritte explizit ermöglichen. Hierfür gibt es vereinzelte Umsetzungsbeispiele, bei denen die Einspeisung durch die dezentralen Anlagen beziehungsweise Betreiber meist über bilaterale Verträge geregelt ist (z. B. die Energiegenossenschaft WeilerWärme eG). Neben einem Hauptwärmeerzeuger, der das ganze Jahr über Wärme einspeist, werden nach Bedarf dezentrale Produzenten zugeschaltet. Eine Stärke dieses Modells ist es, dass viele unterschiedliche Erzeuger in die Wärmeversorgung eingebunden werden können. Über den Wettbewerb und entsprechende Vergütungen haben die Erzeuger ein Interesse, möglichst umweltfreundliche und günstige Wärme zu erzeugen und anzubieten. Ohne entsprechende Regulierungen bzw. Vergütungen werden sich die günstigsten Anlagen durchsetzen. Liegen Netzbetrieb und Vertrieb in einer Hand, so können bezüglich der Gesamtoptimierung (Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch) die Möglichkeiten des Lastmanagements genutzt werden. Eine Herausforderung dieses Modells liegt darin, dass dezentrale Erzeuger vermutlich kein Eigeninteresse an einer bedarfsgerechten Wärmeeinspeisung haben, und es daher zum Erhalt der Versorgungssicherheit, die in der Verantwortung des Netzbetreibers liegt, umfassender Informationen und Regelungen bedarf, welche Erzeuger wann, zu welchem Preis und mit welchen Systemparametern in das Wärmenetz einspeisen. Aus Gründen der Wirtschaftlichkeit streben Netzbetreiber und Vertrieb es an, den möglichst preisgünstigsten Wärmestrom einzukaufen, gleichzeitig haben sie ein Interesse den PEF des Gesamtsystems niedrig zu halten. Um umweltfreundliche Erzeuger zu fördern, bedarf es einer Regulierung. Beim Erzeugerwettbewerb bedarf es zudem langfristiger Verträge zwischen Erzeugern und Vertrieb, um die Wärmeleistung abzusichern. Die Grundversorgung sollte beim Aus- oder Wegfall eines Wärmeerzeugers durch den Netzbetreiber sichergestellt werden, das heißt er muss vermutlich eigene Kapazitätsreserven vorhalten und gewährleisten, dass neue Erzeugeranlagen eingebunden werden (Klebsch et al. 2014).

## 3.4 Offene Wärmeplattform

In Klebsch et al. (2014) wird als weiteres Modell die offene Wärmeplattform vorgeschlagen, die eine Trennung der drei Wertschöpfungsstufen Wärmeerzeugung, -verteilung und -vertrieb vorsieht. Das Modell erlaubt es, viele unterschiedliche Erzeuger einzubinden. Über den Wettbewerb haben die Erzeuger wie beim Erzeugerwettbewerb ein Interesse, möglichst kostengünstige Wärme mit einem geringen PEF zu erzeugen und anzubieten. Die Herausforderungen sind aus Sicht der Autor/innen ebenfalls ähnlich denen des Erzeugerwettbewerbs. Die Möglichkeiten des Lastmanagements können nicht so einfach wie beim Erzeugerwettbewerb durch den Netzbetreiber zur Gesamtoptimierung genutzt werden. Dieses Modell ist in Bezug auf die Abstimmung von Kapazitäts- und Bedarfsplanung, Gewährleistung der Versorgungssicherheit, Klärung der Einspeiseregelungen, der Aufgabenzuteilung und der Zugehörigkeit Speichern und Pumpen am anspruchsvollsten.

## 3.5 Wahl der Rechtsform

Neben einem Betreibermodell ist eine geeignete Rechtsform zu wählen. Dabei ist auf eine sinnvolle Verteilung der wirtschaftlichen Chancen und Risiken zu achten. Relevante Aspekte sind die Mitbestimmungsmöglichkeiten sowie die Haftung der Beteiligten. Zudem ist zu erwarten, dass verschiedene Rechtsformen mit unterschiedlichen Renditeerwartungen einhergehen.

**Einzelunternehmen oder Personengesellschaften** sind alleinige Träger der Rechte und Pflichten, sie haften allein und umfassend Dritten gegenüber für bestehende Verbindlichkeiten. Für Unternehmen der Energieverteilung kommen Einzelunternehmen laut FNR (2013) nicht in Frage. Alternativ können sich mehrere Personen zu einer Personengesellschaft zusammenschließen, die einen gemeinsamen Zweck verfolgt. Für die Errichtung einer offenen Handelsgesellschaft (OHG) oder einer Kommanditgesellschaft (KG) spricht das hohe Maß an Mitbestimmungsmöglichkeiten der Gesellschafter. Bei der OHG und der KG steht für die Haftung gegenüber Dritten das Gesellschaftsvermögen zur Verfügung. Bei der OHG haften zusätzlich die Gesellschafter persönlich und unbeschränkt mit ihrem gesamten Vermögen, weswegen eine OHG als Rechtsform für Unternehmen der Energieverteilung nicht geeignet ist. Bei der KG besteht die Möglichkeit, das Haftungsrisiko für die Kommanditisten auf die Höhe der Einlage zu beschränken (ein Gesellschafter, der Komplementär, haftet jedoch unbeschränkt persönlich) (FNR 2013).

**Kapitalgesellschaften** stellen eine Alternative zu Personenhandelsgesellschaften dar. Die Gesellschaft mit beschränkter Haftung (GmbH), die Unternehmergesellschaft und die Aktiengesellschaft sind unterschiedliche Arten von Kapitalgesellschaften. Für den Betrieb eines kleineren oder mittleren Unternehmens wird häufig die Rechtsform der GmbH gewählt, die ein Stammkapital von 25.000 Euro erfordert. Gegenüber den Gläubigern haftet die Gesellschaft ausschließlich mit dem GmbH-Vermögen (FNR 2013). Die Gründung einer „Unternehmergesellschaft (haftungsbeschränkt)“ bedarf nicht eines Mindeststammkapitals von 25.000 Euro. Das geringe Stammkapital spricht gegen die Nutzung dieser Rechtsform bei Unternehmungen zur Verteilung von Energie, da die erforderlichen Infrastrukturen nur mit erheblichem Kapitaleinsatz zu errichten sind (FNR 2013). Das Grundkapital der Aktiengesellschaft, das mindestens 50.000 Euro betragen muss, ist in Aktien zerlegt. Die Aktiengesellschaft besitzt eine eigene Rechtspersönlichkeit, sodass nur die Gesellschaft mit ihrem Vermögen gegenüber den Gläubigern haftet und die Haftung der Aktionäre auf die Höhe ihrer Einlage beschränkt ist. Die strengen Anforderungen des Aktienrechts sind laut FNR (2013) ein Hemmnis für den Netzbetrieb eines einzelnen Wärmenetzes durch eine Aktiengesell-

schaft. Als Sonderform der Kommanditgesellschaft gibt es die **GmbH und Co. KG**, deren persönlich haftender Gesellschafter nicht eine natürliche Person, sondern eine GmbH ist. Die Kombination von Kommanditgesellschaft und GmbH verbindet die Vorteile der Personengesellschaft mit denen der Kapitalgesellschaft, die im Wesentlichen in der Beschränkung der Haftung liegen. Die GmbH & Co. KG verbindet zudem die Möglichkeiten eines relativ einfachen Gesellschafterwechsels mit den Vorteilen der langfristigen Bindung der Gesellschafter (FNR 2013).

Für die Errichtung eines Unternehmens zur Energieversorgung kommt auch eine **eingetragene Genossenschaft** in Betracht. Ziel einer Genossenschaft im Energiesektor ist der Zusammenschluss mehrere Personen, um die Energieversorgung gemeinschaftlich zu betreiben. Zwar unterstützt die Genossenschaft die wirtschaftliche Förderung ihrer Mitglieder, der Zweck der Rechtsform liegt jedoch nicht in der Gewinnerzielung (FNR 2013). Wesentliches Merkmal der Genossenschaft ist die Gleichberechtigung der Mitglieder. Für Verbindlichkeiten der Genossenschaft gegenüber Gläubigern wird nur mit dem Vermögen der Genossenschaft gehaftet (FNR 2013). Viele Energiegenossenschaften sind im Vergleich zu den EVU eher klein. Dies führt teilweise und insbesondere bei kleineren regionalen Wärmenetzen dazu, dass Kompetenzen über Externe eingebunden werden und beispielsweise der Vertrieb ausgelagert wird.

In der Gesamtschau lässt sich nicht eindeutig schlussfolgern, dass bestimmte Rechtformen besonders gut für die Umsetzung eines LowEx-Mehrleiternetzes geeignet sind. GmbH, GmbH & Co. KG, Aktiengesellschaften und Genossenschaften kommen prinzipiell in Frage und können in Abhängigkeit von dem konkreten Gebiet und den dortigen Akteuren sinnvolle Rechtsformen sein. Bei Genossenschaften ist zu erwarten, dass die Renditeerwartung vergleichsweise gering ist und die Genossen eine eher hohe Mitgestaltungmöglichkeit haben. Dies erscheint mit Blick darauf, dass viele dezentrale Akteure (Erzeuger, Abnehmer, Prosumer) eingebunden werden sollen, günstig.

## 3.6 Fazit zu Organisationsmodellen

Zum jetzigen Zeitpunkt ist die netzgebundene Wärmeversorgung in der Regel in Form eines Integrierten Versorgers organisiert, das heißt Wärmeerzeugung, Netzbetrieb und Vertrieb sind „in einer Hand“. Für ein Wärmekonzept mit einem LowEx-Mehrleiternetz kommen als Organisationsmodelle auch das Durchleitungsmodell, der Erzeugerwettbewerb oder eine offene Wärmeplattform in Frage, da es vorgesehen ist, dass dezentrale Erzeuger Wärme in das Netz einspeisen. Die Beteiligung von mehr Akteuren und Unternehmen in den Betreibermodellen Durchleitungsmodell, Erzeugerwettbewerb und offene Wärmeplattform, kann zu einer Kostenzunahme im Vergleich zum Integrierten Versorger führen, da sich die Gewinnerwartungen der Akteure über die Wertschöpfungsstufen summieren. Da allerdings verschiedene Akteursgruppen und Rechtsformen unterschiedlich hohe Renditeerwartungen haben, sind die Gesamtkosten bei einer Entflechtung der Wertschöpfungsstufen und Beteiligung einer größeren Anzahl von Akteuren nicht notwendigerweise höher. In die Berechnungen der Gesamtkosten von Wärmekonzepten mit LowEx-Mehrleiternetzen (s. Kapitel 7) sind daher unterschiedliche Organisationsmodelle und Renditeerwartungen berücksichtigt.

Die in der Wärmeversorgung beteiligten Unternehmen weisen dem Klimaschutz – auch aus ökonomischen Gründen – nicht immer die Priorität zu, die aus klimapolitischer Perspektive erforderlich wäre. Um eine ausreichende Gewichtung von Klimaschutz in der Gestaltung von Wärmekonzepten sicherzustellen, sollten Kommunen – und insbesondere solche mit ehrgeizigen Klimaschutzzielen – aktiv werden. Mögliche Regelungen zwischen Kommune und EVU, um Entscheidungen und Investitionen im Sinne des Klimaschutzes zu erzielen, sind Klimaschutzvereinbarungen.

# 4 Wirtschaftlichkeit aus Sicht der Wärmeabnehmer/innen

Im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsanalyse stellt sich die Frage, welche Abnahmepreise für die Wärmeabnehmer/innen akzeptabel sind. Dabei wird zunächst davon ausgegangen, dass die Wärmegestehungskosten für die Wärme nicht oder kaum höher liegen dürfen als bei den vorhandenen Alternativen (gebäudeindividuelle Erzeugung, klassisches Fernwärmenetz). Als mögliche Vergleichsgrößen beziehungsweise Referenzkosten werden deshalb nachfolgend die Wärmegestehungskosten unterschiedlicher gebäudeindividueller Heizungstechnologien für verschiedene Referenzgebäude ermittelt. Es erfolgen mehrere Variationen der Berechnungen, um aufzuzeigen, wie sich die Kosten abhängig von den Rahmenbedingungen ändern. Außerdem werden verschiedene Teilkosten wie Investitionskosten und laufende Kosten ausgewiesen, die aus Abnehmersicht gegebenenfalls für die Entscheidung herangezogen werden.

## 4.1 Grundlagen und Vorgehensweise

Da die Wärmegestehungskosten von der Art des Heizungssystems, der Wärmemenge sowie der Größe des Wärmeerzeugers abhängen, werden Kosten für mehrere Referenzgebäude und -systeme berechnet. Bei den Wohngebäuden werden Ein- und Zweifamilienhäuser (EFH) sowie Mehrfamilienhäuser (MFH) der Baualtersklassen „erbaut vor 1960“, „erbaut zwischen 1960 und 1990“ und „erbaut nach 1990“ untersucht. Es wird davon ausgegangen, dass die Gebäude weitgehend unsaniert sind. Die Altersklassen unterscheiden sich bezüglich der jeweils typischen Größen und aufgrund der unterschiedlichen Qualität der Bauteile bezüglich des Energiebedarfs (s. Tab. 4.1).

**Tab. 4.1: Spezifizierung zu den untersuchten Wohngebäuden**

| | | **EFH** | **EFH** | **EFH** | **MFH** | **MFH** | **MFH** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | **Einheit** | **vor 1960** | **1960-1990** | **ab 1990** | **vor 1960** | **1960-1990** | **ab 1990** |
| Bewohnerzahl | | 3 | 3 | 3 | 18 | 17 | 14 |
| Gebäudenutzfläche | $A_N$ in m² | 300 | 216 | 228 | 973 | 904 | 738 |
| Wohnfläche | $A_W$ in m² | 222 | 160 | 169 | 810 | 753 | 615 |
| Jahresraumwärmebedarf | Qh in MWh | 85,8 | 35,2 | 23,1 | 196,9 | 153,8 | 36,4 |
| Jahreswarmwasserbedarf | Qtw in MWh | 3,3 | 2,4 | 2,5 | 14,6 | 13,6 | 11,1 |
| Jahresnutzwärmebedarf | Qn in MWh | 89,2 | 37,6 | 25,6 | 211,5 | 167,3 | 47,5 |
| Spez. Raumwärmebedarf | qh je m² $A_N$ | 285 | 163 | 101 | 202 | 170 | 49 |
| Heizlast | Fh in kW | 35 | 16 | 11 | 107 | 86 | 21 |
| Heizlast (+Kesselzuschlag) | Fh+tw in kW | 37 | 18 | 13 | 124 | 101 | 34 |

Im bundesweiten Durchschnitt verfügen EFH nur über eine Wohnfläche von 116 m². Die beispielhaft für das Untersuchungsgebiet gewählten Gebäude weisen eine vergleichsweise große Fläche aus. Es handelt sich dabei eher um „Stadtvillen“. Die Zahl der Wohneinheiten in den MFH wurde über die durchschnittliche Wohnungsfläche von rund 70 m² abgeschätzt (vgl. Statistische Ämter des Bundes und der Länder 2014). Die Zahl der Bewohner/innen wurde bei den EFH über durchschnittliche Haushaltsgrößen, bei den Mehrfamilienhäusern über durchschnittliche Flächenbedarfe angenommen (vgl. Statistisches Bundesamt 2015a). Der Wärmebedarf sowie die Heizlast wurden durch das Hermann-Rietschel-Institut (HRI) im Rahmen einer Simulation ermittelt. Bei der Heizlast wird ein Kesselzuschlag für die Warmwasserbereitung angenommen.

Bei den Nichtwohngebäuden (NWG) unterscheiden sich die Nutzungen stark, die ebenfalls einen entscheidenden Einfluss auf die Energienachfrage haben. Hier wird auf eine Studie des IE Leipzig (2013) zurückgegriffen, die Heizkosten in unsanierten, teilsanierten und sanierten NWG untersucht.

**Tab. 4.2: Spezifizierungen zu den untersuchten Nichtwohngebäuden**
Quelle: IE Leipzig (2013)

| | | **NWG** | | |
|---|---|---|---|---|
| | **Einheit** | **unsaniert** | **teilsaniert** | **saniert** |
| Beschäftigtenzahl | | 75 | 75 | 75 |
| Gebäudenutzfläche | in m² | 1.900 | 1.900 | 1.900 |
| Jahresraumwärmebedarf | $Q_h$ in MWh | 237,5 | 161,5 | 95,5 |
| Jahreswarmwasserbedarf | $Q_{tw}$ in MWh | 9,5 | 9,5 | 9,5 |
| Jahresnutzwärmebedarf | $Q_n$ in MWh | 247 | 171 | 104 |
| Spez. Jahresraumwärmebedarf | $Q_h$ je m² AN | 125 | 85 | 50 |
| Heizlast | $F_h$ in kW | 158 | 109 | 67 |

Bei den Referenzsystemen für die Wohngebäude wird davon ausgegangen, dass diese über eine zentrale Warmwasserheizung verfügen. Des Weiteren wurde angenommen, dass die Vorlauf-/Rücklauftemperatur bei den vor 1960 errichteten Gebäuden 70/55°C beträgt und bei den neueren Gebäuden 55/45°C, dass bei Neuinstallationen ein hydraulischer Abgleich erfolgt (Teil der Investitionskosten), dass die Wärmeübergabe bei den vor 1960 errichteten Gebäuden durch Radiatoren, in den neueren Gebäuden über Plattenheizkörper erfolgt, dass die Trinkwarmwassererzeugung (TWW) an die zentrale Heizung gekoppelt ist und der Trinkwasserspeicher indirekt beheizt wird. Außerdem ist unterstellt, dass die Wärmeverteilung in einem Zweileitersystem erfolgt, bei dem die Steigleitungen bei den EFH innerhalb, bei den MFH außerhalb der thermischen Hülle verlaufen. Die vertikale Verteilung soll innerhalb der thermischen Hülle erfolgen. Bei den EFH wird im Gegensatz zu den MFH keine Zirkulation angenommen. Der Wärmeerzeuger und der Speicher befinden sich außerhalb der thermischen Hülle. Es werden folgende Wärmeerzeuger untersucht:

– Brennwertkessel (Brennstoff: Gas) (G–BWK)

– Brennwertkessel mit solarer Warmwasserbereitung (Brennstoff: Gas) (G–BWK, sWW)

- Brennwertkessel mit solarer Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung (Brennstoff: Gas) (G–BWK, sWW, sHU)
- Heizkessel (Brennstoff: Heizöl, leicht) (Öl–HK)
- Brennwertkessel (Brennstoff: Heizöl, leicht) (Öl–BWK)
- Pellet-Kessel mit autom. Feuerung (PK)
- Luft-Wasser-Wärmepumpe (WP–L)
- Sole-Wasser-Wärmepumpe mit Erdbohrung (WP–E)
- Nah- oder Fernwärmeanschluss (NFW)

Zusätzlich werden beispielhaft für EFH folgende Wärmeerzeuger in Kombination mit einer PV-Anlage (Strom-Prosumer) untersucht:

- PV-Anlage kombiniert mit Luft-Wasser-Wärmepumpe (PV+WP–L)
- PV-Anlage kombiniert mit Sole-Wasser-Wärmepumpe mit Erdbohrung (PV+WP–E)
- PV-Anlage kombiniert mit elektrischem Heizstab und Brennwertkessel (PV+EHZ)

Für die Nichtwohngebäude werden folgende Wärmeerzeuger untersucht:

- Erdgas-Brennwerttherme (G–BWT)
- Erdgas-Brennwerttherme mit Solar (G-BWT, sWW)
- Heizöl Niedertemperaturkessel (Öl–NK)
- Heizöl Brennwerttherme (Öl–BWT)
- Holzpellet-Kessel (HK)
- Elektro Wärmepumpe Luft (EWP–L)
- Elektro Wärmepumpe Erde (EWP–E)
- Erdgas-BHKW mit Spitzenlast Gasbrennwertkessel (BHKW–SPL–GBW)
- Nah-/Fernwärme (NFW)

Um die Verluste bei der Erzeugung, Verteilung und Speicherung von Wärme zu berücksichtigen, wurden Aufwandzahlen nach der VDI-Richtlinie 4710-10 ermittelt. Für die Nichtwohngebäude wurden Aufwandzahlen des IE Leipzig (2013), welche von diesem ebenfalls entsprechend verfügbarer Normen sowie ergänzender Literaturrecherche ermittelt wurden, verwendet (s. IE Leipzig 2013). Für die Erzeugung und den Verbrauch bei den Strom-Prosumern und den gekoppelten Strom- und Wärmetechnologien im EFH wurde das IÖW-Prosumer-Modell genutzt (s. Kapitel 5.4)

Die Ermittlung der Wärmegestehungskosten (WGK) erfolgt über ein dynamisches Verfahren unter Berücksichtigung von finanzwirtschaftlichen Kenngrößen wie Zinsen, Inflation und Preisänderungen. Anwendung findet die Annuitätenmethode nach VDI Richtlinie 2067 (VDI 2000). Eine genauere Beschreibung der Methodik und der Formeln findet sich z. B. in Dunkelberg et al. (2015), s. auch C.A.R.M.E.N (2012), IE Leipzig (2013) und Oschatz und Mailach (2013)). Sämtliche mit der Wärmeerzeugung verbundenen Ein- und Auszahlungen werden bei dieser Methode gleichmäßig über die Nutzungsdauer verteilt, wobei kapitalgebundene Kosten, betriebsgebundene Kosten, verbrauchsgebundene Kosten und sonstige Kosten unterschieden werden. Dabei werden ein Kalkulationszinssatz und eine Inflationsrate für zukünftige Zahlungsströme berücksichtigt.

Die angenommenen Energiepreise für die Wohngebäude basieren auf einer Recherche zu den aktuellen Berliner Energiepreisen.

– Die Grund- und Arbeitspreise für Erdgas entsprechen dem Erdgas-Komfort-Tarif der Gasag 2015. Sie sind nach Energieabnahmemenge gestaffelt.
– Bei Heizöl wurden vor dem Hintergrund der derzeit niedrigen Preise von den durchschnittlichen Preisen im Jahr 2014 ausgegangen (64,37 ct./hl (Statistisches Bundesamt 2015b)). Dies erscheint sinnvoll, da auch die Annahmen zur Energiepreissteigerung auf diesen Werten basieren und Expert/innen zukünftig wieder von einem deutlichen Anstieg ausgehen.
– Die Preise für Holzpellets wurden Heizpellets24 Interaid GmBH (2015) entnommen. Einheitlich wurden die Preise von Bestellungen über 30 t angenommen.
– Die Grund- und Arbeitspreise für Fernwärme wurden Vattenfall Europe Wärme AG (2015a) entnommen (Tarif Fernwärme Klassik). Dabei ist der Grundpreis abhängig vom Heizwasservolumendurchfluss des Anschlusses, welcher jeweils abgeschätzt wurde.
– Der Strom zur Deckung des Hilfsenergiebedarfes wird nach den Konditionen von Basis Privatstrom nach Vattenfall bezogen (vgl. Vattenfall Europe Wärme AG 2015b). Wärmepumpenstrom soll nach dem Tarif Wärmepumpe Natur von Vattenfall (PLZ:13059) bezogen werden.

Auf Basis dieser Recherchen ergeben sich die in Tab. 11.1, Tab. 11.2 und Tab. 11.3 im Anhang dargestellten Energiepreise für EFH, MFH und NWG. Es wird je nach Energieträger von folgenden jährlichen Preissteigerungen (nominal) ausgegangen: Heizöl 2,5 %, Erdgas 2,8 %, Fernwärme 1,5 %, Holzpellets 1,6 %, Strom (Hilfsenergie) 0,55 % und WP-Strom 0,55 % (vgl. Bürger 2014). Die Investitionskosten, welche für die Heizsysteme der Modellgebäude angenommen werden, wurden aus diversen Studien (ASUE und Stadt Frankfurt am Main Energiereferat 2011; Hempel und Vilz 2012; IE Leipzig 2013; Oschatz und Mailach 2012; Oschatz und Mailach 2013) sowie dem Baupreislexikon (F:DATA GMBH 2015) zusammengetragen. Vernachlässigt werden die Investitionen für Schornstein und Gasanschluss, da davon ausgegangen wird, dass diese in den Gebäuden bereits vorhanden sind und somit für die Investitionsentscheidung nicht berücksichtigt werden. Die Betriebskosten basieren ebenso auf diesen Studien oder wurden nach VDI 2067 angesetzt. Des Weiteren werden die finanzwirtschaftlichen Kenngrößen folgendermaßen angenommen:

– 2015 war das Zinsniveau bei der Aufnahme von Krediten mit ca. 2 % sehr gering. Dieser Zinssatz gilt für Fremdkapital. Für Eigenkapital und geförderte Kredite kann von teilweise noch geringeren Zinssätzen ausgegangen werden. Vor wenigen Jahren lagen die Zinssätze noch im Bereich von 4 %. Um diese unterschiedlichen Zinsniveaus abzubilden, werden Berechnungen mit Zinssätzen in Höhe von 1, 2 und 4 % gerechnet und verglichen. Als Standardfall wird von einem Zinssatz in Höhe von 1,3 % ausgegangen. Dies entspricht beispielsweise einer Finanzierung mit geförderten Krediten und Eigenkapital zu 70 % und Fremdkapital zu 30 %.
– Die Inflationsrate wird in Anlehnung an Schlesinger et al. (2014, 257) mit 2,3 % pro Jahr bis 2035 angenommen. Bei den verbrauchsgebundenen Kosten wird keine pauschale Preissteigerung angenommen, sondern optional die Energiepreissteigerung berücksichtigt.
– Für stundenweise anfallende Personalkosten wird ein Arbeitsstundensatz in Anlehnung an IE Leipzig (2013) von 40 Euro pro Stunde angenommen.

Für die Berechnung der Stromkosten der Strom-Prosumer wurden für den solar erzeugten Strom, der direkt verbraucht wird, durchschnittliche PV-Stromgestehungskosten angenommen. Damit ergeben sich die in Tab. 4.3 dargestellten Eigenverbrauchsanteile. Für die NWG wird pauschal von

einem realisierbaren Eigenverbrauchsanteil von 33 % ausgegangen. Der elektrische Wirkungsgrad für KWK wurde von IE Leipzig (2013) mit 31 % bei den NWG übernommen.

**Tab. 4.3: Strom-Eigenverbrauchsanteile bei Strom-Prosumern in Einfamilienhäusern**
Quelle: Eigene Berechnung

| Wärmeerzeuger | bis 1960 | 1960-1990 | ab 1990 |
|---|---|---|---|
| PV+WP–L | 30 % | 32 % | 30 % |
| PV+WP–E | 27 % | 32 % | 29 % |
| PV+EHZ | 89 % | 87 % | 87 % |

## 4.2 Wärmegestehungskosten dezentraler Erzeuger

Die folgenden Tabellen zeigen die für die Ein- und Mehrfamilienhäuser sowie Nichtwohngebäude berechneten Wärmegestehungskosten. Da sich Förderbedingungen regelmäßig ändern, sind die Wärmegestehungskosten sowohl ohne als auch mit Berücksichtigung der Förderbedingungen ausgewiesen. Bei den Wohngebäuden wurden die Förderungen durch die KfW im Rahmen des Programms „Energieeffizient Sanieren“ und des Marktanreizprogramms für erneuerbare Energien der BAFA berücksichtigt (Stand 2015). Bei den Nichtwohngebäuden wurden ebenfalls diese beiden Förderprogramme sowie das Förderprogramm EE-Premium berücksichtigt (Stand 2016). Die Betrachtung beschränkt sich auf die Investitions- oder Tilgungszuschüsse.

Bei den Einfamilienhäusern unterscheiden sich die Kosten je nach Modellgebäude, was vor allem an den sehr unterschiedlichen Energieverbräuchen der Gebäude liegt. Die Wärmegestehungskosten liegen im Bereich von 10 bis 15 ct./kWh (s. Tab. 4.4).

**Tab. 4.4: EFH: Wärmegestehungskosten dezentraler Heizungssysteme**
Quelle: eigene Berechnungen der Wärmegestehungskosten mit und ohne Förderung

| | EFH-60 | | EFH-60-90 | | EFH-90 | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | mit | ohne | mit | ohne | mit | ohne |
| | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh |
| **G–BWK** | 10,2 | 10,2 | 11,4 | 11,5 | 12,7 | 12,8 |
| **G–BWK, sWW** | 10,3 | 10,4 | 11,8 | 12,0 | 12,6 | 12,8 |
| **G–BWK, sWW, sHU** | 9,7 | 10,0 | 11,6 | 12,1 | 13,2 | 13,9 |
| **Öl–NK** | 10,6 | 10,6 | 12,0 | 12,0 | 13,1 | 13,1 |
| **Öl–BK** | 9,7 | 9,8 | 11,1 | 11,2 | 12,1 | 12,3 |
| **HP** | 11,8 | 12,0 | 12,3 | 12,8 | 14,3 | 15,0 |
| **WP–E** | 9,2 | 9,5 | 10,4 | 10,9 | 11,5 | 12,6 |

| | EFH-60 | | EFH-60-90 | | EFH-90 | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | **mit** | **ohne** | **mit** | **ohne** | **mit** | **ohne** |
| | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh |
| **WP–L** | 10,7 | 10,9 | 12,2 | 12,5 | 13,4 | 13,8 |
| **PV+WP–E** | 9,2 | 9,5 | 10,2 | 10,9 | 11,3 | 12,4 |
| **PV+WP–L** | 10,7 | 10,8 | 12,0 | 12,3 | 13,2 | 13,6 |
| **PV+EHZ** | 10,1 | 10,2 | 12,2 | 12,3 | 12,3 | 12,4 |

Vergleichsweise hoch sind die spezifischen Kosten bei den neueren Gebäuden mit ca. 13-15 ct./kWh aufgrund der insgesamt geringen Wärmemenge. Dagegen liegen die spezifischen Kosten im ältesten EFH mit dem höchsten Verbrauch bei nur 10 bis 12 ct./kWh. Am kostengünstigsten sind in der Regel der Einbau eines Öl- oder Gas-Brennwertkessel. Je höher der Verbrauch ist, umso eher lohnen sich die Investitionen in EE-Anlagen, da die Investitionskosten im Verhältnis zu den Verbrauchskosten an Bedeutung verlieren. In allen betrachteten Gebäudetypen sind jedoch auch EE-Wärmeversorgungslösungen konkurrenzfähig. Wirtschaftlich ist dabei vor allem die Erdwärmepumpe – insbesondere auch in Kombination mit einer PV-Anlage (Strom-Prosumer). Die Wärmegestehungskosten in den MFH liegen mit 9 bis 16 ct./kWh nur geringfügig unter denen in den EFH (s. Tab. 4.5). Das Gebäude aus den 1990er Jahren hat aufgrund seines auch im Vergleich zum Einfamilienhaus aus den 1990er Jahren sehr geringen spezifischen Wärmebedarfs vergleichsweise hohe Kosten. Ansonsten ähnelt die Kostenverteilung der bei den Einfamilienhäusern, wobei die Erdwärmepumpe hier insgesamt schlechter abschneidet und dafür Holzpelletheizungen und solare Heizungsunterstützungen bei den älteren Gebäuden wirtschaftlich sind.

**Tab. 4.5: MFH: Wärmegestehungskosten dezentraler Heizungssysteme**
Quelle: eigene Berechnungen der Wärmegestehungskosten mit und ohne Förderung

| | MFH-60 | | MFH-60-90 | | MFH-90 | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | **mit** | **ohne** | **mit** | **ohne** | **mit** | **ohne** |
| | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh |
| **G–BWK** | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 13,3 | 13,3 |
| **G–BWK, sWW** | 9,9 | 10,0 | 10,0 | 10,1 | 13,0 | 13,1 |
| **G–BWK, sWW, sHU** | 9,3 | 9,6 | 9,4 | 9,8 | 12,9 | 14,4 |
| **Öl–NK** | 10,6 | 10,6 | 10,7 | 10,7 | 13,8 | 13,8 |
| **Öl–BK** | 9,8 | 9,8 | 9,8 | 9,8 | 13,0 | 13,0 |
| **HP** | 9,4 | 9,4 | 9,6 | 9,9 | 15,9 | 16,3 |
| **WP–E** | 11,6 | 11,6 | 10,3 | 10,6 | 13,7 | 14,3 |
| **WP–L** | 11,5 | 11,5 | 11,8 | 11,9 | 14,2 | 14,4 |

Bei den NWG liegen die Wärmegestehungskosten mit rund 9 bis 16 ct./kWh in einem ähnlichen Bereich (s. Tab. 4.6). Im unsanierten NWG werden Kosten von bis zu 13 ct./kWh erreicht, im sanierten NWG liegen die Gestehungskosten bei 11 ct./kWh und mehr. Vergleichsweise wirtschaftlich ist in diesen Gebäuden der Einsatz einer Luft-Wärmepumpe. Die Wärmegestehungskosten liegen bei dieser Technologie noch unter denen fossiler Brennwertkesseln.

**Tab. 4.6: NWG: Wärmegestehungskosten dezentraler Heizungssysteme**
Quelle: eigene Berechnungen der Wärmegestehungskosten mit und ohne Förderung

| | **unsaniert** | | **teilsaniert** | | **saniert** | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | **mit** | **ohne** | **mit** | **ohne** | **mit** | **ohne** |
| | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh |
| **G–BWK** | 9,6 | 9,6 | 10,2 | 10,2 | 11,0 | 11,0 |
| **G–BWK, sWW** | 10,8 | 10,8 | 11,9 | 11,9 | 13,4 | 13,5 |
| **Öl–NK** | 13,7 | 13,7 | 14,5 | 14,5 | 16,0 | 16,0 |
| **Öl–BK** | 12,6 | 12,6 | 13,3 | 13,3 | 14,7 | 14,7 |
| **HP** | 9,9 | 10,1 | 10,7 | 10,9 | 12,9 | 13,2 |
| **WP–E** | 10,4 | 10,7 | 11,2 | 11,5 | 12,2 | 12,8 |
| **WP–L** | 8,8 | 9,0 | 9,5 | 9,7 | 10,4 | 10,6 |

Die Berücksichtigung der derzeitigen Förderbedingungen zeigt, dass die Wärmegestehungskosten der auf EE beruhenden Wärmeerzeuger aufgrund deren besseren Förderbedingungen im Vergleich durch die Förderung attraktiver werden. Insgesamt ist der Einfluss der Förderung auf die Höhe der Wärmegestehungskosten aber eher gering und verändert kaum die Reihenfolge der Technologien nach Kosten. Dies liegt auch daran, dass die Investitionskosten in der Regel nur einen geringen Teil der Wärmegestehungskosten ausmachen (siehe Kapitel 4.3). Die berechneten Werte wurden mit den Wärmegestehungskosten aus dem BDEW-Heizkostenvergleich von 2013 und 2016 (Oschatz und Mailach 2013; Oschatz und Mailach 2016) verglichen. Insgesamt liegen die Wärmegestehungskosten in den BDEW-Heizkostenvergleichen höher als in der vorliegenden Studie. Dies gilt insbesondere für die Neubauten, die einen geringeren spezifischen Wärmebedarf aufweisen als die hier untersuchten Referenzgebäude.

## 4.3 Sensitivitätsanalysen

Um unterschiedliche Rahmenbedingungen und die Sicht der Hauseigentümer/innen und Mieter/innen besser abzubilden, wurden mehrere Variationen der Vollkostenbetrachtung vorgenommen.

Da der verwendete **Kalkulationszinssatz** einen Einfluss auf die Ergebnisse hat und je nach Art des Kapitals (Fremd- oder Eigenkapitals) und dem Zeitpunkt der Betrachtung sehr unterschiedlich ausfallen kann, werden vergleichend Berechnungen mit einem Kalkulationszinssatz von 1, 2 und 4 % betrachtet. Generell hängen alle Kostenkategorien vom Kalkulationszinssatz ab. Die Wärmegestehungskosten steigen vor allem bei den Heizungssystemen, bei denen die Investitionskosten

besonders hoch sind (insbesondere WP-E, WP-L, BHKW-S und HP). Insgesamt ist der Einfluss des Zinssatzes auf die Wärmegestehungskosten aber eher gering.

Die Entwicklung der **Energiepreise** hängt von den politischen Rahmenbedingungen ab. Außerdem beziehen Verbraucher/innen bei der Berechnung ihrer Wärmekosten nicht notwendigerweise Energiepreissteigerungen mit ein. Um diesem Umstand Rechnung zu tragen, werden am Beispiel der EFH die Wärmegestehungskosten ohne und mit Energiepreissteigerung dargestellt (s. Tab. 11.4 im Anhang; die bisher vorgestellten Ergebnisse enthalten eine Energiepreissteigerung). Die Auswirkungen der Energiepreissteigerung sind bei den Heizungssystemen basierend auf fossilen Energieträgern durch die höheren Energiepreissteigerungsraten stärker als bei den auf EE-basierten Systemen. So ergeben sich Differenzen von bis zu 2 ct./kWh und mehr bei Gas-Brennwertkesseln und Öl-basierten Systemen. Die Wärmegestehungskosten-Differenz bei den Wärmepumpen fällt durch die Energiepreissteigerung am geringsten aus. Steigen die Energiepreise weniger als bisher prognostiziert, so sinkt demnach die Wirtschaftlichkeit der EE-Heizungen.

Wärmeabnehmer haben teilweise eher die **laufenden Kosten** im Blick (vgl. Kapitel 2.1). Daher werden die Wärmegestehungskosten unter Einbeziehung der Betriebs- und verbrauchsgebundenen Kosten und unter Ausschluss der Investitionskosten betrachtet (laufende Kosten). Die laufenden Kosten liegen zwischen 8 und 22 ct./kWh (s. Tab. 4.7). Sie sinken im Vergleich zu den alles umfassenden Wärmegestehungskosten prozentual stärker bei den hochinvestiven EE-Anlagen.

**Tab. 4.7: Wärmegestehungskosten dezentraler Heizungssysteme bei ausschließlicher Betrachtung der laufenden Kosten**
Quelle: eigene Berechnungen

| | **EFH** | | | **MFH** | | | **NWG** | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | **60** | **60-90** | **90** | **60** | **60-90** | **90** | **unsaniert** | **teilsaniert** | **saniert** |
| | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh |
| **G–BWK** | 9,8 | 10,7 | 11,8 | 9,6 | 9,6 | 12,5 | 9,1 | 9,5 | 10,1 |
| **G–BWK, sWW** | 9,7 | 10,5 | 11,3 | 9,4 | 9,3 | 11,7 | 9,4 | 9,9 | 10,6 |
| **Öl–NK** | 10,0 | 10,9 | 11,7 | 10,0 | 10,2 | 12,7 | 12,9 | 13,4 | 14,7 |
| **Öl–BK** | 9,0 | 9,8 | 10,6 | 9,1 | 9,1 | 11,7 | 11,7 | 12,2 | 13,3 |
| **HP** | 10,1 | 9,5 | 10,7 | 8,2 | 8,5 | 13,1 | 8,4 | 9,1 | 10,6 |
| **WP–E** | 7,4 | 8,0 | 8,7 | 8,2 | 8,1 | 10,1 | 7,9 | 8,4 | 9,1 |
| **WP–L** | 9,1 | 9,8 | 10,4 | 9,4 | 9,6 | 11,2 | 7,5 | 7,8 | 8,3 |
| **PV+WP–L** | 9,1 | 9,7 | 10,2 | - | - | - | - | - | - |
| **PV+WP–E** | 7,3 | 7,9 | 8,5 | - | - | - | - | - | - |
| **PV+EHZ** | 9,7 | 11,3 | 11,2 | - | - | - | - | - | - |

Zugleich sind aber auch die **Investitionskosten** ein wichtiger Faktor für die Wahl des Heizungssystems. Auf EE basierende Heizungssysteme weisen im Vergleich zu einem Gas- oder Öl-Brennwertkessel deutlich höhere Anfangsinvestitionen auf (s. Tab. 4.8).

**Tab. 4.8: Vergleich der Höhe der Investitionskosten dezentraler Heizungsanlagen**
Quelle: eigene Berechnungen

| | G–BWK | G–BWK, sWW | HP | WP–E | WP–L |
|---|---|---|---|---|---|
| | € | € | € | € | € |
| **EFH–60** | 5.350 | 10.550 | 36.200 | 42.700 | 23.500 |
| **EFH–60-90** | 4.750 | 9.350 | 17.200 | 23.800 | 15.400 |
| **EFH–90** | 4.050 | 6.050 | 15.400 | 20.500 | 13.500 |
| **MFH–60** | 12.100 | 21.000 | 35.000 | 159.500 | 66.500 |
| **MFH–60-90** | 10.500 | 19.000 | 31.600 | 101.900 | 59.500 |
| **MFH–90** | 5.800 | 11.000 | 21.500 | 43.800 | 23.000 |
| **NWG-unsaniert** | 18.260 | 56.360 | 57.638 | 161.720 | 56.070 |
| **NWG-teilsaniert** | 16.980 | 56.180 | 45.199 | 121.270 | 47.290 |
| **NWG-saniert** | 15.400 | 48.370 | 41.568 | 83.930 | 35.540 |

Die hohen Anfangsinvestitionen können – selbst bei vergleichbaren Wärmegestehungskosten – ein großes Hemmnis für die Anschaffung einer EE-Heizung sein. Vergleicht man die auf EE-basierenden Heizungssysteme für das EFH-60 miteinander, so fallen die Investitionskosten für die Erd-Wärmepumpe am höchsten und für die Luft-Wärmepumpe am geringsten aus. Insgesamt ist die Spannbreite der Investitionskosten mit ca. 5.000 bis 43.000 € sehr groß. Bei den Strom-Prosumern kommen Investitionskosten von ca. 8.000 € für die PV-Anlage hinzu, die hier nicht dargestellt werden, da sie indirekt über die Stromgestehungskosten berücksichtigt werden und nicht allein zur Wärmebereitung dienen. Der Anteil der Investitionskosten an den Wärmegestehungskosten ist bei den Gas-Brennwertkesseln besonders gering: Hier werden Anteile von deutlich unter 10 % - teilweise sogar unter 5 % - erreicht, wohingegen der Anteil bei Wärmepumpen bei bis zu 30 % liegen kann. Bei den Mehrfamilienhäusern sind die Investitionskosten für die Erd-Wärmepumpen ebenfalls am höchsten und die EE-Heizungen insgesamt teurer als der Gas-Brennwertkessel. Bei den Nichtwohngebäuden ergibt sich eine ähnliche Kostenstruktur wie bei den Mehrfamilienhäusern.

## 4.4 Investitionskosten für Netzanschluss

Bei einem Vergleich der Kosten dezentraler Wärmeerzeugung mit den Wärmepreisen aus einem Wärmenetz sind auch die einmaligen Preise für den Anschluss, die Wärmeübergabestation und deren Installation zu berücksichtigen. Hohe Anschlusskosten können ebenso wie hohe Investitionskosten bei der Installation einer gebäudeindividuellen Heizung ein Grund gegen einen Anschluss an das Wärmenetz sein. Die Investitionskosten sind bei den untersuchten Gebäuden höher als für

die Installation eines Gas-Brennwertkessels, aber geringer als für die meisten EE-Heizungssysteme. Die Investitionskosten können somit ein Hemmnis für den Anschluss an Wärmenetze sein, selbst wenn die Wärmegestehungskosten insgesamt geringer sind. Bei der Gegenüberstellung der Gebäudetypen zeigt sich, dass zwar die Investitionskosten bei den EFH besonders gering sind, aufgrund der insgesamt geringeren Wärmemengen die kapitalgebundenen Wärmegestehungskosten durch den Netzanschluss dagegen vergleichsweise hoch liegen. Je nach Gebäudetyp und energetischem Zustand entstehen kapitalgebundene Kosten in Höhe von 0,1 bis 1,2 ct/kWh.

**Tab. 4.9: Kapitalgebundene Kosten für den Netzanschluss**
Quelle: Kostendaten zu Wärmeerzeuger und Hausanschluss von Vattenfall (Hr. Jähnicke-Klingenberg, Oktober 2016) sowie eigene Berechnungen, die Kosten für den Wärmtauscher enthalten die Kosten für die Steuerung- und Regelungstechnik

| | **EFH** | | | **MFH** | | | **NWG** | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | **60** | **60-90** | **90** | **60** | **60-90** | **90** | **unsaniert** | **teilsaniert** | **saniert** |
| | **€/a** | **€/a** | **€/a** | **€/a** | **€/a** | **€/a** | **€/a** | **€/a** | **€/a** |
| **Wärmetauscher** | 3.950 | 3.200 | 2.950 | 5.700 | 4.750 | 3.950 | 8.000 | 4.750 | 4.750 |
| **Wasserspeicher** | 750 | 750 | 750 | 1.400 | 1.400 | 1.200 | 2.504 | 2.504 | 2.504 |
| **Hausanschluss** | 3.100 | 3.000 | 2.875 | 3.925 | 3.500 | 3.100 | 4.400 | 3.500 | 3.500 |
| **Installation** | 900 | 900 | 900 | 900 | 1.400 | 900 | 3.796 | 3.796 | 3.796 |
| **Gesamtkosten** | **8.700** | **7.850** | **7.475** | **11.925** | **11.050** | **9.150** | **18.700** | **14.550** | **14.550** |

## 4.5 Fazit zu den Wärmegestehungskosten

Die Wärmegestehungskosten unterscheiden sich je nach Gebäudetyp und Art der Heizung. Tendenziell sinken die spezifischen Wärmegestehungskosten mit der Größe und dem Energieverbrauch der Gebäude. Die Kosten liegen im Bereich von rund 9 bis 12 ct./kWh Wärme, bei neueren Gebäuden etwas höher. Werden nur die laufenden Kosten betrachtet, so reduzieren sich die Kosten bei den meisten Energieträgern nur geringfügig. Ausnahmen bilden die hochinvestiven Heizungssysteme wie die Erd-Wärmepumpen – hier macht sich der Wegfall der umgelegten Kapitalkosten deutlich bemerkbar.

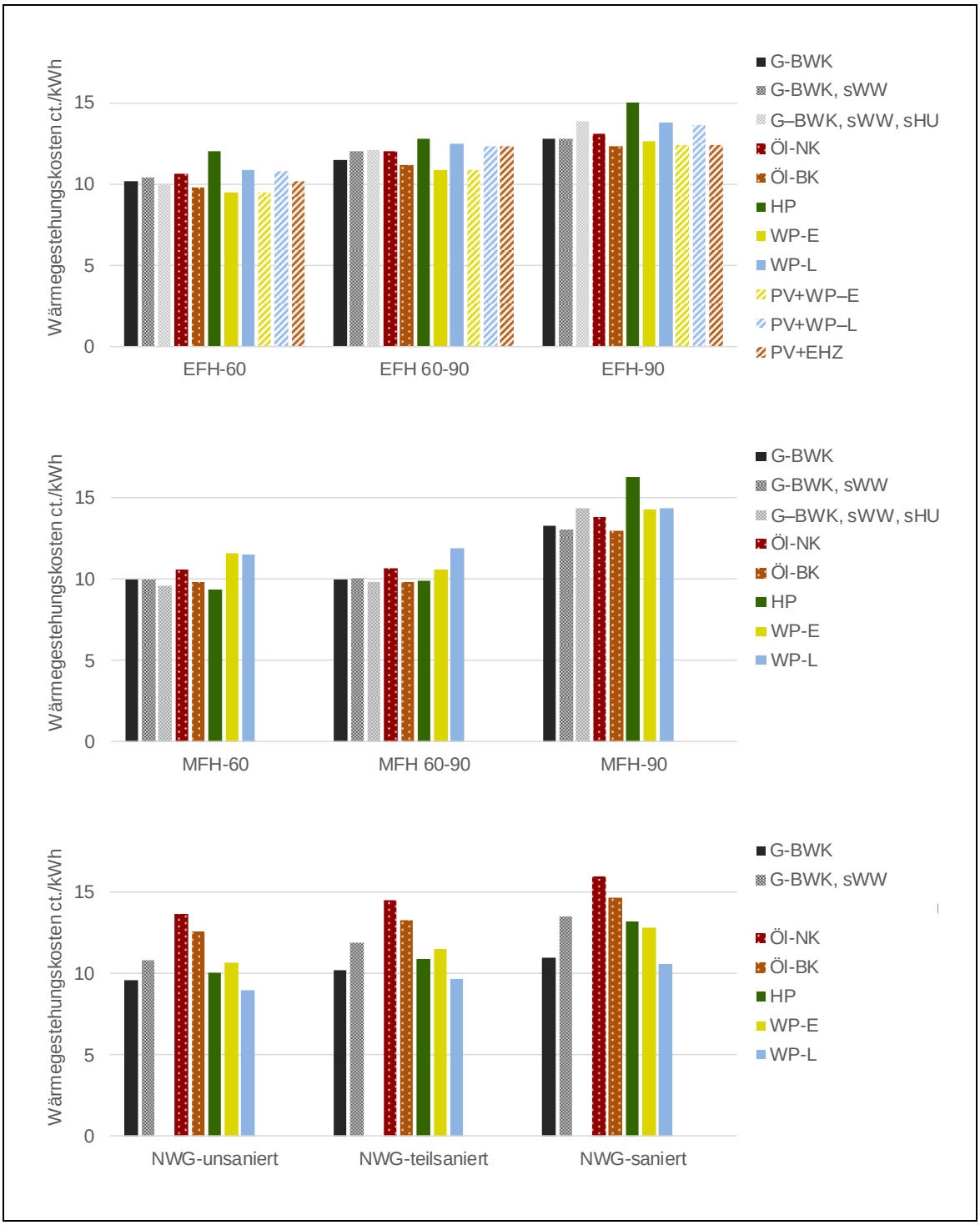


**Abb. 4.1: Wärmegestehungskosten dezentraler Heizungssysteme unter Standardannahmen**

Quelle: Eigene Darstellung

# 5 Wirtschaftlichkeit aus Sicht der Einspeiser/innen

Grundsätzlich können die im vorherigen Kapitel vorgestellten dezentralen Wärmeerzeuger auch Wärme in ein LowEx-Mehrleiternetz einspeisen. Des Weiteren kommen jedoch (teils auch größere) Anlagen wie Solarthermie-Anlagen, Groß-Wärmepumpen (insbesondere in Kombination mit EE-Strom) sowie BHKW als Einspeiser in Frage. Die folgenden Unterkapitel gehen vertiefend auf die aus Klimaschutzsicht besonders interessanten dezentralen Optionen ein. Zunächst werden die Wärmegestehungskosten bei der Einspeisung durch konventionelle, auf fossilen Energieträgern basierende Wärmeerzeuger dargestellt, die z. B. als Spitzenlasterzeuger genutzt werden können.

## 5.1 Einspeisung durch konventionelle Erzeuger

Aus systemischer Sicht kann es sich lohnen, ältere, weniger effiziente Kessel aus dem System zu nehmen und andere bereits vorhandene Kessel intensiver zu nutzen und die Wärme in das Netz einzuspeisen. Aus finanzieller Sicht ist dies dann sinnvoll, wenn Gebäudeeigentümer/innen mit geringeren Wärmegestehungskosten solche mit hohen Wärmegestehungskosten mitversorgen. Die Wärmegestehungskosten der Einzelanlagen ändern sich, wenn durch die Möglichkeit zur Wärmeeinspeisung die jährlich erzeugte Wärmemenge steigt – oder aufgrund der Priorisierung anderer Einspeiser sinkt. Hinzu kommt, dass anstelle der Anlagenaufwandzahl, die auch die Verluste im Haus berücksichtigt, im Falle der Einspeisung die Kesselwirkungsgrade relevant sind. Tab. 5.1 stellt die Wärmegestehungskosten von Gas-Brennwertkesseln in den Referenzgebäuden mit unterschiedlichen Laufzeiten dar. Obwohl beim Gas-Brennwertkessel die Investitionskosten nur einen sehr geringen Anteil an den Wärmegestehungskosten ausmachen, ändern sich die Wärmegestehungskosten bei einer Variation der Volllaststunden insbesondere bei den Wärmeerzeugern in den Gebäuden mit geringen Wärmeverbräuchen deutlich. Bei einer hohen Zahl von Volllaststunden gleichen sich die WKG einander an und liegen zwischen 8 und 10 ct./kWh.

**Tab. 5.1: Wärmegestehungskosten von Gas-Brennwertkesseln bei Variation der Volllaststunden**
Quelle: eigene Berechnungen

| | EFH | | | MFH | | | NWG | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | **60** | **60-90** | **90** | **90** | **60-90** | **60** | **unsaniert** | **teilsaniert** | **saniert** |
| | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh |
| 1.000 Volllaststunden | 11,7 | 13,3 | 14,7 | 10,3 | 10,5 | 12,7 | 9,9 | 10,5 | 11,6 |
| 5.000 Volllaststunden | 9,1 | 9,6 | 9,9 | 8,8 | 8,9 | 9,5 | 8,6 | 8,6 | 8,8 |

## 5.2 Solarthermie-Anlagen

Solarthermie-Anlagen sind eine potenzielle Wärmequelle für ein LowEx-Mehrleiternetz. Standorte für Solarthermie-Anlagen können Freiflächen, Dachflächen von Nichtwohngebäuden und größeren Wohngebäuden sein. Derzeit liegt der Anteil von Solarthermie am Wärmeverbrauch bei nur 0,5 % (ZSW und UBA 2015). Üblich ist bisher vor allem die Installation kleiner Anlagen, die so dimensioniert sind, dass sie den Bedarf von heißem Brauchwasser in dem jeweiligen Gebäude im Sommer decken. Sie machen derzeit mehr als zwei Drittel des europäischen Solarthermie-Marktes aus (Mauthner und Weiss 2014). Größere Anlagen müssen entweder mit einem großen Speicher ausgestattet werden, für den im Wohnungsbau oft kein Platz ist, oder die im Sommer bereitgestellte Wärme kann nicht vollständig genutzt werden. In Kombination mit Wärmenetzen könnte die Stillstandsproblematik für größere Anlagen umgangen werden. Das Wärmenetz selbst kann in gewissen Umfang als Speicher dienen und größere Wärmespeicher sind leichter in Wärmenetze integrierbar als in einzelne (Bestands-)Wohnbauten. Im Vergleich zu einer gebäudeindividuellen Auslegung können Solarthermie-Anlagen auf Wohngebäuden daher größer dimensioniert sein und ggf. effektiver genutzt werden. Die Möglichkeit zur Einspeisung in ein Wärmenetz ermöglicht außerdem, dass auch Dachflächen von Gebäuden, die selber keinen oder nur einen sehr geringen Warmwasserbedarf haben oder aufgrund ihrer Nutzungszeiten für Einzelanlagen ungünstig sind, für die solarthermische Nutzung in Frage kommen. Mögliche Standorte für größere Solarthermie-Anlagen, die in Wärmenetze einspeisen, sind Supermärkte, Turnhallen oder Schulen.

In dicht bebauten Stadtteilen, für die das LowEx-Mehrleiter-Wärmenetz zunächst konzeptioniert wird, stehen Freiflächen allenfalls in sehr geringer Anzahl für die Errichtung von Solaranlagen zur Verfügung. Das Flächenpotenzial in Städten konzentriert sich daher auf Dachflächen sowie gegebenenfalls Fassadenflächen. Installiert werden meist um 30-60° geneigte Auf-Dach-Anlagen mit einer Ausrichtung zwischen Osten und Westen. Möglich, aber derzeit nur selten eingesetzt, sind senkrecht installierte Solarthermiepaneele, z. B. in Lärmschutzwände oder Gebäudefassaden integriert, und transparente Solarthermiepaneele als Ersatz von Glasflächen. In Berlin lassen sich gut geeignete Dachflächen mit Hilfe des Solaratlas Berlin finden. Dieser identifiziert über 200.000 unbebaute und für Solarthermie geeignete Dächer. Das Solarthermiepotenzial in Berlin wird unter Berücksichtigung der vorhandenen Flächen sowie technisch-wirtschaftlichen und städtebaulichen Aspekten auf etwa 17 Mio. MWh Wärme geschätzt (Hirschl et al. 2011).

Der spezifische Wärmeertrag einer Anlage ist abhängig von der Art und Qualität des eingesetzten Kollektors, der Kollektorausrichtung (Azimut und Neigung), dem Temperaturniveau auf Abnahmeseite und den Wärmeverlusten des Solarthermie-Systems. In dieser Arbeit werden Flach- und Röhrenkollektoren betrachtet. Diese unterscheiden sich hinsichtlich der Kosten und Effizienz sowie der erreichbaren Arbeitstemperaturen (DSTTP o. A., 34). Zudem hängen die Erträge von der Qualität der Kollektoren ab. Simulationen zeigen, dass der Unterschied zwischen den schlechtesten und den besten Kollektoren erheblich ausfallen kann (z. B. Rädisch 2014). Den höchsten solaren Jahresenergieertrag hat eine nach Süden ausgerichtete Anlage mit einem Neigungswinkel von ca. 35°C. Flachere Winkel sind gut für einen hohen Solarertrag im Sommer, während steilere Winkel gut für einen hohen Solarertrag im Winter sind (Rädisch 2014). Bei Südausrichtung kann es im Sommer in der Mittagszeit dazu kommen, dass die Flüssigkeit im Kollektorfeld verdampft und der Kollektor stillsteht, bis sich das Kollektorfeld wieder abkühlt und die Flüssigkeit kondensiert. In Verbindung mit LowEx-Mehrleiterwärmenetzen als großem Wärmespeicher sollten solche Stagnationsprobleme weitestgehend vermieden werden können. In dieser Arbeit werden Anlagen mit einer Ausrichtung nach Süden bzw. nach Ost oder West (mit Ertragsverlust von 22 % für Vakuumröhrenkollektoren und 30 % für Flachkollektoren) untersucht (Neigungswinkel 30°C). Dabei wird für den

Standort Berlin bei Südausrichtung von Kollektorerträgen von rund 340 kWh/(m²*a) bei Flachkollektoren und von rund 460 kWh/(m“*a) bei Vakuumröhrenkollektoren ausgegangen. Der Jahreswärmeertrag hängt auch von der Temperatur ab. Für die Studie wird ein Temperaturniveau von 60°C angenommen (Brauchwassererwärmung). Wärmeverluste entstehen als Transportverluste vom Kollektor zum Speicher oder Wärmenetz und sind umso größer, je länger die Transportwege sind.

Für unterschiedliche Anwendungsfälle werden nachfolgend die Wärmegestehungskosten berechnet. Die Berechnung erfolgt für vier unterschiedliche Größenklassen:

– Kleine Anlagen zur Brauchwarmwassererwärmung für ein Einfamilienhaus. Die Anlagengröße wird hier auf 5 m² Flachkollektoren mit 250 L Wärmespeicher, beziehungsweise 4 m² Vakuumröhrenkollektor festgelegt (vgl. Viessmann Werke (Hrsg.) und solarcontact 2008).
– Die nächstgrößere Kategorie sind 50 m². Dies entspricht etwa der gesamten Dachfläche eines typischen Ein- und Zweifamilienhauses.
– Eine weitere Größenklasse bezieht sich auf eine Fläche von 300 m². Eine solche Anlage lässt sich auf einem größeren Mehrfamilienhaus oder einem Einkaufscenter realisieren. Vorstellbar sind auch Freiflächenanlagen in dieser Größenkategorie.
– Die letzte und größte Kategorie sind 1.800 m² als sehr große Anlage. In dieser Größe können Solarthermie-Anlagen auf großen Mehrfamilienhausarealen über mehrere Dächer verteilt, großen Nichtwohngebäuden oder großen Freiflächen realisiert werden.

Die Lebensdauer für Vakuumröhren-Kollektoren und Heizungs-Pufferspeicher wird nach VDI Richtlinie 2067 Blatt 1 mit 18 Jahren, die Lebensdauer für Flachkollektoren und Trinkwasserspeicher mit 20 Jahren angenommen. Bei den Berechnungen wurde wie bei den dezentralen Erzeugern von einem Zinssatz von 1,3 % und einer Preissteigerung von 2,3 % ausgegangen.

### 5.2.1 Wärmegestehungskosten Kleine Anlage (5 m²)

Bei den kleinen Anlagen wird von typischen Anlagengrößen zur Trinkwassererwärmung ausgegangen (vgl. Viessmann Werke (Hrsg.) und solarcontact 2008). Die Flachkollektorfläche beträgt 5 m² und die Vakuumröhrenkollektorfläche 4 m², jeweils kombiniert mit einem kleinen Speicher. Die Anlagen sind jeweils direkt nach Süden ausgerichtet und um 30° geneigt. Der tägliche Warmwasserbedarf (Solltemperatur 60°C) beträgt 160 L (typischer Wert für einen 3-4 Personenhaushalt). Damit beträgt der jährliche Energiebedarf für Warmwasser 3,27 MWh. Transportverluste ergeben sich aus 1 m Leitung außerhalb der Gebäudehülle und 8 m Leitung innerhalb der Gebäudehülle.

Aus einer Marktübersicht der Zeitschrift Sonne, Wind & Wärme wurden die Kosten für die Kollektoren ermittelt (Flachkollektoren: 150-450 €/m², Vakuumröhren: 400-700 €/m²[3]). Werte zu den Nebenkosten wurden aus dem Solaranlagen-Ratgeber übernommen. Sie liegen bei 20-35 Euro je laufendem Meter (Edelstahl) für die Rohre im Haus (Eigennutzung), bzw. von der Solarthermie-Anlage zum Wärmenetz, bei 700-1.000 Euro für die Pumpen, Regelung, Ausdehnungsgefäß, Monitoring/Wärmelogger und bei 500-1.000 Euro für die Montage (Personalkosten)[4]. Die Montagekosten

[3] http://www.energie-datenbank.eu [27.04.2016]

[4] http://www.solaranlage-ratgeber.de/solarthermie/solarthermie-wirtschaftlichkeit [27.4.2016]

werden in einer Höhe von 500 Euro angenommen. Aufgrund der Unterkonstruktion sind aufgeständerte Anlagen etwas teurer. Materialkosten für Flachdach-Montagesets betragen im Einzelhandel etwa 30-70 €/m²[5]. Laufende Kosten umfassen bei Solarthermie-Anlagen Stromkosten für die Umwälzpumpe und Regelung, Kosten für Wartung und Instandhaltung und gegebenenfalls Personalkosten, Versicherungskosten und Kosten für die Reinigung der Anlagen. Für kleine Solarthermie-Anlagen für Einfamilienhäuser gibt es viele Online-Ratgeber und Planungshilfen im Netz. Dort werden ca. 1,5 % der Investitionskosten oder pauschal 50-100 Euro für die laufenden Kosten veranschlagt.[6] Die jährlichen laufenden Kosten werden hier pauschal mit 60 Euro im Jahr angenommen.

**Tab. 5.2: Kosten für kleine Solarthermie-Anlagen zur Brauchwassererwärmung (5 m²)**

| Kollektortyp | Investitionskosten | Laufende Kosten |
|---|---|---|
| 5 m² Flachkollektor, auf Schrägdach | 2.575 € | 60 € |
| 5 m² Flachkollektor, aufgeständert | 2.875 € | |
| 4 m² Vakuumröhrenkollektor, auf Schrägdach | 3.400 € | |
| 4 m² Vakuumröhrenkollektor, aufgeständert | 3.640 € | |

Ohne Berücksichtigung von Speicherverlusten und der Investitionskosten für einen Pufferspeicher (ca. 1.500 Euro) liegen die Wärmegestehungskosten mit 15 bis 23 ct./kWh (s. Tab. 5.3) in der Regel über denen von anderen dezentralen Heizungsanlagen (siehe Kapitel 4). Dies sind jeweils mittlere Preise, je nach Ertrag und Investitionskosten können die Preise hiervon deutlich abweichen.

**Tab. 5.3: Wärmegestehungskosten für kleine Solarthermie-Anlagen (5 m²)**
Quelle: eigene Berechnungen, ohne Berücksichtigung von Speicherverlusten und Investitionskosten des Pufferspeichers

| | Flachkollektor | Röhrenkollektor |
|---|---|---|
| | ct./kWh | ct./kWh |
| Schrägdach, Süd | 15,5 | 19,6 |
| Schrägdach, West | 18,2 | 23,0 |
| Flachdach, Süd | 16,6 | 20,6 |

5 Siehe z. B.: http://volkssolaranlage.com/shop/Solarkollektoren/Aufstaenderung:::2_5.html und http://www.solardirekt24.de/unterkonstruktion-und-dach/flachdachmontageset-fur-2-eurotherm-solar-flat-2-5-kollektoren.html [27.4.2016]

6 Siehe z. B. http://www.solaranlage.eu/solarthermie/betrieb/kosten; http://www.solaranlage-ratgeber.de/solarthermie/solarthermie-wirtschaftlichkeit/solarthermie-betriebskosten [27.4.2016]

### 5.2.2 Wärmegestehungskosten Mittlere Anlage (50 m²)

Die Kollektorfläche von 50 m² ist im EFH-Bereich vermutlich nur bei wenigen, besonders günstigen Dachflächen realisierbar, insbesondere, wenn die Anlage nach Süden ausgerichtet sein soll. Die Investitionskosten werden aus der Auswertung der Evaluation des Marktanreizprogramms (MAP) für Auf-Dach-Anlagen aus dem Jahr 2013 übernommen. Als Transportverluste wurden 10 % der solaren Erträge angenommen. Für die Evaluation wurde eine Stichprobe genommen und hinsichtlich der spezifischen System-Nettokosten ausgewertet. Dabei zeigte sich einerseits ein Trend für eine Kostendegression mit steigender Kollektorfläche, andererseits aber auch eine extrem hohe Bandbreite an Investitionskosten unabhängig von der Kollektorfläche. Die Autor/innen der Studie schreiben dazu: „Ein Grund hierfür [die große Spannbreite] ist sicherlich die Verwendung verschiedener Komponenten (beispielweise Kollektoren mit und ohne kostenintensive Antireflexionsbeschichtung), unterschiedlicher Anlagenhydrauliken, etc. Allerdings ergibt sich teilweise auch bei identischen Solarpaketen großer Heizungsfirmen eine erhebliche Streuung: So variieren beispielsweise die spezifischen System-Nettoinvestitionskosten für 16 identische solarthermische Anlagen einer großen Heizungsfirma zwischen 470 und 1.340 €/m²“ (Stubile et al. 2015, A3-19). Zur Bestimmung der Investitionskosten wurde die Stichprobe für die vorliegende Arbeit in zwei Gruppen aufgeteilt: Anlagen zwischen 9 m² und 20 m² und Anlagen zwischen 21 m² und 100 m² (s. Tab. 5.4).

**Tab. 5.4: Mittelwert der Netto-Systemkosten für Solarthermie-Systeme <100 m²**
Quelle: Stubile et al. (2015): 183 Flachkollektor-, 56 Vakuumröhrenkollektor-Systeme
Erläuterung: aufgeführt ist der Mittelwert sowie in Klammern die Standardabweichung

| Kollektortyp | Anlagen 9-20 m² | Anlagen 21-100 m² |
|---|---|---|
| Flachkollektoren | 813 €/m² (217 €/m²) | 647 €/m² (192 €/m²) |
| Vakuumröhrenkollektoren | 917 €/m² (251 €/m²) | 604 €/m² (315 €/m²) |

Aus diesen Zahlen ergeben sich für die größeren Flachkollektoren um 20 % geringere Kosten als für die kleineren Anlagen. Bei den Vakuumröhrenkollektoren liegt der Unterschied bei 34 %. Im Mittel sind große Solarthermie-Anlagen mit Vakuumröhrenkollektoren günstiger als solche mit Flachkollektoren (bei kleinen Anlagen trifft das Gegenteil zu). Dabei ist jedoch die große Spannbreite, hier dargestellt durch die Standardabweichung, zu beachten. Für die Berechnung der mittleren Anlage (50 m²) belaufen sich die Investitionskosten im Mittel auf 647 €/m² für Flachkollektoren und 604 €/m² für Vakuumröhrenkollektoren. Damit ergeben sich die in Tab. 5.5 aufgeführten Kosten.

**Tab. 5.5: Kosten für mittlere Solarthermie-Anlagen zur Brauchwassererwärmung (50 m²)**

| Kollektortyp | Investitionskosten | Laufende Kosten |
|---|---|---|
| 50 m² Flachkollektor, auf Schrägdach | 32.350 € | 300 € |
| 50 m² Flachkollektor, aufgeständert | 36.100 € | |
| 50 m² Vakuumröhrenkollektor, auf Schrägdach | 30.200 € | |
| 50 m² Vakuumröhrenkollektor, aufgeständert | 33.950 € | |

Da Kosten aus der MAP-Evaluation teilweise Speicher beinhalten, liegen diese Kosten im Vergleich zu einer Anlage mit Anbindung an ein Wärmenetz vermutlich etwas höher. In Anlehnung an Ergebnisse des Solarthermie2000plus-Programms betragen die für die Aufständerung anfallenden Mehrkosten 60-90 €/m² (Mangold et al. 2012). Die jährlichen laufenden Kosten werden mit 300 Euro im Jahr angenommen. Die sich aus den Kosten ergebenden Wärmegestehungskosten liegen bei Flachkollektoren ohne Berücksichtigung eines Speichers im Bereich von 14 bis 18 ct./kWh und bei den Vakuumröhrenkollektoren bei rund 11 bis 14 ct./kWh (s. Tab. 5.6).

**Tab. 5.6: Wärmegestehungskosten für Solarthermie-Anlagen (50 m²)**
Quelle: Eigene Berechnung, gültig für eine Nutzung zur Brauchwassererwärmung

| | **Flachkollektor** | **Vakuumröhrenkollektor** |
|---|---|---|
| | ct./kWh | ct./kWh |
| Schrägdach, Süd | 14,0 | 10,8 |
| Schrägdach, West | 16,5 | 12,7 |
| Flachdach, Süd | 18,2 | 14,1 |

### 5.2.3 Wärmegestehungskosten Große Anlage (300 m²)

Standorte für die Anlagen mit einer Kollektorfläche von 300 m² können Dächer von Mehrfamilienhäusern oder Nichtwohngebäuden sein – oder auch Freiflächen. Die Transportverluste werden mit 10 % der solaren Erträge angenommen. Die Investitionskosten für Anlagen zwischen 100 m² und 1.000 m² variieren wie in der vorherigen Größenklasse stark. Zur Ermittlung der Kosten größerer solarthermischer Anlagen erfolgte eine Auswertung von Kostendaten von acht Beispielen aus der Literatur (ohne Betrachtung von Förderung). Es ergaben sich Kosten zwischen 422 und 803 €/m² für Systeme mit Flachkollektoren und 544-997 €/m² für Systeme mit Vakuumröhrenkollektor (nur zwei Beispielprojekte). Eine Studie zu solaren Wärmenetzen kommt anhand von Beispielrechnungen zu dem Ergebnis, dass die System-Investitionskosten von großen Solarthermie-Anlagen zwischen 236 €/m² und 670 €/m² Kollektorfläche liegen (SolnetBW 2015). Es zeigt sich wie bei der MAP-Evaluation eine große Spannbreite von Anlagenpreisen, wobei große Anlagen tendenziell geringere spezifische Investitionskosten aufweisen als kleine Anlagen. Darüber hinaus beeinflusst eine Reihe von weiteren Faktoren die Höhe der Kosten (SolnetBW 2015).

Für die Berechnung werden basierend auf der Kostenauswertung für Flachkollektoren Kosten von 550 €/m² angenommen. Dies gilt auch für die Vakuumröhrenkollektoren, da die MAP-Evaluation für Anlagen zwischen 20 und 100 m² nur geringe Kostendifferenzen zwischen den Kollektortypen aufzeigt. Aus dem Solarthermie2000plus Programm ging hervor, dass die Mehrkosten durch Aufständerung für große Solarthermie-Anlagen in der Regel 60-90 Euro betrugen (Mangold et al. 2012). In diesem Segment werden die Mehrkosten mit 75 €/m² angenommen. Für Freiflächen-Anlagen werden keine Mehrkostenaufschläge auf Grund der Aufständerung angenommen, da die günstigere Planung und Montage in der Freifläche diese ausgleichen.

In der Programmbegleitung Solarthermie2000Plus von 2012 wurden die Betreiber von großen solarthermischen Anlagen mit Langzeitwärmespeichern zu deren Betriebskosten befragt. Obwohl in keinem Projekt diese Kosten separat erfasst wurden, gaben die Betreiber an, die Betriebs- und Instandhaltungskosten entsprächen denen konventioneller Nahwärmeanlagen. Der Bericht spricht

sich deshalb dafür aus, den langbewährten Ansatz der Kostenabschätzung nach VDI 2067 fortzuführen. Damit werden Betriebs- und Instandhaltungskosten großer solarthermischer Kollektorfelder einschließlich Solarnetz auf jeweils 0,5 % der Investitionskosten geschätzt (Mangold et al. 2012). Deshalb werden die laufenden Kosten mit 0,5 % der Investitionskosten angenommen. Mit diesen Annahmen ergeben sich die in Tab. 5.7 aufgeführten Kosten.

**Tab. 5.7: Kosten für große Solarthermie-Anlagen zur Brauchwassererwärmung (300 m²)**

| Kollektortyp | Investitionskosten | Laufende Kosten |
|---|---|---|
| 300 m² Kollektorfläche, auf Schrägdach | 165.000 € | 825 € |
| 300 m² Kollektorfläche, aufgeständert | 187.500 € | 938 € |
| 300 m² Kollektorfläche, frei | 165.000 € | 825 € |

Bei den größeren Anlagen liegen die Wärmegestehungskosten von Flachkollektoren bei 11 bis 14 ct./kWh; bei den Vakuumröhrenkollektoren sind es 9 bis 11 ct./kWh (s. Tab. 5.8). Die Kosten liegen somit unterhalb der Kosten kleinerer Solarthermie-Anlagen.

**Tab. 5.8: Wärmegestehungskosten für große Solarthermie-Anlagen (300 m²)**
Quelle: Eigene Berechnung, gültig für eine Nutzung zur Brauchwassererwärmung ohne Speicher

| | Flachkollektor | Vakuumröhrenkollektor |
|---|---|---|
| | ct./kWh | ct./kWh |
| Schrägdach, Süd | 11,5 | 9,3 |
| Schrägdach, West | 13,5 | 11,0 |
| Flachdach, Süd | 13,0 | 10,6 |
| Freifläche, Süd | 11,5 | 9,3 |

### 5.2.4 Wärmegestehungskosten Sehr große Anlage (1.800 m²)

Als sehr große Anlage wird eine Anlage mit 1.800 m² Kollektorfläche betrachtet. Hierbei kann es sich um eine Anlage auf großen Dachflächen oder auf einer Freifläche handeln. Beispielprojekte mit Kollektorfeldern von über 1.000 m² haben spezifische Kosten (inklusive Speicher) von gut 500 €/m². Nach SolnetBW (2015) liegen die Kosten teilweise sogar bei unter 300 €/m². Im Experteninterview mit einem Planer großer Solarthermie-Anlagen ergab sich, dass Freiflächen-Anlagen mit mehr als 1.000 m² Vakuumröhren für weniger als 500 €/m² realisiert werden können (Willige 2015). Für die Berechnungen werden Kosten in Höhe von 450 €/m² angenommen. Es wird angenommen, dass Flach- und Vakuumröhrenkollektoren gleiche Kosten aufweisen, die Aufständerung zusätzlich 75 €/m² kostet und die laufenden Kosten 0,5 % der Investitionskosten betragen. Mit diesen Annahmen ergeben sich die in Tab. 5.9 aufgeführten Kosten.

**Tab. 5.9: Kosten für sehr große Solarthermie-Anlagen**

| Kollektortyp | Investitionskosten | Laufende Kosten |
|---|---|---|
| 1.800 m² Kollektorfläche, frei | 810.000 € | 4.050 € |
| 1.800 m² Kollektorfläche, auf Schrägdach | 810.000 € | 4.050 € |
| 1.800 m² Kollektorfläche, aufgeständert | 945.000 € | 4.725 € |

Die Wärmegestehungskosten liegen nach diesen Berechnungen bei rund 9 bis 11 ct./kWh bei den Flachkollektoren und 7 bis 9 ct./kWh bei den Vakuumröhrenkollektoren (s. Tab. 5.10).

**Tab. 5.10: Wärmegestehungskosten für sehr große Solarthermie-Anlagen**

| | Flachkollektor | Vakuumröhrenkollektor |
|---|---|---|
| | ct./kWh | ct./kWh |
| Schrägdach, Süd | 9,4 | 7,6 |
| Schrägdach, West | 11,0 | 9,0 |
| Flachdach, Süd | 10,9 | 8,9 |
| Freifläche, Süd | 9,4 | 7,6 |

### 5.2.5 Sensitivitätsanalysen

Bei Solarthermie-Anlagen gibt es eine Reihe von Rahmenbedingungen, die sich auf die Wärmegestehungskosten auswirken. Im Rahmen der Analysen wurden die Auswirkungen der derzeitigen Förderbedingungen sowie unterschiedliche Kalkulationszinssätze auf die Wärmegestehungskosten berücksichtigt. Konkret wurde die Wirkung der aktuellen MAP-Förderung sowie die KfW-Förderung im Rahmen des Programms Erneuerbare Energien – Premium untersucht (hier der Tilgungszuschuss). Das KfW-Programm kann nicht von Privatpersonen, sondern nur von Kommunen, Unternehmen etc. in Anspruch genommen werden. Die kleinen Anlagen sind in beiden Programmen nicht förderfähig. Für die mittleren bis sehr großen Solarthermie-Anlagen bieten die Förderprogramme Zuschüsse in erheblicher Höhe.

Die Wärmegestehungskosten sinken im Fall einer MAP-Förderung auf bis zu rund 6 ct./kWh bei den sehr großen Anlagen, auf bis zu 7 ct/kWh bei den großen und auf bis zu 9 ct/kWh bei den mittleren Anlagen. Die Förderung durch das Programm EE-Premium ist noch höher als bei der MAP-Förderung. Hier werden bei den sehr großen Anlagen sogar Wärmegestehungskosten im Bereich von 5 ct/kWh erreicht. Aufgrund der großen Bedeutung der Investitionskosten werden die Wärmegestehungskosten von Solarthermie-Anlagen durch Veränderungen des Kalkulationszinssatzes vergleichsweise stark beeinflusst. Die derzeit niedrigen Zinssätze tragen dazu bei, dass die Solarthermie derzeit vergleichsweise niedrige Wärmegestehungskosten erreicht.

## 5.3 Nicht-industrielle Abwärme und Abwasserwärme

Bisher wird vor allem industrielle Abwärme in Wärmenetze eingespeist. Im Jahr 2014 betrug die Wärmeeinspeisung aus Abwärme 4,0 PJ; dies entspricht 2 % der gesamten Wärmenetzeinspeisung (AGFW 2015, 10). Auf Grund fehlender Erhebungen und Messungen kann das gesamte Abwärmepotenzial in Deutschland nicht genau beziffert werden. Pehnt et al. (2010) schätzen in Anlehnung an eine Studie zum Abwärmepotenzial in Norwegen (Sollesnes und Helgerud 2009) das Abwärmepotenzial in Deutschland auf mindestens 476 PJ. Ausgehend von dieser Abschätzung läge das genutzte Potenzial bei unter 1 %. Industrielle Abwärme fällt beispielsweise bei der Produktion von Eisen und Stahl an, in der Zement- und Glasindustrie, in Walzwerken und bei der Papierherstellung (Brandstätter 2008; Hirzel et al. 2013). Industrielle Abwärme kann aufgrund des häufig hohen Temperaturniveaus und der großen Wärmemenge gut in klassische Wärmenetze integriert werden. Da es sich deshalb nicht um (neu) erschließbare Wärmequellen durch das LowEx-Mehrleiternetz handelt, wird industrielle Abwärme in dieser Studie nicht weiter berücksichtigt.

Neben industrieller Abwärme gibt es eine Reihe von weiteren Abwärmequellen, die bisher aufgrund der niedrigen Temperaturniveaus und der geringeren Wärmemengen nicht oder nicht vollständig erschlossen sind. Es handelt sich hierbei um Abwärme aus kleineren Betrieben („betriebliche Abwärme“), aus Abwasser, aus Kühlung sowie Raumluft. In der Regel lässt sich die anfallende Abwärmemenge gut prognostizieren. Sie ist jedoch meist nicht steuerbar, sondern abhängig von dem Prozess, bei dem sie entsteht. Langfristig können sich Änderungen in der Wärmemenge ergeben, z. B. weil die Produktion umgestellt wird oder der Abwasserkanal eine neue Zuleitung erhält – oder weil Energieeffizienzmaßnahmen ergriffen werden. Aus Klimaschutzgründen sollte die Bezahlung von überschüssiger Abwärme keinen Anreiz bieten, mehr Abwärme als notwendig zu generieren. An erster Stelle sollte die Reduktion des Energieverbrauchs (z. B. durch den Einsatz effizienterer Geräte) sowie gegebenenfalls der Einsatz der Abwärme vor Ort stehen. Allerdings kann die Bündelung von Abwärme auch kosten- oder energieeffizienter sein. Bei der Nutzung von Abwasserwärme in einer EFH-Siedlung kann die Abwasserwärme beispielsweise effizienter in einem Sammelrohr der Kanalisation gehoben werden als über viele kleine Abwärmeanlagen in jedem einzelnen Haus.

Es gibt eine Vielzahl von Einsatzmöglichkeiten für betriebliche Abwärme (vgl. LfU 2012; Saena 2012). In der vorliegenden Studie werden nicht-industrielle Abwärmequellen untersucht, die auch in einem Wohngebiet/Mischwohngebiet anzutreffen sind und bei denen die Abwärme nicht (vollständig) im Betrieb selbst genutzt werden kann. Unter dieser Voraussetzung erscheinen insbesondere Bäckereien, Serverräume und Kühlanlagen beispielsweise in Supermärkten geeignete Abwärmequellen zu sein. Bei den beiden letzteren entsteht Abwärme durch Kühlung. Andere Betriebe wie Wäschereien, Flaschenspülanlagen oder Waschstraßen können über Wärmerückgewinnung dem warmen Abwasser Wärme für den eigenen Bedarf entziehen, sodass lauwarmes bis kaltes Abwasser in die Kanalisation geleitet wird. Abwasser kann ebenfalls als Wärmequelle dienen.

Zu den Kosten von Wärme aus Abwärme liegen bisher nur wenige Informationen vor. Deshalb mussten in dieser Arbeit viele Kostendaten anhand von einzelnen Praxisbeispielen ergänzt durch Annahmen und Abschätzungen ermittelt werden. Bei den nachfolgenden Berechnungen handelt es sich deshalb nur um sehr grobe, beispielhafte Abschätzungen. Berechnet werden jeweils Wärmegestehungskosten wiederum mittels Annuitäten-Rechnung (Standard: Zinssatz 1,3 %, Preissteigerung der laufenden Kosten 2,3 %).

### 5.3.1 Abwärme aus Bäckereien

Backöfen haben in Bäckereien (Backstube) einen hohen Anteil des Gesamtenergieverbrauchs. Schulz und Redeker (2014) geben an, dass nur 36 % davon Nutzenergie sind, 22 % entweichen als Schwaden- und 20 % als Abgasverluste. Abgasverluste fallen während des Backvorgangs auf hohem Temperaturniveau aber mit geringem Energiegehalt an. Schwaden sind überschüssiger Wasserdampf aus der Beschwadung und aus dem Teig ausgetriebenes Wasser. Sie haben ein geringeres Temperaturniveau aber einen hohen Energiegehalt. Müller (2013) beschreibt zwei Systeme zur Abwärmerückgewinnung aus Backöfen: Einerseits die gemeinsame Führung von Schwaden und Abgasen über einen Wärmetauscher mit einer Wärmerückgewinnungsrate von 31 %, andererseits die getrennte Ableitung von Rauchgas und Schwaden mit einer Wärmerückgewinnungsrate von 24 bzw. 20 %. Insgesamt übersteigt das Abwärmepotenzial von Bäckereien in der Regel das Nutzungspotenzial, sodass die Abgabe in Wärmenetze sinnvoll ist (Schulz und Redeker 2014). Insbesondere im Sommer ist die Abwärmemenge größer als die Nachfrage, Anlagen zur Wärmerückgewinnung werden häufig nur auf den Sommerbedarf ausgelegt (LfU 2012).

Beispielhaft für Bäckereien in Wohngebieten werden in der vorliegenden Studie die Möglichkeiten zur Abwärmenutzung für eine kleine Backstube dargestellt. Es wird eine Backstube mit hohem Energieverbrauch untersucht. Angenommen wird ein Mehlverbrauch von 150 Tonnen Mehl im Jahr (Feinbackanteil 25 %) und ein Energieverbrauch von 4 kWh/kg (vgl. LfU 2003). Es werden zwei Varianten untersucht: Entweder werden neue energieeffizientere Backöfen angeschafft die zur Abwärmenutzung geeignet sind oder die bisherigen Backöfen werden zur Abwärmenutzung umgerüstet. Die bisherigen Backöfen haben einen Anteil von 50 % am Gesamtenergieverbrauch, also 300 MWh/a. Die Lebensdauer von Backöfen wird in Schulz und Redeker (2014) mit einer weiten Spannbreite von 10-20 Jahren angegeben. Nachfolgend wird basierend auf Daten unterschiedlicher Studien und Leitfäden eine grobe Abschätzung zu den Wärmegestehungskosten gemacht.

Variante 1 „Anschaffung neuer Backöfen / getrennte Abgas- und Schwadenführung“: Die neuen Backöfen sind 25 % sparsamer und mit getrennter Führung von Schwaden und Abgasen versehen. Die Abgaswärme wird während des Backens zur Vorerwärmung des Thermoöls genutzt, wodurch 4,8 % Brennstoff eingespart werden können. Die Abwärme aus Schwaden kann an ein Wärmenetz gegeben werden. Durch die separate Führung können 20 % der Schwadenverluste (4,4 % der Gesamtenergie) als Abwärme genutzt werden. Die Einsparungen setzen sich wie folgt zusammen: Abgaswärmenutzung im Ofen 10,8 MWh/a und Schwaden-Wärmenutzung 9,9 MWh/a. Die Investitionskosten für die Abwärmenutzung orientieren sich an LfU (2003), wobei in den Praxisbeispielen nicht ersichtlich ist, welche Investitionen jeweils berücksichtigt wurden. Bei verschmutzter Abluft (Abgas, Schwaden) liegen nach LfU (2008) die Wartungs- und Instandhaltungskosten bei 2 bis 3 % der Installationskosten. Es wird von zusätzlichen Investitionskosten von 15.000 Euro und laufenden Kosten von 450 Euro pro Jahr ausgegangen. Für den Bäckereibesitzer kommen als weitere Investitionskosten die neuen Öfen hinzu. Den Kosten stehen jährliche Einsparungen von 10,8 MWh (Abgaswärmenutzung) und eine Abwärmeeinspeisung ins Netz von 9,9 MWh gegenüber. Mit der Annuitätenmethode berechnet sich ein Wärmepreis für die ans Wärmenetz bereitgestellte Energie von 14,3 ct./kWh, wenn die Mehrkosten für die Abwärmenutzung komplett auf die abgegebene Wärme angerechnet werden. Werden die Kosten auf die gesamte Abwärmemenge umgelegt, ergibt sich ein Wärmepreis von 6,8 ct./kWh.

Variante 2 „Nachrüstung der alten Backöfen / keine getrennte Nutzung“: Alternativ könnten die alten Backöfen umgerüstet werden, sodass sich die Abgaswärme nutzen lässt. Aufgrund der hohen

Investitionskosten wird hierbei nicht von einer getrennten Schwaden-Abwärmenutzung ausgegangen. Dadurch können 40 % der Abgasverluste (8 % der Gesamtenergie) bzw. 24 MWh/a in nutzbare Wärme umgewandelt werden. Dabei bietet sich zunächst die Nutzung der Abgaswärme innerhalb des Backprozesses oder für die betriebsinterne Nutzung an. Die spezifischen Kosten für die Nachrüstung mit einem Schwaden-Wärmetauscher betragen 450 €/kW. Damit betragen die Investitionskosten bei 8 kW 3.360 Euro. Die laufenden Kosten betragen 3 % der Investitionskosten. Ausgehend von einer restlichen Lebensdauer der alten Öfen von sieben Jahren lässt sich ein Wärmepreis für die bereitgestellte Energie von 2,6 ct./kWh berechnen. Die nutzbare Wärmemenge ist in diesem Beispiel zwar deutlich geringer, aufgrund der sehr viel geringeren Investitionskosten sind es aber auch die Wärmegestehungskosten. Zu berücksichtigen sind bei beiden Beispielen die hohen Unsicherheiten im Hinblick auf die vorhandenen Kostendaten.

### 5.3.2 Abwärme aus Kühl- und Gefriergeräten

Kühlung macht 40 bis 60 % des Gesamtenergiebedarfs in Supermärkten aus (LfU 2006). Da im Vergleich zu privaten Haushalten in Supermärkten oder gekühlten Lagerhallen gebündelt Abwärme durch Kühlung entsteht, kann diese zum Heizen genutzt werden. So werden in Kälteanlagen hinter dem Verdichter Temperaturen von über 80°C erreicht, die zur Vorerwärmung von Brauchwasser auf ca. 35°C oder für Niedertemperaturheizungen genutzt werden können (LfU 2006). Eine wirtschaftliche Abwärmenutzung ist nur möglich, wenn keine steckerfertigen Kühlgeräte verwendet werden, die die Abwärme unkontrolliert an die Umgebungsluft abgeben, sondern eine Verbundanlage existiert. Wichtig ist außerdem die gesicherte Abnahme der Wärme (LfU 2006). Gerade im Sommer besteht im Lebensmitteleinzelhandel kaum eigener Bedarf für die Abwärme. Die Abwärme ist außerdem während der Betriebszeiten größer als außerhalb, da außerhalb der Betriebszeiten Kühlmöbel abgedeckt sind und Kühlräume geschlossen bleiben.

Zur Abschätzung der Wärmegestehungskosten von Kältemaschinen im Lebensmitteleinzelhandel erfolgt zum einen eine Berechnung auf Basis von Energiekennwerten und Einzelkostendaten. Zum anderen erfolgt eine Rückrechnung der Wärmegestehungskosten auf Basis eines Kostenbeispiels in einem Leitfaden des LfU (2008). Zur Nutzung der Abwärme aus den Kältemaschinen müssen Kühlmöbel mit Leitungen verbunden werden. Für Kühlschränke (in gewerblichen Küchen) gilt nach VDI 2052:2006-04 zitiert nach Schramek (2013), dass diese 700 Watt Wärme je eingesetztem elektrischen Kilowatt abgeben. Die Kühlschränke laufen durchgehend, ihr Kompressor schaltet sich alle zwei Stunden für 15 Minuten ein. Damit ergibt sich eine Laufzeit von 1.460 Stunden und eine elektrische Leistung von 8,6 kW. 6 kW davon werden vom Kühlschrank als nutzbare Abwärme abgegeben. Über das Jahr fällt somit 8,75 MWh Abwärme an. Nach Schmitz et al. (2012) liegen die Kosten für die Abwärmenutzung (Wärmetauscher) bei 90 bis 560 €/kW je nach Größe der Anlage. Nach LfU (2008) fallen jährlich 1,5 bis 2,5 % der Installationskosten für Wartung und Instandhaltung an. Hieraus ergeben sich inklusive der Kosten für die Leitungen Investitionskosten in Höhe von rund 6.000 Euro und laufende Kosten in Höhe von rund 150 Euro. Bei einer Wärmemenge von 7,4 MWh/a betragen die Wärmegestehungskosten 8,3 ct./kWh.

Nach LfU (2006) lohnt sich eine Abwärmenutzung im Betrieb innerhalb von fünf bis acht Jahren. Bei einer Filiale mit 700 m² Verkaufsfläche und einem Warmwasserbedarf von 350 l am Tag an 300 Betriebstagen können durch die Abwärmenutzung 810 Euro Energiekosten pro Jahr eingespart werden, die sonst für die elektrische Warmwasserbereitung anfallen würden. Die notwendigen Investitionskosten betragen dafür 4.300 Euro. Die Investition rechnet sich nach weniger als 5,5 Jahren (LfU 2006). Ausgehend von einem Strompreis von 19 ct./kWh (im Jahr 2005) kann die eingesparte Energie pro Jahr auf rund 4.300 kWh abgeschätzt werden. Auf Basis dieser Annahme

und ausgehend von einer Lebensdauer von 15 Jahren liegen die Wärmegestehungskosten für die Abwärme bei 10,3 ct./kWh. Bei einer Einspeisung in ein Wärmenetz liegen die Wärmegestehungskosten vermutlich etwas darunter, da die Abwärme vollständig genutzt werden kann. Außerdem sinken die Gestehungskosten mit der Anzahl der Kälteerzeuger in der Filiale.

Basierend auf diesen Abschätzungen wird davon ausgegangen, dass die Wärmegestehungskosten aus der Kühlung im Lebensmitteleinzelhandel bei rund 8 bis 10 ct./kWh liegen.

### 5.3.3 Abwärme aus der Kühlung von Serverräumen

Eine weitere Abwärmequelle stellt die Kühlung von Serverräumen dar. Es gibt die Möglichkeit einzelne Serverschränke in Wohnhäusern aufzustellen, sodass die entstehende Wärme den vorhandenen Wärmebedarf deckt (Roth 2015). Üblicher ist es aber, Serverräume in Firmen oder Rechenzentren aktiv zu kühlen. Dann kann die von den Kälteanlagen erzeugte Abwärme genutzt werden oder es könnten kalte Leitungen des LowEx-Netzes direkt zur Kühlung von Serverräumen genutzt werden. Dabei muss aber eine konstant niedrige Temperatur gewährleistet sein. Eine weitere Möglichkeit ist es, mittels Wärmepumpe die Serverabwärme zu verwenden. Die folgenden Beispiele veranschaulichen mehrere Varianten zur Abwärmenutzung bei der Kühlung von Serverräumen:

- Rechenzentrum in Garching: Strombetriebene Kompressions-Kältemaschinen geben Wärme mit einem Temperaturniveau von 65°C ab. Angetrieben durch diese Abwärme transportieren Adsorptions-Kältemaschinen weitere Wärme vom Rechenzentrum ab (Jeßberger 2013).
- Brechtle GmbH (Solingen): Geothermische Wasserkühlung im Serverraum; Side Cooler an den Wänden werden mit 14°C kaltem Wasser gespeist. Das Wasser nimmt Wärme aus dem Serverraum ab und erwärmt sich bis auf 19°C (Fichter et al. 2008).
- Firma Host Europe (Köln): Nutzung der Abwärme mehrerer tausend Server im Winter mittels Wärmepumpe zur Beheizung der Bürofläche; Bereitstellung von bis zu 75 kW Heizleistung (Fichter et al. 2008).

Eine Abschätzung der Wärmegestehungskosten bei der Nutzung von Abwärme aus Serverräumen kann wegen fehlender Kostendaten nicht erfolgen.

### 5.3.4 Abwärme aus der kontrollierten Lüftung von Räumen

Die warme Abluft aus Gebäuden kann – wenn eine kontrollierte Lüftung erfolgt – als Wärmequelle verwendet werden. Im Winter wird diese häufig mittels Wärmerückgewinnung zum Heizen und für Brauchwassererwärmung genutzt. Im Sommer und in den Übergangszeiten kann häufig nicht alle Abwärme integriert werden. An Produktionsorten, an denen Maschinen genutzt werden, kann sogar das ganze Jahr über Bedarf an der Abführung von überschüssiger Raumluft-Wärme bestehen (s. Kapitel 5.3.3 Serverraum-Kühlung). Das Temperaturniveau der warmen Abluft liegt bei „Zimmertemperatur“, also ca. 20 bis 25°C. Da die verbrauchte Raumluft feucht ist (aus dem Atem von Menschen, Ausdünstungen von Topfpflanzen etc.), enthält sie zusätzlich noch Energie in Form von Wasserdampf. Möglich ist die Nutzung in Kombination mit einer Abluft-Wärmepumpe. Vielversprechend erscheint vor allem die Nutzung von Abluft aus größeren Gebäuden und Serverräumen. Bisher verfügen in Deutschland vor allem Nicht-Wohngebäude über eine kontrollierte Lüftung. In Folge der höheren Luftdichtheit von energetisch hochwertigen Gebäuden gewinnt jedoch zunehmend auch die kontrollierte Lüftung von Wohngebäuden an Bedeutung.

Abwärme aus Abluft kann mittels Luft-Wasser-Wärmetauscher gewonnen werden (LfU 2008). Als Investitionskosten schätzt das LfU (2008) Werte zwischen 80 und 315 €/kW Abwärme. Als Betriebskosten gibt LfU (2008) als Anhaltspunkte 1,5 bis 2,5 % der Installationskosten für Wartung und Instandhaltung und 1 bis 1,5 % für Verwaltung und Versicherungen, Strom für den Ventilator und Personalkosten an. Es erfolgt eine Abschätzung der Kosten für drei Anwendungsbeispiele: eine Kindertagesstätte (KiTa), ein Bürogebäude und ein Mehrfamilienhaus, wobei davon ausgegangen wird, dass diese bereits eine Lüftungsanlage im Gebäude haben. Die Investitionskosten wurden basierend auf der abgeschätzten Wärmeleistung[7] und den Kosten von 200 €/kW nach ALLPLAN (2008) berechnet. Basierend auf den Gebäudedaten ergeben sich folgende innere Lasten im Sommerhalbjahr: KiTa: 17 MWh; Büro: 28 MWh; Mehrfamilienhaus: 32 MWh. Des Weiteren werden folgende Annahmen getroffen: Lebensdauer der Wärmetauscher 20 Jahre; laufende Kosten von 2,5 % der Investitionskosten, Wirkungsgrad 35 %. Damit ergeben sich Wärmegestehungskosten im Bereich von rund 3-4 ct/kWh (siehe Tab. 5.11).

**Tab. 5.11: Wärmegestehungskosten für Abwärme aus Raumluft**

| | **Investitionskosten** | **Energiebereitstellung** | **Wärmegestehungskosten** |
|---|---|---|---|
| | Euro | MWh/a | ct./kWh |
| KiTa | 2.700 | 6,0 | 4,0 |
| Büro | 3.960 | 9,8 | 3,6 |
| Mehrfamilienhaus | 3.800 | 11,6 | 2,9 |

In Gebäuden ohne Lüftungsanlage sind die Investitionskosten deutlich höher. Nach BKI (2010) kosten Lüftungsanlagen (Volumenstrom 75-250 m³/h) mit Wärmerückgewinnung inkl. Zubehör zwischen 7.960 Euro bis 10.900 Euro. Noch teurer wird die Anlage mit einer zusätzlichen Wärmepumpe: Lüftungsanlagen mit Luft-Wasser-Wärmepumpe (80-230 m³/h) (20.100 bis 31.170 Euro).

### 5.3.5 Abwärme aus Abwasser

Eine Nutzung der Abwasserwärme ist entweder im Abwasserkanal oder direkt dort, wo das Abwasser anfällt, möglich (Genske et al. 2009). Im Vergleich zur Nutzung von Grundwasser hat Abwasser den Vorteil, dass aufgrund des eingeleiteten warmen Wassers das Wärmeniveau auch im Winter eine effiziente Wärmepumpennutzung erlaubt. Das Temperaturniveau des Kanalabwassers liegt bei ca. 12°C bis 15°C. Hamann (2012) beziffert das (theoretische) Abwasserwärmepotenzial deutschlandweit bei einer Abkühlung des Abwassers um 2°C auf 21,8 TWh/a.

Zur Nutzung der Wärme können im Kanalrohr Wärmetauscher installiert werden. Die Wärmetauscher ermöglichen den Übergang der Wärme von Schmutzwasser auf sauberes Wasser. Ein Großprojekt aus Norwegen zeigt, dass Abwasser auch vor Ort gefiltert und direkt mit der Wärmepumpe

[7] Wärmeleistung KiTa (500 m²): 3,12 kW + Küche/Büro: 3,5 kW interne Lasten + 10 kW sommerliche Höchstlasten; Wärmeleistung Büro (800 m², 6 W/m²): 4,8 kW +15 kW sommerliche Höchstlasten; Mehrfamilienhaus (800 m², ca. 10 Wohnungen, 5 W/m²): 4 kW +15 kW sommerliche Höchstlasten

verbunden werden kann. Dasselbe Prinzip wurde 2010 auch beim Neubau des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) in Berlin angewandt (Biesalski 2012).

In Hamann (2012) wird auf Grundlagen einer Internetrecherche und einer Befragung von über 30 Kanalnetzbetreibern, Stadt- und Entwässerungsbetrieben, Abwasserverbänden und weiterer Akteure ein ausführlicher Überblick über die technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Grundlagen der Abwasserwärmesituation und ihre Verbreitung in Deutschland und Europa gegeben. Bei fast der Hälfte der Anlagen lag die jährlich bereitgestellte Wärmeenergie bei bis zu 300 MWh/a. Die größte Anlage stellte 2.800 MWh/a bereit. Die Investitions- und Wärmegestehungskosten unterschiedlicher Beispielprojekte zur Nutzung von Abwärme aus der Kanalisation unterscheiden sich je nach Abwärmekonzept und Ort erheblich. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass die Kosten häufig nicht nur die Abwärmenutzung, sondern das gesamte Beheizungssystem eines Gebäudes oder Quartiers beinhalten. So lagen die spezifischen Kosten unterschiedlicher Beispielanlagen zwischen 20 und 110 €/m² beheizter Fläche. In Hamann ((2012) wird eine Gleichung für den Zusammenhang zwischen Investitionskosten und jährlich bereitgestellter Energie aufgestellt:

$$IE = 19{,}84 * E^{0{,}718}$$

Mit IE – energiespezifischen Investitionskosten in €/(kWh*a), E – jährlichem Energieertrag in kWh/a

Für die vorliegende Studie wurden basierend auf dieser Formel die energiespezifischen Investitionskosten von Anlagen mit jährlichen Energieerträgen zwischen 240 und 1.560 MWh berechnet. Inklusive der Betriebskosten ergeben sich spezifische Kosten in Höhe von rund 3,1 bis 5,3 ct./kWh, wobei die Gestehungskosten mit steigender bereitgestellter Energiemenge sinken. Inklusive der verbrauchsgebundenen Kosten für den Wärmepumpenstrom ergeben sich je nach Größe und Konzept Wärmegestehungskosten von rund 7 bis 9 ct/kWh (bei verbrauchsgebundenen Kosten von 3,9 ct/kWh ausgehend von einer JAZ von 5). Aufgrund der geringen Datenverfügbarkeit sind diese Daten mit großen Unsicherheiten behaftet.

### 5.3.6 Berücksichtigung von Fördermitteln

Um den Einfluss der Förderung auf die Wärmegestehungskosten abzubilden, wurden unterschiedliche Förderprogramme herangezogen. Für die Abwärmenutzung aus Bäckerei und Supermarkt wurde das KfW-Energieeffizienzprogramm – Abwärme (294) berücksichtigt, bei der Abluftnutzung (KiTa und Büro) das Programm Energieeffizient Bauen und Sanieren für Nichtwohngebäude. Bei der Abwasserwärme wurde beispielhaft das Förderprogramm Klimaschutz Plus in Baden-Württemberg berücksichtigt (Müller 2015). Aufgrund der sehr hohen Zuschüsse wirken sich vor allem die Programme zur Abwärmenutzung stark auf die Wärmegestehungskosten aus (s. Tab. 5.12).

**Tab. 5.12: Wärmegestehungskosten für Abwärme mit und ohne Förderung**

| | **Mit Förderung** | **Ohne Förderung** |
|---|---|---|
| | ct./kWh | ct./kWh |
| Backstube – neue Öfen | 4,2 | 6,8 |
| Backstube – Umrüstung Öfen | 2,3 | 2,6 |
| Supermarkt klein | 7,4 | 10,3 |

| | Mit Förderung | Ohne Förderung |
|---|---|---|
| | ct./kWh | ct./kWh |
| Supermarkt groß | 6,6 | 9,3 |
| Abluft Kita | 3,9 | 4,0 |
| Abluft Büro | 3,4 | 3,6 |
| Abluft MFH | 2,9 | 2,9 |
| Abwasser-Wärme 240 MWh/a | 8,3 | 9,2 |
| Abwasser-Wärme 1560 MWh/a | 6,3 | 7,0 |

## 5.4 Sektorkopplung durch Strom-Prosumer

Strom-Prosumer erzeugen einen Teil des verbrauchten Stroms, unter anderem zur Wärmeerzeugung, mit Photovoltaikanlagen (PV) oder Mini-BHKW selber. Am Beispiel von EFH wird in diesem Kapitel dargestellt, welche Wärmegestehungskosten bei Strom-Prosumern bei einer Einspeisung von zusätzlich mit dem selbst erzeugten Strom bereitgestellter Wärme entstehen würden.

Zur Abschätzung der möglichen Wärmemengen, die ins LowEx-Mehrleiternetz eingespeist werden können, wurden die verschiedenen Gebäudetypen und Technologien mittels des IÖW-Prosumer-Modells[8] simuliert. Dabei wurden bei den Gebäudetypen nur die Einfamilienhäuser berücksichtigt, da zum einen in Mehrfamilienhäusern und Nichtwohngebäuden die Eigentümer/innen der Erzeugungsanlage und die Wärmeabnehmer nicht identisch sind und zum anderen bei großem Wärmeverbrauch deutlich geringere Stillstandzeiten der Wärmeerzeuger zu erwarten sind. Bei den Technologien wurde auf jene fokussiert, die eine Sektorkopplung ermöglichen. Daher wurden zum einen Power-To-Heat Lösungen untersucht. Dies sind hier elektrische Wärmepumpen (Luft-Luft und Sole-Wasser) mit und ohne Kombination mit einer PV-Anlage sowie ein elektrischer Heizstab in Verbindung mit einer PV-Anlage. Daneben wurden KWK-Anlagen zur kombinierten Strom-Wärme-Erzeugung in einer strom- und einer wärmegeführten Betriebsweise untersucht. Die Dimensionierung der Technologien und der gesamte Wärmeverbrauch sowie die Haustypen wurde im Modell an die vorab vorgesellten Strukturen angepasst (vgl. Abschnitt 4.1). Bei der Simulation ist sowohl die Strom- als auch die Wärmeseite minutengenau aufgelöst, um insbesondere auch die kurzfristigen Lastspitzen beim Warmwasser- oder Stromverbrauch abzubilden.

Zur Simulation der Wärmeeinspeisung ins LowEx-Mehrleiternetz wurde die wärmeseitige Modellierung um die Option der Einspeisung von überschüssiger Wärme ins Netz erweitert. Dabei ist die Regelung bei wärmegesteuerten Technologien so ausgelegt, dass zunächst der Wärmebedarf im Haus gedeckt wird und nur bei Produktion von überschüssiger Wärme eingespeist wird. Bei den stromgeführten Technologien (Heizstab und stromgeführte KWK) wird ebenfalls zuerst der Wärmebedarf gedeckt und nur, wenn PV-Strom produziert wird, auch Wärme für die Netzeinspeisung pro-

8 https://www.ioew.de/klima-und-energie/ioew-prosumer-modell/

duziert. Dabei gilt für alle Technologien, dass überschüssige Wärme nur im Winterhalbjahr (Oktober bis März) ins Wärmenetz eingespeist wird. Damit soll eine realistische Einschätzung getroffen werden, da der Wärmebedarf im Sommer sehr gering ist und nicht davon ausgegangen werden kann, dass neben den regenerativen Erzeugern und der Abwärme noch signifikante Wärmemengen im Mehrleiternetz benötigt werden. Für die ökonomischen Bewertungen werden die aggregierten Werte über ein Jahr zugrunde gelegt. Dabei gehen der Einsatz von Ressourcen, die erzeugten Wärme- und Strommengen und die eingespeisten Wärmemengen in die Berechnungen ein. Die Wärmegestehungskosten beziehen sich auf die gesamte erzeugte Wärmemenge minus der Verluste im Haus. Die Verluste im Wärmenetz werden hier nicht berücksichtigt, da die Bewertung aus Sicht der Hausbewohner getroffen wird.

### 5.4.1 Wärmegestehungskosten von Strom-Prosumern

Die Wärmegestehungskosten der Strom-Prosumer mit und ohne Einspeisung ins Wärmenetz unterscheiden sich je nach Modellgebäude, was vor allem an den sehr unterschiedlichen Energieverbräuchen in den Gebäuden und damit auch den unterschiedlich großen Wärmeerzeugern liegt. Als Standard wird für die Berechnungen keine Förderung berücksichtigt. Die Annahmen zu den Gebäuden, Erträgen und Kosten der Einzelanlagen stimmen mit den in Kapitel 4 aufgeführten Werten überein. Bei den Strom-Prosumern in den Einfamilienhäusern liegen die Wärmegestehungskosten ohne Einspeisung ins Wärmenetz zwischen 10 und 18 ct./kWh (s. Tab. 5.13). Bei Einspeisung von überschüssiger Wärme ins Netz sinken die Wärmegestehungskosten auf 7 bis 18 ct./kWh. Die größte Senkung der Wärmegestehungskosten bei Einspeisung ins Netz ergibt sich mit 2,7 ct./kWh bei der Luft-Wärmepumpe mit PV. Insgesamt kann bei Wärmepumpen und stromgeführtem BHKW eine Reduktion der Wärmegestehungskosten um 1 bis 3 ct./kWh erreicht werden. Grund dafür ist ein effizienterer Betrieb bei gleichzeitiger Einspeisung ins Wärmenetz. Denn durch den dauerhaften Anlagenbetrieb im Gegensatz zu einem häufigen An- und Ausschalten bei ausschließlichem Wärmeverbrauch im Haus sinkt für die Wärmeerzeuger der spezifische Brennstoffbedarf.

**Tab. 5.13: Wärmegestehungskosten von Strom-Prosumern am Beispiel von EFH**
Quelle: eigene Berechnungen

| | **EFH ohne Einspeisung ins LowEx-Mehrleiternetz** | | | **EFH mit Einspeisung ins LowEx-Mehrleiternetz** | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | **60** | **60-90** | **90** | **60** | **60-90** | **90** |
| | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh |
| PV+EHZ | 10,2 | 12,3 | 12,4 | 10,2 | 12,3 | 12,4 |
| FC–S | 13,6 | 17,2 | 18,5 | 13,6 | 17,2 | 18,4 |
| BHKW–S | 12,7 | 15,8 | 17,8 | 11,6 | 13,8 | 15,3 |
| WP–L | 10,9 | 12,5 | 13,8 | 9,3 | 9,6 | 10,4 |
| WP–E | 9,5 | 11,1 | 12,6 | 7,6 | 8,1 | 9,0 |
| PV+WP–L | 10,8 | 12,3 | 13,6 | 9,2 | 9,4 | 10,1 |
| PV+WP–E | 9,5 | 10,9 | 12,4 | 7,5 | 7,9 | 8,7 |

## 5.4.2 Sensitivitätsanalyse

Um unterschiedliche Rahmenbedingungen und die Sicht der Hauseigentümer/innen sowie gegebenenfalls Mieter/innen besser abzubilden, wurden Variationen der Vollkostenbetrachtung vorgenommen. In der Sensitivitätsanalyse werden die Wärmegestehungskosten unter Einbeziehung von Wartungs- und Versicherungskosten (Betriebskosten) sowie verbrauchsgebundene Kosten unter Ausschluss der Investitionskosten betrachtet (laufende Kosten). Die laufenden Kosten liegen zwischen 8 und 14 ct./kWh bei den Strom-Prosumern im EFH (s. Tab. 5.14). Bei einer Einspeisung von zusätzlicher Wärme ins Netz sinken sie auf 5 bis 11 ct./kWh. Analog zu den gesamten Wärmegestehungskosten sinken die laufenden Kosten durch Einspeisung ins Netz um 1 bis 3 ct./kWh. Die Reduktion entsteht durch Effizienzgewinne aufgrund einer besseren Auslastung der Anlagen.

**Tab. 5.14: Wärmegestehungskosten von Strom-Prosumern bei ausschließlicher Betrachtung der laufenden Kosten**
Quelle: eigene Berechnungen

| | **EFH ohne Einspeisung ins LowEx-Mehrleiternetz** | | | **EFH mit Einspeisung ins LowEx-Mehrleiternetz** | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | **60** | **60-90** | **90** | **60** | **60-90** | **90** |
| | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh |
| PV+EHZ | 9,7 | 11,3 | 11,2 | 9,8 | 11,3 | 11,2 |
| FC–S | 11,1 | 12,9 | 13,2 | 11,1 | 12,9 | 13,2 |
| BHKW–S | 10,2 | 11,6 | 12,5 | 9,5 | 10,3 | 10,9 |
| WP–L | 9,1 | 9,8 | 10,4 | 8,7 | 8,6 | 8,9 |
| WP–E | 7,4 | 8,0 | 8,7 | 6,8 | 6,9 | 7,3 |
| PV+WP–L | 9,1 | 9,7 | 10,2 | 8,6 | 8,4 | 8,6 |
| PV+WP–E | 7,3 | 7,9 | 8,5 | 6,7 | 6,6 | 7,0 |

Entsprechend der Reduktion der laufenden Kosten ergeben sich durch die Wärmeeinspeisung ins Netz Verschiebungen in den Anteilen der Investitionskosten an den Vollkosten (s. Tab. 5.15). Die Kombination der PV-Anlage mit einem Heizstab stellt eine Besonderheit dar, da die Investitionskosten der PV-Anlage in den laufenden Kosten über die Stromgestehungskosten berücksichtigt sind. Durch die hohen Investitionskosten beim BHKW lassen sich durch die Senkung der laufenden Kosten kaum Reduktionen des Anteils der Investitionskosten erzielen. Bei den Wärmepumpen reduziert sich der Anteil der Investitionskosten an den Vollkosten von 16 bis 31 % auf 7 bis 22 %.

Da Verbraucher/innen bei der Berechnung ihrer Wärmekosten nicht notwendigerweise Energiepreissteigerungen mit einbeziehen, wurden die Wärmegestehungskosten für Strom-Prosumer zusätzlich ohne Energiepreissteigerung berechnet. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass die Energiepreissteigerung kaum Auswirkung auf die Kostenreduzierung durch Wärmeeinspeisung ergeben. Die Kosten liegen insgesamt ohne die Energiepreissteigerungen etwas niedriger, die Unterschiede durch Netzeinspeisung liegen jedoch weiterhin in derselben Größenordnung.

**Tab. 5.15: Anteil der Investitionskosten an den Vollkosten bei Strom-Prosumern**
Quelle: eigene Berechnungen

| | EFH ohne Einspeisung ins LowEx-Mehrleiternetz | | | EFH mit Einspeisung ins LowEx-Mehrleiternetz | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | **60** | **60-90** | **90** | **60** | **60-90** | **90** |
| PV+EHZ | 4,4 % | 7,7 % | 9,8 % | 4,4 % | 7,7 % | 9,8 % |
| FC–S | 18,2 % | 24,8 % | 28,7 % | 18,1 % | 24,7 % | 28,7 % |
| BHKW–S | 19,5 % | 26,9 % | 29,7 % | 18,5 % | 25,6 % | 28,5 % |
| WP–L | 16,0 % | 21,5 % | 25,0 % | 6,3 % | 11,0 % | 13,8 % |
| WP–E | 22,7 % | 27,8 % | 31,2 % | 10,2 % | 15,6 % | 19,0 % |
| PV+WP–L | 16,1 % | 21,8 % | 25,4 % | 6,4 % | 11,2 % | 14,2 % |
| PV+WP–E | 22,8 % | 28,3 % | 31,7 % | 10,3 % | 16,0 % | 19,6 % |

Wie bei den Wärmegestehungskosten der Abnehmer, wird der Einfluss der Förderung diskutiert. Dabei werden nur die derzeitig geltenden Förderbedingungen berücksichtigt. Es wurden bei den Wohngebäuden die Förderung durch die KfW im Rahmen des Programms „Energieeffizient Sanieren“ und des Marktanreizprogramms für erneuerbare Energien der BAFA berücksichtigt (Stand 2015). Die Betrachtung beschränkt sich auf die Investitions- oder Tilgungszuschüsse. Die Ergebnisse der Berechnungen zeigen, dass auch die Förderung kaum Einfluss auf die Attraktivität der Wärmeeinspeisung hat. Insgesamt sinken die Wärmegestehungskosten der Technologien zwar, die Differenz mit und ohne Wärmeeinspeisung bleibt jedoch nahezu identisch (s. Tab. 5.16).

**Tab. 5.16: Wärmegestehungskosten von Strom-Prosumern mit Förderung**
Quelle: eigene Berechnungen

| | EFH ohne Einspeisung ins LowEx-Mehrleiternetz | | | EFH mit Einspeisung ins LowEx-Mehrleiternetz | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | **60** | **60-90** | **90** | **60** | **60-90** | **90** |
| | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh |
| PV+EHZ | 10,1 | 12,2 | 12,3 | 10,2 | 12,2 | 12,3 |
| BHKW–S | 12,5 | 15,4 | 17,4 | 11,5 | 13,5 | 14,9 |
| WP–L | 10,7 | 12,2 | 13,4 | 9,2 | 9,5 | 10,2 |
| WP–E | 9,2 | 10,4 | 11,5 | 7,5 | 7,8 | 8,5 |
| PV+WP–L | 10,7 | 12,0 | 13,2 | 9,2 | 9,3 | 9,9 |
| PV+WP–E | 9,2 | 10,2 | 11,3 | 7,4 | 7,6 | 8,2 |

## 5.5 Fazit zur Wirtschaftlichkeit potenzieller Einspeiser

Die Wärmegestehungskosten bei **Solarthermie-Anlagen** hängen von einer Vielzahl von Faktoren ab. Zentrale Einflussfaktoren sind die Anlagengröße, der Standort, die Ausrichtung und Art der Kollektoren. Dabei existieren erhebliche Kosten- und Ertragsspannen auch bei vergleichbaren Anlagen. Die Wärmegestehungskosten sinken tendenziell mit zunehmender Anlagengröße (s. Tab. 5.17) und liegen bei großen bis sehr großen Anlagen in einem ähnlichen Bereich wie die Wärmegestehungskosten alternativer dezentraler Anlagen (s. Kapitel 4). Unter Berücksichtigung der derzeitigen Fördermöglichkeiten sinken die Wärmegestehungskosten der Solarthermie-Anlagen deutlich und erreichen bei den sehr großen Anlagen sogar Werte von 5 bis 6 ct./kWh.

**Tab. 5.17: Wärmegestehungskosten für unterschiedlich große Solarthermie-Anlagen**

| | **Flachkollektor** | **Vakuumröhrenkollektor** |
|---|---|---|
| | [ct./kWh] | [ct./kWh] |
| Kleine Anlage (4-5 m²) | 18-26 | 23-28 |
| Mittlere Anlage (50 m²) | 17-25 | 13-16 |
| Große Anlage (300 m²) | 14-21 | 11-14 |
| Sehr große Anlage (1.800 m²) | 12-17 | 9-12 |

Die Berechnungen zur Nutzung **nicht-industrieller Abwärme und Abwasserwärme** ergeben Wärmegestehungskosten von rund 3 bis 10 ct./kWh Abwärme (s. Tab. 5.18). Diese Kosten sind somit eher geringer als die in Kapitel 4 dargestellten derzeitigen Wärmegestehungskosten in Gebäuden. Zu berücksichtigen ist, dass es sich bei den hier dargestellten Kosten nur um grobe Abschätzungen handelt, da nur wenig Informationen zu den Kosten von Anlagen zur Abwärmenutzung zu finden sind. Die tatsächlichen Gestehungskosten sind im Einzelfall zu ermitteln.

**Tab. 5.18: Wärmegestehungskosten für Abwärme unterschiedlicher Quellen**

| **Abwärmequelle** | **Wärmegestehungskosten** |
|---|---|
| | **[ct./kWh]** |
| Bäckerei: Abwärme aus Abgas und Schwaden | 3 - 7 |
| Lebensmitteleinzelhandel: Abwärme der Kälteanlagen | 8 - 10 |
| Wohn- und Nichtwohngebäude: Abwärme aus Raumluft | 3 - 4 |
| Kanalisation: Abwärme aus Abwasser | 7 - 9 |

Ausgehend von diesen Kostenschätzungen kann die Einbindung von Abwärme in ein Wärmenetz wirtschaftlich darstellbar sein. Ein relevantes Hemmnis für eine Integration von betrieblicher Abwärme und Abwärme aus Raumluft ist, dass die Abwärme das ganze Jahr über anfällt oder sogar

verstärkt im Sommer. Im Winterhalbjahr ist teilweise auch eine Nutzung innerhalb der Betriebe oder Gebäude möglich, sodass hier teils nur geringe Wärmemengen zur Verfügung stehen.

Die Wärmegestehungskosten unterscheiden sich bei den **Strom-Prosumern** nicht nur je nach Gebäudetyp und Art der Heizung, sondern auch je nachdem, ob überschüssig produzierte Wärme ins Wärmenetz eingespeist wird oder nicht (s. Abb. 5.1). Tendenziell sinken die spezifischen Wärmegestehungskosten durch die Einspeisung ins Wärmenetz. Dies gilt weniger für Technologien, die andere Restriktionen haben, wie die Wärmeproduktion in Abhängigkeit von der Stromproduktion. Bei den Technologien, die nur vom Wärmebedarf abhängig sind, steigt der ökonomische Mehrwert der Wärmeeinspeisung je geringer der Wärmeverbrauch des Gebäudes ist. Bedingt ist dies dadurch, dass hier die größten Effizienzgewinne erreicht werden können. Daneben wirkt sich bei den Wärmegestehungskosten positiv aus, dass die Investitionskosten auf eine größere erzeugte Wärmemenge umgelegt werden. Der Effizienzgewinn zeigt sich vor allem in den laufenden Kosten. Mindestens 40 % der Kosteneinsparung in den Wärmegestehungskosten durch Netzeinspeisung entstehen durch Einsparungen in den laufenden Kosten. Ursache ist der stark sinkende spezifische Brennstoffbedarf bei dauerhaftem Betrieb der Technologien. Die Einsparungen in den Wärmegestehungskosten sind unter einer Vielzahl von Faktoren stabil. So hat weder das Betrachtungsjahr, noch die Berücksichtigung von Förderungen oder die Vernachlässigung von Energiepreissteigerungen einen signifikanten Einfluss auf die Einsparungen bei den Wärmegestehungskosten für Strom-Prosumer im Wärmenetz. Begründet liegt das darin, dass die beiden Haupteinflussfaktoren, der Effizienzgewinn und die sinkenden spezifischen Investitionskosten, unter diesen Faktoren weitestgehend invariant sind oder der Einfluss zu gering im Vergleich zur Einsparung ist. Für ein Geschäftsmodell zur Wärmeabnahme im LowEx-Mehrleiternetz stellen die laufenden Kosten einen minimalen Abnahmepreis dar. Für die Wärmepumpen sind die laufenden Kosten mit ca. 6 bis 8 ct./kWh (ohne Übergabestation) konkurrenzfähig mit den zu erzielenden Preisen bei Abwärme oder Solarthermie und eignen sich somit zur Erhöhung des EE-Anteils im Wärmenetz.

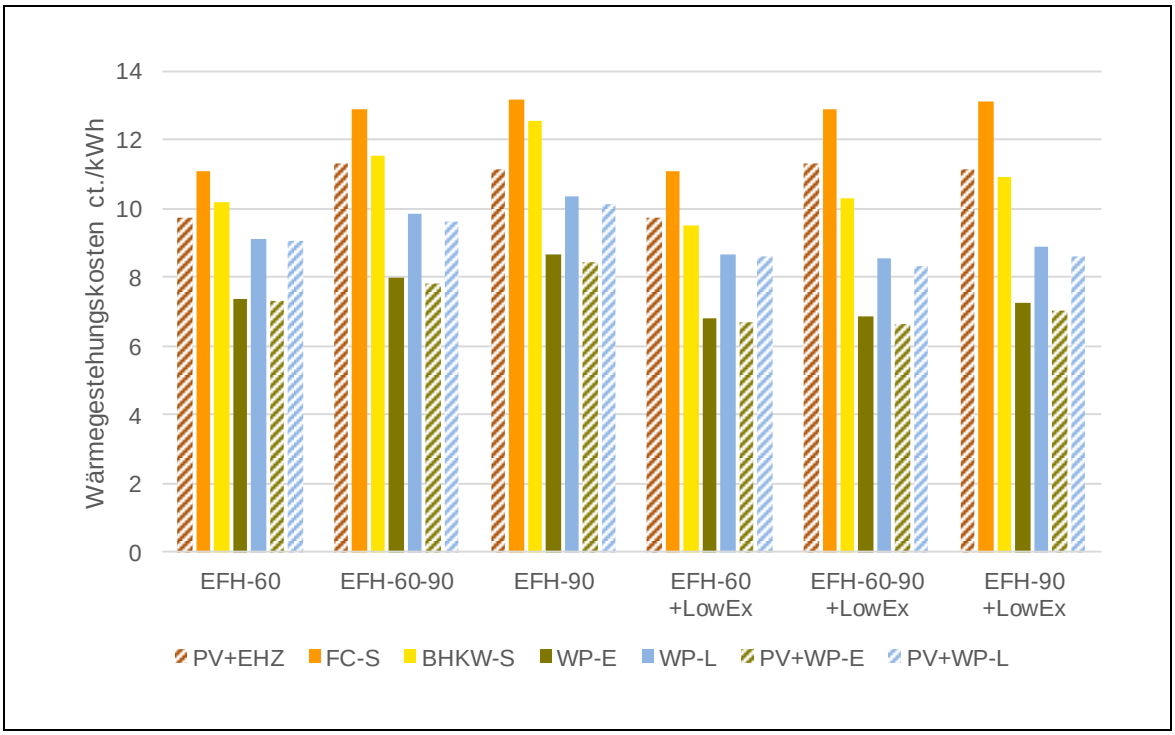


**Abb. 5.1: Wärmegestehungskosten für Strom-Prosumer unter Standardannahmen**
Quelle: Eigene Darstellung

# 6 Wirtschaftlichkeit aus Sicht der Netzbetreiber

Dieses Kapitel geht auf die Wirtschaftlichkeit aus Sicht der potenziellen Netzbetreiber ein. Eine Refinanzierung der Investitionen und eine positive Wirtschaftlichkeit mit einer (erwarteten) Mindestrendite ist die zentrale Voraussetzung für den Netzaufbau und -betrieb durch privatwirtschaftliche Akteure. Die erzielbare Rendite hängt von diversen Parametern und Kenngrößen ab, die abhängig von der Marktentwicklung, dem konkreten Gebiet, der Art des Betreibers sowie der technischen Ausgestaltung des Netzes und der Erzeugungsanlagen sind und bezüglich derer Annahmen getroffen werden müssen. Mit einer Sensitivitätsanalyse wird der Einfluss verschiedener Parameter auf die Wirtschaftlichkeit untersucht, um mit dieser Unsicherheit umzugehen.

Die Wirtschaftlichkeit aus Netzbetreibersicht hängt auch vom gewählten Betreiber- beziehungsweise Organisationsmodell ab. Relevant ist dabei die Art und Anzahl der involvierten Akteure in den Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Netzbetrieb und Vertrieb sowie die Renditeerwartung der beteiligten Akteure und Unternehmen (s. Kapitel 3). Neben einem Integrierten Versorger, der sowohl die Wärmeerzeugung, den Netzbetrieb und Vertrieb übernimmt, kommt für ein Wärmekonzept mit LowEx-Mehrleiternetz, in das dezentrale Wärmeerzeugungsanlagen eingebunden werden sollen, das Durchleitungsmodell, der Erzeugerwettbewerb oder eine offene Wärmeplattform in Frage. Die Frage, wie die Netz-Investitionskosten refinanziert werden können, hängt von der gewählten Organisationsform ab. Handelt es sich um einen Integrierten Versorger, so muss sich aus den Investitionskosten für Netz und Erzeugungsanlagen, den laufenden Kosten von Wärmeerzeugung, Netzbetrieb und Vertrieb und den Einnahmen aus dem Wärmeverkauf in der Summe ein Gewinn ergeben, damit ein ökonomischer Anreiz für die Investitionen besteht. Im Fall des Durchleitungsmodells (z. B. Contracting) – Wärmeerzeugung und Vertrieb sind „in einer Hand“ – kann der Netzbetreiber seine Investitionskosten und laufenden Kosten nur über Netznutzungsentgelte refinanzieren. Im Fall des Erzeugerwettbewerbs ergibt sich der Gewinn beziehungsweise Verlust aus Sicht des Netzbetreibers aus der Differenz zwischen dem Wärmepreis für die Abnehmer und dem Wärmeeinkaufspreis (von den dezentralen Erzeugern) und den netzgebundenen Kosten.

In den folgenden Kapiteln werden die Kostenstruktur und die Wirtschaftlichkeit des LowEx-Mehrleiternetzes im Vergleich zu einem konventionellen Zweileiter-Wärmenetz beschrieben und anschließend die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung dargestellt.

## 6.1 Vorgehensweise und Datengrundlage

Für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit wird wiederum die Annuitätenmethode nach VDI-Richtlinie 2067 (2000) herangezogen. Sämtliche mit dem Wärmenetz verbundenen Ein- und Auszahlungen werden gleichmäßig über die Nutzungsdauer verteilt. Dabei werden ein Kalkulationszinssatz und eine Inflationsrate für zukünftige Zahlungsströme berücksichtigt. Die Differenz zwischen der Summe der Annuitäten aller Auszahlungen und der Summe der Annuitäten aller Einzahlungen ergibt als Gesamtannuität den Gewinn beziehungsweise bei negativer Ausprägung den Verlust.

Die folgenden Kapitel erläutern die unterschiedlichen Kosten und ihre Zusammensetzung und stellen die Datengrundlage vor. In der Literatur ließen sich keine Angaben zur Kostenstruktur und zur Höhe einzelner Kostenpositionen für ein Drei-, Vier- oder Fünfleiternetz finden. Daher wurde zunächst von der Kostenstruktur eines konventionellen Zweileiter-Wärmenetzes ausgegangen, die im Folgenden beschrieben ist. Für die Ableitung der Kosten eines Mehrleiternetzes konnte für technische Parameter auf die Simulationen eines Modellnetzes durch das HRI zurückgegriffen werden,

darüber hinaus wurden für die Änderungen einzelner Kostenpositionen eigene Überlegungen angestellt, die anschließend im Austausch mit Netzbetreibern überprüft wurden.

### 6.1.1 Kapitalgebundene Kosten

Ein großer Teil der für ein Wärmenetz anfallenden Kosten entfällt auf die Investition des Netzes selbst und auf die Investitionsnebenkosten aus Planung und Installation. Diese Kosten fallen zu Beginn des Betrachtungszeitraums an und werden als jährliche kalkulatorische Kosten in Form von Abschreibungen über die Lebensdauer des Netzes abgebildet. Zudem fallen unter die kapitalgebundenen Kosten Zinsen, welche für das Fremdkapital oder das eingesetzte Eigenkapital zu berücksichtigen sind. Die beiden Größen werden in einem gewichteten kalkulatorischen Zinssatz zusammengefasst, der auf alle Positionen angewandt wird. Für Komponenten, deren Lebensdauer kürzer ist als der Betrachtungszeitraum sind Ersatzinvestitionen zu berücksichtigen. Ist die Lebensdauer länger, so ist der Restwert der Komponenten zu ermitteln und als Gutschrift zu behandeln.

Die kapitalgebundenen Kosten eines Wärmenetzes enthalten mehrere Kostenpositionen. Zunächst erfolgt eine kurze Erläuterung der Kostenpositionen und ihrer Zusammenhänge, um in den folgenden Unterkapiteln für die einzelnen Gewerke und Bestandteile der Kostenstruktur eine detailliertere Aufführung aller relevanten Parameter zu liefern. Als Datenquellen für die Herleitung der Kostenstruktur des konventionellen Zweileiter-Wärmenetzes dienten die Studien von Schmitt et al. (2013; 2014a; 2014b) sowie die Richtpreisverzeichnisse der STEAG Fernwärme GmbH (2014a; 2014b; 2014c; 2014d). Sämtliche Kostenangaben sind Nettopreise. Die kapitalgebundenen Kosten lassen sich in die Kategorien Investitions- und Investitionsnebenkosten unterteilen, wobei sich die Investitionskosten in Netztechnik- und Baukosten aufteilen. Zur Ermittlung der Baukosten des konventionellen Zweileiter-Wärmenetzes wird von einer direkten Erdverlegung der Leitungen ausgegangen. Die Baukosten umfassen somit die Tiefbaukosten, die Verlegesystemkosten und die Kosten aus dem Rohrleitungsbau (s. Abb. 6.1).

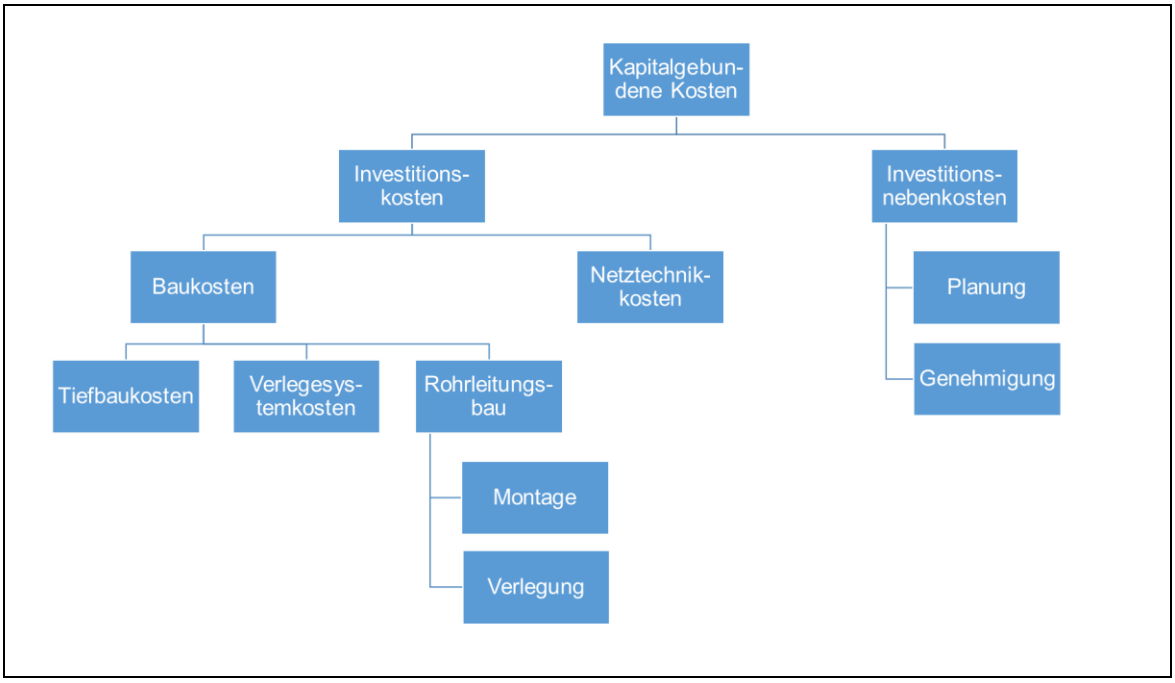


**Abb. 6.1: Kostenstruktur der Planung und Errichtung eines Wärmenetzes**
Quelle: Eigene Darstellung

Eine wichtige Einflussgröße auf die Höhe der Baukosten ist die sogenannte Nennweite der Rohrleitungen. Sie wird in DN angegeben, diameter nominal, und gibt in etwa den Innenrohrdurchmesser an. Für die Nennweiten existieren normierte Stufungen, sodass sowohl Rohre als auch Armaturen nur mit bestimmten Durchmessern vorliegen (vgl. Tietz 2007, 123; Kost 2009).

Die **Tiefbaukosten** beinhalten die Kosten für den Straßenbau und die Kosten für den Aushub des Grabens, den Verbau und das Verfüllen des Grabens. Theoretisch besteht die Möglichkeit einer grabenlosen Verlegung. Bei dieser Verlegungsvariante wird die Rohrleitung von einer Startbaugrube oder direkt von der Oberfläche aus unter der Erde durchgeführt. Im Vergleich zur Grabenverlegung werden die Tiefbaukosten für die Anfertigung des Grabens eingespart. Für die grabenlose Verlegung von Kunststoffmantelrohren (KMR)-Systemen besteht noch weiterer Forschungsbedarf in Hinblick auf die Reibungskraft des Mantelrohres, weshalb diese Art der Verlegung nicht weiter betrachtet wird. Im Falle der Verlegung mit Graben beeinflussen die Nennweite der Rohrleitung und die vorgeschriebene Mindestüberdeckungshöhe die Kostenausprägung, indem sie die Grabenbreite und Grabentiefe vorgeben (vgl. Abb. 6.2).

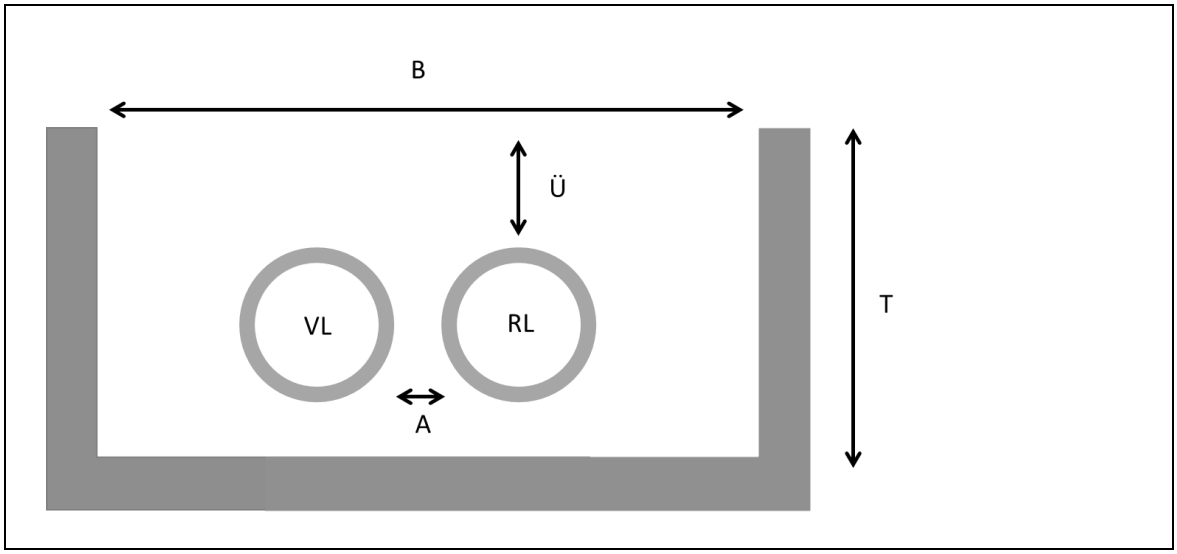


**Abb. 6.2: Skizze zu den Grabenabmessungen eines konventionellen Zweileitersystems**
Quelle: Eigene Darstellung nach Schmitt et al. (2014a)
Erläuterung: Ü = Mindestüberdeckungshöhe; T = Grabentiefe; A = Abstand zwischen den Rohrleitungen, B = finale Grabenbreite.

Die Mindestüberdeckungshöhe hängt von der Oberflächennutzung ab, sodass in verkehrsdichtem Raum höhere Mindestgrabentiefen resultieren als in verkehrsarmem Raum. Die Grabenmaße bestimmen wiederum das Aushubvolumen des Grabens sowie die Aufbruchs- und Wiederherstellungsfläche der Straßendecke. Weiterhin wird die Höhe der Tiefbaukosten durch die Verfüllung und das dabei verwendete Material beziehungsweise durch den Transport und die Entsorgung von nicht verwendungsfähigem Material beeinflusst. Die Kosten insbesondere des Tiefbaus unterscheiden sich im Hinblick auf die Oberflächenstruktur des Gebietes, wobei bei befestigter im Vergleich zu unbefestigter Oberflächenstruktur von höheren Kosten auszugehen ist. Da das LowEx-Konzept

im urbanen Raum umgesetzt werden soll, beziehen sich die aufgeführten Kosten auf eine Umsetzung bei befestigter Oberflächenstruktur.

Unter den **Verlegesystemkosten** werden die Materialkosten sämtlicher Systemkomponenten zusammengefasst. Für alle Systemkomponenten außer den Rohrleitungen selbst werden zum Verlegesystem zudem die Montagekosten hinzugezählt (Schmitt et al. 2014a). Die Höhe der Kosten dieser Gewerke wird in allen drei Fällen maßgeblich durch die Nennweite der Rohrleitung bestimmt. Zugleich spielen – in Hinblick auf die Materialkosten – das Rohrmaterial und die Dämmvariante der Leitung eine wichtige Rolle. Weiterhin bedingen lokale Gegebenheiten die mehr oder minder einwandfreie Verlegung der Leitungen und bestimmen somit die Verwendung von Systemkomponenten wie Formteilen und Verbindungsstücken (z. B. Kugelhähnen).

Das dritte Gewerk, der **Rohrleitungsbau**, weist eine Kostenstruktur auf, die lediglich in Abhängigkeit zur Nennweite der Rohrleitungen steht. Somit ergeben sich die Kosten für die Verlegung der Rohrleitungen, die Vorbereitungsmaßnahmen zur Verbindung, die Schweißverbindung der Mediumrohre sowie der Einbau von Formteilen stets unter Berücksichtigung der gewählten Nennweite. Bezüglich des verwendeten Materials sind Stahlmantelrohr-(SMR)- und Kunststoffmantelverbundrohr-(KMR)-Systeme zu unterscheiden. Im Regelfall und insbesondere bei niedrigeren Mediumtemperaturen werden KMR- den SMR-Systemen aus Kostengründen vorgezogen (Schmitt et al. 2013, 31). Für die ökonomischen Analysen wird aufgrund der im Vergleich zur konventionellen Fernwärme geringen Temperaturen vom Einsatz von KMR-Systemen ausgegangen.

Ebenfalls zu den Investitionskosten zählen die **Netztechnikkosten**, die sich aus den Kosten pro Druckerhöhungsstation und der Anzahl der eingebundenen Stationen im Netz zusammensetzen. Wichtige Einflussfaktoren auf die Investitionskosten der in den Stationen untergebrachten Umwälzpumpen zur Druckerhöhung sind die Wärmeleistung des Wärmenetzes und die Nennweite der Rohrleitungen. Hinzu kommen der Grunderwerb für die Errichtung der Anlage, die Bauteile, der Anlagenbau (inklusive Armaturen), die Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik sowie die Netzanbindung und die Spannungsversorgung. Die Anzahl der Druckerhöhungsstationen im Netz ergibt sich in Abhängigkeit zum Netzdruck und der topografischen Einbindung der Station.

Die sich aus den Bau- und Netztechnikkosten ergebenden Investitionskosten werden um die *Investitionsnebenkosten* ergänzt, welche sich auf Planungs- und Genehmigungskosten belaufen.

#### 6.1.1.1 Tiefbaukosten

Eine detailliertere Aufgliederung der gesamten Tiefbaukosten lässt sich durch die Unterteilung in die beiden Kostenpositionen Kosten für den Straßenbau (Straßenaufbruch und Straßenwiederherstellung) und Kosten für den Aushub, den Verbau und das Verfüllen vornehmen. Ein Vergleich der durch die Autor/innen berechneten gesamten Tiefbaukosten aus den Angaben von Schmitt et al. (2014a) und dem Richtpreisverzeichnis der STEAG Fernwärme GmbH (2014b Anlage 1) zeigte, dass die Abweichungen der Datenquellen bei den Tiefbaukosten groß sind. Die berechneten Tiefbaukosten für eine beispielhafte Nennweite von DN 250 liegen nach Steag Fernwärme GmbH (2014b) bei 304 € pro Trassenmeter und nach Schmitt et al. (2014a) bei 659 € pro Trassenmeter. Die Differenz der Literaturwerte ist vor allem auf die folgenden Kostenpositionen zurückzuführen: Kubikmeterpreis für Asphaltbinder, Kubikmeterpreis für Bitumenkies, Kubikmeterpreis für Asphaltbeton, Kubikmeterpreis für den Aushub, Wahl des Verfüllmaterials (Sand oder „zeitweise fließfähiger, selbstverdichtender Verfüllbaustoff“ (ZFSV), Recyclingmaterial oder Aushub), Transport und Entsorgung des Aushubs und des Recyclingmaterials beziehungsweise Art der Wiederverwendung

des Aushubs. Gespräche mit Fernwärmebetreibern deuten darauf hin, dass die Kosten auch im städtischen Raum im unteren Bereich der Literaturwerte liegen.

Für die Zukunft können teilweise Kosteneinsparung bei der Verlegung von Wärmeleitungen erwartet werden. Die Forschung befasst sich mit der Verwendung fließfähiger Einbettungsmaterialien anstelle von Sand und der Nutzung von schmaleren Gräben.

*Abschätzung der Tiefbaukosten des LowEx-Mehrleiternetzes*

Die Höhe der Tiefbaukosten hängt von vielen Parametern ab und ist mit Blick auf die Literaturauswertung und die dort zu findende Bandbreite mit einer nicht unerheblichen Unsicherheit behaftet. Für die Abschätzung der Tiefbaukosten eines Mehrleiternetzes wurden zunächst eigene Überlegungen angestellt und im Austausch mit Netzbetreibern überprüft. Die Grabenmaße beeinflussten die Höhe der Tiefbaukosten in erheblichen Maße. Für den Tiefbau ist daher die Anzahl der zu verlegenden Rohrleitungen und die daraus resultierenden Grabenmaße relevant.

Bisher wurde bei der Verlegung der Rohrleitungen von der Nebeneinanderverlegung ausgegangen. Alternativ ist auch eine Übereinanderverlegung möglich, wobei sich tendenziell die Verlegeschwierigkeiten bezüglich des Grundwasserspiegels und des Verbaus erhöhen (Schmitt et al. 2014a). Platzmangel durch parallel verlaufende Versorgungsleitungen kann jedoch ein Grund für die Wahl der Verlegung übereinander sein, da sich die Grabenbreite bei dieser Verlegevariante reduziert. Bei einer Verlegung der geplanten vier oder fünf Leitungen im Mehrleiternetz kann gerade im innerstädtischen Bereich die Übereinanderverlegung Vorteile aufweisen. Bisher ist die Übereinanderverlegung bei größeren Nennweiten selten, da der tiefere Grabenaushub und erhöhte Reparaturkosten gescheut werden. Einen Kostenvorteil bietet die Übereinanderverlegung hingegen für den Straßenbau (Schmitt et al. 2014a). Die verringerte Grabenbreite führt zu geringeren Kosten für Straßenaufbruch und -wiederherstellung sowie zu geringeren Beeinträchtigungen für den Verkehr während der Tiefbauarbeiten. Ebenso verringert sich das Aushubvolumen des Grabens (Schmitt et al. 2014a). Die Erweiterung des Grabens in die Tiefe hat allerdings auch Konsequenzen für

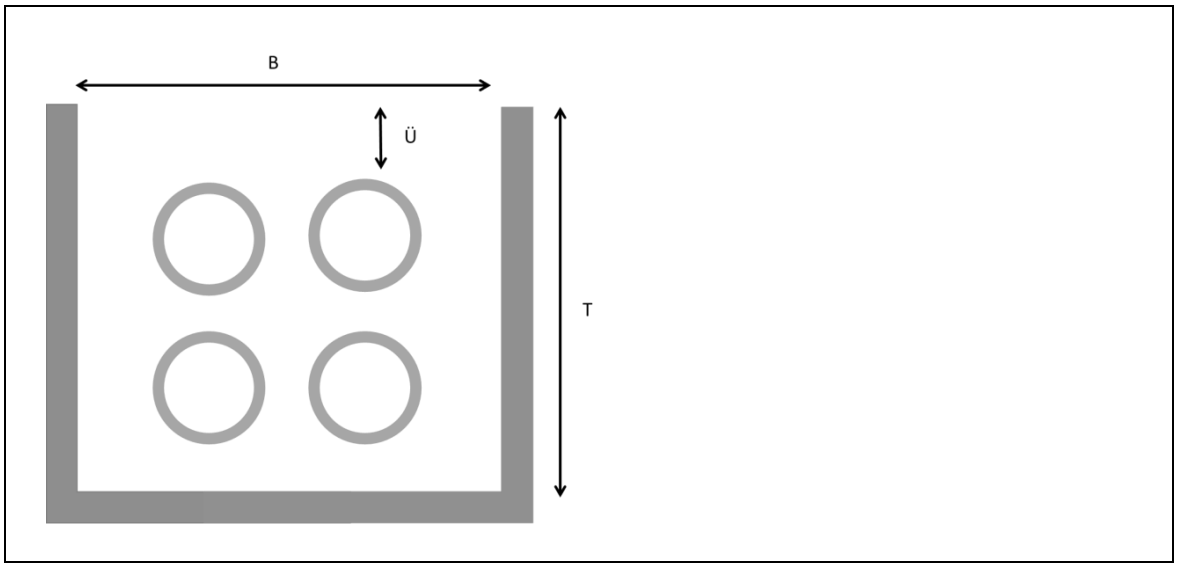


**Abb. 6.3: Skizze der Grabenabmessungen bei einer Kombination aus Nebeneinander- und Übereinanderverlegung**
Quelle: Eigene Darstellung

den veranschlagten Kubikmeterpreis des Aushubs. STEAG Fernwärme GmbH (2014b) und Schmitt et al. (2014a) sehen eine stufenweise Anhebung der Preise mit der Grabentiefe vor. Im Falle des LowEx-Mehrleiternetzes ergibt sich bei der Verlegung von vier Rohrleitungen auch die Möglichkeit einer Kombination aus der Neben- und der Übereinanderverlegung (s. Abb. 6.3). Sie bietet den Vorteil, die Verlegeschwierigkeiten bei einem Vierleitersystem minimal zu halten. Durch die paarweise Verlegung nebeneinander wird die im Fall einer Übereinanderverlegung enorm große Grabentiefe für vier verlegte Rohrleitungen vermieden, die Schwierigkeiten in Hinblick auf den Verbau und den Grundwasserspiegel mit sich bringen würde.

Wie sich die Gesamtkosten in Abhängigkeit von der Verlegeart entwickeln, lässt sich anhand der verfügbaren Datenquellen nicht pauschal ableiten. Abhängig davon, welche Datenquelle herangezogen wird, liegen die Tiefbaukosten der Übereinanderverlegung höher oder niedriger als die der Nebeneinanderverlegung. Aus ökonomischer Sicht kann daher nur unter exakter Kenntnis der anfallenden Preise (z. B. Kosten für den Aushub) eine Aussage über die kostengünstigste Trassenanordnung getroffen werden. Bei der Entscheidung für eine bestimmte Verlegeart sollte darüber hinaus beachtet werden, dass in Hinblick auf die Hausanschlussstationen und die zu schaffenden Abzweigungen bei der Kombination beider Anordnungsmöglichkeiten Schwierigkeiten auftreten können. Die abzweigenden Leitungen führen zu einem weiteren Platzbedarf im Graben und entsprechend höheren Kosten. Platzsparender in Anbetracht der zu schaffenden Abzweigungen erweist sich die Übereinanderverlegung der Rohrleitungen. Bei dieser Variante können zu beliebiger Seite Abzweigungen geschaffen werden ohne die Anordnung der Rohrleitungen ändern zu müssen.

Grundsätzlich ist aufgrund der Anzahl der zu verlegenden Leitungen und der möglichst platzsparenden Anordnung der Trassen mit einem Mehraufwand für die Verfüllung zu rechnen. Die klassische Verfüllungsmethode mit Sand und die mechanische Verdichtung machen die Einhaltung von Mindestmaßen zwischen den Rohren und auch zwischen den Rohren und den Grabenwänden notwendig (Schmitt et al. 2014a). In den Studien von Schmitt et al. (2013; 2014b; 2014a) wird auf den Einsatz von ZFSV verwiesen, mit dem Ziel, den Aufwand bei der Verfüllung zu reduzieren.

In der Summe werden die Tiefbaukosten für die Verlegung eines Vierleitersystems mit hoher Sicherheit höher ausfallen als die Kosten für die Verlegung eines Zweileitersystems. Nichtsdestotrotz kann die Kostensteigerung durch die geschickte Anordnung der Leitungen im Graben begrenzt werden. Die Kombination aus Nebeneinander- und Übereinanderverlegung scheint die geringsten Risiken in Hinblick auf mögliche Verlegungsschwierigkeiten mit sich zu bringen, insbesondere da bei Übereinanderverlegung die Einhaltung eines Mindestabstands zum Grundwasserspiegel problematisch ist. Die Verwendung von ZFSV bei der Verfüllung der Rohrleitungen ist eine Option, das Grabenvolumen sowie den Arbeitsaufwand gering zu halten und die Tiefbaukosten zu senken. Gerade im innerstädtischen Bereich sollten diese Vorteile bei der Planung berücksichtigt werden, da sich oft Komplikationen mit anderen Versorgungsleitungen und dem Verkehrsaufkommen ergeben.

Eine Reduktion der Tiefbaukosten ist auch durch die Verwendung von Doppelrohrsystemen möglich. Im folgenden Kapitel finden sich genauere Ausführungen zum Aufbau und den Verwendungsmöglichkeiten solcher Systeme. Die Unterbringung des Vorlaufs und des Rücklaufs in einem Mantelrohr führt dazu, dass sich der absolute Außendurchmesser (Summe beider Außendurchmesser bei der Wahl von Einzelrohren) verringert. Dadurch kann die Grabenbreite oder -tiefe (je nach Anordnung) reduziert und die Tiefbaukosten verringert werden. Da sich die Grabengröße durch die Verlegung von vier Leitern anstelle von zwei Leitern weniger als verdoppelt, wird für die Kostenkalkulation und die Wirtschaftlichkeitsberechnung bei allen Nennweiten eine Zunahme der Tiefbaukosten pro Trassenmeter um 25 % im Vergleich zu einem Zweileiternetz angenommen.

#### 6.1.1.2 Verlegesystemkosten

Die Verlegesystemkosten setzen sich je nach Anwendungsfall aus unterschiedlichen Systemkomponenten zusammen. Das im Folgenden beschriebene Beispiel orientiert sich hinsichtlich der Annahmen zur Ausführung und Verwendungshäufigkeit der Bauteile an der Publikation von Schmitt et al. (2014a). Zu Grunde liegt dieser Studie die Anwendung der Kaltverlegung, was weitere Implikationen hinsichtlich der Systemkomponenten nach sich zieht. Der Großteil der Kosten des Gewerks (ca. 60 bis 90 %) beläuft sich auf die Rohrleitungssysteme in Form von KMR. Diese werden meist bereits vorgefertigt ins Erdreich eingebracht (Munser 1980). Die Verbindung der Rohrleitungen erfolgt durch die Verwendung von Muffen, welche Anteile von 10 bis 30 % an den Gesamtkosten des Verlegesystems ausmachen. Beim Aufbau eines Wärmenetzes werden zudem Formteile benötigt, worunter sogenannte Festpunkte oder Festpunktbrücken fallen. Diese sind notwendig, um Rohrverschiebungen zu begrenzen (Munser 1980). Fertigbögen, welche für eine Richtungsanpassung der Rohrleitungen Anwendung finden, zählen ebenfalls zu den Formteilen. Aufgrund der Temperaturdifferenz zwischen der Montagetemperatur (Kaltverlegung) und der Betriebstemperatur treten durch die Längenausdehnung Materialspannungen auf. Zur Kompensation solcher Wirkungen werden ebenfalls Formteile eingesetzt (z. B. Dehnungspolster) (Schmitt et al. 2014a). Ergänzt wird das Verlegesystem durch die Einbindung von Polyethylen-Standrohren mit Schraubkappen für Kugelhähne, die Kugelhähne selbst, welche zur Steuerung und Wartung einzelner Rohrleitungsabschnitte genutzt werden, sowie elektrische Kontroll- und Fehlerortungssysteme mit Indikatoren zur Feuchteüberwachung an den Verbindungsstellen der Rohrleitungen. Zu den Materialkosten kommen die Kosten für die Lieferung und die Montage der verschiedenen Bauteile hinzu.

Über diese Kostenparameter hinweg ergeben sich für KMR kleinere Abweichungen der Literaturangaben von Schmitt et al. (2014a) und dem Richtpreisverzeichnis der STEAG Fernwärme GmbH (2014c). Die Bandbreite der Gesamtkosten für das Verlegesystem bei einer Nennweite von DN 250 ergibt sich aus einem Wert von 220 €/TM gemäß des Richtpreisverzeichnisses der STEAG Fernwärme GmbH (2014c) von und einem Wert von 238 €/TM laut Schmitt et al. (2014a).

*Abschätzung der Verlegesystemkosten des LowEx-Mehrleiternetzes*

Die dargestellten Verlegesystemkosten beziehen sich auf KMR-Systeme in Form eines Zweileitersystems mit zwei Einzelrohren. Stand der Technik sind heutzutage neben Einzelrohrleitungen auch Doppelrohrsysteme mit zwei Mediumsrohren in einem Mantelrohr (Li et al. 2014). In Deutschland kommen aus Flexibilitätsgründen bevorzugt Einzelrohre zum Einsatz. Bei Doppelrohrsystemen können Probleme und ein erhöhter Aufwand bezüglich der Einbindung von Einzelkomponenten wie Bögen und Abzweigungen zum Abnehmern auftreten. In Finnland und Schweden finden Doppelrohrsysteme hingegen schon seit einigen Jahren Verwendung (Kock). Hersteller wie isoplus (2011) bieten Doppelrohrsysteme im Nennweitenbereich von DN 20 bis DN 200 an. Doppelrohre kommen zugleich gerade für lange Transportwege von der Erzeugung hin zu den Unterverteilungsnetzen in Frage, da auf diesem Weg üblicherweise keine Abnehmer liegen und sich keine Komplikationen durch den Wechsel auf Einzelrohre ergeben können (Weierich 2014). In Hinblick auf die Trassenkonstruktion des geplanten LowEx-Mehrleiternetzes können Doppelrohrsysteme theoretisch eine Alternative zu den Einzelrohrleitungen darstellen. Mit Werten aus dem Baupreislexikon (2015) konnte ermittelt werden, dass Investitionskosten für Doppelrohrsysteme geringfügig unter denen für zwei Einzelrohrleitungen liegen (für eine Nennweite von DN 40 ergeben um etwa 8 % geringere Investitionskosten für die Rohrleitungen). Jedoch ist nicht anzunehmen, dass die Verwendung von Doppelrohrsystemen zu einer deutlichen Reduktion der Verlegesystemkosten führt, da die Einbindung von spezifischen Komponenten für die Verwendung von Doppelrohrsystemen höhere Kosten mit sich bringen kann. Gegen den Einsatz von Doppelrohrsystemen spricht der Ansatz, dass das

LowEx-Mehrleiternetz für Quartiere mit hoher Abnehmerdichte konzeptioniert wurde und entsprechend eine hohe Zahl an Abzweigungen zu erwarten ist.

In der Summe werden die Verlegesystemkosten für die Verlegung eines Vieleitersystems mit hoher Sicherheit höher ausfallen als die eines Zweileitersystems. Da eine Kosteneinsparung durch die Verwendung von Doppelrohrsystemen zum jetzigen Zeitpunkt eher unrealistisch erscheint, wird vereinfacht von einer Verdopplung der Verlegesystemkosten bei einem Vierleitersystem im Vergleich zu einem Zweileitersystem ausgegangen. Zusätzlich zu den genannten Unterschieden sind beim LowEx-Mehrleiternetz Ausgleichsgefäße für die hydraulische Entkopplung der Leiter zu berücksichtigen. Das LowEx-Mehrleiternetz ist so konzipiert, dass die Wärmeeinspeiser kaskadierend angeschlossen werden, das heißt das Netz ist unterteilt in Leiterpaare, bestehend aus zwei benachbarten Leitern. Die Erzeuger und Verbraucher liegen jeweils zwischen zwei Leitern, sie nutzen also einen Leiter als Vorlauf und den zweiten Leiter als Rücklauf. Die Rückläufe der Verbraucher werden somit in unterschiedliche Leiter gespeist, sodass der Rücklauf einer Verbraucherart (eines Temperaturniveaus) als Vorlauf einer anderen Verbraucherart dient. Um die Leiter hydraulisch zu entkoppeln sieht die technische Konzeption die Nutzung von Ausgleichsgefäßen vor. In jedem Leiter befindet sich ein Tank mit variablem Volumen, der die Differenz zwischen Erzeugung und Verbrauch eines Leiters ausgleicht (vgl. Bachmann et al. 2018). Die Kosten für die Tanks, die zusätzlich zu einem konventionellen Zweileiter-Netz anfallen, richten sich nach dem in der technischen Simulation ermittelten Volumen und den Investitionskosten für vom Volumen her passende Ausdehnungsgefäße (3 x 2.000 L, 1 x 6.000 L). Die Kosten für die Tanks betragen 8,8 €/TM.

Die Verlegesystemkosten steigen durch die zunehmende Anzahl an Rohren an. Für das Vierleitersystem wird für alle Nennweiten vereinfachend von einer Verdopplung der Kosten pro Trassenmeter im Vergleich zu einem Zweileiternetz ausgegangen. Hinzu kommen die Kosten für Tanks.

#### 6.1.1.3 Rohrleitungsbaukosten

Die Rohrleitungsbaukosten umfassen sämtliche im Zuge der Verlegung und Montage der Rohrleitungen anfallenden Kosten. Grundsätzlich wird beim Rohrleitungsbau eine Pipelineverlegung angestrebt. Dabei werden sämtliche Schweiß- und Nachisolierungsarbeiten außerhalb des Grabens durchgeführt (Schmitt et al. 2013). Der Großteil der Rohrleitungsbaugesamtkosten (ca. 70 bis 80 %) beläuft sich auf die Verlegung der KMR-Leitungen ins Erdreich. Ebenfalls ein großer Anteil an den Gesamtkosten lässt sich auf die Schweißverbindungen der einzelnen Mediumrohre zurückführen, wobei diese bei kleineren Rohrnennweiten geringer ins Gewicht fallen als bei großen Rohrinnendurchmessern. Bei großen Nennweiten sind die weiteren Montagekosten vernachlässigbar, bei kleineren Nennweiten fallen Kosten für die Abmantelung der KMR als Vorarbeit für die Herstellung der Schweißverbindung in relevantem Anteil an. Das Richtpreisverzeichnis der STEAG Fernwärme GmbH (2014c) ermöglicht eine Berechnung der prozentualen Aufteilung der Kosten für unterschiedliche Nennweiten. Im Nennweitenbereich von DN 600 belaufen sich die Kosten für die Abmantelung auf etwa 2 %. Für kleine (sehr kleine) Nennweiten mit DN 300 (DN 32) lassen sich Werte von 5 % und 13 % identifizieren. Mit steigender Nennweite nehmen die Verlegekosten und die Kosten für die Schweißarbeiten im Vergleich zu den Kosten für die Abmantelung überproportional zu. Schmitt et al. (2014a) halten hingegen auch für die kleinen Nennweiten an einem Wert von 1 % fest, was eine hohe prozentuale Abweichung darstellt, jedoch in absoluten Zahlen geringe Auswirkungen auf die Gesamtkosten hat. Einen weiteren geringfügigen Bestandteil der Kosten stellt der Einbau der Formteile dar, die in der Literatur mit < 1 % veranschlagt werden.

Die Schwankungsbreite der Gesamtkosten im Gewerk Rohrleitungsbau ist bei Nennweite 250 mit einer Untergrenze von 85 €/TM nach Schmitt et al. (2014a) und einer Obergrenze gemäß dem Richtpreisverzeichnis der STEAG Fernwärme GmbH (2014c) von 94 €/TM relativ gering.

*Abschätzung der Rohrleitungsbaukosten des LowEx-Mehrleiternetzes*

Grundsätzlich ist zu erwarten, dass die Rohrleitungsbaukosten für vier zu verlegende Leitungen höher ausfallen als für zwei Leitungen. Da durch die höhere Leitungsanzahl und mögliche Verbindungen zwischen den Leitungen erwartungsgemäß mehr Schweißarbeiten anfallen, sind diesbezüglich auch höhere Kosten zu erwarten. Sollten nicht alle Montagearbeiten außerhalb des Grabens durchzuführen sein, könnte es zu weiteren Kostensteigerungen kommen. Bei den Rohrleitungsbaukosten wird von einer Kostenzunahme um 30 % bei allen Nennweiten ausgegangen.

#### 6.1.1.4 Netztechnikkosten

Die in der Literatur identifizierte Informationsdichte zu den Netztechnikkosten ist vergleichsweise gering. Eine hinreichend gute Grundlage für die ökonomischen Analysen liegt bezüglich der Druckerhöhungsstationen vor (Schmitt et al. 2013). Druckererhöhungsstationen dienen dazu, den statischen Druck im gesamten Netz aufrecht zu erhalten und einen Ausgleich von Druck- und Temperaturveränderungen zu schaffen. Grundsätzlich sind die Gesamtkosten einer Druckerhöhungsstation abhängig von der eingebrachten Leistung. Schmitt et al. (2013) liefern für die Berechnung der Investitionskosten einer solchen Station folgende Formel:

$$K_{DE} = 38.650 \times P_{TL}^{0,864}$$

**Formel 1: absolute Baukosten der Druckerhöhungsstation**

Zur Berechnung der Baukosten $K_{DE}$ wird die transportierte Leistung der Leitung $P_{TL}$ herangezogen. Für die Nennweite DN 250 kommen mit dieser Formel Investitionskosten für eine Druckerhöhungsstation von ca.750.000 € zustande. Für die Ermittlung der Gesamtkosten im Bereich Netztechnik muss eine Annahme über die Anzahl der notwendigen Stationen im Netz getroffen werden. Hierzu wird ausgehend von Schmitt et al. (2013) eine Distanz von 10 bis 15 km angenommen und der weiteren Berechnung der Mittelwert (12,5 km) zu Grunde gelegt. Unter Anbetracht dieser Werte betragen die Kosten für Druckerhöhungsstationen bei einer Nennweite von DN 250 60 €/TM.

Den größten Teil der Investitionskosten für Druckerhöhungsstationen verursachen die Kosten für Pumpen und Motoren zur Druckerhöhung und -haltung (knapp 50 %). Weitaus geringfügiger schlagen die Kosten für Bauteile, Anlagenbau und Armaturen sowie die Netzanbindung ans Fernwärmenetz und die Spannungsversorgung zu Buche. Die prozentualen Anteile dieser Posten belaufen sich auf jeweils 9 bis 15 % der gesamten Kosten für die Druckerhöhungsstation. Der Vollständigkeit halber müssen zudem die Kosten für Mess-, Steuerungs- und Reglungstechnik (4 %) und die Kosten für den Grunderwerb (1 %) berücksichtigt werden. Diese Prozentwerte stammen aus einer exemplarischen Aufschlüsselung der Kostenparameter einer Druckerhöhungsstation nach Schmitt et al. (2013). Aus der Studie geht nicht hervor, welche Nennweite (und Leistung) der Rohrleitungen dieser Druckerhöhungsstation vorliegen. Die resultierenden Baukosten weisen auf einen Nennweitenbereich von DN 500 bis 600 hin. Zur Vereinfachung wird die prozentuale Verteilung der Komponenten auch auf kleinere und größere Nennweiten übertragen.

*Abschätzung der Netztechnikkosten des LowEx-Mehrleiternetzes*

Aufgrund der geringen Informationsdichte zu den Netztechnikkosten für ein klassisches Zweileiter-Wärmenetz, bestehen Unsicherheiten über die Veränderung dieser Kosten für den Fall des geplanten LowEx-Mehrleiternetzes. Als Folge niedrigerer Betriebstemperaturen und fortschreitender energetischer Sanierung der angeschlossenen Gebäude werden die über das Netz transportierte Leistung und entsprechend auch die Kosten pro Druckerhöhungsstation voraussichtlich geringer ausfallen als in heutigen, konventionellen Fernwärmenetzen. Der Volumenstrom wird hingegen höher sein. Da die zu übertragende Leistung im LowEx-Konzept auf vier Leitungen verteilt werden soll und sich damit der Durchfluss pro Rohrleitung verringert, ist damit zu rechnen, dass die Aufrechterhaltung der Druckverhältnisse für jede Leitung kleinere und/oder leitungsabhängig verschiedene Pumpen und Motoren erfordert. Bezüglich der weiteren Kostenparameter der Druckerhöhungsstationen lässt sich bis auf die Mess-, Steuerungs- und Reglungstechnik annehmen, dass diese in ähnlicher Höhe wie im klassischen Zweileiterwärmenetz anfallen. Die Regelungstechnik wird vermutlich aufwendiger sein als in konventionellen Zweileitersystem, da der Netzbetreiber die Wärmemengen unterschiedlicher Einspeiser koordinieren muss. Dies erfordert vermutlich den Einsatz einer komplexen IT-Struktur und einer speziellen Software. Die zusätzlichen Kosten für eine umfangreichere Mess-, Steuerungs- und Reglungstechnik wirken sich allerdings nur in begrenztem Maße auf die Investitionskosten einer Druckerhöhungsstation aus, da diese im herkömmlichen Zweileiterwärmenetz nur 4 % der Gesamtkosten ausmachen.

In der Summe wird davon ausgegangen, dass die Netztechnikkosten in einem Vierleiternetz bei allen Nennweiten um 30 % höher ausfallen als bei einem Zweileiternetz.

#### 6.1.1.5 Investitionsnebenkosten

Zu den Investitionsnebenkosten zählen sämtliche Kosten, die durch die vorherige Planung, die Genehmigung oder durch Gutachten und Gebühren entstehen. Diese Kosten können in Einzelfällen sehr unterschiedlich ausfallen. So geben Kahle und Grage (2011) die Nebenkosten mit 20 % der gesamten Investitionskosten an, Hüvel und Eisenhauer (1993) hingegen nur mit knapp 5 %. Unter Berücksichtigung einer von Clausen (2012) wird ein gemittelter Wert von 11 % für die Kalkulation verwendet. Der Absolutwert unterliegt den Kostenschwankungen der Baukosten und der Netztechnikkosten. Somit lassen sich die Planungskosten für den Ausbau eines konventionellen Zweileiternetzes mit einer Nennweite von DN 250 bezogen auf die Gesamtkosten nach Schmitt et al. (2014a) auf 114 €/TM und nach dem Richtpreisverzeichnis der STEAG Fernwärme GmbH (2014c) auf 74 €/TM beziffern. Die Abweichung ist ausschließlich auf die Unterschiede in den Bau- und Netztechnikkosten zurückzuführen, da beiden Werten der gleiche Prozentsatz zu Grunde gelegt wurde. Tatsächlich ist anzunehmen, dass die Planungskosten vielmehr von den lokalen Gegebenheiten und Besonderheiten als von der Höhe der Gesamtkosten bestimmt werden.

*Abschätzung der Investitionsnebenkosten des LowEx-Mehrleiternetzes*

Der Anteil für Planung und Genehmigung an den Investitionsnebenkosten ist zu großen Teilen von den örtlichen Gegebenheiten abhängig. Damit lässt sich nicht pauschal beurteilen, welchen Wert diese Kosten bei einem LowEx-Mehrleiternetz annehmen werden. Allerdings geben verschiedene Parameter Aufschluss über die Richtung der Kosten für Planung und Genehmigung des angestrebten Netzes. Zunächst ist naheliegend, dass der Planungsaufwand eines Mehrleiternetzes aufgrund des Neuheitsgrades erheblich höher ausfällt. Die niedrigen Netztemperaturen, die erhöhte Einbindung von erneuerbaren Energien und Abwärme sowie das Bestreben, vielen dezentralen Wärmeproduzenten die Einspeisung zu ermöglichen, stellen Herausforderungen für die Planung (z. B. bzgl. die Hydraulik) dar. Die Verlegung mehrerer Rohrleitungen anstelle des klassischen Vorlauf- und Rücklaufsystems erfordern vermutlich ebenfalls eine ausgiebigere Planung. Mitunter können

sich gerade im urbanen Raum erhebliche Verlegeschwierigkeiten durch bereits vorhandene Ver- und Entsorgungsleitungen ergeben. In der Summe ist davon auszugehen, dass die Planungs- und Genehmigungskosten bei einem LowEx-Mehrleiternetz höher ausfallen. An dieser Stelle wird ein Wert von 13 % anstelle von 11 % angenommen.

#### 6.1.1.6 Fördermöglichkeiten

Für die Errichtung von Wärmenetzen bestehen auf Bundesebene mehrere Fördermöglichkeiten.

- Im Zuge des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) wird der Aus- und Neubau von Wärmenetzen gefördert, welche zu mindestens 60 % aus KWK-Anlagen versorgt werden. Die Zuschlagszahlung liegt bei 100 € pro Trassenmeter (und höchsten 40 % der ansatzfähigen Investitionskosten bei Netzen mit mittleren Nennweiten von 100 und 30 % bei Netzen mit mittleren Nennweiten von mehr als 100. Der Zuschlag ist auf 20 Millionen Euro je Projekt begrenzt (vgl. Schneller et al. 2018).
- Das Marktanreizprogramm MAP fördert auf EE basierende Heizungsanlagen im Gebäudebestand sowie im Zuge des KfW Programms Erneuerbare Energien - Premium auch den Bau von Wärmenetzen mit EE-Mindestanteilen und auf EE basierende Großanlagen (vgl. Schneller et al. 2018). Pro Trassenmeter wird im Zuge dieses Programms bei Einhaltung festgelegter EE-Anteile eine Förderprämie von 60 € pro Trassenmeter bereitgestellt. Der maximale Zuschuss liegt bei 1 Mio. € (beziehungsweise 1,5 Mio. €, wenn eine Wärmeeinspeisung aus Tiefengeothermie erfolgt). Zusätzlich werden 1.800 € je Hausübergabestation gefördert, sofern kein Anschlusszwang vorliegt. Das MAP fördert auch die Errichtung von Erzeugungsanlagen (s .Kapitel 4 und 5), die für das LowEx-Mehrleiternetz in Frage kommen (Solarthermie-Anlagen, Großwärmepumpen, etc.), und Speicher. Laut Richtlinien des MAP vom 11.03.2015 werden höchstens 30 % der für den Speicher nachgewiesenen Nettoinvestitionskosten und je Wärmespeicher höchstens 1 Mio. € gefördert (KfW 2018).
- Seit Juni 2017 existiert die Förderbekanntmachung des BMWi zu „Modellvorhaben Wärmenetzsysteme 4.0“. Die Bekanntmachung adressiert die Planung und den Bau hochinnovativer multivalenter Wärmenetzsysteme und passt daher gut zu dem geplanten LowEx-Mehrleiternetz. Sowohl die Erstellung von Machbarkeitsstudien als auch die Realisierung von Wärmenetzsystemen können bezuschusst werden. Dabei muss ein Anteil erneuerbarer Energien und Abwärme an der jährlichen Wärmeeinspeisung von mindestens 50 % erreicht werden, maximal die Hälfte des Anteils darf durch Biomasse bereitgestellt werden und der Anteil fossiler Energie, die nicht durch KWK-Anlagen eingespeist wird, darf 10 % an der jährlichen Wärmeeinspeisung nicht überschreiten. Die Wärmenetzsysteme müssen zudem eine Mindestgröße aufweisen und die Temperatur darf im Vorlauf 95°C nicht überschreiten. Bei den Förderungen handelt es sich um nicht rückzahlbare Zuschüsse. Bei der Realisierung von Wärmenetzsystemen liegt die Höchstgrenze bei maximal 50 % der förderfähigen Kosten und einer Maximalsumme von 15 Mio. € pro Vorhaben (BMWi 2017).

#### 6.1.1.7 Vergleich der kapitalgebundenen Kosten bei unterschiedlichen Nennweiten

Abb. 6.4 zeigt die Verteilung der kapitalgebundenen Kosten eines konventionellen Zweileiter-Wärmenetzes auf die Kostenpositionen Tiefbaukosten, Verlegesystemkosten, Rohrleitungsbaukosten, Netztechnikkosten und Investitionsnebenkosten. Mit zunehmender Nennweite nimmt der Anteil der Tiefbaukosten ab, wohingegen insbesondere die Anteile der Verlegesystemkosten und der Netz-

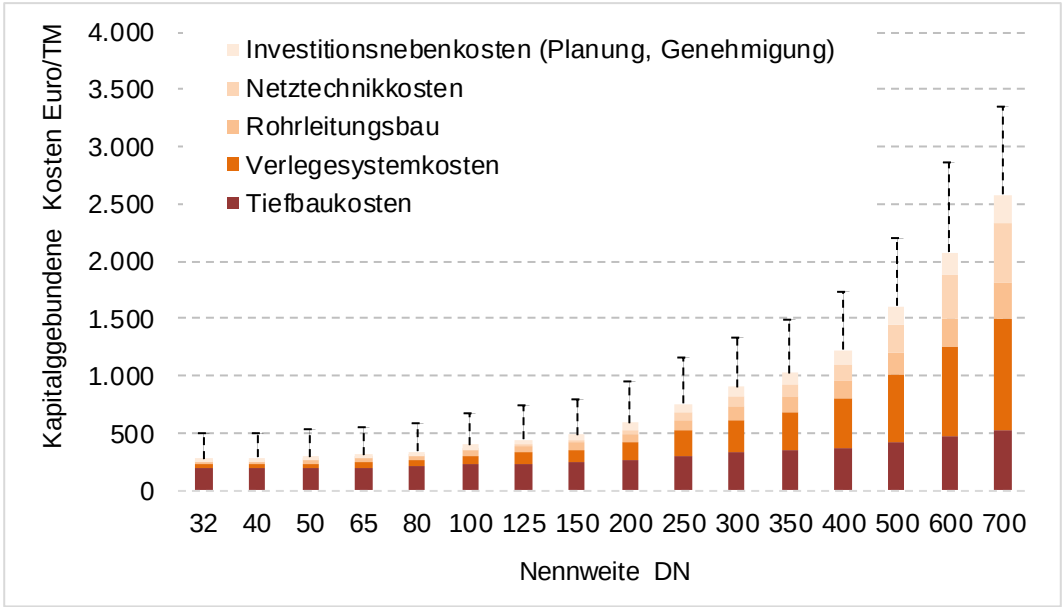


**Abb. 6.4: Verteilung der kapitalgebundenen Kosten auf verschiedenen Kostenpositionen in Abhängigkeit von der Nennweite**
Quelle: Eigene Darstellung auf Datengrundlage von STEAG Fernwärme GmbH (2014a; 2014b; 2014c; 2014d) und Schmitt et al. (2013; 2014a; 2014b)
Erläuterung: Die Fehlerbalken geben die Bandbreite der Gesamtkosten der Quellen wieder.

technikkosten steigen. Zudem ist die Bandbreite der kapitalgebundenen Kosten bei Berücksichtigung der höheren Kosten nach Schmitt et al. (2014a) angegeben. Die Unterschiede kommen vor allem durch Abweichungen in der Höhe der Tiefbaukosten zu Stande.

### 6.1.2 Betriebs- und verbrauchsgebundene Kosten

**Betriebsgebundene** Kosten fallen vor allem für die jährlichen Wartungs- und Instandsetzungsmaßnahmen an, die von der durchgeleiteten Wärmemenge abhängig sind. Gleiches gilt für die Wärmeverlustkosten. Die betriebsgebundenen Kosten unterliegen als jährliche Zahlungsströme Preisschwankungen, die mit einem preisdynamischen Annuitätenfaktor abgebildet werden.

Kahle und Grage (2011) geben die Personalkosten für Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten als prozentuale Anteile an den Investitionskosten der jeweiligen Netzkomponente an, was eine Differenzierung in Bezug auf die Systemkomponenten ermöglicht. Die Kosten für die Wartung der Umwälzpumpen in der Druckerhöhungsstation belaufen sich auf 1 % der Investitionskosten (inkl. Investitionsnebenkosten). Hinzu kommen Wartungskosten von 1 % der Investitionskosten sonstiger Pumpen, der Regelungsarmaturen sowie 0,5 % der Investitionskosten für Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik. Die Instandhaltungskosten der Rohrleitungen geben Kahle und Grage (2011) mit 1 % der Investitionskosten für die Leitungen, jeweils 2 % der Investitionskosten der Druckerhöhungsstufen und der Pumpen und jeweils 1,5 % der Investitionskosten der Regelungsarmaturen und der Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik an. Die Werte werden zum Teil durch Angaben von Schmitt et al. (2013) gestützt.

Zu den betriebsgebundenen Kosten zählen die Wärmeverlustkosten, die sich aus dem Wärmeverlust und dem Wärmepreis ergeben (Schmitt et al. 2013). Hohe Wärmeverluste sind eine entscheidende Größe für die Wirtschaftlichkeit eines Wärmenetzes. Der Wärmeverlust hängt vom Temperaturniveau, dem Rohrdurchmesser, der jährlichen Betriebsdauer, der gewählten Dämmstärke sowie der Alterung der Rohrleitung ab. In Hinblick auf stärkere Dämmvarianten ergibt sich ein Tradeoff zwischen steigenden Investitionskosten (Einmalzahlung bei Bau der Rohrleitung) und sinkenden Wärmeverlusten und damit Kostenersparnissen über die gesamte Nutzungsdauer. Häufig werden die Wärmeverluste im ganzen Jahr (Benutzungsdauer: 8.760 Stunden) ins Verhältnis zur Wärmebedarfsdichte gesetzt, welche die durchschnittliche jährliche Wärmeabgabe bezogen auf die Trassenlänge des Netzes angibt. Für bestehende konventionelle Heißwassernetze ergeben sich damit durchschnittliche jährliche Wärmeverluste von fünf bis 25 % (Wagner 2012).

Die **verbrauchsgebundenen** Kosten umfassen die Betriebsmittel. Größter Posten innerhalb der verbrauchsgebundenen Kosten ist – sofern Wärmeerzeugung und Netzbetrieb entflechtet sind – der Kauf der Wärme durch den Netzbetreiber von den dezentralen Wärmeproduzenten. Für den Betrieb des Netzes beziehungsweise der Druckerhöhungsstationen bedarf es außerdem eines Elektrizitätsinputs. Weitere Betriebsmittel sind Wasser, welches als Wärmeträger eingesetzt wird, sowie der Brennstoff für die Bereitstellung der Wärme für den Ausgleich von Spitzenlasten beziehungsweise den Notfallbetrieb. Hinzu kommen die Vertriebskosten. Die verbrauchsgebundenen Kosten unterliegen als jährliche Zahlungsströme ebenfalls Preisschwankungen. Sie werden daher wie die betriebsgebundenen Kosten mit einem preisdynamischen Annuitätenfaktor bewertet. Der Preisänderungsfaktor der verbrauchsgebundenen Kosten kann sich vom Preisänderungsfaktor der betriebsgebundenen Kosten unterscheiden.

Ein wichtiger Bestandteil der verbrauchsgebundenen Kosten sind die Pumpstromkosten, die für den elektrischen Betrieb der Pumpen zur Verteilung und zum Transport des Mediums anfallen (Böhmer und Gössl 2009). Die Kosten für den Elektrizitätsbezug errechnen sich aus der jährlichen spezifischen Pumpenarbeit pro TM, den Volllaststunden der Pumpen, der Trassenlänge und dem Strompreis. Der Strompreis für Gewerbetreibende lag im Jahr 2015 bei 15,23 ct./kWh (inkl. Stromsteuer) (BDEW 2016). Die Untergrenze der in der Literatur gefundenen Werte zum Pumpstrombedarfs liegt bei 1 % bezogen auf die an die Kund/innen abgegebenen Wärmemenge (Böhmer und Gössl 2009). Zepf et al. (2012) nennen einen Wert von 1,5 % der eingespeisten Wärmearbeit. Paar et al. (2013) geben für den Stromverbrauch der Umwälzpumpen einen Erfahrungswert von 2,5 % der in das Netz eingespeisten Wärmemenge an. Lange Transportleitungen zwischen der Wärmeerzeugung und den Unterverteilungsnetzen führen zu hohen Pumpstromkosten. Eine abnehmernahe Wärmeerzeugung ist daher mit Blick auf die Energieeffizienz günstiger gegenüber als eine weiter entfernte Erzeugung (Böhmer und Gössl 2009).

Weitere verbrauchsgebundene Kosten sind die Wasserkosten. Die Wasserkosten der Erstbefüllung können als Anfangsinvestition angesehen werden. Nach einmaliger Befüllung der Leitungen müssen lediglich die Wasserverluste über den Nutzungszeitraum kompensiert werden. Die Wasserverlustkosten sind neben der verlorenen Wassermenge und den Kosten für Neubeschaffung auch durch die Kosten, welche für die Aufwärmung des Betriebsmittels entstehen, bestimmt (Böhmer und Gössl 2009). Mit einem durchschnittlichen Wasserpreis von 8 €/m³ und einem angenommenen Wärmepreis von 15 €/MWh berechnet die Firma KeyX – bei bekannten Leckagen – Wasserverlustkosten von 6,0 €/TM und Jahr (KeyX Prüfsysteme GmbH & Co. KG). Nach Reparatur der Schadenstellen wird ein Wasserverlust von 50 m³/Tag erreicht (Kosten von 2,0 €/TM und Jahr). Dieser Wert wurde in der folgenden Berechnung berücksichtigt, obwohl er aufgrund der geringeren Größe des Modellnetzes im Projekt LowExTra vermutlich zu hoch liegt. Kosten für andere Netze oder

Nennweiten wurden nicht gefunden. Aufgrund des geringen Einflusses dieser Größe auf die gesamten Betriebskosten, hat dieser Unsicherheitsfaktor jedoch nur eine geringe Wirkung.

Hinzu kommen die Vertriebs- beziehungsweise Abrechnungskosten für die Gesamtwärmeabgabe. Es wird hier von einem Netzbetrieb und Vertrieb der Fernwärme aus Händen einer einzigen Gesellschaft ausgegangen. Die durchschnittlichen Vertriebskosten der deutschen Fernwärmewirtschaft betragen laut AGFW (2014a) 1,50 €/MWh. Da der Aufwand bei kleinen Netzen mit wenigen Hausanschlüssen höher einzustufen ist, können die Kosten im Einzelfall höher ausfallen.

Die sonstigen Kosten enthalten die Kosten für die Verwaltung und Versicherung des Netzes sowie die Gestattungsentgelte (für die Wegenutzung). Auch diese Kosten unterliegen Preisschwankungen im Laufe des Betrachtungszeitraumes, sodass ein preisdynamischer Annuitätenfaktor angesetzt wird. Die Verwaltungs- und Versicherungskosten werden als Prozentwert der kapitalgebundenen Kosten angegeben und betragen laut Kahle und Grage (2011) und Paar et al. (2013) 0,5 %. Vereinfachend wird in dieser Arbeit von einem einheitlichen Wert für sämtliche Systemkomponenten ausgegangen. Im Gegenzug zur Gestattung des Wegenutzungsrechts kann durch die Kommune eine vertraglich vereinbarte Nutzungsgebühr beziehungsweise ein Gestattungsentgelt von der in Anspruch nehmenden Gesellschaft verlangt werden (Bruns et al. 2012). In Abhängigkeit von der Netzlänge geben Schweikardt et al. (2012) für das Jahr 2008 ein in Deutschland durchschnittliches jährliches Gestattungsentgelt von 1,49 €/(TM*a) an. Die längenabhängige Berechnung der Gestattungsentgelte ist zwar nur bei 34 % der in 2008 vereinbarten Verträge vorgenommen worden, stellt zugleich aber dem Bundeskartellamt zufolge die sinnvollste Betrachtungsweise dar, weil das Gestattungsentgelt als eine Art Pachtzins verstanden werden kann. Das Bundeskartellamt ermittelte, dass nur in 10 % der untersuchten Netze ein vertraglich vereinbartes Gestattungsentgelt erhoben wird. Diese Arbeit geht dennoch vom Zustandekommen eines solchen Vertrages mit einer vertraglich vereinbarten Zahlung pro Jahr aus (Schweikardt et al. 2012).

Beim Betreibermodell Erzeugerwettbewerb (Netzbetrieb und Wärmevertrieb in einer Hand) kommt als weiterer Kostenpunkt der Wärmeeinkauf von den Wärmeerzeugern hinzu. Dieser hängt von den Wärmegestehungskosten der in das Netz integrierten Erzeugungsanlagen ab.

*Abschätzung der betriebs- und verbrauchsgebundenen Kosten des LowEx-Mehrleiternetzes*

Da die Wartungs- und Instandhaltungskosten des Netzes als prozentuale Werte der Investitionskosten angeben werden, impliziert die Wahl eines Vierleitersystems aufgrund der höheren Investitionskosten eine Kostensteigerung im Vergleich zu einem Zweileitersystem. Es ist plausibel, dass sich Wartungs- und Instandhaltungskosten in die gleiche Richtung entwickeln wie die Investitionskosten. Es werden hier die gleichen prozentualen Werte angenommen wie im Zweileiternetz.

Bezüglich der Wärmeverluste sind zwei Effekte zu erwarten: Die Außenfläche der Leitungen ist beim Mehrleiternetz größer als beim Zweileiternetz, wodurch höhere Wärmeverluste auftreten. Zugleich wird das LowEx-Mehrleiternetz mit geringeren Betriebstemperaturen gefahren als konventionelle Wärmenetze. Bei erdverlegten Rohrleitungen ist davon auszugehen, dass keine Wärmeverluste auftreten, sobald die Betriebstemperatur des Netzes der Umgebungstemperatur entspricht. Die Wärmeverluste nehmen somit mit der Absenkung des Temperaturniveaus ab. Dalla Rosa et al. (2014) bestätigen, dass Wärmenetze mit einer LowEx-Fahrweise gegenüber traditionellen Fernwärmenetzen den Vorteil haben, dass sie eine Reduktion der Wärmeverluste erzielen können, ohne auf kostspielige Isolierungsmaßnahmen angewiesen zu sein. Um die gleichen Wärmverlustwerte zu erzielen wie bei einer Betriebstemperatur von 55°C müssten KMR-Leitungen bei einer

Vorlauftemperatur von 85°C eine dreifach bis elffach stärkere Isolierung haben. In der Summe zeigen die Simulationen des HRI anhand von Modellnetzen jedoch, dass die Wärmeverluste im Mehrleiternetz etwa 20 % über denen des Zweileiternetzes liegen. Die Wärmeverluste werden für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen auf 5 % im Zweileiternetz und 6 % im Mehrleiternetz festgelegt. Die Simulationen des HRI ergaben in beiden Fällen geringere Wärmeverluste, dies wurde bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse berücksichtigt (s. Kapitel 6.3).

Niedrigere Betriebstemperaturen können einen Beitrag zur gesteigerten Lebensdauer der Rohrleitungen leisten. Es kann folglich davon ausgegangen werden, dass die Instandhaltungskosten für die Leitungen geringer ausfallen. Ebenfalls günstig würde sich die Verwendung von Doppelrohrsystemen auf die Wärmeverluste auswirken. Im günstigsten Fall können bei kleinen Nennweiten die Wärmeverluste des Rücklauf gänzlich vermieden werden (Dalla Rosa et al. 2014). Allerdings werden Doppelrohre in Deutschland momentan nur im Nennweitenbereich von DN 20 bis DN 200 angeboten (Böhnisch 2011) und ihre Eignung für die Verwendung in einem Mehrleiter-LowEx-Netz ist zu prüfen. Für die Zukunft sind auch asymmetrische Isolierungen im Inneren eines solchen Doppelrohrsystems angedacht, um die Wärmeverluste weiter zu reduzieren (Dalla Rosa et al. 2014).

Für die Wasserverlustkosten werden um 50 % höhere Werte angesetzt als für das Zweileitersystem, da im Mehrleitersystem vermutlich etwas mehr Medium benötigt wird. Bei den Pumpstromkosten ist bei einem LowEx-Mehrleiternetz von höheren Kosten auszugehen als bei einem konventionellen Zweileitersystem, da die Anzahl an Pumpen aufgrund der vielen dezentralen Einspeiser voraussichtlich größer ist als bei einem konventionellen Wärmenetz mit zentraler Einspeisung. In der Summe wird auch die Leistung der Pumpen größer sein, da die anliegende Druckdifferenz höher ist und aufgrund der niedrigeren Betriebstemperaturen eine größere Mediummenge transportiert werden muss. Für den Pumpstrombedarf wird ein Wert von 1,4 % der in das Netz eingespeisten Wärme im Vierleitersystem ausgegangen, für das Zweileitersystem ein Wert von 1,2 % der in das Netz eingespeisten Wärme. Den Simulationen des HRI zufolge ist der Pumpstrombedarf sowohl des Zweileiternetzes als auch des Vierleiternetzes deutlich geringer, dies wurde bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse berücksichtigt (s. Kapitel 6.3).

Wie im Zweileitersystem werden die Versicherungskosten mit 0,5 % der kapitalgebundenen Kosten angesetzt, die Absolutwerte fallen entsprechend der höheren kapitalgebundenen Kosten im Mehrleitersystem höher aus. Bei den Gestattungsentgelten wird keine Änderung angenommen.

### 6.1.3 Erlöse und Einzahlungen

Entsprechend der VDI-Norm 2067 (2000) werden die Erlöse als Einzahlungen ebenfalls mit einem preisdynamischen Annuitätenfaktor bewertet. Einnahmen können im konkreten Anwendungsfall aus Fördermitteln stammen (werden dann jedoch direkt mit den kapitalverbundenen Kosten verrechnet) und je nach Organisations- beziehungsweise Betreibermodell aus dem Verkauf der Wärme beziehungsweise über die Erhebung von Netznutzungsentgelten (Durchleitungsmodell).

Im Fall eines integrierten Versorgers kommen die Erlöse des Netzbetreibers durch den Verkauf der Wärme (und gegebenenfalls von Strom) zustande. Der Gesamtpreis der Fernwärme für die Wärmeabnehmer ergibt sich aus drei Faktoren:

- Leistungspreis (abhängig vom Verrechnungsanschlusswert (in MW))
- Grundpreis (für Messeinrichtungen und Wartung resultierender und feststehender Betrag)
- Arbeitspreis (nach bezogener Wärmemenge (kWh)) (vgl. Böhmer und Gössl 2009).

Leistungs- und Grundpreis dienen zur Deckelung der Kosten für die Investition in Erzeugungsanlagen und Verteilungssysteme sowie zur Abdeckung der Wartungs- und Instandhaltungskosten. Der Arbeitspreis hingegen unterliegt den Schwankungen der Marktpreise für die zur Erzeugung nötigen Brennstoffe (AGFW 2014b). In vielen Fällen liegt in der Praxis eine integrierte Versorgungsstruktur, bestehend aus Erzeugung, Netzbetrieb und Vertrieb, vor. Über die unterschiedliche Auslegung der drei Preisfaktoren kann die Gewichtung der variablen Kosten (Arbeitspreis) an den Gesamtkosten erfolgen. Über eine hohe Gewichtung der vom Verbrauch abhängigen Kosten ist es unter Umständen möglich, das Konsumverhalten der Abnehmer zu beeinflussen (vgl. Böhmer und Gössl 2009). Der Fernwärmepreis fällt regional sehr unterschiedlich aus. Wichtige Einflussfaktoren auf den Preis der Fernwärme sind die Erzeugungsart, der Brennstoffmix, die Tiefe der Dienstleitung, die geologischen Gegebenheiten und auch die Abnehmerstruktur (AGFW 2014b).

Im Fall eines Durchleitungsmodells (Trennung von Wärmeerzeugung und Vertrieb vom Netzbetrieb) besteht aus Sicht des Netzbetreibers eine Erlösmöglichkeit durch das Verlangen von Netznutzungsentgelten. Der Netzbetreiber gestattet den Wärmeerzeugern, Wärme durch das Netz zu leiten und bei den Abnehmern abzusetzen. In der konventionellen Fernwärmeversorgung ist laut Schweikardt et al. (2012) ein solches Durchleitungsprinzip schwierig umzusetzen, da meist bereits eine integrierte Fernwärmeversorgung vorliegt. Daher gestaltet sich die Ermittlung einer angemessenen Gebühr für die Netznutzung kompliziert. Zudem würden im Falle der Organisation des Fernwärmnetzes nach dem Durchleitungsmodell mit diversen Wärmeerzeugern erhöhte Transaktionskosten für den Netzbetreiber entstehen, da dieser für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zusätzlichen Aufwand betreiben muss. Maaß et al. (2015) nehmen an, dass die Zusatzkosten an die Wärmeabnehmer/innen weitergegeben werden und sich in Form höherer Netznutzungsentgelte bemerkbar machen. Die Sektoruntersuchung des Bundeskartellamtes (2012) kommt zu dem Schluss, dass eine Netzentflechtung der Fernwärme allenfalls kleine Wettbewerbsverbesserungen bringen würde, vielmehr aber die administrativen Kosten heben würde.

Im Falle der Entflechtung von Erzeugung, Netzbetrieb und Vertrieb wird die Preisstruktur komplexer, da die Gewinnabsichten der einzelnen Akteure mitberücksichtigt werden müssen. Zwar kann durch die Öffnung des Wärmenetzes ein Marktzugang für Dritte und somit ein echter Wettbewerb geschaffen werden. Zugleich steigen aber vermutlich die Transaktionskosten für den Netzbetreiber, was höhere Verbraucherpreisen erwarten lässt. Bei großen Netzen mit hohen Profitmargen im Rahmen einer integrierten Versorgungsstruktur sehen Maaß et al. (2015) die Chance, dass eine Öffnung des Wärmenetzes für den Wettbewerb nicht unbedingt zu höheren Kosten für die Verbraucher/innen führt und eine Verbesserung der Effizienz mit sich bringen könnte.

### 6.1.4 Finanzwirtschaftliche Kenngrößen

Für die Bestimmung des Annuitätenfaktors müssen einige grundlegende technische und ökonomische Kennzahlen festgelegt werden. Eine zentrale Kennzahl ist der Betrachtungszeitraum, da die Abnutzung der Anlagenteile über den Nutzungszeitraum berücksichtigt werden muss. Mit den Ersatzinvestitionen einiger Komponenten, deren Lebensdauer kürzer ist als der Betrachtungszeitraum wird diesem Umstand Rechnung getragen. In Anlehnung an Schmitt et al. (2013) und Paar et al. (2013) wird der Betrachtungszeitraum der Netzinfrastruktur auf 40 Jahre festgelegt. Somit werden für die Rohrleitungen keine Ersatzinvestitionen berücksichtigt. Für die Druckerhöhungsstationen kann nur mit einer Nutzungsdauer von knapp 30 Jahren gerechnet werden (Schmitt et al. 2013). Ebenso fallen für die Umwälzpumpen, die Regelungsarmaturen sowie für die Netzleittechnik Ersatzinvestitionen an, da die Nutzungszeiträume geringer als der Betrachtungszeitraum ausfallen. Unter Rückgriff auf die Studien von Kahle und Grage (2011) sowie Jagnow und Wolf (2012) ergibt

sich ein Nutzungszeitraum von zehn bis 18 Jahren für Umwälzpumpen (Annahme in dieser Arbeit: 15 Jahre). Für die Regelungsarmaturen geben die Autoren eine Benutzungsdauer von zehn bis 20 Jahren an (Annahme in dieser Arbeit: 15 Jahre). Für die Netzleittechnik wird in Anlehnung an Kahle und Grage (2011) eine Benutzungsdauer von zwölf Jahren unterstellt.

Die Inflationsrate fließt über den Preisänderungsfaktor in den Barwert der Ersatzinvestitionen und in den preisdynamischen Annuitätenfaktor ein. Durch einen höheren Preisänderungsfaktor steigen der Barwert der Ersatzinvestitionen sowie der preisdynamische Annuitätenfaktor für die betriebsbedingten Kosten an. Insgesamt ergeben sich bei einer höheren Inflationsrate höhere Wärmegestehungskosten. Für die Betriebsstoffe, aber auch für die Löhne sowie für die Investitionsgüter können unterschiedliche Preisänderungsraten angenommen werden. Daher werden die in Tab. 6.1 aufgeführten Preisänderungsraten für die unterschiedlichen Kostenpositionen angesetzt.

**Tab. 6.1: Preisänderungsraten der Wirtschaftlichkeitsbewertung**

| Kostenposition | Preisänderungsrate |
|---|---|
| Investitionsgüter (Ersatzinvestitionen) | 0,6 % |
| Löhne (Betriebspersonal und Wartung) | 1,6 % |
| Elektrizität | 4,1 % |
| weitere verbrauchsgebundene Kosten | 2,0 % |
| sonstige Kosten (Versicherung) | 2,0 % |
| Erlöse | 2,0 % |

Die Werte stammen aus Informationen des Statistischen Bundesamtes (2014a; 2014b; 2014c). Da sie aus historischen Daten abgeleitet werden, ist in der Zukunft eine andere Entwicklung möglich.

Eine weitere wichtige Größe ist der Mischkalkulationszinssatz, mit dem die Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital bewertet wird. Die relevante Literatur zur ökonomischen Bewertung von Fernwärmenetzen gibt für den Mischkalkulationszinssatz der Annuitätenfaktoren Werte zwischen 4 % und 6 % an (Paar et al. 2013; Schmitt et al. 2013; Thalmann et al. 2013). In dieser Arbeit wird mit einem Eigenkapitalzins von 10 %, einem Eigenkapitalanteil von 20 % und einem Fremdkapitalzins von 4 % gerechnet. Daraus ergibt sich ein Mischkalkulationszinssatz von 5,2 %.

## 6.2 Kosten eines Zwei- und Vierleiter-Modellnetzes

Zunächst werden die Ergebnisse zur Kostenstruktur eines konventionellen Zweileiter-Modellnetzes und des neuen LowEx-Mehrleiternetzes dargestellt. Einige wichtige Eigenschaften des Modellnetzes, das als konventionelles Zweileiter-Wärmenetz sowie als LowEx-Mehrleiternetz simuliert wurde, und des Gebietes sind in Tab. 6.2 aufgeführt.

**Tab. 6.2: Eigenschaften eines konventionellen Wärmenetzes und eines LowEx-Netzes**
Erläuterung: Basierend auf einer Modellierung des HRI

| | Konventionelles Netz | LowExNetz |
|---|---|---|
| Betrachtungszeitraum [a] | 40 | 40 |
| Länge [m] | 3.166 | 3.166 |
| Mittlere Nennweite | 100 | 94 |
| Gesamtwärmebedarf [kWh/a] | 14,3 Mio. | 14,3 Mio. |
| Wärmeverlust [%] | 5 | 6 |
| Investitionskosten inkl. Nebenkosten [Euro/TM] | 396 | 564 |
| Tilgungszuschuss [Euro/TM] | | 60 |

Der Wärmebedarf im Netzgebiet, der für 2015 auf 17,1 GWh/a festgelegt ist, basiert auf Potenzialabschätzungen des HRI für das Modellgebiet in Berlin Pankow. Über den Betrachtungszeitraum von 40 Jahren wird der Wärmebedarf aufgrund der fortschreitenden energetischen Gebäudesanierung abnehmen. Das HRI berechnete für 2035 einen Wärmebedarf von 14,3 GWh/a. Für den gesamten Betrachtungszeitraum wird vereinfacht von einem durchschnittlichen Wärmeverkauf von ebenfalls 14,3 GWh/a ausgegangen, da bis 2050 ein weiterer Rückgang des Wärmebedarfs zu erwarten ist. Die für dieses Netz erforderliche, eingespeiste Wärmemenge entspricht beim konventionellen Netz und dem berücksichtigten Wärmeverlust von 5 % 15,0 GWh/a. Im LowEx-Konzept mit dem höheren Wärmeverlust entspricht dies einer eingespeisten Wärmemenge von 15,2 GWh/a.

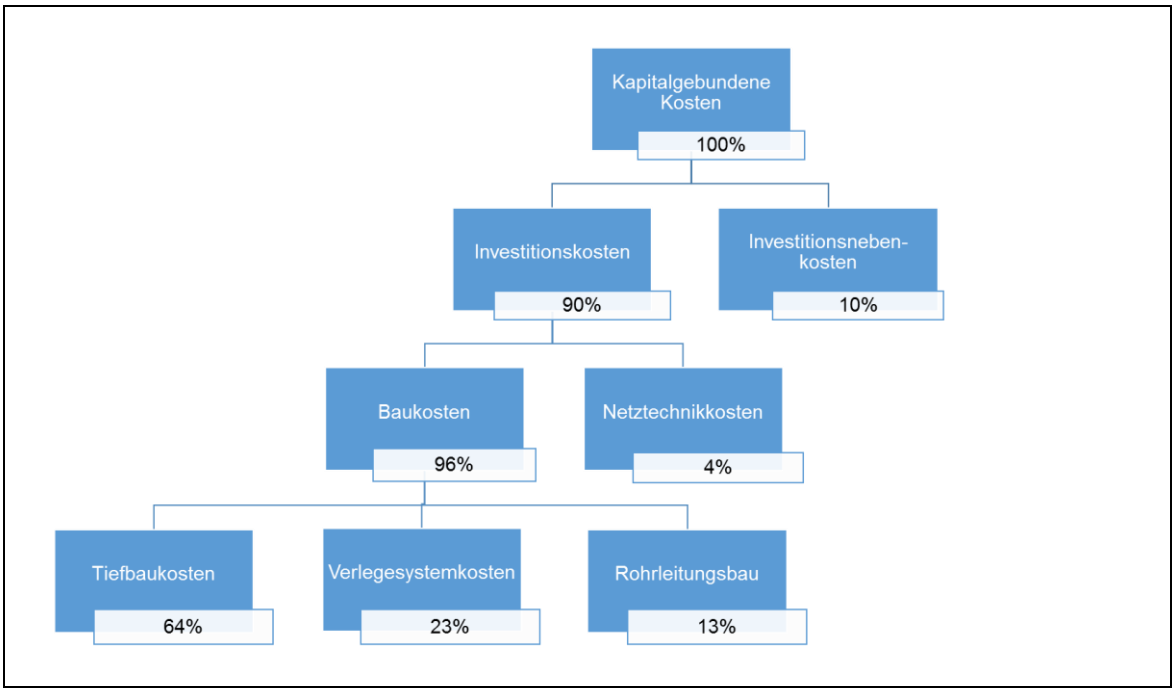


**Abb. 6.5: Kostenstruktur der Errichtung eines konventionellen Wärmenetzes**
Quelle: Eigene Darstellung, Nennweiten der Rohrleitungen s. Tab. 11.5

Bei gleicher Wärmeabnahmedichte können bei einem Mehrleitersystem im Vergleich zu einem Zweileitersystem etwas geringere Nennweiten realisiert werden. Die Zusammensetzung der Modellnetze in Hinblick auf die Nennweiten ist Tab. 11.5 im Anhang zu entnehmen. Die Unterschiede in den durchschnittlichen Nennweiten im Vergleich zum Zweileitersystem sind dabei gering. Für die Darstellung der Kostenstruktur des Mehrleitersystems werden die spezifischen Kosten für die jeweiligen Rohrgrößen zunächst aus der Systematik des Zweileitersystems übernommen und anschließend den Bedingungen im Vierleitersystem angepasst. Der Großteil der Investitionskosten entsteht bei einem konventionellen Zweileiternetz ebenso wie bei einem Mehrleiternetz durch die Baukosten, vor allem die Tiefbaukosten (s. Abb. 6.5), sodass Anstrengungen zur Kostensenkung vor allem bezüglich dieser Kostenposition angestrebt werden sollten. Zugleich sind Kostenreduktionen in urbanen Gebieten mit hoher Infrastrukturdichte Grenzen gesetzt. In der Summe ergeben sich für das Mehrleitersystem unter Berücksichtigung der beschriebenen Annahmen (s. Kapitel 6.1) um ca. 43 % höhere kapitalgebundene Kosten als für das Zweileitersystem (vgl. Tab. 6.3).

**Tab. 6.3: Spezifische Kosten für ein konventionelles Zweileiter-Wärmenetz und ein LowEx-Mehrleiternetz mit durchschnittlicher DN 100 und DN 94**
Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von Modellnetzen, Kosten für das Zweileiternetz basieren auf STEAG Fernwärme GmbH (2014a; 2014b; 2014c; 2014d)

| **Kostenparameter** | **Einheit** | **Konventionelles Zweileiter-Wärmenetz** | **LowEx-Vierleiter-Wärmenetz** |
|---|---|---|---|
| **Kapitalgebundene Kosten** | Euro/TM | **396,10** | **564,11** |
| **Investitionskosten** | Euro/TM | **356,85** | **499,21** |
| Baukosten | Euro/TM | 343,61 | 483,62 |
| Tiefbaukosten | Euro/TM | 220,45 | 271,70 |
| Verlegesystemkosten | Euro/TM | 77,35 | 155,15 |
| Rohrleitungsbau | Euro/TM | 45,80 | 56,78 |
| *Netztechnikkosten* | *Euro/TM* | *13,24* | *15,59* |
| *Investitionsnebenkosten* | *Euro/TM* | *39,25* | *64,90* |
| **Betriebsgebundene Kosten** | Euro/(TM*a) | **21,58** | **25,82** |
| **Sonstige Kosten** | Euro/(TM*a) | **3,47** | **4,31** |
| Versicherung | Euro/(TM*a) | 1,98 | 2,82 |
| Gestattungsentgelte | Euro/(TM*a) | 1,49 | 1,49 |

Bei den Investitionskosten beläuft sich die Kostenzunahme auf 40 % und bei den Investitionsnebenkosten aufgrund des höheren Prozentsatzes als auch der höheren Investitionskosten sogar auf 65 %. Bei den Betriebskosten hingegen beträgt die Kostenzunahme unter den genannten Annahmen knapp 20 %. Ursprünglich wurde von den Autor/innen in der Summe von einer größeren Differenz zwischen den Kosten eines Zweileitersystems und eines Mehrleitersystems ausgegangen, diese jedoch im Austausch mit Netzbetreibern reduziert.

## 6.3 Netzkosten und Refinanzierung

Mit den in Kapitel 6.1 beschriebenen Annahmen lassen sich mit dem Annuitätenverfahren für das LowEx-Mehrleiternetz Gesamtannuitäten errechnen, die knapp 30 % über denen eines konventionelle Zweileiter-Wärmenetzes liegen (s. Tab. 6.4). Betrachtet sind hier die Netzinvestitionskosten und laufenden Kosten für das Netz selbst und für die Substitution des Wärmeverlusts durch den Betrieb eines Gaskessels durch den Netzbetreiber (passend für das Durchleitungsmodell, s. Kapitel 3). Nicht berücksichtigt sind die Investitionskosten und laufenden Kosten für die Wärmeerzeugungsanlagen (Integrierter Versorger) beziehungsweise die Kosten für den Einkauf der Wärme (Erzeugerwettbewerb). Förderungen sind an dieser Stelle ebenfalls nicht angerechnet, da die Vergabe von dem Erzeugermix und dem Anteil erneuerbarer Energien abhängt.

**Tab. 6.4: Gesamtkosten für ein konventionelles Zweileiter-Wärmenetz und ein LowEx-Mehrleiternetz mit durchschnittlicher DN 100 und DN 94**
Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von Modellnetzen, spezifische Kosten s. Tab. 6.3

| **Kostenparameter** | **Konventionelles Wärmenetz** | | **LowEx-Mehrleiternetz** | |
|---|---|---|---|---|
| | **Kosten (€/a)** | **Annuität (€/a)** | **Kosten (€/a)** | **Annuität (€/a)** |
| **Kapitalgebundene Kosten** | **1.267.804** | **75.919** | **1.802.148** | **107.917** |
| Baukosten | 1.087.793 | 65.140 | 1.531.055 | 91.684 |
| Netztechnikkosten | 41.908 | 2.510 | 49.347 | 2.955 |
| Investitionsnebenkosten | 124.267 | 7.441 | 205.452 | 12.303 |
| Ersatzinvestitionen | 13.837 | 829 | 16.293 | 976 |
| **Betriebsgebundene Kosten** | **114.785** | **166.135** | **138.119** | **199.326** |
| **Sonstige Kosten** | **10.987** | **14.584** | **13.646** | **18.114** |
| **Kosten gesamt** | **1.393.576** | **256.639** | **1.953.914** | **325.358** |

Bei dem konventionellen Wärmenetz entsprechen die Gesamtannuitäten einem Wert von 1,8 ct./kWh (Gesamtkosten bezogen auf die durchgeleitete Wärmemenge), die über die Netznutzungsentgelte refinanziert werden müssen. Für das LowEx-Mehrleiternetz liegen die Gesamtannuitäten aufgrund der höheren Investitions- und Betriebskosten bei 2,3 ct./kWh. Ohne Berücksichtigung der Wärmeverluste liegen die Gesamtannuitäten bei 1,4 ct./kWh im Zweileiternetz und 1,8 ct./kWh im Mehrleiternetz. Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung ist beispielhaft ein Netznutzungsentgelt von 1,5 ct/kWh angenommen. Unter diesen Bedingungen ergibt sich für das Zweileiternetz ein Gewinn, für das Mehrleiternetz ein geringer Verlust. Da zahlreiche ökonomische Kenngrößen und technische Parameter die Ausprägung der Kosten und damit die Wirtschaftlichkeit beeinflussen und teilweise hohe Unsicherheiten bezüglich einzelner Werte bestehen, erfolgte eine Sensitivitätsanalyse, auch zur Ermittlung der besonders relevanten Einflussgrößen (s. Abb. 6.6). Einflussreiche Parameter sind die Wärmeabnahmedichte, die Investitionskosten, der Wärmeverlust und die Betriebskosten (dabei vor allem die Pumpstromkosten). Die Unsicherheiten in Bezug auf

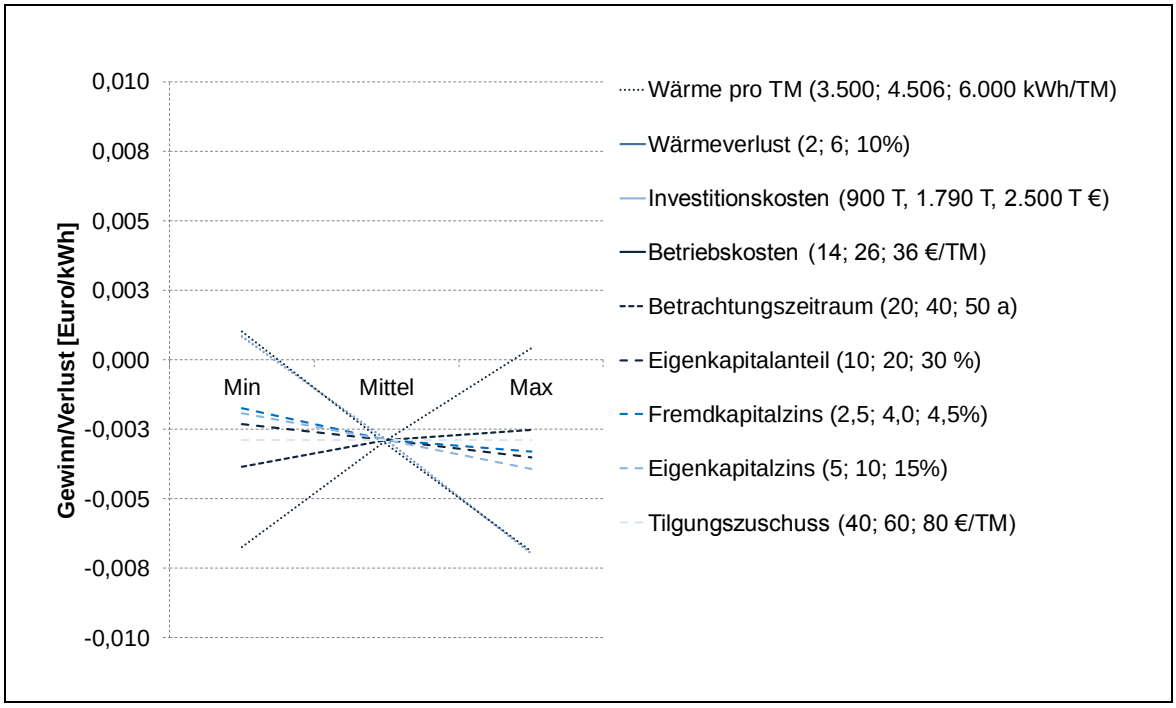


**Abb. 6.6: Sensitivitätsanalyse der Netzkosten eines LowEx-Mehrleiternetzes**
Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung auf Basis eines Modellnetzes und bei Berücksichtigung eines Netznutzungsentgeltes von 1,5 ct./kWh.

die Investitionskosten verursachen eine große Variation im Ergebnis. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bei den Investitionskosten eine große Bandbreite gewählte wurde, die durch die Abweichungen der Kosten in den Originalquellen zustande kommt (vgl. Kapitel 6.1.1). Kenngrößen wie Betrachtungszeitraum, Eigenkapitalanteil, Eigen- und Fremdkapitalzins sowie die Höhe des Tilgungszuschusses haben hingegen nur einen geringen Einfluss auf das Ergebnis.

Für die Standortwahl interessant ist die Frage, ab welcher Wärmeabnahmedichte sich ein LowEx-Mehrleiternetz wirtschaftlich rentabel umsetzen lässt. Grundsätzlich zeigt die Sensitivitätsanalyse, dass viele Parameter einen starken Einfluss auf das Ergebnis haben. Die Wirtschaftlichkeit eines Mehrleiter-Wärmenetzes im Vergleich zu einem konventionellen Zweileitersystem kann nur für einen konkreten Anwendungsfall genau bestimmt werden. Pauschalaussagen, ob sich ein Mehrleiternetz mit Gewinn errichten und betreiben lässt sind aufgrund der Unsicherheiten nicht möglich. Unter den getroffenen Annahmen ist das Zweileiternetz bereits ab einer geringeren Wärmeabnahmedichte auch ohne Förderung rentabel umsetzbar als das LowEx-Mehrleiternetz (s. Abb. 6.7). Dies ist vor allem auf die höheren Investitionskosten und Wärmeverluste des LowEx-Mehrleiternetzes zurückzuführen. Bei der Interpretation ist zu beachten, dass die Ergebnisse lediglich Tendenzen aufzeigen. Abhängig von den Standortbedingungen und der Definition und Charakterisierung der Modellnetze können sich die technischen und systemischen Parameter und demnach auch die Kosten ändern, sodass auch das Ergebnis des Vergleichs des Zweileiternetzes und des Mehrleiternetzes anders ausfallen kann. Liegen beispielsweise die Wärmeverluste eher im Bereich der durch die Simulation des HRI berechneten Werte von 3 %, so kann auch bei einem LowEx-Mehrleiternetz bereits bei geringeren Wärmeabnahmedichten ein Gewinn erwirtschaftet werden.

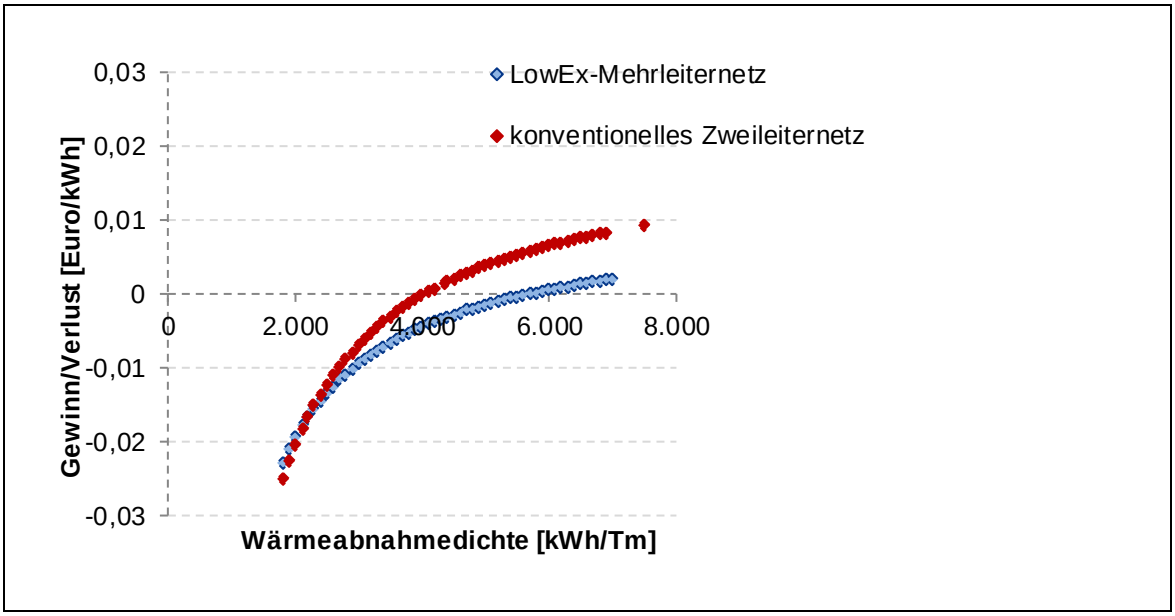


**Abb. 6.7: Gewinn/Verlust zweier Modellnetze bei variierenden Wärmeabnahmedichten**
Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung auf Basis von Modellnetzen und bei Berücksichtigung eines Netznutzungsentgeltes von 1,5 ct./kWh.

Die Rentabilität hängt zudem von den Erlösmöglichkeiten der Netzbetreiber ab. Je nach Betreibermodell kann die Refinanzierung über einen Aufschlag auf die Wärmegestehungskosten (Integrierter Versorger), die Differenz zwischen Wärmeeinkaufs- und -verkaufspreis (Erzeugerwettbewerb) oder über Netznutzungsentgelte (Durchleitungsmodell) erfolgen. Können höhere Netznutzungsentgelte erhoben werden, als in den Berechnungen angenommen, so ist eine wirtschaftliche Umsetzung auch bei geringeren Wärmeabnahmedichten möglich. Für die konkreten Modellnetze muss bei dem Zweileiternetz das Netznutzungsentgelt mindestens 1,4 ct./kWh (bezogen auf die verkaufte Wärmemenge) betragen, um eine Refinanzierung zu ermöglichen, beim Mehrleiternetz bedarf es eines Netznutzungentgeltes von mindestens 1,8 ct./kWh. Das gleiche gilt im Fall eines Integrierten Versorgers oder des Erzeugerwettbewerbs in Bezug auf die Differenz zwischen dem Wärmeerzeugungs- beziehungsweise -einkaufspreis und dem -verkaufspreis. Da bei einem LowEx-Mehrleiternetz andere Wärmeerzeugungsanlagen als bei einem Zweileiternetz eingesetzt werden, die andere spezifische Wärmegestehungskosten aufweisen, muss das Gesamtsystem betrachtet werden, um eine Aussage über die Gesamtkosten und die Wirtschaftlichkeit des Netzes und des Erzeugerparks treffen zu können. Eine Beschreibung der Gesamtkosten und der WKG verschiedener Szenarien für den Erzeugerpark findet sich in Kapitel 7.

## 6.4 Fazit zur Wirtschaftlichkeit aus Netzbetreibersicht

Zunächst wurde eine literaturbasierte Datengrundlage für die Kostenstruktur eines konventionellen Zweileiter-Wärmenetzes geschaffen. Diese diente als Grundlage für die Ableitung der Kosten für ein Mehrleiternetz basierend auf eigenen Überlegungen der Autor/innen sowie einer Validierung dieser Kosten im Austausch mit Netzbetreibern. Ergänzt wurde die Datengrundlage durch technische Simulationen von Modellnetzen für Zwei- und Mehrleiternetze des HRI. Die Kostenstruktur des Mehrleiternetzes ist aufgrund des Neuheitsgrades mit Unsicherheiten behaftet, die in einer

Sensitivitätsanalyse berücksichtigt sind. Die Wirtschaftlichkeit eines Wärmenetzes aus Netzbetreibersicht hängt von der Höhe der Investitionskosten und der laufenden Kosten ab. Innerhalb der Investitionskosten lassen sich Tiefbau-, Verlegesystem-, Rohrleitungsbau- und Netztechnikkosten unterscheiden. Bei kleinen Nennweiten dominieren die Tiefbaukosten die Höhe der gesamten Investitionskosten, während bei größeren Nennweiten die Verlegesystem- und Netztechnikkosten prozentual an Bedeutung gewinnen. Innerhalb der laufenden Kosten nehmen die Pumpstromkosten einen großen Anteil der Gesamtkosten ein, ebenfalls einen nennenswerten Anteil verursachen die Vertriebskosten. Im Fall des integrierten Versorgers verändert sich die Kostenstruktur insofern, als die Kosten der Erzeugeranlagen mit in die Wirtschaftlichkeitsberechnung eingehen. Im Fall des Erzeugerwettbewerbs kommt als größenmäßig wichtigste Kostenposition der Wärmeinkauf hinzu. Der Wärmepreis richtet sich dabei nach den Wärmegestehungskosten der dezentralen Erzeugungsanlagen.

Aus Sicht des Netzbetreibers müssen sich die Investitionskosten und die laufenden Kosten über die Erlöse refinanzieren lassen. Im Fall eines Durchleitungsmodells ist die Erhebung von Netznutzungsentgelten die einzige Erlösmöglichkeit, im Fall des Erzeugerwettbewerbs erfolgt die Refinanzierung über die Differenz im Wärmeeinkaufs- und -verkaufspreis und im Fall des Integrierten Versorgers über die Differenz in den Wärmegestehungskosten der dezentralen Anlagen und dem Wärmeverkaufspreis. Zu klären ist für das Durchleitungsmodell, wer für die Wärmeverlustkosten aufkommt. In den aktuellen Berechnungen wurde davon ausgegangen, dass der Netzbetreiber die Wärmeverluste durch eine eigene Wärmeerzeugung kompensieren muss.

Für das LowEx-Mehrleiternetz ist für die Gesamtkosten und in nahezu allen Kostenpositionen von einer Zunahme der Kosten auszugehen – verursacht wird dies vor allem durch den Einsatz mehrerer Rohrleitungen, die größere Außenfläche und den höheren Pumpstrombedarf. Die Grabenmaße für die Verlegung fallen größer aus und die höhere Anzahl an Rohren geht voraussichtlich mit größeren Verlegeschwierigkeiten einher. In der Summe ist aufgrund der größeren Außenfläche und trotz der geringeren Betriebstemperaturen von höheren Wärmeverlusten auszugehen. Die nach Annuitätenmethode berechnete Gesamtannuität für das LowEx-Mehrleiternetz liegt unter den getroffenen Annahmen um knapp 30 % höher als für das konventionelle Zweileiternetz. Die Gesamtkosten werden auf die jeweils durchgeleitete Wärmemenge umgelegt. Bei dem konventionellen Wärmenetz entsprechen die Gesamtkosten einem Wert von 1,8 ct./kWh (bezogen auf die durchgeleitete Wärme), beim LowEx-Konzept betragen die umgelegten Kosten 2,3 ct./kWh. Unter diesen Randbedingungen belaufen sich die für die Refinanzierung erforderlichen Netznutzungsentgelte nach Berücksichtigung des preisdynamischen Annuitätenfaktors auf die Erlöse auf 1,4 ct./kWh im Fall des konventionellen Wärmenetzes und auf 1,8 ct./kWh im Fall des LowEx-Netzes.

Die Ergebnisse zeigen lediglich Tendenzen auf, da sich abhängig von den Standortbedingungen und der Definition und Charakterisierung der Modellnetze die technischen und systemischen Parameter und demnach auch die Kosten deutlich ändern können. In der Tendenz ist zu erwarten, dass aus Verbraucherperspektive durch die Kosten in die Netzinfrastruktur und den Betrieb eines LowEx-Mehrleiternetzes Wärmegestehungskosten in einer Höhe von 1 bis 3 ct./kWh anfallen.

# 7 Ökonomische Bewertung des Gesamtsystems

Nachdem die vorherigen Kapitel die Wirtschaftlichkeit eines Wärmekonzepts mit LowEx-Mehrleiternetzes aus der Perspektive einzelner Akteursgruppen, das heißt den Abnehmern, Erzeugern und den Netzbetreibern, in den Blick genommen haben, erfolgt nun eine Betrachtung der Gesamtkosten und der mittleren Wärmegestehungskosten für das gesamte Wärmeversorgungssystem inklusive Erzeugung, Netzbetrieb, Vertrieb und Wärmeübergabe beim Verbraucher.

Die Wärmeerzeugung kann in einem Konzept mit LowEx-Mehrleiternetz durch unterschiedliche Kombinationen an Anlagentypen und -dimensionierungen (s. Kapitel 5) erfolgen. Jedes Wärmeversorgungskonzept muss Versorgungssicherheit gewährleisten. Der Erzeugerpark, der sich aus Wärmeerzeugern unterschiedlicher Art, Größe und Anzahl sowie gegebenenfalls aus zusätzlichen Wärmespeichern zusammensetzt, muss unter Berücksichtigung der Erzeugungsprofile über das Jahr so gestaltet werden, dass der Wärmeverbrauch im Versorgungsgebiet gedeckt werden kann.

Ziel der ökonomischen Analyse ist es, Erzeugerszenarien mit unterschiedlichen Wärmeerzeugungsanlagen, was Technologie und Größe betrifft, zu vergleichen, um Hinweise auf möglichst kosteneffiziente Systeme zu bekommen. Für ein Beispielgebiet in Berlin Pankow und dessen Verbraucherstruktur wurden im Rahmen des Forschungsvorhabens unterschiedliche Erzeugerszenarien konzeptioniert (eine Beschreibung der Szenarien findet sich in Kapitel 7.1). Eine genauere Beschreibung des Gebietes und der Ermittlung der Verbrauchsstruktur und der daraus abgeleiteten Wärmeverbräuche ist in Bachmann et al. (2018) dokumentiert. Neben den Analysen zum Status Quo wurden auch Erzeugerszenarien für das Jahr 2035 erstellt, wobei hier eine Reduktion des Wärmeverbrauchs infolge der energetischen Gebäudesanierung angenommen ist. Kapitel 7.2 stellt anschließend die Gesamtkosten und mittleren Wärmegestehungskosten der verschiedenen Erzeugerszenarien dar. Da jede Wertschöpfungsstufe nach Gewinnen strebt, werden für alle Akteursgruppen Annahmen bezüglich Renditen getroffen und in der Kalkulation der Gesamtkosten berücksichtigt. In diesem Kapitel werden außerdem die Ergebnisse einer Sensitivitätsanalyse dargestellt, die Hinweise auf die besonders relevanten Einflussgrößen beziehungsweise auf die Robustheit der Erzeugerszenarien geben. Zuletzt erfolgt über Annahmen zum Grund- und Arbeitspreis die Verteilung der Gesamtkosten auf die Verbraucher, wobei unterschiedliche Verbrauchergruppen abgebildet werden. Die individuellen Wärmepreise werden mit den Wärmegestehungskosten objektbezogener Lösungen, z. B. einem Gaskessel, verglichen (vgl. Kapitel 7.3).

## 7.1 Erzeugerstruktur und Gestaltung des Netzes

Die Gestaltung der Erzeugerszenarien orientierte sich zunächst an den systemischen Anforderungen des Beispielgebietes und der dortigen Verbraucherstruktur sowie den technischen Eigenschaften der Erzeugeranlagen. Die potenziellen Wärmeerzeugungsarten Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK, BHKW), Gaskessel, Solarthermie-Anlagen, Niedertemperaturabwärme aus industriellen und gewerblichen Quellen (Bäckereien, Rechenzentren oder Supermärkte) sowie Umweltwärme (Luft, Erdwärme, Flusswasser und Abwasser) lassen sich anhand der erreichbaren Vorlauftemperaturen und ihrer Regelbarkeit charakterisieren (s. Tab. 7.1) (s. Bachmann et al. 2018). Bei der Gestaltung der Erzeugerszenarien sind diese Eigenschaften zu beachten, da auf jedem Temperaturniveau, abhängig von der Verbraucherstruktur, eine bestimmte Wärmemenge bereitgestellt werden und auch regelbare Leistung verfügbar sein muss, um auf Spitzen reagieren zu können.

**Tab. 7.1: Charakterisierung der Wärmequellen nach erreichbaren Temperaturniveaus**
Quelle: Bachmann et al. (2018), Dunkelberg et al. (2017)

| Wärmequelle | Erreichbares Temperaturniveau | Regelbarkeit |
|---|---|---|
| BHKW | < 100 °C | regelbar |
| Gaskessel – Niedertemperatur | < 80 °C | regelbar |
| Gaskessel - Brennwert | < 65 °C | regelbar |
| Solarthermie | < 80 °C | nicht-regelbar |
| Wärmepumpen | < 55 °C | regelbar |
| Mitteltemperaturabwärme | 100 – 50 °C | nicht-regelbar |
| Niedertemperaturabwärme | < 50 °C | nicht-regelbar |

Regelbare Erzeugungsanlagen können flexibel in Abhängigkeit vom Wärmebedarf im Netz gefahren werden und zu einem beliebigen Zeitpunkt ihre Leistung in das Netz einspeisen. Regelbare Erzeuger sind u.a. Gaskessel, BHKW oder Wärmepumpen. Bei nicht-regelbaren Erzeugungsanlagen hängt die Leistung und mögliche Wärmeeinspeisung von externen Einflussgrößen ab. Nicht-regelbare Erzeuger sind Solarthermie oder auch Abwärmeprozesse, bei denen die Wärme abhängig von der Sonneneinstrahlung oder einem Produktionsprozess anfällt. In vielen Fällen wäre es aus Klimaschutzgründen gut, Wärme aus nicht-regelbaren Quellen bei der Einspeisung zu priorisieren, da sie häufig einen geringen Primärenergiefaktor aufweist und/oder im Betrieb kaum Emissionen anfallen. Für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist es zugleich erforderlich, im Gesamtsystem darauf zu achten, dass eine ausreichend hohe Regelleistung auf den entsprechenden Temperaturniveaus vorgehalten wird. Die lokalen Gegebenheiten in einem konkreten Gebiet bestimmen, welche Wärmequellen in welchem Umfang zur Verfügung stehen und genutzt werden können. Art, Anzahl und Größe der Anlagen müssen dabei zu der Verbraucherstruktur in einem Quartier passen und sich an dem Temperaturniveau und dem Wärmebedarf pro Leiter orientieren. Um die vorhandenen Potenziale auszuschöpfen, kann es sinnvoll sein, mehrere kleinere dezentrale Anlagen anstelle weniger großer Anlagen zu realisieren – beispielsweise, um die Solarpotenziale zu nutzen. Ökonomische Überlegungen spielen bei der Gestaltung der Erzeugerstruktur ebenfalls eine zentrale Rolle. Volkswirtschaftlich und aus Sicht des Energieversorgers ist es sinnvoll, den Erzeugerpark so zu gestalten, dass die Gesamtkosten des Erzeugerparks und des Netzes möglichst gering sind. Um für Wärmeabnehmer attraktiv zu sein, sollten zudem die Wärmegestehungskosten in einer vergleichbaren Größenordnung liegen wie Optionen der gebäudeindividuellen Versorgung (vgl. Kapitel 4). Das HRI führte für das Modellnetz Simulationen am Beispiel des Untersuchungsgebietes in Berlin Pankow mit unterschiedlichen Erzeugerszenarien durch, um die technische Machbarkeit solcher Wärmekonzepte zu überprüfen (vgl. Bachmann et al. 2018).

Die Analysen beziehen sich zunächst auf den Status Quo im Untersuchungsgebiet, was die Verbraucherstruktur, also die Höhe des Wärmebedarfs und die Temperaturanforderung jedes Gebäudes, anbelangt. Darüber hinaus erfolgten weitere Analysen für ein Szenario mit reduziertem Wärmebedarf. Die Szenarien für das Ausgangsjahr 2015 gehen von einem Wärmebedarf von 17,1 GWh/a aus. Die Szenarien mit reduziertem Wärmebedarf basieren auf Annahmen zur Entwicklung des energetischen Zustands des Gebäudebestands bis zum Jahr 2035. Es wird dabei von

einer Reduktion des Wärmebedarfs auf 14,3 GWh/a sowie von einem höheren Anteil an Gebäuden ausgegangen, die geringere Temperaturanforderungen aufweisen (vgl. Bachmann et al. 2018).

Das Modellnetz, für das die technischen Simulationen durchgeführt wurden, weist insgesamt vier Leiter auf, die verschiedene Temperaturniveaus abdecken. Beim LowEx-Mehrleiternetz sind Ausgleichsgefäße für die hydraulische Entkopplung der Leiter erforderlich. In jedem Leiter befindet sich ein Tank mit variablem Volumen, der die Differenz zwischen Erzeugung und Verbrauch eines Leiters ausgleicht. Die Kosten für die Tanks liegen bei einem Vierleiter-Netz bei ca. 8,8 €/TM. Die gesamten kapitalbezogenen Kosten belaufen sich auf 564 €/TM (siehe Kapitel 6 für eine genauere Beschreibung des Netzes und der Kostenstruktur). Der Wärmeverlust betrug den Simulationen des HRI zufolge 3 % der eingespeisten Wärme, gegebenenfalls ist mit höheren Netzverlusten zu rechnen, was in Sensitivitätsanalysen berücksichtigt wurde (zum Wärmeverlust siehe Kapitel 6.2).

Es wurden für die Bezugsjahre 2015 und 2035 jeweils drei Erzeugerszenarien entwickelt. Diese wurden so gestaltet, dass sie jeweils eine eher zentrale Wärmeerzeugung mit wenigen Erzeugungsanlagen und eine eher dezentrale Wärmeerzeugung mit vielen dezentralen Erzeugungsanlagen widergeben (Szenario Netz-Zentral und Netz-Dezentral). Als drittes Szenario wurde jeweils eine ambitionierte Variante gerechnet, die basierend auf den Wärmebedarfen je Temperaturniveau einen möglichst hohen Anteil erneuerbarer Wärme und Abwärme integriert und sowohl kleinere dezentrale als auch Großanlagen beinhaltet (Szenario Netz-Ambitioniert).

Die Verbundpartner am HRI der Technischen Universität Berlin übernahmen die Simulation des Netzes und der Erzeugungsanlagen und übergaben die für die ökonomischen Analysen relevanten Parameter an das IÖW. Dies betrifft unter anderem die pro Erzeugungsanlage erzeugte und eingespeiste Wärmemenge pro Jahr und die Netzverluste. Für die Erstellung der Szenarien Netz-Zentral und Netz-Dezentral wurden die Erzeugerstrukturen, sprich die Anzahl der Erzeugungsanlagen je Technologie und Größe, in einem iterativen Prozess so angepasst, dass die Gesamtkosten und durchschnittlichen Wärmegestehungskosten möglichst gering ausfallen.

In der Simulation der Erzeugerstrukturen wurden technische Anforderungen und Restriktionen berücksichtigt. Aus technischen Gründen ist es beispielsweise erforderlich, einen hohen Anteil regelbarer Erzeuger, z. B. Gaskessel oder Wärmepumpen, zu integrieren. Zugleich müssen die Erzeugungsanlagen so ausgelegt sein, dass die bereitgestellte Wärme mit den Temperaturanforderungen der Verbraucher übereinstimmt. Letzteres führt dazu, dass beispielsweise die aus technischer Sicht in das System integrierbare Wärmemenge aus Wärmepumpen begrenzt ist.

Bei der Simulation wurde zudem eine Priorisierung der Erzeugerarten vorgenommen. Die Priorität der Anlagen bei der Einspeisung ergibt sich aus ihrer Charakteristik hinsichtlich der Regelbarkeit, ökologischen Überlegungen sowie der Größe der Anlagen. Ziel war es, einen möglichst hohen Anteil an Wärme aus erneuerbaren Energien zu gewinnen, das heißt aus solarthermischen Anlagen, aus Abwärme und Luft- und Erd-Wärmepumpen. Solarthermie und Abwärme gelten als nicht regelbare Erzeuger und sie haben aufgrund ihres geringen Primärenergiefaktors eine hohe ökologische Priorität, sodass diese Anlagen kontinuierlich Wärme einspeisen dürfen. In der Rangfolge erhalten Erd-Wärmepumpen eine höhere Priorität als Luft-Wärmepumpen und diese eine höhere Priorität als BHKW und Gaskessel. Um geringe durchschnittliche Wärmegestehungskosten zu erzielen, wurden Solarthermie-Anlagen ab einer Größe von 300 m² zugelassen (vgl. Kapitel 5.2).

Die Anzahl an Solarthermie-Anlagen wurde in den Szenarien ausgerichtet an der Sommerlast. Als weitere Varianten wurde das Vorhandensein eines Tagesspeichers sowie eines saisonalen Speichers angenommen, sowie die Solarthermiefläche halbiert und verdoppelt. In der Summe ergeben sich die folgenden Szenarien und Variationen, zu denen ökonomische Analysen vorliegen:

Verbraucherstruktur mit dem Wärmebedarf für das Ausgangsjahr 2015:

- Netz-Zentral
  - Ohne Speicher
  - Mit Tagesspeicher
  - Mit saisonalem Speicher
  - Mit halbierter Solarthermiefläche
  - Mit doppelter Solarthermiefläche
  - Mit doppelter Solarthermiefläche und saisonalem Speicher
- Netz- Dezentral
- Netz-EE-Ambitioniert

Verbraucherstruktur mit dem prognostizierten Wärmebedarf für das Jahr 2035:

- Netz-Zentral
- Netz-Dezentral
- Netz-Ambitioniert

Ergänzend wurden für beide Verbraucherstrukturen jeweils zwei Szenarien mit ausschließlich gebäudeindividueller Wärmeversorgung als Referenz erstellt. Ein Szenario nimmt eine auf fossilen Energieträgern basierende gebäudeindividuelle Versorgung mit Gas- und Ölkesseln an (Szenario GI-Fossil), ein weiteres Szenario wurde so gestaltet, dass vergleichbare Anteile erneuerbarer Wärme und Abwärme erzielt werden wie in den Szenarien mit LowEx-Mehrleiternetz (Szenario GI-EE). Die Anzahl an Wärmepumpen ist im Szenario GI-EE an den Temperaturanforderungen der einzelnen Gebäude ausgerichtet, wie sie auch in den Szenarien mit LowEx-Mehrleiternetz berücksichtigt sind. Die Versorgung der im Untersuchungsgebiet liegenden Schule und des Einkaufzentrums erfolgt analog zum Status Quo in den Szenarien der gebäudeindividuellen Versorgung mit gasbetriebenen BHKW und Gaskesseln.

In der Summe fanden 38 unterschiedliche Anlagentypen in den Szenarien Berücksichtigung. Sie basieren auf den in Kapitel 4 beschriebenen für die Referenzgebäude ausgelegten Wärmeerzeugungsanlagen (13, 18, 34, 37, 101, 123 kW) und den berücksichtigten Brennstoffen (Erdgas, Heizöl, Holzpellets) und Technologien (Luft- und Erd-Wärmepumpen). Als größere Erzeuger fanden eine Abwasser-Wärmepumpe mit einer jährlichen Wärmebereitstellung von 2.000 MWh (Berechnung der Kosten mit Hamann-Formel, s. Kapitel 5), eine Bäckerei mit einer jährlichen Wärmebereitstellung von 9,9 MWh und Solarthermie-Anlagen der Größe 300, 600, 900 und 1.800 m² Kollektorfläche Berücksichtigung. Im Szenario EE-Ambitioniert ist ein Beckenspeicher zur saisonalen Speicherung der solarthermischen Wärme vorgesehen. Als Investitionskosten für den Speicher

wurde ein Wert von 250 €/m³ unterstellt[9]. Die Hausanschlusskosten der Gebäude orientieren sich an den in Kapitel 4.4 beschriebenen Kosten. Für die Übergabestationen der vier Solarthermie-Anlagengrößen werden Kosten von 6.700, 13.400, 18.000 und 37.000 Euro angenommen.

### 7.1.1 Erzeugerszenarien zur Verbraucherstruktur 2015

Die Szenarien zur Verbraucherstruktur 2015 orientieren sich, was den Gesamtwärmebedarf im Quartier und die Temperaturanforderungen anbelangt, am Status Quo im Referenzgebiet. Der Einbindung von Wärmepumpen sind aufgrund der Temperaturanforderungen der Gebäude Grenzen gesetzt. Im Szenario Netz-EE-Ambitioniert ist die in der Simulation ermittelte maximal sinnvolle Anzahl an Wärmepumpen berücksichtigt. Darüber hinaus installierte Leistung an Wärmepumpen führt in der Simulation nicht zu einer zusätzlichen Einspeisung von Wärme aus Wärmepumpen. Tab. 7.2 enthält eine Übersicht über die jeweils berücksichtigte Anzahl nach Art und Größe der Wärmeerzeugungsanlagen in den drei Netz-Szenarien, die jeweils bereitgestellte Wärmemenge je Anlagenkategorie findet sich in Tab. 11.6 im Anhang. Die Angaben zu den Szenarien der gebäudeindividuellen Versorgung finden sich in Tab. 11.8 ebenfalls im Anhang.

**Tab. 7.2: Art und Anzahl der Wärmeerzeugungsanlagen in den Mehrleiternetz-Szenarien (Verbraucherstruktur 2015)**
Quelle: Eigene Darstellung, die Werte basieren auf Netz-Simulationen des HRI.

| **Anlagentyp/-leistung** | **Netz - Zentral** | **Netz - Dezentral** | **Netz - EE Ambitioniert** |
|---|---|---|---|
| Solarthermie 300 m² | | 3 | |
| Solarthermie 600 m² | | | 2 |
| Solarthermie 900 m² | 1 | | |
| Solarthermie 1.800 m² | | | 1 |
| Luft-Wärmepumpen – MFH 1960-1990, 101 kW | | | 9 |
| Luft-Wärmepumpen – EZFH <1960, 34 kW | | | 3 |
| Erd-Wärmepumpen – MFH 1960-1990, 101 kW | | 5 | |
| Erd-Wärmepumpen – MFH <1960, 123 kW | | 4 | |
| Erd-Wärmepumpen – EZFH <1960, 34 kW | | 14 | |
| Bäckerei, 9,9 MWh MWh/a | | 2 | 2 |
| Abwasserwärme, 2.000 MWh/a | 2 | | 2 |
| Erdgas-BHKW, 600 $kW_{el}$ | 1 | 1 | 2 |
| Gaskessel, 2.600 kW | 1 | | |

9 Vgl. http://www.saisonalspeicher.de/Planung/Voraussetzungen/Kosten/tabid/87/Default.aspx (Zugriff: 15.7.2017)

| **Anlagentyp/-leistung** | **Netz - Zentral** | **Netz - Dezentral** | **Netz - EE Ambitioniert** |
|---|---|---|---|
| Gaskessel, 2.050 kW | 2 | 2 | 1 |
| Gaskessel, 1.000 kW | | 2 | 2 |
| Gaskessel, 750 kW | 1 | 1 | 2 |
| Speicher, 1.650 m³ | | | 1 |

Mit den drei Netz-Szenarien und den beiden Szenarien der gebäudeindividuellen Versorgung werden unterschiedliche Anteile der verschiedenen Energieträger an der jährlichen Gesamt-Wärme im Untersuchungsgebiet erzielt (s. Abb. 7.1). In der Darstellung ist die Wärme, die die Wärmepumpen bereitstellen, aufgeteilt in die Wärme aus der Wärmequelle (z. B. Abwasser, Luft oder Erde) und den zum Betrieb benötigten Strom, bei dem wiederum der fossile und erneuerbare Anteil unterschieden werden (bei der Aufteilung wurde ein EE-Anteil im Strom-Mix von 40 Prozent angenommen). Diese Darstellung erleichtert es, den Anteil fossiler Energie und den Anteil von Abwärme, Umweltwärme und erneuerbarer Wärme im Gesamtmix schnell zu erfassen.

Im Szenario Netz-Zentral liefern zwei große Abwasser-Wärmepumpen die größte Menge an erneuerbarer Wärme, hinzu kommt etwas Wärme aus einer 900 m² großen Solarthermie-Anlage. Im Szenario Netz-Dezentral liefern anstelle der Abwasser-Wärmepumpen insgesamt 23 in den Gebäuden angesiedelte Luft- und Erd-Wärmepumpen die Niedertemperaturwärme. Die Solarthermie stammt hier aus drei 300 m² großen Solarthermie-Anlagen. Das Szenario Netz-EE-Ambitioniert erreicht die höchsten Anteile an erneuerbaren Energien, indem sowohl die beiden großen Abwasser-Wärmepumpen als auch mehrere kleine Luft- und Erdwärmepumpen zugelassen werden. Die Simulation füllt in diesem Szenario den verbrauchsseitig gegebenen Niedertemperaturbedarf mit Solarthermie und Wärmepumpen auf, höhere Anteile an Niedertemperaturwärme sind nicht ohne den Einsatz größerer Wärmespeicher, weitere energetische Sanierungen an der Gebäudesubstanz und/oder den Heizungssystemen in den Wohnungen umzusetzen. Der Solarthermie-Anteil liegt im Szenario Netz-EE-Ambitioniert etwa doppelt so hoch wie in den anderen Netz-Szenarien, da hier ein zusätzlicher saisonaler Speicher vorgesehen ist.

Um die Szenarien im Hinblick auf den Anteil erneuerbarer Wärme und Abwärme vergleichbar zu machen, erfolgte in einem weiteren Schritt eine Anpassung auf einen festgesetzten Anteil erneuerbarer Energien und Abwärme von 50 %. Für diese Anpassung wurde ein Teil des Erdgases, das in den Gaskesseln eingesetzt wird, durch Biomethan ersetzt (s. Abb. 7.2). Ökonomisch bewirkt dies eine Erhöhung der Gesamtkosten und der durchschnittlichen Wärmegestehungskosten, da Biomethan deutlich teurer ist als Erdgas (vgl. Dunkelberg et al. 2015). In den Berechnungen wurde ein Biomethanpreis von 10,6 ct./kWh und eine Preissteigerung nach Bürger (2014) unterstellt.

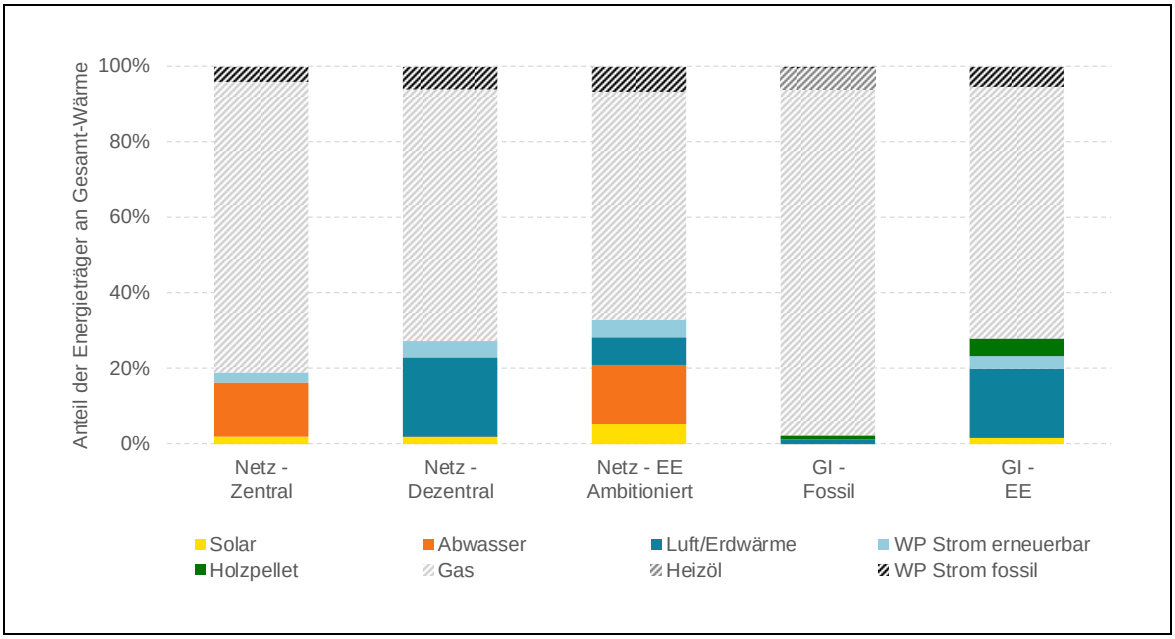


**Abb. 7.1: Verbraucherstruktur 2015: Anteil der Energieträger an der jährlichen Gesamt-Wärme im Untersuchungsgebiet**
Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung basierend auf den Simulationen des HRI

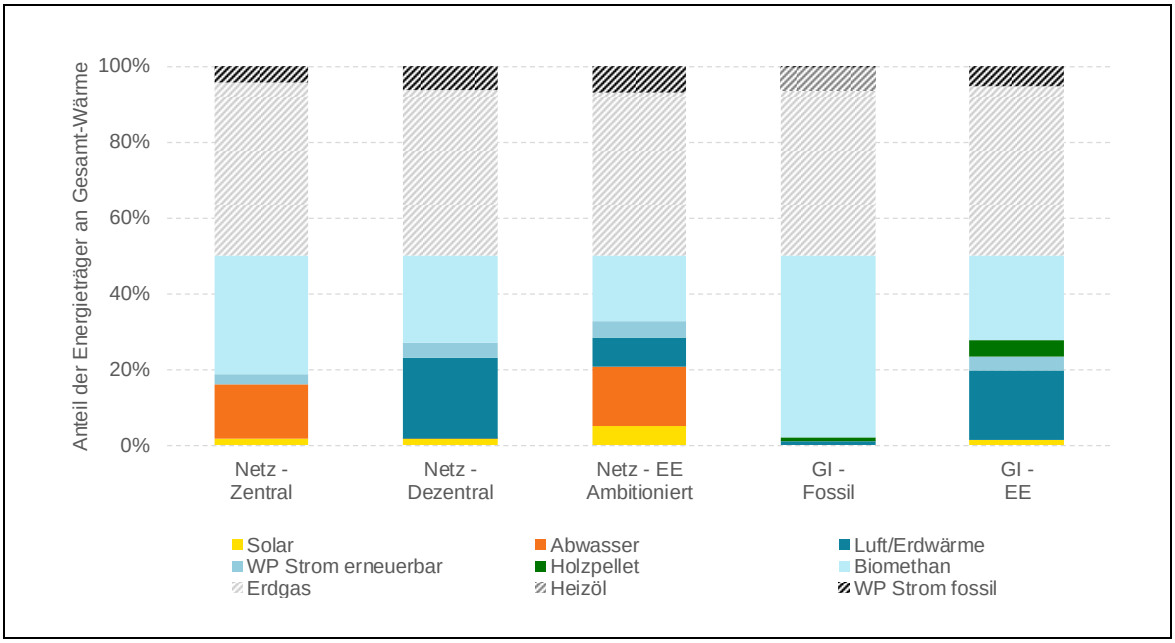


**Abb. 7.2: Verbraucherstruktur 2015: Anteil der Energieträger an der jährlichen Gesamt-Wärme im Untersuchungsgebiet (mit Anpassung des EE- und Abwärme-Anteils auf 50 % durch Einsatz von Biomethan)**
Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung basierend auf den Simulationen des HRI

### 7.1.2 Erzeugerszenarien zur Verbraucherstruktur 2035

Bei der Verbraucherstruktur 2035 wurde von einem geringeren Gesamtwärmebedarf im Quartier von 14,3 GWh/a und einer höheren Anzahl an Gebäuden ausgegangen, die Niedertemperatur nutzen können. Durch den reduzierten Gesamtwärmebedarf und die veränderten Temperaturanforderungen erhöht sich in allen Netz-Szenarien der Anteil an erneuerbarer Wärme und Abwärme, da vorhandene Potenziale besser ausgeschöpft und beispielsweise mehr Wärmepumpen integriert werden können (vgl. Tab. 7.3, Tab. 11.7 im Anhang, Abb. 7.3).

**Tab. 7.3: Art und Anzahl der Wärmeerzeugungsanlagen in den Mehrleiternetz-Szenarien (Verbraucherstruktur 2035)**
Quelle: Eigene Darstellung, die Werte basieren auf Netz-Simulationen des HRI.

| **Anlagentyp/-leistung** | **Netz - Zentral** | **Netz - Dezentral** | **Netz - EE Ambitioniert** |
|---|---|---|---|
| Solarthermie 300 m² | | 3 | 2 |
| Solarthermie 900 m² | 1 | | 1 |
| Solarthermie 1800 m² | | | |
| Erd-Wärmepumpen – MFH 1960-1990, 101 kW | 1 | 5 | 9 |
| Erd-Wärmepumpen – MFH <1960, 123 kW | | 1 | 3 |
| Erd-Wärmepumpen – EZFH 1960-1990, 18 kW | | 2 | |
| Erd-Wärmepumpen – EZFH <1960, 34 kW | 2 | 13 | |
| Abwasserwärme, 2.000 MWh/a | 2 | | 2 |
| Erdgas-BHKW, 600 kWel | 2 | 2 | 2 |
| Gaskessel, 2.050 kW | 1 | 1 | |
| Gaskessel, 1.000 kW | 1 | 1 | 3 |
| Gaskessel, 750 kW | | | 2 |
| Gaskessel, 400 kW | 1 | 1 | |
| Speicher, 1.650 m³ | | | 1 |

Im Szenario Netz-EE-Ambitioniert liegt der Anteil erneuerbarer Wärme und Abwärme bei über 40 %. Es wird hier ein EE-Anteil im Strom-Mix von 60 % angenommen. Werden die Wärmepumpen ausschließlich mit EE-Strom betrieben, so beträgt der Anteil von EE-Wärme und Abwärme 50 %. Höhere EE-Anteile sind durch die Bereitstellung von Wärme mit hohen Temperaturen basierend auf Elektrodenkessel (Power-To-Heat), Biomethan oder synthetischem Gas erreichbar. Abgesehen von den insgesamt höheren Anteilen an erneuerbarer Wärme und Abwärme zeigt sich ein vergleichbares Bild mit der Verbraucherstruktur 2015. Beim Szenario Netz-Zentral stammt die erneuerbare Wärme überwiegend aus zwei großen Abwasser-Wärmepumpen, beim Szenario Netz-Dezentral aus kleineren Luft- und Erd-Wärmepumpen und beim Szenario Netz-EE-Ambitioniert sowohl aus Abwasser-Wärmepumpen als auch kleineren Luft- und Erd-Wärmepumpen (s. Abb. 7.3).

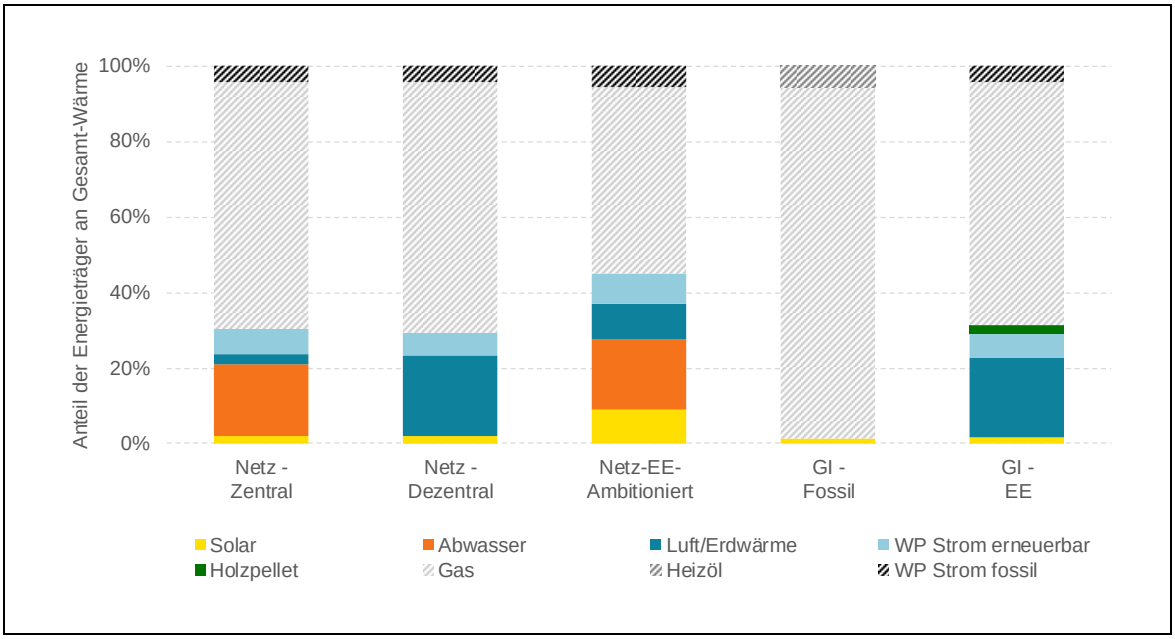


**Abb. 7.3: Verbraucherstruktur 2035: Anteil der Energieträger an der jährlichen Gesamt-Wärme im Untersuchungsgebiet**
Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung basierend auf den Simulationen des HRI

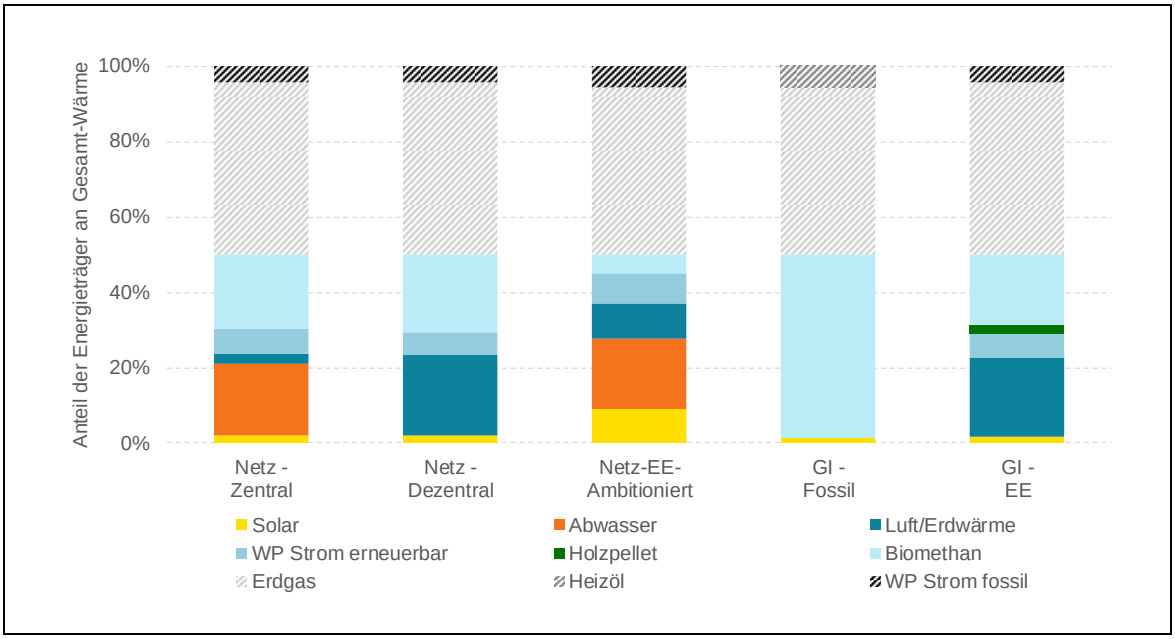


**Abb. 7.4: Verbraucherstruktur 2035: Anteil der Energieträger an der jährlichen Gesamt-Wärme im Untersuchungsgebiet (mit Anpassung des EE- und Abwärme-Anteils auf 50 % durch Einsatz von Biomethan)**
Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung basierend auf den Simulationen des HRI

Wie bei der Verbraucherstruktur 2015 erfolgte, um die Szenarien in Hinblick auf den EE-Anteil vergleichbar zu machen, in einem weiteren Schritt eine Anpassung des Anteils erneuerbarer Wärme

und Abwärme, in dem ein Teil des Erdgases durch Biomethan ersetzt wurde (s. Abb. 7.4). Im Szenario Netz-EE-Ambitioniert ist nur noch eine geringe Menge Biomethan erforderlich, um den festgesetzten Anteil von 50 % erneuerbare Energien und Abwärme zu erreichen.

## 7.2 Gesamtkosten und mittlere Wärmegestehungskosten

In die jährlichen Gesamtkosten fließen alle Investitionskosten, betriebsgebundenen Kosten und verbrauchsgebundenen Kosten über einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren ein. In Abhängigkeit davon, welcher Akteur die Kosten trägt, sind für die einzelnen Kostenpositionen unterschiedliche finanzwirtschaftliche Kenngrößen hinterlegt (z. B. bzgl. Eigenkapitalanteil, Zinssätze, Renditeerwartung) (vgl. Tab. 7.4). Es wird davon ausgegangen, dass die Eigenkapitalanteile bei Investitionen durch einen Netzbetreiber geringer sind als bei Investitionen durch private Gebäudeeigentümer/innen. Für die ökonomische Bewertung müssen daher zusätzlich zu der technischen Gestaltung des Netzes und der Erzeugungsanlagen Annahmen bezüglich des Betreibermodells und der Verteilung der Kosten auf die beteiligten Akteure getroffen werden.

**Tab. 7.4: Annahmen zu den finanzwirtschaftlichen Kenngrößen für verschiedene Akteure**
Quelle: Eigene Darstellung, auf Basis von Literatur und Beispielprojekten (vgl. Kapitel 4, 5 und 6)

| Akteure | Zins / Rendite | Fremdkapital-zins | Eigenkapital-zins | Eigenkapital-anteil |
|---|---|---|---|---|
| Vermieter/innen | 1,3 % | 1,3 % | 1,3 % | 60,0 % |
| Eigenheimbesitzer/innen | 1,3 % | 1,3 % | 1,3 % | 60,0 % |
| Contractor | 4,4 % | 4,0 % | 6,0 % | 20,0 % |
| Netzbetreiber | 5,2 % | 4,0 % | 10,0 % | 20,0 % |

Für das Szenario Netz-Zentral geht die Arbeit davon aus, dass es einen integrierten Energieversorger gibt, der in das Netz und die Erzeugungsanlagen investiert und der das Netz und alle Erzeugungsanlagen betreibt. In den Szenarien Netz-Dezentral und Netz-EE-Ambitioniert liegen die an den einzelnen Gebäuden angesiedelten Anlagen in der Hand der privaten Gebäudeeigentümer. Dies betrifft vor allem die Luft- und Erdwärmepumpen. Für die Abwasserwärmepumpe wird der Betrieb durch einen Contractor angenommen und für die größeren Gaskessel der Betrieb durch den Netzbetreiber. Eine solches Modell der (teilweisen) Trennung von Wärmerzeugung und Netzbetrieb entspricht einem Erzeugerwettbewerb wie in Kapitel 3 beschrieben. Alternativ wäre ein Contracting-Modell denkbar, bei dem beispielsweise der Netzbetreiber auch die an den Gebäuden angesiedelten Erzeugungsanlagen betreibt, und das Betreibermodell mit Blick auf die finanzwirtschaftlichen Kenngrößen eher dem eines integrierten Versorgers entspricht. Nicht eindeutig aus der Literatur ableitbar ist die Frage, welcher Akteur die Netzanschlusskosten der Haushalte übernimmt. In der Praxis scheint es üblich zu sein, dass sowohl der Netzbetreiber als auch der Anschlussnehmer Teile der Kosten übernehmen. An dieser Stelle wird vereinfacht angenommen, dass die Gebäudeeigentümer/innen die gesamten Kosten übernehmen.

In die Berechnung der jährlichen Gesamtkosten gehen die Investitionskosten (sowie je nach Nutzungsdauer Ersatzinvestitionen oder Restwerte), die jährlichen Betriebskosten und die verbrauchsgebundenen Kosten (inkl. der Berücksichtigung von Energiepreissteigerungen) ein. Tab. 7.5 gibt

einen Überblick über die jeweiligen Kosten pro Anlagentyp. Bei einigen Anlagentypen, insbesondere den Solarthermie-Anlagen, aber auch dem Mehrleiternetz selbst ist die Bandbreite an möglichen Investitionskosten relativ hoch und hängt auch von den lokalen Rahmenbedingungen ab, sodass die in der Berechnung verwendeten Werte nicht für jedes Untersuchungsgebiet Gültigkeit haben. Die Übertragbarkeit der Daten muss daher für jedes Gebiet neu überprüft werden.

**Tab. 7.5: Investitionskosten (inkl. Anschluss), jährliche Betriebskosten und verbrauchsgebundenen Kosten der Wärmeerzeugungsanlagen in den Mehrleiternetz-Szenarien**
Quelle: Eigene Darstellung, auf Basis von Literatur und Beispielprojekten (vgl. Kapitel 4, 5 und 6)
Erläuterung: Die Investitionskosten gelten hier ohne Förderung. In den Wirtschaftlichkeitsberechnungen wurden die in Kapitel 4, 5 und 6 beschriebenen Förderungen berücksichtigt.

| **Anlagentyp/-leistung** | **Investitionskosten [€/Anlage]** | **Jährl. Betriebskosten [€/a]** | **Spez. Verbrauchskosten [ct/kWh]** |
|---|---|---|---|
| Solarthermie 300 m² | 179.200 | 863 | 0 |
| Solarthermie 600 m² | 323.400 | 1.550 | 0 |
| Solarthermie 900 m² | 453.000 | 2.175 | 0 |
| Solarthermie 1800 m² | 892.000 | 4.275 | 0 |
| Luft-Wärmepumpen – MFH 1960-1990, 101 kW | 70.980 | 773 | 6,7 |
| Luft-Wärmepumpen – EZFH <1960, 34 kW | 35.240 | 225 | 7,1 |
| Erd-Wärmepumpen – MFH 1960-1990, 101 kW | 76.220 | 1.817 | 5,0 |
| Erd-Wärmepumpen – MFH <1960, 123 kW | 127.870 | 2.531 | 5,0 |
| Erd-Wärmepumpen – EZFH <1960, 34 kW | 41.980 | 615 | 5,4 |
| Bäckerei, 9,9 MWh MWh/a | 10.850 | 225 | 0 |
| Abwasserwärme, 2.000 MWh/a | 666.606 | 16.581 | 3,9 |
| Erdgas-BHKW, 600 kWel | 423.720 | 22.537 | 5,1 |
| Gaskessel, 2.600 kW | 159.350 | 3.120 | 5,0 |
| Gaskessel, 2.050 kW | 126.350 | 2.640 | 5,0 |
| Gaskessel, 1.000 kW | 63.350 | 1.200 | 5,0 |
| Gaskessel, 750 kW | 48.350 | 900 | 5,1 |
| Speicher, 1650 m³ | 27.833 | | |
| Netz, 3.166 m | 1.785.855 | 63.117 | 0,2 |
| Hausanschluss | 6.083 | | |

### 7.2.1 Ergebnisse zur Verbraucherstruktur 2015

Die Ergebnisse zu den Gesamtkosten und durchschnittlichen Wärmegestehungskosten beziehen sich auf einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren. Dies stimmt mit der üblichen Nutzungsdauer von gebäudeindividuellen Wärmerzeugungsanlagen überein und ist somit ein aus Verbrauchersicht relevanter Zeitraum. Das Szenario der gebäudeindividuellen Versorgung auf Basis fossiler Energieträger weist bei der aktuellen Verbraucherstruktur die geringsten Gesamtkosten und durchschnittlichen Wärmegestehungskosten auf (s. Abb. 7.5). Die Netzszenarien Netz-Zentral und Netz-Dezentral weisen ähnlich hohe jährliche Gesamtkosten und mittlere Wärmegestehungskosten auf.

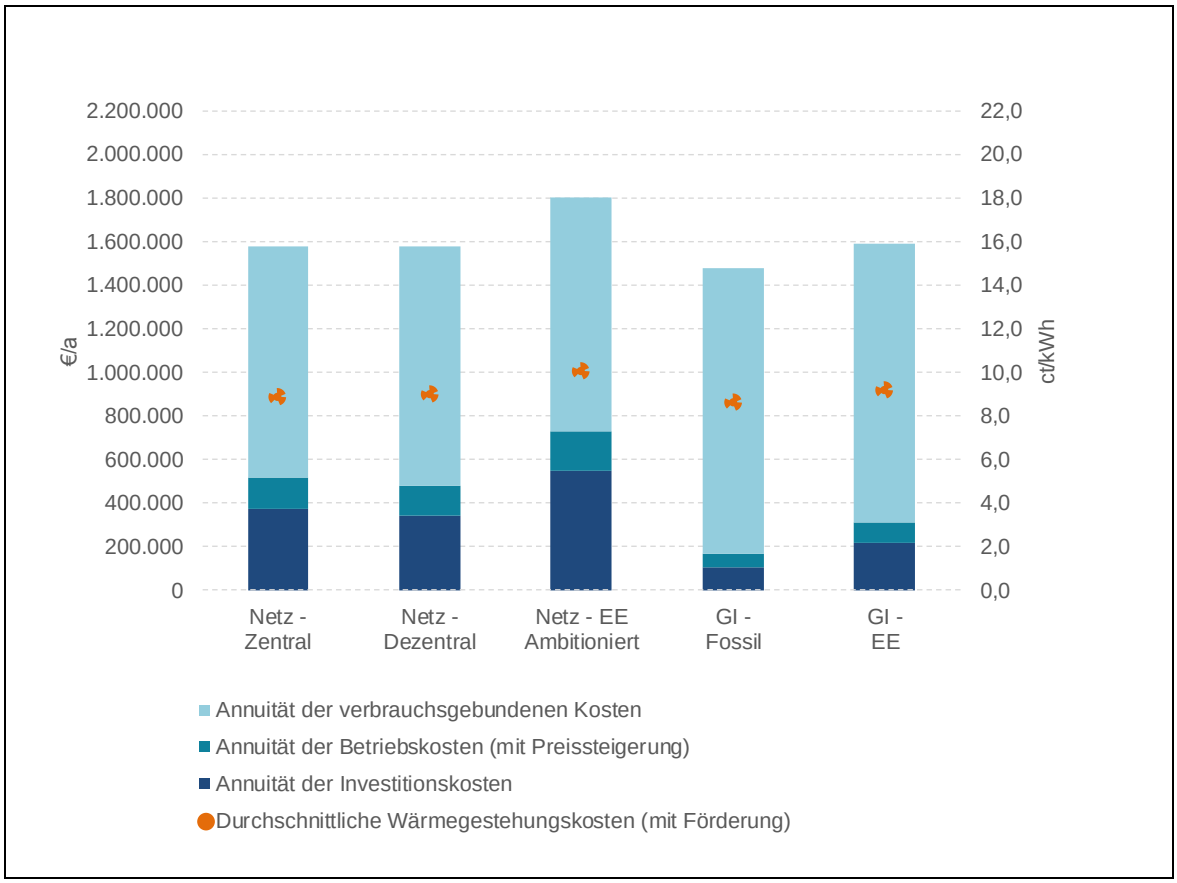


**Abb. 7.5: Verbraucherstruktur 2015: Gesamtkosten und durchschnittliche Wärmegestehungskosten für verschiedene Szenarien der Wärmeversorgung**
Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Die anlagenspezifischen Wärmegestehungskosten in den Netz-Szenarien, die anhand der vorab aufgeführten Anlagen (Tab. 7.2), Wärmemengen (Tab. 11.6), Kosten (Tab. 7.5) und dargestellten finanzwirtschaftlichen Kenngrößen (Tab. 7.4) sowie unter Berücksichtigung der aktuellen technologiespezifischen Förderung berechnet wurden, liegen je nach Technologie und Auslegung der Anlagen sehr unterschiedlich hoch. Die anlagenspezifischen Wärmegestehungskosten der Solarthermie-Anlagen in den Netz-Szenarien liegen zwischen 8 und 12 ct/kWh. Erst bei Berücksichtigung von saisonalen Speichern werden Wärmegestehungskosten von 5 bis 6 ct/kWh erreicht, was den in Kapitel 5.2 identifizierten Werten entspricht. Bei Einsatz von saisonalen Speichern können auch

doppelt so große Solarthermie-Anlagen bei gleichbleibend geringen Wärmegestehungskosten eingebunden werden. Ein Tagesspeicher bringt bei solarthermischen Anlagen hingegen keinen nennenswerten ökonomischen Vorteil. Bei den Erd-Wärmepumpen liegen die anlagenspezifischen Wärmegestehungskosten zwischen 6 und 9 ct, bei den Luft-Wärmepumpen zwischen 9 und 10 ct/kWh – die höheren Werte von 10 ct/kWh entstehen dann, wenn nur geringe Wärmemengen vom Wärmenetz aufgenommen werden können. Die Unterschiede sind vor allem darauf zurückzuführen, dass Erd-Wärmepumpen aufgrund der höheren Jahresarbeitszahlen prioritär einspeisen dürfen und daher größere Wärmemengen pro Jahr bereitstellen. Im Vergleich zu einem Wärmepumpen-Betrieb ohne Netzanbindung und -einspeisung fallen die Wärmegestehungskosten geringer aus, da die Investitionskosten auf eine größere Wärmemenge umgelegt werden und Effizienzgewinne erreicht werden können (vgl. Kapitel 5.4). Bei der Abwasserwärme liegen die Wärmegestehungskosten zwischen 6 und 7 ct/kWh. Die Gaskessel weisen teils sehr geringe Wärmegestehungskosten von 6,5 ct/kWh, bei einigen Kesseln, die nur für die Spitzenlast zum Einsatz kommen, liegen die Wärmegestehungskosten naturgemäß deutlich höher. Das BHKW erreicht Wärmegestehungskosten von knapp 10 ct/kWh. An diesen technologiespezifischen Wärmebereitstellungskosten müssten sich auch die Wärmeabnahmepreise orientieren, wenn ein Netzbetreiber die Wärme von Dritten bezieht. Die Kosten für das Mehrleiternetz liegen bei 1,4 ct/kWh (die im Vergleich zu Kapitel 6 etwas geringeren Netzkosten sind auf die in der Simulation geringeren Wärmeverluste von 3 % im Vergleich zu den in Kapitel 6 angenommen 5 % zurückzuführen).

Die technische Simulation und die Ergebnisse der ökonomischen Analysen zu den eingespeisten Wärmemengen pro Anlage verdeutlichen, wie wichtig eine projektspezifische Planung und Gestaltung der Erzeugerstruktur ist. Der Netzbetreiber, in der Rolle als Bilanzkreisverantwortlicher, muss darüber entscheiden können, welche Anlagen zu einem gegebenen Zeitpunkt wie viel Wärme einspeisen darf. Die jährlich eingespeiste Wärmemenge hat zugleich eine direkte Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit aus Sicht des Wärmeerzeugers und die technologiespezifischen Wärmegestehungskosten. Eine im Verhältnis zu den Temperaturbedarfen große Anzahl an Wärmepumpen führt zu sehr hohen technologiespezifischen Wärmegestehungskosten einzelner Wärmepumpen, da sie dann nur wenige Stunde pro Jahr im Betrieb sind. Neben einer technologiespezifischen Wärmevergütung pro Kilowattstunde Wärme, wären vertraglich geregelte Mindestabnahmewärmemengen als Instrument zur Gewährleistung von Planungssicherheit aus Sicht der Einspeiser denkbar. Auch ein Einspeisevorrang für regenerative Wärme und / oder dezentrale Anlagen könnte aus Sicht der Einspeiser mehr Planungssicherheit schaffen.

Ein Vergleich der ökonomischen Kenngrößen zwischen den Netz-Szenarien zeigt, inwiefern die untersuchten zentralen oder dezentralen Erzeugerstrukturen aus Kostengründen günstiger sind. Jährliche Gesamtkosten und durchschnittliche Wärmegestehungskosten der Szenarien Netz-Zentral und Netz-Dezentral weisen nahezu gleiche Werte auf. Wird bezüglich des Betreibermodells angenommen, dass alle Anlagen, auch die am Gebäude installierten, durch den Netzbetreiber betrieben werden, so erhöhen sich aufgrund der für diesen Akteur unterstellten höheren Renditeerwartungen die Gesamtkosten des Szenarios Netz-Dezentral und die mittleren Wärmegestehungskosten liegen in diesem Szenario nun höher als im Szenario Netz-Zentral. Die unterstellten geringeren Renditeerwartungen der Gebäudeeigentümer/innen tragen demnach dazu bei, dass die Szenarien Netz-Zentral und Netz-Dezentral nahezu die gleichen Gesamtkosten aufweisen. Im Vergleich zum Szenario Netz-Zentral liegen die Gesamtkosten im Szenario GI-EE mit vergleichbarem Anteil erneuerbarer Wärme geringfügig höher. Das Szenario mit den höchsten Gesamtkosten und durchschnittlichen Wärmegestehungskosten ist das Szenario Netz-EE-Ambitioniert, das auch den höchsten Anteil erneuerbarer Wärme und Abwärme integriert. Die Mehrkosten fallen hier vor allem bei den Investitionskosten an.

Der Anteil der annuitätischen Investitionskosten an den Gesamtkosten ist in den drei Netz-Szenarien deutlich höher als bei den Szenarien der gebäudeindividuellen Versorgung. Dies ist auf die höheren Investitionskosten bei den erneuerbaren Energien-Anlagen im Vergleich zu den konventionellen Wärmeerzeugungsanlagen sowie auf die zusätzlich anfallenden Investitionen in das Netz selbst und die Übergabestationen zurückzuführen. Insbesondere im Szenario GI-Fossil machen die verbrauchsgebundenen Kosten einen hohen Anteil der Gesamtkosten aus, während die Investitionskosten kaum zu Buche schlagen. Die aktuell niedrigen Erdgaspreise führen dazu, dass die Brennstoffkosten in den Szenarien mit hohem Erdgasanteil verhältnismäßig niedrig sind. Bei einem höheren Erdgaspreis, würden die verbrauchsgebundenen Kosten beim Szenario GI-Fossil beispielsweise deutlich höher liegen. Der Einfluss des Gaspreises wird auch deutlich, wenn eine Anpassung des EE-Anteils in allen Szenarien durch partielle Substitution des Erdgases durch Biomethan erfolgt (vgl. Abb. 7.6). Das Szenario GI-Fossil ist nun teurer als die Szenarien Netz-Zentral und Netz-Dezentral. Der Gas-Anteil an der gesamten Wärmebereitstellung ist in diesem Szenario im Vergleich zu allen anderen Szenarien am höchsten, weswegen die Kostenzunahme hier am deutlichsten ist. Das Szenario Netz-Zentral weist aufgrund des höheren Anteils an Gas in der Wärmeerzeugung höhere Gesamtkosten und mittlere Wärmegestehungskosten auf als das Szenario Netz-Dezentral. Das Szenario Netz-EE-Ambitioniert bleibt auch unter diesen Bedingungen das kostenintensivste Szenario mit den höchsten durchschnittlichen Wärmegestehungskosten, obwohl die Kostenzunahme durch die Substitution von Erdgas durch Biomethan am geringsten ausfällt.

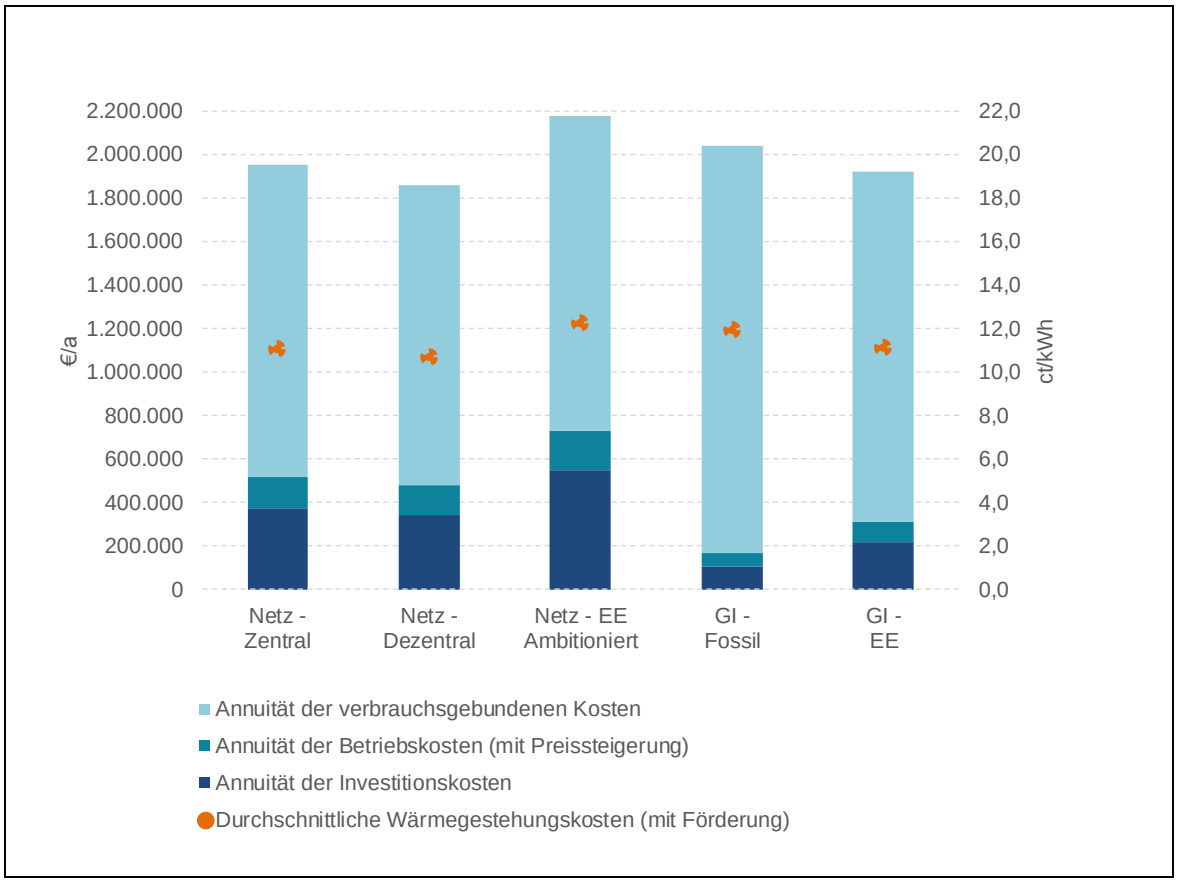


**Abb. 7.6: Verbraucherstruktur 2015: Gesamtkosten und durchschnittliche Wärmegestehungskosten für verschiedene Szenarien der Wärmeversorgung (mit Anpassung des EE- und Abwärme-Anteils auf 50 % durch Einsatz von Biomethan)**
Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

### 7.2.2 Ergebnisse zur Verbraucherstruktur 2035

Für die Verbraucherstruktur 2035 ist ein insgesamt geringerer Wärmebedarf und ein höherer Anteil an Gebäuden, die Niedertemperatur nutzen können, angenommen. Die Gesamtkosten liegen bei allen Szenarien für die Verbraucherstruktur 2035 deutlich niedriger als bei der Verbraucherstruktur 2015. Dies liegt vor allem daran, dass weniger Wärme erzeugt werden muss und somit die verbrauchsgebundenen Kosten geringer sind. Die durchschnittlichen Wärmegestehungskosten sind allerdings um etwa einen Cent pro Kilowattstunde höher, da sich die Investitionskosten ebenfalls auf eine geringere Wärmemenge verteilen. Bezüglich der Rangfolge der Szenarien im Hinblick auf die Höhe der Gesamtkosten und die durchschnittlichen Wärmegestehungskosten ergibt sich ein sehr ähnliches Bild wie beim Vergleich der Szenarien der Verbraucherstruktur 2015 (s. Abb. 7.7).

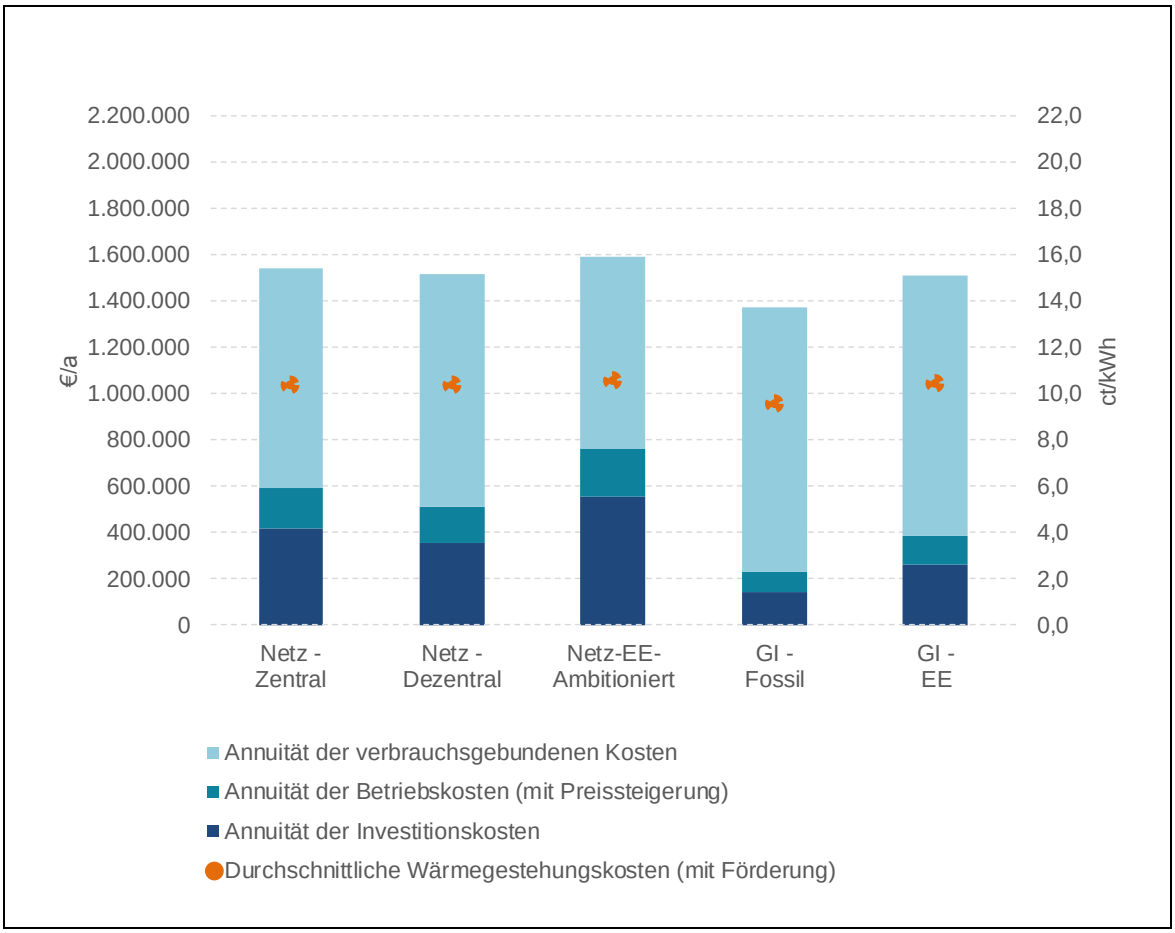


**Abb. 7.7: Verbraucherstruktur 2035: Gesamtkosten und durchschnittliche Wärmegestehungskosten für verschiedene Szenarien der Wärmeversorgung**
Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Die Gesamtkosten und durchschnittlichen Wärmegestehungskosten der Szenarien Netz-Zentral und Netz-Dezentral sowie des Szenarios GI-EE weisen eine sehr ähnliche Höhe auf. Im Vergleich zu den Netz-Szenarien liegen die jährlichen Gesamtkosten ohne Förderung im Szenario GI-EE mit vergleichbarem Anteil erneuerbarer Wärme geringfügig niedriger, die durchschnittlichen Wärmegestehungskosten mit Förderung jedoch geringfügig höher. Das Szenario mit den höchsten Gesamtkosten und durchschnittlichen Wärmegestehungskosten ist auch bei dieser Verbraucherstruktur

das Szenario Netz-EE-Ambitioniert. Die Mehrkosten fallen hier ebenfalls vor allem bei den Investitionskosten an. Das Szenario mit den geringsten Gesamtkosten und durchschnittlichen Wärmegestehungskosten ist das Szenario GI-Fossil.

Die Anpassung des EE-Anteils durch partielle Substitution des Erdgases durch Biomethan führt wie bei der Verbraucherstruktur 2015 dazu, dass die Gesamtkosten und durchschnittlichen Wärmegestehungskosten im Szenario GI-Fossil nun am höchsten sind (vgl. Abb. 7.8). Das Szenario Netz-EE-Ambitioniert weist bei Berücksichtigung der aktuellen Förderprogramme nun sogar die geringsten Wärmegestehungskosten auf, da der geforderte Anteil von 50 % EE und Abwärme bereits ohne Einsatz von Biomethan nahezu erreicht wird.

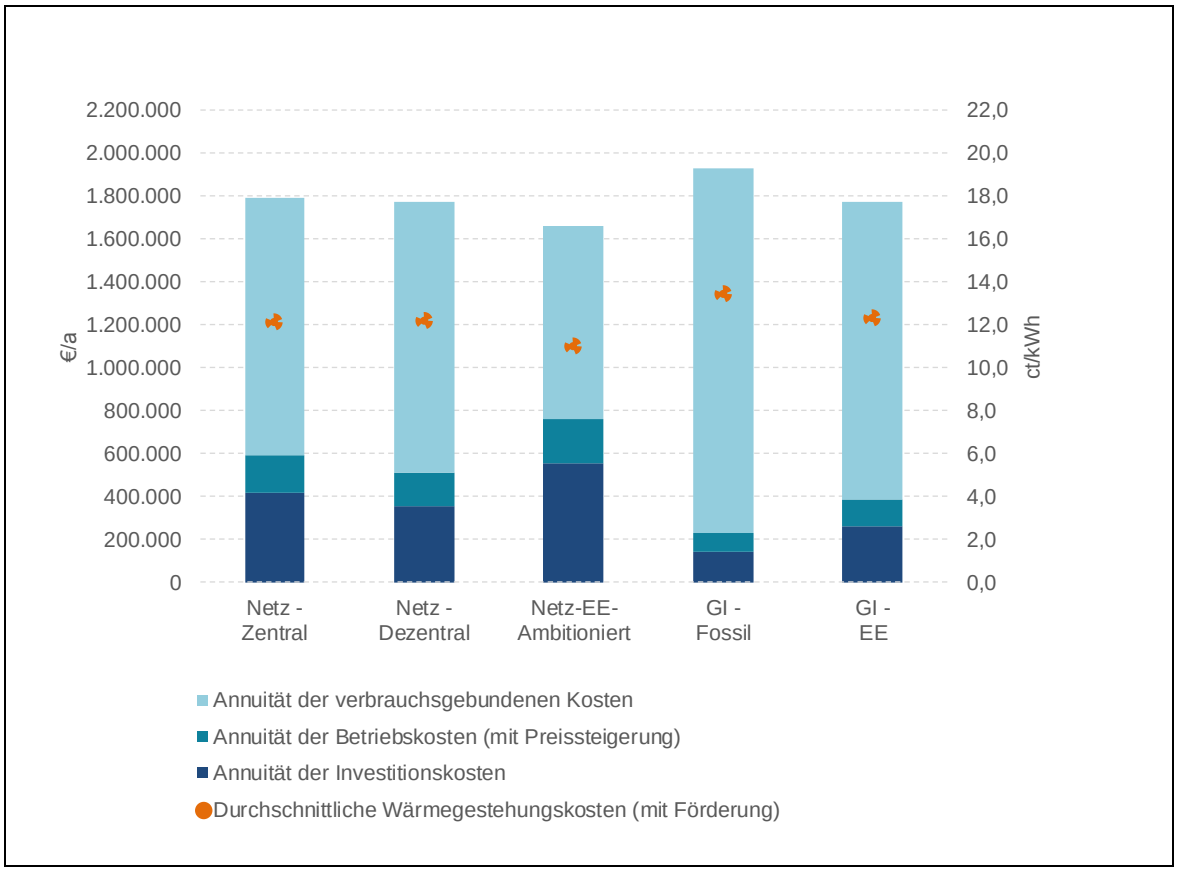


**Abb. 7.8: Verbraucherstruktur 2035: Gesamtkosten und durchschnittliche Wärmegestehungskosten für verschiedene Szenarien der Wärmeversorgung (mit Anpassung des EE- und Abwärme-Anteils auf 50 % durch Einsatz von Biomethan)**
Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

## 7.2.3 Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse

Die Ergebnisse zu den Gesamtkosten und mittleren Wärmegestehungskosten hängen von zahlreichen ökonomischen und technischen Parametern ab, sodass pauschale Aussagen zu der Rangfolge der Netz-Szenarien und der gebäudeindividuellen Szenarien nicht belastbar zu treffen sind. Das Ergebnis des Vergleiches wird immer von den lokalen Randbedingungen und der technisch-systemischen Gestaltung des Netzes und der Erzeuger mitbestimmt. Der Einfluss zahlreicher Parameter auf das Ergebnis wurde im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse untersucht, bei der jeweils

ein Parameter variiert wurde, während für die restlichen Parameter die Standardannahmen beibehalten wurden. Die Ergebnisse werden im Folgenden für die Verbraucherstruktur 2015 dargestellt.

Während einige finanzwirtschaftlichen Kenngrößen wie die Höhe der Rendite und Eigenkapitalanteil einen vergleichsweise geringen Einfluss auf das Ergebnis haben, prägen die Annahmen zur zukünftigen Steigerung des Gas- und Strompreises die Ergebnisse in hohem Maße.

Eine höhere **Erdgaspreissteigerung** als in den Standardannahmen, hat einen umso größeren Effekt auf die jährlichen Gesamtkosten, je größer die im jeweiligen Szenario benötigte Gasmenge ist (s. Abb. 7.9). Die Netz-Szenarien und insbesondere das Szenario Netz-EE-Ambitioniert mit den geringsten Gasmengen sind somit robuster gegenüber Änderungen des Gaspreises. Dies ist insofern relevant, als aktuell eine $CO_2$-Abgabe auf fossile Brennstoffe diskutiert wird. Eine solche Abgabe würde eine positive Wirkung auf die Wettbewerbsfähigkeit von auf erneuerbarer Wärme und Abwärme basierenden Wärmeversorgungssystemen entfalten und auch die Wettbewerbsfähigkeit von einem LowEx-Mehrleiternetz, insbesondere im Vergleich zu konventionellen Wärmeversorgungsoptionen, verbessern. Das Szenario GI-EE reagiert trotz eines verhältnismäßig geringen Gas-Anteils sensitiver auf Änderungen der Gaspreissteigerung als die Netz-Szenarien. Dies ist darauf zurückzuführen, dass in den Netz-Szenarien größere Anlagen im Einsatz sind, die teilweise

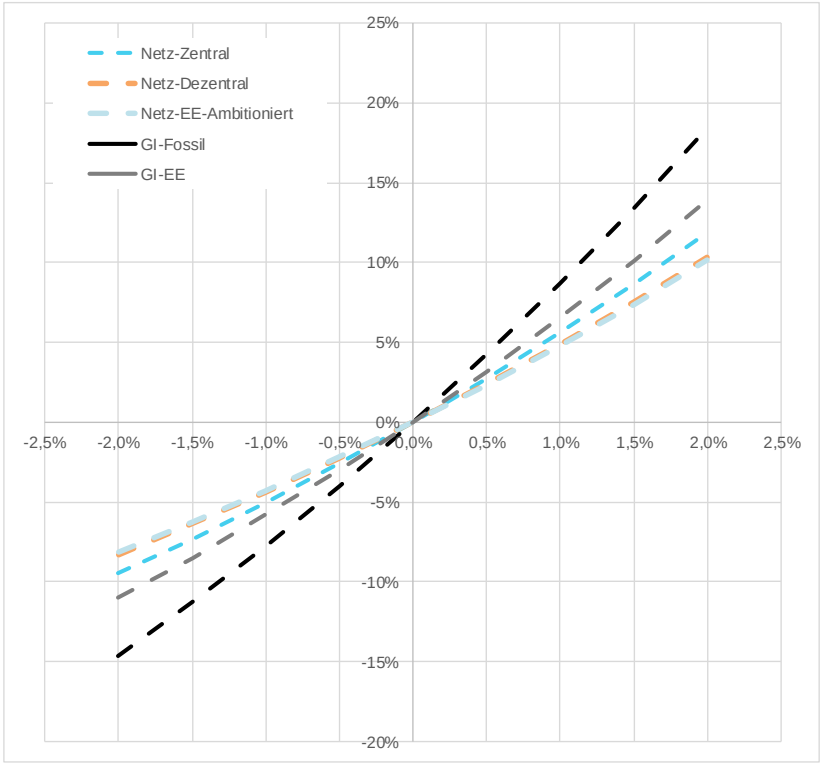


**Abb. 7.9: Sensitivitätsanalyse: Prozentuale Änderung der annuitätischen Gesamtkosten bei abweichenden Gaspreissteigerungen**
Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung
Erläuterung: Die Ergebnisse beziehen sich auf die Verbraucherstruktur 2015. Die x-Achse zeigt die prozentuale Abweichung der Gaspreissteigerungsrate im Vergleich zu den Standardannahmen an, die y-Achse die prozentuale Änderung der Gesamtkosten.

die jährliche Mindestabnahme erreichen, die erforderlich ist, um einen geringeren Arbeitspreis zu zahlen. Die prozentuale Kostenzunahme schlägt entsprechend schwächer zu Buche.

Eine Variation der **Preissteigerung der Strompreise** hat ebenfalls einen sehr deutlichen, wenn auch etwas geringeren Einfluss auf die jährlichen Gesamtkosten wie eine Variation der Gaspreissteigerung. Eine höhere Strompreissteigerung als in den Standardannahmen hat einen umso größeren Effekt auf die jährlichen Gesamtkosten, je größer die im jeweiligen Szenario benötigte Strommenge ist. Entsprechend reagieren die Szenario GI-EE und das Szenario Netz-Dezentral aufgrund der vielen kleinen Wärmepumpen mit relativ geringer Jahresarbeitszahl am sensitivsten auf eine Zunahme der Strompreissteigerungsrate.

Einen ebenfalls großen Einfluss auf die jährlichen Gesamtkosten hat die Höhe der **Netz-Investitionskosten**. Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse wurden die Netz-Investitionskosten in einer Bandbreite von Plus/Minus-50-Prozent und damit deutlich breiter variiert als die Energiepreisentwicklung, zum einen um die Unsicherheit bezüglich der Höhe der Investitionskosten zu erfassen (siehe Kapitel 6.1) und zum anderen um den Einfluss der Anzahl der Leiter einschätzen zu können. Unter den Standardannahmen weist das Szenario Netz-Zentral, das die Kosten eines Vierleiternetzes erfasst, einen kleinen Kostenvorteil im Vergleich zu einer gebäudeindividuellen Versorgung mit vergleichbarem EE-Anteil auf. Der Sensitivitätsanalyse zufolge führt eine weitere Steigerung der Leiteranzahl zu höheren jährlichen Gesamtkosten im Vergleich zum Szenario GI-EE. Wird eine geringere Anzahl an Leitern realisiert, so steigt die Differenz zu dem gebäudeindividuellen Szenario. Der Einfluss der Netz-Investitionskosten ist im Vergleich zum Einfluss der Energiepreise bezüglich der prozentualen Änderung der Gesamtkosten gering. Da allerdings im Gegensatz zu den Annahmen bezüglich der Energiepreise ausschließlich die Netz-Szenarien von der Kostenänderung betroffen sind, ist der Einfluss in Bezug auf die Wettbewerbsfähigkeit dennoch als hoch zu bezeichnen.

Das gleiche gilt für die Höhe der **Netz-Betriebskosten**. Bezogen auf die prozentuale Veränderung der jährlichen Gesamtkosten ist der Einfluss einer Zunahme der Netz-Betriebskosten gering. Eine Zunahme um 50 % der Betriebskosten führt zu einer Zunahme der jährlichen Gesamtkosten um etwas mehr als 3 %. Da wiederum ausschließlich die Netz-Szenarien von der Kostenänderung betroffen sind, ist der Einfluss in Bezug auf die Wettbewerbsfähigkeit dennoch nicht vernachlässigbar.

Auch die Höhe der **Netzverluste** verändert ausschließlich die Höhe der Gesamtkosten der Netzszenarien. Eine Erhöhung der Netzverluste auf 8 % führt beispielsweise zu einer Zunahme der jährlichen Gesamtkosten um 4 %. Der Kostenvorteil gegenüber einer gebäudeindividuellen Versorgung mit vergleichbarem EE-Anteil (GI-EE) wäre bereits bei einer geringfügigen Zunahme des Netzverlustes nicht mehr gegeben. Entsprechend hat der Netzverlust eine große Relevanz für die Wettbewerbsfähigkeit des LowEx-Mehrleiter-Wärmekonzeptes.

Der **absolute Wärmebedarf** des Gebäudebestandes, der über das Wärmenetz versorgt wird, beeinflusst ebenfalls die Gesamtkosten und die Wettbewerbsfähigkeit des LowEx-Mehrleiternetzes, indem sich bei geringerem Wärmebedarf die spezifischen Netzkosten pro Kilowattstunde Wärme erhöhen. So steigen die spezifischen Netzkosten um etwa einen Cent pro Kilowattstunden, wenn sich der absolute Wärmebedarf um 50 % reduziert. Es ist daher, wie bereits in 6 gezeigt, für die Wirtschaftlichkeit eines LowEx-Mehrleiternetzes entscheidend, dass möglichst ein großer Anteil der Gebäude in einem Gebiet an das Wärmenetz angeschlossen wird.

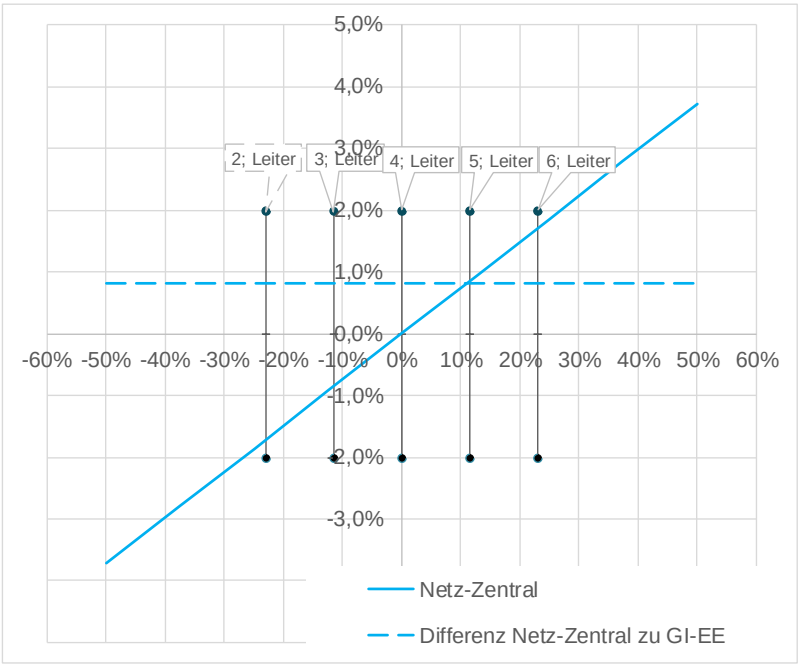


**Abb. 7.10: Sensitivitätsanalyse: Prozentuale Änderung der annuitätischen Gesamtkosten bei abweichenden Investitionskosten (Anzahl der Leiter)**
Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung
Erläuterung: Die Ergebnisse beziehen sich auf die Verbraucherstruktur 2015. Die x-Achse zeigt die prozentuale Abweichung der Investitionskosten im Vergleich zu den Standardannahmen an, die y-Achse die prozentuale Änderung der Gesamtkosten.

Um den Effekt und die Relevanz von **Förderprogrammen** aufzuzeigen, führt Tab. 7.6 die Ergebnisse der durchschnittlichen Wärmegestehungskosten für die beiden Verbraucherstrukturen jeweils mit und ohne die aktuell verfügbaren Förderungen auf. Die Szenarien mit Mehrleiternetz und insbesondere das Szenario Netz-EE-Ambitioniert profitieren deutlich von den verfügbaren Fördermitteln. Um konkurrenzfähig mit den im Szenario GI-Fossil erzielten Wärmegestehungskosten zu werden, bedarf es jedoch weiterführender Maßnahmen.

**Tab. 7.6: Durchschnittliche Wärmegestehungskosten in ct./kWh in den Szenarien mit und ohne Berücksichtigung der aktuell verfügbaren Förderungen**
Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung

| | Netz - Zentral | Netz - Dezentral | Netz - EE Ambitio-niert | GI-Fossil | GI-EE |
|---|---|---|---|---|---|
| 2015 ohne Förderung | 9,2 | 9,2 | 10,6 | 8,6 | 9,3 |
| 2015 mit Förderung | 8,9 | 9,0 | 10,1 | 8,6 | 9,2 |
| 2035 ohne Förderung | 10,8 | 10,6 | 11,2 | 9,6 | 10,6 |
| 2035 mit Förderung | 10,4 | 10,4 | 10,6 | 9,6 | 10,5 |

# 7.3 Verteilung der Kosten auf verschiedene Verbrauchergruppen

Die Verteilung der Kosten auf die Verbraucher und die Berechnung der Endkundenpreise erfolgt über die Festlegung von Grund- und Arbeitspreisen. Die Festlegung der Höhe des Grund- und Arbeitspreises hat aufgrund unterschiedlich hoher Wärmeverbräuche Auswirkungen auf die mittleren jährlichen Wärmekosten, die verschiedene Typen von Abnehmern zahlen müssen. Um eine Verteilung der Kosten auf die Verbraucher vorzunehmen, wurde ein Grundpreis von 25 Euro pro Kilowatt und Jahr gewählt. Damit ergibt sich im Szenario Netz-Zentral ein Arbeitspreis von 8,2 Cent pro Kilowattstunde Wärme, die aus dem Wärmenetz bezogen wird.

Unter diesen Rahmenbedingungen ergeben sich für die verschiedenen Typen an Abnehmern Wärmepreise zwischen 8,7 und 10,8 ct/kWh, wobei die Gebäude jüngeren Baualters die höchsten Wärmepreise zahlen, da der Grundpreis hier am Gesamtpreis den höheren Anteil hat als bei den anderen Gebäudetypen (s. Abb. 7.11). Da bei dieser Verbrauchergruppe auch die Referenzpreise der gebäudeindividuellen Versorgung höher sind als bei den Wohngebäuden älteren Baujahrs (vgl. Kapitel 4), ist die Wärme aus dem LowEx-Mehrleiternetz dennoch wettbewerbsfähig.

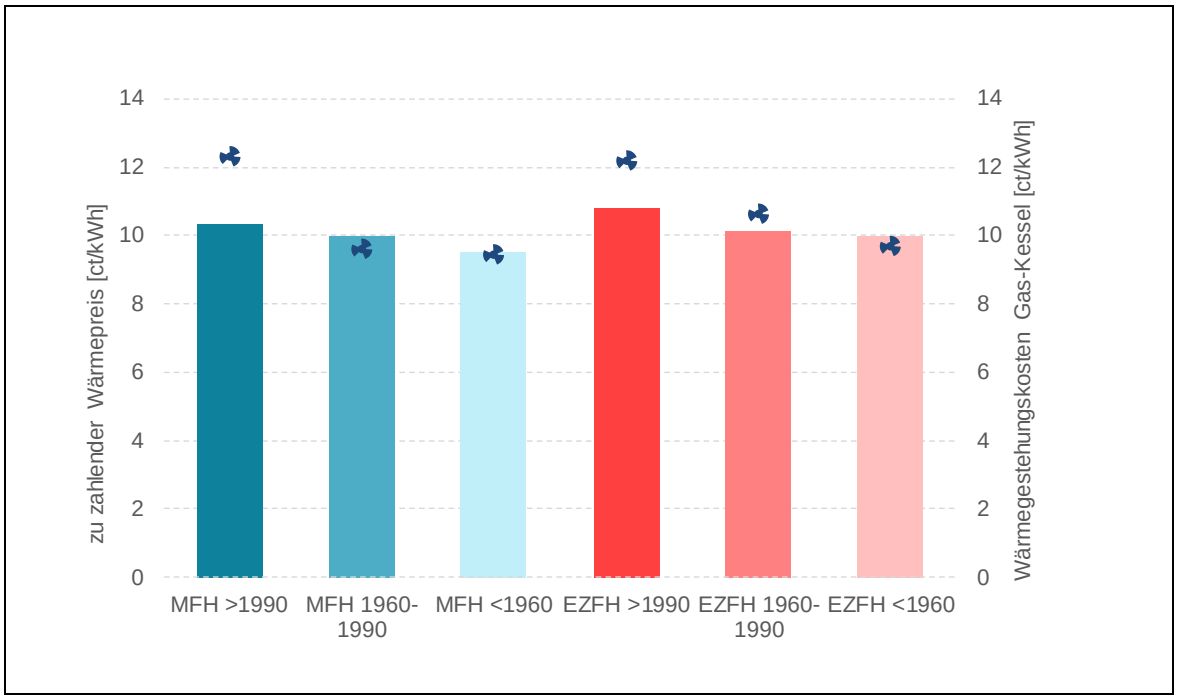


**Abb. 7.11: Preis für Wärme aus dem LowEx-Mehrleiternetz (Szenario Netz-Zentral) im Vergleich zu den Wärmegestehungskosten eines gebäudeindividuellen Gasbrennwertkessels**

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Erläuterung: Die Kreise beziehen sich auf die Sekundärachse und stellen die Wärmegestehungskosten der gebäudeindividuellen Gaskessel dar. Die Säulen beziehen sich auf die Primärachse und stellen die Wärmepreise für die Wärme aus dem LowEx-Mehrleiternetz dar.

Allerdings sind bei den Wohngebäuden älteren Baujahrs (vor 1960 erbaut) die Wärmegestehungskosten von Gasbrennwertkessel niedriger als der Preis für die Wärme aus dem LowEx-Wärmenetz. Die Verteilung führt außerdem dazu, dass die Wärme aus dem Netz für die Großabnehmer im Untersuchungsgebiet, die Schule und das Einkaufszentrum, nicht mit dezentralen Gaskesseln konkurrieren kann. Diese sind jedoch wichtige Abnehmer, um eine hohe Wärmeabnahmedichte zu erreichen. Anpassungen des Arbeitspreises oder eine Reduktion des Grundpreises für Großabnehmer kann hier geringfügige Verbesserungen in der Wettbewerbsfähigkeit bewirken, die Herausforderung, das Öl- und Gaskessel insbesondere für Gebäude älteren Baujahrs aktuell geringe Wärmegestehungskosten aufweisen, lässt sich jedoch nicht auflösen.

Da für die Machbarkeit des Konzeptes eine hohe Wärmeabnahmedichte erforderlich ist, stellt dies ein Hemmnis für die Umsetzung des Wärmenetzes dar. Im vermieteten Bestand kommt erschwerend hinzu, dass das Wirtschaftlichkeitsgebot bei den Nebenkosten greift. Dies bedeutet, dass Vermieter/innen hinsichtlich ihrer Handlungsmöglichkeiten beim Wechsel zu einer teureren Wärmeversorgung eingeschränkt sind (Schneller et al. 2017). Ältere, un- und teilsanierte Mehrfamilienhäuser stellen somit eine Verbrauchergruppe dar, die unter den aktuellen Marktbedingungen eher schwer für den Anschluss an ein LowEx- Mehrleiter-Wärmenetz zu motivieren ist. Grundsätzlich führt eine möglichst heterogene Abnehmerstruktur jedoch zu einer höheren Stabilität und Effizienz der Wärmeversorgung, da sich die Verbraucherprofile von Gewerbe und privat genutzten Gebäuden im Tagesverlauf unterscheiden (z. B. Hellwig 2003). Im Rahmen des Projektes LowExTra wurden im Rahmen einer Expertenrunde Praxisakteure zu verschiedenen Aspekten des Wärmekonzeptes und möglichen Geschäftsmodellen um ihre Einschätzung gebeten. Einige Teilnehmer/innen wiesen darauf hin, dass in Mischgebieten teilweise ein Lastausgleich denkbar sei. Eine Möglichkeit zur Regelung der Wärmeentnahme sei die vertraglich geregelte Abschaltung von Großabnehmern, beispielsweise bei Unterschreiten einer bestimmten Außentemperatur. Allerdings müssten die Abnehmer für diesen Fall dezentrale Anlagen für die Wärmeversorgung vorhalten. Die Bereitschaft zur Abschaltung könne durch günstige Verbrauchertarife gefördert werden.

Instrumente zur Erhöhung der Wettbewerbsfähigkeit von LowEx-Wärmenetzen seien außerdem gezielte Förderprogramme für klimaschonende Erzeugungsanlagen oder von Netzlösungen mit hohem Anteil erneuerbarer Energien und Abwärme (wie bereits umgesetzt im Rahmen der BWMi-Förderung Wärmenetze 4.0) oder die Förderung von Wärmecontracting-Konzepten in Bestandsgebäuden. Theoretisch wäre es auch denkbar, die Endkundenpreise innerhalb eines Netzes für verschiedene Wärmeströme nach Qualität der Energie (z. B. dem PEF) zu differenzieren, in dem Sinn, dass ein niedriger PEF des bezogenen Wärmestroms zu einem höheren Preis führt. Eine Mehrzahlungsbereitschaft könnte aufgrund der Anforderungen der EnEV bestehen oder auch, um mittels günstigerem Energieausweis Vorteile bezüglich der Verkaufbarkeit oder Vermietbarkeit der Gebäude zu erzielen. Über den höheren Wärmepreis würden Anreize für Investitionen in auf erneuerbare Energien basierenden Wärmeerzeugungsanlagen geschaffen. Im Moment ist allerdings eine bilanzielle Zuordnung beziehungsweise Lieferung von erneuerbaren Energien – wie sie im Strom- und Gassektor mit Ökostrom- und Biomethanangeboten Gang und Gebe ist – im Wärmesektor nicht vorgesehen (Maaß et al. 2015). Hindernisse zur Umsetzung von PEF-basierten Endkundenpreisen sind das Doppelvermarktungsverbot nach der Erneuerbare-Energien-Richtlinie, welches ein Herkunftsnachweissystem voraussetzt. Im Zuge des Doppelvermarktungsverbots müsste sichergestellt werden, dass die Wärme aus erneuerbaren Energien nur einmal verwertet wird, das heißt nur einem Verbraucher zugewiesen wird. Voraussetzung für Herkunftsnachweis und bilanzielle Zuordnung ist eine klare Definition der Bilanzgrenzen. Nach derzeitigem Verständnis beziehen sich diese bei Fernwärme auf die physikalischen Grenzen eines Netzes. Entsprechend ist es üblich, den PEF für das gesamte Netz zu errechnen (Maaß et al. 2015).

Im Rahmen der Expertenrunde wurden auch Einschätzungen zur Sinnhaftigkeit von Endkundenpreisen, die sich am PEF ausrichten, eingeholt. Die Meinungen zu diesem Thema waren dabei heterogen. Während einige Akteure das Potenzial des Instrumentes betonten, fossile Erzeuger aus dem Markt zu drängen, hielten es andere für möglich, dass sich die Nachfrage bei einem am PEF orientierten Endkundenpreis eher zu höheren PEF-Produkten verschieben würde, da der PEF der Fernwärme sowieso sehr niedrig und eine entsprechende Mehrzahlungsbereitschaft nicht gegeben sei. Zudem bestünde das Risiko, dass für die Erreichung der Klimaschutzziele notwendige Sanierungsmaßnahmen verhindert würden. Ein grundsätzliches Hemmnis bestehe darin, dass sich die Verbraucher gegenseitig beeinflussen, sprich durch den Bezug von Wärme mit niedrigem PEF, erhöhe sich aufgrund der bilanziellen Grenzen automatisch der PEF für andere Verbraucher. Eine weitere Möglichkeit die Wärmeentnahme aus dem Netz basierend auf ökonomischen Anreizen zu steuern, sind jahreszeitlich flexible Verbrauchertarife. Solche Regelungen verfolgen die Idee, die Heizperiode zu verschieben, um die Wärmeerzeugung besser auszuschöpfen. Erfahrungen einzelner Teilnehmer/innen der Expertenrunden zeigten, dass dieser Effekt nicht oder nur kaum eintrete, da die meisten Kund/innen nur auf die Jahresrechnung schauten und ihre Wärmeabnahme innerhalb eines Jahres nicht nach unterschiedlichen Tarifen optimierten. Ein erfolgreiches Beispiel für jahreszeitlich differenzierte Tarife seien Sommertarife für die Beheizung von Freibädern, da dies neben der Kühlung eine der wenigen Möglichkeiten ist, Wärmeüberschüsse im Sommer zu nutzen.

## 7.4 Fazit zur ökonomischen Gesamtbewertung

Aus volkswirtschaftlicher Perspektive, aber auch aus Sicht der Verbraucher/innen, sind die **Gesamtkosten und mittleren Wärmegestehungskosten** der Wärme aus dem LowEx-Mehrleiternetz die relevanten ökonomischen Kenngrößen. Es wurden Erzeugerszenarien mit unterschiedlichen Wärmeerzeugungsanlagen, was Technologie und Größe betrifft, verglichen. Neben einem Szenario (Netz-Zentral) mit wenigen großen Erzeugungsanlagen, die durch den Netzbetreiber betrieben werden, wurde ein Szenario mit vielen kleineren an den Gebäuden angesiedelten Anlagen modelliert (Netz-Dezentral) sowie eine ambitionierte Variante, die einen möglichst hohen Anteil erneuerbarer Wärme und Abwärme integriert und sowohl kleinere dezentrale als auch Großanlagen beinhaltet (Szenario Netz-EE-Ambitioniert). Die Netzszenarien Netz-Zentral und Netz-Dezentral weisen ähnlich hohe jährliche Gesamtkosten und durchschnittliche Wärmegestehungskosten auf. Insbesondere die Abwasserwärmepumpen und die dezentralen Erd-Wärmepumpen tragen mit anlagenspezifischen Wärmegestehungskosten zwischen 6 und 9 ct/kWh zu geringeren mittleren Werten bei. Aus diesen Ergebnissen lässt sich somit keine eindeutige Präferenz für zentrale oder dezentrale Lösungen ableiten. Dem dezentralen System schlägt dabei positiv zu Buche, dass bei den Privatbetreibern der Kleinanlagen geringere Renditeansprüche unterstellt wurden. Das Szenario mit den höchsten Gesamtkosten und durchschnittlichen Wärmegestehungskosten ist das Szenario Netz-EE-Ambitioniert, das auch den höchsten Anteil erneuerbarer Wärme und Abwärme integriert. Die Mehrkosten fallen hier vor allem bei den Investitionskosten an. Das Szenario mit konventioneller gebäudeindividueller Wärmeversorgung weist die niedrigsten Gesamtkosten und Wärmegestehungskosten auf. Soll die gebäudeindividuelle Versorgung vergleichbare EE-Anteile erreichen wie die Netz-Szenarien, so liegen die Gesamtkosten und mittleren Wärmegestehungskosten in vergleichbarer Höhe wie die der beiden Netzszenarien Netz-Zentral und Netz-Dezentral.

Da die Ergebnisse der Szenarien sehr nahe beieinanderliegen und zahlreiche Parameter in die Berechnung eingehen, sind pauschale Aussagen, ob ein Mehrleiternetz einer gebäudeindividuellen Versorgung aus Kostengründen vorzuziehen ist oder ob ein Netz mit wenigen großen Anlagen günstiger ist als eines mit mehr kleineren Anlagen, nicht möglich. Jedoch erlaubt ein Blick auf die

Verteilung der Kosten sowie die Ergebnisse einer **Sensitivitätsanalyse** eine Aussage darüber, wie stark die Szenarien auf sich ändernde Rahmenbedingungen und Parameter reagieren.

Der Anteil der annuitätischen Investitionskosten an den Gesamtkosten ist in den drei Netzszenarien deutlich höher als bei den Szenarien der gebäudeindividuellen Versorgung. Eine Variation der Netz-Investitionskosten verdeutlicht den großen Einfluss dieser Kostenposition. Unter den Standardannahmen weist das Szenario Netz-Zentral, das die Kosten eines Vierleiternetzes erfasst, einen kleinen Kostenvorteil im Vergleich zu einer gebäudeindividuellen Versorgung mit vergleichbarem EE-Anteil (GI-EE) auf. Der Sensitivitätsanalyse zufolge führen eine weitere Steigerung der Leiteranzahl oder aus einem anderen Grund höhere Netz-Investitionskosten zu höheren jährlichen Gesamtkosten der Netz-Szenarien im Vergleich zum Szenario GI-EE.

Die verbrauchsgebundenen Kosten liegen in den Netz-Szenarien aufgrund der höheren Effizienz der Anlagen deutlich unter denen einer gebäudeindividuellen Versorgung. Insbesondere im Szenario der gebäudeindividuellen Versorgung mit fossilen Energieträgern (GI-Fossil) machen die verbrauchsgebundenen Kosten einen hohen Anteil der Gesamtkosten aus, während die Investitionskosten kaum zu Buche schlagen. Der Einfluss des Gaspreises wird deutlich, wenn eine Anpassung des EE-Anteils in allen Szenarien durch partielle Substitution des Erdgases durch Biomethan erfolgt. Das Szenario GI-Fossil ist in diesem Fall teurer als die Szenarien Netz-Zentral und Netz-Dezentral, da der Gasanteil an der gesamten Wärmebereitstellung sehr hoch ist. Die Sensitivitätsanalyse zeigt ebenfalls den großen Einfluss der Gaspreise. Wird eine höhere Erdgaspreissteigerung als in den Standardannahmen angenommen, so steigen in allen Szenarien die Gesamtkosten. Der Effekt auf die jährlichen Gesamtkosten ist dabei umso größer, je größer die im jeweiligen Szenario benötigte Gasmenge ist. Szenarien mit geringen Gasbedarfen wie Netz-EE-Ambitioniert und GI-EE sind somit robuster gegenüber Änderungen des Gaspreises. Dies ist insofern relevant, als aktuell eine $CO_2$-Abgabe auf fossile Brennstoffe diskutiert wird, die eine positive Wirkung auf die Wettbewerbsfähigkeit von auf erneuerbarer Wärme und Abwärme basierenden Wärmeversorgungssystemen entfalten würde. Ebenfalls einen hohen Einfluss auf das Ergebnis haben die Annahmen zur Strompreissteigerung, wobei hier die Szenarien Netz-Dezentral und GI-EE mit vielen kleineren Wärmepumpen mit relativ geringeren Jahresarbeitszahlen die größte Sensitivität aufweisen. Weitere Parameter mit hohem Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit, sind die Netzverluste und die Betriebskosten (insbesondere die Pumpstromkosten). Da beide Größen ausschließlich die Höhe der Kosten der Netz-Szenarien verändern, haben sie einen vergleichsweise hohen Einfluss auf die Wettbewerbsfähigkeit im Vergleich zu den Szenarien der gebäudeindividuellen Versorgung.

Bei einigen Verbrauchergruppen, vor allem älteren Mehrfamilienhäusern liegen die Wärmegestehungskosten des LowEx-Mehrleiter-Wärmenetzes höher als die gebäudeindividueller Gas- oder Öl-Kessel. Für die Machbarkeit des Konzeptes ist eine hohe Wärmeabnahmedichte erforderlich, sodass dies ein Hemmnis für die Umsetzung ist. Demnach sind LowEx-Mehrleiternetze unter den aktuellen Rahmenbedingungen kein Selbstläufer. Rahmenbedingungen, die die Wettbewerbsfähigkeit eines LowEx-Mehrleiternetzes verbessern würden, wären weiterführende Förderprogramme, die Einführung einer aktuell viel diskutierten $CO_2$-Abgabe auf fossile Energieträger oder auch Vorgaben zu EE-Anteilen im Gebäudebestand und in der leitungsgebundenen Wärme.

# 8 Regionale Wertschöpfung und Beschäftigung

Die Ermittlung von monetären Wertschöpfungseffekten und Beschäftigungseffekten soll einen Eindruck zum regionalwirtschaftlichen Beitrag der in diesem Vorhaben entwickelten und nach technischen und betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten bewerteten Wärmeversorgungslösungen vermitteln. Im Gegensatz zu reinen Umsatz- oder Investitionskennzahlen zeigt die Wertschöpfung auf, welche finanziellen Mehrwerte in der Region verbleiben und welche Akteure (Unternehmer, Beschäftigte, öffentliche Haushalte) in welcher Verteilung von den regionalen Tätigkeiten profitieren. Die Wertschöpfung bildet auf gesamtwirtschaftlicher Ebene die Basis für die Ermittlung des Bruttoinlandsproduktes und ist daher gut geeignet, um die Auswirkungen wirtschaftlichen oder wirtschaftspolitischen Handelns auf die regionale Wirtschaftsleistung zu bewerten (Salecki 2017, 13ff).

## 8.1 Modellbeschreibung

Die regionalökonomische Bewertung der in dieser Arbeit untersuchten Wärmeversorgungslösungen wird mit einem vorhandenen und vielfach bewährten Rechenmodell des IÖW vorgenommen.

Im Rahmen der Studie „Kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien“ hat das IÖW im Jahr 2010 und im Auftrag der Agentur für Erneuerbare Energien (AEE) ein Modell zur Ermittlung von Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten auf kommunaler Ebene entwickelt (im Folgenden auch als WeBEE-Modell bezeichnet) (s. Hirschl et al. 2010). Das Modell, welches seitdem kontinuierlich weiterentwickelt wurde, umfasst mittlerweile eine Vielzahl an Wertschöpfungsketten zur Abbildung der wichtigsten EE-Technologien in jeweils mehreren Größenabstufungen. Für diese Wertschöpfungsketten können mit dem Modell die Wertschöpfungsbestandteile der Unternehmensgewinne, die Netto-Einkommen der Beschäftigten und die Steuereinnahmen für die Kommunen sowie auf Länder- und Bundesebene berechnet werden. Darüber hinaus ermöglicht das Modell die Ermittlung von Beschäftigungseffekten in Form von Vollzeitarbeitsplätzen. Das Modell hat sich in einer Vielzahl von Weiterentwicklungen und Anwendungen in regionalen Fallstudien aufgrund seiner Handhabbarkeit, seinem Detailgrad und seiner Anpassungsfähigkeit als vorteilhaft gegenüber anderen Modellansätzen herausgestellt (für einen Modellvergleich vgl. Salecki (2017, 30ff und 106ff)). Zentrale Grundlage für die Ermittlung der Wertschöpfung mit dem WeBEE-Modell bildet die Analyse der Investitions- und Betriebskosten der einzelnen EE-Technologien. Als Ausgaben der Anlagen-Eigentümer bzw. -Betreiber entsprechen diese den spezifischen Umsätzen ihrer Vorleistungslieferanten entlang der Wertschöpfungskette einer EE-Technologie und werden immer auf die installierte Anlagenleistung bezogen und damit beispielsweise in Euro/kW ausgedrückt.

Die Wertschöpfungsketten werden in vier aggregierte Wertschöpfungsstufen unterteilt:

- Anlagenherstellung
- Planung und Installation
- Anlagenbetrieb und -wartung
- Betreibergewinne

Jede der oben genannten Wertschöpfungsstufen lässt sich wiederum je nach Wertschöpfungskette in verschiedene Wertschöpfungsschritte untergliedern, die sich zwischen den EE-Technologien unterscheiden können und die bereits genannten Vorleistungsumsätze abbilden. In der Wertschöpfungsstufe der Anlagenherstellung beispielsweise bilden die Wertschöpfungsschritte die Herstel-

lung der einzelnen Anlagenkomponenten ab. In der Stufe des Anlagenbetriebs finden sich Wertschöpfungsschritte, wie z. B. die Anlagenwartung, Versicherungsbeiträge oder gegebenenfalls Personalkosten, die jeweils Kostenpositionen im laufenden Betrieb und damit wiederum die Umsätze der Lieferanten des Anlagenbetreibers abbilden. Den einzelnen Wertschöpfungsschritten werden einzelne oder mehrere typische Wirtschaftszweige zugeordnet, für die statistische Datenquellen für ökonomische Kennzahlen verfügbar sind. In der Literatur sind Kostenstrukturen vorwiegend relativ bezogen auf die Investitionskosten, beziehungsweise teilweise bezogen auf die Investitionsnebenkosten angegeben. Dieser prozentuale Aufbau ermöglicht die Anwendung der Kostenstrukturen auf die spezifischen Investitionskosten, die der aktuellen Literatur (Marktanalysen, Evaluierungsberichte etc.) entnommen wurden. Die Kosten beziehungsweise Lieferanten-Umsätze in den Wertschöpfungsstufen „Anlagenproduktion“ und „Planung & Installation“ fallen einmalig durch die Investitionen in eine EE-Anlage an. Die Kosten bzw. Lieferanten-Umsätze für den Betrieb werden dagegen jährlich über die gesamte Betriebsdauer der EE-Anlagen generiert. Aus diesen Umsatzgrößen werden durch Verrechnung mit Kennzahlen aus verschiedenen Wirtschaftsstatistiken die einzelnen Wertschöpfungsbestandteile ermittelt. Die Kennzahlen liegen „branchenscharf“ für die einzelnen Wirtschaftszweige vor, die zuvor den einzelnen Wertschöpfungsschritten zugeordnet wurden. Die Wertschöpfung setzt sich grundsätzlich aus den folgenden drei Bestandteilen zusammen:

1. die um die Gewinnsteuern bereinigten **Gewinne** der beteiligten Unternehmen,
2. die Nettoeinkommen der beteiligten Beschäftigten und
3. die auf die Unternehmensgewinne und die Bruttoeinkommen gezahlten **Steuern**.

Nachfolgend wird die grundlegende Vorgehensweise für die Ermittlung der Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte kurz beschrieben. Eine ausführliche Erläuterung der Berechnungsmethode findet sich in Hirschl et al. (2015).

Für die Ermittlung der **Vor-Steuer-Gewinne** der Unternehmen in den jeweiligen Wertschöpfungsschritten wird jeder Position eine Umsatzrentabilität zugeordnet, welche den Jahresüberschuss vor Steuern eines Unternehmens ins Verhältnis setzt zu dem in dieser Periode erzielten Umsatz. Die Umsatzrentabilität ist einer Statistik der Deutschen Bundesbank entnommen, in welcher hochgerechnete Angaben aus Jahresabschlüssen deutscher Unternehmen für die Jahre 1997 bis 2016 aufgeführt sind (Deutsche Bundesbank 2017). Eine Abweichung zu dem beschriebenen Vorgehen bildet die Bestimmung der Gewinne der Anlagenbetreiber. Hier erfolgt die Berechnung der Vor-Steuer-Gewinne mithilfe von durchschnittlichen Eigenkapitalrenditen der jeweiligen EE-Technologien, welche nach Tab. 7.4 für jedes Szenario festgelegt werden.

Die **Einkommenseffekte** werden in Abhängigkeit vom Umsatz für die einzelnen Positionen der Wertschöpfungsstufen ermittelt. Neben den Einkommen ist auch die Beschäftigungswirkung Ergebnis dieser Methodik. Zunächst wird die Beschäftigungswirkung als Anzahl der beschäftigten Personen ermittelt. Hierzu werden aus Veröffentlichungen der Bundesagentur für Arbeit (Bundesagentur für Arbeit 2012) Angaben zur Anzahl der sozialversicherungspflichtig Beschäftigten nach Wirtschaftszweigen extrahiert. Zusätzlich werden wirtschaftszweigspezifische Umsätze erhoben (Statistisches Bundesamt 2012a). Daraus lässt sich eine Indikation für die Anzahl der sozialversicherungspflichtig Beschäftigten pro Euro Umsatz ermitteln, die, multipliziert mit dem Umsatz pro kW installierter Leistung, die spezifische Angabe der Beschäftigten (Köpfe) pro kW Leistung ermöglicht. Diese Angabe wird dann mithilfe von Sonderdatenauswertungen des Statistischen Bundesamtes in Vollzeitäquivalente (VZÄ) umgerechnet. Die Sonderauswertungen stammen aus der vierteljährlichen Verdiensterhebung im produzierenden Gewerbe und im Dienstleistungsbereich und aus Daten des Mikrozensus „RS 3.8 Erwerbstätige nach Wirtschaftsunterabschnitten“. Auf Ba-

sis der durchschnittlichen Bruttojahreseinkommen in dem Wirtschaftszweig des jeweiligen Wertschöpfungsschrittes können aus den Quellen des Statistischen Bundesamtes (Statistisches Bundesamt 2012b) dann die gezahlten Löhne und Gehälter in Euro pro kW ermittelt werden.

**Steuereinnahmen und Einnahmen aus sonstigen Abgaben** entstehen aus der Besteuerung der Unternehmensgewinne und der Einkommen der Beschäftigten. Im Rahmen der Steuern und sonstigen Abgaben auf Unternehmensgewinne wird neben der Besteuerung auf der Unternehmensebene auch die Besteuerung ausgeschütteter Gewinne betrachtet. Das Modell beinhaltet die Gewerbesteuer, die Einkommensteuer, die Körperschaftsteuer und die Abgeltungsteuer, sowie den Solidaritätszuschlag, die Kirchensteuer und Krankenkassenbeiträge. Grundsätzlich ist für die Berechnung der Steuerlast eines Unternehmens die Gesellschaftsform maßgeblich. Daher wird für die im Wertschöpfungsprozess beteiligten Unternehmen auf Basis der WZ-08 eine Unterteilung in Kapital- und Personengesellschaften vorgenommen, um Unterschiede in der Unternehmensbesteuerung berücksichtigen zu können (Statistisches Bundesamt 2012c). Um die Nach-Steuer-Gewinne modellieren zu können, ist eine Abschätzung des zu versteuernden Einkommens notwendig, welches die Bemessungsgrundlage für die Steuerfestsetzung bei der Einkommensteuer und der Körperschaftsteuer darstellt. Das zu versteuernde Einkommen wird mithilfe von Angaben zu gezahlten Steuern am Vor-Steuer-Gewinn nach Bundesbank (2012), dem Vor-Steuer-Gewinn und der idealtypischen Unternehmensbesteuerung von Kapital- und Personengesellschaften berechnet. Die Gewerbesteuer wird auf Basis des Vor-Steuer-Gewinns errechnet. Bei den Kapitalgesellschaften (KapG) werden auf der Unternehmensebene Gewerbesteuer, Körperschaftsteuer zzgl. Solidaritätszuschlag auf die Körperschaftsteuer fällig. Im Rahmen der Personenunternehmen (PersU) findet, mit Ausnahme der Gewerbesteuer, eine Besteuerung auf Ebene der Gesellschafter statt.

Für die ausgeschütteten Gewinne wird bei den KapG die Annahme getroffen, dass 50 % der Teilhaber Privatpersonen und jeweils 25 % KapG und PersU sind. Weiterhin wird eine Ausschüttungsquote von 50 % der Nach-Steuer-Gewinne festgelegt. Privatpersonen als Anleger zahlen Abgeltungsteuer auf die ausgeschütteten Gewinne, KapG zahlen Körperschaftsteuer und Solidaritätszuschlag und PersU zahlen Einkommensteuer, Kirchensteuer und Solidaritätszuschlag. Die Besteuerung der Personenunternehmen erfolgt unter der Aufteilung der Gesellschafter in Privatpersonen, KapG und PersU nach einer Sonderauswertung des Statistischen Bundesamtes aus der Statistik über die Personengesellschaften/Gemeinschaften 2008. Für KapG sind Körperschaftsteuer und Solidaritätszuschlag zu entrichten, für PersU und Privatpersonen fallen Einkommensteuer, Kirchensteuer und Solidaritätszuschlag an, für Privatpersonen zusätzlich noch Krankenkassenbeiträge.

Für die Steuern und sonstigen Abgaben auf die Einkommen der Beschäftigten sind die vorher berechneten Bruttojahresgehälter maßgeblich. Hier werden Zahlungen an Einkommensteuer, Kirchensteuer, Solidaritätszuschlag und Sozialabgaben (Arbeitgeber und Arbeitnehmer) berücksichtigt. Unter Berücksichtigung dieser Systematik kann dann der Umfang der Steuer- und Abgabenzahlungen ermittelt und der Nach-Steuer-Gewinn bzw. die Nettoeinkommen errechnet werden.

Die Kommunen profitieren im Wertschöpfungsprozess, neben den indirekten Effekten durch Gewinne und Einkommen, direkt auf zwei Wegen. Zum einen erhalten sie die Gewerbesteuer in fast vollem Umfang. Hiervon ist lediglich eine Umlage an den Bund (3,72 %) und die Länder (13,23 %) zu entrichten. Daneben partizipieren die Kommunen anteilig an der veranlagten Einkommen- (15 % der Steuerzahlungen) sowie der Abgeltungsteuer (12 % der Steuerzahlungen).

Ein Teil der für die hier beschriebenen Berechnungen verwendeten wirtschaftsstatistischen Kennzahlen kann im Modell regionalspezifisch angepasst werden. Dazu gehören das Lohnniveau, Steuersätze und bei Bedarf auch die Eigenkapitalrenditen der Anlagenbetreiber. Letztere werden in diesem Vorhaben spezifisch festgelegt. Die restlichen Kennzahlen werden auf Basis bundesweiter Durchschnittswerte festgelegt. Weiterhin können mit dem WeBEE-Modell neben den kommunal

relevanten Bruttowertschöpfungskomponenten auch die Bruttowertschöpfungseffekte auf Länder- und auf Bundesebene berechnet werden. Auf der Landesebene werden Einnahmen aus der Körperschaft-, Einkommen-, Abgeltung- und Gewerbesteuer berücksichtigt, auf Bundesebene werden die jeweiligen Anteile an der Körperschaft-, Einkommen-, Abgeltung- und Gewerbesteuer, als auch Einnahmen durch den Solidaritätszuschlag und die Sozialabgaben der Arbeitnehmer/innen und Arbeitgeber/innen miteinbezogen. Dies ermöglicht eine deutschlandweite Quantifizierung der Wertschöpfungseffekte für jede dieser drei Ebenen. Im Falle einer regional begrenzten Fallstudie können also auch Steuereinnahmen ausgegeben werden, die nicht in der Region selbst eingenommen werden, sondern überregionale staatliche Einnahmen darstellen.

Bei der Analyse mit dem oben beschriebenen Modell werden die Wertschöpfungsketten auf die direkten Umsätze begrenzt. So wird die Produktion von Anlagenkomponenten in die Analyse der direkten Effekte einbezogen. Weiter vorgelagerte Umsätze und damit verbundene Wertschöpfungseffekte werden als indirekte Effekte methodisch bedingt nicht berücksichtigt.

Die auf diese Weise ermittelten Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte liegen, wie auch die Kosten- bzw. Umsatzpositionen als Berechnungsgrundlage, leistungsspezifisch vor, also in Euro oder Vollzeitäquivalente pro kW installierter Leistung. Diese leistungsspezifischen regionalökonomischen Indikatoren ermöglichen nun die Hochrechnung der Effekte auf eine ganze Region, durch die Multiplikation mit dem Anlagenbestand und -zubau vor Ort. Dabei werden die Indikatoren in den Wertschöpfungsstufen der Anlageherstellung und der Anlagenplanung und -installation mit den Zubauzahlen des Betrachtungsjahres multipliziert, da die Effekte in diesen Stufen nur einmalig im Falle eines Zubaus anfallen. In den Wertschöpfungsstufen des Anlagenbetriebs und der Betreibergewinne dagegen werden die entsprechenden Indikatoren mit dem Anlagenbestand des Betrachtungsjahres multipliziert. Dabei kann der Anlagenbestand auch anteilig neu hinzugebaute Anlagen umfassen, in dem Umfang, in dem diese neuen Anlagen auch im betrachteten Jahr im Betrieb sind. Mit diesem Vorgehen werden in der Hochrechnung Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte für ein zuvor festgelegtes Kalenderjahr ermittelt. Bei dieser regionalen Hochrechnung kann auch berücksichtigt werden, ob einzelne Wertschöpfungsschritte überhaupt in der Untersuchungsregion angesiedelt sind, da die mit diesen Umsätzen verbundenen Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte nur regional wirksam sind, wenn die beteiligten Unternehmen und Akteure (wie bspw. Anlageninvestoren) auch in der Region ansässig sind. Andernfalls fließen die Wert-schöpfungs- und Beschäftigungseffekte aus der Region ab. Anschaulich wird dies am Beispiel der Anlageninvestoren. Haben diese ihren steuerrechtlichen Sitz nicht in der Region, in der die Anlagen installiert sind und betrieben werden, so fließen ihre Gewinne als Anlageneigentümer aus der Standort-Region ab und werden auch außerhalb der Standort-Region versteuert.

## 8.2 Eingangsdaten in das Modell

Den regionalökonomischen Bewertungen liegen einzelne Wertschöpfungsketten zugrunde, mit denen die Kostenpositionen der Anlagenherstellung und -installation und des Anlagenbetriebs abgebildet werden. Die im Kapitel 7.1 beschriebenen Wärmeversorgungs-Szenarien beinhalten verschiedenste Wärmeerzeugungs- sowie –verteilungstechnologien, die mit verschiedenen Gewichtungen zum Einsatz kommen. Diese werden in die Wertschöpfungsketten-Logik des WeBEE-Modells übersetzt, indem die benötigten Anlagenleistungen den einzelnen Wertschöpfungsketten zugeordnet werden. Die Darstellung der Ergebnisse beschränkt sich auf die Verbraucherstruktur 2015. Tab. 11.9 im Anhang gibt eine Übersicht der in dieser Bewertung abgebildeten Wertschöpfungsketten in den Szenarien mit der Verbraucherstruktur 2015. Dabei wird nach EE-Technologien, Größenabstufungen im Sinne der thermischen Leistung oder Äquivalenten dazu und nach der im

jeweiligen Szenario benötigten Gesamtleistung differenziert. Im Szenario „Netz-Zentral“ sind beispielsweise große Anlagen mit Wärmeeinspeisung in das LowEx-Mehrleiternetz vorgesehen. Dagegen kommen im Szenario „Netz-Dezentral“ vermehrt kleinere Wärmepumpen zum Einsatz. In den beiden Szenarien mit gebäudeindividueller Wärmeversorgung („GI-EE“ und „GI-Fossil“) fällt das LowEx-Netz weg und es werden deutlich mehr kleinere Heizanlagen installiert. Für alle Szenarien der Verbraucherstruktur 2015 werden technologiespezifisch Investitions- und Betriebskosten des Jahres 2015 unterstellt, um aus den Kostenpositionen die Umsatzkennzahlen der einzelnen Wertschöpfungsschritte zu bestimmen (vgl. vorangehender Abschnitt zur Modellbeschreibung).

Grundsätzlich wird die Hochrechnung von Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten im WeBEE-Modell für ein zuvor festgelegtes Betrachtungsjahr vorgenommen. Hier können zum einen einzelne Kennzahlen im Modell für dieses Jahr festgelegt werden. Zum anderen muss der Modellinput des Anlagenbestandes und -zubaus aus einem Entwicklungsszenario abgeleitet werden. In diesem wird der Anlagenbestand zu Beginn des Betrachtungsjahres sowie der Anlagenzubau im Verlauf des Jahres skizziert. Da die hier vorgestellten Modellinputs für die regionalökonomische Bewertung bei beiden Verbraucherstrukturen für eine fiktive Wärmeversorgungs-Lösung genutzt werden, wird keine spezifische Entwicklung des Anlagenbestands unterstellt. Vielmehr soll aufgezeigt werden, welche regionalökonomischen Effekte sich durch den Zubau insgesamt ergeben und mit welchen Effekten in einem durchschnittlichen Betriebsjahr zu rechnen ist. Daher wird nach der Modell-Logik unterstellt, dass jeweils der gesamte benötigte Anlagenbestand eines jeden Szenarios im Betrachtungsjahr hinzugebaut wird. Gleichzeitig wird mit der Zuordnung der Zubauzahlen zu den Wertschöpfungsstufen des Anlagenbetriebs und der Betreibergewinne unterstellt, dass der gesamte Anlagenbestand mit technologiespezifisch durchschnittlichen Betriebsstunden im Betrachtungsjahr in Betrieb ist. Bei der Interpretation der in den folgenden Abschnitten präsentierten Ergebnisse ist also zu beachten, dass, je nach Szenario, der gesamte benötigte Anlagenbestand in der Regel nicht in einem Kalenderjahr hinzugebaut werden würde. Heizungstausch-Zyklen und mehrjährige Planungs- und Bauprozesse bei Großanlagen und Wärmenetzen bedingen eine breitere zeitliche Verteilung der ermittelten Effekte auf mehrere Jahre. Je nach tatsächlicher Entwicklung der Investitions- und Betriebskosten würden die ermittelten Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte also in einem realen Szenario geringfügig anders ausfallen. Weiterhin fallen die Effekte in den Wertschöpfungsstufen des Anlagenbetriebs und der Betreibergewinne in jedem Betriebsjahr erneut an, werden hier aber nur für ein Betriebsjahr ermittelt. Die im nächsten Abschnitt vorgestellten regionalökonomischen Effekte sind also nicht ohne Weiteres mit den in den vorherigen Kapiteln ermittelten und diskutierten Gesamtkosten vergleichbar, die teilweise die Barwerte der Betriebskosten der gesamten Betriebsdauer enthalten.

Weiterhin wird angenommen, dass die an den jeweiligen Wertschöpfungsschritten beteiligten Anlagenbetreiber und deren Lieferanten gänzlich in der betrachteten Region ansässig sind, sodass von den gesamten ermittelten Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte kein Anteil an andere Regionen abfließt. Insofern lassen sich die im nächsten Abschnitt präsentierten Modellergebnisse interpretieren als die maximal möglichen Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte, die durch den Anlagenzubau und –betrieb generierbar sind, sofern alle beteiligten Akteure regional ansässig sind. Mit jedem Akteur, der nicht in der Region ansässig ist, würde der jeweils von ihm erwirtschaftete Teil der Wertschöpfungseffekte abfließen und das Gesamtergebnis mindern.

# 8.3 Ergebnisse zu Wertschöpfung und Beschäftigung

Abb. 8.1 veranschaulicht die Ergebnisse der modellbasierten Wertschöpfungs- und Beschäftigungsberechnung für die in Bezug auf die Verbraucherstruktur 2015 erarbeiteten Wärmeversorgungs-Szenarien. Dabei beinhaltet die Grafik nur die einmaligen Effekte der Anlagenherstellung und -installation der jeweiligen Anlagen. Diese Effekte fallen in der Realität nicht in einem einzelnen Jahr an, sondern verteilen sich über mehrere Jahre, in denen der Bestand an Heizungsanlagen ausgetauscht und/oder immer mehr Wärmenetzanschlüsse realisiert werden. In allen drei Szenarien mit leitungsgebundener Wärmeversorgung über ein LowEx-Mehrleiternetz werden höhere Wertschöpfungseffekte generiert als in den Szenarien der gebäudeindividuellen Wärmeversorgung („GI-EE“ und „GI-Fossil“). Dabei nimmt das LowEx-Mehrleiternetz jeweils die Position mit den technologiespezifisch größten Wertschöpfungseffekten ein. Dies ist vorrangig auf die hohen Investitionsausgaben für das Netz selbst zurückzuführen, die in den Wertschöpfungsstufen der Anlagenherstellung und -installation für hohe einmalige Effekte sorgen. Bei der Interpretation dieser Ergebnisse ist zu beachten, dass sowohl die monetären Wertschöpfungseffekte als auch die Beschäftigungseffekte in Form von Vollzeitäquivalenten nur einmalig im Jahr der Anlagenherstellung bzw. -installation anfallen.

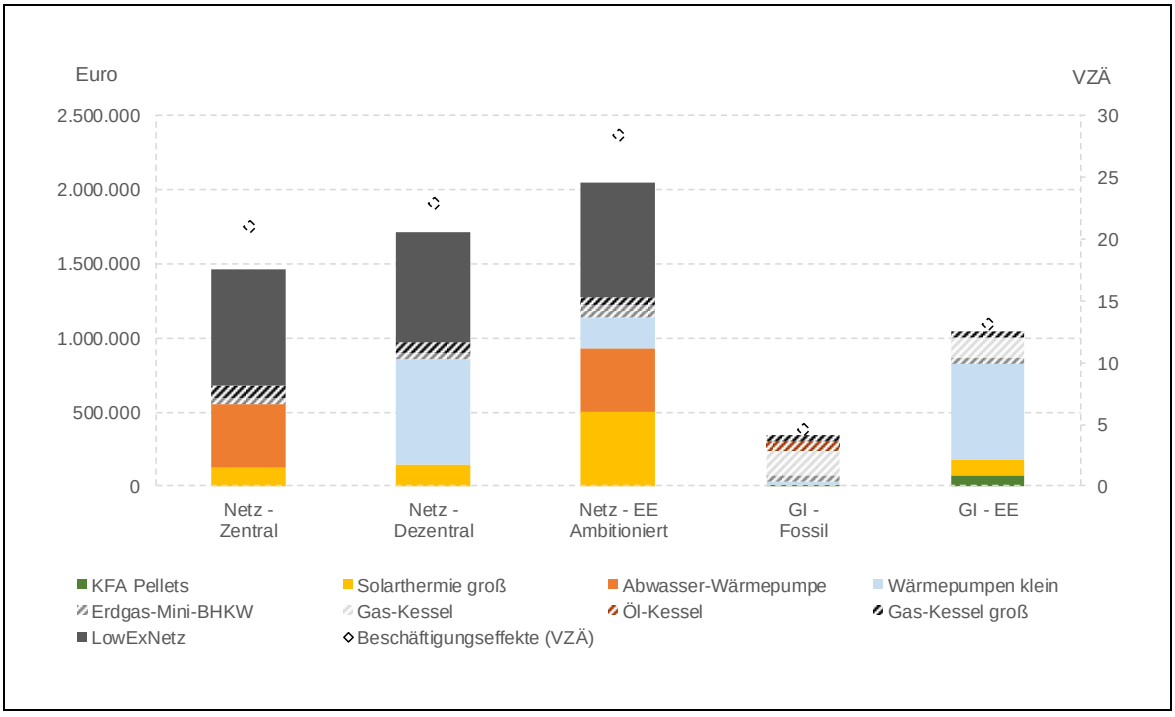


**Abb. 8.1: Einmalige Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte der Anlagenherstellung und –Installation nach den verschiedenen Szenarien der Verbraucherstruktur 2015 und nach EE-Technologien (in Euro und Vollzeitäquivalenten)**
Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Die Ergebnisse zeigen die gesamten aus der Anlagenherstellung und -installation resultierenden Effekte. Da nicht alle der in diesen Wertschöpfungsstufen enthaltenen unternehmerischen Tätigkeiten in der Region der Anlageninstallation durchgeführt werden, fallen die Effekte auch nicht vollständig in der betrachteten Region an. Werden beispielsweise kleine Anlagen anschlussfertig au-

ßerhalb der betrachteten Region produziert und für die Installation aus der Herstellerregion importiert, so fallen die damit verbundenen Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte in der Herstellerregion an und nicht in der Region der Anlageninstallation. Ähnliches gilt für Handwerksunternehmen, welche die Anlageninstallation übernehmen. Haben diese Unternehmen ihren steuerrechtlichen Sitz außerhalb der Region der Anlageninstallation und sind auch ihre Mitarbeiter/innen außerhalb dieser Region wohnhaft, so fließen sowohl die Unternehmensgewinne, als auch die Beschäftigteneinkommen und die damit verbundenen kommunalen Steuereinnahmen ab und können nicht der Region der Anlageninstallation zugerechnet werden. Ein Import von Produkten und Dienstleistungen ist umso wahrscheinlicher je kleiner die Region der Anlageninstallation und je spezifischer die Produkte und Dienstleistungen sind. Beispielsweise kann angenommen werden, dass in einem durchschnittlichen Landkreis ausreichend Handwerksunternehmen ansässig sind, um die Installation von Kleinanlagen zu übernehmen. Die Verlegung eines Wärmenetzes dagegen wird von spezialisierten und entsprechend weniger weit verbreiteten Unternehmen durchgeführt, die nicht in jeder Region ansässig sind. Die Investitionskosten für das Mehrleiternetz sind, wie auch die sich daraus ergebenden Wertschöpfungseffekte, in den drei Netz-Szenarien aufgrund der gleichen Netzlänge gleich hoch. Da sich in den Szenarien die einspeisenden Wärmeerzeugungs-Anlagen unterscheiden, ergeben sich in diesen Wertschöpfungsstufen der Anlagenherstellung und -installation in der Summe dennoch unterschiedlich hohe Wertschöpfungseffekte.

Abb. 8.2 zeigt die Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte auf, die jährlich wiederholt in den Wertschöpfungsstufen des Anlagenbetriebs und der Betreibergewinne anfallen. Die dargestellten Effekte sind dabei ermittelt und dargestellt für ein durchschnittliches Betriebsjahr mit durchschnittlichen Benutzungsstunden der einzelnen Anlagen. Die monetären Effekte der Wertschöpfung (linke

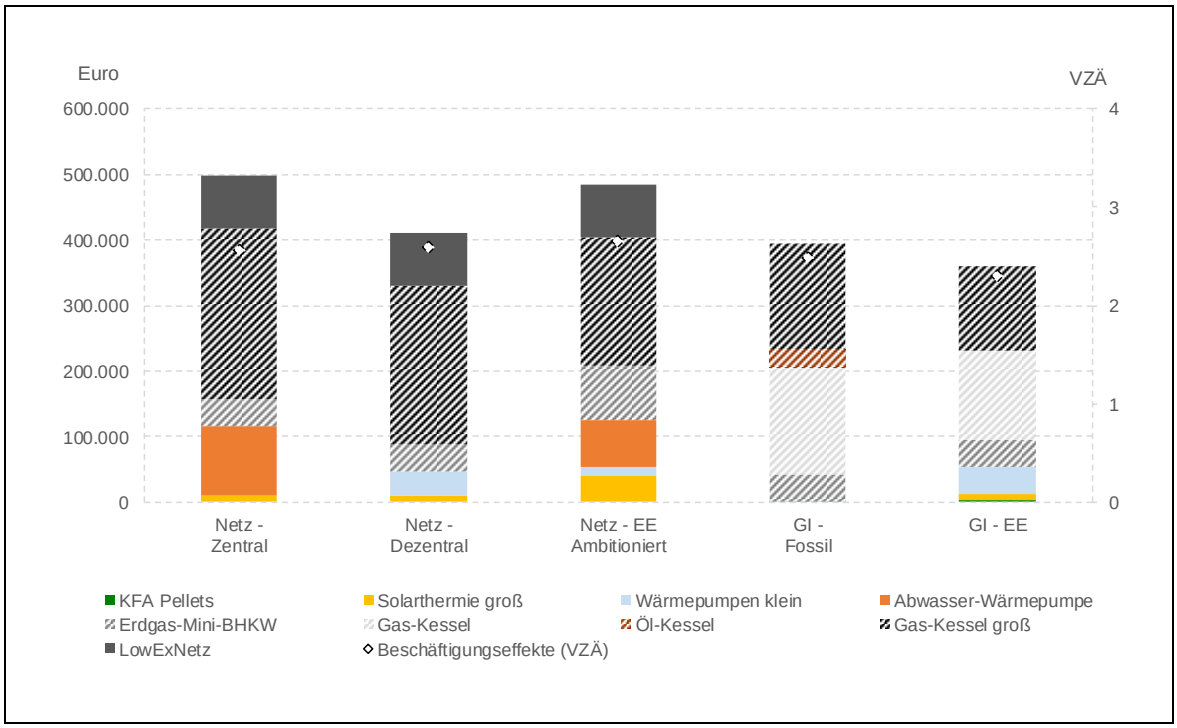


**Abb. 8.2: Jährlich wiederholte Wertschöpfungseffekte des Anlagenbetriebs und der Betreibergewinne nach den verschiedenen Szenarien der Verbraucherstruktur 2015 und nach EE-Technologien (in Euro und Vollzeitäquivalenten)**
Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Achse) können in dieser Höhe über 20 Jahre kumuliert werden, allerdings wären dabei Entwicklungen bei den Betriebskosten und vor allem bei den Brennstoffen zu berücksichtigen. Dennoch wird deutlich, dass über die gesamte Lebensdauer der Anlagen in den Wertschöpfungsstufen des Anlagenbetriebs und der Betreibergewinne ein Vielfaches der einmaligen Effekte in den Stufen der Anlagenherstellung und -installation anfällt. Die Beschäftigungseffekte dagegen bedürfen einer anderen Interpretationsweise. Die hier ausgewiesenen und sich jährlich wiederholenden Beschäftigungseffekte im Anlagenbetrieb können nicht über die Anlagenlebensdauer aufsummiert werden. Vielmehr bleibt die genau hier angegebene Anzahl an Vollzeitäquivalenten über die Lebensdauer der Anlagen als stabile Arbeitsplätze erhalten.

Prinzipiell können sich auch verschiedene Wirtschaftlichkeitssituationen für den Netzbetrieb ergeben. Da die Eigenkapital-Rendite des Netzbetreibers in allen Szenarien gleich angesetzt ist und das Netz in allen Szenarien die gleiche Länge aufweist, ergibt sich auch bei den Betreibergewinnen kein Unterschied in den Szenarien. Ähnliches gilt für die großen netzeinspeisenden Wärmeerzeuger, die zumeist vom Netzbetreiber selbst betrieben werden. Betreibergewinne fallen hier nur kalkulatorisch an, da selbst erzeugte Energie als Kostenposition unternehmensintern verrechnet wird und im Gesamt-Gewinn des Wärmeversorgers mündet.

Anders sind die Ergebnisse in den dezentralen Netzszenarien und der gebäudeindividuellen Wärmeversorgung zu verstehen. Mit einer größeren Akteursvielfalt bei den Betreibern der einspeisenden Wärmeerzeuger besteht auch die Möglichkeit, die Betreibergewinne als wichtigen Bestandteil der Wertschöpfungseffekte auf mehrere und gegebenenfalls sehr diversifizierte Akteursgruppen zu verteilen. Dabei ist zu beachten, dass bei kleinen Anlagen der gebäudeindividuellen Wärmeversorgung mit der Eigennutzung der Wärme und ohne gewerblichen Wärmeverkauf auch keine Betreibergewinne ermittelt werden.

Ein Teil dieser jährlich wiederholt anfallenden Wertschöpfungseffekte kann bei entsprechender Ausgestaltung der jeweiligen Wertschöpfungsketten regionalen Akteuren zufließen und somit regional wirksam werden und die Wirtschaftskraft stärken. Zu den regionalen Akteuren, die an den Tätigkeiten im Betrieb beteiligt werden können, gehören Wartungsunternehmen, sowie das Anlagenpersonal selbst, aber eben auch die Eigentümer gewerblich betriebener Wärmeerzeuger, die als Investoren von der Eigenkapitalrendite profitieren. Eine entsprechende Beteiligung regional ansässiger Akteure sollte schon in der Planung angestrebt werden, um die damit anfallenden Wertschöpfungseffekte in der Region zu halten.

Die ermittelten einmaligen Beschäftigungseffekte in den Wertschöpfungsstufen der Anlagenherstellung und -installation verteilen sich sowohl im Vergleich zwischen den Szenarien als auch in den jeweiligen Szenarien zwischen den einzelnen EE-Technologien sehr ähnlich wie die Wertschöpfungseffekte. Das investitionsintensive LowEx-Mehrleiternetz macht hier ebenfalls den größten Anteil in den Szenarien der netzgebundenen Wärmeversorgung aus (s. Abb. 8.3). An nächster Stelle liegen die kleineren Wärmepumpen, die aufgrund der großen Anzahl zu hohen Effekten im Bereich der Anlagenherstellung und –Installation führen. Wie oben bereits ausführlich beschrieben, fallen dieser Effekte nur einmalig an und sind auch nur soweit der Region der Anlageninstallation zuzurechnen, wie die an den Herstellungs- und Installationstätigkeiten beteiligten Unternehmen auch in dieser Region ansässig sind. Werden Anlagen und Installationsdienstleistungen importiert, fließen auch die damit verbundenen Beschäftigungseffekte ab. Eine Einbindung des lokalen Handwerks in die übergeordnete Strategie der lokalen Wärmeversorgung kann also helfen, die damit verbundenen Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte auch regional wirksam werden zu lassen.

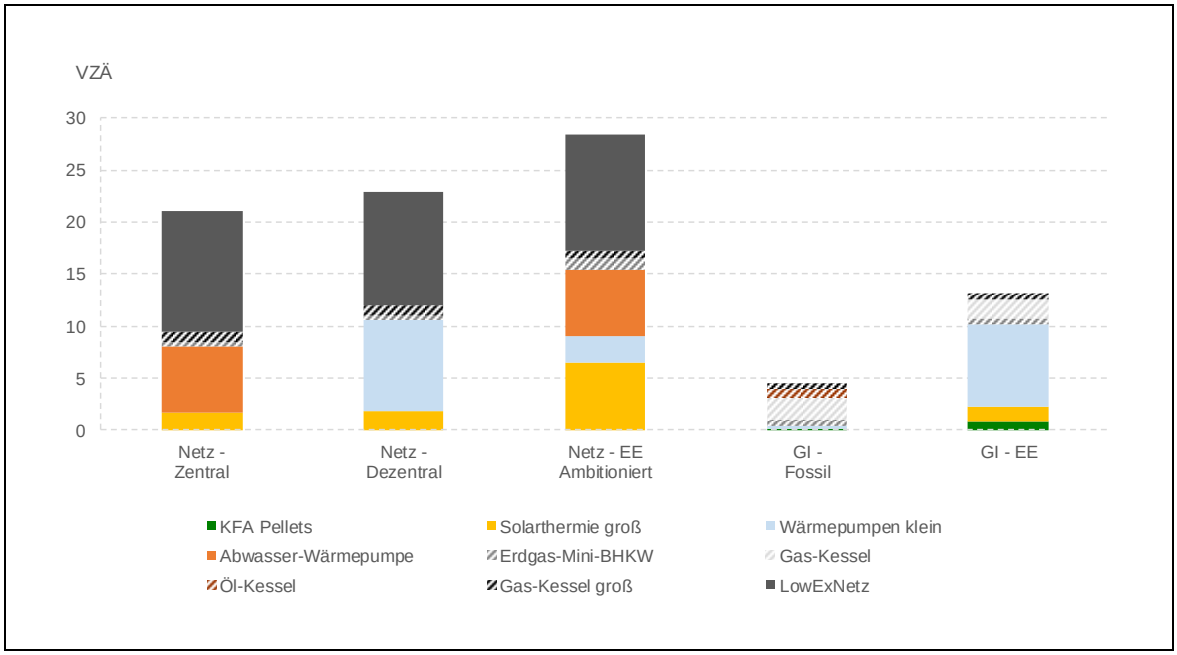


**Abb. 8.3: Einmalige Beschäftigungseffekte der Anlagenherstellung und –Installation nach den verschiedenen Szenarien der Verbraucherstruktur 2015 und nach EE-Technologien (in Vollzeitäquivalenten)**
Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Wie in Abb. 8.4 zu erkennen ist, fällt der Großteil der Beschäftigungseffekte in den Wertschöpfungsstufen des Anlagenbetriebs bei den großen Gaskesseln an, die u.a. in das LowEx-Netz einspeisen. In den Szenarien der gebäudeindividuellen Wärmeversorgung fallen die weit verbreiteten Erdgas-Kessel ins Gewicht, gefolgt von kleinen Wärmepumpen und Erdgas-Mini-BHKW.

Anders als bei den Wertschöpfungseffekten sind die jährlich wiederholt anfallenden Beschäftigungseffekte des Anlagenbetriebs nicht zu kumulieren. Sie sind vielmehr als stabile Arbeitsplätze über die Betriebsdauer hinweg zu interpretieren, die dann allerdings mit ebenso jährlich wiederholt anfallenden Beschäftigteneinkommen und Einkommensteuern verbunden sind. In der Wertschöpfungsstufe der Betreibergewinne fallen per Definition keine Beschäftigungseffekte an, da hier nur die reinen Gewinneinnahmen der Anlagenbetreiber als Einkommen aus unternehmerischer Tätigkeit abgebildet werden.

Grundsätzlich lässt das WeBEE-Model neben detaillierten Annahmen zur regionalen Ansässigkeit der an den jeweiligen Wertschöpfungsketten beteiligten Akteure auch die Unterscheidung und Variation der Gesellschaftsform der Betreibergesellschaften zu. Hier kann zwischen Personengesellschaften, GmbHs, AGs und Genossenschaften unterschieden werden. Die Verteilung der Gesellschaftsformen ist beliebig anpassbar und in den hier untersuchten Szenarien für die meisten Wertschöpfungsketten unter bestimmten Annahmen festgelegt worden. So wird für die vom Netzbetreiber betriebenen Wärmeerzeuger und Leitungsanlagen eine Mischung aus GmbH und Aktiengesellschaft angenommen. Kleinere Anlagen dagegen können als GmbH & Co KG oder als Personengesellschaft betrieben werden. Im WeBEE-Modell wirken sich unterschiedliche Gesellschaftsformen der Betreibergesellschaft nur auf die Berechnungen der Gewinnsteuern aus, da hier jede Gesellschaftsform anders besteuert wird. Grundsätzlich ließe sich noch die Renditeerwartung der Anla-

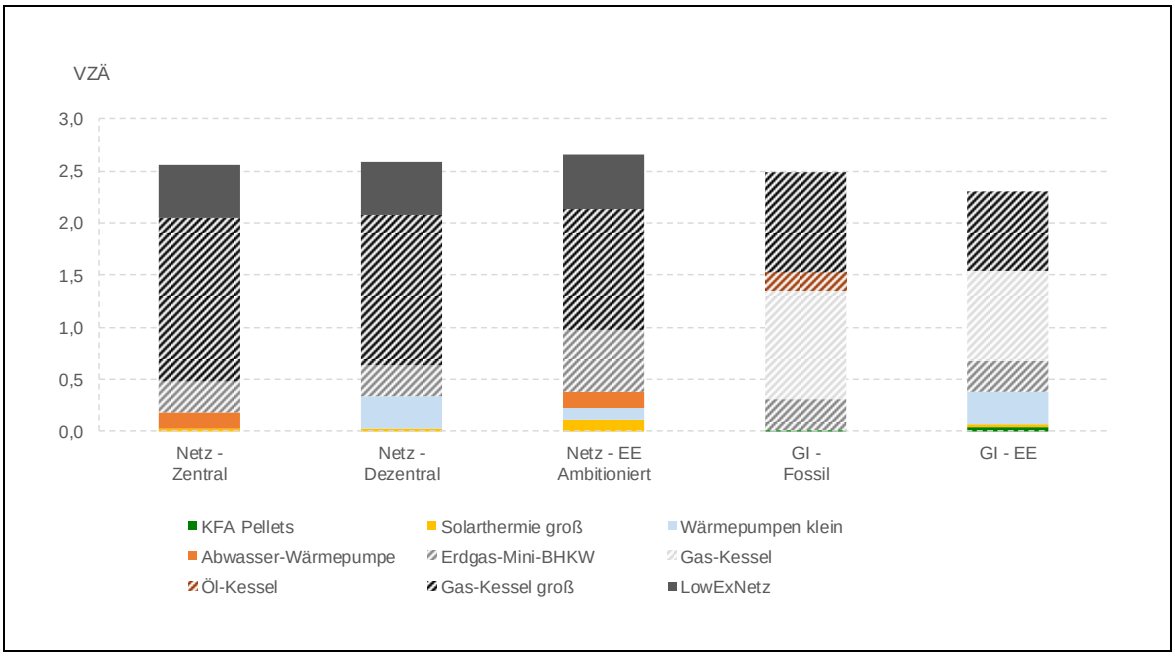


**Abb. 8.4: Jährlich wiederholte Beschäftigungseffekte des Anlagenbetriebs und der Betreibergewinne nach den verschiedenen Szenarien der Verbraucherstruktur 2015 und nach EE-Technologien (in Vollzeitäquivalenten)**
Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

geneigentümer anhand der Gesellschaftsform variieren und die damit ermittelten Betreibergewinne. So könnte beispielsweise angenommen werden, dass eine Genossenschaft nicht prioritär gewinnorientiert ist und daher eine geringere Renditeerwartung hat. Da hierzu allerdings keine belastbaren durchschnittlichen Renditeerwartungen vorliegen, wird von einer Variation abgesehen. Die ausgewiesenen Betreibergewinne sind also auch als Durchschnitt zu interpretieren, der in der Realität durchaus abweichen kann und von mehreren Faktoren abhängig ist, nicht zuletzt auch von der konkreten Erlössituation in einem realistischen Wärmeversorgungs-Szenario.

Abseits von Wirtschaftlichkeitsaspekten und grundlegenden regionalökonomischen Bewertungen können allerdings partizipative Gesellschaftsformen, wie beispielsweise Genossenschaften oder Kapitalgesellschaften mit entsprechenden Beteiligungsmöglichkeiten für die lokale Bevölkerung oder auch konkret für die Wärmeabnehmer/innen weitere positive Effekte mit sich bringen. So kann eine finanzielle Beteiligung unter Umständen identitätsstiftend und akzeptanzsteigernd wirken und damit die Durchsetzbarkeit bestimmter Wärmeversorgungslösungen verbessern. Weiterhin kann mit einer solchen Beteiligung auch sichergestellt werden, dass andere Belange der Anwohner besser berücksichtigt werden, da sie aktiv an Entscheidungen beteiligt werden.

# 9 Zusammenfassung und Fazit

Die nationalen Klimaschutzziele können nur erreicht werden, wenn erneuerbare Energien und Abwärme in Deutschland in deutlich stärkerem Maße als bisher in den Wärmesektor integriert werden. Wärmenetze bieten grundsätzlich die Möglichkeit, Wärme aus unterschiedlichen erneuerbaren Quellen in die Netze einzubinden und zu den Verbrauchern zu leiten. Ohne Wärmenetze können viele regenerative Wärmequellen nicht oder zumindest nicht vollständig genutzt werden, da der Wärmebedarf vor Ort zu gering ist. Ein Hemmnis für die Einbindung regenerativer Wärmequellen besteht durch die hohen Systemtemperaturen in den bestehenden Wärmenetzen. Gleichzeitig sind reine Niedertemperaturnetze im Bestand aufgrund der gebäudeseitig benötigten hohen Vorlauftemperaturen nur schwierig umsetzbar. Um dieser Herausforderung zu begegnen, entwickelte das Forschungsprojekt „LowExTra – Niedrig-Exergie-Trassen zum Speichern und Verteilen von Wärme“ ein neuartiges **Mehrleiter-Wärmenetz** zur Wärmeversorgung auf Quartiersebene. Das Netz ermöglicht eine dezentrale Einbindung von regenerativen Energiequellen und Abwärme, indem es mehr als zwei Leiter mit unterschiedlichen Temperaturniveaus vorsieht.

Das Hermann-Rietschel-Institut der TU Berlin untersuchte die technische und hydraulische Machbarkeit eines solchen Konzeptes anhand der Simulation eines Modellnetzes für ein Bestandsgebiet in Berlin Pankow. Das IÖW führte ökonomische Analysen zur Untersuchung der **ökonomischen Machbarkeit** durch. Zentrale ökonomische Kenngrößen sind die nach Annuitätenmethode berechneten Gesamtkosten sowie die spezifischen Wärmegestehungskosten in Cent pro Kilowattstunde. Ein Vergleich der Gesamtkosten und der Wärmegestehungskosten von Wärme aus dem LowEx-Mehrleiter-Wärmeversorgungskonzept mit den Kosten verschiedener objektbezogener Wärmeversorgungsoptionen erlaubt eine Einschätzung zur Kosteneffizienz aus volkswirtschaftlicher Perspektive sowie zur Wettbewerbsfähigkeit aus Sicht der Wärmeabnehmer. Die in dieser Studie dargestellten Berechnungen zu den Referenzkosten gebäudeindividueller Wärmeversorgungsoptionen sowie zu den Wärmegestehungskosten potenzieller Wärmeerzeuger sind weitgehend unabhängig von dem Untersuchungsgebiet (Kapitel 4 und 5), die Berechnungen zur Wirtschaftlichkeit aus Netzbetreibersicht und zu den Gesamtkosten des LowEx-Wärmeversorgungskonzeptes beziehen sich hingegen konkret auf die Abnehmerstruktur im Untersuchungsgebiet (Kapitel 6 und 7).

Das Mehrleiternetz ermöglicht die Einbindung der Wärme von vielen dezentralen Anlagen in das Wärmenetz. Daher sind bei dem neuen LowEx-Mehrleiter-Wärmekonzept im Vergleich zu einer objektbezogenen Wärmeversorgung aber auch im Vergleich zur konventionellen Fernwärmeversorgung **mehr Akteure** systemisch als auch **ökonomisch in die Wertschöpfungskette integriert**. Neben dem Netzbetreiber sind dies vor allem die dezentralen Wärmeerzeuger und natürlich die Wärmeabnehmer. Die Gebäudeeigentümer/innen können im LowEx-Mehrleiter-Wärmenetz ähnlich wie im Stromsektor auch Prosumer sein, die abhängig von dem Wärmbedarf ihres Gebäudes und des gesamten Quartiers Wärme in das Netz ein- oder ausspeisen.

Die genannten Akteure können in unterschiedlichen **Organisationsformen** zusammengebracht werden. In der konventionellen Fernwärmeversorgung dominieren „integrierte Versorger“, bei denen Wärmeerzeugung, Netzbetrieb und Vertrieb in einem Unternehmen gebündelt sind – unter anderem aus dem Grund, dass mit dem Neubau und Ausbau von Wärmenetzen hohe Anfangsinvestitionen verbunden sind. Da das geplante Mehrleiternetz offen sein soll für die Einspeisung von Wärme aus dezentralen Erzeugungsanlagen, kommt in Zusammenhang mit dem LowExTra-Konzept eine Umsetzung als Contracting-Modell in Frage. Als alternative Betreiber- beziehungsweise Organisationsmodelle eignen sich für das LowEx-Mehrleiter-Wärmekonzept vor allem der Erzeu-

gerwettbewerb sowie das Durchleitungsmodell – beide Modelle bieten dezentralen Anlagenbetreibern Zugang zum Wärmenetz und können auch in Form einer Genossenschaft realisiert werden. Denkbar ist auch das Vorhandensein eines privatwirtschaftlichen oder kommunalen integrierten Versorgers, der aber einen Erzeugerwettbewerb und demnach die Einspeisung Dritter zulässt.

Für alle Akteure sind ökonomische Kriterien neben Aspekten wie ökologisches Interesse oder Komfortbedürfnisse von zentraler Bedeutung für die Bereitschaft, an dem Konzept mitzuwirken. Wichtige ökonomische Kenngröße aus Sicht der **Wärmeabnehmer** ist der Wärmepreis für die Wärme aus dem Netz, der möglichst nicht höher sein sollte als die Wärmegestehungskosten alternativer gebäudeindividueller Wärmeversorgungsoptionen. Die Wärmegestehungskosten unterscheiden sich je nach Gebäudetyp und Art der Heizung. Tendenziell sinken die spezifischen Wärmegestehungskosten mit der Größe und dem Energieverbrauch der Gebäude. Die Wärmegestehungskosten für die Referenzgebäude und untersuchten objektbezogenen Heizungsanlagen liegen im Bereich von rund 9 bis 12 ct je kWh Wärme, wobei Öl- und Gaskessel insbesondere bei den Mehrfamilienhäusern im Vergleich zu Wärmepumpen niedrige Wärmegestehungskosten aufweisen. Zugleich zeigen Befragungen aus Studien, dass Gebäudeeigentümer/innen auch auf die Höhe der Investitionskosten achten und diese ein Hemmnis für die Anschaffung einer neuen Heizungsanlage sein können. Die Investitionskosten sind vor allem bei den Wärmepumpen hoch, zugleich können diese als robuster gegenüber Gaspreissteigerungen oder einer Einführung einer $CO_2$-Abgabe gelten und die laufenden Kosten liegen bereits heute unter denen von Öl- und Gaskesseln.

**Welche Wärmeeinspeiser eignen sich für LowEx-Mehrleiternetze?**

Als mögliche Erzeuger und **Einspeiser von Wärme** kommen Solarthermie-Anlagen und Lieferanten von nicht-industrieller Abwärme in Frage sowie Strom-Prosumer, das heißt dezentrale mit Strom betriebene oder Strom liefernde Wärmeerzeugungsanlagen, die einen Teil des im Haushalt verbrauchten Stroms, unter anderem zur Wärmeerzeugung, selbst erzeugen. Letztere sind auch im Sinne der Sektorenkopplung interessant, da durch den Betrieb von elektrischen Wärmepumpen die Einbindung der Erneuerbaren Energien in die Wärme über den Stromsektor möglich wird. Eine wichtige ökonomische Kenngröße für die Identifikation kostengünstiger Erzeuger sind die technologiespezifischen Wärmegestehungskosten. Aus Sicht der Erzeuger muss die Wärmevergütung, die sie erhalten mindestens so hoch sein wie die Kosten der Wärmebereitstellung.

Die Wärmegestehungskosten von Wärme aus **Solarthermie-Anlagen** weisen eine große Bandbreite auf. Die spezifischen Wärmegestehungskosten hängen dabei unter anderem von der Dachausrichtung und -neigung sowie von der eingesetzten Kollektorart und der Dimensionierung der Anlage ab. Tendenziell liegen die spezifischen Wärmegestehungskosten bei Vakuumkollektoren niedriger als bei Flachkollektoren und sie sinken mit zunehmender Größe der Solarthermie-Anlage. Unter Berücksichtigung der derzeitigen Fördermöglichkeiten erreichen die Wärmegestehungskosten der Solarthermie-Anlagen bei sehr großen Anlagen Werte von 5 bis 6 ct./kWh und stellen somit eine günstige Wärmequelle für das LowEx-Mehrleiter-Wärmenetz dar.

Die Berechnungen zu **nicht-industrieller Abwärme** ergeben Wärmegestehungskosten für Bäckereien (Abwärme aus Abgas und Schwaden), aus dem Lebensmitteleinzelhandel (Abwärme aus Kälteanlagen), Wohn- und Nichtwohngebäuden (Abwärme aus Raumluft) und aus Abwasserwärme von rund 3 bis 10 ct./kWh Abwärme. Bei den Berechnungen handelt es sich teilweise um eher grobe Abschätzungen, da wenige Daten zur Verfügung standen. Aufgrund der verhältnismäßig geringen Wärmegestehungskosten und der in Städten relativ großen Wärmemengen eignet sich aus Sicht der Autor/innen insbesondere die Abwasserwärme als Wärmequelle zur Einbindung in ein LowEx-Mehrleiternetz. Neben einem Wärmetauscher muss eine Wärmpumpe installiert werden,

die die Wärme auf ein Temperaturniveau von mindestens 55 °C hebt. Die Wärmegestehungskosten belaufen sich bei dieser Technologie auf etwa 7 ct./kWh eingespeister Wärme.

Als **Strom-Prosumer** wurden die Kombinationen Photovoltaik plus Heizstab, Photovoltaik plus Luft- bzw. Erd-Wärmepumpe, Brennstoffzelle mit Spitzenlastkessel (stromgeführt) sowie ein (Mini)-BHKW untersucht. Die Wärmegestehungskosten unterscheiden sich bei den Strom-Prosumern je nach Gebäudetyp und Art der Heizung, und auch je nachdem, ob überschüssig produzierte Wärme ins Wärmenetz eingespeist wird oder nicht. Tendenziell erreichen die Wärmeerzeugungslagen durch die Einspeisung in das Wärmenetz geringere spezifische Wärmegestehungskosten als ohne Netz-Einspeisung. Bei den Wärmepumpen steigt der ökonomische Mehrwert der Wärmeeinspeisung je geringer der Wärmeverbrauch des einzelnen Gebäudes ist. Bei diesen Anlagen werden die größten Effizienzgewinne durch den dauerhaften Betrieb der Technologien erreicht. Daneben wirkt sich positiv aus, dass die Investitionskosten auf eine größere erzeugte Wärmemenge umgelegt werden. Die Reduktion der Wärmegestehungskosten ist unter Variation einer Vielzahl von Faktoren stabil. Weder das Betrachtungsjahr noch die Berücksichtigung von Förderungen oder die Vernachlässigung von Energiepreissteigerungen haben einen signifikanten Einfluss auf die Reduktion der Wärmegestehungskosten für Strom-Prosumer im Wärmenetz. Begründet liegt das darin, dass die beiden Haupteinflussfaktoren, der Effizienzgewinn und die sinkenden spezifischen Investitionskosten unter diesen Faktoren weitestgehend invariant sind oder der Einfluss zu gering im Vergleich zur Einsparung ist. Die Einbindung dezentraler Wärmepumpen an ein Wärmenetz hat daher aus Sicht der Betreiber dieser Anlagen einen ökonomischen Nutzen und die erzielten Wärmegestehungskosten von etwa 6 bis 8 ct./kWh sind auch aus Netzbetreibersicht vergleichsweise gering.

**Was kostet ein LowEx-Mehrleiternetz?**

Als Schlüsselakteur im LowEx-Mehrleiter-Wärmekonzept und als Schnittstelle zwischen Wärmeerzeuger und -abnehmer übernehmen **Netzbetreiber** vielfältige Aufgaben. Der Netzbetreiber gewährleistet die Versorgungsicherheit, stimmt Nachfrageprognose und Kapazitätsplanung ab, hält Spitzenlasten und zusätzliche Speicher vor und ist verantwortlich für Wartung und Instandhaltung des Netzes. Potenzielle Netzbetreiber sind privatwirtschaftliche oder kommunale Energieversorgungsunternehmen und Genossenschaften. Aus ökonomischer Perspektive müssen sich die jährlichen Netzkosten (inklusive der getätigten Investitionen) je nach Betreibermodell über die Netznutzungsentgelte oder den Wärmeverkauf refinanzieren. Vertrieb und Abrechnung sind ebenfalls Aufgaben, die häufig von den Netzbetreibern mit übernommen werden, die Dienstleistung kann jedoch auch an spezialisierte Unternehmen übertragen werden. Da es sich bei dem Mehrleiternetz um ein neuartiges Netz handelt, liegen keine praktischen Erfahrungen zu der tatsächlichen Höhe der Investitionskosten, Betriebskosten und verbrauchsgebundenen Kosten vor. Daher wurde zunächst die Kostenstruktur klassischer Zweileiternetze literaturbasiert aufgearbeitet und im Austausch mit Netzbetreibern die Kostenänderung bei Zunahme der Leiterzahl abgebildet. Technische Parameter zum Netz konnten durch Simulationen von Modellnetzen für Zwei- und Mehrleiternetze des HRI übernommen werden. Innerhalb der Investitionskosten lassen sich Tiefbau-, Verlegesystem-, Rohrleitungsbau- und Netztechnikkosten unterscheiden. Innerhalb der laufenden Kosten nehmen die Pumpstromkosten einen großen Anteil ein, ebenfalls einen nennenswerten Anteil verursachen die Vertriebskosten, die je nach Betreibermodell an einen anderen Akteur ausgelagert werden.

Für das LowEx-Mehrleiternetz ist in nahezu allen Kostenpositionen im Vergleich zu einem Zweileiternetz von einer **Zunahme der Kosten** auszugehen – verursacht wird dies vor allem durch den Einsatz mehrerer Rohrleitungen, die größere Grabentiefe und -breite und den höheren Pumpstrombedarf. Die höhere Anzahl an Rohren geht mit größeren Verlegeschwierigkeiten einher (in Folge von Anforderungen des Grundwasserschutzes, der Konkurrenz zu anderen Versorgungsleitungen

sowie durch Verbindungsstellen zwischen den Leitungen). Dadurch erhöhen sich die Tiefbau-, Verlegesystem- und Rohrleitungsbaukosten. Aufgrund der größeren Außenfläche ist trotz der geringeren Betriebstemperaturen von höheren Wärmeverlusten auszugehen. Die nach Annuitätenmethode berechnete Gesamtannuität für das Mehrleiternetz liegt unter den getroffenen Annahmen um ca. 30 % höher als für das Zweileiternetz. Die Unsicherheit bezüglich der tatsächlichen Ausprägung einzelner Kostenpositionen ist aufgrund der Neuartigkeit hoch. Die Ergebnisse zeigen somit lediglich Tendenzen auf, auch da sich abhängig von den Standortbedingungen die technischen und systemischen Parameter und demnach die Kosten deutlich ändern können. Einflussreiche Parameter sind die Investitionskosten und die Betriebskosten (dabei vor allem die Pumpstromkosten). Aus Verbraucherperspektive ist zu erwarten, dass durch die Kosten in die Netzinfrastruktur und den Betrieb eines LowEx-Mehrleiternetzes Kosten in einer Höhe von 1 bis 3 ct./kWh Wärme anfallen.

**Wie hoch sind die Gesamtkosten im Vergleich zur gebäudeindividuellen Versorgung?**

Aus volkswirtschaftlicher Perspektive und aus Sicht der Verbraucher/innen sind die **Gesamtkosten und mittleren Wärmegestehungskosten** der Wärme aus dem LowEx-Mehrleiternetz relevante ökonomische Kenngrößen. Um möglichst kosteneffiziente Systeme zu identifizieren, wurden Erzeugerszenarien mit unterschiedlichen Wärmeerzeugungsanlagen, was Technologie und Größe betrifft, verglichen. Neben einem Szenario mit wenigen großen Erzeugungsanlagen (Netz-Zentral), die durch den Netzbetreiber betrieben werden, wurde ein Szenario mit vielen kleineren an den Gebäuden angesiedelten Anlagen modelliert (Netz-Dezentral) sowie eine ambitionierte Variante, die einen möglichst hohen Anteil erneuerbarer Wärme und Abwärme integriert und sowohl kleinere dezentrale als auch Großanlagen beinhaltet (Netz-EE-Ambitioniert). Im Szenario Netz-Zentral liefern zwei Abwasser-Wärmepumpen die größte Menge an erneuerbarer Wärme. Im Szenario Netz-Dezentral liefern anstelle der Abwasser-Wärmepumpen insgesamt 23 in den Gebäuden angesiedelte Luft- und Erd-Wärmepumpen die Niedertemperaturwärme. Das Szenario Netz-EE-Ambitioniert erreicht die höchsten Anteile an Erneuerbaren, indem sowohl die beiden großen Abwasser-Wärmepumpen als auch mehrere kleine Luft- und Erd-Wärmepumpen zugelassen werden

Die Szenarien Netz-Zentral und Netz-Dezentral weisen ähnlich hohe jährliche Gesamtkosten und mittlere Wärmegestehungskosten auf. Die Abwasserwärmepumpen und die dezentralen Erd-Wärmepumpen tragen mit anlagenspezifischen Wärmegestehungskosten zwischen 6 und 9 ct/kWh zu geringeren mittleren Werten bei. Aus den Ergebnissen lässt sich keine eindeutige Präferenz für zentrale oder dezentrale Lösungen ableiten. Dem dezentralen System schlägt positiv zu Buche, dass bei den Privatbetreibern der Kleinanlagen geringere Renditeansprüche unterstellt wurden. Das Szenario Netz-EE-Ambitioniert weist die höchsten Gesamtkosten und mittleren Wärmegestehungskosten auf. Die Mehrkosten fallen vor allem bei den Investitionskosten an. Ein Szenario mit konventioneller gebäudeindividueller Wärmeversorgung (GI-Fossil) weist die niedrigsten Gesamtkosten und Wärmegestehungskosten auf. Soll die gebäudeindividuelle Versorgung vergleichbare EE-Anteile erreichen (Szenario GI-EE) wie die Netz-Szenarien, so liegen die Gesamtkosten und mittleren Wärmegestehungskosten in vergleichbarer Höhe wie die der Szenarien Netz-Zentral und Netz-Dezentral. Vor allem bei älteren Mehrfamilienhäusern liegen unter den aktuellen Rahmenbedingungen die Wärmegestehungskosten von Wärme aus dem LowEx-Mehrleiternetz jedoch höher als die gebäudeindividueller Gas- oder Öl-Kessel. Da für die Machbarkeit des Konzeptes eine hohe Wärmeabnahmedichte erforderlich ist, stellt dies ein Hemmnis für die Umsetzung dar.

Die Ergebnisse einer **Sensitivitätsanalyse** geben Hinweise darauf, wie stark die Szenarien auf sich ändernde Rahmenbedingungen und Parameter reagieren. In den Netzszenarien tragen die Investitionskosten einen deutlich höheren Anteil zu den jährlichen Gesamtkosten bei als in den

Szenarien der gebäudeindividuellen Versorgung. Dies ist auf die zusätzlich anfallenden Investitionen in das Netz selbst, die Hausanschlüsse und Übergabestationen zurückzuführen. Unter den Standardannahmen weist das Szenario Netz-Zentral, das die Kosten eines Vierleiternetzes erfasst, einen geringen Kostenvorteil im Vergleich zu einer gebäudeindividuellen Versorgung mit vergleichbarem EE-Anteil auf. Der Sensitivitätsanalyse zufolge führt eine weitere Steigerung der Leiteranzahl zu höheren jährlichen Gesamtkosten der Netz-Szenarien im Vergleich zum Szenario GI-EE.

Die verbrauchsgebundenen Kosten liegen in den Netz-Szenarien aufgrund der höheren Effizienz der Anlagen deutlich unter denen einer gebäudeindividuellen Versorgung. Vor allem im Szenario GI-Fossil machen die verbrauchsgebundenen Kosten einen hohen Anteil der Gesamtkosten aus, während die Investitionskosten kaum zu Buche schlagen. Der **Einfluss des Gaspreises** wird deutlich, wenn eine Anpassung des EE-Anteils auf 50 % in allen Szenarien durch partielle Substitution des Erdgases durch Biomethan erfolgt. Das Szenario GI-Fossil ist in diesem Fall teurer als die Szenarien Netz-Zentral und Netz-Dezentral. Einen vergleichbaren Effekt hat eine höhere Erdgaspreissteigerung als in den Standardannahmen angenommen. Szenarien mit geringen Gasbedarfen wie Netz-EE-Ambitioniert und GI-EE sind robuster gegenüber Änderungen des Gaspreises. Dies ist insofern relevant, als aktuell eine $CO_2$-Abgabe auf fossile Brennstoffe diskutiert wird, die eine positive Wirkung auf die Wettbewerbsfähigkeit von auf erneuerbarer Wärme und Abwärme basierenden Wärmeversorgungssystemen entfalten würde. Ebenfalls einen hohen Einfluss auf das Ergebnis haben die Annahmen zur Strompreissteigerung, wobei hier die Szenarien Netz-Dezentral und GI-EE mit vielen kleineren Wärmepumpen mit relativ geringeren Jahresarbeitszahlen die größte Sensitivität aufweisen. Weitere Parameter mit hohem Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit sind die Netzverluste und die Betriebskosten (insbesondere die Pumpstromkosten). Da beide Größen ausschließlich die Höhe der Kosten der Netz-Szenarien verändern, sind dies kritische Größen für die Wettbewerbsfähigkeit im Vergleich zur gebäudeindividuellen Versorgung.

Die **regionalökonomische Bewertung** der untersuchten Wärmeversorgungsoptionen zeigt, dass mit allen Wärmeversorgungsszenarien signifikante Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte durch die Installation und den Betrieb der Wärmeversorgungsanlagen und des Wärmenetzes einhergehen. Dabei führt das LowEx-Mehrleiter-Wärmenetz selbst zu nennenswerten Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten insbesondere durch Planung, Installation und Herstellung, wobei die Wertschöpfung abhängig davon, welche Unternehmen in der Kommune angesiedelt sind, in andere Regionen abfließt. Weiterhin wird deutlich, dass Szenarien mit einer Vielzahl kleinerer Anlagen vergleichsweise höhere Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte generieren können als solche mit wenigen großen Anlagen. Dies ist vor allem durch die leistungsspezifisch höheren Investitions- und Betriebskosten der kleineren Anlagen begründet. Dabei ist zu bedenken, dass höhere Kosten mit einer vergleichsweise schlechteren Wirtschaftlichkeitssituation einhergehen können. Daher sind die regionalökonomischen Effekte auch immer im Lichte der Wirtschaftlichkeitsbewertung zu interpretieren.

**Umsetzungschancen für Mehrleiternetze**

LowEx-Mehrleiter-Wärmenetze können einen Beitrag zum Klimaschutz leisten, indem regenerative Wärmequellen und Abwärme mit niedrigen Temperaturen in die Wärmeversorgung eingebunden werden, die ohne Wärmenetz nicht immer (vollständig) genutzt werden können. Geeignet sind dabei Gebiete mit diverser Abnehmerstruktur, was die Temperaturanforderungen an die Wärme anbelangt. Der Machbarkeitsstudie zufolge erreichen Wärmekonzepte mit Mehrleiternetzen unter günstigen Rahmenbedingungen vergleichbar hohe oder sogar etwas niedrigere jährliche Gesamtkosten und mittlere Wärmegestehungskosten wie Konzepte einer gebäudeindividuellen Versorgung mit vergleichbar hohem Anteil erneuerbarer Energien und Abwärme.

Zahlreiche finanzwirtschaftliche, technische und lokalspezifische Parameter beeinflussen die Gesamtkosten der Szenarien. Weiter zu prüfen ist in diesem Zusammenhang die Frage, in welchem Ausmaß mit Mehrkosten bei der Verlegung durch andere Versorgungsleitungen in den Städten zu rechnen ist. Für jedes Gebiet und Quartier muss projektspezifisch geprüft werden, welche Optionen es gibt, wie sich die Gesamtkosten darstellen und welche Betreibermodelle geeignet sind.

Sowohl netzgebundene Lösungen mit hohem EE-Anteil als auch objektbezogene auf EE basierende Wärmeversorgungsoptionen gehen für viele Verbraucher/innen mit höheren spezifischen Wärmegestehungskosten einher als die fossilen gebäudeindividuellen Wärmeversorgungsoptionen. Dies ist ein großes Hemmnis für die Umsetzung klimaschonender Wärmekonzepte in Bestandsgebieten, für die sich Mehrleiternetze aus technisch-systemischer Sicht aufgrund der Diversität der Wärmeabnehmer gut eignen. Hinzu kommt, dass sich in Bestandsgebieten der Austausch der vorhandenen Heizungskessel über mehrere Jahre oder sogar Jahrzehnte erstreckt, sodass die Anfangsinvestition in ein Netz mit einem hohen finanziellen Risiko verbunden ist.

LowEx-Mehrleiternetze sind unter den aktuellen Rahmenbedingungen somit kein Selbstläufer, sondern brauchen Unterstützung in Form von geeigneten rechtlichen Rahmenbedingungen und Förderprogrammen. Rahmenbedingungen, die die Wettbewerbsfähigkeit eines LowEx-Mehrleiternetzes verbessern würden, wären die Einführung einer aktuell viel diskutierten $CO_2$-Abgabe auf fossile Energieträger, Vorgaben zu EE-Anteilen im Gebäudebestand und in der leitungsgebundenen Wärme und eine Weiterführung und Verbesserung der vorhandenen Förderprogramme,.

# 10 Literaturverzeichnis


AGEB, Hrsg. [AG Energiebilanzen e.V.] (2017): Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2016. November. (Zugegriffen 22. Mai 2018).

AGFW [AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.] (2014a): EnEff: Exergetische Optimierung der Fernwärmeversorgung Ulm. Heft 25.

AGFW (2014b): Fernwärme-Preisübersicht. 1. Oktober. (Zugegriffen 13. Februar 2015).

AGFW [AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.] (2015): AGFW. Hauptbericht 2014. Frankfurt am Main, Juli. https://www.agfw.de (Zugegriffen 23. September 2015).

Albrecht, Tanja und Stefan Zundel (2010): Gefühlte Wirtschaftlichkeit – Wie Eigenheimbesitzer energetische Sanierungsmaßnahmen ökonomisch beurteilen. Senftenberg: Hochschule Lausitz, IÖW, ISOE. http://www.enef-haus.de/ (Zugegriffen 22. Juli 2017).

Allplan (2008): Nutzung von Abwärmepotentialen in Wien. Wien: MA27, EU-Strategie - und Wirtschaftsentwicklung, Dezember. https://www.wien.gv.at (Zugegriffen 22. Juli 2017).

ASUE und Stadt Frankfurt am Main Energiereferat (2011): BHKW-Kenndaten 2011. Module, Anbieter, Kosten. http://www.bhkw-infothek.de (Zugegriffen 22. Juli 2017).

Bachmann, M., A. Schneller, B.S. Gilani und M. Kriegel (2018): LowExTra - Niedrig-Exergie-Trassen zum Speichern und Verteilen von Wärme. Schlussbericht. Berlin: Hermann-Rietschel-Institut, TU Berlin.

Bafa [Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle] (2018): Anreizprogramm Energieeffizienz (APEE). Förderung der Modernisierung von Heizungsanlagen bei Nutzung erneuerbarer Energien. http://www.bafa.de (Zugegriffen 10. Juni 2018).

BBU [Verband Berlin-Brandenburgischer Wohnungsunternehmen e.V.] (2015): Leitfaden zur Einführung der gewerblichen Wärmeversorgung in der Wohnungswirtschaft. Berlin.

BDEW [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.] (2016): BDEW-Strompreisanalyse November 2016. Haushalte und Industrie. Berlin.

BDEW [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft] (2018): Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes. https://www.bdew.de (Zugegriffen 31. Mai 2018).

BDH [Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie] (2017): 10-Jahres-Verlauf Absatz Wärmeerzeuger. http://www.bdh-koeln.de (Zugegriffen 2. April 2018).

BEE [Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.] (2017): Mit nationaler CO2-Steuer lassen sich Klimaschutzziele erreichen. https://www.bee-ev.de (Zugegriffen 2. Februar 2018).

Beyer, Dietrich Dr. (2014): Umstellung auf Contracting und Fernwärme. Der neue §556c BGB und die WärmeLV.

Biesalski, M. (2012): Heizen und Kühlen mit Abwasser. Erfahrung, Technik und Wirtschaftlichkeit aus über 50 Projekten. Uhrig Kanaltechnik GmbH, Thermliner. http://www.energie-rhein-neckar.com (Zugegriffen 22. Februar 2016).

BKI [Baukosteninformationszentrum Deutscher Architektenkammern] (2010): BKI Baukosten 2010 - Teil 2 Statistische Kostenkennwerte für Bauelemente. Stuttgart.

BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie] (2017): Förderbekanntmachung zu den Modellvorhaben Wärmenetzsysteme 4.0 („Wärmenetze 4.0“) vom 27. Juni 2017.

Böhmer, Siegmund und Michael Gössl (2009): Optimierung und Ausbaumöglichkeiten von Fernwärmesystemen. http://www.umweltbundesamt.at (Zugegriffen 13. Februar 2015).

Böhnisch, Helmut (2011): Impulsvortrag zum Workshop Fernwärme im ländlichen Raum – Auslegung, Regelung, Wirtschaftlichkeit. Veranstaltung: 5. Kommunalform Bioenergie; 25. Oktober 2011, Oberharmersbach.

Böhnisch, Helmut, Jürgen Deuschle, Michael Nast und Dr. Uwe Pfenning (2006): Nahwärmeversorgung und Erneuerbare Energien im Gebäudebestand- Initiierung von Pilotprojekten in Baden-Württemberg, Hemmnisanalyse und Untersuchung der Einsatzbereiche. Endbericht. Stuttgart: Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung; Universität Stuttgart; Deutsches Zentrum für Luft-und Raumfahrt.

Brandstätter, R. (2008): Industrielle Abwärmenutzung. Beispiele & Technologien. Linz: Amt der Oö. Landesregierung - Direktion Umwelt und Wasserwirtschaft - Abteilung Umweltschutz (Hrsg.), Oktober. http://www.energiesparverband.at (Zugegriffen 23. September 2015).

Breitschopf, Barbara, Jan Steinbach, Mario Ragwitz, Dorothea Hauptstock, Jochen Diekmann, Juri Horst und Ulrike Lehr (2011): Methodische Ansätze zur Analyse der Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im Wärmebereich. Karlsruhe, Osnabrück, Saarbrücken, Berlin: ISI, GWS, IZES, DIW Berlin.

Bruns, Elke, Matthias Futterlieb, Dörte Ohlhorst und Bernd Wenzel (2012): Netze als Rückgrat der Energiewende Hemmnisse für die Integration erneuerbarer Energien in Strom-, Gas- und Wärmenetze. Universitätsverlag der TU Berlin, Oktober.

Bundesagentur für Arbeit (2012): Arbeitsmarkt in Zahlen - Beschäftigungsstatistik: Sozialversicherungspflichtig Beschäftigte nach Wirtschaftszweigen (WZ 2008) Deutschland.

Bundesbank (2012): Hochgerechnete Angaben aus Jahresabschlüssen deutscher Unternehmen von 2006 bis 2011.

Bürger, Veit (2014): Daten im Cluster "Gebäude/Siedlungen“. Freiburg: Öko-Institut.

C.A.R.M.E.N., Hrsg. (2012): Kostenvergleich verschiedener Heizsysteme.

Christ, Sven und David Bothe (2007): Bestimmung der Zahlungsbereitschaft für erneuerbare Energien mit Hilfe der Kontingenten Bewertungsmethode. EWI Working Paper. Köln: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (ewi), Mai.

Clausen, Jens (2012): Kosten und Marktpotenziale ländlicher Wärmenetze. Juni. (Zugegriffen 12. Februar 2015).

Clausen, Jens, Wiebke Winter und Cora Kettemann (2012): Akzeptanz von Nahwärmenetzen. Teilbericht zu AP7 im Rahmen des Projektes „Möglichkeiten und Grenzen von Nahwärmenetzen in ländlich strukturierten Gebieten unter Einbeziehung regenerativer Wärmequellen –Vernetzung von dezentralen Kraft- und Wärmeerzeugungs-Systemen unter Berücksichtigung von Langzeitwärmespeicherung. Teilbericht. Hannover: Borderstep Institut für Innovation und Nachhaltigkeit. http://www.borderstep.de (Zugegriffen 22. Juni 2017).

concept m (2013): Psychologische Grundlagenstudie: Entscheidungsverhalten bei der Auswahl von Gasheiztechnologien im Wettbewerbsumfeld. https://www.bdew.de (Zugegriffen 16. Oktober 2015).

Conolly, D., B.V. Mathiese und P. A. Østergaard (2014): Heat Roadmap Europe: Combining District Heating with Heat Savings to Decarbonise the EU Energy System. Energy Policy 65: 475–489.

Dalla Rosa, Alessandro, Hongwei Li, Svend Svendsen, Sven Werner, Urban Persson, Karin Rühling, Clemens Felsmann, Martin Crane, Roberg Burzynskiq und Ciro Bevilacqua (2014): To-ward 4th Generation District Heating: Experience and Potential of Low-Temperature District Heating.

Deffner, Irina (2010): Erfolgsfaktoren bei der Umsetzung von Bioenergie-Nahwärmenetzen.

Dena [Deutsche Energie-Agentur] (2017): Energie- und Klimaschutzexperten fordern stärkere CO2-Bepreisung. https://www.dena.de (Zugegriffen 2. Februar 2018).

Deutsche Bundesbank (2017): Hochgerechnete Angaben aus Jahresabschlüssen deutscher Unternehmen von 1997 bis 2016. Deutsche Bundesbank. https://www.bundesbank.de/Navigation/DE/Statistiken/Unternehmen_und_private_Haushalte/Unternehmensabschluesse/Tabellen/tabellen.html (Zugegriffen 2. Januar 2018).

DSTTP (o. A.): Forschungsstrategie Niedertemperatur-Solarthermie 2030 für eine nachhaltige Wärme- und Kälteversorgung Deutschlands. Berlin: Deutsches Solarthermie-Technologie Plattform.

Dunkelberg, Elisa, Max Bachmann, Andreas Schneller, Sabine Schröder und Nicolas Bach (2017): Rahmenbedingungen für die Umsetzbarkeit von LowEx-Mehrleiter-Wärmenetzen. LowExTra Working Paper.

Dunkelberg, Elisa, Steven Salecki, Julika Weiß, Stefan Rothe und Georg Böning (2015): Biomethan im Energiesystem. Ökologische und ökonomische Bewertung von Aufbereitungsverfahren und Nutzungsoptionen. IÖW-Schriftenreihe 207/15. Berlin.

F:DATA GMBH (2015): Baupreislexikon - aktuelle Baupreise und Baukosten für Ihre Region. http://www.baupreislexikon.de/.

Fichter, Klaus, Jens Clausen und Maik Eimertenbrink (2008): Energieeffiziente Rechenzentren. Best-Practice-Beispiele aus Europa, USA und Asien. Berlin: Borderstep Institut für Innovation und Nachhaltigkeit, November. http://www.borderstep.de (Zugegriffen 23. November 2015).

Fischedick, Manfred, Dietmer Schüwer, Johannes Venjakob, Frank Merten, Dirk Mitze, Wolfram Krewitt, Michael Nast, Christoph Schillings, Werner Bohnenschäfer, Klaus Lindner, et al. (2006): Anforderungen an Nah- und Fernwärmenetze sowie Strategien

für Marktakteure in Hinblick auf die Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung bis zum Jahr 2020. Wuppertal, Stuttgart, Leipzig, 7. Dezember. (Zugegriffen 11. Februar 2015).

FNR [Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.] (2013): Geschäftsmodelle für Bioenergieprojekte. Rechtsformen, Vertrags- und Steuerfragen. Gülzow.

Fraunhofer ISI, IfE (TUM), GfK, IREES und Base-Ing. (2013): Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2007 bis 2010.

Gährs, Swantje, Mark Bost und Katrin Mehler (2015): PV-Nutzen. Empirische Untersuchung der Akzeptanz und Investitionsbereitschaft von PV-Speichern.

Galindo Fernandez, Marina, Cyril Roger-Lacan, Uwe Gährs und Vincent Aumaitre (2016): Efficient district heating and cooling systems in the EU. Case studies analysis, replicable key success factors and potential policy implications. EUR 28418 EN.

Genske, Dieter, Thomas Jödecke und Ariane Ruff (2009): Nutzung städtischer Freiflächen für erneuerbare Energien. Bonn: Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, Bundesinstitut für Bau-Stadt- und Raumforschung (Hrsg.).

Hamann, Achim (2012): Nachhaltige Immobilienwirtschaft am Beispiel der Abwasserwärmenutzung. München: Oldenbourg Industrieverlag GmbH.

HEIZPELLETS24 INTERAID GMBH (2015): Pellets kaufen & Pelletpreise vergleichen. http://www.heizpellets24.de/ (Zugegriffen 8. März 2016).

Hellwig, Mark (2003): Entwicklung und Anwendung parametrisierter Standard-Lastprofile. Dissertation.

Hempel, André und Andrea Vilz (2012): Kosten energierelevanter Bau- und Anlagenteile bei der energetischen Modernisierung von Wohngebäuden. BMVBS-Online-Publikation.

Hirschl, B., A. Aretz, A. Prahl, T. Böther, K. Heinbach, D. Pick und S. Funcke (2010): Kommunale Wertschöpfung durch erneuerbare Energien. Schriftenreihe des IÖW 196/10. Berlin: Institut für Ökologische Wirtschaftsforschung.

Hirschl, B., K. Heinbach, A. Prahl, S. Salecki, A. Schröder, A. Aretz und J. Weiß (2015): Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien. Ermittlung der Effekte auf Länder- und Bundesebene. Schriftenreihe des IÖW 210/15. Institut für Ökologische Wirtschaftsforschung.

Hirschl, Bernd, Astrid Aretz, Elisa Dunkelberg, Anna Neumann und Julika Weiß (2011): Potenziale erneuerbarer Energien in Berlin 2020 und langfristig – Quantifizierung und Maßnahmengenerierung zur Erreichung ambitionierter Ausbauziele. Schriftenreihe des IÖW 198/11. Berlin: Institut für Ökologische Wirtschaftsforschung.

Hirzel, S., S. Sontag und C. Rhode (2013): Industrielle Abwärmenutzung. Kurzstudie. Effizienzfabrik. Innovationsplattform Ressourceneffizienz in der Produktion. Fraunhofer ISI, November.

Hüvel, Bernd und Gerhard Eisenhauer (1993): Fernwärmeverbund in Karlsruhe Technik und Kosten. Fernwärme International Jg. 22, Nr. Heft 11: 501–514.

IE Leipzig (2013): Auswirkungen einer Übertragung des EEWärmeG auf den Bestand. Leipzig: Leipziger Institut für Energie.

isoplus (2011): Doppelrohr. www.isoplus.de (Zugegriffen 23. April 2015).

Jagnow, K. und D. Wolff (2012): Nah- und Fernwärmeversorgung von Gebäuden: Aus- oder Rückbau. Energiewirtschaftliche Tagesfragen. Nachhaltige und flexible Erzeugung.

Jeßberger, Ramona (2013): Kühlen mir Abwärme. smarterworld.de. http://www.smarterworld.de/smart-energy/smart-grid/artikel/97482/%29/ (Zugegriffen 8. April 2016).

Kahle, Matthias und Thomas Grage (2011): Machbarkeitsstudie für ein Fernwärmenetz in Steyerberg. Fernwärme Forschungsinstitut, 17. Mai. http://www.fernwaerme-steyerberg.de (Zugegriffen 24. März 2015).

KeyX Prüfsysteme GmbH & Co. KG ...auch ein kleines Loch kann ein großes Schiff versenken... https://www.gaswaerme.at/de/pdf/11-1/dahm.pdf (Zugegriffen 24. März 2015).

KfW, Hrsg. (2018): Merkblatt Erneuerbare Energien: KfW-Programm Erneuerbare Energien Premium. Februar. https://www.kfw.de (Zugegriffen 23. April 2018).

Kienzlen, Volker, Helmut Böhnisch, Harald Bieber, Veit Bürger, Michael Nast, Maike Schmidt, Uwe Leprich und Wolfgang Schulz (2014): Bedeutung von Wärmenetzen für die Energiewende. Positionspapier. Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg GmbH. http://www.kea-bw.de (Zugegriffen 25. Mai 2016).

Klebsch, R., F. Hollandt, U. Schwarz, E. Dunkelberg und B. Hirschl (2014): Technische und wirtschaftliche Bewertung einer getrennten Betriebsführung von Netz und Erzeugung des Fernwärmenetzes von Vattenfall für den Fall eines Eigentumsübergangs auf Berlin.

Kock, J.P. Neue Wege bei der Verlegung von fernwärme-Rohrleitungen - Möglichkeiten und Grenzen der Kunststoffverbundmantel-Doppelrohrtechnik.

Kost, M. (2009): Nennweite von Rohren. http://www.gohl.de (Zugegriffen 15. April 2015).

LfU (2003): Bäckerhandwerk. Energie sparen - Kosten senken! LfU Bayerisches Landesamt für Umwelt (Hrsg.), Hwk Handwerkskammer für Schwaben. http://www.lfu.bayern.de (Zugegriffen 27. Oktober 2015).

LfU (2006): Klima schützen - Kosten senken. Energie sparen bei Kältanlagen im Lebensmittelhandel. Augsburg: Bayerisches Landesamt für Umwelt (Hrsg.). http://www.lfu.bayern.de (Zugegriffen 8. April 2016).

LfU (2008): Leitfaden zur Abwärmenutzung in Kommunen. Klima schützen - Kosten senken. Umwelt Thema. Bayerisches Landesamt für Umwelt (Hrsg.), Juli. https://www.lfu.bayern.de (Zugegriffen 23. September 2015).

LfU (2012): Abwärmenutzung im Betrieb - Klima schützen - Kosten senken. Augsburg: Bayerisches Landesamt für Umwelt. https://www.lfu.bayern.de (Zugegriffen 27. April 2016).

Li, Hongwei, Svend Svendsen und Alessandro Dalla Rosa (2014): Toward 4th generation district heating: experience and potential of low-temperature district heating. The 14th International Symposium on District Heating and Cooling, September. (Zugegriffen 18. Februar 2015).

Maaß, C., M. Sandrock und R. Schaeffer (2015): Fernwärme 3.0. Strategien für eine zukunftsorientierte Fernwärmepolitik. HIR Hamburg Institut Research gGmbH, Februar.

Mangold, Dirk, Beatrice Zeh, Oliver Miedaner, Ekaterini Promoudi Tziggili, Markus Unterberger und Thomas Schmidt (2012): Technisch-Wirtschaftliche Analyse und Weiterentwicklung der solaren Langzeit-Wärmespeicherung. Wissenschaftlich-Technische Programbegleitung für Solarthermie2000Plus. http://www.solites.de (Zugegriffen 16. September 2015).

Mattes, Anselm (2012): Potentiale für Ökostrom in Deutschland. Verbraucherpräferenzen und Investitionsverhalten der Energieversorger. Berlin: DIW econ GmbH, Januar. http://diw-econ.de (Zugegriffen 25. Mai 2016).

Mauthner und W. Weiss (2014): Solar Heat Worldwide. Markets and Contribution to the Energy Supply 2012. SHC Solar Heating & Cooling Programme. http://www.aee-intec.at (Zugegriffen 17. September 2015).

Müller, E.A. (2015): Handreichung zur Beantragung von Fördermitteln zur Abwasserwärmenutzung in Baden -Württemberg. https://um.baden-wuerttemberg.de (Zugegriffen 27. Juli 2017).

Müller, K. R. (2013): Nutzung von Abwärme im Gewerbe: Fallbeispiel Bäckereien. Februar.

Munser, Herbert (1980): Fernwärmeversorgung. 1. Auflage. Wärmelehre und Wärmewirtschaft. Band 26. Leipzig: VEB Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie.

Oschatz, Bernd und Bettina Mailach (2012): BDEW-Heizkostenvergleich Neubau 2012. Ein Vergleich der Gesamtkosten verschiedener Systeme zur Heizung und Warmwasserbereitung im Neubau 2012. Dresden: Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden.

Oschatz, Bernd und Bettina Mailach (2013): BDEW-Heizkostenvergleich Altbau 2013. Ein Vergleich der Gesamtkosten verschiedener Systeme zur Heizung und Warmwasserbereitung in Altbauten. Dresden: Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden. http://www.stadtwerke-rheine.de (Zugegriffen 8. März 2016).

Oschatz, Bernd und Bettina Mailach (2016): BDEW-Heizkostenvergleich Neubau 2016. Ein Vergleich der Gesamtkosten verschiedener Systeme zur Heizung und Warmwasserbereitung im Neubau. Dresden: Institut für Technischen Gebäudeausrüstung Dresden.

Paar, A., F. Herbert, M. Pehnt, S. Ochse, S. Richter, S. Maier, M. Kley, H. Huther, J. Kühne und I. Weidlich (2013): Transformationsstrategien Fernwärme. Forschung und Entwicklung. Frankfurt am Main.

Pehnt, Martin, Jan Bödeker, M. Arens, E. Jochem und F. Idrissova (2010): Die Nutzung industrieller Abwärme. Technisch-wirtschaftliche Potenziale und energiepolitische Umsetzung. IFEU. Fraunhofer ISI. IREES GmbH., Juli. http://www.ifeu.de (Zugegriffen 23. September 2015).

Rädisch, Sabine (2014): Welchen Einfluss hat der Einfallswinkel beim Solarkollektor? ecoquent positions. 1. September. http://www.ecoquent-positions.com/einfallswinkel-beim-solarkollektor/ (Zugegriffen 21. September 2015).

Robbi, Steffen (2013): Lowex-Fernwärme. Vergleichende Bewertung von Maßnahmen für eine effiziente, multifunktionale Fernwärmeversorgung. 24. Mai. (Zugegriffen 17. Februar 2015).

Roth, Claudia (2015): Cloud & Heat heizt Häuser mit Serverwärme. Impulse. https://www.impulse.de (Zugegriffen 8. April 2016).

Saena (2012): Technologien der Abwärmenutzung. Sächsische Energieagentur. http://www.saena.de (Zugegriffen 22. Juli 2016).

Salecki, Steven (2017): Wertschöpfung vor Ort - Quantifizierung ökonomischer Faktoren der regionalen Nutzung erneuerbarer Energien. 1. Aufl. Berlin (zugleich Dissertation Universität Kassel): Mensch und Buch Verlag.

Schlesinger, Michael, Dietmar Lindenberger und Christian Lutz (2014): Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Endbericht. Basel, Köln, Osnabrück: Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie.

Schmitt, Frieder, Jürgen Caspar und Stefan Holler (2013): Wärmetransport im Wettbewerb zu dislozierter Wärmeerzeugung. EnEff-Stadt. http://www.eneff-stadt.info (Zugegriffen 5. März 2015).

Schmitt, Frieder, Jürgen Caspar und Stefan Holler (2014a): Bau von Fernwärme-Transportleitungen - Bautechnische Entwicklungen. EnEff-Stadt. http://www.eneff-stadt.info (Zugegriffen 5. März 2015).

Schmitt, Frieder, Jürgen Caspar und Stefan Holler (2014b): Maßnahmen zur Senkung der Baukosten von Fernwärme-Transportleitungen. EnEff-Stadt. http://www.eneff-stadt.info (Zugegriffen 5. März 2015).

Schneller, Andreas, Leonard Frank und Walter Kahlenborn (2018): Wärmenetze 4.0. im Kontext der Wärmewende. Politische Handlungsempfehlungen für eine klimafreundliche Fernwärmeversorgung. Berlin: adelphi.

Schneller, Andreas, Leonard Frank und Kora Töpfer (2017): Wärmenetze 4.0. im Kontext der Wärmewende. Analyse der Regelungs- und Förderlandschaft innovativer Wärmenetzsysteme. Berlin: adelphi.

Schramek (Hrsg.), Ernst-Rudolf (2013): Taschenbuch für Heizung+Klimatechnik. 76. Aufl. München: Oldenbourg Industrieverlag GmbH.

Schröder, S., N. Bach und M. Weber (2018): Akzeptanz von LowExTra-Wärmenetzen. unveröffentlicht.

Schulz, J. und K. Redeker (2014): Energieeffizienz in Bäckereien. Energieeinsparungen in Backstuben und Filialen. Eneff bäckerei. EnEff Bäckerei (Hrsg.), Juli. http://www.eneff-baeckerei.net (Zugegriffen 27. Oktober 2015).

Schürmann, Hans (2014): Wärmelieferverordnung bremst Contracting aus. http://www.enbausa.de (Zugegriffen 1. April 2016).

Schweikardt, Stephan, Michael Didycz, Felix Engelsing und Katharina Wacker (2012): Sektoruntersuchung Fernwärme. Bundeskartellamt, 8. Beschlussabteilung. http://www.bundeskartellamt.de (Zugegriffen 10. Februar 2015).

Sollesnes, G und H.-E. Helgerud (2009): Utnyttelse av spillvarme fra norsk industri. En potensialstudie. Trondheim.

SolnetBW (2015): Solare Wärmenetze für Baden-Württemberg. Grundlagen, Potenziale, Strategien. http://solar-district-heating.eu (Zugegriffen 30. März 2016).

Statistische Ämter des Bundes und der Länder (2014): Gebäude- und Wohnungsbestand in Deutschland. Erste Ergebnisse der Gebäude-und Wohnungszählung 2011. Hannover: Landesamt für Statistik Niedersachsen. http://www.statistikportal.de (Zugegriffen 8. März 2018).

Statistisches Bundesamt (2012a): Statistisches Jahrbuch - Deutschland und Internationales.

Statistisches Bundesamt (2012b): Verdienste und Arbeitskosten - Arbeitnehmerverdienste 2011.

Statistisches Bundesamt (2012c): Finanzen und Steuern - Umsatzsteuerstatistik (Voranmeldungen) 2010.

Statistisches Bundesamt (2014a): Verdienste und Arbeitskosten - Reallohnindex und Nominallohnindex. https://www.destatis.de (Zugegriffen 8. Oktober 2014).

Statistisches Bundesamt (2014b): Preise und Preisindizes für gewerbliche Produkte August 2014. https://www.destatis.de (Zugegriffen 8. Oktober 2014).

Statistisches Bundesamt (2014c): Daten zur Energiepreisentwicklung.

Statistisches Bundesamt (2015a): Gebäude und Wohnungen. Bestand an Wohnungen und Wohngebäuden Bauabgang von Wohnungen und Wohngebäuden Lange Reihen ab 1969 - 2013. Wiesbaden.

Statistisches Bundesamt (2015b): Preise. Daten zur Energiepreisentwicklung. Wiesbaden.

STEAG Fernwärme GmbH, Hrsg. (2014a): Richtpreisverzeichnis Armaturen. https://portal.steag-fernwaerme.de (Zugegriffen 6. März 2015).

STEAG Fernwärme GmbH, Hrsg. (2014b): Richtpreisverzeichnis für die Planung, Lieferung und Montage von Rohrleitungen für Fernwärmesysteme. https://portal.steag-fernwaerme.de (Zugegriffen 4. März 2015).

STEAG Fernwärme GmbH, Hrsg. (2014c): Richtpreisverzeichnis für Planung, Lieferung und betriebsfertige Montage von Kunststoffmantelrohrsystemen. https://portal.steag-fernwaerme.de (Zugegriffen 4. März 2015).

STEAG Fernwärme GmbH, Hrsg. (2014d): Richtpreisverzeichnis über die Ausführung von Bauarbeiten zur Herstellung von Fernwärmeleitungen bzw. Hausanschlüssen in den Fernwärmesystemen. https://portal.steag-fernwaerme.de (Zugegriffen 6. März 2015).

Stubile, Achim, Daniel Zech, Evelyn Sperber, Hans Hartmann und Ronny Erler (2015): Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Enegien im Wärmemarkt (Marktanreizprogramm) für den Zeitraum 2012 bis 2014. Evaluierung des Förderjahres 2013. BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft). https://www.erneuerbare-energien.de (Zugegriffen 16. September 2015).

Thalmann, Stefan, Thomas Nussbaumer, Jürgen Good und Andres Jenni (2013): Analyse und Optimierung von Fernwärmenetzen. 21. November. (Zugegriffen 18. März 2015).

Tietz, H.-P. (2007): Systeme der Ver- und Entsorgung: Funktionen und Räumliche Strukturen. Wiesbaden: B.G. Teuber Verlag.

Vattenfall Europe Wärme AG (2015a): Preisblatt 2. Quartal 2015.

Vattenfall Europe Wärme AG (2015b): Strom Basis Berlin - Vattenfall. https://www.vattenfall.de (Zugegriffen 6. April 2016).

VDI [Verein Deutscher Ingenieure e.V.] (2000): Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen – Grundlagen und Kostenberechnung, VDI 2067.

Viessmann Werke (Hrsg.) und solarcontact (2008): Planungshandbuch Solarthermie. Eder, Hannover.

VKU [Verband kommunaler Unternehmen e.V.] (2012): Konzessionsverträge. Handlungsoptionen für Kommunen und Stadtwerke. Stadtwerk der Zukunft IV - aktualisierte Neuauflage. Berlin.

Wagner, Alexander (2012): Wärmeverluste von Fernwärmenetzen. Stellenwert von Fernwärme / KWK im EEWärmeG. München.

Weierich, Andreas (2014): Bauausführung von Kunststoffmantel-Doppelrohren. Seminar. Veranstaltung: AGFW, 18. November, Hannover. f (Zugegriffen 23. April 2015). www.solarcomplex.de (Zugegriffen 23. April 2015).

Weiß, J., A. Prahl, A. Neumann, A. Schröder, K. Bettgenhäuser, A. Hermelink, A. John und B. v. Manteuffel (2014): Kommunale Wertschöpfungseffekte durch energetische Gebäudesanierung (KoWeG). Berlin.

Willige, M. (2015): Experteninterview große Solarthermie. Key Account Manager bei Ritter XL Solar.Telefonisch. 6. Oktober.

Zepf, Karl, Stephan Richter, Roland Ziegler, Markus Zieher und Alexander Floß (2012): Forschungsvorhaben Fernwärmemodellstadt Ulm. http://www.eneff-stadt.info (Zugegriffen 16. März 2015).

ZSW, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg und UBA (2015): Erneuerbare Energien im Jahr 2014. Erste Daten zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland auf Grundlage der Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Februar.

# 11 Anhang

**Tab. 11.1: Annahmen zu den Energiepreisen bei EFH[10]**

| Energieträger | EFH-60 | | EFH-60-90 | | EFH-90 | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Arbeits-preis | Grund-preis [€/a] | Arbeits-preis | Grund-preis [€/a] | Arbeits-preis | Grund-preis [€/a] |
| Erdgas [in ct./kWh] | 6,2 | 399,9 | 6,3 | 185,6 | 6,3 | 185,6 |
| Heizöl [in ct./Liter] | 64,4 | 9,9 | 64,4 | 9,9 | 64,4 | 9,9 |
| Holzpellet [ct./kWh] | 4,0 | 0 | 4,1 | 0 | 4,1 | 0 |
| Fernwärme [in ct./kWh] | 5,4 | 1655,9 | 5,4 | 726,2 | 5,4 | 524,5 |
| Strom [in ct./kWh] | 28,5 | 70,8 | 28,5 | 70,8 | 28,5 | 70,8 |
| Strom Wärme-pumpe [in ct./kWh] | 22,2 | 70,8 | 22,2 | 70,8 | 22,2 | 70,8 |

**Tab. 11.2: Annahmen zu den Energiepreisen bei MFH[11]**

| Energieträger | MFH-60 | | MFH-60-90 | | MFH-90 | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Arbeits-preis | Grund-preis [€/a] | Arbeits-preis | Grund-preis [€/a] | Arbeits-preis | Grund-preis [€/a] |
| Erdgas [in ct./kWh] | 6,2 | 399,9 | 6,2 | 399,9 | 6,3 | 185,6 |
| Heizöl [in ct./Liter] | 64,4 | 9,9 | 64,4 | 9,9 | 64,4 | 9,9 |
| Holzpellet [ct./kWh] | 4,0 | 0 | 4,0 | 0 | 4,1 | 0 |
| Fernwärme [in ct./kWh] | 5,4 | 5549,6 | 5,4 | 4075,6 | 5,4 | 1371,6 |
| Strom [in ct./kWh] | 28,5 | 70,8 | 28,5 | 70,8 | 28,5 | 70,8 |
| Strom Wärme-pumpe [in ct./kWh] | 22,2 | 70,8 | 22,2 | 70,8 | 22,2 | 70,8 |

10 Die Mehrwertsteuer wurde berücksichtigt. Bei großen Liefermengen wird vom Preis der günstigsten lieferbaren Menge ausgegangen.

11 Die Mehrwertsteuer wurde berücksichtigt. Bei großen Liefermengen wird vom Preis der günstigsten lieferbaren Menge ausgegangen.

**Tab. 11.3: Annahmen zu den Energiepreisen bei NWG[12]**

| Energieträger | MFH-60 | | MFH-60-90 | | MFH-90 | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Arbeits-preis | Grund-preis [€/a] | Arbeits-preis | Grund-preis [€/a] | Arbeits-preis | Grund-preis [€/a] |
| Erdgas [in ct./kWh] | 6,0 | 240 | 6,0 | 210 | 5,9 | 160 |
| Heizöl [in ct./Liter] | 83,8 | 0 | 83,84 | 0 | 87,1 | 0 |
| Holzpellet [ct./kWh] | 22,5 | 0 | 22,6 | 0 | 22,8 | 0 |
| Fernwärme [in ct./kWh] | 8,0 | 11.000 | 8,0 | 7.600 | 8,0 | 3.200 |
| Strom [in ct./kWh] | 25,8 | - | 25,8 | - | 25,8 | - |
| Strom Wärme-pumpe [in ct./kWh] | 22,7 | 69 | 22,7 | 69 | 22,7 | 69 |

**Tab. 11.4: EFH: Wärmegestehungskosten ohne und mit Energiepreissteigerung**
Quelle: eigene Berechnungen

| | EFH-60 | | EFH 60-90 | | EFH-90 | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | ohne | mit | ohne | mit | ohne | mit |
| **Einheit** | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh h | ct./kWh |
| G-BWK | 8,0 | 10,2 | 9,2 | 11,5 | 10,3 | 12,8 |
| G-BWK, sWW | 8,3 | 10,4 | 9,8 | 12,0 | 10,5 | 12,8 |
| G–BWK, sWW, sHU | 8,1 | 10,0 | 10,1 | 12,1 | 11,8 | 13,9 |
| Öl-NK | 8,6 | 10,6 | 10,0 | 12,0 | 10,9 | 13,1 |
| Öl-BK | 8,0 | 9,8 | 9,4 | 11,2 | 10,4 | 12,3 |
| HP | 10,8 | 12,0 | 11,8 | 12,8 | 14,0 | 15,0 |
| WP-E | 9,2 | 9,5 | 10,8 | 10,9 | 12,3 | 12,6 |
| WP-L | 10,5 | 10,9 | 12,1 | 12,5 | 13,4 | 13,8 |
| PV+WP–L | 10,4 | 10,8 | 11,9 | 12,3 | 13,2 | 13,6 |

12 Die Mehrwertsteuer wurde berücksichtigt. Bei großen Liefermengen wird vom Preis der günstigsten lieferbaren Menge ausgegangen.

| | EFH-60 | | EFH 60-90 | | EFH-90 | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | **ohne** | **mit** | **ohne** | **mit** | **ohne** | **mit** |
| **Einheit** | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh | ct./kWh h | ct./kWh |
| PV+WP–E | 9,2 | 9,5 | 10,6 | 10,9 | 12,1 | 12,4 |
| PV+EHZ | 8,1 | 10,2 | 10,0 | 12,3 | 10,3 | 12,4 |

**Tab. 11.5: Nennweiten der Rohrleitungen im konventionellen Netz sowie dem LowEx-Mehrleitersystem**
Erläuterung: Basierend auf deiner Modellierung des HRI

| **DN** | **Konventionelles Netz: Länge** | **LowEx: Länge** |
|---|---|---|
| | [m] | [m] |
| 25 / 32 | 367 | 855 |
| 40 | 241 | 25 |
| 50 | 381 | 287 |
| 65 | 410 | 423 |
| 80 | 181 | 124 |
| 100 | 368 | 438 |
| 125 | 512 | 379 |
| 150 | 66 | 23 |
| 200 | 640 | 612 |
| Summe | 3166 | 3166 |
| Mittlere DN | 100 | 94 |

**Tab. 11.6: Bereitgestellte Wärmemenge der Wärmeerzeugungsanlagen in kWh in den Mehrleiternetz-Szenarien (Verbraucherstruktur 2015)**
Quelle: Eigene Darstellung, die Werte basieren auf Netz-Simulationen des HRI.

| **Anlagentyp/-leistung** | **Netz - Zentral** | **Netz - Dezentral** | **Netz - EE Ambitioniert** |
|---|---|---|---|
| Solarthermie 300 m² | 0 | 298.123 | 0 |
| Solarthermie 600 m² | 0 | 0 | 361.883 |
| Solarthermie 900 m² | 300.649 | 0 | 0 |
| Solarthermie 1800 m² | 0 | 0 | 542.824 |

| Anlagentyp/-leistung | Netz - Zentral | Netz - Dezentral | Netz - EE Ambitioniert |
|---|---|---|---|
| Luft-Wärmepumpen – MFH 1960-1990, 101 kW | 0 | 0 | 1.456.715 |
| Luft-Wärmepumpen – EZFH <1960, 34 kW | 0 | 0 | 485.572 |
| Erd-Wärmepumpen – MFH 1960-1990, 101 kW | 0 | 2.024.340 | 0 |
| Erd-Wärmepumpen – MFH <1960, 123 kW | 0 | 2.127.135 | 0 |
| Erd-Wärmepumpen – EZFH <1960, 34 kW | 0 | 1.425.245 | 0 |
| Bäckerei, 9,9 MWh MWh/a | 0 | 19.875 | 19.875 |
| Abwasserwärme, 2.000 MWh/a | 3.772.278 | 0 | 4.157.318 |
| Erdgas-BHKW, 600 kWel | 2.690.624 | 2.673.500 | 5.434.146 |
| Gaskessel, 2.600 kW | 2.256.167 | 0 | 0 |
| Gaskessel, 2.050 kW | 8.510.622 | 8.519.689 | 4.100.000 |
| Gaskessel, 1.000 kW | 0 | 449.322 | 1.000.000 |
| Gaskessel, 750 kW | 68.844 | 68.936 | 139.501 |

**Tab. 11.7: Bereitgestellte Wärmemenge der Wärmeerzeugungsanlagen in kWh in den Mehrleiternetz-Szenarien (Verbraucherstruktur 2035)**
Quelle: Eigene Darstellung, die Werte basieren auf Netz-Simulationen des HRI.

| Anlagentyp/-leistung | Netz - Zentral | Netz - Dezentral | Netz - EE Ambitioniert |
|---|---|---|---|
| Solarthermie 300 m² | | 310.391 | |
| Solarthermie 600 m² | | | 525.283 |
| Solarthermie 900 m² | 314.405 | | |
| Solarthermie 1800 m² | | | 787.924 |
| Erd-Wärmepumpen – MFH 1960-1990, 101 kW | 396.612 | 2.128.936 | 900.146 |
| Erd-Wärmepumpen – MFH <1960, 123 kW | | 480.821 | 1.083.302 |
| Erd-Wärmepumpen – EZFH 1960-1990, 18 kW | | 119.532 | |
| Erd-Wärmepumpen – EZFH <1960, 34 kW | 246.787 | 1.899.811 | |
| Abwasserwärme, 2.000 MWh/a | 4.130.754 | | 4.117.318 |
| Erdgas-BHKW, 600 kWel | 4.780.762 | 4.774.157 | 4.166.341 |
| Gaskessel, 2.200 kW | | | |
| Gaskessel, 2.050 kW | 2.000.000 | 1.730.431 | |
| Gaskessel, 1.000 kW | 1.472.565 | 679.890 | 2.080.840 |

| Anlagentyp/-leistung | Netz - Zentral | Netz - Dezentral | Netz - EE Ambitioniert |
|---|---|---|---|
| Gaskessel, 750 kW | | | 987.227 |
| Gaskessel, 400 kW | 110.103 | 148.878 | |

**Tab. 11.8: Art und Anzahl der Wärmeerzeugungsanlagen in den Szenarien der gebäudeindividuellen Versorgung**
Quelle: Eigene Darstellung

| Anlagentyp/-leistung | GI-Fossil 2015 | GI-EE 2015 | GI-Fossil 2035 | GI-EE 2035 |
|---|---|---|---|---|
| Kleine Solarthermie 50 m² | | 12 | | 12 |
| Große Solarthermie 300 m² | | 2 | 2 | 2 |
| Luft-Wärmepumpen – MFH >1990 34 kW | | 5 | | 5 |
| Luft-Wärmepumpen – MFH 1960-1990 101 kW | | 3 | | 12 |
| Luft-Wärmepumpen – MFH <1960 124 kW | 1 | 11 | | 8 |
| Luft-Wärmepumpen – EZFH >1990 13 kW | | 2 | | 5 |
| Luft-Wärmepumpen – EZFH 1960-1990 18 kW | | 3 | | 10 |
| Luft-Wärmepumpen – EZFH <1960 37 kW | | 3 | | |
| Erd-Wärmepumpen – MFH >1990 34 kW | | 4 | | 4 |
| Erd-Wärmepumpen – MFH 1960-1990 101 kW | | | | |
| Erd-Wärmepumpen – MFH <1960 124 kW | | | | |
| Erd-Wärmepumpen – EZFH >1990 13 kW | | 5 | | 2 |
| Erd-Wärmepumpen – EZFH 1960-1990 18 kW | | 3 | | 8 |
| Erd-Wärmepumpen – EZFH <1960 37 kW | | 3 | | |
| Erdgas-BHKW Netz (groß) | 1 | 1 | 2 | 2 |
| Gaskessel, 2.050 kW | 1 | | | |
| Gaskessel, 1.000 kW | 1 | 1 | 2 | 1 |
| Gaskessel, 750 kW | 2 | 3 | 2 | 2 |
| Gaskessel, 400 kW | | 1 | 2 | 2 |
| Erdgas – MFH >1990 34 kW | 8 | 12 | 8 | 24 |
| Erdgas – MFH 1960-1990 101 kW | 11 | 8 | 21 | 11 |
| Erdgas – MFH <1960 124 kW | 11 | 9 | | |

| **Anlagentyp/-leistung** | **GI-Fossil 2015** | **GI-EE 2015** | **GI-Fossil 2035** | **GI-EE 2035** |
|---|---|---|---|---|
| Erdgas – EZFH >1990 13 kW | 6 | 0 | 6 | |
| Erdgas – EZFH 1960-1990 18 kW | 19 | 10 | 38 | 25 |
| Erdgas – EZFH <1960 37 kW | 16 | 16 | | |
| Heizöl – MFH >1990 34 kW | 1 | | 1 | |
| Heizöl – MFH 1960-1990 101 kW | | | 2 | |
| Heizöl – EZFH >1990 13 kW | 1 | | 1 | |
| Heizöl – EZFH 1960-1990 18 kW | 6 | | 16 | |
| Heizöl – EZFH <1960 34 kW | 11 | | | |
| Holzpellet – MFH >1990 34 kW | | | | |
| Holzpellet – MFH 1960-1990 101 kW | | | | |
| Holzpellet – MFH <1960 124 kW | | | | |
| Holzpellet – EZFH >1990 13 kW | | | | |
| Holzpellet – EZFH 1960-1990 18 kW | | 9 | | 11 |
| Holzpellet – EZFH <1960 34 kW | 2 | 7 | | |

**Tab. 11.9: Modellinput der verschiedenen Szenarien der Verbraucherstruktur 2015 nach EE-Technologien und Größenabstufungen**
Quelle: Eigene Darstellung nach der Szenarien-Entwicklung in Kapitel 7.1; Anlagenleistung je nach EE-Technologie unterschiedlich benannt: kW (thermisch) bei Verbrennungsanlagen und Wärmepumpen, m² Kollektorfläche bei Solarthermie-Anlagen und Trassenmeter (TM) beim LowEx-Netz.

| Szenario/WS-Kette | Spez. Anlagenleistung | Netz - Zentral | Netz - Dezentral | Netz - EE Ambitioniert | GI-Fossil | GI-EE |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Pellets-Zentralheizung klein | 15 kW | 0 | 0 | 0 | 0 | 162 |
| Pellets-Zentralheizung groß | 35 kW | 0 | 0 | 0 | 74 | 259 |
| Luft-Wärmepumpe klein | 10 kW | 0 | 0 | 0 | 0 | 26 |
| Luft-Wärmepumpe mittel | 20 kW | 0 | 0 | 111 | 0 | 335 |
| Luft-Wärmepumpe groß | 100 kW | 0 | 0 | 909 | 124 | 1.667 |
| Erd-Wärmepumpe klein | 10 kW | 0 | 0 | 0 | 0 | 65 |
| Erd-Wärmepumpe mittel | 20 kW | 0 | 518 | 0 | 0 | 301 |
| Erd-Wärmepumpe groß | 100 kW | 0 | 1.001 | 0 | 0 | 0 |
| Abwasser-Wärmepumpe | >250 kW | 1.000 | 0 | 1.000 | 0 | 0 |
| Erdgas-Mini-BHKW groß | 150 kW | 775 | 775 | 1.550 | 775 | 775 |
| Gas-Kessel dezentral klein | 10 kW | 0 | 0 | 0 | 78 | 0 |
| Gas-Kessel dezentral mittel | 20 kW | 0 | 0 | 0 | 1.206 | 1.180 |
| Gas-Kessel dezentral groß | 100 kW | 0 | 0 | 0 | 2.475 | 1.924 |
| Gas-Kessel Netz | >200 kW | 7.450 | 6.850 | 5.550 | 4.550 | 3.650 |
| Öl-Kessel dezentral klein | 10 kW | 0 | 0 | 0 | 13 | 0 |
| Öl-Kessel dezentral mittel | 20 kW | 0 | 0 | 0 | 549 | 0 |

| Szenario/WS-Kette | Spez. Anlagenleistung | Netz - Zentral | Netz - Dezentral | Netz - EE Ambitioniert | GI-Fossil | GI-EE |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Solarthermie-Anlage mittel | 50 m² | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 |
| Solarthermie-Anlage groß | 300 m² | 0 | 900 | 0 | 0 | 600 |
| Solarthermie-Anlage größer | 600 m² | 0 | 0 | 1.200 | 0 | 0 |
| Solarthermie-Anlage sehr groß | 1.800 m² | 900 | 0 | 2.250 | 0 | 0 |
| LowExNetz | 3.165 TM | 3.165 | 3.165 | 3.165 | 0 | 0 |

GESCHÄFTSSTELLE BERLIN
MAIN OFFICE
Potsdamer Straße 105
10785 Berlin
Telefon: + 49 – 30 – 884 594-0
Fax: + 49 – 30 – 882 54 39

BÜRO HEIDELBERG
HEIDELBERG OFFICE
Bergstraße 7
69120 Heidelberg
Telefon: + 49 – 6221 – 649 16-0
Fax: + 49 – 6221 – 270 60

mailbox@ioew.de
www.ioew.de