

Werner Lang, Thomas Auer, Karl Martin Heissler
Jakob Metz, Isabell Nemeth

Potenziale von Niedrigtemperatur- netzen zur Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien in Quartieren

Niedrigtemperaturnetze in Quartieren

F 3059

Bei dieser Veröffentlichung handelt es sich um die Kopie des Abschlussberichtes einer vom Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR) im Rahmen der Forschungsinitiative »Zukunft Bau« geförderten Forschungsarbeit. Die in dieser Forschungsarbeit enthaltenen Darstellungen und Empfehlungen geben die fachlichen Auffassungen der Verfasser wieder. Diese werden hier unverändert wiedergegeben, sie geben nicht unbedingt die Meinung des Zuwendungsgebers oder des Herausgebers wieder.

Dieser Forschungsbericht wurde mit modernsten Hochleistungskopierern auf Einzelanfrage hergestellt.

Die Originalmanuskripte wurden reprotechnisch, jedoch nicht inhaltlich überarbeitet. Die Druckqualität hängt von der reprotechnischen Eignung des Originalmanuskriptes ab, das uns vom Autor bzw. von der Forschungsstelle zur Verfügung gestellt wurde.

© by Fraunhofer IRB Verlag

2018

ISBN 978-3-7388-0105-7

Vervielfältigung, auch auszugsweise,
nur mit ausdrücklicher Zustimmung des Verlages.

Fraunhofer IRB Verlag

Fraunhofer-Informationszentrum Raum und Bau

Postfach 80 04 69

70504 Stuttgart

Nobelstraße 12

70569 Stuttgart

Telefon 07 11 9 70 - 25 00

Telefax 07 11 9 70 - 25 08

E-Mail irb@irb.fraunhofer.de

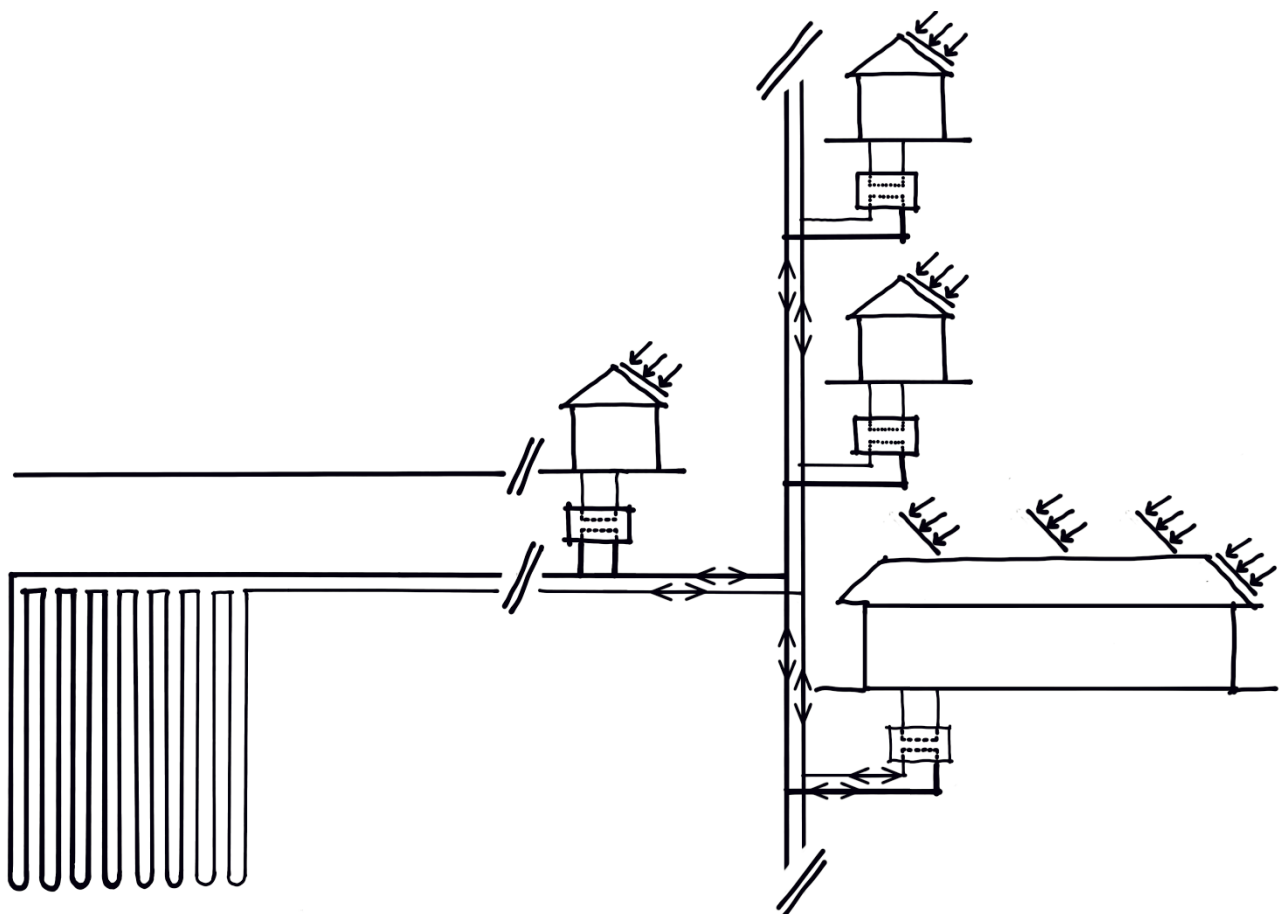
www.baufachinformation.de

www.irb.fraunhofer.de/bauforschung

Potenziale von Niedrigtemperaturnetzen zur Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien in Quartieren

Niedrigtemperaturnetze in Quartieren

Abschlussbericht



Impressum:

Technische Universität München
Munich School of Engineering
Zentrum für nachhaltiges Bauen

Prof. Dr.-Ing. Werner Lang
Prof. Dipl.-Ing. Thomas Auer
Dipl.-Ing. Karl Martin Heissler
Jakob Metz, M.Sc.

Hochschule für angewandte Wissenschaften Ansbach
Nachhaltigkeit - Schwerpunkt Bauwesen

Prof. Dr.-Ing. Isabell Nemeth

München, Juli 2017

Der Forschungsbericht wurde mit Mitteln der Forschungsinitiative Zukunft Bau des Bundesinstitutes für Bau-, Stadt- und Raumforschung gefördert.

(Aktenzeichen: SWD-10.08.18.7-15.33)

Die Verantwortung für den Inhalt des Berichtes liegt beim Autor.

DOI: 10.14459/2017md1403265

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	<i>Ausgangslage und Problemstellung.....</i>	<i>1</i>
1.2	<i>Ziele und Vorgehen.....</i>	<i>2</i>
2	Grundlagen	3
2.1	<i>Das Beispielquartier.....</i>	<i>3</i>
2.2	<i>Charakteristiken von Niedrigtemperaturnetzen.....</i>	<i>5</i>
2.3	<i>Praxisbeispiele.....</i>	<i>7</i>
2.4	<i>Rechtliche Rahmenbedingungen.....</i>	<i>9</i>
2.5	<i>Systemgrenze.....</i>	<i>12</i>
2.6	<i>Toolauswahl.....</i>	<i>13</i>
3	Modellierung.....	15
3.1	<i>Framework.....</i>	<i>15</i>
3.2	<i>Gebäudemodell.....</i>	<i>16</i>
3.3	<i>Gebäudetechnikmodell.....</i>	<i>18</i>
3.4	<i>Kommunikationsmodell (Interlink Zone).....</i>	<i>21</i>
3.5	<i>Netz- und Speichermodell.....</i>	<i>22</i>
4	Definition der Szenarien	29
4.1	<i>Szenario 0: Referenzszenario.....</i>	<i>32</i>
4.2	<i>Szenario 1: Passivhauskomponenten.....</i>	<i>33</i>
4.3	<i>Szenario 2: Verbesselter Bestand.....</i>	<i>34</i>
4.4	<i>Szenario 3: Trinkwarmwasserbedarfe „Niedrig“.....</i>	<i>35</i>
4.5	<i>Szenario 4: Trinkwarmwasserbedarfe „Hoch“.....</i>	<i>35</i>
4.6	<i>Szenario 5: Hohe Trinkwarmwasser Bereitstellungstemperatur.....</i>	<i>35</i>
4.7	<i>Szenario 6: Heißwasserspeicher als saisonaler Speicher.....</i>	<i>35</i>
4.8	<i>Szenario 7: Große lokale Speicher.....</i>	<i>36</i>
4.9	<i>Szenario 8: Fernwärmeszenario.....</i>	<i>36</i>
5	Auswertung und Analyse der Szenarien	37
5.1	<i>Ergebnisse Szenario 0 - Referenzszenario.....</i>	<i>39</i>
5.2	<i>Ergebnisse Szenario 1 - Passivhauskomponenten.....</i>	<i>43</i>
5.3	<i>Ergebnisse Szenario 2 – Verbesselter Bestand</i>	<i>47</i>

5.4	<i>Ergebnisse Szenario 3 - Trinkwarmwasserbedarfe „Niedrig“</i>	51
5.5	<i>Ergebnisse Szenario 4 - Trinkwarmwasserbedarfe „Hoch“</i>	55
5.6	<i>Ergebnisse Szenario 5 - Hohe Trinkwarmwasser Bereitstellungstemperatur</i>	59
5.7	<i>Ergebnisse Szenario 6 - Heißwasserspeicher als saisonaler Speicher</i>	63
5.8	<i>Ergebnisse Szenario 7 - Große lokale Speicher</i>	67
5.9	<i>Ergebnisse Szenario 8 - Fernwärmeszenario</i>	71
5.10	<i>Gesamterkenntnis</i>	74
6	Empfehlungen und Ausblick	81
6.1	<i>Rechtliche Handlungsempfehlungen</i>	81
6.2	<i>Planungsempfehlungen</i>	83
6.3	<i>Ausblick</i>	85
7	Literaturverzeichnis	87
8	Anhang A	92
9	Anhang B	93

1 Einleitung

Die anhaltend hohe und weiter steigende Wohnraumnachfrage in Städten bewirkt umfassende Veränderungen der gebauten Strukturen. Während vielerorts auf Konversions- und Brachflächen neue Quartiere entstehen, wird der Gebäudebestand durch die energetische Gebäudesanierung weiter verbessert. In beiden Fällen entstehen Strukturen mit vergleichsweise niedriger Wärmenachfrage, die bei sinkendem Temperaturniveau in der Wärmebereitstellung die Erschließung alternativer Wärmequellen ermöglichen.

Netze auf niedrigem Temperaturniveau können in der Energiebereitstellung dieser Quartiere besondere Vorteile bieten: Wärme aus erneuerbaren Energien kann auf niedrigem Temperaturniveau eingebunden werden, das geringe Temperaturgefälle zur Umgebung minimiert die Netzverluste und die vernetzte Versorgung ermöglicht die Effizienzoptimierung, indem sowohl räumlich als auch zeitlich Wärme innerhalb des Quartiers verschoben werden kann.

Neben diesen Vorteilen bestehen in Planung und Gestaltung der Netze zahlreiche Herausforderungen: hoch dynamische Effekte wie die Gleichzeitigkeit von Wärmenachfrage und Wärmebereitstellung in das Netz beziehungsweise aus dem Netz, sich verändernde Temperaturniveaus und Strömungszustände innerhalb des Netzes lassen sich nicht mit statischen Berechnungsmethoden erfassen und erfordern eine detaillierte Untersuchung.

Das vorliegende Projekt greift den bestehenden Forschungsbedarf dieser komplexen Systeme auf und beleuchtet Einflussfaktoren und Abhängigkeiten innerhalb des Systems anhand detaillierter Modellierungen, um eine zielgerichtete Ermittlung der Effizienzpotenziale zu ermöglichen.

1.1 Ausgangslage und Problemstellung

Die Nutzung von erneuerbaren Energien in Form von Umweltwärme zur Konditionierung von Aufenthaltsräumen wird noch immer durch den immensen zeitlichen Versatz zwischen dem maximalen Wärmeangebot im Sommer und dem maximalen Wärmebedarf im Winter bestimmt. Anders als in der Nutzung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energiequellen, wo sich die zeitliche Diskrepanz zwischen Energienachfrage und -angebot vorwiegend im Stundenbereich bewegt, sind zur Nutzung erneuerbarer thermischer Energiequellen mehrere Monate zu überbrücken. Das geringe Temperaturniveau eines Niedrigtemperaturnetzes bietet Chancen, regenerative Energiequellen breiter zu erschließen, erschwert gleichzeitig jedoch die saisonale Speicherung von Wärme in klassischen Heißwasserspeichern, da die benötigten Speichervolumina sich antiproportional zur thermischen Spreizung in Netz und Speicher verhalten. Damit bestehen zusätzlich zur zeitlichen Diskrepanz zwei zentrale Herausforderungen, die den sinnvollen und wirtschaftlichen Betrieb von erneuerbaren Wärmenetzen stark beeinflussen.

Ansätze zur vielversprechenden Nutzung regenerativer Energiegewinne bietet die Kombination und quartierweite Vernetzung von Technologien wie Photovoltaisch-Thermischen Kollektoren, Wärmepumpen, unterschiedlichen Speichersystemen und Frischwasserstationen, die den Beitrag der jeweiligen Technologien unter Ausnutzung ihrer höchsten Effizienzbeiträge optimiert.

Diese Ansätze werden hier aufgegriffen und im Hinblick auf die baupraktische Umsetzung untersucht. Wesentliche Fragestellungen sind dabei:

- Wie groß ist und in welchem Bereich bewegt sich die Spanne der Temperaturniveaus eines Niedrigtemperaturnetzes mit saisonalem Speicher?
- Welche Wärmespeichertypen eignen sich für eine saisonale Speicherung auf diesen Temperaturniveaus?
- Wie wirken sich unterschiedliche Dämmstandards der Gebäude auf das Systemverhalten und die Energieeffizienz des Systems aus?
- Welchen Einfluss hat der Nutzer auf das Systemverhalten und die Energieeffizienz des Systems?
- Welcher Anteil des Energiebedarfs des Systems ist durch erneuerbare Energien abdeckbar?

- Wie schneidet das hier betrachtete System Niedrigtemperaturnetz im Vergleich zu einem klassischen Fernwärmenetz hinsichtlich der Energieeffizienz ab?

Um die Systeme in der Praxis umzusetzen, ist es darüber hinaus nötig, die Betriebscharakteristika der Einzelkomponenten sowie ihre Interaktion und gegenseitige Beeinflussung zu untersuchen, sowie Hindernisse bezüglich der technischen und rechtlichen Umsetzung aufzuzeigen.

1.2 Ziele und Vorgehen

Durch die vielfältigen Variationsmöglichkeiten der Systemgestaltung empfiehlt sich die Bearbeitung der zuvor genannten Forschungsfragen anhand eines konkreten Beispielprojekts. Das untersuchte Quartier befindet sich im Münchner Norden und spiegelt als Teil einer Konversionsfläche eine in zahlreichen Städten vorliegende Planungsaufgabe zur Bereitstellung von Wohnflächen wieder. Erklärtes Ziel der Stadt München war es, in Bauweise und Energieversorgung ein beispielhaftes Quartier zu gestalten, das sowohl die Umsetzung innovativer Bauweisen als auch die Nutzung von Potenzialen der quartiersweiten Vernetzung in der Energieversorgung ermöglicht.

Bereits in einer Voruntersuchung der oben genannten Umsetzungsideen in studentischen Arbeiten haben sich zahlreiche Problemstellungen ergeben, die die Umsetzbarkeit des Netzes auf der Basis der heute in der Planung verfügbaren Werkzeuge fraglich erschienen ließen. Angefangen bei technischen Fragen wie der zu wählenden Anzahl von Leitern und Speichern, konnten Einschätzungen zu Dimensionen von Einzelkomponenten nur bedingt getroffen werden. Zu groß war der Einfluss des Systemcharakters, der auch aus rechtlicher Sicht zahlreiche Fragen aufwarf.

Ziel des Projektes ist es daher, mithilfe einer detaillierten Modellierung und Simulation eines Niedrigtemperaturnetzes zu quantifizieren, ob und wie ein Niedrigtemperaturnetz in hiesigen Breiten den Wärmebedarf eines Wohnquartiers durch solare Wärme oder Abwärme decken kann und welche Voraussetzungen dafür erfüllt sein müssen. Hierzu erfolgt die Definition und Analyse von Szenarien, die die vielfältigen Varianten von Systemaufbau und -betrieb darstellen.

Auf Basis der Ergebnisse werden Planungsempfehlungen formuliert, die eine Einbindung von Niedrigtemperaturnetzen in den Planungsprozess vereinfachen und es ermöglichen, im Quartier entstehende Abwärme sowie vorhandene erneuerbare Wärmequellen durch das Niedrigtemperaturnetz zu nutzen.

Die Bearbeitung der Forschungsfragen erfolgt untergliedert in die Schritte

- Grundlagen,
- Modellierung,
- Definition der Szenarien,
- Auswertung und Analyse der Simulationsergebnisse sowie
- Empfehlungen und Ausblick.

Der Abschnitt **Grundlagen** stellt zunächst das Beispielquartier als Grundlage der Untersuchung, das Funktionsprinzip von Niedrigtemperaturnetzen im Allgemeinen, Praxisbeispiele von Niedrigtemperaturnetzen und die rechtlichen Rahmenbedingungen vor. Darauf aufbauend folgen die Definition der Systemgrenze und die Toolauswahl zur Modellierung und Simulation des Systems.

Im Abschnitt **Modellierung** werden das Framework, das im Rahmen dieses Projektes entwickelt wurde, und die Teilmodelle des Frameworks erläutert und auf die technische Umsetzung zur Verknüpfung der Teilmodelle zu einem Co-Simulationsmodell eingegangen. Darüber hinaus ist in den Teilmodellen der zugrunde liegende technische Aufbau detailliert beschrieben.

Die **Definition der Szenarien** in Kapitel 4 verdeutlicht, welche Parameter im jeweiligen Szenario in der Simulation verwendet werden. Kapitel 5 stellt anschließend die **Simulationsergebnisse** vor und analysiert diese. Darauf aufbauend geben im Abschnitt **Empfehlungen und Ausblick** die Planungs- und Handlungsempfehlungen Hinweise für eine einfachere Umsetzung von Niedrigtemperaturnetzen in die Praxis.

2 Grundlagen

Die methodische Erarbeitung des Forschungsprojekts ist durch das Beispielquartier eng an Fragestellungen der Umsetzung orientiert. Vor der Auswahl von Werkzeugen oder Technologien, die sich am konkreten Beispiel orientieren, werden jedoch Grundlageninformationen, Recherchen und Beispielprojekte uneingeschränkt dargestellt und ihre speziellen Charakteristika beschrieben. Dies liefert einen Überblick über die physikalischen Grundlagen von Niedrigtemperaturnetzen und die Möglichkeiten der Systemgestaltung sowie über die geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen.

Im darauf folgenden Schritt wird durch die Definition der Systemgrenze der zu untersuchende Rahmen festgelegt, worauf die Auswahl der Modellierungs- und Simulationswerkzeuge aufbaut.

2.1 Das Beispielquartier

Die Vorteile der thermischen Vernetzung von Gebäuden ergeben sich vorrangig durch ein ausgewogenes Verhältnis zwischen Quellen und Senken in Verbindung mit einer einfachen Leitungsführung. Auch in bestehenden Quartieren kann diese Ausgangssituation vorhanden sein und damit der Einsatz einer thermischen Vernetzung Vorteile bringen.

Flexible Voraussetzungen bieten sich in der Gestaltung neuer Quartiere, die in Großstädten derzeit vor allem auf Konversionsflächen ehemals hoheitlicher Areale stattfindet. Sowohl städtebaulich als auch technologisch bieten die brachgefallenen Areale Möglichkeiten für Impulse, mit denen neuen Entwicklungen Raum gegeben werden kann.

Eine entsprechende Entwicklung findet auf der ehemaligen Prinz-Eugen-Kaserne im Münchner Osten statt. Auf 30 Hektar wird aktuell ein neues Quartier mit 1.800 Wohnungen entwickelt. Als Raum für Innovationen entsteht im südlichen Teil des Areals aus ca. 450 Wohnungen eine ökologische Mustersiedlung, in der vor allem der Baustoff Holz verstärkt eingesetzt werden soll.

Das Gebiet vereint unterschiedliche städtebauliche Formen aus Punktgebäuden (Gebäudetypen 5, 7) und Riegelgebäuden (Gebäudetypen 1, 2, 4) des Geschosswohnungsbaus sowie konzentrierte Reihenbebauung aus Einfamilienhäusern (Gebäudetypen 3, 6). Der nachfolgende Ausschnitt aus dem Bebauungsplan des Areals (Abbildung 2-1) zeigt die geplante Bebauung in vier Bauabschnitten sowie die nummerierte Zuordnung der Gebäudetypen.

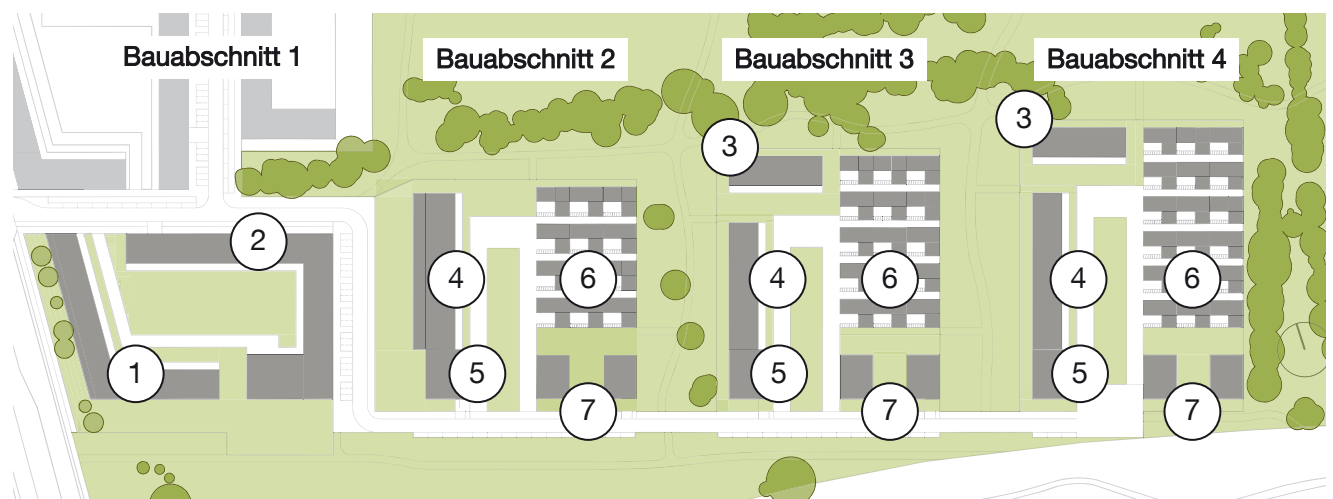


Abbildung 2-1: Ausschnitt aus dem Bebauungsplan der ökologischen Mustersiedlung mit Angabe des Gebäudetyps, ohne Maßstab, in Anlehnung an [1]

Aufgrund der Aktualität und der typischen Rahmenbedingungen dient die geplante Bebauung der ökologischen Mustersiedlung im vorliegenden Projekt als Beispielquartier. Anhand des realen Quartierbeispiels werden in der

nachfolgenden Untersuchung sämtliche Systemcharakteristika ermittelt, die die Energienachfrage, das Energieangebot, die klimatischen Verhältnisse sowie die geometrischen Randbedingungen bestimmt.

Die nachfolgende Tabelle enthält die Anzahl der Geschosse und die jeweilige Wohnfläche in den Gebäuden der vier Bauabschnitte:

Tabelle 2-1: Übersicht zu Bauabschnitten, Geschossanzahl, Gebäudetypen und Wohnflächen

Bauabschnitt	Gebäudetyp	Anzahl	Anzahl Geschosse	Wohnfläche je Gebäude (insgesamt) [m²]
1	1	1	5	5800
	2	1	5	10600
2	4	1	5	3800
	5	1	7	2500
	6	15	2	220 (3300)
	7	2	4	970 (1940)
3	3	1	3	1370
	4	1	5	3800
	5	1	7	2500
	6	15	2	220 (3300)
	7	2	4	970 (1940)
4	3	1	3	1370
	4	1	5	3800
	5	1	7	2500
	6	15	2	220 (3300)
	7	2	4	970 (1940)

Voruntersuchung zum Areal

Der Auftakt für die Untersuchung des Areals fand im interdisziplinären Studien-Projekt im Masterstudiengang „Energieeffizientes und nachhaltiges Bauen“ der TU München statt. Darin gingen Studierende mit Bachelorausbildung in Architektur, Umwelttechnik, Versorgungstechnik, Bauingenieurwesen oder vergleichbaren Fragestellungen zum lebenszyklusweiten Vergleich der Baustoffwahl (Holz-, Holzhybrid- oder Massivbauweise) sowie zu Energieeffizienzpotenzialen einer quartiersweiten Vernetzung der Gebäude nach. Die erste Untersuchung des gemeinschaftlich entwickelten Versorgungskonzepts zeigte, dass das Zusammenwirken der unterschiedlichen städtebaulichen Formen in der Energiegewinnung und im Austausch von Energie hohe Effizienzpotenziale bietet, gleichzeitig aber noch zahlreiche Fragen zur einfachen Integration in die Planungsabläufe zu klären sind.

2.2 Charakteristiken von Niedrigtemperaturnetzen

Im Vergleich zu konventionellen Nahwärmenetzen existiert bei Wärmenetzen auf niedrigem Temperaturniveau bisher keine Bezeichnung, Ausführung oder Betriebsweise, die sich als „Standard“ durchgesetzt hat. Daher folgt hier ein Überblick über die gängigen Bezeichnungen, Begrifflichkeiten und physikalischen Grundlagen sowie die Möglichkeiten der Systemgestaltung und Betriebsweisen von Wärmenetzen auf niedrigem Temperaturniveau.

Anergie, Exergie

Aus thermodynamischer Sicht setzt sich die Energie eines Systems aus Anergie und Exergie zusammen. Bezugstemperatur ist dabei die Umgebungstemperatur des Systems. Exergie ist die maximal verrichtbare Arbeit durch das System, deren Verrichtung es ins thermische Gleichgewicht mit seiner Umgebung bringt. Ist das Gleichgewicht mit der Umgebung erreicht, besitzt das System keine Exergie mehr. Die Anergie des Systems ist der Anteil der Energie, der in Bezug auf die Umgebung keine Arbeit verrichten kann [2]. Es gilt nach [2]:

$$\text{Energie} = \text{Exergie} + \text{Anergie}$$

Exergie wird daher, im Gegensatz zu Anergie, als höherwertiger Teil der Energie betrachtet.

Basierend auf der Erschließung und Nutzung von Wärmequellen mit niedrigem Temperaturniveau (niedrigem Exergieanteil) werden Systeme dieser Art häufig als „Anergienetze“ bezeichnet, unabhängig davon, ob es sich dabei um offene Grundwassernetze [3], geschlossene, regenerative Netze [4] oder Abwärmenetze [5] handelt. Weitere gängige Bezeichnungen sind „Low-Exergy-Netz“ [6], „kalte Nahwärme“ [7] oder „Niedertemperaturnetz“ [8]. Ein Vergleich der Begriffe auf Basis der in den verschiedenen Systemen genutzten Vorlauftemperaturen zeigt keine einheitliche Verwendung der Bezeichnungen. Sulzer nutzt den Begriff „Anergienetz“ für Netze mit Vorlauftemperaturen zwischen 8 °C und 18 °C [9], verwendet „kalte Nahwärme“ jedoch synonym [7]. Auch Caratsch nutzt den Begriff „kalte Nahwärme“, jedoch für Wärmenetze mit Vorlauftemperaturen unter 60 °C [10], während Schmidt die Bezeichnung „kalte Fernwärme“ bei Vorlauftemperaturen zwischen 15 °C und 20 °C nutzt [11]. Eine leichtere Abgrenzung erlaubt die Bezeichnung Niedertemperaturnetz, bei dem hauptsächlich von Vorlauftemperaturen über 55 °C ausgegangen wird [8]. Zur Vermeidung von falschen Zuordnungen oder Assoziationen wird in dieser Arbeit die Bezeichnung „Niedrigtemperaturnetz“ genutzt. Das damit beschriebene System besteht aus

- einem geschlossenen Fluidkreislauf,
- mit Temperaturen im wärmsten Strang unter 45 °C
- die dezentral mit Hilfe von Wärmepumpen auf Nutzniveau angehoben werden. Das dadurch abgekühlte Fluid wird in den kalten Strang eingespeist.

Exergetische Verluste

Fernwärmenetze werden traditionell mit einer Vorlauftemperatur von über 70 °C betrieben [9]. Aufgrund der daraus resultierenden Temperaturdifferenz zur Umgebung treten beim Transport des Wärmeträgers hohe Verluste auf. Weitere exergetische Verluste entstehen auf Heizwerkseite durch die Temperaturdifferenz von Verbrennungsprozess und Wärmeträger, sowie auf Nutzerseite durch die Notwendigkeit, die hohe Wärmeträgertemperatur auf maximal 60 °C Trinkwarmwassertemperatur durch Beimischung abzusenken. Der ursprünglich eingesetzte Exergieanteil des Primärenergieträgers wird so über den gesamten Produktions- und Distributionsprozess, abgesehen von einer etwaigen Stromproduktion durch KWK-Nutzung, größtenteils zu Anergie, die nicht genutzt wird.

Der Ansatz von Niedrigtemperaturnetzen ist daher, nicht das ankommende, sehr hohe Temperaturniveau auf Nutztemperaturniveau abzusenken, sondern die niedrige, nahe an der Umgebungstemperatur liegende Vorlauftemperatur durch Wärmepumpen unter Exergieeinsatz auf Nutztemperatur anzuheben.

Bisherige Forschungsarbeiten zu diesem Themenfeld gehen dabei von einer Verringerung des insgesamt notwendigen Exergieeinsatzes um bis zu 60 % aus [9].

Netzarten

Wärmenetze existieren in verschiedenen Varianten. Ein mögliches Unterscheidungskriterium ist die Anzahl der Wärmeleiter. So wird zwischen 1-, 2-, 3- und 4-Leiter Systemen unterschieden [7]:

- *1-Leiter System:* Der Wärmeträger wird über eine einzelne Vorlaufleitung transportiert. Nach dem Wärmeentzug wird der Wärmeträger in die Umgebung abgeleitet (z. B. Versickerung) [7]. Dieser Ansatz wird klassischerweise bei Grundwassernetzen verwendet.
- *2-Leiter System:* Die am weitesten verbreitete Variante führt den Wärmeträger über eine Vorlaufleitung zum Wärmenutzer und über eine Rücklaufleitung nach Wärmeabgabe wieder zum Wärmelieferanten. Dies entspricht dem klassischen unidirektionalen, gerichteten Netz (siehe Abbildung 2-2 oben links).
- *3-Leiter System:* Bei diesem System dienen zwei der Leiter als Vor- und Rücklauf. Der dritte Leiter wird auf einem höheren/niedrigeren Temperaturniveau betrieben und kann so über Wärmeübertrager direkt zur Kühlung/Heizung genutzt werden [7]. Eine andere Betriebsart nutzt den 3. Leiter als umschaltbaren Vorlauf oder Rücklauf, beispielsweise zur direkten Einspeisung solarer Wärme im Sommer und als parallelen zweiten Vorlauf im Winter [12].
- *4-Leiter System:* Über vier Leitungen wird der Wärmeträger auf verschiedenen Temperaturniveaus geführt und kann so entweder direkt über Wärmetauscher oder über Wärmepumpen zur Kühlung, Heizung oder Trinkwarmwasseraufbereitung genutzt werden [7].

Ein weiteres Unterscheidungskriterium ist die Betrachtung des Energie- und Medienflusses im jeweiligen Netz und dabei die Unterteilung in *uni-* und *bidirektionale* (bezogen auf den Energiefluss), sowie in *gerichtete* und *ungerichtete* (bezogen auf den Medienfluss) Systeme [7]:

Unidirektionale, gerichtete Netze sind die am häufigsten anzutreffende Netzform. Eine Wärmequelle stellt zentral Wärme zur Verfügung und definiert über eine zentrale Pumpstation einen Druckunterschied zwischen Vor- und Rücklauf und damit indirekt einen Massenstrom. Der Energiefluss und der Medienfluss erfolgen immer in derselben Richtung (siehe Abbildung 2-2 oben links).

Unidirektionale, ungerichtete Netze sind ebenfalls weitverbreitet und unterscheiden sich von den gerichteten Netzen dadurch, dass eine Wärmeeinspeisung durch mehr als eine Quelle erfolgen kann. Hierdurch ist der Medienfluss im Vorlauf wie auch im Rücklauf ungerichtet und von der jeweiligen Angebots-/Nachfragesituation abhängig. Auch hier sorgen zentrale Pumpstationen für einen definierten Druckunterschied zwischen Vorlauf und Rücklauf (siehe Abbildung 2-2 unten links).

In *bidirektionalen, gerichteten* Netzen ist das Netz gleichzeitig Wärmequelle als auch Wärmesenke. Durch den gerichteten Medienfluss entsteht im Rücklauf eine Mischtemperatur, die je nach aktueller Bedarfssituation von der zentralen Wärmequelle/-senke wieder auf ein definiertes Niveau angehoben/abgesenkt wird (siehe Abbildung 2-2 oben rechts).

Bidirektionale, ungerichtete Netze ermöglichen dem Bezieher jeweils einen bedarfsorientierten Wärme- oder Kältebezug bei gleichzeitigem Einspeisen der anfallenden Kälte/Abwärme in den jeweils anderen Leiter. Besonderheit ist hierbei, dass so Mischungsverluste vermieden werden und die Wechselwirkung der dezentral installierten Förderpumpen den resultierenden Medienfluss im Netz bestimmen (siehe Abbildung 2-2 unten rechts). Damit stellt sich zu jedem Zeitpunkt, abhängig vom Förderverhalten jeder einzelnen dezentralen Pumpe und den daraus resultierenden Druckunterschieden, ein neues hydraulisches Gleichgewicht ein. Die kumulierte Druckdifferenz zwischen kaltem und warmem Strang wird dabei durch den sich selbst einstellenden Ausgleichsmassenstrom ausgeglichen.

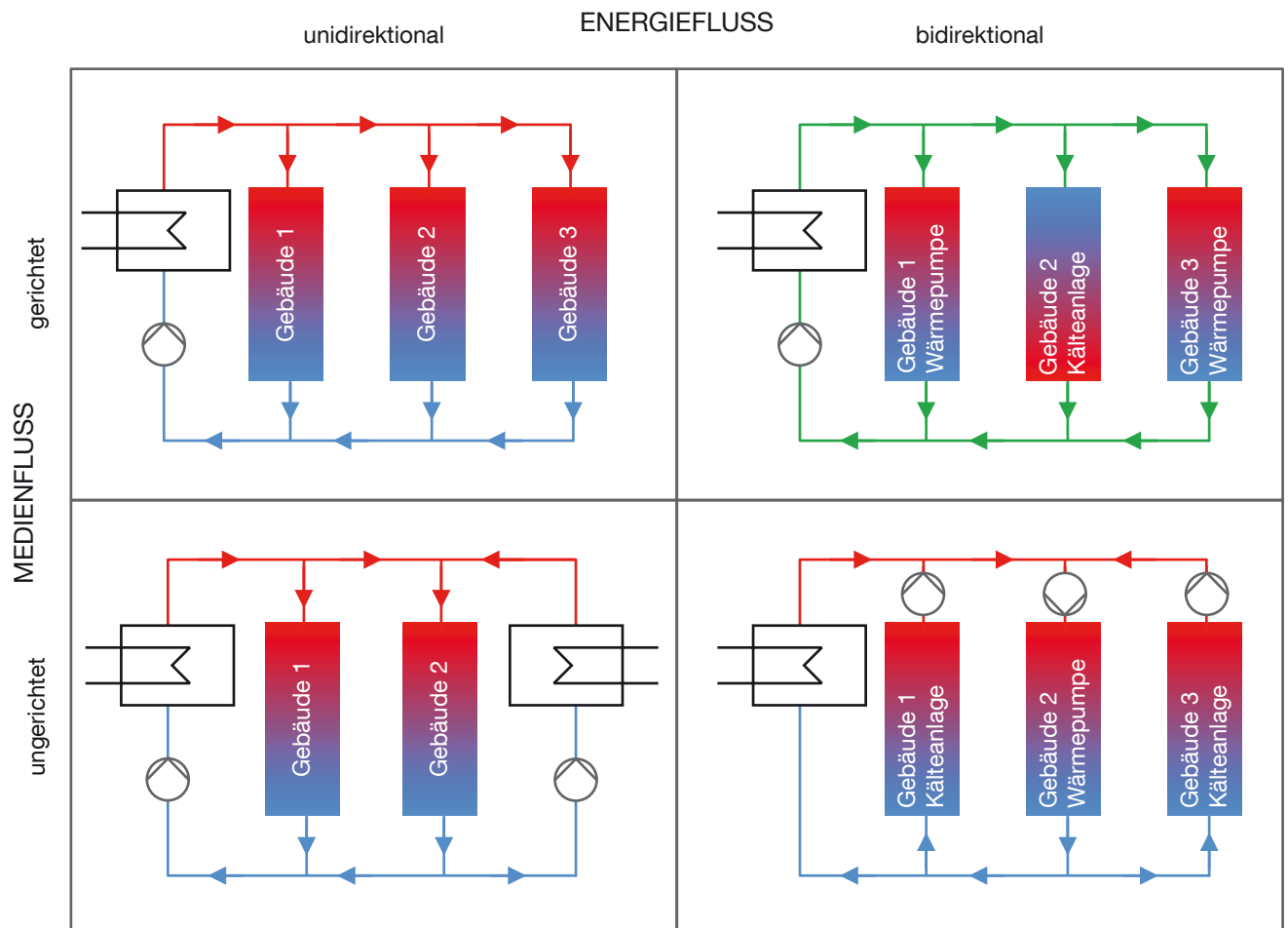


Abbildung 2-2: Netztypologien (in Anlehnung an [7])

2.3 Praxisbeispiele

Nachfolgend werden exemplarisch einige Systemvarianten bereits umgesetzter oder sich in der Umsetzung befindender Netze vorgestellt. Auffällig war bei der Recherche die hohe Anzahl von umgesetzten Systemen in der Schweiz. Ein möglicher Grund dafür ist das hohe Interesse des Schweizer Bundesamtes für Energie an der Weiterentwicklung der Wärmeversorgung auf Niedrigtemperaturniveau [10]. Wie aus den hier betrachteten Beispielen ersichtlich ist, werden häufig nicht versiegender (Ab-)Wärmequellen durch Niedrigtemperaturnetze erschlossen und nutzbar gemacht. Eine der zentralen Herausforderungen, das saisonale Verschieben der Wärme, muss dabei nicht gelöst werden. Dies gilt jedoch nicht für die „Anergienetze“ des Suurstoffi-Areals (Rotkreuz, CH) oder des Richti-Areals (Wallisellen, CH), die der Herausforderung der saisonalen Wärmespeicherung durch den Einsatz von Erdsondenfeldern begegnen und als Vorbild für den hier gewählten Systemaufbau (siehe 3.5) dienen.

„Anergienetz“ Visp-West, Visp, CH

In Visp-West nutzt ein „Anergienetz“ die in industriellen Prozessen anfallende Abwärme der Lonza AG, die an einen aus der Rhone gespeisten Kühlwasserkanal abgegeben wird. Hierzu wird aus dem Kanal das erwärmte Kühlwasser ($10\text{ °C} - 18\text{ °C}$) in ein zentrales Pumpenhaus geleitet. Über einen Plattenwärmetauscher wird die Wärme in den sekundären Kreislauf, in das gerichtete, bidirektionale Netz übertragen. Dieses bildet das Verteilnetz und dient als Vorlauf für dezentral in den angeschlossenen Gebäuden stationierte Wärmepumpen. Durch eine mittlere Vorlauftemperatur des Netzes von ca. 16 °C ist in den Sommermonaten auch ein direktes Kühlen der angeschlossenen Gebäude möglich. Das System besitzt keinen saisonalen Speicher, da die Abwärme der Lonza AG das ganze Jahr über zur Verfügung steht [9], [10], [5].

ETH Zürich Hönggerberg, Zürich, CH

Das bidirektionale, ungerichtete Wärmenetz der ETH Zürich am Standort Hönggerberg verfügt über drei Leiter: ein warmer und ein kalter Strang sowie ein Strang zur freien Kühlung. Wärmequelle und Wärmespeicher des Netzes sind drei Erdsondenfelder mit jeweils 100 - 200 Sonden und einer Tiefe von bis zu 200 m. Im Wärmenetz integriert sind Wärme- und Kältezentralen. Diese regeln den Massenstrom und heben die Wärme aus den Erdsondenfeldern auf das Bereitstellungsniveau an. Das Wärmenetz befindet sich momentan noch im Ausbaustadium und soll bis zum Jahre 2025 100 % des Wärmebedarfs und 80 % des Kältebedarfs bereitstellen [13], [14], [15].

„Anergienetz“, Suurstoffi-Areal, Rotkreuz, CH

Seit Sommer 2010 entsteht auf dem Gelände einer ehemaligen Sauerstofffabrik ein neues Mischquartier mit einem „Anergienetz“ zur Wärme- und Kälteversorgung. Der erste von drei Bauabschnitten des zweisträngigen, bidirektionalen, ungerichteten Netzes ist seit Juni 2012 fertiggestellt und in Betrieb. Knapp 400 Erdwärmesonden dienen als Wärmespeicher und Wärmequelle für dezentral installierte Wärmepumpen sowie als Wärmesenke der direkten Kühlung. Im Sommer wird hierdurch das Erdreich regeneriert [4]. Im Laufe des Projektes zeigte sich, dass die thermische Energiebilanz des Netzes nicht ausgeglichen war und aus dem Netz mehr Wärme entnommen als eingespeist wurde. Der Einsatz einer Pelletheizung und einer Zusatzheizung für die Warmwassererzeugung im Zeitraum Dezember 2013 bis April 2015 verhinderte ein weiteres Auskühlen des Netzes. Seit 2014 sind PVT-Kollektoren installiert, die zusätzliche Wärme in das Niedrigtemperaturnetz eintragen [4].

Solarsiedlung am Ohrberg, Emmerthal, D

Der Primärkreis des Wärmenetzes der Solarsiedlung am Ohrberg nutzt als Wärmequelle Flusswasser der Weser zwischen 5 °C und 20 °C. Eine zentrale Pumpstation mit Wärmepumpe hebt die Temperatur auf das Temperaturniveau des gerichteten, unidirektionalen Sekundärkreises von durchschnittlich 12 °C an. Dieser Kreis dient als Vorlauf für die dezentral in den Gebäuden installierten Wärmepumpen. Eine Abwärmenutzung und damit die Verknüpfung der Bezüger untereinander findet nicht statt [16].

Neckarpark Stuttgart, D

Auf der Fläche des ehemaligen Güterbahnhofs Bad Cannstatt entsteht das neue Stadtquartier Neckarpark mit energieeffizienter Bebauung (KfW 55) unterschiedlichster Nutzung, welche durch das städtische Abwasser mit Wärme und Kälte versorgt wird. Als Wärmequelle wird dabei ein angrenzender Hauptabwasserkanal genutzt. Dem Abwasser, welches auch nach Kälteperioden eine Minimaltemperatur von 12 °C aufweist, wird die Wärme über einen nachgerüsteten, kanalintegrierten Rinnenwärmetauscher entzogen. Durch Wärmepumpen wird die Temperatur auf ein für den Heizbetrieb nutzbares Niveau angehoben. Aufgrund der Ausführung der Gebäude im Niedrigenergiestandard beträgt die Vorlauftemperatur des Wärmenetzes lediglich 30 °C. Die Warmwasserbereitung erfolgt unabhängig von diesem System über eine Heizzentrale mit Blockheizkraftwerk. Daher besteht das Wärmenetz aus 4 Leitern: Vor-/Rücklauf der Niedertemperatur-Raumwärme und Vor-/Rücklauf des Heißwassers zur Warmwasserbereitstellung. Die Abwasserwärmenutzung wird voraussichtlich 2018 in Betrieb genommen [17], [18].

„Anergienetz“ Sedrun, Tujetsch, CH

Der schweizerische Ort Tujetsch versorgt zukünftig die gemeindeeigenen Liegenschaften wie Hallenbad, Altersheim, Schulhaus und Mehrzweckhalle sowie auch Privatliegenschaften mit „CO₂-freier Berg- und Tunnelwärme“. Die Umsetzung ist in mehreren Etappen geplant. In der bereits abgeschlossenen Phase 1 wurden unterhalb des Gemeindehauses 75 Erdsonden mit einer Tiefe von 250 m installiert. In weiteren Ausbausritten soll eine Luftwärmepumpe die Regenerationswärme für die Erdsonden liefern. Zudem ist geplant die Wärme des nahe gelegenen AlpTransit-Tunnel in das Wärmenetz einzuspeisen. Die für letztere Maßnahme nötigen Probebohrungen wurden im April 2017 durchgeführt und

entscheiden über den weiteren Ausbau des Netzes. Die Vorlauftemperatur des Netzes wird bei 10 – 12 °C liegen und wird über Wärmepumpen in den einzelnen Haushalten zum Heizen genutzt [19], [20].

Rheinfels-Quartier, Chur, CH

Das Churer Gebiet Rheinfels benötigt durch die dichte und durchmischte Bebauung sowohl Heizwärme und Warmwasser als auch Kälte. Für die Implementierung eines „Anergienetzes“ wurde ein ehemaliges Trinkwasserpumpwerk reaktiviert, um die Wärme des Grundwassers über gebäudeintegrierte Wärmepumpen nutzbar zu machen. Eine bereits vorhandene Pelletheizung sowie ein BHKW wurden ebenfalls in das Energiekonzept integriert. Das seit Dezember 2013 bestehende „Anergienetz“ mit einer Länge von 480 Metern versorgt ca. 200 Haushalte mit einer Jahresenergiemenge von 4,9 GWh und einer Anschlussleistung von 2,5 MW. Die Vorlauftemperatur des Netzes liegt bei 6 – 16 °C und die Rücklauftemperatur bei 2 – 25 °C [21], [22], [23].

Richti-Areal, Wallisellen, CH

Auf dem ehemals brachliegenden Richti-Areal im Stadtzentrum Wallisellens wurde ein Mischquartier errichtet, das die Anforderungen aus der Vision der 2000-Watt-Gesellschaft erfüllt. Zur Wärme- und Kälteversorgung kommt ein „Anergienetz“ mit einem Temperaturniveau von 8 – 22 °C und 2-Leiter-System zum Einsatz. Primäre Energiequelle in der Heizperiode ist ein Erdsondenfeld mit 220 Sonden (225m Tiefe), welches Wärmepumpen in dezentralen Unterstationen in den einzelnen Gebäuden versorgt. Um die Kühlkapazität im Sommer zu maximieren, wird zum Ende der Heizperiode ein Temperaturniveau von 8 °C im Vorlauf und 4 °C im Rücklauf angestrebt. Die enge Anordnung der Sonden schränkt die natürliche Regeneration ein, weshalb externe Abwärmequellen nötig sind. Hierfür wird die anfallende Abwärme aus einem Rechenzentrum, der Raumkühlung und der Kältemaschinen eingesetzt. Am Ende einer Sommerperiode liegt die höchste Temperatur des „Anergienetzes“ bei ca. 25 °C. Eine Besonderheit sind die dezentralen Unterstationen mit jeweils eigenen Pumpen, wodurch der Hilfsenergiebedarf an Pumpenströmen reduziert wird. Die Brauchwarmwasserversorgung wird durch zweistufige Wärmepumpen oder unabhängig vom „Anergienetz“ mittels Gasheizungen sichergestellt [24].

Plusenergiesiedlung Vordere Viehweide, Wüstenrot, D

In der 6.600-Einwohner Gemeinde Wüstenrot, welche das Ziel verfolgt bis 2020 den Energieplusstandard zu erreichen, wird eine Plusenergie-Neubausiedlung über ein „Kaltwärmenetz“ mit Wärme und Kälte versorgt. Als Energiequelle dient dabei ein sog. Agrothermie-Kollektorfeld. Dabei handelt es sich um Erdreichkollektoren (parallele Rohrleitungen in 2 m Tiefe) unter landwirtschaftlich genutzten Flächen. Die zur Verfügung stehenden Temperaturen im unbeeinflussten Erdreich liegen im Mittel bei ca. 10-12 °C. Wärmepumpen in den 25 angeschlossenen Einfamilienhäusern, mit einer durchschnittlichen Jahresarbeitszahl (JAZ) von 4, sorgen für die Anhebung auf Heiztemperaturniveau. Das „Kaltwärmenetz“ wird zudem im Sommer zur Kühlung der Gebäude eingesetzt. Zukünftig soll auch die Abwärme eines Supermarktes in das Netz eingespeist werden, was die Arbeitszahlen der Wärmepumpen und den Wirkungsgrad der Kältemaschinen erhöhen wird [25].

2.4 Rechtliche Rahmenbedingungen

Die Umsetzbarkeit neuer technischer Ideen scheitert häufig nicht an der Technik, sondern an den existierenden rechtlichen Rahmenbedingungen, die den bestehenden technischen Systemen angepasst sind. So stellt auch die Errichtung von Niedrigtemperaturnetzen den Umsetzungswilligen vor rechtliche Herausforderungen, die mit den bisherigen Gesetzen und Verordnungen nicht ausreichend bedacht werden. Nachfolgend daher ein Überblick der bestehenden Verordnungen und Gesetze, die den Umgang mit Fernwärme und damit, wie im nächsten Abschnitt näher betrachtet, auch den Umgang mit Niedrigtemperaturnetzen in Kombination mit gleichzeitig gewonnener elektrischer Energie regeln. Sie dienen als Grundlage der Handlungsempfehlungen (siehe 6.1) zur Vereinfachung der praktischen Umsetzung von Niedrigtemperaturnetzen.

Begriffsdefinition Fernwärme

Der Gesetzgeber hat 1980 mit dem Erlass der *Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme* (AVBFernwärmeV) [26] den rechtlichen Rahmen für Wärmelieferverträge zwischen Fernwärmeversorgungsunternehmen und Wärmebezugern gesteckt. Witzel [27] benennt hier unter Bezug auf die AVBFernwärmeV drei zentrale Punkte, die sich auf Niedrigtemperaturnetze übertragen lassen:

- Wärmeversorgung eines Dritten
- Regelmäßige Zahlungen eines Entgelts für die Lieferung von Wärme aufgrund einer Preisregelung
- Eine Abgrenzung zwischen Kundenanlage und Anlage des Fernwärmeversorgungsunternehmens ist möglich

Der Bundesgerichtshof konkretisiert in seinem Urteil vom 25.10.1989 (BGH in NJW 1990, S. 1181, 1183) den Begriff der Fernwärme wie folgt [28]:

Es handelt sich um Fernwärme, wenn „auf einer nicht im Eigentum des Gebäudeeigentümers stehenden Heizungsanlage von einem Dritten nach unternehmenswirtschaftlichen Gesichtspunkten eigenständig Wärme produziert und an andere geliefert wird, [...]“. Es wird dabei ausdrücklich betont, dass hierbei die Entfernung der Anlage zu dem versorgten Gebäude sowie das Vorhandensein oder nicht Vorhandensein eines großen Leitungsnetzes keine Rolle spielt [28].

Die Definition im Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (EEWärmeG) geht noch einen Schritt weiter und schließt in § 2 Abs. 2 auch den Begriff der Fernkälte mit ein [29]: „Fernwärme oder Fernkälte [ist] die Wärme oder Kälte, die in Form von Dampf, heißem Wasser oder kalten Flüssigkeiten durch ein Wärme- oder Kältenetz verteilt wird“. Daher kann davon ausgegangen werden, dass auch Niedrigtemperaturnetze zu den Fernwärmenetzen zu zählen sind.

Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme

Die AVBFernwärmeV [26] (s. o.) regelt den rechtlichen Rahmen für Wärmelieferverträge zwischen Fernwärmeversorgungsunternehmen und Wärmebezugern. Sie unterscheidet dabei ausdrücklich zwischen Industriekunden und anderen Kunden, da mit Industriekunden frei formulierte Verträge geschlossen werden können. Auch in Verträgen mit Nicht-Industriekunden ist es möglich, von den in der AVBFernwärmeV formulierten Bedingungen abzuweichen, jedoch ist hier eine ausdrückliche Zustimmung zu den abweichenden Bedingungen durch den Nicht-Industriekunden erforderlich (vgl. § 1 Abs. 3 AVBFernwärmeV).

Vertragsanpassungen, wie sie dem Kunden laut § 3 AVBFernwärmeV zustehen, wenn dieser seinen Bedarf selbst durch erneuerbare Energieträger decken möchte, stellen das Betriebskonzept eines quartiersvernetzenden Niedrigtemperaturnetzes jedoch grundsätzlich in Frage, da hierdurch Insellösungen von einzelnen Kunden der gemeinschaftlichen Quartierslösung vorgezogen werden.

Ebenfalls relevant für eine spätere Umsetzbarkeit eines Niedrigtemperaturnetzes auf Quartiersebene ist § 8 Abs. 1 AVBFernwärmeV, der Wärmebezügern, die gleichzeitig Grundstückseigentümer sind, dazu verpflichtet, dem Versorgungsunternehmen eine unentgeltliche Freigabe für Versorgungsbaumaßnahmen zu erteilen.

§ 17 AVBFernwärmeV ermöglicht dem Versorgungsunternehmen technische Anschlussbedingungen an den Kunden zu stellen, der dadurch dazu verpflichtet wird, diese ggf. durch Investitionen zu erfüllen. Einzige Einschränkung hierfür ist, dass die Anforderungen nicht den „anerkannten Regeln der Technik“ widersprechen dürfen. Da Niedrigtemperaturnetze und Hausanschlüsse dieser im Besonderen bisher in vorhandenen Richtlinien (DIN Normen, VDI Richtlinien, etc..) nicht berücksichtigt sind, liegt zum jetzigen Zeitpunkt die Auslegungshoheit zu den „anerkannten Regeln der Technik“ beim Versorgungsunternehmen [26]. Die ursprüngliche Intention des Verbraucherschutzes durch § 17 AVBFernwärmeV wird dadurch verfehlt.

Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich

Das EEWärmeG erlässt eine Nutzungspflicht erneuerbarer Energien zu einem je nach Wärmequelle unterschiedlichen Prozentsatz für Neubauten mit Nutzflächen > 50 m². § 7 EEWärmeG sieht diese Nutzungspflicht erneuerbarer Energien als erfüllt an, wenn die in das Fernwärmenetz eingespeiste Wärme

- „zu einem wesentlichen Anteil“ (vgl. Anlage VIII Satz 1a, EEWärmeG) aus erneuerbaren Energien (vgl. § 2 Abs. 1: Geothermie, Umweltwärme, Solarthermie, Biomasse, Kältenutzung),
- zu mind. 50 % aus Abwärme,
- zu mind. 50 % aus KWK oder
- zu mind. 50 % aus einer Kombination von Abwärme, KWK oder erneuerbarer Energien

stammt [29]. Der „wesentliche Anteil“ wird hierbei im EEWärmeG nicht näher definiert.

Energieeinsparverordnung

Ziel der Energieeinsparverordnung (EnEV) ist es, den Primärenergiebedarf von Gebäuden zu reduzieren, um so einen nahezu klimaneutralen Gebäudebestand bis 2050 zu erreichen [30]. Um die in der EnEV gestellten Anforderung auch für von einem Wärmenetz versorgte Gebäude zu erfüllen, ist es nötig, den Primärenergiebedarf des Wärmenetzes miteinzubeziehen. Dieser wird nach einem vom Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. entwickelten Verfahren (AGFW-Arbeitsblatt FW-309) oder nach DIN 4701 Teil 10 ermittelt und zertifiziert [31]. Speisen mehrere Wärmequellen in das Wärmenetz ein, so ist der zu ermittelnde Primärenergiefaktor ein Mischwert [32]. Eine Herausforderung für dieses Berechnungssystem stellt jedoch ein Netz dar, das keine statische, sondern eine je nach Betriebszustand dynamische Aufteilung auf Quellen und Senken besitzt.

Verordnung über die verbrauchsabhängige Abrechnung der Heiz- und Warmwasserkosten

Die Verordnung über Heizkostenabrechnung (HeizkostenV) regelt die Kostenaufteilung auf die Wärmenutzer, die durch den Betrieb zentraler Heizungs- und Warmwassererzeugungsanlagen entstehen [33]. Die aktuelle HeizkostenV erlaubt dabei nicht, Nutzern solar erzeugte Wärme in Rechnung zu stellen [34]. Dies baut auf der Annahme auf, „dass für die Bereitstellung der Wärme keine Kosten für die Primärenergie – in diesem Fall die Sonne – anfallen; also dafür auch keine Kosten abgerechnet werden dürfen“ [34]. Wie eine Abrechnung bei thermischer Solarunterstützung zu erfolgen hat, bestimmen die allgemein anerkannten Regeln der Technik (z. B. VDI 2077 Blatt 3.3).

VDI 2077 - Verbrauchskostenabrechnung für die technische Gebäudeausrüstung

Die VDI-Richtlinie 2077 in ihrer aktuellen Ausgabe aus dem Jahr 2016 betrachtet allgemein die „Verbrauchskostenabrechnung für die technische Gebäudeausrüstung“ sowie im Besonderen durch Blatt 3.3. die „Kostenaufteilung bei Solaranlagen“ [35]. Der Anwendungsbereich ist dabei beschränkt auf solarthermische Anlagen, die der Unterstützung der Trinkwasser- und Heizwärmeversorgungsanlagen dienen [35]. Ausdrücklich erwähnt und ausgeschlossen von der Anwendung dieser Richtlinie werden dabei jedoch „solare Nahwärmekonzepte und Anlagen mit saisonalen Speichern“ [35].

Gesetz zur Förderung von Mieterstrom

Das am 29. Juni 2017 vom Deutschen Bundestag verabschiedete Gesetz zur Förderung von Mieterstrom [36] sieht eine sehr strikte Einschränkung für Verbrauch und Lieferung von Mieterstrom „auf, an oder in einem Wohngebäude“ vor [37]. Neben dieser räumlichen Beschränkung liegt die Betonung dabei auch auf dem Gebäudetyp Wohngebäude und „dass mindestens 40 Prozent der Fläche des Gebäudes zum Wohnen dient“ [37]. Gleichzeitig soll die Anlagengröße auf 100 kW installierte Leistung beschränkt werden [37]. Weitere einschränkende Auswirkungen hat der Gesetzentwurf auf die aktuell geltende Gewerbesteuer- und Körperschaftsgesetzgebung in Bezug auf die Besteuerung der Verwaltung und Nutzung des eigenen Grundbesitzes, auf die hier nicht näher eingegangen wird [38], [39].

Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung und Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien

Im Sinne des §3 Nr. 18 des Gesetzes über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (EnWG) ist der Betreiber einer Solarstromanlage, wenn er diesen selbst erzeugten Solarstrom in Teilen oder vollständig an Dritte liefert, ein Energieversorgungsunternehmen [40]. Werden auch Letztverbraucher beliefert, so ist er im Sinne des §3 Nr.20 des Gesetzes für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG) auch Elektrizitätsversorgungsunternehmen [41]. Diese Einstufung führt zu u. a. folgenden Pflichten:

- Zahlung der EEG-Umlage (§ 60 Abs. 1 EEG).
- Mitteilungspflicht gegenüber den Netzbetreibern (§ 74 Abs. 1 EEG),
- Mitteilungspflicht gegenüber der Bundesnetzagentur (§ 76 Abs. 1 EEG)
- Versorgungspflicht (§ 2 EnWG)
- Betriebspflicht (§ 11 Absatz 1 EnWG)
- Berichts- und Informationspflichten (§ 13 Abs. 5 bis 7 EnWG)

Überleitung von Elektrizität über öffentlichen Grund

Das Verlegen und der Betrieb eines Wärmenetzes sowie elektrischer Leitungen unter öffentlichem Grund ist Voraussetzung für einen breiten Einsatz der Technologie Niedrigtemperaturnetz. Laut § 46 EnWG liegt die Zuständigkeit zum Abschluss von Wegenutzungs- oder Konzessionsverträgen bzw. Grunddienstbarkeiten für öffentlichen Grund bei der jeweiligen Kommune. Konzessionsverträge bzw. Wegenutzungsverträge zur Versorgung mit elektrischer Energie werden über eine Laufzeit von bis zu 20 Jahre mit Energieversorgungsunternehmen abgeschlossen. Diese haben damit das Recht gegen Zahlung eines entsprechenden Nutzungsentgeltes Versorgungsleitungen zu legen [40]. Diese Wegenutzungsverträge sind laut § 46 Abs. 1 EnWG nicht exklusiv. Theoretisch hat damit jedes Versorgungsunternehmen einen Anspruch auf Wegenutzung, solange es der Kommune die höchst zulässige Konzessionsabgabe bezahlt [42].

2.5 Systemgrenze

Eine Systemgrenze trennt ein System von seiner Umwelt und bestimmt damit, welche Komponenten betrachtet werden und welche Teile außerhalb des Betrachtungsraums liegen und nicht näher untersucht werden. Der Begriff „System“ umfasst hier das Niedrigtemperaturnetz mit seinen Komponenten Gebäude, Kollektor und Speicher. Die Systemgrenze umschließt das System entlang der Kollektoroberfläche, der Gebäudehülle und der Schicht zwischen gestörtem und ungestörtem Erdreich. Außerhalb der Systemgrenze liegt beispielsweise das elektrische Verbundnetz, daher werden Wechselwirkungen zwischen elektrischem Verbundnetz und Niedrigtemperaturnetz rein bilanziell berücksichtigt. Innerhalb der Systemgrenze führen den Anforderungen angepasste Detaillierungsgrade zu einer effizienten Abbildung des Gesamtsystems. Hauptaugenmerk der Betrachtung liegt auf den Wechselwirkungen zwischen saisonalem Speicher, Netz und Gebäude, daraus folgt für Netz und Gebäudetechnik ein hoher Detaillierungsgrad. Die Berücksichtigung der jeweiligen energetischen Gebäudequalität und der gebäudeinternen Mechanismen (z. B. Wärmeverluste der Verrohrung im Gebäude) erfolgt stationär. Die so definierte Systemgrenze beschränkt damit den bedarfsseitigen Rechenaufwand und schafft Rechenkapazitäten für die angebotsseitigen, instationären Vorgänge der Netz- und Gebäudetechnik.

Da die Vielzahl von Möglichkeiten zur Systemgestaltung die Kapazitäten des Projektes bei Weitem übersteigt, beschränkt sich die Untersuchung auf die im Beispielprojekt vorhandenen Gegebenheiten. Verzichtet wird auf

- Varianten der geometrischen Gebäudeanordnung sowie instationäre Gebäudemodelle
- den Einsatz des Niedrigtemperaturnetzes zur Kühlung
- eine detaillierte Modellierung der Pumpen (incl. Energiebedarf Pumpen)
- Druckverluste in den Kollektoren
- eine Variation der Netzgeometrie
- eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des Systems.

2.6 Toolauswahl

Um das Netz, die Speicher und Kollektoren sowie die Gebäude mit der erforderlichen Genauigkeit und Flexibilität abbilden zu können, stehen viele Tools unterschiedlicher Qualität zur Auswahl. Die Anforderungen an die Tools sind vielfältig. So muss es dazu in der Lage sein, Temperaturänderungen im Netz, Wärmeverluste/-gewinne sowie Speicherverluste und -gewinne unter Berücksichtigung der dafür nötigen Massenströme abzubilden, um Aussagen über die Effizienz des Netzes zu ermöglichen. Weitere Anforderungen an die Abbildung des Netzes sind die Möglichkeit zur einfachen und flexiblen Einbindung verschiedenartiger Quellen und Senken, unter Beachtung und Ermöglichung der jeweils erforderlichen Durchströmungsart und -richtung. Um den Einfluss des Erdreichs, der Rohre und Dämmung auf das Netz bestimmen zu können, ist eine weitere Anforderung die Abbildbarkeit von Erdreich, Rohren und Dämmung. Weiter soll der Netzaufbau auch die Variation von eingesetzten Kollektor- und Speichertypen ermöglichen.

In verwandten Projekten kam meist TRNSYS [43] oder eine Variante davon zum Einsatz. De Carli et al [44] wählt TRNSYS, um Wärmelasten und -quellen eines Niedertemperaturnetzes zu berechnen, die anschließend mit einer Erdwärmepumpe in Earth Energy Designer kombiniert werden. Der Vergleich eines konventionellen Nahwärmenetzes mit einem grundwasserspeisten Niedertemperaturnetz durch Bestenlehner [45] basiert ebenfalls auf dem Tool TRNSYS, während Robbi [46] die Betriebsmodi von Nahwärmenetzen auf verschiedenen Temperaturniveaus mit TRNSYS-TUD, einer TRNSYS-Weiterentwicklung der TU Dresden untersucht. Kräuchi et al [47] wählen für ihre Untersuchung von kalten Nahwärmenetzen im Gegensatz dazu einen Simulationsansatz basierend auf IDA ICE.

Kernanforderung zur Abbildung von Niedrigtemperaturnetzen ist die Fähigkeit des Tools mit einer Umkehr der Strömungsrichtung in einzelnen Netzabschnitten oder im gesamten Netz umgehen zu können.

Voruntersuchungen zeigten auf, dass die Modelica-Umgebung Dymola, ergänzt durch die „Buildings“-Bibliothek des Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL) [48], in der Lage ist, den Fall der Strömungsrichtungsumkehr gut abzubilden. Durch eine Kopplung der Tools TRNSYS und Dymola ist es daher möglich, komplexe Fragestellungen die sich aus der Kombination von Gebäuden und Netz ergeben zu beantworten. Diese Kopplung wird durch das Tool Building Controls Virtual Testbed (BCVTB) erreicht [49]. BCVTB ist ein Java-basiertes Tool des LBNL zur Verknüpfung mehrerer Simulationsumgebungen zu einer Co-Simulation. Dadurch wird ein Wertaustausch während des laufenden Simulationsvorgangs zwischen den einzelnen Simulationsumgebungen ermöglicht. Damit sind spezialisierte, problemspezifische Simulationsumgebungen so einsetzbar, dass sie jeweils nur Modelle ihres jeweiligen Fachgebietes lösen müssen, sie im Gesamtverbund jedoch in der Lage sind, eine übergeordnete Fragestellung zu bearbeiten, die anderenfalls außerhalb der Lösungsreichweite der Einzelprogramme läge.

3 Modellierung

Dieses Kapitel geht zunächst auf die Struktur des Simulationsframeworks und die Verknüpfung der verwendeten Werkzeuge ein. Anschließend werden der Aufbau und die Modellierung der einzelnen Teilmodelle innerhalb des Frameworks detailliert beschrieben.

3.1 Framework

Wie in 2.6 beschrieben, ergeben sich durch die komplexen Anforderungen der Problemstellung Simulationaufgaben, die von einem einzelnen Simulationswerkzeug nicht gelöst werden können. Daher wurde ein Framework erstellt, das die zur Lösung benötigten Teilmodelle kombiniert, verknüpft und eine Kommunikation untereinander erlaubt. Die Teilmodelle sind:

- skalierbare Gebäudemodelle
- skalierbare Gebäudetechnikmodelle
- Kommunikationsmodell (Interlink Zone)
- Netz- und Speichermodell.

Abbildung 3-1 zeigt die Aufteilung des Simulationsmodells auf die Teilmodelle in Dymola, TRNSYS und Excel sowie die Verknüpfung der Teilmodelle durch die Interlink Zone (BCVTB).

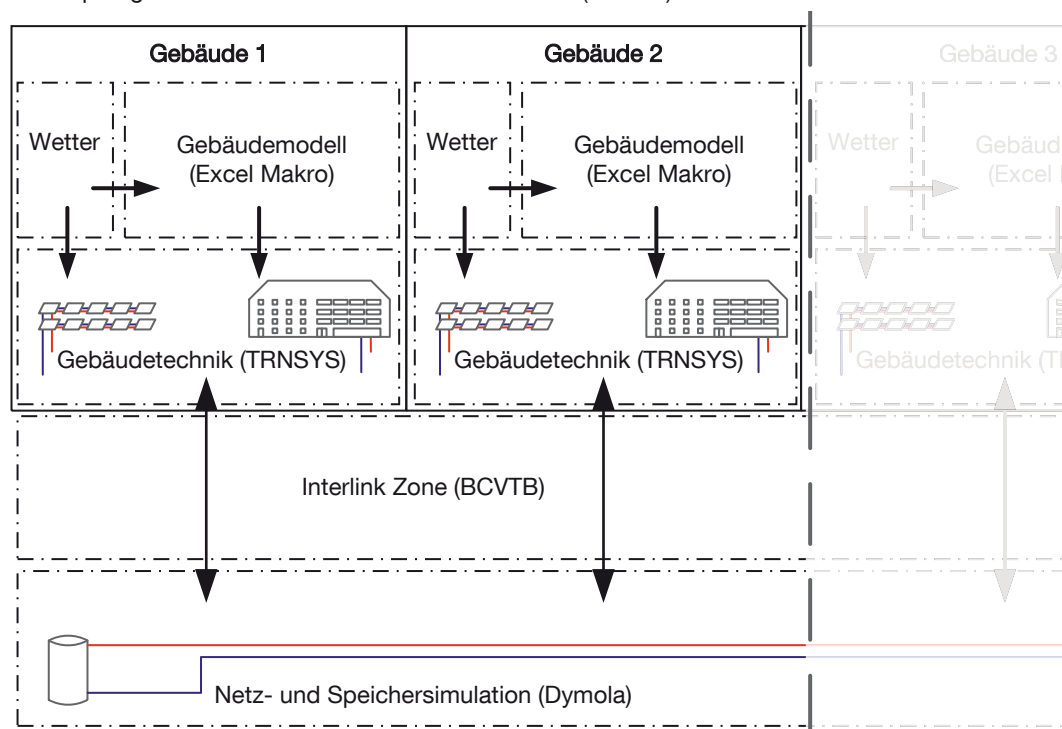


Abbildung 3-1: Aufbau des Frameworks und Zusammenhang der einzelnen Teilmodelle

Jedes Gebäudemodell liefert dem zugehörigen Gebäudetechnikmodell minütliche Trinkwasser- und Heizwärmelasten, die in Kombination mit dem Wetterinput des jeweiligen Gebäudetechnikmodells verarbeitet werden. Jedes Gebäudetechnikmodell kommuniziert über BCVTB mit dem Netz- und Speichermodell und übermittelt bzw. empfängt von der jeweiligen Anschlussstelle im Netz- und Speichermodell die Größen des entsprechenden Zeitschritts. Durch die Framework-Struktur können gleichzeitig die hier betrachteten 13 Gebäude- und Gebäudetechnikmodelle, die Interlink Zone und die Netz- und Speichersimulation als Co-Simulation ausgeführt werden. Da die Gebäudetechnikmodelle jeweils autonom, ohne gebäudeübergreifende Logik, über Wärmebezug aus dem Niedrigtemperaturnetz oder Wärmeabgabe in das Niedrigtemperaturnetz entscheiden (siehe 3.3), entsteht im Netz ein ungerichteter, bidirektionaler Strömungszustand.

3.2 Gebäudemodell

Mit der Abbildung der Gebäude werden in der Modellierung die Parameter der Energiebedarfsseite berücksichtigt. Neben der Qualität des Wärmeschutzes der Gebäudehülle, der Bauweise und den klimatischen Einflüssen sind dies auch die Auswirkungen besonderen Nutzerverhaltens und die Zusammensetzung des Quartiers aus unterschiedlichen städtebaulichen Formen. Aus der Gebäudeform werden ferner die Potenzialflächen für die Energiegewinnung durch die PVT-Module abgeleitet, mit denen sich je nach Kompaktheit des Gebäudes das Verhältnis zwischen der Anzahl der Bewohner und der zur Verfügung stehenden Energiegewinnungsfläche ergibt.

Energienachfrage

Da die Kompaktheit der Gebäude in der Mischung aus Einfamilienhäusern und mehrgeschossigen Riegel- und Punktgebäuden sehr breit variiert, wird die Energienachfrage gebäudebezogen nach DIN 4108 [50] ermittelt und in der gegebenen räumlichen Verteilung angeordnet. Zur Beurteilung der Gesamteffizienz des Systemverhaltens werden sowohl solare als auch interne Gewinne berücksichtigt.

Innerhalb der Energienachfrage ist grundsätzlich die Betrachtung einer Vielzahl von Varianten denkbar. Je nach Ausprägung der Faktoren wie Standort, räumlicher Anordnung und Ausrichtung der Gebäude, der geometrischen und materialspezifischen Gestaltung der Gebäudehülle und dem Nutzerverhalten kann die Nachfrage unterschiedlichste Zusammensetzungen erzeugen. Entsprechend dem Schwerpunkt des Projekts in der Simulation des Netzes ist die Betrachtung umfangreicher Variationen der Nachfrageseite jedoch nicht zielführend, vielmehr soll eine einfache Nachvollziehbarkeit von Änderungen erhalten bleiben. Als Platzhalter für die Kombination verschiedener Einflussfaktoren werden daher drei unterschiedliche Lastniveaus verwendet, die auf der Basis der ökologischen Mustersiedlung berechnet sind und den Anwendungsbereich der Energienachfrage des Netzes berücksichtigen.

Um entsprechend dem Verhältnis zwischen Energienachfrage und Energieangebot den sinnvollen Anwendungsbereich des Niedrigtemperaturnetzes eingrenzen zu können, wurden zunächst in der Analyse des Netzverhaltens die Wärmebedarfsniveaus durch Heizung und Trinkwarmwasser über ein breites Spektrum variiert. Während für die geringste Energienachfrage die Bauweise mit Passivhauskomponenten zugrunde gelegt werden konnte, musste zur Festlegung der hohen Energienachfrage identifiziert werden, welches Lastniveau die Netzgestaltung beispielsweise durch überproportional große Speichervolumina in den Gebäuden grenzwertig erscheinen lässt. Auf Grundlage der Analysen wurde dies mit teilweise verbesserten Komponenten von Gebäuden, die nach der Wärmeschutzverordnung 1982 [51] erstellt wurden, erreicht. Als mittlere Energienachfrage wurde das aktuell gültige Anforderungsniveau der EnEV [30] angesetzt. Die sich ergebenden Bedarfswerte für Heizwärme sind in Tabelle 3-1 zusammengestellt.

Trinkwasserwärmebedarf

Da bei steigender Effizienz der Gebäudehülle und damit verbundenem Rückgang des Heizwärmebedarfs der Trinkwasserwärmebedarf eine zunehmend bedeutende Rolle einnimmt, wird dieser ebenfalls variiert und auf drei unterschiedlichen Nachfrageniveaus berechnet. Dies berücksichtigt, dass dem vergleichsweise geringen Wärmebedarf effizienter Neubauten große Schwankungsbreiten in den Komfortansprüchen der Nutzer und das vergleichsweise hohe erforderliche Temperaturniveau des Warmwassers gegenüber stehen und dadurch erhebliche Einflüsse auf die Energieeffizienz des Gesamtsystems ausgeübt werden können.

Der Bedarf an Trinkwarmwasser wurde in Anlehnung an verschiedene Quellen angesetzt. Zum Vergleich der Mengen werden hier die täglichen Bedarfswerte auf eine Wassertemperatur von 60 °C bezogen. In der späteren Systembetrachtung werden die Wassertemperaturen den Zapfungsvorgängen angepasst, während der Wärmebedarf in der Summe bestehen bleibt. Der mittlere Bedarf mit 30 l/(Person*d) bei T = 60 °C wurde in Anlehnung an VDI 6002 [52] definiert. Diese gibt als Jahresmittel pro Tag und Vollbelegungsperson einen Warmwasserbedarf (T = 60 °C) von 28 l an. Das Minimum im Sommer während der Sommerferien beträgt 21 l, die 6 Wochen Sommer-Schwachlast beträgt (für Standardauslegung) 22 l, das Maximum besteht im Februar 32 l.

Modellierung

Der hohe Trinkwasserbedarf von 35 l/(Person*d) wurde in Anlehnung an DIN 4708-2 [53] ermittelt, aus der sich bei Umrechnung auf $T = 60\text{ °C}$ ein mittlerer Bedarf von 36 l/(Person*d) ergibt.

Als niedriger Bedarf wurden 22,5 l/(Person*d) in Anlehnung an den in der EnEV [54] angegebene Wert von 12,5 kWh/(m²*a) angesetzt. In den nachfolgenden Tabellen sind die Heizwärme- und Trinkwasserwärmebedarfswerte der Nachfragevarianten zusammengestellt:

Tabelle 3-1: Nachfragevarianten des Heizwärmebedarfs

	Heizwärmebedarf [kWh/m²a]
Passivhauskomponenten	14 (MFH) – 25 (EFH)
EnEV	23 (MFH) – 35 (EFH)
Verbesserter Bestand	50 (MFH) – 90 (EFH)

Tabelle 3-2: Nachfragevarianten des Trinkwasserbedarfs (zum Vergleich auf 60 °C bezogen)

	Trinkwasserbedarf [l/(Person*d)]
Niedrig	22,5
Mittel	30
Hoch	35

Ermittlung der Lastprofile

Um das Verhalten und die Interaktion der Systemkomponenten ausreichend detailliert analysieren zu können, sind zeitlich und räumlich aufgelöste Lastdaten als Eingangswerte in die Netzsimulation erforderlich. Auf eine thermisch-dynamische Betrachtung der Gebäude zur direkten Ermittlung der zeitlich hoch aufgelösten Lastprofile wird jedoch verzichtet, da das instationäre Verhalten der Gebäude nicht im Zentrum der Untersuchung steht und eine möglichst gute Nachvollziehbarkeit in der Variation von Lastdaten erhalten bleiben soll.

Zur Gewinnung von Lastprofilen wird der Heizwärmebedarf der Gebäude zunächst in stationärer Berechnung nach dem Monatsbilanzverfahren ermittelt. Der typische Jahresverlauf der Außentemperaturen sowie die Bedeckungsgrade am Standort des Beispielquartiers werden anschließend auf der Grundlage des Testreferenzjahrsdatensatzes 2011 (TRY 2011) des Deutschen Wetterdienstes [55] ermittelt. Zur Bildung der zeitlich hoch aufgelösten Lastprofile werden die Tagesverläufe der Typtage der VDI-Richtlinie 4655 [56] entsprechend den zuvor ermittelten Außentemperaturen und Bedeckungsgraden gereiht und mit den Jahresbedarfswerten für Trinkwasser- und Heizwärme der einzelnen Gebäude skaliert.

3.3 Gebäudetechnikmodell

Die Gebäudetechnikmodelle sind in der Simulationsumgebung TRNSYS erstellt und verarbeiten

- die anliegenden Lastprofile von Heizwasser (HW) und Trinkwarmwasser (TWW),
- die durch Kollektoren gewonnene solare Energie
- und den Bezug bzw. die Lieferung von Wärme in/aus dem Niedrigtemperaturnetz.

Die Energiequelle Sonne liefert über PVT-Kollektoren Wärme und elektrische Energie. Diese werden von den Komponenten Pufferspeicher, Wärmepumpe, Bereitschaftsspeicher und Durchlauferhitzer genutzt. Zusätzlich beziehen dabei die Wärmepumpe wie auch der Durchlauferhitzer elektrische Energie aus dem Verteilnetz. Das Niedrigtemperaturnetz dient aus Sicht eines Gebäudetechnikmodells als „thermisches Überlaufbecken“, das solare Überschüsse aus dem Pufferspeicher aufnehmen und diese bei Bedarf der Wärmepumpe quellseitig zurückgeben kann. Die Wärmepumpe hebt die Wärme auf das Temperaturniveau des Bereitschaftsspeichers an, der den Heizkreis speist. Über den Heizkreis erfolgt sowohl die Heizung als auch die TWW-Vorwärmung in dezentralen Wärmetauschern. Der nachgeschaltete Durchlauferhitzer garantiert die jeweilige Bereitstellungstemperatur.

Abhängig von der jeweils anliegenden Wärmelast, der daraus resultierenden maximalen Wärmelast und der jeweiligen Wohnfläche des Gebäudes wird jedes Gebäudetechnikmodell (Kollektorflächen, Speichergrößen, Anzahl Wärmepumpen, etc.) parametrisch angepasst. Schematisch zeigt Abbildung 3-2 die Energieflüsse innerhalb des jeweiligen Gebäudetechnikmodells und die Wechselwirkungen mit den weiteren Teilmodellen.

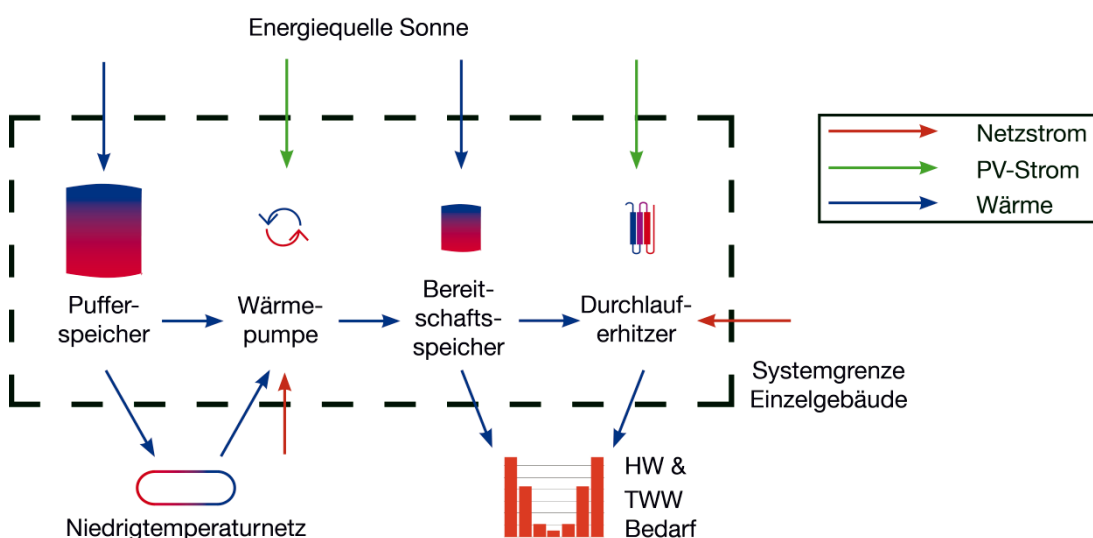


Abbildung 3-2: Schema Gebäudetechnikmodell

Jedes Gebäudetechnikmodell kann in vier Hauptkreisläufe

- Solarkreis
- Heizkreis
- sekundärer WP-Kreis
- und primärer WP-Kreis

unterteilt werden (Abbildung 3-3) und ist darauf ausgerichtet, den Anteil der lokal im Gebäude nutzbaren Energie so hoch wie möglich zu gestalten. Dies beinhaltet die Nutzung der Solarkollektoren in zwei verschiedenen Betriebsmodi: zur Brauchwarmwassererwärmung und zur Anhebung der Vorlauftemperatur der Wärmepumpe. Abhängig von der Jahreszeit hat daher die Einspeisung in den Bereitschaftsspeicher (Sommer) oder den Pufferspeicher (Winter) Priorität.

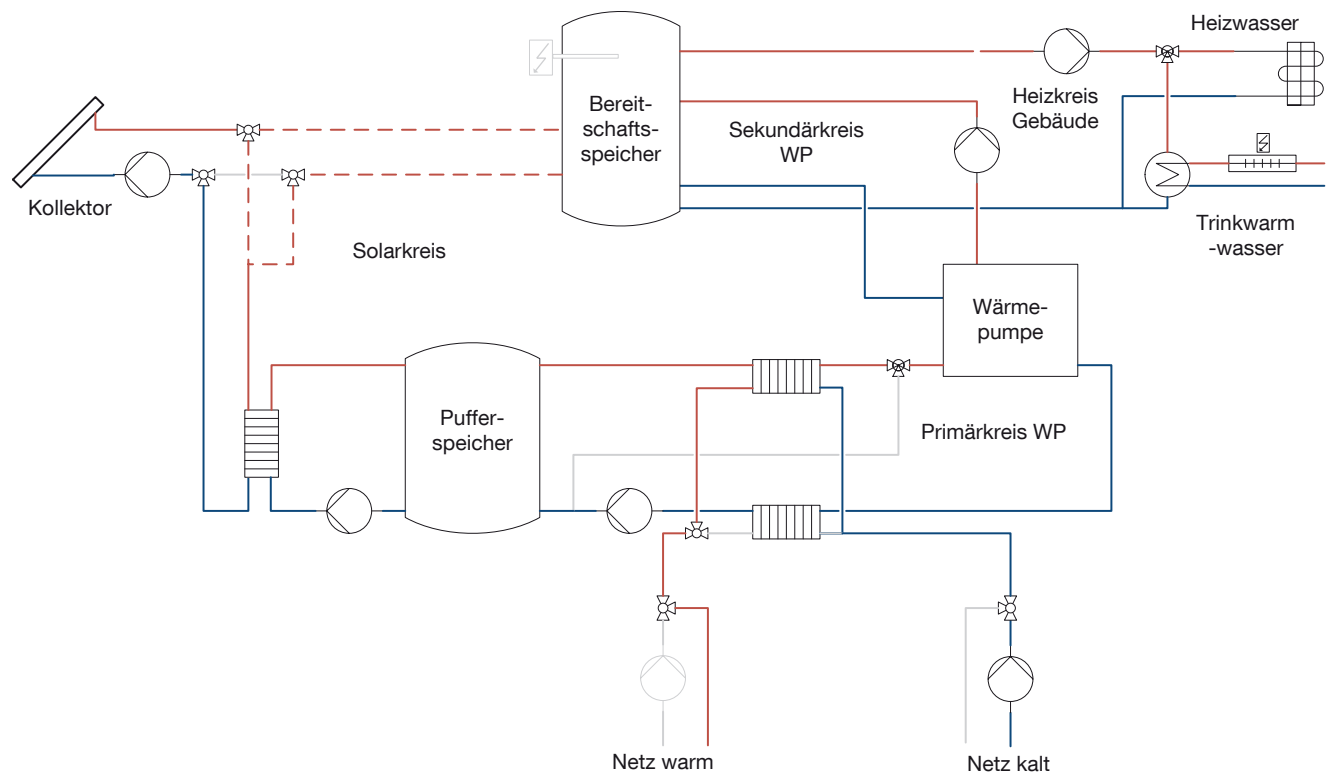


Abbildung 3-3: Technischer Aufbau des Gebäudetechnikmodells

Solarkreis

Der **Solarkreis** verbindet den Kollektor mit Bereitschaftsspeicher und Pufferspeicher und beliefert diese mit Wärme. Die Kollektoraustrittstemperatur wird über den variablen Massenstrom auf eine Set-Temperatur geregelt, die je nach Ziel (Bereitschaftsspeicher oder Pufferspeicher) und Kollektoreintrittstemperatur variiert. Ist der Bereitschaftsspeicher das Ziel des Massenstroms, so beträgt die Set-Temperatur 50 °C. Ist der Pufferspeicher Ziel des Massenstroms, so ist die Set-Temperatur definiert als Kollektoreintrittstemperatur + 10K, maximal jedoch 40 °C. Die implementierten Schaltungen sind:

- „Jahreszeitlicher Vorrang“: In den Monaten April bis einschließlich Oktober (Sommerfall) wird der Bereitschaftsspeicher, in den Monaten November bis einschließlich März (Winterfall) der Pufferspeicher prioritär beladen, da der Kollektor im Winterfall den Massenstrom meist nur auf ein niedriges Temperaturniveau heben kann und dieser daher nicht im Bereitschaftsspeicher genutzt werden könnte.
- „Voller Bereitschaftsspeicher“: Im Falle eines vollständig beladenen Bereitschaftsspeichers und gleichzeitiger jahreszeitlich festgelegter „prioritäre Beladung Bereitschaftsspeicher“, wird der Pufferspeicher beladen.
- „Rücklauf-Nutzung“: Liegt während der solarthermischen Beladung des Bereitschaftsspeichers die Rücklauftemperatur des Bereitschaftsspeichers über der niedrigsten im Pufferspeicher vorhandenen Temperatur, wird der Rücklauf des Bereitschaftsspeichers durch den Pufferspeicher geleitet um die Restwärme des Rücklaufs für den Primärkreis der Wärmepumpe nutzbar zu machen und den Kollektorwirkungsgrad zu erhöhen.

Heizkreis

Über den **Heizkreis** werden die Heizlast und Teile der TWW-Last des Gebäudes gedeckt. Die Vorlauftemperatur des Heizkreises liegt im Mittel bei ca. 45 °C. Zur Erwärmung des Trinkwassers wird das kalte Trinkwasser über einen Wärmetauscher, der durch den Heizkreis gespeist wird, auf ca. 40 °C vorgewärmt. Im Anschluss erfolgt die Erhöhung der TWW-Temperatur auf die finale Zapftemperatur von 45 °C beziehungsweise 60 °C in einem elektrischen Durchlauferhitzer.

Sekundärer Wärmepumpenkreis

Hauptbestandteil des **sekundären Wärmepumpenkreises** ist der Bereitschaftsspeicher. Dieser ist der Verknüpfungspunkt von Solarkreis, Heizkreis und sekundärem Wärmepumpenkreis. Wenn die durch die Kollektoren gelieferte Wärme nicht ausreicht, um die Heizlast und TWW-Last zu decken, übernimmt die Wärmepumpe die Beladung. Der Bereitschaftsspeicher ist ein Schichtspeicher (Type 340) mit fünf Temperatursensoren (TS) und 5 Anschlüssen, die ein geschichtetes Beladen des Speichers ermöglichen (Abbildung 3-4). Die TS sind am unteren und oberen Speicherende (TS1 und TS5) sowie jeweils in $\frac{1}{4}$ -Schritten der Speicherhöhe (TS2, TS3 und TS4) angebracht. Die Beladung erfolgt in absteigender Priorität durch die Solarthermie, die Wärmepumpe und den elektrischen Zuheizer.

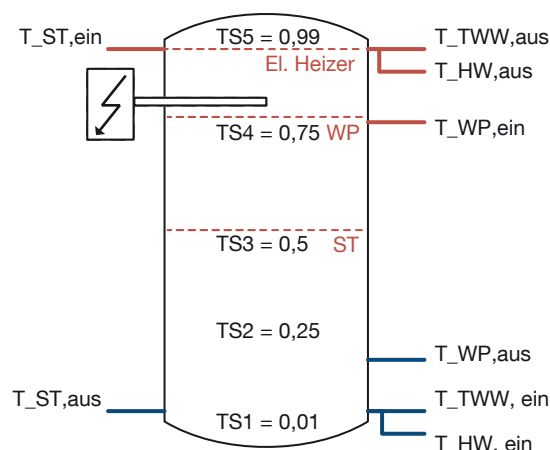


Abbildung 3-4: Bereitschaftsspeicher mit Sensorhöhen

Hierfür überprüft der Regler des Solarkreises die Speichertemperatur am unteren Ende des Speichers (TS1). Liegt diese unterhalb von 45 °C , wird der Speicher, wenn es die Kollektortemperaturen erlauben, durch den Kollektor beladen. Die Wärmepumpe liefert zusätzliche Wärme auf einem Temperaturniveau von $45,5\text{ °C}$ sobald die Temperatur an TS3 (Winterfall) bzw. TS4 (Sommerfall) unter $42,5\text{ °C}$ fällt. Reicht die gemeinsame, von Kollektor und Wärmepumpe bereitgestellte Wärme nicht aus und TS5 fällt dadurch unter 36 °C , wird der elektrische Zuheizer des Speichers aktiviert und heizt die oberste Speicherschicht (TS5) auf 40 °C .

Primärer Wärmepumpenkreis

Der **primäre Wärmepumpenkreis** beliefert die Wärmepumpe mit Niedertemperaturwärme. Diese wird durch den Pufferspeicher bereitgestellt. Der Pufferspeicher ist ebenfalls ein geschichteter Speicher (Type 4c) und dient zur Zwischenspeicherung der solar erzeugten Wärme, um diese zeitversetzt der Wärmepumpe zur Verfügung zu stellen oder sie ins Netz weiterzuleiten. Hierzu wird der Pufferspeicher im Winter prioritär vom Kollektor mit Wärme beladen. Findet eine Beladung des Bereitschaftsspeichers durch den Kollektor statt, wird dessen Rücklauf durch den Pufferspeicher geleitet, wenn die Temperaturniveaus der beiden Speicher dadurch eine zusätzliche Nutzung von Niedertemperaturwärme ermöglichen.

Reicht die durch den Pufferspeicher bereitgestellte Wärme nicht aus, um den Wärmebedarf der Wärmepumpe zu decken, liefert das Niedrigtemperaturnetz die zusätzlich benötigte Wärme. Diese kann über Wärmetauscher je nach Temperaturniveau über den Wärmepumpenrücklauf oder -vorlauf in den primären Wärmepumpenkreis eingespeist werden. Wird von der Wärmepumpe keine Wärme angefordert und der Pufferspeicher erreicht durch die Kollektoren die Temperatur 23 °C (Sommerfall) bzw. 31 °C (Winterfall) wird er über den primären Wärmepumpenkreis in den warmen Strang des Niedrigtemperaturnetzes entladen. Grenzfälle sind die Überhitzung bzw. die Unterkühlung des Niedrigtemperaturnetzes. Im ersten Fall wird die Verbindung des primären Wärmepumpenkreises zum Netz getrennt. Der Vorlauf der Wärmepumpe wird über eine Rezirkulation des Rücklaufes durch den Bypass des Pufferspeichers auf eine Maximaltemperatur von 25 °C temperiert. So wird eine Überhitzung der Wärmepumpe verhindert. Im zweiten Fall wird die Verbindung des primären

Wärmepumpenkreises zum Netz ebenfalls getrennt. Ist der Pufferspeicher nicht in der Lage eine Minimaltemperatur größer 4 °C zu liefern, werden auch die Zirkulationspumpe des Primärkreises und die Wärmepumpe abgeschaltet. Dies kann zur Auskühlung des Bereitschaftsspeichers und damit zur Aktivierung des elektrischen Zuheizers führen (s. o.).

3.4 Kommunikationsmodell (Interlink Zone)

Aufgabe des Kommunikationsmodells ist es, die verschiedenen Simulationsumgebungen (TRNSYS und Dymola) zu verknüpfen, um eine Kommunikation der jeweils darin ausführbaren Teilmodelle während eines Simulationslaufs zu ermöglichen. Das Kommunikationsmodell in BCVTB (Abbildung 3-1, Mitte) empfängt hierzu den Datenvektor des verknüpften Netz- und Speichermodells von Dymola und zerlegt diesen in seine Einzelkomponenten (Abbildung 3-5). Die Einzelkomponenten werden je nach Ziel zu neuen Vektoren zusammengefasst und an die zugehörigen Gebäudetechnikmodelle weitergeleitet. Dort werden die Daten verarbeitet und eine Antwort in Vektorform zurück an das Kommunikationsmodell gesendet.

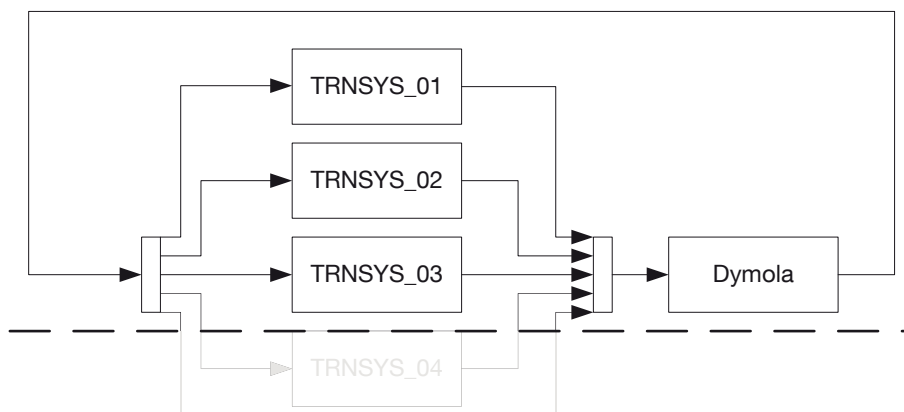


Abbildung 3-5: Schema Funktionsweise BCVTB

Dieses fasst die Antwortvektoren zusammen und leitet einen gemeinsamen Antwortvektor an das Dymola-Teilmodell weiter, wo sie in der BCVTB-Schnittstelle zerlegt und verarbeitet werden (siehe 3.5). Dieser Austauschzyklus findet minütlich statt und ermöglicht damit die Co-Simulation von Dymola und TRNSYS. Tabelle 3-3 zeigt die je Zeitschritt übermittelten Variablen.

Tabelle 3-3: Übergabegrößen zwischen TRNSYS und Dymola

Variablen von TRNSYS nach Dymola		Variablen von Dymola nach TRNSYS	
Anzahl	Name	Anzahl	Name
13	$m_{\text{FLOW_DEF}}$	13	$m_{\text{FLOW_CHECK}}$
13	$T_{\text{RÜCKLAUF}}$	13	$T_{\text{ANSCHLUSS_WARM}}$
13	y_{DIR}	13	$T_{\text{ANSCHLUSS_KALT}}$
1	T_{ERDE}	1	$T_{\text{SPEICHER_WARM}}$
-	-	1	$T_{\text{SPEICHER_KALT}}$

Damit werden pro Zeitschritt 40 Größen aus den TRNSYS-Teilmodellen in das Dymola-Teilmodell und 41 Größen in die entgegengesetzte Richtung übermittelt.

3.5 Netz- und Speichermodell

Dieser Abschnitt stellt zunächst die Gestaltung und Geometrie des Beispielnetzes vor. Auf dieser Basis bauen die Netzvarianten Niedrigtemperaturnetz und konventionelles Nahwärmenetz auf. Im Anschluss wird die Modellierung des Netz- und Speichermodells erläutert.

Gestaltung des Beispielnetzes

Für die Netzgestaltung wurden aufbauend auf den Bauabschnitten der ökologischen Mustersiedlung drei Netzooptionen näher betrachtet: Variante „Stich unten“, Variante „Stich oben“ und die Variante „Ring“. Da die Variante „Stich unten“ mit 915 m Netzlänge deutlich unter der Netzlänge der anderen Optionen liegt und bei dieser zusätzlich drei Anschlussstellen eingespart werden können, werden diese Variante und die entsprechenden Abmessungen als Basis für die Modellierung verwendet. Dies resultiert in einer gesamten Leitungslänge von 1830 m. Die Einsparung der Zapfstationen an den Anschlussstellen 3, 8 und 13 wird durch eine Mitversorgung über die Anschlussstellen 4, 9 und 14 ermöglicht. Der Anschluss des saisonalen Speichers ist dabei zwischen den Anschlussstellen 2 und 4 vorgesehen. Wie in Abbildung 3-6 ersichtlich ist, sind über die Anschlussstellen 6, 11 und 16 jeweils 2 Gebäude mit dem Wärmenetz verbunden.

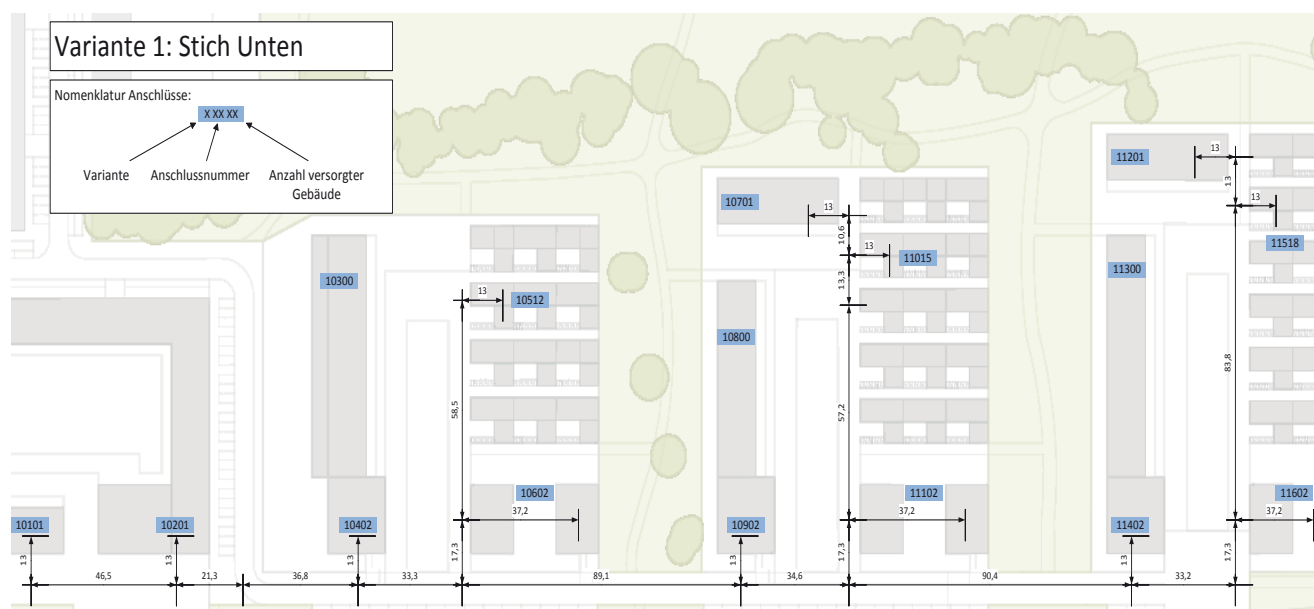


Abbildung 3-6: Netzgeometrie des Beispielnetzes

Zusätzlich zeigt Abbildung 3-6 die Planung hinter den Anschlussstellen 5, 10 und 15 jeweils 12, 15 oder 18 Einzelgebäude anzuschließen. Aus Vergleichbarkeits- und Effizienzgründen werden hier je Anschlussstelle 15 Einzelgebäude angenommen. Auch für die sich eigentlich flächenmäßig unterscheidenden Anschlussstellen 4, 9 und 14 werden identische Nutz- und Dachflächen angenommen.

Niedrigtemperaturnetz mit dezentralen Wärmepumpen und Erdsondenfeld

Auf Grundlage der in Kapitel 2 dargestellten Recherchen wird als erste Netzvariante im betrachteten Quartier ein

- zweisträngiges,
- bidirektionales,
- ungerichtetes

Niedrigtemperaturnetz gewählt. Dieser Aufbau ermöglicht wie in 2.2 beschrieben einen räumlichen wie auch zeitlichen Austausch von Wärme auf niedrigem Temperaturniveau, die Einbindung von solarthermischen Kollektoren sowie die saisonale Verschiebung sommerlicher solarer Überschüsse bei gleichzeitig geringem Ressourcenaufwand (finanziell,

regelungstechnisch, materialtechnisch) im Vergleich zu einem drei- bzw. viersträngigen Netzaufbau. Abbildung 3-7 zeigt ein Niedrigtemperaturnetz mit einem Erdsondenfeld als saisonalen Speicher.

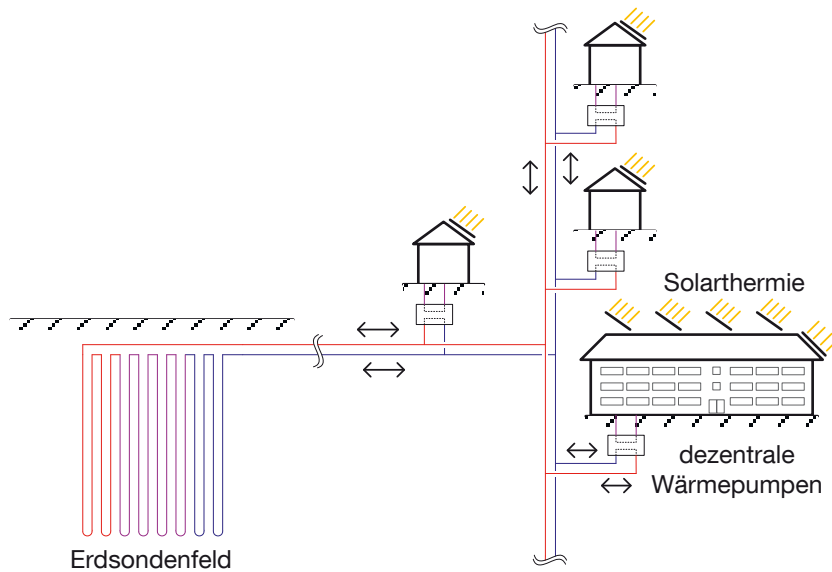


Abbildung 3-7: Niedrigtemperaturnetz mit dezentralen Wärmepumpen und Erdsondenfeld

Der zeitliche Austausch ist begrenzt durch die Speicherkapazität des saisonalen Speichers. An das Netz sind über Wärmetauscher mehrere Gebäude angeschlossen. Diese fungieren je nach Tages- oder Jahreszeit als Wärmequellen oder Wärmesenken und fördern das Wärmeträgermedium unter Nutzung der darin enthaltenen Wärme aus dem „warmen“ in den „kalten“ Strang oder umgekehrt (vgl. Abbildung 2-2 und Kap. 2.2, Abschnitt Netzarten - Bidirektionale, ungerichtete Netze). Der ebenfalls an das Netz angeschlossene saisonale Speicher ermöglicht den hydraulischen Ausgleich zwischen „kaltem“ und „warmem“ Strang. Die Temperaturen wie auch die transportierten Volumina durch die beiden Stränge unterliegen tages- und jahreszeitlichen Schwankungen. Abbildung 3-8 zeigt schematisch diese parallele Anbindung der Einzelgebäude oder Gebäudegruppen.

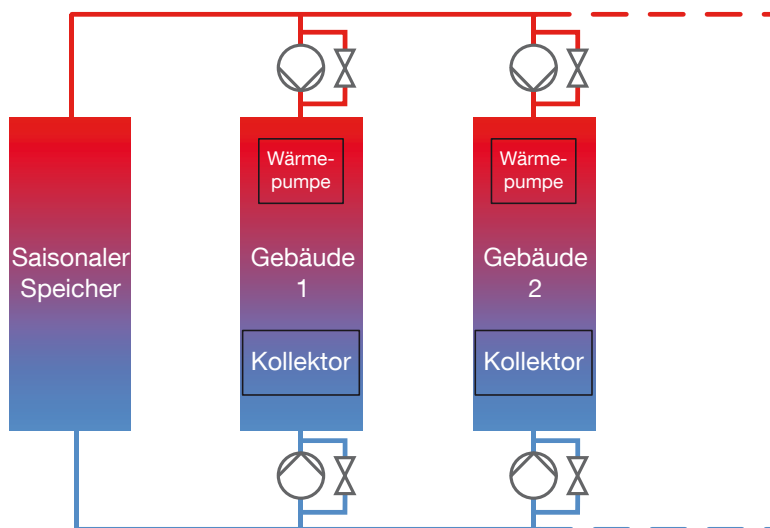


Abbildung 3-8: Hydraulik Schema Niedrigtemperaturnetz

Da jede Anschlussstelle über zwei Pumpen verfügt, die nur abhängig von der lokalen Energiebedarfs- bzw. Energieangebotssituation die Bezugsrichtung ändern, entsteht im Netz ein sich selbst ausgleichender, komplexer hydraulischer Zustand ohne vorab definierte Flussrichtungen (bidirektional und ungerichtet).

Voruntersuchungen mit einem adiabaten Niedrigtemperaturnetz und einem Heißwasserspeicher als saisonalen Speicher haben gezeigt, dass im „warmen“ Strang mit Temperaturen zwischen 5 °C und 45 °C und im „kalten“ Strang mit

Temperaturen zwischen 3 °C und 38 °C zu rechnen ist [57]. Da das Netz jedoch erdverlegt ist, wirkt sich die saisonale Änderung der Erdreichtemperatur auf die Rohrverluste aus. Die Erdreichtemperatur in einer Verlegungstiefe von 4 m ist vereinfacht als sinusförmiger Verlauf mit einer konservativen 2-monatigen Verschiebung in positiver x-Richtung modelliert. Damit nimmt das Erdreich Ende April eines Jahres die Minimaltemperatur von 2,2 °C bzw. entsprechend verschoben Ende Oktober eines Jahres die Maximaltemperatur von 13,8 °C an. Die Rohrleitungen des Netzes sind nach heutigem Fernwärmestandard ausgeführt (siehe Netzmodellierung).

Dezentral in den Gebäuden installierte Puffer- und Bereitschaftsspeicher (siehe 3.3) ermöglichen die Minimierung der im Netz zu transportierenden Volumina und eine zunächst lokale Nutzung gewonnener solarer Energie. Der Überschuss/Mangel der thermischen Energie je Gebäude wird durch das Niedrigtemperaturnetz ausgeglichen.

Die dezentral in den angeschlossenen Gebäuden untergebrachten Wärmepumpen erwärmen den Inhalt der Bereitschaftsspeicher, über die die Erwärmung des Trink- und Heizwarmwassers direkt verbrauchernah erfolgt. Aus Vergleichbarkeits- und Effizienzgründen sind manche der Gebäude zu Gebäudegruppen zusammengeschlossen und teilen sich Gebäudetechnik und Wärmepumpen. Lokal wird die Solarthermie auch zur direkten Brauchwassererwärmung und zur Erhöhung der Vorlauftemperatur der Wärmepumpen genutzt (siehe 3.3).

Konventionelles Nahwärmenetz

Ein konventionelles Nahwärmenetz (Abbildung 3-9) als zweite Netzvariante dient als Vergleichsmodell. Sächsische Energieversorgungsunternehmen gaben bei einer Umfrage im Jahr 2010 maximale Vorlauftemperaturen zwischen 70 °C und 150 °C sowie maximale Rücklauftemperaturen zwischen 50 °C und 75 °C an [46]. Aufbauend auf dieser Grundlage ist das Netz mit einer Vorlauftemperatur von 100 °C und einer durchschnittlichen Rücklauftemperatur von 65 °C modelliert. Auch hier sind die erdverlegten Rohrleitungen des Netzes den jahreszeitlichen Temperaturschwankungen des Erdreichs ausgesetzt (siehe oben) und nach heutigem Fernwärmestandard ausgeführt (siehe 3.5).

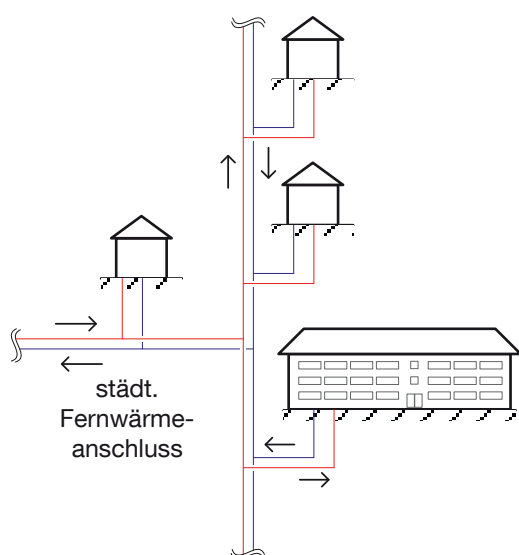


Abbildung 3-9: Konventionelles Nahwärmenetz

Im Gegensatz zum Niedrigtemperaturnetz wird das konventionelle Nahwärmenetz gerichtet und unidirektional betrieben (Abbildung 3-10). Der „warme“ Strang ist immer Mediumquelle, der „kalte“ Strang immer Mediumsenke. Wärme wird dabei ausschließlich von einem zentralen Erzeuger zu den Verbrauchern geleitet. Die Rolle eines Netzteilnehmers ist hier fixiert (Erzeuger oder Verbraucher) und ändert sich im Gegensatz zu den Rollen der Netzteilnehmer im Niedrigtemperaturnetz nicht.

Besonders in den Sommermonaten sind die Wärmenachfrage durch die Nutzer und damit die durch das Netz transportierten Massen gering. Dies führt in Kombination mit der vergleichsweise hohen Temperaturdifferenz zwischen Fluid und umgebendem Erdreich zu Wärmeverlusten und einem Auskühlen der Leitungen. Da die Versorgung der Kunden jedoch jederzeit gewährleistet sein muss, ist es gängige Praxis die Strangenden von „warmem“ und „kaltem“ Strang kurzzuschließen, um vorläufig eine Minimaltemperatur garantieren zu können. Da das hier betrachtete Beispielnetz eine sehr kleine Ausdehnung besitzt, ist ein permanenter Kurzschluss zwischen „warmem“ und „kaltem“ Strang nicht zielführend. Der stattdessen gewählte Ansatz geregelter Kurzschlüsse schließt das jeweilige Strangende nur kurz, sobald die Temperatur vor der dem Strangende nächsten Anschlussstelle unter eine definierte Minimaltemperatur von 70 °C sinkt.

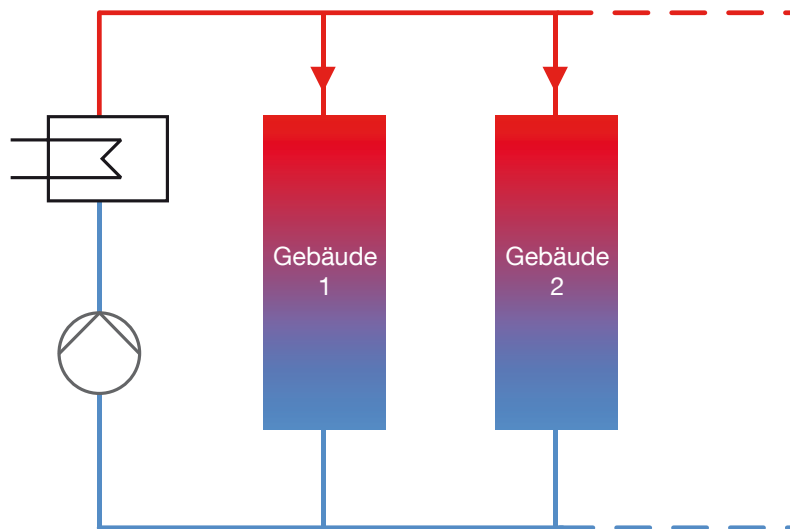


Abbildung 3-10: Hydraulik Schema Fernwärme

Da in städtischen Nahwärmenetzen üblicherweise mehrere Erzeuger unterschiedlichster technischer Art (Heizwerke, Heizkraftwerke, Müllverbrennungsanlagen, etc.) parallel als Wärmequellen eines Nahwärmenetzes dienen, wird als Rechengrundlage für den Anteil der eingesetzten erneuerbaren und nicht erneuerbaren Energie und des davon abhängigen CO₂-Äquivalents das im Datensatz „Fernwärmemix Deutschland“ der Ökobaumat 2016 [58] aufgeführte Verhältnis von erneuerbarer zu nicht erneuerbarer Energie herangezogen.

Netzmodellierung

Beide Netzvarianten wurden für das jeweilige Netz- und Speichermodell in Dymola aus Komponenten der Buildings-Bibliothek des LBNL [48], der IDEAS Bibliothek [59] sowie eigenen Komponenten erstellt. Hauptbestandteile des Netz- und Speichermodells sind:

- BCVTB-Schnittstelle
- BUS-System
- Gebäudeschnittstellen
- Netz
- saisonaler Speicher

Der Austausch mit dem Kommunikationsmodell in BCVTB erfolgt über die **BCVTB-Schnittstelle**, einer bereits in der Buildings-Bibliothek [48] vorhandenen Schnittstelle zum Datenaustausch mit BCVTB. Die Anzahl der zu übermittelnden Größen und die Zeitschritte der Übermittlung sind frei definierbar. Die Schnittstelle fasst die zu sendenden Größen in Vektoren zusammen und zerlegt die empfangenen Vektoren in Einzelkomponenten (Abbildung 3-11).

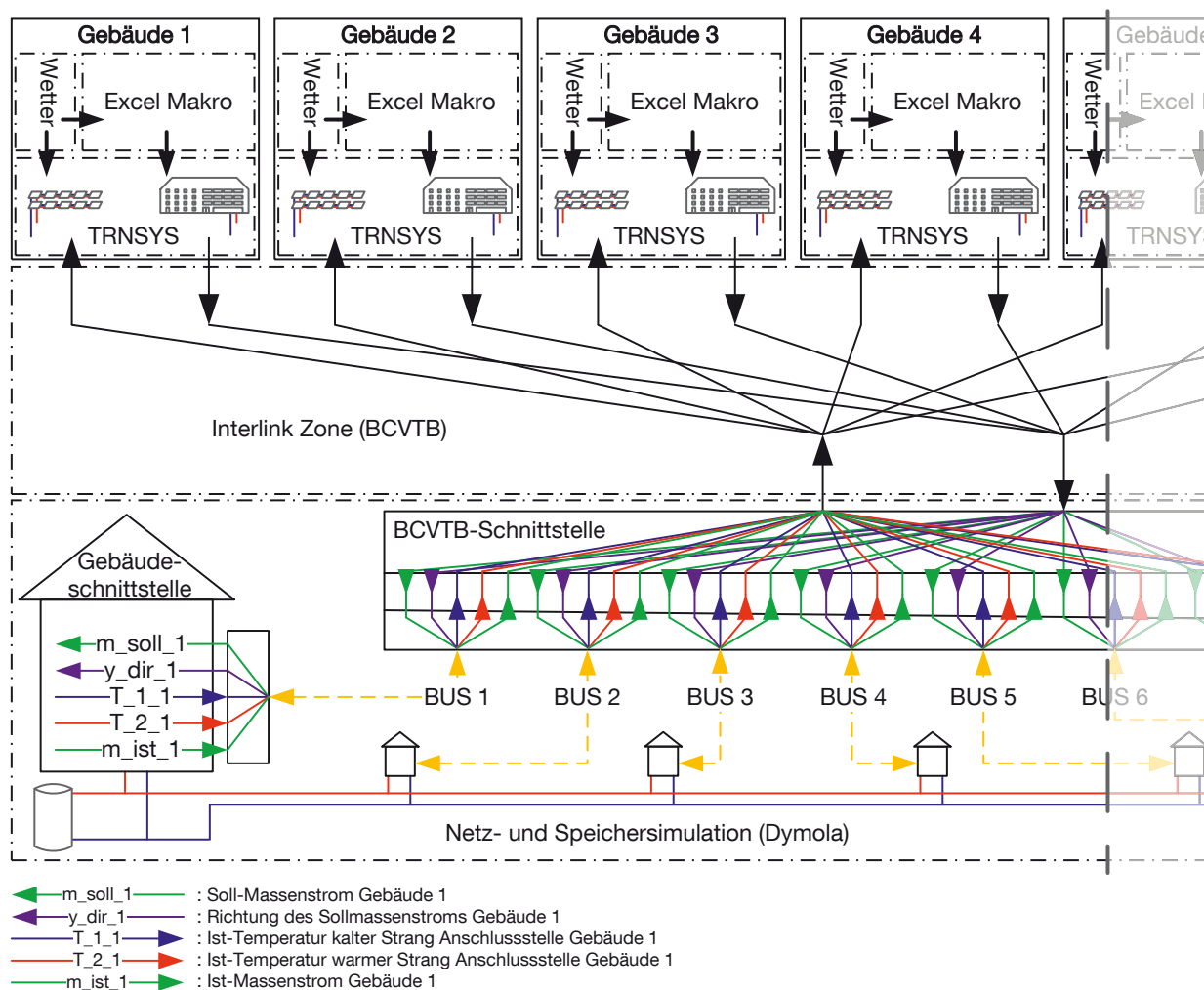


Abbildung 3-11: Schnittstellen und BUS-System

Diese Einzelkomponenten werden pro Empfängerknoten erneut gebündelt und über das **BUS-System** gemeinsam an die jeweilige Gebäudeschnittstelle gesendet. In die entgegengesetzte Richtung übermitteln die Gebäudeschnittstellen die jeweiligen an BCVTB zu übergebenden Daten. Dieser Aufbau reduziert die Anzahl der für die Datenübermittlung notwendigen Verknüpfungen innerhalb des Netz- und Speichersmodells auf ein Minimum.

Die **Gebäudeschnittstellen** (Abbildung 3-12) senden dabei je Zeitschritt die gemessenen Temperaturen an den Verbindungsstellen (port_a, port_b) zum warmen und kalten Strang sowie den aktuellen Ist-Massenstrom über das BUS-System an BCVTB. Von dort empfangen sie die Größe und Richtung des zu erzeugenden Soll-Massenstroms. Damit nehmen sie eine zentrale Rolle in der Übertragung der Steuer- und Regelgrößen in das Dymola-Teilmodell ein, die ihr Ziel/ihren Ursprung im jeweils zugehörigen TRNSYS-Gebäudetechnikmodell haben (vgl. Abbildung 3-11).

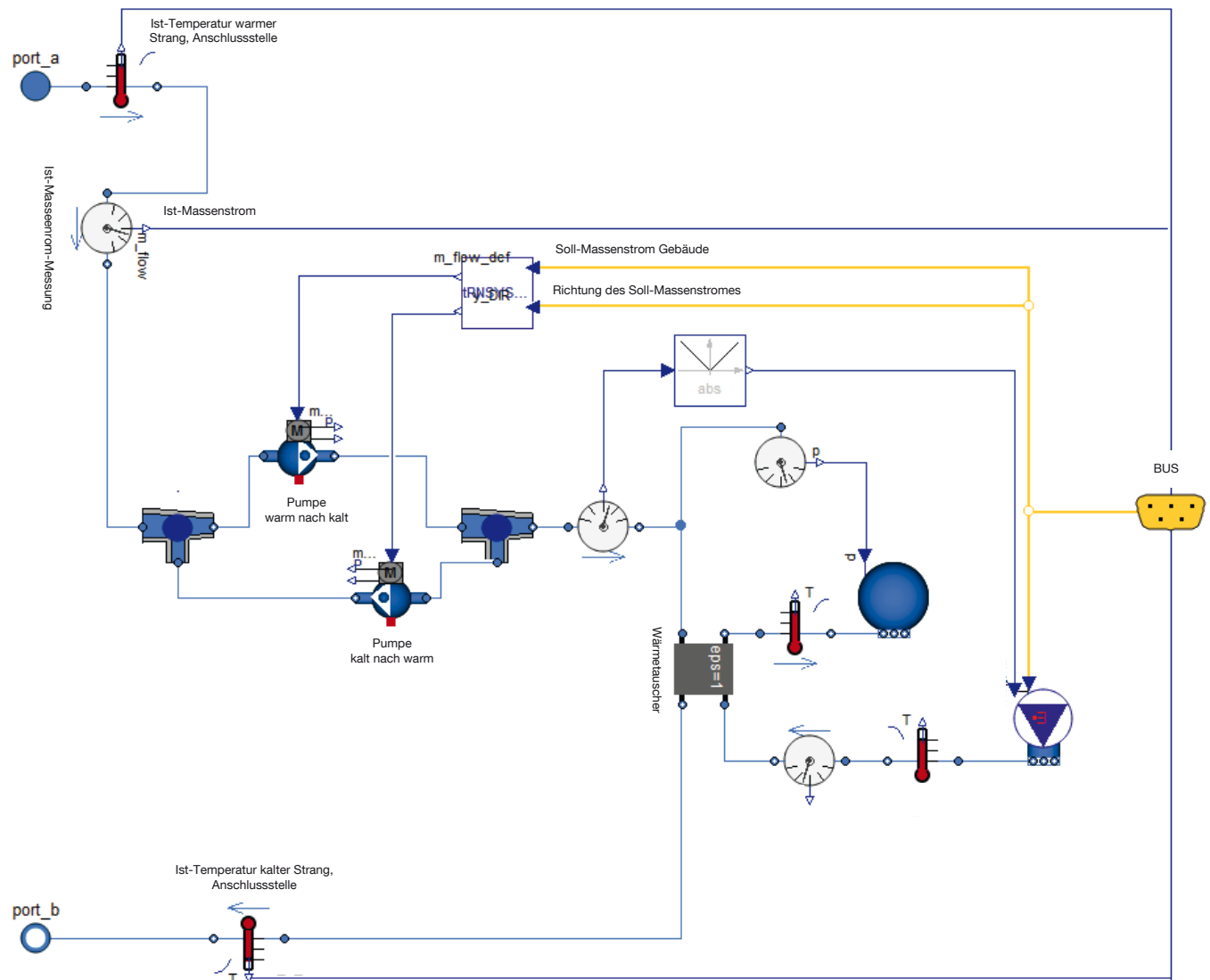


Abbildung 3-12: Vereinfachte Gebäudeschnittstelle in Dymola

Innerhalb der Gebäudeschnittstelle werden die empfangenen Sollgrößen an die Pumpen weitergegeben, die daraufhin den Soll-Massenstrom in der geforderten Richtung – aus dem warmen oder aus dem kalten Strang – liefern. Der hydraulische Ausgleich der entstehenden Unter-/Überdrücke in kaltem und warmem Strang wird durch die ebenfalls an den Strängen angeschlossenen Nachbargebäude oder den saisonalen Speicher hergestellt.

Die Schnittstellen zu den Gebäudetechnikmodellen sowie der saisonale Speicher in der Netzvariante Niedrigtemperaturnetz sind parallel an das zweisträngige **Netz** angebunden (siehe Anhang A). Blaue Linien stehen dabei für hydraulische Verbindungen, gelbe Linien zeigen das Bus-System. Die Gebäudeschnittstellen sind durch blaue Haus-Icons dargestellt. Die Rohre und T-Stücke erlauben eine Umkehrung der Flussrichtung je nach Druckverhältnis in jedem Abschnitt des Netzes. Um den instationären Wärmeaustausch des Wärmenetzes mit der Umgebung zu bestimmen, wird ein Rohrmodell verwendet, das sich in Aufbau und Bemaßung an handelsüblich verfügbaren Fernwärmerohren (Abbildung 3-13) orientiert [60].

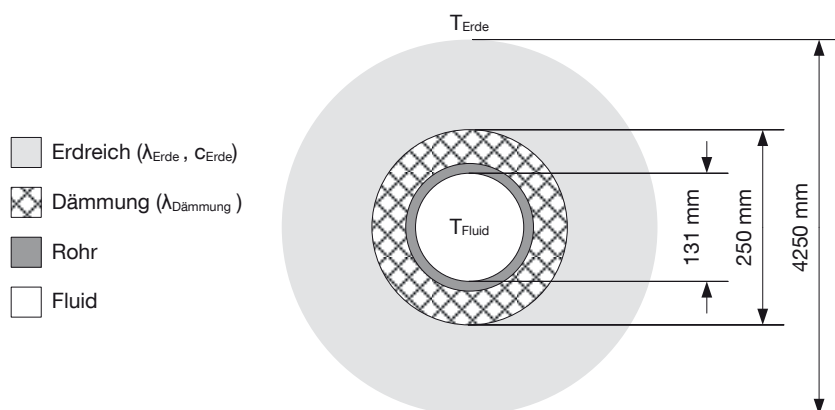


Abbildung 3-13: Schnitt Rohraufbau (nicht maßstabsgetreu)

Dabei dient ein Kunststoffrohr als Fluidleiter und umschließt das Fluid im Zentrum des Modells. Das Kunststoffrohr ist umgeben von einer Dämmschicht aus CO_2 -getriebenem Polyurethan-Schaum (PU-Schaum). Da die Wandstärke des Rohres im Verhältnis zur Schichtdicke der Rohrdämmung sehr gering ist, wird für beide Materialien die Wärmeleitfähigkeit des PU-Schaums $\lambda_{\text{Dämmung}}$ mit $0,03 \text{ W/m}^{\circ}\text{K}$ [60] angenommen. Die Speicherkapazität von Rohr und Dämmung wird vernachlässigt. Die Dämmung ist umgeben von einer Ton-/Schluffschicht mit einer Leitfähigkeit λ_{Erde} von $1,8 \text{ W/m}^{\circ}\text{K}$ und einer Wärmekapazität c_{Erde} von $1,27 \text{ kJ/kg}^{\circ}\text{K}$ [61]. Aufgrund begrenzter Rechenkapazitäten beschränkt sich die betrachtete Stärke auf eine Erdschichtdicke von 2 m, mit der Annahme einer jahreszeitlich schwankenden, ungestörten Erdreichtemperatur (T_{Erde}) als äußere Randbedingung. Innere Randbedingung ist die zum jeweiligen Zeitpunkt im jeweiligen Netzabschnitt herrschenden Fluidtemperatur T_{Fluid} . Mit diesen Temperaturen als Randbedingungen stellen sich zeitlich variable Wärmeströme, Verluste und Gewinne durch Dämmung und Erdreich ein.

Der **saisonale Speicher** ist in der Netzvariante Niedrigtemperaturnetz zwischen den Anschlussstellen zwei und vier (vgl. Abbildung 3-6) mit dem Netz verbunden. Je nach Simulationsvariante ist dieser als Heißwasserspeicher oder als Erdsondenfeld ausgeführt.

Der Heißwasserspeicher ist ein geschichteter Speicher mit der Verbindung zum warmen Strang des Netzes an der oberen und zum kalten Strang des Netzes an der unteren Seite des Speichers. Die Speicherkapazität kann je nach Simulationsvariante über das Speichervolumen angepasst werden.

Das Erdsondenfeld, ein hybrides step-response Modell [59], ist in der Grundkonfiguration ein 64 Sonden umfassendes Feld in einer 8×8 Anordnung. Der Abstand zwischen den Sonden beträgt 5,5 m bei einer Sondenlänge von 110 m und Sandstein als umgebender Grund. Eine Anpassung der Speicherkapazität für verschiedene Simulationsvarianten erfolgt über eine Vervielfachung dieser Grundkonfiguration. Zusätzliche Speichereffekte, die durch die Vergrößerung des Erdsondenfeldes auftreten könnten, werden dabei nicht berücksichtigt. Da das Erdsondenfeld durch die träge Langzeitantwort sehr langsam auf thermische Änderungen reagiert, wird für die vergleichende Betrachtung jeweils das zweite Jahr eines zweijährigen Simulationszeitraumes verwendet. Zu diesem Zeitpunkt befindet sich das Erdsondenfeld noch nicht in einem vollständig „eingeschwungenen“ Zustand, leider ist jedoch durch die begrenzten Rechenkapazitäten eine Ausweitung der Betrachtung auf einen größeren Zeitraum im Rahmen des Forschungsprojektes nicht möglich.

4 Definition der Szenarien

Das in Kapitel 3 beschriebene Systemmodell ist in der Lage eine Vielzahl von Parametern als Simulationsgrundlage zu nutzen. Daher werden in diesem Kapitel zunächst ein Referenzszenario und die darauf aufbauenden Varianten definiert und beschrieben. Das Referenzszenario dient dabei als Basis und Bezugssystem. Ausgehend von dieser Basis werden die Parameter

- Gebäudestandard
- Trinkwarmwasserbedarf (TWW-Bedarf)
- Trinkwarmwassertemperatur (TWW-Temperatur)
- Speichertyp Netzebene
- und Größe der lokalen Speicher

variiert. Die Variation des Gebäudestandards soll dabei Hinweise auf die Leistungsfähigkeit des Systems bei niedrigen bzw. hohen Wärmebedarfen liefern. Über unterschiedlich hohe TWW-Bedarfe werden die Extrembereiche der Einflüsse verschiedener Nutzertypen und ihre Auswirkungen auf das System untersucht. Fokus einzelner Szenarien sind auch die Auswirkungen einer TWW-Temperaturerhöhung und der Einfluss unterschiedlich großer lokaler Speicher auf die Effizienz und den Bedarf an nicht erneuerbarer Energie.

Tabelle 4-1 als auch Anhang B zeigen eine Übersicht aller betrachteten Szenarien und der jeweils pro Szenario variierten Größen. Die Auswirkungen der Parametervariationen auf die Systemeffizienz und die daraus resultierende Reaktion des Gesamtsystems (z. B. Änderung der Temperaturniveaus der Stränge, Änderung der transportierten Volumina) können so sichtbar gemacht werden. Dabei ist zu erwarten, dass vergleichsbedingt die Änderung einzelner Parameter zu Über- beziehungsweise Unterdimensionierung einzelner Systemkomponenten im jeweiligen Szenario führen kann. Ein Beispiel hierfür könnte eine solarthermische Überkapazität durch konstant gehaltene Kollektorflächen bei einem reduzierten TWW-Bedarf sein.

Freie Felder in der Tabelle kennzeichnen Parameter, die identisch mit dem Parameter des Referenzszenarios sind. Die Werte der lokalen Speichergrößen pro m² Nutzfläche beziehen sich auf die zusammengefassten, gesamten lokalen Speichergrößen von Puffer- und Bereitschaftsspeicher.

Tabelle 4-1: Übersicht der betrachteten Szenarien

	Gebäudestandard	TWW-Bedarf	TWW-Temperatur	Speichertyp Netzebene	Speichergröße (lokal, gesamt)
Referenzszenario	EnEV Neubau	30 l/Person/Tag	45 °C	Erdsondenfeld	11 l/m ² Nutzfl.
Szenario 1	Passivhauskomp.				7 l/m ² Nutzfl.
Szenario 2	Bestand verbess.				25 l/m ² Nutzfl.
Szenario 3		22,5 l/Pers/Tag			
Szenario 4		35 l/Pers/Tag			
Szenario 5			60 °C		
Szenario 6				Heißwasserspeicher	
Szenario 7					22 l/m ² Nutzfl.
Szenario 8				Heißwasser-pufferspeicher	3 m ³ /Geb.

Alle betrachteten Szenarien (mit Ausnahme des Szenario 8 – Fernwärmeszenario) nutzen PVT-Kollektorflächen als Wärmequellen für das Niedrigtemperaturnetz. Wie in 3.1 erläutert werden aufgrund der Netzarchitektur die Anschlussstellen 3, 8 und 13 nicht genutzt. Stattdessen werden die hinter diesen Anschlussstellen liegenden Gebäude mit dem jeweils direkt anschließenden Nachbargebäude „vereinigt“ und gemeinsam mit diesen betrachtet. Auf diese Weise versorgen die

- Anschlussstellen 4, 9 und 14 jeweils zwei Mehrfamilienhäuser
- Anschlussstellen 5, 10 und 15 jeweils 15 kleine Einfamilienhäuser
- Anschlussstellen 6, 11 und 16 jeweils zwei Mehrfamilienhäuser

Am Beispiel der Anschlussstelle 4 sind dies die Gebäude 3 und 4. Die hinter Anschlussstelle 4 hinterlegte Gebäudenutzfläche, Dachfläche, Kollektorfläche, Pufferspeichergröße und Bereitschaftsspeichergröße ist damit jeweils eine aus beiden Gebäuden kumulierte Größe (siehe Abbildung 3-6).

Die Verteilung der pro Anschlussstelle installierten Kollektorfläche folgt dem Gebäudenutzflächenanteil der jeweiligen Anschlussstelle an der gesamten im Quartier vorhandenen Gebäudenutzfläche. Tabelle 4-2 bietet eine Übersicht:

Tabelle 4-2: Nutz- und Dachflächen sowie Kollektorflächenanteil der Anschlussstellen

Anschlussstelle	Nutzfläche [m²]	Dachfläche [m²]	Gebäudeanteil an gesamter Kollektorfläche je Szenario
1	5850	1170	10,89 %
2	10410	2082	19,38 %
4	6300	1116	11,73 %
5	3330	1665	6,20 %
6	1944	486	3,62 %
7	1368	456	2,55 %
9	6300	1116	11,73 %
10	3330	1665	6,20 %
11	1944	486	3,62 %
12	1368	456	2,55 %
14	6300	1116	11,73 %
15	3330	1665	6,20 %
16	1944	486	3,62 %
Summe	53718	13965	100 %

Tabelle 4-3 listet alle Parameter und die dazugehörigen Szenarien auf. Häufig sind gegenüber dem Referenzszenario nur einzelne Werte variiert. Diese sind aus Gründen der Übersichtlichkeit in der Parametertabelle grau hinterlegt.

Definition der Szenarien

Tabelle 4-3: Parameterübersicht der Szenarien

Parameter	Szenario								
	Ref.	1	2	3	4	5	6	7	8
HW Bedarf [kWh/m²a]	24,4	15,6	55,8	24,4	24,4	24,4	24,4	24,4	24,4
TWW Bedarf [l/Pers./Tag]	30	30	30	22,5	35	30	30	30	30
TWW Bereitstellungstemperatur [°C]	45	45	45	45	45	60	45	45	45
Kollektorfläche [m²]	3310	2566	5857	3310	3310	3310	3310	3310	-
Pufferspeicher [l/m²coll]	118	99	154	118	118	118	118	238	-
Bereitschaftsspeicher [l/m²coll]	59	50	77	59	59	59	59	118	3 [m³/Geb.]
Volumen Erdsondenfeld *212960 [m³]	2	2	4	2	2	2	-	2	-
Volumen Heißwasserspeicher [m³]	-	-	-	-	-	-	23000	-	30

4.1 Szenario 0: Referenzszenario

Als Referenzszenario dient das Modell eines reinen Wohnquartiers mit einem Niedrigtemperaturnetz in der Variante „Stich unten“ (siehe 3.1). Wärmequellen des Systems sind 3310 m² PVT-Kollektoren auf den Dächern, der Wärmeschutz der Gebäude entspricht dem aktuellen EnEV-Standard. Der TWW-Wärmebedarf entspricht dem in 3.2 definierten Niveau „Mittel“ bei einer Bereitstellungstemperatur von 45 °C. Zwei voneinander thermisch unabhängige Erdsondenfelder quadratischer Grundfläche, mit einer jeweiligen Kantenlänge von 44 m und einer Bohrtiefe von 110 m, dienen als saisonale Wärmespeicher. Die Speichervolumina der lokal in den Gebäuden vorgesehenen Puffer- bzw. Bereitschaftsspeicher sind auf 118 l/m² Kollektorfläche bzw. 59 l/m² Kollektorfläche definiert. Tabelle 4-4 bietet für das Referenzszenario eine Übersicht der Parameter Nutzfläche, Dachfläche, Kollektorfläche, Volumen Pufferspeicher und Volumen Bereitschaftsspeicher je Anschlussstelle:

Tabelle 4-4: Eingangsparameter Simulation Referenzszenario

Anschlussstelle	Nutzfläche [m ²]	Dachfläche [m ²]	Kollektor- fläche [m ²]	Volumen Puffer- speicher [m ³]	Volumen Bereitschafts- speicher [m ³]
1	5850	1170	361	43	22
2	10410	2082	642	76	38
4	6300	1116	388	46	23
5	3330	1665	205	24	12
6	1944	486	120	14	7
7	1368	456	84	10	5
9	6300	1116	388	46	23
10	3330	1665	205	24	12
11	1944	486	120	14	7
12	1368	456	84	10	5
14	6300	1116	388	46	23
15	3330	1665	205	24	12
16	1944	486	120	14	7
Summe	53718	13965	3310	391	196

4.2 Szenario 1: Passivhauskomponenten

Die Gebäude in Szenario 1 sind in Passivhauskomponenten ausgeführt. Dieses Szenario dient der Untersuchung des Systemverhaltens bei sehr niedrigen Wärmebedarfen und dient als untere Grenze hinsichtlich ihres Heizwärmebedarfs. Aufgrund des niedrigeren Wärmebedarfs wird die Kollektorfläche auf insgesamt 2566 m² reduziert. Die Speichervolumina der lokal in den Gebäuden vorgesehenen Puffer- bzw. Bereitschaftsspeicher sind den niedrigeren lokalen Bedarfen angepasst auf 98 l/m² Kollektorfläche bzw. 49 l/m² Kollektorfläche definiert. TWW-Bedarf, TWW-Bereitstellungstemperatur und Größe des saisonalen Speichers sind identisch mit den Eingangsparametern des Referenzszenarios. Tabelle 4-5 zeigt die Parameter Nutzfläche, Dachfläche, Kollektorfläche, Volumen Pufferspeicher und Volumen Bereitschaftsspeicher je Anschlussstelle für Szenario 1:

Tabelle 4-5: Eingangsparameter Simulation Szenario 1

Anschluss- stelle	Nutzfläche [m ²]	Dachfläche [m ²]	Kollektorfläche [m ²]	Volumen Puffer- speicher [m ³]	Volumen Bereitschafts- speicher [m ³]
1	5850	1170	279	28	14
2	10410	2082	497	49	24
4	6300	1116	301	30	15
5	3330	1665	159	16	8
6	1944	486	93	9	5
7	1368	456	65	6	3
9	6300	1116	301	30	15
10	3330	1665	159	16	8
11	1944	486	93	9	5
12	1368	456	65	6	3
14	6300	1116	301	30	15
15	3330	1665	159	16	8
16	1944	486	93	9	5
Summe	53718	13965	2566 (77,5 % Referenz)	254 (65 % Referenz)	128 (65 % Referenz)

4.3 Szenario 2: Verbesselter Bestand

Wärmeschutztechnisch teilweise verbesserte Gebäude, die nach der WSchV 1982 erstellt wurden, dienen in Szenario 2 der Untersuchung der System-Performance bei hohen Heizwärmebedarfen. Durch die sich daraus ergebenden höheren Wärmebedarfe werden die Kollektorfläche auf 5857 m² und die Speichervolumina der lokalen Puffer- bzw. Bereitschaftsspeicher auf 154 l/m² Kollektorfläche bzw. 77 l/m² Kollektorfläche vergrößert. Aus dem erhöhten Wärmebedarf folgen zur saisonalen Speicherung vier voneinander thermisch unabhängige Erdsondenfelder entsprechend der Bauart des Referenzszenarios. TWW-Bedarf und TWW-Bereitstellungstemperatur sind identisch mit den Eingangsparametern des Referenzszenarios. Die Parameter Nutzfläche, Dachfläche, Kollektorfläche, Volumen Pufferspeicher und Volumen Bereitschaftsspeicher je Anschlussstelle für Szenario 2 zeigt Tabelle 4-6:

Tabelle 4-6: Eingangsparameter Simulation Szenario 2

Anschlussstelle	Nutzfläche [m ²]	Dachfläche [m ²]	Kollektor-fläche [m ²]	Volumen Puffer-speicher [m ³]	Volumen Bereitschafts-speicher [m ³]
1	5850	1170	638	98	49
2	10410	2082	1135	175	87
4	6300	1116	687	106	53
5	3330	1665	363	56	28
6	1944	486	212	33	16
7	1368	456	149	23	11
9	6300	1116	687	106	53
10	3330	1665	363	56	28
11	1944	486	212	33	16
12	1368	456	149	23	11
14	6300	1116	687	106	53
15	3330	1665	363	56	28
16	1944	486	212	33	16
Summe	53718	13965	5857 (177 % Referenz)	904 (231 % Referenz)	449 (229 % Referenz)

4.4 Szenario 3: Trinkwarmwasserbedarfe „Niedrig“

Die Parameter des Szenario 3 sind nahezu identisch mit denen des Referenzszenarios. Einziger Unterschied zum Referenzszenario ist der TWW-Bedarf „Niedrig“ (vgl. 3.2), der auf den Vorgaben zum spezifischen Warmwasserbedarf der DIN V 4108-6 [50] basiert. Da sich die Parameter Nutzfläche, Dachfläche, Kollektorfläche, Volumen Pufferspeicher und Volumen Bereitschaftsspeicher je Anschlussstelle gegenüber dem Referenzszenario nicht ändern, bietet Tabelle 4-4 eine Übersicht der Parameter.

4.5 Szenario 4: Trinkwarmwasserbedarfe „Hoch“

Auch Szenario 4 unterscheidet sich gegenüber dem Referenzszenario nur in der Höhe des TWW-Bedarfs. Dieser wird hier auf dem in 3.2 definierten Niveau „Hoch“ angenommen. Da sich auch hier die Parameter Nutzfläche, Dachfläche, Kollektorfläche, Volumen Pufferspeicher und Volumen Bereitschaftsspeicher je Anschlussstelle gegenüber dem Referenzszenario nicht ändern, bietet Tabelle 4-4 eine Übersicht der Parameter.

4.6 Szenario 5: Hohe Trinkwarmwasser Bereitstellungstemperatur

In Szenario 5 beträgt die TWW-Bereitstellungstemperatur 60 °C und ist damit gegenüber dem Referenzszenario um 15 K höher. Die Parameter Nutzfläche, Dachfläche, Kollektorfläche, Volumen Pufferspeicher und Volumen Bereitschaftsspeicher je Anschlussstelle ändern sich gegenüber dem Referenzszenario nicht und sind in Tabelle 4-4 dargestellt.

4.7 Szenario 6: Heißwasserspeicher als saisonaler Speicher

Der saisonale Speicher des Systems wird in Szenario 6 durch einen Heißwasserspeicher mit einem Speichervolumen von 23.000 m³ modelliert. Da sich die Parameter Nutzfläche, Dachfläche, Kollektorfläche, Volumen Pufferspeicher und Volumen Bereitschaftsspeicher je Anschlussstelle gegenüber dem Referenzszenario nicht ändern, bietet Tabelle 4-4 eine Übersicht dieser Parameter. Da bei dem im Referenzszenario verwendeten Erdsondenfeld die Wärmeverluste bzw. -gewinne durch die Umgebung einen Teil der Speicherfunktionalität ausmachen, werden auch hier die Wärmeverluste bzw. -gewinne durch die Umgebung nicht betrachtet.

4.8 Szenario 7: Große lokale Speicher

In Szenario 7 werden die lokalen Speichervolumina von Puffer- und Bereitschaftsspeichern in den Gebäuden gegenüber dem Referenzszenario auf 238 l/m² Kollektorfläche bzw. 119 l/m² Kollektorfläche verdoppelt. Tabelle 4-7 zeigt die Parameter Nutzfläche, Dachfläche, Kollektorfläche, Volumen Pufferspeicher und Volumen Bereitschaftsspeicher je Anschlussstelle für Szenario 7:

Tabelle 4-7: Eingangsparameter Simulation Szenario 7

Anschluss- stelle	Nutzfläche [m ²]	Dachfläche [m ²]	Kollektorfläche [m ²]	Volumen Puffer- speicher [m ³]	Volumen Bereitschafts- speicher [m ³]
1	5850	1170	361	86	43
2	10410	2082	642	153	76
4	6300	1116	388	92	46
5	3330	1665	205	49	24
6	1944	486	120	29	14
7	1368	456	84	20	10
9	6300	1116	388	92	46
10	3330	1665	205	49	24
11	1944	486	120	29	14
12	1368	456	84	20	10
14	6300	1116	388	92	46
15	3330	1665	205	49	24
16	1944	486	120	29	14
Summe	53718	13965	3310 (100 % Referenz)	789 (202 % Referenz)	391 (200 % Referenz)

4.9 Szenario 8: Fernwärmeszenario

Eine besondere Stellung nimmt das Fernwärmeszenario ein. Hier wird ein Fernwärmenetz betrachtet, das in Ausdehnung und angehängten Wärmelasten dem Referenzszenario entspricht. Die Netztemperatur und die Übergabestationen in den Gebäudetechnikmodellen unterscheiden sich jedoch deutlich (siehe 3.5). Weiter sind lokal keine Kollektoren und kein Pufferspeicher installiert. Der Bereitschaftsspeicher ist aufgrund der permanenten Verfügbarkeit für alle Gebäude einheitlich auf 3 m³ und damit sehr klein dimensioniert. Auf Netzebene dient ein Heißwasserspeicher (30 m³) direkt an der Wärmequelle als quellseitiger Netzpufferspeicher zum Ausgleich kurzzeitiger Lastspitzen.

5 Auswertung und Analyse der Szenarien

Dieses Kapitel zeigt die Ergebnisse der zuvor beschriebenen Szenarien und vergleicht diese auf Basis des Referenzszenarios. Sämtliche Daten und Größen basieren auf dem Betriebsverhalten des jeweiligen Szenarios im zweiten Betriebsjahr des Systems. Die Vergleichsgrößen sind:

- **Anteil Energie erneuerbar/nicht erneuerbar**

Die durch das System bereitgestellte Nutzenergie aufgeteilt in den Anteil erneuerbaren und nicht erneuerbaren Ursprungs. Der aus dem öffentlichen Stromnetz bezogene Strom ist pro kWh mit einem erneuerbaren Anteil von 35,12 % berücksichtigt [62]. Die im Fernwärmeszenario (Szenario 8) betrachtete Fernwärme ist pro kWh mit einem erneuerbaren Anteil von 11,1 % berücksichtigt [58].

- **CO₂-Äquivalent**

Das CO₂-Äquivalent der durch das System bereitgestellten Nutzenergie im Gesamten und bezogen auf je eine kWh Nutzenergie basiert auf 0,5345 kg CO₂-Äquivalent pro kWh elektrische Energie auf Niederspannungsniveau beim Endverbraucher [62]. Das CO₂-Äquivalent der thermischen Energie beim Endverbraucher im Fernwärmeszenario (Szenario 8), wird mit 0,2614 kg CO₂-Äquivalent pro kWh berücksichtigt [58].

- **Jahresarbeitszahl des Quartiers**

Die Jahresarbeitszahl (JAZ) des Quartiers, definiert als das Verhältnis der Nutzenergie zur eingesetzten elektrischen Energie:

$$JAZ = \frac{\sum Q_{HW} + \sum Q_{TWW}}{\sum W_{el}}$$

- **Monatlicher Trinkwasser- und Heizwärmebedarf**

Jahresübersicht der monatlich bereitgestellten Nutzenergie in Form von Trinkwasser (Q_{TWW}) - und Heizwärme (Q_{HW}) gegenüber den eingesetzten thermischen Quellen

- direkte solare Wärme (Q_{ST_dir}),
- durch die Wärmepumpe aufgewertete Wärme (Q_{WP})
- und eingesetzte elektrische Energie für Wärmepumpe und Durchlauferhitzer (Q_{EL}).

- **Wärmebilanz des Niedrigtemperaturnetzes**

Jahresübersicht der an das Niedrigtemperaturnetz abgegebenen (Q_{Netz_k}) und aus dem Niedrigtemperaturnetz bezogenen Wärme (Q_{Netz_w}) (monatlich kumulierte abgegebene und aufgenommene Wärme)

- **Temperaturverlauf und bewegte Volumina im Netz**

Jahresverlauf der Temperaturen im „kalten“ und „warmen“ Strang des Netzes, ermittelt an Ein- und Ausgang des saisonalen Speichers, Jahresverlauf der ungestörten Erdreichtemperatur sowie Jahresverlauf der transportierten Volumina

- **Netzverluste**

Jahresverlauf der thermischen Verluste und Gewinne des Netzes (monatlich kumulierte Werte aus beiden Strängen des Netzes)

- **Energiefluss**

Energieflussdiagramm der über ein Jahr kumulierten Energieströme im System Niedrigtemperaturnetz. Nicht im Energieflussdiagramm berücksichtigt sind die thermischen Verluste des Netzes.

Eine tabellarische Gesamtübersicht und Gegenüberstellung der in den Szenarien variierten Größen sowie der zugehörigen Simulationsergebnisse zeigt Anhang B.

5.1 Ergebnisse Szenario 0 - Referenzszenario

Der Energiebedarf des Referenzszenarios von 2166 MWh, dem die Parameter aus Abschnitt 4.1 zugrunde liegen, ist zu 88,7 % durch Energie aus erneuerbaren Quellen (Q_EE) und zu 11,3 % durch Energie aus nicht erneuerbaren Quellen (Q_NEE) gedeckt. Da das System Niedrigtemperaturnetz, mit Ausnahme der aus dem Verteilnetz bezogenen elektrischen Energie, vollständig durch Energie erneuerbaren Ursprungs versorgt wird, ist der Anteil der nicht erneuerbaren Quellen direkt auf den nicht erneuerbaren Anteil der bezogenen elektrischen Energie aus dem Verteilnetz zurückzuführen. Laut Ökobaudat 2016 [62] sind dabei pro bezogener Kilowattstunde 64,9 % nicht erneuerbaren Ursprungs. Dies resultiert, unter Verwendung der in der Einführung von Kapitel 5 beschriebenen Kenngrößen der Ökobaudat 2016 [62], in einem gesamten CO₂-Äquivalent von 196,50 t/a. Umgerechnet entspricht dies 90,73 g CO₂-Äquivalent pro bereitgestellter kWh Nutzenergie (siehe Tabelle 5-1).

Tabelle 5-1: Übersicht Ergebnisse Referenzszenario

	2166	MWh Nutzenergie
davon		
	1921	MWh Erneuerbare Energie
	245	MWh Nicht erneuerbare Energie
resultierend in		
	196,50	t CO ₂ -Äquivalent/a
	90,73	g CO ₂ -Äquiv./kWh Nutz.
	5,44	JAZ (System)

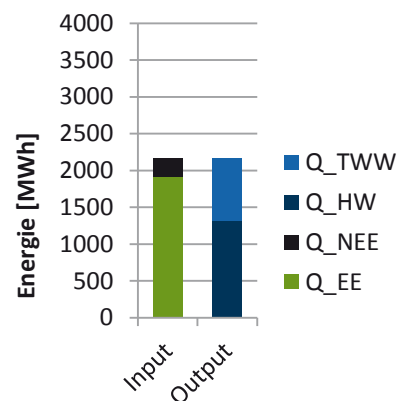


Abbildung 5-1: Gegenüberstellung der Energieinput- und Output-verhältnisse (Referenzszenario)

In Abbildung 5-1 werden der Energieinput, als eingesetzte erneuerbare und nicht erneuerbarer Energie, sowie der Energieoutput für Trinkwasser- und Heizwärme, gegenübergestellt. Deutlich sichtbar sind so die absolute Höhe des Gesamtenergiebedarfs und dessen erneuerbarer Anteil. Abbildung 5-2 zeigt den monatlichen Bedarf an Trinkwasser- und Heizwärme (Q_HW & Q_TWW).

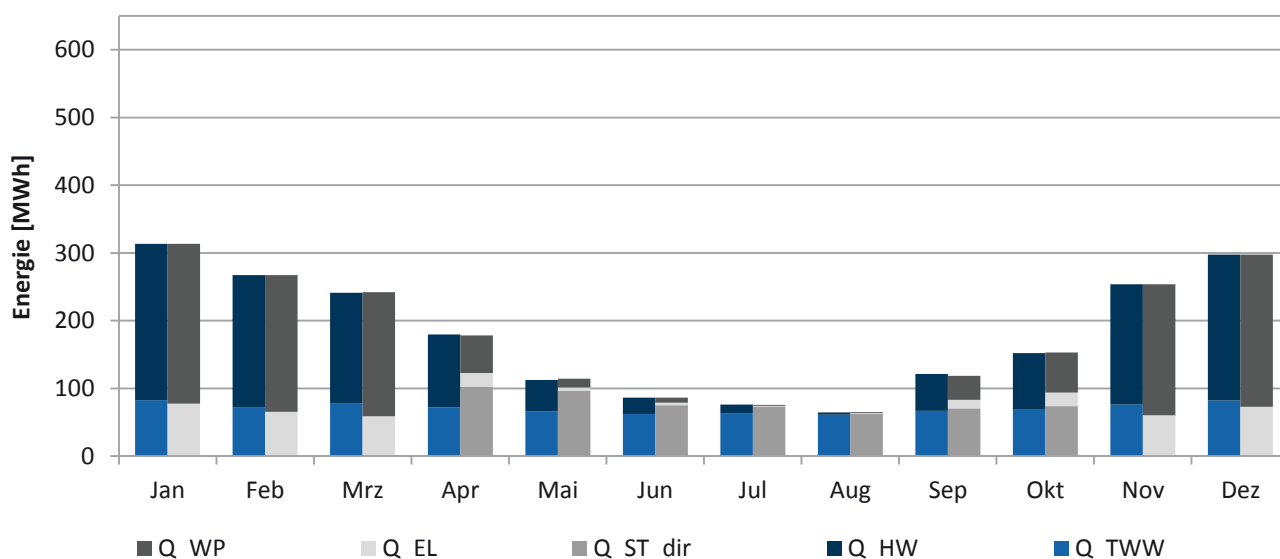


Abbildung 5-2: Monatlicher Trinkwasser- und Heizwärmebedarf (Referenzszenario)

Dieser wird je nach Jahreszeit zu unterschiedlichen Anteilen direkt durch die Solarthermie (Q_ST_dir), durch im Temperaturniveau angehobene Niedrigtemperaturwärme (Q_WP) und durch die elektrischen Durchlauferhitzer gedeckt. Als

Wärmequellen dienen den Wärmepumpen das Niedrigtemperaturnetz oder indirekt die Solarthermie (vgl. 3.3). Die für den Betrieb der Wärmepumpen und Durchlauferhitzer benötigte elektrische Energie wird zusammengefasst als Q_{EL} aufgeführt. In den Monaten April bis Oktober werden die Bereitschaftsspeicher der Gebäude hauptsächlich direkt durch die PVT-Kollektoren beheizt. Gegenüber der in das Niedrigtemperaturnetz abgegebenen Wärme (Q_{Netz_k}) und aufgenommenen Wärme (Q_{Netz_w}) (Abbildung 5-3) zeigt sich, dass gerade in den Übergangsmonaten April und September/Oktober die Gebäude weitestgehend wärmeneutral betrieben werden und sich lokal gewonnene und lokal genutzte Wärme die Waage halten.

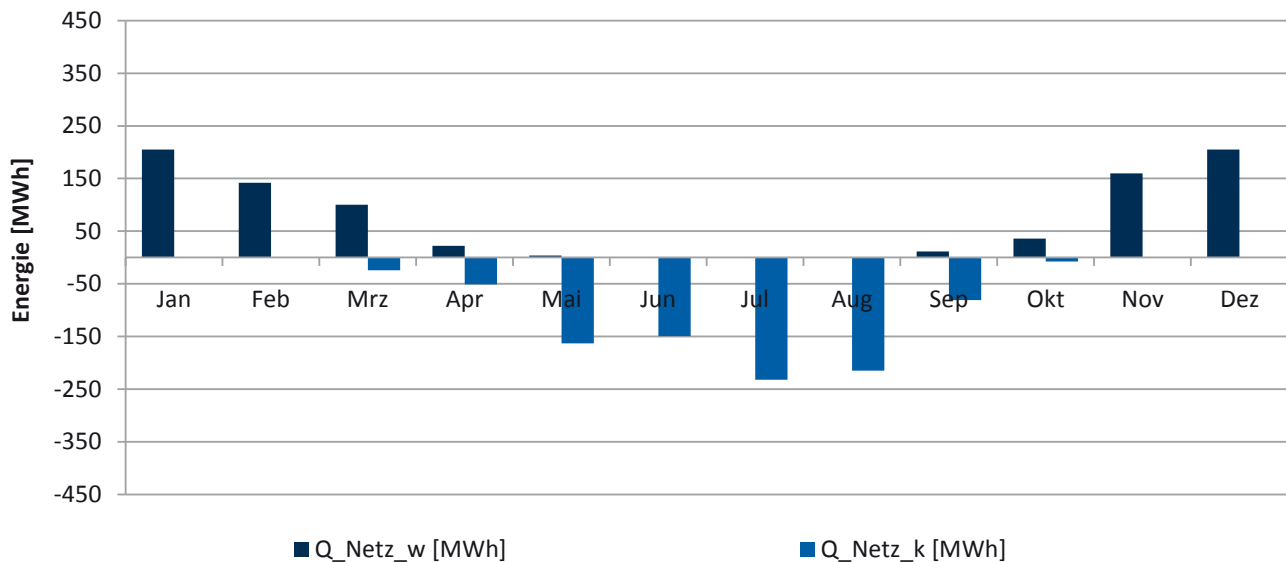


Abbildung 5-3: Abgegebene und aufgenommene Wärme des Niedrigtemperaturnetzes (Referenzszenario)

Die Temperaturen des Referenzszenarios im „kalten“ Strang des Netzes bewegen sich zwischen 3,8 °C und 34,1 °C, die Temperatur im „warmen“ Strang zwischen 8,0 °C und 39,2 °C (Abbildung 5-4). Die Jahresmitteltemperatur des Netzes beträgt 18,2 °C. Farblich in den Hintergrund gerückt sind hier die Stundenwerte der Temperaturen. Diese sind durch gleitende 24h-Mittelwerte überlagert.

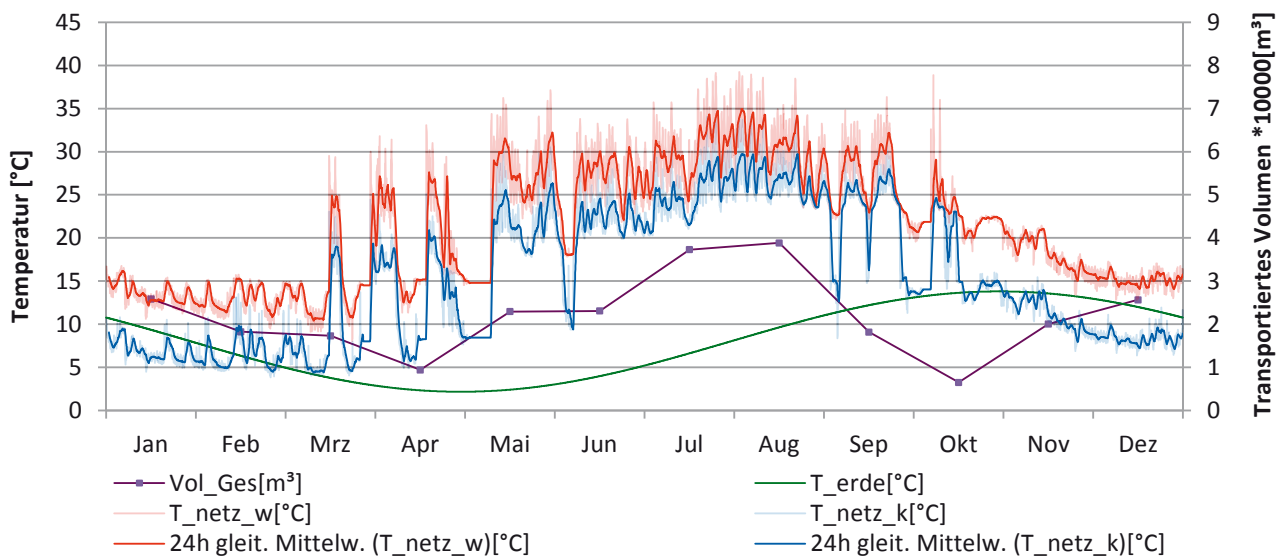


Abbildung 5-4: Temperaturverläufe und transportierte Volumina durch das Niedrigtemperaturnetz (Referenzszenario)

Zusätzlich zeigt das Diagramm die monatlich transportierten Volumina, abgebildet auf der Sekundärachse. Diese nehmen minimale Werte in den Monaten April und Oktober sowie maximale Werte in den Monaten Dezember/Januar und Juli/August ein. Zusätzlich ist in Abbildung 5-4 die fünffache Umkehr der Strömungsrichtung am saisonalen Speicher in

Auswertung und Analyse der Szenarien

den Übergangsmonaten März bis Mai (bzw. einem Richtungswechsel im Monat Juni) und September/Okttober durch die Sprünge des Temperaturniveaus sichtbar. In den Monaten Dezember und Januar führt die Unterschreitung der Erdoberflächtemperatur durch den „kalten“ Strang zu negativen Verlusten (vgl. Abbildung 5-5). Negative Verluste entsprechen thermischen Gewinnen, hervorgerufen durch niedrigere Temperaturen in den Rohren als im umgebenden Erdreich und damit einem positiven Wärmestrom aus dem Erdreich in die Rohrleitungen hinein. Der jahreszeitliche Verlauf der Verluste folgt dem Temperaturverlauf. In Summe liegen die thermischen Verluste der Rohrleitungen des Niedrigtemperaturnetzes für den Referenzfall bei 41 MWh und damit bei ca. 1,9 % der gesamten über ein Jahr umgesetzten Nutzenergie.

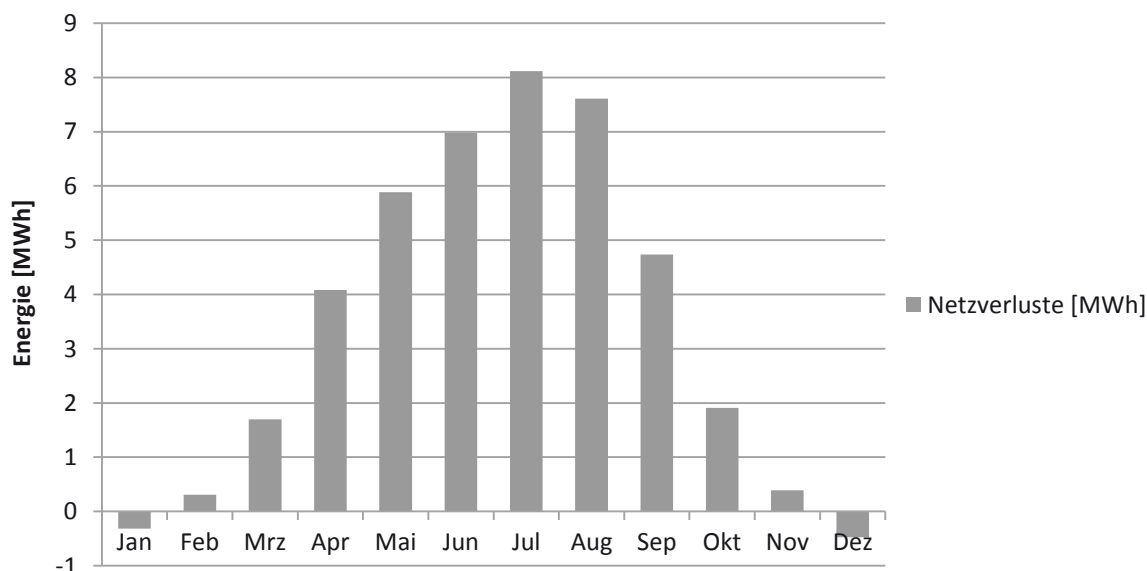


Abbildung 5-5: Thermische Netzverluste (Referenzszenario)

Abbildung 5-6 zeigt eine detaillierte Übersicht der über das Jahr aufsummierten Energieflüsse des Referenzszenarios. Unterteilt auf die drei Ebenen Niedrigtemperaturnetz, Gebäude und Stromnetz werden die Wechselwirkungen zwischen den Ebenen deutlich. So werden im Referenzszenario 886 MWh Wärme aus dem Niedrigtemperaturnetz bezogen und 923 MWh zurückgespeist. Weiter zeigt das Sankey-Diagramm die elektrischen und thermischen Anteile der durch die PVT-Kollektoren gewonnenen Energie von insgesamt 2069 MWh.

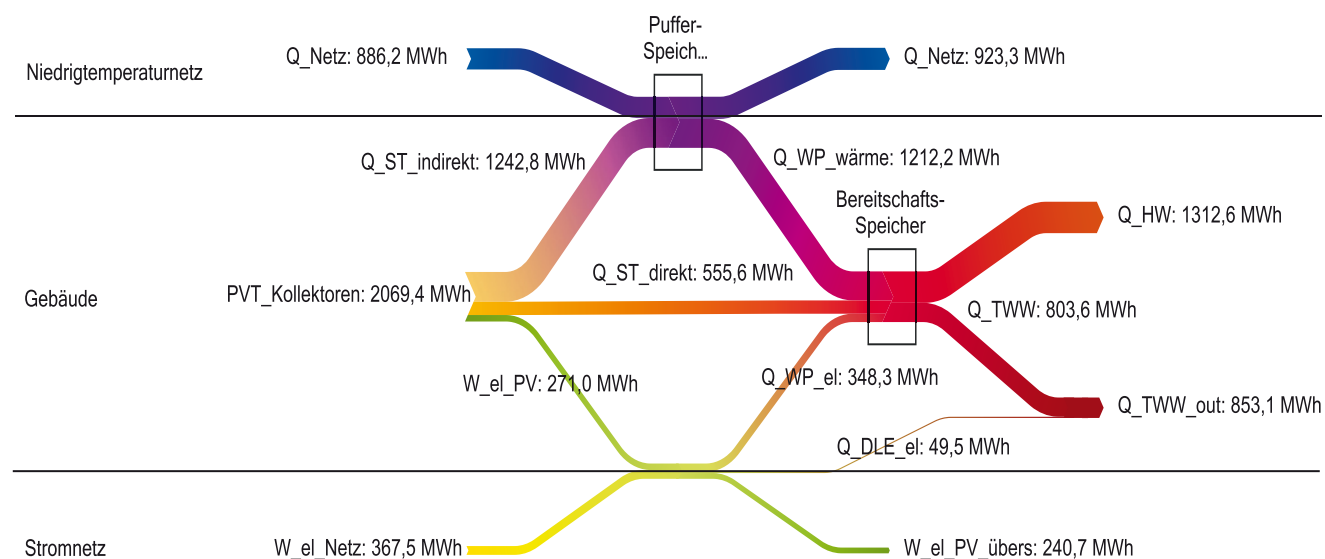


Abbildung 5-6: Energieflussdiagramm des Referenzszenarios

Der thermische Anteil beinhaltet den direkt durch die Bereitschaftsspeicher nutzbaren Anteil von 556 MWh (27%) und den indirekt nutzbaren Anteil von 1243 MWh (60 %), der über die Pufferspeicher entweder in das Niedrigtemperaturnetz abgeführt oder im Vorlauf der Wärmepumpen genutzt wird. Der elektrische Anteil von 271 MWh (13%) wird nur zu einem kleinen Anteil lokal genutzt. Die Überschüsse von 241 MWh werden ins Verteilnetz abgeführt. Die Bereitschaftsspeicher, die über den direkt nutzbaren Anteil der Solarthermie und die Wärmepumpen (1212 MWh thermischer und 348 MWh elektrischer Anteil) mit Wärme versorgt werden, stellen diese zur Trinkwasser- (804 MWh) und Heizwassererwärmung (1313 MWh) bereit. Der zusätzliche elektrische Energiebedarf für den Betrieb der Durchlauferhitzer beträgt hier 50 MWh, da diese aufgrund der etwas höher liegenden Set-Temperatur der Solarthermie nur selten zur dauerhaften Sicherstellung der definierten Bereitstellungstemperatur von 45 °C benötigt werden.

Erkenntnis Referenzszenario

In den Monaten April bis Oktober liegt der Anteil der direkten Nutzung der Solarthermie am Gesamtwärmebedarf des jeweiligen Monats zwischen 48,5 % und 96,8 % und ist damit sehr hoch, in den restlichen Monaten des Jahres findet kaum eine direkte Nutzung der Solarthermie statt. Dies ist auf die Schaltung „Jahreszeitlicher Vorrang“ der Speicherbeladungen zurückzuführen, die in 3.3 beschrieben ist.

Die jahreszeitliche Variation der transportierten Volumina von 6464 m³/Monat bis 38833 m³/Monat (Abbildung 5-4) lässt sich durch die Bidirektionalität des Systems erklären. So wird das Netz im Winterhalbjahr klassisch zur Wärmezufuhr verwendet und zeigt die typische Korrelation zwischen zunehmendem Heizwärmebedarf und höheren transportierten Volumina. Zur Übergangsjahreszeit sind die Gebäude dem Niedrigtemperaturnetz gegenüber weitestgehend wärmeneutral (s. o.), was sich in den Minima der transportierten Volumina in den Monaten April und Oktober widerspiegelt. Im Sommerhalbjahr nehmen die transportierten Volumina bis zum globalen Maximum im August zu. Dies korreliert mit den solaren Überschüssen in den Gebäuden, die durch das Niedrigtemperaturnetz in den saisonalen Speicher abgeführt werden (vgl. Abbildung 5-3).

Die in den Wintermonaten auftretenden negativen Verluste durch Unterschreitung der Erdtemperatur im „kalten“ Strang des Niedrigtemperaturnetzes führen zu Wärmegewinnen im Niedrigtemperaturnetz. Diese betragen über ein Jahr 0,8 MWh und bewegen sich daher in der Größenordnung von 1,9 % der über das gesamte Jahr auftretenden Wärmeverluste an das Erdreich von 41 MWh.

Das in der Ökobaudat angegebene CO₂-Äquivalent für die Bereitstellung von 1 kWh Fernwärme von 261,4 g [58] kann im Referenzszenario mit 90,73 g CO₂-Äquiv./kWh Nutzenergie deutlich unterboten werden.

Der Verlauf der thermischen Verluste im Niedrigtemperaturnetz (Abbildung 5-5) folgt dem Temperaturverlauf des Niedrigtemperaturnetzes.

In den Monaten April, Mai und September findet eine Über- bzw. Unterdeckung der Bedarfe statt, die sich durch die ungleichen Säulenhöhen in den betreffenden Monaten in Abbildung 5-2 zeigt. Diese Differenz veranschaulicht den Unterschied zwischen der den Bereitschaftsspeichern zugeführten und der aus den Bereitschaftsspeichern abgeführten Wärme. Ursache dieser Differenz ist die unterschiedliche Ausnutzung der Speicherkapazität der lokalen Speicher zwischen Beginn und Ende des jeweiligen Monats. Zeitlich tritt dies in den Monaten der Übergangsjahreszeiten auf, in denen durch die solarthermischen Gewinne die Bereitschaftsspeicher erstmalig wieder vollständig beladen (im Gegensatz zum Winterbetrieb, der nur die oberen Speicherbereiche der Bereitschaftsspeicher nutzt vgl. 3.3 - sekundärer Wärmepumpenkreis) oder entladen werden. Dies führt im Frühjahr zu einer späteren Wärmeeinspeisung in das Niedrigtemperaturnetz, im Herbst zu einem späteren Wärmebezug aus dem Niedrigtemperaturnetz und damit insgesamt zu einer geringfügig höheren lokalen Nutzung lokal gewonnener solarer Wärme im Vergleich zu einer Bereitschaftsspeichernutzung, die über das gesamte Jahr die vollständige Speicherkapazität der Bereitschaftsspeicher ausnutzt.

5.2 Ergebnisse Szenario 1 - Passivhauskomponenten

In Szenario 1, das ein Quartier mit Gebäuden aus Passivhauskomponenten als Simulationsgrundlage nutzt (siehe 4.2), werden die Gebäude zu 89,2 % durch erneuerbare Energien und zu 10,8 % durch nicht erneuerbare Energien versorgt. Dies führt unter Verwendung der Grundlagen der Ökobaudat 2016 ([58], [62]) (vgl.5) zu einem gesamten CO₂-Äquivalent von 147,42 t/a oder umgerechnet zu 86,55 g CO₂ Äquivalent pro kWh Nutzenergie.

Tabelle 5-2: Übersicht Ergebnisse Szenario 1

	1703	MWh Nutzenergie
davon		
	1520	MWh Erneuerbare Energie
	183	MWh Nicht erneuerbare Energie
resultierend in		
	147,42	t CO ₂ -Äquivalent/a
	86,55	g CO ₂ -Äquiv./kWh Nutz.
	5,61	JAZ (System)

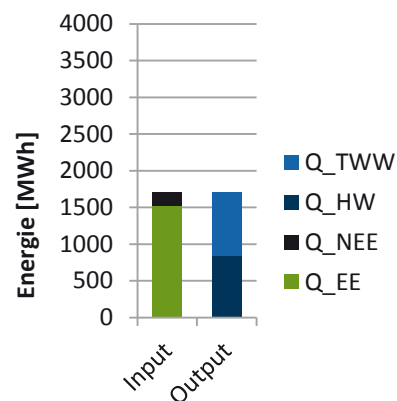


Abbildung 5-7: Gegenüberstellung der Energieinput- und Outputverhältnisse (Szenario 1)

Die in diesem Szenario benötigte Nutzenergie ist aufgrund des höheren Dämmstandards der Gebäude 463 MWh niedriger als die des Referenzszenarios. Am Verhältnis der eingesetzten erneuerbaren und nicht erneuerbaren Energie ändert dies jedoch kaum etwas (vgl. Abbildung 5-1). Gegenüber dem Referenzszenario mit einer JAZ von 5,44 erhöht sich die JAZ des Systems auf 5,61. Ursache hierfür sind die höheren Netztemperaturen in den Wintermonaten (siehe Abbildung 5-10). Deutlich sichtbar ist die Änderung des Verhältnisses von Trinkwasser- zu Heizwärme (Abbildung 5-7).

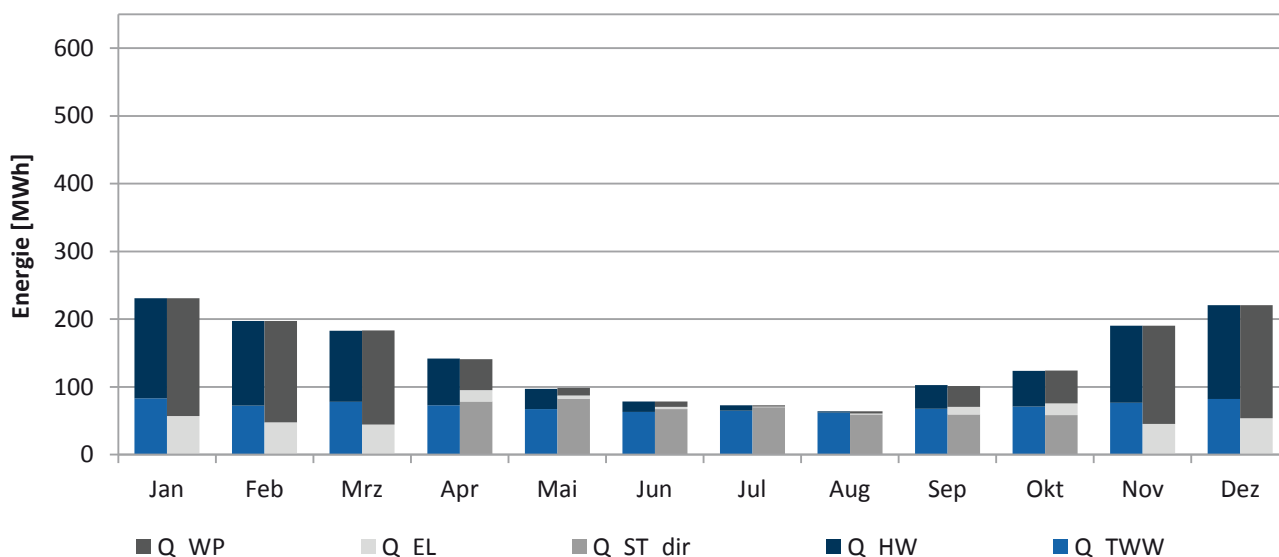


Abbildung 5-8: Monatlicher Trinkwasser- und Heizwärmebedarf (Szenario 1)

Da sich die Bezugsmenge des Trinkwassers gegenüber dem Referenzszenario nicht ändert, ist das gegenüber dem Referenzszenario verschobene Verhältnis auf den höheren Dämmstandard der Gebäude und die daraus resultierenden niedrigeren Heizwärmebedarfe zurückzuführen. Damit ergibt sich ein nahezu paritätisches Output-Verhältnis der Wärme für TWW und Heizung. Über das gesamte Jahr gesehen fallen auch die im Jahresverlauf generell niedrigeren umgesetzten Wärmemengen auf (Abbildung 5-8). Anteilig bleibt die direkt genutzte solare Wärme jedoch ähnlich hoch. Wie im Referenzszenario zeigt Abbildung 5-9, dass in den Monaten November bis Februar das Niedrigtemperaturnetz rein als

Wärmequelle dient. In den Übergangsmonaten März/April und September/Oktober wechselt die vorherrschende Strömungsrichtung im saisonalen Speicher und damit die Nutzung des Niedrigtemperaturnetzes als Wärmequelle oder -senke mehrfach. Die Höhen der bezogenen wie auch der zurückgespeisten Wärmemengen fallen im Vergleich zum Referenzszenario geringer aus, jedoch sind auch hier die Monate März/April und September/Oktober nahezu ausgeglichen.

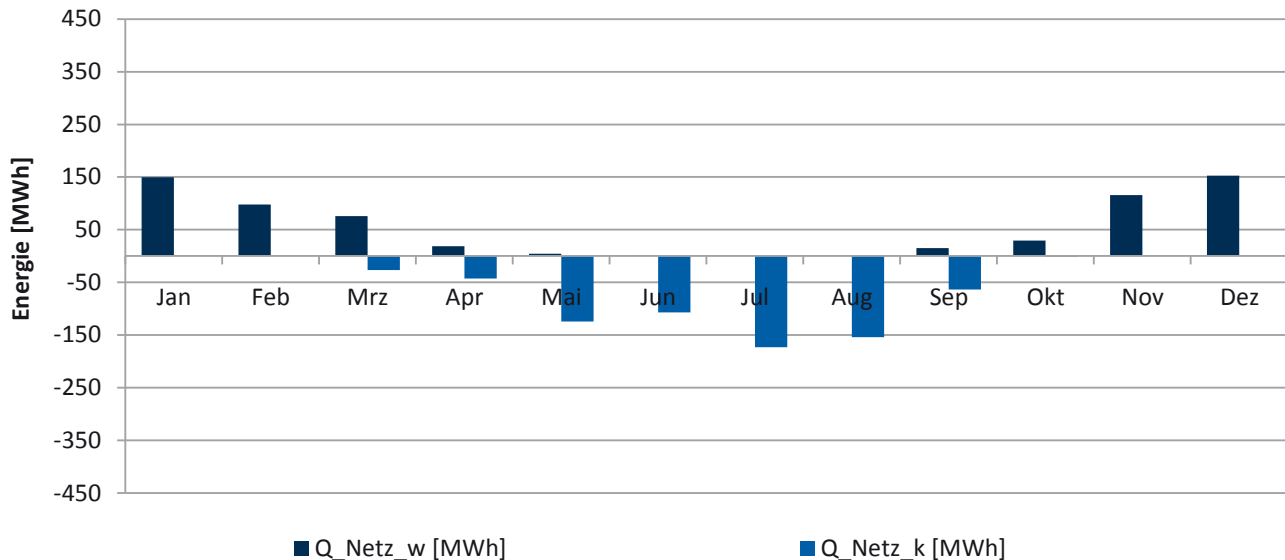


Abbildung 5-9: Abgegebene und aufgenommene Wärme des Niedrigtemperaturnetzes (Szenario 1)

Die Temperaturen im „kalten“ Strang bewegen sich zwischen 5,3 °C und 31,8 °C, im „warmen“ Strang zwischen 11,7 °C und 38 °C. Die Jahresmitteltemperatur des Netzes beträgt 18,4 °C. In den Wintermonaten liegen die Temperaturen deutlich über, in den Sommermonaten deutlich unter denen des Referenzszenarios (Abbildung 5-10). Dies ist auf die, in Abschnitt 4.2 definierte, gegenüber dem Referenzszenario konstant gehaltene Speichergöße des saisonalen Speichers zurückzuführen, der aufgrund des niedrigeren Wärmebedarfs in den Wintermonaten deutlich langsamer auskühlt, bzw. sich in den Sommermonaten durch die dem Wärmebedarf angepassten PVT-Flächen deutlich langsamer erwärmt. Die transportierten Volumina durch den saisonalen Speicher sind aufgrund der niedrigeren transportierten Wärmemengen ebenfalls geringer. Auch Maxima und Minima sind im Vergleich zum Referenzszenario weniger deutlich ausgeprägt.

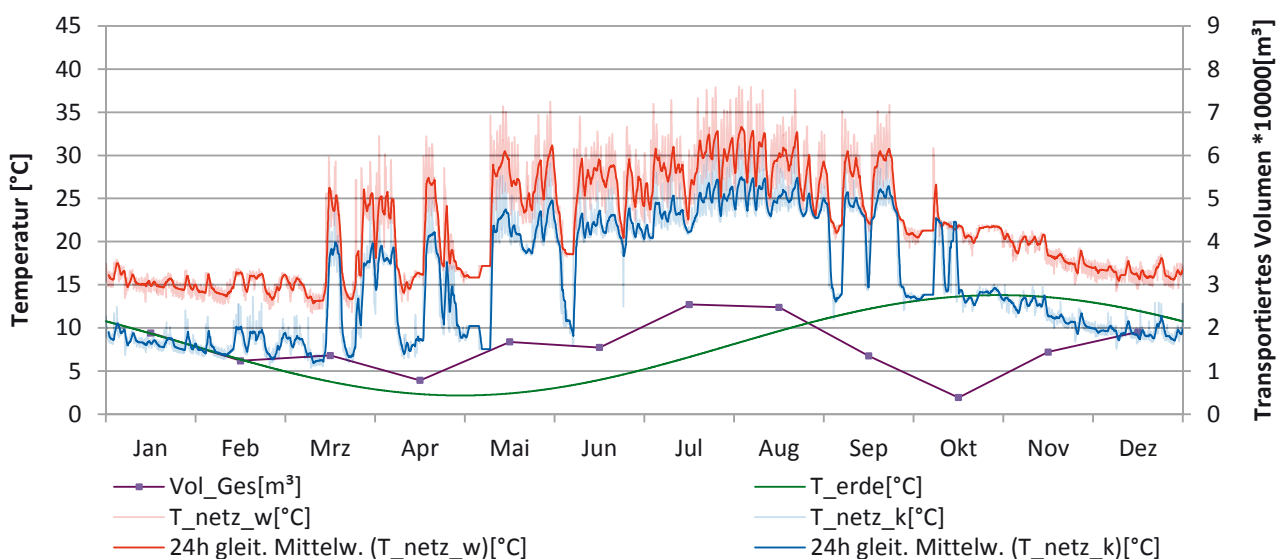


Abbildung 5-10: Temperaturverläufe und transportierte Volumina durch das Niedrigtemperaturnetz (Szenario 1)

Die Summe der Netzverluste (Abbildung 5-11) ist mit denen des Referenzszenarios nahezu identisch (41,2 MWh), während sich die monatlichen Werte jedoch zum Teil deutlich unterscheiden. In den Wintermonaten bewirken die höheren

Auswertung und Analyse der Szenarien

Temperaturen im Netz einen Anstieg der Netzverluste. Gegenüber dem Referenzszenario, das durch die niedrigen Fluidtemperaturen in den Monaten Dezember und Januar thermische Gewinne erwirtschaftet, führen hier die höheren Temperaturen in diesen Monaten hauptsächlich (der Wärmegewinn im Dezember ist vernachlässigbar) zu thermischen Verlusten. In den Sommermonaten fallen die Verluste im Vergleich zum Referenzszenario jedoch geringer aus, was auf die niedrigeren Temperaturen im Netz zurückzuführen ist.

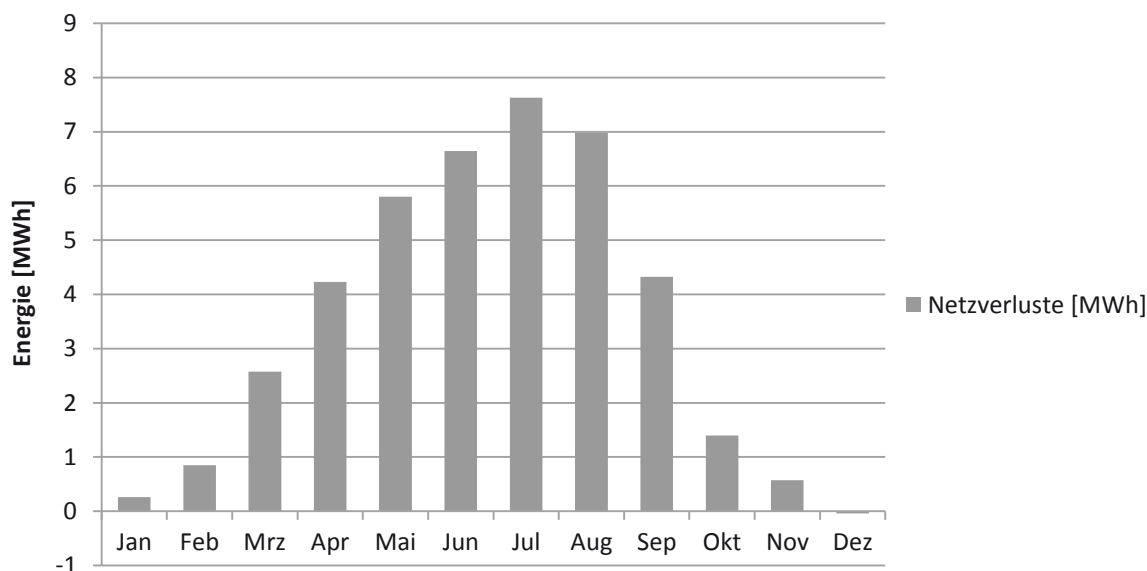


Abbildung 5-11: Thermische Netzverluste (Szenario 1)

Das Sankey-Diagramm (Abbildung 5-12) des Szenario eins zeigt die über ein Jahr aufsummierten Energieflüsse innerhalb des Systems Niedrigtemperaturnetz. Aus dem Niedrigtemperaturnetz werden in Szenario eins 659 MWh bezogen und 693 MWh zurückgespeist. Die durch die PVT-Kollektoren gewonnene Energie von 1641 MWh wird wie folgt genutzt: 58 % dienen als Vorlauf der Wärmepumpen oder werden ins Niedrigtemperaturnetz abgegeben, 29 % werden direkt den Bereitschaftsspeichern zugeführt und 13 % werden lokal genutzt bzw. Überschüsse an das elektrische Verteilnetz abgegeben.

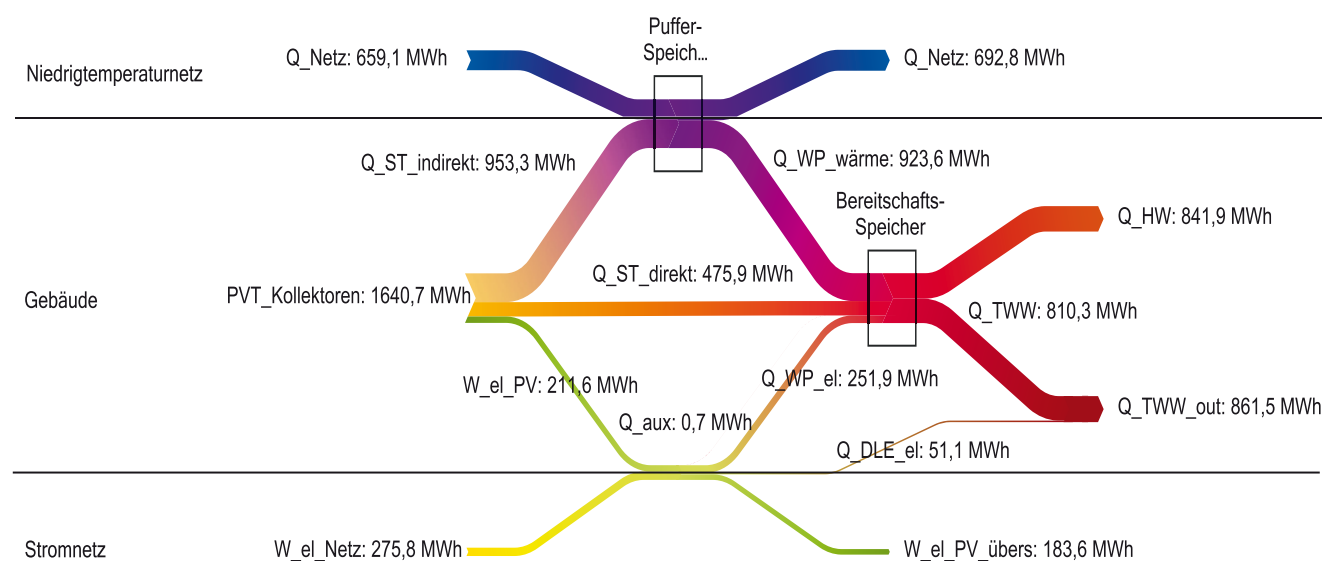


Abbildung 5-12: Energieflussdiagramm des Szenario 1

Die Wärmezufuhr der Bereitschaftsspeicher setzt sich aus den vier Energieströmen der Wärmepumpen (924 MWh thermischer und 252 MWh elektrischer Anteil), der direkten Solarthermie (476 MWh) und der Zusatzheizer der

Bereitschaftsspeicher (1 MWh) zusammen. Diese Zusatzheizungen dienen wie in 3.3 beschrieben der Sicherstellung einer Mindesttemperatur von 36 °C in der obersten Schicht der Bereitschaftsspeicher.

Erkenntnis Szenario 1

Die Summe der thermischen Verluste des Netzes über ein Jahr ist nahezu identisch mit den thermischen Verlusten des Referenzszenarios, trotz der jahreszeitlich deutlich verschiedenen Ausprägungen. Dies deutet darauf hin, dass das mittlere Temperaturniveau des Netzes für die Höhe der Verluste relevant ist, sich damit bei einer einebnenden Verschiebung der Temperaturniveaus (geringere Temperaturen im Sommer, höhere Temperaturen im Winter) und nahezu gleicher Jahresmitteltemperatur des Netzes die Verluste nur minimal ändern.

Der Zusatzheizungen zur elektrischen Nachheizung des Bereitschaftsspeichers (Q_{aux}) springt in diesem Szenario in mehreren Gebäuden in den Wintermonaten an. Dies deutet auf eine leichte Unterdimensionierung der lokalen Bereitschaftsspeicher bzw. der Wärmepumpen hin, da die Kapazität zu Zeiten sehr hoher Wärmenachfrage zur Deckung nicht ausreicht.

5.3 Ergebnisse Szenario 2 – Verbesserter Bestand

Szenario 2 betrachtet, wie in 4.3 beschrieben, eine wärmeschutztechnisch teilweise verbesserte Gebäudesubstanz, die nach der WSchV 1982 erstellt wurde. Der Nutzenergiebedarf von 3821 MWh liegt daher deutlich über dem des Referenzszenarios und wird zu 88,2 % (3369 MWh) durch erneuerbare Energien und zu 11,8 % (452 MWh) durch nicht erneuerbare Energien gedeckt. Auf Grundlage der in 5 dargestellten Werte der Ökobaudat 2016 ([58], [62]) entspricht dies insgesamt einem CO₂-Äquivalent von 371,29 t pro Jahr oder 97,18 g CO₂-Äquiv./kWh Nutzenergie:

Tabelle 5-3: Übersicht Ergebnisse Szenario 2

	3821	MWh Nutzenergie
davon		
	3369	MWh Erneuerbare Energie
	452	MWh Nicht erneuerbare Energie
resultierend in		
	371,29	t CO ₂ -Äquivalent/a
	97,18	g CO ₂ -Äquiv./kWh Nutz.
	5,18	JAZ (System)

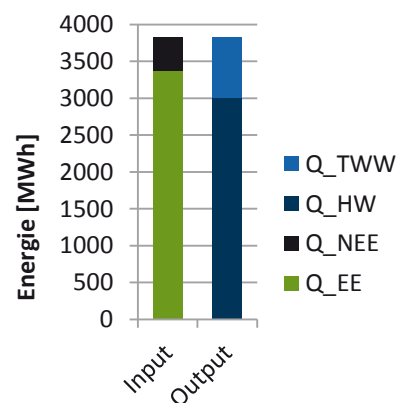


Abbildung 5-13: Gegenüberstellung der Energieinput- und Outputverhältnisse (Szenario 2)

Aufgrund der im Vergleich mit dem Referenzszenario schlechteren energetischen Gebäudequalität ist die in diesem Szenario benötigte Nutzenergie um 1655 MWh höher und damit annähernd doppelt so hoch wie die des Referenzszenarios. Dieser erhöhte Energiebedarf verschiebt das Gesamtverhältnis erneuerbarer Energie zu nicht erneuerbarer Energie um 0,5 % zu Lasten der erneuerbaren Energie (Abbildung 5-13). Die Jahresarbeitszahl des Systems ergibt sich damit zu 5,18 und liegt damit 0,26 unter der des Referenzszenario. Ursache hierfür ist der verhältnismäßig geringere Anteil der direkt genutzten solaren Wärme (vgl. Abbildung 5-18). Das Verhältnis von Trinkwasser- und Heizwärme verschiebt sich gegenüber dem Referenzszenario deutlich in Richtung der Heizwärme, bei einem gegenüber dem Referenzszenario konstant gehaltenen Trinkwasserwärmebedarf (Abbildung 5-14).

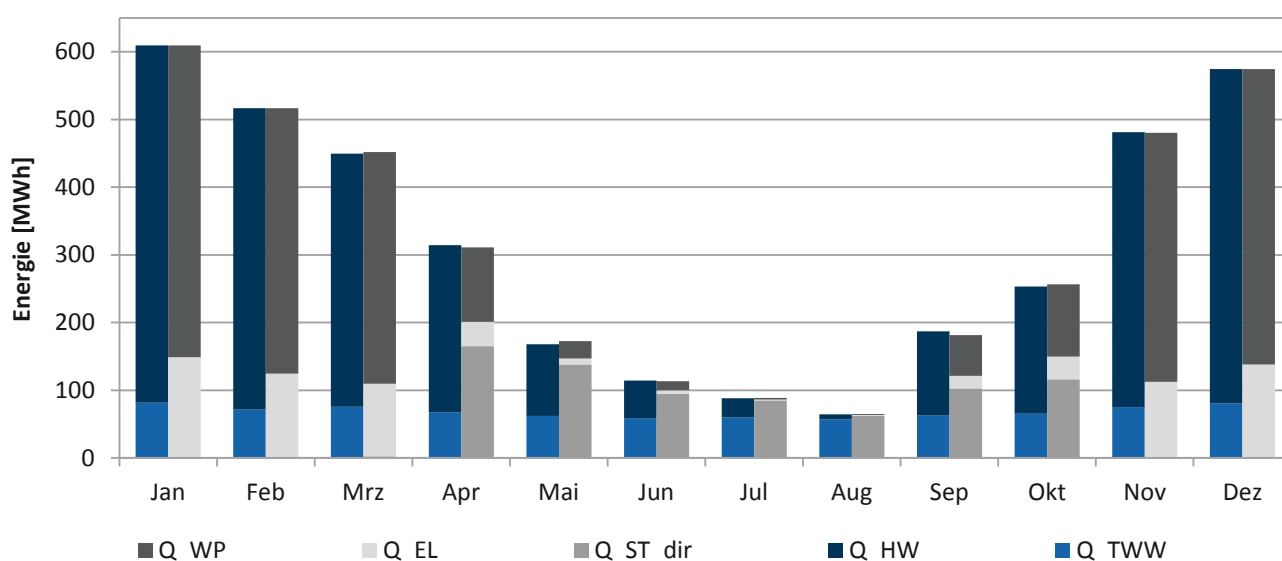


Abbildung 5-14: Monatlicher Trinkwasser- und Heizwärmebedarf (Szenario 2)

Auch hier wird ein bedeutender Anteil des Wärmebedarfs in den Monaten April bis Oktober direkt durch die PVT-Kollektoren gedeckt. In den Wintermonaten liefern die Wärmepumpen die benötigte Wärme, versorgt durch die PVT-

Kollektoren und das Niedrigtemperaturnetz. Da im Vergleich zum Referenzszenario sehr große Wärmemengen in den Wintermonaten benötigt werden, fallen auch die durch das Niedrigtemperaturnetz abgegebenen oder durch das Niedrigtemperaturnetz aufgenommenen Wärmemengen (durch die im Vergleich zum Referenzszenario größeren Kollektorflächen) deutlich höher aus (Abbildung 5-15). In den Übergangsmonaten April und Oktober zeigt sich eine dem Referenzszenario sehr ähnliche Charakteristik: Die lokal gewonnene Wärme reicht zum großen Teil zur lokalen Wärmeversorgung in den Einzelgebäuden aus, woraus die im Jahresverlauf niedrigsten Bezugs- bzw. Abgabemengen an das Niedrigtemperaturnetz folgen.

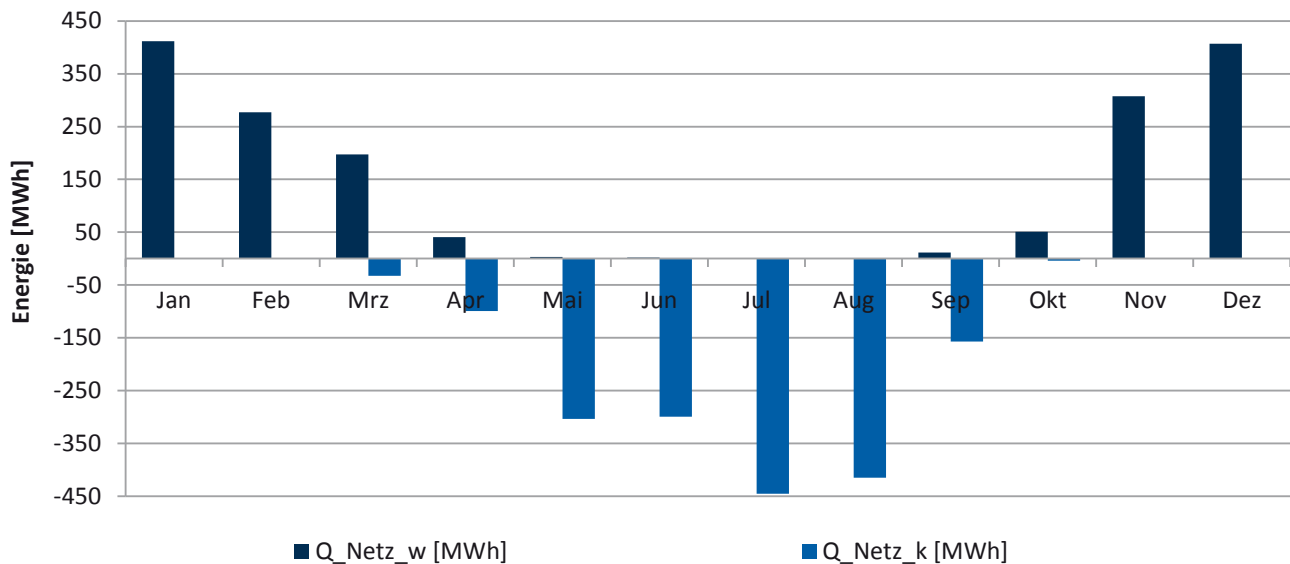


Abbildung 5-15: Abgegebene und aufgenommene Wärme des Niedrigtemperaturnetzes (Szenario 2)

Im „kalten“ Strang des Netzes bewegen sich die Temperaturen zwischen 4,4 °C und 32,9 °C, im „warmen“ Strang zwischen 9,6 °C und 41,0 °C (Abbildung 5-16). Die Jahresmitteltemperatur des Netzes beträgt 19,3 °C. Bedingt durch die hohen Heizwärmebedarfe werden in den Wintermonaten große Mengen an Fluid transportiert. Die über das gesamte Jahr gesehene größte Menge an Fluid wird so im Gegensatz zum Referenzszenario im Monat Januar und nicht in den Sommermonaten Juli und August durch das Netz befördert. Die Minima der transportierten Volumina decken sich mit den in Abbildung 5-15 identifizierten Monaten mit den geringsten abgegebenen und aufgenommenen Wärmemengen.

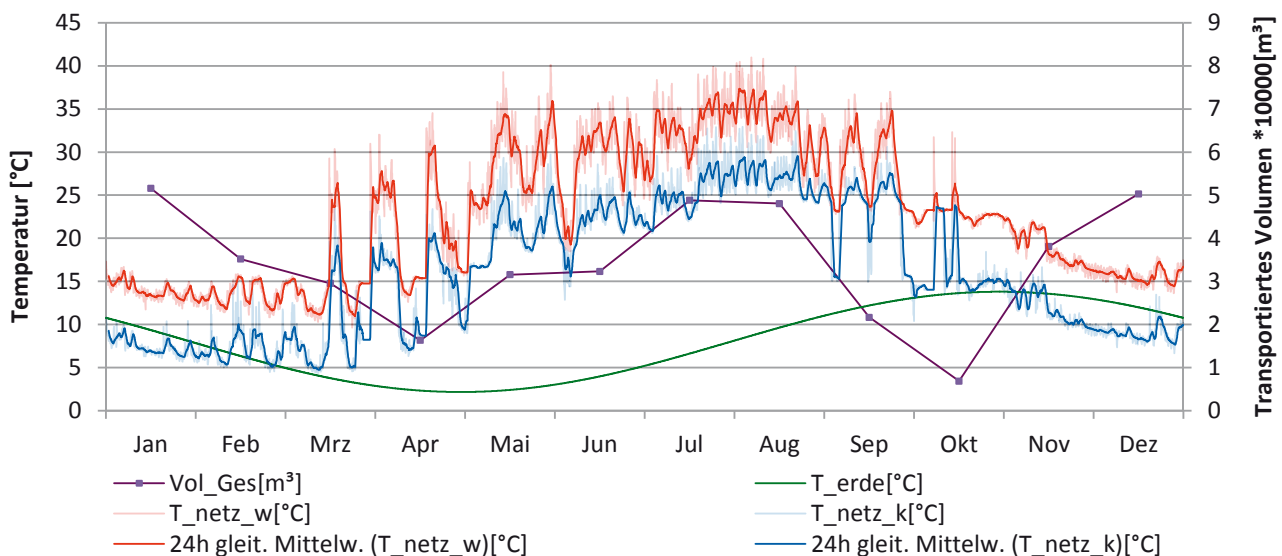


Abbildung 5-16: Temperaturverläufe und transportierte Volumina durch das Niedrigtemperaturnetz (Szenario 2)

Auswertung und Analyse der Szenarien

Die übers Jahr im Netz auftretenden thermischen Verluste summieren sich auf 46 MWh und liegen damit 5 MWh über den Verlusten des Referenzszenarios bei einer annähernd doppelt so hohen Menge transportierten Fluids. Weiter entstehen in den Monaten Dezember und Januar leichte thermische Gewinne durch die Unterschreitung der Erdreichtemperatur.

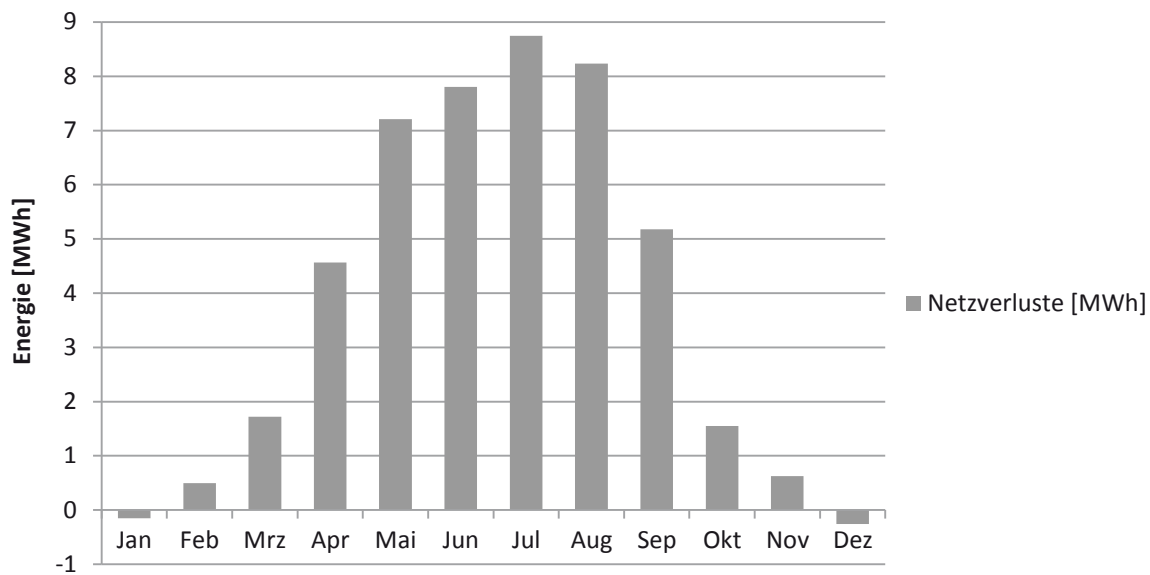


Abbildung 5-17: Thermische Netzverluste (Szenario 2)

Abbildung 5-18 zeigt in Form eines Sankey-Diagramms eine detaillierte Übersicht der über ein Jahr aufsummierten Energieflüsse des Systems. Die PVT-Kollektoren speisen in Form von Wärme 65 % (2365 MWh) indirekt, 21 % (767 MWh) direkt und 13 % (478 MWh) in Form von elektrischer Energie in das System ein. Neben der direkt genutzten solaren Wärme werden die Bereitschaftsspeicher auch durch Wärmepumpen beladen. Unter Einsatz von 686 MWh elektrischer Energie können so zusätzlich 2317 MWh Wärme bereitgestellt werden. Die Bereitschaftsspeicher decken damit den angeforderten Trinkwasser- und Heizwärmebedarf von 3003 MWh bzw. 768 MWh. Um jederzeit die definierte Bereitstellungstemperatur von 45 °C zu gewährleisten, werden in Durchlauferhitzern zusätzlich 50 MWh elektrische Energie eingesetzt.

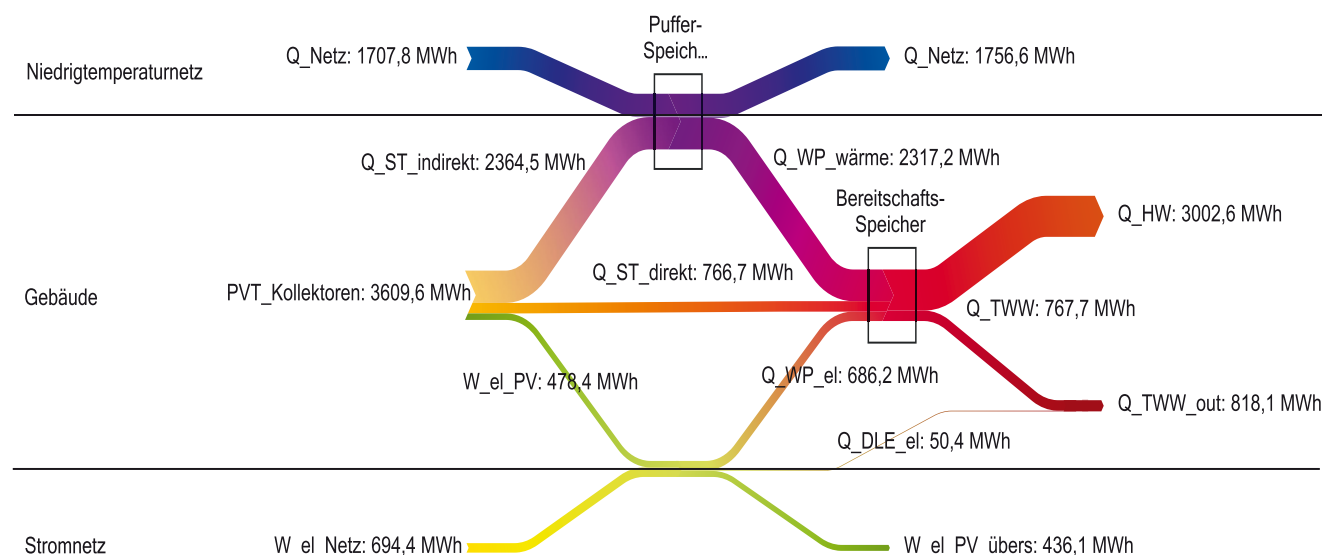


Abbildung 5-18: Energieflussdiagramm des Szenario 2

Erkenntnis Szenario 2

Der Monat mit den höchsten transportierten Volumina ist aufgrund der hohen Heizwärmebedarfe der Monat Januar. Die transportierten Volumina sind höher als die der Sommermonate. Im Vergleich mit dem Referenzszenario wird eine nahezu doppelt so große Menge Fluid transportiert. Dies führt jedoch nur zu einer Erhöhung der kumulierten thermischen Verluste um 5 MWh.

Szenario 2 zeigt damit, dass das System in der Lage ist, auch große Mengen Wärme ohne eine gravierende Verschlechterung der JAZ bereitzustellen. Dabei ist das Dachflächenpotenzial noch nicht ausgeschöpft. Grenzen sind dem System eher durch die Größen der lokalen Speicher gesetzt, die bei so hohen Wärmebedarfen wie in Szenario 2 auch für Mehrfamilienhäuser sehr groß ausfallen und damit voraussichtlich nur schwer bis nicht ökonomisch vertretbar sind.

Deutlich auffälliger als im Referenzszenario ist hier die teilweise auftretende monatliche Unter- bzw. Überdeckung in den Monaten April/Mai und September/Oktober, die ebenfalls auf die größeren lokalen Speicherkapazitäten zurückzuführen sind. Grundsätzlich behält die Kurve der transportierten Volumina (Vol_Ges) jedoch ihre typische W-Form.

5.4 Ergebnisse Szenario 3 - Trinkwarmwasserbedarfe „Niedrig“

Szenario drei betrachtet im Vergleich mit dem Referenzszenario einen niedrigeren TWW-Bedarf (siehe 4.4). Damit sinkt der gesamte Nutzenergiebedarf auf 1945 MWh. Die Gebäude werden dabei zu 88,6 % durch erneuerbare Energien und zu 11,4 % durch nicht erneuerbare Energien versorgt. Auf Basis der in der Ökobaudat 2016 ([58], [62]) aufgeführten Kennwerte (vgl.5) führt dies zu einem gesamten CO₂-Äquivalent von 175,95 t/a oder umgerechnet zu 90,47 g CO₂ Äquivalent pro kWh Nutzenergie.

Tabelle 5-4: Übersicht Ergebnisse Szenario 3

1945	MWh Nutzenergie
davon	
1724	MWh Erneuerbare Energie
221	MWh Nicht erneuerbare Energie
resultierend in	
175,96	t CO ₂ -Äquivalent/a
90,47	g CO ₂ -Äquiv./kWh Nutz.
5,47	JAZ (System)

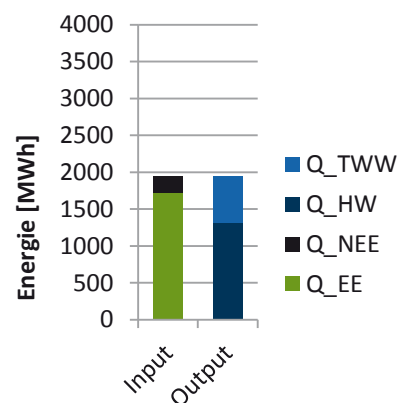


Abbildung 5-19: Gegenüberstellung der Energieinput- und Outputverhältnisse (Szenario 3)

Damit liegt die Höhe der resultierenden CO₂-Äquivalente leicht unter denen des Referenzszenarios. Abbildung 5-19 veranschaulicht die deutliche Verminderung der zur Trinkwassererwärmung benötigten Energie (vgl. Abbildung 5-1). Die JAZ verbessert sich dadurch nur minimal auf 5,47. Abbildung 5-20 zeigt den Jahresverlauf der Energiebedarfe für Heizwasser- und Trinkwassererwärmung. Der direkte Vergleich mit dem Referenzszenario macht den verminderten Bedarf zur Trinkwassererwärmung (Q_TWW) und den sich daraus ergebenden verminderten monatlichen Gesamtenergiebedarf für Heizwasser- und Trinkwassererwärmung sichtbar.

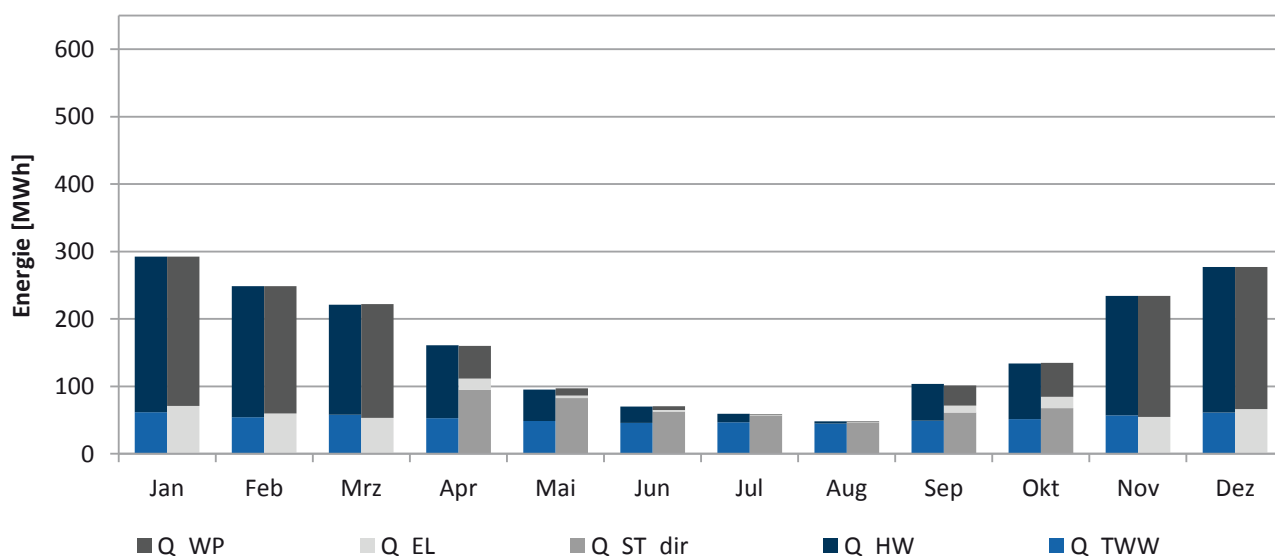


Abbildung 5-20: Monatlicher Trinkwasser- und Heizwärmebedarf (Szenario 3)

Dieser führt in Kombination mit den im Vergleich zum Referenzszenario gleich dimensionierten Kollektorflächen zu geringeren aus dem Niedrigtemperaturnetz bezogenen und höheren in das Niedrigtemperaturnetz abgeführten Wärmemengen (Abbildung 5-21). Die im Vergleich zum Referenzszenario niedrigeren TWW-Bedarfe führen zu einer Verschiebung der Säulenhöhen in negative y-Richtung.

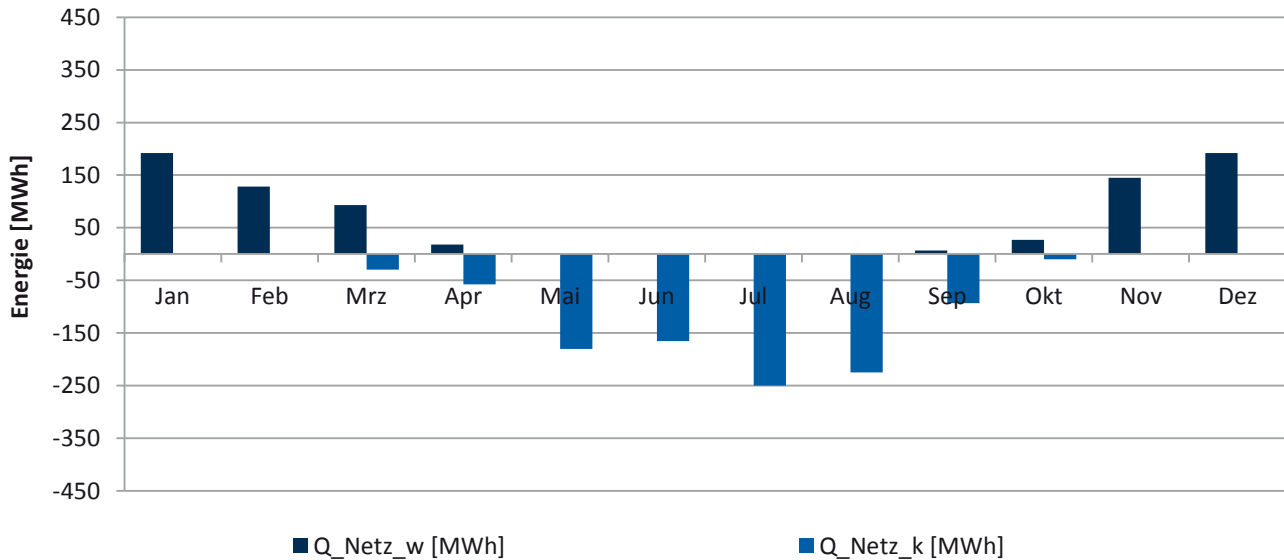


Abbildung 5-21: Abgegebene und aufgenommene Wärme des Niedrigtemperaturnetzes (Szenario 3)

Der Vergleich der Temperaturverläufe (Abbildung 5-22) mit denen des Referenzszenarios zeigt ebenfalls die Effekte des niedrigeren Wärmebedarfs bei gleich bleibenden Kollektorflächen. Die Temperaturen in den Wintermonaten nehmen deutlich langsamer ab und bewegen sich im „kalten“ Strang über das Jahr betrachtet zwischen 4,9 °C und 35,7 °C. Im „warmen“ Strang nehmen die Temperaturen Werte zwischen 10,8 °C und 39,9 °C an. Die Jahresmitteltemperatur des Netzes beträgt 20 °C.

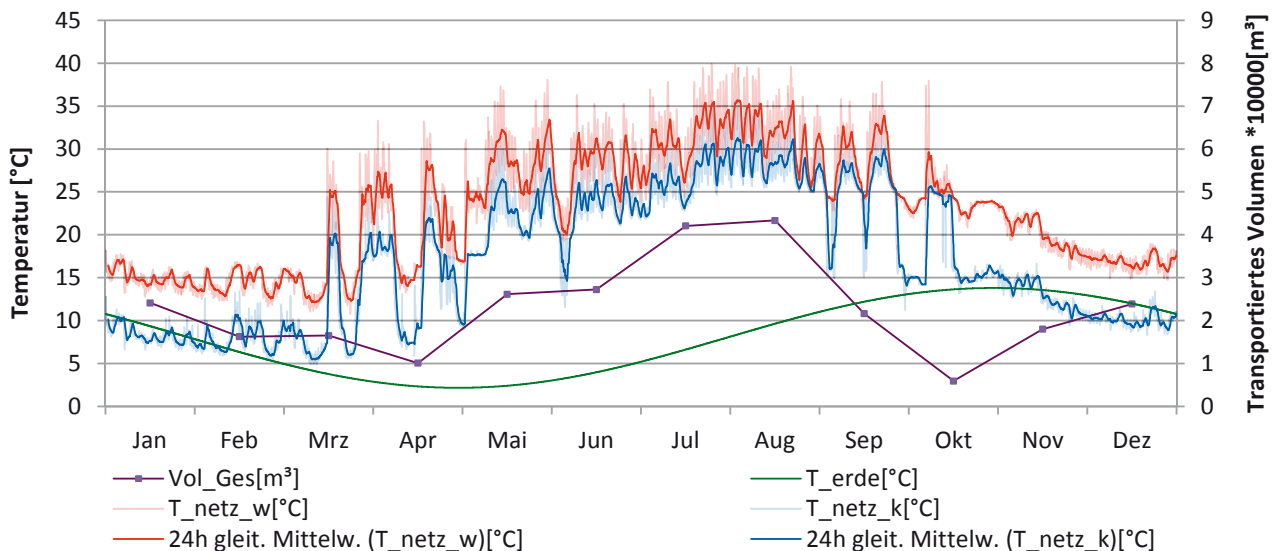


Abbildung 5-22: Temperaturverläufe und transportierte Volumina durch das Niedrigtemperaturnetz (Szenario 3)

Die Umkehr der Strömungsrichtung in den Übergangsmonaten März bis Mai und September/Okttober sind auch hier erkennbar, sind jedoch weniger stark ausgeprägt als im Referenzszenario. Haupteffekt der überdimensionierten Kollektorfläche ist eine allgemeine Zunahme der Temperaturen in allen Teilen des Systems, das wiederum zu erhöhten Netzverlusten von insgesamt 48 MWh führt (Abbildung 5-23). Auch die im Referenzszenario sichtbaren „Wärmegewinne“ in den Wintermonaten durch Unterschreitung der Erdoberflächtemperatur treten hier aufgrund der allgemein höheren Temperaturen nicht auf. Die vergleichsbedingte deutliche Überdimensionierung (vgl. Abschnitt 4.4) der Kollektorflächen in Bezug auf den Wärmebedarf des Szenarios zeigt sich auch durch die 208 MWh große Differenz von bezogener Wärme und eingeleiteter Wärme in das Niedrigtemperaturnetz (Abbildung 5-24).

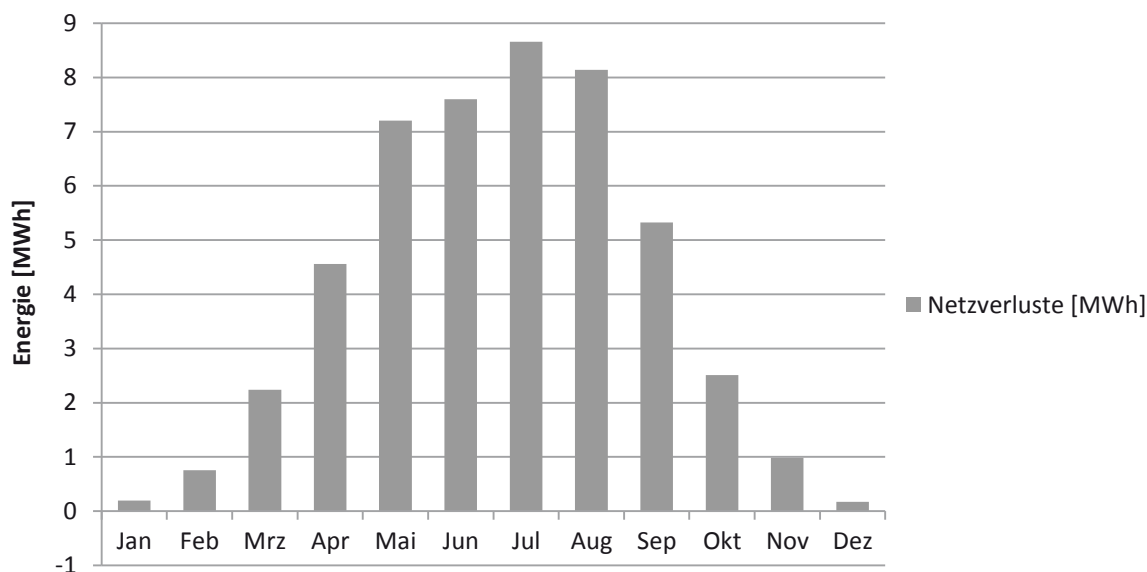


Abbildung 5-23: Thermische Netzverluste (Szenario 3)

Die 2061 MWh gewonnene Energie durch die PVT-Kollektoren teilen sich auf in 1316 MWh (64 %) indirekt genutzte und 474 MWh (23 %) direkt genutzte solare Wärme sowie in 271 MWh (13%) elektrische Energie. Die Bereitschaftsspeicher werden mit 1115 MWh thermischer und 319 MWh elektrischer Energie durch die Wärmepumpen beladen. Hinzu kommt der direkt genutzte Anteil der PVT-Kollektoren.

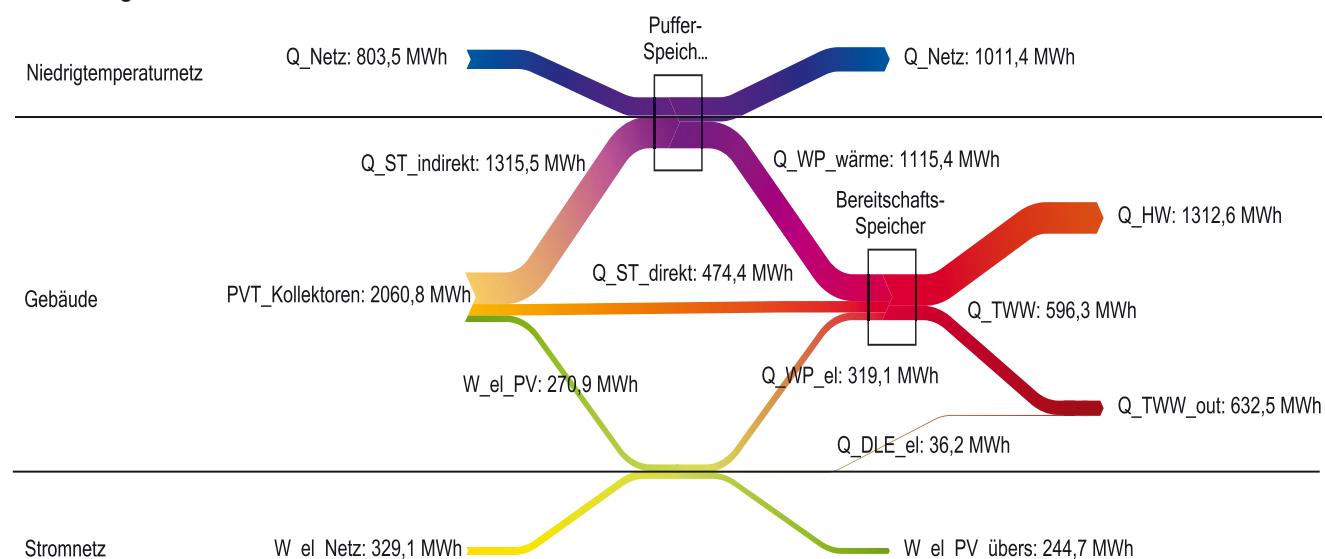


Abbildung 5-24: Energieflussdiagramm des Szenario 3

Durch die Bereitschaftsspeicher werden dabei 1313 MWh Wärme zu Heizzwecken und 596 MWh zur Trinkwassererwärmung bereitgestellt. Die elektrischen Durchlauferhitzer heben unter Einsatz von 36 MWh elektrischer Energie die TWW-Temperatur zu jeder Zeit auf die definierte Bereitstellungstemperatur von 45 °C an.

Erkenntnis Szenario 3

Die für die Bedarfe dieses Szenarios überdimensionierten Kollektorflächen und der tendenziell zu große saisonale Speicher (vgl. 4) führen zu einer Anhebung der im System herrschenden Temperaturen. Durch die höheren Systemtemperaturen ergeben sich in Szenario 3 zwei interessante, gegenläufige Effekte: Durch die höheren Temperaturen im Niedrigtemperaturnetz steigt die Effizienz der Wärmepumpen. Gleichzeitig steigen ebenfalls die thermischen Verluste im Netz. Insgesamt zeigt sich hier die Notwendigkeit einer genauen Abwägung zwischen dem Wärmebedarf der Gebäude und den korrespondierenden Größen von saisonalem Speicher und thermischen Kollektoren.

5.5 Ergebnisse Szenario 4 - Trinkwarmwasserbedarfe „Hoch“

Der Fokus in Szenario vier liegt auf der Analyse der Auswirkungen eines höheren TWW-Bedarfs im Vergleich zum Referenzszenario (siehe 4.5). Hierdurch steigt der gesamte Nutzenergiebedarf um 146 MWh auf 2312 MWh. Dieser wird zu 88,7 % durch erneuerbare Energien und zu 11,3 % durch nicht erneuerbare Energien gedeckt und resultiert auf Grundlage der in der Ökobaudat 2016 ([58], [62]) aufgeführten Daten in einem gesamtem CO₂-Äquivalent von 211,26 t/a bzw. 91,37 g CO₂ Äquivalent pro kWh Nutzenergie (vgl.5). Tabelle 5-5 zeigt eine Übersicht der Ergebnisse:

Tabelle 5-5: Übersicht Ergebnisse Szenario 4

	2312	MWh Nutzenergie
davon		
	2051	MWh Erneuerbare Energie
	261	MWh Nicht erneuerbare Energie
resultierend in		
	211,26	t CO ₂ -Äquivalent/a
	91,37	g CO ₂ -Äquiv./kWh Nutz.
	5,4	JAZ (System)

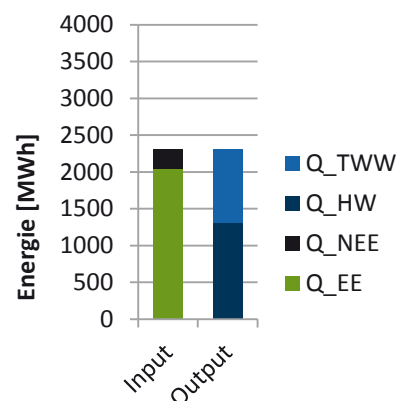


Abbildung 5-25: Gegenüberstellung der Energieinput- und Outputverhältnisse (Szenario 4)

Die Gegenüberstellung von In- und Output (Abbildung 5-25) zeigt den im Vergleich zum Referenzszenario erhöhten Nutzenergiebedarf auf, der zu einer geringfügig niedrigeren JAZ von 5,4 führt. Der Jahresverlauf der Energiebedarfe für Heizwasser- und Trinkwassererwärmung in Abbildung 5-26 stellt im direkten Vergleich mit dem Referenzszenario den erhöhten Energiebedarf zur Trinkwassererwärmung (Q_TWW) heraus und macht den sich daraus ergebenden höheren Gesamtenergiebedarf für Heizwasser- und Trinkwassererwärmung sichtbar.

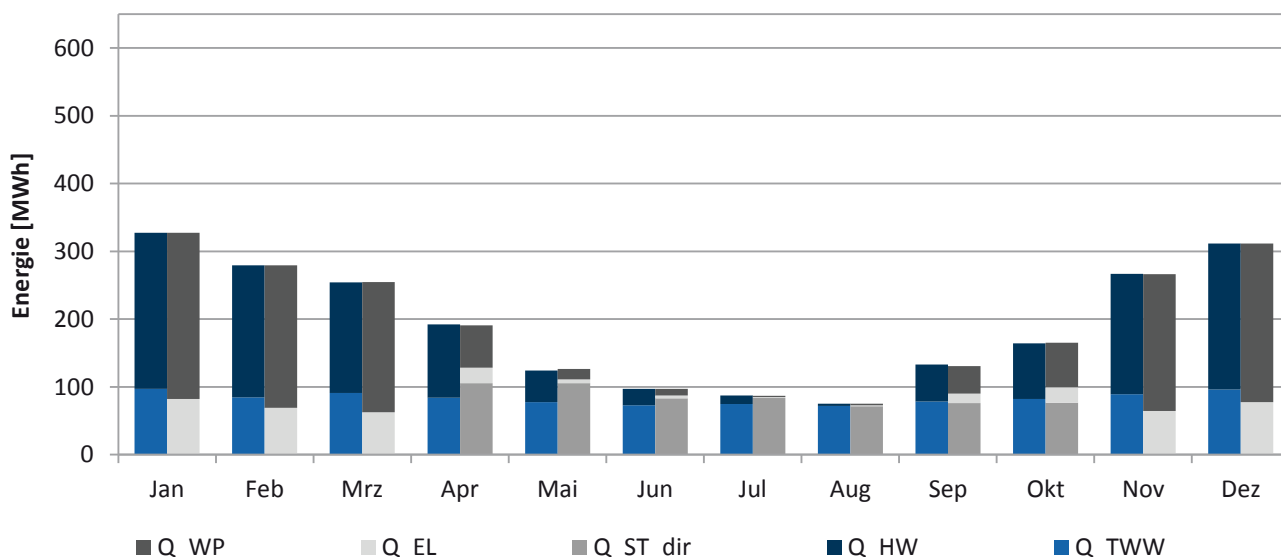


Abbildung 5-26: Monatlicher Trinkwasser- und Heizwärmebedarf (Szenario 4)

Die im Vergleich zum Referenzszenario gleich groß gehaltene Kollektorfläche (vgl. Abschnitt 4.5) führt in Kombination mit dem insgesamt höheren Energiebedarf zu einer erhöhten Beanspruchung des Niedrigtemperaturnetzes: höhere aus dem Niedrigtemperaturnetz bezogene Wärmemengen und geringere in das Niedrigtemperaturnetz abgeführte Wärmemengen (Abbildung 5-27). Insgesamt führen die höheren TWW-Bedarfe zu einer Verschiebung der Säulenhöhen in positiver y-

Richtung, d. h. zu einem höheren Wärmebezug aus dem Niedrigtemperaturnetz und einer geringeren Wärmeabgabe an das Niedrigtemperaturnetz.

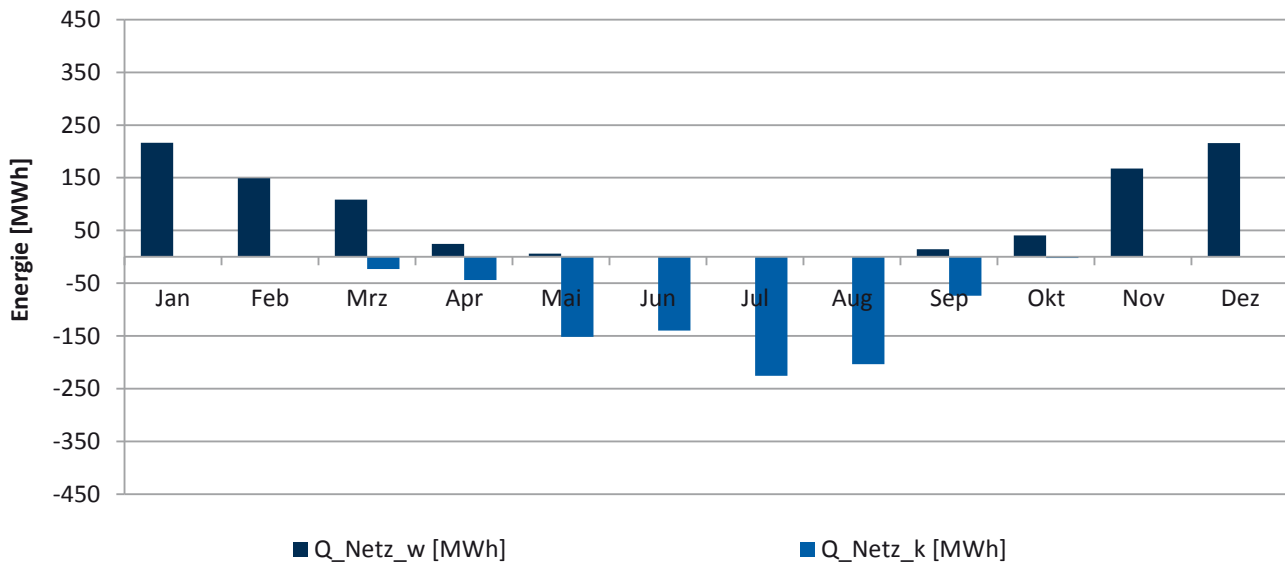


Abbildung 5-27: Abgegebene und aufgenommene Wärme des Niedrigtemperaturnetzes (Szenario 4)

Deutlich sichtbar ist dieser Effekt auch an den durch das Netz transportierten Volumina (Abbildung 5-28). So liegt das Niveau der in den Wintermonaten transportierten Volumina aufgrund des höheren Wärmebedarfs oberhalb des Referenzszenarios. Dieser höhere Wärmebedarf führt in den Sommermonaten zu einer Abschwächung der Sommerspitze der transportierten Volumina (vgl. Abbildung 5-4), da die Wärme jeweils zunächst lokal in den Gebäuden genutzt wird.

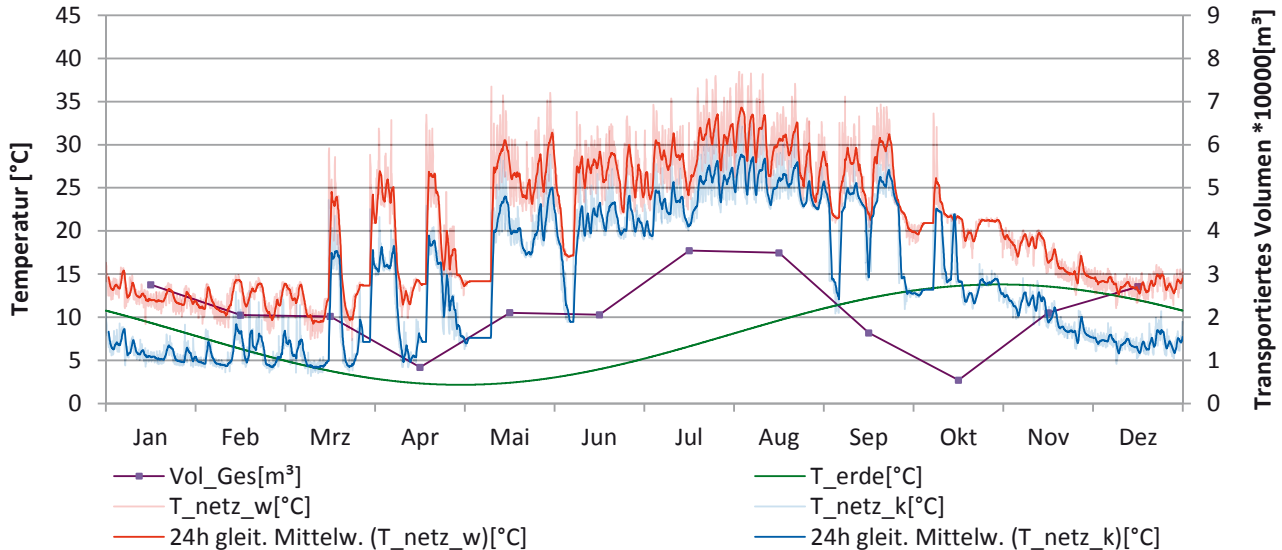


Abbildung 5-28: Temperaturverläufe und transportierte Volumina durch das Niedrigtemperaturnetz (Szenario 4)

Die Temperaturen bewegen sich im „kalten“ Strang des Netzes zwischen 3,2 °C und 33,3 °C und im „warmen“ Strang des Netzes zwischen 7,3 °C und 38,5 °C. Die Jahresmitteltemperatur des Netzes beträgt 17,6 °C und liegt damit 0,6 K unterhalb der Jahresmitteltemperatur des Referenzszenarios. In Abbildung 5-28 ist die im Vergleich zum Referenzszenario steilere Abnahme der Strangtemperaturen in den Wintermonaten ersichtlich. Dies führt zu einer Unterschreitung der Erdoberflächtemperatur, woraus sich in den Monaten Dezember und Januar Wärmegewinne ergeben (Abbildung 5-29). Insgesamt betragen die thermischen Verluste der Rohrleitungen des Niedrigtemperaturnetzes 36 MWh und sind im Vergleich zum Referenzszenario 5 MWh geringer. Die Umkehr der Strömungsrichtung im Netz folgt der gleichen Charakteristik wie im Referenzszenario und tritt auch mit der gleichen Häufigkeit auf.

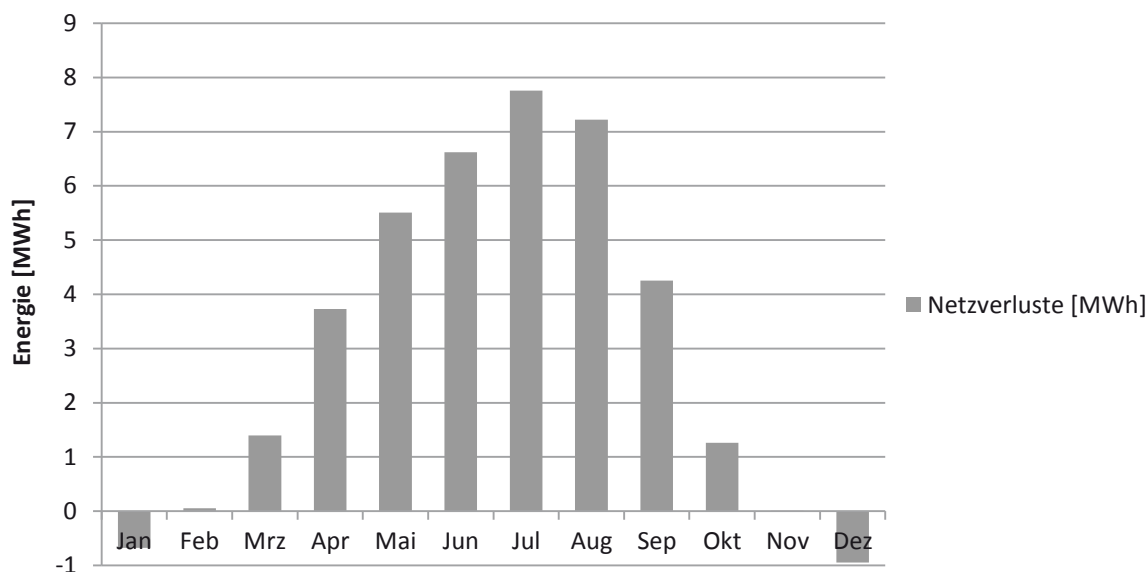


Abbildung 5-29: Thermische Netzverluste (Szenario 4)

Die im Vergleich zum Referenzszenario konstant gehaltene Kollektorfläche liefert 1195 MWh (58 %) indirekt und 604 MWh (29 %) direkt nutzbare Wärme sowie 271 MWh (13 %) elektrische Energie (siehe Abbildung 5-30). Der aufgrund des höheren TWW-Bedarfs höhere Nutzenergiebedarf wird durch die Wärmepumpen (1280 MWh thermisch und 369 MWh elektrisch) sowie durch den direkten Anteil der PVT-Kollektoren gedeckt. Hierfür werden aus dem Niedrigtemperaturnetz zusätzlich 944 MWh an Niedertemperaturwärme bezogen. Da die Kollektorfläche im Vergleich zum Referenzszenario jedoch konstant gehalten wird, können nur 863 MWh in das Niedrigtemperaturnetz zurückgespeist werden. Die Deckung der elektrischen Energiebedarfe von Wärmepumpen und Durchlauferhitzern (59 MWh) erfolgt durch einen Anteil des durch die Kollektoren produzierten Eigenstroms sowie durch zusätzlich aus dem Stromnetz bezogene 395 MWh.

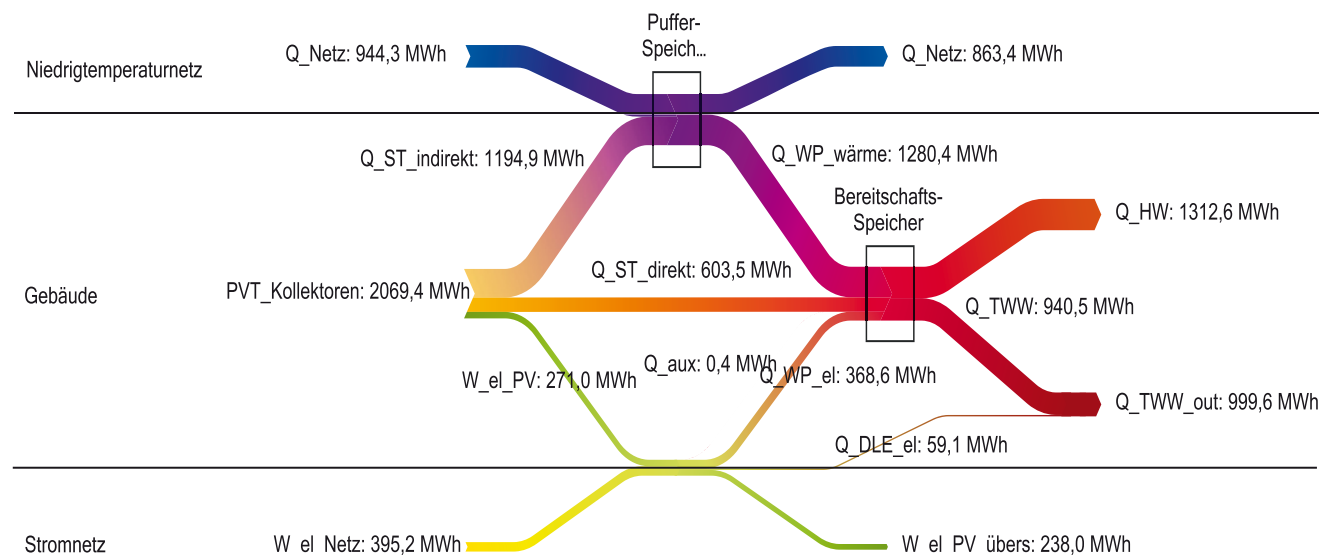


Abbildung 5-30: Energieflussdiagramm des Szenario 4

Erkenntnis Szenario 4

Hohe TWW-Bedarfe führen zu einer ganzjährigen Verschiebung der abgegebenen und aufgenommenen Wärme aus dem Netz in positive y-Richtung (vgl. Abbildung 5-27) und dadurch zu einer Abnahme der durchschnittlichen Netztemperatur. Dies führt wiederum zu geringeren thermischen Verlusten. Die Extremwerte verringern sich hierbei ebenfalls.

5.6 Ergebnisse Szenario 5 - Hohe Trinkwarmwasser Bereitstellungstemperatur

Wie in 4.6 beschrieben, betrachtet Szenario 5 eine Erhöhung der TWW-Bereitstellungstemperatur auf 60 °C, im Vergleich zu den 45 °C des Referenzszenarios. Bei gleich bleibender Wärmelast folgen hieraus niedrigere TWW-Massenströme. Die vom System insgesamt angeforderte Wärmemenge ist daher nahezu identisch gegenüber der des Referenzszenarios. Die höhere Bereitstellungstemperatur führt jedoch zu einem erhöhten Einsatz der elektrischen Durchlauferhitzer, da das höchste Temperaturniveau der Bereitschaftsspeicher auslegungsseitig auf 45,5 °C festgelegt ist (vgl. 3.3). Die in Szenario 5 umgesetzte Energie von 2152 MWh setzt sich auf Basis der Ökobaudat 2016 ([58], [62]) zu 83,9 % aus erneuerbaren und zu 16,1 % aus nicht erneuerbaren Quellen zusammen (Tabelle 5-6). Dies führt zu einem gesamten CO₂-Äquivalent von 279,1 t/a. Umgerechnet entspricht dies 129,7 g CO₂-Äquivalent pro bereitgestellter kWh Nutzenergie:

Tabelle 5-6: Übersicht Ergebnisse Szenario 5

	2152	MWh Nutzenergie
davon		
	1806	MWh Erneuerbare Energie
	346	MWh Nicht erneuerbare Energie
resultierend in		
	279,1	t CO ₂ -Äquivalent/a
	129,7	g CO ₂ -Äquiv./kWh Nutz.
	3,6	JAZ (System)

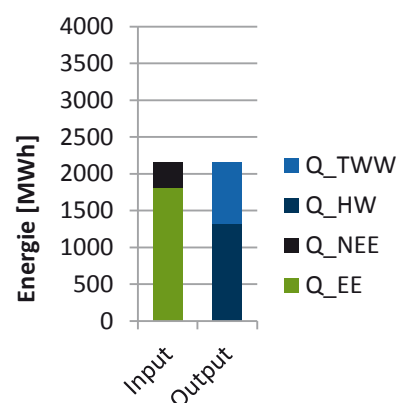


Abbildung 5-31: Gegenüberstellung der Energieinput- und Outputverhältnisse (Szenario 5)

Abbildung 5-31 zeigt das Verhältnis der eingesetzten erneuerbaren und nicht erneuerbaren Energie. Gegenüber dem Referenzszenario fällt hier der deutlich erhöhte Anteil der eingesetzten nicht erneuerbaren Energie auf. Dies ist auf den zusätzlichen Bedarf elektrischer Energie in den Durchlauferhitzern zurückzuführen (s. o.). Da diese zusätzlich benötigte elektrische Energie größtenteils durch das öffentliche Stromnetz gedeckt wird und hier der Anteil der nicht erneuerbaren Energie bei ca. 65 % liegt [62], wirkt sich dies unmittelbar auf die Gesamtbilanz aus.

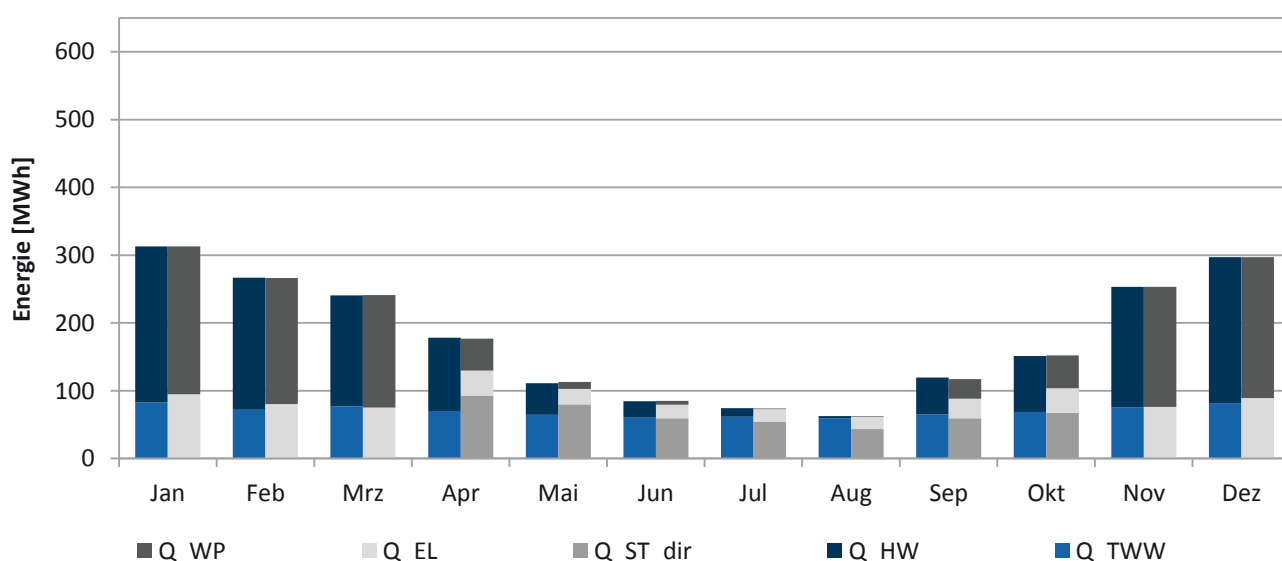


Abbildung 5-32: Monatlicher Trinkwasser- und Heizwärmebedarf (Szenario 5)

Auch in Abbildung 5-32 ist die zur Temperaturerhöhung zusätzlich benötigte elektrische Energie deutlich erkennbar und führt in den Monaten April bis Oktober, im Vergleich zum Referenzszenario, zu einer geringeren direkten Nutzung der

Solarthermie zur Trinkwassererwärmung. Die Menge der benötigten elektrischen Energie bleibt so auch in den Sommermonaten Juli und August aufgrund der hohen TWW-Bereitstellungstemperatur in Verbindung mit der Auslegungstemperatur der Bereitschaftsspeicher hoch. Die Verminderung der direkten sommerlichen Nutzung der Solarthermie (s. o.) führt zu einer erhöhten Ableitung der Wärme in das Niedrigtemperaturnetz (Abbildung 5-33) und dadurch zu einem erhöhten transportierten Volumen in den Sommermonaten (Abbildung 5-34) im Vergleich zum Referenzszenario.

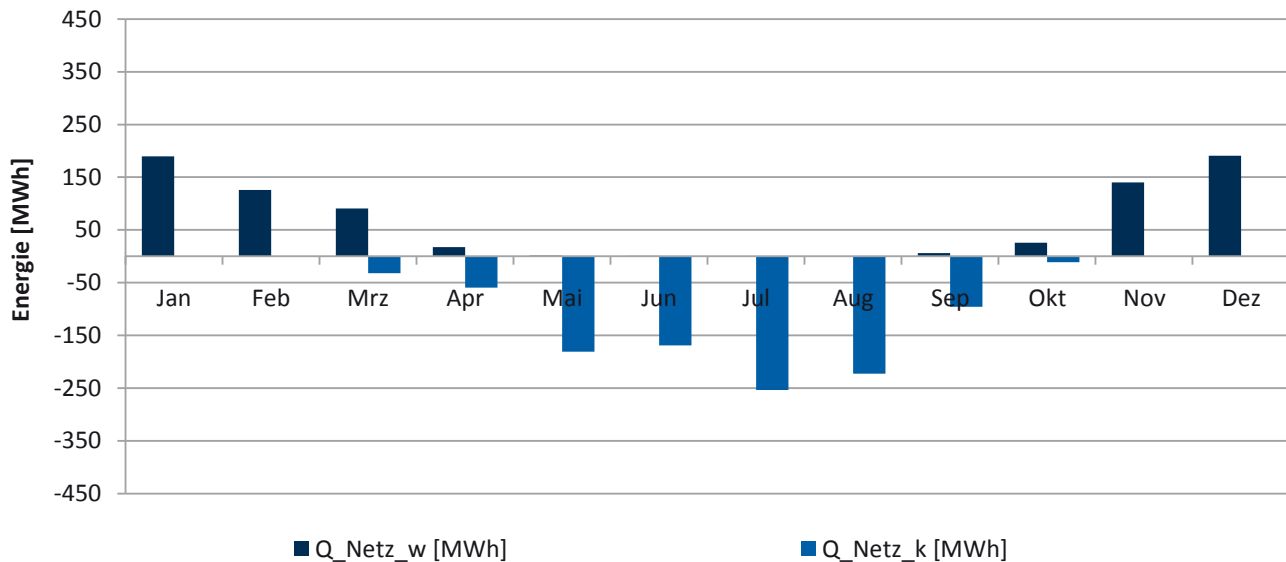


Abbildung 5-33: Abgegebene und aufgenommene Wärme des Niedrigtemperaturnetzes (Szenario 5)

Der Temperaturverlauf (Abbildung 5-34) zeigt wie im Referenzszenario eine fünffache Umkehrung der Strömungsrichtung am saisonalen Speicher. Die Temperaturen im „kalten“ Strang des Netzes bewegen sich zwischen 5,2 °C und 35,9 °C, im „warmen“ Strang zwischen 11,3 °C und 39,8 °C. Die Jahresmitteltemperatur des Netzes beträgt 20,3 °C. Auch hier ist die jahreszeitliche Schwankung der transportierten Volumina mit zwei Maxima und zwei Minima deutlich sichtbar.

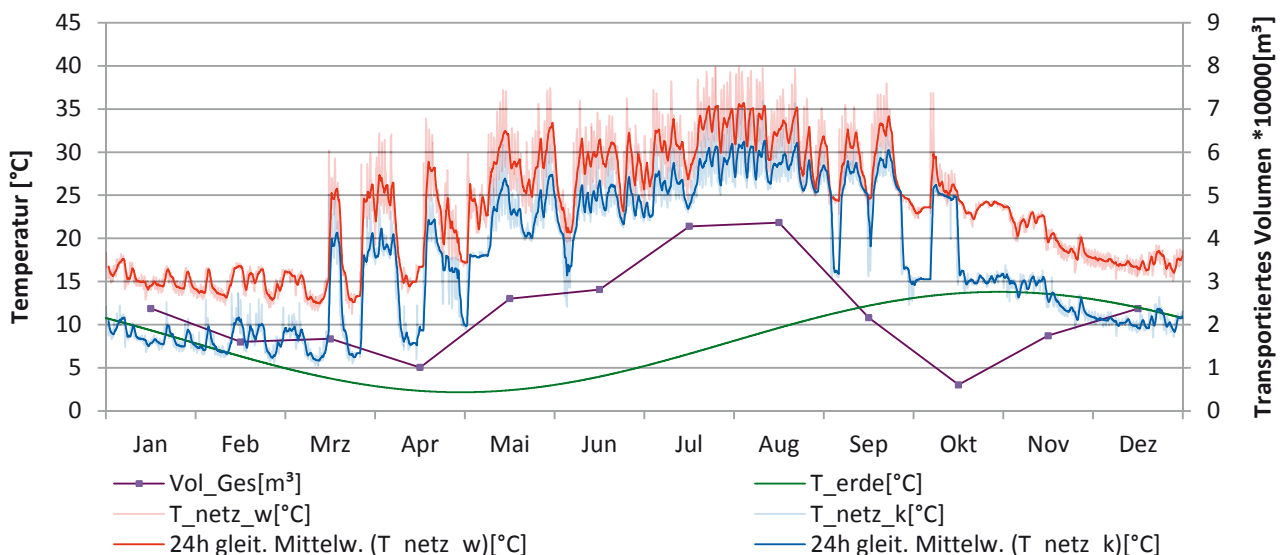


Abbildung 5-34: Temperaturverläufe und transportierte Volumina durch das Niedrigtemperaturnetz (Szenario 5)

Die thermischen Verluste im Netz steigen auf 50 MWh pro Jahr. Besonders deutlich wird die Zunahme der Verluste in den Wintermonaten, in denen die Temperaturen der Rohre nicht mehr oder nur noch kaum unter die Erdoberflächtemperatur fallen, wodurch sich keine thermischen Gewinne mehr ergeben (vgl. Abbildung 5-35).

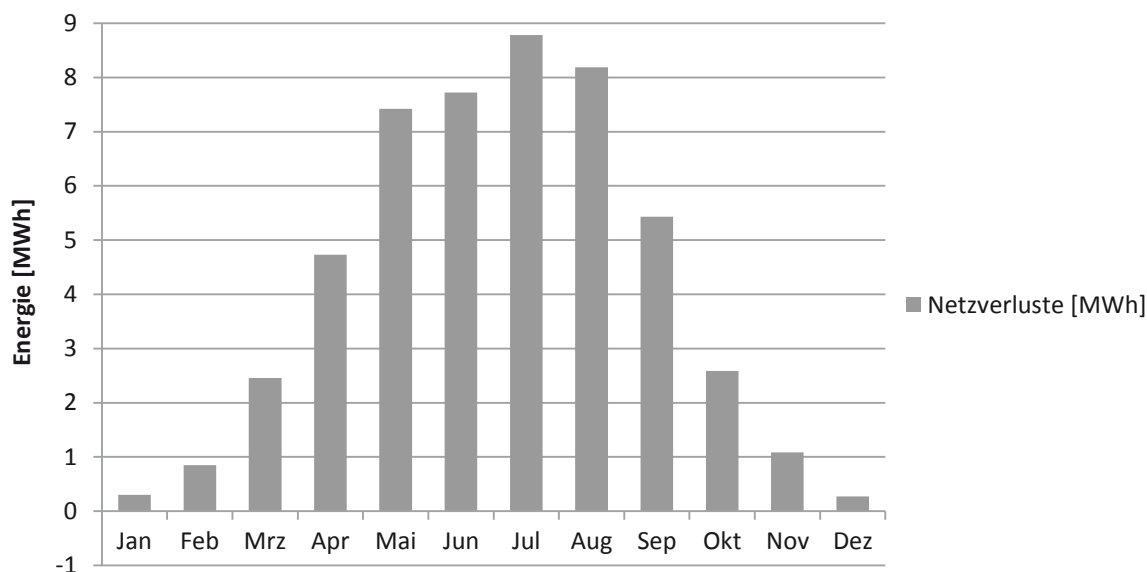


Abbildung 5-35: Thermische Netzverluste (Szenario 5)

Das Sankey-Diagramm (Abbildung 5-36) zeigt deutlich die Differenz der aus dem Niedrigtemperaturnetz bezogenen und der in das Niedrigtemperaturnetz abgegebenen Wärme: 236 MWh mehr Wärme wird in das Niedrigtemperaturnetz abgeführt, als von dort bezogen wird. Ursache hierfür ist die erhöhte TWW-Bereitstellungstemperatur auf einem Niveau von 60 °C. Da die Wärmelast zur TWW-Erwärmung konstant ist, führt eine Erhöhung der Bereitstellungstemperatur zu einer Verringerung des TWW-Massenstroms. Damit erfolgt durch das System nur noch eine „Vorwärmung“ auf 45,5 °C eines im Vergleich zum Referenzszenario geringeren Massenstroms. Die Anhebung auf 60 °C findet rein elektrisch in den Durchlauferhitzern statt. Somit verdrängt dafür zusätzlich eingesetzte elektrische Energie in den Durchlauferhitzern bisher genutzte solare Wärme zur TWW-Erwärmung.

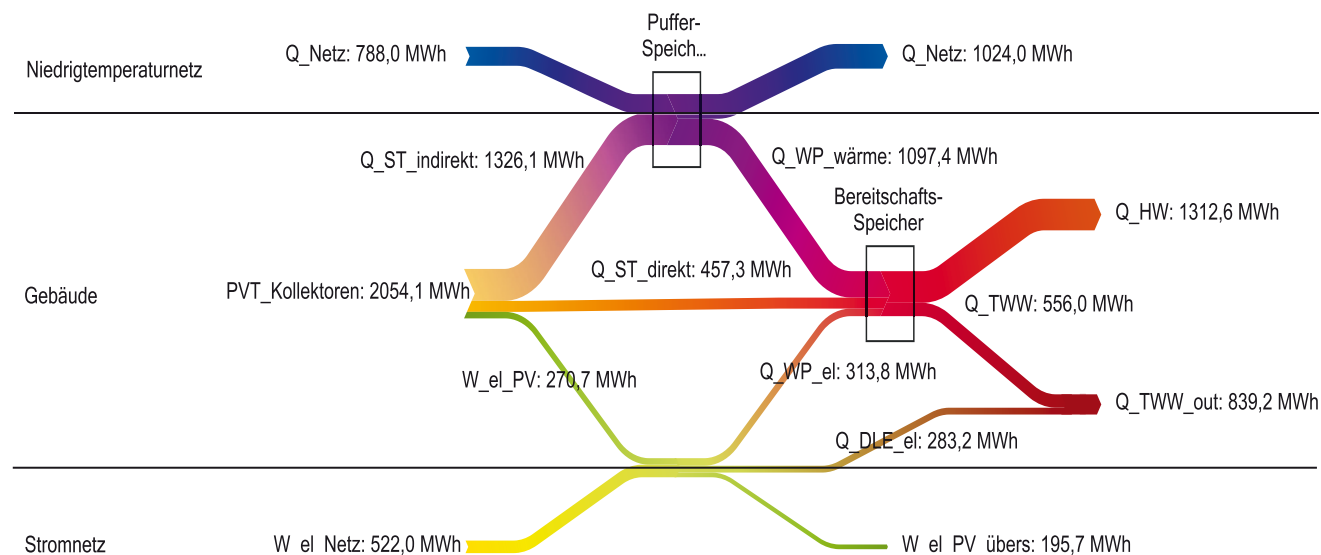


Abbildung 5-36: Energieflussdiagramm des Szenario 5

Die 2054 MWh gewonnene Energie durch die PVT-Kollektoren lässt sich in 1326 MWh (65 %) indirekt genutzte und 457 MWh (22 %) direkt genutzte solare Wärme sowie in 271 MWh (13 %) elektrische Energie aufteilen (Abbildung 5-36). Aus dem elektrischen Verbundnetz wird im Vergleich zum Referenzszenario 155 MWh mehr elektrische Energie bezogen und 45 MWh weniger eingespeist.

Erkenntnis Szenario 5

Bedingt durch die verminderte direkte Nutzung der Solarthermie wird in den Sommermonaten mehr Wärme in das Niedrigtemperaturnetz abgeführt, was zu erhöhten transportierten Volumina in diesen Monaten im Vergleich zum Referenzszenario führt. Ausgelöst durch die erhöhte elektrische Nutzung für die Trinkwassererwärmung besteht ein Überpotenzial an solarthermischer Energie, da die Fläche der PVT-Kollektoren im Vergleich zum Referenzszenario konstant gehalten wird. Dieses Überpotenzial wird ins Netz abgeführt, wodurch die Temperatur des Netzes im Vergleich zum Referenzszenario ansteigt. In Kombination mit den dadurch ebenfalls zunehmenden transportierten Volumina (s. o.) führt dies zu einer Erhöhung der thermischen Verluste im Netz auf 50 MWh. Der für die TWW-Erwärmung eingesetzte, höhere Strombedarf aus dem Verteilnetz führt zu einer wesentlichen Erhöhung der CO₂-Äquivalente. Damit führt die Erhöhung der TWW-Bereitstellungstemperatur bei gleich bleibender Speicher- und Kollektorgroße zu

- einem erhöhten Bedarf an elektrischer Energie aus dem Verteilnetz
- dadurch höheren CO₂-Äquivalenten
- höheren thermischen Verlusten im Niedrigtemperaturnetz.

5.7 Ergebnisse Szenario 6 - Heißwasserspeicher als saisonaler Speicher

Szenario sechs betrachtet die Auswirkungen eines anderen saisonalen Speichertyps auf das System Niedrigtemperaturnetz. Wie in 4.7 beschrieben, wird als alternative saisonale Speichertechnologie ein Heißwasserspeicher betrachtet. Alle weiteren Parameter werden gegenüber dem Referenzszenario unverändert beibehalten. Die dabei durch das System umgesetzte Nutzenergie von 2166 MWh wird basierend auf der Ökobaudat 2016 ([58], [62]) durch 89,4 % aus erneuerbaren und zu 10,6 % aus nicht erneuerbaren Quellen gedeckt. Dies entspricht einem gesamten CO₂-Äquivalent von 188,55 t/a oder umgerechnet 87,04 g CO₂-Äquivalent pro kWh Nutzenergie (Tabelle 5-7):

Tabelle 5-7: Übersicht Ergebnisse Szenario 6

	2166	MWh Nutzenergie
davon		
	1936	MWh Erneuerbare Energie
	230	MWh Nicht erneuerbare Energie
resultierend in		
	188,55	t CO ₂ -Äquivalent/a
	87,04	g CO ₂ -Äquiv./kWh Nutz.
	5,66	JAZ (System)

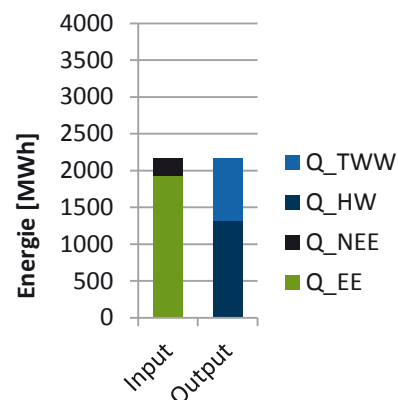


Abbildung 5-37: Gegenüberstellung der Energieinput- und Outputverhältnisse (Szenario 6)

Auffällig ist die im Vergleich zum Referenzszenario um 0,22 höhere Jahresarbeitszahl des Gesamtsystems sowie die geringeren CO₂-Äquivalente. Abbildung 5-37 zeigt den Energieinput und -output des Systems. Einzige hier sichtbare Änderung gegenüber dem Referenzszenario ist die zugunsten der erneuerbaren Energien um 15 MWh leicht verschobene Aufteilung der Energieinputverhältnisse. Die in Abbildung 5-38 dargestellten monatlichen Bedarfe von Trinkwasser- und Heizwärme zeigen ebenfalls einen dem Referenzszenario nahezu identischen Verlauf.

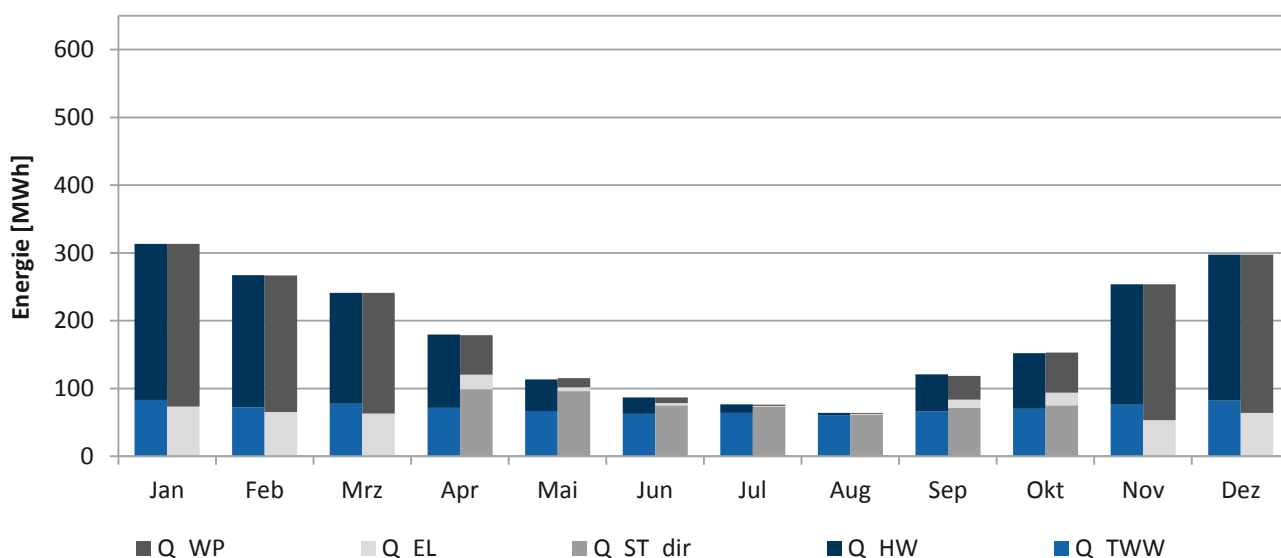


Abbildung 5-38: Monatlicher Trinkwasser- und Heizwärmebedarf (Szenario 6)

Auffälligster Unterschied ist ein in den Wintermonaten besseres Verhältnis von eingesetzter elektrischer Energie zu damit erzeugter Wärme in den Wärmepumpen. Die in das Niedrigtemperaturnetz abgegebenen und aus dem Niedrigtemperaturnetz bezogenen Wärmemengen sind in Abbildung 5-39 dargestellt. In den Monaten April bis Juli sind die

abgegebenen Wärmemengen gegenüber dem Referenzszenario durchgehend erhöht, fallen jedoch anschließend in den Monaten August und September im Vergleich zum Referenzszenario deutlich niedriger aus.

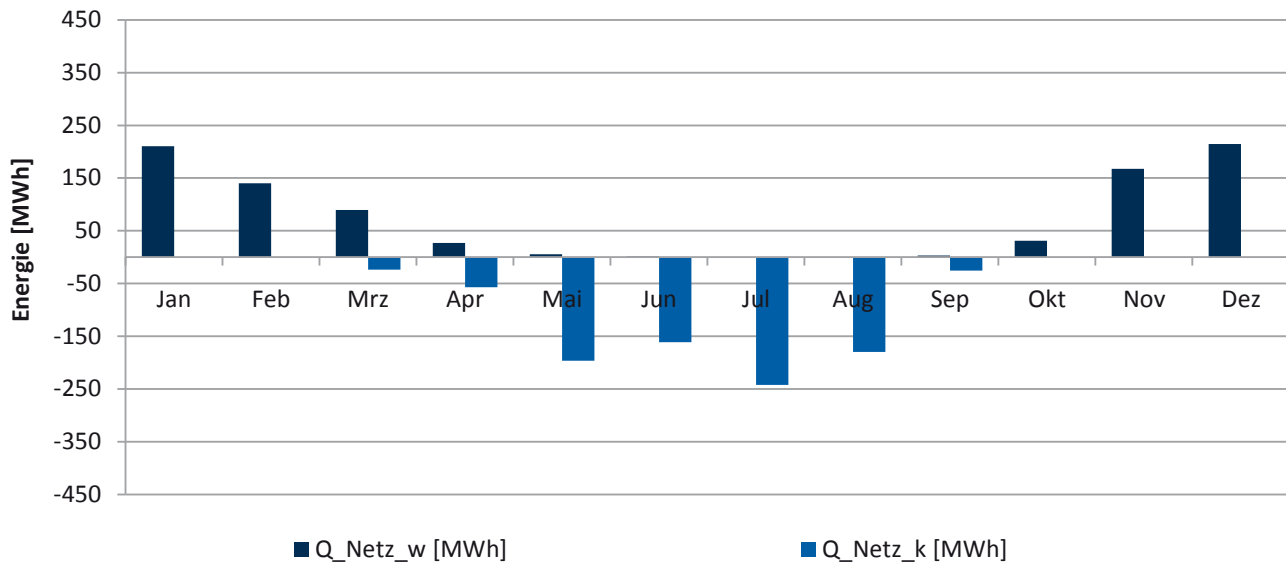


Abbildung 5-39: Abgegebene und aufgenommene Wärme des Niedrigtemperaturnetzes (Szenario 6)

Im „kalten“ Strang des Netzes bewegen sich die Temperaturen zwischen 2,9 °C und 35,6 °C, im „warmen“ Strang zwischen 5,6 °C und 40,4 °C (Abbildung 5-40). Damit umfassen sie eine im Vergleich zum Referenzszenario größere Temperaturspanne. Die Jahresmitteltemperatur des Netzes beträgt 21,1 °C. Die Temperaturverläufe in den Strängen des Netzes folgen dem charakteristischen Muster der Beladung und Entladung eines Heißwasserspeichers. Besonders im letzten Viertel des Jahres herrschen hierdurch, im Vergleich zum Referenzszenario, deutlich höhere Temperaturen in den Strängen des Netzes. Die durch das Netz transportierten Volumina nehmen im Gegensatz zum Referenzszenario den höchsten Wert im Monat Juli an. In den Wintermonaten entsprechen die Werte der transportierten Volumina weitestgehend denen des Referenzszenarios. Die Verlaufscharakteristik der transportierten Volumina nimmt auch hier zwei Minima in den Übergangsjahreszeiten und zwei Maxima in den Sommer- bzw. Wintermonaten an.

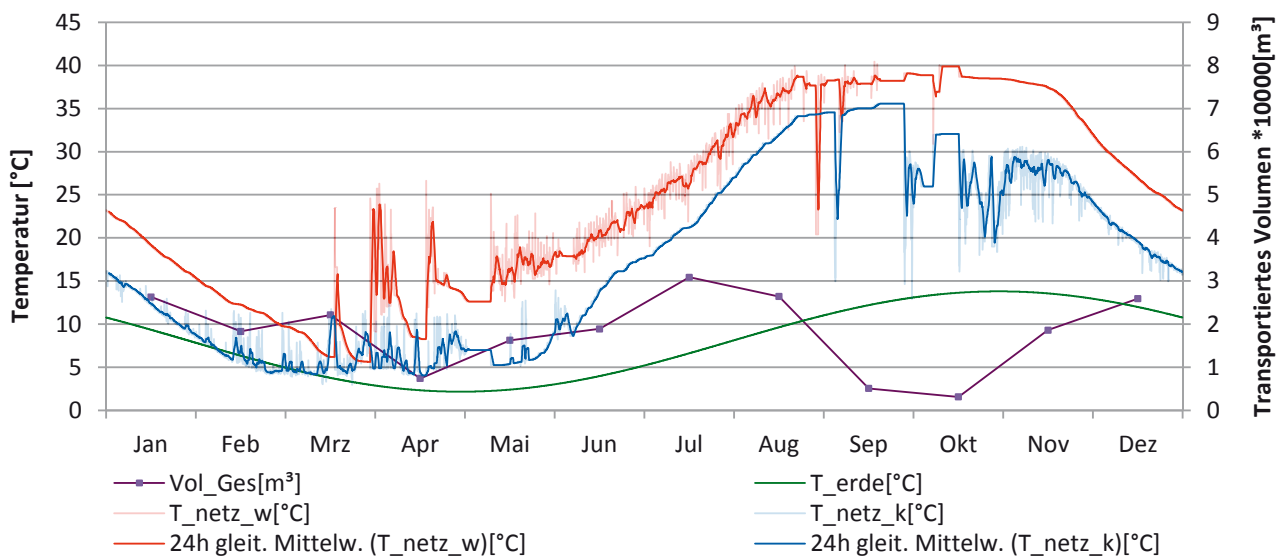


Abbildung 5-40: Temperaturverläufe und transportierte Volumina durch das Niedrigtemperaturnetz (Szenario 6)

Deutliche Unterschiede zum Referenzszenario zeigen die Netzverluste (Abbildung 5-41). Anders als im Referenzszenario bleibt hier durch die Schichtung des Heißwasserspeichers das Temperaturniveau der Einspeicherung über einen langen Zeitraum erhalten. Bei der Nutzung führt dieses hohe Temperaturniveau zu den dargestellten Netzverlusten.

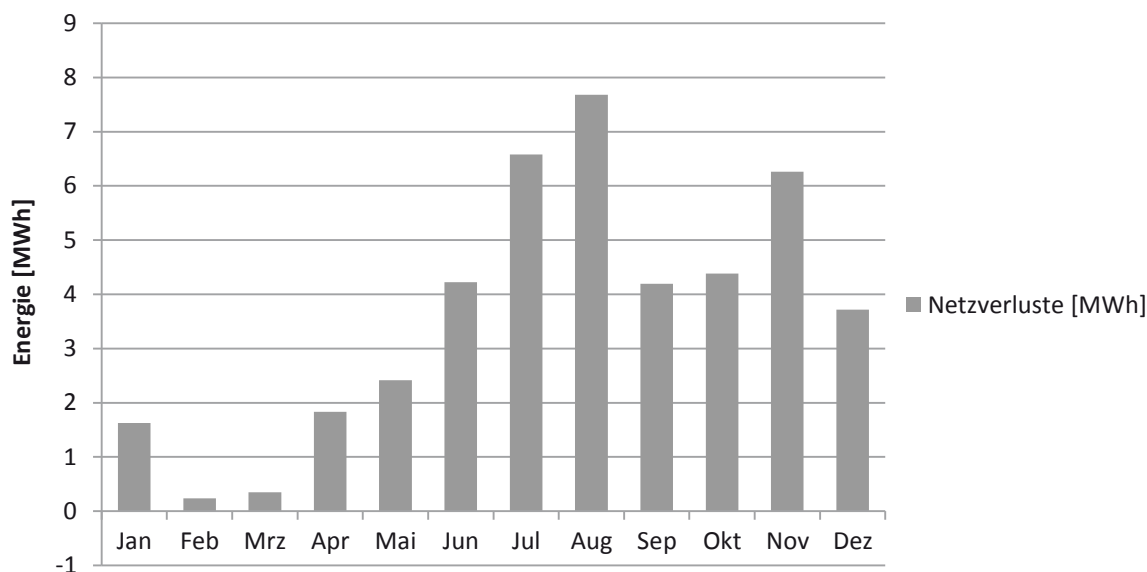


Abbildung 5-41: Thermische Netzverluste (Szenario 6)

Im Vergleich zum Referenzszenario sinken die thermischen Verluste des Netzes in der ersten Hälfte eines Jahres. Zwar sinken die Strangtemperaturen nicht signifikant unter die Erdoberflächtemperatur und „erwirtschaften“ so Wärmegewinne, jedoch führt das allgemein niedrigere Temperaturniveau im ersten Halbjahr zu deutlich geringeren thermischen Verlusten. Die höheren Netztemperaturen nach den Sommermonaten führen zu höheren Netzverlusten in der zweiten Hälfte eines Jahres. So entstehen über ein Jahr aufsummiert 41 MWh thermische Verluste durch das Niedrigtemperaturnetz und damit gleich hohe Verluste wie im Referenzszenario (vgl. Abbildung 5-5). Die Übersicht über die auftretenden Energieströme im System zeigt Abbildung 5-42. Die PVT-Kollektoren sammeln 2049 MWh solare Energie. Dieser teilt sich auf in 1227 MWh (60 %) indirekt genutzte, 552 MWh (27 %) direkt genutzte und 270 MWh (13 %) elektrische Energie. Hauptunterschied zum Referenzszenario ist das Verhältnis von eingesetzter elektrischer Energie für den Betrieb der Wärmepumpe von 327 MWh zu der damit umgesetzten Wärme von 1231 MWh. Im Vergleich mit dem Referenzszenario wird damit, unter Einsatz von 21 MWh weniger elektrischer Energie zum Betrieb der Wärmepumpen, 19 MWh mehr Wärme umgesetzt. Der Umsatz von elektrischer Energie in Zusatzheizern (Q_{Aux}) und Durchlauferhitzern (Q_{DLE}) erhöht sich dabei jedoch auf 5 MWh bzw. auf 52 MWh.

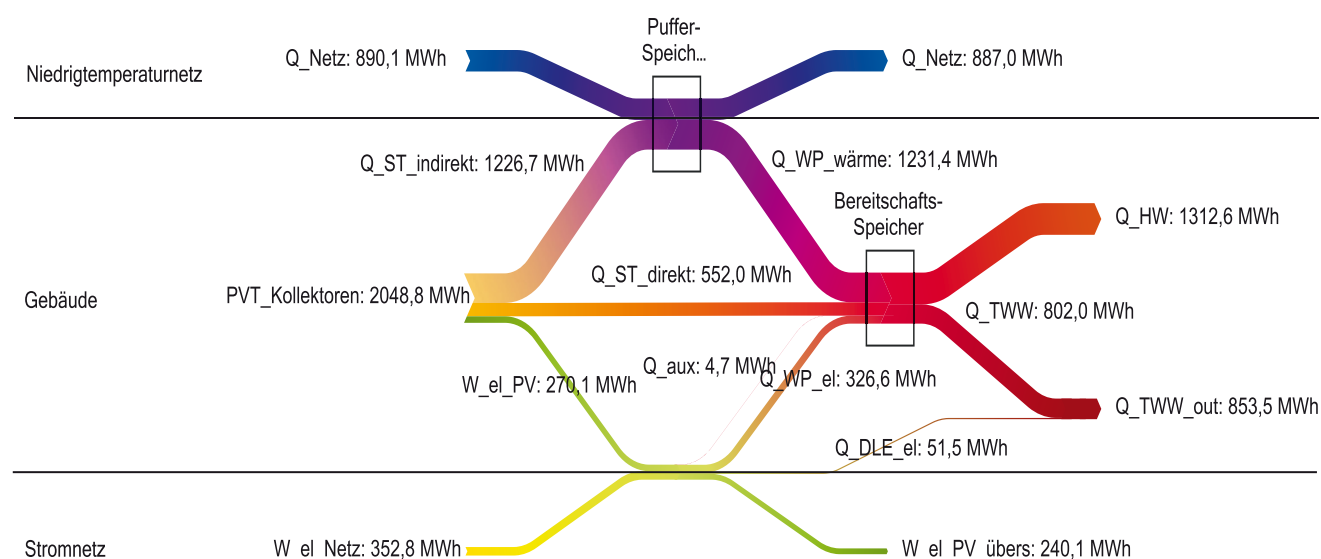


Abbildung 5-42: Energieflussdiagramm des Szenario 6

Erkenntnis Szenario 6

In den Monaten April bis Juli sind die an das Niedrigtemperaturnetz abgegebenen Wärmemengen gegenüber dem Referenzszenario durchgehend erhöht, fallen jedoch anschließend in den Monaten August und September deutlich niedriger aus. Eine mögliche Ursache hierfür ist das unterschiedliche thermische Verhalten von Erdsondenfeld und Heißwasserspeicher. Während das Erdsondenfeld innerhalb des Speichertemperaturbereichs eine große Pufferwirkung besitzt, die dazu führt, dass auch bei kurzzeitig hohen Eintrittstemperaturen in das Erdsondenfeld die Austrittstemperatur nur wenig schwankt, besitzt ein Heißwasserspeicher durch die Speicherschichtung ein „Gedächtnis“, das Temperaturpeaks und -minima auf der entsprechenden Speicherhöhe einordnet und sich „merkt“. Hierdurch entsteht beispielsweise im Monat Mai (vgl. Abbildung 5-40) eine im Vergleich zum Referenzszenario deutlich höhere thermische Spreizung zwischen kaltem und warmem Strang. Diese größere Spreizung führt trotz der geringeren transportierten Volumina im Vergleich zum Referenzszenario zu höheren an das Niedrigtemperaturnetz abgegebenen Wärmemengen.

In den Wintermonaten führen die höheren Temperaturen im Netz zu höheren COPs der Wärmepumpen und damit zu deutlich besseren Verhältnissen von Strominput zu Wärmeoutput (vgl. Abbildung 5-38 und Abbildung 5-42).

Das für die saisonale Speicherung nötige Speichervolumen von 23.000 m³ ist immens. Ursache dieser enormen Speichergroße ist der vergleichsweise kleine Temperaturbereich, in dem die Nutzung des Heißwasserspeichers systembedingt durch das Niedrigtemperaturnetz stattfindet. Durch die geringe Spreizung zwischen minimaler und maximaler Speichertemperatur von 37,5 °C kann so nur ca. die Hälfte der maximalen Speicherkapazität genutzt werden. Dies zeigt das grundsätzliche Kompatibilitätsproblem zwischen Niedrigtemperaturnetz und Heißwasserspeicher auf: Während ein effizienter Betrieb eines Niedrigtemperaturnetzes im Temperaturbereich von 4 °C bis 40 °C möglich ist, bewegen sich gängige Spreizungen von Heißwasserspeichern zwischen 15 °C und 95 °C [63].

5.8 Ergebnisse Szenario 7 - Große lokale Speicher

Auch in Szenario 7 wird der Wärmebedarf im Vergleich zum Referenzszenario bewusst nicht verändert, um die Auswirkungen der Änderung der lokalen Speicherkapazitäten in den Gebäuden zu betrachten. Bedingt durch die Änderung des Parameters „Lokale Speichergröße“ (siehe 4.8), der die lokalen Speichervolumina in den Gebäuden im Vergleich zum Referenzszenario verdoppelt, verschiebt sich der Anteil der Deckung durch erneuerbare Energie 10 MWh zugunsten der erneuerbaren Energie. Das gesamte CO₂-Äquivalent entspricht damit 193,18 t/a oder 89,13 g CO₂-Äquivalent pro bereitgestellter kWh Nutzenergie (siehe Tabelle 5-8) ([58], [62]):

Tabelle 5-8: Übersicht Ergebnisse Szenario 7

	2167	MWh Nutzenergie
davon		
	1931	MWh Erneuerbare Energie
	236	MWh Nicht erneuerbare Energie
resultierend in		
	193,18	t CO ₂ -Äquivalent/a
	89,13	g CO ₂ -Äquiv./kWh Nutz.
	5,56	JAZ (System)

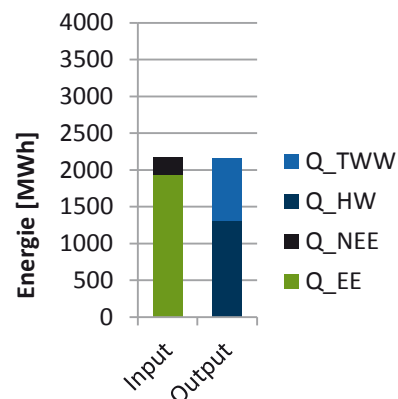


Abbildung 5-43: Gegenüberstellung der Energieinput- und Outputverhältnisse (Szenario 7)

Die Jahresarbeitszahl des Systems steigt auf 5,56. Gegenüber dem Referenzszenario zeigen sich die Auswirkungen der Parameteränderung „Lokale Speichergröße“ damit sowohl in der nutzbaren erneuerbaren Energie als auch in den resultierenden CO₂-Äquivalenten. Insgesamt ändert sich das Verhältnis der Input- und Outputgrößen (Abbildung 5-43) nur geringfügig. Der deutlichste Unterschied zum Referenzszenario zeigt sich in der Jahresübersicht der Wärmebedarfe und der gegenübergestellten jeweiligen Deckung (Abbildung 5-44). So ist aus den Differenzen der Balkenhöhen in den Monaten April und September ersichtlich, dass in diesen Monaten mehr Wärme aus den Bereitschaftsspeichern bezogen als diesen zugeführt wird.

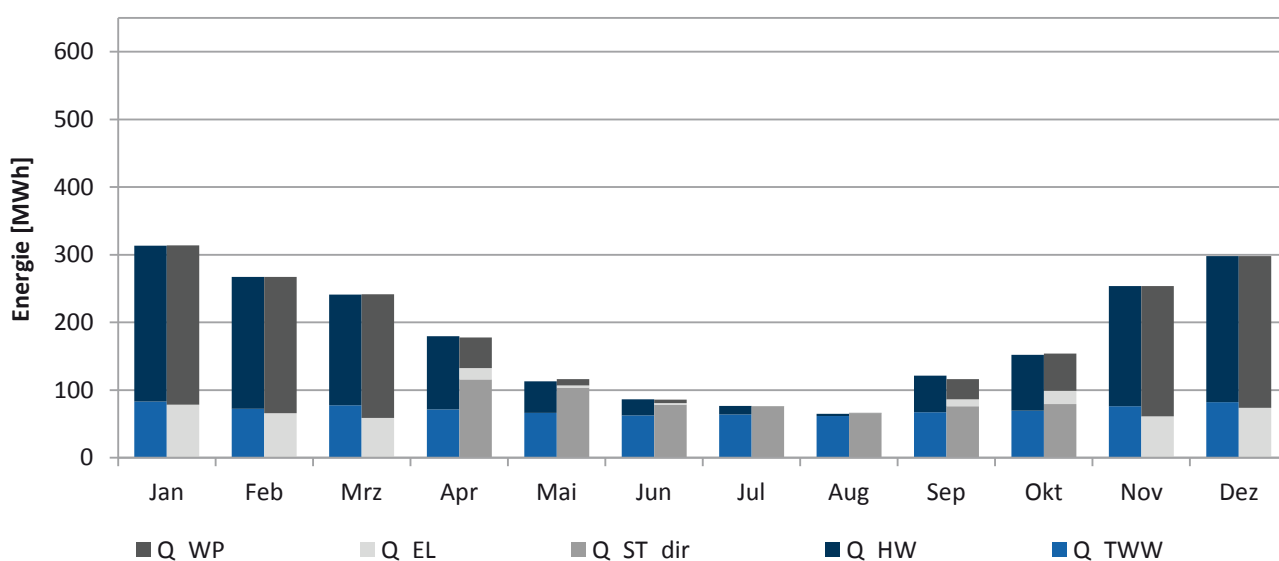


Abbildung 5-44: Monatlicher Trinkwasser- und Heizwärmebedarf (Szenario 7)

Umgekehrt tritt dieses Phänomen in den Monaten Mai und Oktober auf, in denen deutlich mehr Energie den Bereitschaftsspeichern zugeführt als dort umgesetzt wird. Die jeweilige Differenz entspricht den summierten

Speicherkapazitätsdifferenzen in den lokalen Bereitschaftsspeichern, die in den Wintermonaten nur ab TS3 aufwärts (vgl. 3.3), in den Sommermonaten jedoch vollständig für die Wärmespeicherung genutzt werden. So zeigt auch die Jahresübersicht der durch das Niedrigtemperaturnetz aufgenommenen bzw. abgegebenen Wärmemengen generell niedrigere Ausschläge (Abbildung 5-45). Im Vergleich zum Referenzszenario sind die Übergangsjahreszeiten auffällig, in denen die lokal gewonnene Wärme noch besser und zunächst lokal genutzt wird. Dies ist beispielsweise im Monat Oktober der Fall: Hier wird nur Wärme aus dem Niedrigtemperaturnetz bezogen im Gegensatz zum Referenzszenario, in dem Wärme bezogen und abgegeben wird.

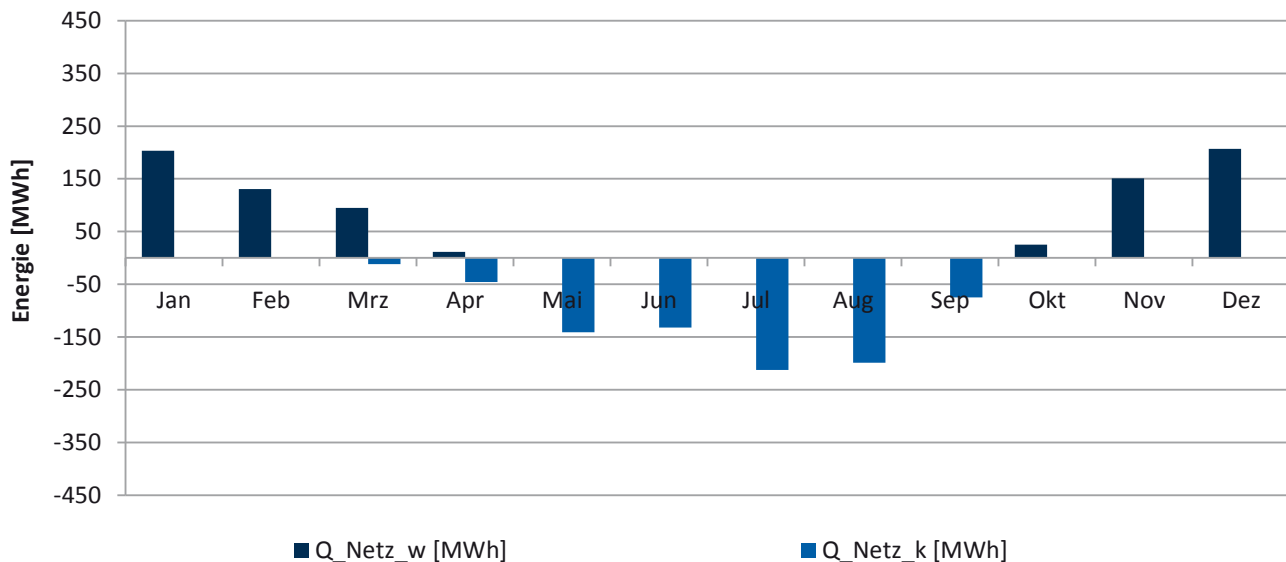


Abbildung 5-45: Abgegebene und aufgenommene Wärme des Niedrigtemperaturnetzes (Szenario 7)

Stattdessen führt die Zwischenspeicherung der zeitweilig überschüssig vorhandenen Wärme in den größeren lokalen Speichern zu einer Verringerung des Wärmebedarfs aus dem Niedrigtemperaturnetz. Eine Überlagerung von Wärmebezug und -abgabe im gleichen Monat findet deutlich seltener statt. Dies gilt auch für die Monate März und April bzw. in umgekehrter Weise auch für die Monate Mai und September.

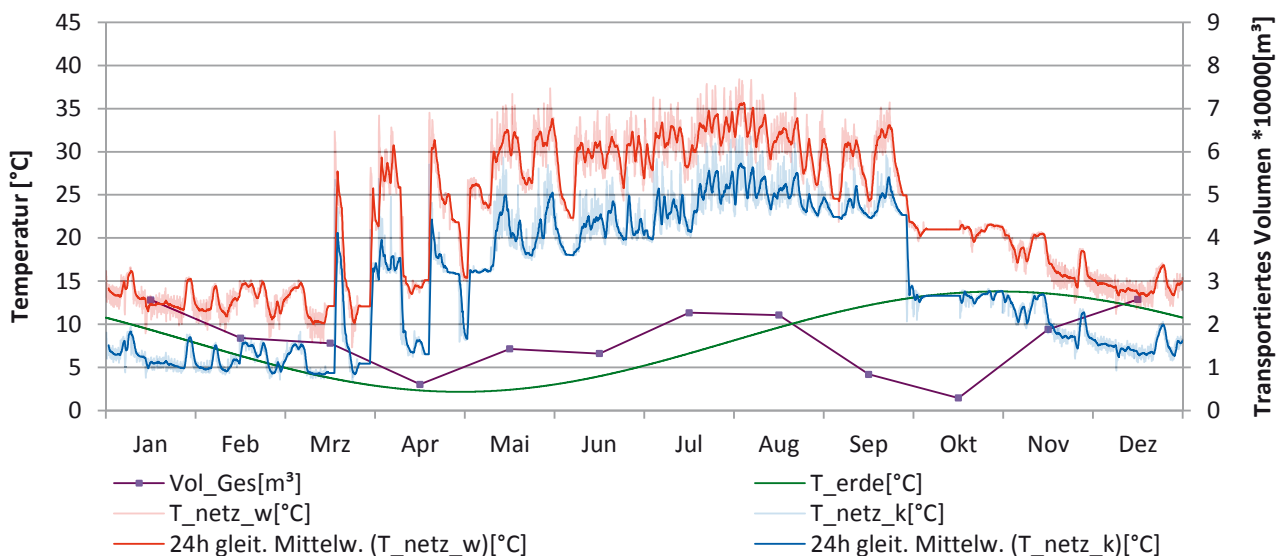


Abbildung 5-46: Temperaturverläufe und transportierte Volumina durch das Niedrigtemperaturnetz (Szenario 7)

Die Temperaturen des Niedrigtemperaturnetzes in Szenario 7 (Abbildung 5-46) zwischen 7,3 °C und 38,4 °C im „warmen“ Strang, sowie zwischen 3,2 °C und 31,9 °C im „kalten“ Strang sind im Vergleich zum Referenzszenario etwas geringer. Die Jahresmitteltemperatur des Netzes beträgt 18,3 °C. Noch deutlichere Unterschiede zum Referenzszenario treten hier

jedoch im Verlauf auf. Besonders in den Übergangsmonaten findet im Referenzszenario ein reger Wechsel der Strömungsrichtung statt (vgl. Abbildung 5-4), während hier nur ein vierfacher Richtungswechsel im Frühjahr bzw. ein einfacher Wechsel im Oktober auftritt. Auffällig sind auch die deutlich geringeren Werte der transportierten Volumina zwischen 6056 m^3 und 22677 m^3 in den Übergangs- und Sommermonaten, die sich mit der Erkenntnis aus Abbildung 5-45 decken. Die größeren lokalen Speicher führen darüber hinaus zu einer allgemeinen Glättung der Temperaturverläufe (vgl. Abbildung 5-4). Trotz der größeren lokalen Speicherkapazitäten führt auch hier in den Wintermonaten Dezember und Januar eine Unterschreitung der Erdreichtemperatur zu thermischen Gewinnen im Niedrigtemperaturnetz. Aufsummiert ergeben die thermischen Verluste für das Szenario 7 (Abbildung 5-47) einen Betrag von 39 MWh und liegen damit geringfügig unter dem Referenzfall. Ursache hierfür sind die tendenziell niedrigeren Temperaturen im Netz (vgl. Abbildung 5-46).

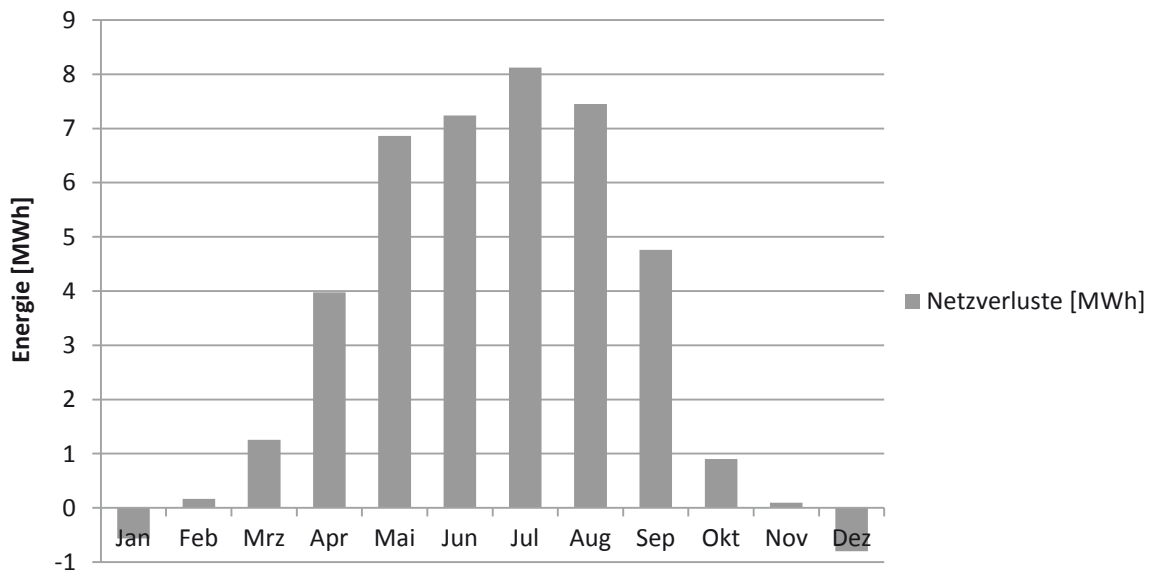


Abbildung 5-47: Thermische Netzverluste (Szenario 7)

Die in Abbildung 5-48 aufsummierten Energieflüsse zeigen die Wechselwirkungen der drei Ebenen Niedrigtemperaturnetz, Gebäude und Stromnetz. Aus dem Niedrigtemperaturnetz werden 826 MWh Wärme bezogen und 818 MWh dorthin zurückgespeist.

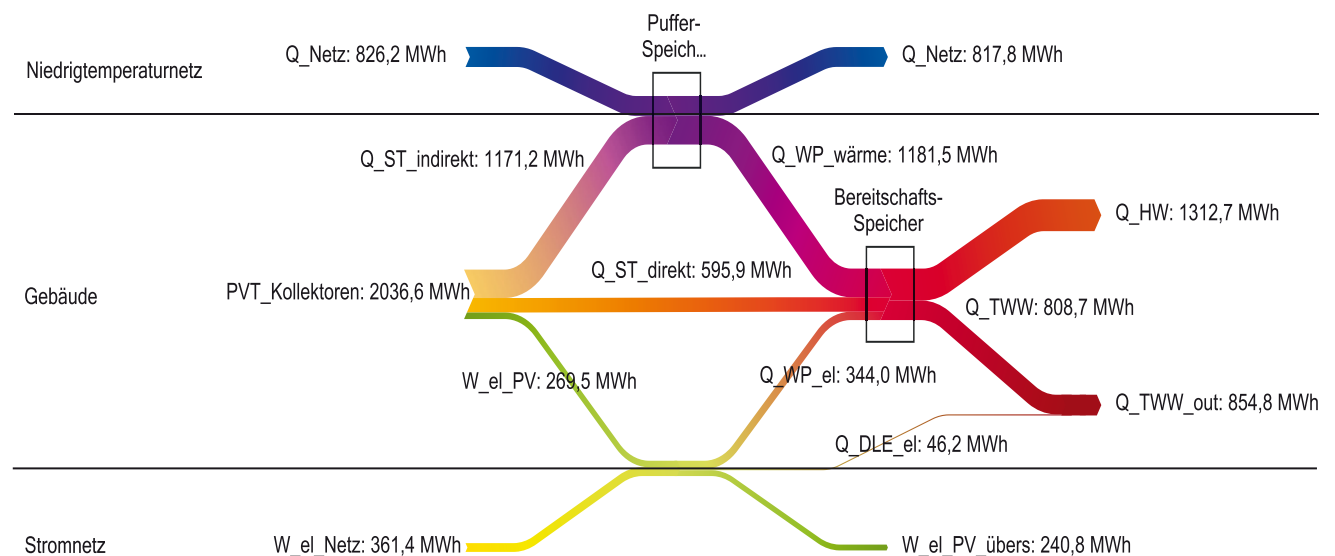


Abbildung 5-48: Energieflussdiagramm des Szenario 7

Die PVT-Kollektoren gewinnen 2037 MWh und damit 32 MWh weniger als im Referenzszenario mit einer gegenüber dem Referenzszenario identischen Kollektorfläche. Trotz der insgesamt niedrigeren solaren Ausbeute können hier 596 MWh direkt thermisch genutzt werden, was einem Zugewinn von 40 MWh in der direkten thermischen Nutzung gegenüber dem Referenzszenario entspricht. Der indirekt thermisch genutzte solare Anteil reduziert sich damit um 72 MWh auf 1171 MWh. Der höhere Anteil der direkt genutzten solaren Wärme führt zu verringerten Einsatzzeiten der Wärmepumpen (1182 MWh thermisch) und damit zu einem leicht verringerten Bedarf an elektrischer Energie von 334 MWh. Dies spiegelt sich in Kombination mit dem ebenfalls reduzierten Bedarf für den Betrieb des elektrischen Durchlauferhitzers (46 MWh) in der oben genannten JAZ dieser Systemvariante wieder. Die insgesamt durch die PVT-Kollektoren gewonnene Energie teilt sich damit in die 1171 MWh (58 %) indirekt und 596 MWh (29 %) direkt genutzte thermische Solarenergie sowie 270 MWh (13 %) elektrische Solarenergie auf. Die aus dem Verteilnetz bezogene elektrische Energie nimmt hier im Vergleich zum Referenzszenario um 7 MWh auf 361 MWh leicht ab.

Erkenntnis Szenario 7

Die größeren lokalen Speicher führen zu einer insgesamt höheren lokalen Eigennutzung, bei einer höheren direkten Nutzung und einer geringeren indirekten Nutzung der solarthermischen Wärme. Als Folge der höheren direkten Nutzung sinkt im Vergleich zum Referenzszenario der Bedarf an, aus dem elektrischen Verbundnetz bezogener, elektrischer Energie zum Betrieb der Wärmepumpen und der Durchlauferhitzer. Aus der höheren lokalen Eigennutzung der solarthermischen Wärme folgen in den Übergangsjahreszeiten sehr niedrige transportierte Volumina im Niedrigtemperaturnetz. Die Spitzen der transportierten Volumina in den Sommer- und Wintermonaten sind im Gegensatz zum Referenzszenario nahezu gleich hoch.

5.9 Ergebnisse Szenario 8 - Fernwärmeszenario

Der Energiebedarf des Szenario 8 von 2193 MWh, mit den zugrunde liegenden Parametern aus 4.9, ist zu 11,1 % durch Energie aus erneuerbaren Quellen und zu 88,9 % durch Energie aus nicht erneuerbaren Quellen gedeckt. Dies resultiert unter Verwendung der in der Einführung von Kapitel 5 beschriebenen Kenngrößen der Ökobaudat 2016 ([58], [62]) in einem gesamten CO₂-Äquivalent von 573,41 t/a. Umgerechnet entspricht dies 261,54 g CO₂-Äquivalent pro bereitgestellter kWh Nutzenergie (siehe Tabelle 5-9):

Tabelle 5-9: Übersicht Ergebnisse Szenario 8 Fernwärme

	2193	MWh Nutzenergie
davon		
	244	MWh Erneuerbare Energie
	1949	MWh Nicht erneuerbare Energie
resultierend in		
	573,41	t CO ₂ -Äquivalent/a
	261,54	g CO ₂ -Äquiv./kWh Nutz.
	-	JAZ (System)

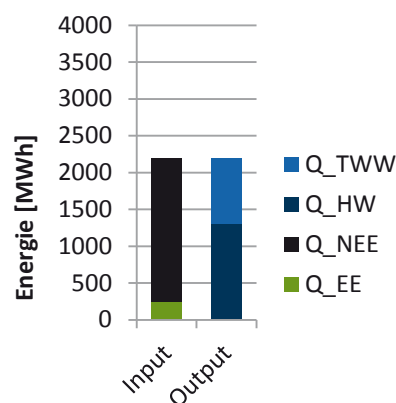


Abbildung 5-49: Gegenüberstellung der Energieinput- und Outputverhältnisse (Szenario 8)

Das Verhältnis von erneuerbarer zu nicht erneuerbarer Energie zur Deckung des Energiebedarfs hat sich im Vergleich zum Referenzszenario umgekehrt. Auch Abbildung 5-49 zeigt diese Umkehrung (vgl. Abbildung 5-1). Durch das gegenüber dem Referenzszenario nahezu identische Verhältnis von TWW- und Heizwärme aufseiten der Outputs, fällt das im Vergleich zum Referenzszenario ins Gegenteil umgekehrte Verhältnis von erneuerbarer zu nicht erneuerbarer Energie aufseiten der Inputs umso deutlicher auf.

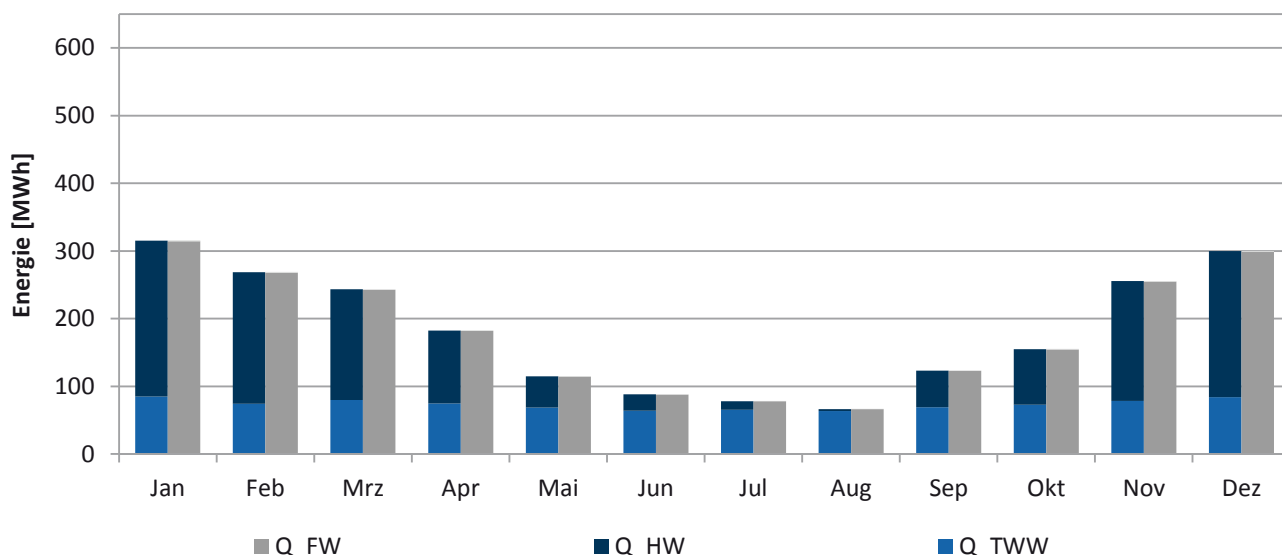


Abbildung 5-50: Monatlicher Trinkwasser- und Heizwärmebedarf (Szenario 8)

Wie Abbildung 5-50 zeigt, wird die Wärme zur Deckung des TWW- und HW-Bedarfs ganzjährig durch die Fernwärme bereitgestellt. Bedingt durch die vergleichsweise niedrigen Energiebedarfe der Gebäude sind die Durchflussraten in den Sommermonaten sehr gering (vgl. Abbildung 5-51). Wie in 0 beschrieben wird eine Unterschreitung der Bereitstellungstemperaturen durch periodische Spülvorgänge mithilfe einer Kurzschlusschaltung zwischen Vor- und Rücklauf verhindert. Da aufgrund der Fernwärmeversorgung keine Massenstromumkehr stattfindet und die monatlichen,

durch das Fernwärmenetz bereitgestellten Wärmemengen bereits in Abbildung 5-50 dargestellt sind, wird auf eine zusätzliche Vergleichsgrafik zu Abbildung 5-3 verzichtet. Systembedingt ist der Temperaturverlauf im Fernwärmenetz (Abbildung 5-51), gemessen am Einspeisepunkt der Wärmequelle in das Fernwärmenetz, deutlich konstanter. So entspricht die Vorlauftemperatur, gemessen am Ausgang des Netzpuffers, über das Jahr gesehen fast dauerhaft der Set-Temperatur von 100 °C. Dadurch bedingt ist auch die Rücklauftemperatur, verglichen mit dem Referenzszenario, ebenfalls deutlich konstanter und weist nur in den Sommermonaten leichte Schwankungen auf, die auf Spülvorgänge und Stagnationszeiten zurückzuführen sind.

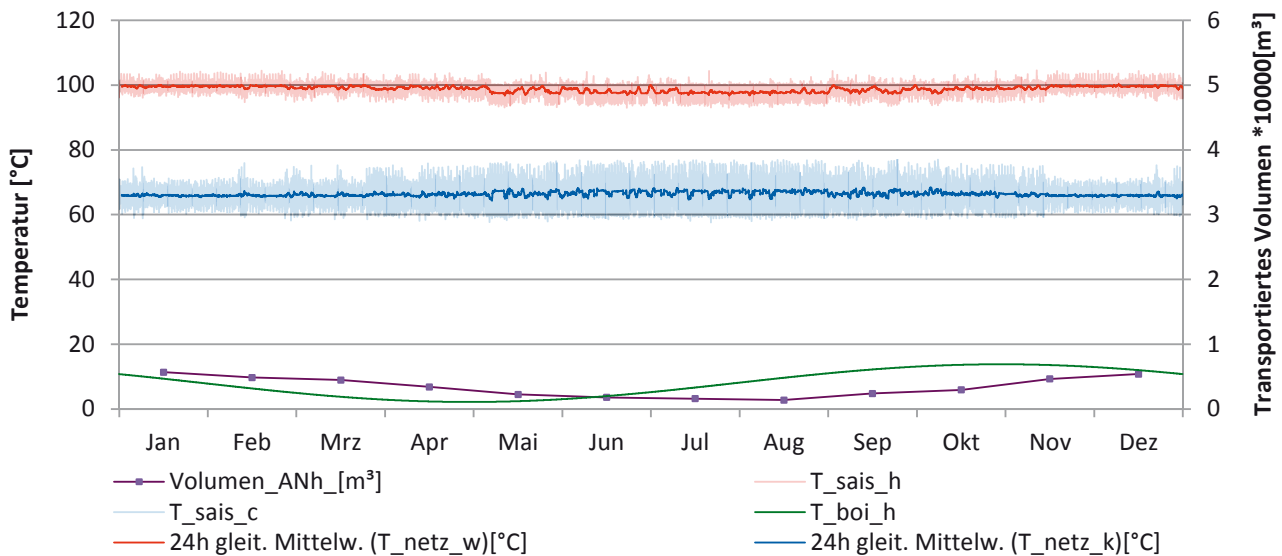


Abbildung 5-51: Temperaturverläufe und transportierte Volumina durch das Fernwärmenetz (Fernwärmeszenario)

Auffällig ist das deutlich niedrigere transportierte Volumen, das neben den geringeren monatlichen Mengen auch eine andere Verlaufscharakteristik als das Referenzszenario aufweist. So zeigt sich in den Sommermonaten die eindeutige Korrelation zwischen vermindertem Wärmebedarf und geringeren transportierten Volumina. Das Maximum im Monat August (vgl. Referenzszenario 5.1) tritt hier nicht auf, da lokal keine Wärme gewonnen und somit auch nicht über das Netz abgeführt wird.

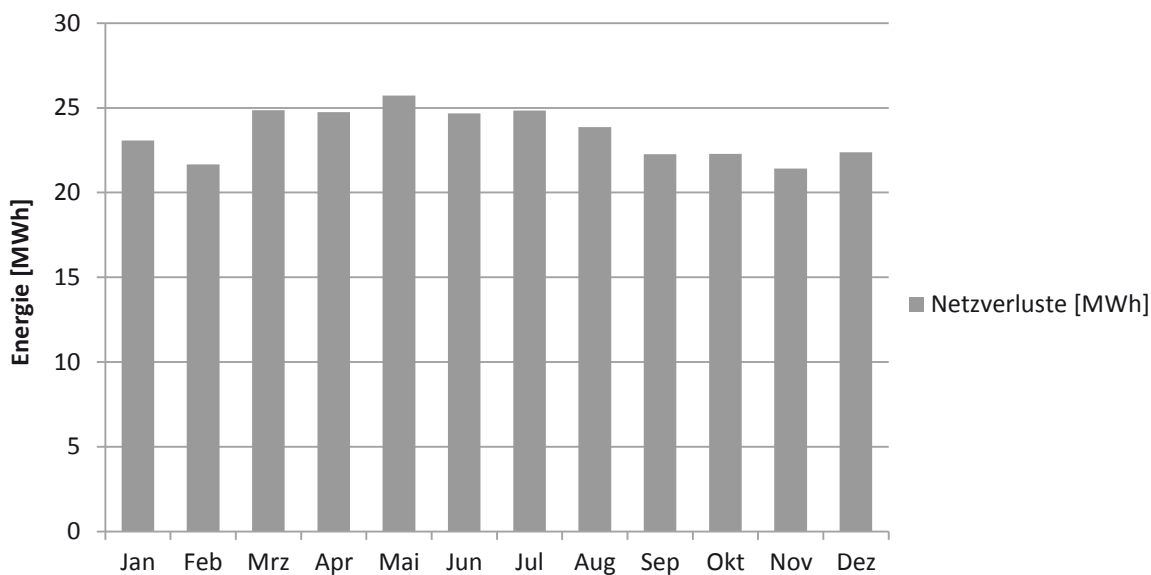


Abbildung 5-52: Thermische Netzverluste (Fernwärmeszenario)

Bedingt durch die stabilen, ganzjährig hohen Temperaturen in Vorlauf und Rücklauf des Fernwärmenetzes treten im Vergleich zum Referenzszenario hohe Verluste auf (Abbildung 5-52). Zu beachten ist hier die aufgrund der Größenordnung vom Referenzszenario verschiedene Achsenskalierung. Den 41 MWh Wärmeverlust durch das Niedrigtemperaturnetz im Referenzszenario (vgl. 5.1) stehen hier 282 MWh thermische Verluste gegenüber. Dieser Betrag entspricht etwas mehr als dem gesamten Wärmebedarf des betrachteten Quartiers im Monat Februar (vgl. Abbildung 5-50). Durch die unidirektionale, gerichtete Bereitstellung der Wärme durch das Fernwärmenetz vereinfacht sich das Energieflussdiagramm gegenüber dem Referenzszenario deutlich (Abbildung 5-53):

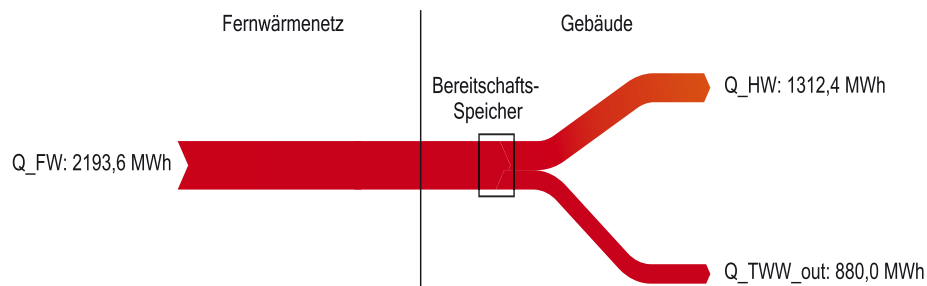


Abbildung 5-53: Energieflussdiagramm des Fernwärmeszenarios

Erkenntnis Szenario 8

Die Unterschiede zum Referenzszenario sind sehr deutlich sichtbar. Nahezu die siebenfache Menge an thermischen Verlusten bei gleicher Wärmelast entstehen durch die Nutzung eines klassischen Fernwärmenetzes. Gleichzeitig wird die Wärme im Fernwärmeszenario größtenteils durch nicht-erneuerbare Energiequellen bereitgestellt. Dies führt dazu, dass auch die thermischen Verluste an die Umgebung, im Gegensatz zum Referenzszenario, größtenteils nicht-erneuerbaren Ursprungs sind.

5.10 Gesamterkenntnis

Dieser Abschnitt fasst die Erkenntnisse des Kapitels 5 zusammen und listet Ergebnisse auf, die durch Vergleiche mehrerer Szenarien entstehen.

Einfluss verschiedener Nachfrageniveaus von Gebäuden

Die Auswirkungen der Nachfrageniveaus der Gebäude sind über die unterschiedlichen Heizwärmebedarfe der Gebäude (Q_{HW}) in Szenario 1, Referenzszenario und Szenario 2 abgebildet (siehe Tabelle 5-10). Für das gesamte Quartier wird so die energetische Gebäudequalität zwischen Passivhaus-Standard, aktuellem EnEV-Standard und sanierten Gebäuden der WSchV 1982 variiert. Anhand der Heizwärmebedarfe erfolgt eine Skalierung der Systemtechnik (Kollektorflächen, Speichervolumina, Anzahl Wärmepumpen, etc.).

Tabelle 5-10: Auswirkungen unterschiedlicher Dämmstandards auf das System

	Q_{HW} [MWh]	Q_{ST/A_coll} [MWh/m ²]	JAZ_WP [-]	JAZ [-]
Szenario 1	841,9	0,56	3,67	5,61
Referenzszenario	1312,6	0,54	3,48	5,44
Szenario 2	3002,6	0,53	3,38	5,18

Tabelle 5-10 zeigt, dass sich mit zunehmendem Heizwärmebedarf die spezifischen Wärmeerträge der Kollektoren (Gesamte Wärmeerträge der Kollektoren pro Quadratmeter Kollektorfläche – Q_{ST/A_coll}) als auch die JAZ des Gesamtsystems verringern. Die Verschlechterung der JAZ des Gesamtsystems lässt sich auf eine schlechtere JAZ der Wärmepumpen (JAZ_WP) zurückführen, die bei zunehmendem Heizwärmebedarf weniger Wärme pro eingesetzter kWh elektrischer Energie auf das Bedarfsniveau anheben.

Für zukünftige Untersuchungen wäre es daher interessant, das Systemverhalten von heterogenen Quartieren hinsichtlich ihres Gebäudestandards näher zu betrachten.

Zusammenspiel von Abwärmequellen und volatilen Energiequellen

Die Wärmeversorgung des betrachteten Gesamtquartiers kann im Rahmen der hier betrachteten Gebäude unterschiedlicher energetischer Qualität vollständig durch PVT-Kollektoren erfolgen. Die hohe Volatilität durch fluktuierende solare Einstrahlung und die durch die Kollektorart sehr niedrige maximale Kollektoraustrittstemperatur, die damit zu hohen Massenströmen im Kollektorkreis führt, werden zunächst durch die lokalen Puffer- und Bereitschaftsspeicher abgefangen und lokal nutzbar gemacht. Das Niedrigtemperaturnetz dient dabei nur als „thermischer Überlauf“. Dies minimiert Dauer und Intensität der Niedrigtemperaturnetzbeanspruchung, auch bei gleichzeitigem Be- oder Entladen des Niedrigtemperaturnetzes durch mehrere Anschlussstellen. Da der gleichzeitige Input durch mehrere volatile Energiequellen komplikationslos verläuft, wird davon ausgegangen, dass die Einbindung von Abwärmequellen, die in der Regel deutlich konstanter und planbarer Wärme bereitstellen, ebenfalls problemlos umsetzbar ist.

Einfluss des Nutzers

Der unterschiedliche hohe TWW-Bedarf in den Szenarien Referenzszenario, Szenario 3 und Szenario 4 bildet das Verhalten drei verschiedener Nutzertypen ab, die mit der Ressource TWW sparsam, durchschnittlich oder großzügig umgehen. Da die HW-Lasten in den drei Szenarien identisch sind, sind die Auswirkungen auf das System rein auf den geänderten TWW-Bedarf (Q_{TWW}) zurückzuführen. Tabelle 5-11 liefert einen Überblick:

Tabelle 5-11: Auswirkungen unterschiedlicher Trinkwarmwasserbedarfe auf das System

	Q_{TWW} [MWh]	Q_{ST_direkt} [MWh]	$Q_{ST_indirekt}$ [MWh]	Q_{DLE} [MWh]	Q_{WP} [MWh]	JAZ [-]
Szenario 3	632,5	474,4	1315,5	36,2	1434,5	5,47
Referenzszenario	853,1	555,6	1242,8	49,5	1560,5	5,44
Szenario 4	999,6	603,5	1194,9	59,1	1649	5,4

Mit der aus Gründen der Vergleichbarkeit identisch beibehaltenen Kollektorfläche ändert sich der kumulierte Wärmeoutput der Kollektoren nicht. Gleichzeitig erhöht sich der direkt aus den Kollektoren in die Bereitschaftsspeicher geleitete Anteil (Q_{ST_direkt}) jedoch erheblich, was damit einer Abnahme der in die Pufferspeicher geleiteten Wärme ($Q_{ST_indirekt}$) entspricht. Davon ausgehend, dass eine Erhöhung des direkt genutzten solaren Anteils eine Erhöhung der JAZ zur Folge hat, überrascht der leicht abnehmende Trend der JAZ. Dies lässt sich durch die Zunahme der durch die Wärmepumpen ($Q_{WP} = Q_{WP_wärme} + Q_{WP_el}$) und die Durchlauferhitzer (Q_{DLE}) bereitgestellten Wärme in die Bereitschaftsspeicher erklären. In Kombination mit dem niedrigeren indirekten Solarthermieoutput und dem damit verringerten Wärmestrom in das Niedrigtemperaturnetz führt dies zu einer negativen Wärmebilanz am saisonalen Speicher, die langfristig ein Auskühlen desselben zur Folge hat. Dem kann durch eine Erhöhung des Wärmeinputs in das Niedrigtemperaturnetz (eine Vergrößerung der Kollektorfläche oder Einbindung weiterer Wärmequellen durch eine bauliche Erweiterung) entgegengewirkt werden.

Der Vergleich der drei Szenarien Referenzszenario, Szenario 3 und Szenario 4 zeigt den hohen Einfluss des Nutzers allein über die Abnahmemenge des Warmwassers. Durch ein Nutzerverhalten, das zu einer Änderung des Heizwärmebedarfs führt (z. B. Einfluss durch falsche Lüftung, Temperaturniveaus in Gebäuden, etc.), sind ähnliche Auswirkungen zu erwarten. Dies konnte im Rahmen des Forschungsprojektes nicht näher untersucht werden.

Die Auswirkungen des Nutzers auf das langfristige Funktionieren des Systems zeigen sich jedoch auch hier schon deutlich und bestätigen die Notwendigkeit, den Nutzer vorab und während der Nutzung über Konsequenzen seines Handelns, ressourcenbewusste Warmwassernutzung und richtiges Lüftungsverhalten zu informieren bzw. zu warnen.

Spanne der Temperaturniveaus von Netz und Speichern

Aus Referenzszenario und Szenario 6 zeigt sich der Einfluss der verschiedenen Speichertypen auf den Temperaturverlauf im Netz bei identischen Wärmelasten. Tabelle 5-6 stellt jeweiligen Maximal- und Minimaltemperaturen in kaltem und warmem Strang gegenüber:

Tabelle 5-12: Maximale und minimale Strangtemperaturen unterschiedlicher Speichertypen (Referenzszenario und Szenario 6)

	warmer Strang		kalter Strang		$T_{\text{DURCHSCHNITT}}$
	T_{MIN}	T_{MAX}	T_{MIN}	T_{MAX}	
Referenzszenario	8 °C	39,2 °C	3,8 °C	34,1 °C	18,2 °C
Szenario 6	5,6 °C	40,4 °C	2,9 °C	35,6 °C	21,1 °C

Dabei wird sichtbar, dass sich das Erdsondenfeld (Referenzszenario) bei jedem der betrachteten Extremwerte gemäßigter als der Heißwasserspeicher (Szenario 6) verhält. Im warmen Strang decken die Temperaturen des Szenarios 6 damit einen 3,6 K, im kalten Strang einen 2,4 K größeren Temperaturbereich ab. Nicht nur der Speichertyp, auch die Speicherauslastung wirkt sich direkt auf die Spanne der Temperaturniveaus in Netz und Speicher aus. Tabelle 5-13 stellt die jeweiligen Maximal- und Minimaltemperaturen des Referenzszenarios und der Szenarien 3 und 4 gegenüber:

Tabelle 5-13: Maximale und minimale Strangtemperaturen unterschiedlicher Speicherauslastung (Referenzszenario, Szenario 3 und Szenario 4)

	warmer Strang		kalter Strang		$T_{\text{DURCHSCHNITT}} [^{\circ}\text{C}]$
	$T_{\text{MIN}} [^{\circ}\text{C}]$	$T_{\text{MAX}} [^{\circ}\text{C}]$	$T_{\text{MIN}} [^{\circ}\text{C}]$	$T_{\text{MAX}} [^{\circ}\text{C}]$	
Szenario 3	10,8	39,9	4,9	35,7	20
Referenzszenario	8	39,2	3,8	34,1	18,2
Szenario 4	7,3	38,5	3,2	33,3	17,6

Aus dieser wird deutlich, dass bei konstant gehaltenen Kollektorflächen und steigender Wärmelast sowohl die Extrem- als auch die Durchschnittstemperaturen des Niedrigtemperaturnetzes sinken.

Darüber hinaus bestimmt die in den Gebäudetechnikmodellen implementierte Regelung die jeweils bei Beladung bzw. Entladung des Netzes einzustellende Spreizung (vgl. 3.3). Bei einem Wärmebezug aus dem Netz wird das Fluid aus dem warmen Strang 7 K kälter in den kalten Strang zurückgespeist. Bei Wärmeabgabe in das Netz wird das Fluid aus dem kalten Strang mindestens auf 2 K über der Speichertemperatur der „warmen Seite“ des saisonalen Speichers erwärmt.

Eignung verschiedener Wärmespeichertypen

Auf Netzebene wurden die Speichertypen Erdsondenfeld (Referenzszenario) und Heißwasserspeicher (Szenario 6) betrachtet. Beide Speichertypen erfüllen die benötigten Funktionen für einen Einsatz als saisonaler Speicher in einem Niedrigtemperaturnetz. Ein Vergleich der thermischen Verluste der Netze zeigt zwei übers Jahr gesehen sehr unterschiedliche Verläufe (siehe Abbildung 5-5, Abbildung 5-41). Die Summen der thermischen Verluste sind jedoch identisch.

Ein Nachteil eines Heißwasserspeichers auf Netzebene ist die geringe Ausnutzung der theoretisch möglichen thermischen Spreizung. Da in Kombination mit einem Niedrigtemperaturnetz nur der Temperaturbereich von 4 bis 40 °C nutzbar ist, bleibt ca. die Hälfte der installierten Speicherkapazität ungenutzt. So sind sehr große Speichervolumina (hier 23000 m³) vorzuhalten, um für den betrachteten Lastfall (Referenzszenario) einen saisonalen thermischen Ausgleich zu erreichen. Sind aufgrund räumlicher Gegebenheiten diese sehr großen Speichervolumina leicht umsetzbar (z. B. Nutzung stillgelegter Kiesgruben als Wasser-Kiesspeicher), ist der Einsatz von Warmwasserspeichern in Kombination mit einem Niedrigtemperaturnetz denkbar. Dies wurde im Rahmen dieses Forschungsprojektes jedoch nicht näher untersucht.

Bei Kombination des Niedrigtemperaturnetzes mit einem Erdsondenfeld ergeben sich diese Probleme durch das ebenfalls niedrige Temperaturniveau des Erdsondenfeldes nicht.

Schnittstellen und Flexibilitäten zwischen Wärme- und Stromnetz

Das System bietet ein hohes Potenzial zur lokalen Nutzung von PV-Strom, der zu Zeiten niedrigen Strombedarfs produziert wird. Eine lokale Speicherung der lokal gewonnenen elektrischen Energie ist hier sinnvoll, da in jedem der betrachteten Szenarien die ins Verteilnetz eingespeiste, überschüssige elektrische Energie ca. 50-60 % der aus dem Verteilnetz bezogenen elektrischen Energie entspricht. Da zudem der elektrische Energiebedarf der Pumpen bisher nicht berücksichtigt ist, ist davon auszugehen, dass auch durch zusätzlich installierte PV-Kapazitäten auf mit dem bisherigen

System ungenutzten Dachflächen kein oder nur ein geringer elektrischer Überschuss, der in das Verteilnetz abgeführt werden muss, entsteht.

Weiteres Potenzial für Forschungsarbeiten bietet der Bereich der smarten Kopplung von Netz, elektrischen Zuheizern und Wärmepumpen. So konnte in diesem Forschungsprojekt leider nicht betrachtet werden, welchen Einfluss flexible Strommarktpreise auf ein System dieser Art haben, und inwiefern es sich zur Bereitstellung negativer Regelenenergie eignet.

Grenzen der Wärmenachfrage

Die in Szenario 2 untersuchte Gebäudesubstanz wärmeschutztechnisch teilweise verbesserter Gebäude nach WSchV 1982 zeigt die Zunahme der benötigten Kollektorflächen und lokalen Speichergrößen bei höheren Wärmebedarfen. Bereits hier werden beispielsweise für die Anschlussstelle 2 ein Pufferspeicher mit einem Volumen von 175 m³ (16,8 l pro m² Nutzfläche) und ein Bereitschaftsspeicher mit einem Volumen von 87 m³ (8,4 l pro m² Nutzfläche) vorgesehen (Tabelle 4-6), um die Funktion des Systems aufrechtzuerhalten. Über die Wirtschaftlichkeit wird dabei keine Aussage getroffen. Bei einer der Wärmenachfrage entsprechenden Dimensionierung der lokalen Speicher bestimmt das solarthermische Potenzial der Dachflächen bzw. des sonstigen Wärmeinputs in das System die Grenze der möglichen Wärmenachfrage. Eine weitere Zunahme der Speichergrößen, wie sie zur vollen Ausschöpfung dieses Dachflächenpotenzials nötig wäre, trägt jedoch höchstwahrscheinlich nicht zu einer Verbesserung der Wirtschaftlichkeit des Systems bei. Bei Nutzung des gesamten solarthermischen Potenzials der Dachflächen in der gegebenen Gebäudekonfiguration können ohne weitere Wärmeinputs und unter Annahme eines linearen Systemverhaltens maximal 150 kWh/m² Nutzfläche und Jahr bereitgestellt werden.

Einfluss der lokalen Speichergrößen

Bei identischen Wärmebedarfen für Heizung und TWW führt eine Verdoppelung der lokalen Speicherkapazitäten von Puffer- und Bereitschaftsspeicher (Szenario 7) insgesamt zu einer Verbesserung der JAZ des Gesamtsystems um 0,12 (Tabelle 5-14):

Tabelle 5-14: Auswirkungen unterschiedlicher lokaler Speichervolumina auf das System

	Q_ST_direkt [MWh]	Q_ST_indirekt [MWh]	Q_WP_el [MWh]	Q_WP_w [MWh]	V_Netz [10000 m ³]	JAZ [-]
Referenzszenario	555,6	1242,8	348,3	1212,2	26,3	5,44
Szenario 7	595,9	1171,2	344,0	1181,5	19,2	5,56

Ursache der Verbesserung ist eine durch die größeren Bereitschaftsspeicher erhöhte direkte Nutzung der Solarthermie (Q_ST_direkt), die mit einem verminderten Wärmepumpeneinsatz (Q_WP_w) und einem dadurch verminderten elektrischen Energiebedarf durch die Wärmepumpen (Q_WP_el) einhergeht. Die Vergrößerung des Pufferspeichers wirkt sich nicht auf die Energiebilanz und die JAZ des Gesamtsystems aus, da die Pumpenenergie nicht berücksichtigt wird (vgl. 1.2). Die Auswirkungen größerer Pufferspeicher zeigen sich jedoch in dem um ca. 71.000 m³ verminderten transportierten Volumen durch das Netz (V_Netz). Bemerkenswert ist, dass trotz der Verdoppelung der Speicherkapazitäten von Puffer- und Bereitschaftsspeichern durch die Bereitschaftsspeicher zusätzlich nur 40 MWh mehr an direkter solarthermisch gewonnener Wärme nutzbar gemacht werden können (siehe Tabelle 5-14, Q_ST_direkt).

Thermische Gewinne durch niedrige Temperaturen

Wie in den Szenarien 0, 2, 4 und 7 (Abbildung 5-5, Abbildung 5-17, Abbildung 5-29, Abbildung 5-47) ersichtlich ist, treten thermische Gewinne (negative Verluste, siehe 5.1) in den Monaten Dezember und Januar auf, in denen die Temperatur des Niedrigtemperaturnetzes unter die Erdoberflächtemperatur fällt. Der Umfang dieser Gewinne durch die Rohrleitungen des Niedrigtemperaturnetzes beschränkt sich im extremsten Fall auf 1 MWh thermischer Gewinn pro Monat (Abbildung 5-29) bei insgesamt 39 MWh thermischen Verlusten pro Jahr und ist damit sehr gering. Der Umfang der thermischen Gewinne

durch das Niedrigtemperaturnetz selbst hängt bei konstanter Netzausdehnung wie zu erwarten und wie die Szenarien 0, 2, 4 und 7 zeigen rein von der Temperaturdifferenz zwischen Fluid und Erdreich ab. Die Ursachen eines insgesamt über ein Jahr gesehenen niedrigeren Fluidtemperaturniveaus können dabei vielfältig sein: hohe HW-Bedarfe, hohe TWW-Bedarfe oder große lokale Speichervolumina. Ein System, das noch niedrigere Fluidtemperaturen transportiert, beispielsweise in Kombination mit einem Eisspeicher, wäre daher in der Lage, deutlich größere thermische Gewinne aus dem das Netz umgebende Erdreich zu erhalten. Dabei muss jedoch ein Einfrieren des Fluids durch Beimischung eines Frostschutzmittels verhindert werden, was wiederum zu einem deutlich schlechteren ökologischen Fußabdruck im Vergleich zu reinem Wasser führen würde. Daher ist fraglich, ob der zusätzliche Umfang thermischer Gewinne den dafür nötigen Ressourceneinsatz ausgleichen kann.

Thermische Verluste des Niedrigtemperaturnetzes im Vergleich zu einem klassischen Fernwärmenetz

Ein Vergleich des Referenzszenarios (Niedrigtemperaturnetz) mit Szenario 8 (klassisches Fernwärmenetz) zeigt, dass ein klassisches Fernwärmenetz bei gleichem Netzaufbau und gleicher Wärmelast die nahezu siebenfache Wärmemenge während des Transports zu den Gebäuden an das umgebende Erdreich verliert. Die Wärmeverluste des Niedrigtemperaturnetzes im Referenzszenario von 41 MWh liegen drastisch unter denen des Fernwärmeszenarios von 282 MWh thermischen Verlusten pro Jahr. Erschwerend kommt hinzu, dass die „verlorene“ Wärme in Fernwärmenetzen im Gegensatz zum Niedrigtemperaturnetz größtenteils nicht-erneuerbaren Ursprungs ist.

Einfluss des lokalen Gebäudewärmebedarfs auf Wärmebezug und -abgabe an das Niedrigtemperaturnetz

Jedes Gebäude „entscheidet“ je Zeitschritt anhand der oben beschriebenen Kriterien (siehe 3.3), ob Wärme aus dem Netz bezogen oder an das Netz abgegeben wird oder ob die aktuell lokal gewonnene Wärme dem aktuellen lokalen Wärmebedarf entspricht. Für die drei Szenarien Szenario 3, Referenzszenario und Szenario 4, die sich nur durch die Höhe des jeweiligen TWW-Bedarfs unterscheiden (s. o.), zeigt ein Vergleich der jeweils über ein Jahr kumulierten, aus dem Netz bezogenen und abgegebenen Wärme das unterschiedliche „Verhalten“ der jeweiligen Anschlussstellen (Abbildung 5-54).

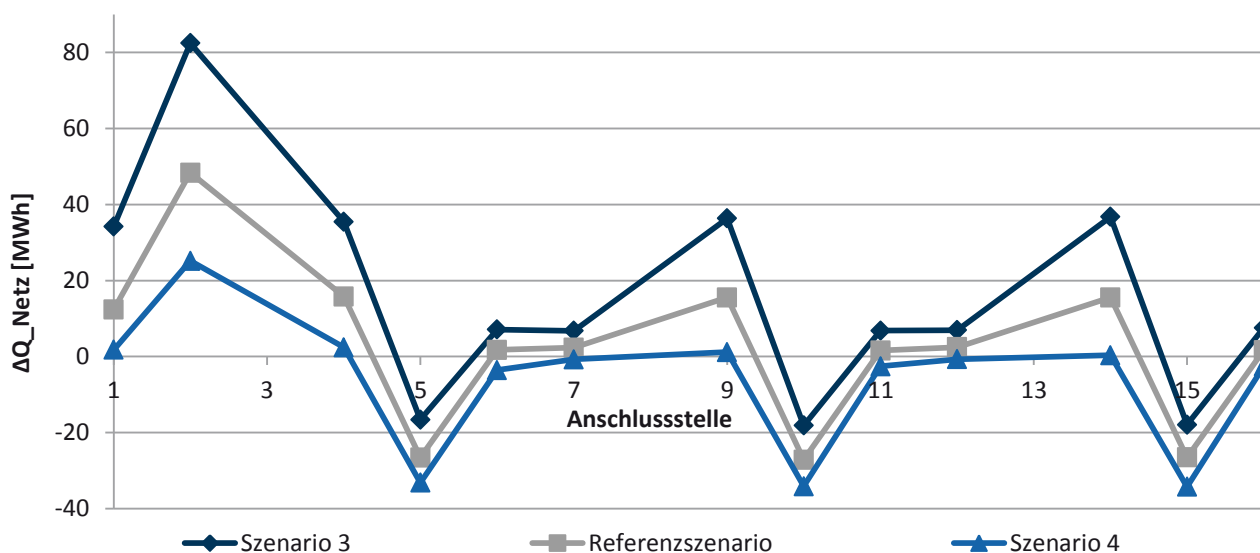


Abbildung 5-54: Wärmebezug und -abgabe der Einzelgebäude

ΔQ_{Netz} ist definiert als die jeweils lokale Differenz der über ein Jahr eingespeisten und bezogenen Wärme aus dem Niedrigtemperaturnetz je Anschlussstelle. In den hier betrachteten Szenarien speisen beispielsweise die Anschlussstellen 1 bis 4, 9 und 14 mehr Wärme in das Niedrigtemperaturnetz ein, als sie daraus beziehen. Das genaue Gegenteil gilt für die Anschlussstellen 5, 10 und 15, die in den hier betrachteten Szenarien mehr Wärme aus dem Niedrigtemperaturnetz beziehen als sie einspeisen. Für alle betrachteten Anschlussstellen sind 6,1 % der jeweiligen Nutzfläche als Kollektorfläche auf dem jeweiligen Dach installiert (s. o.). Die Graphen in Abbildung 5-54 entstehen dabei durch Überlagerung mehrerer

Effekte: Die bei identischer energetischer Gebäudequalität insgesamt höheren Wärmebedarfe der Anschlussstellen 5, 10 und 15 (siehe Abbildung 5-55 am Beispiel des Referenzszenarios) sind auf die geometrisch bedingten höheren Wärmeverluste an die Umgebung zurückzuführen.

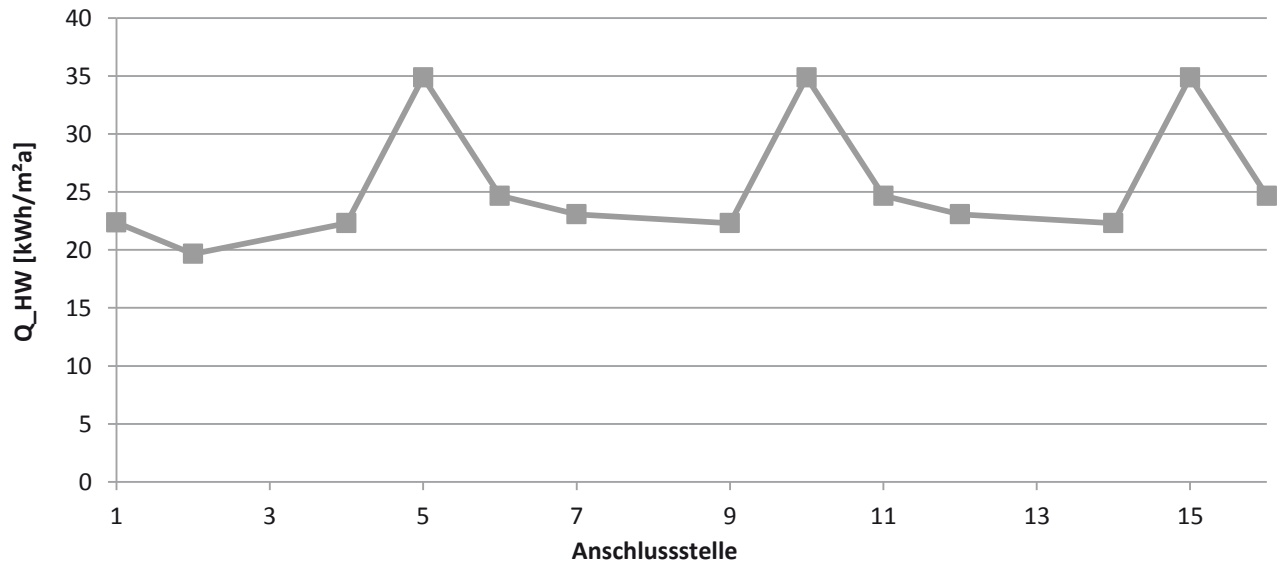


Abbildung 5-55: Heizwärmebedarfe der Anschlussstellen des Referenzszenarios

Zusätzlich führen Skalierungseffekte dazu, dass bei einer Änderung der spezifischen TWW-Wärmebedarfe die großen Gebäude aufgrund der größeren Nutzfläche deutlich stärkere Änderungen der absoluten gesamten Wärmebedarfe erfahren. Dies zeigt beispielsweise ein Vergleich der Spreizungsbreiten der Anschlussstellen 7 und 9 (siehe Abbildung 5-54).

Abbildung 5-54 verdeutlicht auch, dass ein thermisch ausgeglichenes Niedrigtemperaturnetz, wie im Referenzszenario betrachtet, nicht nur aus jahreszeitlich energetisch ausgeglichenen Gebäuden bestehen muss. Grundsätzlich erleichtert dies zwar die Planung eines solchen Netzes und der saisonalen Speicherkapazitäten, jedoch ist dies für ein Funktionieren des Netzes keine notwendige Bedingung.

6 Empfehlungen und Ausblick

Dieses Kapitel fasst die im Forschungsprojekt gewonnenen Erkenntnisse in Empfehlungen rechtlicher und planerischer Art zusammen. Die Empfehlungen rechtlicher Art sollen dabei der öffentlichen Hand Ansatzpunkte aufzeigen, die eine Umsetzung von Niedrigtemperaturnetzen in die Praxis erleichtern. Die Empfehlungen planerischer Art sollen den Planenden und Ausführenden Hinweise und Erleichterungen liefern, die sich im Zuge der Simulationen und Berechnungen für dieses Forschungsprojekt als wichtig herausgestellt haben. Der Ausblick liefert ein abschließendes Fazit sowie Ideen und Empfehlungen für eine thematisch weiterführende und anschließende Forschung im Bereich „Niedrigtemperaturnetze“.

6.1 Rechtliche Handlungsempfehlungen

Häufig scheitern hoch-innovative Projekte nicht an den technischen, sondern den rechtlichen Herausforderungen, die im Laufe der Planung oder Umsetzung auftreten. Die hier aufgeführten Punkte zeigen einige der sich aus 2.4 ergebenden rechtlichen Hürden auf, die bei der Umsetzung von Niedrigtemperaturnetzen zu erwarten sind. Die Handlungsempfehlungen schließen jeweils daran an.

Investor-Nutzer-Dilemma

Das Investor-Nutzer-Dilemma ist ein besonders im Bereich Mehrfamilienhäuser bekanntes Problem, das die Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen bremst. Die Tatsache, dass der Investor nicht gleichzeitig der Nutzer ist, führt dazu, dass Investitionen in Energieeffizienzmaßnahmen nur dann getätigt werden, wenn für ihn ein finanzieller Vorteil entsteht. Ist dies nicht der Fall, besteht aus Investorensicht kein dringender Handlungsbedarf, solange gesetzliche Vorschriften erfüllt und die Wohnungen vermietbar sind. Die angespannte Lage auf dem deutschen Wohnungsmarkt hilft dabei, auch Wohnungen mit schlechtem energetischen Standard und veralteten Heizungen zu attraktiven Preisen zu vermieten. Hier ist der Gesetzgeber gefordert, damit sich eine Investition in Energieeffizienzmaßnahmen und nachhaltige Energiesysteme nicht nur für den Endverbraucher, sondern auch für Investoren finanziell lohnt. Eine Möglichkeit ist dabei beispielsweise die Förderung von Mieterstrom auf Quartiersebene.

Lokale thermische und elektrische Verteilnetze über öffentlichen Grund

Nicht nur das Gesetz zur Förderung von Mieterstrom (s. u.), sondern auch § 46 EnWG setzen hohe Hürden für die Verflechtung von Wärme- und Stromnetz auf Quartiersebene zur Erhöhung der Eigenstromnutzung im Quartier. Laut § 46 hat jedes Energieversorgungsunternehmen, das den Höchstsatz der Konzessionsabgabe für das betreffende Konzessionsgebiet bezahlt, Anspruch auf Wegenutzung und damit das Verlegen von Leitungen unter öffentlichem Grund (siehe 2.4). Um ein Niedrigtemperaturnetz mit Eigenstromnutzung umsetzen zu können, muss daher entweder zunächst ein Energieversorgungsunternehmen gegründet oder ein bestehendes Energieversorgungsunternehmen als Projektpartner gewonnen werden, welches erst dann berechtigt ist, mit der Kommune über eine Wegenutzung zu verhandeln. Konkret führt dies für quartiersinterne Verteilnetze zur Verteilung des Eigenstroms zu sehr hohen finanziellen Belastungen, da für das Energieversorgungsunternehmen neben Konzessionsabgaben auch die EEG-Umlage anfällt. Die Kommune kann durch eine Festlegung der Höhe der Konzessionsabgaben (§ 46 Abs.1 EnWG) diese hohe finanzielle Belastung reduzieren, hierzu ist jedoch ein politischer Umsetzungswille erforderlich. Da Kommunen selbst häufig Miteigentümer/Gesellschafter von lokalen Energieversorgungsunternehmen sind, haben sie ein berechtigtes Eigeninteresse am Ausbau der eigenen Elektrizitäts- und Wärmenetze, was den Willen zur Umsetzung der o. g. Maßnahme eher schmälert.

Eine weitere Handlungsmöglichkeit des Gesetzgebers liegt in einer Anpassung oder Befreiung von der EEG-Umlage bei lokaler Nutzung von lokal erzeugter erneuerbarer elektrischer Energie (beispielsweise auf Quartiersebene).

Ohne ein Entgegenkommen von Gesetzgeber und Kommunen beschränkt sich damit eine baupraktische Umsetzung von Niedrigtemperaturnetzen mit Eigenstromnutzung auf räumlich zusammenhängende Flächen in Privatbesitz, bei denen eine

Nutzung oder Querung des öffentlichen Grundes nicht notwendig ist. Ein gemeinsamer Netzanschluss an das übergeordnete Verteilnetz erleichtert dabei auch die Messung und Abrechnung von Strombezug und Stromeinspeisung. Die Errichtung von Elektrizitäts- und Wärmenetzen wird rechtlich durch die Eintragung von Grunddienstbarkeiten geregelt.

Nutzung von lokal erzeugtem „Mieterstrom“ im Quartier

Das in Abschnitt 2.4 aufgeführte Gesetz zur Förderung von Mieterstrom schließt alle Quartierslösungen aus, die energieeffiziente Quartierskonzepte über lokale, gebäudeinterne Insellösungen („auf, an oder in einem Wohngebäude“ [37]) stellen. Zusätzlich sieht das Gesetz eine Beschränkung der Anlagengröße auf 100 kW vor und schließt damit rein technisch alle Lösungen, die auf Skalierungseffekten oder der Vernetzung mehrerer Gebäude innerhalb eines Quartiers beruhen, aus. Konzepte wie die des Niedrigtemperaturnetzes, die zur Effizienzsteigerung auf eine starke lokale Kopplung von Wärme- und Stromsektor setzen und die aufgrund baulicher Synergieeffekte einfach umsetzbar wären (Verlegung eines lokalen Stromnetzes neben die zu verlegenden Rohre des Wärmenetzes), sind unter dem Gesetz zur Förderung von Mieterstrom nicht förderfähig.

Hinzu kommt die Problematik der Gewerbesteuerpflicht. Die „eigentlich gewerbesteuerbefreite Vermietungstätigkeit“ [38] wird gewerbesteuerpflichtig, sobald der Vermieter auf Basis seiner Rolle als Vermieter eine Nebentätigkeit ausübt, wie beispielsweise den Verkauf elektrischer Energie an seine Mieter. Dies stellt ebenfalls ein großes Hemmnis zur Umsetzung dar. Auch hier sollte der Gesetzgeber dringend die bestehende Gesetzeslage anpassen. Weiterführende Informationen zu den Herausforderungen und Schwierigkeiten im Bereich „Mieterstrom“ sind im Endbericht des ebenfalls durch ZukunftBau geförderten Forschungsprojektes „Möglichkeiten der Wohnungswirtschaft zum Einstieg in die Erzeugung und Vermarktung elektrischer Energie“ [64] zu finden.

Einstufung als Energie- und Elektrizitätsversorgungsunternehmen

Eine Eigennutzung der lokal gewonnen elektrischen Solarenergie ist nur durch eine thermische und elektrische Vernetzung der Gebäude im Quartier möglich. Das System „Niedrigtemperaturnetz“ kann ohne Pumpen und Wärmepumpen, die zum Betrieb elektrische Energie benötigen, nicht funktionieren. Bezogen auf das hier untersuchte Quartier und die Verteilung, Größe und Art der Gebäude zeigt sich, dass einzelne große Mehrfamiliengebäude aufgrund ihres A/V-Verhältnisses niedrigere spezifische Wärmebedarfe als kleinere Einzelgebäude besitzen. Der durch den im Vergleich zum Nachbargebäude höhere spezifische Wärmebedarf der kleineren Einzelgebäude führt lokal zu einem höheren spezifischen Elektrizitätsbedarf (Pumpen, Wärmepumpen, etc.). Für den Fall einer nicht ausreichenden, über die gebäudeeigenen Dachflächen gewonnenen, elektrischen Energie, kann dabei die elektrische Überproduktion des großen Nachbargebäudes genutzt werden. Dabei nimmt der Anlagenbesitzer laut EnWG und EEG die Rolle eines Energie- bzw. Elektrizitätsversorgungsunternehmens ein. Die Verpflichtungen, die aus dem EnWG und der Einstufung als Energie- bzw. Elektrizitätsversorgungsunternehmen erwachsen (z. B. Zahlung der EEG-Umlage), sind dabei im günstigsten Falle Hürden, die einer Umsetzung im Wege stehen, im schlechtesten Falle verhindert diese Einstufung eine Umsetzung innovativer und sehr effizienter Quartierslösung wie die des Niedrigtemperaturnetzes.

Explizite politische Unterstützung für Versorgungssysteme auf Niedrigtemperaturniveau

Die vielen umgesetzten Projekte auf Niedrigtemperaturniveau in der Schweiz (siehe 2.3) zeigen, dass die Hürden für die Umsetzung des Systems Niedrigtemperaturnetz nicht geografischen Charakters sind. Grundlage für eine erfolgreiche Umsetzung von Niedrigtemperaturkonzepten in Deutschland ist eine explizite Unterstützung von energieeffizienten, innovativen Quartierskonzepten durch die Politik, die sich in einer Anpassung der Gesetze und Verordnungen niederschlägt. Ein erster Ansatzpunkt hierfür wäre beispielsweise eine Anpassung der EEG-Umlage und der Gewerbesteuer-gesetzgebung für lokal solar erzeugte elektrische Energie („Eigenstrom“) bei Einsatz in quartiersweiten Niedrigtemperaturkonzepten, die auf solarer Wärme oder Abwärmequellen basieren. Auch eine Beschränkung der maximal

zulässigen Konzessionsabgaben an Kommunen für besonders nachhaltige und energieeffiziente Quartierslösungen wäre dabei ein Schritt in die richtige Richtung.

6.2 Planungsempfehlungen

Die hier aufgeführten Planungsempfehlungen beruhen auf Erkenntnissen zum Gesamtsystem sowie einzelner Teilmodelle, die durch Aufbau und Modellierung sowie durch Simulation der Modelle gewonnen werden konnten.

Bereitstellungstemperatur des Trinkwarmwassers

Die TWW-Bereitstellungstemperatur ist so niedrig wie möglich zu wählen. Jede Erwärmung über das tatsächlich vom Nutzer benötigte Temperaturniveau hinaus führt zu einem erhöhten Bedarf elektrischer Energie aus dem Verteilnetz. Der hierbei mitgeführte Anteil nicht erneuerbarer elektrischer Energie resultiert in einem erhöhten CO₂-Ausstoß. Durch die höhere TWW-Temperatur verringern sich bei gleichbleibender Wärmelast die TWW-Massenströme. Dies führt wiederum zu einer verminderten Nutzung der durch das System bereitgestellten Niedertemperaturwärme solaren Ursprungs und vermindert die Systemauslastung. Daher führt eine Erhöhung der Bereitstellungstemperatur des TWW zu einer Verdrängung regenerativ erzeugter Wärme durch aus dem Verteilnetz bezogene elektrische Energie.

TWW-Bereitstellung durch Frischwasserstationen mit elektrischer Nachheizung

Aufgrund der Herausforderung, möglichst niedrige TWW-Bereitstellungstemperaturen zu erreichen und eine gleichzeitige Legionellenbildung zu verhindern, sind Frischwasserstationen eine gute Möglichkeit, das erwärmte Wasservolumen unter die erlaubte Maximalmenge von 3 l [65] zu begrenzen. Die Frischwasserstationen fungieren als dezentrale Wärmeübertrager, die das kalte Trinkwasser zweistufig, zunächst über die im Heizkreis bereitgestellte Wärme aufheizen und die zusätzlich bis zur Solltemperatur erforderliche Wärme über einen elektrischen Durchlauferhitzer bereitstellen. Ziel ist es dabei, den über den elektrischen Durchlauferhitzer zu erreichenden Temperaturhub zu minimieren.

Nutzereinfluss auf HW- und TWW-Bedarfe bei Dimensionierung berücksichtigen

Der Einfluss des Nutzers auf die HW- und TWW-Bedarfe ist sehr hoch. Wie oben untersucht (siehe 5.2 bis 5.5) folgen aus unterschiedlich hohen Bereitstellungsmengen sehr große Schwankungen des Wärmebedarfs. Auslöser für zu hohe Wärmebedarfe können dabei beispielsweise exzessive Warmwassernutzung oder falsches Lüftungsverhalten der NutzerInnen sein. Da die Menge der maximal über die Solarkollektoren regenerativ gewinnbaren Wärme jedoch durch die jeweils installierte Kollektorfläche baulich festgelegt ist, können längerfristig zu hohe oder zu niedrige angeforderte Wärmemengen zu einer Unterdeckung oder einer Überhitzung des saisonalen Speichers führen. Primäre Maßnahme muss daher eine fundierte, zielgruppenorientierte und konsequente Informationskampagne sein, die alle NutzerInnen des jeweiligen Systems über die Konsequenzen ihres Handelns in Bezug auf Wärmenutzung aufklärt (begrenzte Ressource Wärme im System, bei Unterdeckung des saisonalen Speichers vermehrte elektrische Zuheizung nötig, dadurch Kosten- und Emissionssteigerung). Es ist anzustreben, bereits bei der Planung potenzielle Erweiterungsmöglichkeiten der Kollektorflächen vorzusehen, dies erleichtert den späteren zusätzlichen Einbau. Weiterhin ist eine Installation von Kollektorflächen speziell für die Bereitstellung von „Regelwärme“ denkbar, die je nach Temperaturverhalten des saisonalen Speichers zu- bzw. abschaltbar sind.

Maximale Heizkreistemperatur auf Trinkwarmwassertemperatur abstimmen

Durch die Nutzung des Heizkreises zur TWW-Vorwärmung (s. o.) beträgt die Vorlauftemperatur des Heizwassers im Durchschnitt ca. 45 °C. Damit gestaltet sich die Wärmeübergabe sowohl über Flächenheizsysteme als auch über Heizkörper unproblematisch. Gleichzeitig steigert dies die direkte Nutzung der Solarthermie und minimiert dadurch den elektrischen Energiebedarf der Wärmepumpen.

Monitoring des Systems von Anfang an vorsehen

Um ein stabiles, dauerhaftes Funktionieren des Systems innerhalb der Auslegungsgrenzen sicherzustellen, muss ein jährlicher thermischer Ausgleich im saisonalen Speicher erreicht werden. Abhängig vom jeweils eingesetzten saisonalen Speichertyp werden hierfür unterschiedliche Regelgeschwindigkeiten benötigt (s. u.). Eine detaillierte und zuverlässige zentrale Erfassung der Wärmeströme innerhalb des Systems (in und aus dem saisonalen Speicher, sowie von und zu den jeweiligen Anschlussstellen) liefert hierfür die nötigen Informationen, um einer Überhitzung oder Unterkühlung des saisonalen Speichers beispielsweise durch eine Erhöhung bzw. Verringerung der solarthermischen Erträge oder durch ein Nutzerinformationssystem entgegenzuwirken.

Lokale Bereitschaftsspeicher zur Erhöhung der direkten Solarthermienutzung

Eine direkte Nutzung der solaren Wärme wird erst durch die Bereitschaftsspeicher ermöglicht. Die Ergebnisse zeigen, dass eine Vergrößerung der dezentralen Bereitschaftsspeicher zu einer Erhöhung der direkt nutzbaren solaren Wärme und zu einer Abnahme der indirekt genutzten solaren Wärme (z. B. aus dem Pufferspeicher oder aus dem Niedrigtemperaturnetz) führt. Besonders in den Übergangs- und Sommermonaten lässt sich durch die dezentralen Bereitschaftsspeicher, aufgrund des verminderten Einsatzes von Wärmepumpen und Durchlauferhitzern, der Bezug externer elektrischer Energie aus dem Verteilnetz reduzieren. Zusätzlich werden so Wärmeverluste und Verschiebearbeit durch das Verschieben von Wärme zwischen den dezentralen und dem saisonalen Speicher vermieden.

Erdsondenfeld zur saisonalen Speicherung

Die hier untersuchten Speichertypen Heißwasserspeicher und Erdsondenfeld sind zur saisonalen Speicherung grundsätzlich beide technisch einsetzbar. Deutliche Unterschiede ergeben sich im baulichen Aufwand und im thermischen Verhalten beider Systeme. Während für einen Heißwasserspeicher der hier betrachteten Größenordnung einmalig ein großer baulicher Aufwand betrieben werden muss [66] und damit gleichzeitig die Speicherkapazität fixiert wird, lässt sich ein Erdsondenfeld mit geringerem Aufwand einrichten [66] und bei Bedarf zusätzlich erweitern. Zudem bietet ein Erdsondenfeld durch das träge, ausgleichend wirkende thermische Verhalten einen Systemvorteil gegenüber einem Heißwasserspeicher, was sich auf die benötigten Regelgeschwindigkeiten und damit die Fehleranfälligkeit der zentralen Steuerung zum saisonalen thermischen Ausgleich des Systems auswirkt.

Kostenseitig ist davon auszugehen, dass ein Heißwasserspeicher, bezogen auf ein Speichervolumen von 20.000 m³, pro Kubikmeter Speicher um den Faktor 3 teurer ist als ein Erdsondenspeicher [66], [67].

6.3 Ausblick

Die Untersuchung hat gezeigt, dass das System „Niedrigtemperaturnetz“ nicht nur technisch in der Lage ist Quartiere in unseren Breiten vollständig durch solare Wärme zu versorgen, sondern darüber hinaus auch einen großen Beitrag zur Reduktion des durch die Wärmebereitstellung in Gebäuden verursachten CO₂-Ausstoßes liefern kann. Zusätzlich führt der Einsatz von Niedrigtemperaturnetzen zu einer Einsparung von bis zu 85 % der thermischen Verluste, die bei identischer Wärmelast mit einem klassischen Fernwärmenetz durch das Netz selbst entstehen würden.

Das System eignet sich gut für Quartiere mit Gebäuden, die dem aktuellen Dämmstandard (EnEV) oder noch höheren Standards (z. B. Passivhaus-Standard) entsprechen. Besonders vorteilhaft ist dabei der Einsatz des Systems in Gebieten, die keine Geothermiepoteziale bieten (z. B. Würzburg) und damit nicht oder nur schwer flächig mit Wärme durch regenerative Energiequellen versorgt werden können. Darüber hinaus gestaltet sich die bauliche Umsetzung von Niedrigtemperaturnetzen in neu zu erschließenden Gebieten sehr einfach, da Erdarbeiten für eine Erschließung des Gebietes sowieso erfolgen.

Neben der technischen Machbarkeit kommt dem Einfluss des Nutzers auf einen störungsarmen Betrieb große Bedeutung zu. Vor allem dauerhaftes, kollektives Fehlverhalten bei Lüftung und Warmwasserbezug führt dabei zu einer Verschlechterung der Effizienz und der nachhaltigen Wärmebereitstellung durch vermehrten Einsatz der elektrischen Zuheizter. Der robuste oben gezeigte Systemaufbau stellt jedoch sicher, dass die Wärmebedarfe für TWW- und HW-Bereitstellung zu jeder Zeit gedeckt werden können. Weiter kann einem Fehlverhalten des Nutzers durch eine entsprechende Bereitstellung von Informationen und Warnungen zum eigenen Energieverbrauch entgegengewirkt werden.

Die größten Hürden, die eine Umsetzung dieses Systems in die Praxis erschweren, sind rechtlicher Art, da die bestehende Gesetzeslage zur Regulierung der klassischen Erzeuger-Verbraucher-Struktur geschaffen ist. Sie sieht weder einen Energieaustausch (thermische und elektrische Energie) zwischen den Gebäuden eines Quartiers, noch eine flexible Rollenänderung der Wettbewerbsteilnehmer vom Verbraucher zum Erzeuger oder umgekehrt vor. Dadurch wird die lokale Erzeugung (z. B. Mieterstrom) als auch die lokale Nutzung von im Quartier erzeugter elektrischer Energie finanziell unattraktiv.

Vor diesem Hintergrund sollten weiterführende Untersuchungen die Rechtslage mit konkreten Implikationen einzelner Gesetze, Verordnungen und Regelungen auf Kooperations- und Finanzierungsmöglichkeiten (z. B. Gesellschaften, Investor-Nutzer Beziehungen, Investor – Betreiber – Nutzer – Modelle) hin untersuchen, um im nächsten Schritt dem Gesetzgeber Vorschläge zur Anpassung der aktuellen Gesetzeslage liefern zu können.

7 Literaturverzeichnis

- [1] Landeshauptstadt München, „Bebauungsplan Prinz-Eugen-Kaserne,“ München, 2014.
- [2] P. Perrot, A to Z of Thermodynamics, Oxford: Oxford University Press, 1998.
- [3] IBC Energie Wasser Chur, „www.ibc-chur.ch,“ 04 2014. [Online]. Available: <https://ibc-chur.ch/wp-content/uploads/2016/04/1461226333-9cc85cef27b2f7834377c11bbfc3af37.pdf>. [Zugriff am 16 05 2017].
- [4] N. Vetterli, E. Thaler, M. Sulzer und P. Ryser, „Suerstoffi - Monitoring, Auswertung und Betriebsoptimierung eines thermisch vernetzten Areal,“ 17 Januar 2017. [Online]. Available: http://www.novatantis.ch/wp-content/uploads/2017/01/ZIG_20170117_Suerstoffi_Poster_ryp.pdf. [Zugriff am 16 Mai 2017].
- [5] Lauber IWISA AG, „Anergienetz Visp-West: Eine erdölunabhängige Energieversorgung,“ [Online]. Available: http://www.lauber-iwisa.ch/data/Ressources/1353872213-Projektblatt_Anergienetz_fix_Low.pdf. [Zugriff am 22 03 2016].
- [6] M. Bolle, „Berliner Stadtwerke,“ 15 Juli 2015. [Online]. Available: <http://www.motzener-strasse.de/system/files/8Vorstellung%20Berliner%20Stadtwerke%20und%20Low-Exergie-Netz.pdf>. [Zugriff am 16 Mai 2017].
- [7] M. Sulzer und D. Hangartner, „Kalte Fernwärme (Anergienetze) - Grundlagen-/Thesenpapier,“ 20 Mai 2014. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/profile/Matthias_Sulzer/publication/262418798_Grundlagen-Thesen_Kalte_Fernwarme_Anergienetze/links/0c960537b26bf21731000000/Grundlagen-Thesen-Kalte-Fernwaerme-Anergienetze.pdf. [Zugriff am 17 Juli 2017].
- [8] Stadtwerke München, „Fernwärme und Rücklauftemperatur in modernen Niedertemperaturnetzen,“ Oktober 2015. [Online]. Available: <https://www.swm.de/dam/jcr:7821c04d-9a95-44bf-9edb-2792c8c89f28/broschuere-fernwaerme-ruecklauftemperatur.pdf>. [Zugriff am 16 Mai 2017].
- [9] M. Sulzer, „Effizienzsteigerung mit Anergienetzen Potentiale – Konzepte – Beispiele,“ November 2011. [Online]. Available: http://www.lauber-iwisa.ch/data/Ressources/1329729930-Effizienzsteigerung_mit_Anergienetze_Nov._2011.pdf. [Zugriff am 15 März 2016].
- [10] M.-T. Caratsch, H. D., J. Ködel, J. Sfeir und M. Sulzer, „Projekt "Thermische Vernetzung" Konzeptvorschlag,“ Schweizer Bundesamt für Energie (BFE), 2015. [Online]. Available: http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_392869086.pdf. [Zugriff am 17 Juli 2017].
- [11] D. Schmidt und M. Schurig, „Wärmeversorgungskonzept für die Siedlung "Zum Feldlager",“ November 2013. [Online]. Available: https://www.ibp.fraunhofer.de/content/dam/ibp/de/documents/Kompetenzen/Energiesysteme/Projekte/Niedrigexergiesysteme/20131104_Feldlager.pdf. [Zugriff am 16 Mai 2017].
- [12] AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V., Technisches Handbuch Fernwärme, Frankfurt am Main: AGFW-Projektgesellschaft für Rationalisierung, Information und Standardisierung mbH, 2009.
- [13] J. Maurer Hartmann, „Aergienetz ETH Hönggerberg - Informationen und Zahlen,“ ETH Zürich, Zürich, 2013.
- [14] Amstein + Walther AG, „Energiekonzept ETH Zürich Hönggerberg,“ 11 04 2010. [Online]. Available: http://www.energieinstitut.at/wp-content/uploads/2015/04/A-W_Poster_Energiekonzept_ETHZ_Hoenggerberg.pdf. [Zugriff am 20 11 2015].

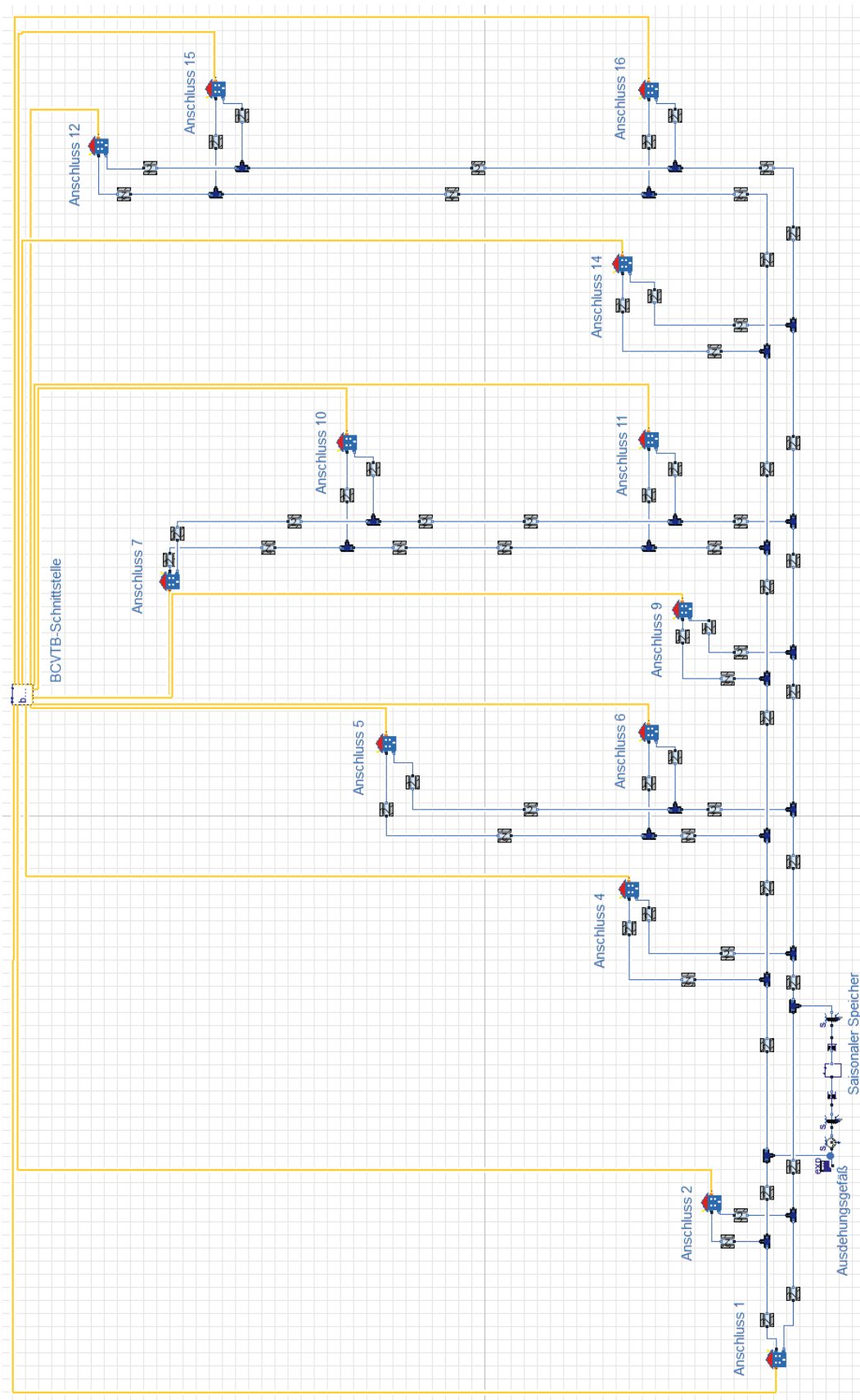
- [15] ETH Zürich Infrastrukturbereich Immobilien, „Energiekonzept Anergienetz Höggerberg,“ 05 2015. [Online]. Available: https://www.ethz.ch/content/dam/ethz/associates/services/organisation/departments/immobilien/organisation/qualitaet/IBI_Web_Portrait_Nachhaltigkeit_Anergienetz.pdf. [Zugriff am 22 03 2016].
- [16] K. Vanoli, D. Christoffers, G. Rockendorf und K. Reinhard, „Solarsiedlung am Ohrberg - FORSCHUNGSVERBUND SONNENENERGIE „THEMEN 97/98“,“ 1997. [Online]. Available: http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th1997/th1997_02_03.pdf. [Zugriff am 23 03 2016].
- [17] Landeshauptstadt Stuttgart, Amt für Umweltschutz, „Energiewende Bauen,“ 06 April 2017. [Online]. Available: <https://projektinfos.energiewendebauen.de/projekt/neues-stadtquartier-neckarpark-stuttgart-nahwaerme-und-kaelte-aus-dem-abwasserkanal/>. [Zugriff am 17 Mai 2017].
- [18] Stuttgart, Landeshauptstadt, „BINE Informationsdienst,“ 22 Dezember 2015. [Online]. Available: <http://www.bine.info/themen/energiesysteme/waerme-kaeltenetze/news/neckarpark-stuttgart-waerme-aus-abwasser/>. [Zugriff am 17 Mai 2017].
- [19] Energi Alpina, „Anergienetz Sedrun,“ April 2016. [Online]. Available: http://www.energia-alpina.ch/fileadmin/user_upload/Docs/Flyer_ea_anergienetz_definitiv_senza_passkreuz.pdf. [Zugriff am 31 Mai 2017].
- [20] Energi Alpina, „Pressemitteilung Start des Projektes „CO2-freies Tujetsch aus Berg- und Tunnelwärme“ mit der ersten Etappe,“ 12 August 2015. [Online]. Available: http://www.energia-alpina.ch/fileadmin/user_upload/Docs/2._Pressemitteilung_2015.08.12.pdf. [Zugriff am 31 Mai 2017].
- [21] IBC Energie Wasser Chur, „Technische Bedingungen für den Anschluss an ein Anergienetz,“ April 2014. [Online]. Available: <https://ibc-chur.ch/wp-content/uploads/2016/04/1461306229-020e5b03283499960a766d1acbe739cd.pdf>. [Zugriff am 31 Mai 2017].
- [22] IBC Energie Wasser Chur, „IBC Power Das Kundenmagazin der IBC,“ April 2014. [Online]. Available: <https://ibc-chur.ch/wp-content/uploads/2016/04/1461226333-9cc85cef27b2f7834377c11bbfc3af37.pdf>. [Zugriff am 31 Mai 2017].
- [23] swisspower, „Report 2014 Masterplan 2050 der Swisspower Stadtwerke,“ Mai 2014. [Online]. Available: https://energiewende.swisspower.ch/wp-content/uploads/2014/07/Report_2014_Masterplan_D.pdf. [Zugriff am 31 Mai 2017].
- [24] Amstein + Walthert AG, „allreal Richti Wallisellen,“ April 2015. [Online]. Available: <http://www.richti.ch/downloads/Energiekonzept-Richti-Wallisellen.pdf>. [Zugriff am 31 Mai 2017].
- [25] D. e. a. Pietruschka, „Vision 2020 Die Plusenergiegemeinde Wüstenrot,“ Fraunhofer IRB Verlag, Bonn, 2016.
- [26] Gesetzgeber, „Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme vom 20. Juni 1980 (BGBl. I S. 742), die zuletzt durch Artikel 16 des Gesetzes vom 25. Juli 2013 (BGBl. I S. 2722) geändert worden ist,“ Bundesrepublik Deutschland, 25 Juli 2013. [Online]. Available: https://www.gesetze-im-internet.de/avbfernw_rmev/index.html. [Zugriff am 23 März 2016].
- [27] Witzel, Die Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme, Frankfurt: VWEW, 1980.
- [28] A. f. W. u. H. e. (Hrsg.):, „Vermerk, Definition des Begriffs Fernwärme,“ 28 08 1995. [Online]. Available: https://www.agfw.de/fileadmin/agfw/dokumente/rec/Definition_des_Begriffs_Fernwaerme.pdf. [Zugriff am 09 03 2016].

- [29] Gesetzgeber, „Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz vom 7. August 2008 (BGBl. I S. 1658), das zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 20. Oktober 2015 (BGBl. I S. 1722) geändert worden ist,“ Bundesrepublik Deutschland, 20 Oktober 2015. [Online]. Available: http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eew_rmeg/gesamt.pdf. [Zugriff am 23 März 2016].
- [30] Gesetzgeber, „Energieeinsparverordnung vom 24. Juli 2007 (BGBl. I S. 1519), die zuletzt durch Artikel 3 der Verordnung vom 24. Oktober 2015 (BGBl. I S. 1789) geändert worden ist,“ Bundesrepublik Deutschland, 24 Oktober 2015. [Online]. Available: https://www.gesetze-im-internet.de/enev_2007/index.html. [Zugriff am 29 März 2016].
- [31] M. Tuschinski, „Primärenergiefaktor für Biomethan (Bioerdgas) für Energieausweis-Berechnung für Wohn- und Nichtwohnbau bei Fern-/Nahwärmebezug durch Contracting-Anlagen,“ EnEv-Online, 2014. [Online]. Available: http://www.enev-online.com/enev_2014_praxisdialog/140924_bioergas_biomethan_primaerenergiefaktor_contracting.htm. [Zugriff am 29 03 2016].
- [32] AGFW e.V., „EnEV und Fernwärme,“ [Online]. Available: <https://www.agfw.de/erzeugung/energetische-bewertung/enev-und-fernwaerme/>. [Zugriff am 29 03 2016].
- [33] Gesetzgeber, „Verordnung über Heizkostenabrechnung in der Fassung der Bekanntmachung vom 5. Oktober 2009 (BGBl. I S. 3250),“ Bundesrepublik Deutschland, 5 Oktober 2009. [Online]. Available: <https://www.gesetze-im-internet.de/heizkostenv/index.html>. [Zugriff am 1 Juni 2017].
- [34] E. Bollin, K. Huber und D. Mangold, Solare Wärme für große Gebäude und Wohnsiedlungen, Stuttgart: Fraunhofer-IRB-Verlag, 2013.
- [35] Verein Deutscher Ingenieure, „VDI 2777 - Verbrauchskostenabrechnung für die technische Gebäudeausrüstung - Wärme- und Warmwasserversorgungsanlagen - Kostenaufteilung bei Solaranlagen,“ Beuth Verlag GmbH, Düsseldorf, 2017.
- [36] Deutscher Bundestag, „Zuschuss für Mieterstrom aus Solaranlagen auf Hausdächern beschlossen,“ Deutscher Bundestag, 29 Juni 2017. [Online]. Available: <http://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2017/kw26-de-mieterstrom/511700>. [Zugriff am 14 Juli 2017].
- [37] Gesetzgeber, „Entwurf eines Gesetzes zur Förderung von Mieterstrom und zur Änderung weiterer Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes,“ Bundesrepublik Deutschland, 16 Mai 2017. [Online]. Available: <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/18/123/1812355.pdf>. [Zugriff am 14 Juli 2017].
- [38] L. Klaaßen, „Süddeutsche Zeitung - Gut gemeint,“ 14 April 2017. [Online]. Available: <http://www.sueddeutsche.de/geld/erneuerbare-energie-gut-gemeint-1.3461837>. [Zugriff am 2 Juni 2017].
- [39] G. B. d. W.-. u. I. e.V., „GdW Stellungnahme zum Referentenentwurf eines Gesetzes zur Förderung von Mieterstrom,“ 3 März 2017. [Online]. Available: http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Stellungnahmen/Stellungnahmen-mieterstrom/Verbaende-und-Unternehmen/gdw.pdf?__blob=publicationFile&v=4. [Zugriff am 2 Juni 2017].
- [40] Bundesverband Erneuerbare Energie e.V., „BEE-Stellungnahme zum Referentenentwurf des BMWi (IIIB2) für ein Gesetz zur Förderung von Mieterstrom vom 17. März 2017 (17:02 Uhr),“ Bundesverband Erneuerbare Energie e.V., Berlin, 2017.
- [41] Gesetzgeber, „Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das durch Artikel 24 Absatz 29 des Gesetzes vom 23. Juni 2017 (BGBl. I S. 1693) geändert worden ist,“ Bundesrepublik Deutschland, 21 Juli 2014. [Online]. Available: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/index.html. [Zugriff am 14 Juli 2017].

- [42] S. Wrede, „Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. - Zum Verhältnis von Energiewirtschaftsrecht (§46 EnWG) und Vergaberecht,“ 1. Dezember 2015. [Online]. Available: http://files.enreg.eu/2015/15_11_2627_Vergaberecht/Wrede.pdf. [Zugriff am 2 Juni 2017].
- [43] The University of Wisconsin - Madison - Solar Energy Laboratory, „A TRaNsient SYstems Simulation Program,“ Solar Energy Laboratory, März 2017. [Online]. Available: <http://sel.me.wisc.edu/trnsys/index.html>. [Zugriff am 7 Juni 2017].
- [44] M. e. a. de Carli, „Energetic and economic aspects of a heating and cooling district in a mild climate based on closed loop ground source heat pump,“ *Applied Thermal Engineering* 71, Iss.2, pp. 895-904, 22 Oktober 2014.
- [45] D. e. a. Bestenlehner, „Energetisches Einsparpotential eines kalten Nahwärmenetzes zur Wärmeversorgung eines Stadtquartiers im Vergleich zu einem konventionellen Nahwärmenetz,“ in *24. Symposium Thermische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2014.
- [46] S. Robbi, „LowEx-Fernwärme - Vergleichende Bewertung von Maßnahmen für eine effiziente, multifunktionale Fernwärmeversorgung,“ Technische Universität Dresden, Dresden, 2013.
- [47] P. Kräuchi und M. Kolb, „Simulation thermischer Arealvernetzung mit IDA-ICE,“ in *Proceedings of the Fourth German-Austrian IBPSA Conference BauSim2012*, Berlin, 2012.
- [48] Lawrence Berkeley National Laboratory, „Modelica Buildings Library 2.1.0,“ 7 Juli 2015. [Online]. Available: <http://simulationresearch.lbl.gov/modelica/downloads/archive/modelica-buildings.html>. [Zugriff am 7 Juni 2017].
- [49] Lawrence Berkeley National Laboratory, „Building Controls Virtual Testbed Version 1.5.0,“ 30 Januar 2015. [Online]. Available: <https://simulationresearch.lbl.gov/bcvtb>. [Zugriff am 7 Juni 2017].
- [50] Deutsches Institut für Normung e.V., „DIN V 4108-6 Wärmeschutz und Energie-Einsparung in Gebäuden - Teil 6: Berechnung des Jahresheizwärme- und des Jahresheizenergiebedarfs,“ Beuth Verlag GmbH, Düsseldorf, 2003.
- [51] Gesetzgeber, „Verordnung über den energiesparenden Wärmeschutz bei Gebäuden vom 24.02.1982 (BGBl. I S. 209),“ Bundesrepublik Deutschland, 24. Februar 1982. [Online]. Available: https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav#__bgbl__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl182s0209.pdf%27%5D__1499788920019. [Zugriff am 11 Juli 2017].
- [52] Verein Deutscher Ingenieure, „VDI 6002 - Solare Trinkwassererwärmung, Allgemeine Grundlagen, Systemtechnik und Anwendung im Wohnungsbau,“ Beuth Verlag GmbH, Düsseldorf, 2014.
- [53] Deutsches Institut für Normung e.V., „DIN V 4708-2 Zentrale Wassererwärmungsanlagen Regeln zur Ermittlung des Wärmebedarfs zur Erwärmung des Trinkwassers in Wohngebäuden,“ Beuth Verlag GmbH, Düsseldorf, 1994.
- [54] Gesetzgeber, „Zweite Verordnung zur Änderung der Energieeinsparverordnung Vom 18. November 2013,“ Bundesrepublik Deutschland, 18. November 2013. [Online]. Available: https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav#__bgbl__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl113s3951.pdf%27%5D__1499789091373. [Zugriff am 11 Juli 2017].
- [55] Deutscher Wetterdienst, „TRY 2011 - Aktualisierte und erweiterte Testreferenzjahre (TRY) von Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse,“ 2013. [Online]. Available: http://www.bbsr-energieeinsparung.de/EnEVPortal/DE/Regelungen/Testreferenzjahre/Testreferenzjahre/01_start.html?nn=739044¬First=true&docId=743442. [Zugriff am 11.07.2017].

- [56] Verein Deutscher Ingenieure, „VDI 4655 - Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilien-häusern für den Einsatz von KWK-Anlagen,“ Beuth Verlag GmbH, Düsseldorf, 2008.
- [57] K. M. Heissler, L. Franke, T. Auer und I. Nemeth, „Modeling Low Temperature District Heating Networks for the Utilization of Local Energy Potentials,“ *Bauphysik*, pp. 372-377, Dezember 2016.
- [58] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, „Ökobaodat 2016 I - Informationsportal nachhaltiges Bauen - Fernwärme Mix,“ 18 Mai 2016. [Online]. Available: <http://www.oekobaodat.de/datenbank/browser-oekobaodat/daten/db1/9.2.06/Sonstige/Energietr%C3%A4ger%20-%20Bereitstellung%20frei%20Verbraucher/Fernw%C3%A4rme.html#bereich1>. [Zugriff am 7 Juni 2017].
- [59] „Github IDEAS Library v0.3.0,“ 2 September 2015. [Online]. Available: <https://github.com/open-ideas/IDEAS/tree/develop>. [Zugriff am 16 November 2016].
- [60] Rehau, „Rauthermex – Mit Sicherheit Mehr Wärme,“ Oktober 2011. [Online]. Available: <https://www.rehau.com/download/886126/technische-information-rauthermex.pdf>. [Zugriff am 8 Juni 2017].
- [61] Verein Deutscher Ingenieure, „VDI 4640 - Thermische Nutzung des Untergrunds - Grundlagen, Genehmigungen, Umweltaspekte,“ Beuth Verlag GmbH, Düsseldorf, 2010.
- [62] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, „Ökobaodat 2016 I - Informationsportal nachhaltiges Bauen - Strom Mix 2015,“ 18 Mai 2016. [Online]. Available: <http://www.oekobaodat.de/datenbank/browser-oekobaodat/daten/db1/9.2.05/Sonstige/Energietr%C3%A4ger%20-%20Bereitstellung%20frei%20Verbraucher/Strom.html#bereich1>. [Zugriff am 7 Juni 2017].
- [63] M. Al-Addous, „Berechnen der Größe von Wasserspeichern zum saisonalen Speichern von Wärme bei der ausschließlichen Wärmeversorgung von Häusern mit Solarkollektoren,“ Fakultät für Maschinenbau, Verfahrens- und Energietechnik, Technische Universität Bergakademie Freiberg, Freiberg, 2006.
- [64] M. Großklos, I. Behr und D. Paschka, „Möglichkeiten der Wohnungswirtschaft zum Einstieg in die Erzeugung und Vermarktung elektrischer Energie,“ Fraunhofer IRB Verlag, Stuttgart, 2016.
- [65] Gesetzgeber, „Trinkwasserverordnung in der Fassung der Bekanntmachung vom 10. März 2016 (BGBl. I S. 459), die durch Artikel 4 Absatz 21 des Gesetzes vom 18. Juli 2016 (BGBl. I S. 1666) geändert worden ist,“ Bundesrepublik Deutschland, 18 Juli 2016. [Online]. Available: https://www.gesetze-im-internet.de/trinkwv_2001/BJNR095910001.html. [Zugriff am 6 Juni 2017].
- [66] U. Eicker, *Solare Technologien für Gebäude*, Wiesbaden: Springer Fachmedien, 2001.
- [67] F. Ochs, „Stand der Technik erdvergrabener Wärmespeicher,“ 15 Dezember 2013. [Online]. Available: http://www.aee-now.at/cms/fileadmin/downloads/projekte/store4grid/store4grid_stand_der_technik.pdf. [Zugriff am 6 Juni 2017].

8 Anhang A



9 Anhang B

Tabelle 9-1: Gesamtübersicht Simulationsparameter und Simulationsergebnisse

Simulationsparameter	Referenzszenario	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4	Szenario 5	Szenario 6	Szenario 7	Szenario 8
Kurzbeschreibung	Referenzfall	Passiv	Verbess. Bestand	TWW-Bedarf Niedrig	TWW-Bedarf Hoch	TWW-Temp. 60 °C	Speichertyp (Netz)	lok. Speichergroßen	Fernwärme
Gebäudestandard	EnEV Neubau	Passivhauskomp.	San. WSchV 1982	EnEV Neubau	EnEV Neubau	EnEV Neubau	EnEV Neubau	EnEV Neubau	EnEV Neubau
Heizwärmebedarf [kWh/m²a]	24,4	15,6	55,8	24,4	24,4	24,4	24,4	24,4	24,4
Trinkwarmwasserbedarf [l/Person/Tag]	30	30	30	22,5	35	30	30	30	30
Trinkwarmwasser-Temperatur [°C]	45	45	45	45	45	60	45	45	45
Speichertyp saisonaler Speicher (Netzebene)	Erdsondenfeld	Erdsondenfeld	Erdsondenfeld	Erdsondenfeld	Erdsondenfeld	Erdsondenfeld	Heißwasserspeicher	Erdsondenfeld	HW-Pufferspeicher
Volumen saisonaler Speicher (Netzebene) [m³]	425920	425920	851840	425920	425920	425920	23000	425920	30
Kollektorfläche [m²]	3310	2566	5857	3310	3310	3310	3310	3310	-
Gesamtvolumen Pufferspeicher [m³]	391	254	904	391	391	391	391	789	-
Gesamtvolumen Bereitschaftsspeicher[m³]	196	128	449	196	196	196	196	391	39
Verhältnis Pufferspeicher/Kollektorfläche [l/m²coll]	118	99	154	118	118	118	118	238	-
Verhältnis Bereitschaftsspeicher/Kollektorfläche [l/m²coll]	59	50	77	59	59	59	59	118	-
Verhältnis Pufferspeicher/Nutzfläche [l/m²Nutzfl.]	7,3	4,7	16,8	7,3	7,3	7,3	7,3	14,7	-
Verhältnis Bereitschaftsspeicher/Nutzfläche [l/m² Nutzfl.]	3,6	2,4	8,4	3,6	3,6	3,6	3,6	7,3	-
Simulationsergebnisse									
Nutzenergie [MWh]	2166	1703	3821	1945	2312	2152	2166	2167	2193
Anteil Erneuerbare Energie [MWh]	1921	1520	3369	1724	2051	1806	1936	1931	244
Anteil Nicht Erneuerbare Energie [MWh]	245	183	452	221	261	346	230	236	1949
CO ₂ -Äquivalent [t/a]	196,50	147,42	371,29	175,96	211,26	279,07	188,55	193,18	573,41
CO ₂ -Äquivalent [g/kWh Nutzenergie]	90,73	86,55	97,18	90,47	91,37	129,69	87,04	89,13	261,54
Jahresarbeitszahl des Systems	5,44	5,61	5,18	5,47	5,40	3,60	5,66	5,56	-
Bereitstellung Heizwärme [MWh]	1312,6	841,9	3002,6	1312,6	1316,6	1312,6	1312,6	1312,7	1312,4
Bereitstellung Trinkwasservärme [MWh]	853,1	861,5	818,1	632,5	999,6	839,2	853,5	854,8	880,0
Temperaturbereich kalter Strang [°C]	3,8-34,1	5,3-31,8	4,4-32,9	4,9-35,7	3,2-33,3	5,2-35,9	2,9-35,6	3,2-31,9	-
Temperaturbereich warmer Strang [°C]	8,0-39,2	11,7-38,0	9,6-41,0	10,8-39,9	7,3-38,5	11,3-39,8	5,6-40,4	7,3-38,4	-
Wärmebezug aus Niedrigtemperaturnetz [MWh]	886,2	659,1	1707,8	803,5	944,3	788,0	890,1	826,2	-
Wärmeabgabe an Niedrigtemperaturnetz [MWh]	923,3	692,8	1756,6	1011,4	863,4	1024,0	887,0	817,8	-
Thermische Verluste Niedrigtemperaturnetz [MWh]	41	41,2	46	48	36	50	41	39	282
Thermische Gewinne Kollektoren [MWh]	1798,4	1429,1	3131,2	1789,9	1798,4	1783,4	1778,7	1767,1	-
Elektrische Gewinne Kollektoren [MWh]	271,0	211,6	478,4	270,9	271,0	270,7	270,1	269,5	-
Bezug elektrische Energie Verteilnetz [MWh]	367,5	275,8	694,4	329,1	395,2	522,0	352,8	361,4	-
Einspeisung elektrische Energie Verteilnetz [MWh]	240,7	183,6	436,1	244,7	238,0	195,7	240,1	240,8	-

Gebäudenutzfläche (gesamt): 53718 m² Dachfläche (gesamt): 13965 m²