

Abschlussbericht

Vorhabenbezeichnung	futureSuN Analyse, Bewertung und Entwicklung zukunftsfähiger Anlagenkonzepte für solare Nahwärmanlagen mit saisonaler Wärmespeicherung
Teilprojekt A	Evaluation und Transformation solarer Nahwärmanlagen im Kontext der Energiewende (SIZ energie+, SIZ EGS)
Teilprojekt B	Bewertung bestehender und zukünftiger Anlagenkonzepte für solare Nahwärmanlagen mit saisonaler Wärmespeicherung (IGTE)
Teilprojekt C	Querauswertung saisonaler solarer Langzeitwärmespeicher in Nahwärmenetzen (ZAE)
Förderkennzeichen	0325897A, 0325897B, 0325897C
Zuwendungsempfänger	Steinbeis Innovation gGmbH Steinbeis-Innovationszentrum energie+ (SIZ energie+) Steinbeis-Innovationszentrum Energie-, Gebäude und Solartechnik (SIZ EGS) Universität Stuttgart Institut für Gebäudeenergetik, Thermotechnik und Energiespeicherung (IGTE) Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung (ZAE)
Laufzeit des Vorhabens	01.04.2017 bis 30.09.2019

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Verbundprojektpartner:



Steinbeis-Innovationszentrum
Energie-, Gebäude- und Solartechnik



Steinbeis-Innovationszentrum
energie+



Bearbeitung

Natalie Bonk, M.Sc. (IGTE)
 Dr.-Ing. Winfried Juschka, (IGTE)
 Philipp Kofler, M.Sc. (SIZ EGS)
 Joris Nettelstroth, M.Sc. (SIZ energie+)
 Dr.-Ing. Markus Pröll (ZAE Bayern e.V.)

Dipl.-Ing. Dominik Bestenlehner (IGTE)
 Dipl.-Ing. (FH) Wolfgang Dallmayer (ZAE Bayern e.V.)
 Dr.-Ing. Harald Drück (IGTE)
 Univ.-Prof. Dr.-Ing. Manfred Norbert Fisch (SIZ energie+)
 Dipl.-Ing. (FH) Uwe Hemminger (SIZ EGS)
 Dr. rer. nat. Jens Kuckelkorn (ZAE Bayern e.V.)
 Dr.-Ing. Boris Mahler (SIZ EGS)
 Dipl.-Ing. Helmut Seiwald (SIZ EGS)
 Dipl.-Ing. Mathias Schlosser (SIZ energie+)
 Dipl.-Phys. Lars Staudacher (ZAE Bayern e.V.)

Verbundprojektkoordinator**Steinbeis-Innovationszentrum energie+ (SIZ energie+)**

Mühlenpfordtstraße 23
 38106 Braunschweig
 Univ.-Prof. Dr.-Ing. Manfred Norbert Fisch
 Telefon: +49 531 391-3594
 E-Mail: info@siz-energie-plus.de

Verbundprojektpartner**Universität Stuttgart
 Institut für Gebäudeenergetik, Thermotechnik und
 Energiespeicherung (IGTE)**

Pfaffenwaldring 6
 70550 Stuttgart
 Dr.-Ing. Harald Drück
 Telefon: 0711/685-63553
 E-Mail: harald.drueck@igte.uni-stuttgart.de

Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung (ZAE)

Walther-Meißner-Str. 6
 85748 Garching
 Dr.-Ing. Markus Pröll
 Telefon: 089/329442-81
 E-Mail: markus.proell@zae-bayern.de

**Steinbeis-Innovationszentrum
 Energie-, Gebäude und Solartechnik (SIZ EGS)**

Gropiusplatz 10
 70563 Stuttgart
 Dr.-Ing. Boris Mahler
 Telefon: 0711/99007-70
 E-Mail: boris.mahler@siz-egs.de

Förderung**Bundministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)**

Vorbemerkung

Das Vorhaben futureSuN wurde als Verbundprojekt vom Steinbeis-Innovationszentrum energie+, dem Steinbeis-Innovationszentrum Energie-, Gebäude- und Solartechnik, dem Bayerischen Zentrum für Angewandte Energieforschung e.V. (ZAE) und dem Institut für Gebäudeenergetik, Thermotechnik und Energiespeicherung (IGTE)¹ der Universität Stuttgart gemeinsam durchgeführt. Dieser Bericht beinhaltet eine Beschreibung der Arbeiten und Ergebnisse aller vier Verbundprojektpartner. Für Abschnitte, die durch einen entsprechenden Zusatz in oder nach der Überschrift direkt einem der Verbundprojektpartner zuzuordnen sind, ist redaktionell und inhaltlich ausschließlich der jeweilige Projektpartner verantwortlich.

¹ Durch die Zusammenführung des Instituts für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW) mit zwei anderen Instituten am 01.07.2018 ergibt sich der neue Institutsname „Institut für Gebäudeenergetik, Thermotechnik und Energiespeicherung“ (IGTE).

Inhaltsverzeichnis

Vorbemerkung	3
Inhaltsverzeichnis	4
1 Einleitung	7
2 Kurzfassung	8
2.1 Technologieübersicht	8
2.2 Langzeitauswertung	9
2.3 Innovative Konzepte	10
2.3.1 Kalte Nahwärme	10
2.3.2 Dänisches System	10
2.3.3 Kombinierte Wärme-, Kälte- und Stromversorgung	10
2.3.4 ST-PV-Kombination	11
2.3.5 P2H-Quartier	11
2.3.6 P2G-Quartier	12
2.4 Empfehlungen an die Politik	12
3 Grundlagen	14
3.1 Bewertungsindikatoren	14
3.1.1 Bilanzräume	14
3.1.2 Systematische Nomenklatur	16
3.1.3 Referenzsysteme	16
3.1.4 Bewertungsgrößen für die Ergebnis-Gegenüberstellung der Bestandsanlagen	16
3.1.5 Bewertungsgrößen für die Ergebnis-Gegenüberstellung zukünftiger Systemlösungen	17
3.2 Technologische Bewertung	17
3.2.1 Bewertungskriterien für Einzelkomponenten	17
3.2.2 Bewertungskriterien für das gesamte Versorgungssystem	18
3.2.3 Überprüfung der Energiebilanz	22
3.2.4 Anlagenergebnis unter geänderten Randbedingungen	23
3.3 Ökologische Bewertung	25
3.3.1 Schnelltest zur ökologischen Bewertung von SuN-Anlagen	25
3.3.2 Benchmark zur ökologischen Bewertung zukünftiger SuN-Anlagen	30
3.4 Ökonomische Bewertung	31
4 Historie der SuN	32

4.1	SuN Bestandsanlagen	32
4.1.1	Rostock (IGTE)	32
4.1.2	Eggenstein-Leopoldshafen (IGTE)	40
4.1.3	Crailsheim (IGTE)	49
4.1.4	Neckarsulm-Amorbach (SIZ EGS)	54
4.1.5	Friedrichshafen-Wiggenhausen (SIZ EGS)	63
4.1.6	Hannover Kronsberg (SIZ energie+)	67
4.1.7	Steinfurt-Borghorst (SIZ energie+)	79
4.1.8	Attenkirchen (ZAE)	93
4.1.9	München Ackermannbogen (ZAE)	101
4.2	Bewertung der Bestandsanlagen	114
4.2.1	Bewertung im internationalen Kontext	114
4.2.2	Ganzheitliche Bewertung	116
5	Zukunftsperspektiven der SuN	129
5.1	Ökonomische Zukunft der SuN	129
5.1.1	Makroökonomische Relevanz thermischer Speicher	129
5.1.2	Innovative Geschäftsmodelle	143
5.1.3	Katalog von Entscheidungskriterien für den Bau einer SuN-Anlage	148
5.2	Technologische Zukunft der SuN	150
5.2.1	Zukünftige Funktionen von Langzeitwärmespeichern	150
5.2.2	Randbedingungen für neue Speicher im städtischen Kontext	151
5.2.3	Thermische Speicherung in Nahwärmenetzen	158
5.3	Konzepte für zukünftige Systemlösungen	162
5.3.1	Konzept 1: Kalte Nahwärme (IGTE)	162
5.3.2	Konzept 2: Dänisches System (IGTE)	176
5.3.3	Konzept 3: Kombinierte Wärme-, Kälte- und Stromversorgung (SIZ EGS)	186
5.3.4	Konzept 4: "ST-PV-Kombination" (ZAE)	200
5.3.5	Konzept 5: Power-to-Heat Quartier (SIZ energie+)	221
5.3.6	Konzept 6: Power-to-Gas Quartier (SIZ energie+)	235
5.4	Umsetzungsstrategien für zukünftige Projekte	245
5.4.1	Handlungsempfehlungen	245
5.4.2	Konzeptempfehlungen	247
5.4.3	Anmerkungen zu gesetzlichen Rahmenbedingungen	249

6	Zusammenfassung	251
6.1	Fazit	252
6.2	Ausblick	252
A	Literaturverzeichnis	254
B	Abbildungsverzeichnis	265
C	Tabellenverzeichnis	276
D	Anhänge	278
D.1	Projektinformationen	278
D.2	Nomenklatur	281
D.3	Indizes	281
D.4	Abkürzungen	283
D.5	Glossar	284
D.6	Übersicht kumulierte Energieverbräuche und CO ₂ -Emissionen	286
D.7	Ökologische Bewertung	288
D.8	Eingabemaske Excel®-Berechnungstool	289
D.9	Kostendatenbank	290
D.10	Anlagensteckbriefe	294

1 Einleitung

Die solarunterstützte Nahwärmeversorgung (SuN) mit Langzeitwärmespeicherung hat in Deutschland eine lange Historie und verfolgt seit jeher das Ziel, durch die Versorgung von Siedlungen und Stadtquartieren mit regenerativer Wärme einen Beitrag zum Klimaschutz zu leisten. Seit den 1990er Jahren wurden in einem knappen Dutzend Pilotanlagen verschiedene Speichertechnologien erprobt und erforscht, mit dem gemeinsamen Ziel eine saisonale Verschiebung solarthermischer Kollektorerträge vom Sommer in die Heizperiode zu erreichen. Während sich diese Technologie in Deutschland im Anschluss an diese Erprobungsphase bisher nur bedingt weiterverbreitet hat, wurde sie insbesondere in Dänemark zu einem Erfolgskonzept.

Im vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderten Forschungsprojekt futureSuN haben sich vier Institute zusammengeschlossen, die maßgeblich an der Planung, Errichtung und wissenschaftlichen Begleitung von Pilotanlagen im ganzen Bundesgebiet beteiligt waren. Gemeinsam verfolgen sie das Ziel, in Kooperation mit den Anlagenbetreibern das Langzeitverhalten der Pilotanlagen nach teilweise 20 Jahren Betrieb wissenschaftlich zu dokumentieren und auszuwerten. Nach einheitlich definierten Kriterien werden die realen Betriebsjahre technisch, ökologisch und ökonomisch bewertet und verglichen. Basierend auf dynamischen Simulationen wird der Anlagenbetrieb nachgebildet, um die Genauigkeit dieser Simulationsmodelle zu verbessern. Soweit erfolgsversprechend, werden daraus Maßnahmen zur Effizienzsteigerung und Optimierung der Bestandsanlagen abgeleitet.

Neben dieser Retrospektive besteht das zweite große Ziel des Forschungsprojekts darin, basierend auf den gesammelten Erkenntnissen neue Konzepte für zukunftsfähige Energieversorgungssysteme mit einem großen Anteil erneuerbarer Energien und dem Einsatz von Langzeitwärmespeichern zu entwickeln, zu simulieren und zu bewerten. Für die Zukunft der SuN reicht die Bandbreite der Konzepte von sogenannten kalten Nahwärmenetzen über eine kombinierte Wärme-, Kälte- und Stromversorgung und Power-to-Heat Systemen, die auf Photovoltaik und Wärmepumpen im Quartier setzen bis hin zu Power-to-Gas Technologien. Basierend auf Systemsimulationen erfolgt eine einheitliche ökologische und ökonomische Bewertung. Im Ergebnis bietet jedes Konzept eine individuelle Antwort auf das breite Spektrum möglicher Anforderungen der zukünftigen Energieversorgung.

Um sowohl innovative zukünftige Anlagenkonzepte wie auch Bestandsanlage einheitlich zu bewerten und vergleichen, wurden neue Bewertungsindikatoren und Bilanzräume definiert, welche auf alle unterschiedlichen erneuerbar versorgten Nahwärme Konzepte unabhängig von ihrer Speichertechnologie angewendet werden können. Diese Bewertungsmethodik soll über den Rahmen des Forschungsvorhabens verbreitet und angewandt werden. Das Maß für die Zukunftsfähigkeit der entwickelten Konzepte bilden die spezifischen CO₂-Emissionen, die zum Erreichen der Klimaschutzziele eingehalten werden müssen: Bei einem zukünftigen Gesamtbudget von maximal 2 Tonnen CO₂-Äquivalent pro Person und Jahr bleiben bis 2050 für den Bereich Wohnen inkl. Energieversorgung mit Wärme und Strom nur deutlich unter 1 Tonnen pro Person und Jahr übrig. Die Klimaschutzziele stehen fest – es ist eine Aufgabe der Forschung zu zeigen, mit welchen Konzepten diese erreicht werden können. Dabei wird auch klargestellt, dass Klimaschutz nicht kostenfrei zu erreichen ist und unter aktuellen Rahmenbedingungen nur bedingt wirtschaftlich sein kann. Die Mehrkosten für zukunftsfähige Konzepte, die überwiegend auf der Nutzung erneuerbarer Energien basieren, sind allerdings vergleichsweise gering und können durch Maßnahmen wie eine CO₂-Bepreisung ausgeglichen werden.

2 Kurzfassung

Im Forschungsvorhaben futureSuN wird die Zukunftsfähigkeit solarunterstützter Nahwärmeversorgungskonzepte (SuN) mit saisonaler Wärmespeicherung analysiert. Hierzu werden, unter Berücksichtigung von jahrzehntelangen Betriebserfahrungen mit den ersten Pilotanlagen, in Simulationsstudien innovative Energieversorgungskonzepte für Quartiere untersucht, die auf einer multifunktionalen Nutzung saisonaler Wärmespeicher basieren.

2.1 Technologieübersicht

In Deutschland wurden in den Jahren 1995 – 2007 elf solarunterstützte Nahwärmeversorgungsanlagen mit saisonaler Wärmespeicherung als Pilotprojekte realisiert, siehe Abbildung 1. Bei diesen Anlagen wurden vier Bauformen großer saisonaler Wärmespeicher bzw. Langzeitwärmespeicher (LZWSp) erprobt und vermessen: Behälter- bzw. Tank-Wärmespeicher, Heißwasser-Erdbecken-Wärmespeicher, Aquifer-Wärmespeicher und Erdsonden-Wärmespeicher, siehe Abbildung 2.



Abbildung 1: Seit 1995 in Deutschland errichtete SuN-Anlagen mit saisonaler Wärmespeicherung

Behälter- bzw. Tank-Wärmespeicher werden meist als zylindrische, allseitig wärme gedämmte Stahl- oder Betonbehälter ausgeführt. Den Vorteilen des flexiblen Betriebes und den hohen Be- und Entladeleistungen stehen jedoch relativ hohe Investitionskosten gegenüber. Im drucklosen Betrieb sind Speichertemperaturen bis ca. 90 °C möglich. Druckspeicher werden, je nach Druckniveau, auch mit bis zu 120 °C betrieben.

Heißwasser-Erdbecken-Wärmespeicher können am einfachsten realisiert werden, wenn ein weicher selbststehender Erdboden ohne Grundwasser vorliegt. Entscheidend ist die wasserdichte und langzeitstabile Auskleidung des Beckens. Für Temperaturen bis max. 85 °C sind HDPE-Folien geeignet. Die Decke und der obere Bereich der Wände sollten wärme gedämmt werden. In den letzten Jahren

wurden insbesondere in Dänemark sehr große Erdbecken-Wärmespeicher mit einer sogenannten schwimmenden Abdeckung realisiert, z. B. in Marstal mit 75.000 m³ Volumen.

Aquifer-Wärmespeicher können realisiert werden, wenn eine mit Wasser gesättigte vertikal abgegrenzte und horizontal durchlässige Gesteinsformation vorhanden ist. Die Wärmespeicherung erfolgt durch Einleitung von warmem und Entnahme von kaltem Wasser mittels Brunnen. Die maximalen Betriebstemperaturen der ausgeführten Aquifer-Wärmespeicher reichen von ca. 25 bis 100 °C. Probleme können durch verstopfte Brunnenfilter, Ablagerungen in Rohrleitungen, sowie unkontrollierte Wasserströme im Erdreich entstehen.

Erdsonden-Wärmespeicher nutzen das Erdreich als Speichermedium. Die Ein- und Ausspeicherung erfolgt über eine Anordnung von vertikalen Erdsonden. Diese werden entweder gebohrt oder bei entsprechend weichem Erdboden gerammt. Günstig sind tonige, lehmige Böden ohne Grundwasserströmungen oder Fels. Die Rohrabstände und Sondentiefe sind primär von den geologischen Gegebenheiten abhängig. Die maximalen Betriebstemperaturen betragen bis zu 80 °C.

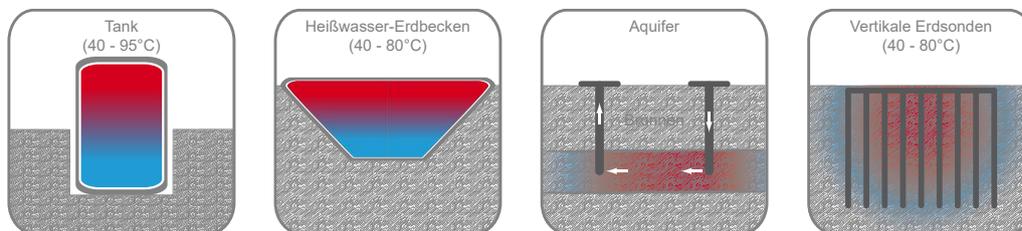


Abbildung 2: Bauformen saisonaler Wärmespeicher

2.2 Langzeitauswertung

Im Projektverlauf wurden Daten von neun SuN-Bestandsanlagen ausgewertet. Trotz der individuellen Herausforderungen aufgrund der experimentellen Natur der Pilotanlagen arbeiten die meisten Langzeit-Wärmespeicher als zentrales Element der Energieversorgung mittlerweile seit Jahrzehnten sehr zuverlässig. In Abbildung 3 ist erkennbar, dass der Speichernutzungsgrad in der Wohnsiedlung München Ackermannbogen beispielsweise über einen langen Zeitraum stabil bleibt.

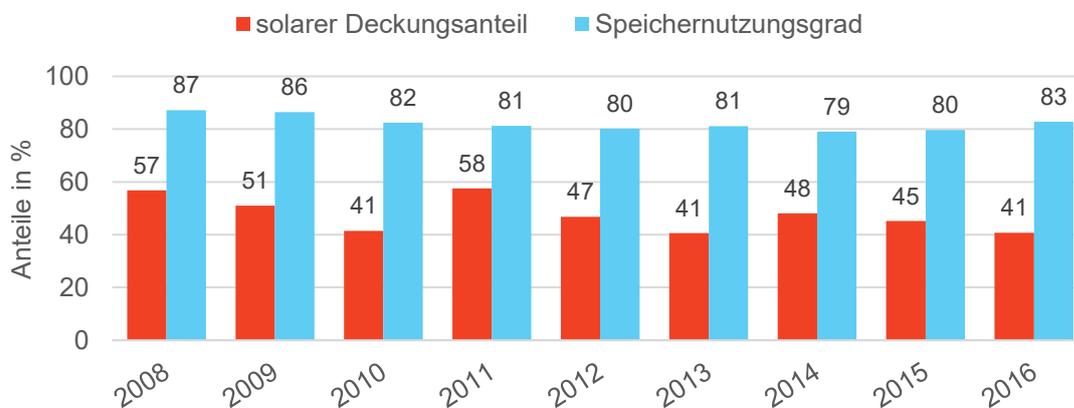


Abbildung 3: Langzeitauswertung der SuN-Anlage München Ackermannbogen

2.3 Innovative Konzepte

Um die Technologie der solarunterstützten Nahwärmeversorgungskonzepte mit saisonaler Wärmespeicherung weiter zu verbreiten, sind innovative Konzepte erforderlich. Im Projekt futureSuN werden dazu von kalten Nahwärmenetzen, über multivalente Systeme mit Wärme- und Kältebereitstellung hin zu Sektorenkopplung mit Power-to-X Technologien wie Photovoltaik und Wärmepumpe unterschiedliche Konzepte untersucht, welche die verschiedenen Speicherbauformen mit ihren spezifischen Vor- und Nachteilen nutzen.

2.3.1 Kalte Nahwärme

Dieses Konzept stellt ein innovatives Energieversorgungskonzept dar, das insbesondere für ländliche Gebiete mit geringer Energieversorgungsichte zukünftig interessant werden kann. Das Nahwärmenetz, das bei diesem Konzept bei niedrigen Temperaturen zwischen ca. -10 bis 35 °C betrieben wird, dient als Wärmequelle für dezentrale Wärmepumpen. Das Netz wird durch unabgedeckte Solarabsorber gespeist, wobei mit der überschüssigen Solarwärme, die insbesondere im Sommer anfällt, ein saisonaler Eisspeicher beladen wird, der, überwiegend im Winter, ebenfalls als Wärmequelle für das Wärmenetz genutzt wird. Der Strombedarf für die dezentralen Wärmepumpen, dezentrale elektrische Durchlauferhitzer, die als Nachheizung zum Einsatz kommen und den Strombedarf der Haushalte wird durch dezentrale, dachinstallierte PV-Anlagen sowie das öffentliche Stromnetz gedeckt.

Zwar können für dieses Konzept hohe Eigenversorgungsgrade erzielt werden. Da es sich jedoch um ein rein strombasiertes Konzept handelt und der aktuelle deutsche Strommix noch hohe spezifische Treibhausgasemissionen aufweist, wird dieses Konzept aus ökologischer Sicht immer interessanter, je höher der Anteil erneuerbarer Energien im öffentlichen Stromnetz wird.

2.3.2 Dänisches System

Das Konzept „dänisches System“ orientiert sich an den aus Dänemark bekannten, großen SuN-Anlagen mit Freiflächensolarthermieanlagen und großvolumigen Erdbeckenspeichern. Auch dieses System ist aufgrund des großen Flächenbedarfs eher für ländliche Gebiete geeignet. Zusätzlich wird in diesem Konzept Photovoltaik eingesetzt, um zum einen eine zentrale Wärmepumpe zu betreiben, die den Erdbecken-Wärmespeicher auf niedrigere Temperaturen entladen kann, und damit dessen Wärmekapazität zu erhöhen, und zum anderen die Strombedarfe der Haushalte im Versorgungsgebiet zu decken. Insbesondere durch groß dimensionierte PV-Anlagen können bei diesem Konzept sehr niedrige Treibhausgasemissionen erreicht werden. Ohne zusätzliche Möglichkeit zur Stromspeicherung wird so jedoch viel Überschussstrom produziert, dessen Einspeisung ins öffentliche Stromnetz keinen positiven Beitrag zur Netzdienlichkeit bieten kann.

2.3.3 Kombinierte Wärme-, Kälte- und Stromversorgung

In diesem innovativen Konzept wird neben dem Wärmebedarf auch der Klimakältebedarf von Gewerbeeinheiten in einem typischen städtischen Neubau-Quartier mit Mischnutzung betrachtet. Da die Gewinnung erneuerbarer Energien in urbanen Umgebungen in der Regel in großer Flächenkonkurrenz mit anderen Nutzungen steht, bietet dieses Konzept durch die Bereitstellung von Kälte einerseits einen zusätzlichen Mehrwert in der Quartiersversorgung und erschließt andererseits anfallende Abwärme aus der Kältebereitstellung als Wärmequelle für die Wärmeversorgung. Ermöglicht wird dies durch ein sogenanntes 4-Leiter-Netz. Hier wird in einem Netz ganzjährig Wärme bei bedarfsgerechter Temperatur zur Warmwasserbereitung und in einem zweiten Netz im jahreszeitlichen Wechsel Wärme, wiederum bei bedarfsgerechter Temperatur, zur Raumheizung bzw. Kälte zur

Klimatisierung an die Gebäude geliefert. Während der Kühlperiode wird Kälte durch Kältemaschinen bzw. reversible Wärmepumpen bereitgestellt. Die beiden Netze mit unterschiedlichen Betriebstemperaturen erreichen ganzjährig sehr niedrige Rücklauftemperaturen und ermöglichen somit eine Steigerung der Energieeffizienz in der Heizzentrale, wo strombetriebene Wärmepumpen eine wesentliche Rolle spielen.

Erneuerbare Energie wird im Quartier durch Photovoltaik und photovoltaisch-thermische Module (auch Hybridkollektoren oder PVT-Kollektoren genannt) gewonnen. Strom aus Photovoltaik wird prioritär im Quartier (Gebäude und Heizzentrale) genutzt. Die PVT-Module dienen der Wärmepumpe als Wärmequelle. Für einen netzdienlichen Betrieb sind in diesem Konzept auch BHKWs integriert. Als Langzeitwärmespeicher wird ein Erdsonden-Wärmespeicher eingesetzt.

Die Ergebnisse zeigen einerseits, dass mit einem derartigen Konzept durch Abwärmennutzung und hohe flächenspezifische Erträge der PVT-Module auch ohne Langzeitwärmespeicher Eigenversorgungsgrade von 30 % erreicht werden können. Unter Einsatz eines Erdsonden-Wärmespeichers und konsequenter energetischer Nutzung vorhandener Dachflächen erreicht dieses Konzept Eigenversorgungsgrade von über 70 % und THG-Emissionen von unter 0,4 t/(Per. a) und erweist sich damit als zukunftsfähig.

2.3.4 ST-PV-Kombination

Ausgangspunkt für das Konzept „ST-PV-Kombination“ ist eine klassische solarthermische SuN-Anlage mit Heißwasserspeicher. Da in einem SuN-Quartier nicht immer die vollständige solar nutzbare Fläche benötigt wird, kann auf dieser Fläche zusätzlich Photovoltaik installiert werden. Diese wird sinnvollerweise vorrangig für die Deckung des Eigenstrombedarfs verwendet, sofern eine Gleichzeitigkeit gegeben ist. Falls sogenannter PV-Überschussstrom vorhanden ist, kann dieser zur Umwandlung in Wärme über Luftwärmepumpen verwendet werden. Ob dies ökonomisch und ökologisch sinnvoll ist und wie groß die Leistung dieser Wärmepumpen ist, entscheidet am Ende die Systemoptimierung anhand geeigneter Kenngrößen und in Abhängigkeit der gewählten Randbedingungen.

Folgende Erkenntnisse zeigten sich aus dem Vergleich unterschiedlicher Anlagenkonfigurationen: Die klassische solarthermische Nahwärme ohne Photovoltaik spart CO₂-Emissionen bei höheren Energiekosten gegenüber der Referenz. Vor allem für einen niedrigen Eigenversorgungsgrad von 30 % führt die Einspeisung von PV-Überschuss zu sehr hohen finanziellen und CO₂-Gutschriften, welche das Anlagenergebnis maßgeblich beeinflussen. Für einen höheren Eigenversorgungsgrad von 50 % sind höhere Anteile an Solarthermie notwendig, da der Stromeigenverbrauch aufgrund der Gleichzeitigkeit bei maximal 15 % liegt. Als ökologisch und ökonomisch beste Systemvariante innerhalb dieses Konzeptes stellte sich eine solarthermische Nahwärme mit Photovoltaik und PV-Luftwärmepumpe heraus, welche in den Langzeitwärmespeicher speist und dies unabhängig vom Eigenversorgungsgrad und den veränderten Randbedingungen in 2030.

2.3.5 P2H-Quartier

Die Herausforderung der Energiewende erfordert den massiven Ausbau von Erneuerbaren Energien, insbesondere Photovoltaik. Durch die Installation im Quartier lässt sich der PV-Ertrag am direktesten in den Gebäuden nutzen, jedoch verbleiben zwangsweise stets Überschüsse. Mittels einer Wärmepumpe und eines Langzeitwärmespeichers können diese jedoch auch in der Heizperiode nutzbar gemacht werden. Mit dem Konzept des „P2H-Quartiers“ können dadurch bei einem üblichen Wärmeverkaufspreis signifikante Reduzierungen der CO₂-Emissionen durch die Energieversorgung erreicht werden. Wenn zukünftig zusätzlich „grüner“ Netzstrom für den Wärmepumpenbetrieb genutzt wird, können weitere

CO₂-Emissionen vermieden werden. Darüber hinaus präsentieren sich ergänzende Nutzungsformen für den LZWSp, wie z. B. die Flexibilisierung des Betriebs von angeschlossenen Fernwärmenetzen und die Bereitstellung von negativer Regelenergie. In Kombination mit entsprechenden Fördermodellen ergeben sich wirtschaftlich tragfähige und zukunftsorientierte Energieversorgungskonzepte, die einen wertvollen Beitrag zum Klimaschutz leisten.

2.3.6 P2G-Quartier

Mit der steigenden Verfügbarkeit von Überschüssen im öffentlichen Stromnetz und der Nachfrage nach regenerativ erzeugten Energieträgern wird Wasserstofftechnologien und damit Power-to-Gas (P2G) in Zukunft eine immer bedeutendere Rolle zukommen. Das P2G-Konzept macht ein Stadtquartier zum Wasserstoffproduzenten. Die großflächige Belegung der Dachflächen mit PV in Kombination mit einem Arealnetz ermöglicht den Betrieb des Elektrolyseurs mit günstigem PV-Strom. In Kombination mit Wärmepumpe und Langzeitwärmespeicher entsteht eine Synergie, da die Abwärme des Elektrolyseurs im Quartier über ein Wärmenetz nutzbar gemacht wird. In den betrachteten Szenarien deckt die Abwärme des Elektrolyseurs ca. 25% des Wärmebedarfs des Versorgungssystems. Der produzierte Wasserstoff kann im Mobilitätssektor zu signifikanten CO₂-Einsparungen beitragen. Um seinen Nutzen zu entfalten, ist jedoch auch eine entsprechende Nachfrage vonnöten. Kooperationen mit dem öffentlichen Nahverkehr oder auch eine anteilige Einspeisung des produzierten Wasserstoffs in ein Gasnetz sind Möglichkeiten, um den Wasserstoff in größeren Mengen zu verwerten.

2.4 Empfehlungen an die Politik

Der Großteil der Komponenten der untersuchten Systeme ist technischer Standard und am Markt verfügbar. Langzeitwärmespeicher sind in Deutschland noch nicht fest etabliert, vor allem in Dänemark besteht aber viel Erfahrung mit der Technologie. Investitionen in innovative Energieversorgungskonzepte werden auch in 2020 mit verschiedenen Programmen weiter gefördert und die Bundesregierung hat mit ihrem Klimapaket sogar eine seit langem geforderte CO₂-Bepreisung auf den Weg gebracht. Nach ursprünglich niedrigeren Werten wurde der Verlauf der Bepreisung zuletzt korrigiert auf 25 €/tCO₂ in 2021 und 55 €/tCO₂ in 2025 [Bundesregierung 2019]. Als Resultat der vorliegenden Untersuchungen wird ein langfristiges Ziel der Bepreisung von 100 €/tCO₂ als notwendig eingestuft und auch die tatsächliche Ausgestaltung der Bepreisung muss noch abgewartet werden. Trotzdem hat die Politik damit einen richtigen Weg eingeschlagen, der klimafreundlichen Energiekonzepten wie den hier vorgestellten SuN-Anlagen förderlich sein wird.

Darüber hinaus ergeben sich aus den durchgeführten Untersuchungen im Projekt futureSuN Handlungsempfehlungen und Forderungen an die Politik. Die zentralen Punkte betreffen den Strommarkt und damit die Konzepte, in denen Power-to-Heat zum Einsatz kommt.

Ein essentieller Aspekt von P2H ist die systemdienliche Nutzung von Überschussstrom, der sonst abgeregelt werden müsste, z. B. durch Einspeisemanagementmaßnahmen. Der Paragraph „Nutzen statt Abregeln“ § 13 Abs. 6a EnWG wurde 2016 implementiert und bietet die Möglichkeiten, zuschaltbare Lasten in Form von Power-to-Heat-Anlagen in den Redispatch zu integrieren, verfehlt jedoch seine Wirkung. 2017 wurde das Förderprogramm SINTEG "Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende" [BMW 2017b] auf den Weg gebracht und bringt vielversprechende Ergebnisse. Pilotprojekte werden selektiv von bestimmten Abgaben und Umlagen befreit, um die Machbarkeit z. B. der Nutzung von überschüssigem Windstrom in P2H zu testen. Es ist jedoch völlig offen, welche rechtlichen Konsequenzen daraus gezogen werden. Mechanismen, die es ermöglichen, Stromüberschüsse aus dem Netz mit verringerten Abgaben und Umlagen zu beziehen sind erforderlich,

um solche Konzepte wirtschaftlich werden zu lassen. Vorschläge dazu liegen seit Jahren vor [Agora Energiewende 2014] und die vorliegende Studie unterstützt die Dringlichkeit entsprechender Maßnahmen.

Mit dem Mieterstromgesetz wurde die Möglichkeit geschaffen, Mieter eines Gebäudes mit Strom aus PV Anlagen zu versorgen, die beispielsweise vom Vermieter auf dem Gebäudedach installiert worden sind. Es wird gefordert, dass analoge Mechanismen auch auf Quartiersebene möglich werden. Im Konzept „P2H-Quartier“ ist die Grundlage, den PV-Strom von vielen Gebäuden im Quartier zur Versorgung des gesamten Quartiers und auch zentral in P2H zu nutzen. Es kann gezeigt werden, dass hierdurch große Einsparungen von Treibhausgasemissionen erreicht werden können. Voraussetzung ist jedoch wiederum, dass bei der Verteilung des Stroms über ein Arealnetz nicht die vollen Abgaben und Umlagen fällig werden. Auch hier ist der Gesetzgeber in der Verantwortung, die Voraussetzungen für ein Gelingen der Energiewende zu verbessern. Eine Reduktion der EEG-Umlage, die u.a. unter bestimmten Fällen der Eigenversorgungen greift, sollte auch auf eine „Eigenversorgung auf Quartiersebene“ ausgeweitet werden.

CO₂-Reduktionen in der Wärme- und Stromversorgung sind dringend notwendig und die Kopplung dieser Sektoren darf nicht außer Acht gelassen werden. Die Wirksamkeit jeder Maßnahme muss stets ganzheitlich in Bezug auf das Ziel von 1 t CO₂-Emissionen pro Person und Jahr bewertet werden. Die Technologien sind verfügbar. Die richtigen Randbedingungen, um der Energiewirtschaft die notwendigen Anreize und Planungssicherheiten zu verschaffen, fehlen allerdings. Vorgeschlagen wird ein Förderprogramm für „100 SuN-Anlagen mit Langzeitwärmespeicher“, um die Technologie langfristig am Markt zu etablieren und mittels standardisierter Konzepte deutliche Kostendegressionen zu erreichen. Die Etablierung einer Förderinitiative mit einem Fokus auf der saisonalen Energie- bzw. Wärmespeicherung deckt sich auch mit einer Vielzahl von Strategiepapieren der Bundesregierung wie z. B. dem Grünbuch Energieeffizienz, dem Energiekonzept 2050 und dem 7. Energieforschungsprogramm. Durch eine Förderinitiative „100 solare Nahwärmeanlagen mit saisonalem Multifunktionswärmespeicher“ kann signifikant dazu beitragen werden, die Technologie der solarbasierten Energieversorgung von Quartieren erfolgreich am Markt zu etablieren. Hiermit werden wesentliche Beiträge geleistet, das Ziel eines klimaneutralen Gebäudebestands bis zum Jahr 2050 zu erreichen.

3 Grundlagen

3.1 Bewertungsindikatoren

Der möglichst objektive Vergleich, sowohl von solaren Nahwärmeanlagen untereinander, als auch der Vergleich von solaren Nahwärmeanlagen mit anderen Energieversorgungskonzepten stellt aufgrund der vielfältigen Anlagentopologien und unterschiedlichen Technologien eine sehr komplexe und herausfordernde Aufgabe dar. Einen zentralen Punkt stellt die eindeutige Definition der Bilanzgrenzen bzw. der Bilanzräume sowie aller verwendeter Begriffe und Größen dar, da auf diese Definition alle weiteren Überlegungen aufbauen.

3.1.1 Bilanzräume

In einer idealen Betrachtungsweise findet die Bilanzierung des gesamten solaren Nahwärmesystems über einen Bilanzraum statt, welcher die tatsächliche Wärme- und Stromnutzung des Nutzers enthält (also z. B. Trinkwarmwasser, Heizung und Stromverbrauch). Da im Realfall die entsprechenden Messdaten meist nicht erfasst werden, muss eine Bilanzgrenze gewählt werden, an welcher Messdaten üblicherweise erfasst werden und die Bilanzierung trotzdem hohe Aussagekraft hat. Aus diesem Grund wird die Gebäudehülle des Nutzgebäudes als Bilanzgrenze gewählt. Die tatsächliche Messdatenerfassung findet jedoch i.d.R. an der Hausübergabestation statt.

Die Darstellung der Fließbilder bzw. der Bilanzräume wurde so gewählt, dass sich die Bewertungsgrößen unmittelbar aus den Energieströmen ermitteln lassen. Abbildung 4 zeigt eine übersichtliche Darstellung der im Rahmen dieses Arbeitspaketes definierten Bilanzräume, die im Folgenden näher erläutert werden. (In Anlehnung an [Gatzka, Bernhard et al. 2014], Seite 41)

Der Bilanzraum **Versorgungssystem (VS)** beinhaltet alle Anlagenkomponenten, die zur Energieversorgung genutzt werden. Innerhalb des Bilanzraumes „Versorgungssystem“ erfolgt eine Anordnung, die nur Energieströme in eine Richtung zulässt. So wird eine möglichst wenig verzweigte Energiewandlungskette gebildet. Von oben nach unten werden zuerst alle zentralen und dezentralen Energiequellen und Energiewandler angeordnet, die keine Energieströme aus der erweiterten Energiezentrale oder von einer anderen Komponente des Versorgungssystems als Eingangsgröße nutzen².

Innerhalb des Bilanzraumes Versorgungssystem werden mehrere Komponenten zu einem weiteren Bilanzraum zusammengefasst, der **erweiterten Energiezentrale (EEZ)**. Hierzu gehören neben den Komponenten der tatsächlichen, örtlich begrenzten Energiezentrale auch alle zentralen Energiespeicher sowie zentrale oder dezentrale Energiewandler, die als Eingangsgröße mindestens einen Energiestrom aus dem Versorgungssystem oder aus der erweiterten Energiezentrale haben, wie z. B. zentrale oder dezentrale Wärmepumpen oder elektrische Heizstäbe. Dezentrale Energiespeicher und Energiewandler werden hier nicht erfasst, wenn sie sich außerhalb der vom Anlagenbetreiber erfassbaren Bilanzgrenze befinden. Diese endet im Allgemeinen an der Hausübergabestation.

² Bsp.: Ein dezentraler elektrischer Heizstab, der nur das öffentliche Stromnetz als Energiequelle nutzt, wird direkt im Bilanzraum Versorgungssystem platziert; nutzt der el. Heizstab auch Energie, die innerhalb des Versorgungssystems generiert wird, z.B. Strom aus einer PV-Anlage innerhalb des betrachteten Systems, muss der el. Heizstab in der erweiterten Energiezentrale platziert werden, um Querverbindungen innerhalb der Energiewandlungskette zu vermeiden.

Die von der erweiterten Energiezentrale abgeführten Energieströme werden dem Wärmenetz zugeführt. An der Hausübergabestation endet der Bilanzraum Versorgungssystem. Die hier übertragene Energie $E_{th/el,VS,nutz}$, als letztes Kettenglied im Fließbild, setzt sich zusammen aus allen Energieverbräuchen, die vom Anlagenbetreiber erfasst und beim Kunden abgerechnet werden können, inklusive aller implizit zur Gebäudeheizung nutzbaren und nichtnutzbaren Wärmeverluste im Verteilsystem, sowie die Wärmeverluste eventuell installierter dezentraler Energiespeicher (DES).

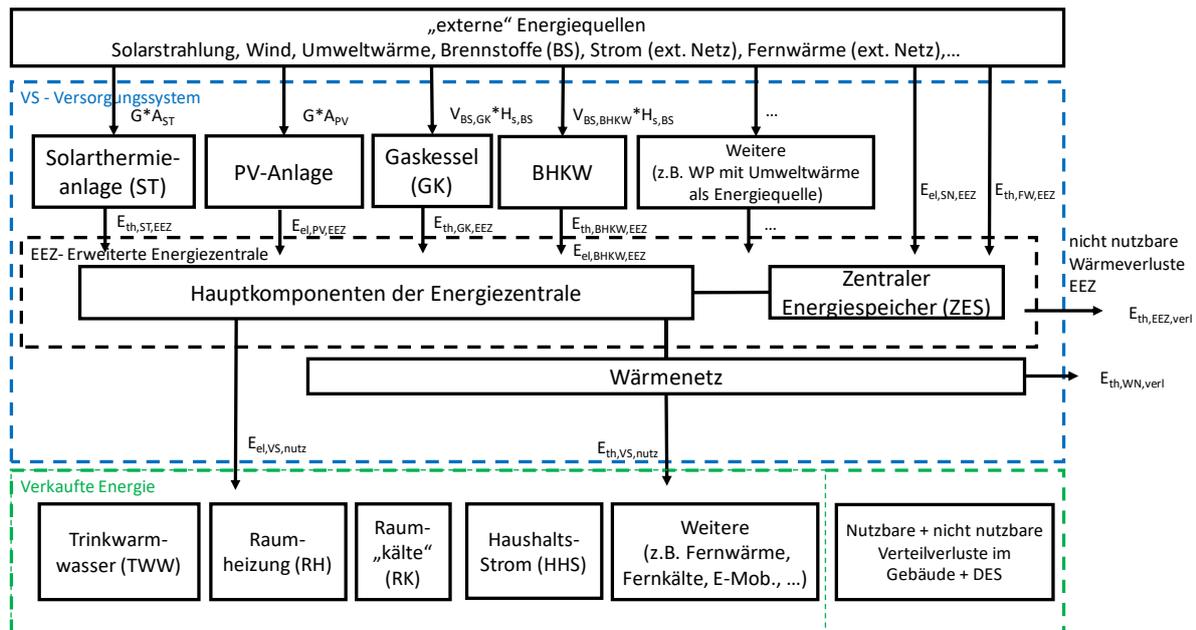


Abbildung 4: Allgemeines Anlagenfließbild mit Bilanzräumen

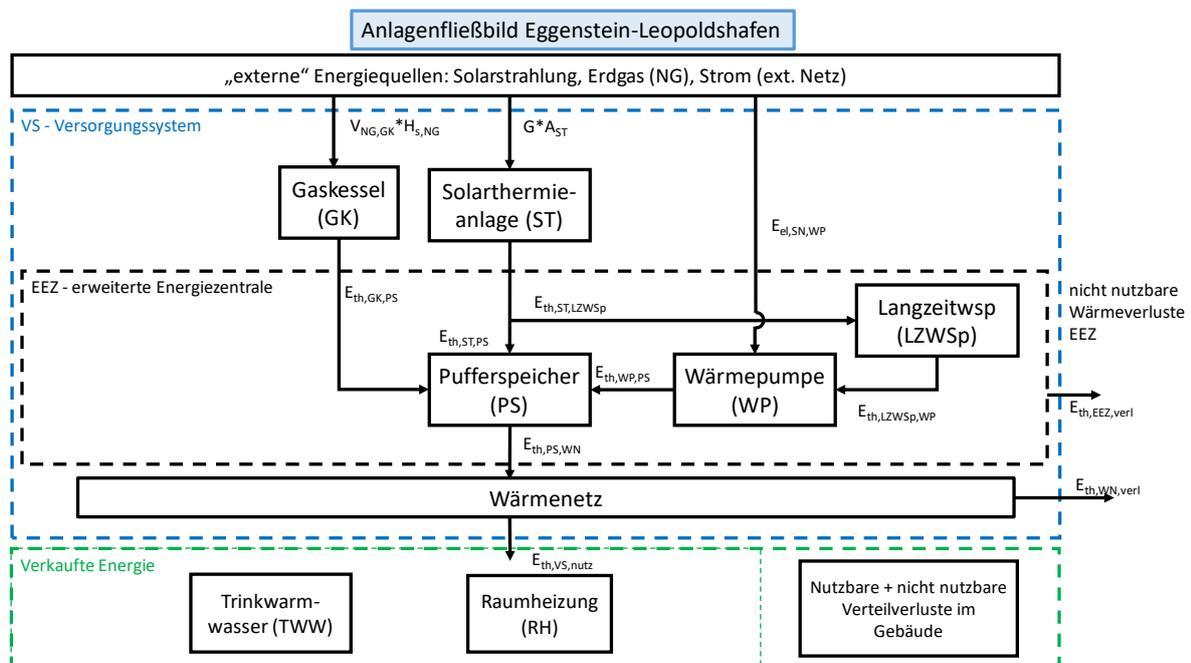


Abbildung 5: Anlagenfließbild der solaren Nahwärmanlage in Eggenstein-Leopoldshafen

In Abbildung 5 ist beispielhaft das vereinfachte Anlagenfließbild der solaren Nahwärmanlage in Eggenstein-Leopoldshafen dargestellt. Als externe Energiequellen kommen Solarstrahlung als Energiequelle für die Solarthermieanlage, Erdgas als Brennstoff für die Gaskessel und Strom aus dem öffentlichen Stromnetz zum Betrieb der Kompressionswärmepumpe zum Einsatz. Im Bilanzraum BR2 (Erweiterte Energiezentrale) befindet sich ein Pufferspeicher, der, je nach Betriebszustand, durch die Solarthermieanlage, die Wärmepumpe oder die Gaskessel beladen werden kann. Die Solarthermieanlage speist Energie, die nicht sofort genutzt werden kann, in den Langzeitwärmespeicher ein. Die Entladung des Langzeitwärmespeichers erfolgt über die Wärmepumpe. Vom Pufferspeicher wird die Energie direkt an das Wärmenetz abgegeben, das zur Versorgung der Abnehmer mit Trinkwarmwasser und Raumheizwärme dient.

3.1.2 Systematische Nomenklatur

Zur eindeutigen Benennung der zur Anlagenbewertung verwendeten Größen wurde eine systematische Nomenklatur für Energieströme eingeführt. Da zwischen thermischen (th) und elektrischen (el) Energiemengen unterschieden werden muss, wird anstelle des gebräuchlichen „Q“, welches in der Regel explizit für Wärme steht, allgemein die Bezeichnung „E“ für Energie verwendet. Generell können drei Fälle unterschieden werden:

1. Energietransfer zwischen zwei Anlagenkomponenten

$$E_{th/el,Startkomponente,Zielkomponente}$$

2. Energietransfer von einer Komponente in einen Bilanzraum

$$E_{th/el,Komponente,Bilanzraum}$$

3. Energietransfer von einem Bilanzraum zu einer Komponente

$$E_{th/el,Bilanzraum,Komponente}$$

Die Größe $E_{th,ST,LZWSp}$ bezeichnet beispielsweise die thermische Energie, die im Betrachtungszeitraum von der Solarthermieanlage (ST) an den Langzeitwärmespeicher (LZWSp) übergeben wird. Ein Glossar mit den Definitionen aller verwendeter Größen kann in Anhang D.5 eingesehen werden.

3.1.3 Referenzsysteme

Es wurde kein allgemeingültiges Referenzsystem für alle Anlagen und Anlagenkonzepte gewählt, sondern jeweils an die Randbedingungen des gewählten Anlagenkonzepts angepasst. Darüber hinaus wurden Referenzsysteme im Projekt nur zur Bewertung der in Kapitel 5.3 vorgestellten innovativen Konzepte definiert, wo sie jeweils für jedes Konzept vorgestellt werden.

3.1.4 Bewertungsgrößen für die Ergebnis-Gegenüberstellung der Bestandsanlagen

Für den Vergleich der Bestandsanlagen in Kapitel 4.1 wurden drei Bewertungsgrößen gewählt, die im folgenden Kapitel 3.2.2 vorgestellt werden.

1. Solarthermischer Deckungsanteil $f_{th,sol}$
2. Kumulierter Energieverbrauch KEV_{VS}
3. CO₂ äquivalente Emissionen $CO_2\ddot{A}q_{VS}$

Der solare Deckungsanteil wurde als „bekannte“ Größe als Bewertungsindikator mit aufgenommen, auch wenn sich insbesondere bei komplexen Anlagenkonfigurationen zahlreiche Probleme bei seiner Berechnung ergeben, z. B. Mischung von Strom und Wärme oder die unklare Zuordnung von

Wärmeverlusten. Als letztendlich aussagekräftigere Kenngrößen wurden deshalb der Kumulierte Energieverbrauch des Versorgungssystems KEV_{VS} sowie die äquivalenten CO_2 -Emissionen des Versorgungssystems $CO_2\ddot{A}q_{VS}$ zusätzlich gewählt.

Der Fokus bei der Bewertung der Bestandsanlagen lag auf der Wärmeversorgung, da diese SuN-Anlagen als reine Wärmeversorgungsanlagen geplant wurden und zumeist keine Daten über Stromverbrauch und –versorgung der angeschlossenen Gebäude vorlagen. Bei den zukünftigen Systemlösungen in Kapitel 5.3 wurde zum Zwecke einer ganzheitlichen Bilanzierung und Betrachtung der Gebäude zusätzlich die Stromversorgung im Quartier betrachtet.

3.1.5 Bewertungsgrößen für die Ergebnis-Gegenüberstellung zukünftiger Systemlösungen

Zum Vergleich der innovativen regenerativen Nahwärmesysteme in Kapitel 5.3 wurde ein Ergebnispaket aus folgenden drei Größen zusammengestellt, welche im nachfolgenden Kapitel 3.2 vorgestellt werden:

1. Eigenversorgungsgrad EVG
2. Spezifische CO_2 äquivalente Emissionen $CO_2\ddot{A}q_{VS}$
3. Spezifische Energiekosten der Nutzenergie

Betrachtet wird die energetische Gesamtversorgung des Quartiers (Versorgungssystems) mit Strom und Wärme. Durch die Gleichbehandlung von Wärme- und Stromerzeugung als Energiemenge ist eine alleinige Anlagenbeurteilung durch den EVG nicht ausreichend. Deshalb ist bei der Beurteilung immer die CO_2 -Bilanz zu betrachten, welche gleichzeitig die wichtigste Entscheidungsgröße im Sinne der Ziele der Energiewende und einer klimafreundlichen Energiepolitik ist. Als dritte ebenfalls wichtige Größe werden die Energiekosten der Nutzenergie berechnet, um die Wirtschaftlichkeit zu charakterisieren.

3.2 Technologische Bewertung

Zur technologischen Bewertung der SuN-Anlagen wurden eine ganze Reihe von Kennwerten und Bewertungsgrößen definiert. Die wichtigsten technologischen bzw. energetischen Kenngrößen für Einzelkomponenten wie auch für das Gesamtsystem werden im Folgenden vorgestellt.

3.2.1 Bewertungskriterien für Einzelkomponenten

Um eine Aussage über die Effizienz der eingesetzten Einzelkomponenten im Versorgungssystem treffen zu können, wurden vor allem deren Nutzungsgrade bestimmt. Im Falle von Wärmepumpen wurden entsprechend Jahresarbeitszahlen definiert.

Der thermische Nutzungsgrad der Solarthermieanlage $\eta_{th,ST}$ wird bestimmt als Verhältnis zwischen $E_{th,ST,EEZ}$, dem Ertrag der Solarthermieanlage ST welcher an die erweiterte Energiezentrale EEZ abgegeben wird und der den Sonnenkollektoren zur Verfügung stehenden Strahlungsenergie G , multipliziert mit der Bruttokollektorfläche A_{ST} .

$$\eta_{th,ST} = \frac{E_{th,ST,EEZ}}{G \cdot A_{ST}} \quad \text{Gl. 1}$$

Die Bestimmung des thermischen Nutzungsgrades eines thermischen Energiespeichers $\eta_{th,TES}$ bildet das Verhältnis zwischen der aus dem Speicher abgeführten Energiemenge $E_{th,TES,ent}$ und der dem thermischen Energiespeicher zugeführten Energiemenge $E_{th,TES,bel}$.

$$\eta_{th,TES} = \frac{E_{th,TES,ent}}{E_{th,TES,bel}} \quad \text{Gl. 2}$$

Bei saisonalen thermischen Energiespeichern ist eine Bilanzierung über mehrere Betriebsjahre anzustreben. Bei der Bewertung muss entsprechend der Betrachtungszeitraum angegeben und ggf. Differenzen im Beladezustand zu Beginn und Ende des Betrachtungszeitraums berücksichtigt werden.

Die Jahresarbeitszahl einer Kompressionswärmepumpe JAZ_{WP} wird definiert als Verhältnis zwischen der von der Wärmepumpe erzeugten Nutzwärme $E_{th,WP,ges}$ und der gesamten hierfür benötigten elektrischen Antriebsenergie $E_{el,ges,WP}$ im betrachteten Bewertungszeitraum.

$$JAZ_{WP} = \frac{E_{th,WP,ges}}{E_{el,ges,WP}} \quad \text{Gl. 3}$$

Analog zur Definition der Jahresarbeitszahl von Kompressionswärmepumpen kann auch die Jahresarbeitszahl thermisch angetriebener Wärmepumpen JAZ_{AWP} definiert werden. Bezugsgröße ist in diesem Fall die gesamte Wärme, die der Wärmepumpe im Betrachtungszeitraum zugeführt wurde:

$$JAZ_{AWP} = \frac{E_{th,AWP,ges}}{E_{th,ges,AWP}} \quad \text{Gl. 4}$$

Zur Beurteilung der Effizienz einer brennstoffbasierten Nachheizung kann generell der folgende Ansatz gewählt werden:

$$\eta_{th,NH} = \frac{E_{th,NH,EEZ}}{m_i \cdot H_i} \quad \text{Gl. 5}$$

Die Größe $E_{th,NH,EEZ}$ steht dabei für die gesamte thermische Energie, die im Betrachtungszeitraum von der Nachheizung an die erweiterte Energiezentrale abgegeben wird. Die, im gleichen Betrachtungszeitraum, zugeführte Energie des Brennstoffes i berechnet sich aus dem Produkt der zugeführten Brennstoffmasse m_i und dem Heizwert des Brennstoffes H_i . Dieser Nutzungsgrad lässt sich für alle Feuerungsanlagen innerhalb des Versorgungssystems anwenden. Wird dem Versorgungssystem Fernwärme als Nachheizwärme zugeführt, wird der Nutzungsgrad als „1“ definiert. Fernwärme gilt in diesem Zusammenhang nicht als brennstoffbasiert, da diese Energiewandlung in einer vorgelagerten Kette zum betrachteten Bilanzraum erfolgt. Dementsprechend ist im Falle einer Fernwärmenutzung „Wärme“ die in den Bilanzraum VS einfließende Endenergieform.

Zur Bestimmung der thermischen Effizienz des Wärmenetzes wurde der thermische Nutzungsgrad des Wärmenetzes $\eta_{th,netz}$ definiert. Er wird aus dem Verhältnis zwischen der Summe der im Betrachtungszeitraum an den Hausübergabestationen abgegebenen Wärmemenge $E_{th,HÜ,ges}$ und der an der erweiterten Energiezentrale dem Netz zugeführten Wärmemenge $E_{th,EEZ,ges}$ berechnet und gilt auch, wenn dezentrale Wärmeerzeuger (als Teil der EEZ) in das Wärmenetz einspeisen:

$$\eta_{th,netz} = \frac{E_{th,HÜ,ges}}{E_{th,EEZ,ges}} \quad \text{Gl. 6}$$

3.2.2 Bewertungskriterien für das gesamte Versorgungssystem

Während die Bewertung einer einzelnen Systemkomponente Aufschluss darüber geben kann, ob diese sinnvoll ins System integriert wurde und durch die Anlagenregelung effizient eingesetzt wird, ist beim Vergleich von SuN-Anlagen eher die Bewertung der Gesamtanlage, bzw. des gesamten Versorgungssystems aussagekräftig, die eine Aussage über das Zusammenspiel aller Anlagenkomponenten zulässt. Die wichtigsten Bewertungskriterien, die im Rahmen des Projektes zur Bewertung des gesamten Versorgungssystems definiert wurden, werden im Folgenden vorgestellt.

Eine verbreitetes Bewertungskriterium zur Bewertung von Versorgungssystemen mit solaren Energieerzeugern ist der solarthermische Deckungsanteil $f_{th,sol}$.

$$f_{th,sol} = \frac{E_{th,ST,EEZ}}{E_{th,VS,nutz} + E_{th,VS,verl}} \quad \text{Gl. 7}$$

In der für das Projekt futureSuN gewählten Definition wird er aus dem Verhältnis zwischen dem an die erweiterte Energiezentrale EEZ gelieferten Ertrag der Solarthermieanlage $E_{th,ST,EEZ}$ zu der Summe der gesamten an den Nutzer gelieferte Energie (Nutzenergie) $E_{th,VS,nutz}$ und den nicht nutzbaren Wärmeverlusten des Versorgungssystems $E_{th,VS,verl}$ gebildet. Diese Definition wurde gewählt, da sie einfach für jede Art von Anlagentopologie anwendbar ist, und damit einen Vergleich der unterschiedlichen Anlagen ermöglicht. Da diese Definition nicht mit den bisher verwendeten Definitionen zur Berechnung des solarthermischen Deckungsanteils für die Bestandsanlagen übereinstimmt, können die neu berechneten Deckungsanteile von den bisher veröffentlichten Werten der Anlagen abweichen.

Bei zukünftigen Konzepten muss zwischen den thermischen Deckungsanteilen solarthermischer und solarelektrischer Wärmeerzeuger unterschieden werden, z.B.

- Deckungsanteil solarthermischer Wärmeerzeuger = $f_{th,sol,ST}$ und
- Deckungsanteil solarelektrischer Wärmeerzeuger = $f_{th,sol,PV}$

Der gesamte solarthermische Deckungsanteil setzt sich dann zusammen aus der Summe der beiden oben genannten Deckungsanteile:

$$f_{th,sol} = f_{th,sol,ST} + f_{th,sol,PV} \quad \text{Gl. 8}$$

Der solarelektrische Deckungsanteil $f_{el,sol}$ beschreibt das Verhältnis zwischen dem im System genutzten Ertrag der Photovoltaikanlage $E_{el,PV,EEZ,eig}$ zur gesamten von der erweiterten Energiezentrale gelieferten elektrischen Energie $E_{el,EEZ,nutz}$. Analog zur Wärmeversorgung wird hier davon ausgegangen, dass letzterer auch den Strombedarf der angeschlossenen Gebäude enthält.

$$f_{el,sol} = \frac{E_{el,PV,EEZ,eig}}{E_{el,EEZ,nutz}} \quad \text{Gl. 9}$$

Dieser Deckungsanteil kann nicht mehr als 100 % erreichen, da er nur den im System genutzten Ertrag berücksichtigt und keine Netzeinspeisung (bei Solarthermie wird dies stillschweigend vorausgesetzt).

Die Frage, wie viel der lokal erzeugten erneuerbaren Energien (EE) direkt im System verbraucht wird, kann durch das Bewertungskriterium Eigennutzungsgrad ENG beschrieben werden. Er ist definiert als das Verhältnis der lokal zeitgleich erzeugten und genutzten erneuerbaren Energie $\sum E_{reg,eig}$ zur gesamten lokal erzeugten erneuerbaren Energie $\sum E_{reg}$. Bei dieser Größe ist zu beachten, dass sowohl alle thermischen als auch elektrischen EE berücksichtigt werden müssen.

$$\begin{aligned} ENG &= \frac{\text{lokal zeitgleich erzeugte und genutzte } EE}{\text{gesamte lokal erzeugte } EE} = \frac{\sum E_{reg,eig}}{\sum E_{reg}} \\ &= \frac{\sum E_{th,reg,eig} + \sum E_{el,reg,eig}}{\sum E_{th,reg} + \sum E_{el,reg}} \end{aligned} \quad \text{Gl. 10}$$

Welcher Anteil des gesamten Energiebedarfs im Versorgungssystem $\sum E_{VS,ges}$ durch lokal erzeugte Erneuerbare Energien $\sum E_{reg,eig}$ gedeckt werden kann, kann durch den (regenerativen) Eigenversorgungsgrad EVG bestimmt werden. Auch hier werden wieder sowohl thermische als auch elektrische Anteile berücksichtigt. „Zeitgleich“ meint in der Simulation gleichzeitige Erzeugung und Verbrauch innerhalb eines Zeitschrittes. Energiespeicherung zum späteren Verbrauch ist in der Nutzung eingeschlossen. In der Praxis sind möglicherweise nicht immer alle Energiegrößen gemessen (insbesondere Umweltwärme). Dies macht die Berechnung über die „regenerative“ Schreibweise fehleranfälliger. Für die Simulationsergebnisse stellt dies kein Problem dar. Empfohlen wird daher die

Berechnung über die „fossile“ Schreibweise. Generell gilt, dass nur die Berechnung erfolgen darf, die auch korrekt durchgeführt werden kann, sprich, für die auch alle Daten vorliegen.

$$\begin{aligned}
 EVG &= \frac{\text{lokal zeitgleich erzeugte und genutzte EE}}{\text{Energiebedarf gesamtes Versorgungssystem}} = \frac{\sum E_{reg,eig}}{\sum E_{VS,ges}} \\
 &= \frac{\sum E_{reg,eig}}{\sum E_{VS,nutz} + \sum E_{EEZ,zentr,verl}} \\
 &= \frac{\sum E_{th,reg,eig} + \sum E_{el,reg,eig}}{\sum E_{th,VS,nutz} + \sum E_{el,VS,nutz} + \sum E_{EEZ,zentr,verl}} = 1 - \frac{\sum E_{fossil}}{\sum E_{VS,ges}}
 \end{aligned}
 \tag{Gl. 11}$$

Der absolute kumulierte Energieverbrauch $KEV_{VS,a}$ im Versorgungssystem wird aus der Summe der Energiemengen $E_{th/el,i,VS}$ aller eingesetzten Energieträger i , gewichtet mit dem jeweiligen kumulierten Energieverbrauch KEV_i , berechnet.

$$KEV_{VS,a} = \sum_i KEV_i \cdot E_{th/el,i,VS}
 \tag{Gl. 12}$$

Um den relativen kumulierten Energieverbrauch des gesamten Versorgungssystems KEV_{VS} zu berechnen, wird der absolute kumulierte Energieverbrauch $KEV_{VS,a}$, ermittelt nach Gl. 12, durch die Summe der gesamten dem Nutzer übertragenen Energie des Systems $E_{VS,nutz}$ geteilt.

$$KEV_{VS} = \frac{KEV_{VS,a}}{E_{VS,nutz}}
 \tag{Gl. 13}$$

Tabelle 1 und Tabelle 2 geben einen Überblick über die in futureSuN verwendeten KEV-Werte. Für die Bewertung der Anlagen in futureSuN wurden KEV-Werte und äquivalente CO₂-Emissionen auf Grundlage der GEMIS-Datenbank (Version 4.95) verwendet [linas 2017].

Tabelle 1: Kumulierter Energieverbrauch KEV gängiger Energieversorgungsoptionen in [kWh_{primär}/kWh]. Bezugsjahr 2010, Quelle: GEMIS (teilweise mit eigenen Anpassungen³).

Option	KEV Summe [kWh _{primär} /kWh]	KEV-Anteil nicht erneuerbar [kWh _{primär} /kWh]
Öl ³	1,15	1,15
Gas ³	1,13	1,13
Fernwärme mix DE	1,15	0,91
Stückholz ³	1,01	0,00
Holz-Pellets ³	1,07	0,06
Holz-Hackschnitzel ³	1,04	0,03
Nahwärme Biogas mix DE	1,27	0,27

³ Änderung des GEMIS-Prozesses so, dass der Nutzungsgrad des Kessels zu 100 % angenommen wurde. So kann zur Bewertung der futureSuN-Anlagen der jeweils vorliegende Nutzungsgrad verwendet werden.

Tabelle 2: Kumulierter Energieverbrauch KEV des deutschen Strommixes in [kWh_{primär}/kWh]. Zeitreihe von 2000 bis 2016 und Szenarien für 2020, 2030 und 2050. Quelle: GEMIS.

Option	KEV-Anteil nicht erneuerbar [kWh _{primär} /kWh]	KEV gesamt [kWh _{primär} /kWh]
Strom lokal 2000	2,72	2,86
Strom lokal 2005	2,54	2,77
Strom lokal 2010	2,35	2,76
Strom lokal 2011	2,21	2,68
Strom lokal 2012	2,13	2,65
Strom lokal 2013	2,10	2,64
Strom lokal 2014	2,05	2,63
Strom lokal 2015	1,92	2,55
Strom lokal 2016	1,92	2,55
Strom lokal 2020	1,44	2,18
Strom lokal 2030	0,65	1,60
Strom lokal 2050	0,06	1,15

Ein weiteres zentrales Kriterium sind die Treibhausgasemissionen. Wann immer im Bericht von CO₂-Emissionen die Rede ist, sind stets die äquivalenten CO₂-Emissionen gemeint. Die absoluten äquivalenten CO₂-Emissionen $CO_2\ddot{A}q_{VS,a}$ werden aus der Summe der Energiemengen $E_{th/el,i,VS}$ aller eingesetzten Endenergieträger i berechnet, multipliziert mit den jeweiligen CO₂-Emissionen $CO_2\ddot{A}q_i$.

$$CO_2\ddot{A}q_{VS,a} = \sum_i CO_2\ddot{A}q_i \cdot E_{th/el,i,VS} \quad \text{Gl. 14}$$

Analog zum kumulierten Energieverbrauch des Versorgungssystems werden die anteiligen CO₂-Emissionen des Versorgungssystems $CO_2\ddot{A}q_{VS}$ durch einen Bezug der absoluten CO₂-Emissionen $CO_2\ddot{A}q_{VS,a}$ auf die Summe der gesamten verkauften Energie des Systems $E_{VS,nutz}$ bestimmt.

$$CO_2\ddot{A}q_{VS} = \frac{CO_2\ddot{A}q_{VS,a}}{E_{VS,nutz}} \quad \text{Gl. 15}$$

In Tabelle 3 und Tabelle 4 werden die äquivalenten CO₂-Emissionen aufgelistet, die im Projekt futureSuN zur Anlagenbewertung verwendet werden. Um die Gutschrift von Netzeinspeisungen zu ermitteln werden dieselben Faktoren verwendet wie für den Netzbezug.

Tabelle 3: Äquivalente CO₂-Emissionen gängiger Energieversorgungsoptionen in [g/kWh]. Bezugsjahr 2010, Quelle: GEMIS (teilweise mit eigenen Anpassungen³).

Option	CO ₂ Äq.-Emissionen [g/kWh]
Öl ³	311
Gas ³	243
Fernwärme mix DE	261
Stückholz ³	13
Holz-Pellets ³	16
Holz-Hackschnitzel ³	13
Nahwärme Biogas mix DE	98

Tabelle 4: CO₂-Äq.-Emissionen des deutschen Strommixes in [g/kWh]. Zeitreihe von 2000 bis 2016 und Szenarien für 2020, 2030 und 2050. Quelle: GEMIS.

Option	CO ₂ -Äq.-Emissionen [g/kWh]
Strom lokal 2000	679
Strom lokal 2005	635
Strom lokal 2010	605
Strom lokal 2011	611
Strom lokal 2012	612
Strom lokal 2013	612
Strom lokal 2014	598
Strom lokal 2015	564
Strom lokal 2016	567
Strom lokal 2020	380
Strom lokal 2030	195
Strom lokal 2050	22

Die CO₂-Vermeidungskosten $\Delta CO_{2,cost}$ beschreiben, welche Kosten erforderlich sind, um eine gewisse Menge an CO₂-äquivalenten Emissionen einzusparen. Solche Vermeidungskosten werden in manchen Quellen über Investitionskosten ermittelt, im Projekt sind sie jedoch auf jährliche Kosten bezogen. Vermeidungskosten benötigen als Bezug stets ein Referenzsystem. Dieses Referenzsystem, was zumeist einen Status-Quo repräsentiert, hat eine gegebene Menge an jährlichen CO₂-Emissionen und eine gegebene jährliche Gesamtannuität, sprich Kosten der Energieversorgung. Ein regenerativ versorgtes System weist typischerweise geringere CO₂-Emissionen auf, hat dafür jedoch eine geringere Gesamtannuität, also größere Kosten. Der Quotient aus Mehrkosten der Gesamtannuität und CO₂-Einsparungen ergibt die Vermeidungskosten: So viele Euro sind jedes Jahr erforderlich, um eine Tonne CO₂ einzusparen. Vorteilhaft an dieser Rechenweise ist, dass die Vermeidungskosten direkt mit einer CO₂-Bepreisung, z. B. auf fossile Energieträger, verglichen werden können. Es ist

$$\Delta CO_{2,cost} = \frac{\Delta A_N}{\Delta CO_2} = \frac{\text{Mehrkosten Gesamtannuität}}{\text{CO}_2\text{-Einsparungen}} = \frac{\text{Kosten}_{\text{Szenario}} - \text{Kosten}_{\text{Referenz}}}{(-1) \cdot (\text{CO}_{2\text{Szenario}} - \text{CO}_{2\text{Referenz}})} \quad \text{Gl. 16}$$

Die Vermeidungskosten können negativ ausfallen, wenn gleichzeitig Kosten und Emissionen eingespart werden. Dies ist typischerweise bei der Installation von PV der Fall. Für den theoretischen Fall von $\Delta CO_2 < 0$ (höhere Emissionen) und $\Delta A_N > 0$ resultieren ebenfalls CO₂-Vermeidungskosten kleiner null. Dieser Fall gilt als nicht definiert, da gar keine Emissionen vermieden werden.

3.2.3 Überprüfung der Energiebilanz

Ergänzend zur Berechnung des solarthermischen Deckungsanteils nach Gleichung Gl. 7 ist folgende Darstellung empfehlenswert, um die Qualität der Messdatenerfassung zu kontrollieren.

Die Definition des solarthermischen Deckungsanteils aus Kapitel 3.2.2 lautet wie folgt:

$$f_{th,sol} = \frac{E_{th,ST,EEZ}}{E_{th,VS,nutz} + E_{th,EEZ,zentr,verl}} \quad \text{Gl. 17}$$

Es ist:

$E_{th,ST,EEZ}$: Summe der Solarwärme, die im Betrachtungszeitraum über den/die Solarwärmeübertrager in den Bilanzraum EEZ abgegeben wird.

$E_{th,VS,nutz}$: Die gesamte Nutzwärme des Versorgungsystems.

$E_{th,EEZ,zentr,verl}$: Summe der thermischen Verluste (Wärmespeicher, Wärmenetz, Energiezentrale, ...) im Bilanzraum „Erweiterte Energiezentrale“.

Unter der Bedingung, dass keine weiteren erneuerbaren Quellen erschlossen sind, ist die inverse Definition (thermischer Eigenversorgungsgrad angelehnt an Gl. 11)

$$EVG_{th,EEZ} = 1 - \frac{\sum E_{th,fossil}}{\sum E_{th,VS,nutz}} \quad \text{Gl. 18}$$

dieser grundsätzlich gleichbedeutend. Vor allem die Nutzung von Anergie über Erdwärmesonden oder durch Luftwärmepumpen birgt an dieser Stelle jedoch ein Fehlerpotential, da diese Energiemengen in der Praxis meist nicht messtechnisch erfasst werden können. Um die vollständige Erfassung aller Energieströme zu überprüfen, kann folgende Darstellung gewählt werden, in die Ergebnisse beider Berechnungsarten gegeneinander aufgetragen werden. Abbildung 6 zeigt die Gegenüberstellung für die ausgewerteten Bestandsanlagen

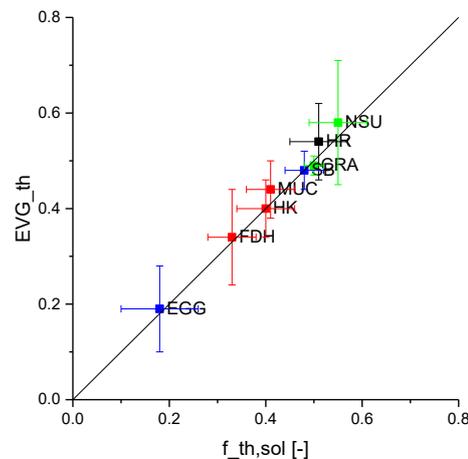


Abbildung 6: Gegenüberstellung der beiden Definitionsarten $f_{th,sol}$ und $EVG_{th,EEZ}$. Die Einheitslinie indiziert ob die beiden Berechnungsarten gleichbedeutend sind.

Bei einer vollständigen Bilanzierung aller relevanter Energie im Versorgungssystem sollten die beiden Definitionen zum identischen Ergebnis kommen und somit auf der Einheitsgeraden im Diagramm liegen. Man erkennt, dass für alle ausgewerteten Bestandsanlagen beide Berechnungsarten zu annähernd dem gleichen Ergebnis kommen. Außerdem ist zu bemerken, dass das Ergebnis durch Berechnung von $f_{th,sol}$ in der Regel größer (und damit besser) ist als durch die Berechnung über $EVG_{th,EEZ}$.

3.2.4 Anlagenergebnis unter geänderten Randbedingungen

Bei der Bewertung der Anlagen unter Verwendung der oben definierten Ergebnisgrößen findet üblicherweise der Vergleich zum angestrebten Planungswert statt. Dies wird auch in den nachfolgenden Kapiteln 4.1 bei der technischen Bewertung der Bestandsanlagen der Fall sein. Dabei ist jedoch

unbedingt zu beachten, dass die realisierte Anlage niemals unter den angenommenen Randbedingungen der Anlagenplanung arbeitet. So ändern sich im realen Betrieb vor allem klimatische Randbedingungen wie Gradtagszahlen und solare Einstrahlung sowie auch das prognostizierte Nutzerverhalten. Beides führt u.a. zu einer Änderung in der Nutzenergie. Auch kann es vorkommen, dass sich die Struktur des versorgten Quartiers ändert, wenn zum Beispiel zusätzliche Nutzer an die Anlage angeschlossen werden. All diesen Änderungen gegenüber der Planung und Auslegungssimulation ist bei der technischen Bewertung der Anlage Rechnung zu tragen, weswegen der Vergleich mit einem singulären Planungswert unzulässig ist.

Aus diesem Grund wird dringend empfohlen sowohl den Planungswert, als auch das experimentelle Anlagenergebnis als Funktion der veränderlichen Randbedingungen anzugeben und ggf. zu korrigieren. Abbildung 7 zeigt beispielhaft das Anlagenergebnis solarthermischer Deckungsanteil $f_{th,sol}$ der SuN München Ackermannbogen gemäß neuer Definition in Kapitel 3.2.2 als Funktion der thermischen Nutzenergie bei Hausübergabe. Man erkennt trotz statistischer Schwankungen des Ergebniswertes $f_{th,sol}$ eine klare Abhängigkeit von der thermischen Nutzenergie. Im Falle eines Vergleichs von experimentellem Anlagenergebnis und Planungswert sollte dieser also zwingend auch bei gleicher Nutzenergie erfolgen.

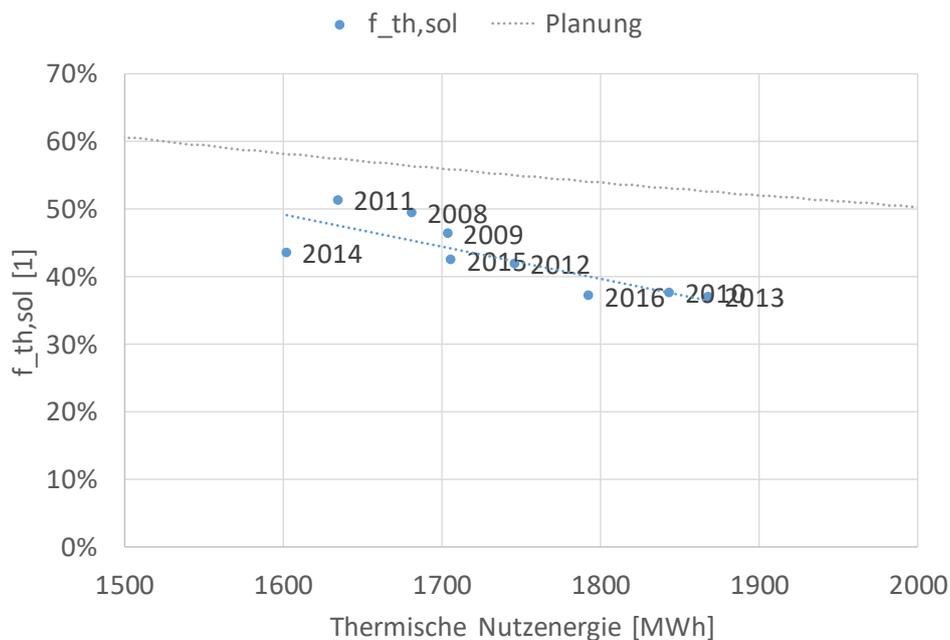


Abbildung 7: Solare Deckungsrate der SuN München Ackermannbogen aus den Betriebsjahren 2008 bis 2016 (blau) in Abhängigkeit der Nutzenergie (Wärme) bei Hausübergabe. Vergleich zum simulierten Planungswert zum Zeitpunkt der Realisierung.

3.3 Ökologische Bewertung

3.3.1 Schnelltest zur ökologischen Bewertung von SuN-Anlagen

Zur ökologischen Bewertung von Nahwärmesystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energien und Langzeitwärmespeichern wurde ein „Schnelltest zur ökologischen Bewertung von SuN-Anlagen“ entwickelt. Dieser verfolgt das Ziel einer Erstabschätzung der Umweltwirkungen eines Versorgungskonzepts über dessen Nutzungsdauer, ohne aufwändige Sach- und Massenbilanzen durchführen zu müssen. Als Eingangsparameter dienen charakteristische Größen der unterschiedlichen Komponenten sowie die, für den Betrieb notwendigen, Endenergiemengen. Durch die Betrachtung des Strom- und Wärmebedarfs im Versorgungsgebiet können Konzepte abgebildet werden, welche durch Sektorkopplung gekennzeichnet sind und die Versorgung durch eine Kombination mehrerer lokaler Wärme- und Stromerzeuger erreichen.

Als Ergebnis werden folgende Umweltwirkungen ausgegeben:

1. Kumulierter Energieverbrauch KEV_{Vs}
2. CO₂-Emissionen $CO_2\ddot{A}q_{Vs}$
3. Versauerungspotenzial AP (SO₂-Emissionen)

Die Ergebnisse werden als jährliche Emissionswerte und als spezifische Werte ausgegeben. Letztere sind bezogen auf den Wärme- und Strombedarf der an das Wärmenetz angeschlossenen Nutzer (Schnittstelle für den Wärmebedarf ist die Hausübergabestation).

Die Zusatzfunktionen „Massenbilanz“ und „Sensitivitätsanalyse“ schaffen mehr Transparenz zu den Hintergrunddaten und ermöglichen es, die Ergebnisse des Schnelltests zu Plausibilisieren.

Zur Bewertung der Umwelteinwirkungen aus der Herstellung eingesetzter Komponenten werden vorrangig spezifische Werte aus der Umweltdatenbank Ökobaudat (Stand 2017) verwendet. Für Komponenten die in dieser Datenbank nicht direkt abgebildet sind, wurden Kennwerte anhand vorhandener Sachbilanzen und materialspezifischer Daten aus Ökobaudat berechnet. Für jede Komponente wird in der ökologischen Bewertung eine individuelle Nutzungszeit berücksichtigt. Die im entwickelten Schnelltest zur ökologischen Bewertung beinhalteten Komponenten sind an Anhang D.7, Tabelle 39 aufgelistet.

Die Bewertung der Nutzungsphase erfolgt anhand der eingesetzten Endenergiearten und –mengen, deren Umwelteinwirkungen wiederum aus Emissionswerten der Umweltdatenbank GEMIS berechnet werden (siehe auch Kapitel 3.2.2).

Um eine gesamtenergetische Betrachtung und Bewertung der untersuchten Konzepte zu erreichen, wird für die Nutzungsphase auch der Stromverbrauch im Wärmeversorgungsgebiet berücksichtigt (sogenannter Nutzerstrom). Dies ist unerlässlich, da in den Konzepten KWK-Anlagen und Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien mitbetrachtet werden und deren Stromerzeugung mit dem gesamten Stromverbrauch im Versorgungsgebiet bilanziert werden muss. Somit wird die Interaktion der Quartiere mit dem öffentlichen Stromnetz ebenfalls (vereinfacht) abgebildet. Der Bezug aus dem öffentlichen Stromnetz und die Einspeisung von Strom in das selbige werden in Form zusätzlichem Endenergiebedarfs bzw. Primärenergie- und Emissionsgutschriften berücksichtigt. Der Nutzerstrom fließt wiederum als Bezugsgröße zur Bestimmung der spezifischen Umwelteinwirkungen ein.

Die Ergebnisausgabe des Schnelltests erfolgt in Form von Diagrammen. Es werden die jährlichen Umwelteinwirkungen als absolute Werte und als relative Anteile am Gesamtergebnis dargestellt. Zum einen werden ausschließlich die jährlichen Umwelteinwirkungen durch die Anlagenherstellung absolut (Abbildung 8) und relativ dargestellt (Abbildung 9). Es handelt sich dabei um ausschließlich zur

Beschreibung des entwickelten Werkzeugs generierten Daten die keine realen Anlagendaten darstellen. Die Darstellung relativer Werte lässt eine Analyse über den Beitrag jeder Komponente zum Gesamtergebnis zu.

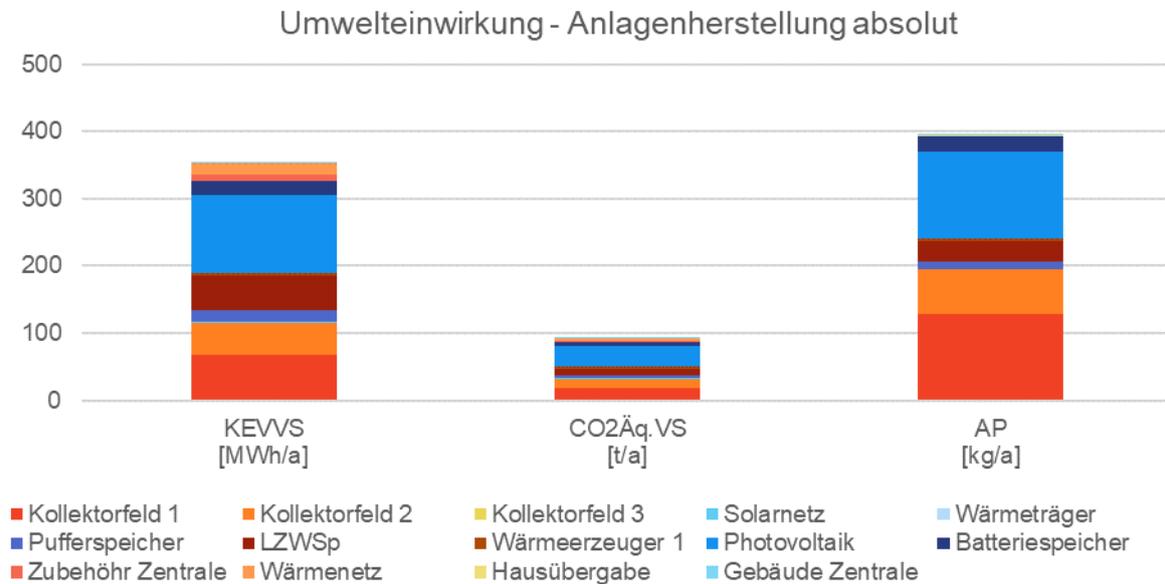


Abbildung 8: Darstellung „jährliche Umwelteinwirkung durch die Anlagenherstellung - absolut“

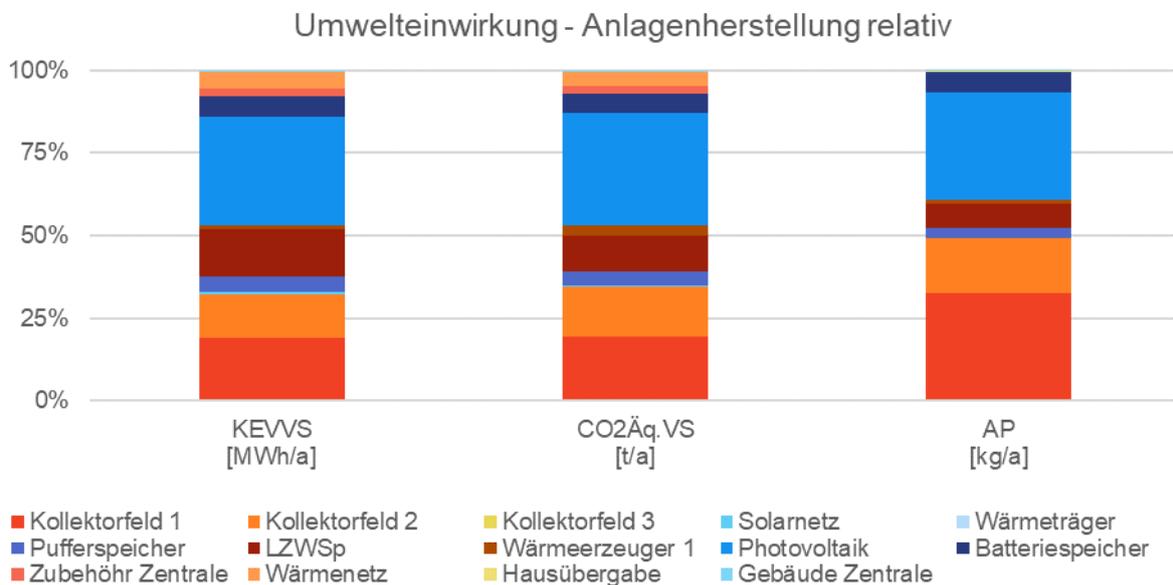


Abbildung 9: Darstellung „jährliche Umwelteinwirkung durch die Anlagenherstellung - relativ“

Des Weiteren werden die Ergebnisse aus Anlagenherstellung und Nutzungsphase kombiniert dargestellt. Dafür wird die Herstellung der Einzelkomponenten zusammengefasst und die Umwelteinwirkung aus der Nutzungsphase für jeden eingesetzten Energieträger dargestellt. Die Einspeisung von Strom in das öffentliche Netz wird dabei mit einer Gutschrift berücksichtigt. Die Höhe der spezifischen Gutschrift entspricht dabei der Umwelteinwirkung des Strom-Netzbezugs. Die

Ergebnisse werden mit und ohne Gutschrift für die Einspeisung dargestellt (Abbildung 10). Eine relative Darstellung des Ergebnisses ist ebenfalls möglich (Abbildung 11).

Neben den jährlichen Umwelteinwirkungen werden auch die Ergebnisse bezogen auf den Energiebedarf für Wärme und Strom im Versorgungsgebiet dargestellt (Abbildung 12).

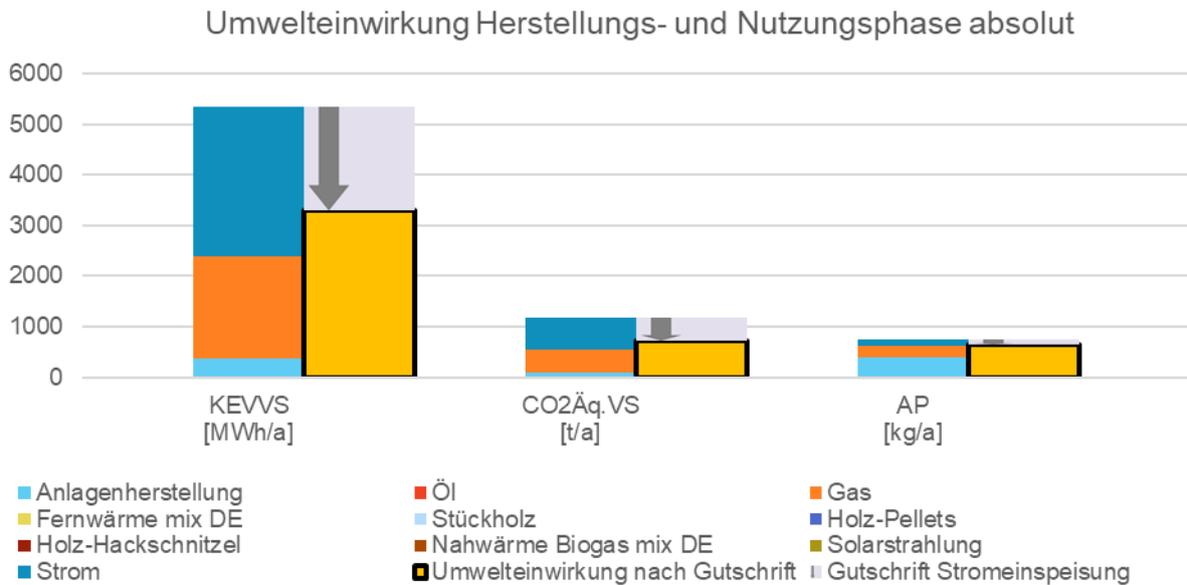


Abbildung 10: Darstellung „jährliche Umwelteinwirkung durch Herstellung und Nutzung - absolut“

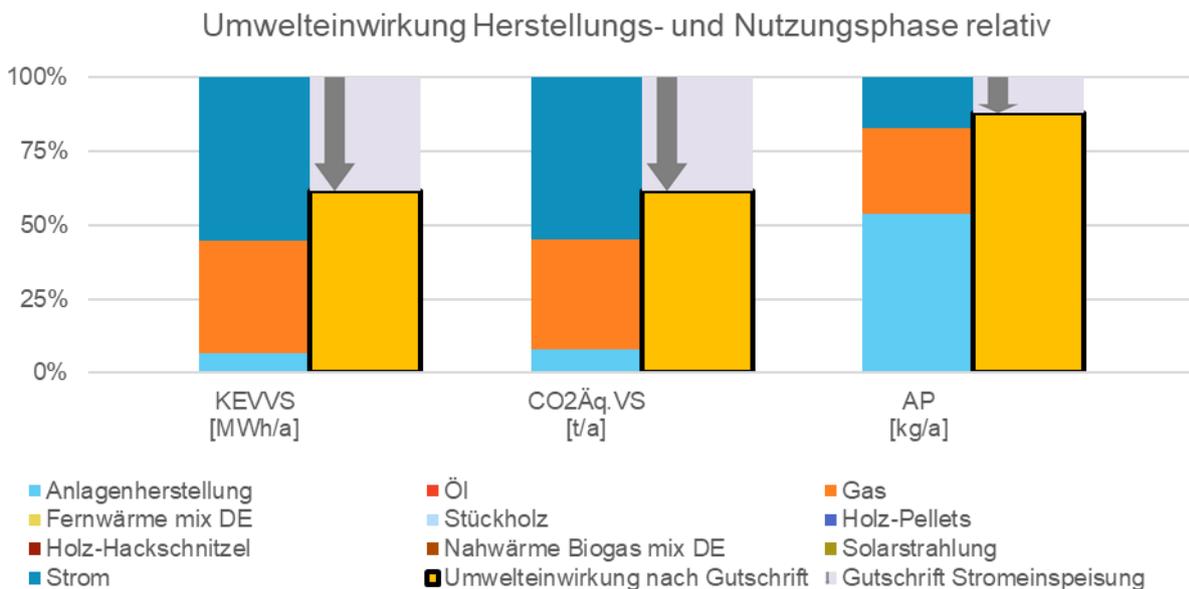


Abbildung 11: Darstellung „jährliche Umwelteinwirkung durch Herstellung und Nutzung - relativ“

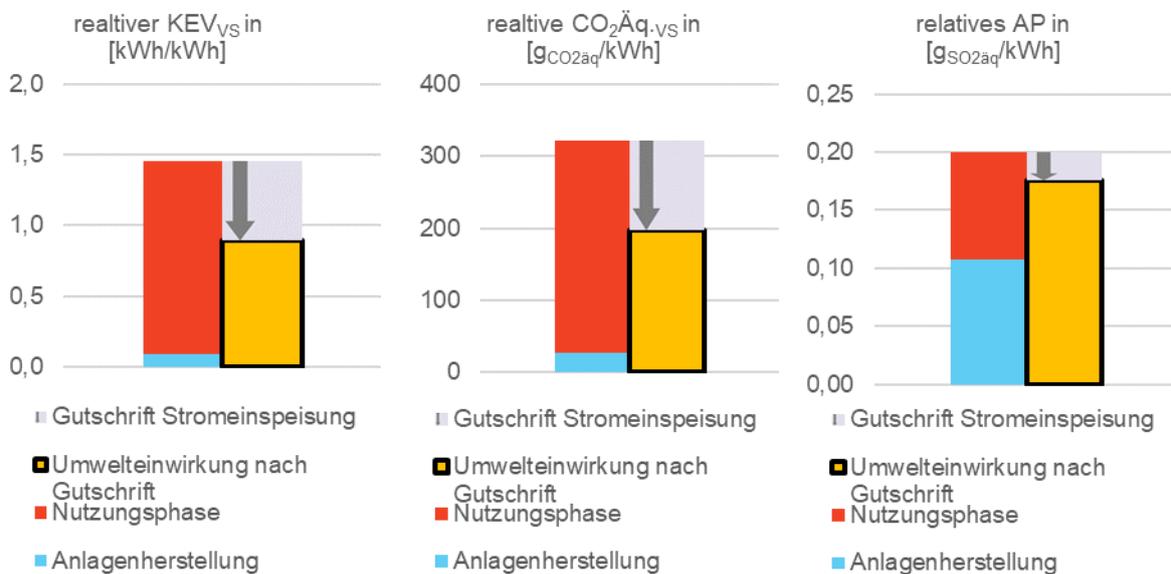


Abbildung 12: Ergebnisdiagramme für Umwelteinwirkung je kWh Nutzenergie mit und ohne Gutschrift für Stromeinspeisung. Nutzenergie = Strom- und Wärmebedarf im Quartier

Massenauszüge und Sensitivitätsanalyse

Aufgrund einiger starker Vereinfachungen in der Abbildung der ökologischen Herstellungskosten im entwickelten Schnelltest gilt es, eine Möglichkeit der Plausibilisierung der Ergebnisse zu schaffen. Dies wird durch Massenauszüge für einzelne Komponenten und eine Sensitivitätsanalyse erreicht.

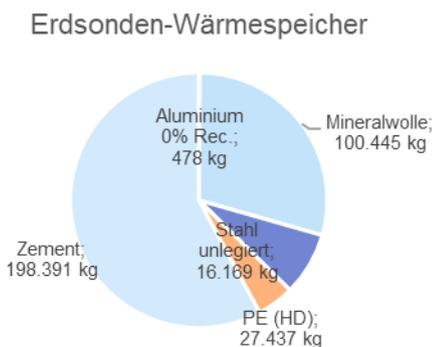


Abbildung 13: Beispiel eines Massenauszugs

Für Komponenten, deren Umwelteinwirkung aus eigenen Sach- und Massenbilanzen (abgeleitet aus umgesetzten Projekten) extrapoliert werden, können Massenauszüge generiert werden, welche sich aus der Komponentendimensionierung des untersuchten Projekts und der hinterlegten spezifischen Massenbilanz ergeben. Diese Massen können dann einer Plausibilitätsprüfung unterzogen werden indem sie mit Planungsdaten oder Erfahrungswerten abgeglichen werden. Abbildung 13 zeigt beispielhaft die aus dem Schnelltest ausgegebene Massenbilanz eines

Erdsonden-Wärmespeichers. Die Massen der unterschiedlichen Materialien können mit vorhandenen Daten zum konkret untersuchten Projekt auf Plausibilität geprüft werden.

In einer weiteren Sensitivitätsanalyse kann der Einfluss einer ausgewählten Komponente auf das Gesamtergebnis der ökologischen Bewertung des untersuchten Systems überprüft werden. Unsicherheiten in den Umwelteinwirkungen einer Komponente können damit hinsichtlich deren Stellenwert in der Gesamtbewertung eingeschätzt werden. Ist der Beitrag einer Komponente zum Gesamtergebnis der ökologischen Bewertung gering, so kann die Unsicherheit, mit der die Bewertung dieser Einzelkomponente behaftet ist, eher toleriert werden. Ist der Beitrag der Einzelkomponente am

Gesamtergebnis groß, lohnt sich eine genauere Betrachtung der Bewertung dieser Einzelkomponente im vorliegenden Schnelltest (durch Ausgabe der Massenbilanz oder durch Prüfung der Komponentenbewertung aus Ökobaudat).

Abbildung 14 verdeutlicht das Prinzip an einem Beispiel. Dargestellt sind die CO₂-Emissionen aus der Anlagenherstellung eines Konzepts. Der Einfluss der Komponente „Photovoltaik“ auf das Gesamtergebnis wird untersucht. Dies wird durch die Eingabe dreier Multiplikatoren erreicht (im Beispiel $F = 0,8, 1,0$ und $1,2$). Die ökologischen Herstellungskosten der Komponente „Photovoltaik“ werden mit diesem Multiplikator F verändert und die resultierenden drei unterschiedlichen Gesamtergebnisse im Diagramm gegenübergestellt. Im Diagramm wird für jede errechnete Variante das errechnete Ergebnis im Verhältnis zum ursprünglichen Ergebnis aus dem Schnelltest in % ausgegeben (im Beispiel 94 %, 100 %, 106 %). Im dargestellten Beispiel fällt die Interpretation demnach wie folgt aus: Eine Reduktion der CO₂-Emissionen der Komponente „Photovoltaik“ durch den Multiplikator 0,8 führt zu einer Reduktion der gesamten CO₂-Emissionen um 6 %-Punkte. Eine Erhöhung der CO₂-Emissionen der gewählten Einzelkomponente um den Faktor 1,2 bringt eine Steigerung der Gesamt-Emissionen um 6 %-Punkte.

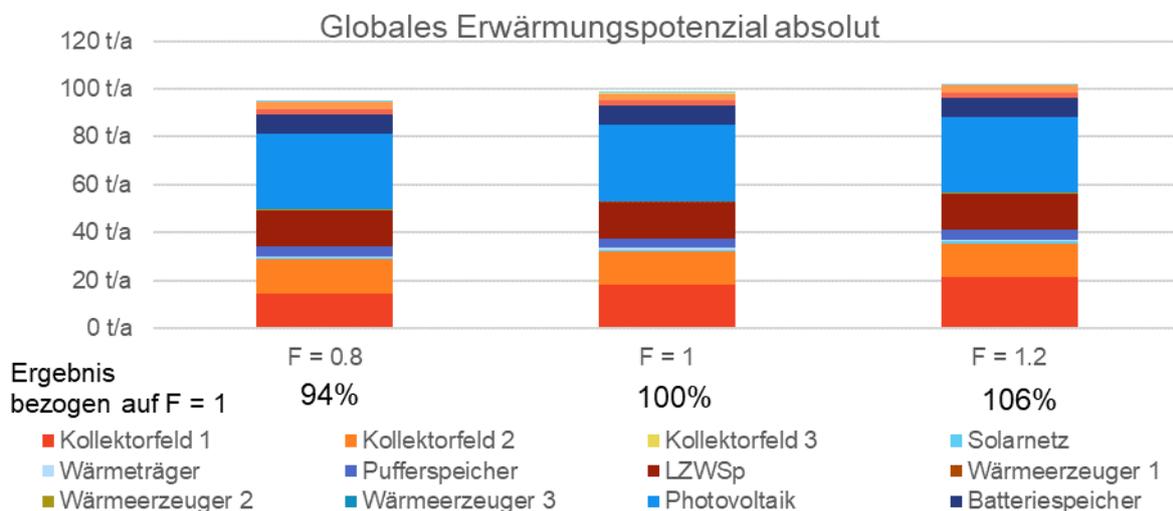


Abbildung 14: Sensibilitätsanalyse im Schnelltest zur ökologischen Bewertung von SuN-Anlagen: Einfluss der Komponente Photovoltaik auf das Gesamtergebnis CO₂-Emissionen

Eine Sensitivitätsanalyse wie im dargestellten Beispiel wird ebenso für die Indikatoren „Primärenergie nicht erneuerbar“ und „Versauerungspotenzial“ ausgegeben. In einer gesonderten Darstellung der relativen Anteile jeder Komponente zum Gesamtergebnis wird die Veränderung des Anteils der betrachteten Komponente am Gesamtergebnis ausgewiesen. Für das betrachtete Beispiel verändert sich der Anteil der Komponente Photovoltaik an den Gesamtemissionen ausgehend von 32 % ($F = 1$) zu 28 % bei $F = 0,8$ bzw. 36 % bei $F = 1,2$.

Mit dem entwickelten „Schnelltest zur ökologischen Bewertung von SuN-Anlagen“ lassen sich also verschiedene Konzepte der solaren Wärmeversorgung abbilden und eine Einschätzung über deren ökologische Auswirkungen durch Herstellung und Betrieb bestimmen. Durch die Betrachtung des Strom- und Wärmebedarfs im Versorgungsgebiet lassen sich auch Konzepte abbilden, welche durch Sektorkopplung gekennzeichnet sind und die Versorgung durch eine Kombination mehrerer lokaler Wärme- und Stromerzeuger erreichen. Die Zusatzfunktionen „Massenbilanz“ und „Sensitivitätsanalyse“ schaffen mehr Transparenz bezüglich der Hintergrunddaten und ermöglichen es, die Ergebnisse des Schnelltest zu Plausibilisieren

3.3.2 Benchmark zur ökologischen Bewertung zukünftiger SuN-Anlagen

Um die im Projekt konzipierten innovativen SuN-Anlagen hinsichtlich ihrer ökologischen Zukunftsfähigkeit zu bewerten, bedarf es einer geeigneten Bewertungsgröße und eines Benchmarks, welcher diese Zielgröße quantitativ definiert. Als geeignete Bewertungsgröße wurden im Rahmen des Projekts futureSuN die Treibhausgas-Emissionen in Form von CO₂-Äquivalenten festgelegt. Diese stellen im Zuge der fortschreitenden Bemühungen den menschengemachten Klimawandel einzugrenzen den allgemein anerkannten Indikator dar. Spätestens mit dem Pariser Klimaabkommen verfolgen alle dem Abkommen beigetretenen Nationen CO₂-Emissionsreduktionsziele, welche sich in CO₂-Äquivalenten messen.

Um die Emissionsreduktionsziele der Bundesregierung Deutschland zu erreichen, müssen die im Bereich Wohnen entstehenden Emissionen in den kommenden Jahren deutlich gesenkt werden. Welche Emissionsbudgets für den Bereich Wohnen im Einklang mit den Zielen der Bundesregierung stehen wurde beispielsweise in [Mahler et al. 2019] herausgearbeitet. Die Studie nennt für das Jahr 2050 einen Zielkorridor für CO₂-Emissionen im Wohnsektor zwischen 0,5 und 0,66 t/(Per. a). In diesem Wert sind die Emissionen inbegriffen, die auf die Herstellung der Gebäude und der für den Betrieb notwendigen Technik zurückzuführen ist. Abbildung 15 veranschaulicht dazu die historische und zukünftig notwendige Entwicklung der CO₂-Emissionen pro Person und Jahr zur Einhaltung der Klimaschutzziele der Bundesregierung Deutschland inklusive des Anteils für den Bereich Wohnen.

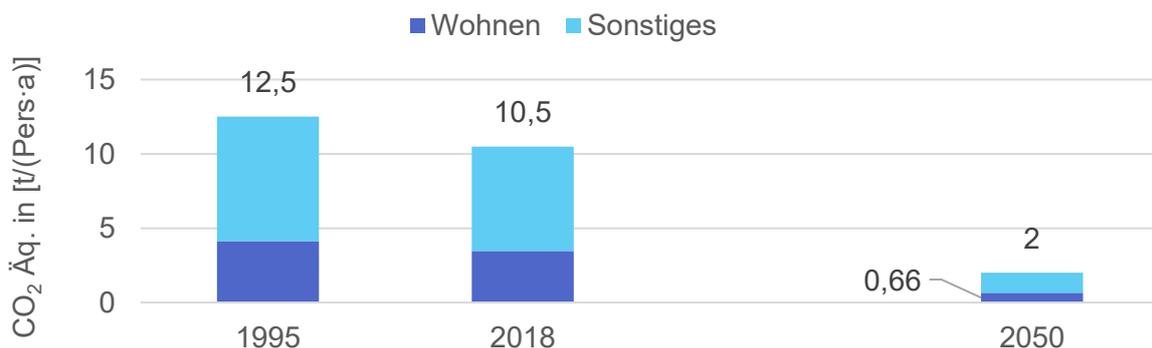


Abbildung 15: Anteil der CO₂-Emissionen für "Wohnen" an den Emissionen pro Einwohner in Deutschland, historisch und entsprechend der Klimaschutzziele für 2050

Da im Rahmen der entwickelten Konzepte die CO₂-Emissionen ausschließlich für die Versorgung der Quartiere mit Wärme und Strom und für die Herstellung der SuN-Anlagen beziffert werden (für die Herstellung der Gebäude hingegen nicht), bedarf es einer Abwandlung der oben genannten Zielwerte. Hinzu kommt, dass sich die CO₂-Emissionen aus den aktuell geltenden Emissionsfaktoren für Endenergieträger und den im Schnelltest zur ökologischen Bewertung von SuN-Anlagen festgehaltenen CO₂-Emissionsfaktoren für die Herstellung der Versorgungsanlagen und Wärmenetze (Stand 2017) berechnen (nicht für Emissionsfaktoren für 2050). Mit einem solchen Ansatz wird einerseits vermieden, fehlerbehaftete Annahmen über Emissionen von Anlagenherstellung und –betrieb treffen zu müssen. Andererseits ist es wesentlich zu untersuchen, inwiefern innovative Konzepte auf Basis heutiger Randbedingungen bereits anspruchsvolle Emissionsziele erreichen können. So können sie unter Berücksichtigung der gesteckten Klimaziele und einer üblichen Nutzungsdauer von über 20 Jahren tatsächlich als zukunftsfähig eingestuft werden. Im Ergebnis wurde für die untersuchten innovativen Anlagenkonzepte ein Emissions-Benchmark von 0,5 t/(Per. a) definiert. An diesem werden die Anlagenkonzepte unter Berücksichtigung der Endenergiebilanzen und der mit der Herstellung der Anlagen verbundenen CO₂-Emissionen gemessen.

3.4 Ökonomische Bewertung

Die Ökonomie einer Technologie ist ein sehr wichtiges Kriterium für dessen Erfolg. In diesem Vorhaben erfolgt die ökonomische Bewertung der SuN-Anlagen anhand der Annuitätenmethode der VDI-Richtlinie „Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen“ VDI 2067 Blatt 1: 2012 [VDI 2067-1]. Auf Grundlage der Richtlinie VDI 2067 ist ein Excel®-Berechnungstool für die ökonomische Bewertung von SuN-Anlagen erstellt worden. Das Excel®-Berechnungstool ist so aufgebaut, dass dieses flexibel und universell einsetzbar ist. Die berechnete Annuität bezieht sich im Excel®-Berechnungstool immer auf die Energiekosten, d.h. es wird ein Mischpreis der Wärme-, und Strombereitstellungskosten im Quartier berechnet. Die Parametrisierung des Excel®-Berechnungstools erfolgte in diesem Forschungsvorhaben anhand der Kostendatenbank, welche von SIZ energie+ für die wichtigsten Komponenten und Annahmen erstellt wurde (siehe Anhang D.9, Seite 290. Die zu treffenden Annahmen sind in globale und lokale Annahmewerten unterteilt. Die Parametrisierung der Komponenten erfolgt in dem Excel®-Berechnungstool jeweils in einem separaten Tabellenblatt durch lokale Werte. Diese sind beispielsweise der Name der Komponente, die Bezugsgröße [Stk., m, m², m³, kW, kWh], Nutzungsdauer, etc. (siehe auch Abbildung 236, Seite 289 im Anhang).

Die globalen Annahmewerte gelten für alle Komponenten der SuN-Anlage und sind im Ergebnistabellenblatt zu definieren (siehe auch Abbildung 235, Seite 289 im Anhang):

- Betrachtungszeitraum (T)
- Zinssatz (i)
- Preisänderungsfaktor der kapital- (r_K), bedarfs- (r_V), betriebsgebundenen (r_B) und der sonstigen (r_S) Kosten
- Preisänderungsfaktor für Instandhaltung und Bedienung (r_{Instand})
- Preisänderungsfaktor für Erlöse (r_E)
- Gesamte Bruttogeschossfläche im Quartier
- Jährliche verkaufte Wärme bzw. abgerechnete Wärme im Quartier
- Jährlicher Strombedarf der Haushalte

Um eine neue Technologie wettbewerbsfähig einführen zu können, sind entsprechende Förderungen notwendig. Daher bietet das Excel®-Berechnungstool die Möglichkeit drei unterschiedliche prozentuale Fördersätze auf die Investitionskosten einer Komponente zu berücksichtigen. In der aktuellen Betrachtungsweise der SuN-Anlagen sind diese:

- Prozentualer Baukostenzuschlag (BKZ) für das Wärmenetz der Hausübergabe
- Prozentualer Fördersatz zur Förderung von regenerativer Energien und zur Steigerung der Energieeffizienz

Als Ergebnis wird die Annuität (A_N in €/a) der Jahresgesamtzahlungen, sowie die Annuität der kapital- ($A_{N,K}$ in €/a), bedarfs- ($A_{N,V}$ in €/a), betriebsgebunden ($A_{N,B}$ in €/a), der sonstigen Kosten ($A_{N,S}$ in €/a) und der Erlöse ($A_{N,E}$ in €/a) im Ergebnistabellenblatt ausgegeben. Der aus der Annuität aller Kosten berechnete energiebezogene spezifische Preis im 1. Jahr in €/kWh bzw. der auf die Bruttogeschossfläche bezogene Preis im 1. Jahr in €/m³ wird ebenfalls im Ergebnistabellenblatt des Excel®-Berechnungstool ausgegeben. Dabei ist das Ergebnis der spez. Energiekosten im 1. Jahr ein Mischpreis aus dem spez. Wärme- und spez. Stromkosten im Quartier. Des Weiteren wird unter Berücksichtigung der Förderung von Komponenten die flächenbezogene spez. Investitionen in €/m² berechnet.

4 Historie der SuN

4.1 SuN Bestandsanlagen

Inhalt dieses Kapitels ist eine Aufarbeitung und Aktualisierung der zeitlichen Entwicklung von neun bestehenden SuN-Anlagen unter technologischen Aspekten. Entsprechend der Zuordnung der Forschungsprojekte bzw. Anlagen in den Förderkonzepten Solarthermie2000 [BMU 1993] und Solarthermie2000plus [BMU 2004] ist die Analyse der Anlagen auf die beteiligten Projektpartner verteilt. Zu den solar unterstützten Nahwärmeversorgungen (SuN) mit Langzeitwärmespeicher (LWSP) wurden relevante Daten aufgearbeitet und auf Aktualität geprüft. Im Ergebnis liegt nun eine Beschreibung des aktuellen Ist-Zustands und eine Analyse der mittlerweile jahrzehntelangen Betriebserfahrungen vor. Ergänzend zu den folgenden Ausführungen sind im Anhang D.10 vereinheitlichte Anlagensteckbriefe beigefügt, die im Rahmen des Projekts erstellt wurden.

Für sechs von neun untersuchten SuN-Anlagen wurden über die Dokumentation und Auswertung des Ist-Zustands hinaus auch weiterführende Untersuchungen durchgeführt. Mit Hilfe angepasster Berechnungsmodelle wurden individuelle Optimierungspotenziale identifiziert und Maßnahmen ausgearbeitet.

4.1.1 Rostock (IGTE)

4.1.1.1 Anlagenbetrieb und –zustand

In Rostock wurde im Mai 2000 die erste solare Nahwärmeversorgung Deutschlands mit einem Aquifer-Wärmespeicher in Betrieb genommen. Das IGTE (damals noch ITW) führte von der Inbetriebnahme bis zum Ende der technisch-wissenschaftlichen Begleitforschung im Rahmen des Förderkonzeptes Solarthermie2000plus (FKZ 0325998A) im September 2012 ein detailliertes und kontinuierliches Anlagenmonitoring durch, um u. a. das Langzeitverhalten des Aquifer-Wärmespeichers zu dokumentieren und um Optimierungsmaßnahmen für den Anlagenbetrieb zu erarbeiten. Durch die langjährige wissenschaftliche Begleitung wurde die Anlage kontinuierlich optimiert und befindet sich seitdem in einem durchgängig stabilen Betrieb. Abbildung 16 zeigt die durch die SuN-Anlage versorgten Gebäude.



Abbildung 16: SuN-Anlage in Rostock links im Jahr 2000 und rechts im Jahr 2017

Gesamtsystem

Das solare Nahwärmesystem in Rostock versorgt elf Mehrfamiliengebäude in Reihenhausbauweise mit 108 Wohnungen mit Solarwärme zur Warmwasserbereitung und Raumheizung. Das vereinfachte Anlagenschema ist in Abbildung 17 dargestellt. Die thermische Solarenergie, die mit Kollektoren mit einer Absorberfläche von insgesamt 980 m² auf dem Gebäude erzeugt wird, wird in einen 30 m³ fassenden Pufferspeicher gespeist. Diese Wärme wird von dort zum Teil direkt genutzt und die Überschüsse zum anderen Teil in einem unter dem Gebäude liegenden Aquifer-Wärmespeicher (ATES – Aquifer Thermal Energy Store) eingespeichert. Die Temperatur des ATES ist auf maximal 50 °C beschränkt, um die Wärmeverluste des ATES zu minimieren und um Veränderungen der Zusammensetzung des Grundwassers bei höheren Temperaturen zu verhindern. Aufgrund der Vorlauftemperaturen von mindestens 45 °C für den Heizkreislauf kann im Entladezyklus nur ein geringer Teil der im ATES gespeicherten Wärme direkt genutzt werden. Um die gespeicherte Wärme besser nutzen zu können, wird eine Wärmepumpe mit einer thermischen Leistung von 21 kW_{el} eingesetzt. Somit kann der ATES auf Temperaturen bis 10 °C abgesenkt werden.

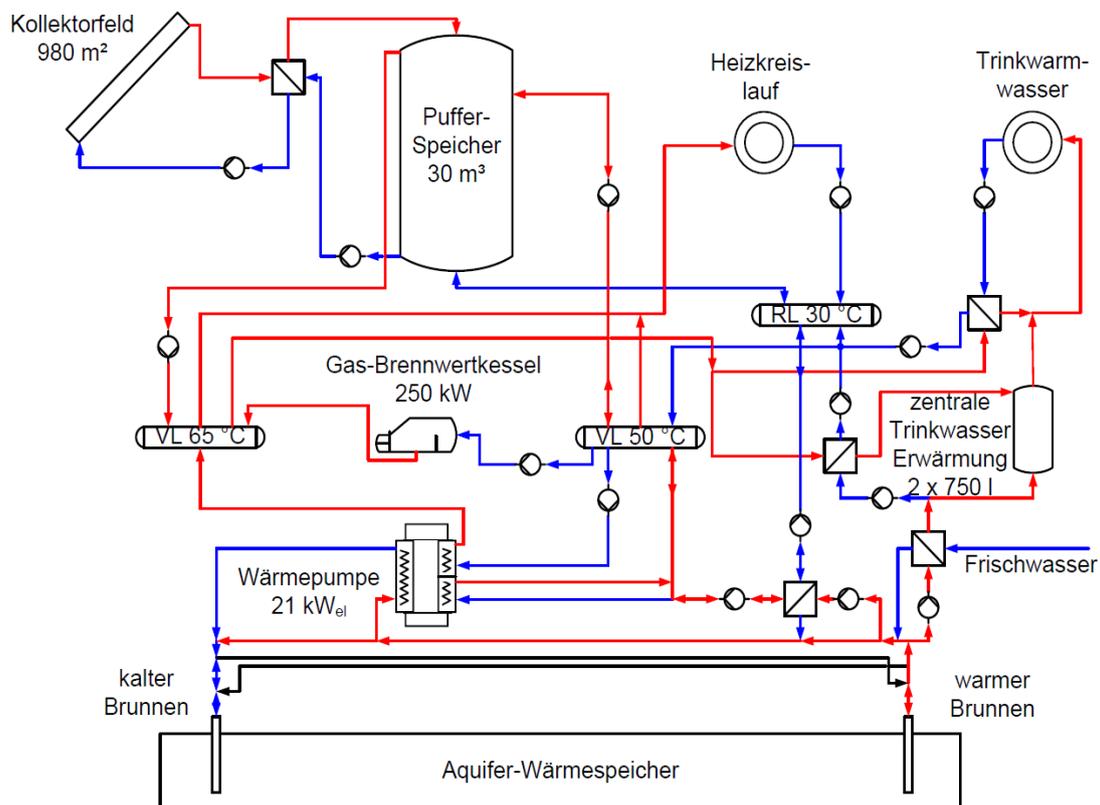


Abbildung 17: Anlagenschema SuN-Anlage Rostock

Das Wärmeverteilnetz ist als 3-Leiternetz ausgeführt, in dem die Trinkwarmwasser-Erwärmung zentral über zwei Speicher mit einem Volumen von je 750 Litern erfolgt. Zur Raumheizung wurde ein Niedertemperatur- Heizsystem (VL/RL: 50/30 °C) mit Radiatoren realisiert, um niedrige Betriebstemperaturen sicherzustellen und damit günstige Betriebsbedingungen für die Solaranlage und die Wärmepumpe zu garantieren. Die trinkwarmwasserseitige Zirkulationserwärmung erfolgt seit einem Umbau im April 2001 über einen separaten Wärmeübertrager ohne Durchströmung der Trinkwarmwasser-Speicher. Die Wärme wird in der Heizzentrale über zwei separate Vorlauf-Verteiler bereitgestellt, um die erforderlichen Temperaturniveaus für die Nutzung zur Raumheizung (50 °C) bzw.

zur Trinkwarmwasser-Erwärmung (65 °C) zu berücksichtigen. Dies ermöglicht beispielsweise eine direkte Nutzung solarer Wärme auch auf niedriger Temperatur zur Raumheizung. Bei der Wärmepumpe handelt es sich um eine Sonderkonstruktion, welche die Nutzwärme auf zwei unterschiedlichen Temperaturniveaus bereitstellen kann. Dabei erfolgt neben der Wärmeentnahme bei der Kondensation (bei ca. 50 °C) eine vorangestellte Auskoppelung von Wärme im überhitzten Bereich des Kältemittels (bei ca. 65 °C).

Tabelle 5: Kenndaten der SuN-Anlage in Rostock (Auslegungswerte), Stand Ende 2016

Standort	Rostock	
Baujahr / Betriebsbeginn	1999	
Umbau / Sanierung / Optimierung	-	
Gebäudetypen	11 MFH	
Wohneinheiten	108 WE	
Nutzfläche nach EnEV (A_N)	8.400 m ²	
Gesamtwärmebedarf	513 MWh/a	
Flächenbezogener Wärmebedarf	47 MWh/(m ² ·a)	
Länge Leitungsnetz	-	
Kollektortyp	Solar-Roof	
Bruttokollektorfläche	981 m ²	
Solarer Deckungsanteil (alte Definition)	62 %	
Speicherart	Aquifer	
Speichermedium	Wasser	
Speichervolumen	20.000 m ³	
Nachheizung: Kompressionswärmepumpe	21 kW (el.)	
Nachheizung: Gas-Brennwertkessel	2 x 150 kW	

Messdatenerfassung

Ursprünglich wurde die Anlage durch die „Wohnen in Rostock Wohnungsgesellschaft mbH“ (WIRO) errichtet und zu Beginn des Jahres 2017 durch die „Wärme in Rostocker Wohnanlagen GmbH“ (WIR), einem neu gegründeten Unternehmen des Konzernverbunds WIRO, übernommen. Der neue Anlagenbetreiber WIR wurde vom IGTE über den Beginn und die Inhalte des Projektes informiert und sagte seinerseits eine Kooperation zu. Durch einen Defekt des Messrechners sind Messdaten der Anlage nur bis einschließlich 2016 verfügbar.

Kollektoren

Die Solar-Roof- Kollektoren der Firma Solvis Solarsysteme GmbH sind in die Gebäudedächer integriert (vgl. Abbildung 18). Erstmals wurden hierbei Dachfenster direkt in die Kollektorflächen integriert. In den unteren Bereichen der Dächer wurden Blindelemente ohne Absorber installiert, da in diesen Bereichen zeitweise Verschattungen durch das davor angeordnete Dach auftreten. Die Bereiche ober- und

unterhalb der Dachfenster wurden aus hydraulischen Gründen ebenfalls als Blindelemente ausgeführt. Laut Aussage des Anlagenbetreibers gab es noch keine nennenswerten Probleme mit dem Kollektorbetrieb, insbesondere wurden keine Stagnationsprobleme im Sommer beobachtet.



Abbildung 18: Solar-Roof-Kollektoren der SuN-Anlage in Rostock

In Abbildung 19 ist der zeitliche Verlauf der Kollektorerträge dargestellt. Dieser liegt zwischen 2001 und 2016 relativ konstant zwischen jährlich 311 MWh und 391 MWh, mit Ausnahme des strahlungsreichen Jahres 2003, wo ein Kollektorertrag von 485 MWh gemessen werden konnte. Der Anteil direkt genutzter Solarwärme beträgt in den Jahren 2001 und 2016 zwischen 28 % und 53 %. Im Jahresmittel wurden 40 % der Solarwärme direkt genutzt. Obwohl ab 2013 keine vollständige Bilanzierung möglich ist, kann anhand der gemessenen Solarerträge vermutet werden, dass auch in diesen Jahren keine wesentlichen Störungen oder Fehler im Anlagenbetrieb zu verzeichnen waren.

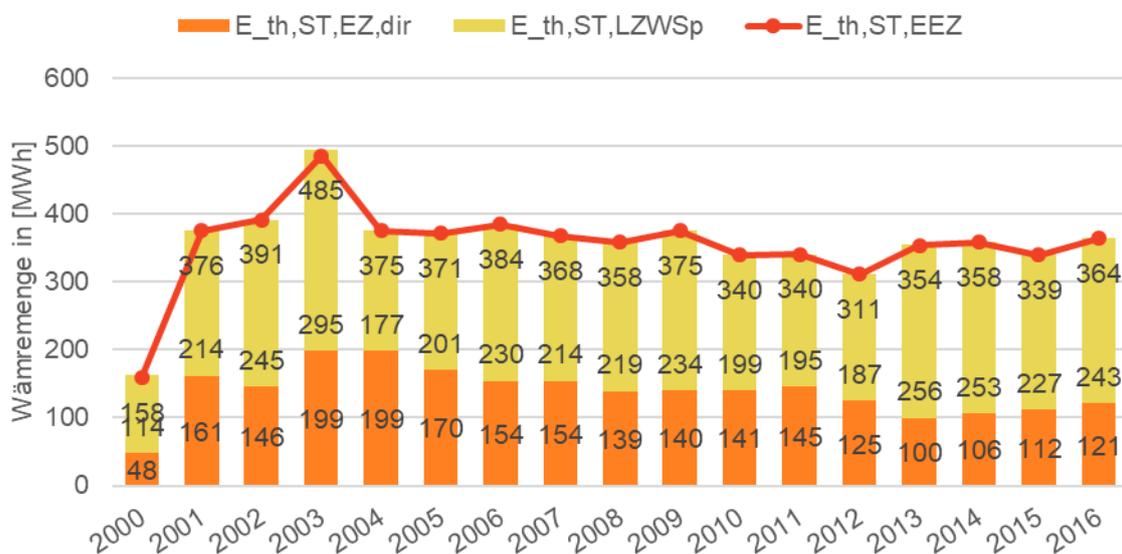


Abbildung 19: Kollektorerträge der SuN-Anlage in Rostock von Betriebsbeginn bis 2016

Langzeitwärmespeicher

Zur saisonalen Wärmespeicherung wurde eine in 15 bis 30 m Tiefe vorhandene Aquiferschicht über zwei Brunnenbohrungen erschlossen. Im Sommer wird dem kalten Brunnen Grundwasser entnommen, über einen Wärmeübertrager von der Solaranlage erwärmt und anschließend wieder in den warmen Brunnen eingeleitet (Beladung). Bei Entladung wird die Strömungsrichtung umgekehrt und die eingespeicherte Wärme wird dem Speicher entweder über einen Wärmeübertrager oder über die Wärmepumpe entnommen. Der Aquifer wird über den Pufferspeicher oder einen Wärmeübertrager beladen. Die Entladung erfolgt über den Wärmeübertrager, wenn das Temperaturniveau des aus dem warmen Brunnen geförderten Grundwassers für eine direkte Nutzung ausreicht. Bei zu geringer Temperatur wird über die Wärmepumpe entladen. Parallel erfolgt auch bei niedrigen Temperaturen im Speicher eine Vorwärmung des Trinkwarmwassers. Ein Lageplan des Aquifers und eine Abbildung des kalten Brunnen sind in Abbildung 20 dargestellt.

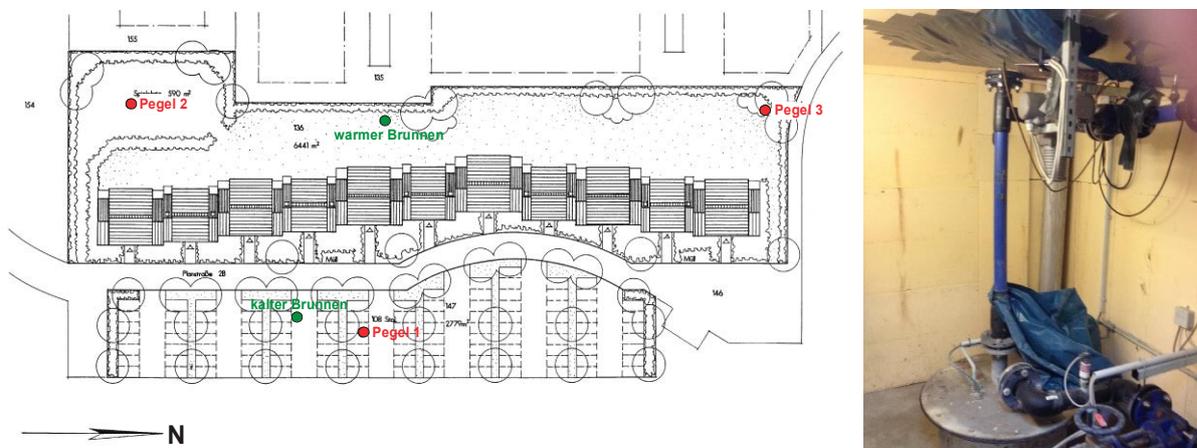


Abbildung 20: Lageplan Gebäude und Aquifer (links), kalter Brunnen (rechts), 2017

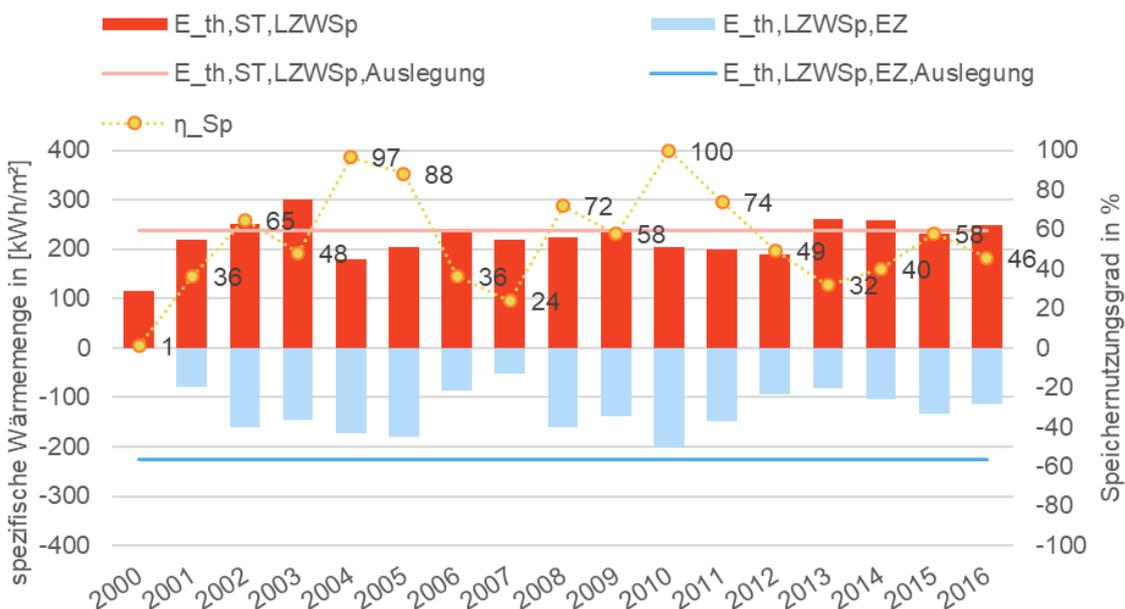


Abbildung 21: Speichernutzungsgrad, Be- und Entladung des Langzeitwärmespeichers in Rostock, Jahreswerte

In Abbildung 21 sind die jährlichen Be- und Entladewärmemengen des Aquiferspeichers über den Monitoringzeitraum dargestellt. Während die jährlichen Belademengen um den Planungswert von 239 MWh/a schwanken, liegen die Entlademengen immer deutlich unter dem Planungswert (226 MWh/a). Im langjährigen Mittel von 2000 bis 2016 beträgt der Speichernutzungsgrad 54,4 %, wobei der Wert von Jahr zu Jahr stark schwankt. Der Speichernutzungsgrad liegt damit deutlich unter der Zielgröße von 63 %. Gründe hierfür sind größtenteils Betriebsprobleme und Ausfälle der Wärmepumpe (Jahre 2000, 2001, 2006, 2007, 2012/13). Aber auch die Temperaturniveaus im Speicher und die veränderliche natürliche Strömung des Wassers im Aquifer haben einen Einfluss auf die Wärmeverluste des Speichers.

Nahwärmenetz, Pufferspeicher und Nachheizung

Das Nahwärmenetz ist als 3-Leiter-Netz ausgeführt, mit zwei Vorlaufleitungen mit unterschiedlichem Temperaturniveau für Raumheizung und Warmwasser und einer gemeinsamen Rücklaufleitung. Das Wärmenetz verläuft komplett innerhalb des versorgten Mehrfamilienhauskomplexes. Wärmeverluste des Nahwärmenetzes werden daher implizit als null angenommen, da sie indirekt der Beheizung des Gebäudes dienen. Der Pufferspeicher hat ein Volumen von 30 m³ und befindet sich direkt gegenüber des Mehrfamilienhauskomplexes, mit einem Abstand von ca. 20 m. Laut Anlagenbetreiber musste der Pufferspeicher in den letzten Jahren wegen eines Lecks repariert werden. Angaben zum genauen Zeitpunkt und den Kosten liegen jedoch nicht vor. Als Nachheizung war ursprünglich ein Gaskessel mit einer Leistung von 250 kW installiert. Dieser wurde nach Angaben des Anlagenbetreibers in den letzten Jahren durch 2 Brennwertkessel mit je 150 kW Leistung ersetzt. Auch hier fehlen Angaben zu Austauschzeitpunkt und -kosten. In Abbildung 22 sind der außen aufgestellte Pufferspeicher und die beiden Brennwertkessel (BWK) der Anlage abgebildet.



Abbildung 22: Pufferspeicher (links) und Nachheizung (rechts) der SuN-Anlage in Rostock, 2017

Wärmepumpe und Gesamtenergiebilanz

Zu Beginn der Inbetriebnahme im ersten Winter 2000/2001 kam es anfänglich zu Regelungsproblemen der Wärmepumpe. Dies führte dazu, dass der Aquifer-Wärmespeicher kaum entladen werden konnte. Aus diesem Grund war es notwendig, die fehlende Wärme über den Gas-BWK zur Verfügung zu stellen.

In den Jahren 2006 und 2007 kam es erneut zu längeren Ausfallzeiten der Wärmepumpe, was erneut zu einer erhöhten Nachfrage nach Nutzwärme durch den Gas-BWK führte. Zusätzlich führte der Ausfall der Wärmepumpe zu einem erhöhten Temperaturniveau im LZWSp, da dieser nicht entladen werden

konnte. Die sich daraus ergebende Folge war eine Verschlechterung des Kollektorwirkungsgrades, da die Rücklauf­temperatur des Kollektorfeldes anstieg.

Im Jahr 2012 gab es Probleme mit dem Kompressor der Wärmepumpe. Daher konnten nur geringe Wärmemengen aus dem Aquifer entladen werden. Da die Wärmepumpe im Februar 2013 zuletzt nicht in Betrieb war, wird vermutet, dass zu diesem Zeitpunkt die Reparatur der Wärmepumpe stattfand. Auch die daraufhin geringeren Antriebsenergien deuten darauf hin, dass ein effizienterer Kompressor eingebaut wurde (vgl. Abbildung 23).

In Abbildung 23 ist der zeitliche Verlauf des Gesamtwärmebedarfes sowie die Anteile an Erzeugung und Verbrauch dargestellt. Eine komplette Bilanzierung der Anlage ist nur bis einschließlich 2012 möglich, da für die folgenden Jahre keine Zählerstände des Anlagenbetreibers verfügbar sind. Der Anteil der Antriebsenergie der Wärmepumpe beträgt zwischen 3,5 % und 8,3 % des Gesamtwärmebedarfes. Der Gesamtwärmebedarf ist in den Jahren 2001 bis 2012 relativ konstant und liegt jährlich zwischen 473 MWh und 572 MWh, bei einem arithmetischen Mittelwert von 532 MWh und damit im Mittel ca. 7 % höher als der Planungswert 497 MWh/a.

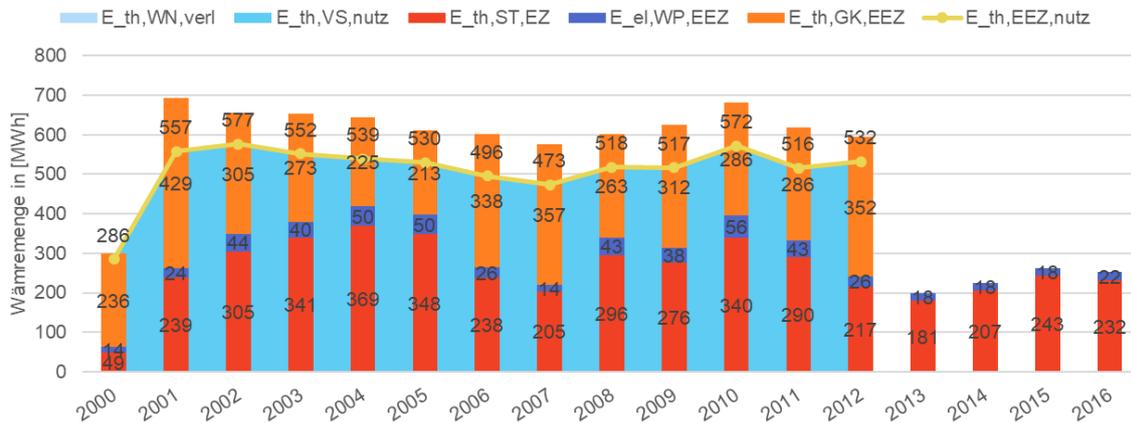


Abbildung 23: Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale sowie Anteile an Erzeugung und Verbrauch

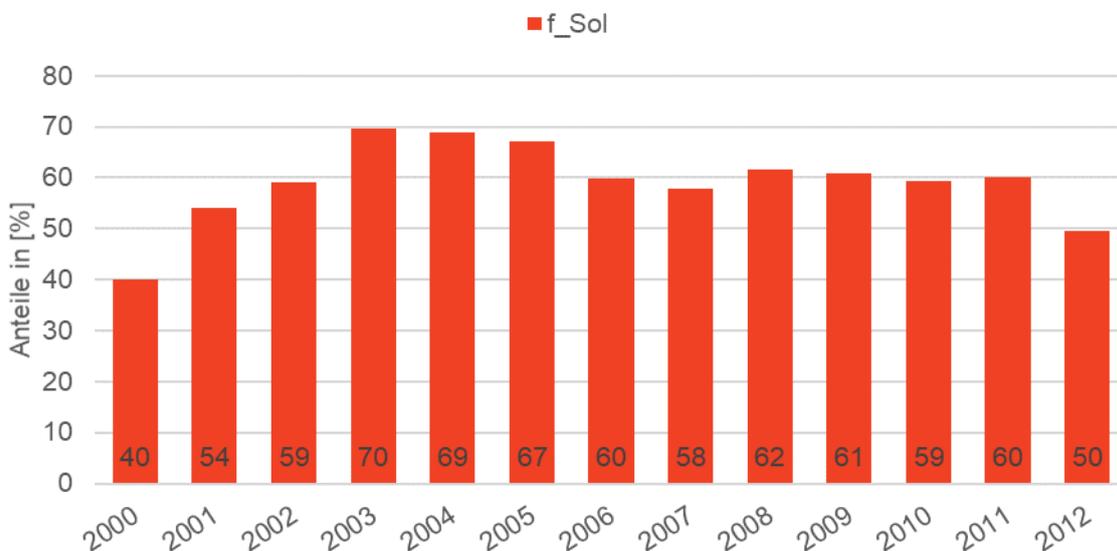


Abbildung 24: Solarer Deckungsanteil der SuN-Anlage in Rostock

Abbildung 24 zeigt die zeitliche Entwicklung des solaren Deckungsanteils, sowie den Vergleich mit dem Planungswert. Eine Bestimmung des solaren Deckungsanteils ist bisher nur bis einschließlich 2012 möglich, da für die darauf folgenden Jahren bisher keine Zählerstände des Anlagenbetreibers vorliegen. Insbesondere in den Jahren, in denen keine Probleme mit der Wärmepumpe auftraten, konnte ein hoher solarer Deckungsanteil erreicht werden.

4.1.1.2 Optimierungsmaßnahmen und Langzeitverhalten

In Rostock wurde im Mai 2000 die erste solare Nahwärmeversorgung Deutschlands mit einem Aquifer-Wärmespeicher in Betrieb genommen. Das IGTE (ITW/TZS) der Universität Stuttgart führte seit der Inbetriebnahme, bis zum Ende der Begleitforschung im Rahmen des Förderkonzeptes Solarthermie2000plus (FKZ 0325998A) im September 2012 ein detailliertes und kontinuierliches Anlagenmonitoring durch, um u.a. das Langzeitverhalten des Aquifer-Wärmespeichers zu dokumentieren und um Optimierungsmaßnahmen für den Anlagenbetrieb zu erarbeiten. Durch die langjährige wissenschaftliche Begleitung wurde die Anlage kontinuierlich optimiert und befindet sich in einem durchgängig stabilen Betrieb.

4.1.2 Eggenstein-Leopoldshafen (IGTE)

4.1.2.1 Anlagenbetrieb und -zustand

Die solar unterstützte Nahwärmanlage in Eggenstein-Leopoldshafen (Abbildung 25) wurde von 2002 bis 2008 errichtet. Im Zuge der Arbeiten wurde außerdem der Gebäudebestand saniert und die bestehende Heizzentrale erneuert. Das Nahwärmenetz versorgt eine Schule, zwei Sporthallen, ein Hallenbad sowie ein Feuerwehrgebäude. Das IGTE (damals noch ITW) führte seit der Inbetriebnahme, bis zum Ende der technisch-wissenschaftliche Begleitforschung im Rahmen des Förderprojektes WinterSun (FKZ 0325998A) im September 2015 ein detailliertes und kontinuierliches Anlagenmonitoring durch.

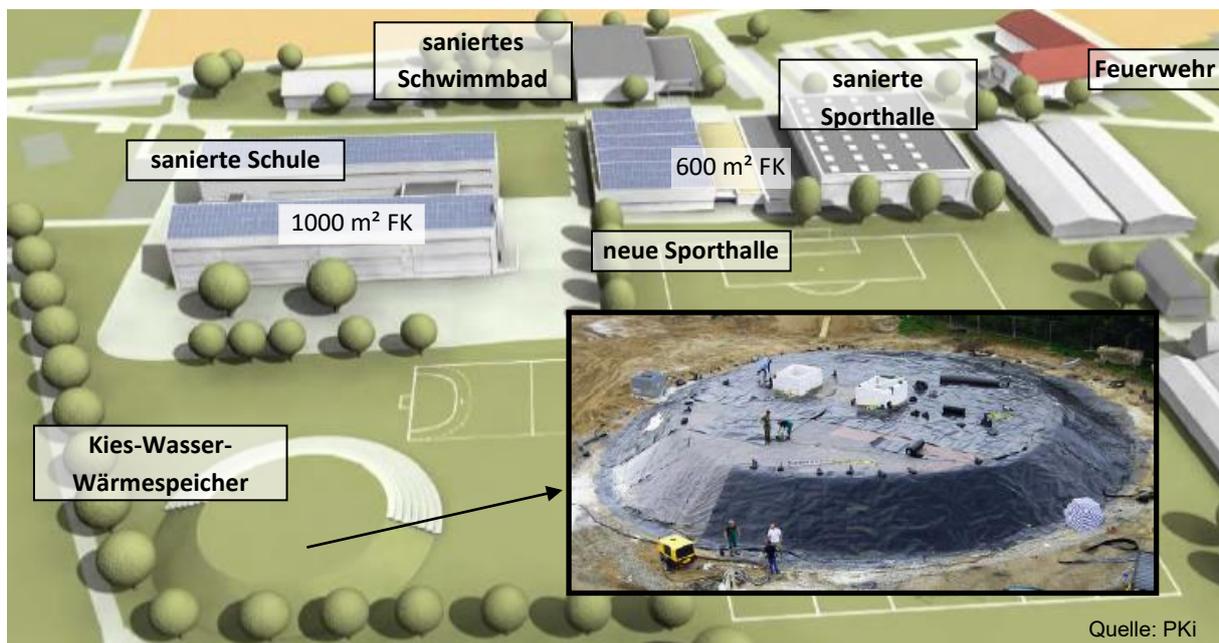


Abbildung 25: Lageplan der Sun-Anlage in Eggenstein-Leopoldshafen mit Luftbild des Kies-Wasser-Wärmespeichers im Bau. Quelle: PKi

Gesamtsystem

Im Jahr 2002 wurde mit der energetischen Sanierung der bestehenden Gebäude und des Nahwärmenetzes begonnen. Dabei wurde die komplette Heizungstechnik modernisiert. Auf dem Schulgebäude und einer neu errichteten Sporthalle wurden insgesamt 1.600 m² Flachkollektoren installiert. Mit der Solarwärme der Kollektoren wird entweder direkt ein 30 m³ großer Warmwasser-Wärmespeicher beladen der als Kurzzeit-Pufferspeicher dient oder ein 4.500 m³ großer Kies-Wasser-Wärmespeicher (KWWS), der als saisonaler Wärmespeicher eingesetzt wird. Zur Entladung des KWWS auf Temperaturen von minimal 10 °C wurde eine elektrisch angetriebene Kompressionswärmepumpe mit einer maximalen Leistungsaufnahme von 15 kW_{el} installiert, was einer thermischen Leistung von ca. 60 kW_{th} entspricht. Der geplante Wärmebedarf des Nahwärmenetzes von jährlich ca. 1.400 MWh soll laut Planung zu 35 bis 40 % solar gedeckt werden. Als Zusatzheizung, die dem Pufferspeicher nachgeschaltet ist, dienen zwei Gaskessel mit einer thermischen Leistung von je 600 kW. Abbildung 26 zeigt ein vereinfachtes Anlagenschema der SuN-Anlage in Eggenstein-Leopoldshafen, in Tabelle 6 sind die wichtigsten Kenndaten der Anlage zusammengefasst.

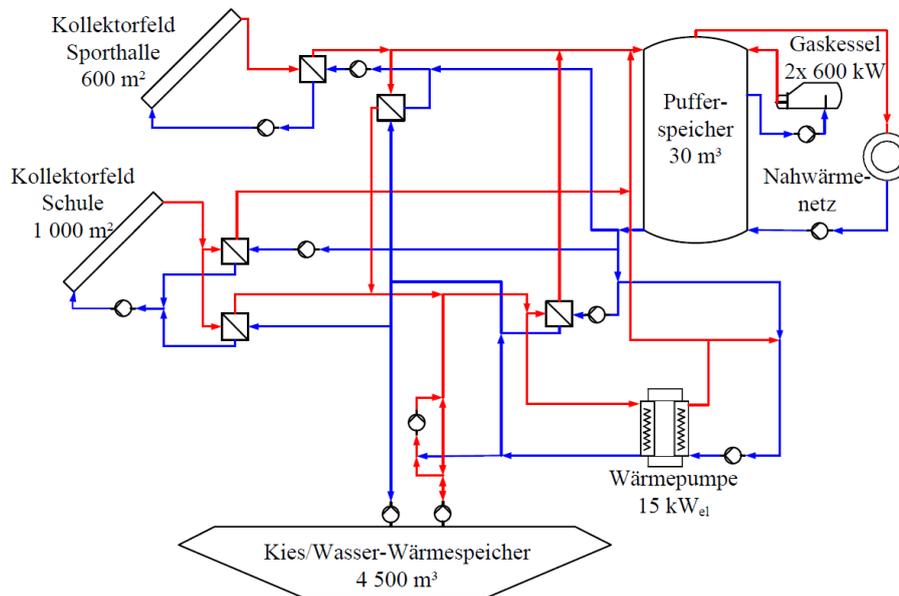


Abbildung 26: Vereinfachtes Anlagenfließbild der SuN-Anlage in Eggenstein-Leopoldshafen.

Tabelle 6: Kenndaten der SuN-Anlage in Eggenstein-Leopoldshafen, Stand Ende 2016

Standort	Eggenstein-Leopoldshafen
Baujahr / Betriebsbeginn	2002-2008
Umbau / Sanierung / Optimierung	2009-2014
Gebäudetypen	Schule, Sporthallen, Feuerwehr, Hallenbad
Wohneinheiten	6 WE
Nutzfläche nach EnEV (A_N)	20.904 m ²
Gesamtwärmebedarf	1.400 MWh/a
Flächenbezogener Wärmebedarf	45 MWh/(m ² ·a)
Länge Leitungsnetz	300 m
Kollektortyp	Solar-Roof
Bruttokollektorfläche	1.600 m ²
Solarer Deckungsanteil (alte Definition)	35-40 %
Speicherart	Erdbecken
Speichermedium	Kies/Wasser
Speichervolumen	4.500 m ³
Nachheizung: Kompressionswärmepumpe	15 kW (el)
Nachheizung: Gas-Brennwertkessel	2 x 600 kW



Messdatenerfassung und Betriebsereignisse

Bei einem Vor-Ort-Termin in Eggenstein-Leopoldshafen wurden alle Messdaten vom Messrechner gesichert, da durch ein Problem mit der Internetverbindung der Transfer der Messdaten direkt an das IGTE nicht mehr funktioniert. Dem IGTE liegen brauchbare zeitlich hoch aufgelöste Messdaten bis einschließlich 2015 vor. Die nach diesem Zeitpunkt erfassten Messdaten sind unbrauchbar. Als Grund hierfür wurde beim Vor-Ort-Termin ein durchfeuchteter Verteilerkasten identifiziert. Zählerstände, Gasverbräuche oder Energiekosten der vergangenen Jahre wurden dem IGTE nicht übermittelt. Daher ist eine Bewertung der Gesamtanlage nur bis zum Jahr 2012 möglich.

Auch in Eggenstein-Leopoldshafen fand einige Monate vor dem Vor-Ort-Termin ein Personalwechsel statt. Seit Inbetriebnahme ist ein optimaler Anlagenbetrieb aufgrund mehrerer Probleme nicht möglich. So kann derzeit der Kies-Wasser-Wärmespeicher aufgrund eines Defekts der Entladepumpe nicht optimal genutzt werden. Er dient aktuell hauptsächlich als Stagnationsschutz für die Sonnenkollektoren. Die Wärmepumpe kann aufgrund eines Planungsfehlers nicht in Betrieb genommen werden. Trotzdem wird die Anlage weiterhin betrieben und der Anlagenbetreiber hat laut eigener Aussage vor, auch weiterhin Optimierungen vorzunehmen. Beispielsweise soll in der Anlagenregelung die bisher konstante Vorlauftemperaturregelung durch eine Nachtabsenkung sowie eine Außentemperaturgeführte Regelung der Vorlauftemperatur ersetzt werden. Weitere Informationen zu Betriebsvorkommnissen konnten aufgrund von Personalmangel beim Anlagenbetreiber nicht geliefert werden.

Kollektoren

Abbildung 27 zeigt die Entwicklung der Kollektorerträge der solar unterstützten Nahwärmeversorgung in Eggenstein-Leopoldshafen für die Jahre 2004 bis 2015. Aufgrund von Stillstandszeiten und Ausfällen von Kollektorflächen, konnte die solare Nutzwärme nicht durchgängig bestimmt werden. In den Jahren 2004 bis 2012, in welchen diese aufgenommen werden konnte, lag sie zwischen 105 und 170 MWh jährlich. Da der Langzeitwärmespeicher nicht genutzt werden kann, werden nur diejenigen Solarerträge zur Nutzwärme gezählt, die direkt in den Pufferspeicher geladen werden. Der starke Anstieg des Solarertrags zwischen 2008 und 2009 kann durch die Erweiterung der Kollektorfläche auf 1.600 m² erklärt werden. Die Werte der Jahre 2012 und 2013 sind nicht aussagekräftig, da in diesen Jahren ein unregelmäßiger Betrieb, bzw. teilweiser Stillstand der Anlage stattfand. Ab Ende April 2014 wurde das Kollektorfeld Nord auf dem Schuldach wieder in Betrieb genommen, und damit hauptsächlich der saisonale Wärmespeicher beladen. Das Kollektorfeld auf der Sporthalle wurde betrieben, um den 30 m³ Pufferspeicher mit Solarwärme zu beladen.

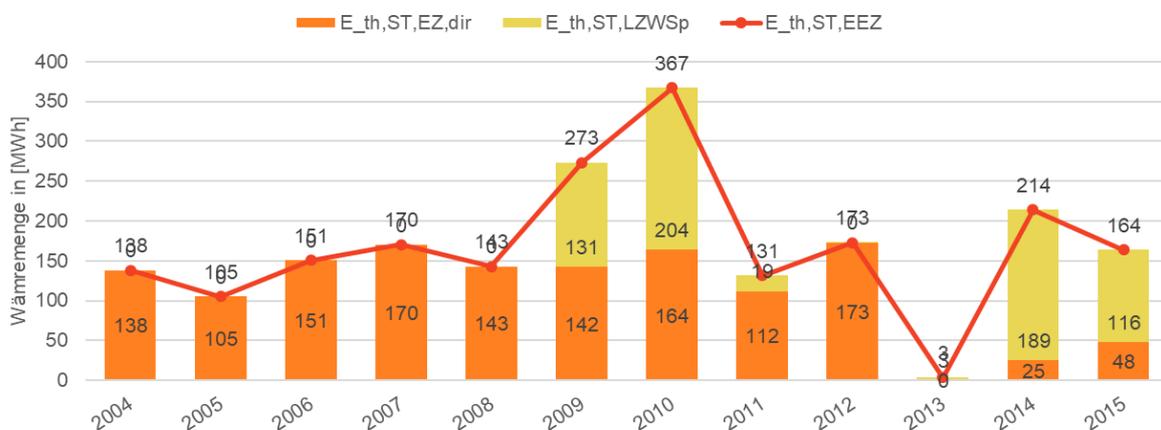


Abbildung 27: Zeitliche Entwicklung der Kollektorerträge der SuN-Anlage in Eggenstein-Leopoldshafen seit Betriebsbeginn

Langzeitwärmespeicher

Der KWWS hat eine Doppel-Kegelstumpfform. Dabei ragt der untere Kegelstumpf bis in eine Tiefe von 7 m unter die Geländeoberkante, vgl. Abbildung 28 und Abbildung 29. Der obere Kegelstumpf ragt 3 m über die Geländeoberkante. Der Wärmespeicher wurde nicht völlig unterirdisch gebaut, da sich in einer Tiefe von 7.5 m unter GOK der Grundwasserspiegel befindet. Unter den Grundwasserspiegel zu bauen, wäre mit erheblichen Mehrkosten verbunden gewesen. Zudem führen grundwasserführende Schichten zu höheren Wärmeverlusten. In dem Fall, dass der Grundwasserspiegel steigen sollte, wird das Dämmmaterial auch von außen mit einer HDPE-Folie geschützt, um das Eindringen von Wasser zu verhindern. Der untere Kegelstumpf hat den maximalen Böschungswinkel bei sandigem Untergrund von 35°. Der obere Kegelstumpf besitzt einen Böschungswinkel von 26°. Der Wärmespeicher ist im unteren Bereich bis auf eine Höhe von 2.5 m mit gewaschenem Kies aufgefüllt. Dieser Schicht schließt sich bis zur Geländeoberkante eine Schicht aus Sand und Erde an, die aus einem Teil des Aushubs der Grube besteht. Durch die Verwendung des Sandbodens als Speicherfüllmaterial konnten die Baukosten gesenkt werden. Die oberste Schicht wurde wieder mit gewaschenem Kies aufgeschüttet. Um das Eindringen gelöster Partikel aus der Sandschicht in die Kiesschichten zu verhindern, wurden die Speicherschichten mit einem Geoflies separiert. Be- und Entladung des Speichers erfolgt über zwei Brunnen. Einer der Brunnen reicht bis in die untere Kiesschicht, der andere in die obere Kiesschicht.

Die Be- und Entladung des KWWS durch den Deckel des Speichers führte während des Anlagenbetriebs zu hydraulischen Problemen wie z. B. Kavitation und Gaseintrag bzw. -ansammlung, wodurch die zuverlässige Förderung eines Volumenstroms nicht sichergestellt war. Die Hydraulik wurde ab 2009 mehrfach modifiziert und umgebaut, um dieses Problem zu lösen. Erst durch den Einbau selbstansaugender Pumpen in den Jahren 2012 und 2013 konnte eine zuverlässige Volumenstromförderung erzielt werden. Der Einbau dieser neuen Pumpen führte allerdings zu weiteren Problemen wie z. B. Ermüdungsbrüchen der Anschlussleitungen durch Schwingungen der Pumpen. Durch die Probleme bei der hydraulischen Einbindung des saisonalen Wärmespeichers konnte dessen thermische Energie durchgängig nur unzureichend genutzt werden, wodurch gegenüber der Planung geringere solare Deckungsanteile mit der Anlage erzielt wurden. Seit Ende April 2014 wird der KWWS wieder mit Solarwärme beladen. Trotz der im Jahr 2013 durchgeführten Arbeiten zur Verringerung der Vibrationen durch die Be- und Entladepumpen kam es weiterhin zu Vibrationen über die Rohrleitungen. Daher wurde die Beladepumpe auf 50 % ihres maximalen Volumenstroms begrenzt. Die gemessene Rücklauf-Entnahmetemperatur aus dem Langzeitwärmespeicher war im Jahr 2014 erheblich höher, als die Temperatur im unteren Teil des Speichers auf Höhe des eigentlichen Eintritts in den tiefen Brunnen, welcher zur Entnahme des Rücklaufs dient. Dies lässt sich nur durch eine beträchtliche Leckage im oberen Bereich des tiefen Brunnens erklären, welche durch bauliche Maßnahmen zur Reduktion der Vibrationen der Beladepumpe im Jahr 2013 verursacht worden sein könnte und nun zu einem hydraulischen Kurzschluss innerhalb des Speichers führt. Durch die oben beschriebene Betriebsweise können die Kollektoren nicht effizient genutzt und der KWWS nicht vollständig beladen werden. Durch einen Defekt der Entladepumpe ist eine Nutzung des Langzeitwärmespeichers bisher nur als Stagnationsschutz im Sommer möglich.

Gesamtenergiebilanz

Abbildung 30 zeigt die Entwicklung des Gesamtwärmebedarfs sowie die Anteile an Erzeugung und Verbrauch. Der Wärmebedarf nahm bis zum Ende der Sanierung 2008 kontinuierlich von jährlich 1955 MWh auf 1051 MWh ab. Ab 2010 ist ein Anstieg des Wärmebedarfs zu erkennen. Hauptgrund für den steigenden Wärmebedarf ist der Anschluss des Hallenbades an das System, sowie eine Erhöhung der Netztemperaturen, was zu höheren Wärmeverlusten im Netz führt. Die Wärmepumpe wurde bis zum Jahr 2018 noch nie in Betrieb genommen, da die Beimischung zur Regelung der Verdampfeintrittstemperatur nicht funktionsfähig ist.

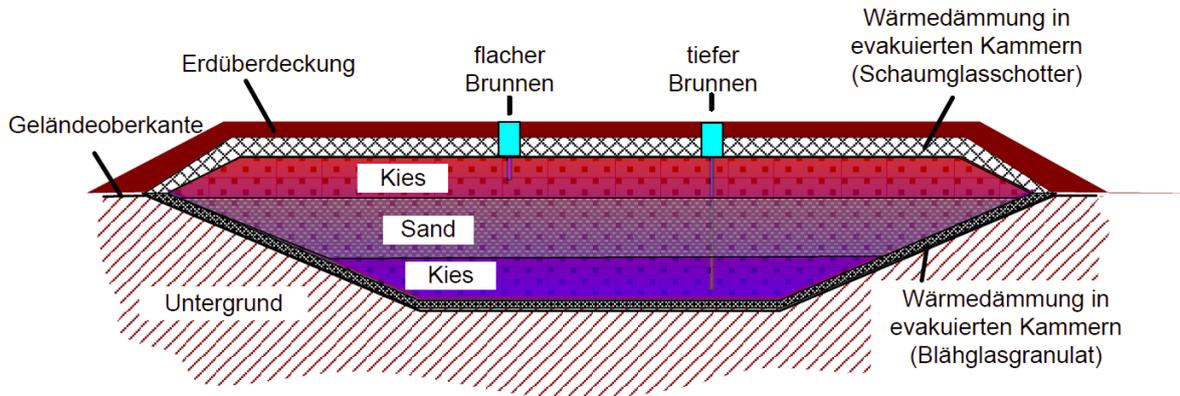


Abbildung 28: Aufbau des Kies/Wasser-Speichers in Eggenstein-Leopoldshafen

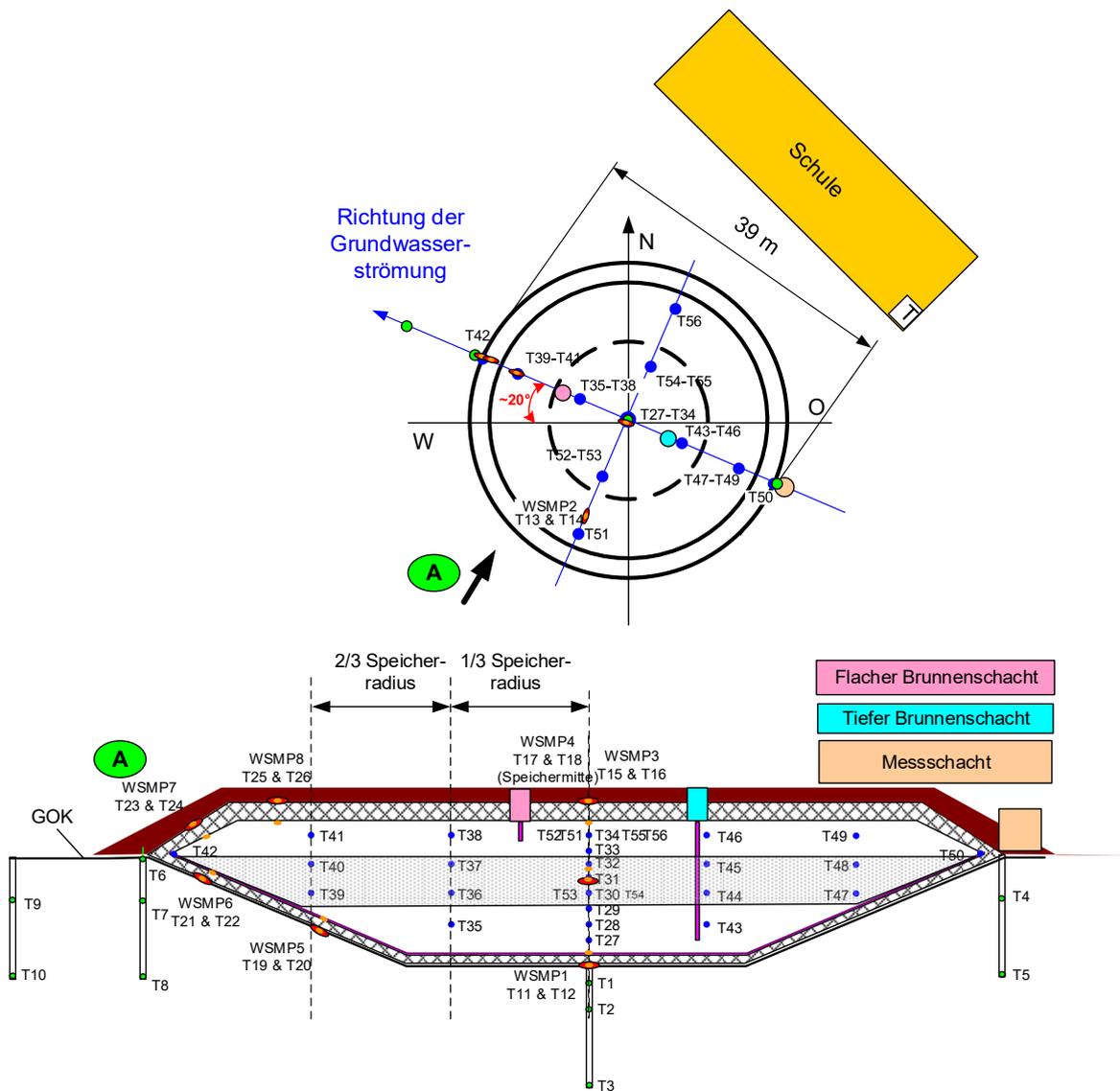


Abbildung 29: Speicherabmessungen und Anordnung der Sensoren

Da sich der Langzeitwärmespeicher noch nie im Regelbetrieb befand, bzw. eine Entladung teilweise gar nicht möglich war und ist, kann nur die direkt in den Pufferspeicher geladene Solarwärme zur Deckung des Wärmebedarfs verwendet werden. Eine Bilanzierung der Anlage kann nur bis zum Jahr 2012 stattfinden, für die darauffolgenden Jahre fehlen die Daten der Gemeinde Eggenstein.

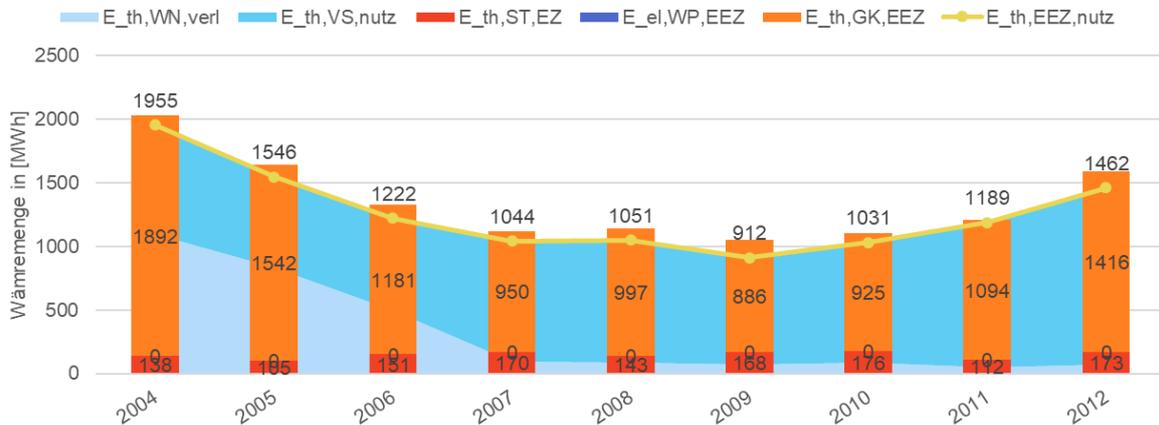


Abbildung 30: Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale sowie Anteile an Erzeugung und Verbrauch

In Abbildung 31 sind die Entwicklung des solaren Deckungsanteils und des Speichernutzungsgrades dargestellt. Der solare Deckungsanteil der Anlage kann nur für die Jahre 2004 - 2012 bestimmt werden und lag in diesen Jahren zwischen 7 und 16 %. Durch den Stillstand bzw. unregelmäßigen Betrieb der Anlage im Jahr 2013 konnten keine vollständigen Energiebilanzen und somit auch kein solarer Deckungsanteil bestimmt werden. Für die darauffolgenden Jahre fehlen die Daten der Gemeinde Eggenstein, weshalb für diese Jahre nur sehr wenige Wärmemengen und Kenngrößen bestimmt werden können.



Abbildung 31: Solarer Deckungsanteil und Speichernutzungsgrad, sowie Auslegungswerte

4.1.2.2 Berechnungsmodelle

Zur Abbildung der SuN-Anlage in Eggenstein-Leopoldshafen und zur Quantifizierung von Optimierungsmaßnahmen wurde im Rahmen von AP 1.4 ein Simulationsmodell der Anlage in TRNSYS 17 neu erstellt. Da dem IGTE auch zum Ende des Projektes keine Informationen zum aktuellen Regelungskonzept der Anlage vorliegen, wurde das vorliegende Regelungskonzept des Solarteils der Anlage aus dem Jahr 2009 implementiert. Für die Regelung der Gaskessel wurde

angenommen, dass der Bereitschaftsteil im oberen Bereich des Pufferspeichers in Abhängigkeit von der Vorlauftemperatur des Wärmenetzes auf Temperatur gehalten werden soll.

Um einen Vergleich mit Messdaten zu ermöglichen, wurden Wetterdaten und Netzlastdaten des Jahres 2010 aufbereitet und der Simulation als 10-minütige Inputwerte vorgegeben. Da der Kies-Wasser-Wärmespeicher (KWWS) aufgrund von Problemen mit der Entladepumpe nahezu nicht entladen werden konnte, wurde in der Simulation vereinfachend nur die Beladung des KWWS abgebildet.

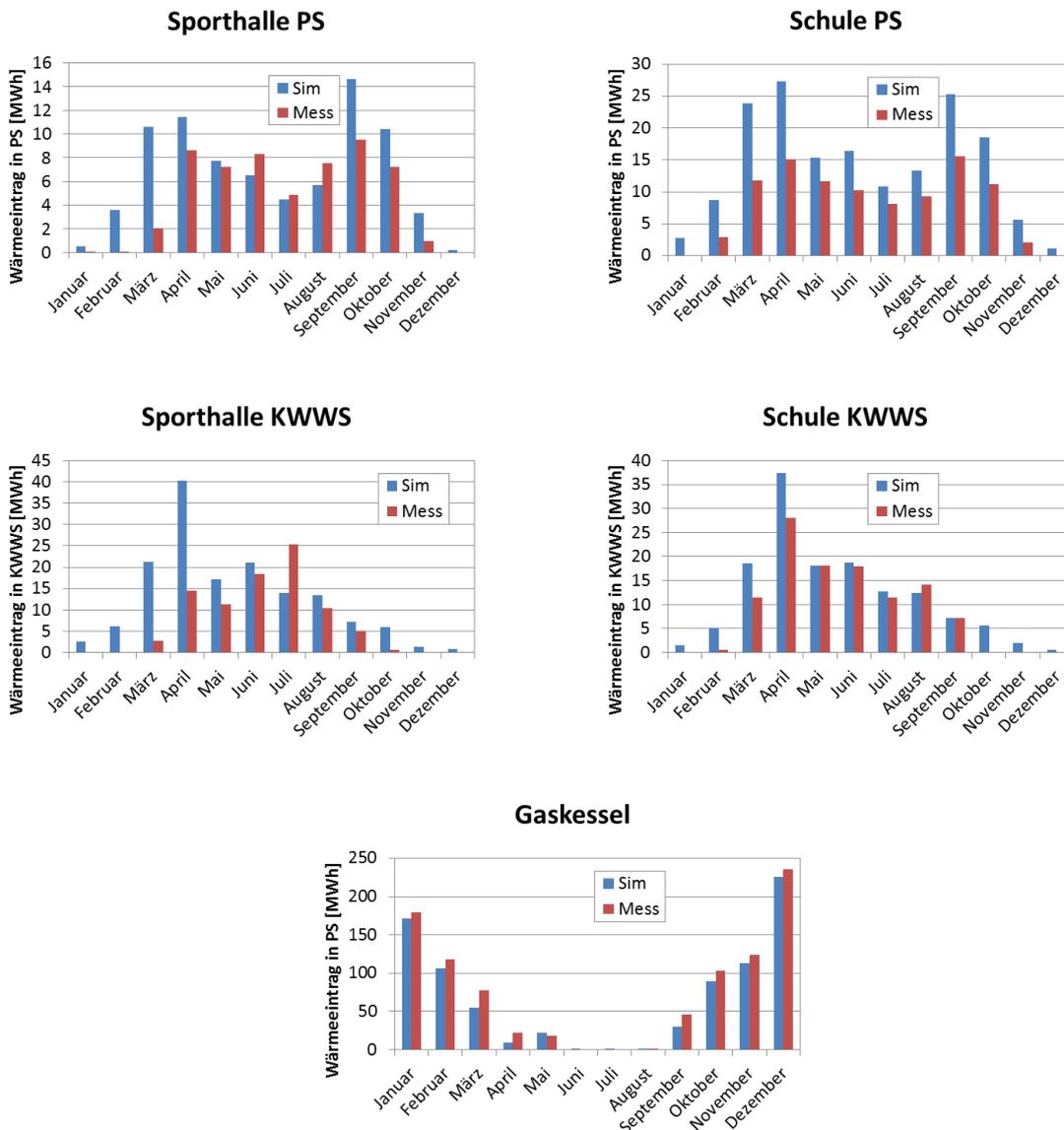


Abbildung 32: Monatlicher Wärmeeintrag der Kollektorfelder auf den Schul- und Sporthallendächern in den Pufferspeicher (PS) sowie den Kies-Wasser-Wärmespeicher (KWWS) und durch die Gaskessel bereitgestellte Wärme. Dargestellt ist ein Vergleich der Simulationsergebnisse (blau) mit Messdaten aus dem Jahr 2010 (rot).

Ein Vergleich mit den Messdaten zeigt, dass die Simulationsergebnisse zwar plausibel sind, jedoch teilweise stark von den Messdaten abweichen. Dies liegt zum einen darin begründet, dass auch bei der Beladung des Langzeitwärmespeichers häufig Probleme mit der Beladepumpe auftraten, wodurch die Kollektoren nicht planmäßig betrieben werden konnten, da diese durch die fehlende Wärmesenke in Stagnation gingen. Diese Vorfälle lassen sich in TRNSYS nicht sinnvoll abbilden, wodurch im Endeffekt der Regelbetrieb der Anlage (wenn auch ohne Entladung des KWWS) mit dem tatsächlichen, fehlerhaften Betrieb verglichen wird. Außerdem ist beim Vergleich der monatlichen Wärmeeinspeisung durch die Kollektorfelder in den Pufferspeicher (PS) und in den KWWS in Abbildung 32 zu erkennen, dass der Solarertrag insbesondere in den Übergangsmontaten in der Simulation deutlich überschätzt wird. Die Abweichungen zu den Messdaten könnten zum einen in einer sehr ungünstigen Regelung der Nachheizung begründet liegen, zum anderen wäre es möglich, dass die Solaranlagen in diesen Monaten teilweise gar nicht oder nur eingeschränkt betrieben wurden. Hierzu liegen jedoch keine konkreten Hinweise vor. In Tabelle 7 werden die Jahressummen der wichtigsten Größen aus Simulation und Messung verglichen.

Tabelle 7: Vergleich der Ergebnisse der Anlagensimulation mit TRNSYS mit Messdaten (Eggenstein-Leopoldshafen)

Jahressummen	Simulation	Messung	Differenz absolut	Differenz rel. zu Messung
Einstrahlung in Kollektorebene [MWh]	1832.5	1838.0	5.5	0.3%
Kollektornutzungsgrad [%]	29.5	19.1	-10.3	-54.0%
Netzlast [MWh]	1028.4	1030.8	2.4	0.2%
Gaskessel [MWh]	828.4	925.4	97.0	10.5%
Wärmeverluste PS [MWh]	49.0	49.1	0.1	0.2%
<i>Sporthalle in PS [MWh]</i>	<i>79.3</i>	<i>56.4</i>	<i>-22.9</i>	<i>-40.7%</i>
<i>Schule in PS [MWh]</i>	<i>169.4</i>	<i>98.1</i>	<i>-71.3</i>	<i>-72.6%</i>
Solarwärme in PS ges. [MWh]	248.7	154.5	-94.2	-61.0%
<i>Sporthalle KWWS [MWh]</i>	<i>151.5</i>	<i>88.5</i>	<i>-63.0</i>	<i>-71.2%</i>
<i>Schule KWWS [MWh]</i>	<i>140.0</i>	<i>108.8</i>	<i>-31.2</i>	<i>-28.7%</i>
Solarwärme in KWWS ges. [MWh]	292.6	203.6	-89.0	-43.7%
Solarer Deckungsanteil [%]	23.1	14.3	-8.7	-61.2%

4.1.2.3 Optimierungsmaßnahmen und Langzeitverhalten

Bei der solaren Nahwärmeversorgung in Eggenstein-Leopoldshafen sind in den ersten Jahren nach der Fertigstellung erhebliche technische Schwierigkeiten aufgetreten. Dies hatte zur Folge, dass ein planmäßiger geregelter Betrieb der Anlage nur selten erreicht wurde. Dementsprechend konnte der geplante solare Deckungsanteil von 35 - 40 % noch nicht erreicht werden. Hauptproblem war und ist weiterhin die unzuverlässig funktionierende Be- und Entladung des Kies/Wasser-Wärmespeichers.

Diese Problematik konnte trotz umfassender Umbauten nicht beseitigt werden. Daher ist bisher immer noch kein zuverlässiger saisonaler Speicherbetrieb möglich.

Am Kies/Wasser-Wärmespeicher ergeben sich folgende notwendigen Reparatur und Umbaumaßnahmen:

1. Beseitigung der Wärmebrücken durch Wärmedämmung der beiden Brunnenschächte.
2. Installation von temperaturbeständigen Tauchpumpen (dauerhaft bis zu 80 °C) in den Brunnenschächten, damit das Wasser unter Druck gefördert wird. Dadurch wird ein ansaugen von Luft und in Folge dessen Kavitation effektiv vermieden.
3. Verifizierung des hydraulischen Kurzschlusses zwischen der oberen und unteren Speicherzone und Beseitigung z. B. durch Installation eines Rohr-in-Rohr-Systems im tiefen Brunnen.

Zur Entladung des Kies-/Wasser-Wärmespeichers auf Temperaturen von minimal 10 °C ist eine nach dem heutigen Stand der Technik entsprechende elektrisch angetriebene Kompressionswärmepumpen zu installieren und in Betrieb zu nehmen. Sobald die Be-/Entladung des Kies/Wasser-Wärmespeichers gewährleistet ist, sich die gesamte Anlage im geplanten Anlagenbetrieb befindet und genügend Messdaten des geplanten Anlagenbetriebs vorliegen, ist eine regelungstechnische Anlagenoptimierung möglich. Eine Maßnahme der regelungstechnischen Anlagenoptimierung ist Senkung der Rücklaufemperaturen des Nahwärmenetzes. Eine Ursache für das insgesamt hohe Temperaturniveau des Netzurücklaufs ist der hohe Volumenstrom im Nahwärmenetz. Die Netzpumpen waren ursprünglich für einen höheren Wärmebedarf im Nahwärmenetz ausgelegt. Auch durch den noch fehlenden bzw. nicht korrekten hydraulischen Abgleich einzelner Wärmeübergabestationen ist die Netzurücklaufemperatur höher als geplant. Insbesondere das Hallenbad verursacht noch deutlich zu hohe Rücklaufemperaturen, was die Rücklaufemperatur für das gesamte Nahwärmenetz signifikant erhöht. Mit diesen Erkenntnissen ergeben sich weitere Optimierungsmaßnahmen:

4. Dimensionierung und Einbau von drehzahlregulierten Netzpumpen um einen minimalen Volumenstrom zu ermöglichen.
5. Hydraulischer Abgleich, sowie die Überarbeitung der Regelung der Wärmeübergabestation u.a. des Hallenbads.

Als weitere Maßnahme könnte beispielsweise die bisher konstante Vorlauftemperaturregelung durch eine Nachtabsenkung sowie eine außentemperaturgeführte Regelung der Vorlaufemperatur ersetzt werden.

Es hat sich außerdem gezeigt, dass die Wärmeverluste des Kies/Wasser-Wärmespeichers im Bereich des oberen Kegelstumpfs deutlich höher sind als erwartet, da in dem verwendeten Dämmmaterial Schaumglasschotter unerwartete Wärmetransportmechanismen z. B. durch eingedrungen Feuchtigkeit aufgetreten sind. Im Rahmen des F&E-Projektes CROW (FKZ 0325869A) werden die Wärmetransportmechanismen in schüttfähigen Wärmedämmstoffen detailliert untersucht. Anhand der Erkenntnis zu den Wärmetransportmechanismen ist eine detaillierte Analyse der Wärmeverluste des Kies/Wasser-Wärmespeichers mit z. B. einer numerischen Strömungssimulation und die Entwicklung von Optimierungsmaßnahme möglich.

4.1.3 Crailsheim (IGTE)

Ein Anlagenmonitoring der SuN-Anlage in Crailsheim durch das IGTE (vormals ITW/TZS) fand durchgängig seit der Inbetriebnahme der Anlage im Jahr 2005 statt. Auch im Rahmen des F&E-Projektes CROW (FKZ 0325869A) mit einer ursprünglich geplanten Laufzeit bis März 2020 findet auch gegenwärtig noch ein Anlagenmonitoring durch das IGTE statt. Projektziele von CROW sind außerdem die Optimierung des Anlagenbetriebs und eine Anlagenerweiterung. Die Vorstellung der SuN-Anlage in Crailsheim erfolgt daher nur in stark gekürzter Fassung. Ausführliche Informationen zur Anlage finden sich in diversen Projektabschlussberichten, z. B. [Bauer et al. 2016], [Bauer et al. 2013], [Bauer et al. 2009].



Abbildung 33: Schule im Wohngebiet Hirtenwiesen II mit auf dem Dach installierten Sonnenkollektoren. Im Hintergrund Mehrfamilienhäuser mit dachintegrierten Sonnenkollektoren. Links neben der Schule ist einer der Pufferspeicher der SuN-Anlage zu sehen.

4.1.3.1 Anlagenbetrieb und –zustand

Gesamtsystem

Zur Versorgung des Wohngebiets „Hirtenwiesen II“ in Crailsheim ist die deutschlandweit größte solare Nahwärmanlage mit saisonalem Wärmespeicher in Betrieb. Die wichtigsten Kenndaten der Anlage sind in Tabelle 8 zusammengefasst. In die Anlage sind Flachkollektoren mit einer Aperturfläche von insgesamt 7 410 m², ein Erdsondenfeld als saisonaler Wärmespeicher mit einem erschlossenen Untergrundvolumen von ca. 39 000 m³, zwei Warmwasser-Pufferspeicher mit 100 m³ und 480 m³ Wasservolumen sowie eine Wärmepumpe mit einer elektrischen Leistung von 80 kW_{el} integriert. Ein Teil der Kollektoren ist auf Gebäudedächern installiert, der Großteil der Kollektoren befindet sich jedoch auf zwei Lärmschutzwällen, die das Wohngebiet vom angrenzenden Industriegebiet trennen. Die Zusatzheizung erfolgt durch Fernwärme, die von einem bestehenden Heizkraftwerk zur Verfügung gestellt wird. Es werden derzeit mehr als 300 Wohneinheiten sowie eine Schule und Sporthalle mit Raumwärme und Wärme für die Trinkwassererwärmung versorgt, die Zahl der angeschlossenen Gebäude steigt stetig. In Abbildung 34 ist ein Anlagenschema der SuN-Anlage in Crailsheim dargestellt.

Tabelle 8: Kenndaten der SuN-Anlage in Crailsheim

Standort	Crailsheim
Baujahr / Betriebsbeginn	2004-2009
Umbau / Sanierung / Optimierung	Stetige Weiterentwicklung
Gebäudetypen	Mischbebauung, Schule, Sporthalle
Wohneinheiten	> 300 WE
Nutzfläche nach EnEV (A_N)	k.A.
Gesamtwärmebedarf (Planung)	4 100 MWh/a
Flächenbezogener Wärmebedarf	k.A.
Länge Leitungsnetz	k.A.
Kollektortyp	Verschiedene
Kollektorfläche (Apertur)	7 410 m ²
Solarer Deckungsanteil (Planung)	50 %
Speicherart	Erdsonden
Speichermedium	Erdreich
Speichervolumen	39 000 m ³
Kompressionswärmepumpe	80 kW (el)
Nachheizung	Fernwärme



Betriebsergebnisse

Die jährlichen Kollektorerträge, unterteilt in direkt genutzte und in den Langzeitwärmespeicher eingespeicherte Solarwärme, sowie die an das Wärmenetz abgegebene solare Nutzwärme sind in Abbildung 35 abgebildet. Da der Erdsonden-Wärmespeicher im Jahr 2008 noch nicht betrieben wurde, wird in diesem Jahr die gesamte Solarwärme, abzüglich der Verluste im Versorgungssystem, direkt genutzt. Die drei darauffolgenden Jahre wurde der Erdsonden-Wärmespeicher nur beladen, jedoch wurde keine Wärme entnommen. Dies erklärt die relativ große Differenz zwischen Solarertrag und solarer Nutzwärme in diesen Jahren. Die großen Wärmeverluste im Jahr 2017 lassen sich dadurch erklären, dass der normale Anlagenbetrieb durch ein Leck in einem der Pufferspeicher über einen langen Zeitraum gestört war.

Abbildung 36 zeigt die jährlichen Be- und Entladewärmemengen des Erdsonden-Wärmespeichers sowie den jährlichen Nutzungsgrad. Wie bereits erwähnt, fand von 2009 bis 2011 die Aufwärmphase des Langzeitwärmespeichers statt. Während diesen drei Jahren wurde der Erdsonden-Wärmespeicher nur beladen, eine Entladung fand nicht statt. Der Speichernutzungsgrad schwankt über die Jahre, da die Beladezustände von vielen Faktoren, wie Einstrahlung und Wärmebedarf des Vorjahres abhängen. Ein sehr später Start der Entladung führte im Jahr 2017 zu geringeren Entladewärmemengen und hohen Wärmeverlusten im Speicher.

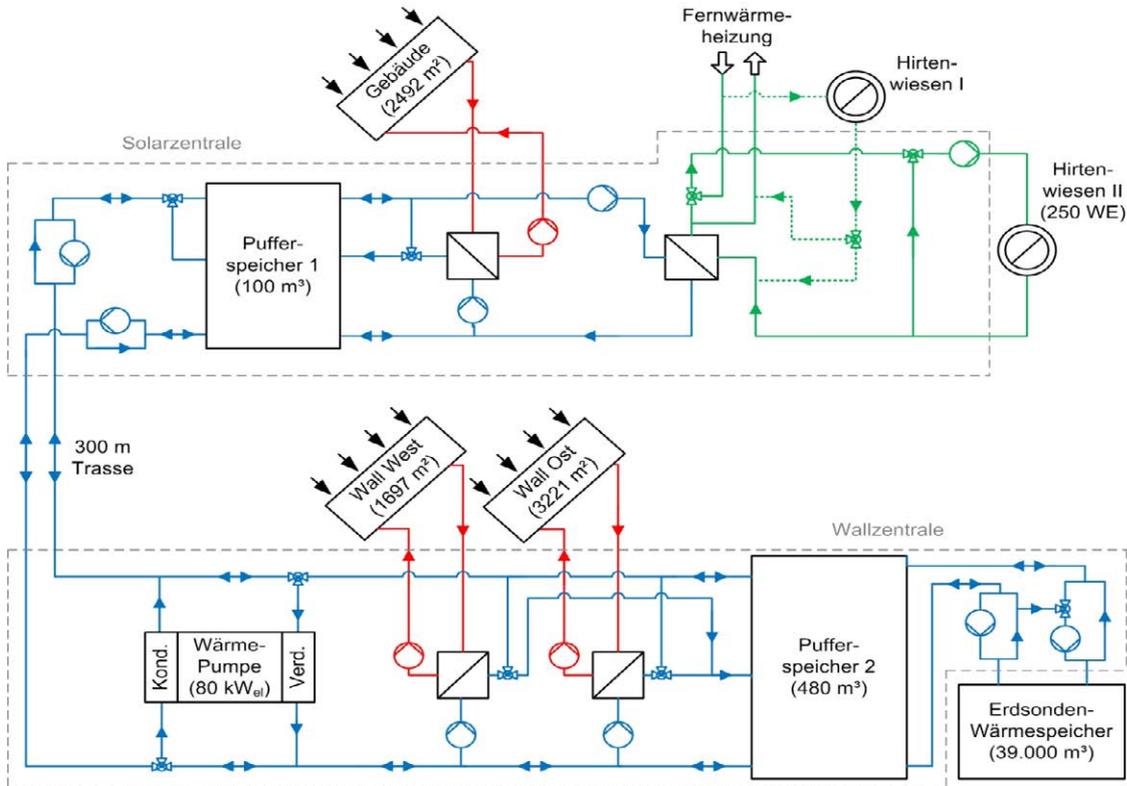


Abbildung 34: Anlagenschema der SuN-Anlage in Crailsheim

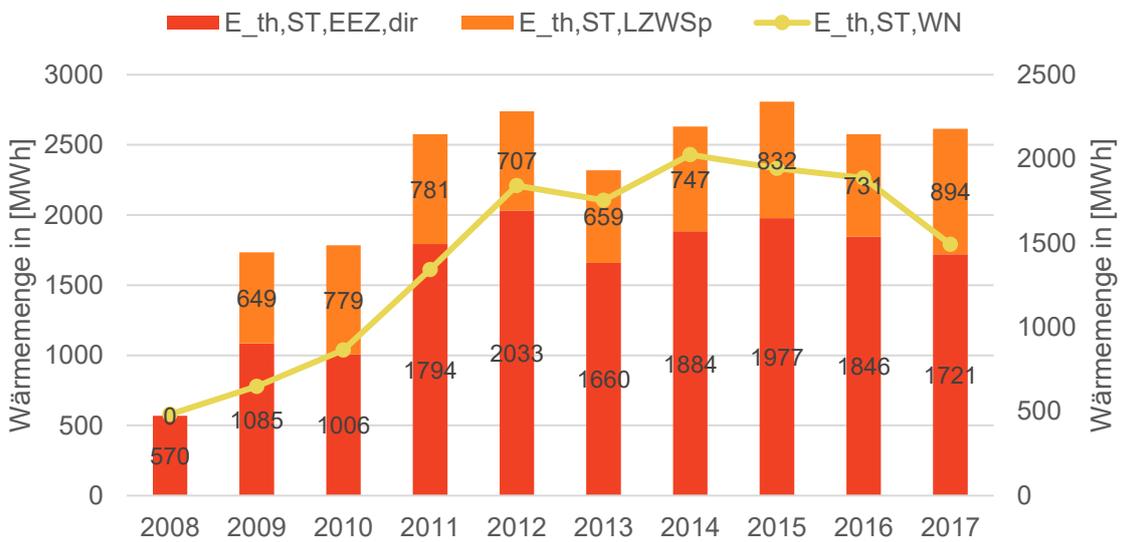


Abbildung 35: Jährliche Kollektorerträge der SuN-Anlage in Crailsheim

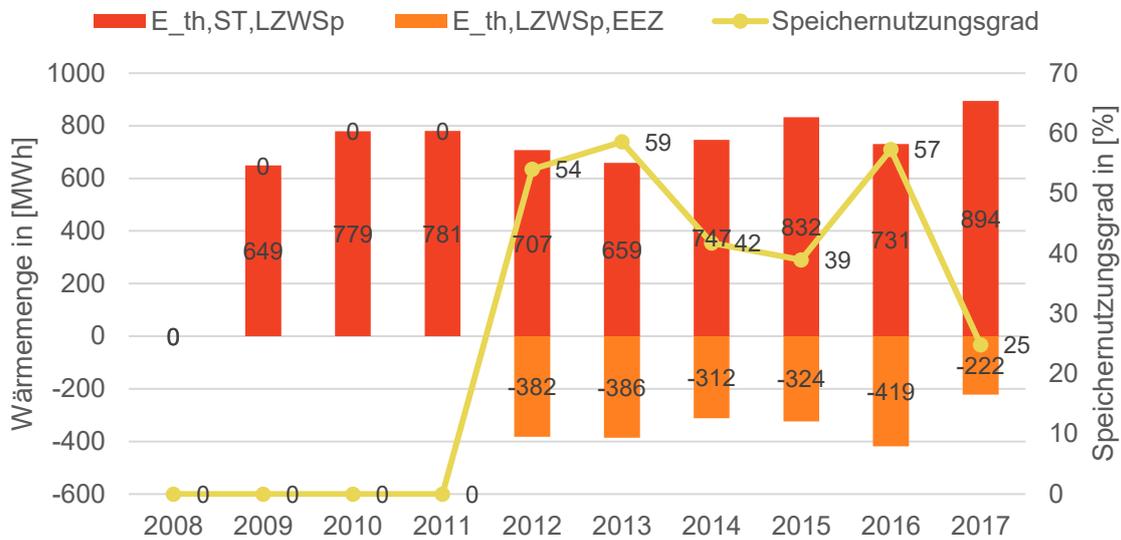


Abbildung 36: Be- und Entladewärmemengen des Langzeitwärmespeichers sowie jährlicher Speichernutzungsgrad

In Abbildung 37 ist der langjährige Verlauf des Wärmebedarfs im Wohngebiet, sowie der solare Deckungsanteil dargestellt. Die Werte sind fortlaufend, jeweils mit einer Auswerteperiode von einem Jahr. Der solare Deckungsanteil am 3. Januar 2017 wurde beispielsweise mit Daten der Auswerteperiode vom 4. Januar 2016 bis zum 3. Januar 2017 berechnet. Wichtig ist auch der Hinweis, dass der solare Deckungsanteil hier der ursprünglichen Berechnungsweise entspricht und nicht der im Projekt futureSuN neu festgelegten Definition. Dadurch lassen sich die abweichenden Werte im technologischen Quervergleich in Kapitel 4.2.2.1 erklären. Der Wärmebedarf im Versorgungsgebiet ist über die Betriebsjahre kontinuierlich angestiegen, da immer neue Gebäude an das Wärmenetz angeschlossen wurden. Auf den ersten Blick ist in der Abbildung erkennbar, dass Wärmebedarf und solarer Deckungsanteil nicht wie zu erwarten konsequent gegenläufig sind. Dies lässt sich teilweise durch unterschiedliche Witterungsbedingungen erklären. Der größere Einfluss entsteht aber durch signifikante Änderungen im Anlagenbetrieb, wie z. B. die Beladephase des Langzeitwärmespeichers von 2009 – 2011, die Inbetriebnahme der Wärmepumpe im Jahr 2012, sowie ein Leck in einem der Pufferspeicher über einen langen Zeitraum in den Jahren 2017 und 2018.

4.1.3.2 Optimierungsmaßnahmen und Langzeitverhalten

Für die Anlage in Crailsheim findet im Rahmen des Projektes futureSuN keine gesonderte Analyse statt, da basierend auf den Arbeiten im Projekt CROW (FKZ 0325869B) bereits detaillierte Kenntnisse über den aktuellen Anlagenzustand vorhanden sind. Durch die langjährige wissenschaftliche Begleitung wurde die Anlage kontinuierlich optimiert und befindet sich in einem durchgängig stabilen Betrieb.

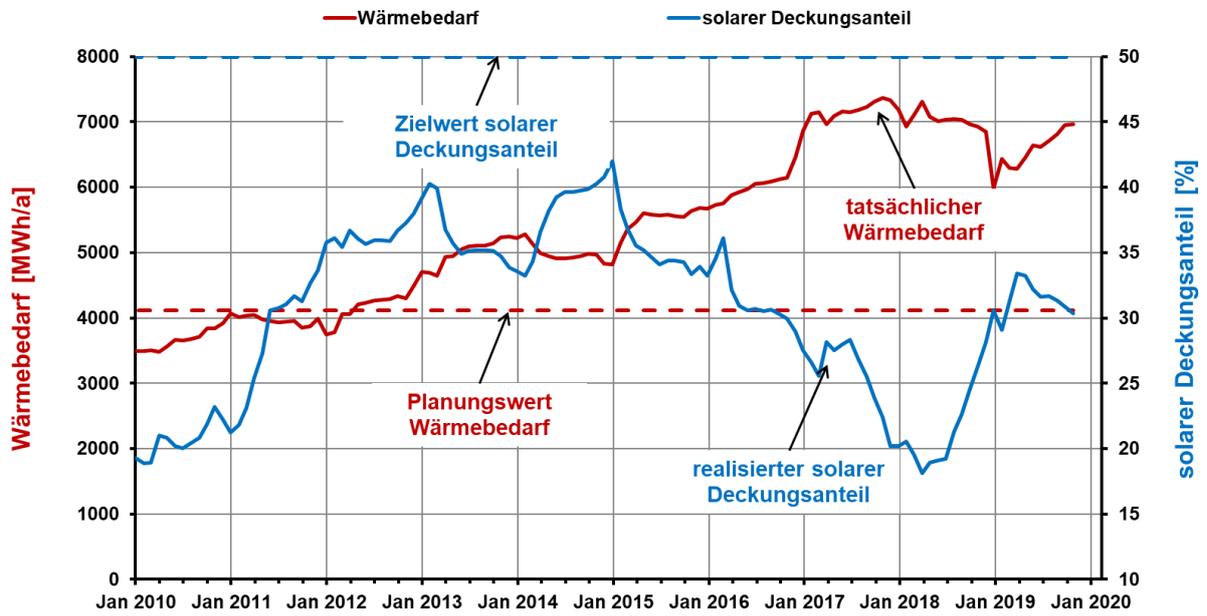


Abbildung 37: Kontinuierlicher Verlauf von Wärmebedarf und solarem Deckungsanteil

4.1.4 Neckarsulm-Amorbach (SIZ EGS)

Die SuN-Anlage mit Langzeit-Wärmespeicher in Neckarsulm-Amorbach ging 1995 als erstes deutsches Pilotprojekt in Betrieb. Auf ausgewählten Dächern von Reihenhäusern, Mehrfamilienhäusern, Schule, Sporthalle, Ladenzentrum sowie zwei Freiflächenanlagen wurden in mehreren Erweiterungsstufen über 6.000 m² Kollektorfläche installiert. Ein saisonaler Erdsonden-Wärmespeicher wurde in drei Stufen auf ein Erdreichvolumen von rund 63.000 m³ ausgebaut. Der ursprünglich geplante Endausbau sollte etwa doppelt so groß sein (Wärmebedarf, Kollektorfläche, Speichervolumen) und es sollte dann ein solarer Deckungsanteil von etwa 50 % erreicht werden. Der Ausbau des Wohngebiets ist nach über 20 Jahren immer noch nicht abgeschlossen. Inzwischen sind etwa 4/5 der Fläche bebaut (stand 2016). 2008 erfolgten mit dem Einbau einer Wasser/Wasser-Wärmepumpe in der Heizzentrale und der Umstellung des Netzbetriebs (siehe Funktionsbeschreibung weiter unten) wesentliche Umbauten im System. 2014 wurde die Wärmepumpe aus betriebswirtschaftlichen Gründen wieder außerbetrieb gesetzt. Einige wesentliche Kenndaten zur SuN-Anlage Neckarsulm-Amorbach sind in folgender Tabelle 9 zusammengefasst.

Tabelle 9: Kenndaten zur SuN-Anlage Neckarsulm-Amorbach

Standort	Neckarsulm-Amorbach
Baujahr / Betriebsbeginn	1995
Umbau / Sanierung / Optimierung	2008
Gebäudetypen	Mischbebauung (RH, MFH, Schule)
Wohneinheiten	> 350 WE
Nutzfläche nach EnEV (AN)	k.A.
Gesamtwärmebedarf (Durchschnitt 2013-2016)	3.571 MWh/a
Flächenbezogener Wärmebedarf	k.A.
Länge Leitungsnetz	k.A.
Kollektortyp	Flachkollektoren
Brutto-Kollektorfläche (2016)	6.716 m ²
Solarer Deckungsanteil (Durchschnitt 2008-2016)	42 %
Speicherart	Erdsonden-Wärmespeicher
Speichermedium	Erdreich
Speichervolumen	63.360 m ³
Nachheizung: Gas-Brennwertkessel	3.100 kW
Nachheizung: Wasser/Wasser-Wärmepumpe	512 kW _{th}

Eine Besonderheit der SuN-Anlage Neckarsulm-Amorbach ist das 3-Leiter-Netz, über welches die angeschlossenen Gebäude mit Wärme versorgt werden und gleichzeitig der Solarertrag in die Energiezentrale geführt wird. Der Solarvorlauf wird dabei mit dem Netzurücklauf in einen "Leiter" zusammengeführt. Jeweils ein weiterer Leiter stellt den Netzvorlauf und den Solarrücklauf dar. Damit wurden Investitionskosten für einen Rohrstrang einerseits eingespart. Andererseits ergeben sich daraus für den Betrieb eine Reihe von Vor- und Nachteilen, welche komplex zusammenspielen.

So geht durch die Mischung des Solarvor- mit dem Heizungsrücklauf das Temperaturniveau der solaren Wärme teilweise verloren, mit entsprechenden Nachteilen in der möglichen Nutzung dieser Wärme in der Heizzentrale. Die Wärmeverluste während der Übertragung der Wärme in die Heizzentrale sinken dadurch jedoch. Bezogen auf einen reinen Heizungsrücklauf sind diese gleichzeitig wiederum höher, da die Rücklauftemperatur aus dem Heizsystem angehoben wird. In einem klassischen Wärmenetz

definieren die Rücklauftemperaturen aus dem Heizsystem die niedrigsten Systemtemperaturen und damit maßgeblich die Energieeffizienz der Wärmeerzeugung in der Heizzentralen. Zum Tragen kommt dieses Zusammenspiel von Heizungsrücklauf und Solarvorlauf wiederum ausschließlich in Zeiten mit solarem Ertrag, d.h. saisonal vor allem auf die Sommermonate verteilt. In diesen Jahreszeiten ist der Wärmebedarf im Netz wiederum am geringsten und die Rücklauftemperaturen, aufgrund des reinen Zirkulationsbetriebs der Hausübergabestationen über einen großen Zeitraum, am höchsten (zwischen 50 und 60 °C).

Der Netzzücklauf (Solarvorlauf) wird in der Heizzentrale temperaturabhängig in eine Pufferspeicherserie eingespeist. Das übergeordnete Energiemanagement in der Energiezentrale erfolgt über die Temperaturen in diesen Pufferspeichern. So kann bei ausreichender Temperatur in den Puffern der Erdsonden-Wärmespeicher beladen werden, die Wärmepumpe quellenseitig versorgt werden oder direkt der Netzzücklauf bedient werden. Ebenso kann Wärme aus dem Erdsonden-Wärmespeicher in den Pufferspeicher geladen werden, zur Versorgung der Wärmepumpe verwendet werden oder direkt in den Netzzücklauf gespeist werden. Ein Teil des Pufferspeichervolumens wird auch von den Spitzenlast-Gaskesseln benutzt, wodurch eine hohe Taktung der Kessel vermieden wird. Abbildung 38 zeigt ein vereinfachtes Anlagenschema der komplexen SuN-Anlage Neckarsulm-Amorbach.

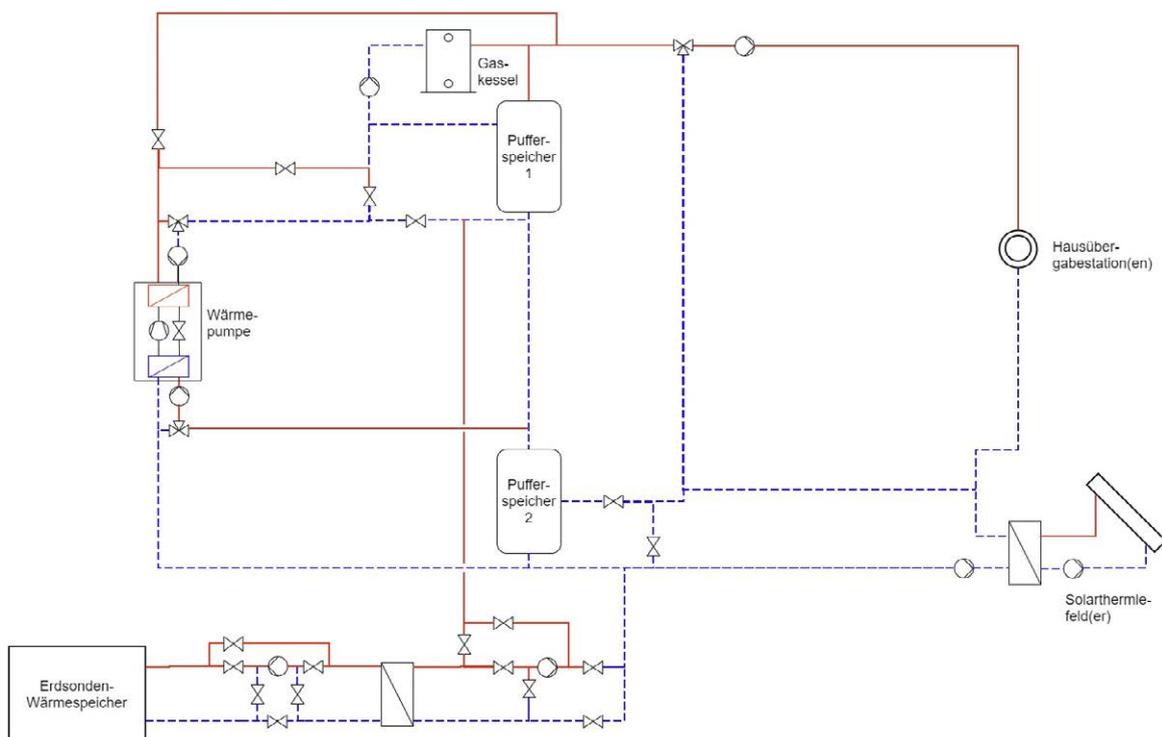


Abbildung 38: Hydraulikschema der SuN-Anlage Neckarsulm-Amorbach

Der Erdsonden-Wärmespeicher wurde seit Betriebsbeginn in 3 Abschnitten erstellt. Über eine Reihe von 30 m tiefen Erdsonden wird ein Erdreichvolumen von 63.360 m³ erschlossen. Zur Minimierung der Wärmeverluste wurde die Oberseite des Langzeitwärmespeichers neben einer Sandschicht auch mit einer 20 cm dicken Dämmung und einer 3 m dicken Erdschicht bedeckt.

Die solare Wärmeerzeugung in Neckarsulm-Amorbach erfolgt verteilt auf mehrere Kollektorfelder. Jedes Kollektorfeld ist über eine Übergabestation an das 3-Leiter-Netz angebunden und die erzeugte

Wärme wird in den Netzurücklauf eingespeist. Bis 2013 wurde die Kollektorfläche ständig erweitert und beträgt seitdem 6.716 m² brutto.

4.1.4.1 Anlagenbetrieb und –zustand

Zur Bewertung des aktuellen Anlagenzustands und –betriebs wurde der Anlagenbetreiber, die Stadtwerke Neckarsulm, im Rahmen des Projekts im Oktober 2017 interviewt und zur Verfügung gestellte Zählerdaten aus der Heizzentrale und dem Wärmeabsatz ausgewertet.

Als wesentliches Ergebnis aus dem Interview kann festgehalten werden, dass die SuN-Anlage Neckarsulm-Amorbach seit der Erstellung technisch zufriedenstellend arbeitet. Die solaren Deckungsanteile aus der Planung konnten allerdings nie erreicht werden und damit auch die prognostizierten Einsparungen konventioneller Energieträger nicht. Durch die Erweiterung der Heizzentrale und die Umstellung des Netzbetriebs 2008 sollte diesem Umstand Abhilfe geleistet werden. In Zusammenhang mit diesen Umbauten wurde auch die ursprüngliche hydraulische Einbindung der Spitzenlastkessel verändert, sodass eine niedrigere Takthäufigkeit erreicht wird. Ebenfalls wurde ein Wärmeübertrager zwischen Erdsonden-Wasserkreislauf und Heizzentrale nachgerüstet.

Durch den nachträglichen Einbau der Wärmepumpe im Jahr 2008 konnte der Langzeitwärmespeicher vor allem in den Wintermonaten stärker ausgekühlt werden, wodurch sowohl die Wärmeverluste des Speichers reduziert als auch die Wärmeerträge durch die Kollektorfelder gesteigert werden konnten. Dies zeigt die Auswertung der Betriebsdaten eindrucksvoll. Ebenso sichtbar werden hier die negativen Auswirkungen einer Außerbetriebnahme der Wärmepumpe aufgrund geänderter Betriebsführung ab 2014 und eines Hochwasserschadens in 2016. Grund für die Außerbetriebnahme ist in erster Linie der sehr niedrige Einkaufspreis für Erdgas im Vergleich zum Strompreis, welcher einen wirtschaftlichen Betrieb der Wärmepumpe verhindert. In der Konsequenz wird der Erdsonden-Wärmespeicher nicht entladen und eine Nutzung der solaren Wärme erfolgt ausschließlich auf direktem Weg.

In den vergangenen Jahren ist aufgrund fortschreitender Auf siedlung die Wärmeabnahme stetig angestiegen und es erfolgten eine Reihe von Umbaumaßnahmen am System. und die Einbindung. Ein Hochwasserschaden in der Heizzentrale Mitte 2016 erforderte darüber hinaus Instandsetzungsinvestitionen im Bereich MSR-Technik und sonstiges Zubehör.

In Abbildung 39 ist der Kollektornettoertrag dargestellt und, soweit die Messwerte vorliegen, in welchen Anteilen dieser direkt in die Energiezentrale geleitet wurde, zur Speicherbeladung oder der Wärmepumpe direkt als Quelle diente. In Folge des Einbaus der Wärmepumpe zeigt sich, beginnend ab 2009, eine signifikante Ertragssteigerung. Durch Auskühlung des Speichers kann eine geringere Vorlauftemperatur zu den Kollektoren erreicht werden, die zu einer erhöhten Effizienz führt. Aufgrund der zuvor erwähnten geänderten Betriebsführung und eines Hochwasserschadens an der Heizzentrale sinkt der Ertrag ab 2014 jedoch wieder. Dies findet sich auch im spezifischen Kollektorertrag. Vor Installation der Wärmepumpe lag dieser bei durchschnittlich 290 kWh/(m²a) (2005 bis 2007). In den Jahren 2010 - 2013 stieg dieser auf durchschnittlich 350 kWh/(m²a). 2016 wurden lediglich 109 kWh/(m²a) gezählt.

Abbildung 40 zeigt den Verlauf der Wärmeerzeugung in der SuN-Anlagen Neckarsulm-Amorbach ab dem Jahr 1999, mit Ausnahme des Jahres 2001. Die anteilige Bereitstellung dieser Wärme kann bis in das Jahr 2004 zurückverfolgt werden, wobei die Genauigkeit der vorhandenen Daten mit dem Alter der Aufzeichnungen abnimmt. Bis einschließlich 2007 setzt sich die Wärmeerzeugung aus nutzbarer Solarenergie und Gaskessel-Nachheizung zusammen. Ab 2008 kommt die Wärmeerzeugung mittels Wärmepumpe hinzu, welche bis einschließlich 2013 den größten Anteil an der Wärmeerzeugung hat. Als Wärmequelle dient der Wärmepumpe wohlgermerkt ausschließlich solarthermische Wärme, sei es

über direkte Nutzung oder aus dem Erdsonden-Wärmespeicher. Ab 2014 ist zu erkennen, wie die Anteile der Wärmepumpe an der Wärmebereitstellung wieder sinken. Der gesamte Energiebedarf des Wärmenetzes ist über die Jahre ständig angestiegen, was mit der fortschreitenden Aufsiedlung des Wohngebiets zusammenhängt. Die abgerechnete Wärmemenge im Jahr 2016 betrug 4.639 MWh. Ab 2010 sind die abgerechneten Wärmemengen bekannt. Aus diesen und den ab Heizzentrale eingespeisten Wärmemengen können durch Differenzbildung die Netzwärmeverluste berechnet werden. Im Mittel ergibt sich für diese Jahre ein Netzwirkungsgrad η_{Netz} von etwa 77 %.

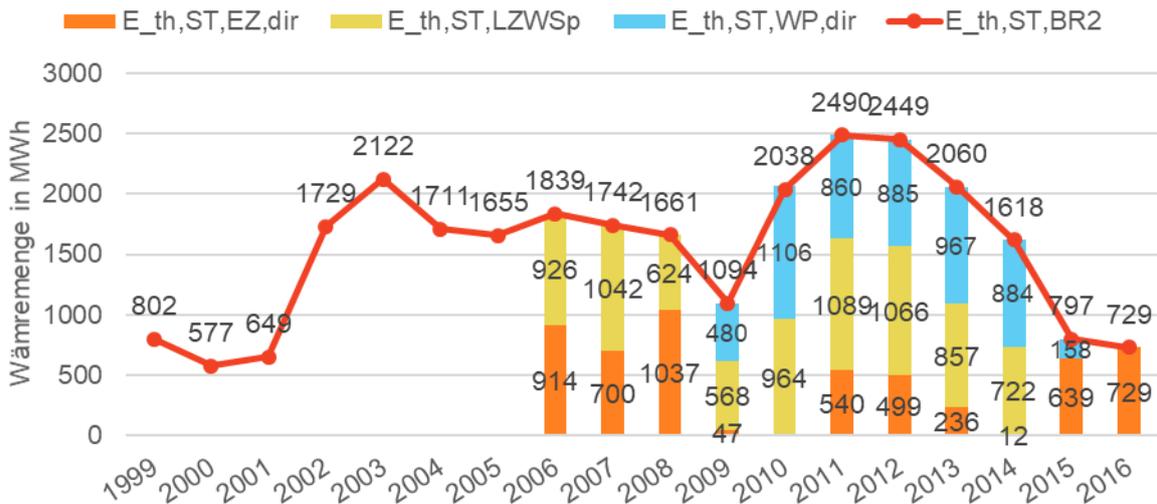


Abbildung 39: Kollektorertrag über die Jahre der SuN-Anlage Neckarsulm-Amorbach

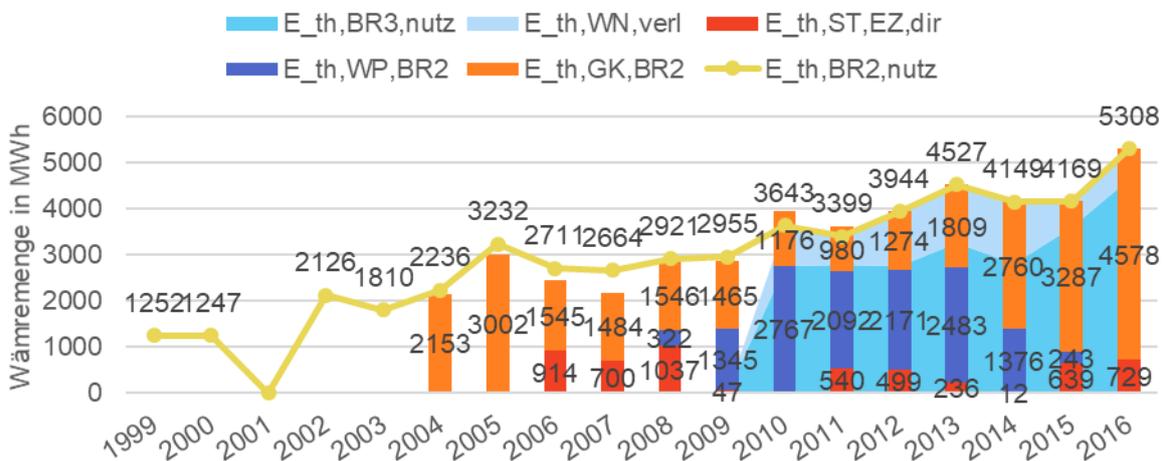


Abbildung 40: Energiebilanz der Energiezentrale der SuN-Anlage Neckarsulm-Amorbach

Abbildung 41 schließlich zeigt den zeitlichen Verlauf des solaren Deckungsanteils und des Speicherwirkungsgrads nach den im Projekt futureSuN erarbeiteten Definitionen, jeweils im Vergleich zu den ursprünglichen Planungswerten. Wird lediglich der Zeitraum ab 2009 betrachtet (Jahr nach vollständiger Inbetriebnahme der Wärmepumpe) ergibt sich ein Mittelwert von f_{Sol} von etwa 42 %. Die Höchstwerte liegen bei 69 % und 62 % in den Jahren 2011 und '12 deutlich über dem Zielwert von 51 %. Die Jahre 2015 und '16 senken den Mittelwert hingegen deutlich und sind ein erstes Indiz für die Optimierungspotentiale dieser SuN-Anlage. Der Speicherwirkungsgrad des Erdsonden-

wärmespeichers (als Verhältnis zwischen entnommener und beladener Wärmemenge in einem Jahr) unterliegt deutlichen Schwankungen. Durch die Inbetriebnahme der Wärmepumpe ab 2008 ergeben sich in einigen Jahren Werte über 100 %. Hier wurde im Jahresverlauf mehr Energie aus dem Speicher entnommen als solarthermisch beladen wurde. Mit der Außerbetriebnahme der Wärmepumpe ab 2014 sinkt der Speicherwirkungsgrad schließlich bis auf 0 %, da eine Speicherentladung in der Folge gänzlich ausbleibt.

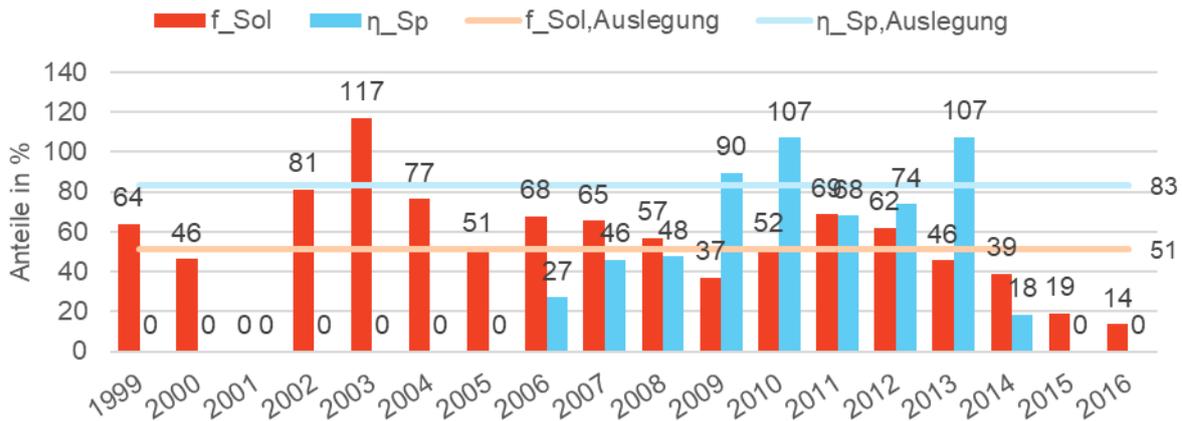


Abbildung 41: Solarer Deckungsanteil und Speichernutzungsgrad der SuN-Anlage Neckarsulm-Amorbach

4.1.4.2 Berechnungsmodelle

Der aktuelle technische Zustand der SuN-Anlage in Neckarsulm (Stand 2016) wurde im Rahmen des Projekts in der Simulationsumgebung TRNSYS abgebildet. Die Ergebnisse der Simulation zeigen eine gute Übereinstimmung zu den erhobenen und weiter oben diskutierten Betriebsdaten. Dies zeigt sich an den Deckungsanteilen der wesentlichen Wärmeerzeuger Solarthermie und Gaskessel am Wärmebedarf. Tabelle 10 stellt einige Ergebnisse aus Simulation und Betriebsdatenauswertung für das Jahr 2016 gegenüber.

Tabelle 10: Gegenüberstellung Betriebsdaten und Simulation der Anlage Neckarsulm-Amorbach

Bewertungsgröße	Betriebsdatenauswertung	Simulationsergebnis
Eingespeiste Wärme	5.308 MWh/a	5.306 MWh/a
Deckungsanteil Solarthermie	13,8 %	15,5 %
Deckungsanteil Gaskessel	86,2 %	84,5 %
Solarthermischer Ertrag	121 kWh/(m ² a)	136 kWh/(m ² a)

Mithilfe dieses Rechenmodells wurden mögliche Optimierungsmaßnahmen untersucht.

4.1.4.3 Optimierungsmaßnahmen und Langzeitverhalten

Für die SuN-Anlage Neckarsulm-Amorbach wurden verschiedene Optimierungsmaßnahmen konzipiert, simuliert und hinsichtlich energetischer und wirtschaftlicher Kriterien ausgewertet. Die Ergebnisse werden im Folgenden zusammengefasst.

Untersucht wurden folgende Optimierungsvarianten im Vergleich zum erfassten Istzustand:

- V1 Ist2016: Referenzvariante, bildet erhobenen Istzustand 2016 ab
- V2 Soll2016: Wiederinbetriebnahme der Wärmepumpe, Energiebilanz aus TRNSYS-Simulation

- V3 V2+BHKW: Wie V2 mit zusätzlichem Erdgas-BHKW zur tlw. Wärme- und Stromversorgung
- V4 V2+bioBHKW: Wie V3 jedoch Biomethan als eingesetztem Energieträger im BHKW

Abbildung 42 zeigt die Wärme Anteile an der Wärmebereitstellung in den untersuchten Varianten. Auffallend ist der Entfall einer direkten Deckung des Wärmebedarfs durch die Solaranlage. Diese dient nach den Simulationsergebnissen folglich stets als Wärmequelle für die Wärmepumpe oder belädt den Langzeitwärmespeicher. Der Deckungsanteil des Gaskessels kann jedoch von etwa 86 % auf 67 % reduziert werden. Der Deckungsanteil der Wärmepumpe bleibt in den Varianten V2 bis V4 konstant. Es ändert sich lediglich die Deckung des Restbedarfs. Ein BHKW mit einer Wärmeleistung von 400 kW erreicht nach den durchgeführten Berechnungen etwa 4.700 Vollbetriebsstunden und deckt etwa 35 % des Wärmebedarfs.

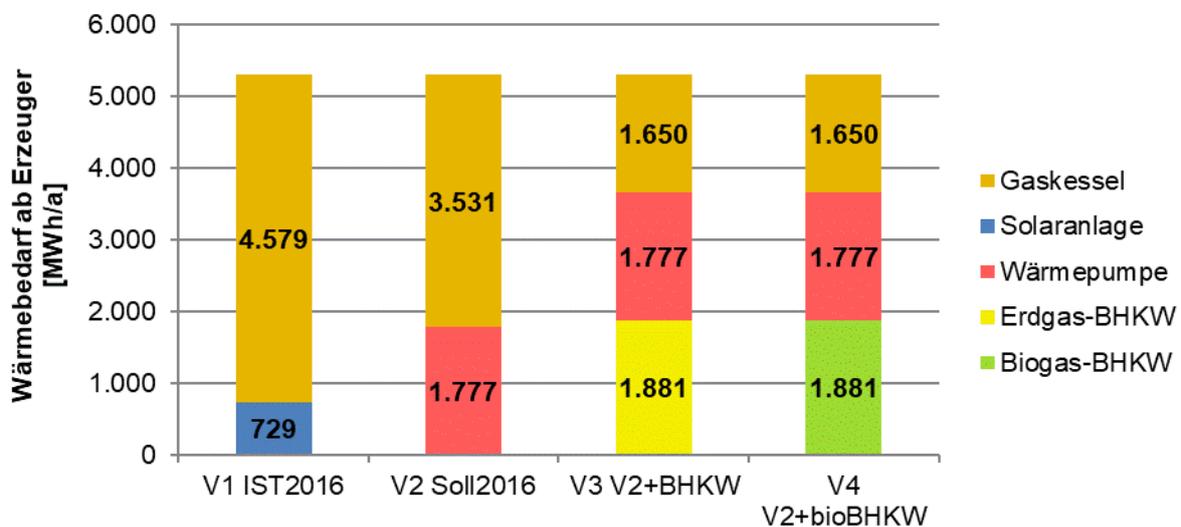


Abbildung 42: Optimierung Neckarsulm-Amorbach – Deckungsanteile der Wärmeerzeuger

Abbildung 43 zeigt die Endenergiebilanz der untersuchten Varianten. Es werden spezifische Werte dargestellt. Bezugsgröße ist die an das Wärmenetz abgegebene Wärmemenge von etwa 5.300 MWh/a. Es zeigt sich eine stetige Verbesserung im Vergleich zum derzeitigen Betriebszustand. Durch den zusätzlichen Einsatz eines BHKW steigt der Endenergiebedarf im Vergleich zur Variante V2. Durch die Gutschrift aufgrund der lokalen Stromerzeugung erreichen diese Varianten jedoch ein etwas besseres endenergetisches Ergebnis. Ein ähnliches Bild liefert die Primärenergiebilanz in Abbildung 44. Hier wird der Einfluss des Einsatzes von Biomethan in Variante V4 sichtbar. Durch den niedrigeren Primärenergiefaktor dieses Energieträgers kann die Primärenergiebilanz weiter verbessert werden. Die Bezugsgröße ist wiederum die an das Netz abgegebene Wärme. Die energetische Bewertung schließt mit den jährlichen CO₂-Emissionen der untersuchten Varianten (Abbildung 45). Hier wird sichtbar, dass durch eine Optimierung die Emissionen aus der Wärmeversorgung etwa halbiert (Variante V3) bzw. auf etwa 35 % reduziert werden können (Variante V4).

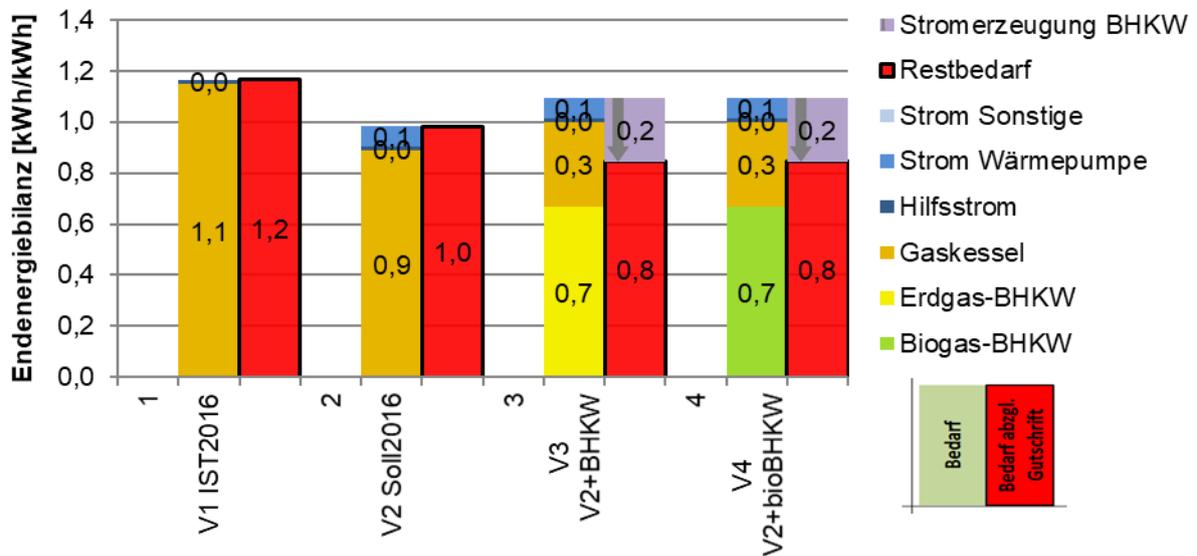


Abbildung 43: Optimierung Neckarsulm-Amorbach – Endenergiebilanz

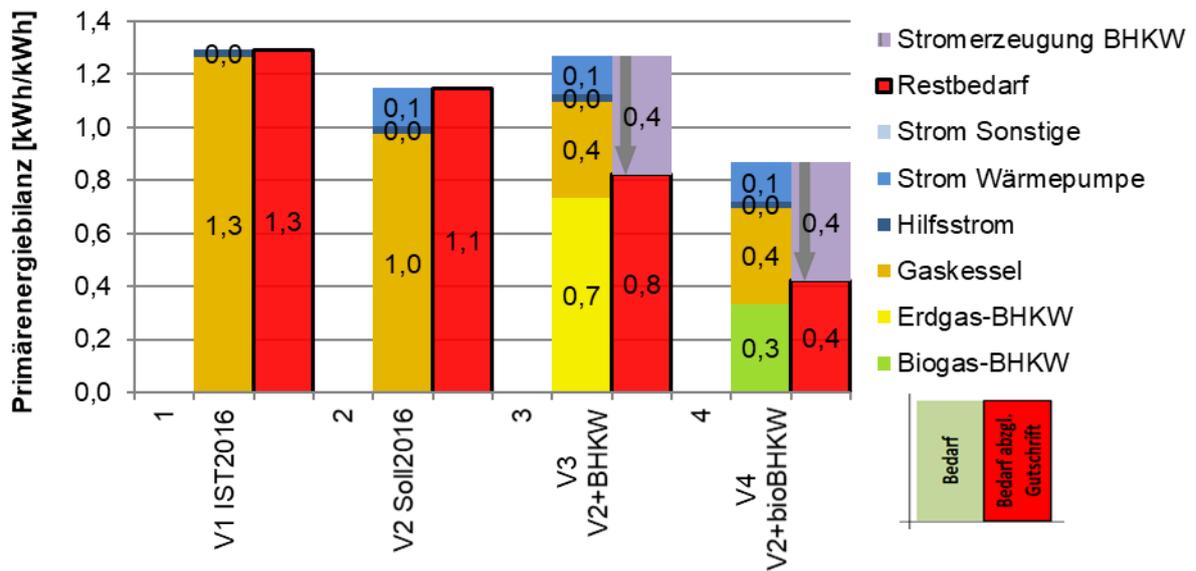


Abbildung 44: Optimierung Neckarsulm-Amorbach – Primärenergiebilanz

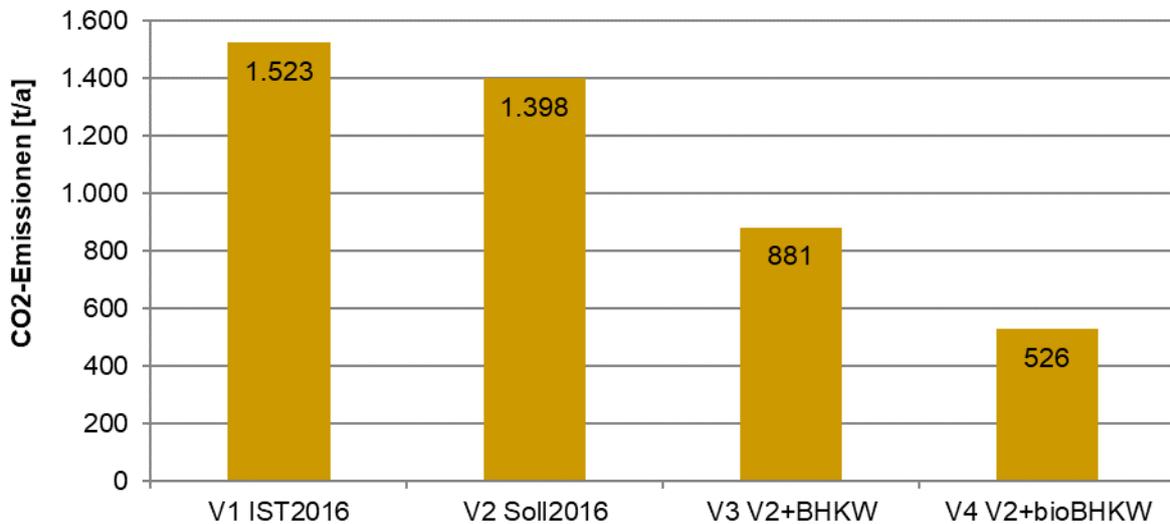


Abbildung 45: Optimierung Neckarsulm-Amorbach – CO₂-Emissionen

Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit der untersuchten Optimierungsvarianten wurden die notwendigen Investitionskosten für die Varianten V3 und V4 grob abgeschätzt. Für beide Varianten wurden diese Investitionskosten auf etwa 400.000 € beziffert. Enthalten sind hierin:

- BHKW mit etwa 400 kW thermisch und 280 kW elektrisch
- Pufferspeicher mit 10 m³
- Container zur Unterbringung des BHKW
- Hydraulische, elektrische, abgasseitige Einbindung
- MSR-Technik

Für die Variante V2 sind keine Investitionen notwendig, da lediglich Änderungen in der Betriebsführung umgesetzt werden.

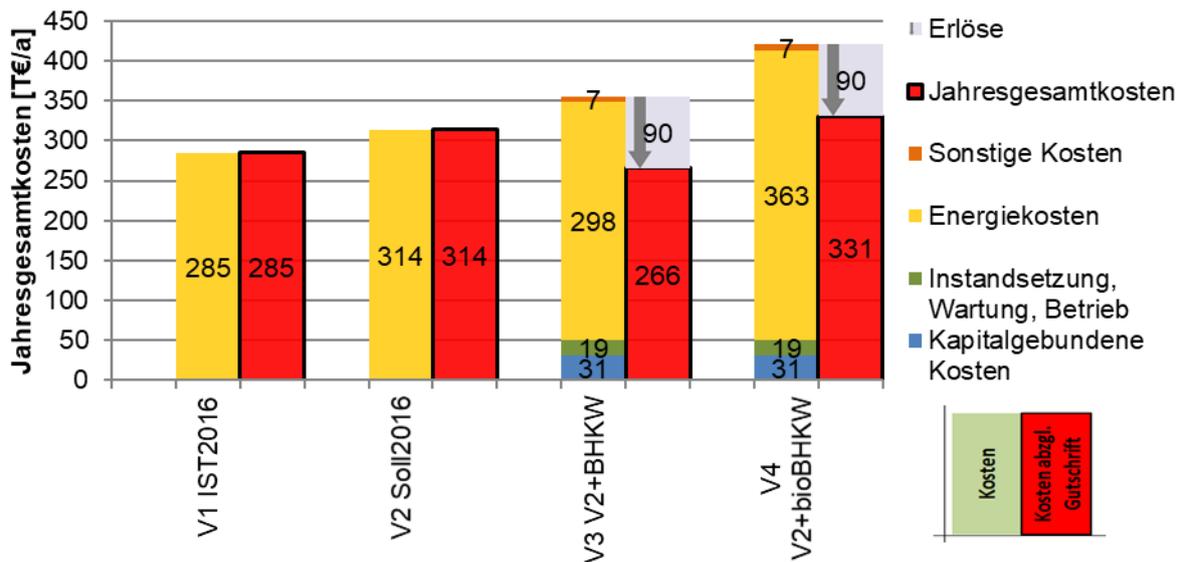


Abbildung 46: Optimierung Neckarsulm-Amorbach – Jahresgesamtkosten

Zum Vergleich der Wirtschaftlichkeit wurden für jede Variante die die Jahresgesamtkosten in Anlehnung an VDI 2067 bestimmt. Die Jahresgesamtkosten setzen sich zusammen aus kapitalgebundenen Kosten (aus Investitionen falls vorhanden), Kosten für Instandhaltung (nur für BHKWs in V3 und V4 dargestellt, da die übrigen Instandhaltungskosten in allen Varianten gleich sind), Energiekosten (für Einkauf von Erdgas, Biomethan, Strom), sonstige Kosten (wie EEG-Umlagen), Erlöse (aus Vergütung für eingespeisten Strom nach KWK-G). Das Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ist in Abbildung 46 dargestellt.

Der Vergleich der Jahresgesamtkosten zeigt eine Steigerung von V1 zu V2 um etwa 10 % (von 285 T€/a auf 314 T€/a). Dies bestätigt die Einschätzung des Betreibers bezüglich der Unwirtschaftlichkeit des Wärmepumpenbetriebs, aufgrund der vergleichsweise günstigen Preise für Erdgas im Vergleich zu Strom.

Der weitere Vergleich zeigt, dass die Nachrüstung eines mit Erdgas betriebenen BHKW die Jahresgesamtkosten um etwa 7 % senken kann, bei gleichzeitiger Reduktion des Primärenergieaufwands und der CO₂-Emissionen.

Ein Betrieb des BHKW mit Biomethan, mit dem Ziel einer weiteren Verbesserung des Primärenergieeinsatzes (-70 % zu V1) und der CO₂-Emissionen (-67 % zu V1), führt zu einer Steigerung der Jahresgesamtkosten von etwa 16 % zum Istzustand. Grund für die Steigerung im Vergleich zu V3 sind die höheren Kosten für den Energieträger Biomethan im Vergleich zum Erdgas.

In der Schlussfolgerung kann festgehalten werden, dass die Wiederinbetriebnahme in Kombination mit der Nachrüstung eines erdgasbetriebenen BHKW, wie in Variante V3 dargestellt, sowohl den Primärenergieeinsatz und die CO₂-Emissionen als auch die Jahresgesamtkosten des Systems verringern kann und somit eine sinnvolle Optimierungsoption darstellt.

4.1.5 Friedrichshafen-Wiggenhausen (SIZ EGS)

Die Anlage zur solar unterstützten Nahwärmeversorgung mit Langzeit-Wärmespeicher in Friedrichshafen ging 1996 in Betrieb und wurde 1999/2000 mit dem zweiten Bauabschnitt erweitert. Auf ausgewählten Dächern von Mehrfamilienhäusern und einiger Reihenhäuser wurden Kollektoren installiert. Der saisonale Wasser-Wärmespeicher umfasst ein Wasservolumen von 12.000 m³. Die anfangs auch für den zweiten Bauabschnitt vorgesehene dichte Bebauung mit MFH wurde im Zuge der Aufsiedelung verändert, wodurch die Kollektorfläche und die angeschlossenen Wohnungen nur mit etwa 75 % der ursprünglich geplanten Größe realisiert wurden. Der geplante solare Deckungsanteil konnte im Betrieb nicht erreicht werden.

Ab 2013 erfolgte die Erweiterung des Nahwärmenetzes mit einem 3. Bauabschnitt. Aufgrund der relativ großen Entfernung zur Energiezentrale und dem Langzeitwärmespeicher wurden für diesen von vornherein keine weiteren Kollektorfelder vorgesehen. Leider konnte der Betrieb des so erweiterten Wärmenetzes im Rahmen des Projekts nicht ausgewertet werden, sodass folgende Auswertungen und Analysen nur den Betriebszeitraum bis einschließlich 2013 umfassen. Einige wesentliche Kenndaten zur SuN-Anlage Friedrichshafen-Wiggenhausen sind in folgender Tabelle 11 zusammengefasst.

Tabelle 11: Kenndaten der SuN-Anlage Friedrichshafen-Wiggenhausen

Standort	Friedrichshafen-Wiggenhausen
Baujahr / Betriebsbeginn	1996
Umbau / Sanierung / Optimierung	1. Erweiterung 1999/2000
Gebäudetypen	EFH, MFH und Kindergarten
Wohneinheiten (2013)	380 und Kindergarten (1.+2.BA)
Nutzfläche nach EnEV (AN)	27.524 m ²
Gesamtwärmebedarf (2013)	2.921 MWh/a
Flächenbezogener Wärmebedarf	80 kWh/(m ² -a)
Länge Leitungsnetz (2013)	ca. 1.000 m
Kollektortyp	Flachkollektoren versch. Hersteller
Kollektorfläche Brutto	4.500 m ²
Solarer Deckungsanteil (2013)	41 %
Speicherart	Erdbecken
Speichermedium	Wasser
Speichervolumen	12.000 m ³
Nachheizung: Gas-Brennwertkessel	1.650 kW

Abbildung 47 zeigt ein vereinfachtes Schema der Anlage Friedrichshafen-Wiggenhausen. Die Erträge der Kollektoren werden hier in der Energiezentrale gesammelt und je nach Temperaturniveau in den Langzeitwärmespeicher oder in das Netz eingespeist. Die Nachheizung erfolgt über zwei Gas-Brennwertkessel mit insgesamt 1.650 kW Nenn-Wärmeleistung. Der Langzeitwärmespeicher wird über Beladetassen in unterschiedlichen Schichten be- oder entladen. Ist das Temperaturniveau im Langzeitwärmespeicher ausreichend hoch erfolgt die Entladung. Die Einspeisung der Solarwärme (direkte oder aus dem Langzeitwärmespeicher) in das Nahwärmenetz erfolgt dabei als Netzzrücklauf-Temperaturerhöhung.

Der saisonale Wasser-Wärmespeicher ist oben und an den Seiten gedämmt und zu zwei Dritteln im Erdreich eingegraben. Er fasst insgesamt ein Volumen von 12.000 m³ Wasser. Der Speicher wird über Beladetassen in verschiedenen Höhen mit Wärme be- und entladen.

Die Kollektorfläche von 4.500 m² (Brutto) der SuN-Anlage Friedrichshafen-Wiggenhausen ist auf insgesamt 12 Kollektorfelder verteilt (9 im 1. BA, 3 im 2. BA). Jedes Kollektorfeld ist mehrere 100 m² groß. Die Kollektorfelder bestehen durchgehend aus Flachkollektoren in unterschiedlicher Ausführung und von unterschiedlichen Herstellern.

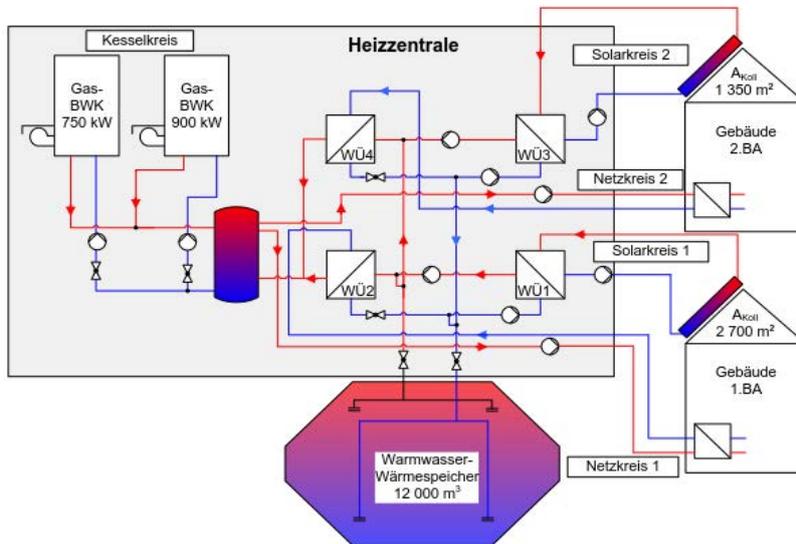


Abbildung 47: Anlagenschema Friedrichshafen-Wiggenhausen

4.1.5.1 Anlagenbetrieb und -zustand

Die Analyse der Betriebsdaten bis 2013 zeigt, dass der Langzeitwärmespeicher sowohl für den vorhandenen Wärmebedarf des 1. und 2. BA als auch für die realisierten Kollektorflächen zu groß dimensioniert ist. Grund dafür ist die, im Vergleich zur ursprünglichen Planung, veränderte Bebauung im 2. BA. Des Weiteren zeigt sich, dass der Speicher relativ hohe Wärmeverluste aufweist. Ein Grund dafür sind unter anderem die hohen Rücklauftemperaturen im Wärmenetz, welche eine Entladung des Langzeitwärmespeicher limitieren. Dadurch sind die Temperaturen im Langzeitwärmespeicher höher als geplant und die Wärmeverluste ebenfalls.

Abbildung 48 zeigt den Nettoertrag der Kollektorfelder und, soweit die Messwerte vorliegen, in welchen Anteilen dieser direkt in die Energiezentrale geleitet wurde bzw. zur Speicherbeladung diente. Während der Wärmeertrag zwischen 1997 und 2004 relativ konstant zwischen 800 und 1.000 MWh/a liegt, ist dessen Steigerung ab 2005 infolge der Inbetriebnahme neuer Kollektorfelder aus dem 2. BA erkennbar. Der Kollektorertrag fiel im Jahr 2010 aufgrund von Leckagen in Teilen des Kollektornetzes niedriger aus. Der hohe Ertrag in 2011 muss aufgrund von Problemen in der Messtechnik unter Vorbehalt betrachtet werden. Der spezifische Nettoertrag liegt im Durchschnitt aller Betriebsjahre bei relativ zufriedenstellenden 300 kWh/(m²a) und liegt nur unwesentlich unter dem Planwert von 315 kWh/(m²a). Der Kollektor-Nutzwärmeertrag liegt aufgrund hoher Speicher-Wärmeverluste allerdings nur bei durchschnittlich 160 kWh/(m²a).

Abbildung 49 zeigt die Energiebilanz des Nahwärmenetzes. Zum einen sind die Anteile der, an den Hausübergabestationen gemessenen Energiemengen und der Netzwärmeverluste am Gesamtbedarf des Wärmenetzes abgebildet. Für die Jahre 2005 bis 2008 können diese Werte nicht angegeben werden, da die abgerechneten Wärmemengen nicht vorliegen. Im Mittel ergibt sich für die Jahre ab 2009 ein durchschnittlicher Netzwirkungsgrad η_{Netz} von etwa 88 %. Zum anderen ist die Zusammensetzung der bereitgestellten Energie auf Erzeugerseite dargestellt. Sie setzt sich aus den

Kollektor Nettoerträgen (direkte Nutzung von Solarwärme und Entladung des LZWSp) und den Beiträgen der Gaskessel zusammen.

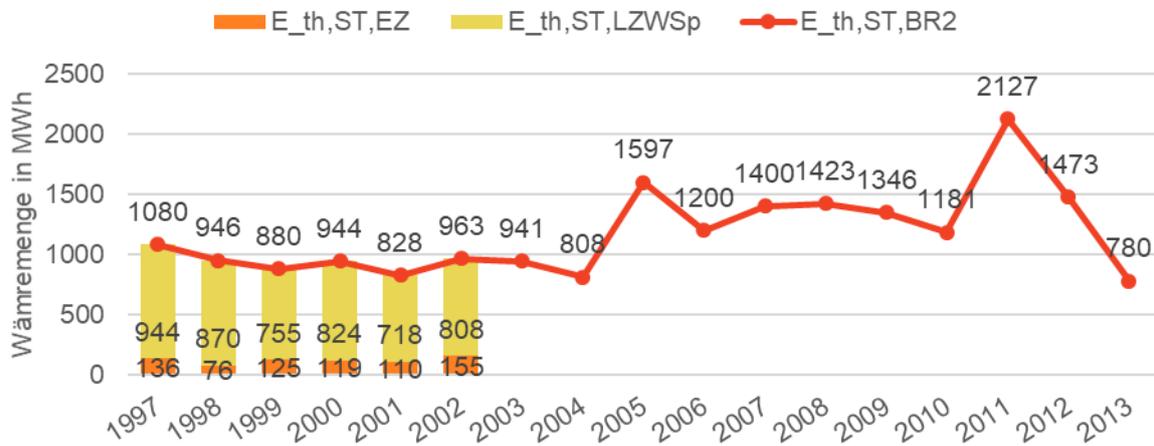


Abbildung 48: Zeitliche Entwicklung der Kollektor erträge in Friedrichshafen-Wiggenhausen bis 2013

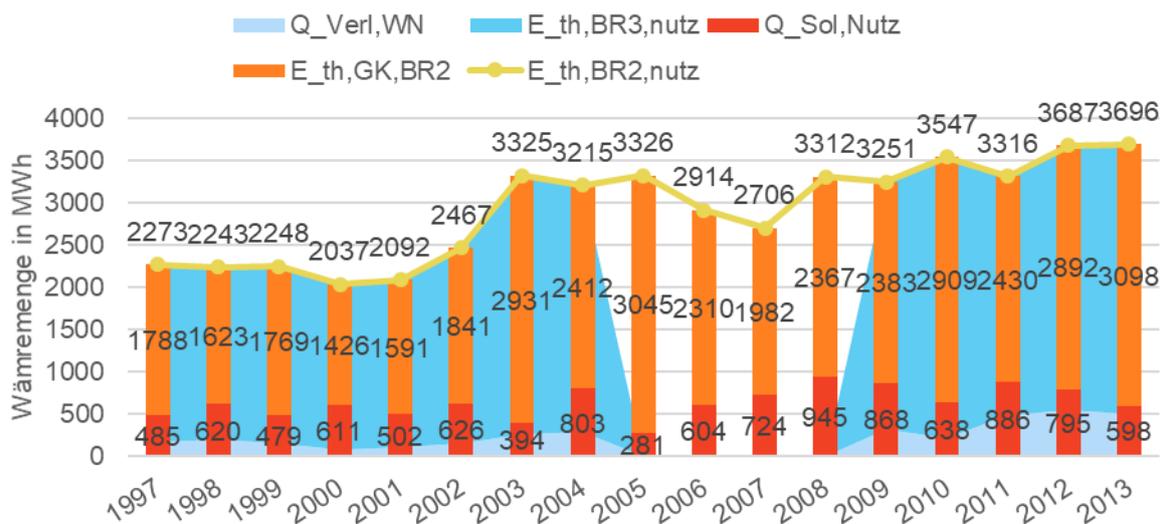


Abbildung 49: Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale sowie Anteile an Erzeugung und Verbrauch für die die SuN-Anlage Friedrichshafen-Wiggenhausen bis 2013

Abbildung 50 zeigt den zeitlichen Verlauf des solaren Deckungsanteils und des Speicherwirkungsgrads, wie er sich nach den im Projekt futureSuN entwickelten Definitionen ergibt. Über den gesamten Betriebszeitraum ergibt sich ein Mittelwert des solaren Deckungsgrads f_{Sol} von etwa 41 %. Damit wird der Auslegungswert von 43 % beinahe erreicht. Der Speicherwirkungsgrad η_{Sp} kann aufgrund der Datenlage nur bis 2002 ermittelt werden und beträgt im Mittel etwa 53 %. Der Auslegungswert von 70 % wird demnach nicht erreicht. Grund dafür ist die relative Überdimensionierung des Speichervolumens und dessen, im Vergleich zur Planung, relativ hohen Temperaturen. Dadurch sind die Speicher-Wärmeverluste höher als ursprünglich geplant.

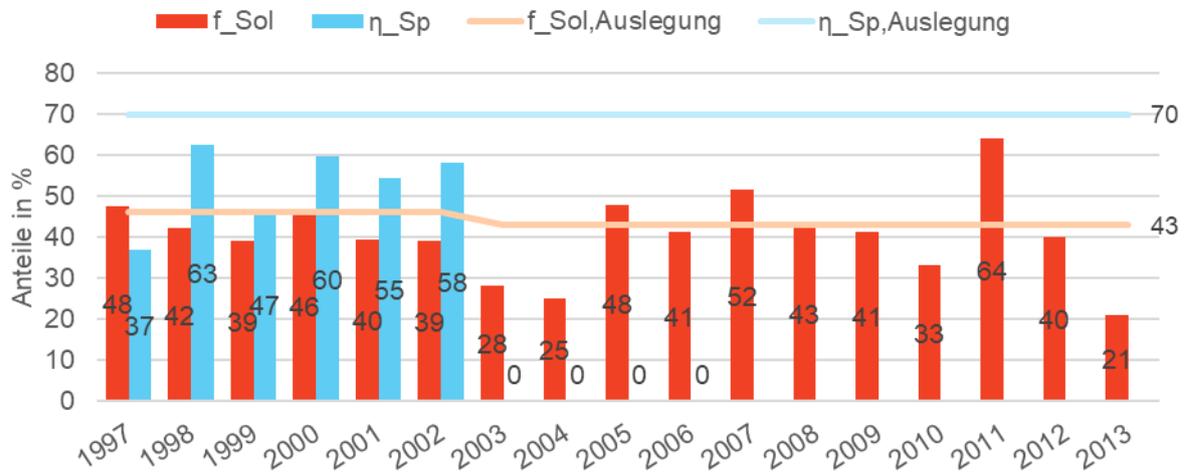


Abbildung 50: Solarer Deckungsanteil und Speichernutzungsgrad, sowie Auslegungswerte für Friedrichshafen-Wiggenhausen

Eine weitergehende Untersuchung der SuN-Anlage Friedrichshafen-Wiggenhausen hinsichtlich Optimierungspotenzialen wurde im Projekt nicht durchgeführt.

4.1.6 Hannover Kronsberg (SIZ energie+)

4.1.6.1 Anlagenbetrieb und –zustand

Der Stadtteil Kronsberg wurde von der Stadt Hannover als Modellprojekt für zukunftsweisende Wohnsiedlungen errichtet. Das Konzept der „Solar-City“ mit ihrer solarunterstützten Nahwärmeversorgung wurde in diesem Rahmen von 1999 bis 2000 auf einem Baufeld mit acht Gebäuden und 106 Wohneinheiten umgesetzt. Abbildung 51 zeigt das Areal inklusive Langzeitwärmespeicher im Mai 2001, nachdem die Vollvermietung erreicht worden war [Schlosser et al. 2010, S. 59].



Abbildung 51: Luftaufnahme der „Solar-City“ Hannover-Kronsberg im Mai 2001. Quelle: IGS, TU Braunschweig

Die wissenschaftliche Begleitung der Anlage erfolgte bis Ende 2009. Die Betriebszeit der ersten 9 Jahre ist sehr ausführlich in einem zusammenfassenden Bericht des Instituts für Gebäude- und Solartechnik (IGS) der TU Braunschweig dokumentiert [Schlosser et al. 2010, S. 58–101]. Im Folgenden werden darauf aufbauend die wichtigsten Eigenschaften der Anlagenkomponenten zusammengefasst und die relevanten Betriebsereignisse aus den Jahren 2010 bis 2017 ergänzt. Die vollständige Datengrundlage der nachfolgenden Diagramme und Berechnungen ist im Anhang D.10 beigefügt.

Gesamtsystem

Die Pilotanlage in Hannover-Kronsberg wird von der Avacon Natur GmbH, Sarstedt, betrieben und besteht aus acht Mehrfamilienhäusern mit 106 Wohneinheiten, die von der Heizzentrale über das Nahwärmenetz versorgt werden. Das in Abbildung 51 noch freie Baufeld wurde inzwischen mit weiteren Wohnhäusern ausgebaut, diese sind jedoch nicht an das Nahwärmenetz angeschlossen worden. Der Erdbecken-Heißwasser-Wärmespeicher mit einem Volumen von 2750 m³ ist am östlichen Rand des Baufeldes errichtet worden und als Kinderspielplatz in die Umgebung integriert. Auf den sieben Hausdächern mit südlicher bzw. östlicher Ausrichtung sind 1631 m² solarthermische Kollektoren in der „Solar-Roof“ Ausführung installiert. Die gesammelte Wärme kann von der Heizzentrale im Langzeitwärmespeicher gespeichert oder direkt im Wärmenetz verteilt werden. Zur Nachheizung dient ein Fernwärmeanschluss an das Netz der Stadtwerke Hannover. In Tabelle 12 sind die wichtigsten Kenndaten der Anlage⁴ zusammengefasst. Das Anlagenschema ist seit der Inbetriebnahme unverändert geblieben und in Abbildung 52 dargestellt, Abbildung 53 definiert die Bilanzräume.

⁴ Bei Wärmebedarf und Deckungsanteil ist der Mittelwert aller erfassten Betriebsjahre angegeben.

Tabelle 12: Kenndaten der Anlage Hannover-Kronsberg, Stand Ende 2016

Standort	Hannover	
Baujahr / Betriebsbeginn	2000	
Umbau / Sanierung / Optimierung	2003	
Gebäudetypen	8 MFH	
Wohneinheiten	106 WE	
Nutzfläche nach EnEV (A_N)	8449 m ²	
Gesamtwärmebedarf	703 MWh/a	
Flächenbezogener Wärmebedarf	83 MWh/(m ² ·a)	
Länge Leitungsnetz	1025 m	
Kollektortyp	Solar-Roof	
Bruttokollektorfläche	1631 m ²	
Solarer Deckungsanteil	29 %	
Speicherart	Betonbehälter	
Speichermedium	Wasser	
Speichervolumen	2750 m ³	
Nachheizung: Fernwärme	400 kW	

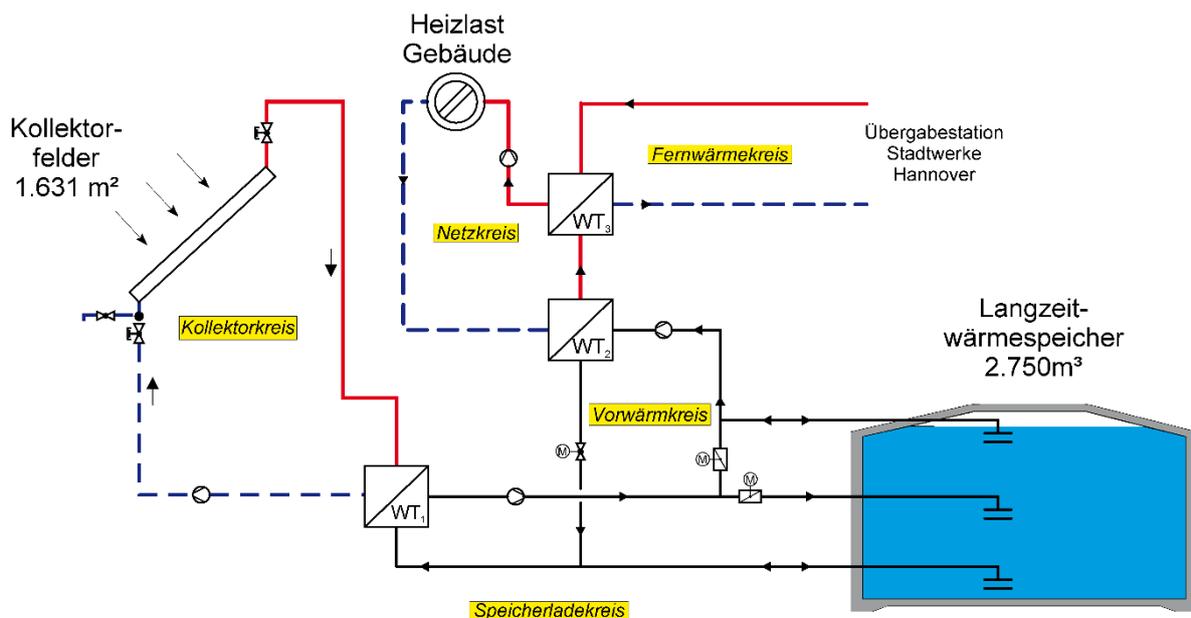


Abbildung 52: Anlagenschema Hannover Kronsberg

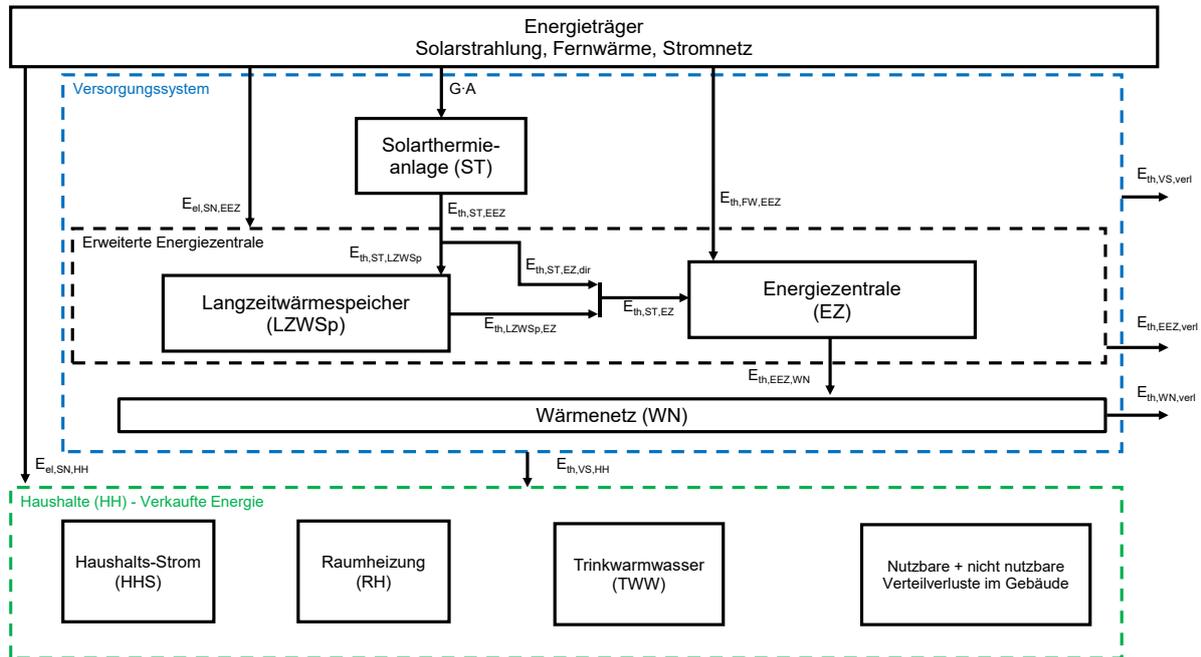


Abbildung 53: Bilanzräume für Auswertung der Anlage Hannover-Kronsberg

Messdatenerfassung

Während der wissenschaftlichen Begleitphase bis 2009 wurden detaillierte Messdaten erfasst und ausgewertet. Je ein Datenlogger zeichnete die Messwerte in der Heizzentrale, im Speicheranschlusshaus sowie im Dachraum auf und sendete sie per Busleitung an einen in der Heizzentrale aufgestellten Messrechner. Nach Ende der wissenschaftlichen Begleitung war die Messtechnik weiter aktiv, aber nicht in Verwendung. Bei Besichtigung der Anlage im Mai 2017 musste festgestellt werden, dass der Messrechner aufgrund eines Systemfehlers nicht mehr hochfahren konnte. Die Festplatte wurde auf nützliche Messdaten getestet, jedoch wurden nur unvollständige Daten bis Anfang 2011 gefunden und nicht weiter ausgewertet. Die in der vorliegenden Arbeit verwendeten Daten ab 2010 wurden vom Betreiber als Jahressummen aus Abrechnungsdaten zur Verfügung gestellt. Als weitere Informationsquelle diente das sorgfältig geführte Betriebshandbuch.

Kollektoren

Die solarthermischen Kollektoren mit einer Bruttokollektorfläche von 1631 m² sind als „Solar-Roofs“ ausgeführt. Damit sind sie in die Hausdachflächen integriert und dienen der Dichtigkeit und Dämmung der Dächer. Die Kollektorfelder mit Flächen zwischen 39 m² und 322 m² sind mit Neigungswinkeln von 21°, 25° und 45° in südwestlicher und südöstlicher Richtung montiert.

Im Laufe der Jahre traten wiederholt Schäden an den Kollektoren auf. Viele dieser Schäden lassen sich auf einzelne Sturmereignisse zurückführen, wie z. B. den Orkan Kyrill im Jahr 2007. Zur Reparatur mussten Scheiben ausgetauscht und Blechbefestigungen verstärkt werden. Aber auch die kontinuierliche Windlast beeinträchtigt die Kollektoren, indem sich an zahlreichen Stellen die Schrauben der Blechbefestigungen lockern. Wie in Abbildung 54 zu erkennen, erfolgt deshalb mangels hinreichender Dichtigkeit an zahlreichen Abdeckscheiben Kondensatausfall. Größere Reparaturen an den Kollektoren waren in den Jahren 2010, 2012 und 2015 nötig. Damit entfiel der Hauptteil der Instandhaltungsmaßnahmen der Gesamtanlage auf die Kollektorflächen.



Abbildung 54: Gelockerte Schrauben und Kondensatausfall an den C-Feldern im Juni 2017 (HK)

Abbildung 55 zeigt über den gesamten Betriebszeitraum den jährlichen Kollektor Nettoertrag und, soweit verfügbar, dessen Verwendung zur Direktnutzung und zur Speicherbeladung. Markant sind die Ertragseinbrüche 2004 und 2012, die jeweils auf langwierige Kollektorreparaturarbeiten zurückzuführen sind. In 2012 waren den gesamten Sommer 36 % der Kollektorfläche außer Betrieb. Die verfügbaren Daten zeigen ansonsten einen stabilen Ertrag und lassen auf keine langjährigen Degradationseffekte schließen.

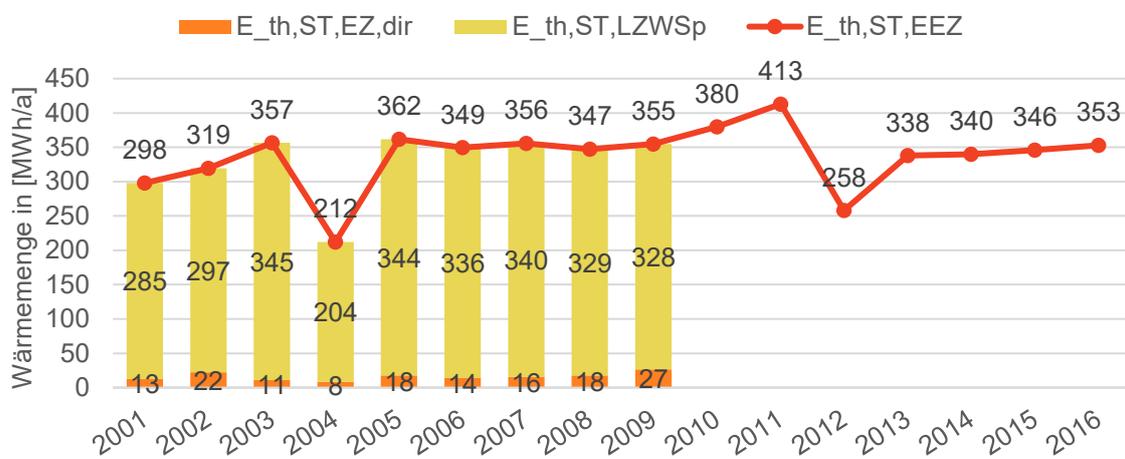


Abbildung 55: Wärmemenge Kollektor Nettoertrag sowie Speicherbeladung und Direktnutzung als Jahressummen. Ertragseinbrüche sind Resultat von Reparaturen. (HK)

Langzeitwärmespeicher

Der zentrale Heißwasser-Wärmespeicher ist als zylindrischer Betonbehälter mit freitragendem Kegelstumpf-Schalendach aus Spannbeton ausgeführt. Er fasst ein Wasservolumen von 2750 m³ bei Innendurchmesser und lichter Höhe von rund 19 m bzw. 11 m. Eine Neuigkeit stellte bei diesem Projekt die Verwendung eines nahezu wasserdampfdiffusionsdichten Hochleistungsbetons dar. Der verbleibende jährliche Wasserverlust wurde ursprünglich mit 4 l/m² Speicheroberfläche angesetzt. Aus den Aufzeichnungen im Betriebshandbuch ergibt sich ein langjähriges Mittel von ca. 3 l/m².

Zur Wärmedämmung des Speichers ist eine Schüttung aus druckbeständigem Blähglas-Granulat eingesetzt worden, deren Stärke von 30 cm nach oben auf 70 cm ansteigt. Die Speicherdecke ist mit 70 cm Schüttdicke gedämmt, wie in Abbildung 56 schematisch dargestellt ist.

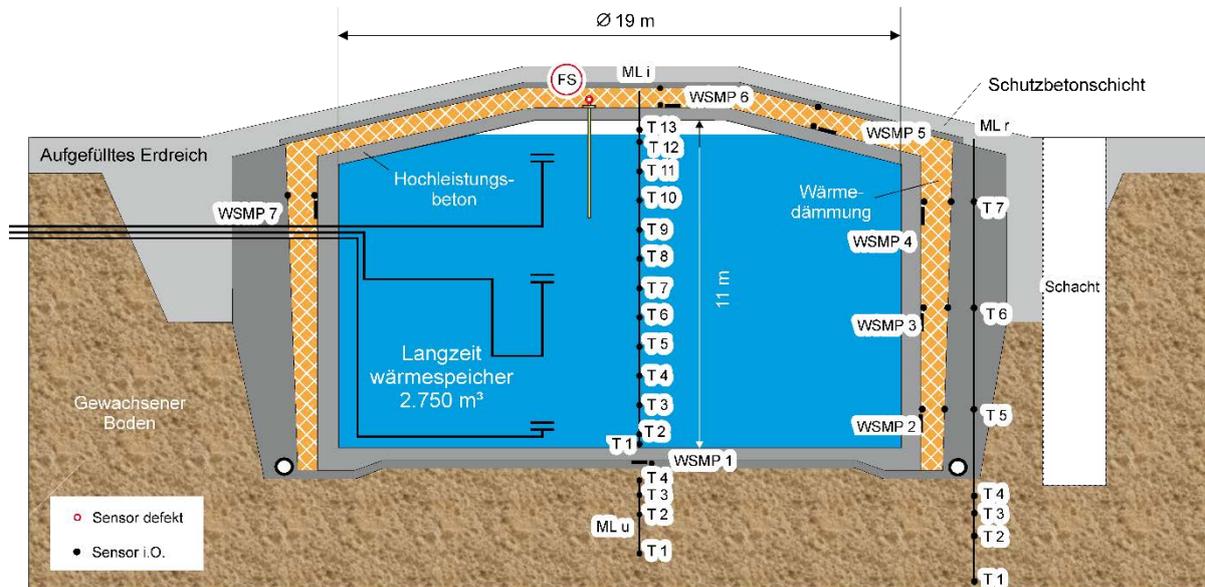


Abbildung 56: Schema Wärmespeicher Hannover Kronsberg

Eine Besonderheit des Speichers ist seine flexible Be- und Entladung in drei Ebenen. Dies erlaubt zum einen den gleichzeitigen Be- und Entladebetrieb bei verschiedenen Temperaturniveaus, zum anderen kann mit der höhenverstellbaren mittleren Ladeeinrichtung die Speicherschichtung optimiert werden. Ermöglicht wird die Verstellbarkeit durch einen temperaturbeständigen Kunststoffschlauch.

Da die ab 2010 vorhandenen Zählerstände keine Daten über gespeicherte Wärmemengen oder Temperaturen enthalten, können im Vergleich zur letzten wissenschaftlichen Auswertung des Speichers [Schlosser et al. 2010, S. 90–94] kaum neue Informationen hinzugefügt werden. Weil neben dem solaren Kollektor Nettoertrag ($E_{th,ST,EEZ} = E_{th,ST,EZ,dir} + E_{th,ST,LZWSp}$) auch die solare Nutzwärme ($E_{th,ST,EZ} = E_{th,ST,EZ,dir} + E_{th,LZWSp,EZ}$) erfasst ist, lässt sich jedoch der Betrieb des Speichers indirekt über Abbildung 57 betrachten. Bei konstanter Direktnutzung würde die Differenz von Kollektor Nettoertrag und solarer Nutzwärme der Differenz zwischen Speicherbe- und Entladung entsprechen. Je kleiner die Direktnutzung, desto mehr entsprechen sich die Verhältnisse $E_{th,ST,EZ}/E_{th,ST,EEZ}$ und $E_{th,LZWSp,EZ}/E_{th,ST,LZWSp}$. In der Praxis ist die Direktnutzung nicht konstant, macht aber mit durchschnittlich 4,9 % einen sehr kleinen Anteil von $E_{th,ST,EEZ}$ aus. Mit einer Standardabweichung von $s = 1,4\%$ ist dieser Anteil als relativ gleichbleibend zu betrachten. Schon rein optisch haben die Kurven $E_{th,ST,EZ}$ und $E_{th,ST,EEZ}$ im Verhältnis zueinander einen gleichmäßigen Verlauf. Rechnerisch schwankt das Verhältnis $E_{th,ST,EZ}/E_{th,ST,EEZ}$ über den gesamten Betrachtungszeitraum mit $s = 6,0\%$ um den Mittelwert $\bar{x} = 59,4\%$. Von 2001 bis 2009 gelten dabei $\bar{x} = 60,8\%$ und $s = 5,9\%$, von 2010 bis 2016 errechnen sich $\bar{x} = 57,6\%$ und $s = 5,6\%$. Der etwas niedrigere Durchschnitt resultiert vor allem aus dem reparaturbedingt ertragsarmen Jahr 2012, in den Folgejahren wächst er wieder an.

Die Schlussfolgerung lautet, dass sich das Verhältnis zwischen eingespeister und entnommener Wärmemenge über die Jahre nicht signifikant verändert hat. Damit deutet sich an, dass die Leistungsfähigkeit des Speichers über die Betriebszeit grundsätzlich erhalten geblieben ist. Der Speichernutzungsgrad η_{Sp} ist für die Zeit bis 2009 in Abbildung 60 dargestellt und beträgt im Mittel 58,9 %. Es ist davon auszugehen, dass er weiterhin in dieser Größenordnung liegt.

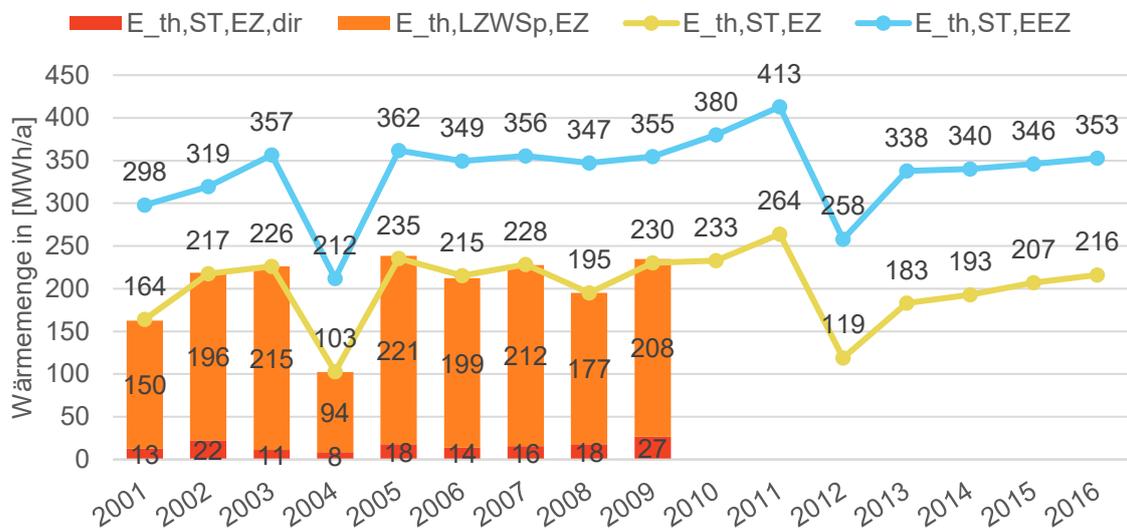


Abbildung 57: Kollektor nettoertrag, solare Nutzwärmemenge sowie Speicherentladung und Direktnutzung als Jahressummen (HK)

Heizzentrale, Nahwärmenetz und Hausübergabestationen

Von der Heizzentrale aus werden die Gebäude über ein Zweileiter-Wärmeverteilnetz mit drei Hausübergabestationen mit Wärme versorgt, das Wärmenetz verläuft dabei zumeist in den Untergeschossen der Gebäude. Zur Kopplung von Kollektornetz, Speichersystem und Nahwärmenetz kommen Plattenwärmeübertrager zum Einsatz und die Nachheizung wird durch einen 400 kW Fernwärmeanschluss der Stadtwerke Hannover bereitgestellt.

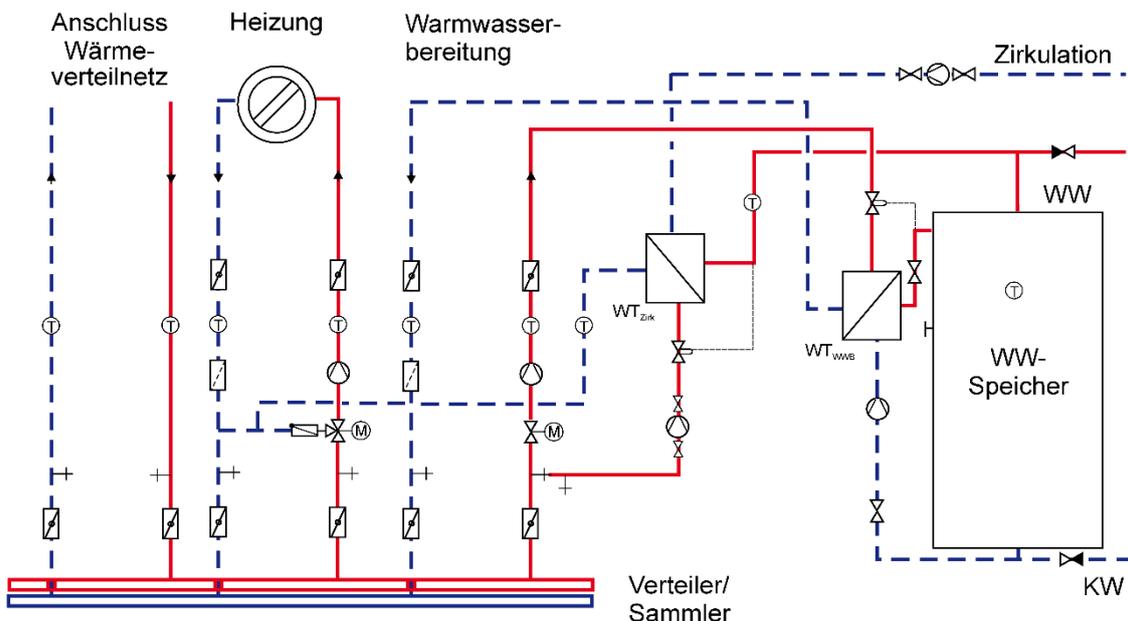


Abbildung 58: Schema Hausübergabestation Hannover Kronsberg

Abbildung 58 zeigt das Schema der Hausübergabestationen (HÜST). Die Heizkreise der Gebäudeheizung sind direkt mit dem Wärmenetz gekoppelt, das Trinkwarmwasser an jeder HÜST wird indirekt über ein Speicherladesystem erhitzt. Seit einem Umbau im Jahr 2002 kann der

Zirkulationsrücklauf über einen nachgerüsteten Wärmeübertrager nachgeheizt werden, um die Zirkulationsverluste auszugleichen. Der Vorlauf des Wärmenetzes ist zwecks ganzjähriger Trinkwassererwärmung auf 70 °C ausgelegt worden und wird im Messzeitraum (bis 2009) auch entsprechend betrieben. Im Rücklauf stellen sich ein Jahresrhythmus zwischen 50 °C im Sommer und 40 °C im Winter ein.

In Abbildung 59 ist die jährliche Energiebilanz der Heizzentrale dargestellt. Während der Gesamtwärmebedarf des Netzes über die Jahre bis 2009 tendenziell abnahm, zeigen sich in einzelnen Jahren nach der wissenschaftlichen Begleitung wieder Anstiege und insbesondere ein relativ stark schwankender Verlauf des Wärmebedarfs. Die Mittelwerte vor und nach Ende der wissenschaftlichen Begleitung belaufen sich auf 709 MWh/a bzw. 695 MWh/a, was einer relativen Verringerung des Energiebedarfs von 2,0 % entspricht.

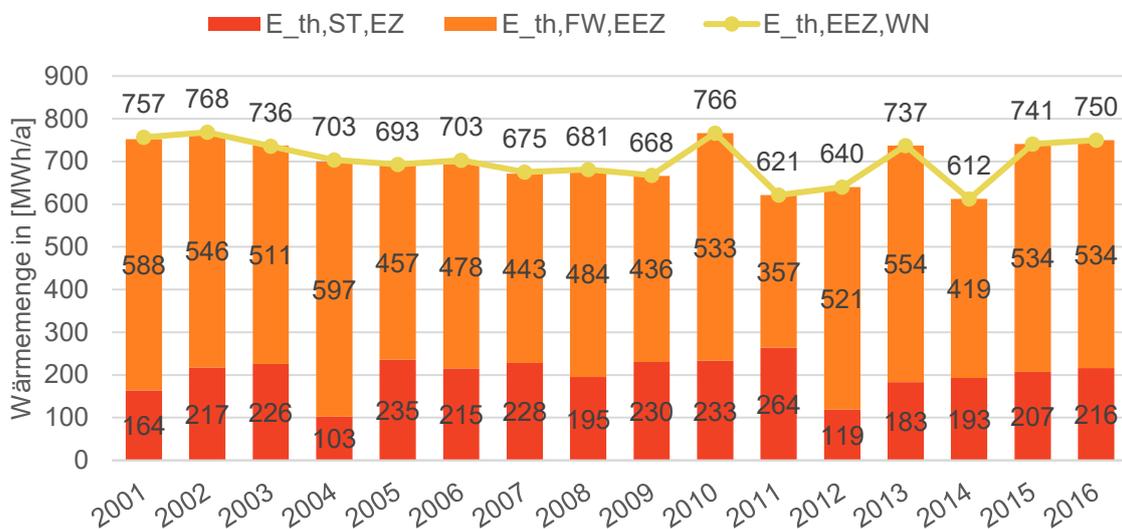


Abbildung 59: Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale sowie Nachheizung durch Fernwärme und solare Nutzwärmemenge als Jahressummen (HK)

Als wichtigster Indikator der Qualität einer solarunterstützten Wärmeversorgung wird der solarthermische Deckungsanteil $f_{th,sol}$ betrachtet. Abbildung 60 zeigt dessen Verlauf zusammen mit dem Speichernutzungsgrad und den jeweiligen Auslegungswerten an. Der Mittelwert von f_{sol} beträgt 40 %, und das nicht nur über den gesamten Zeitraum, sondern in Näherung auch über die Zeiträume bis und nach 2009. Zwar wird damit der Auslegungswert weiterhin nicht erreicht, entscheidender ist jedoch die Schlussfolgerung, dass eine hinreichend stabile⁵ Performance über 16 Betriebsjahre hinweg erreicht werden konnte.

⁵ Die Ausreißer in 2004 und 2012 sind auf längere Kollektorreparaturarbeiten zurückzuführen.

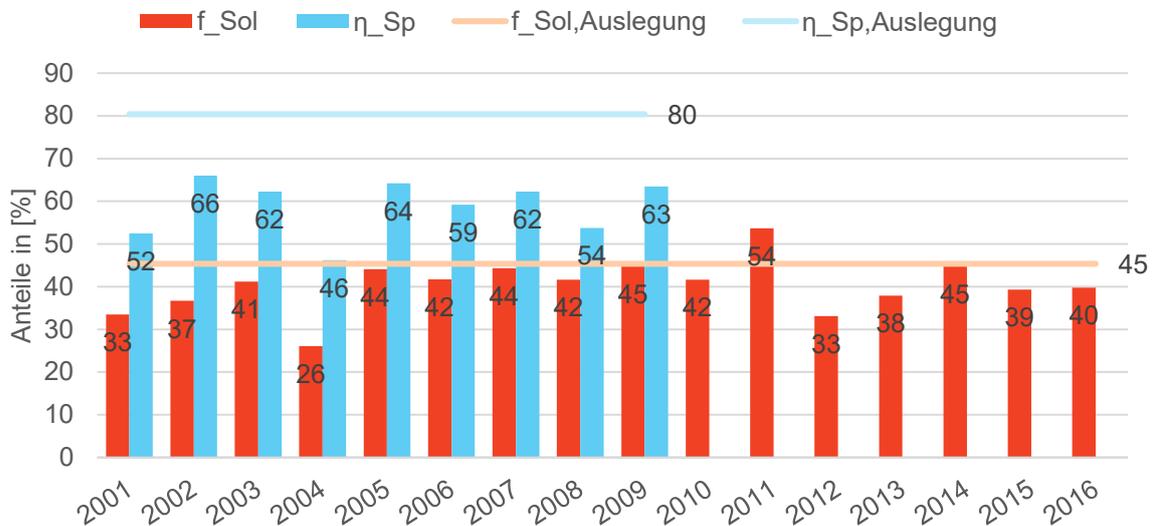


Abbildung 60: Solarer Deckungsanteil und Speichernutzungsgrad, sowie Auslegungswerte (HK)

Regelungskonzept

Das Regelungskonzept wurde bereits mehrfach veröffentlicht [Benner et al. 2003, S. 338–343; Schlosser et al. 2010, S. 150–154] und laut Auskunft des Betreibers nicht nennenswert geändert. Aus diesem Grund wird an dieser Stelle auf eine erneute Beschreibung verzichtet.

4.1.6.2 Berechnungsmodelle

Ein zentraler Bestandteil des vorliegenden Forschungsvorhabens sind Simulationsstudien, die mit der Software TRNSYS [Thermal Energy System Specialists 2018] durchgeführt werden. Als Grundlage für die zukünftigen Konzepte sowie für die Untersuchung von Optimierungspotentialen im folgenden Abschnitt wird ein TRNSYS-Modell der Nahwärmeversorgung von Hannover-Kronsberg aus vorherigen Forschungsprojekten aktualisiert und mit Messdaten validiert.

Zu diesem Zweck werden die drei Jahre 2005 bis 2007 aus den Messdaten ausgewählt, da sie einen regulären und störungsfreien Betrieb abbilden. Aus den Messdaten werden die Wetterdaten sowie Vorlauf- und Rücklauf-temperatur und Massenstrom des Wärmenetzes entnommen und als Eingabe für die TRNSYS-Simulation aufbereitet. Das Modell simuliert das Verhalten der solarthermischen Kollektoren im Zusammenspiel mit dem Langzeitwärmespeicher. Die resultierenden Energiebilanzen und Temperaturverläufe lassen sich mit den Messdaten vergleichen, wobei 2005 für den Einschwingprozess des Systems ignoriert wird. In Abbildung 61 ist ersichtlich, dass sich optisch eine sehr gute Übereinstimmung der monatlichen Energiemengen ergibt. Zur Quantifizierung der Abweichung eignet sich z. B. das quadratische Mittel, welches einzelne Ausreißer stärker bewertet als das arithmetische Mittel. Der auf diese Weise gemittelte Fehler der Monatswerte der verglichenen Messstellen beträgt nur ca. 3,7 % der monatlich durchschnittlich umgesetzten Gesamtwärmemenge im Wärmenetz. Abbildung 62 zeigt die dazugehörigen Temperaturverläufe im Speicher. Die Simulation neigt zu höheren Temperaturschlägen, folgt jedoch sehr gut der Charakteristik der Messdaten.

Tabelle 13 enthält einige zentrale Kennzahlen im Vergleich zwischen Messung und Simulation, die ebenfalls sehr dicht beieinanderliegen. Somit ist das Berechnungsmodell gut geeignet für die weiteren Untersuchungen.

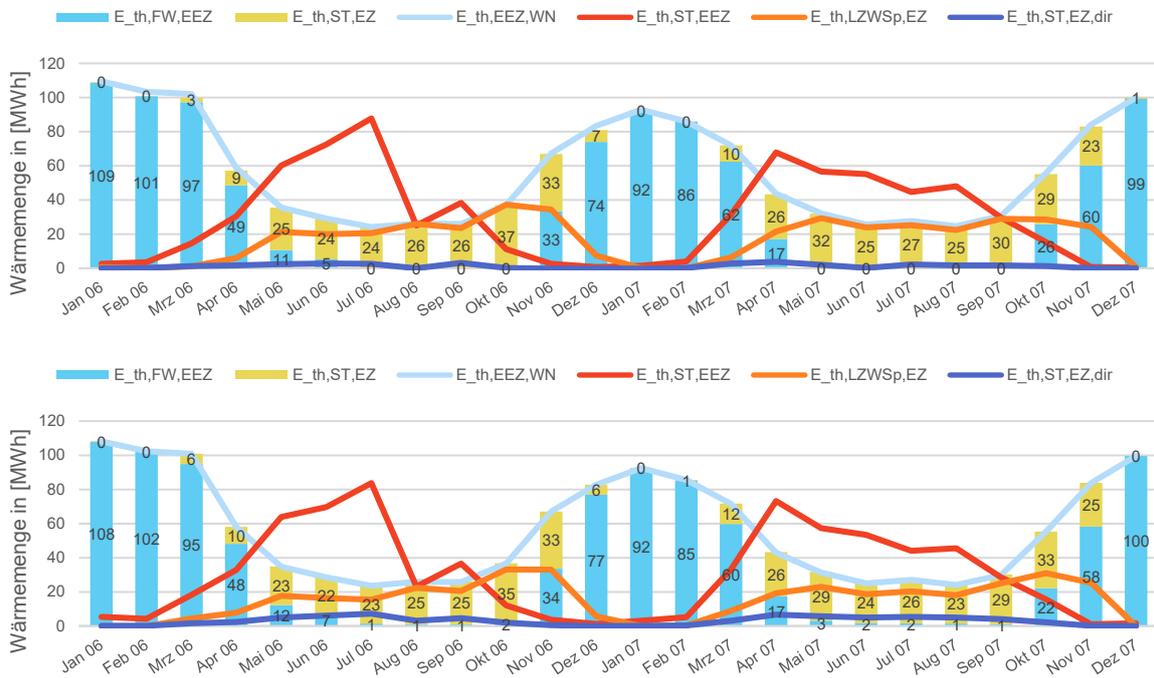


Abbildung 61: Monatliche Energiebilanz aus Messdaten (oben) und Simulation (unten) für HK

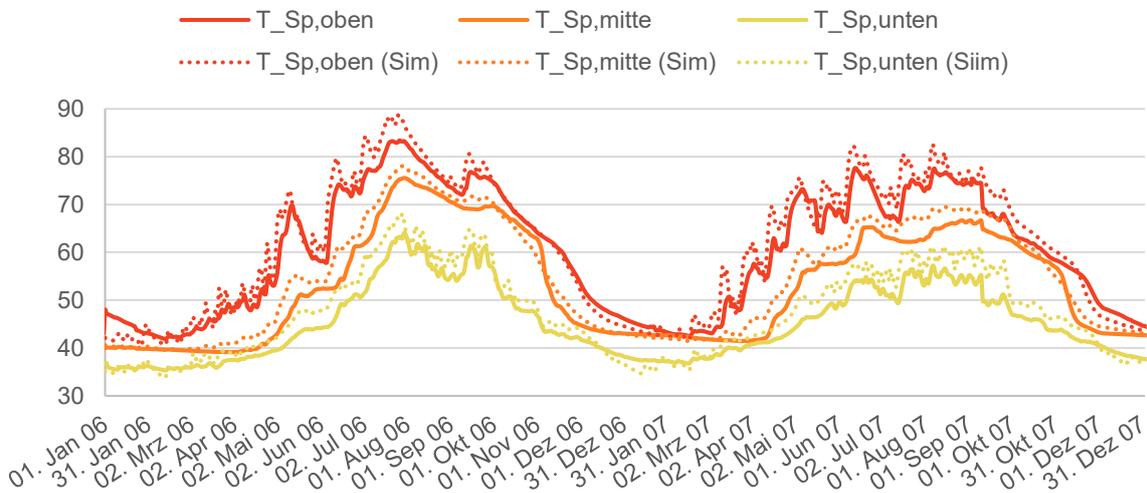


Abbildung 62: Vergleich der Speichertemperaturen zwischen Messung und Simulation

Tabelle 13: Kennzahlenvergleich von Messdaten und Simulation für HK in 2007

Kennzahl	Messung	Simulation
Speichernutzungsgrad	62 %	58 %
Solarthermischer Deckungsanteil	44 %	45 %
Solarthermischer Ertrag	218 kWh/(m ² a)	222 kWh/(m ² a)

4.1.6.3 Optimierungsmaßnahmen und Langzeitverhalten

Für Hannover-Kronsberg werden drei potenzielle Optimierungsmaßnahmen in der Simulation untersucht, die auf dem Einsatz von Wärmepumpen basieren:

- Variante 1 (WPW): Auskühlung des Speichers zur Erhöhung der Anlageneffizienz mit einer strombetriebenen Wasser-Wasser-Wärmepumpe innerhalb der Heizperiode von Dezember bis Februar
- Variante 2 (WPL): Wärmebereitstellung mittels Luft-Wasser-Wärmepumpe. Für die beste Vergleichbarkeit ist die Wärmepumpe so dimensioniert, dass sie die gleiche jährliche Stromaufnahme wie Variante 1 aufweist.
- Variante 3 (AWP): Auskühlung des Speichers zur Erhöhung der Anlageneffizienz mit einer Absorptionswärmepumpe

Eine Auskühlung, sprich zusätzliche Entladung, des Wärmespeichers ist z. B. bei vielen Langzeitwärmespeichern in Dänemark Stand der Technik. Die Auskühlung mittels einer Absorptionswärmepumpe ist in der Anlage München-Ackermannbogen im Einsatz, dort wird die Wärmepumpe mit Fernwärme angetrieben. Dies wäre für die Variante AWP auch am Standort Hannover-Kronsberg möglich. Die Varianten WPW (Quelle: Wasser) und WPL (Quelle: Luft) werden mit Netzstrom betrieben. In Abbildung 63 bis Abbildung 66 sind noch einmal die Simulationsergebnisse des Ist-Zustandes wie zuvor diskutiert sowie die drei Optimierungsvarianten in der monatlichen Energiebilanz dargestellt. Im direkten Vergleich lassen sich die unterschiedlichen Charakteristiken der Betriebsweisen an den Daten ablesen.

Die Variante WPW, d.h. Wärmepumpe mit Wasser aus dem Speicher als thermischer Quelle, ist von Dezember bis Februar in Betrieb und entzieht dem Speicher Wärme, die sie der Energiezentrale und damit dem Wärmenetz bereitstellt. Dies wird so bilanziert, dass $E_{th,ST,EZ}$ in diesen Monaten größer ausfällt als im Ist-Zustand. Die elektrische Energieaufnahme $E_{el,WPW}$ wird dem System ebenfalls hinzugefügt. Dafür ist weniger Nachheizung $E_{th,FW,EEZ}$ erforderlich. Darüber hinaus ist erkennbar, dass die solaren Erträge $E_{th,ST,EEZ}$ von Februar bis März größer ausfallen als in der Referenz. Dieser Effekt ist zu erwarten, da die niedrigen Speichertemperaturen den Wirkungsgrad der Solarkollektoren verbessern.

Die Variante WPL, bei der eine Luft-Wasser-Wärmepumpe zum Einsatz kommt, zeigt die Energie, die der Umgebungsluft entnommen wird, als eigenen Zähler $E_{th,WPL,Quelle}$ auf. Während die Wasser-WP so ausgelegt ist, dass sie den Speicher in ihrer Betriebszeit bis Ende Februar bis zu gut 20°C vollständig entlädt, ist die Luft-WP so gewählt, dass sie dieselbe Stromaufnahme aufweist. Aus diesem Grund lässt sich an den Abbildungen erkennen, dass sich mit der Luft-WP aufgrund ihrer geringeren JAZ von 2,8 (im Vergleich zu 4,2) weniger fossile Nachheizung vermeiden lässt. Außerdem wird damit im Folgenden ein direkter ökologischer Vergleich ermöglicht.

Absorptionswärmepumpen erreichen grundsätzlich deutlich geringere Jahresarbeitszahlen, in diesem Fall von 1,2. Die zum Antrieb der AWP erforderliche Fernwärmeenergie ist in Abbildung 66 als $E_{th,AWP}$ gekennzeichnet. Der Speicher wird kontinuierlich entladen, aber um eine geringere Energiemenge als mit der WPW.

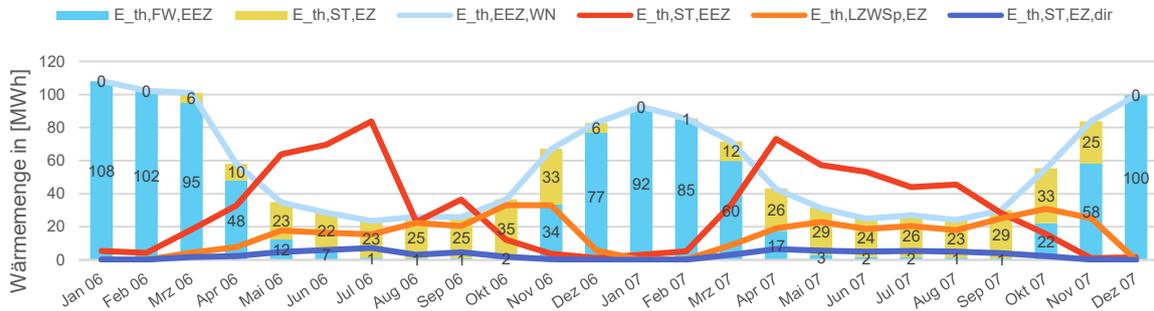


Abbildung 63: Simulationsergebnisse Ist-Zustand HK als Referenz der Optimierung

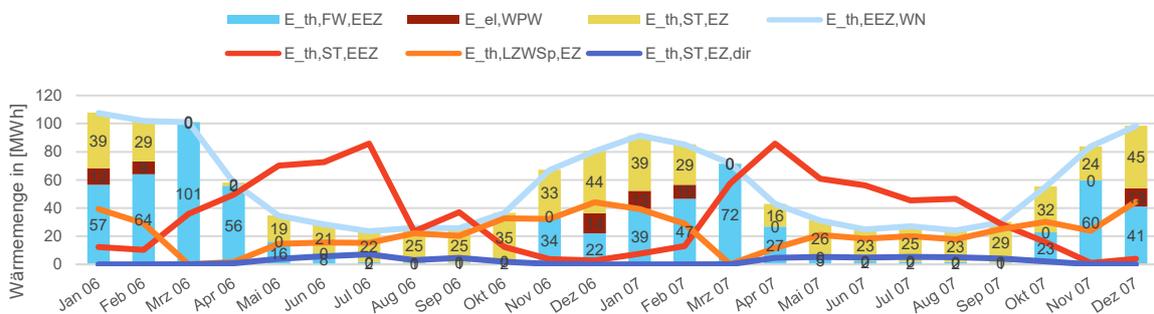


Abbildung 64: Simulationsergebnisse Optimierungsvariante 1: WPW

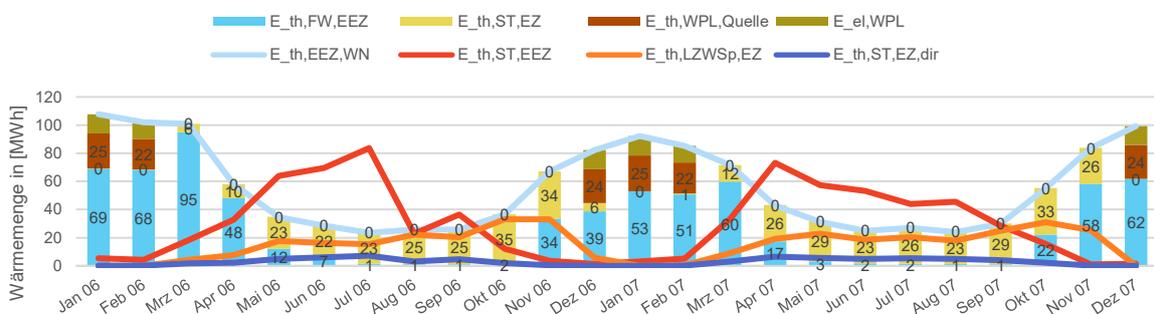


Abbildung 65: Simulationsergebnisse Optimierungsvariante 2: WPL

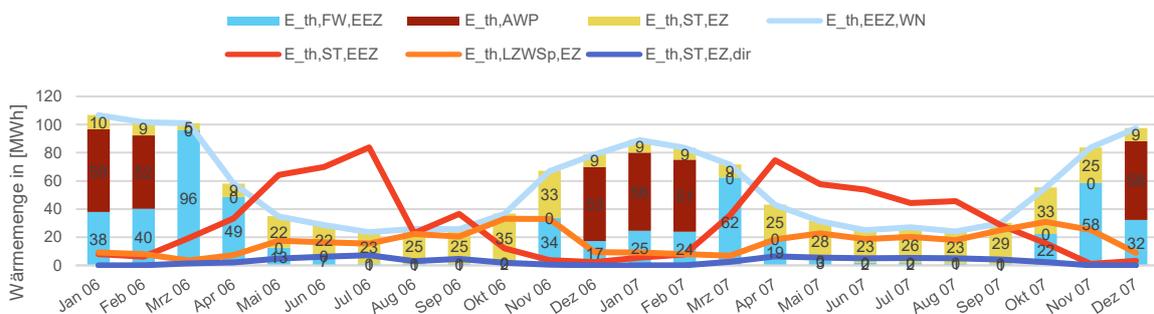


Abbildung 66: Simulationsergebnisse Optimierungsvariante 3: AWP

Zusammenfassend zeigt Abbildung 67, wie sich wesentliche Kennzahlen durch die Optimierungsmaßnahmen im Vergleich zur simulierten Referenz ändern. Die Antriebsenergie der AWP aus der Fernwärme fließt dabei bilanziell nicht in die „Nachheizung Fernwärme“ ein. Am Endenergiebedarf zeigt sich hingegen, dass die absolute Menge an Fernwärme nur geringfügig zurückgeht.

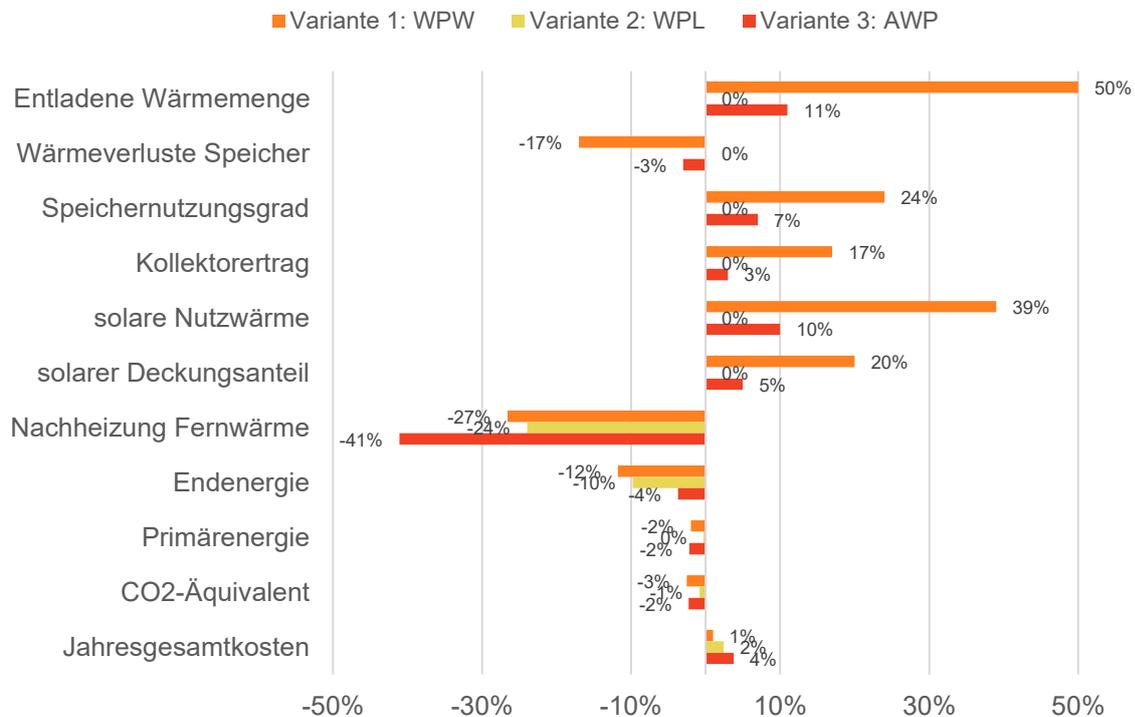


Abbildung 67: Relative Änderung wesentlicher Kennzahlen durch Optimierungsmaßnahmen

Da nun Strom für die Wärmeversorgung aufgewendet wird, muss für eine ganzheitliche Analyse auch der Strombedarf der Haushalte miteinbezogen werden. Hierfür wird der Stromspiegel für Deutschland 2017 zugrunde gelegt [co2online gGmbH 2017, S. 4] mit der Annahme, dass alle Haushalte im Mittel einen Verbrauch der Kategorie C aufweisen, also dem deutschen Durchschnitt entsprechen.

Die Ergebnisse, insbesondere der CO₂-Äquivalente, hängen stark vom CO₂-Emissionsfaktor für Strom ab, der mit den Jahren deutlich zurückgeht. Die gezeigten Werte resultieren aus den aktuellen veröffentlichten GEMIS-Werten, repräsentieren mit 567 g/kWh jedoch das Jahr 2016. Damit lohnt es aus ökologischer Sicht nur geringfügig, Fernwärme durch Strom zu substituieren. Mit einem prognostizierten Emissionsfaktor von 413 g/kWh für 2019 [Agora Energiewende 2020, S. 26] hingegen verdoppelt sich das Einsparpotential der WPW von 3 % auf 6 %, sodass diese Optionen heute und in Zukunft immer relevanter werden.

Damit die Optimierungsmaßnahmen wirtschaftlich relevant werden, müssen die Strompreise deutlich sinken. Aktuell kann der Strompreis nicht mit der günstigen Fernwärme konkurrieren. Die Jahresgesamtkosten der Maßnahmen liegen jeweils um wenige Prozent über der Referenz.

4.1.7 Steinfurt-Borghorst (SIZ energie+)

4.1.7.1 Anlagenbetrieb und –zustand

Die SuN-Anlage Steinfurt-Borghorst wurde im Jahr 1999 in Betrieb genommen und war damit die erste ihrer Art in Nordrhein-Westfalen. Nach den Pilotprojekten in Augsburg und Chemnitz war sie außerdem die dritte Anlage, die auf einem Erdbecken-Wärmespeicher mit Kies/Wasser-Schüttung basiert. Die Luftaufnahme in Abbildung 68 zeigt die hufeisenförmig angeordneten Wohnhäuser der Siedlung, sowie die Kollektoren auf denjenigen Hausdächern, die der Heizzentrale am nächsten gelegen sind. Das markierte Kollektorfeld ist heute nicht mehr vorhanden. Der 1500 m³-Speicher ist mit Erdreich bedeckt und heute mit Gärten bestellt, wie in Abbildung 69 zu sehen ist.



Abbildung 68: Luftaufnahme der Solarsiedlung Steinfurt-Borghorst im Jahr 2000. Quelle: Gockell, TU Braunschweig



Abbildung 69: Ansicht der Reihenhäuser in Steinfurt-Borghorst von Süden im Jahr 2017

Die wissenschaftliche Begleitung erfolgte zunächst durch das ITW und ging 2001 an das IGS über, welches den Zeitraum von der Planung bis zum Ende der Begleitung im Jahr 2009 dokumentiert hat [Schlosser et al. 2010, S. 102–140]. Im Folgenden ist der Anlagenbetrieb ab 2010 zusammengefasst.

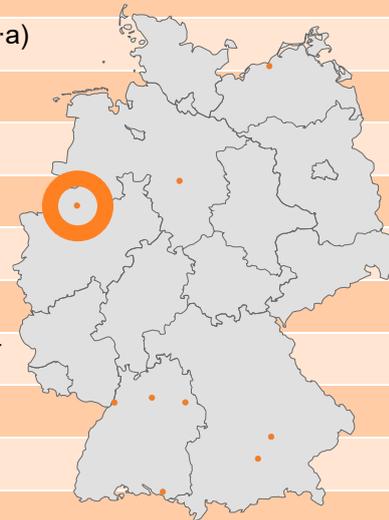
Gesamtsystem

Die Anlage wird durch E+T Energie und Technik, Wetringen, betrieben und versorgt 42 Wohneinheiten in einer Siedlung aus gemischten Ein- und Mehrfamilienhäusern. Die Erträge der Kollektoren werden in der Heizzentrale gesammelt und über das Nahwärmenetz an die Niedrigenergiegebäude verteilt. Zur Nachheizung stehen ein Gas-Brennwertkessel mit 200 kW und eine Gas-Absorptionswärmepumpe mit

40 kW Leistung zur Verfügung. Tabelle 14 beinhaltet die wichtigsten Kenndaten, in Abbildung 70 ist das aktuelle Schema der Anlage dargestellt und Abbildung 71 zeigt die Bilanzräume.

Tabelle 14: Kenndaten der Anlage Steinfurt-Borghorst, Stand Ende 2016

Standort	Steinfurt-Borghorst
Baujahr / Betriebsbeginn	1999
Umbau / Sanierung / Optimierung	2010
Gebäudetypen	11 RH, 4 DH, 7 MFH
Wohneinheiten	42 WE
Nutzfläche nach EnEV (A_N)	4554 m ²
Gesamtwärmebedarf	318 MWh/a
Flächenbezogener Wärmebedarf	70 MWh/(m ² ·a)
Länge Leitungsnetz	649 m
Kollektortyp	Solar-Roof
Bruttokollektorfläche	487 m ²
Solarer Deckungsanteil	32 %
Speicherart	Erdbecken
Speichermedium	Kies/Wasser
Speichervolumen	1,500 m ³
Nachheizung: Gas-Brennwertkessel	200 kW
Nachheizung: Gas-Absorptionswärmepumpe	40 kW



Messdatenerfassung

Im Zeitraum der wissenschaftlichen Begleitung bis 2009 wurden mittels umfangreicher Messtechnik Messdaten von allen Anlagenkomponenten in der Heizzentrale aufgenommen. Bis heute sind der Datenlogger und der dazugehörige Messrechner in Betrieb und werden vom Betreiber zur Überwachung der Anlage verwendet. Die Messdaten werden jedoch nicht langfristig gespeichert, weshalb die vorliegende Auswertung auf jährlichen Abrechnungsdaten basiert. Letztere stammen aus Wärmemengenzählern (WMZ) und eingekauften Gasmengen.

Heizzentrale und Nachheizung

Da bezüglich der Nachheizung Umbauten mit weitreichenden Auswirkungen auf den restlichen Anlagenbetrieb durchgeführt worden sind, werden diese vor den übrigen Anlagenkomponenten diskutiert.

Die beiden Kollektorsammelstränge und das Nahwärmenetz laufen in der Heizzentrale zusammen, wo die solaren Erträge eingespeichert oder direkt ins Nahwärmenetz eingespeist werden können. Die ursprüngliche Nachheizung in Form eines 400 kW Gas-Brennwertkessels war bei der Planung überdimensioniert worden, um eine nachträgliche Erweiterung des Nahwärmenetzes zu ermöglichen.

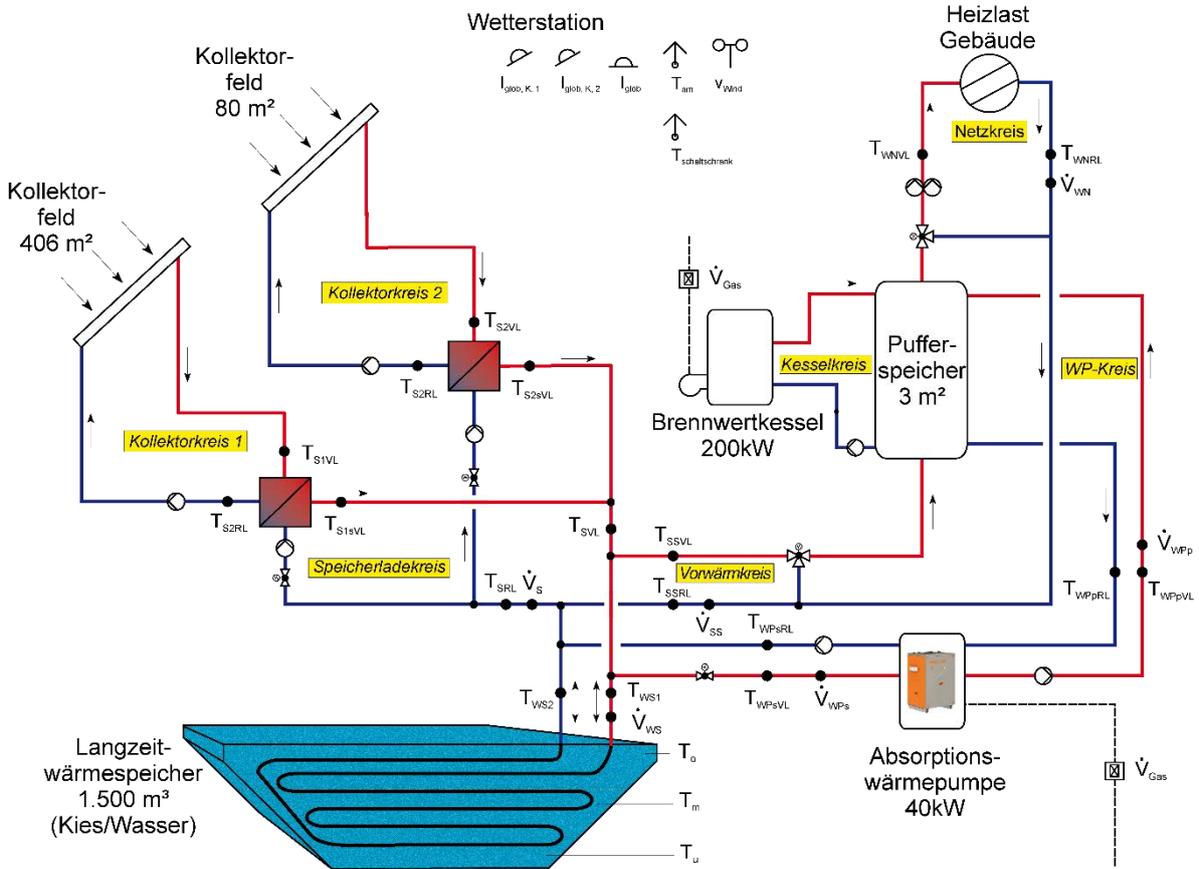


Abbildung 70: Anlagenschema Steinfurt-Borghorst

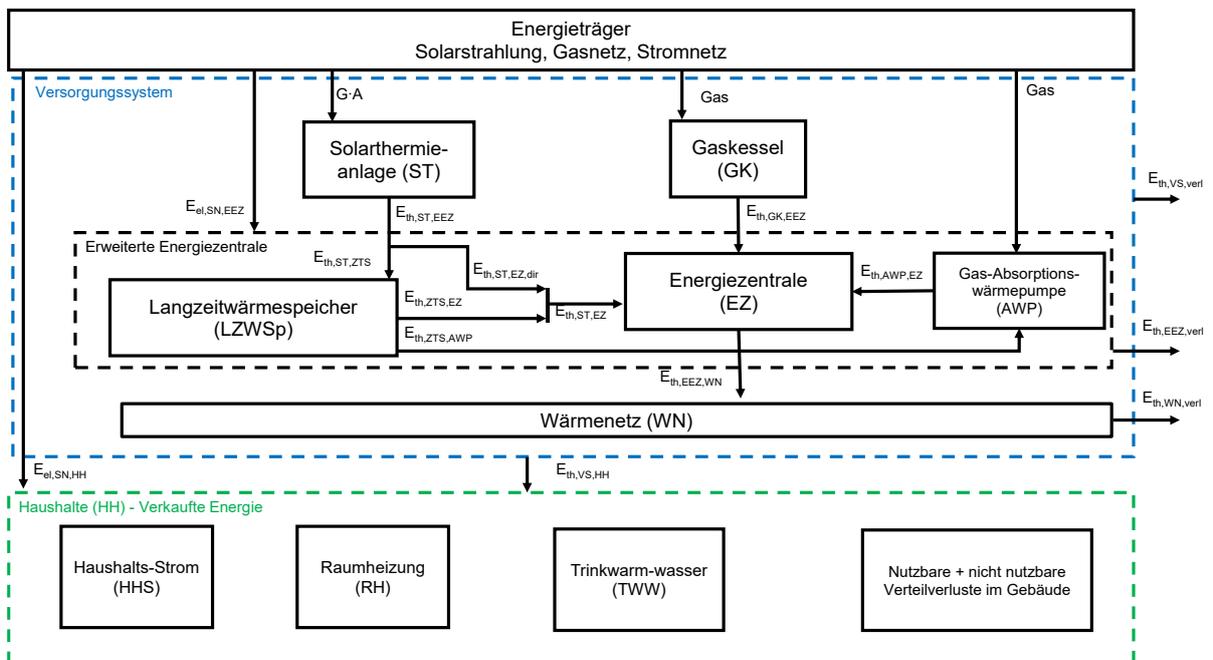


Abbildung 71: Bilanzräume für Auswertung der Anlage Steinfurt-Borghorst

Da letzteres ausblieb und der vorhandene Kessel ineffizient betrieben wurde, wurde die Nachheizung Ende 2009 / Anfang 2010 ersetzt: Zum einen durch einen Kessel mit halber Leistung, zum anderen durch eine Gas-Absorptionswärmepumpe mit 40 kW Leistung. Als Quelle der Wärmepumpe dient der Langzeitwärmespeicher. Beabsichtigt wurde dadurch nicht nur eine effizientere Verwendung von Gas zur Nachheizung, sondern auch eine Effizienzsteigerung des Gesamtsystems. Insbesondere die Kollektoren sollten von einer niedrigeren Vorlauftemperatur profitieren. Abbildung 72 zeigt, wie sich die Nachheizung über die Jahre aus Kessel und Wärmepumpe zusammensetzt. Der gleichmäßigere Verlauf der Produktion aus der Wärmepumpe zeigt, dass diese wie beabsichtigt die Grundlast der Wärme bereitstellt, während der Gaskessel den Restbedarf deckt.

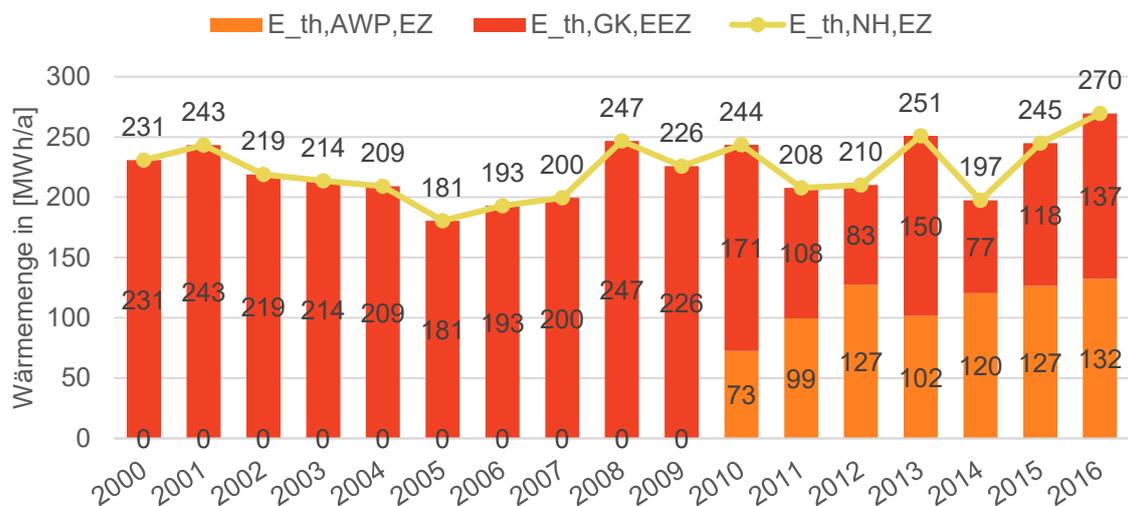


Abbildung 72: Wärmebereitstellung aus Nachheizung, aufgeteilt in Gaskessel und Gas-Absorptionswärmepumpe (SB)

Kollektoren

Die großflächigen solarthermischen Kollektoren in der Solar-Roof Ausführung sind direkt in die Dachhaut integriert. Ursprünglich sind drei Kollektorfelder montiert worden: 406 m² auf den südöstlich ausgerichteten Reihenhäusern sowie jeweils 80 m² auf zwei weiteren Häusern nahe der Heizzentrale, deren Dächer nach Südwesten ausgerichtet sind. Im Jahr 2011 wurde die Solaranlage eines der beiden Häuser von dessen Besitzer abmontiert. Die Gründe dafür sind nicht mit der SuN-Anlage und ihrem Betrieb verbunden und werden hier nicht weiter erläutert.

Im drastischen Gegensatz zur Anlage Hannover Kronsberg ist in Steinfurt nur ein minimaler Instandhaltungsaufwand für die Kollektoren zu verbuchen. Bis auf die Auswechslung einer Kollektorverglasung im Jahr 2003 sind keine entsprechenden Vorkommnisse dokumentiert, die Kollektoren zeichnen sich demnach durch eine äußerst hohe Zuverlässigkeit aus.

In Abbildung 73 ist der Kollektornettoertrag dargestellt und, soweit bekannt, wie dieser direkt bzw. zur Speicherbeladung verwendet wird. Für den Kollektornettoertrag $E_{th,ST,EEZ}$ sind ab 2010 Fehlerindikatoren eingefügt, die eine entsprechende Unsicherheit dieser Werte repräsentieren. Während der wissenschaftlichen Begleitung wurden signifikante (Mittelwert 12 %) und relativ konstante (Standardabweichung 2 %) Abweichungen zwischen den Wärmemengen der Messdatenerfassung und der WMZ festgestellt. Diese 12 % sind als Fehlerindikatoren auf die WMZ-Daten ab 2010 aufgeprägt. Gerechnet wird im Folgenden mit den originalen WMZ-Daten. Selbst für diesen „ungünstigsten“ Fall zeigt sich ab 2010 in Folge des Einbaus der Wärmepumpe eine signifikante Ertragssteigerung. Durch

Auskühlung des Speichers kann eine geringere Vorlauftemperatur zu den Kollektoren erreicht werden, die zu einer erhöhten Effizienz führt. Aufgrund der zuvor erwähnten Reduktion der Kollektorfläche sinkt der absolute Ertrag ab 2012 jedoch wieder.

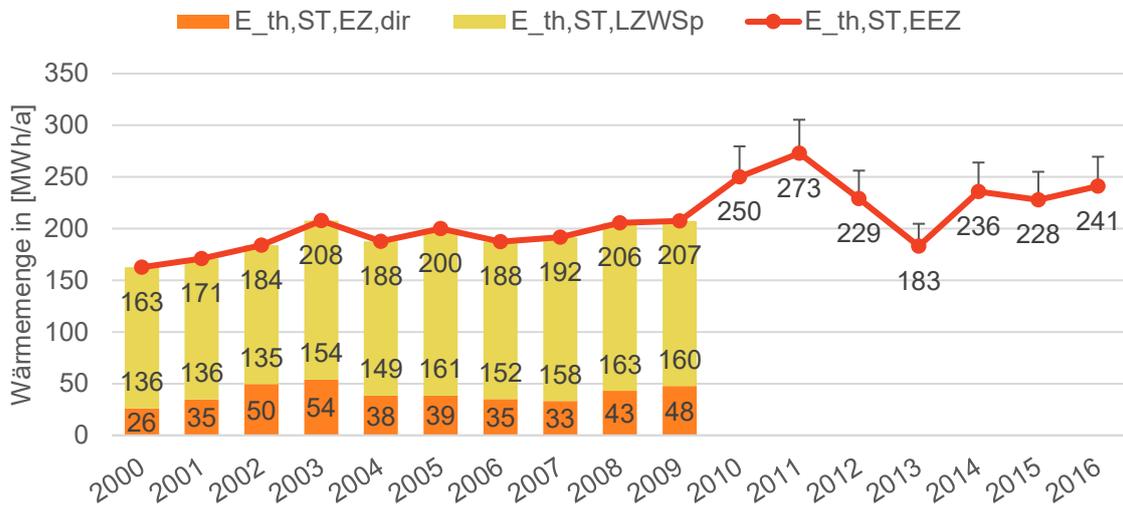


Abbildung 73: Wärmemenge Kollektornettoertrag (inkl. Fehlerindikatoren ab 2010) sowie Speicherbeladung und Direktnutzung als Jahressummen (SB)

Um diesen Effekt auszuklammern, ist in Abbildung 74 der flächenbezogene Ertrag zusammen mit der Bruttokollektorfläche dargestellt. 2013 bleibt auch in dieser Betrachtungsweise ein sehr ertragsschwaches Jahr, ansonsten zeigt sich jedoch von 2010 bis 2016 ein stabiler Ertrag. Konkret steigert sich der Mittelwert $\bar{E}_{th,ST,EEZ}$ von $336 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ vor dem Umbau auf $460 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ nach dem Umbau, was einer Ertragssteigerung von 37 % entspricht.⁶

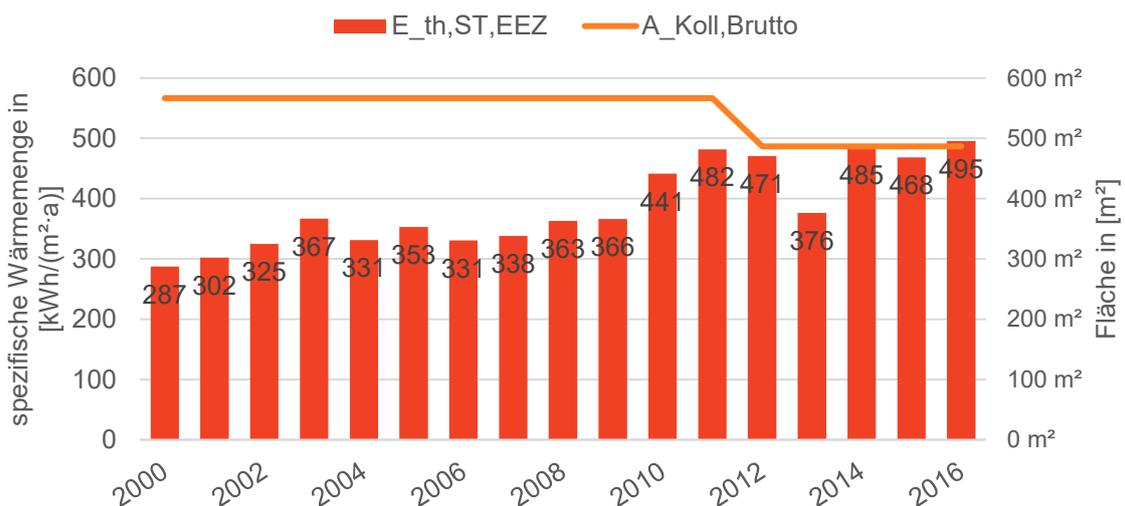


Abbildung 74: Flächenbezogener Kollektornettoertrag, sowie Bruttokollektorfläche (SB)

⁶ Für den Extremfall von 12 % Aufschlag auf die WMZ-Daten beläuft sich die Steigerung auf 53 %.

Langzeitwärmespeicher

Der Wärmespeicher ist ein Erdbecken in Form eines umgedrehten Pyramidenstumpfs mit einem Böschungswinkel von 50°. Boden und Seitenwände sind, wie in Abbildung 75 dargestellt, aus Drainagekies, Wärmedämmung, Dampfsperre und Innenauskleidung aufgebaut. Gefüllt ist das Becken mit Kies, Wasser und sechs Schichten Rohrschlangen mit einer Gesamtlänge von 7500 m. Aufgrund dieses Aufbaus benötigt der Speicher keine tragenden Wände und auch die Decke wird durch den Speicherinhalt getragen. Die Fläche über dem Speicher kann als Garten genutzt werden. Das Gesamtvolumen beläuft sich auf 1500 m³, das äquivalente Wasservolumen beträgt 1000 m³.

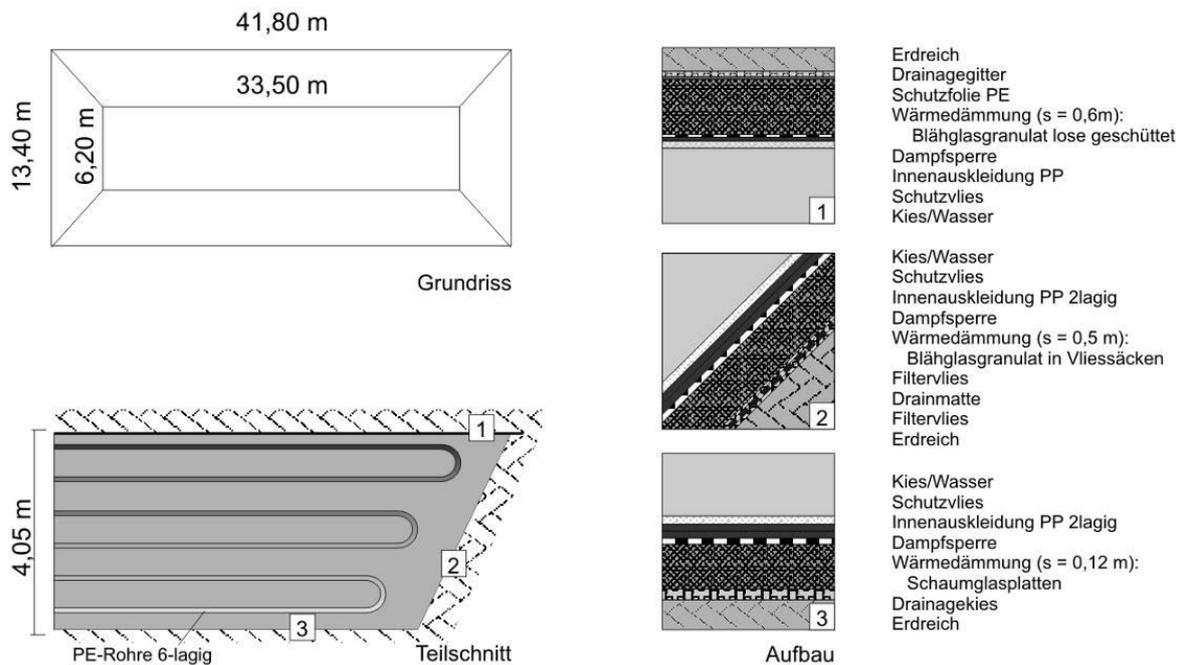


Abbildung 75: Abmessungen und Aufbau des Kies/Wasser-Speichers in Steinfurt

Das zentrale Problem des Speichers und damit auch der gesamten Anlage besteht im Grundwasserspiegel. Während der Planung wurde ermittelt, dass sich die ersten wasserführenden Schichten 4 bis 5 m unter Geländeoberkante befinden. Entsprechend wurde ein Drainageschacht mit zwei Pumpen angelegt, um das Grundwasser lokal absenken zu können. Nach Auskunft des Betreibers ist jedoch später festgestellt worden, dass bereits in 2 m Tiefe Grundwasserströmungen auftreten. Dies erklärt die hohe Belastung und Ausfallraten der Pumpen. Pumpenausfälle und daraus resultierende Durchfeuchtungen der Wärmedämmung sind in den Jahren 2000, 2007, 2008 und 2009 protokolliert. Auch danach sind Ersatzpumpen laut dem Betreiber regelmäßig im Abstand von 1 bis 2 Jahren ausgefallen.

Um die Leistungsfähigkeit des Speichers zu bewerten, kann in Hannover auf das Verhältnis $E_{th,ST,EZ}/E_{th,ST,EEZ}$ zurückgegriffen werden. Auch für Steinfurt liegen keine genaueren Messdaten vor und es müssten indirekte Bewertungen mit den Daten aus Abbildung 76 verwendet werden. Jedoch ist der Anteil der Direktnutzung $E_{th,ST,EZ,dir}/E_{th,ST,EEZ}$ mit einem Mittelwert von $\bar{x} = 20,9\%$ und einer Standardabweichung von $s = 3,3\%$ deutlich höher und stärker schwankend als in Hannover. Wegen des hohen Anteils von $E_{th,ST,EZ,dir}$ nähert sich das Verhältnis $E_{th,ST,EZ}/E_{th,ST,EEZ}$ dem Speichernutzungsgrad $E_{th,LZWSp,EZ}/E_{th,ST,LZWSp}$ deutlich weniger an und wegen der stärkeren Schwankung sagt auch der Verlauf von $E_{th,ST,EZ}/E_{th,ST,EEZ}$ weniger über den Speicher alleine aus. Dazu

kommt, dass die Kurven $E_{th,ST,EZ}$ und $E_{th,ST,EEZ}$ optisch weniger stark korrelieren als in Hannover. Rechnerisch schwankt das Verhältnis $E_{th,ST,EZ}/E_{th,ST,EEZ}$ mit $s = 8,5\%$ um $\bar{x} = 47,0\%$. Der Speicherwirkungsgrad bis 2009 beträgt hingegen im Mittel nur $\eta_{sp} = 38,2\%$, sein Verlauf ist in Abbildung 80 dargestellt. Auf eine quantitative Schlussfolgerung bezüglich der langfristigen Leistungsfähigkeit muss an dieser Stelle verzichtet werden. Rein qualitativ ist der Betreiber mit dem Kiesspeicher weiterhin zufrieden, wenn man vom Grundwasserproblem absieht.

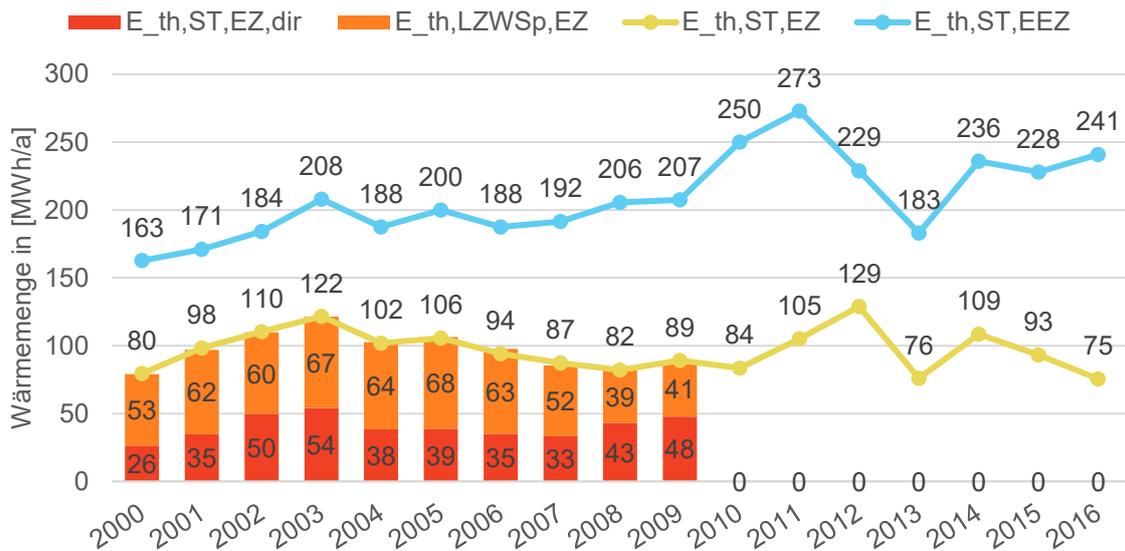


Abbildung 76: Kollektornettoertrag, solare Nutzwärmemenge sowie Speicherentladung und Direktnutzung als Jahressummen (SB)

Nahwärmenetz und Hausübergabestationen

Die einzelnen Wohnungen besitzen jeweils eine kompakte HÜST nach dem in Abbildung 77 dargestellten Schema. Die Gebäudebeheizung erfolgt damit im direkten Durchfluss aus dem Nahwärmenetz. Die Vorlauftemperatur ist auf ca. 45 °C eingestellt, die Heizflächen sind auf 40/30 °C für Heizkörper und 35/25 °C für Fußbodenheizungen ausgelegt. Die Trinkwassererwärmung erfolgt indirekt über einen Plattenwärmeübertrager mit einem nachgeschalteten elektrischen Durchlauferhitzer, welcher bei Bedarf höhere Zapftemperaturen bereitstellt.

Ein thermostatisch geregelter Bypass soll im Bedarfsfall für einen minimalen Leerlauf sorgen, um ein Auskühlen im Stillstand zu verhindern. In der Praxis arbeiten die temperaturgesteuerten Ventile nach Auskunft des Betreibers bei der Hälfte der HÜST nicht einwandfrei, sodass bei der Trinkwassererwärmung zu geringe und im Leerlauf zu hohe Volumenströme auftreten. Die Folge sind hohe Rücklauftemperaturen über 40 °C. Von 2017 bis 2018 sollen alle HÜST auf druckgesteuerte Proportionalregler umgerüstet werden. Die Umbauten an den ersten Anlagen zeigen laut Betreiber Erfolge mit hohen Zapftemperaturen und geringen Leerlaufvolumenströmen.

Eine Skizze des Nahwärmenetzes ist in Abbildung 78 dargestellt. Mit der Abkopplung des Gebäudes neben der Heizzentrale im Jahr 2011 hat sich das Nahwärmenetz auf eine Trassenlänge von ca. 649 m verkürzt.

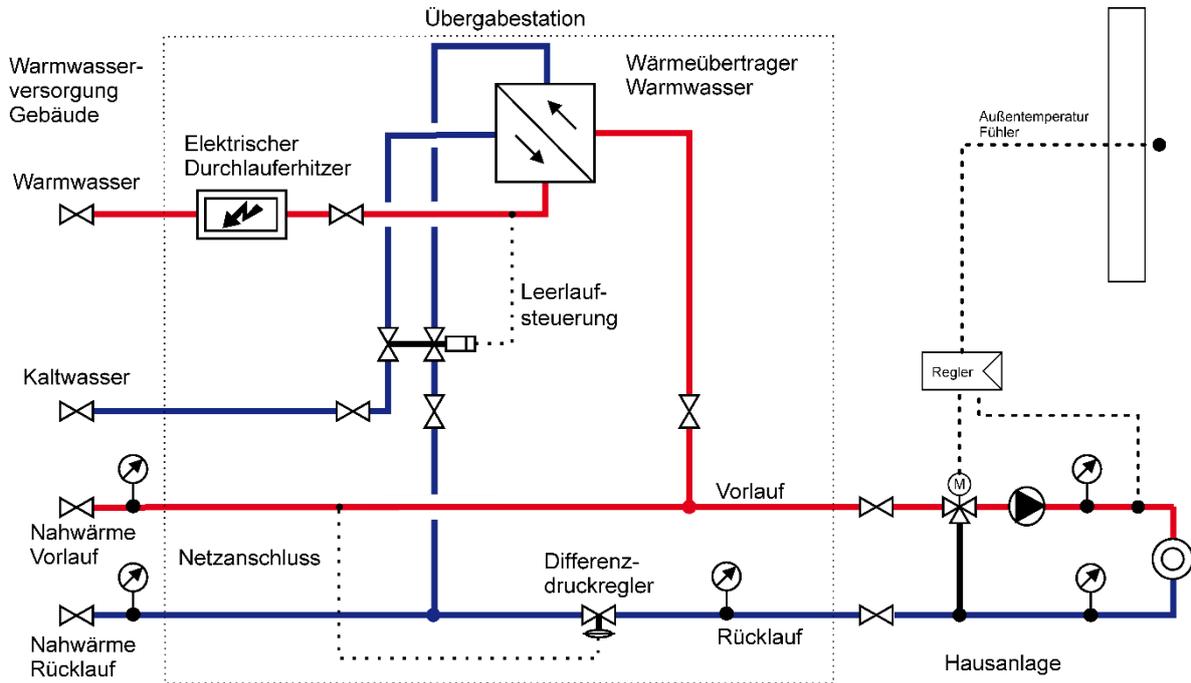


Abbildung 77: Vereinfachtes Hydraulikschema Hausübergabestation Steinfurt

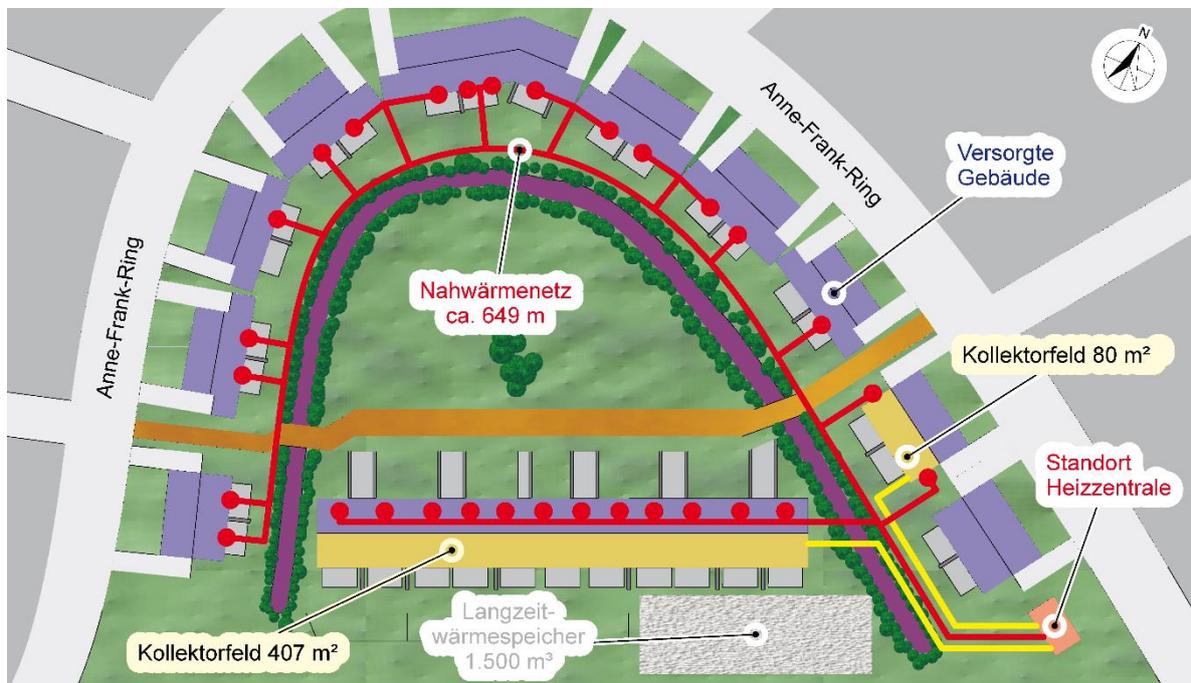


Abbildung 78: Lageplan der Solarsiedlung Steinfurt-Borghorst seit 2012

Abbildung 79 zeigt die Energiebilanz des Nahwärmenetzes. Beim Gesamtwärmebedarf des Wärmenetzes ist wieder eine Messunsicherheit der WMZ in Form von Fehlerindikatoren angezeigt, welche jedoch verhältnismäßig klein ist. Darüber hinaus sind sowohl die Anteile der Energieerzeugung durch solare Nutzenergie und Nachheizung als auch die Anteile am Verbrauch durch Haushalte und Netzverluste abgebildet. Letzteres ist für Steinfurt möglich, da vom Betreiber die verkauften Energiemengen seit 2004 bereitgestellt wurden. Im Mittel ergibt sich ein Netzwirkungsgrad $\eta_{Netz} = 70,5\%$, welcher mit $s = 3,6\%$ relativ geringen Schwankungen unterworfen ist. Die gesamte in der Nachheizung erzeugte Wärme ist nach dem Umbau leicht gestiegen, zusammen mit dem Energiebedarf des Wärmenetzes. Die nutzbare Solarenergie $E_{th,ST,EZ}$ ist in absoluten Energiemengen vor und nach dem Umbau im Mittel nahezu konstant geblieben. Bezogen auf die ab 2012 verringerte Kollektorfläche, ist der relative Kollektorertrag jedoch um 10 % gestiegen. Dies lässt den Schluss zu, dass die Entladung des Wärmespeichers durch die AWP zu einer Erhöhung der Kollektoreffizienz geführt hat.

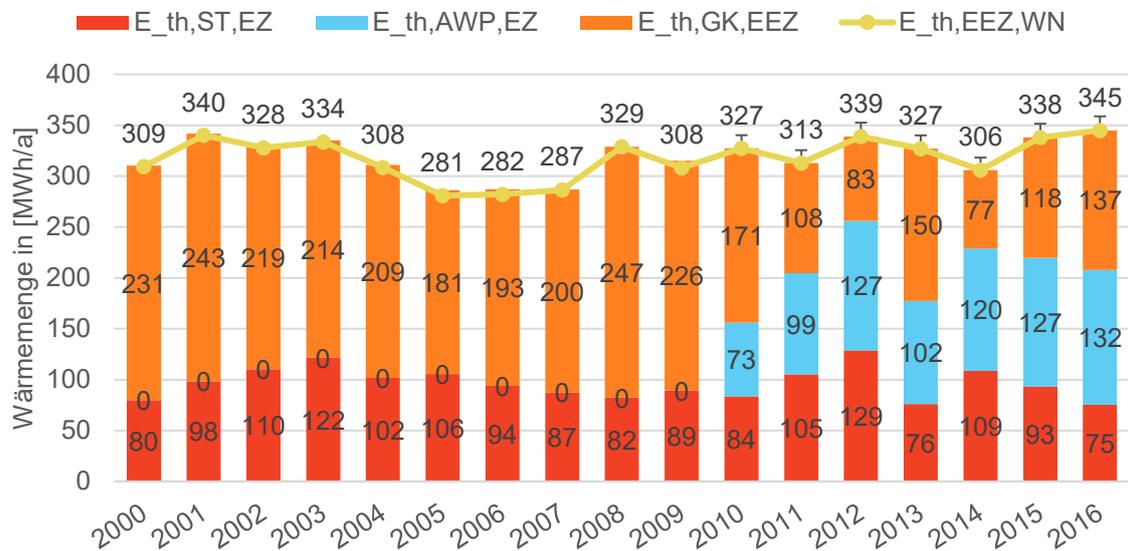


Abbildung 79: Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale sowie Anteile an Erzeugung und Verbrauch (SB)

Abbildung 80 schließlich zeigt den zeitlichen Verlauf des solaren Deckungsanteils. Über den gesamten Betriebszeitraum ergibt sich ein Mittelwert von $f_{sol} = 48,5\%$, für die Zeit seit dem Umbau $f_{sol} = 50,2\%$. Damit wird der Auslegungswert von 39 % erreicht und sogar überschritten. Die Entwicklung des Speichers und die Aussagekraft des Speicherwirkungsgrades wurden bereits diskutiert, in der Abbildung sind nun noch einmal die verfügbaren Zahlenwerte dargestellt.

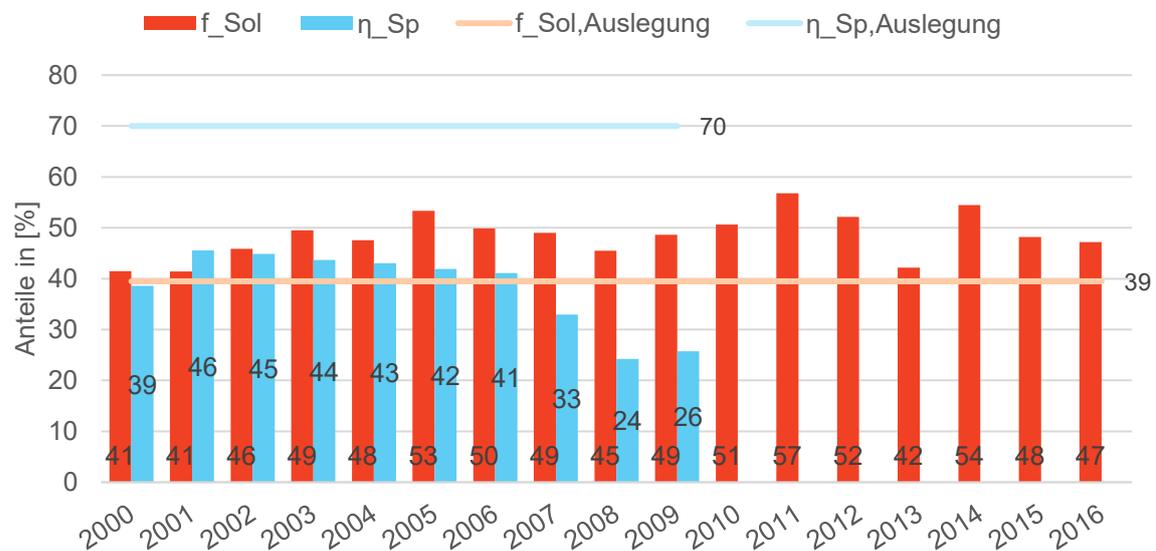


Abbildung 80: Solarer Deckungsanteil und Speichernutzungsgrad, sowie Auslegungswerte (SB)

Regelungskonzept

Auch bei der Anlage Steinfurt wurde das Regelungskonzept bereits mehrfach veröffentlicht [Benner et al. 2003, S. 332–337; Schlosser et al. 2010, S. 155–159]. In Folge des Umbaus sind einige Anpassungen nötig geworden, die im Folgenden erläutert werden. Darüber hinaus hat es nach Auskunft des Betreibers jedoch keine Änderungen an der Regelung gegeben.

Die Gas-Absorptionswärmepumpe wurde im ersten Jahr von Hand eingestellt und nicht automatisch gesteuert. Dabei hat sie beinahe den Speicher eingefroren. Um dies zu vermeiden wurde daraufhin definiert, dass die Wärmepumpe abschaltet wird, solange die Speicheraustrittstemperatur weniger als 4 °C beträgt. Bei der Nachheizung des Netzvorlaufs hat die Wärmepumpe Priorität und wird nach den Regeln eingeschaltet, die zuvor für den alten Gasbrennwertkessel galten. Dementsprechend wird die Wärmepumpe aktiv, wenn die Netzvorlauftemperatur unter 50 °C fällt. Der neue, kleinere Gasbrennwertkessel wird angeschaltet, wenn die Netzvorlauftemperatur unter 45 °C sinkt, wenn also Solarthermie (direkt bzw. aus dem Speicher) und Wärmepumpe nicht genug Leistung liefern.

Übergreifend ist weiterhin eine Nachtabschaltung des gesamten Wärmenetzes aktiv. Diese ist mit den Bewohnern abgestimmt und an ihre Bedürfnisse angepasst. Betrieben wird das Netz von 6:00 Uhr bis 22:00 Uhr, zuzüglich einer Stunde Nachlauf.

4.1.7.2 Berechnungsmodelle

Das Vorgehen zu Berechnungsmodell und Optimierungsmaßnahmen ist dasselbe wie in Hannover-Kronsberg. Mit TRNSYS werden die Jahre 2003 bis 2005 simuliert und die Ergebnisse der Jahre 2004 und 2005 werden in Abbildung 81 mit den Messdaten verglichen. Optisch ist die Übereinstimmung sehr gut, und eine Bewertung mit dem quadratischen Mittelwert ergibt nach derselben Methode wie für Hannover-Kronsberg mit 4,8 % Abweichung eine sehr ähnlich gute Qualität. Abbildung 82 zeigt die dazugehörigen Temperaturverläufe im Speicher. Die Simulation ergibt im Winter leicht überhöhte Temperaturen, stimmt ansonsten jedoch sehr gut mit den Messdaten überein. Tabelle 15 enthält einige zentrale Kennzahlen im Vergleich zwischen Messung und Simulation, die ebenfalls sehr dicht beieinanderliegen. Somit ist das Berechnungsmodell gut geeignet für die weiteren Untersuchungen.

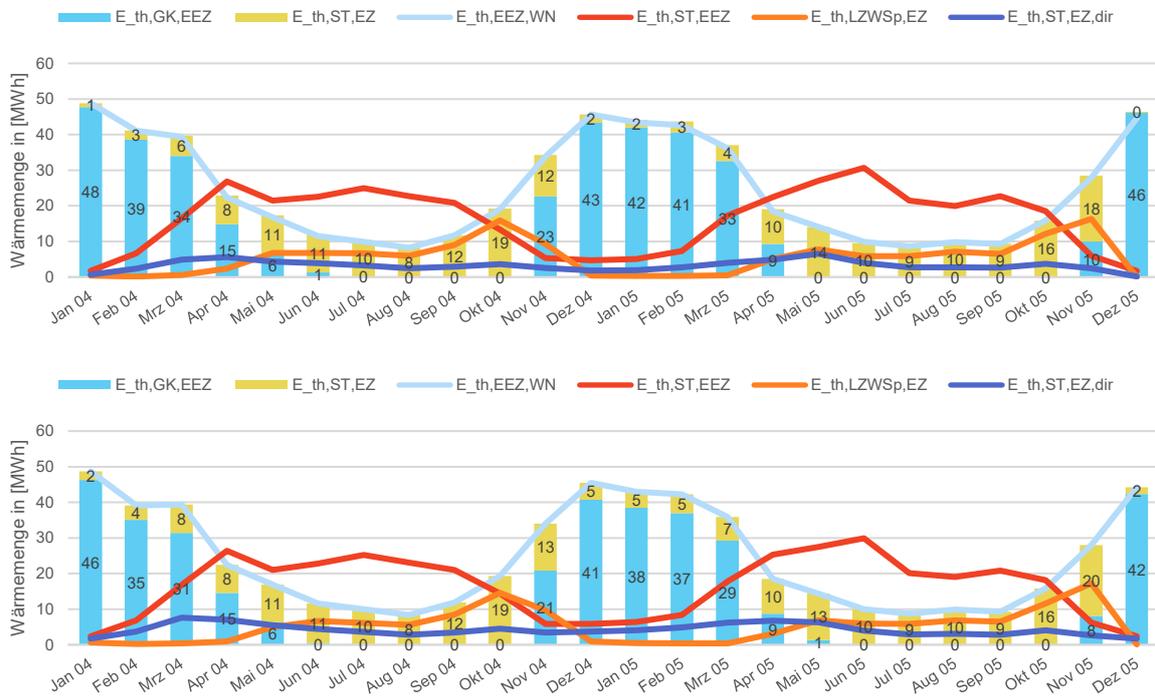


Abbildung 81: Monatliche Energiebilanz aus Messdaten (oben) und Simulation (unten) für SB

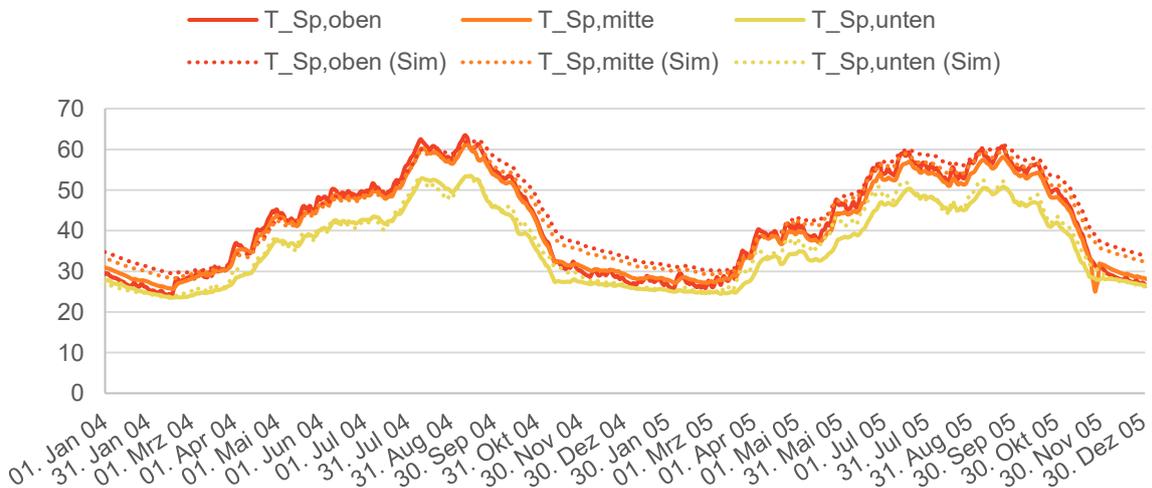


Abbildung 82: Vergleich der Speichertemperaturen zwischen Messung und Simulation (SB)

Tabelle 15: Kennzahlenvergleich von Messdaten und Simulation für SB in 2005

Kennzahl	Messung	Simulation
Speichernutzungsgrad	42 %	43 %
Solarthermischer Deckungsanteil	54 %	55 %
Solarthermischer Ertrag	353 kWh/(m ² a)	356 kWh/(m ² a)

Im Jahr 2010 wurde in Steinfurt-Borghorst eine Gas-Absorptionswärmepumpe mit 40 kW thermischer Leistung eingebaut. Neben dem Originalzustand muss auch dieser Umbau im TRNSYS-Modell berücksichtigt werden. Die entsprechenden Simulationsergebnisse der Jahre 2004 und 2005 mit aktivierter Wärmepumpe sind Abbildung 83 dargestellt. Die Simulation wird weiterhin mit diesen Kalenderjahren durchgeführt, da ab 2010 nur jährliche Abrechnungsdaten vorliegen. Die jährlichen Daten ermöglichen nicht dieselbe detaillierte Bewertung der Simulationsqualität, jedoch treten vom Betreiber genannte Effekte wie die Speicherausköhlung ein.

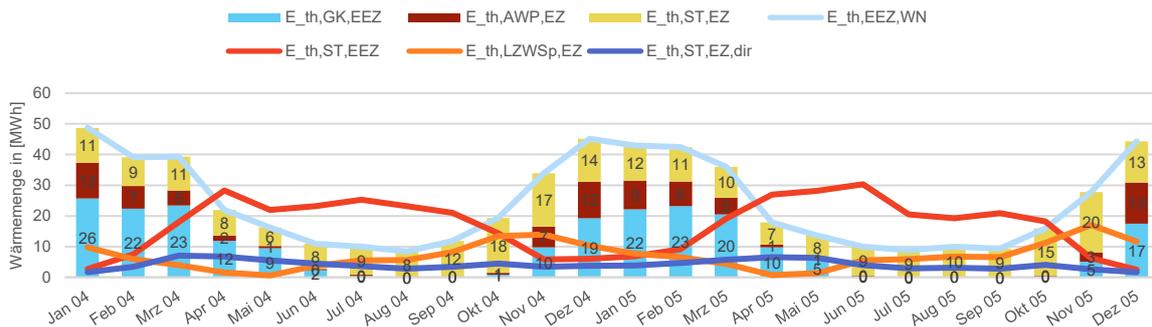


Abbildung 83: Monatliche Wärmemengen der TRNSYS-Simulation Steinfurt-Borghorst inkl. Einbau Wärmepumpe

4.1.7.3 Optimierungsmaßnahmen und Langzeitverhalten

Die Solarsiedlung Steinfurt-Borghorst wurde im Jahr 2010 mit dem Einbau einer Gas-Absorptionswärmepumpe erfolgreich und grundlegend optimiert. Darüber hinaus hat der Betreiber im Jahr 2017 begonnen, Hausübergabestationen mit zu hohen Rücklauftemperaturen auszutauschen und berichtet von Erfolgen. Insofern wurden wesentliche Potentiale für Optimierungsmaßnahmen schon ausgeschöpft bzw. werden aktiv umgesetzt. Eine Besonderheit der Solarsiedlung ist, dass nur die Häuser mit solarthermischen Kollektoren ausgestattet wurden, die der Energiezentrale am nächsten sind. Mehr als die Hälfte der Dachfläche ist damit noch ungenutzt.

Für deren Nutzung ist Photovoltaik eine Option, die zur Verbesserung der gesamten CO₂-Bilanz inklusive Strom Potentiale bietet. In einem ersten Schritt wird im TRNSYS Modell eine PV-Ertragssimulation für die freien Dachflächen integriert. Die installierte Leistung ist dabei zur Aufrechterhaltung der Einspeisevergütung auf 100 kWp begrenzt. Als Quelle der Stromlastprofile der Ein- und Mehrfamilienhäuser dient die VDI 4655, der Jahresstrombedarf wird über den Stromspiegel Deutschland (Kategorie „C“) abgeschätzt. In Abbildung 84 ist der simulierte Verlauf der Photovoltaik-Erträge sowie der Eigennutzung innerhalb der Siedlung dargestellt. Abbildung 85 zeigt die zentralen resultierenden Kennwerte. Selbst ohne Berücksichtigung einer Gutschrift für eingespeisten Strom zeigt sich eine signifikante Verbesserung der ökologischen Kennwerte.

Es werden weitere hypothetische Maßnahmen untersucht, um sie mit der Installation von PV vergleichen zu können. Dies sind die Installation von Solarthermie auf den freien Dachflächen der Siedlung, sowie eine Sanierung des Langzeitwärmespeichers auf den ursprünglichen Speichernutzungsgrad. Wie zuvor diskutiert, erreicht der Langzeitwärmespeicher aufgrund des Grundwassers und den Ausfällen der Drainagepumpen nicht die Auslegungswerte des Speichernutzungsgrades. In der Simulation wird der Auslegungszustand durch Anpassung der Wärmeleitfähigkeit des Dämmmaterials wiederhergestellt. Diese Maßnahme, genauso wie die zusätzliche Solarthermie-Installation wird inkl. der eingebauten Gas-Absorptionswärmepumpe simuliert und in Abbildung 86 im Vergleich zu dieser Variante bewertet.

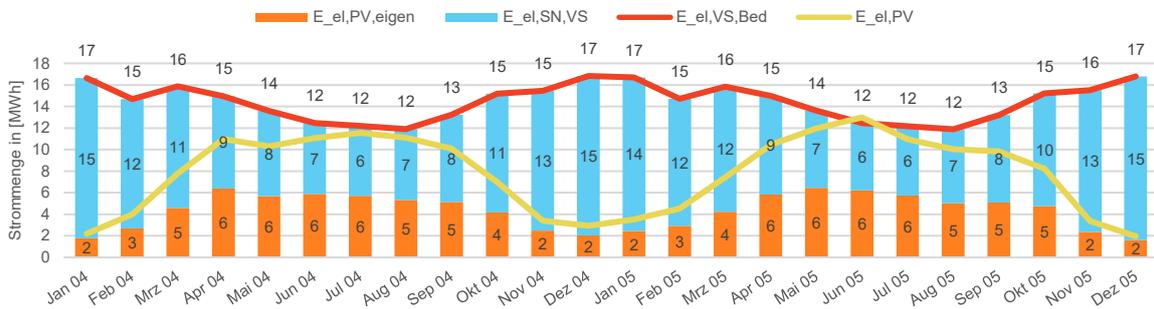


Abbildung 84: Monatliche Strommengen mit Optimierungsmaßnahme 3 „PV“ für SB

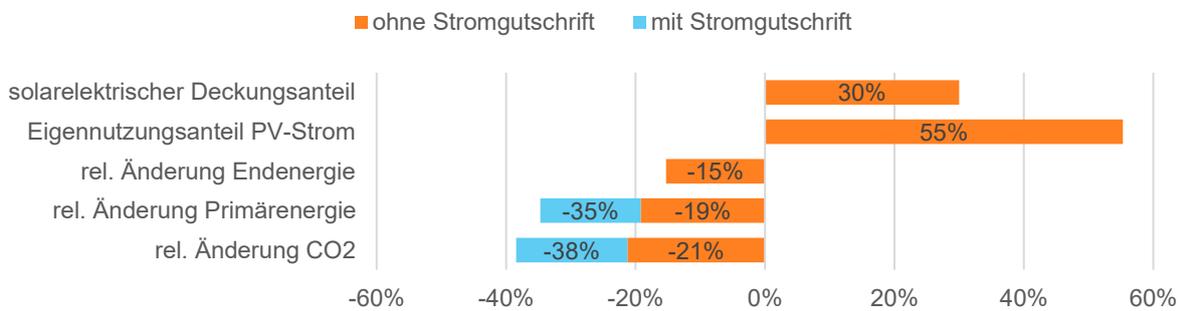


Abbildung 85: Übersicht verschiedener Kenngrößen durch Optimierungsmaßnahme 3 „PV“ für SB

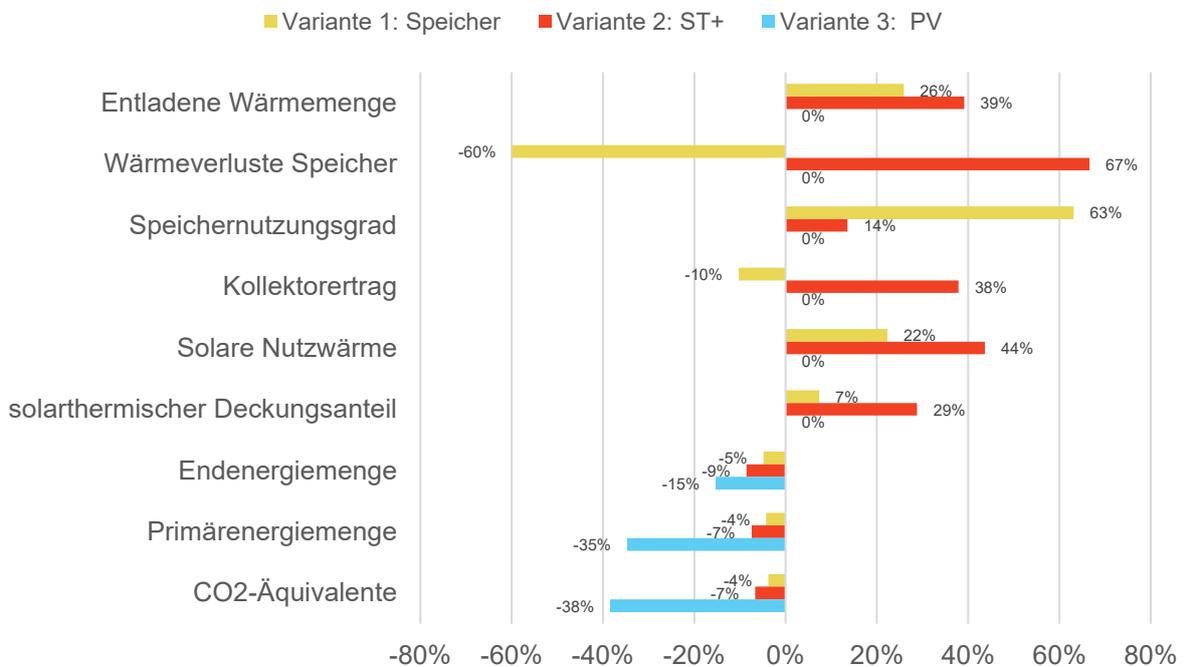


Abbildung 86: Relative Änderungen von Kenngrößen durch Optimierungsmaßnahmen für SB

Die untersuchten Varianten lassen sich wie folgt auflisten:

- „Vor Umbau“: Zustand bis 2010
- „Wärmepumpe“ (Referenz): Referenzzustand nach Umbau in 2010
- „Speicher“ (Optimierungsvariante 1): Speichersanierung
- „ST+“ (Optimierungsvariante 2): Zusätzliche Solarthermie-Installation auf freien Dachflächen
- „PV“ (Optimierungsvariante 3): Installation von Photovoltaik auf freien Dachflächen

Eine Speichersanierung hätte das Potential, die Wärmeverluste des Speichers drastisch zu senken, ist jedoch technisch sehr schwierig umzusetzen und die Einsparung von Endenergie ist letztlich sehr gering. Dies zeigt andererseits, dass der durchgeführte Einbau der Absorptionswärmepumpe zur Speichersanierung eine sehr lohnenswerte Optimierungsmaßnahme gewesen ist. Die Nutzung der freien Dachfläche für zusätzliche Solarthermie könnte trotz zusätzlicher Verluste in den Kollektorsammelleitungen und im Wärmespeicher zu einer signifikanten Erhöhung der solaren Nutzwärme führen. Allerdings steht dieser Anstieg in einem sehr ungünstigen Verhältnis zur mehr als Verdopplung der Kollektorfläche, die damit einher geht. Die zusätzlichen Erträge können vom Speicher bei weitem nicht aufgenommen werden, somit ist diese Maßnahme nicht zu empfehlen. Gleichzeitig spricht dies dafür, dass die ursprüngliche Auslegung korrekt erfolgt ist.

Um zu veranschaulichen, wodurch der große Vorsprung der Maßnahme PV bei den CO₂-Emissionen entsteht, sind diese in Abbildung 87 in die Bestandteile Strom und Wärme aufgeteilt. Da die Emissionen der Wärmeversorgung in Steinfurt-Borghorst schon äußerst niedrig ausfallen, sind hier nur noch sehr geringe Einsparungen möglich. Die Versorgung mit regenerativem Strom bietet hingegen ein deutlich größeres Potential zur Emissionsminderung.

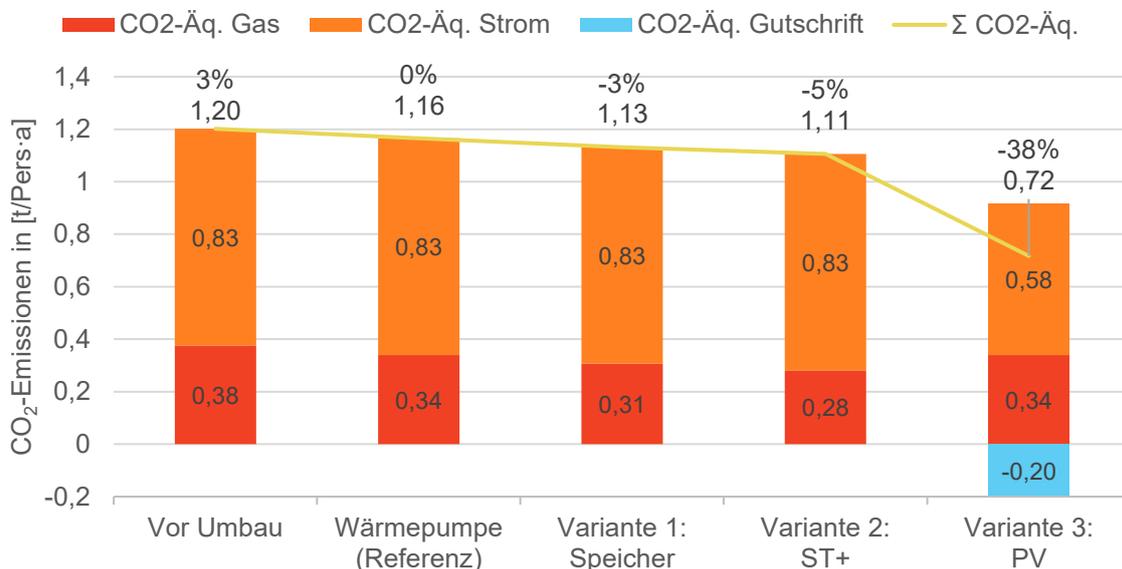


Abbildung 87: Vergleich CO₂-Emissionen der Optimierungsmaßnahmen SB

4.1.8 Attenkirchen (ZAE)

Die Anlage zur solar unterstützten Nahwärmeversorgung mit Langzeit-Wärmespeicher in Attenkirchen (b. Freising) ging 2002 in Betrieb. Die Solaranlage mit 836 m² (brutto) wurde auf einer Sporthalle installiert und stellt als Solar Roof auch gleichzeitig die dichte Dachhaut ohne zusätzliches Unterdach. In Attenkirchen wurde erstmals der damals neu entwickelte Hybridspeicher, eine Kombination aus unterirdischem Wasserspeicher (500 m³) und Erdsonden-Wärmespeicher (6800 m³ Wasseräquivalenz), eingesetzt. Zur Nachheizung kommen elektrische Wärmepumpen zum Einsatz, die die Speicher als Niedertemperaturquelle verwenden. Es sollte ein solarer Deckungsanteil von 75 % bezogen auf die Wärmebereitstellung ab Energiezentrale erreicht werden.

Die Anlageninvestition wurde vom Bayerischen Wirtschaftsministerium und die Begleitforschung in Solarthermie2000 gefördert.



Abbildung 88: Solar unterstützte Nahwärme Attenkirchen. Links: Satellitenbild [Google Earth 2020]. Rechts: Schematische Darstellung [Beuth et al. 2006]

4.1.8.1 Anlagenbetrieb und –zustand

Für den Zeitraum 2008 bis 2010 konnten aufgelaufene Messdaten erhoben und größtenteils ausgewertet werden. Für die Jahre nach 2010 ist die Messtechnik dauerhaft stillgelegt. Für den Beginn des Jahres 2008 ist die Datenlage aufgrund von Messlücken tendenziell unzuverlässig. Datenlücken wurden durch Imputation aufgefüllt [Fritz 2018].

Solarkollektoren

Die Indach-Kollektoren der Firma Wagner zeigen einen sehr zufriedenstellenden Anlagenbetrieb im betrachteten Zeitraum von 13 Jahren (2002 bis 2015). Auch seitens der betreibenden Gemeinde herrschte Zufriedenheit über den Betrieb der Kollektoranlage. Abbildung 89 zeigt die Kollektorerträge des Sekundärkreises an der Energiezentrale bezogen auf Bruttokollektorfläche. Die Kollektorerträge aus den Jahren 2008 und 2010 stimmen überein mit dem Ertrag des zweiten Betriebsjahres 2005/06. Die Auslegungswert von 419 kWh/a/m² konnte im zweiten Betriebsjahr 2005/2006 erreicht werden. Der

gute Ertrag im Jahre 2009 erfüllt die Prognose und ist auf die Sanierungsmaßnahmen und Optimierung der Regelstrategie im Jahre 2008 zurückzuführen (siehe [Reuß et al. 2008]).

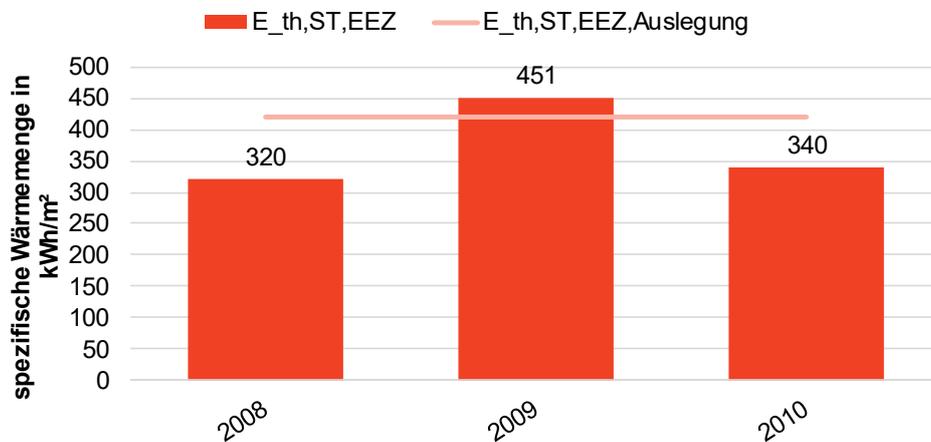


Abbildung 89: Gemessener spezifischer Brutto-Kollektorsertrag bezogen auf $A_{Koll,Brutto}$, sowie Auslegungswert (Wert des primärseitigen Ertrags).

Die zentrale hydraulische Komponente in der Verteilung der Wärme bildet der unisolierte 500 m³ Erdbecken-Wasserspeicher (EBS) (siehe Abbildung 91), welcher sowohl als Pufferspeicher und gleichzeitig als hydraulische Weiche zwischen Erdsonden-Wärmespeicher (EWS), Solarthermieanlage, Wasserwärmepumpe und Nahwärmenetz dient. Im Gegensatz zu einer hydraulischen Weiche im eigentlichen Sinn, ist die Temperatur des EBS je nach Betriebsart jedoch nicht immer auf Netztemperatur.

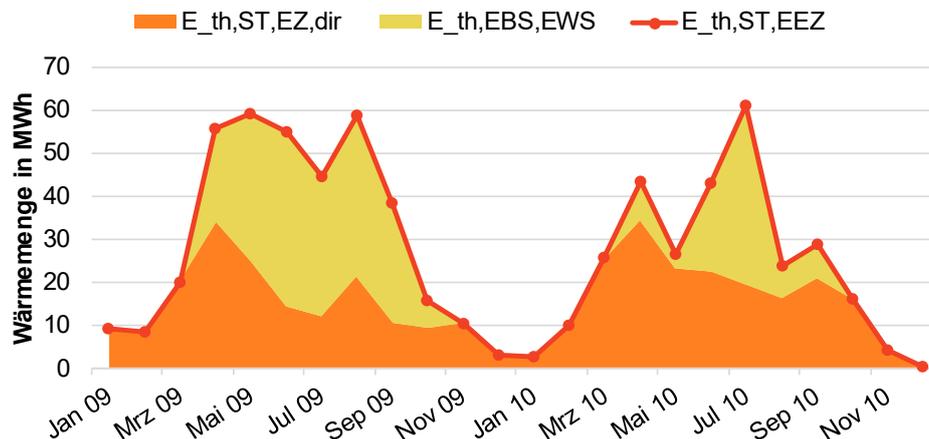


Abbildung 90: Wärmemenge Kollektor Nettoertrag sowie Speicherbeladung und Direktnutzung (bilanziell berechnet) als Monatssummen für 2009 und 2010

Über die monatliche energetische Bilanz aus erzeugter solarthermischer Wärme und der Beladung des Erdsonden-Wärmespeicher kann der direkt genutzte Anteil $E_{th,ST,EZ,dir}$ (also der nicht im EWS eingespeicherte) abgeschätzt werden (Abbildung 90). Anders ausgedrückt: Solarthermische Wärme, welche nicht unmittelbar den EWS-Speicher belädt, wird aus dem Erdbeckenspeicher dem Wärmenetz zugeführt. Allerdings wird für die Beladung des Wärmenetzes teils die Wasserwärmepumpen (WWP1-

3 Abbildung 95) genutzt, weshalb es sich nicht um direkt genutzte Solarenergie im Wortsinn handelt, sondern vielmehr um „zeitgleich“ genutzte (und damit nicht gespeicherte) Solarenergie (siehe Abbildung 95). Nicht enthalten in dieser Bilanzierung sind die bewusst in Kauf genommenen Wärmeverluste des ungedämmten EBS an den EWS.

Wärmespeicher

Wie beschrieben besteht der sog. Hybridspeicher aus einem ungedämmten Warmwasser-Erdbeckenspeicher umgeben von einem Erdsonden-Wärmespeicher.

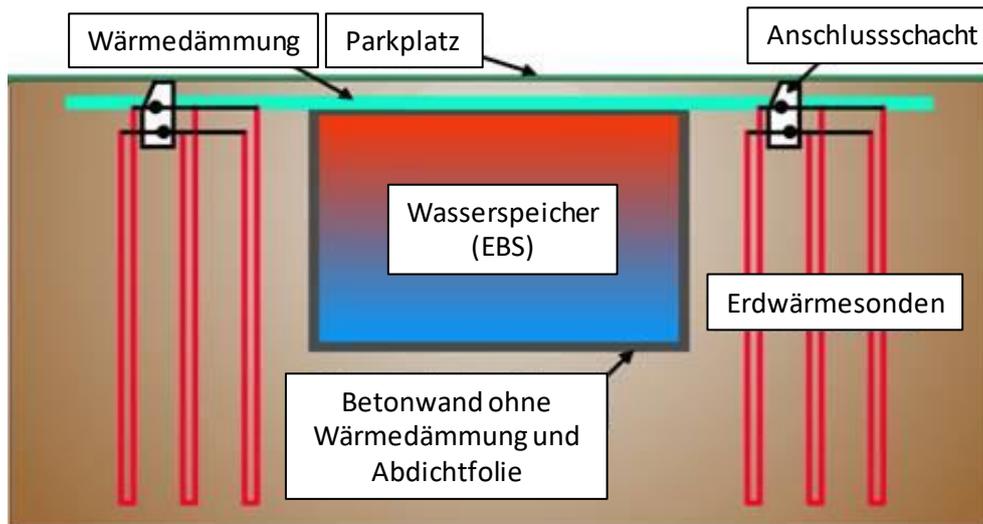


Abbildung 91: Schema des 500 m³ Erdbeckenspeichers umgeben von 90 Erdwärmesonden à 30 m.

Abbildung 92 zeigt anschaulich die Beladung und Entladung des Erdsonden-Wärmespeicher EWS durch den Erdbeckenspeicher EBS in Monatssummen. Deutlich zu erkennen ist die Beladung des EWS im ertragsstarken Sommer 2009 sowie die Entladung im Winter 2009/2010. Da über den integrierten und (bewusst) ungedämmten EBS Wärmeverluste an den EWS entstehen, müssten diese Verluste eigentlich zu $E_{th,EBS,EWS}$ hinzugerechnet werden, konnten jedoch nicht messtechnisch bilanziert werden.

Aus den Monatswerten in Abbildung 92 können Jahressummen berechnet werden. Abbildung 93 zeigt die Jahressummen, wobei die Entnahme aus dem EWS zusätzlich aufgeteilt ist nach

- der Entnahme durch die Solewärmepumpe SWP1 (siehe Anlagenschema Abbildung 95)
- der Entnahme durch den Erdwärmesonden-Wärmetauscher EWS-WT,
- der Entnahme durch die Solarwärmepumpe SWP2, welche direkt in das Wärmenetz einspeist.

Zusätzlich treten bewusst in Kauf genommene Wärmeverluste des ungedämmten EBS an des EWS-Speicher in der Größenordnung 20-30 MWh auf, welche jedoch nicht bilanziert werden konnten. Man erkennt, dass die Bilanz in den Jahren 2008 und 2010 eine höhere Entnahme aus dem EWS als Beladung aufweist. Wogegen die Bilanz im Jahre 2009 umgekehrt eine höhere Beladung als Entnahme zeigt. Aufgrund der geringen Datenbasis kann keine Aussage getroffen werden, ob die Nutzung des Untergrunds tatsächlich langfristig ausgeglichen ist. Die Werte der Entnahme über den EWS-WT ($E_{th,EWS,WT}$) scheinen hoch im Hinblick auf die Temperaturen Abbildung 94, da nur Leistung übertragen werden kann, falls die Temperatur des EWS über der Temperatur des EBS liegt.

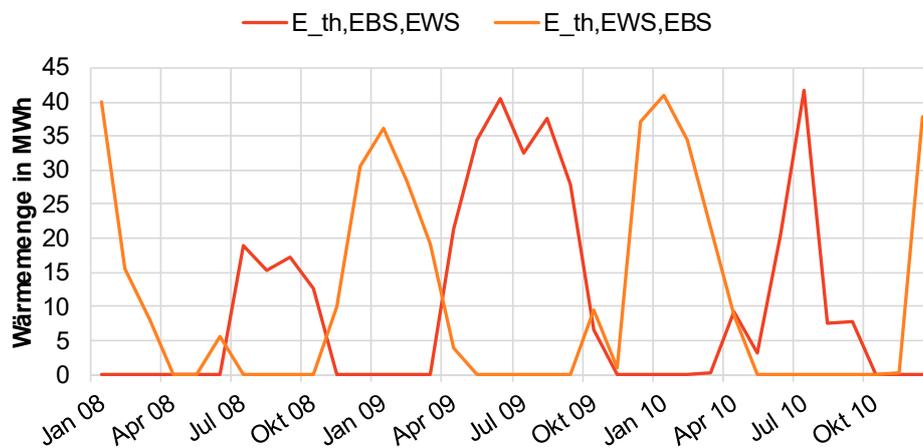


Abbildung 92: Energetische Bilanz am Erdwärmesondenspeicher EWS. Be- und Entladung durch den Erdbeckenspeicher EBS.

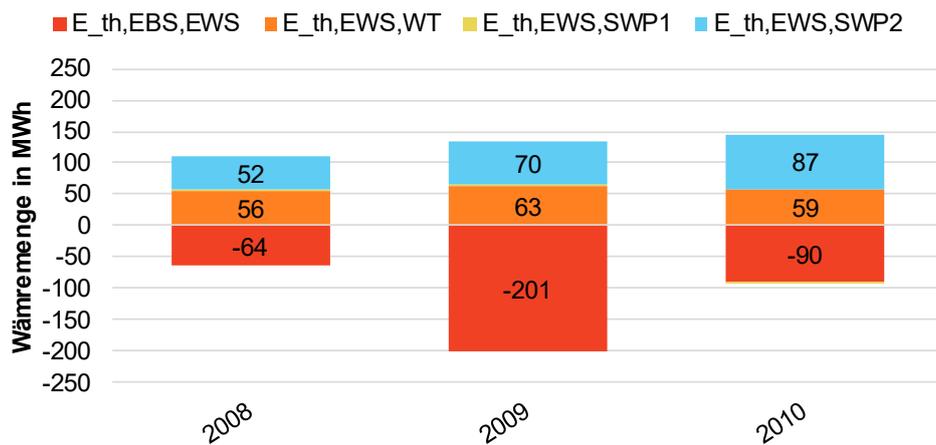


Abbildung 93: Energetische Bilanz aus Abbildung 92, aufgeschlüsselt nach Beladung des EBS sowie Entnahme aus dem EWS durch SWP1, SWP2 und EWS-WT.

Abbildung 94 zeigt den Temperaturverlauf des Erdwärmesondenspeicher EWS für drei Tiefen. Die Temperaturfühler befinden sich nicht in unmittelbarer Nähe des Erdbeckenspeichers, welcher im Jahre 2008 Temperaturen bis zu 55 °C zeigte. Man erkennt, dass der Untergrund durch die Beladung über die solarthermischen Kollektoren auf bis zu 30°C erwärmt wird. Bei Entladung des EWS durch die Sole-Wärmepumpen tritt eine minimale Temperatur des Untergrunds von 5°C auf. Der Vergleich mit den ersten beiden Betriebsjahren zeigt, dass der EWS energetisch ausgeglichen genutzt wird und keine stetige Auskühlung des Erdreichs stattfindet.

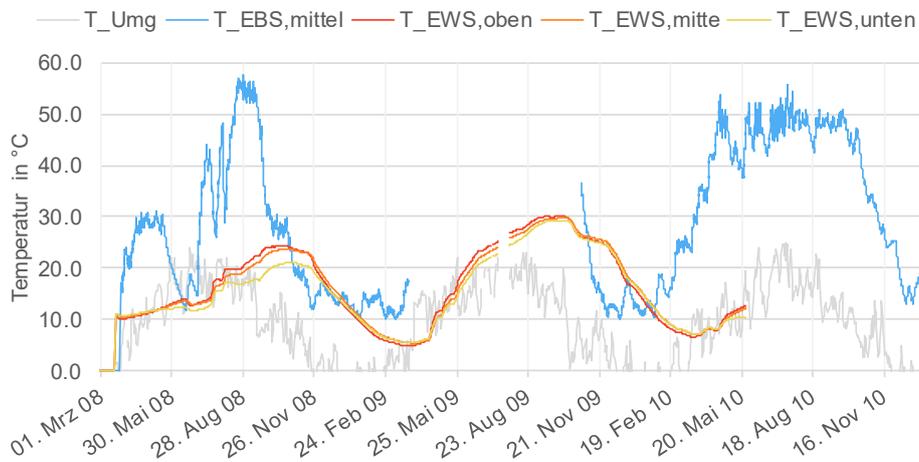


Abbildung 94: Zeitlicher Verlauf der Speichertemperaturen in drei unterschiedlichen Tiefen.

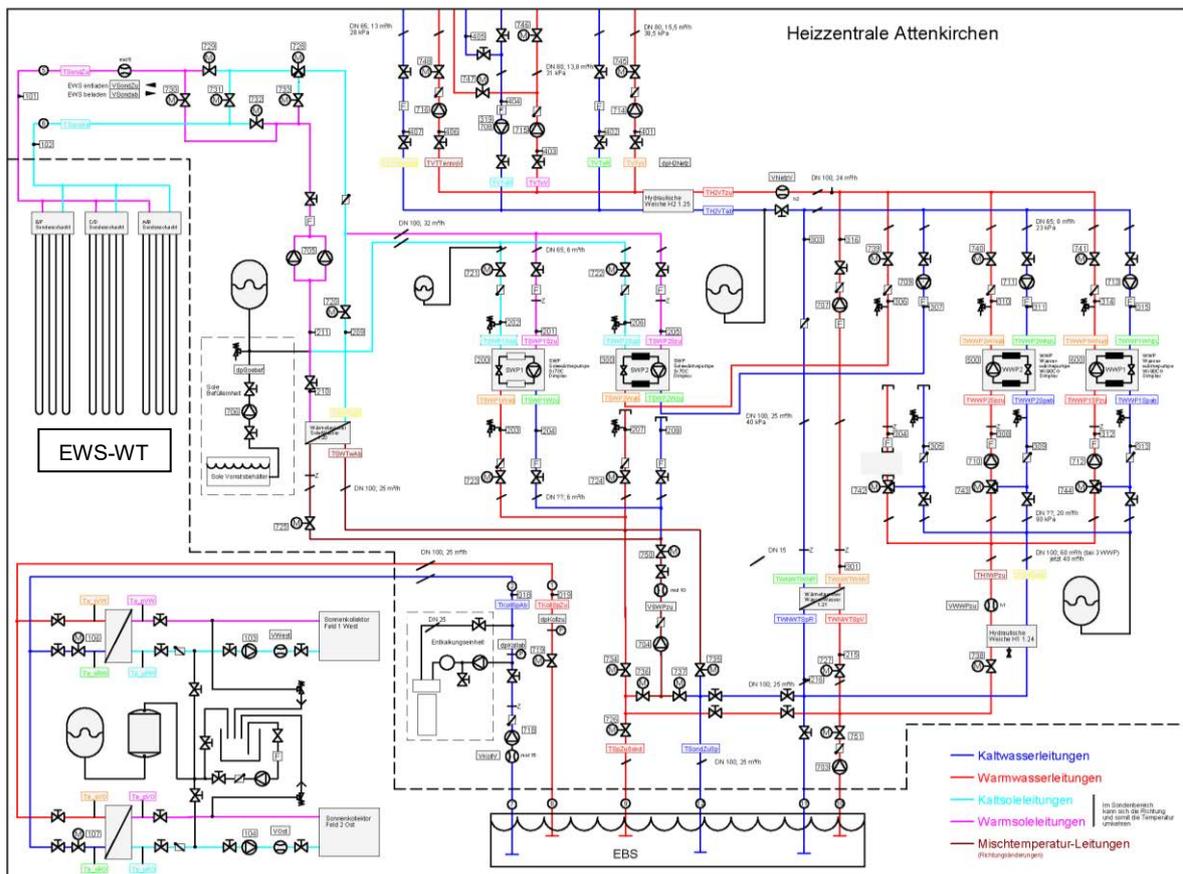


Abbildung 95: Hydraulikplan der Heizzentrale (rot umrandeter Bereich)

Wärmenetz

Abbildung 96 zeigt die Tagesmittelwerte der Vor- und Rücklauf­temperatur des Wärmenetzes sowie die der Außentemperatur. Es zeigt sich im Mittel eine Vorlauf­temperatur von 48°C bis 49°C und eine Rücklauf­temperatur von 45°C bis 46°C. Die geringen Vorlauf­temperaturen sind möglich, da der Warmwasserbedarf über dezentrale Pufferspeicher gedeckt wird, welche bedarfs­geführt ein- oder mehrmals täglich mit höherer Temperatur geladen werden.

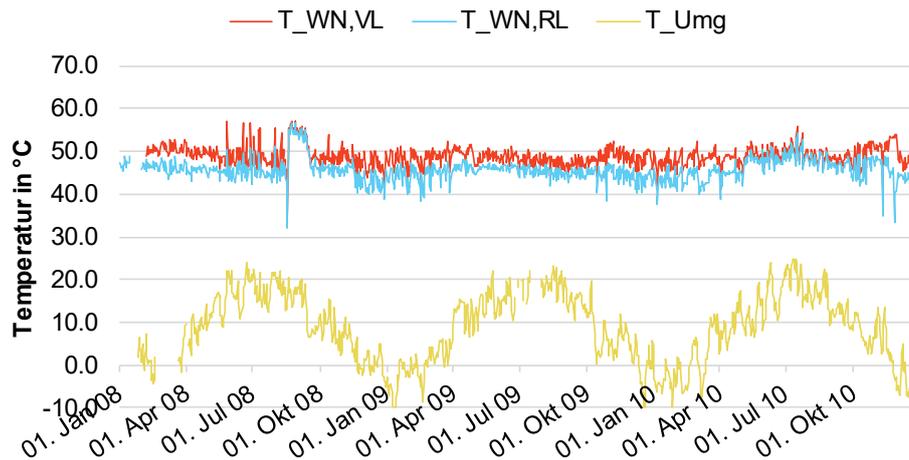


Abbildung 96: Zeitlicher Verlauf der Nahwärmenetz-Temperaturen (Vorlauf $T_{WN,VL}$ und Rücklauf, $T_{WN,RL}$), sowie Umgebungstemperatur T_{Umg} Tagesmitteltemperaturen.

Die geringe Temperaturspreizung des Wärmenetzes auf eine mangelhafte Regelung an den Übergabestationen in den Häusern zurückzuführen. Die hohen Rücklauf­temperaturen führen zu höheren thermischen Verlusten am Wärmenetz. Diese betragen laut Berechnungen aus den Jahren 2006 und 2008 zwischen 60 MWh und 90 MWh, was aber aufgrund der aktuellen Messdatenlage nicht für die Jahre 2008-2010 überprüft werden konnte. Die hohen Netzverluste sind auch auf die geringe Anschlussdichte zurückzuführen. Bei 21 Gebäuden (anstatt 30 in der Planung) entfallen etwa 400 MWh ab Energiezentrale auf eine Trassenlänge von 686 m. Dies entspricht einem Quotienten von 0,58 MWh/m wogegen beispielsweise die SuN München mit etwa 2,95 MWh/m ein deutlich effizienteres Verhältnis aufweist.

Der tatsächliche Heizbedarf liegt unter dem theoretisch bestimmten Wert aus dem Jahre 2005, welcher von 218 kW für 17 Gebäude ausging, wogegen 2010 maximal 200 kW für 21 Gebäude in den Messdaten auftraten. Die Wärmelieferung ab Heizzentrale betrug gleichbleibend etwa 380 MWh bis 400 MWh für die Jahre 2004/2005 sowie 2008 bis 2010 (Der ursprüngliche Planungswert des Wärme­verbrauchs der Gebäude liegt bei 487 MWh/a).

Energiebilanz

Aufgrund der teils fehlerbehafteten Datenlage ist eine geschlossene Darstellung der Energiebilanz bis Hausübergabe gemäß Kapitel 3.2.2 nicht möglich. Abbildung 97 zeigt jedoch sehr anschaulich den saisonalen Effekt von solarthermischer Erzeugung $E_{th,ST}$ sowie der elektrischen Antriebsenergie der Wärmepumpen und der thermischen Nutzenergie bei Eintritt in das Nahwärmenetz. Die jährliche Bilanz wird durch Verschiebungen im Beladezustand des Erdsonden-Wärmespeicher EWS am Ende eines Bilanzjahres maßgeblich beeinflusst. Des Weiteren können durch die thermische Ankopplung des EWS

an das umliegende Erdreich sowohl Energiegewinne wie auch –verluste entstehen, welche sich naturgemäß der Messdatenerfassung entziehen.

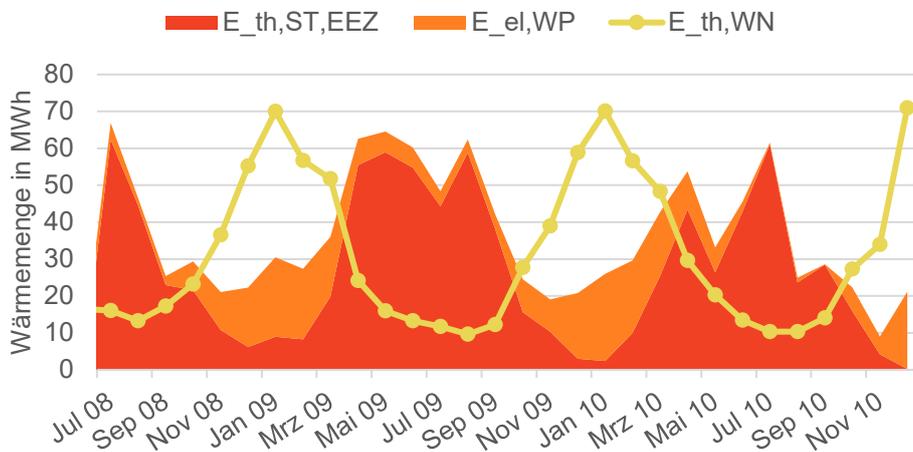


Abbildung 97: Anschauliche Darstellung des saisonalen Speichereffektes des EWS anhand von energetischen Monatssummen. Solarthermischer Ertrag $E_{th,ST}$ und elektrische Antriebsenergie der Wärmepumpen $E_{el,WP}$ und thermische Nutzenergie ab Energiezentrale $E_{th,WN}$.

Aus der monatlichen Darstellung in Abbildung 97 kann wieder jeweils die Jahressumme gebildet werden, sodass Abbildung 98 resultiert. Die Über- bzw. Untererzeugung von Wärme durch Wärmepumpen und Solarthermie zwischen 2008 und 2010 ist ein Zeichen dafür, dass der Effekt der Speicherbeladung und –entladung bei Erdsonden-Wärmespeicher nicht nur saisonal ist, sondern immer auch einen mehrjährigen Effekt hat.

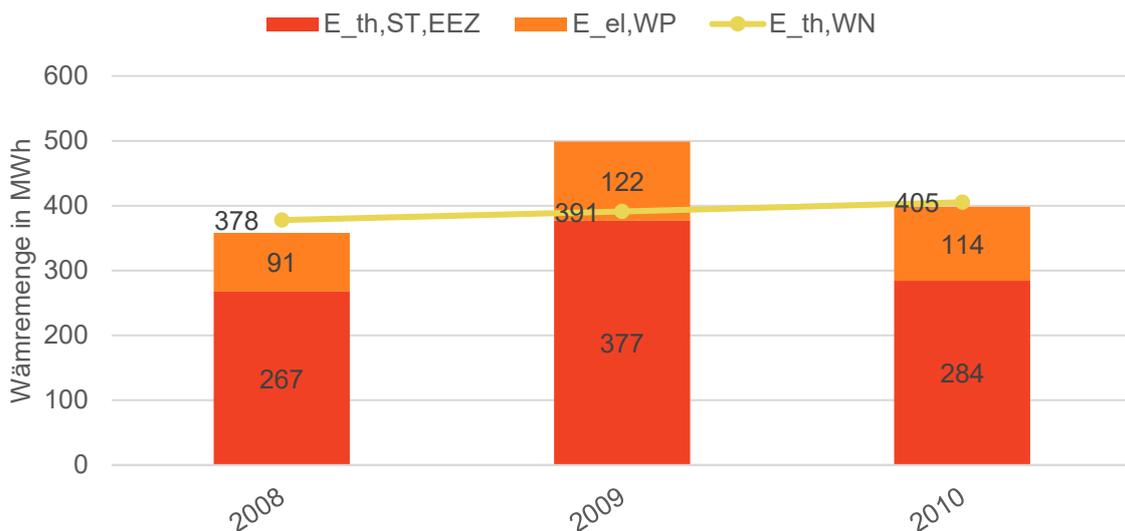


Abbildung 98: Energetische Bilanz des Bilanzraums BR1 mit solarthermisch erzeugter Energie $E_{th,ST,EEZ}$, elektrischer Antriebsenergie der Wärmepumpen $E_{el,WP}$ und Nutzenergie ab Energiezentrale $E_{th,WN}$ als Jahressummen.

4.1.8.2 Optimierungsmaßnahmen und Langzeitverhalten

Die gesammelten Informationen zum Anlagenbetrieb und das Betreibergespräch ergaben als Hauptproblem die zu hohen Wärmegestehungskosten für den Betreiber (Gemeinde). Aus einer Vielzahl unterschiedlichster Ursachen sind vor allem der hohe Wärmeverlust des Wärmenetzes und der hohe Stromverbrauch zu nennen. Zum Zeitpunkt dieses Berichtes ist die Anlage nach 18 Jahren und damit 2 Jahre vor Abschreibung stillgelegt.

Vorschläge zu Optimierungsmaßnahmen wurden mangels Investitionswillens grundsätzlich abgelehnt. Eine angedachte Umrüstung der Anlage zu einem dezentralen Low-Ex System wäre technisch vielversprechend gewesen, jedoch mangels eines Beteiligungswillens unter den Bewohnern abgelehnt worden.

Gemäß letzter Absprache mit der Gemeinde soll für den Fall einer Stilllegung des Netzes (und der resultierenden Umrüstung der angeschlossenen Wohngebäude zu dezentralen konventionellen Heiztechnik) ein Anlagenumbau für die weitere Versorgung der angeschlossenen Tennishalle am ZAE untersucht werden.

4.1.9 München Ackermannbogen (ZAE)

Die „Solare Nahwärmeversorgung Am Ackermannbogen“ (SNAB) in München ging 2007 in Betrieb. Die Anlage versorgt 319 Wohneinheiten in 13 Gebäuden mit insgesamt 29.088 m² (A_N) Nutzfläche. Aufgeteilt auf 3 große Gebäuderiegel (siehe Abbildung 99) wurden insgesamt 3.078 m² (brutto) Solarkollektoren installiert. Die Kollektorfläche ist im Mittel um 18,5° geneigt und der Azimutwinkel beträgt -14°, was einer leicht östlichen Ausrichtung entspricht. Der 6000 m³ große Heißwasserwärmespeicher wurde mit 5700 m³ kaltem Wasser befüllt und besitzt einen Schichtlader. Eine mit städtischer Fernwärme angetriebene Absorptionswärmepumpe mit dem Speicher als Niedertemperaturquelle dient als Nachheizung sowie zur vollständigen Auskühlung des Speichers. Es sollte ein solarer Deckungsanteil von 50 %⁷ erreicht werden. Durch die direkte Verbindung von Nahwärmenetz und Heizung (ohne hydraulische Trennung), Wohnungsübergabestationen mit Frischwassererwärmung und serielle Verschaltung von Radiatoren und Fußbodenheizung konnte ganzjährig eine Netzzrücklauftemperatur von 30 °C erreicht werden.



Abbildung 99: Schematische Darstellung der SuN am Ackermannbogen: Nahwärmenetz (rot), versorgte Gebäude (orange), versorgte Gebäude mit Indach-Kollektoren (violett) und saisonaler Wärmespeicher. [Dallmayer et al. 2010]

4.1.9.1 Anlagenbetrieb und –zustand

Die solare Nahwärme am Ackermannbogen in München zeigte in gutes und stabiles Anlagenverhalten im betrachteten Zeitraum bis 2016. Dies liegt nicht zuletzt an der professionellen und durchgehenden Betreuung durch den Betreiber Stadtwerke München (SWM). Die ursprünglich angestrebte solare Deckung wird jedoch auch nach Bereinigung von Wetter- und Nutzereffekten unterschritten. Im Folgenden wird die Langzeiterfahrung zu den einzelnen Komponenten anhand der zur Verfügung stehenden Messdaten erläutert und ggf. der Einfluss auf die solare Deckung beschrieben.

⁷ Definition 2010: solare Nutzwärme ab Energiezentrale



Abbildung 100: Blick über die Gebäude mit Indach-Kollektoren [Dallmayer et al. 2010]

Sonnenkollektoren

Die solarthermische Kollektoranlage zeigte aus anlagentechnischer Sicht einen sehr zufriedenstellenden Betrieb. Für den Primärkreis mit 430 m Leitungslänge wurden im Heizjahr 2008/2009 (Juni bis Mai) thermische Verluste von 48 MWh bestimmt. Die Erträge der thermischen Kollektoren fielen gegenüber der Planung geringer aus, da die tatsächlich installierte Aperturfläche ca. 4 % kleiner war als in der Ausführungsplanung angegeben (2760 m² Aperturfläche statt 2880 m² bei einer Bruttofläche von 3078 m²).

Es stellte sich außerdem heraus, dass die Effizienz der Großflächenkollektoren nicht den Herstellerangaben der Ausführungsplanung entsprach. In [Dallmayer et al. 2010] konnte ein Minderertrag von mindestens 10 % nachgewiesen werden. Des Weiteren führte der geringe Dachneigungswinkel von 18,5° zu Ertragseinbußen, vor allem in den Wintermonaten.

Die solarthermischen Großflächenkollektoren zeigten seit Ihrer Inbetriebnahme Mängel in ihrer thermischen Effizienz sowie ihrer Dichtigkeit auf (Probleme durch thermische Ausdehnung). Seitdem befindet sich die Kollektoranlage nahezu kontinuierlich in Wartung und Reparatur durch den Hersteller. Dabei wurden immer wieder Abschaltungen von Teilfeldern vorgenommen, was den Kollektorertrag effektiv verringerte. Die exakten Zeiträume der Abschaltungen sind nicht bekannt und konnten deshalb bei der nachfolgenden Messdatenanalyse nicht berücksichtigt werden. Derzeit wird eine Sanierung eines der drei Kollektorfelder diskutiert. Der Betreiber willens die solarthermische Kollektoranlage erhalten. In 5.3.4 soll unter anderem darauf eingegangen werden, wie mit solchen Szenarien umgegangen werden kann.

Abbildung 101 zeigt also den (sekundärseitigen) solarthermischen Wärmeertrag in den LZWSp (s. Def. Kapitel 3.1). Die Erträge sind auch nach der kompletten technischen Übernahme des Betreibers und dem Ende der wissenschaftlichen Begleitung durch das ZAE stabil bei einem Mittelwert von 820 MWh. Die Ergebnisse sind demnach zufriedenstellend, auch weil sämtliche Mängel schon bei Fertigstellung der Anlage bestanden und bekannt waren. Dementsprechend zielen die in Kapitel 4.1.9.2 erläuterten Optimierungsmaßnahmen nach wie vor auf eine Beseitigung der beschriebenen Baumängel.

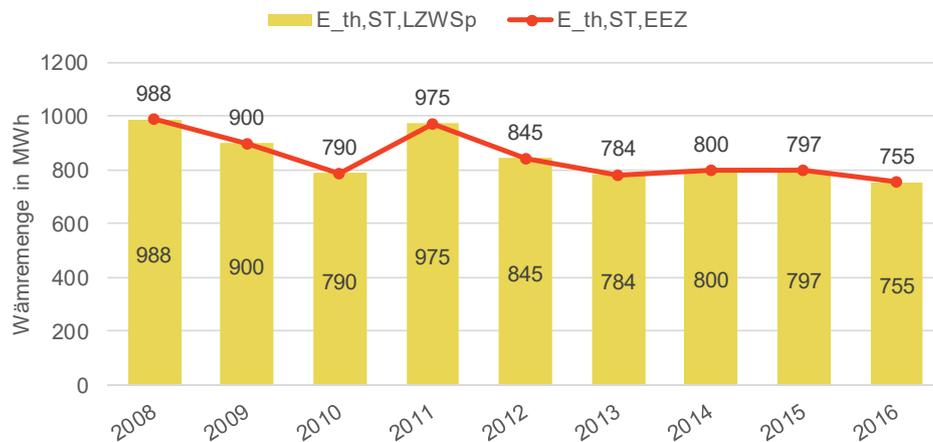


Abbildung 101: Gelieferte Jahresenergiemenge der thermischen Solarkollektoren in den Langzeitwärmespeicher $E_{th,ST,LZWSp}$. Da der Solar-Direktbetrieb über den Speicher läuft, ist der Betrag identisch mit dem des Kollektorsertrags nach Kap. 3.1.

Abbildung 102 zeigt ergänzend den spezifischen Kollektorsertrag bezogen auf die Brutto-Dachfläche (=Brutto-Kollektorfläche wegen Indach-Konstruktion). Hier zeigt sich deutlich die Abweichung zum geplanten Kollektorsertrag bedingt durch folgende Gründe:

- Abweichung tatsächliche Aperturfläche zum Planungswert
- Abweichung Kollektoreffizienz Herstellerangaben
- Mängel bei der Verschaltung der Kollektoren
- Teilfeldabschaltungen durch Sanierungen
- Teilweise flacherer Einbauwinkel

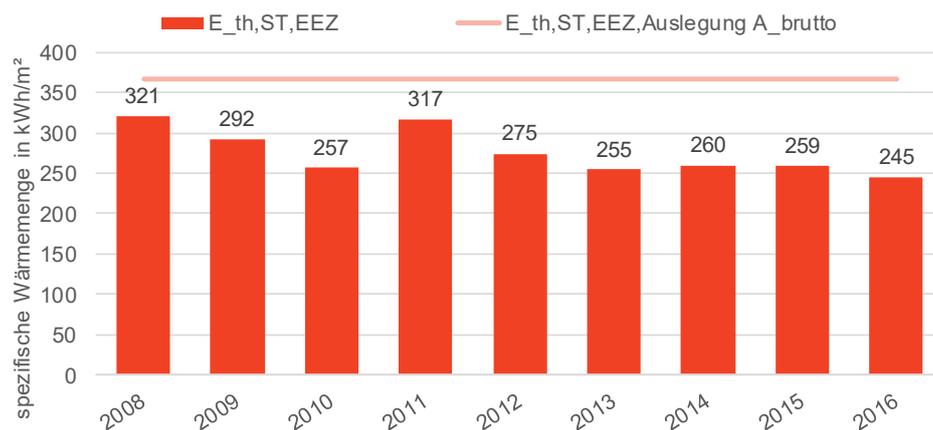


Abbildung 102: Gemessener Kollektorsertrag bezogen auf $A_{Koll,Brutto}$ sowie Auslegungswert der Planung.

Eine Darstellung des einstrahlungsbezogenen Kollektornutzungsgrades ist in Abbildung 112, Abschnitt „Optimierungsmaßnahmen“, dargestellt.

Wärmenetz und Regeltechnik

Die SuN am Ackermannbogen zeigt eine günstige dichte Bebauungsstruktur. Die 319 Wohneinheiten in 13 Wohngebäuden haben einen durchschnittlichen Wärmebedarf von 1730 MWh⁸ p.a. bei einer Trassenlänge des Wärmenetzes von nur 610 m (einfach). Um eine Aussage über die Effizienz des Wärmenetzes zu treffen, konnte auf die Betriebsdaten von 2008 bis 2011 zurückgegriffen werden, da nur für diesen Zeitraum Verbrauchsdaten an den Hausübergabestationen⁹ zur Verfügung standen.

Abbildung 103 zeigt die Jahressummen der Nutzenergie ab Energiezentrale $E_{th,EEZ,nutz}$ sowie die Nutzenergie der Gebäude $E_{th,VS,nutz}$. Die Wärmeverluste des Nahwärmenetzes betragen im Mittel 50 MWh p.a. und sind damit unterhalb der Messwertgenauigkeit der Nutzenergie. Entsprechend hoch ist die Ergebnisunsicherheit des ebenfalls dargestellten Nutzungsgrads des Wärmenetzes, welcher im Mittel rechnerisch über 95 % liegt. Dieser exzellente Wert ist nicht zuletzt auf die gute Wärmedämmung der Leitungsrohre zurückzuführen und stellt in der Gesamtbetrachtung der SuN-Anlage einen wesentlichen Grund für den Erfolg des Nahwärme-Projektes dar.

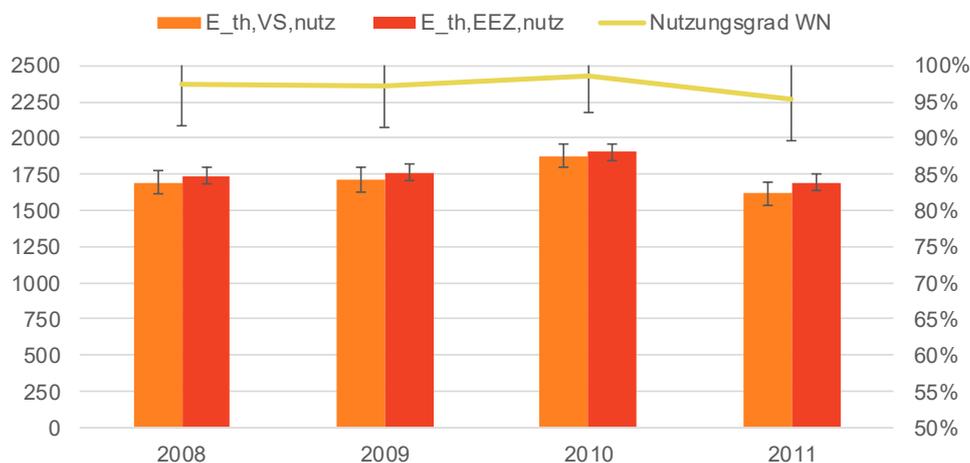


Abbildung 103: Jahressummen der Nutzenergie ab Energiezentrale $E_{th,EEZ,nutz}$ sowie die Nutzenergie der Gebäude $E_{th,VS,nutz}$. Über die Differenz wird der energetische Nutzungsgrad des Wärmenetzes ermittelt.

Ein weiterer Grund für die niedrigen Netzverluste liegt in der erreichten Netzzücklauftemperatur, auf welche im Folgenden eingegangen wird.

Während der Begleitforschung des Projektes durch das ZAE Bayern wurden die Regelstrategie und die saisonal unterschiedlichen Betriebsmodi ausgearbeitet. Die Regeltechnik sollte dann unter Anleitung des ZAE Bayerns durch eine beauftragte Fachfirma ausgeführt werden, wurde aber nur unzureichend umgesetzt. Während der Monitoring- und Optimierungsphase des ZAE Bayern bis in das Jahr 2011 erreichte das Nahwärmenetz die gewünschten niedrigen Rücklauftemperaturen (Abbildung 105) und damit einen höheren solaren Deckungsanteil. Vor allem in der Heizperiode ist eine niedrige Netzzücklauftemperatur von besonderer Bedeutung für die Effizienz der Gesamtanlage, da über die Rücklauftemperatur eine Speicherauskuhlung bis auf 30 °C möglich ist, ohne dafür Wärmepumpen und

⁸ Mittelwert 2008 bis 2011

⁹ Keine hydraulische Trennung des Wärmenetzes durch Wärmeübertrager.

damit zusätzliche Hilfsenergie zu verbrauchen. In Jahren 2011 bis 2014 verschlechterte sich die Netz-Rücklaufstemperatur deutlich, vor allem in den Sommermonaten. Als Ursache wird die Vielzahl von getauschten/sanierten Wohnungsübergabestationen (WÜST) ab 2011 vermutet, wobei der hydraulische Abgleich durch externe Installateure unwissentlich aber maßgeblich gestört wurde. In den Betriebsjahren 2015 und 2016 stabilisierte sich dann der Anlagenbetrieb und die niedrigen Netzrücklauftemperaturen konnten wieder ganzjährig erreicht werden.

Aus diesem und anderen Gründen, wie der Wartungszugang zu den WÜST, folgt die Empfehlung, bei Direktsystemen (ohne Systemtrennung mit Wärmeübertrager) die WÜST im Besitz des Wärmenetzbetreibers zu belassen.

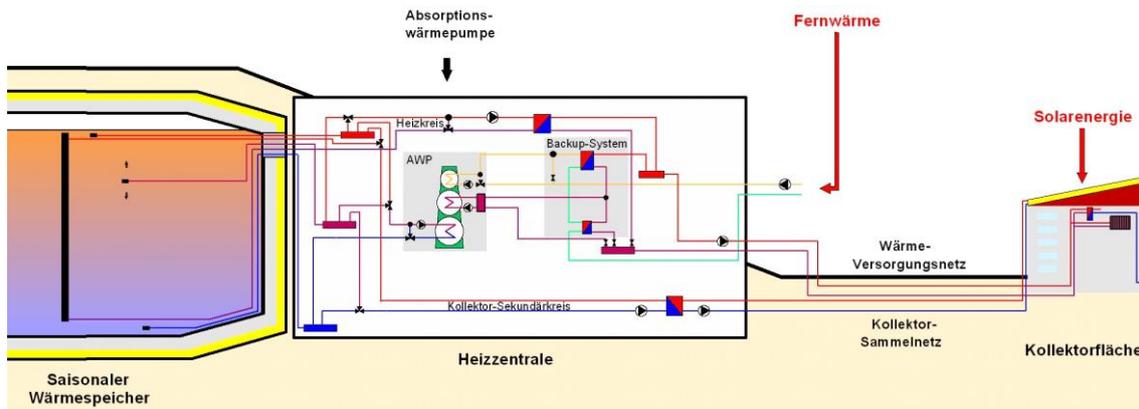


Abbildung 104. Schematische Darstellung der Anlagenhydraulik. [Dallmayer et al. 2010]

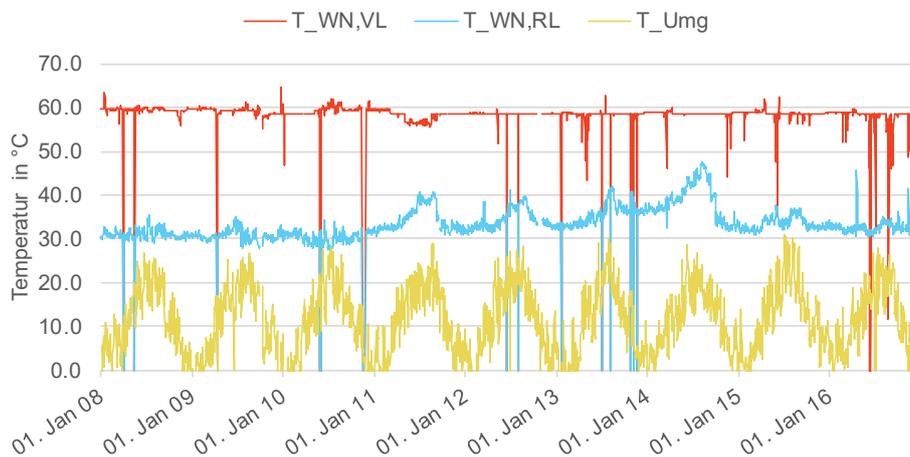


Abbildung 105: Tagesmittelwerte der Netz- und Außentemperatur im Auswertungszeitraum. Technische Zielstellung ist eine Rücklaufstemperatur von 30°C.

Wärmespeicher

Der Heißwasserwärmespeicher ist optisch ansprechend durch einen bewachsenen Erdhügel abgedeckt und befindet sich in unmittelbarer Nähe der Energiezentrale (Abbildung 99), weshalb nahezu keine Wärmeverluste bei der Anbindung des Speichers entstehen. Der Speicher wird ausschließlich über die thermische Solaranlage beladen und sowohl direkt als auch über eine thermisch angetriebene Absorptionswärmepumpe AWP entladen. Die Entladung über die AWP führt zu einer höheren

Speicherkapazität, einem höheren Speichernutzungsgrad, einem höheren solaren Deckungsanteil, geringeren Speicherverlusten sowie zu höheren Erträgen der Kollektoranlage.

Abbildung 106 zeigt schematisch die hydraulischen Be- und Entladeeinheiten des Speichers. Die Beladung erfolgt laut Planung ausschließlich über den Schichtlader, die Entladung über drei Entnahmetassen, wovon die mittlere ursprünglich beweglich war. Da der Schichtlader sehr schlecht funktionierte wurde zeitweise bis 2011 die obere Tasse durch manuelle Steuerung seitens des ZAE Bayerns auch als Beladetasse verwendet, um so einen Pufferbetrieb im Frühjahr zu erreichen und den mangelhaften Schichtlader teilweise zu kompensieren.

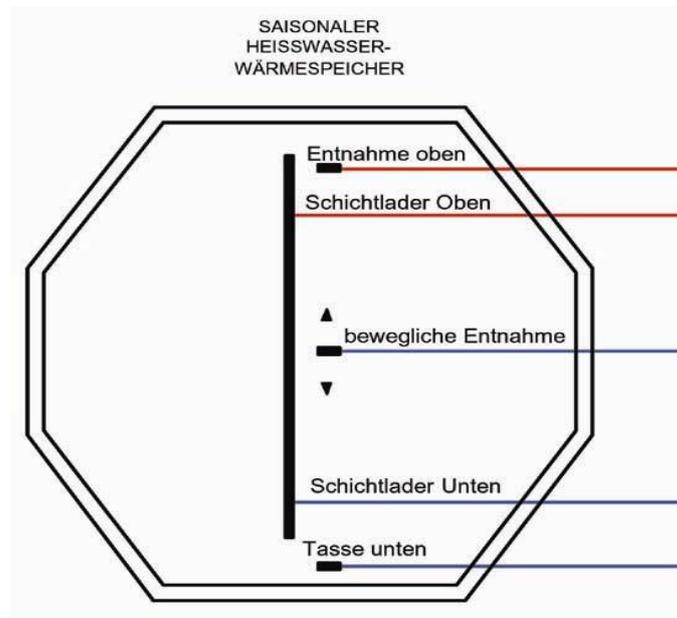


Abbildung 106: Hydraulikschema des Heißwasser-Wärmespeichers laut Planung [Dallmayer et al. 2010]. Die obere Tasse wurde zeitweise durch manuelle Steuerung auch zur Beladung verwendet.

Abbildung 107 zeigt anteilig die Bereitstellung der thermischen Nutzenergie ab Energiezentrale $E_{th,EEZ,nutz}$, welche sich zusammensetzt aus der Entladung des solarthermisch beladenen Wärmespeichers $E_{th,LZWSp,EZ}$ und der Nachheizung aus Fernwärme $E_{th,NH,EZ}$. Da die Absorptionswärmepumpe durch Fernwärme angetrieben wird und den solarthermisch beladenen Speicher auskühlt sind diese Wärmemengen bereits enthalten. Man erkennt die fast vollständige Deckung des Wärmebedarfs in den Sommermonaten aus dem Wärmespeicher. Leider wurde auch im Sommer wegen Regelungsproblemen kein reiner Speicherbetrieb gefahren und über vermeidbare Fernwärme nachgeregelt. Die Deckung des Wärmebedarfs aus dem Speicher im Winter dauert etwa von Beginn der Heizperiode im Oktober bis etwa Januar.

Abbildung 108 zeigt entsprechend die Jahressummen der Energiebilanz des Wärmespeichers. Die solarthermische Beladung $E_{th,ST,LZWSp}$ sollte bei korrekter Bilanzierung der Speicherentladung $E_{th,LZWSp,EZ}$ und den Wärmeverlusten des Speichers $E_{th,LZWSp,EEZ,verl}$ entsprechen. Die Bestimmung unterschiedlicher Ladezustände innerhalb eines Bilanzraumes $\Delta E_{th,LZWSp}$ ¹⁰ erfolgte theoretisch unter Verwendung der vertikalen Temperaturverteilung.

¹⁰ Werte für 2008 und 2009 mit geringer Verlässlichkeit wegen Messdatenfehlern der Speicherfühler.

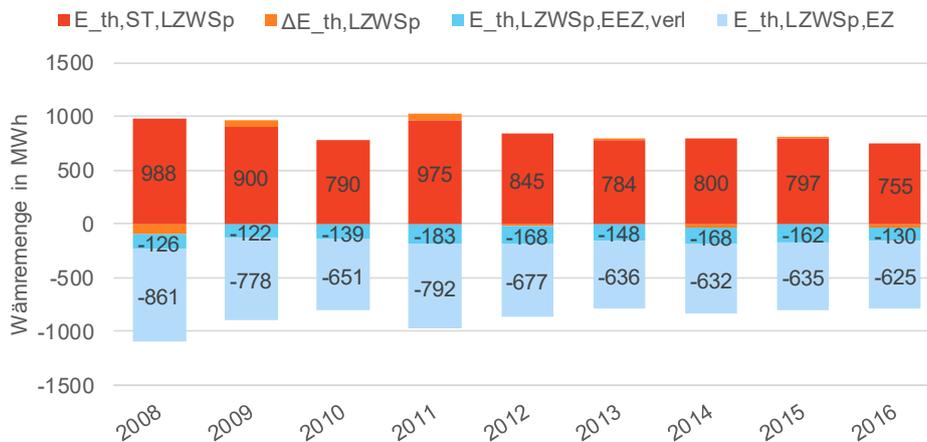
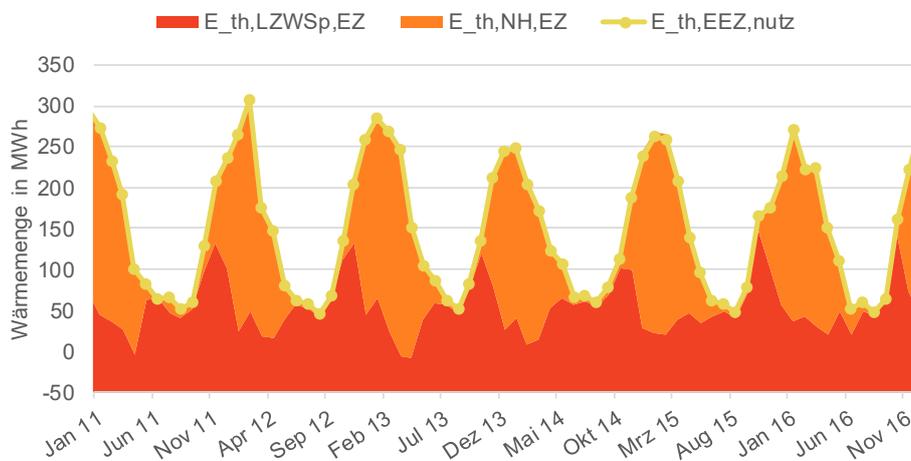


Abbildung 108: Jahressummen der solarthermischen Be- und Entladung des Speichers ($E_{th,ST,LZWSp}$ und $E_{th,LZWSp,EZ}$), Wärmeverluste des Speichers $E_{th,LZWSp,EEZ,verl}$ sowie Änderung des Ladezustands am Jahresende $\Delta E_{th,LZWSp}$.

Für eine genauere Betrachtung des Speicherverhaltens zeigt Abbildung 109 die tagesgemittelten Temperaturen der oberen, unteren und mittleren Speicherschicht. Der Speicher wurde im Maximum mit einer Höchsttemperatur zwischen 75°C und 85°C beladen und kann damit sein Potential von 93 °C in den meisten Jahren nicht nutzen. Die Entladung gelingt in der Regel bis zu einer Speichertemperatur von 20 °C, mit Ausnahme der Winter 2013/14 und 2014/2015. Hier liegen die Ursachen in der regelungstechnisch bedingt erhöhten Netzzrücklauftemperatur (2013/14 s. u.) und einer geringen Speicherentladung durch die Absorptionswärmepumpe (2014/15).

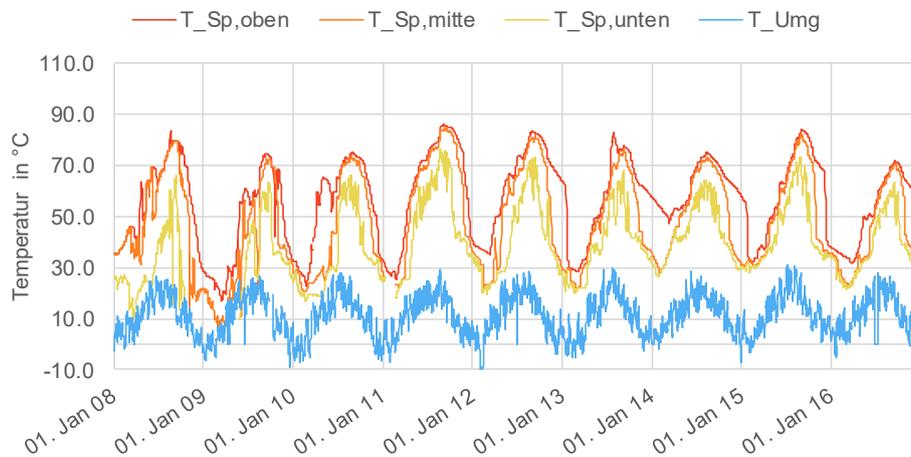


Abbildung 109: Tagesgemittelte Temperatur der oberen, unteren und mittleren Speicherschicht im Auswertzeitraum. Ausgeprägte Temperaturschichtungen wurden bei der Beladung mit Schichtlader nicht erreicht.

Zur Beurteilung des Schichtungsverhaltens des Speichers sollen exemplarisch die Temperaturschichten des Speichers zweier Betriebsjahre detailliert betrachtet werden:

Abbildung 110 (oben) zeigt die Temperaturverteilung des Speichers für das Jahr 2010. Deutlich zu erkennen ist die Beladung des Speichers über die obere Beladetasse („Pufferbetrieb“), um den oberen Speicherbereich auf Wärmenetztemperatur zu bringen (a), welches einen Solar-Direktbetrieb ermöglicht. Anschließend (b) sollte die Umschaltung auf Schichtladebetrieb erfolgen, wodurch der Speicher in Sommermonaten vollständig durchgeladen wird. Im Herbst (c) erfolgt die Entladung mit Nachheizung über den Fernwärme-Wärmeübertrager. Für eine vollständige Entladung des Speichers wird die durch Fernwärme angetriebene Absorptionswärmepumpe angeschaltet (d), welche eine vollständige Auskühlung des Speichers zum Ziel hat.

Gemäß Betreiberankunft wird die Speicherbetriebsart derzeit manuell durch den Betreiber je nach Jahreszeit umgeschaltet (Sommer, Winter, AWP-Betrieb). In den Jahren seit 2011 fand der Betrieb ohne wissenschaftliche Begleitung statt und zeigte dabei unterschiedliche Betriebsverhalten. Exemplarisch wird das Jahr 2015 betrachtet (Abbildung 110, unten): Hier findet offensichtlich kein Pufferbetrieb statt, bzw. es stellt sich kein Puffereffekt ein, da die Schichtladeeinrichtung nie den gewünschten Ladeeffekt nachweisen konnte. Die Fehlfunktion der Schichtladeeinrichtung, welche bereits 2010 nachgewiesen wurde (siehe [Dallmayer et al. 2010], Kapitel 7.3.1) zeigt sich hier in der ersten Jahreshälfte sehr anschaulich. Die erzeugte solarthermische Wärme wird offenbar allen Speicherschichten gleichmäßig zugeführt, sodass eine gleichmäßige Beheizung des Speichers stattfindet und keine Solardirektbetrieb möglich ist. Der Speicher ist wieder ca. am 1. September durchgeladen. Der Betrieb der AWP zur Speicherauskuhlung startete am 15.12.2015.

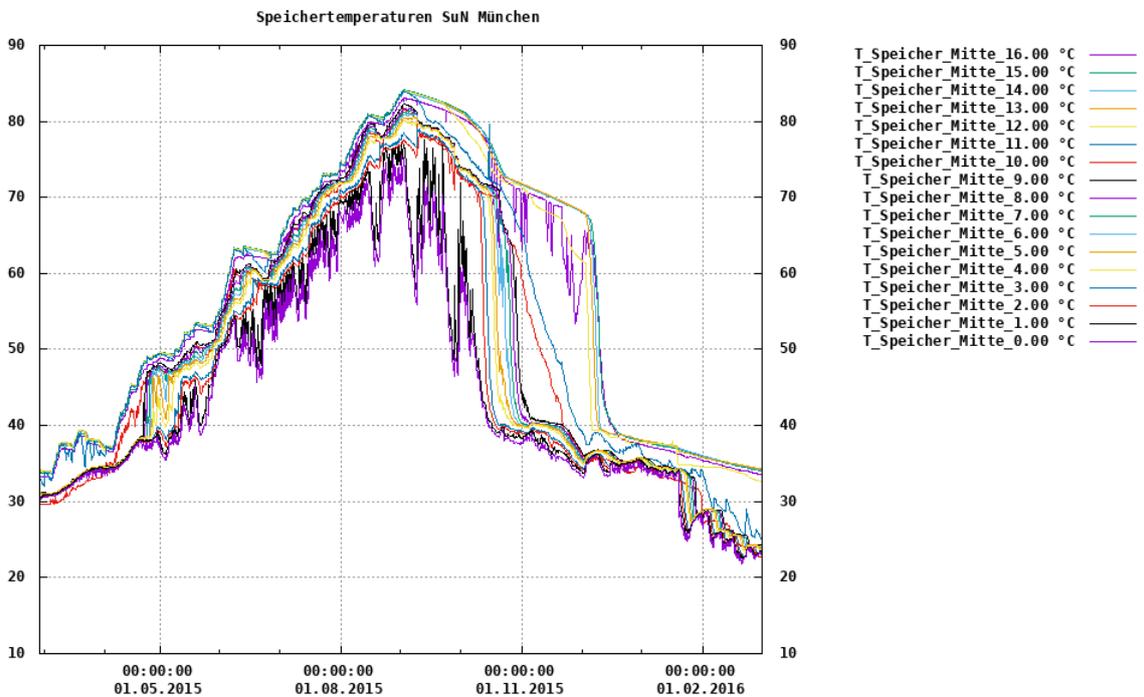
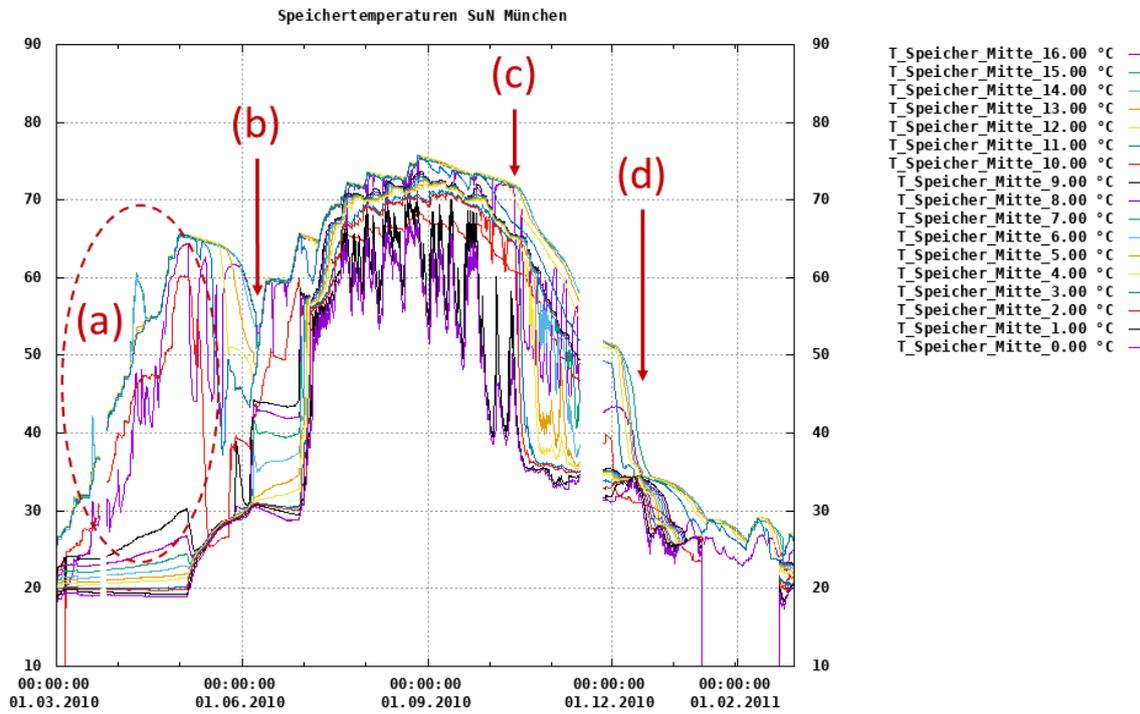


Abbildung 110: Vertikale Temperaturverteilung des Speichers in 1-Meter-Auflösung ($T_{\text{Speicher_Mitte}}$...) im Jahre 2010 (oben) und 2015 (unten).

Resultierend aus der Energiebilanz in Abbildung 108 zeigt Abbildung 111 die Speichereffizienz (entsprechend Kap. 3.1) im Messzeitraum. Die geplante Speichereffizienz konnte nicht eingehalten werden, stabilisierte sich jedoch im Jahre 2011 und zeigt seitdem unverändert einen zufriedenstellenden Wert von durchschnittlich 81 %. Eine detailliertere Untersuchung der Speicherwärmeverluste erfolgte in [Brandt 2008] und [Fritz 2018].



Abbildung 111: Solarer Deckungsanteil f_{Sol} und Speichernutzungsgrad η_{Sp} des jeweiligen Kalenderjahres

Deckungsanteil

Abbildung 111 zeigt den weiterhin zeitlichen Verlauf des solaren Deckungsanteils f_{Sol} . Über den gesamten Betriebszeitraum ergibt sich ein Mittelwert von $f_{Sol}^{11}=44\%$. Dies liegt unterhalb der in der Planung angestrebten Effizienz. An dieser Stelle soll unbedingt auf Kapitel 3.2.4 verwiesen werden, indem bereits die Abhängigkeit des solaren Deckungsanteils von der Nutzenergie am Beispiel der SuN München eingegangen.

Die Ursachen der oben beschriebenen Effizienzminderungen der Anlage liegen vor allem im verminderten Kollektorsertrag, aber auch in den erhöhten Speicherverlusten (durchschnittlich 149 MWh gegenüber 80 MWh) und in der ineffizienten Speicherbeladung.

Davon abgesehen zeigt die SuN-Anlage einen sehr stabilen Betrieb. Der erreichte solare Deckungsanteil ist zufriedenstellend. Desto mehr, da es sich um eine Pilotanlage handelt und keine wissenschaftliche Begleitung mehr erfolgt.

4.1.9.2 Optimierungsmaßnahmen und Langzeitverhalten

Die erarbeiteten Optimierungsmaßnahmen bauen auf der Analyse der gewonnenen Messdaten und den Betriebserfahrungen aus den Monaten nach Abschluss der Begleitforschung (FKZ0329607G BMU) auf. Außerdem fließen die Erkenntnisse und Informationen mit ein, welche im Betreiberinterview mit den Stadtwerken München gewonnen wurden. Die Maßnahmen enthalten folgende Komponenten/Anlagenbestandteile: Solarthermische Indachkollektoren, Kollektorkreis (Glykol), saisonaler Wärmespeicher mit Be-/Entladeeinrichtung sowie die hydraulische Einbindung der Absorptionswärmepumpe.

¹¹ berechnet nach neuer Definition, siehe Kapitel 3.1

Sonnenkollektor

Sanierung: Bei der Bewertung der Kollektoren steht vor allem der Minderertrag gegenüber der ursprünglichen Planung im Fokus. Des Weiteren zeigen die Kollektoren wiederkehrend Undichtigkeiten. Momentan arbeitet das ZAE Bayern zusammen mit dem Betreiber an einem Sanierungskonzept. Dabei muss abgeschätzt werden, wann bei der 12 Jahre alten Kollektoranlage ein Neubau einer Sanierung ökonomisch vorzuziehen ist. Zur Beurteilung der Leistungsfähigkeit der Kollektoren bietet sich die klimabereinigte Darstellung über den Kollektornutzungsgrad in Abbildung 112 (Def. Kapitel 3.1) an (Einflüsse der Außentemperatur, Nutzenergie und Speichertemperatur sind nicht berücksichtigt).

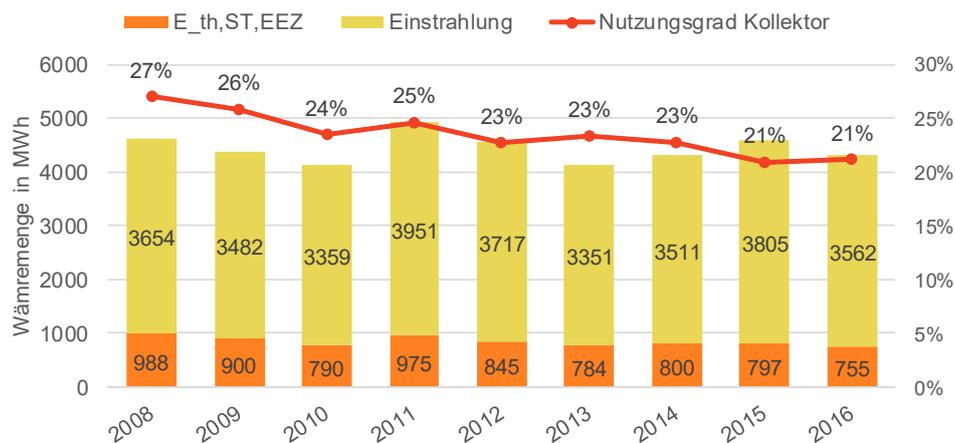


Abbildung 112: Maximal verfügbare Einstrahlung in Kollektorebene und solarthermisch gelieferte Energie an den LZWSp ($E_{th,ST,EEZ}$) sowie solarthermischer Nutzungsgrad bezogen auf Kollektorbruttofläche.

Zu sehen ist ein deutlicher Rückgang des Nutzungsgrads seit der Erbauung der Kollektoranlage im Jahre 2007. Weiterhin ist zu erkennen, dass der gute Wert des solaren Deckungsanteils im Jahre 2011 auf die hohen Einstrahlungswerte zurückzuführen ist. Dagegen ist der solare Deckungsanteil im Jahre 2015 trotz hoher Einstrahlungswerte niedrig.

Mit dem Betreiber wird aktuell das Kostennutzen-Verhältnis abgeschätzt, ob und wann der sinkende Nutzungsgrad zusammen mit den fortlaufenden Sanierungskosten einen eventuellen Neubau der Anlage rechtfertigen. Alternativ zu einem Austausch der Kollektoren wird auch die Erweiterung der Anlage über eine PV-Wärmepumpen-Kombination (siehe 5.3.4 „innovative Anlagekonzepte“) untersucht.

Hydraulischer Abgleich: Auslöser für einen weiteren Optimierungsvorschlag ist die Vermutung eines mangelhaften hydraulischen Abgleichs der einzelnen Kollektor-Teilfelder (Primär/Glykolkreise). Als Sofortmaßnahme werden Thermografieaufnahmen des laufenden Betriebs zur Beurteilung der Durchströmung der Kollektorfelder empfohlen.

Regelung Kollektortemperatur: Eine weitere wichtige Maßnahme ist die Umstellung auf einen sogenannten „matched-flow“ Betrieb (also mit variablen Volumenströmen im Kollektorprimär- und –sekundärkreis, bzw. deren Korrektur).

Die Messdaten vom 7.4.2010 (Abbildung 113) zeigen eine manuelle Volumenstromregelung auf eine Kollektorrücklaufstemperatur von 65°C (sekundär), um früh im Jahr einen Solardirektbetrieb zu ermöglichen. Allerdings ist der primäre Kollektorvolumenstrom zu niedrig, was zu einer unnötig hohen Kollektor-Arbeitstemperatur von 85°C führt, und das bei einer maximalen Speichertemperatur von etwa

50°C. Dies bedeutet natürlich hohe Effizienzverluste im Kollektorsertrag. Durch die Verwendung der oberen Beladetasse weist die Speicherladung in der obersten Speicherschicht eine deutliche Temperaturschichtung auf.

In 2016 (Abbildung 114) ist die Volumenstromregelung scheinbar auf einen zweistufigen Betrieb mit dem Zielwert einer Kollektorrücklauftemperatur von 65°C (sekundär) umgestellt, was zu alternierenden Volumenströmen führt. Ursache ist die zu hohe Differenz der beiden Volumenstrom-Stufen. Die Kollektorrücklauftemperatur im Sekundärkreis ist im Mittel bei den gewünschten 65°C (Pufferbetrieb für Solardirekt-Nutzung), wird jedoch über den Schichtlader und nicht über die obere Beladetasse eingespeist und damit auf Speichertemperatur heruntergemischt.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Korrektur der Regelung im Kollektorkreis dem Betreiber als dringliche Optimierungsmaßnahme nahegelegt wird, um unnötige Effizienzverluste am Kollektor zu vermeiden. Dies betrifft sowohl die Entnahme aus dem Speicher, die Beladung wie auch die Regelung der Volumenströme (primär und sekundär).

Wärmespeicher

Wichtigster Ansatzpunkt bei der Optimierung des Wärmespeichers liegt im mangelhaften Schichtungsverhalten. Dies kann anhand der Temperaturverteilung im Speicher gut nachvollzogen werden (siehe Abbildung 110). Erarbeitet wurden zwei mögliche Sanierungs-/ Optimierungsmaßnahmen: Im wahrscheinlichsten Szenario soll die obere Entnahmetasse für eine gleichzeitige Entnahme und Beladung umgerüstet werden, und dabei die Beladung in Sinne einer laminaren Einstromung verbessert werden. Dies würde auch einen höheren Anteil des Solardirektbetriebs ermöglichen, unter gleichzeitiger Lösung der Problematik der dadurch entstehenden Druckdifferenzen.

Eine vollständige Sanierung des mangelhaften Schichtungsverhaltens würde die Nachrüstung zusätzlicher stationärer Be- und Entladetassen sowie die Stilllegung des eigentlichen Schichtladers erfordern. Durch den Einbau zwei zusätzlicher auf dann 5 feste Be-/Entladetassen, könnte auch ohne automatischen Schichtlader eine gute Speicherschichtung erreicht werden. Durch die erschwerte Zugänglichkeit des gefüllten Speichers und der schlechten Sicht für etwaige Industrietaucher ist diese Option eher unwahrscheinlich.

Hydraulik und Regelung

Im Wärmepumpenbetrieb sorgt eine vom Betreiber geforderte Auskühlung des Fernwärmeantriebs auf 50°C für eine Effizienzverschlechterung. Bedingt durch die hohen Antriebstemperaturen der AWP muss der Rücklauf der Fernwärme künstlich über den Nahwärmenetz-Vorlauf und Nahwärmenetz-Rücklauf ausgekühlt werden. Diese zusätzliche Fernwärmeenergie gilt im SuN-System als „parasitär“, da jegliche eingebrachte Energie der Nachheizung automatisch den solaren Deckungsanteil verringert.

Die geforderte Fernwärmeauskühlung mindert auch außerhalb der Zeiten des Absorptionswärmepumpenbetriebs die solare Deckung. Als prinzipielle Maßnahme soll eine Umrüstung auf kleinere Mischventile, schnellere Regelung und eine Anpassung der Pumpenkennlinie vorgeschlagen werden.

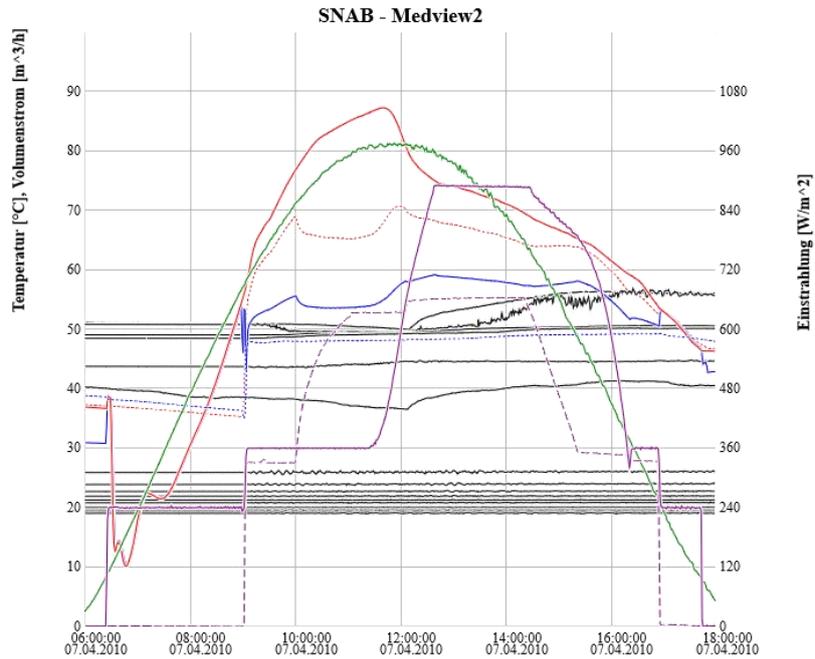


Abbildung 113: Messdaten des Kollektorbetriebs vom 7.4.2010. Für je Glykolkreis (Linie) und Speicherkreis (gestrichelt): Kollektor Vor- und Rücklauftemperatur (blau, rot) im Vergleich zu den Schichttemperaturen des Speichers (schwarz) sowie Einstrahlungsdichte (grün) in Kollektorebene.

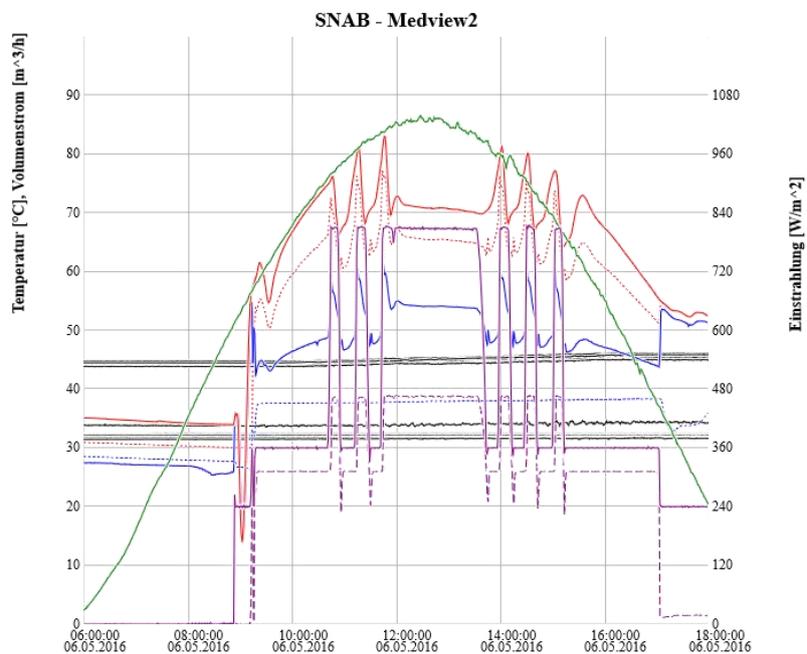


Abbildung 114: Messdaten des Kollektorbetriebs vom 6.5.2016: Für je Glykolkreis (Linie) und Speicherkreis (gestrichelt): Kollektor Vor- und Rücklauftemperatur (blau, rot) im Vergleich zu den Schichttemperaturen des Speichers (schwarz) sowie Einstrahlungsdichte (grün) in Kollektorebene.

4.2 Bewertung der Bestandsanlagen

4.2.1 Bewertung im internationalen Kontext

Seit Anfang der 1980er Jahre die ersten solaren Nahwärmanlagen in Betrieb gingen, entwickelten sich die Ausbautzahlen weltweit sehr unterschiedlich. In Abbildung 115 ist die Entwicklung der letzten 25 Jahre zu erkennen. Hierbei zeigt sich, dass hauptsächlich in Europa solare Nahwärmanlagen in Betrieb genommen wurden. Erst seit 2005 wurden einige Anlagen außerhalb Europas installiert, wobei im Jahr 2017 erstmals ein signifikanter Anteil der gesamten Inbetriebnahmen außerhalb Europas stattfanden und in 2018 etwa die Hälfte der neuen Anlagen außerhalb Europas installiert wurden. Der deutliche Einbruch der Neuinstallationen im Jahr 2017 konnte mittlerweile wieder ausgeglichen werden und pendelte sich in 2018 auf ähnlichem Niveau wie 2016 ein.

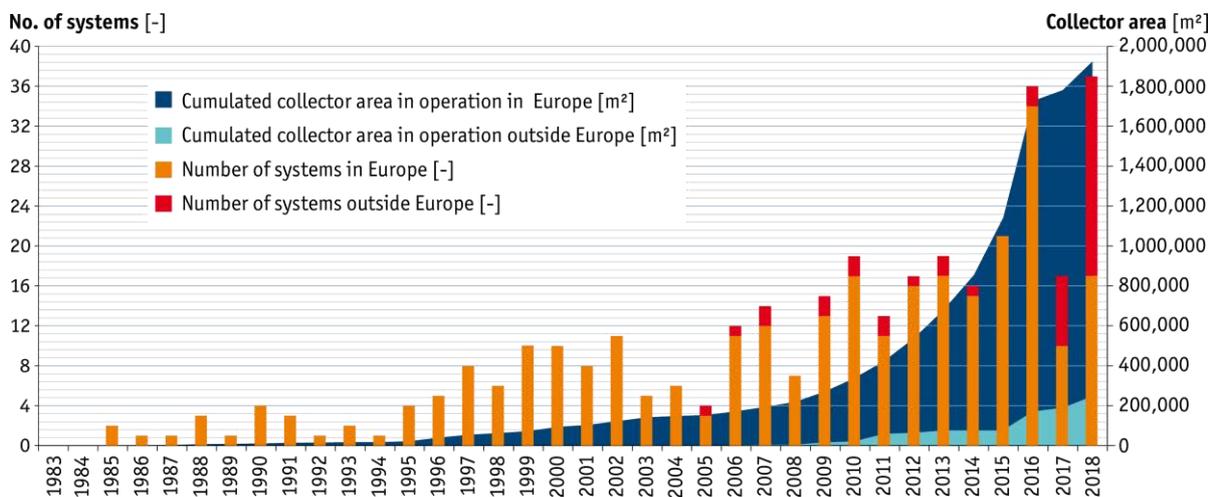


Abbildung 115: Anzahl der Neuinstallationen sowie kumulierte Kollektorfläche von solaren Nahwärmanlagen weltweit [Weiss und Spörk-Dür 2019]

Ein detaillierter Blick auf die einzelnen Länder erlaubt Abbildung 116. Hier ist ersichtlich, dass Dänemark nach wie vor mit großem Abstand sowohl die meisten solaren Nahwärmanlagen (117) als auch die größte installierte Kollektorfläche (1,4 Mio m²) und damit auch die meiste installierte thermische Leistung (960 MW_{th}) aufweist. Deutschland liegt direkt nach China (ca. 78.000 m²) auf dem dritten Platz mit ca. 65.000 m² installierter Kollektorfläche bzw. ca. 45 MW thermischer Leistung.

Vergleicht man die durchschnittlichen Anlagengrößen der sechs Länder mit der größten installierten Kollektorfläche ergeben sich abgesehen von Dänemark und Saudi-Arabien relativ ähnliche Ergebnisse, vgl. Tabelle 16. Der Durchschnitt in Saudi-Arabien stützt sich bei diesem Vergleich jedoch nur auf eine einzelne Anlage.

Ein Grund für die unterschiedlichen Ausbautzahlen liegt mit Sicherheit in den jeweiligen Förderprogrammen der einzelnen Länder. Aufgrund der vergleichsweise hohen Investitionskosten von solaren Nahwärmanlagen im Gegensatz zu konventionellen, mit fossilen Energieträgern befeuerten Heizwerken spielen nach wie vor wirtschaftliche Hemmnisse bei der Entscheidung für eine solare Nahwärmanlage eine große Rolle. Diese Unterschiede in den Investitionskosten können mit Fördergeldern sehr gut ausgeglichen werden, sodass der Nutzer in den Vorteil von kalkulierbaren und niedrigen Betriebskosten und die Gesellschaft in den eines reduzierten CO₂-Ausstoßes zur Gebäudebeheizung kommen.

Tabelle 16: Vergleich der Länder mit den größten installierten Kollektorflächen hinsichtlich der durchschnittlichen Größe der solaren Nahwärmanlagen

Dänemark	11.700 m ² /Anlage
China	3.700 m ² /Anlage
Deutschland	1.900 m ² /Anlage
Österreich	1.700 m ² /Anlage
Saudi-Arabien	38.000 m ² /Anlage
Schweden	1.500 m ² /Anlage

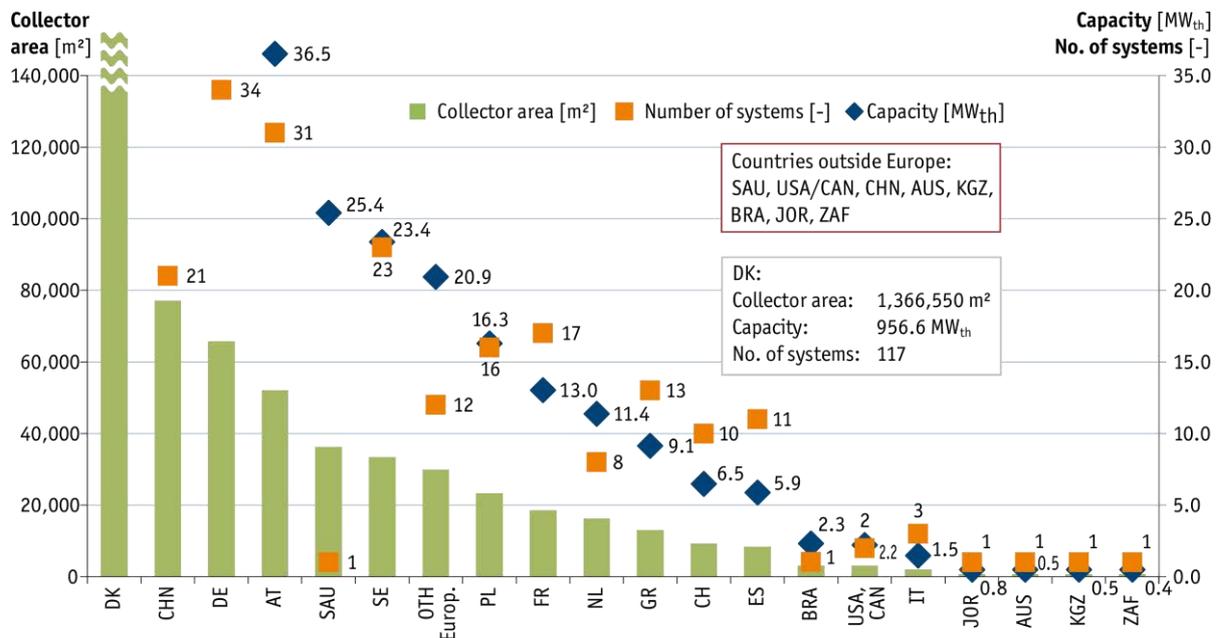


Abbildung 116: Anzahl der installierten Kollektorfläche und thermischen Leistung, sowie der Anzahl der solaren Nahwärmanlagen der einzelnen Länder [Weiss und Spörk-Dür 2019]

Ein weiterer wichtiger Grund für die enormen Ausbautzahlen in Dänemark ist eine Kombination aus einer jahrzehntelangen, traditionellen Wärmeversorgung aus Fernwärme und verlässlichen Randbedingungen, die vor einigen Jahren von der dänischen Politik beschlossen und eingeführt wurden. Ein vollständiger Verzicht bzw. ein Verbot von fossilen Energieträgern in den Heizwerken zur Wärmeversorgung in Fernwärmenetzen machte andere erneuerbare Wärmequellen notwendig. So konnten sich Blockheizkraftwerke (BHKW) etablieren. Aufgrund des reduzierten Wärmebedarfs in den Sommermonaten und des sehr hohen Windstromanteils im dänischen Stromnetz, konnten die BHKWs im Sommer jedoch nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden. So bot sich als Ergänzung zum Betrieb der BHKWs in den Wintermonaten eine fast vollständige Deckung des Wärmebedarfs in den Sommermonaten durch Solarthermie an. Häufig werden die solaren Nahwärmanlagen in Dänemark mit großen Erdbeckenwärmespeichern kombiniert, damit eine saisonale Wärmespeicherung realisiert

und somit ein solarer Deckungsanteil am gesamten Wärmebedarf des Wärmenetzes in Höhe von über 50 % erreicht.

Deutschland baute in den letzten Jahren die Förderung von solaren Nahwärmanlagen stark aus, was sich mittlerweile wieder in deutlich steigenden installierten, im Bau und in der Planung befindlichen Anlagen widerspiegelt. Jedoch sind die politischen Randbedingungen was die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber fossilen Energieträgern angeht deutlich schlechter als in Dänemark. Auch mit Einführung eines CO₂-Preises auf dem aktuell vorgesehenen Niveau wird dies nur teilweise ausgeglichen. Eine klare Stellungnahme und entsprechende Entscheidungen der Politik wie in Dänemark würde in Deutschland einen ähnlichen Anstieg des Ausbaus erreichen und somit die gesamte Gesellschaft einen wichtigen Schritt weiter zu einer CO₂-neutralen Energieversorgung bringen.

4.2.2 Ganzheitliche Bewertung

4.2.2.1 Technologischer Quervergleich

Die technologische Bewertung soll einen vergleichenden Überblick über die wichtigsten technischen Ergebnisgrößen der untersuchten Bestandsanlagen geben. Die Ergebnisse richten sich nach der neuen Ergebnisdefinition gemäß Kapitel 3.1. Die Betrachtung der Bestandsanlagen beschränkt sich auf die Wärmebereitstellung. Folgende drei Kernergebnisgrößen wurden definiert:

- Solarthermischer Deckungsanteil $f_{th,sol}$ (Gleichung Gl. 7)
- Relativer kumulierter Energieverbrauch KEV_{VS} des Gesamtsystems (Gleichung Gl. 13)
- CO₂-äquivalente Gesamtemissionen des Energieverbrauchs (Gleichung Gl. 15)

Folgende Überlegungen führten zu der Auswahl dieses Ergebnis-Pakets:

Aus Sicht der historischen Motivation zur Erforschung und zum Bau der solar unterstützten Nahwärmanlagen stand und steht die Erzeugung hoher solarer Anteile in der Wärmeversorgung im Fokus. Im technischen Vergleich der zum Teil sehr unterschiedlichen SuN-Anlagen ist diese Ergebnisgröße daher gesetzt. Neu ist hierbei, dass die Anlagen nun erstmals auf Grundlage einer einheitlichen Definition und einheitlichen Bilanzräumen bewertet werden. Eine wichtige Änderung bei der Festlegung der Bilanzräume bei der Anlagenbewertung ist die Einbeziehung der Wärmenetze, wogegen in den meisten älteren Bilanzierungen ab Austritt Heizzentrale (und damit ohne Wärmenetz) definiert wurden. Dies war zum damaligen Zeitpunkt sinnvoll, da die technische Innovation bei der effizienten Erzeugung und Langzeitspeicherung der solaren Wärme lag. Bei der in diesem Forschungsprojekt erarbeiteten Neudefinition liegt nunmehr jedoch der Fokus auf dem Gesamtkonzept und daher der ökologischen Wärmebereitstellung beim Verbraucher.

Die Bewertung anhand des solarthermischen Deckungsanteils ist außerdem rein energetisch. Das heißt, es werden unter anderem die Anteile von Stromverbrauch (Hilfsstrom, Wärmepumpenstrom) und Anteile sonstiger Nachheizungen (Öl, Gas, Fernwärme, etc.) am Gesamtwärmebedarf gleich gewichtet. Dieser Umstand führte und führt zu einer Ungleichbehandlung von Anlagen mit vorwiegender Wärmeversorgung durch Brennstoffe (Gas, Holz, Fernwärme, etc.) und Anlagen mit vorwiegender Wärmeversorgung durch elektrische Wärmepumpen. Anlagen mit hohen Wärmeanteilen durch elektrische Wärmepumpen haben grundsätzlich das Potenzial höhere solare Deckungsanteile zu erreichen, wobei jedoch die Erzeugungskette des Stroms und die damit verbundene ökologische und ökonomische Mehrbelastung außer Acht gelassen wird. Somit ist klar, dass der solare Deckungsanteil in seiner rein energetischen Definition nicht ausreichend sein kann, um eine Anlage hinreichend zu charakterisieren bzw. um die Anlagen untereinander zu vergleichen.

Aus diesem Grund wurde zusätzlich der relative kumulierte Energieverbrauch des Gesamtsystems KEV_{VS} berechnet. Somit sind auch die Vorketten der Zusatzenergieträger berücksichtigt und eine

aussagekräftiger Vergleich stromlastiger und brennstofflastiger Systeme gewährleistet. Allerdings ist der Wert des relativen kumulierten Energieverbrauchs KEV der Nachheizung oft sehr stark abhängig von den spezifischen Randbedingungen der jeweiligen Bestandsanlage. Dies ist natürlich nicht zielführend im Sinne eines technischen Anlagenvergleichs, da ja die Anlagen untereinander verglichen werden sollen und nicht die jeweiligen (politischen) Randbedingungen. Deshalb wurden für den nachfolgenden Vergleich der Bestandsanlagen einheitliche KEV -Faktoren für Strom, Erdgas und Fernwärme festgelegt (siehe Kapitel 3.1.2).

Analog zu dieser primärenergetischen Betrachtung werden aus der gleichen Motivation auch die gesamten CO_2 -äquivalenten Emissionen berechnet. Vor dem Hintergrund des anthropogenen Klimawandels ist dies nicht nur die zentrale Bewertungsgröße, sondern auch eine wichtige politische Größe. Für den Anlagenvergleich wurden die spezifischen CO_2 -äquivalenten Emissionen auf die jeweilige jährliche Nutzenergie Q_{Nutz} (entspricht $E_{th,nutz}$) bezogen.

Die folgende Darstellung im Balkendiagramm gibt einen vollständigen Überblick über die ermittelten Ergebnisse der untersuchten SuN-Anlagen:

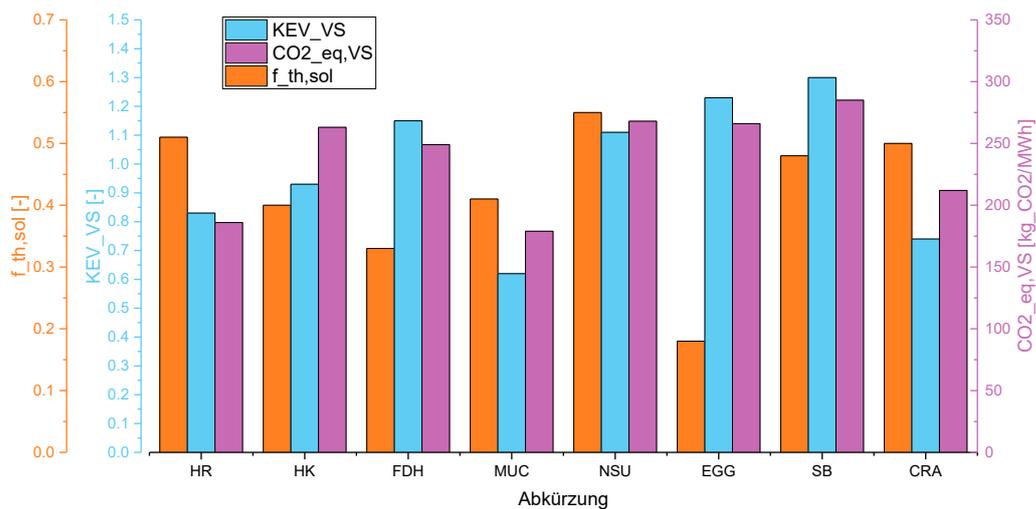


Abbildung 117: Übersicht über die zentralen Ergebnisgrößen der Bestandsanlagen. Solare Deckungsanteil $f_{th,sol}$, rel. KEV_{VS} des Gesamtsystems sowie spezifische CO_2 -äquivalente Emissionen $CO_{2,eq,VS}$.

Es ist:

HR	: Rostock	NSU	: Neckarsulm-A.
HK	: Hannover-K.	EGG	: Eggenstein-L.
FDH	: Friedrichshafen-W.	SB	: Steinfurt-B.
MUC	: München	CRA	: Crailsheim

Über die rein listende Darstellung wurde auch versucht einen Zusammenhang zwischen der Anlagenart bzw. der Anlagenauslegung und dem Anlagenergebnis (solarthermischer Deckungsanteil) herzustellen. Dabei konnten jedoch keine eindeutigen Abhängigkeiten aufgezeigt werden. Dies liegt daran, dass das jeweilige Anlagenergebnis (z. B. $f_{th,sol}$) weniger vom Konzept, der Speicherart und der

Anlagendimensionierung abhängt, sondern vielmehr von den individuellen Betriebsproblemen mit einzelnen Komponenten der Bestandsanlagen, welche jeweils ja die ersten ihrer Art waren.

In Abbildung 118 (links) sind beispielhaft die Abhängigkeit der solaren Deckung $f_{th,sol}$ vom Verhältnis von Speichervolumen in Wasseräquivalenz zu Nutzenergie (V_{h2O}/Q_{nutz}) dargestellt. Abbildung 118 (rechts) zeigt die Abhängigkeit zwischen $f_{th,sol}$ und dem Verhältnis der Speichergröße zur thermischen Kollektorfläche (V_{h2O}/A_{Koll}). Beide Darstellungen zeigen für kleinere Verhältniszahlen einen linearen Trend zu höheren Deckungsanteilen, welcher sich jedoch nicht fortsetzt für die beiden Anlagen mit großzügiger Auslegung.

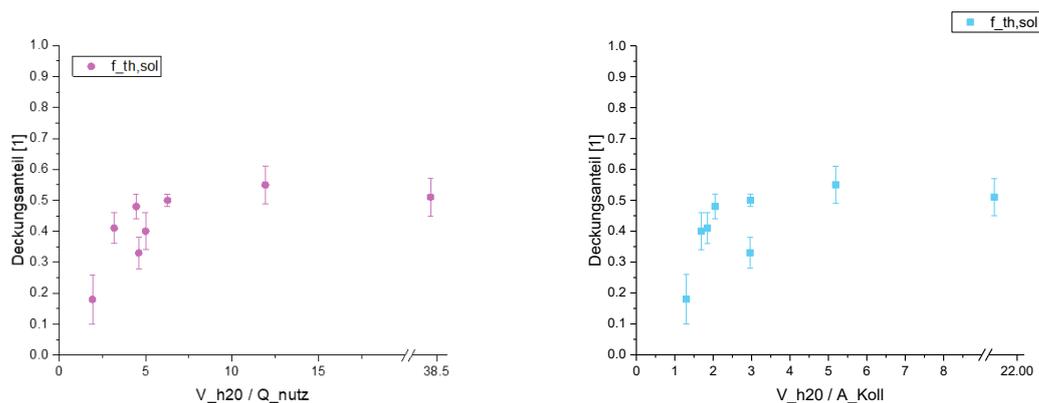


Abbildung 118:Rechts: Anhängigkeit der solaren Deckung $f_{th,sol}$ vom Verhältnis von Speichervolumen in Wasseräquivalenz zu Nutzenergie (V_{h2O}/Q_{nutz}). Links: Abhängigkeit zwischen $f_{th,sol}$ und dem Verhältnis der Speichergröße zur thermischen Kollektorfläche V_{h2O}/A_{Koll} .

Übersichtliche Anlagenrepräsentanz im Netzdiagramm

Um die Bestandsanlagen anhand des definierten Ergebnispakets aus $f_{th,sol}$, KEV_{VS} und $CO_{2eq,VS}$ zu vergleichen wurde zusätzlich die folgende Darstellung im Netzdiagramm erarbeitet. Im Gegensatz zur Darstellung in Abbildung 117 erfolgt hier eine Einordnung der Ergebnisgrößen über die Skalierung der Netzachsen. Dies erleichtert den direkten Vergleich der Anlagen untereinander. Dabei wurden die Achsen so skaliert, dass die erstrebenswerte Größe des jeweiligen Ergebnisses außen liegt. Somit ist rein qualitativ das Überstreichen einer großen Fläche im Netzdiagramm erstrebenswert. Die abgedeckte Fläche ist jedoch stark von der Achsenskalierung abhängig und hat deshalb keine quantitative Aussagekraft, weshalb sie nicht direkt zur Interpretation herangezogen werden darf. Abbildung 119 zeigt die Gegenüberstellung des Ergebnispakets aller Bestandsanlagen in einem Diagramm. Da die gemeinsame Darstellung aller Anlagen aufgrund der Anlagenzahl unübersichtlich erscheint, folgt die Darstellung aller Anlagenergebnisse in Abbildung 120 einzelnen Netzdiagrammen.

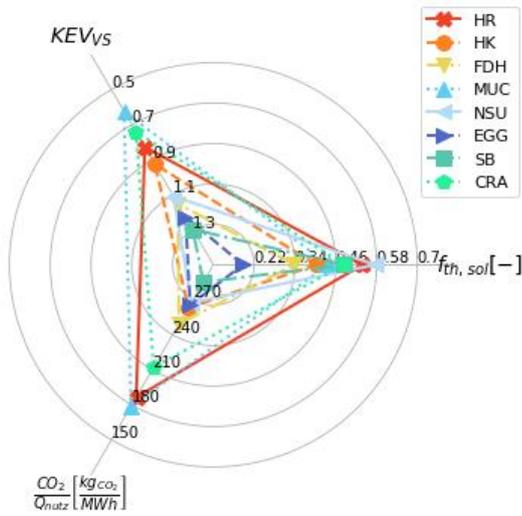
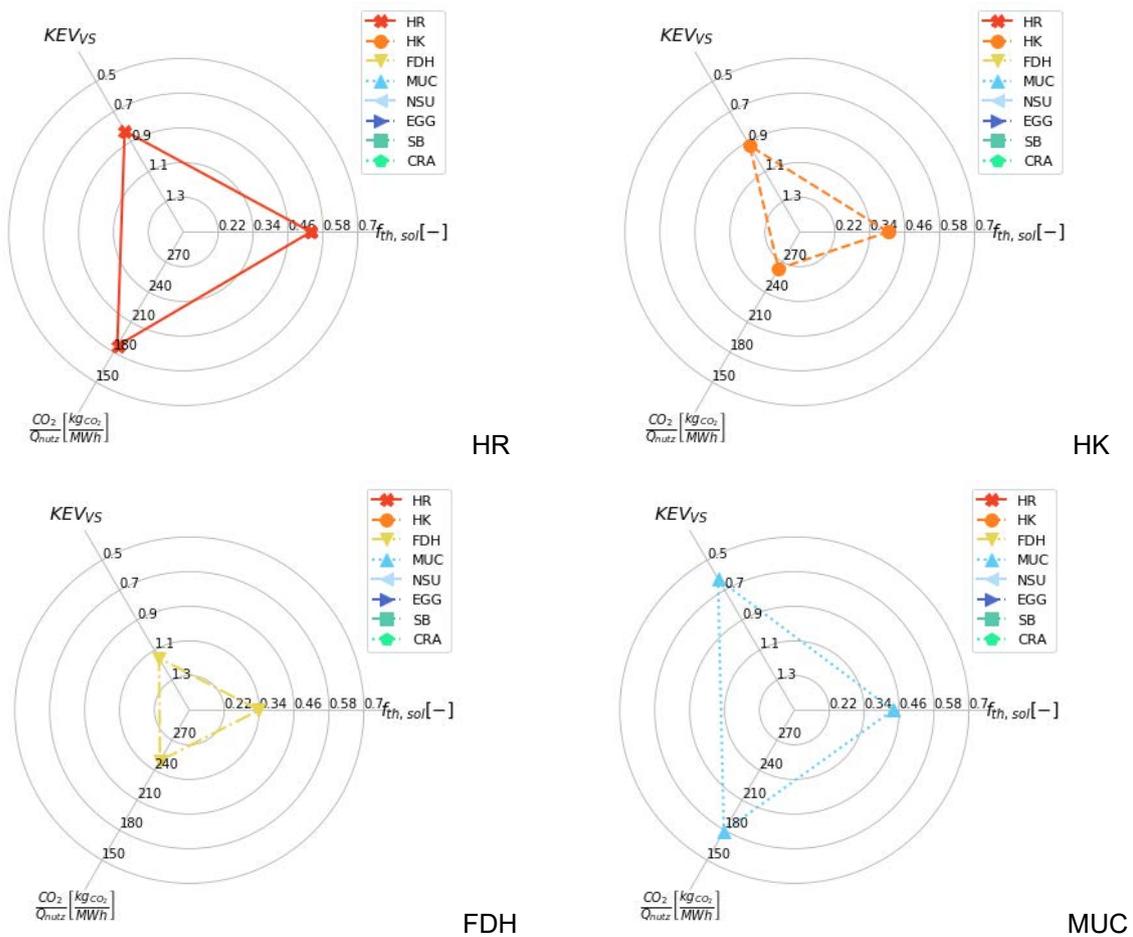


Abbildung 119: Gegenüberstellung des Ergebnispaketes der Bestandsanlagen.



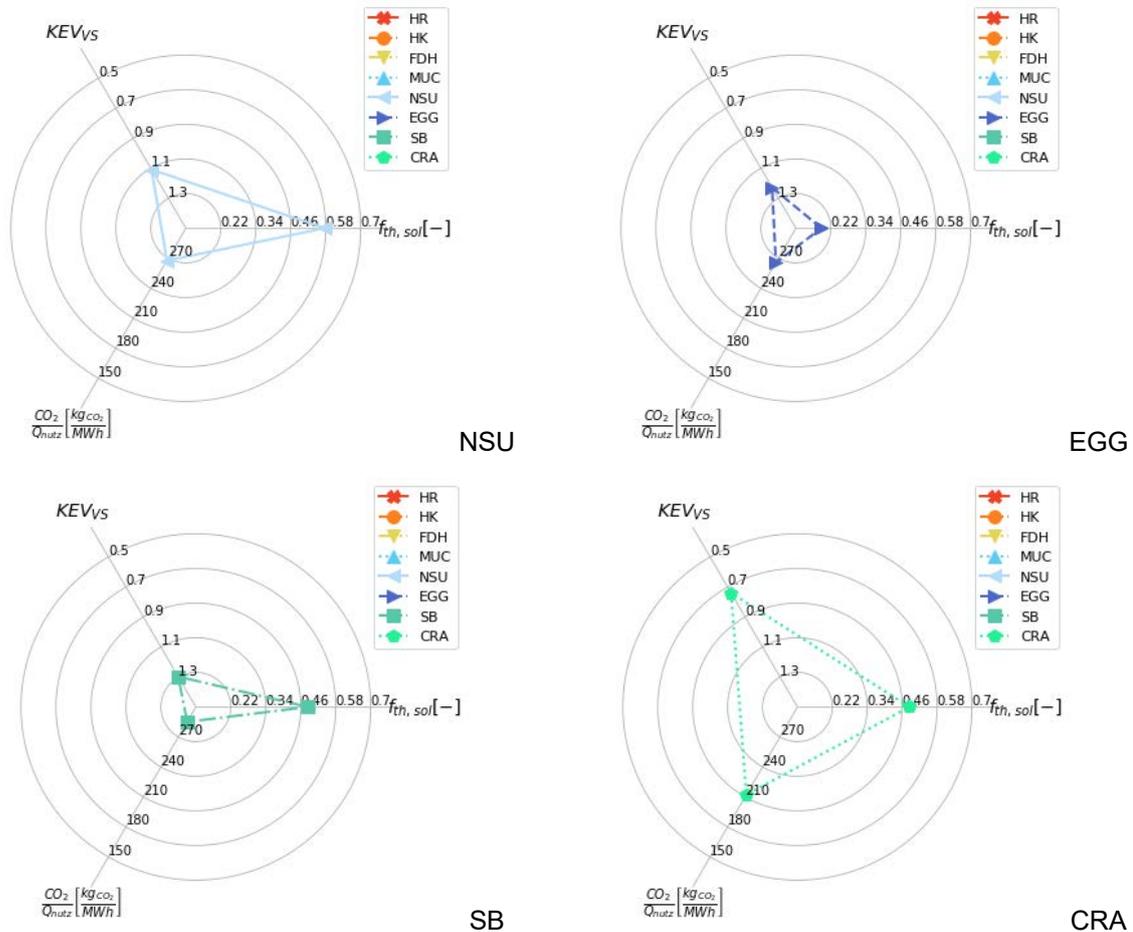


Abbildung 120: Gegenüberstellung des Ergebnispakets der Bestandsanlagen in Einzeldiagrammen.

4.2.2.2 Ökologischer Quervergleich

Mit Hilfe des entwickelten Schnelltests wurden die in *futureSuN* untersuchten Bestandssysteme ökologisch bewertet und in einem Quervergleich gegenübergestellt. Als Datengrundlage dienen die im Rahmen des Projekts erhobenen und ausgewerteten Daten zu Anlagenzustand (Dimensionierung), Wärmeabsatz und Endenergieaufwand. Da zum einen die Sektorkopplung in den untersuchten Systemen keine Rolle spielt (zum Zeitpunkt der Anlagenplanung und -erstellung wurde eine Sektorkopplung nicht aktiv verfolgt) und die Stromverbräuche im Versorgungsgebiet nicht bekannt sind, wurde die Betrachtung auf den Bereich Wärme beschränkt. Dabei wurde der notwendige Strombedarf zum Betrieb der Wärmenetze und der Wärmebereitstellung (Hilfsstrom) sowie für Wärmepumpen berücksichtigt. Da für die SuN-Anlage Attenkirchen die Daten für eine Auswertung nicht ausreichen sind für die Anlagen leider keine Ergebniswerte dargestellt.

Um die Ergebnisse auch gegenüber einer herkömmlichen, wärmenetzbasierten Versorgung einordnen zu können, wurde ein Referenzsystem definiert, welches ohne Langzeitwärmespeicherung und Erneuerbaren Energien arbeitet. Das Referenzsystem orientiert sich bewusst an einem Stand der Technik, welcher den Entstehungsjahren der untersuchten SuN-Anlagen entspricht (etwa 1990 – 2000) und nicht dem Heutigen. Im Referenzsystem decken erdgasbefeuerte Brennwertkessel 100 % des

Wärmebedarfs. Da die Emissionen eines Systems neben dem Bedarf der Nutzer auch von Wärmenetz und dem Betrieb abhängig ist (z. B. Vor- und Rücklauftemperaturen im Netz), wurden die Umwelteinwirkungen des Referenzsystems im Folgenden als ein Wertebereich dargestellt. Abbildung 121, Abbildung 122 und Abbildung 123 zeigen die Ergebnisse des Quervergleichs jeweils für den relativen KEV_{vs} , relative $CO_2\ddot{A}q_{vs}$ und relativen AP (SO_2 -Emissionen). Als Bezugsgröße dient jeweils die an Kunden abgegebene Wärmemenge.

Auffällig ist, dass die untersuchten Bestandsanlagen bei den Indikatoren KEV_{vs} und $CO_2\ddot{A}q_{vs}$ bessere oder mindestens gleiche Ergebnisse wie das Referenzsystem aufweisen. Unter Berücksichtigung des Demonstrationscharakters all dieser SuN-Anlagen und den vorhandenen und bereits dokumentierten Schwierigkeiten im Betrieb ist dieses Ergebnis sehr positiv.

In der Betrachtung des Versauerungspotenzials sind hingegen alle Anlagen schlechter als das Referenzsystem. Grundsätzlich spielt das Versauerungspotenzial im Gegensatz zu den 1980er und 1990er Jahren (Stichwort „saurer Regen“) in der aktuellen Diskussion um Emissionen eine untergeordnete Rolle. Die Ergebnisse aus dem Quervergleich deuten jedoch darauf hin, dass für komplexere Systeme als den Herkömmlichen, aufgrund der deutlich größeren Anzahl Komponenten, bereits die Emissionen aus der Herstellungsphase jenen des Referenzsystems im Gesamten nahekomen. Der Nutzungsphase und den dort eingesetzten Energieträgern kommt demnach eine entsprechend wichtige Rolle zu. Vor allem der Einfluss des Energieträgers „Fernwärme mix DE“ in den Anlagen Hannover-Kronsberg und München Ackermannbogen ist auffällig und es ist anzumerken, dass die Umwelteinwirkung von Fernwärme regional sehr individuell und unterschiedlich ist. An dieser Stelle ist die Verwendung von allgemeinen GEMIS-Datensätzen sicherlich eine Fehlerquelle und bei der Analyse entsprechend zu berücksichtigen.

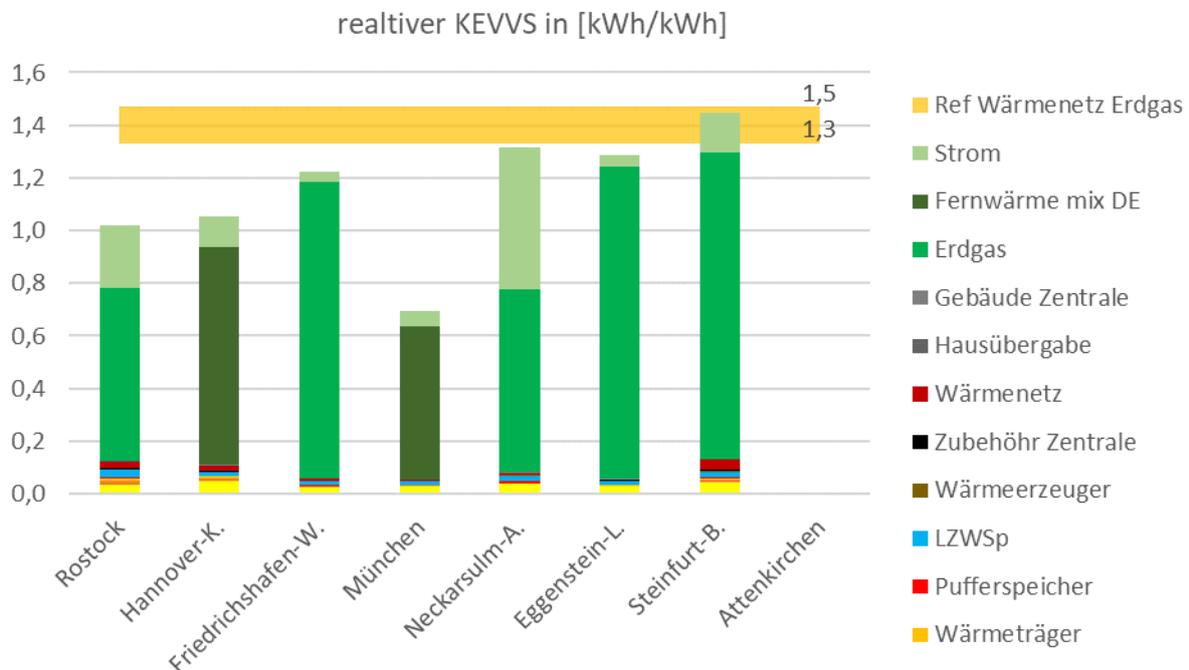


Abbildung 121: relativer KEV_{vs} im Quervergleich

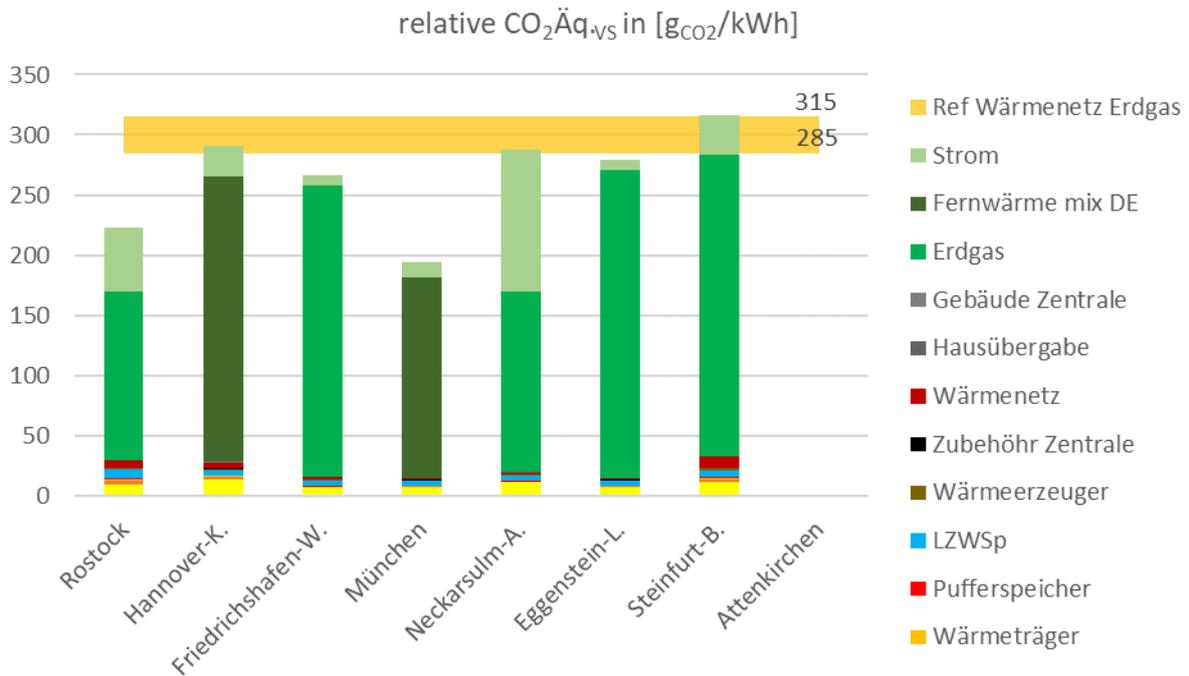


Abbildung 122: relative CO₂Äq._{vs} im Quervergleich

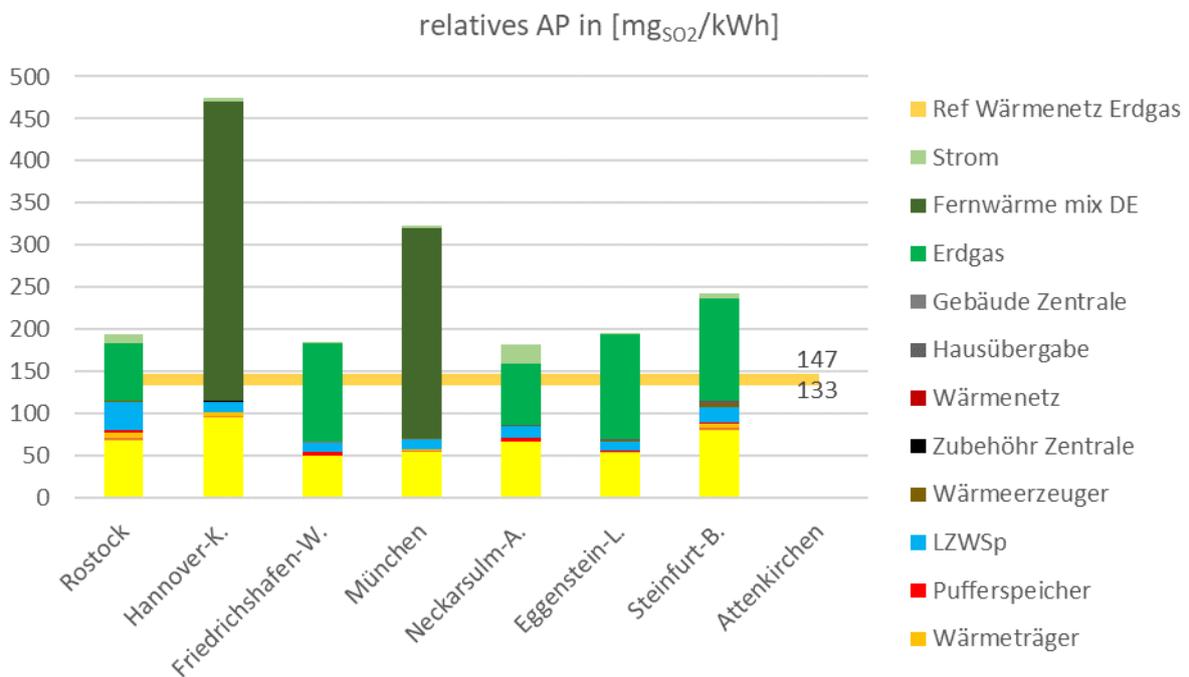


Abbildung 123: relatives AP im Quervergleich

4.2.2.3 Ökonomischer Quervergleich

Der ökonomische Quervergleich soll einen vergleichenden Überblick über die wichtigsten ökonomischen Ergebnisgrößen der untersuchten SuN-Bestandsanlagen geben. Allerdings konnten im Rahmen von AP1 für den Großteil der Bestandsanlagen keine belastbaren Zahlenwerte zu den Investitionskosten und den betriebsgebundenen Kosten, wie Wartung und Inspektion, sowie Instandhaltungskosten erhoben werden. Daher wird ein ökonomischer Quervergleich nicht auf Basis der bei der Errichtung real entstandenen Kosten durchgeführt, sondern es wird auf die Daten der in diesem Vorhaben erstellten Kostendatenbank (vgl. Anhang D.9, Seite 290) zurückgegriffen. Durch die einheitlichen Daten aus der Kostendatenbank ist ein aussagekräftiger ökonomischer Quervergleich der Bestandsanlagen möglich. Dies bedeutet im Umkehrschluss, dass die berechneten Kosten ggf. nicht mit den tatsächlichen Kosten übereinstimmen müssen.

Mit Hilfe des Excel® Berechnungstools aus Kapitel 3.4, Seite 31 wird der spez. Energiepreis der einzelnen Bestandsanlagen auf Grundlage der VDI 2067 Blatt 1 nach der Annuitätenmethode berechnet. Als technische Datengrundlage dienten die im Rahmen des Projekts erhobenen und ausgewerteten Daten der Anlagentechnik und Dimensionierung, Wärmeerzeugung und des Wärmeverbrauchs als langjähriges Mittel (siehe Kapitel 4, Seite 32ff). Da zum einen die Sektorkopplung in den untersuchten Systemen keine Rolle spielt und die Stromverbräuche im Versorgungsgebiet nicht bekannt sind, wird die Betrachtung auf den Bereich Wärme beschränkt. Als Vergleich der Bestandsanlagen dient der nach VDI 2067-1 berechnete kostendeckender Wärmepreis im 1. Jahr. Das Ergebnis des Wärmepreises im 1. Jahr gilt also entsprechend der Annahmen zur Kostensteigerung (Inflation, Preissteigerung, etc.) über den gesamten Betrachtungszeitraum. Ein kostendeckender Wärmepreis wird dann erreicht, wenn die Summe der Erlöse (Annuität der Erlöse) gleich der Summe der Kosten (Annuität der Kosten) ist. Das Excel®-Berechnungstool wird mit globalen Variablen aus Tabelle 17 parametrisiert.

Tabelle 17: Globale Variablen zur Berechnung des spez. Wärmepreises im 1. Jahr der SuN-Bestandsanlagen

globale Variable	Wert
Betrachtungszeitraum	20 Jahre
Zinssatz	3 %
Preisänderung	3 %
Baukostenzuschlag Wärmenetz	70 % auf gesamte Investition
Baukostenzuschlag Hausübergabe	100 % auf die gesamte Investition
Prozentualer Fördersatz zur Förderung von regenerativen Energien und zur Steigerung der Energieeffizienz	50 % auf die gesamte Investition der Komponente: Sonnenkollektor, Wärmepumpe, LZWSP und Heizzentrale

Die Investitionskosten der Einzelkomponenten im Excel®-Berechnungstool werden in der Kostendatenbank (vgl. Anhang D.9, Seite 290) als Funktion ihrer Nenngröße bzw. -leistung berechnet. Die technischen und energetischen Ergebnisse werden aus der Erhebung der SuN-Bestandsanlagen aus Kapitel 4, Seite 32ff eingetragen. Fehlende Daten wie z. B. der notwendige Strombedarf zum Betrieb der Wärmenetze und der Wärmebereitstellung (Hilfsstrom) werden bei Bedarf abgeschätzt. Der Stromverbrauch der elektrisch betriebenen Wärmepumpen wird bei allen SuN-Bestandsanlagen anhand von Stromzählerständen berücksichtigt.

Abbildung 124 zeigt den spez. Wärmepreis im 1. Jahr der SuN-Bestandsanlagen, unterteilt in kapitalgebundene, bedarfsgebundene und betriebsgebundene Kosten. Die kapitalgebundenen Kosten umfassen die Investitionen, die bedarfsgebundenen Kosten den Energiebedarf der Anlagenkomponente über den Betrachtungszeitraum (Strom, Fernwärme, Erdgas), in diesem Fall von 20 Jahren. Die betriebsgebundenen Kosten sind die Kosten der Bedienung, Wartung- und Inspektionsarbeiten sowie Kosten für die Instandsetzung. Die betriebsgebundenen Kosten werden in Abhängigkeit der Investitionskosten der Anlagenkomponente berechnet (vgl. Anhang D.9, Seite 290).

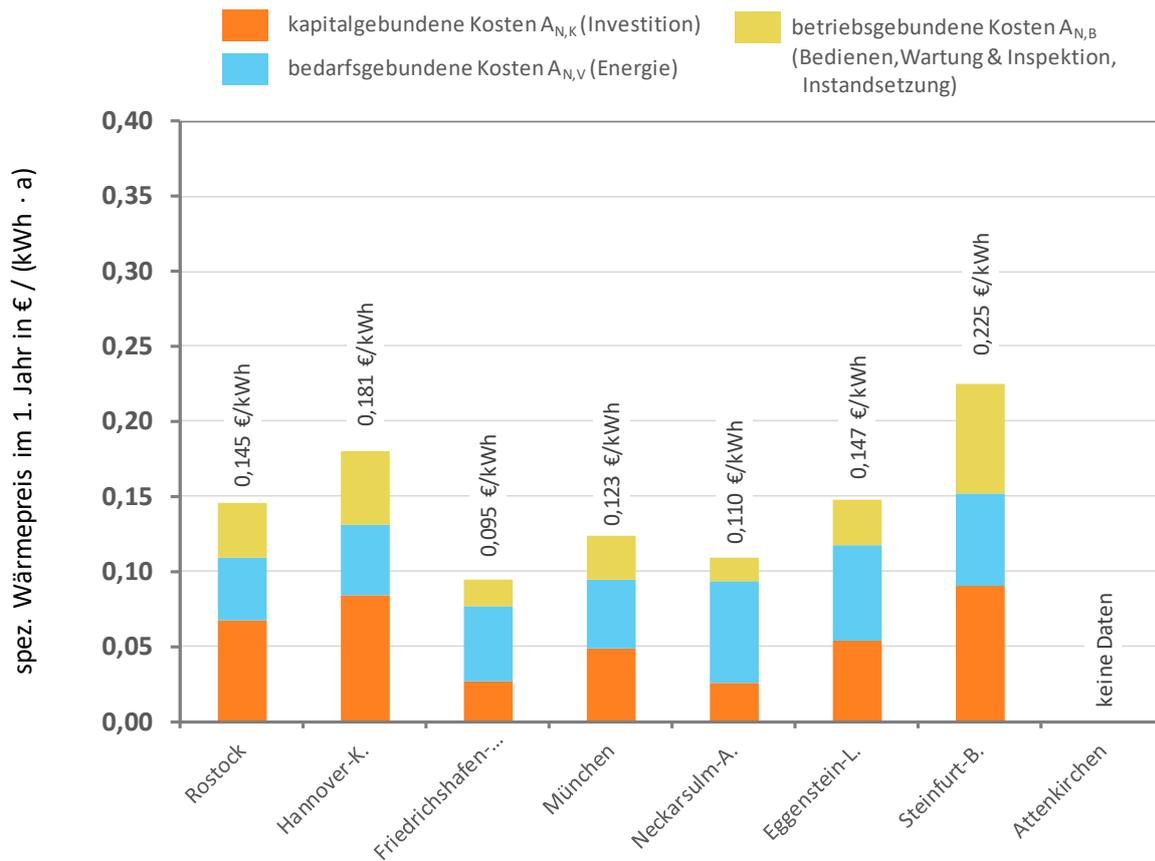


Abbildung 124: Aufstellung des Wärmepreises im 1. Jahr der Bestandsanlagen anhand der Kostendatenbank

Der mit dem Excel®-Berechnungstool auf Grundlage der VDI 2067-1 berechnete spez. Wärmepreis im 1. Jahr der SuN-Bestandsanlagen erreicht eine Spanne von 0,095 €/kWh in Friedrichshafen-W. bis 0,225 €/kWh in Steinfurt-Borghorst. Speziell zu Steinfurt-Borghorst ist zu sagen, dass es mit 42 Wohneinheiten auf ca. 650 m Wärmenetz die mit Abstand kleinste der Anlagen ist. Eine ursprünglich geplante Erweiterung wurde nie vorgenommen. Damit ist es naheliegend, dass sie in einer spezifischen Betrachtung vergleichsweise negativ abschneidet. Zum einen ist es ein relevantes Ergebnis, dass SuN-Anlagen eine gewisse Größe nicht unterschreiten sollten. Zum anderen kann festgehalten, dass Steinfurt-Borghorst trotzdem wirtschaftlich erfolgreich betrieben werden kann. Hierbei handelt es sich um die Anlage, für welche der Betreiber die meisten finanziellen Informationen zur Verfügung stellen konnte. Nach eigenen Angaben geht er davon aus, die Anlage wie geplant nach gut 20 Jahren erfolgreich abschreiben zu können.

Allgemeiner gesprochen ist nach Abbildung 125 ist der spez. Wärmepreis überproportional abhängig von der Anlagengröße. Dieser Zusammenhang steht unmittelbar mit den spez. Investitionskosten (kapitalgebundene Kosten $A_{N,K}$) in Verbindung (vgl. Abbildung 126). Allerdings sind die spez. Investitionskosten nicht nur vom gesamten Wärmebedarf abhängig, wie an Hannover-K., München und Friedrichshafen-W. ersichtlich ist. Weitere Einflussfaktoren sind beispielsweise die Anschlussdichte, bzw. die Leitungslänge des Nahwärmenetzes und die Dimensionierung der Anlagenkomponenten (z. B. LZWSP). Eine Abhängigkeit der spez. bedarfsgebunden bzw. spez. Energiekosten, d.h. die Energiekosten für Strom, Fernwärme und Erdgas, auf den gesamten Wärmebedarf im Quartier ist nach Abbildung 127 nicht zu erkennen. Die Kosten für Bedienen, Wartung und Inspektion, sowie für die Instandsetzung (spez. betriebsgebundene Kosten) sind wie zu erwarten abhängig von den Investitionskosten (kapitalgebundene Kosten). Die betriebsgebundenen Kosten werden nach VDI 2067-1 pauschal in Abhängigkeit der Investitionskosten der Anlage berechnet. Allerdings sind die Kosten für Bedienen, Wartung und Inspektion, sowie für die Instandsetzung nicht linear abhängig von den Investitionskosten (vgl. Abbildung 128).

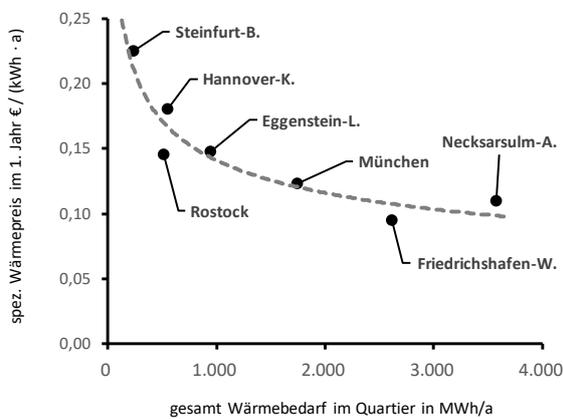


Abbildung 125: Spez. Wärmepreis in Abhängigkeit des gesamten Wärmebedarfs

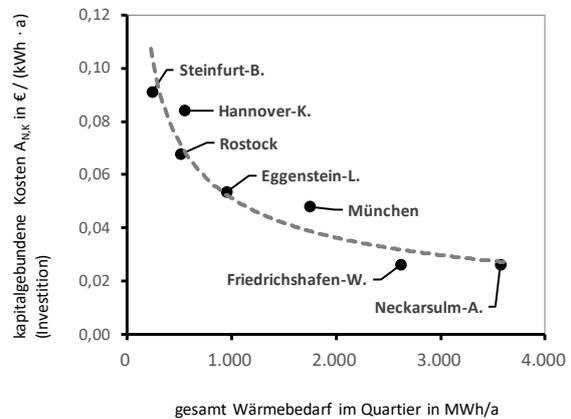


Abbildung 126: Spez. Investitionskosten in Abhängigkeit des gesamten Wärmebedarfs

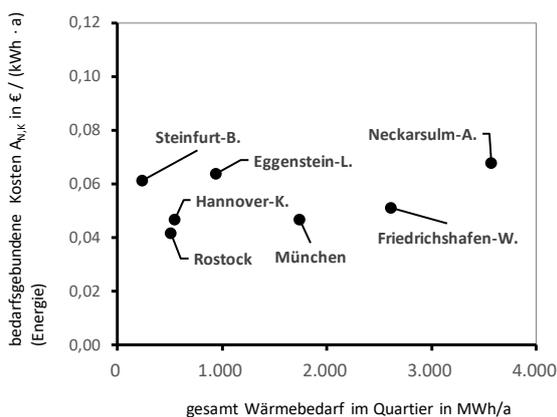


Abbildung 127: Spez. Energiekosten in Abhängigkeit des gesamten Wärmebedarfs

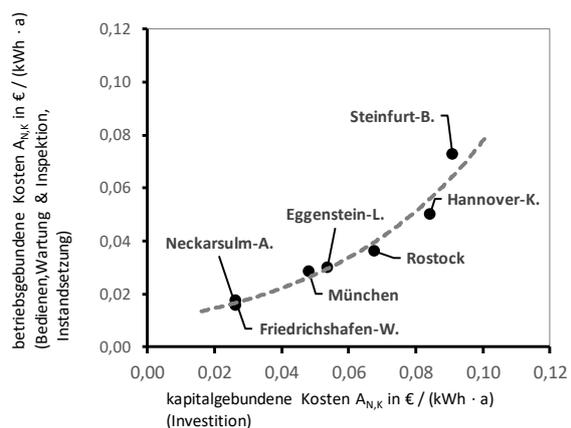


Abbildung 128: Spez. Energiekosten in Abhängigkeit der spez. Investitionskosten

Des Weiteren soll ein Technikvergleich der SuN-Bestandsanlagen in Bezug auf den spez. Wärmepreis im 1. Jahr durchgeführt werden. Die Technikbewertung in Bezug auf den Wärmepreis soll mit den Ergebnisgrößen aus in Kapitel 4.2.2.1, Seite 116 durchgeführt werden. Die Bewertungsgrößen, welche im technologischen Quervergleich in Kapitel 4.2.2.1 identifiziert wurden, sind:

- Solarthermischer Deckungsanteil $f_{th,sol}$ (Anlagendimensionierung)
- Relativer kumulierter Energieverbrauch KEV_{VS} des Gesamtsystems (stromlastiger, brennstofflastiger Energieträger der Nachheizung)
- CO₂-äquivalente Gesamtemissionen des Energieverbrauchs (Energieträger der Nachheizung)

Abbildung 129 bis Abbildung 131 zeigen, dass keine unmittelbare Abhängigkeit des spez. Wärmepreises vom solarthermischen Deckungsanteil, relativen kumulierten Energieverbrauch und der CO₂-äquivalente Gesamtemission feststellbar ist.

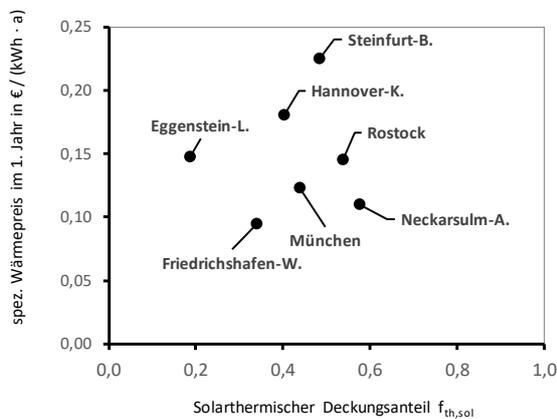


Abbildung 129: Spez. Wärmepreis in Abhängigkeit des solarthermischen Deckungsanteils

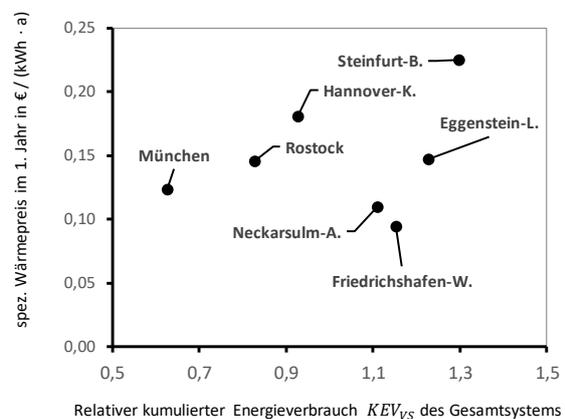


Abbildung 130: Spez. Wärmepreis in Abhängigkeit des relativen kumulierten Energieverbrauchs

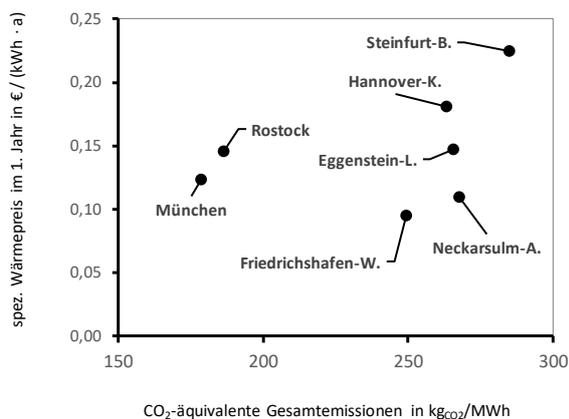


Abbildung 131: Spez. Wärmepreis in Abhängigkeit der CO₂-äquivalenten Gesamtemissionen

4.2.2.4 Zusammenfassung

Zusätzlich zur quantitativen Auswertung der Bestandsanlagen, die in den letzten Abschnitten ausführlich erfolgt ist, tragen auch qualitative Aussagen über wichtige Einflussfaktoren für einen erfolgreichen und langjährig effizienten Betrieb sowie zur Initiierung und Realisierung neuer Anlagen bei.

Für einen erfolgreichen Betrieb der Anlagen wurden durch die Analyse der Betreiberbefragungen die folgenden wichtigen Aspekte erarbeitet:

- Langfristiges Commitment aller Akteure (Planer, Erbauer, Betreiber) erforderlich.
- „Kümmerer“ sind notwendig, d. h. die Anlage muss betrieben, gewartet und ggf. repariert werden
- Technisches Betriebspersonal muss entsprechende Vorbildung aufweisen. So muss z. B. die Temperatur-Abhängigkeit der Effizienz von Komponenten wie Solarthermie, Wärmepumpen und Speichern bekannt sein.
- Technischer Betreiber sollte die Motivation zu hohen erneuerbaren und geringen fossilen Anteilen mitbringen.
- Verwendung wartungsfreundlicher und qualitativ hochwertiger Produkte
- Personalkontinuität beim zuständigen Betriebspersonal
- Detaillierte Dokumentation muss verfügbar sein – und im Fall von Änderungen an der Anlage auch kontinuierlich aktualisiert werden
- Nach Inbetriebnahme der Anlage ist eine Betriebsoptimierung notwendig. Basis hierfür ist ein detailliertes Monitoring
- Während des gesamten Anlagenbetriebs müssen sinnvolle KPIs wie z. B. solare Energieerträge, Rücklauftemperaturen, Energiebilanzen kontinuierlich ermittelt und mit Sollwerten verglichen werden. Ein Langzeit-Monitoring der Anlagen ist für einen effizienten Betrieb unabdingbar

Ob es zu einer Initiierung und Realisierung einer neuen SuN-Anlage kommt, hängt oftmals von der Initiative einer einflussreichen Einzelperson ab, wie z. B. einem Bürgermeister, dem Geschäftsführer eines Stadtwerkes, einem Investor oder einem Bauträger. Auch äußere Zwänge wie die Änderung politischer Vorgaben können dazu führen, dass ein Projekt umgesetzt wird. Beispiele hierfür sind das Verbot durch den Stadtrat München, in städtischen Kraftwerken Steinkohle zu verbrennen, oder das Verbot zur Nutzung fossiler Brennstoffe zur Beheizung von Neubauten in Dänemark. Ein weiterer Anreiz für die erfolgreiche Umsetzung einer SuN-Anlage kann die finanzielle Förderung der eingespeisten Solarwärme und / oder der vermiedenen CO₂-Emissionen sein. Hierdurch ist auch langfristig eine gute Betriebsführung gewährleistet.

Aus technologischer Sicht kann das folgende kurze Resümee aus den untersuchten Bestandsanlagen gezogen werden:

- Die Technologie der solarunterstützten Nahwärmeversorgung mit saisonaler Wärmespeicherung (SuN) funktioniert
- Die Anlagen sind langlebig:
 - Nutzungsdauer Sonnenkollektoren meist > 20 – 25 Jahre
 - Nutzungsdauer saisonaler Speicher von >20 Jahren in der Praxis nachgewiesen. Zu erwarten sind 40 Jahre
- Bis heute sind in Deutschland mehr als 200 Jahre Betriebserfahrung verfügbar

Daher muss die Frage gestellt werden, warum in den letzten Jahren in Deutschland keine neuen großen Solaranlagen mit saisonalen Wärmespeichern gebaut wurden. Zum einen waren Investitionen in PV

wirtschaftlich deutlich attraktiver. Dazu kommt die Tatsache, dass die Energiewende in Deutschland lange Zeit fast ausschließlich als Stromwende kommuniziert wurde, Änderungen im wichtigen Energiesektor Wärme aber nur unzureichend in Angriff genommen wurde. Als weiterer wirtschaftlicher Faktor sind verhältnismäßig kostengünstige fossile Brennstoffe zu nennen. Hinzu kommt, dass SuN-Anlagen mit saisonaler Wärmespeicherung hohe Investitionskosten haben. Insbesondere die (Langzeit-) Wärmespeicherung führt zu hohen Investitionskosten, ist aber auch zum Erreichen hoher solar Deckungsanteile notwendig. Als ein Grund für die verhältnismäßig hohen Kosten der SuN-Anlagen mit saisonaler Wärmespeicherung ist die Förderstruktur für solche Anlagen in der Vergangenheit zu nennen. Signifikante Förderung durch die Förderkonzepte Solarthermie 2000 und Solarthermie2000plus gab es immer nur für neue Konzepte, die in dieser Form noch nicht umgesetzt wurden. Dies birgt zum einen ein hohes technisches und wirtschaftliches Risiko, zum anderen bietet dieser Ansatz keine Chance für Kostendegression durch Lerneffekte. Für eine breite Markteinführung muss die finanzielle Attraktivität jedoch gesteigert werden.

5 Zukunftsperspektiven der SuN

5.1 Ökonomische Zukunft der SuN

Nachdem in Kapitel 4 die Bestandsanlagen untersucht worden sind, behandelt das folgende Kapitel allgemeine Untersuchungen zu ökonomischen Zukunftsperspektiven von solarunterstützten Wärmenetzen und großen Wärmespeichern.

5.1.1 Makroökonomische Relevanz thermischer Speicher

Heute besitzen die im Betrieb befindlichen SuN-Anlagen mit saisonaler Wärmespeicherung aufgrund ihrer geringen Anzahl noch einen vernachlässigbaren volkswirtschaftlichen Einfluss. Jedoch kann eine zunehmende Anzahl von Anlagen diesen Umstand verändern. Im Folgenden werden Randbedingungen identifiziert, ab wann und in welchem Umfang solare Nahwärmeanlagen volkswirtschaftlich relevant werden und wie sich die spezifischen Anlageneigenschaften, wie z. B. die Möglichkeit der Integration der in den Anlagen enthaltenen thermischen Energiespeicher als Multifunktionsspeicher in sogenannte Smart Thermal Grids, auswirken. Insbesondere wird auch die, mit einem zunehmenden Anteil von Erneuerbaren Energien an der Wärmeversorgung Deutschlands, zunehmende Relevanz von saisonalen thermischen Energiespeichern herausgearbeitet und quantifiziert. Es gilt zu beachten, dass im Folgenden bei „thermischen Speichern“ immer von großen Speichern für Wärmenetze mit Speicherkapazitäten für lange Zeiträume die Rede ist und nicht von kleineren (Saisonal-)Speichern in der Größenordnung für Einfamilienhaushalte.

5.1.1.1 Historie

Für die volkswirtschaftliche Bewertung der Technologie großer thermischer Speicher und ihrer Zukunftspotentiale ist zunächst ein Blick auf den historischen Kontext und die bestehenden Anlagen zu werfen. Die Integration saisonaler Wärmespeicher in Nahwärmenetze begann in Deutschland in den 90er Jahren und wurde seit jeher als langfristiges Projekt verstanden. Der Arbeitskreis Langzeitwärmespeicher formulierte als Ziel für das Erreichen der Marktbereitschaft das Jahr 2020 [Mangold et al. 2012, VI]. Dieser Umstand muss berücksichtigt werden, wenn Prognosen der Marktdurchdringung thermischer Speicher in den kommenden Jahrzehnten aufgestellt werden. Solange saisonale Wärmespeicher noch keine Marktreife erreicht haben, sind Kostenentwicklungen mit entsprechenden Unsicherheiten zu bewerten. Die Entwicklung der Speicher hin zur Marktbereitschaft ist in drei Generationen eingeteilt [Mangold et al. 2012, S. 3]:

1. Generation: Funktionsnachweis
2. Generation: Vergleich von Speichertypen und Systemintegration in Wärmeversorgung
3. Generation: Technologie- und Marktentwicklung, Effizienz und Sicherheitssteigerung

Darüber hinaus soll die Entwicklung und Umsetzung von Speicherprojekten ausgehend von der Forschung an Unternehmen in der freien Wirtschaft übergehen. Mit einer Untersuchung bestehender und geplanter Anlagen lässt sich überprüfen, welche dieser Ziele erreicht worden sind.

SuN-Anlagen mit LZWSp

Die neun Bestandsanlagen, die bereits intensiv beschrieben worden sind, sind größtenteils den Generationen 1 und 2 zuzuordnen. Zur Generation 3 gehören darüber hinaus Crailsheim, München Ackermannbogen und Eggenstein-Leopoldshafen, u.a. aufgrund innovativerer Komponenten wie Wärmepumpen. Folgende Anlagen, die saisonale Wärmespeicherung mit der Wärmeversorgung von

Siedlungen oder Quartieren verknüpfen, sind darüber hinaus in Betrieb. In Einzelfällen löst sich demnach die Grenze zwischen der 3. Generation und der Marktbereitschaft auf. Insgesamt gibt es aber zu wenige Anlagen, als dass die 3. Generation schon als abgeschlossen gelten könnte:

Multifunktionsspeicher Hamburg-Bramfeld [Schlosser et al. 2012, S. 35]
<ul style="list-style-type: none"> • 1996: Inbetriebnahme • 2010-2011 Umbau zum Multifunktionsspeicher mit 4030 m³ • Die Nutzung als Multifunktionsspeicher ist eine Kerneigenschaft von Speichern der 3. Generation. In Hamburg ist der Speicher an das Fernwärmenetz der e.on Hanse Wärme GmbH angebunden und kann Regelenergie sowie lokale Spitzenlastabdeckung bereitstellen
Eisspeicher Hamburg-Wilstorf [Langer 2012, S. 13]
<ul style="list-style-type: none"> • 2012-2014: Errichtung • 1500 m³; 483 Wohneinheiten; Realisierung mit KfW Fördergeldern, aber kein Forschungsprojekt mehr; Wirtschaftlicher Betrieb • Bei dieser Anlage handelt es sich aufgrund des innovativen Eisspeichers um einen Speicher der 3. Generation. Die Umsetzung erfolgte durch den Hersteller ISOCAL GmbH aus Friedrichshafen [Haus&Co 2012, S. 1], heute Viessmann Eis-Energiespeicher GmbH. • In Kombination mit Wohnungssanierungen konnten durch das neue Konzept die Heizungskosten um 50 % gesenkt werden [Gipp 2015, S. 2]. Da es kein Forschungsvorhaben war, sondern ökologische und wirtschaftliche Interessen im Vordergrund standen, ist bei dieser Anlage das Ziel der Marktbereitschaft bereits erreicht.
Eisspeicher Köln-Porz Sternberger Hof [Farwick 2015, S. 8–9; Raschper 2016, 16–20]
<ul style="list-style-type: none"> • 2013: Fertigstellung • 112 barrierefreie Wohnungen • 7.560 m² Wohnfläche • Energiekonzept beruhend auf regenerativen Energien (Sonne, Luft, Erde, Wasser/Eis) • 1.200 m³ großer Solar-Eisspeicher zur Nutzung der Latentwärme in Verbindung mit 4 Sole-/Wasser-Wärmepumpenanlagen • Solarkollektor-Absorber auf den Flachdächern • Niedertemperatur-Flächen-Heizsystem über eine raumweise regelbare Fußbodenheizung mit den Funktionen Heizen und Kühlen
Energiebunker IBA Hamburg
<ul style="list-style-type: none"> • 2015: Inbetriebnahme • Multifunktionsspeicher 2000 m³ [Mangold et al. 2012, S. 100]
<ul style="list-style-type: none"> • GreenHeat³: Wärmenetz Dresden
<ul style="list-style-type: none"> • 2017-2019: Konzeption der Integration von 70.000 m² Solarthermie und 500.000 m³ Multifunktionswärmespeicher in das Dresdner Fernwärmenetz [Weinhold und Rühling 2019]

Solarunterstützte Wärmenetze allgemein

Für die nun folgenden Betrachtungen ist es erforderlich, nicht nur Anlagen mit Langzeitwärmespeicherung einzubeziehen. Solites unterscheidet hierzu sieben Anlagentypen zur Nutzung der Solarthermie in Wärmenetzen [Solites 2015, S. 15]:

1. Solare Wärmenetze zur Quartiersversorgung
2. Solare Wärmenetze mit Langzeitwärmespeicher und hohen solaren Deckungsanteilen für Wohngebiete und Quartiere
3. Dezentral eingebundene Solaranlagen in Quartieren
4. Solare Wärmenetze für Dörfer und kleinere Städte
5. Solare Fernwärmesysteme mit gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung „Smart District Heating“
6. Dezentral in städtische Fernwärmesysteme eingebundene solarthermische Großanlagen
7. Zentral in städtische Fernwärmesysteme eingebundene solarthermische Großanlagen

Die in der vorliegenden Studie im Fokus stehenden Anlagen gehören damit zum Typ 2. Die für Deutschland erfassten Anlagen haben eine kombinierte Kollektorfläche von ca. 30.000 m². Von den übrigen Anlagentypen sind mindestens 13 in Betrieb und 5 in Planung/Realisierung, mit Kollektorflächen von ca. 20.000 bzw. 11.000 m² [Deschaintre 2017, S. 6; Solar District Heating 2016]. Nach dem Kriterium der Kollektorfläche sind damit die Anteile von Anlagen mit und ohne Langzeitwärmespeicherung kurz- bis mittelfristig ähnlich, wobei die Anlagen ohne Speicher ein bedeutendes Wachstum erfahren. Dargestellt ist dies in Abbildung 132, bei geplanten Anlagen wurde dafür das Jahr 2019 angesetzt. Laut [Deschaintre 2017, S. 6] befinden sich darüber hinaus langfristig 9 Anlagen mit einer kombinierten Fläche von ca. 37.500 m² in Vorbereitung. Dies ergäbe eine Gesamtfläche aller Anlagen von knapp 100.000 m².

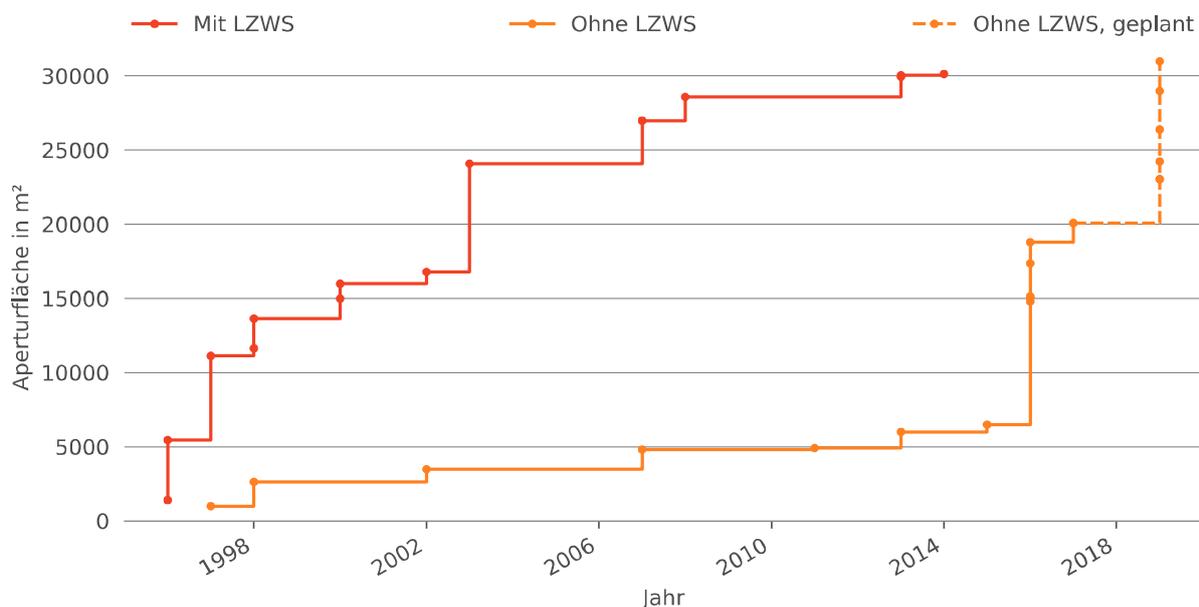


Abbildung 132: Verlauf installierter Aperturfläche von Anlagen mit und ohne Langzeitwärmespeicher

Bisher werden saisonale Speicher oft als nicht wirtschaftlich betrachtet, weshalb Solarthermie ohne (Langzeit-)Speicherung in Wärmenetze eingebunden wird. Aktuelle Beispiele solcher solarunterstützten Wärmenetze ohne saisonale Speicherung sind:

- 2016: Chemnitz „Brühl-Quartier“:
 - 2.230 m² Kollektorfläche errichtet [eins energie in sachsen GmbH & Co. KG 2017, S. 1]; 10 % Deckungsanteil [eins energie in sachsen GmbH & Co. KG 2013, S. 8]
- 2016: Neuerkirch-Külz:
 - 1.420 m² Kollektorfläche, 20 % Deckungsanteil [Ritter XL Solar GmbH 2015, S. 1]

- 2016: Senftenberg:
 - 8.300 m² Kollektorfläche, 4 % Deckungsanteil [Willige 2017, S. 4–6]
- 2017: Hallerndorf:
 - 1.300 m² Kollektorfläche [Badum und Schubert 2016, S. 30]

Wenn diese Anlagentypen immer mehr zum Standard werden und ihre Kosten dadurch sinken, können größere Kollektorfelder angeschlossen werden. Übersteigt deshalb die Solarproduktion den Wärmebedarf im Sommer, werden saisonale Speicher perspektivisch auch in diesen Fällen wieder attraktiver. Die Entwicklung des Ausbaus von SuN mit LZWSp ist demnach stark abhängig von der allgemeinen Kombination von Solarthermie mit Wärmenetzen. Abbildung 133 zeigt die geographische Verteilung der erfassten solaren Wärmenetze in Betrieb und in Planung.



Abbildung 133: Standorte solarer Wärmenetze mit Repräsentation ihrer Kollektorflächen. Eigene Darstellung in Anlehnung an [Deschaintre 2017, S. 6], Kartenquelle: OpenStreetMap.org

Solarunterstützte Wärmenetze in Europa

Die „Ranking List of European Large Scale Solar Heating Plants“ [Solar District Heating 2016] führt solarunterstützte Wärmenetze mit einer solarthermischen Leistung größer als 700 kW_{th} auf. Erfasst sind darin 199 Anlagen für ganz Europa. Dänemark ist demnach mit 106 Anlagen der Spitzenreiter in Europa. In [Deschaintre 2017, S. 5] werden 91 dänischen Anlagen genannt, mit einer installierten Gesamtkollektorfläche von 1.000.000 m². Laut [Danish Board of District Heating (DBDH) 2016, S. 21] haben Wärmenetze Anfang 2015 einen Anteil von 63 % an den Installationen von Wärmeerzeugern. Fast 50 % der Wärmeproduktion in diesen Wärmenetzen erfolge mit erneuerbaren Energien, dazu würde hauptsächlich Biomasse verwendet.

Saisonale Wärmespeicherung in Einfamilienhäusern

Als sogenannte „Sonnenhäuser“ werden seit Anfang der 90er Jahre Einfamilienhäuser mit saisonaler Wärmespeicherung gebaut. Diese Speicher nehmen Volumen in der Größenordnung von bis zu 10 m³ an und benötigen im Gebäude Platz über mehrere Etagen. Im Vergleich zu saisonalen Wärmespeichern für Wärmenetze mit mehreren 1.000 m³ gilt dabei grundsätzlich: Aufgrund des Verhältnisses von Oberfläche zu Volumen sind größere Speicher stets effizienter und auch bezüglich der energetischen Amortisationszeiten in einer Ökobilanz sind große Speicher deutlich zu bevorzugen [Mangold et al. 2012, S. 63]. Betrachtet man nicht nur den einzelnen Wärmespeicher, sondern auch die mit großen Speichern verbundenen Wärmenetze, ergeben sich zahlreiche weitere Vorteile [Maaß et al. 2015, S. 18], darunter z. B. die Einbindung von anderen Energiequellen wie KWK, Industrieabwärme und Biomasse.

Im Jahr 2012 wurden in einer Studie von [Mangold et al. 2012, S. 110–111] gut 100 Sonnenhäuser mit saisonalen Wärmespeichern in Deutschland ermittelt. Für das Jahr 2017 spricht das Sonnenhaus Institut e.V. von über 2.000 errichteten Sonnenhäusern in Deutschland, Österreich, Südtirol und in der Schweiz [Sonnenhaus-Institut e.V. 2017b]. Einzelne Bauunternehmer haben Sonnenhäuser fest in ihrem Angebot aufgenommen und auch entsprechende Speicher sind als Produkt am Markt etabliert. In dieser Hinsicht sind kleine saisonale Speicher in der Entwicklung weiter vorangeschritten als große, haben jedoch im EFH-Neubau nur eine geringe Auswirkung auf die Energiebilanz des gesamten Wohnungsmarktes. Relevanter in diesem Kontext wird das Konzept dann, wenn es auf Mehrfamilienhäuser und sogar bei Sanierungen im Bestand angewendet wird. Hierzu gibt es aktuell u.a. in Chemnitz und Cottbus innovative Beispiele [Sonnenhaus-Institut e.V. 2017a, 2017b]. Die vorliegende Studie konzentriert sich jedoch auf Wärmenetze. Wie eingangs erwähnt, sind deshalb mit Wärmespeichern entsprechend große Speicher gemeint, sofern nicht anders präzisiert.

5.1.1.2 Kosten

In diesem Abschnitt wird beschrieben, welche gesicherten Aussagen zu Kosten für den Anlagentyp 2 (SuN mit LZWSP) zur Verfügung stehen.

Solare Wärmekosten

Eine wichtige Kennzahl sind diesbezüglich die solaren Wärmegestehungskosten nach VDI 2067, die auch oft als „solare Wärmekosten“ oder „solarer Wärmepreis“ bezeichnet werden. Nach sehr hohen solaren Wärmekosten von 40 ct/kWh in den ersten Pilotanlagen konnten 2007 mit der Anlage in Crailsheim die Wärmekosten auf 19 ct/kWh reduziert werden [Schlosser et al. 2010, S. 141]. Für München Ackermannbogen (2007) wurden ebenfalls 19 ct/kWh prognostiziert [Bodmann et al. 2005, S. 8], erreicht wurden letztlich 24 ct/kWh. Mit 25 ct/kWh wurde in Eggenstein 2008 ein ähnlicher Wert erreicht [Mangold et al. 2012, S. 8]. Im Vergleich mit konventioneller Fernwärmeversorgung im Bereich von 3 bis 6 ct/kWh wird daraus teilweise geschlossen, dass solare Nahwärme mit Langzeitwärmespeicherung nicht konkurrenzfähig sei [Greller und Bieberbach 2015, S. 16]. Solites ermittelte für diesen Anlagentyp mittelfristig Wärmepreise von 7,5 bis 15 ct/kWh ohne Förderung und 5

bis 10 ct/kWh mit Förderung [Solites 2015, S. 39]. Damit könnten entsprechende Anlagen mit konventionellen Wärmequellen wie Fernwärme, Gaskessel und Ölheizung konkurrieren.

Für weitere Kostenvergleiche ist es notwendig, auch andere Anlagentypen in die Betrachtung mit einzubeziehen: Solites ermittelt insgesamt Wärmekosten ohne Förderung bis minimal 5 ct/kWh sowie mit öffentlicher Förderung bis minimal 3 ct/kWh [Solites 2015, S. 3]. Die niedrigsten Kosten ergeben sich dabei für Einbindungen in Fernwärmesysteme in den Anlagentypen 6 und 7 [Solites 2015, S. 39]. Ein Blick ins europäische Ausland zeigt, dass dies nicht unrealistisch ist. Dänemark wird diesbezüglich als Vorbild beschrieben, mit solaren Wärmepreisen von 3 bis 5 ct/kWh [Maaß et al. 2015, S. 30]. Aber auch in Deutschland sind niedrige Wärmepreise bereits umgesetzt: Für Hallerndorf sind 8 ct/kWh dokumentiert [Badum und Schubert 2016, S. 30] und für Senftenberg 4 ct/kWh [Willige 2017, S. 4–6].

Der Wärmepreis stellt demnach die zentrale Randbedingung für die volkswirtschaftliche Relevanz dar. Einige Anlagentypen haben diese Randbedingung bereits erfüllt, bei anderen sind noch Kostensenkungen erforderlich.

Kostenbestandteile

Weitere Recherchen zu den Kostenbestandteilen von SuN-Analgen, z. B. zu spezifischen Kosten von Solarthermie, Wärmespeicher und Wärmenetz sind in der Kostendatenbank zusammengefasst, die im Anhang D.9 aufgeführt ist. Die Datenbank in Tabelle 41 enthält Investitionskosten und Betriebskosten, die im Kontext von quartiersbezogenen Energieversorgungskonzepten relevant sind. Für eine systematische Kategorisierung sind übergeordnete „Technologien“ in „Varianten“ und ggf. „Komponenten“ aufgeteilt. Problematisch bei spezifischen Kostenangaben in vielen Literaturquellen ist das Fehlen eines Gültigkeitsbereichs für die Bezugsgröße. Eine Kostendegression bei größeren Einheiten ist zumeist ebenfalls nicht abgebildet. In dieser Datenbank sind deshalb, soweit möglich und sinnvoll, alle Investitionskosten entsprechend der Regression $y = a \cdot x^b$ erfasst, mit

x : Bezugsgröße, z. B. installierte Leistung in kW

y : spezifische Investitionskosten, z. B. €/kW

a : Faktor der Regression

b : Exponent der Regression (typischerweise negativ)

Dazu gehören Minimum und Maximum des Bereichs von x , in dem die Regression gültig ist. Liegen keine Daten über einen Gültigkeitsbereich vor, dürfen Minimum und Maximum auch gleich sein (und $b=0$). Die Verwendung von „Rechnerische Nutzungsdauer“, „Aufwand für Instandsetzung“, „Aufwand für Wartung und Inspektion“ und „Aufwand für Bedienen“ entspricht der VDI 2067 [VDI 2067-1].

5.1.1.3 Potentiale

Von der zuvor aufgezeigten Historie und den aktuellen Kosten von SuN-Anlagen ausgehend, werden nun Potentiale für deren zukünftige Entwicklung aufgezeigt. Daraus können Einschätzungen der volkswirtschaftlichen Auswirkungen eines Zubaus von solarunterstützten Wärmenetzen und thermischen Speichern abgeleitet werden. Die ökonomischen Bedeutungen von thermischen Speichern und Nah- sowie Fernwärmenetzen sind gekoppelt. Hierbei sind letztlich nicht nur solar unterstützte Wärmenetze relevant, da thermische Speicher in allen Wärmenetzen Anwendung finden können. Die zentralen Fragen lauten damit:

- Wie werden sich Nah- und Fernwärmenetze in Deutschland entwickeln?
- Wie entwickeln sich Speicher innerhalb von Wärmenetzen?
- Was gilt es speziell bei solar unterstützter Nah- und Fernwärme zu beachten?

Fernwärmeversorgung

Fernwärme deckt 2015 an vierter Stelle nach Gas, Öl und erneuerbaren Energien ca. 10 % des Endenergieverbrauchs von Haushalten für Raumwärme und 4 % des Warmwasserbedarfs. In der Summe ergibt dies 8 % von 168 PJ Wärmebedarf der Haushalte [Ziesing et al. 2016, S. 24]. Die Wärmeabgabe der Fernwärmenetze an alle Kundengruppen beträgt 234 PJ [AGFW 2016, S. 41].

Laut [Maaß et al. 2015, S. 19] finden Netzausbau und Netzverdichtungsmaßnahmen in begrenztem Umfang statt, Anschlussleistung und der Gesamtabsatz würden im Fernwärmesektor jedoch seit ca. 20 Jahren stagnieren. Die Autoren sehen die Integration von erneuerbaren Energien als Chance für neue Impulse. Gründe für die Stagnation lägen unter anderem in der energetischen Sanierung der Gebäude. [Pfnür et al. 2016, S. 149] erläutern diesbezüglich, dass Gebäudesanierungen zu geringeren Leistungsdichten im Fernwärmenetz und damit höheren relativen Wärmeverlusten führen, sich die Randbedingungen für Wärmenetze also verschlechtern würden. [Solites 2015, S. 143] greift diese Befürchtung auf. In den berechneten Fallstudien sei die zunehmende Wärmedämmung nicht grundsätzlich problematisch für die Rentabilität der Fernwärme. Hinzu kommt, dass innerhalb von Städten entsprechende Sanierungen sehr aufwändig sind und die Sanierungsraten in der Realität gering sind. [Greller und Bieberbach 2015, S. 14] erwarten vor diesem Hintergrund auch 2040 noch eine Relevanz von Fernwärme. Die Autoren der Studie „Klimaneutraler Gebäudebestand 2050“ kommen mit umfangreichen Simulationen zu dem Schluss, dass bezüglich des Kostenaufwandes zum Erreichen der Klimaschutzziele zwischen den beiden Pfaden „Priorität Sanierung“ und „Priorität EE-Ausbau“ kein eindeutig zu präferierendes Ergebnis zu finden ist [Umweltbundesamt 2016, S. 32]. Die Klimaschutzziele im Gebäudebestand alleine durch Sanierungen zu erreichen ist also nicht zwangsläufig die wirtschaftlichste Option und die praktische Machbarkeit ist fraglich. In der Konsequenz wird von den Autoren der vorliegenden Studie eine „Gefahr“ für Fernwärme durch die Sanierung des Gebäudebestands als nicht allzu groß eingestuft, wenn es der Fernwärmewirtschaft gelingt sich an die Veränderungen anzupassen und eine Wärmewende mitzugestalten.

Auch die Energiewende im Stromsektor durch den Ausbau von erneuerbaren Energien wird stellenweise als problematisch für Fernwärme gesehen. 83 % der Wärmenetzeinspeisung in Fernwärmenetze wird in KWK erzeugt [AGFW 2016, S. 10], und KWK wird vom EE-Ausbau beeinflusst. [Greller und Bieberbach 2015, S. 14] urteilen dazu: Aufgrund von Klimaschutzanstrengungen und steigenden CO₂-Preisen wird die Stromproduktion aus KWK bei voranschreitendem Umstieg auf EE verdrängt. Strom aus KWK profitiert durch den vorteilhaften Primärenergiefaktor im Vergleich zum gesamten Strommix. Wird letzterer „zu grün“, bietet KWK keine ökologischen Vorteile mehr. KWK-Anlagen und Fernwärmenetze seien deshalb künftig getrennt zu beurteilen.

Heute jedoch sind bei KWK Strom- und Wärmeproduktion eng verknüpft, wobei die Stromerzeugung zumeist priorisiert wird. Der Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion hat an dieser Stelle noch dadurch Auswirkungen, dass die Stromverfügbarkeit im Tagesverlauf deutlich schwankt. Diese Volatilität erfordert auch von den übrigen Stromerzeugungsanlagen eine zunehmende Flexibilität. KWK-Anlagen können in Zukunft nicht mehr in konstanter Weise stromgeführt gefahren werden. Volatile Strompreise stellen somit ein Problem für die Fernwärme dar [Pfnür et al. 2016, S. 31]. Die Wärmeversorgung muss jedoch auch bei schwankendem Strombedarf gesichert bleiben.

Neben diesen speziellen zukünftigen Herausforderungen gibt es in der Literatur auch Stimmen, die der Fernwärme allgemein kritisch gegenüberstehen. [Pfnür et al. 2016, S. 122] meinen: Eine „Extraportion Klimaschutz durch Wärmenetze muss teuer erkaufte werden“. Sie kommen in ihrer Studie zu dem Schluss, dass dezentrale Wärmeversorgung einzelner Haushalte auf Basis von Öl und Gas bezüglich Kosten, Endenergie, Primärenergie und auch CO₂ gegenüber einer Fernwärmearbeitung in den meisten Fällen von Vorteil sei, wenn die Heizungsanlage erneuert werden soll (berechnet für unsanierte

und teilsanierte EFH und MFH). Bei Anschluss an regenerativ bzw. mit Abwärme aus Industrieprozessen betriebenen Wärmenetzen hätten diese einen ökologischen Vorteil, der allerdings wirtschaftlich stets von Nachteil sei. Die dezentrale Heizungserneuerung wäre also mit geringeren Grenzkosten der Energieeinsparung gegenüber Wärmenetzen im Vorteil [Pfnür et al. 2016, S. 123]. Dies gelte sogar in Versorgungsgebieten mit hoher Bebauungs- und Abnahmedichte [Pfnür et al. 2016, S. 131–132]. Die Einsparung von 1 kWh/a Primärenergie im Gebäudebestand sei durch dezentrale Wärmesystemerneuerung durchschnittlich um 90 ct wirtschaftlicher als bei Anschluss an ein Wärmenetz [Pfnür et al. 2016, S. 137]. Im Widerspruch zu den obigen Aussagen, die vereinfacht gesprochen auf einer Mittelung der Energieversorgung ganz Deutschlands basieren, kommt die konkrete Fallstudie von Solites für den Ortsteil Neuhengstett in Baden-Württemberg zu dem Ergebnis, dass Fernwärme rentabler sei als die Einzelheizung auf Basis von Öl [Solites 2015, S. 117]. Auch für bereits umgesetzte Projekte wie z. B. das Nahwärmenetz Hallerndorf in Bayern errechnet der Betreiber für seine Kunden Einsparungen im Vergleich zur Ölheizung [Badum und Schubert 2016, S. 30]. Und nicht zuletzt wird die ab 2020 vorgesehene CO₂-Bepreisung für fossile Energieträger [Bundesregierung 2019] die ökologische und wirtschaftliche Relevanz von (solar unterstützten) Fernwärmesystemen im Vergleich zu fossilen dezentralen Wärmeerzeugern deutlich verbessern.

Wärmespeicher in Fernwärmenetzen

Die Relevanz großer Wärmespeicher in (KWK-)Fernwärmenetzen wird von vielen Quellen hervorgehoben, nicht nur im Kontext der (in der vorliegenden Studie ansonsten betrachteten) saisonalen Wärmespeicherung. [Maaß et al. 2015, S. 19] benennen dazu folgende historische Entwicklungen der Fernwärme:

1. Phase (ca. 1900-1960) „Die zentrale Stadtheizung“
 - a. *Zentrale Heizwerke statt problematischer Einzelfeuerungen mit hohem Schadstoffausstoß (Braunoder Kokskohle). Weiteres Ziel: Ersatz von Heizölimporten durch heimische Kohle.*
2. Phase (ca. 1960 – 2015) „Fernwärme aus KWK bei Großkraftwerken“
 - a. *Effizientere Brennstoffnutzung durch Kraft-Wärme-Kopplung bei der Stromerzeugung in großen Kraftwerken. Verkauf der ausgekoppelten Wärme als „Beiprodukt“ über Fernwärmesysteme.*
3. Phase (ca. ab 2015) „Fernwärme mit dezentralem Wärmeverbund“
 - a. *Zunehmend dezentrale Erzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien. Offene Wärmenetze synchronisieren Energieerzeugung und Bedarf und stellen Energiespeicherpotenziale zur Verfügung.*

Fernwärmenetze haben durch lange Rohrleitungen schon direkt Speicherpotentiale, Warmwasserspeicher können diese noch deutlich vergrößern [Maaß et al. 2015, S. 36–37]. Durch Ausrüstung mit Wärmespeichern können die Netzbetreiber die Energiewende auch im Wärmesektor voranbringen und den Wert ihrer Wärmenetze steigern [Maaß et al. 2015, S. 7]. Gemeint sind hier also nicht zwangsläufig saisonale Wärmespeicher. Innerhalb von Fernwärmenetzen nehmen aber auch schon Pufferspeicher beachtliche Größen an, wo sie nützlich sind um z. B. schwankende Wärmeeinspeisung aus dezentraler Solarthermie in Zeiträumen von Stunden und Tagen auszugleichen [Solites 2015, S. 31]. Wenn das Fernwärmenetz groß genug ist (Städtisches Fernwärmenetz vom Typ 6) und die netzhydraulischen Gegebenheiten berücksichtigt werden, sind Pufferspeicher bei dezentraler Einbindung von Solarthermie in Fernwärme nicht zwingend nötig [Solites 2015, S. 26]. Mit Speicher ist allerdings ein flexiblerer Betrieb möglich, bei dem die solar erzeugte Wärme nicht sofort abgenommen werden muss.

[Henning und Palzer 2013, S. 5] führen als weiteren wichtigen Punkt auf, dass sich KWK-Anlagen mithilfe von Wärmespeicherung auch dann noch stromgeführt fahren lassen, wenn die Stromnachfrage aus solchen konventionellen Kraftwerken in Zukunft immer stärker schwankt.

Zusammengefasst werden Fernwärmenetze für die kommenden Jahrzehnte eine Rolle mit gleichbleibender oder steigender Bedeutung in der Wärmeversorgung von Gebäuden einnehmen. Flexible Wärmenetze mit dynamischer Einspeisung sind für eine „Wärmewende“ erforderlich, und Wärmespeicher helfen den Betreibern allgemein, diesen Umstieg zu bewältigen. Die Technologie großer thermischer Speicher findet damit über SuN mit LZWSp hinaus eine wichtige Verwendung.

Nahwärmeversorgung

Nach den grundlegenden Perspektiven der Entwicklung von Fernwärme gilt es nun die Nahwärme zu betrachten. Eine genaue Abgrenzung zwischen Nah- und Fernwärme existiert allerdings nicht. Laut [Pfnür et al. 2016, S. 43] ist rein rechtlich nur die Fernwärme definiert und zwar in einer solchen Form, dass sie alle Arten der Nahwärme mit einschließt. Nahwärme würde nur als Abgrenzung zu kleineren Versorgungsgebieten wie Dörfern, Siedlungen oder Stadtteilen verwendet. Im Kontext der vorliegenden Studie fallen unter die Nahwärme dementsprechend beispielsweise (Neubau-)Siedlungen wie die ersten SuN-Pilotanlagen und Dörfer wie das schon erwähnte Hallerndorf, auch oft als „Bioenergiedörfer“ bezeichnet. Ebenfalls bereits aufgeführt wurde das Brühl-Quartier in Chemnitz, ein Beispiel für Nahwärme in einem Stadtteil.

Bioenergiedörfer haben in den letzten Jahren ein starkes Wachstum erfahren. Sie kennzeichnen sich dadurch, dass sie Strom und Wärme zu großen Teilen lokal erzeugen und über ein Nahwärmenetz verteilen. Primär wird die Energie in Biogasanlagen und Biomasseheizkraftwerken erzeugt. Ein Beispiel hierfür ist das Bioenergiedorf Büsingen, wo die Mittellast im Winter über Holzhackschnitzel-Kessel bereitgestellt wird. Im Sommer wird seit 2013 ein Großteil des Wärmebedarfs durch Solarthermie gedeckt [Ritter XL Solar GmbH 2013, S. 1]. Auch in Neuerkirch-Külz [Ritter XL Solar GmbH 2015, S. 1] und Hallerndorf [Gemeinde Hallerndorf 2017, S. 1–2] erzeugt die Solarthermie im Sommer bis zu 100 % des Wärmebedarfs. [Solites 2015, S. 149] beurteilt die Integration von Solarthermie in solche bestehenden Nahwärmenetze als besonders vorteilhaft, da unmittelbar Brennstoffkosten eingespart werden können.

Die schon beschriebenen Beispiele für Eisspeicher in Köln-Porz und Hamburg-Wilstorf zeigen, dass kleine Nahwärmenetze mit saisonalem Speicher auch auf sehr engem Raum und sogar in Kombination mit Bestandssanierungen möglich und wirtschaftlich sind. Trotz ihrer Ausmaße benötigen Saisonspeicher also nicht zwangsweise große Freiflächen. Auch der typische Gartenstreifen zwischen zwei parallelen Reihenhäusern kann ausreichen, um dort einen Speicher im Erdreich einzugraben. Damit ergibt sich im Bestand ein schwer zu bezifferndes, aber umso größeres Potential für diese Technologie. Aktuell erfordert dies noch viel Engagement durch den Betreiber wie z. B. Wohnungsbaugesellschaften, die aktiv ökologische Aspekte verbessern wollen. Kann das Nahwärmenetz inklusive Speicher direkt bei der Planung einer Neubausiedlung berücksichtigt werden, vereinfacht dies den Prozess entsprechend.

Power-to-Heat

Schon im Koalitionsvertrag der Bundesregierung von 2013 hieß es: "In einem Strommarkt mit einem weiter zunehmenden Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien werden wir Strom, der sonst abgeregelt werden müsste, für weitere Anwendungen, etwa im Wärmebereich, nutzen." [CDU/CSU und SPD 2013, S. 40]. Dies beschreibt die grundsätzliche Funktion und gleichzeitig den politischen Willen für sogenannte Power-to-Heat (P2H) Technologien. Hierbei wird mittels Heizwiderständen, Elektrodenkesseln oder Wärmepumpen Strom in Wärme umgewandelt. Im Kontext der Energiewende ist dieser Anwendungsfall z. B. dann sinnvoll, wenn damit Strom genutzt werden kann, der ansonsten

abgeregelt werden müsste. 2016 wurde P2H als Konzept zur Netzentlastung im EEG 2017 und Strommarktgesetz integriert [Agora Energiewende 2016, S. 13]. Während erst in Kapitel 5.1.2 konkrete Anwendungsarten von P2H beschrieben werden, wird in diesem Abschnitt die Relevanz für Wärmenetze und thermische Speicher angesprochen.

Viele Studien zu Zukunftsperspektiven unseres Energiesystems beinhalten den großflächigen Einsatz von P2H. So wird z. B. KWK-Fernwärme in Kombination mit Elektrodenkesseln oder Großwärmepumpen eine besonders hohe Flexibilität der Wärmeerzeugung aus Strom zugeschrieben [Gerhardt et al. 2015, S. 3]. Dies wird immer relevanter, je mehr die volatile Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien zunimmt. In diesem Kontext wird großen Warmwasserspeichern auch bei Simulationen zum Energiesystem Deutschland 2050 eine Bedeutung beigemessen [Henning und Palzer 2013, S. 13]. Im Modell wird bei negativer Residuallast nach Batteriespeichern, Pumpspeicherkraftwerken und Wasserstoff an vierter Stelle auf das Laden von Wärmespeichern mit Wärmepumpen zurückgegriffen [Henning und Palzer 2013, S. 20].

Darüberhinausgehend werden bei Überlegungen zur zukünftigen Gestaltung des Strommarkts sogenannte Smart-Market-Modelle diskutiert. Sie setzen Potentiale an Flexibilitätsoptionen voraus, mit denen die Netzbetreiber auf Netzengpässe reagieren können. KWK mit P2H bietet hierfür ein großes Potential [Ecofys und Fraunhofer IWES 2017, S. 16].

In einer umfangreichen Studie zu P2H von Agora Energiewende wird der Anwendungsfall P2H in Nahwärmenetzen „im Sinne einer schnellen und robusten Potentialerschließung nicht weiter berücksichtigt“. Einsatzmöglichkeiten seien zwar vorhanden, die Umsetzung im Vergleich zu Fernwärme jedoch schwieriger. Gemeint sind hierbei kleine Wärmenetze mit begrenzter Leistungsabnahme und minimalen Speicherkapazitäten. Speziell bei ländlichen Netzen mit Biogasanlagen ergäben sich Probleme dadurch, dass Gärprozesse nicht einfach gestoppt werden könnten [Agora Energiewende 2014, S. 18]. Eine andere Schlussfolgerung ergibt sich für die typische SuN mit LZWSp. In saisonalen Speichern können große Mengen Energie gespeichert werden, ohne dass Konflikte mit anderen Wärmeerzeugern auftreten.

Eine zunehmende Notwendigkeit und Implementierung von P2H-Konzepten begünstigen in Zukunft also sowohl Wärmenetze als auch große thermische Speicher.

Beschäftigung in Industrie und Handwerk

Zur Bewertung der volkswirtschaftlichen Relevanz gehört auch die Auswirkung auf die Beschäftigung in Industrie und Handwerk. Für den entsprechenden Vergleich der Auswirkung von Fernwärme und dezentraler Wärmeversorgung kommen [Pfnür et al. 2016, S. 137–138] zu dem Schluss, Fernwärme stärke nur große Unternehmen der Energiewirtschaft, dezentrale Versorgung hingegen stärke das Sanitär-, Heizungs- und Klimahandwerk der regionale Wirtschaft. Insbesondere wird auf „7.500 Schornsteinfegerbetriebe mit 20.000 Beschäftigten“ verwiesen, die von dezentralen Wärmesystemen „leben“ würden. Dazu ist zu sagen, dass bei gesellschaftlichen und technologischen Transformationsprozessen unweigerlich Kompromisse eingegangen werden müssen, die im Zweifelsfall auch einen Abbau bestimmter Berufsgruppen nach sich ziehen können. Im konkreten Fall ist es jedoch so, dass ein großer Teil der Schornsteinfeger bereits heute selbst Beratungen zu erneuerbaren Energien und insbesondere Solarthermie anbietet. Dies dient als Beispiel dafür, dass Industrie- und Handwerkszweige sich an den Wandel auch anpassen und davon profitieren können.

Darüber hinaus sind Wärmenetze stets mit regionaler Wertschöpfung verbunden. In Dänemark sind die Nahwärmenetze meist in kommunaler Hand oder über Genossenschaften in Bürgerhand. Erwirtschaftete Gewinne bleiben damit direkt vor Ort [Maaß et al. 2015, S. 38–39]. Bei Bioenergieidörfern und Wohnungsgenossenschaften können diese Effekte auch in Deutschland

auftreten. In Büsingen bleiben durch Einsparungen im Heizölverbrauch „jährlich ca. 350.000 € Kaufkraft in der Region“ [Ritter XL Solar GmbH 2013, S. 1]. In Hallerndorf sind nach Angaben des Betreibers von insgesamt 3,3 Mio. € Investitionskosten ca. zwei Drittel an Unternehmen in einem Umkreis von 30 km vergeben worden [Gemeinde Hallerndorf 2017, S. 1]. Von Aufbau und Wartung der Wärmenetze profitieren demnach immer auch regionale Industrie- und Handwerksbetriebe. Befürchtungen, ein Umstieg auf Wärmenetze würde den Beschäftigungszahlen grundsätzlich schaden, scheinen damit nicht berechtigt.

Szenarienbildung

Im Folgenden werden die Potentiale für Wärmenetze und thermische Speicher in Zahlen gefasst.

Solarthermie

Im Vergleich mit dem Stromsektor hat die Energiewende im Wärmesektor noch starken Aufholbedarf. Laut [Solites 2015, S. 6] liegt der Anteil erneuerbaren Energien hier bei ca. 11 %, wovon mehr als 90 % auf Biomasse basieren. Die Hälfte davon seien ineffiziente Kleinanlagen wie Kaminöfen. Aufgrund von Nutzungskonkurrenzen könne Biomasse auf lange Sicht nur einen begrenzten Beitrag leisten und tiefe Geothermie wäre regional immer nur eingeschränkt nutzbar. In der Konsequenz wird der Solarthermie eine Hauptrolle für die erneuerbaren Energien beigemessen. Die Gesamtleistung thermischer Solaranlagen betrug 2015 12,3 GW_{th}, mit einer Kollektorfläche von 17,5 Mio. m². Weniger als 10 % davon sind Anlagen mit einer Kollektorfläche größer als 20 m² [Solites 2015, S. 7]. Die zuvor beschriebenen 100.000 m² in solaren Wärmenetzen machen ca. 0,6 % der gesamten in Deutschland installierten Solarthermie-Kapazität aus.

[Henning und Palzer 2013, S. 33] errechnen für 2050 zum Erreichen von CO₂-Reduktionszielen zwischen 80 % und 85 % im Rahmen einer Kostenoptimierung „die Versorgung von Gebäuden mit Wärmenetzen [...] relativ konstant mit einem Anteil von ca. 30 % an der gesamten Wärmeversorgung“. Im Rahmen der Reduktionsziele variiert die installierte thermische Leistung von Solarthermie zwischen 80 und 120 GW_{th} an.

Zwischen dem Ist-Zustand und dem maximal wirtschaftlichen Soll der installierten Solarthermieleistung liegt damit ein Faktor von knapp 10. In Kollektorfläche beziffert, beträgt die Differenz und damit das verbleibende Potential ca. 153 Mio. m². Auf Basis von Kosten zwischen 200 und 350 €/m² [Mangold et al. 2012, S. 24–25] ergibt sich damit ein Wertschöpfungspotential zwischen 31 und 54 Mrd. €. Dies bezieht sich jedoch auf alle Arten von Solarthermiekollektoren insgesamt. Für 2050 werden für das „Referenzsystem 81% CO₂-Reduktion“ von 87,2 TWh Wärme aus Solarthermie 30 % in zentralen Großanlagen erzeugt [Henning und Palzer 2013, S. 25]. Dementsprechend beträgt das Wertschöpfungspotential von Solarthermie in solarunterstützten Wärmenetzen zwischen 9 und 16 Mrd. €.

Wärmenetze

Heute hat die Beheizungsart Fernwärme einen Anteil von 13,6 % an Wohnungen im Bestand [Pfnür et al. 2016, S. 10]. Dies entspricht ca. 8 % der 168 PJ (= 46,8 TWh) Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser von Haushalten [Ziesing et al. 2016, S. 24]. In Bezug zur Studie für 2050 kann die Fernwärmemenge um einen Faktor von ca. 2,7 auf 124 TWh ansteigen und macht dann einen Anteil von 30 % an der Wärmeversorgung von Gebäuden aus. In [BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. 2015, S. 11] ist für das Jahr 2014 ein Umsatz von 8,8 Mrd. Euro im Fernwärmesektor bei 5,5 Mio. Haushalten dokumentiert. Da die durchschnittliche Anschlussleistung pro Hausstation seit Jahren leicht sinkt [AGFW 2016, S. 11–12], müsste der Zubau an Trassenkilometern und angeschlossenen Haushalten entsprechend größer ausfallen als der Anstieg der Wärmemenge. Eine genaue Prognose der Zusammenhänge von Umsatz zu versorgten Haushalten und deren

Wärmebedarfen übersteigt den Rahmen der vorliegenden Studie, überschlägig liegen die zusätzlich zu erwirtschaftenden Umsätze in der Größenordnung von 15 Mrd. €.

Wärmespeicher in Fernwärmenetzen

Eine Abschätzungsrechnung der Gesamtinvestitionskosten für den flächendeckenden Einsatz von Pufferspeichern in Fernwärmenetzen ist in [Wünsch et al. 2011, S. 21–22] zu finden und wird im Folgenden mit den aktuellen Daten zum Fernwärmesystem aus [AGFW 2016, S. 24] nachgerechnet: Betrachtet werden nur KWK-Anlagen, die für P2H-Maßnahmen besonders geeignet sind. Werden deshalb BHKWs außer Acht gelassen, ergibt sich für 182 Anlagen eine Gesamtspitzenlast von 19,6 GW_{th}. Für Wärmespeicher wird eine Bandbreite der thermischen Leistung von 30 bis 50 % der Spitzenlast des angeschlossenen Fernwärmesystems angesetzt. Die Speicherung von Wärme für 10 h ergibt entsprechend der Bandbreite einen Speicherbedarf von 59 bis 98 GWh. Mit spezifischen Speicherkapazitäten von 45 kWh/m³ für drucklose Speicher und 70 kWh/m³ für Druckspeicher ergibt sich bei einem Verhältnis von 80 % drucklosen zu 20 % Druckspeichern ein gesamtes Speichervolumen von 1,2 bis 2,0 Mio. m³. Bei angenommenen Kosten in Höhe von 1000 €/m³ ergeben sich 1,2 bis 2,0 Mrd. € Gesamtinvestitionen. Im Vergleich zum Ausbau von Solarthermieanlagen und Wärmenetzen ist dies also eine günstigere Maßnahme.

5.1.1.4 Staatliche Einflussfaktoren

Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen sind stets abhängig von den politischen Rahmenbedingungen der Märkte, für die sie ausgeführt werden. Gleichzeitig ist die Entwicklung dieser Rahmenbedingungen mit besonders großen Unsicherheiten behaftet.

Den Grundrahmen für die staatlichen Einflüsse im Rahmen der Energiewende bildet das politische Ziel der Bundesregierung, die Treibhausgas-Emissionen bis zum Jahr 2050 auf 80 bis 95 % der Emissionen des Referenzjahres 1990 abzusenken, mit Zwischenzielen von 40 % für 2020, 55 % für 2030 und 70 % für 2040 [Henning und Palzer 2013, S. 8]. Um dieses Ziel zu erreichen, ergreift die Bundesregierung zahlreiche Maßnahmen, die jedoch voraussichtlich nicht genug Wirken entfalten. Schon 2017 wurde prognostiziert, dass das Zwischenziel für 2020 um 10 %-Punkte und damit weit verfehlt wird [Graichen et al. 2017, S. 2]. Besonders im Wärmesektor schreitet die Energiewende nicht schnell genug voran, auch weil staatliche Anreize und Regulierungen nicht optimal ausgerichtet sind.

Regulierungen für Wärmenetze im Allgemeinen

Wie bereits beschrieben, ist der Ausbau hin zur Fernwärmeversorgung in Dänemark deutlich weiter fortgeschritten, als hier in Deutschland. Dort existiert seit Jahren ein stabiler und erfolgreicher staatlicher Regulierungsrahmen für Wärmenetze. [Maaß et al. 2015, S. 50] und [Solites 2015, S. 69] benennen dazu folgende Kernpunkte:

- Eine langfristig angelegte nationale Wärmepolitik mit verlässlichem Rechtsrahmen
- Nationales Wärmegesetz mit kommunaler Wärmeplanung seit Ölkrise der 1970er Jahre
- Darauf fußend Ausbau von Wärmenetzen bis in ländliche Regionen
- Hohe Besteuerung fossiler Brennstoffe
- Staatliche Preisaufsicht für Fernwärme
- Moderate Ziele in der Gebäudesanierung
- Oft genossenschaftliche Organisation der Versorgung
- Lokale Erzeugungsstruktur mit niedrigen Heizmitteltemperaturen

Dies zeigt, wie staatliche Regularien mit einem positiven Investitionsklima der Verbreitung von Speichern in Wärmenetzen helfen. Gleichzeitig könnten damit zentrale Kritikpunkte an der Fernwärme in Deutschland angegangen werden: Laut [Pfnür et al. 2016, S. 152] erhält die Fernwärme zu hohe staatliche Förderungen (250 Mio. €/a), gemessen an den absoluten Energieeinsparungen. Von

[Verbraucherzentrale Bundesverband e.V. 2016, S. 3] werden als zentrale Kritikpunkte aus Verbrauchersicht der unregulierte Monopolmarkt, die mangelnde Transparenz und schlechte Verbraucherschutzstandards bemängelt. [Maaß et al. 2015, S. 7] bemängeln zusätzlich die fehlende Transparenz der ökologischen Qualität der Fernwärme.

In [Solites 2015, S. 40] wird detailliert beschrieben, welcher europäische Rechtsrahmen bezüglich solarer Wärmenetze und des dazugehörigen Marktumfeldes (u.a. Gebäudesektor) existiert und mit welchen Besonderheiten die dazugehörigen Richtlinien in nationales Recht umgesetzt worden sind. Die wichtigsten Punkte für den betrachteten Kontext werden daraus aufgegriffen:

Erneuerbare-Energien-Richtlinie

Mitgliedstaaten der EU müssen den Anteil erneuerbarer Energien im Gebäudebereich erhöhen, indem bei Neubau und grundlegender Renovierung ein Mindestanteil EE festgeschrieben wird. Fernwärme kann diese Anforderung erfüllen, wenn sie zu einem bedeutenden Anteil aus erneuerbaren Energien erzeugt wird. In Deutschland wurde diese Richtlinie mit dem EEWärmeG umgesetzt, allerdings trifft es bei Renovierung bisher nur auf öffentliche Gebäude zu. Außerdem kann Fernwärme auch angerechnet werden, wenn diese überwiegend aus KWK oder Abwärme stammt [Solites 2015, S. 41]. Im Vergleich zu Dänemark wird damit aus Sicht des Klimaschutzes die Chance auf wirkungsvollere Vorgaben bisher verspielt.

Energieeinsparverordnung

Entsprechend der Energieeinsparverordnung (EnEV) müssen im Neubau und bei Modernisierungen Qualitätsstandards im baulichen Wärmeschutz und der Effizienz der Energieversorgung eingehalten werden. Maßgeblich ist für letzteres die Primärenergiebilanz und damit der Primärenergiefaktor einer Fernwärmeversorgung. Bei KWK ist der Primärenergiefaktor aufgrund der Stromgutschrift oft schon so niedrig, dass er durch Solarthermie kaum verbessert werden kann. Insofern erzeugt die aktuelle Regelung in dieser Hinsicht wenig Investitionsanreize [Solites 2015, S. 45–46].

Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz

Die Stromwirtschaft und im Wärmesektor Feuerungsanlagen ab 20 MW Leistung unterliegen dem europäischen CO₂-Zertifikathandel. Fernwärmenetze sind hiervon also betroffen, dezentrale Wärmeversorgungsanlagen hingegen nicht. Dies stellt strukturell einen Wettbewerbsnachteil der Fernwärme gegenüber Öl- und Gaskesseln dar [Solites 2015, S. 44]. Aktuell ist der größere Kritikpunkt am Zertifikathandel allerdings, dass dessen Lenkungswirkung auf ein Minimum geschrumpft ist. Aufgrund eines Überschusses an Zertifikaten sind deren Kosten so gering, dass sie bei den Anlagenbetreibern keine Investitionen in erneuerbare Energien auslösen. Inwieweit Reformen wie das für 2019 geplante Marktstabilitätsprogramm diesen Zustand ändern können, bleibt offen [Agora Energiewende 2017a, S. 112–113].

Raumordnungs- und Landesplanungsrecht

Solarthermiekollektorfelder mit mehreren tausend Quadratmetern Kollektorfläche benötigen oftmals große Freiflächen. [Solites 2015, S. 46–47] urteilt dazu: „Das Raumordnungsgesetz des Bundes (ROG) und die Landes-Raumordnungsgesetze enthalten keine gesonderten Vorgaben zur Steuerung für Freiflächen-Solaranlagen. Eine gesetzliche Beauftragung der Planungsträger zur raumplanerischen Ordnung und Flächensicherung für große Freiflächen-Solarwärme-Anlagen könnte perspektivisch sinnvoll sein, um die Akzeptanz dieser Anlagen zu sichern und eine wirtschaftlich sinnvolle Ansiedlung dieser Anlagen auf geeigneten Flächen in der näheren Umgebung der Wärmesenken zu ermöglichen.“

AVBFernwärmeV

Die AVBFernwärmeV¹² regelt die allgemeinen Bedingungen für die Wärmelieferung zwischen Anbieter und Endkunde. Somit ist sie entscheidend für den Verbraucherschutz. Laut [Solites 2015, S. 51–52] wird durch sie „solares Wärmecontracting“¹³ durch Dritte ermöglicht, weitere Impulse für die Erschließung solarer Fernwärme bleiben bisher jedoch aus.

Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen

Der Zugang eines Dritten zum Wärmenetz eines (Monopol-)Anbieters mit dem Zweck des Verkaufs von Wärme wird auch im Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen behandelt. Dieser Zugang ist formell zwar vorhanden, hängt jedoch von vielen Voraussetzungen ab. Nach Einschätzung von [Solites 2015, S. 52–53] wird von dieser Möglichkeit bisher kein Gebrauch gemacht, da die Unsicherheiten für einen potentiellen Wärmeanbieter zu groß seien. Das Kartellamt und die Bundesregierung hielten trotzdem Anpassungen des Gesetzes und weitere Regulierungen des Fernwärmesektors bislang nicht für notwendig, da keine Vorteile erwartet würden, wie auch [Maaß et al. 2015, S. 71–72] feststellen.

Förderinstrumente

Mit Instrumenten zur Förderung der Forschung oder Investitionen kann der Staat die Entwicklung der Energiewende lenken. Relevante Förderinstrumente werden im Abschnitt 5.1.2.2 diskutiert.

Regulierungen für P2H-Anwendungen

P2H-Anwendungen sind bisher noch nicht genug durch Regulierungen abgesichert. Wenn hierdurch eine Nutzung von sogenanntem Überschussstrom erreicht werden soll, müssen die Mechanismen des Strompreises angepasst werden. Letztlich verhindern diese nämlich aktuell einen Erfolg von P2H-Anwendungen. In einer umfassenden Studie werden Eingriffe in die Strompreisbildung beschrieben, die P2H rentabel machen könnten, u.a. Befreiung von der EEG-Umlage bei negativen Börsenpreisen [Agora Energiewende 2014, S. 65]. Der Primärenergiefaktor sollte beim Betrieb der P2H-Anlage in EE-Überschussstromzeiten mit dem Wert 0 bewertet werden [AGFW 2014, S. 45].

Ein wichtiger Schritt hierzu erfolgte mit der Ergänzung zwecks "Nutzen statt abregeln" zum Energiewirtschaftsgesetz¹⁴ aus dem Jahr 2016. Hierbei handelt es sich um eine Art Probelauf für den Anwendungsfall der Vermeidung von EE-Abregelung durch Einspeisemanagement wegen regionaler Netzengpässe. Übertragungsnetzbetreiber können im sogenannten "Netzausbaugebiet", einer definierten Region in Norddeutschland mit KWK-Betreibern besondere Verträge vereinbaren. Droht eine Einspeisemanagementmaßnahme, regeln diese ihre Kraftwerke herunter, produzieren also weniger Strom und Wärme. Durch P2H wird die fehlende Wärme aus Strom erzeugt. Den KWK-Betreibern sollen dabei keine Kosten entstehen, Betriebs- und Investitionskosten werden ihnen vergütet [Ecofys und Fraunhofer IWES 2017, S. 44–45]. Aus Fachkreisen wird in 2019 berichtet, dass die Richtlinie in der Praxis keine relevante Anwendung findet, da die Gültigkeitsbedingungen zu eng gefasst sind [Lietz 2019].

Bei "Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende" (SINTEG) handelt es sich um eine weitere Maßnahme, die 2017 angelaufen ist. SINTEG soll Möglichkeiten zur Erprobung innovativer Energieversorgungslösungen bieten. P2H ist hierbei ebenfalls vertreten und entsprechende Pilotprojekte können von einer Verringerung von Steuern bzw. der EEG-Umlage profitieren, wie z. B. von [Agora Energiewende 2014, S. 65] gefordert. Allerdings stellt das BMWi klar: "Um den SINTEG-Teilnehmern die Möglichkeit zu bieten, ohne wirtschaftliche Nachteile neue Netzbetriebskonzepte,

¹² Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme.

¹³ Wird in Abschnitt 5.1.2.1 noch näher behandelt.

¹⁴ § 13 Abs. 6a EnWG

Technologien, Verfahren und Geschäftsmodelle in der Praxis zu erproben, hat das BMWi eine zeitlich befristete Verordnung mit „Experimentieroptionen“ erarbeitet. Die Regelungen der SINTEG-Verordnung sind ausdrücklich kein Präjudiz für zukünftige regulatorische Regelungen, sondern sollen in der Praxis erprobte Erfahrungen für die zukünftige Weiterentwicklung des Rechtsrahmens ermöglichen.“ [BMW 2017b]. Welche Konsequenzen für den Rechtsrahmen sich daraus ergeben, bleibt also offen. Ein Projekt, bei dem überschüssiger Windstrom aus 17 Windkraftanlagen mittels P2H genutzt wird, ging im März 2020 in Betrieb. Ein Wärmespeicher mit 1000 m³ könne das Dorf Nechlin bis zu zwei Wochen mit Wärme versorgen. Ohne die SINTEG Sonderregelung wäre jedoch auch dieses Konzept wirtschaftlich nicht tragfähig [ENERTRAG 2020].

Probleme und Zukunft der Energiepreisstruktur in Deutschland

Neben den Problemen der Stromkosten für P2H-Anwendungen werden in der Literatur noch größere Probleme bei der Preisstrukturierung aller Energieträger in Deutschland festgestellt. Das grundsätzliche Problem: Durch die EEG-Umlage wird der Strom umso teurer, je erfolgreicher die Energiewende wird. Die für die Energiewende erforderlichen Kosten werden hauptsächlich über den Strompreis getragen. Dabei ist es zu einem Ungleichgewicht im Vergleich zu den anderen Energieträgern gekommen. Bei einem Vergleich der Abgaben und Umlagen auf die verschiedenen Energieträger auf Basis des Energiegehalts zeigt sich, dass Strom übermäßig belastet wird [Agora Energiewende 2017a, S. 15–16]. Vor dem Hintergrund ihrer Klimaschädlichkeit werden die preislichen Verzerrungen zwischen den Energieträgern noch weiter verdeutlicht, wenn die impliziten CO₂-Belastungen verglichen werden. „Auf den Stromverbrauch entfällt mit 185 Euro je Tonne CO₂ die mit Abstand höchste CO₂-Belastung. Dann folgen wiederum die Kraftstoffe, wobei Benzin mit 65 Euro je Tonne und Diesel mit 58 Euro je Tonne CO₂ belastet wird. Anschließend folgen die Heizstoffe mit impliziten CO₂-Belastungen von 20 Euro je Tonne CO₂ für Erdgas und 8 Euro je Tonne CO₂ für Heizöl. Am geringsten belastet ist die Stromerzeugung mit nur 5 Euro je Tonne CO₂. Dass ein Faktor von 35 zwischen den impliziten CO₂-Belastungen auf Stromerzeugung einerseits und Stromverbrauch andererseits klafft, verdeutlicht zudem, wie gering die Klimasteuerungswirkung beim Verbrauch von Energieträgern zur Stromerzeugung ist.“ [Agora Energiewende 2017a, S. 17]. Im Resultat wird der Stromverbrauch bezogen auf Energiegehalt und CO₂-Ausstoß durch Strompreisbestandteile gegenüber anderen Energieträgern überproportional belastet [Agora Energiewende 2017a, S. 88].

Hieraus ergeben sich Forderungen an eine Überarbeitung der Strompreisbestandteile. Die Energiewende ist ein Projekt, das die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr überspannt. Demnach müssen auch die Kosten der Energiewende von diesen Sektoren gleichmäßig getragen werden [Agora Energiewende 2017a, S. 96]. Dabei müssten die Energieträger gemäß ihrem jeweiligen CO₂-Gehalt besteuert werden [Agora Energiewende 2017a, S. 114]. Die Umstrukturierung würde letztlich die Wirtschaftlichkeit aller erneuerbaren Technologien drastisch verbessern. Damit würde auch die makroökonomische Relevanz von solarer Nahwärme und thermischen Speichern deutlich steigen.

Eine entsprechende Forderung im Bundestagswahlprogramm 2017 der Partei Bündnis 90/Die Grünen zeigte, dass das Thema zumindest teilweise in der Politik angekommen war [Bundestagsfraktion Bündnis 90 / Die Grünen 2017, S. 50]. Die geplante Einführung einer CO₂-Bepreisung ab 2021 wird zeigen, welche Empfehlungen tatsächlich in die Umsetzung kommen [Bundesregierung 2019].

5.1.2 Innovative Geschäftsmodelle

Die Wirtschaftlichkeit einer SuN-Anlage ist aufgrund vielfältiger und komplexer Randbedingungen nicht nur von den Investitions- und Betriebskosten sowie vom solaren Energieertrag abhängig, sondern auch von einer Vielzahl weiterer Aspekte. Hierbei handelt es sich z. B. um die Art der Finanzierung der für die Errichtung der Anlage notwendigen Investitionen oder auch um finanzielle Erträge, die durch die

Erbringung zusätzlicher Dienstleistungen generiert werden können. Im Folgenden werden diesbezüglich relevante Aspekte diskutiert.

5.1.2.1 Dienstleistungen

Power-to-Heat

Die Umwandlung von (Überschuss-) Strom in Wärme ist eine der meistdiskutierten zukünftigen Dienstleistungen von Wärmeversorgungsanlagen mit großem Speicherpotential. Agora Energiewende unterscheidet in einer umfassenden Studie zu P2H drei verschiedene Anwendungsfälle, die jeweils unterschiedliche Dienstleistungsmodelle zur Folge haben [Agora Energiewende 2014, S. 8]:

Einsatz am Regelleistungsmarkt

Durch Vorhaltung von negativer Regelleistung kann ein P2H-Betreiber am Regelleistungsmarkt teilnehmen und dadurch Gewinne erzielen. Die P2H-Anlage bleibt solange ausgeschaltet, bis der Netzbetreiber zusätzlichen Stromverbrauch zur Frequenzstabilisierung des Stromnetzes benötigt. Entsprechend ihrer Reaktionszeiten können P2H-Anlagen dabei an Sekundär- und Minutenreservemärkten teilnehmen [Agora Energiewende 2014, S. 17]. Dabei war lange Zeit ein Mindestgebot von 1 MW in der Sekundärregelleistung und 5 MW in der Minutenreserve erforderlich [Agora Energiewende 2014, S. 19]. Seit 2017 ist auch für die Minutenreserve eine Angebotsgröße von 1 MW zulässig [Bundesnetzagentur 13.06.2017, S. 2]. Diese Leistungsklassen sind besonders für Fernwärmenetze relevant. Aber auch relativ kleine Speicher in Nahwärmenetzen wie z. B. Steinfurt-Borghorst könnten rein bilanziell mit 5 MW noch über 10 h beladen werden. Grenzen ergeben sich hier durch die Übertragungsleistungen der verbauten Wärmeübertrager. Bei der Planung neuer Anlagen kann dies entsprechend berücksichtigt werden.

Vermeidung der Abregelung von EE durch lokale Netzengpässe

Insbesondere bei Windkraftanlagen in Norddeutschland kommt es vor, dass die Einspeisung aus EE aufgrund der begrenzten Leistungskapazität nicht über das Stromnetz abtransportiert werden kann. Der Netzbetreiber muss dann im Rahmen des Einspeisemanagements die entsprechenden Windkraftanlagen abregeln und den EE-Betreiber für die entgangene Vergütung entschädigen. P2H-Betreiber könnten diesen Strom günstig kaufen und lokal verbrauchen. Attraktiv wäre dies insbesondere dann, wenn der Strom günstiger ist als die Energiequelle, die sonst zur Nachheizung verwendet wird. Darüber hinaus stiege der Anteil genutzter EE und die Kosten für die EEG-Umlage würden sinken, da die Entschädigung aus dieser finanziert wird [Agora Energiewende 2014, S. 8]. Um dieses P2H-Modell in der Praxis anwenden zu können, sind jedoch noch rechtliche Anpassungen notwendig, insbesondere was den Vorrang der zuschaltbaren Last vor der Abregelung sowie die Befreiung von Umlagen anbetrifft [Agora Energiewende 2014, S. 97].

Vermeidung der Abregelung von EE durch negative Preise

Kommt es an der Strombörse bei einem Stromüberangebot zu negativen Preisen, werden EE abgeregelt. Für einen P2H-Betreiber wäre dieser Strom also sehr günstig zu erwerben. Auch hier fallen jedoch durch den Fremdbezug von Strom Abgaben, Umlagen und Steuern an, von denen der P2H-Betreiber für ein rentables Modell teilweise befreit werden müsste [Agora Energiewende 2014, S. 9]. Laut Agora Energiewende "erscheint aus volks- und energiewirtschaftlicher Sicht ein Grenzpreis für P2H in Höhe von minus zwei Cent pro Kilowattstunde als zielführend. Einerseits werden dadurch PtH-Anlagen vor dem ökologisch nachteiligen Abregeln von emissionsfreien EE-Anlagen am Markt teilnehmen und andererseits wird keine zusätzliche und unnötige konventionelle Erzeugung angereizt" [Agora Energiewende 2014, S. 107]. In 2012 gab es nur 56 Stunden mit negativen Preisen, was für die P2H-Technologie kein relevantes Potential darstellt [Agora Energiewende 2014, S. 67]. Bis 2030 könnte

jedoch durch den Ausbau von EE ein Anstieg auf 750 negative Stunden erfolgen [Wünsch et al. 2011, S. 15–16], wodurch dieses P2H Geschäftsmodell an Relevanz zunimmt.

Laut Agora Energiewende werden aktuelle P2H-Projekte in Deutschland hauptsächlich in Fernwärmenetzen mit KWK-Anlagen umgesetzt. Vorteilhaft seien hier die vorhandene Infrastruktur und die hohe Anschlussleistung der Erzeugungsanlagen. Die Umsetzung bei Nahwärmenetzen sei im Vergleich schwieriger und wurde in der Studie nicht weiter berücksichtigt [Agora Energiewende 2014, S. 18]. Ein Blick nach Dänemark zeigt, wie erfolgreich P2H sein kann. 2014 beträgt die installierte P2H-Leistung dort ca. 300 MW, in Deutschland zum Vergleich nur 130 MW. P2H wird dabei auch in verhältnismäßig kleinen Wärmenetzen eingesetzt [Agora Energiewende 2014, S. 35].

Agora Energiewende hat detailliert erarbeitet, auf Basis welcher Gesetze rechtliche Rahmenbedingungen angepasst werden müssen, um die drei Anwendungsfälle für P2H Realität werden zu lassen und die Machbarkeit in Fernwärmenetzen untersucht. Das Potenzial hierfür sei schwer zu prognostizieren, könnte aber in 2023 in der Größenordnung von bis zu 4 TWh/a liegen [Agora Energiewende 2014, S. 86].

Solares Wärmecontracting

Eine weitere Form von Dienstleistungen stellt das sogenannte solare Wärmecontracting dar. Ähnlich wie bei der Integration der Abwärme aus Müllverbrennungsanlagen oder Industrieprozessen wird Wärme von einem Contractor erzeugt und in das Wärmenetz eines Energieversorgers eingespeist. In diesem Fall errichtet und betreibt der Contractor eine Solaranlage. Laut [Solites 2015, S. 150–151] sind solche Modelle u.a. in Österreich und Schweden erfolgreich, wo es sich beim Betreiber der Solaranlage um Solar-Unternehmen, die Wohnungswirtschaft oder die öffentliche Hand handle. Ein konkretes Beispiel ist Gärdsten bei Göteborg, dort bekommt die Wohnungsbaugesellschaft die eingespeiste solar erzeugte Wärme mit ca. 80 % des üblichen Wärmebezugspreises vom Netzbetreiber rückvergütet [Solites 2015, S. 164]. Aktuell hat ein Wärmenetzbetreiber allerdings möglicherweise gar kein Interesse daran, die Wärme eines Dritten einzukaufen, wenn diese Schwankungen unterliegt und seinen Regelungsaufwand erhöht. Und wie bei den staatlichen Einflussfaktoren erläutert, kann sich ein Betreiber gegen solch eine Einspeisung oder Durchleitung relativ leicht wehren.

Multifunktionale Wärmespeicherung

Zusätzliche Formen von Dienstleistungen eröffnen sich bei der multifunktionalen Nutzung eines Großspeichers im Verbund mit mehreren Wärmequellen und -senken. Ein in Deutschland funktionierendes Beispiel befindet sich in Hamburg-Bramfeld. Nach einem Umbau zum Multifunktionsspeicher im Jahr 2011 [Schlosser et al. 2012, S. 67] können Geschäftspartner des Netzbetreibers Wärme dort gegen ein Entgelt einspeichern und wieder entnehmen [Maaß et al. 2015, S. 68]. Die große Kapazität im Speichervolumen von 4.030 m³ ermöglicht dabei einen leichter zu regelnden Betrieb, als es in einem Netz ohne Speicher der Fall wäre.

Die brandenburgische Stadt Hennigsdorf bietet ein weiteres Beispiel: In das bestehende Fernwärmenetz soll ein multifunktionaler Wärmespeicher mit 22.000 m³ Wasservolumen integriert werden, um die Einbindung von Abwärme aus einem Stahlwerk, einen Biomasse-Heizkraftwerk, einem Bioerdgas-BHKW, dezentralen Klein-KWK-Anlagen und Solaranlagen zu erleichtern. Zum einen kann Wärme auf diese Weise saisonal gespeichert werden, zum anderen lassen sich kurzzeitig Leistungsspitzen im Fernwärmenetz ausgleichen [Gintars 2018, S. 3].

Mieterstrommodelle

Mit dem Mieterstromgesetz wurde 2017 die Möglichkeit für Hauseigentümer geschaffen, PV-Strom vom Hausdach an Mieter zu verkaufen und dabei die gesetzliche Förderung des „Mieterstromzuschlags“ zu nutzen. Die Regelung gilt für installierte PV-Leistungen bis 100 kW_p und für Gebäude im unmittelbaren

räumlichen Zusammenhang, solange die Stromlieferung nicht über ein öffentliches Versorgungsnetz erfolgt [Fischer und Tschida 2017]. Das Mieterstromgesetz hat viele erfolgreiche Projekte hervorgebracht [Pietzsch und König 2018, S. 78; Lauster 2018, S. 80, 2018, S. 81], allerdings bedeuten die genannten Einschränkungen, dass das Mieterstromgesetz im Kontext von Quartierskonzepten nicht zum Einsatz kommen kann.

5.1.2.2 Finanzierungsmodelle

Es liegt in der Natur der Sache, dass die große finanzielle Herausforderung bei solarunterstützten Wärmenetzen, sei es im Neubau oder bei Nachrüstung mit Solarthermie, in den anfänglichen Investitionskosten besteht. Für diese Finanzierung ist zunächst einmal entscheidend, welche Akteure auftreten und wie diese ggf. miteinander kooperieren. Während Fernwärmenetze zumeist in der Hand großer Energieversorgungsunternehmen sind, spielen bei Nahwärmenetzen tendenziell regionalere Akteure eine Rolle. Als Betreiber treten hier (teilweise kleinere) Energieversorgungsunternehmen, Stadtwerke, Kommunen und Wohnungsbaugesellschaften auf. Nach Einschätzung von [Maaß et al. 2015, S. 44–45] liegt vor allem bei Kommunen die Kompetenz, Kooperationen zwischen Anwohnern, Gebäudeeigentümern, Stadtwerken und auch lokalen Energiegenossenschaften zu realisieren. Die finanzielle Beteiligung von Bürgern wird dabei in der Literatur oft als Schlüsselement beschrieben.

Bürgerenergiegesellschaften

„(Bürger-) Energiegenossenschaften“, „Bürgerenergiegesellschaften“ und ähnliche Bezeichnungen werden in der Literatur teilweise unterschiedlich definiert, teilweise synonym verwendet. Für die folgende Betrachtung wird der Definition nach [Kahla et al. 2017, S. 6] mit folgenden Charakteristika von Bürgerenergiegesellschaften gefolgt:

- Regionalität oder Lokalität;
- Bedeutung nicht-finanzieller Ziele;
- Offenheit bzw. Repräsentativität und
- Einflussnahme der Bürgerinnen und Bürger.

Solche Bürgerenergiegesellschaften können zum Erreichen ihrer Ziele unterschiedliche Rechtsformen einnehmen, u.a. eingetragene Genossenschaften (eG) und Gesellschaften mit beschränkter Haftung (GmbH).

Wie schon erwähnt, sind Nah- und Fernwärmenetze in Dänemark deutlich weiter verbreitet als in Deutschland. Ein Teil des Erfolgs wird dem Umstand zugeschrieben, dass Betreiber überwiegend genossenschaftlich organisiert sind [Maaß et al. 2015, S. 38–39]. Als ein wesentlicher Erfolgsfaktor wird ermittelt, dass die Renditeerwartungen von Privatpersonen zumeist niedriger als bei gewerblichen Investoren sind und Projekte oftmals aus altruistischen Motiven unterstützt werden [Maaß et al. 2015, S. 46]. Gleichzeitig handelt es sich hierbei um finanzielle Bürgerbeteiligung, welche die Akzeptanz der lokalen Bevölkerung erhöhen kann [Solites 2015, S. 62].

In Deutschland wuchs die Zahl der Bürgerenergiegesellschaften von 1995 bis 2008 relativ gleichmäßig auf 392 an, zwischen 2009 und 2013 folgte dann ein steiler Anstieg auf 1.447, welcher der festen Einspeisevergütung des EEG geschuldet war. Ab 2014 war die Anzahl der Neugründungen pro Jahr wieder rückläufig, bis zum Stand von 1.747 Bürgerenergiegesellschaften Ende 2016 [Kahla et al. 2017, S. 12–13]. Seit einer Novelle des Genossenschaftsgesetzes im Jahr 2006 dominieren die Energiegenossenschaften nicht nur die Neugründungen unter den Genossenschaften [Holstenkamp und Müller 2013, S. 4], sondern auch die Neugründungen unter allen Bürgerenergiegesellschaften. Seit 2012 sind die Neugründungen der Rechtsform eG rückläufig, dafür nehmen GmbH & Co. KG zu. Laut [Kahla et al. 2017, S. 15–18] korrelieren diese Veränderungen stark mit der Entwicklung bzw. Novellierungen des EEG. Dementsprechend erfolge eine Verschiebung von Photovoltaik in eG-

Modellen hin zu Windprojekten, die zumeist über KG-Modelle finanziert würden. Diese Entwicklung setzt sich auch mit der Novelle des EEG 2017 fort. Hierin wurde erstmals ausdrücklich die Rolle von Energieerzeugungsanlagen in Bürgerhand anerkannt und dafür der Begriff der Bürgerenergiegesellschaft definiert. Vorzüge haben diese z. B. durch einen erleichterten Zugang zu Ausschreibungen von Onshore-Windenergieanlagen [Agora Energiewende 2016, S. 11].

Bezüglich der Geschäftsfelder bzw. Energieform spielte Solarthermie Ende 2012 nur eine untergeordnete Rolle, im Wärmesektor kamen vor allem BHKW zum Einsatz [Holstenkamp und Müller 2013, S. 12]. Eine andere Umfrage unter den Energiegenossenschaften von 2013 kommt zu dem Ergebnis, dass 20 % (ca. 130) Wärmenetze betreiben, vor allem im ländlichen Raum und auf Biomasse basierend. 16.000 Haushalte seien zu diesem Zeitpunkt in Deutschland an genossenschaftliche Wärmenetze angeschlossen gewesen [Deutscher Genossenschafts- und Raiffeisenverband e.V. 2013]. Ende 2016 betreiben knapp 12 % (206) der erfassten 1.747 Bürgerenergiegesellschaften ein Wärmenetz mit zumeist Bioenergie; Solarthermie als Energieform ist hier nicht gesondert aufgeführt [Kahla et al. 2017, S. 16–18]. Gefiltert nach den 1.024 Energiegenossenschaften sind 19 % (195) im Betrieb von Wärmenetzen aktiv [Kahla et al. 2017, S. 29].

Der Betrieb von Wärmenetzen in Bürgerhand, zumeist in Form von Bioenergiedörfern, ist damit in den letzten Jahren anteilig konstant geblieben und absolut gewachsen. Da sich solche Nahwärmenetze unter den zuvor diskutierten Umständen gut für die Integration von Solarthermie und Wärmespeicherung eignen, bieten Bürgerenergiegesellschaften ein relevantes Finanzierungsmodell für diese Technologien.

Weitere Optionen der Kapitalbeschaffung

Neben den Genossenschaften bestehen noch eine Vielzahl weiterer Beteiligungsformen, mit denen Eigenkapital aus Bürgerhand beschafft werden kann. [Solites 2015, S. 67] und [Maaß et al. 2015, S. 46] führen hierzu folgende Auflistung:

- Bürger als reiner Kapitalgeber
 - Schuldverschreibungen
 - Sparbriefe
 - Genussrechte
 - Darlehen, insbesondere Nachrangdarlehen
- Bürger als Kapitalgeber und Miteigentümer
 - Genossenschaftsanteile
 - Aktien
 - Gesellschaftsanteile (z. B. an einer GbR, GmbH oder auch einer GmbH & Co. KG)

Staatliche Förderung

Die Förderung aus staatlichen Zuschüssen kann bei SuN-Projekten bedeutende Ausmaße annehmen und dafür sorgen, dass sich Vorhaben wirtschaftlich darstellen lassen.

Technologieförderung

Förderung auf Bundesebene besteht im Marktanreizprogramm (MAP). Über das „KfW-Programm Erneuerbare Energien Premium“ kann diese Förderung für „größere Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt“ [KfW 2016, S. 1] in Form von zinsgünstigen Darlehen und Tilgungszuschüssen in Anspruch genommen werden. Konkret gefördert werden darin u.a. Solarwärmeanlagen über 40 m² Bruttokollektorfläche, aus erneuerbaren Energien gespeiste Wärmenetze und Wärmespeicher über 10 m³.

Von 2020 bis Ende 2022 gilt der Förderaufruf „Kommunale Klimaschutz-Modellprojekte“ des BMU. Im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative werden kommunale Klimaschutzprojekte mit modellhaftem, investivem Charakter mit dem expliziten Ziel der Minderung von Treibhausgasemissionen gefördert [BMU 2019].

Auch auf Ebene der Bundesländer gibt es teilweise spezielle Förderprogramme. Beispielhaft sei an dieser Stelle Baden-Württemberg aufgeführt. Basierend auf dem „Integrierten Energie- und Klimaschutzkonzept“ existiert dort ein entsprechendes „Förderprogramm energieeffiziente Wärmenetze“ (Stand 2017).

Forschungsförderung

Projekte mit besonders innovativem Charakter und Demonstrationsvorhaben neuer Technologien können darüber hinaus von der Forschungsförderung des BMWi profitieren. Im Jahr 2017 wurde beispielsweise die Förderung „Modellvorhaben Wärmenetzsystem 4.0“ bekanntgemacht. In diesem Programm werden Wärmenetze der „vierten Generation“ gefördert, die sich u.a. durch Betriebstemperaturen von 20 bis 95 °C, saisonale Wärmespeicherung und Bereitstellung von Flexibilitätsoptionen für den Strommarkt durch P2H charakterisieren. In zwei Modulen werden einerseits Machbarkeitsstudien, andererseits Projektrealisierungen gefördert [BMW 2017a, S. 2–3].

5.1.3 Katalog von Entscheidungskriterien für den Bau einer SuN-Anlage

Neben den sonstigen dargestellten Rahmenbedingungen sind die Entscheidungsgründe bzw. Motivationen der verschiedenen Akteure entscheidend für die Zukunftsfähigkeit und Umsetzbarkeit von SuN-Anlagen. Als Hilfestellung zur Identifikation solcher Entscheidungskriterien dient Abbildung 134. Dort sind potentielle Akteure aus dem Umfeld von SuN-Projekten aufgeführt und ihre Relationen untereinander. Außerdem zeigt es in grün Motivationsgründe für den Bau einer SuN-Anlage, bzw. Vorteile, die daraus entstehen. In rot sind Nachteile aufgeführt, die für einzelne Akteure entstehen können.

Das zentrale Akteurspaar wird durch den Betreiber und den Kunden gebildet. Ein Betreiber ist primär an einem stabilen und wirtschaftlichen Betrieb interessiert. Für Kunden sind Versorgungssicherheit und Stabilität der Energiepreise Aspekte von Interesse, die durch eine SuN-Anlage verbessert werden können. Ein potentieller Nachteil für Kunden besteht darin, dass Energiepreise von Fernwärme augenscheinlich nicht mit Gas konkurrieren können. Werden Ersatzinvestitionen beim Gaskessel und CO₂-Bepreisung auf fossile Energieträger berücksichtigt, relativiert sich dieser Nachteil jedoch. Mit der Entwicklung der öffentlichen Wahrnehmung wird auch Klimaschutz selbst immer mehr eine wertvolle Motivation für den Kunden. Um sich diese Vorteile zu verschaffen, können Kunden sich in einer Bürgerenergiegesellschaft organisieren und so selbst Teilhaber des Betreibers werden. Eine Bürgerenergiegesellschaft hat im Normalfall geringere Renditeerwartungen, was sich auf die Preisgestaltung und –stabilität auswirkt, und ist neben den Zielen der Kunden selbst an langfristiger Planungssicherheit interessiert.

Die Kommune, repräsentiert durch öffentliche Gremien wie Gemeinde- oder Stadträte, ist stets ein weiterer zentraler Akteur. Lassen sich öffentliche Liegenschaften wie Schulen anschließen, kann sie indirekt selbst zum Kunden mit den dazugehörigen Interessen werden. Darüber hinaus sollte die Kommune ein Interesse an Klimaschutz im Allgemeinen, aber auch speziell Umweltschutz vor Ort haben, z. B. durch Vermeidung lokaler Emissionen und damit verbundener Luftreinhaltung. Lokale Wertschöpfung und Beschäftigung vor Ort können weitere positive Argumente sein.

Ein lokaler Energieversorger ist nicht selten ein Stadtwerk unter städtischer Beteiligung, sodass sich die Interessen übertragen. Unabhängig davon sollte jeder Energieversorger an langfristiger Kundenbindung und einem fundierten nachhaltigen Image interessiert sein, was sich durch SuN-Anlagen erreichen lässt.

In bestimmten Konstellationen kann ein Contractor zum Einsatz kommen, wenn z. B. eine Wärmeproduktion an einen solchen ausgelagert wird. Hier besteht Potential für profitable Geschäftsmodelle, genauso wie bei Renditeerwartungen für mögliche externe Investoren. In erster Linie kann aber mit finanziellen Zuschüssen von staatlichen Fördermittelgebern gerechnet werden, die entsprechende politische Zielvorgaben verfolgen.

Kommen im System entsprechende Stromverbraucher z. B. durch P2H zum Einsatz, besteht das Potential, dass der übergeordnete Stromnetzbetreiber von Netzdienstleistungen profitieren kann, die vom Versorgungssystem erbracht werden.

Die „Lieferanten“ externer Energieträger, z. B. ein externes Fernwärmenetz, aber auch ein Stromlieferant sind die einzigen „Verlierer“, die sich in einer SuN-Anlage identifizieren lassen. Werden fossile Energiemengen durch erneuerbare Energien substituiert, verringern sich der Verkauf und damit die Einnahmen externer „Energilieferanten“. Als Vorteil lässt sich jedoch auch dort verbuchen, dass sich die Vorhersagbarkeit des Energiebedarfs verbessern lässt und dank Speicherkapazitäten z. B. eine Versorgung mit geringerer Leistung erfolgen kann.

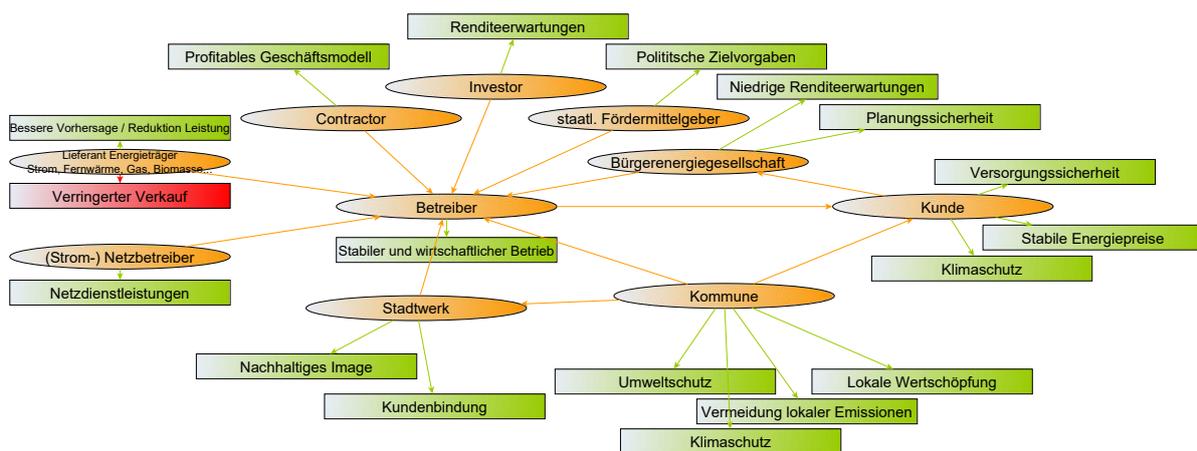


Abbildung 134: Zentrale Akteure einer SuN-Anlage mit den entstehenden Vorteilen (grün) und Nachteilen (rot)

5.2 Technologische Zukunft der SuN

Das vorliegende Kapitel behandelt daneben das zweite zentrale Ziel des Forschungsvorhabens futureSuN, die Untersuchung von zukunftsfähigen Systemen auf Basis von Langzeitwärmespeichern.

5.2.1 Zukünftige Funktionen von Langzeitwärmespeichern

Ziel ist es, eine Auswahl von Konzepten zu untersuchen, welche zukünftige Entwicklungsszenarien der Energieversorgung ausreichend berücksichtigen, einen erkennbaren Innovationsgrad aufweisen, sowohl Neubau als auch Bestand berücksichtigen und technisch und wirtschaftlich erfolgsversprechend sind. Zunächst werden dazu aus den in Abbildung 135 dargestellten Technologieoptionen, Konzepte und Szenarien identifiziert, die als relevant einzustufen sind. „Zentrale Energiewandler“ meint dabei alle Arten von Wärme- und Stromerzeuger, die im Kontext eines Wärmenetzes einer zentralen Energiezentrale zuzuordnen sind. Energiezentralen können Pufferspeicher besitzen und mit Langzeitspeichern gekoppelt sein. Die Versorgung der Verbraucher (Haushalte sowie Gewerbe-, Handel und Dienstleistung) mit Wärme, Kälte und Strom wird über entsprechende Netze gewährleistet. Die Verbraucher können verschiedene dezentrale Technologien installiert haben und unterliegen bezüglich ihrer Energiebedarfe verschiedenen Randbedingungen.

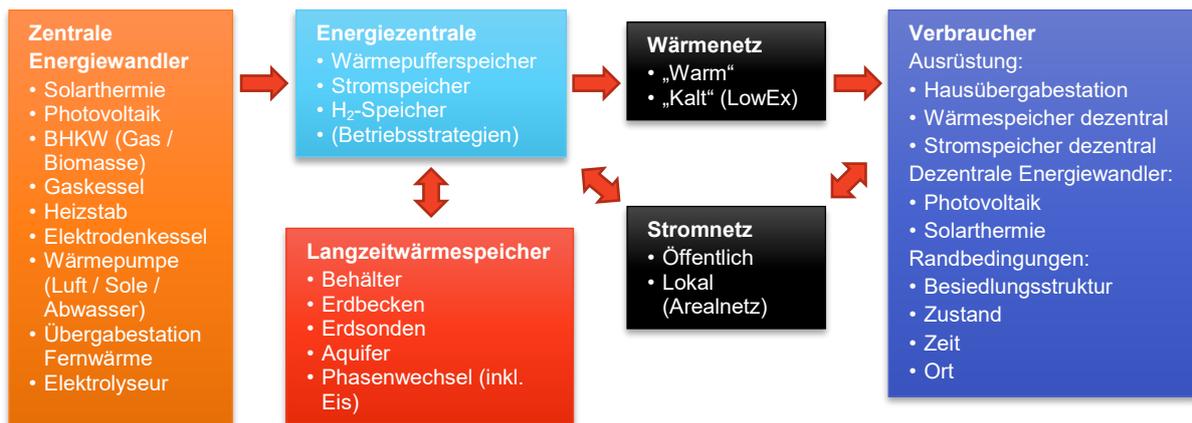


Abbildung 135: Technologieoptionen moderner Energieversorgungssysteme im Quartier

Aus dieser Gesamtheit der Kombinationsmöglichkeiten wird die in Tabelle 18 gezeigte Auswahl von Konzepten abgeleitet, die im Projekt untersucht wird. Basierend auf den Arbeiten zu den SuN-Bestandsanlagen, werden nach gemeinsamen Standards mit TRNSYS Simulationsmodelle für jedes Konzept aufgebaut, mit einheitlichen Randbedingungen und Bedarfsszenarien simuliert und nach denselben technischen, ökonomischen und ökologischen Kriterien ausgewertet. Die Bewertungskriterien sind in Abschnitt 3.1 beschrieben, die Randbedingungen und Bedarfsszenarien in Abschnitt 5.2.2. Die Konzepte sind zwischen den bearbeitenden Instituten aufgeteilt und verfolgen jeweils spezielle wissenschaftliche Zielstellungen.

Tabelle 18: Zusammenfassung der untersuchten Konzepte

NR	Kurztitel	Langtitel	Institut	Wissenschaftliche Zielstellung
K1	Kalte Nahwärme	Kaltes Wärmenetz mit dezentralen Wärmepumpen	IGTE	Bereitstellung einer Wärmequelle für dezentrale Wärmepumpen, durch ein kaltes Wärmenetz, einhergehend mit reduzierten Wärmeverlusten im Nahwärmenetz
K2	Dänisches System	Dänisches System	IGTE	Bewertung eines in Dänemark häufig umgesetzten „standardisierten“ solaren Nahwärmenetzes mit Langzeitwärmespeicher
K3	Energie-quellenmix	Kombinierte Wärme-, Kälte- und Stromversorgung im Neubau-Quartier	SIZ EGS	Aufzeigen einer klimaneutralen Versorgungsmöglichkeit von Neubauquartieren mit Wärme, Kälte und Strom durch Kombination mehrerer Technologien und EE-Quellen.
K4	ST-PV-Kombination	Ergänzung von ST Nahwärme durch PV-LWP und Optimierung	ZAE	Optimiertes Zusammenspiel ST und PV+LWP Variation Einspeisepunkt PV+LWP Auswirkungen auf den ST-Ertrag
K5	P2H-Quartier	Power-to-Heat Quartier	SIZ energie+	Vergleich P2H-Anwendungen und WP-Quellen. Potentiale für Regelenergie aufzeigen
K6	P2G-Quartier	Power-to-Gas Quartier	SIZ energie+	Ist Nutzung und saisonale Speicherung der Abwärme aus Elektrolyseur und Brennstoffzelle im Quartierskontext relevant?

5.2.2 Randbedingungen für neue Speicher im städtischen Kontext

Um die Vergleichbarkeit der Ergebnisse der verschiedenen Konzepte zu gewährleisten, müssen einheitliche Randbedingungen definiert werden. Die Versorgungskonzepte können dementsprechend im Neubau und im Bestand, in 2017 und 2050 und je nach Konzept für Stadtquartiere sowie ländliche Besiedlungsstrukturen ausgewertet werden. Wie in Tabelle 19 zusammengefasst, wird als Ort einheitlich der repräsentative Standort Potsdam für die Wahl der Wetterdaten genutzt. Die verwendeten typischen Wetterdaten stammen aus der Software Meteororm.

Tabelle 19: Übersicht der Bedarfsszenarien

Besiedlungsstruktur	Zustand	Zeit	Ort
Stadtquartier	Neubau	2017	Potsdam
		2050	Potsdam
	Bestand	2017	Potsdam
		2050	Potsdam
Ländlich	Bestand	2017	Potsdam
		2050	Potsdam

Als Untersuchungsgegenstand werden in Anlehnung an reale Planungsdaten virtuelle Besiedlungsstrukturen entworfen. Das Stadtquartier im Neubau setzt sich zusammen aus 49 EFH, 64 MFH, 6 Bürogebäuden und 11 Handelsgebäuden zu insgesamt 153.000 m²_{BGF}, von denen die

Wohngebäude 1.000 Wohneinheiten beinhalten (siehe Abbildung 136). Die Zusammensetzung ist bewusst so gewählt, dass sich 1.000 WE ergeben, sodass sich alle Projektergebnisse leicht auf Quartiere anderer Größenordnung skalieren lassen. Die Zustandsarten „Neubau“ und „Bestand“ unterscheiden sich durch den Dämmstandard der Gebäude. Für diese Besiedlungsstruktur ergibt sich ein Nahwärmenetz mit 6,6 km Trassenlänge. Die Besiedlungsstruktur „Ländlich“ weist daneben bei identischer Trassenlänge eine geringere Anschlussdichte auf. 40.000 m²_{BGF} setzen sich aus 150 EFH, 75 RH und 1 MFH zusammen und bieten 250 WE (siehe Abbildung 137). Indem zwischen den Bedarfsszenarien möglichst wenige Randbedingungen variiert werden, soll eine bestmögliche Vergleichbarkeit gewährleistet werden.

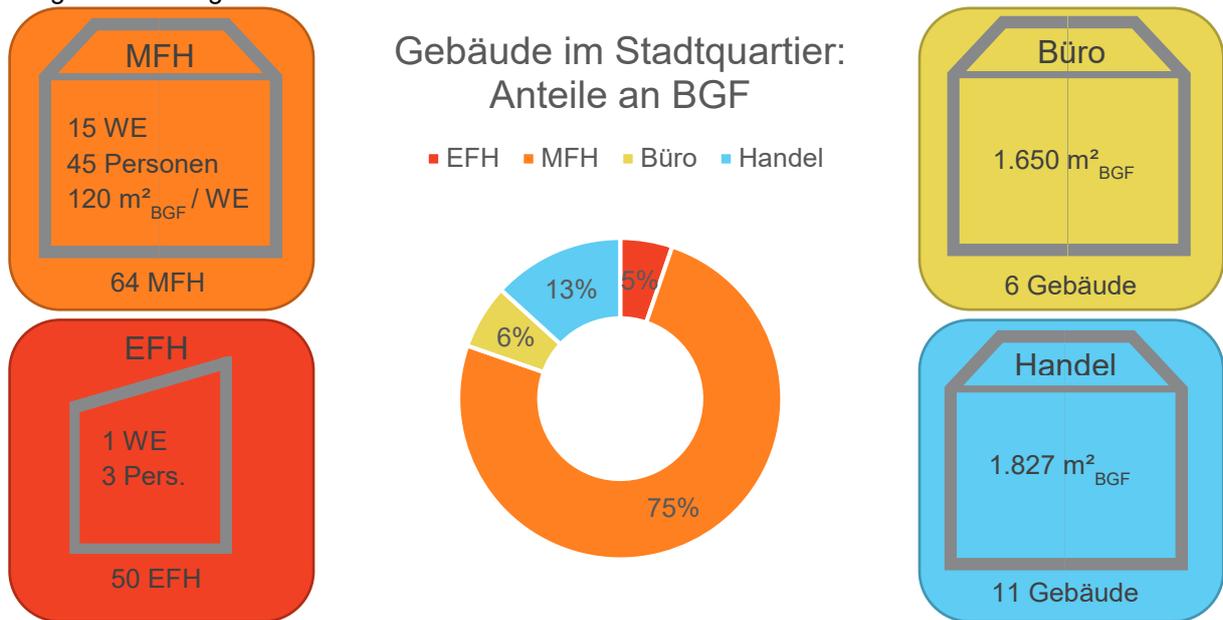


Abbildung 136: Übersicht Gebäudedaten im Bedarfsszenario Stadtquartier

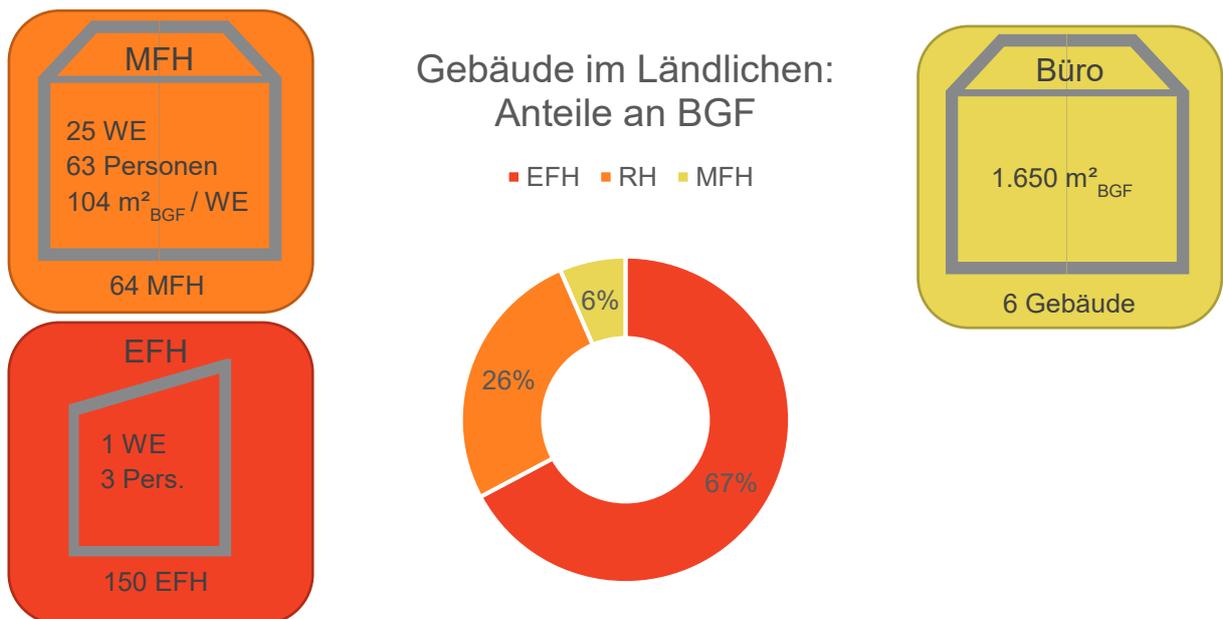


Abbildung 137: Übersicht Gebäudedaten im Bedarfsszenario Ländlich

Ergebnis der Bedarfsszenarien sind Lastprofile der Energiebedarfe Raumheizung, Trinkwassererwärmung, Kälte und Strom, welche mit einer Auflösung von 15 min in die TRNSYS-Simulationen eingebunden werden. Da im Projekt grundlegende Erkenntnisse im Vergleich der verschiedenen Versorgungskonzepte erlangt werden sollen ist es nicht zielführend, auf Ebene einzelner Gebäude die Energiebedarfe zu simulieren. Stattdessen stehen aus diversen Quellen und vorhergehenden Forschungsvorhaben die nötigen Informationen zur Verfügung, um über flächenspezifische Energieverbrauchskennwerte die jährlichen Energiebedarfe zu ermitteln und aus normierten Lastprofilen die Eingaben für TRNSYS zu erzeugen. Als Quellen für Profile dienen unter anderem die VDI 4655, die Stromlastprofile G1 und G4 des BDEW sowie das Forschungsprojekt future:solar des IGS der TU Braunschweig. Tabelle 20 zeigt die genaue Zuordnung der Profile.

Tabelle 20: Zusammenfassung der Quellen der Lastprofile

	Haushalte (HH)	Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD)
Strom	VDI 4655 [VDI 4655]	BDEW [BDEW 1999] (G1 und G4)
Trinkwarmwasser	VDI 4655 [VDI 4655]	[Pacific Northwest National Laboratory 2014] "Medium Office" für BDEW G1 "Standalone Retail" für BDEW G4
Wärme	VDI 4655 [VDI 4655]	future:solar [Fisch et al. 2015]
Kälte	-	future:solar [Fisch et al. 2015]

VDI 4655 und BDEW nutzen die Einteilung in sogenannte Typtage, für die 24h-Profil hinterlegt sind. Für ein Kalenderjahr mit gegebenen Wetterdaten muss in Abhängigkeit von Wochentag und Wetter für jeden Tag der Typtag bestimmt und das korrekte Profil zusammengesetzt werden. Eine Unterscheidung zwischen Neubau und Bestand findet nach VDI 4655 durch Definition der Heizgrenztemperatur statt. Auf diese Weise entstehen vollständige Jahresprofile der Energiebedarfe. Unter Verwendung dieser Quellen lassen sich die Profile jedes einzelnen Gebäudes erstellen, allerdings werden dadurch noch keine Gleichzeitigkeitseffekte berücksichtigt. Würden diese Profile aufsummiert, entstünden unrealistisch hohe Lastspitzen im Gesamtprofil des Quartiers. In der Literatur existieren Ansätze zur Abschätzung des Gleichzeitigkeitsfaktors in Nahwärmenetzen [Winter et al. 2001, S. 12], jedoch nützt dies nur für die Auslegung der größten auftretenden Lastanforderung. Stattdessen wird ein selbst entwickeltes Verfahren¹⁵ angewendet, bei dem die Profile nach folgender Methodik mit den Effekten einer Gleichzeitigkeit versehen werden:

In Abhängigkeit der Festlegung einer Standardabweichung wird für jedes Gebäude eine Zufallsziehung aus einer Normalverteilung vorgenommen. Die Profile aller Gebäude werden um die so ermittelte Anzahl Zeitschritte zeitlich jeweils vor- oder zurückverschoben und erst danach aufaddiert. Bildlich gesprochen verschiebt sich der Tagesrhythmus der Gebäudebewohner. Entsprechend der charakteristischen Glockenkurve liegt der Mittelwert aller Verschiebungen nahe null, das ursprüngliche Profil dominiert somit weiterhin den Lastverlauf. Die maximale Lastspitze wird jedoch abgeschwächt und zeitlich verteilt, bei konstantem Gesamtenergiebedarf. Abbildung 138 zeigt die Häufigkeitsverteilung der zufällig gezogenen Verschiebungen mit einer Standardabweichung σ von ca. 2 Zeitschritten (entspricht 30 Minuten). In diesem Beispiel resultiert ein Gleichzeitigkeitsfaktor der thermischen Lasten von 58 %. Abbildung 139 zeigt einen Ausschnitt aus dem zugehörigen Lastverlauf mit und ohne Anwendung dieser Methodik. Es ist zu erkennen, dass die Spitzen im Verlauf mit der Verschiebung („Shift“) im Vergleich

¹⁵ Der Quellcode, basierend auf Python, ist als „load profile aggregator“ auf GitHub zur freien Verwendung nach der „GPL-3.0“ Lizenz veröffentlicht: <https://siz-energie-plus.de/projekte/futuresun>

zur regulär aufsummierten „Referenz“ deutlich reduziert werden, während die Grundlast nahezu unverändert bleibt.

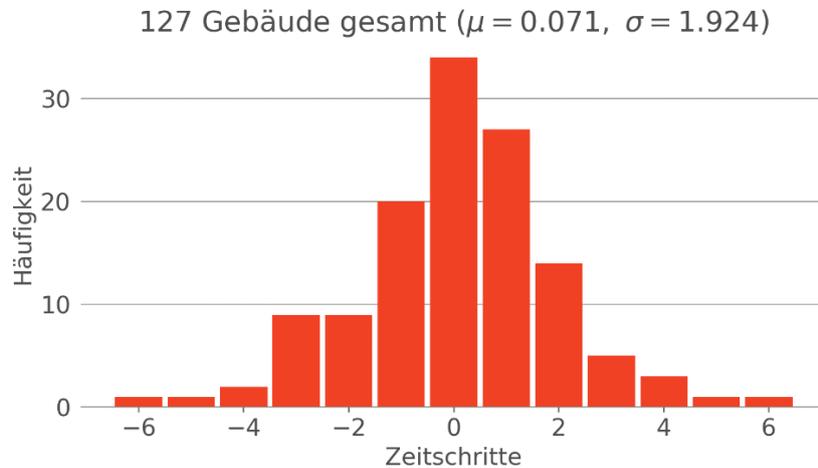


Abbildung 138: Häufigkeitsverteilung der zufällig gezogenen Verschiebungen im „Stadtquartier“

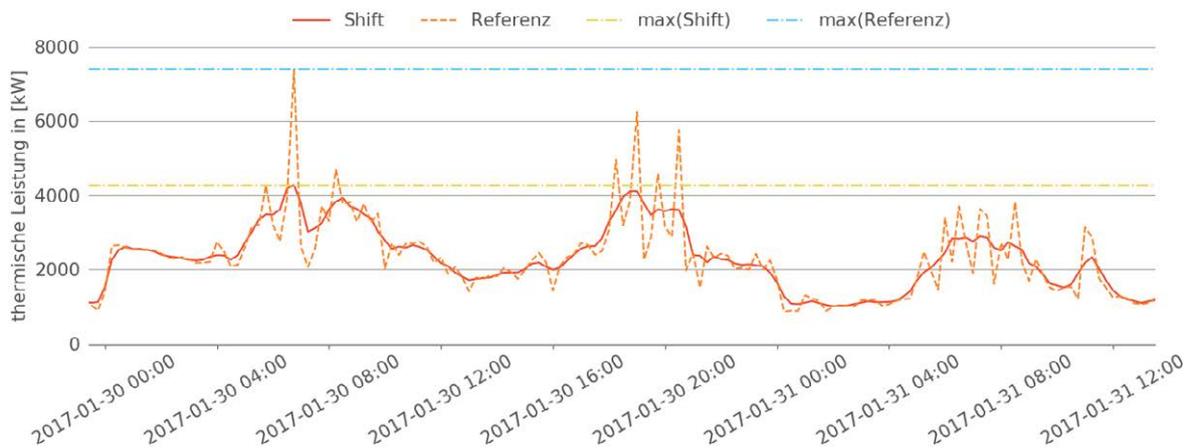


Abbildung 139: Ausschnitt aus dem thermischen Lastverlauf des Neubau Stadtquartiers mit („Shift“) und ohne („Referenz“) Anwendung der Gleichzeitigkeitsmethodik

Die finalen Profile ergeben sich aus der Multiplikation der normierten Lastprofile mit den Jahresenergiebedarfen. Der Dämmstandard der Gebäude im Neubau orientiert sich an der EnEV 2016, da die Investition in EE einer übermäßigen Dämmung vorzuziehen ist [Fisch 2017]. Der Strombedarf der Haushalte orientiert sich an Kategorie C des Stromspiegels Deutschland [co2online gGmbH 2017], bei drei Einwohnern pro Wohneinheit. Als Datengrundlage für die Zusammenstellung von GHD werden insbesondere [Fraunhofer ISI 2015] und [Fisch et al. 2015] herangezogen. Der Raumheizwärmebedarf im Gebäudebestand hängt stark von der Baualtersklasse ab und lässt sich somit nur exemplarisch festlegen. Die verwendeten Werte basieren auf [Walberg 2011] und repräsentieren je nach Modernisierungszustand Baualtersklassen zwischen 1969 und 1993. Hintergrund ist die Empfehlung, dass mit der Einführung von regenerativen Energiekonzepten im Bestand auch ein gewisses Maß an Energieeffizienzmaßnahmen einhergehen sollte. Die letztlich genutzten spezifischen Energiebedarfe sind in Tabelle 21 zusammengefasst.

Tabelle 21: Zusammenfassung der spezifischen Energiebedarfe bzgl. NRF

		Raumheizung	Trinkwarmwasser	Strom	
Neubau	HH	EFH	50 kWh/m ² a	18 kWh/m ² a	27 kWh/m ² a
		RH	50 kWh/m ² a	18 kWh/m ² a	27 kWh/m ² a
		MFH	40 kWh/m ² a	23 kWh/m ² a	23 kWh/m ² a
Bestand	GHD	Büro	36 kWh/m ² a	1 kWh/m ² a	41 kWh/m ² a
		Handel	68 kWh/m ² a	3 kWh/m ² a	75 kWh/m ² a
Bestand	HH	EFH	136 kWh/m ² a	18 kWh/m ² a	27 kWh/m ² a
		RH	136 kWh/m ² a	18 kWh/m ² a	27 kWh/m ² a
		MFH	113 kWh/m ² a	23 kWh/m ² a	23 kWh/m ² a
Bestand	GHD	Büro	135 kWh/m ² a	1 kWh/m ² a	41 kWh/m ² a
		Handel	85 kWh/m ² a	3 kWh/m ² a	75 kWh/m ² a

Abbildung 140 zeigt die absoluten Nutzenergiebedarfe der verschiedenen Szenarien. In Abbildung 141, Abbildung 142 und Abbildung 143 sind exemplarisch die monatlichen Energiebedarfe für Strom und Wärme im Neubau und Bestand dargestellt.

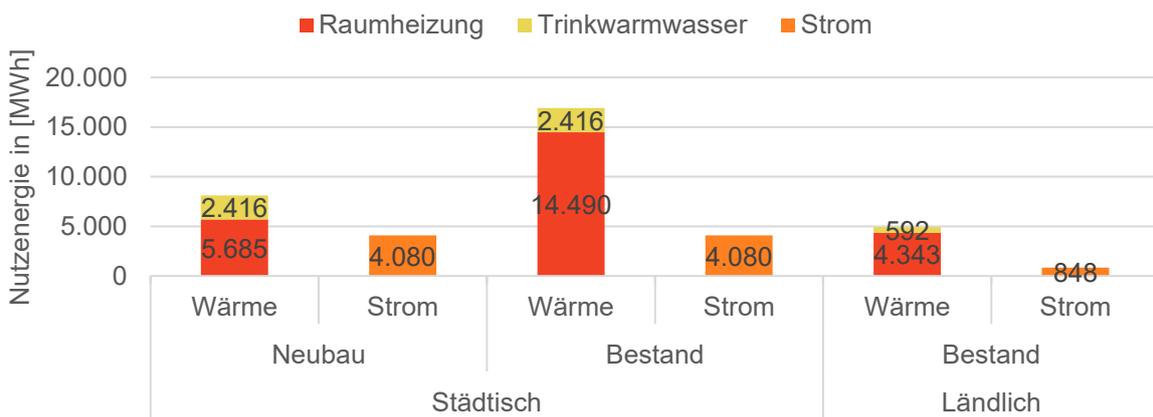


Abbildung 140: Jährlicher Nutzenergiebedarf der Bedarfsszenarien

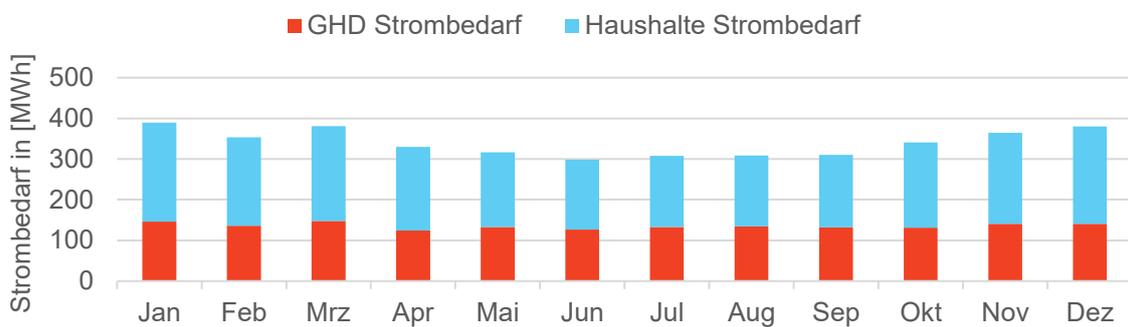


Abbildung 141: Bedarfsszenario Stadtquartier: Monatlicher Strombedarf

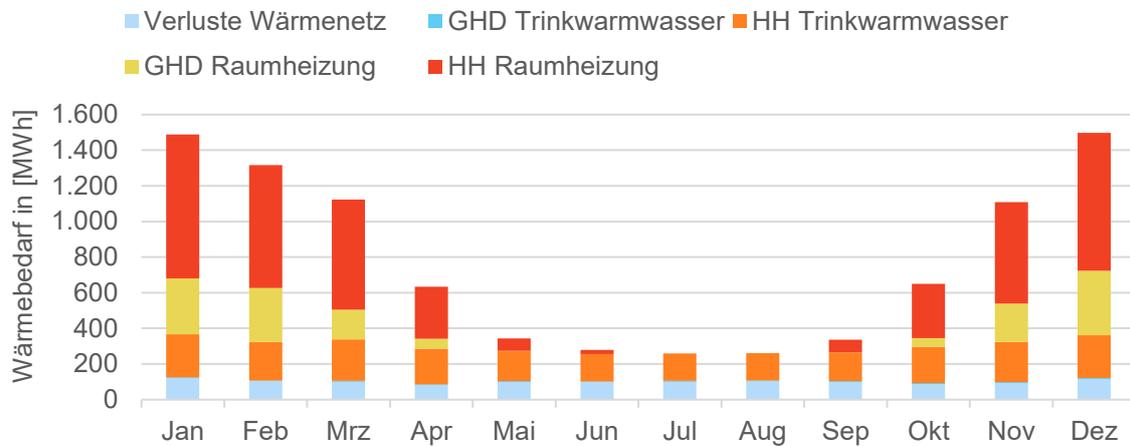


Abbildung 142: Bedarfsszenario Stadtquartier Neubau: Monatlicher Wärmebedarf

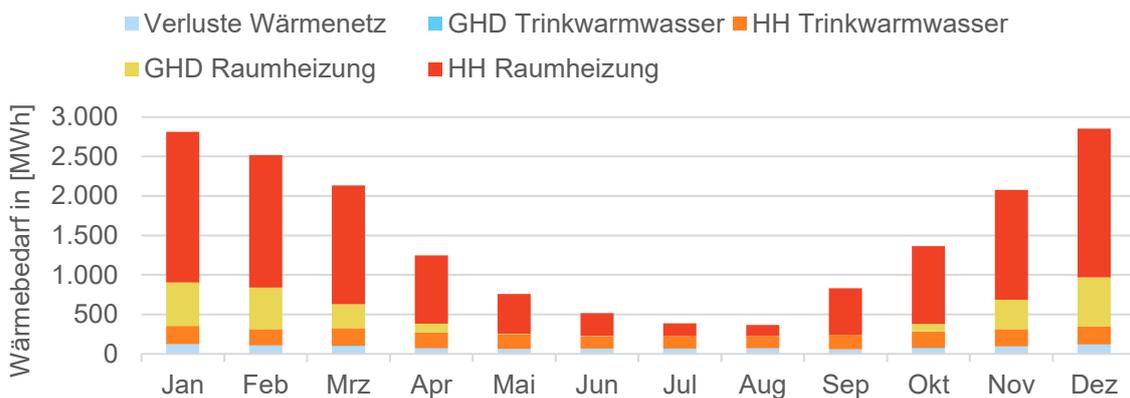


Abbildung 143: Bedarfsszenario Stadtquartier Bestand: Monatlicher Wärmebedarf

5.2.2.1 Wetterdaten und Bezugsjahre

Die Bedarfsszenarien unterteilen sich in die Kategorien Besiedlungsstruktur, Zustand und Zeit, bei konstantem Ort. Die Unterscheidung der Zeit in die Jahre 2017 (auch „heute“ genannt) und 2050 soll der Berücksichtigung zukünftiger Entwicklungen dienen. Ein Aspekt der Vorausschau ist das Wetter und zu den verwendeten Wetterdatensätzen sind einige Anmerkungen erforderlich. Im Folgenden wird dabei zwischen drei Quellen unterschieden:

- DWD TRY 2010
 - o Wetterdaten für 15 Regionen
 - o Literatur: Handbuch [Deutscher Wetterdienst 2014]
- „IGS Referenzklimaregionen“ des Instituts für Gebäude- und Solartechnik
 - o 15 Regionen als Ersatz für DWD TRY 2010
 - o Literatur: Projektbericht future:heatpump [Bockelmann et al. 2019]
- DWD TRY 2015 & 2045
 - o Ortsgenaue Testreferenzjahre für ganz Deutschland, „heute“ und Prognose für 2045
 - o Literatur: Projektbericht [Deutscher Wetterdienst 2016] und Handbuch [Deutscher Wetterdienst 2017]

Es ist dokumentiert, dass die Datensätze „DWD TRY 2010“ un plausible physikalische Effekte bezüglich der Solarstrahlung aufweisen. Problematisch sind dabei u.a. Inkonsistenzen bezüglich des Zeitpunkts (Instantanwert oder Mittelwert), dem ein Strahlungswert zugeordnet ist. Ausführlich beschrieben sind die Zusammenhänge z. B. im Forschungsbericht DEZENTRAL [Schäfer et al. 2015, S. 56–62]. In der 2014 aktualisierten Fassung des DWD-Handbuchs ist der explizite Hinweis ergänzt worden, dass die Wetterdaten nicht für „die Berechnung solarer Gewinne mittels solarthermischer Kollektorsimulationen“ geeignet seien.

Für das vorliegende Projekt wird deshalb auf einen Wetterdatensatz zurückgegriffen, der aus den genannten Gründen im Rahmen des Forschungsvorhabens future:heatpump mit der Software Meteororm generiert wurde [Bockelmann et al. 2019, S. 49]. Diese „IGS Referenzklimaregionen“ liegen für dieselben Standorte wie die originalen DWD Testreferenzjahre vor.

Die Festlegung der Datengrundlage im Projekt erfolgte vor der Veröffentlichung der neuen „ortsgenauen Testreferenzjahre“ des DWD. Zudem enthält auch das zugehörige Handbuch wieder den obigen Hinweis, dass die Nutzung für Kollektorsimulationen auf eigene Verantwortung erfolgt. Insofern wird an der Wahl der „IGS Referenzklimaregionen“ als primäre Quelle festgehalten. Eine Lektüre von Handbuch und Projektbericht der ortsgenauen Testreferenzjahre legt allerdings die Schlussfolgerung nahe, dass eine Wiederholung der alten Fehler als sehr unwahrscheinlich einzustufen ist, da die neuen Daten auf völlig anderen Berechnungsgrundlagen beruhen. Eine dahingehende Überprüfung der Wetterdaten zeigt nicht dieselben Inkonsistenzen. Insofern wird geschlussfolgert, dass die ortsgenauen Testreferenzjahre in zukünftigen Projekten zum Einsatz kommen können.

Ein Alleinstellungsmerkmal der neuen Daten ist, dass neben dem Datensatz „DWD TRY 2015“ jeweils auch ein Datensatz „DWD TRY 2045“ als Prognose für den Zeitraum 2031-2060 generiert wird. Damit bietet es für das Projekt die Möglichkeit, die Auswirkungen der langfristigen Wetterentwicklung abzuschätzen.

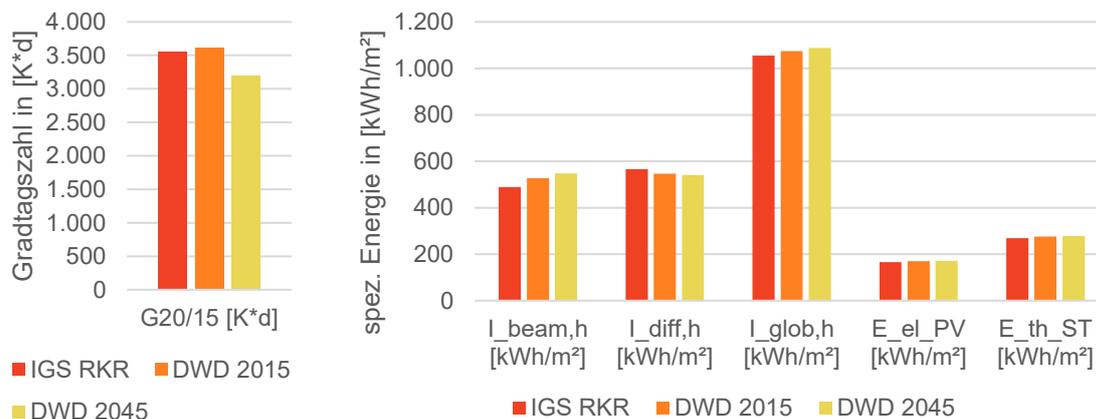


Abbildung 144: Vergleich Wetterdaten heute (IGS & DWD) und 2045 (DWD) am Standort Potsdam

Zum Vergleich werden Ertragssimulationen mit Photovoltaik und mit Solarthermie jeweils mit den Wetterdaten IGS Referenzklimaregion, DWD 2015 und DWD 2045 durchgeführt. Abbildung 144 zeigt links die Gradtagszahl des Wetterdatensatzes. Für „heute“ liegen DWD und IGS mit 2 % Abweichung dicht beieinander, gegenüber DWD 2015 sinkt die Gradtagszahl in 2045 um 12 %. Für Szenarienrechnungen wäre es also ggf. angemessen, mit einem verringerten Heizwärmebedarf zu kalkulieren. Rechts sind Einstrahlungsenergien der Direkt-, Diffus- und Globalstrahlung aufgeführt, sowie die spezifischen Kollektorbeiträge von PV und Solarthermie. Die Abweichung zwischen IGS und DWD 2015 ist größer als zwischen DWD 2015 und 2045. Mit der Entscheidung für die IGS-Wetterdaten

werden die Erträge im Vergleich zu DWD demnach um ca. 3 % unterschätzt. Der Anstieg von 2015 nach 2045 beträgt jedoch nur 1%. Nach den DWD-Modellen bringt die klimatische Entwicklung also keine signifikante Ertragssteigerung mit sich.

Mit Hinblick auf die Auswertbarkeit der Projektergebnisse wird festgehalten, dass die Ertragssimulationen die Verwendung von DWD 2045 nicht erfordern. Um die Komplexität zu reduzieren, wird auch der zukünftig potentiell verringerte Wärmebedarf vernachlässigt. Sämtliche folgenden Simulationen können also mit dem Wetterdatensatz „IGS Referenzklimaregionen“ für den Standort Potsdam durchgeführt werden.

5.2.3 Thermische Speicherung in Nahwärmenetzen

Das Projekt fokussiert sich auf die thermische Energiespeicherung in Langzeitwärmespeichern im Kontext von Nahwärmenetzen. Dabei sind zentrale Speicher nicht die einzige Möglichkeit, um thermische Energie zu speichern.

5.2.3.1 Das Wärmenetz als Speicher

Die Wärmenetze selbst beinhalten ein gewisses Wasservolumen und bieten damit rein technisch ein Potential, um thermische Energie zu speichern. Dies wird im Folgenden anhand verschiedener Beispiele untersucht.

Beispiel: Crailsheim

Um z. B. Stagnation der Solarkollektoren bei Spitzeneinstrahlungszeiten im Sommer zu vermeiden, könnte eine kurzfristige Erhöhung der Netztemperatur eine relativ leicht umsetzbare Maßnahme darstellen, um die Speicherfähigkeit des Nahwärmesystems zur erschließen. Für die Abschätzung der Netzspeicherfähigkeit wurde eine statische Berechnung mit Daten der solaren Nahwärmanlage aus Crailsheim durchgeführt. Abbildung 145 zeigt das Ergebnis der beispielhaften Berechnung der Netzspeicherfähigkeit in Abhängigkeit der Temperaturerhöhung im Vorlauf bei unterschiedlichen Anschlusswerten.

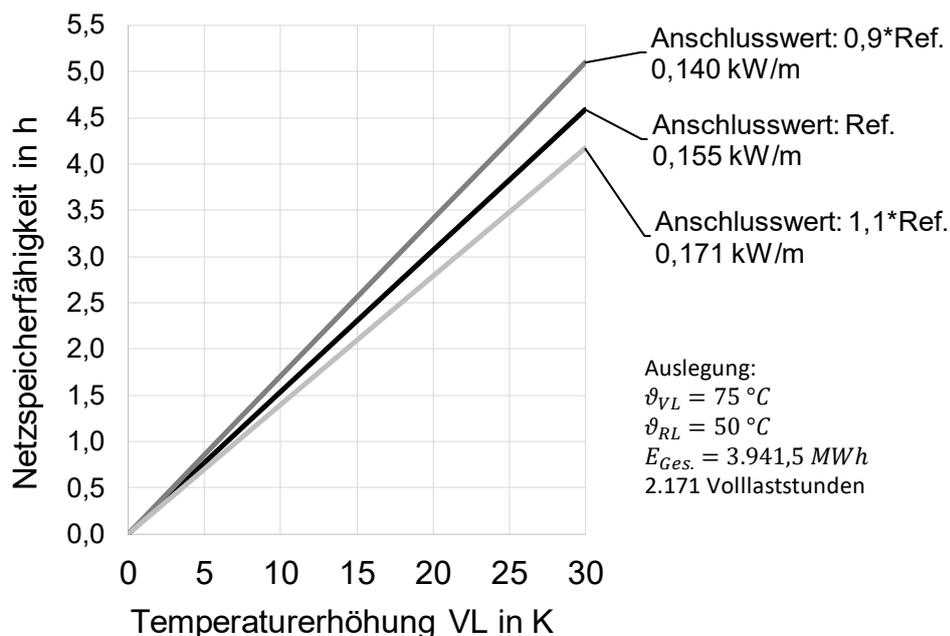
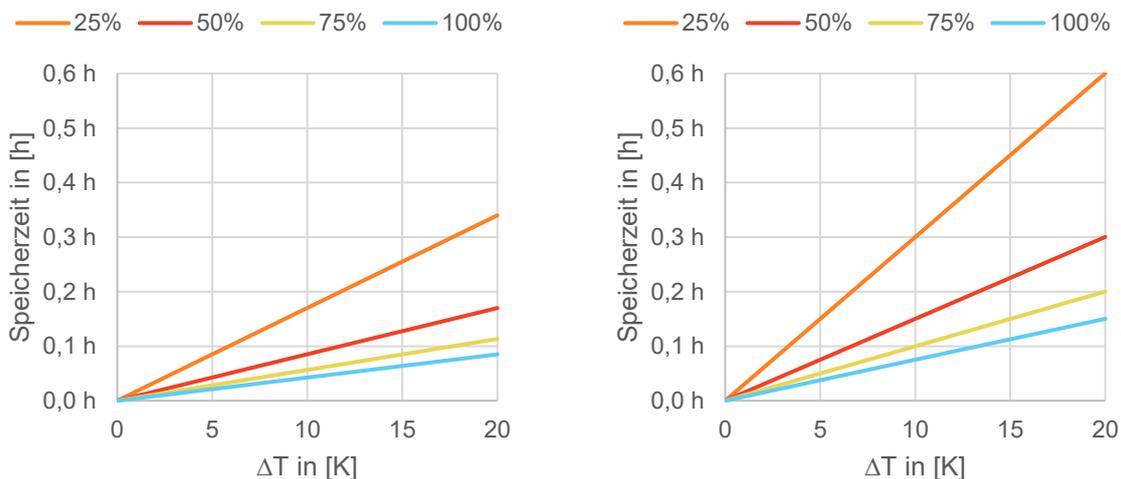


Abbildung 145: Beispielhafte Berechnung der Netzspeicherfähigkeit in Abhängigkeit der Temperaturerhöhung im Vorlauf bei unterschiedlichen Anschlusswerten.

Eine Auswahl von Randbedingungen ist neben dem Diagramm in Abbildung 145 zu finden. Bei einer Erhöhung der Vorlauftemperatur von 75 °C um 20 K auf 95 °C ergibt sich je nach Anschlusswert eine rechnerische Netzspeicherfähigkeit zwischen 2,7 bis 3,4 h. Diese rechnerische Erhöhung der Netzspeicherfähigkeit könnte somit für kurzzeitige Leistungsspitzen der Solarkollektoren durch eine Erhöhung der Vorlauftemperatur eine wirkungsvolle Maßnahme zur Pufferung darstellen. Die beim Betreiber in Crailsheim (siehe AP 3.2) vorgesehene Maßnahme wird allerdings als kritisch betrachtet. Auf Grund der dadurch verursachten Temperaturschwankungen kommt es zu Wärmeausdehnungen und dadurch zu einer erhöhten Beanspruchung der Rohrleitung des Wärmenetzes. Aufgrund der Vorbehalte beim Betreiber ist eine Umsetzung in der Praxis eher unwahrscheinlich. Eine detaillierte Berechnung der thermischen Speicherfähigkeit in Nahwärmenetzen durch dynamische Simulationen wurde deshalb nicht weiter verfolgt.

Beispiel: Bedarfsszenarien

Dieselbe Abschätzung wird auch für die Bedarfsszenarien „Städtisch Neubau“ und „Ländlich Bestand“ durchgeführt. Im städtischen Neubauquartier beträgt die Trassenlänge ca. 6,6 km, bei Rohrdennweiten von DN 20 bis DN 150. Im Mittel beträgt der durchschnittliche Rohrdurchmesser 50 mm und das Gesamtvolumen im Vorlauf beläuft sich auf ca. 15 m³. Abbildung 146 zeigt die rechnerische Speicherzeit in Abhängigkeit der Temperaturerhöhung ΔT , jeweils für verschiedene momentane Abnahmeleistungen. 100 % repräsentiert die höchste Spitzenlast, die jedoch nur wenige Stunden im Jahr anfällt. In der geordneten Jahresdauerlinie des Neubauquartiers liegen die Lastanteile 75 % bei ca. 250 h, 50 % bei 1.200 h und 25 % 4.000 h. Mit sinkender Abnahmeleistung steigt die Speicherzeit. Aufgrund einer höheren Anschlussdichte fallen die Speicherzeiten geringer als in Crailsheim aus und liegen im Minutenbereich. Nicht berücksichtigt sind Effekte wie die thermische Kapazität von Rohrwänden oder dem umliegenden Erdreich, allerdings genügt dies für eine erste Abschätzung. Es zeigt sich, dass die Speicherkapazität im Vergleich zu einem zentralen thermischen Speicher verschwindend gering ausfällt.



a) Städtisch Neubau

b) Ländlich Bestand

Abbildung 146: Abschätzung der Speicherzeit durch Temperaturerhöhung für die Wärmenetze zweier Bedarfsszenarien für verschiedene momentane Abnahmeleistungen, prozentual als Anteil an der gesamten Anschlussleistung dargestellt.

Ein Nutzen für die Betriebsführung kann deshalb nicht festgestellt werden. Hinzu kommt, dass eine kurzzeitige Temperaturerhöhung in Wärmenetzen in der Praxis oftmals nicht erwünscht oder gar nicht erst möglich ist. In Stahlsystemen müssten z. B. Wärmeausdehnungseffekte berücksichtigt werden. Die betrachteten Wärmenetze ließen sich aber z. B. auch mit Kunststoffrohren ausführen. Diese können in der Produktion günstiger als Stahlrohre sein und lassen sich einfacher verlegen. Allerdings dürfen Kunststoffrohre nicht mit so hohen Vorlaufemperaturen betrieben werden wie Stahlrohre. Eine regelmäßige Überhitzung auf 90°C würde die Lebensdauer stark beeinträchtigen. Relevanter kann solch eine Nutzung in „kalten“ oder „Low-Ex“-Wärmenetzen werden, wenn ein größerer Temperaturhub zur Verfügung steht.

5.2.3.2 Dezentrale Pufferspeicher

Wenn das Wärmenetz selbst nur bedingt zur Optimierung der Betriebsführung geeignet ist, können stattdessen andere Optionen ausgeschöpft werden. Sehr relevant ist dabei der Einsatz von dezentralen Pufferspeichern, die mit einer intelligenten Betriebsführung ferngesteuert werden.

Am Markt verfügbar [Enerpipe 2018] sind z. B. Pufferspeichersysteme, die Speichervolumen von 600 bis 1000 l mit den Hausübergabestationen für Nahwärmenetze vereinen und sowohl Trinkwarmwasser als auch Heizwärme bereitstellen. In den 131 Gebäuden im Bedarfsszenario Stadtquartier Neubau könnten somit ca. 130 m³ dezentral verteiltes Speichervolumen bereitstehen. Durch Wärmespeicher in modularer Bauweise können perspektivisch sogar noch weitaus größere Volumina in Heizungsräumen realisiert werden [Schneider 2017]. Auch diese können nicht mit der Kapazität eines zentralen Langzeitwärmespeichers konkurrieren, aber durch heute verfügbare Speicher lassen sich nichtsdestotrotz viele Stunden Speicherkapazität bereitstellen. Eine Aufstellung im Innenraum hat positive Auswirkungen auf die Wärmeverluste. Ein weiterer relevanter Vorteil besteht darin, dass sich solche Speicher intelligent in die Betriebsführung des Wärmenetzes integrieren lassen. Werden Speicherladezustand und prognostizierter Wärmebedarf von einem zentralen Automatisierungssystem erfasst, lassen sich dezentrale Speicher nach bestimmten Szenarien steuern:

- Es steht eine Zeit geringen Wärmebedarfs bevor, z. B. tagsüber im Sommer. Durch das Automatisierungssystem werden alle Pufferspeicher voll durchgeladen und die Bedarfsprognosen zeigen, dass die gespeicherte Wärme für mehrere Stunden ausreicht. Die Wärmenetzpumpen einzelner Stränge des Wärmenetzes können ausgeschaltet werden, da keine Wärmenachfrage vorhanden ist. Entsteht in einem Gebäude ein unvorhersehbarer Wärmebedarf, wird die entsprechende Speicherentladung durch die Automatisierung erfasst. Der zugehörige Wärmenetzstrang wird rechtzeitig in Betrieb genommen, bevor der betroffene Speicher entladen ist.
- In mehreren Gebäuden eines Strangs fällt eine hohe Spitzenlast an. Die jeweiligen Pufferspeicher werden zielgerichtet und abwechselnd mit hohen Leistungen nachgeladen, die Last des gesamten Stranges kann jedoch auf konstantem Niveau gehalten werden.

Mechanismen wie diese bieten das Potential, die Verluste des Wärmenetzes signifikant zu verringern. Kann eine niedrigere Anschlussleistung sichergestellt werden, können sogar Rohrdimensionierungen kleiner ausgeführt werden. Dies spart weitere Wärmeverluste und Investitionskosten. Aber auch darüber hinaus entstehen Synergien mit einem zentralen Wärmespeicher und erneuerbaren Wärmequellen.

- Die autonome Wärmenetzsteuerung fährt einen Netzstrang mit geringer Leistung, da die dezentralen Hausübergabe-Pufferspeicher noch voll genug sind. Der zentrale Speicher ist jedoch ebenfalls voll beladen und ein zusätzliches Angebot erneuerbarer Energien kann nicht genutzt werden. Wärme aus dem zentralen Speicher kann nun in die dezentralen Pufferspeicher verschoben werden.

- Laut Wetterprognose steht erst in wenigen Stunden wieder Wärme aus erneuerbaren Energien bereit, z. B. aufgrund des Bewölkungsgrades. Das Automatisierungssystem versucht, möglichst viele Netzstränge so lange wie möglich abzuschalten, um eine fossile Nachheizung zu minimieren. Dabei stellt es sicher, dass kein dezentraler Pufferspeicher vollständig entladen wird. Die Versorgungssicherheit der Gebäude hat stets die oberste Priorität.

Gleiches wie für das Angebot erneuerbarer Energien gilt auch für z. B. den stromgeführten Betrieb eines BHKWs, der sich nach Strommarktpreisen richtet und dessen Abwärme flexibel genutzt werden soll. Es ist ersichtlich, dass sich durch die intelligente Steuerung zentraler und dezentraler Pufferspeicher vielfältige Anwendungsmöglichkeiten mit großem Potential für Energie- und Kostenersparnis ergeben.

Zum selben Thema gehören auch verwandte Konzepte wie die dezentrale Einspeisung in Wärmenetze. An dieser Stelle besonders erwähnenswert ist das Forschungsvorhaben DEZENTRAL. Dort wird simuliert, wie sich Strömungsrichtungen in Wärmenetzen mit dezentraler Einspeisung zeitweise umkehren können [Rühling et al. 2015].

5.3 Konzepte für zukünftige Systemlösungen

5.3.1 Konzept 1: Kalte Nahwärme (IGTE)

Mit diesem Konzept wird eine Energieversorgungslösung betrachtet, die insbesondere für ländliche Gebiete mit geringen Leistungsdichten interessant ist. Aus diesem Grund wurde für dieses Konzept das Versorgungsszenario „ländlich Bestand“ (vgl. Kapitel 5.2.2) mit 250 Wohneinheiten gewählt. In Abbildung 147 ist die Aufteilung des Gesamtenergiebedarfs im Versorgungsgebiet dargestellt. Ungefähr 75 % des Gesamtenergiebedarfs in diesem Versorgungsgebiet wird zur Raumheizung verwendet. Dies entspricht absolut einem Wärmebedarf von 4.343 MWh/a. Zur Warmwasserbereitung werden 592 MWh/a benötigt, was ca. 10 % des Gesamtbedarfs entspricht. Der Rest des Gesamtbedarfs, 848 MWh/a, wird zur Deckung des Strombedarfs in den Haushalten benötigt.

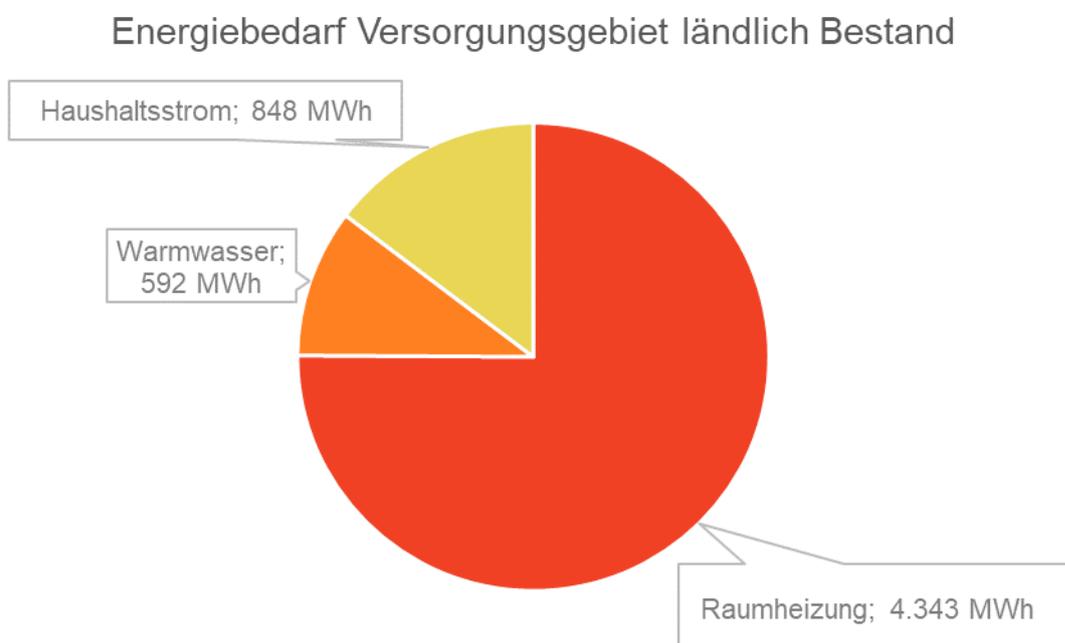


Abbildung 147: Energiebedarf Konzept "kalte Nahwärme"

Abbildung 148 zeigt eine schematische Darstellung des Versorgungskonzeptes „kalte Nahwärme“. Die Wärmeversorgung im Versorgungsgebiet wird durch ein sogenanntes kaltes Nahwärmenetz bereitgestellt, welches bei Temperaturen betrieben wird, die in der Nähe der Umgebungstemperatur liegen (ca. -10 °C bis 35 °C , abhängig von der Jahreszeit und der Systemauslegung). Das Nahwärmenetz ist 6,6 km lang. Um bei niedrigen Netztemperaturen auch Wärmegewinne aus dem umgebenden Erdreich nutzen zu können, sind die Leitungen des Nahwärmenetzes nicht wärmedämmend. Das Verhältnis zwischen Wärmeverlusten an und Wärmegewinnen aus dem umliegenden Erdreich hängt damit stark von den Betriebstemperaturen des Netzes, und somit im Wesentlichen von der Dimensionierung des Absorberfeldes, des Langzeitwärmespeichers und der Wärmepumpen ab. Als Hauptwärmequelle kommen im Konzept „kalte Nahwärme“ Solarabsorber zum Einsatz, die direkt in das Nahwärmenetz einspeisen. Die Solarwärme wird, je nach Betriebszustand, entweder als Wärmequelle für die dezentralen Kompressionswärmepumpen oder zur Beladung eines zentralen Langzeitwärmespeichers verwendet. Dieser ist im hier untersuchten Konzept als Eisspeicher ausgeführt.

Jedes Gebäude im Versorgungsgebiet verfügt über eine eigene Kompressionswärmepumpe. Diese belädt einen Pufferspeicher, mithilfe einer einfachen, temperaturbasierten An/Aus-Regelung, sobald eine Solltemperatur im Pufferspeicher im Gebäude unterschritten wird. Ist die Temperatur des Wärmenetzes zu niedrig, um die Wärmepumpen zu betreiben, wird der Wärmebedarf des Gebäudes über einen dem Pufferspeicher nachgeschalteten, elektrischen Durchlauferhitzer gedeckt.

Der Strombedarf der Haushalte und der Wärmepumpen wird teilweise durch dezentrale, auf den Gebäudedächern installierte PV-Anlagen gedeckt. Der Rest des Strombedarfs wird durch das öffentliche Stromnetz bereitgestellt.

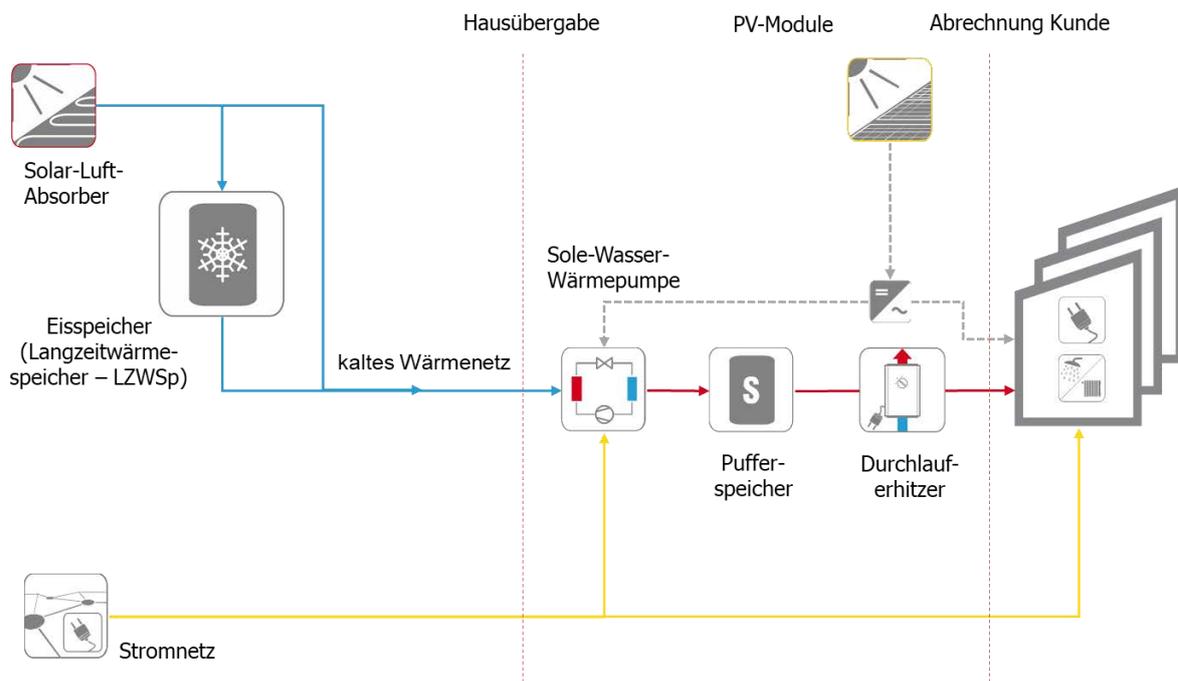


Abbildung 148: Schematische Darstellung Konzept „kalte Nahwärme“

Zur Simulation des Konzeptes in TRNSYS kommt mit Type 343 (ICEPIT, zur Abbildung des Eisspeichers) und Type 997 (horizontaler Erdkollektor, zur Abbildung der Nahwärmeleitung) zwei relativ rechenintensive TRNSYS-Types zum Einsatz. Daraus resultieren sehr lange Simulationsdauern von ca. sechs Stunden pro simuliertem Jahr. Diese Simulationsdauern eignen sich aus Zeitgründen nicht für eine breit angelegte Simulationsstudie. Um trotzdem eine aussagekräftige Anzahl unterschiedlicher Dimensionierungen abbilden zu können, wurde das PV-System vom restlichen Versorgungssystem getrennt simuliert und die Ergebnisse beider Systeme nachträglich mithilfe einer Python-Routine miteinander gekoppelt. Aus 20 unterschiedlich dimensionierten PV-Systemen und 11 lauffähigen Varianten des thermischen Versorgungssystems konnte somit eine Gesamtzahl von 220 Simulationen erzielt werden.

Die Implementierung der dezentralen Komponenten erfolgt über einen einzigen beispielhaften Abnehmer mittlerer Größe am Ende des Netzes. Um trotzdem das gesamte Netz abzubilden, werden sämtliche Massenströme, die aus dem Netz in die Hausstation und umgekehrt fließen, mit einem Faktor multipliziert bzw. dividiert.

5.3.1.1 Dimensionierung

Ausgehend von einer Simulationsstudie werden für das Konzept „kalte Nahwärme“ Varianten mit verschiedenen Energieversorgungsgraden ermittelt. Die Auswahl der im Folgenden vorgestellten

Konzeptdimensionierungen erfolgt anhand der Kriterien Eigenversorgungsgrad (max. $\pm 2,5$ %-Punkte vom Zielwert entfernt) und möglichst geringe CO₂Äq.-Emissionen. Eine Variante mit Energieversorgungsgrad 30 %, wie er für die anderen im Projekt untersuchten Konzepte untersucht wurde, konnte für dieses Konzept nicht gefunden werden, da bereits allein durch die Versorgung durch das kalte Nahwärmenetz, auch ohne zusätzliche PV-Anlage, Eigenversorgungsgrade über 30 % erreicht werden. Der niedrigste hier vorgestellte Eigenversorgungsgrad ist 50 %, ebenso wird eine Variante mit 70 % sowie die Variante mit dem in der Simulationsstudie ermittelten maximalen Eigenversorgungsgrad vorgestellt. Zusätzlich wurde ein Referenzsystem ausgewählt, um die verschiedenen Varianten miteinander vergleichbar zu machen.

Vorstellung und Dimensionierung des Referenzsystems

Im Referenzsystem, dargestellt in Abbildung 149, wird der Wärmebedarf im Versorgungsgebiet ausschließlich durch Fernwärme gedeckt. Dabei wird von einer fiktiven Übergabestation ausgegangen, bei der die Wärme von einem Fernwärmenetz auf ein Nahwärmenetz übertragen wird. Das Nahwärmenetz hat mit 6,6 km die gleiche Länge wie das Netz der entsprechenden kalten Nahwärmeversorgung. Der Strom im Versorgungsgebiet wird vollständig durch das öffentliche Stromnetz mit dem durchschnittlichen deutschen Strommix aus dem Jahr 2016 bereitgestellt.

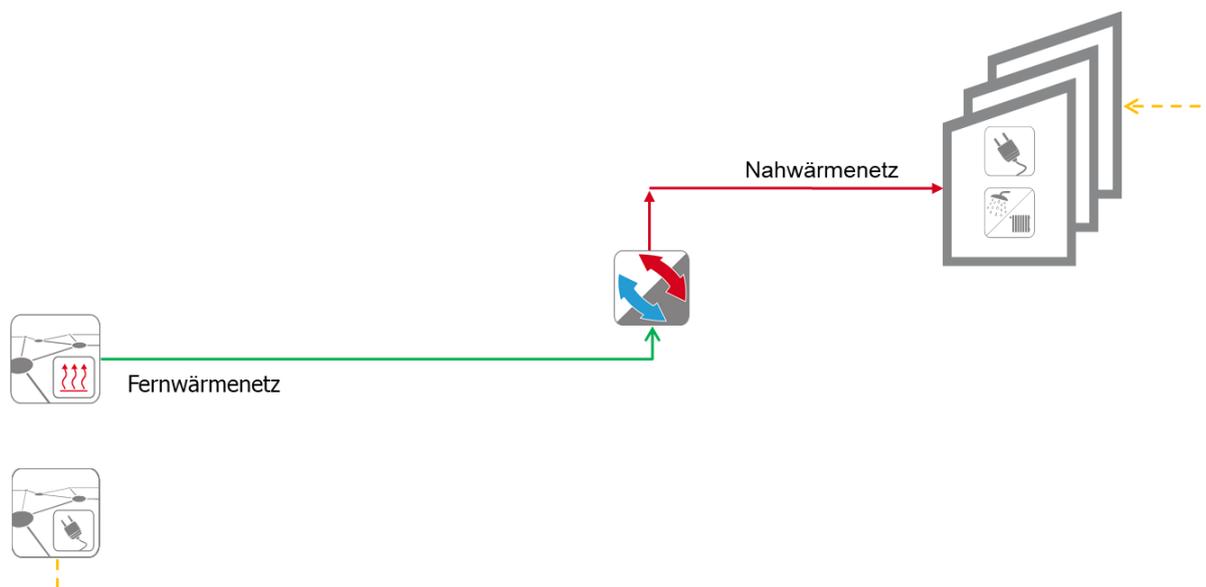


Abbildung 149: Referenzsystem für das Konzept "kalte Nahwärme".

Der gesamte Wärmebedarf für Raumheizung im Referenzsystem von 4.343 MWh/a und Wärmebedarf für Warmwasserversorgung von 592 MWh/a wird durch Fernwärme bereitgestellt. Die Wärmeverluste im Nahwärmenetz des Referenzsystems belaufen sich auf die im Quartierskonzept „ländlich Bestand“ definierten 19 % des Gesamtwärmebedarfs bzw. 1.195 MWh/a. Gerechnet wurde für das Referenzsystem mit einer Vorlauftemperatur im Nahwärmenetz von 75 °C und einer Rücklauftemperatur von 45 °C. Der Strombedarf der Haushalte von 848 MWh/a wird im Referenzsystem vollständig durch das öffentliche Stromnetz gedeckt.

Die absoluten äquivalenten CO₂-Emissionen des Referenzsystems betragen 2.097 t/a. Bezogen auf die gesamte Nutzenergie im Versorgungsgebiet von 5.784 MWh/a für Raumheizung, Warmwasserbereitung und Haushaltsstrom betragen die Emissionen 363 g_{CO2Äq.}/kWh pro Jahr. Da das ländliche Versorgungsgebiet mit 625 Personen eher gering besiedelt ist, sind die personenbezogenen Emissionen mit 3,35 t/Person im Jahr recht hoch.

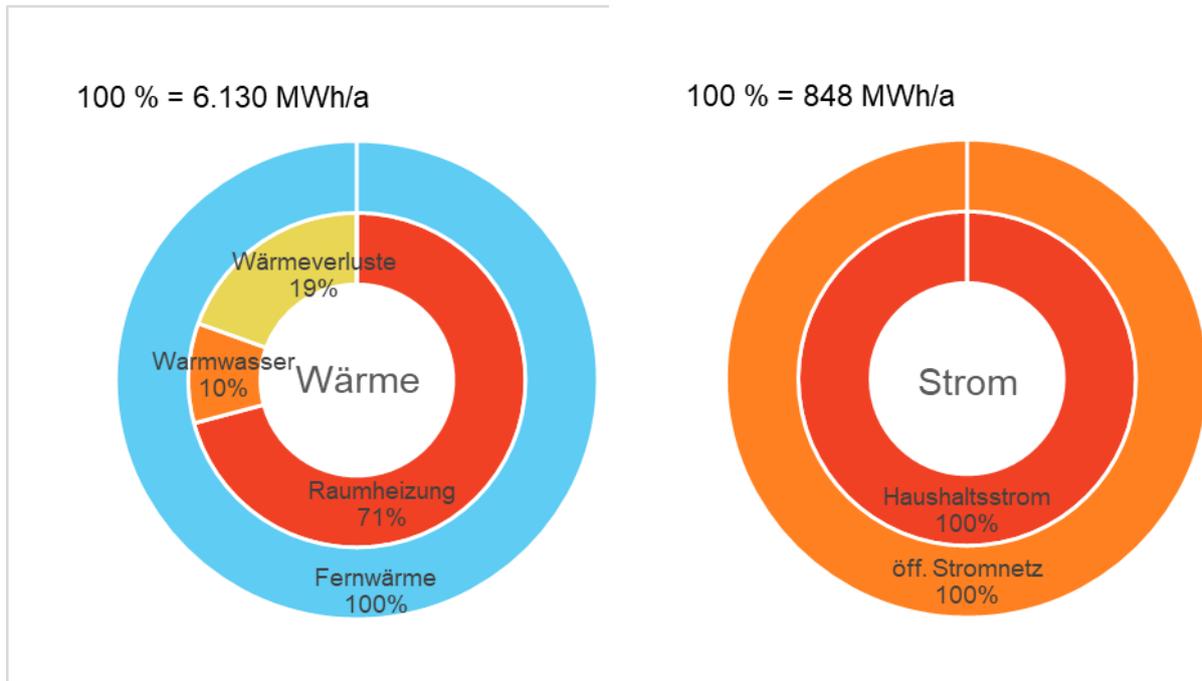


Abbildung 150: Aufschlüsselung des Energiebedarfs und der Energieversorgung im Referenzsystem.
Links: Wärmeversorgung, rechts: Stromversorgung

Ergebnisse der Dimensionierungsvariante EVG 50 %

Um mit dem Konzept „kalte Nahwärme“ einen Eigenversorgungsgrad von 50 % zu erreichen, also 50 % des Energiebedarfs im Versorgungsgebiet durch lokal erzeugte erneuerbare Energien zu decken, ist schon ein relativ klein dimensioniertes Versorgungssystem ausreichend. Die Dimensionierungen der wichtigsten Komponenten im System sind in Tabelle 22 zusammengefasst. Die PV-Fläche für diese Variante beträgt 2.392 m², d.h. im Schnitt müssten pro Gebäude 10,6 m² PV-Fläche installiert werden. Zur Wärmegewinnung müssten 1.423 m² Solarabsorber installiert werden, mit deren Wärme ein Eisspeicher mit einem Volumen von 2.134 m³ beladen würde. Die durchschnittliche thermische Leistung der Wärmepumpen beträgt 10,5 kW, die der elektrischen Durchlauferhitzer 26,3 kW. Die Dimensionierung dieser letztgenannten beiden Komponenten wurde in der Simulationsstudie nicht variiert.

Die Zusammensetzung der Energieversorgung bei einem so dimensionierten Versorgungssystem ist in Abbildung 151 dargestellt. Als Besonderheit treten bei diesem Konzept bei den Komponenten Langzeitwärmespeicher und Wärmenetz über den Jahresverlauf nicht nur Wärmeverluste auf, sondern, wenn die Temperaturen in Langzeitwärmespeicher oder Wärmenetz geringer sind als im umgebenden Erdreich, auch Wärmegewinne aus der Umgebung. Diese werden im Folgenden als Umweltwärme bezeichnet. Bei dieser Variante betragen die gesamten Wärmeverluste des Versorgungssystems 14 % des Gesamtwärmebedarfs und sind damit ca. 5 %-Punkte geringer als bei der Referenzvariante. Die gesamten Wärmeverluste des Versorgungssystems setzen sich aus den Wärmeverlusten des Langzeitwärmespeichers, des Wärmenetzes und der dezentralen Pufferspeicher zusammen. Der Wärmebedarf dieser Variante von insgesamt 5723 MWh/a wird durch den folgenden Versorgungsmix bereitgestellt: 38 % des Wärmebedarfs wird durch Umweltwärme, also Wärmegewinne des Nahwärmenetzes und des Eisspeichers aus dem Erdreich, gewonnen. Damit sind die Wärmegewinne des Nahwärmenetzes in dieser Variante deutlich größer als die Wärmeverluste. Die Solarabsorber tragen 17 % zur Wärmeversorgung bei. Insgesamt 32 % trägt die elektrische Antriebsenergie für die

Wärmepumpen (WP) bei, davon werden 31 % aus dem öffentlichen Stromnetz (SN) bereitgestellt und 1 % von den PV-Anlagen. Die elektrische Nachheizungen tragen in der Variante mit EVG = 50 % zu 13 % zur Wärmeversorgung bei, der Strombedarf wird fast ausschließlich vom Stromnetz gedeckt. Der Bedarf an Haushaltsstrom in den Gebäuden von insgesamt 848 MWh/a wird in dieser Variante zu 27 % durch die dezentralen PV-Anlagen gedeckt, die restlichen 73 % stellt das öffentliche Stromnetz bereit. Insgesamt 115 MWh PV-Strom werden ins Stromnetz eingespeist, da sie nicht direkt zur Energieversorgung im Versorgungsgebiet verwendet werden können. Der mit dieser Variante erreichte Eigenversorgungsgrad beträgt 51,6 %.

Tabelle 22: Dimensionierung der Komponenten für die Konzeptvariante EVG 50 %

Komponente	Größe
Solarabsorber	1.423 m ²
PV	2.392 m ²
Langzeitwärmespeicher	2.134 m ³
Wärmepumpen	2,4 MW _{th} (gesamt)
el. Nachheizungen	5,9 MW _{el} (gesamt)

Die absoluten äquivalenten CO₂-Emissionen der Variante EVG = 50 % betragen 1.927 t_{CO2Äq}/a. Dies entspricht einer Reduktion von 8 % im Vergleich zur Referenz. Das relativ geringe Einsparpotential dieser Variante liegt vor allem in den derzeit noch relativ hohen äquivalenten CO₂-Emissionen des deutschen Strommixes begründet. Bezogen auf die gesamte Nutzenergie im Versorgungsgebiet von 5.784 MWh/a für Raumheizung, Warmwasserbereitung und Haushaltsstrom ergeben sich Emissionswerte von 333 g_{CO2Äq}/kWh pro Jahr. Die personenbezogenen Emissionen reduzieren sich auf 3,08 t_{CO2Äq}/Person im Jahr und sind damit noch immer relativ hoch.

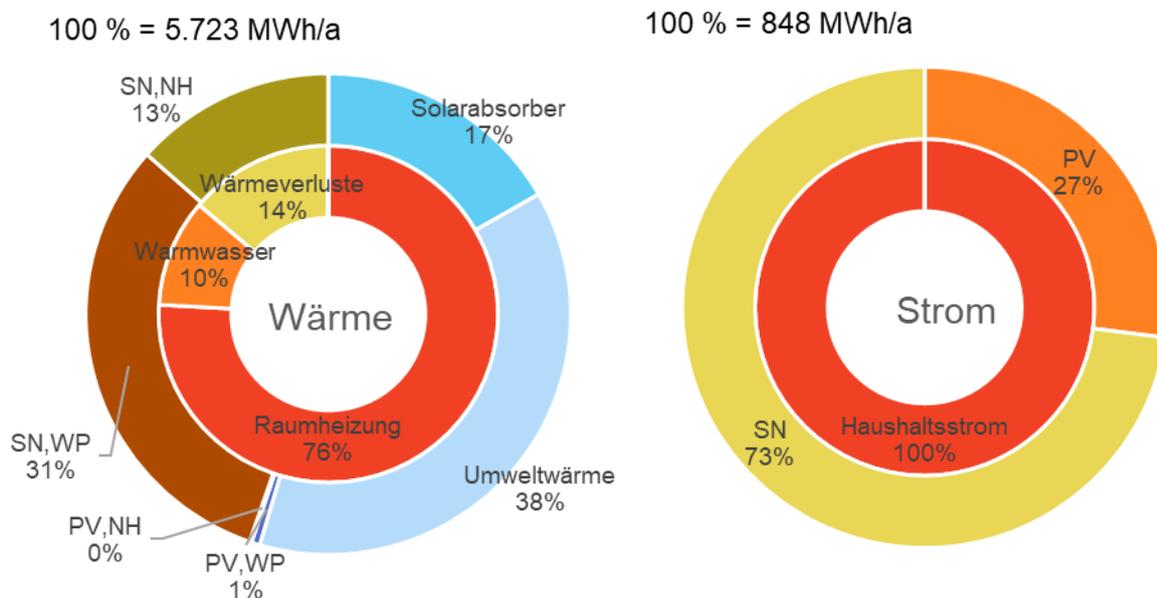


Abbildung 151: Aufschlüsselung des Energiebedarfs und der Energieversorgung im Konzept „kalte Nahwärme“, Variante mit EVG = 50 %. Links: Wärmeversorgung, rechts: Stromversorgung

Ergebnisse der Dimensionierungsvariante EVG 70 %

Um mit dem Konzept „kalte Nahwärme“ einen Eigenversorgungsgrad von 70 % zu erreichen, müssen alle zentralen Komponenten des Versorgungssystems sowie die PV-Flächen größer dimensioniert werden. Die Dimensionierungen der wichtigsten Komponenten im System sind in Tabelle 23 zusammengefasst. Die PV-Fläche für diese Variante beträgt 6.378 m², was im Schnitt einer PV-Fläche von 28,2 m² pro Gebäude entspricht. Die maximal zur Verfügung stehende Dachfläche für PV von 15.944 m² ist damit noch nicht einmal zur Hälfte erreicht. Zur Wärmeengewinnung müsste die Solarabsorberfläche auf 6.402 m² erhöht werden, das Volumen des Eisspeichers vergrößert sich auf 9.604 m³. Die durchschnittliche thermische Leistung der Wärmepumpen und elektrischen Durchlauferhitzer ist gleich wie bei der zuvor vorgestellten Variante mit EVG = 50 % und beträgt 10,5 kW, bzw. 26,3 kW.

Tabelle 23: Dimensionierung der Komponenten für die Konzeptvariante EVG 70 %

Komponente	Größe
Solarabsorber	6.402 m ²
PV	6.378 m ²
Langzeitwärmespeicher	9.604 m ³
Wärmepumpen	2,4 MW _{th} (gesamt)
el. Nachheizungen	5,9 MW _{el} (gesamt)

Die Zusammensetzung der Energieversorgung der Dimensionierungsvariante EVG 70 % ist in Abbildung 152 dargestellt. Bei dieser Variante verdoppeln sich die gesamten Wärmeverluste des Versorgungssystems auf 29 % des Gesamtwärmebedarfs, der damit auf 6.919 MWh/a steigt. Die erhöhten Wärmeverluste lassen sich auf das deutlich größer dimensionierte Absorberfeld und damit im Jahresdurchschnitt deutlich höhere Netztemperaturen zurückführen. Die Wärmeverluste übersteigen damit die Energiegewinne aus der Umweltwärme (24 %), die dem Nahwärmenetz und dem Eisspeicher aus dem Erdreich zugeführt werden. Der Beitrag der Solarabsorber an der Wärmeversorgung erhöht sich auf 47 %. Die elektrische Antriebsenergie für die Wärmepumpen (WP) beträgt insgesamt 29 %, davon werden 27 % aus dem öffentlichen Stromnetz (SN) bereitgestellt und 2 % von den PV-Anlagen. Der Beitrag der elektrischen Nachheizungen ist in der Dimensionierungsvariante EVG = 70 % vernachlässigbar, da der Wärmepumpenbetrieb nahezu durchgängig möglich ist. Der Bedarf an Haushaltsstrom in den Gebäuden von insgesamt 848 MWh/a wird in dieser Variante zu 36 % durch die dezentralen PV-Anlagen gedeckt, die restlichen 64 % stellt das öffentliche Stromnetz bereit. Insgesamt 552 MWh überschüssiger PV-Strom werden bei dieser Variante ins Stromnetz eingespeist. Der mit dieser Variante erreichte Eigenversorgungsgrad beträgt 68,7 %.

Die absoluten äquivalenten CO₂-Emissionen der Variante EVG = 70 % betragen 1.313 t_{CO₂Äq}/a. Dies entspricht einer Reduktion von 37 % im Vergleich zur Referenz. Bezogen auf die gesamte Nutzenergie im Versorgungsgebiet von 5.784 MWh/a ergeben sich Emissionswerte von 227 g_{CO₂Äq}/kWh pro Jahr. Die personenbezogenen Emissionen reduzieren sich auf 2,1 t_{CO₂Äq}/Person im Jahr. Ein wesentlicher Beitrag zur Reduktion der Emissionen wird durch Gutschrift des eingespeisten Überschussstroms in Stromnetz geleistet. Ohne diese Gutschrift wäre nur eine Reduktion zur Referenz um 22 % möglich.

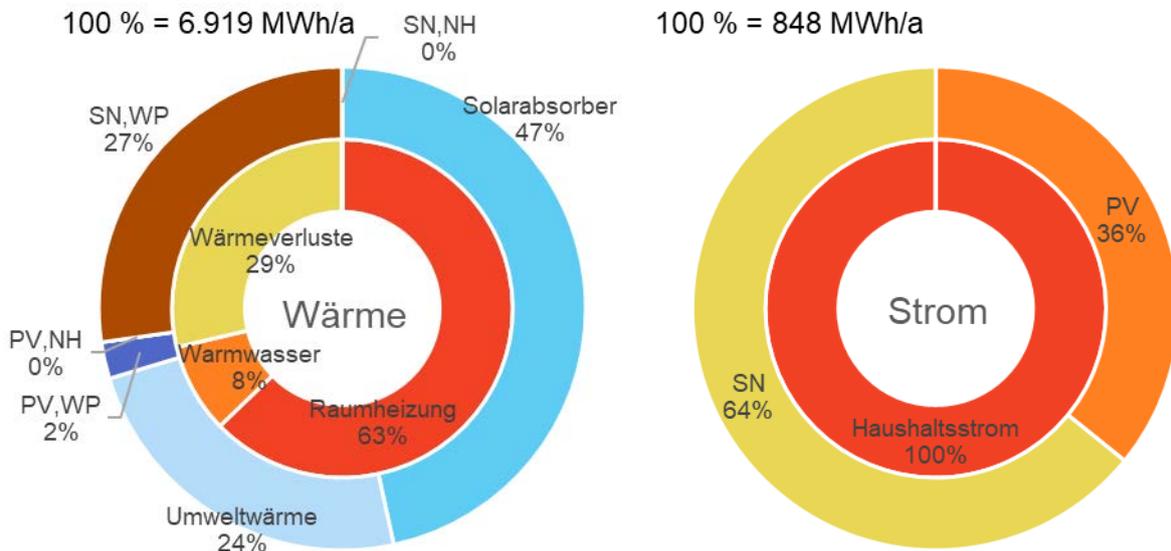


Abbildung 152: Aufschlüsselung des Energiebedarfs und der Energieversorgung im Konzept „kalte Nahwärme“, Variante mit EVG = 70 %. Links: Wärmeversorgung, rechts: Stromversorgung

Ergebnisse der Dimensionierungsvariante mit maximalem EVG (72 %)

Der maximal bei der Simulationsstudie erreichte Eigenversorgungsgrad beträgt 72 % und ist damit nicht weit von der Variante mit EVG = 70 % mit einem Eigenversorgungsgrad von 68,7 % entfernt. Trotzdem ist zur Erreichung dieses Eigenversorgungsgrades nochmals eine deutlich größere Dimensionierung der zentralen Komponenten und der PV-Flächen notwendig. Die Dimensionierungen der wichtigsten Komponenten im System sind in Tabelle 24 zusammengefasst. Die PV-Fläche für diese Variante beträgt 15.944 m², was der maximal auf den Gebäudedächern zur Verfügung stehenden Fläche entspricht. Zur Wärmegewinnung müsste die Dimensionierung der Solarabsorber nochmals erhöht werden, auf eine Fläche von 7.114 m². Auch das Volumen des Eisspeichers müsste mit 10.670 m³ nochmals vergrößert werden. Lediglich die durchschnittliche thermische Leistung der Wärmepumpen und elektrischen Durchlauferhitzer ist gleich wie bei den zuvor vorgestellten Varianten mit EVG = 50 % und EVG = 70 % und beträgt 10,5 kW, bzw. 26,3 kW.

Tabelle 24: Dimensionierung der Komponenten für die Variante mit maximalem EVG (72 %)

Komponente	Größe
Solarabsorber	7.114 m ²
PV	15.944 m ²
Langzeitwärmespeicher	10.670 m ³
Wärmepumpen	2,38 MW (gesamt)
el. Nachheizungen	5,95 MW (gesamt)

Die Zusammensetzung der Energieversorgung der Dimensionierungsvariante mit maximalem EVG ist in Abbildung 153 dargestellt. Bei dieser Variante erhöhen sich die gesamten Wärmeverluste des Versorgungssystems nochmals leicht im Vergleich zur Dimensionierungsvariante EVG = 70 % auf 30 % des Gesamtwärmebedarfs. Die Energiegewinne aus der Umweltwärme reduzieren sich hingegen um 2 %-Punkte auf 22 %. Der Beitrag der Solarabsorber an der Wärmeversorgung erhöht sich nochmals leicht auf 49 %. Die elektrische Antriebsenergie für die Wärmepumpen (WP) bleibt mit insgesamt 29 % gleich, die Anteile verschieben sich jedoch leicht: 24 % werden aus dem öffentlichen Stromnetz (SN) bereitgestellt und 5 % von den PV-Anlagen. Der Beitrag der elektrischen Nachheizungen ist wie in der Dimensionierungsvariante EVG = 70 % vernachlässigbar. Die Deckung des Bedarfs an Haushaltsstrom in den Gebäuden von insgesamt 848 MWh/a in dieser Variante durch PV-Strom erhöht sich auf 42 %, die restlichen 58 % stellt das öffentliche Stromnetz bereit. Die Menge des überschüssigen PV-Stroms verdreifacht sich auf 1841 MWh.

Die absoluten äquivalenten CO₂-Emissionen der Variante mit maximalem EVG von 72 % betragen 586 CO₂Äq./a. Dies entspricht einer Reduktion von 72 % im Vergleich zur Referenz. Bezogen auf die gesamte Nutzenergie im Versorgungsgebiet von 5784 MWh/a ergeben sich Emissionswerte von 101 gCO₂Äq./kWh pro Jahr. Die personenbezogenen Emissionen reduzieren sich auf 0.94 tCO₂Äq./Person im Jahr. Bei dieser Variante mit deutlich größerer PV-Anlage wird der Einfluss der CO₂-Gutschrift für ins Stromnetz eingespeisten PV-Strom besonders deutlich. Ohne diese Gutschrift wäre, wie bei der Dimensionierungsvariante EVG = 70 %, nur eine Reduktion zur Referenz um 22 % möglich.

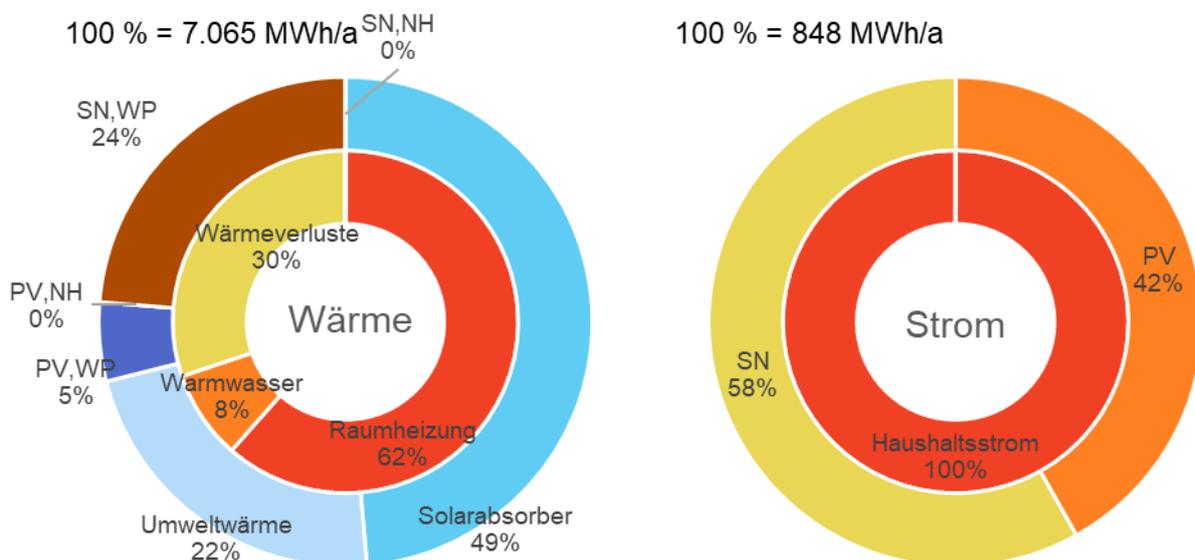


Abbildung 153: Aufschlüsselung des Energiebedarfs und der Energieversorgung im Konzept „kalte Nahwärme“, Variante mit maximalem EVG = 72 %. Links: Wärmeversorgung, rechts: Stromversorgung

5.3.1.2 Innovative Betriebsstrategien

Das Konzept „kalte Nahwärme“ zeichnet sich insbesondere dadurch aus, dass es sich um ein rein strombasiertes System handelt. Rein strombasiert meint in diesem Fall, dass Strom die einzige nichterneuerbare (bzw. kostenpflichtige) externe Energiequelle des Versorgungssystems darstellt.

Dadurch entfällt die Notwendigkeit weiterer Infrastruktur, wie z. B. Zugang zu einer Gas-, Öl-, oder Fernwärmeleitung, die in ländlichen Gebieten oftmals nicht vorhanden sind, bzw. der Platzbedarf für entsprechende Lagerkapazitäten für Gas, Öl, Pellets, etc.

Problematisch könnte sich hingegen die Entwicklung eines herkömmlichen Geschäftsmodells im Sinne einer Fernwärmeversorgung gestalten. Wenn die Nutzer nur die an der Hausübergabe gelieferte kalte Nahwärme, also im wesentlichen Energie, geliefert bekommen, Wärmepumpe, Pufferspeicher und PV-Anlage und entsprechende, komplexe Anlagenregelung jedoch selbst anschaffen müssen, müssten die Kosten für die gelieferte Wärme so niedrig sein, dass sich die Anschaffung eines solchen Systems im Vergleich z. B. zu einer Luft-Wasser-Wärmepumpe lohnt. Eine Lösung könnte für dieses Konzept ein Contracting-Modell sein, in dem der Energieversorger die Anschaffung, den Betrieb sowie die Wartung und Instandhaltung aller Komponenten der Energieversorgung übernimmt und den Kunden über eine definierte Laufzeit lediglich die Energie, ggf. sogar in einer Art Flatrate verkauft. So können zum einen günstigere Konditionen für die dezentralen Komponenten genutzt werden, zum anderen würde eine Betriebsoptimierung durch den Anlagenbetreiber erleichtert.

Im vorliegenden Konzept wird die Verwendung der einzelnen Komponenten folgendermaßen priorisiert:

- Das **Solarabsorberfeld** versorgt immer prioritär die Wärmepumpen im Versorgungsgebiet, Überschüsse werden zur Beladung des Langzeitwärmespeichers verwendet
- Die **PV-Anlagen** decken immer zuerst den Strombedarf der Haushalte, danach die Wärmepumpen, dann die Nachheizung. Sollte der aktuelle Bedarf aller drei Komponenten gedeckt sein, wird PV-Strom ins Stromnetz eingespeist
- Die **elektrischen Durchlauferhitzer** sind den Pufferspeichern nachgeschaltet. So kann ein effizienterer Einsatz der Nachheizung realisiert werden, da keine unnötige Beladung des Speichers stattfindet und folglich dessen Wärmeverluste verringert werden können.

5.3.1.3 Bewertung

Mit dem Konzept „kalte Nahwärme“ können aufgrund der Zusammensetzung des aktuellen deutschen Strommixes keine Dimensionierungsvarianten gefunden werden, die den definierten Zielkorridor von $0,5 \text{ t}_{\text{CO}_2\text{Äq.}}/(\text{Person a})$ (vgl. Kapitel 3.3.2) für eine klimaneutrale Energieversorgung im Quartier treffen. Gerechnet wurde bei der ökologischen Bewertung des Konzeptes mit den $\text{CO}_2\text{Äq.}$ -Emissionen des deutschen Strommixes, Stand 2016. Diese betragen $567 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{Äq.}}/\text{kWh}$. Wie der Vergleich der $\text{CO}_2\text{Äq.}$ -Emissionen der verschiedenen Dimensionierungsvarianten in Abbildung 154 zeigt, liegen die minimal erreichbaren $\text{CO}_2\text{Äq.}$ -Emissionen bei $0,94 \text{ t}_{\text{CO}_2\text{Äq.}}/\text{Person}$ im Jahr für die Variante mit dem maximal erreichten EVG von 72 %. Dieser Wert kann jedoch nur durch die Gutschriften aus der Einspeisung von PV-Strom in das öffentliche Stromnetz möglich. Hinsichtlich den Aspekten wie Netzdienlichkeit, bzw. Entlastung des öffentlichen Stromnetzes ist die extensive Einspeisung von Überschussstrom jedoch eher kritisch zu sehen, da der Strom nicht gezielt zur Netzentlastung eingespeist werden kann, sondern aufgrund fehlender Speicherkapazitäten immer nur dann, wenn mehr Strom im Quartier produziert wird, als aktuell benötigt wird. Mit voranschreitender Dekarbonisierung des deutschen Stromnetzes, wie sie in Deutschland geplant wird, werden die Gutschriften für eingespeisten erneuerbaren Strom ohnehin zukünftig deutlich weniger positiven Einfluss auf die erzielbaren $\text{CO}_2\text{Äq.}$ -Emissionen im Quartier haben.

Während die $\text{CO}_2\text{Äq.}$ -Emissionen für die Anlagenherstellung beim Referenzsystem mit $0,03 \text{ t}_{\text{CO}_2\text{Äq.}}/\text{Person}$ vernachlässigbar klein sind, steigen sie bei den Varianten des Konzeptes „kalte Nahwärme“ mit zunehmendem EVG von 5 % auf 21 % der Gesamtemissionen, wenn die Netzeinspeisung des PV-Stroms nicht durch eine Gutschrift berücksichtigt wird, bzw. von 5 % auf 57 % bei Berücksichtigung der Gutschrift.

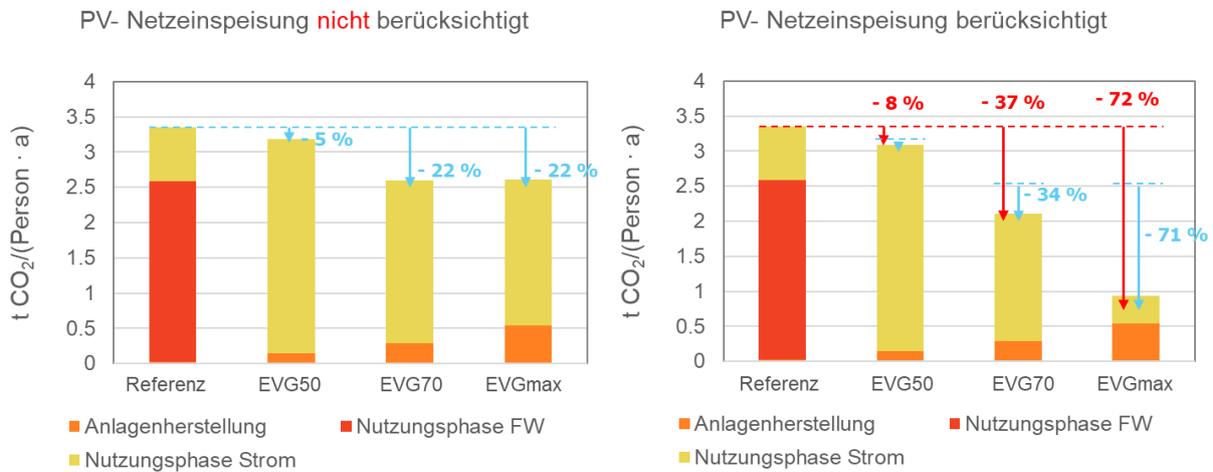


Abbildung 154: Vergleich der CO₂Äq.-Emissionen pro Person im Versorgungsgebiet, aufgeschlüsselt in Anlagenherstellung und Nutzungsphase. Links: ohne Gutschrift für PV-Einspeisung; Rechts: mit Gutschrift für PV-Einspeisung

Die Anteile an den Gesamtemissionen des Versorgungssystems werden in Abbildung 155 beispielhaft anhand der Dimensionierungsvariante EVG = 70 % genauer aufgeschlüsselt. Den deutlich größten Anteil mit 87 % stellt der Anlagenbetrieb aufgrund des hohen Strombedarfs zur Energiebereitstellung. Die restlichen 13 % entfallen für die Anlagenherstellung, wobei hier die größten Emissionen von der Herstellung der PV-Anlage mit 8 %, des Nahwärmenetzes incl. Wärmeträgermediums mit 3 % und den Solarabsorbern mit 2 % verursacht werden. Der Eisspeicher mit 0,3 % und die Wärmepumpen mit 0,4 % haben eine eher geringe Auswirkung auf die Gesamtemissionen.

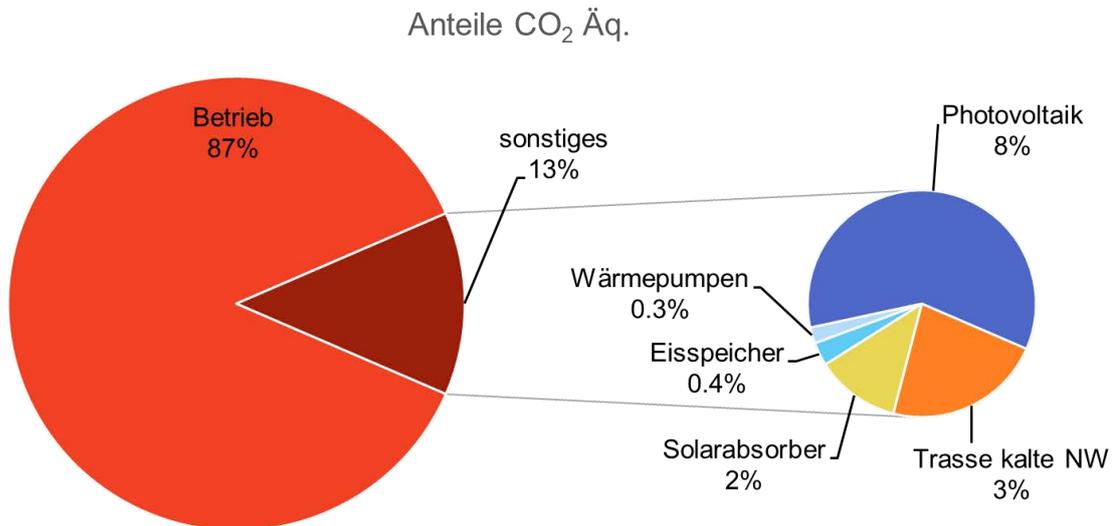


Abbildung 155: Prozentuale Zusammensetzung der CO₂Äq.-Emissionen anhand des Dimensionierungsbeispiels EVG = 70 %.

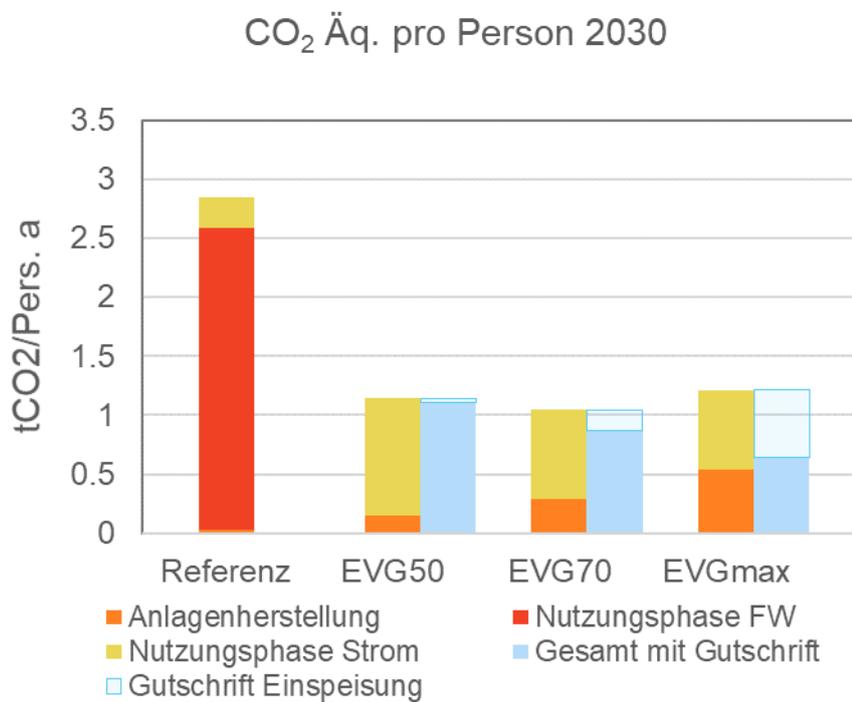
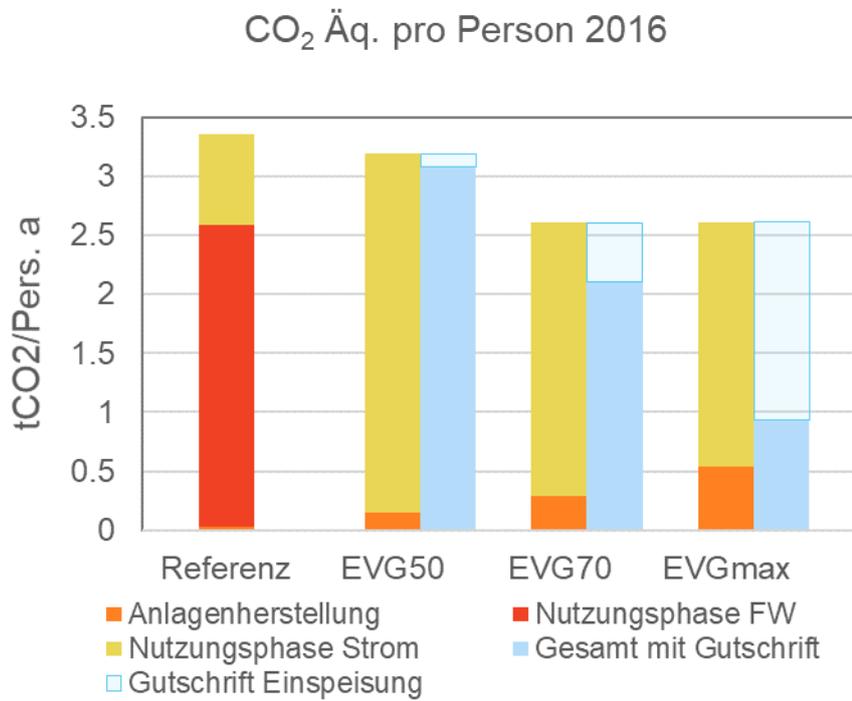


Abbildung 156: Vergleich der CO₂Äq.-Emissionen pro Person im Versorgungsgebiet, aufgeschlüsselt in Anlagenherstellung und Nutzungsphase. Werte jew. mit Gutschrift für PV-Einspeisung. Oben: Emissionen mit Strommix Deutschland 2016; Unten: Emissionen mit Strommix Deutschland 2030

Potential für eine substantielle Reduzierung der CO₂-Emissionen beim Konzept „kalte Nahwärme“ besteht vor allem in Zukunft, wenn die CO₂-Emissionen des deutschen Strommixes deutlich abnehmen. Interessant sind dann vor allem die beiden Varianten mit EVG = 50 % und EVG = 70 %, die mit 0,15 tCO₂/Person bzw. 0,29 tCO₂/Person relativ geringe CO₂-Emissionen bei der Anlagenherstellung aufweisen. Als Beispiel zur Veranschaulichung wurden in Abbildung 156 die Ergebnisse mit Werten für die CO₂-Emissionen des deutschen Strommixes aus dem Jahr 2016 mit 567 gCO₂/kWh und denen für das in futureSuN verwendete Zukunftsszenario für das Jahr 2030 von 195 gCO₂/kWh gegenübergestellt. CO₂-Emissionen für die Anlagenherstellung, sowie die Fernwärmeversorgung im Referenzkonzept wurden bei dieser Gegenüberstellung konstant gehalten, wenngleich sich auch hier bis zum Jahr 2030 vermutlich Änderungen ergeben werden. Gutschriften für die Einspeisung von PV-Strom wurden jeweils mit den Emissionswerten des jeweiligen Strommixes berücksichtigt.

Während sich die Gesamtemissionen des Referenzsystems nur geringfügig von 3,35 tCO₂/Person auf 2,85 tCO₂/Person reduzieren, kann bei den Dimensionierungsvarianten EVG = 50 % und EVG = 70 % eine deutliche Reduktion von 3,08 tCO₂/Person bzw. 2,10 tCO₂/Person im Jahr 2016 auf 1,10 tCO₂/Person bzw. 0,87 tCO₂/Person im Jahr 2030 verzeichnet werden.

Da bei der Variante mit maximalem EVG von 72 % die Emissionen in der Anlagenherstellung unverhältnismäßig zur Erhöhung des EVG ansteigen, steigen bei dieser Variante die Gesamtemissionen ohne Berücksichtigung der Gutschrift im Jahr 2030 im Vergleich zur Dimensionierungsvariante EVG = 70 % wieder an und liegt mit 1,21 tCO₂/Person sogar höher als die Emissionen der Variante mit EVG = 50 %. Mit Berücksichtigung der Einspeisegutschrift reduzieren sich die Gesamtemissionen bei dieser Variante auf 0,64 tCO₂/Person.

Bei einem weiteren Anstieg des Anteils erneuerbarer Energien im Strommix und somit einem weiteren Absinken dessen CO₂-Emissionen, kann insbesondere mit der Variante mit EVG = 50 %, und auch mit der Variante EVG = 70 %, der Zielkorridor für eine klimaneutrale Energieversorgung im Quartier erreicht werden. In Abbildung 157 wird dies am Beispiel des Strommix-Szenarios für Deutschland im Jahr 2050 verdeutlicht. Hier wurden CO₂-Emissionen von 22 gCO₂/kWh angenommen. Mit 0,26 tCO₂/Person bzw. 0,35 tCO₂/Person liegen diese beiden Dimensionierungsvarianten im Jahr 2050 deutlich unter dem im Projekt festgelegten Benchmark.

Abbildung 158 zeigt die Aufstellung der Kosten für alle Dimensionierungsvarianten des Konzepts „kalte Nahwärme“ im Vergleich zum Referenzsystem. Betrachtet werden

- der spez. Energiepreis als Mischpreis aus Wärme und Strom im ersten Jahr, berechnet aus der Annuität der Kosten, bezogen auf die gesamte im Quartier verkaufte Energie von 5.783 MWh/a
- die auf die Bruttogeschossfläche im Quartier von 40.194 m² bezogenen Energiekosten im ersten Jahr, welche ebenfalls aus der Annuität der Kosten berechnet werden
- die aus der Gesamtannuität berechneten, flächenbezogenen Jahresgesamtkosten
- und die ebenfalls auf die Bruttogeschossfläche bezogenen Investitionskosten.

Es wurde in dieser Studie ein Investitionszuschuss als Förderung für das Nahwärmenetz, die Wärmepumpe und den LZWSP in Höhe von 50 % angenommen. Der Baukostenzuschlag für die Heizzentrale beträgt 70 % und für die Hausanschlüsse 100 %.

Während die Investitionskosten bei der Variante mit EVG = 50 % im Vergleich zur Referenz sogar leicht sinken, steigen sie für die beiden Varianten mit höheren Eigenversorgungsgraden stark an, da die Hauptkomponenten PV-Anlage, Solarabsorber und Eisspeicher zum Erreichen der höheren EVG deutlich größer dimensioniert werden müssen.

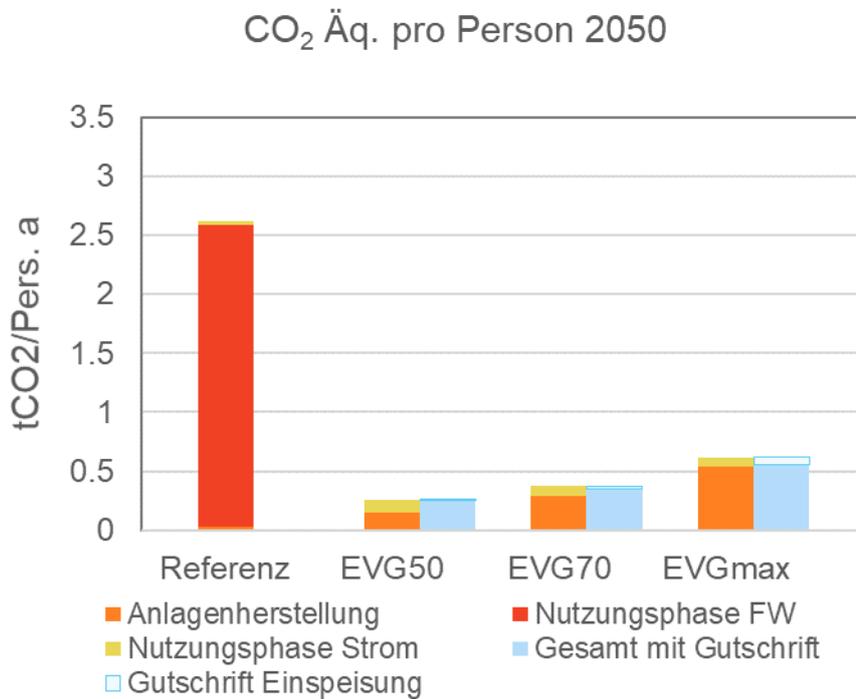


Abbildung 157: Vergleich der CO₂Äq.-Emissionen pro Person im Versorgungsgebiet mit Strommix-Szenario 2050, aufgeschlüsselt in Anlagenherstellung und Nutzungsphase. Werte jew. mit Gutschrift für PV-Einspeisung.

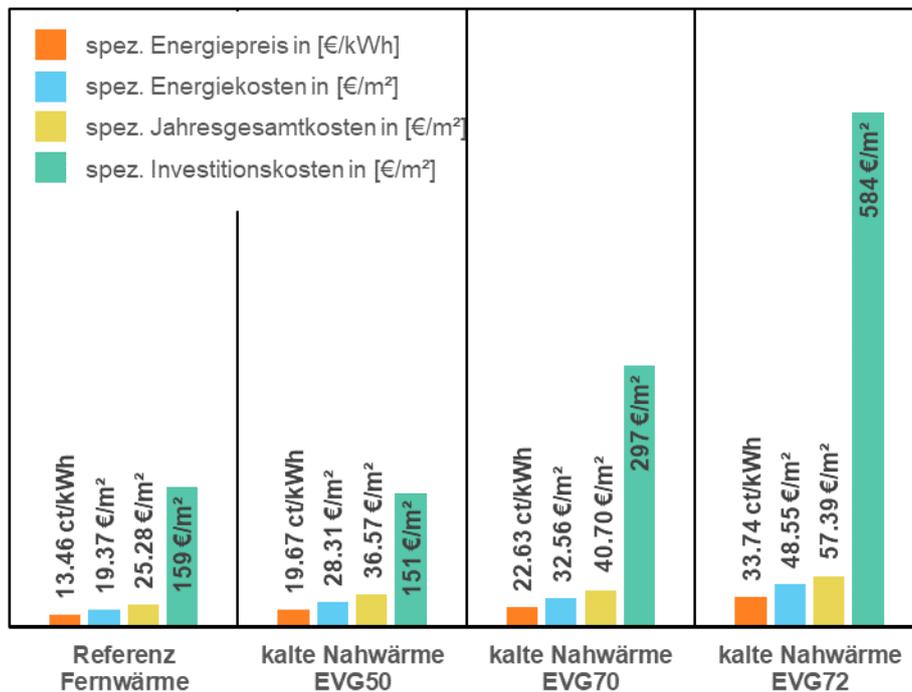


Abbildung 158: Aufstellung der Kosten für das Konzept „kalte Nahwärme“ im ländlichen Bestand

Insbesondere die deutliche Vergrößerung der PV-Fläche um den Faktor 2,5 von der Dimensionierungsvariante mit $EVG = 70\%$ zur Variante mit maximal erreichtem EVG trägt zur Verdopplung der Investitionskosten zwischen den beiden Varianten bei. Die spezifischen Energiekosten sowie Jahresgesamtkosten nehmen bei der Variante mit $EVG = 50\%$ im Vergleich zur Referenz deutlich zu, obwohl die Investitionskosten sinken. Grund hierfür sind im Wesentlichen die höheren Bedarfskosten für Strom im Vergleich zur Fernwärme. Die Erlöse durch Einspeisung von PV-Strom sind bei dieser Variante vernachlässigbar gering. Die geringeren Bedarfskosten bei den Dimensionierungsvarianten mit größerem EVG können die höheren Investitionskosten nicht ausgleichen, wodurch die spezifischen Energie- und Jahresgesamtkosten mit zunehmendem EVG steigen.

5.3.2 Konzept 2: Dänisches System (IGTE)

Das Konzept „Dänisches System“ beschreibt eine typische solar unterstützte Nahwärmanlage mit Langzeitwärmespeicher nach dem Vorbild der in Dänemark verbreiteten Großanlagen. Das Konzept bietet sich aufgrund des relativ hohen Platzbedarfs für die Freiflächenanlagen und den Langzeitwärmespeicher hauptsächlich als Energieversorgungslösung für ländliche Gebiete an. Folglich wurde auch für dieses Konzept das Versorgungsszenario „ländlich Bestand“ (vgl. Kapitel 3.3.2) gewählt. In Abbildung 159 ist die Aufteilung des Gesamtenergiebedarfs im Versorgungsgebiet dargestellt. Ungefähr 75 % des Gesamtenergiebedarfs in diesem Versorgungsgebiet wird zur Raumheizung verwendet. Dies entspricht absolut einem Wärmebedarf von 4.343 MWh/a. Zur Warmwasserbereitung werden 592 MWh/a benötigt, was ca. 10 % des Gesamtbedarfs entspricht. Der Rest des Gesamtbedarfs, 848 MWh/a, wird zur Deckung des Strombedarfs in den Haushalten benötigt.

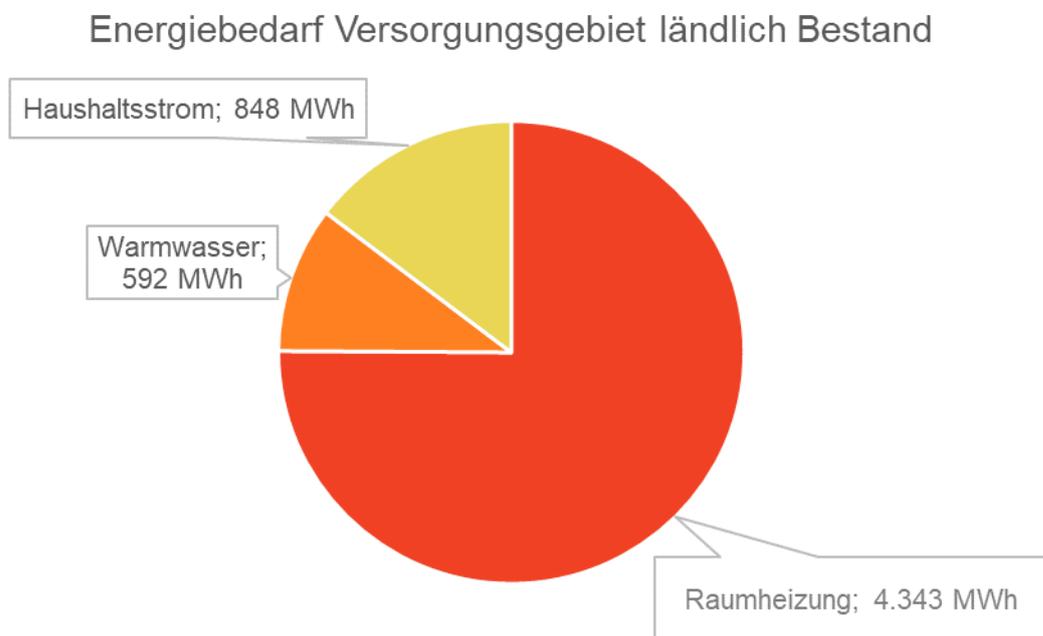


Abbildung 159: Energiebedarf Konzept "dänisches System"

Eine vereinfachte Darstellung des Konzeptes ist in Abbildung 160 zu sehen. Ein Erdbeckenspeicher wird durch eine zentrale Freiflächensolarthermieanlage beladen. Die Entladung des Speichers erfolgt entweder direkt, wenn der Langzeitwärmespeicher die vom Wärmenetz geforderte Vorlauftemperatur bereitstellen kann oder über eine zentrale Kompressionswärmepumpe. Dadurch wird zunächst ein Pufferspeicher beladen, welcher über einen Wärmeübertrager an das Nahwärmenetz gekoppelt wird. Kann der Wärmebedarf aktuell nicht allein durch Solarwärme und/oder die Wärmepumpe gedeckt werden, übernimmt ein nachgeschalteter Gasbrennwertkessel die Bereitstellung der fehlenden Wärme. Das Nahwärmenetz wird im mittleren Temperaturbereich mit einer Vorlauftemperatur von 75 °C betrieben. Die Strombedarfe der Haushalte und der Wärmepumpe werden teils durch eine PV-Anlage, teils durch das öffentliche Stromnetz gedeckt.

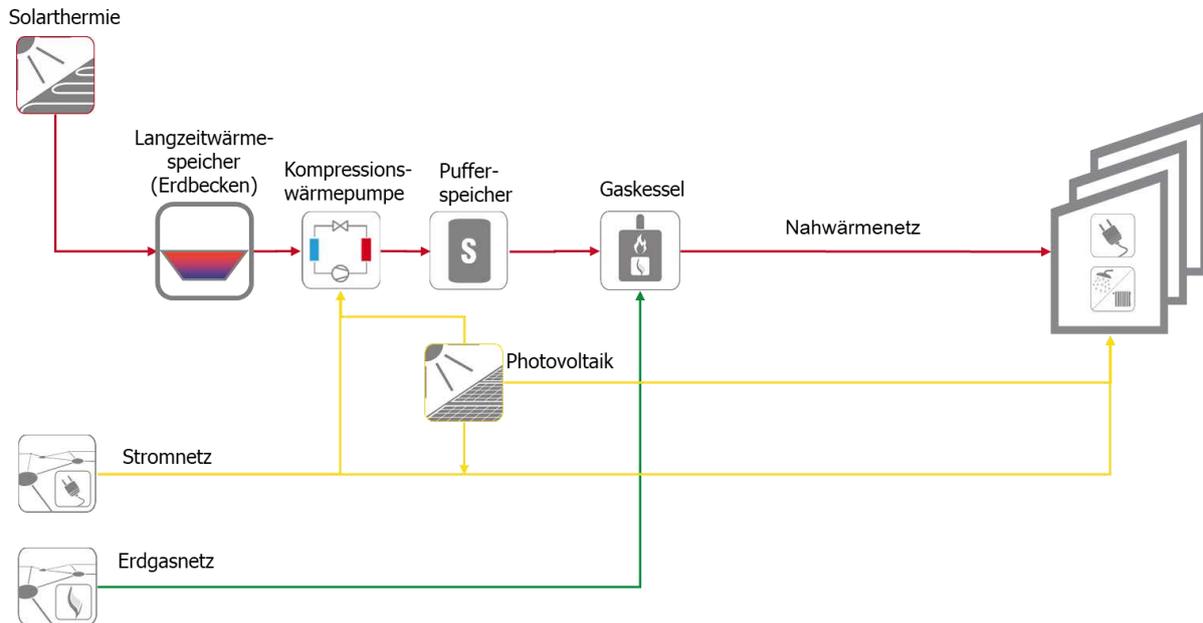


Abbildung 160: Dänisches System, vereinfachte Darstellung

5.3.2.1 Dimensionierung

In einer TRNSYS-Simulationsstudie wurden insgesamt 360 verschiedene Dimensionierungsvarianten untersucht und ausgewertet. Aus den Ergebnissen wurden drei Varianten mit unterschiedlichen Energieversorgungsgraden (EVG 30 %, 50 % und 70 %) ausgewählt, die im Folgenden genauer vorgestellt werden. Zusätzlich wurde ein Referenzsystem ausgewählt, um die verschiedenen Varianten miteinander vergleichbar zu machen.

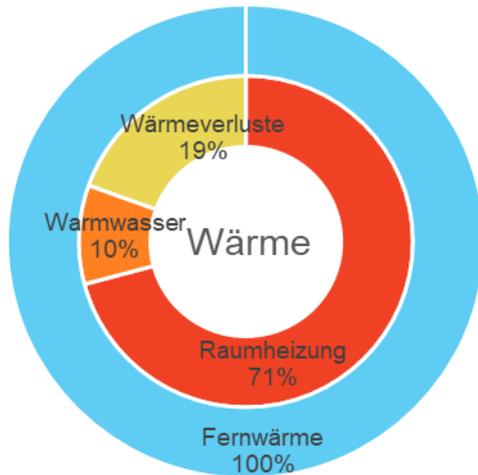
Vorstellung und Dimensionierung des Referenzsystems

Für das Konzept „dänisches System“ wurde dasselbe Referenzsystem gewählt wie für das Konzept „kalte Nahwärme“ (vgl. Kapitel 5.3.1.1). Der Wärmebedarf im Versorgungsgebiet wird ausschließlich durch Fernwärme gedeckt. Das Nahwärmenetz hat mit 6,6 km die gleiche Länge wie das Netz des Versorgungsgebiets im Konzept „dänisches System“. Der Strom im Versorgungsgebiet wird vollständig durch das öffentliche Stromnetz mit dem durchschnittlichen deutschen Strommix aus dem Jahr 2016 bereitgestellt.

Der gesamte Wärmebedarf für Raumheizung im Referenzsystem von 4.343 MWh/a und Wärmebedarf für Warmwasserversorgung von 592 MWh/a wird durch Fernwärme bereitgestellt. Die Wärmeverluste im Nahwärmenetz des Referenzsystems belaufen sich auf 19 % des Gesamtwärmebedarfs bzw. 1.195 MWh/a. Gerechnet wurde für das Referenzsystem mit einer Vorlauftemperatur im Nahwärmenetz von 75 °C und einer Rücklauftemperatur von 45 °C. Der Strombedarf der Haushalte von 848 MWh/a wird im Referenzsystem vollständig durch das öffentliche Stromnetz gedeckt.

Die absoluten äquivalenten CO₂-Emissionen des Referenzsystems betragen 2.097 t/a. Bezogen auf die gesamte Nutzenergie im Versorgungsgebiet von 5.784 MWh/a für Raumheizung, Warmwasserbereitung und Haushaltsstrom betragen die Emissionen 363 g_{CO2Äq}/kWh pro Jahr. Da das ländliche Versorgungsgebiet mit 625 Personen eher gering besiedelt ist, sind die personenbezogenen Emissionen mit 3,35 t/Person im Jahr relativ hoch.

100 % = 6.130 MWh/a



100 % = 848 MWh/a

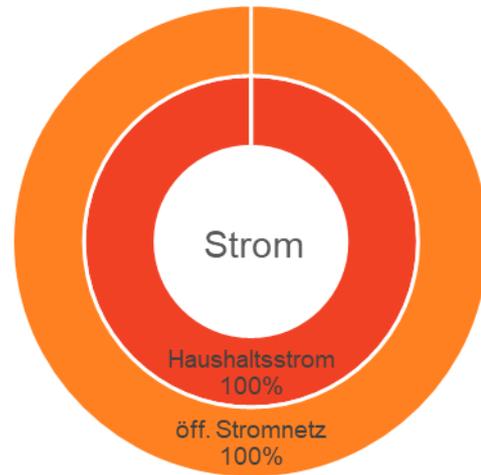


Abbildung 161: Aufschlüsselung des Energiebedarfs und der Energieversorgung im Referenzsystem. Links: Wärmeversorgung, rechts: Stromversorgung

Ergebnisse der Dimensionierungsvariante EVG 30 %

Um mit dem Konzept „dänisches System“ einen Eigenversorgungsgrad von 30 % zu erreichen, wurden die Hauptkomponenten des Systems wie folgt dimensioniert. Die Fläche der Freiflächensolarthermieanlage beträgt 3.000 m². Damit wird ein Langzeitwärmespeicher beladen, der ein Volumen von 3.000 m³ aufweist. Die Wärmepumpe, die den Langzeitwärmespeicher entlädt, hat eine thermische Leistung von 600 kW. Der Gasbrennwertkessel, welcher die Nachheizung übernimmt, ist in allen Varianten mit einer Leistung von 2,3 MW gleich dimensioniert. Zur Versorgung der Haushalte und der Wärmepumpe mit Strom wird eine Photovoltaikanlage mit einer Bruttofläche von 3.986 m² vorgesehen. Die Dimensionierungen der wichtigsten Komponenten im System sind in Tabelle 25 zusammengefasst.

Tabelle 25: Dimensionierung der Komponenten für die Konzeptvariante EVG 30 %

Komponente	Größe
Solarthermie	3.000 m ²
PV	3.986 m ²
Langzeitwärmespeicher	3.000 m ³
Wärmepumpe	600 kW _{th} (Betriebspunkt 26/65°C)
Gaskessel	2,3 MW _{th}

Die Zusammensetzung der Energieversorgung beim „dänischen System“ mit EVG = 30 % ist in Abbildung 162 dargestellt. Bei dieser Variante betragen die gesamten Wärmeverluste des Versorgungssystems mit 1.200 MWh 19 % des Gesamtwärmebedarfs von 6.137 MWh/a. Die

Wärmeversorgung wird zu 29 % durch Solarwärme bereitgestellt, 68 % des Wärmebedarfs wird durch Gas gedeckt. Die restlichen 3 % werden als elektrische Energie zum Antrieb der Wärmepumpe verwendet. Dabei werden 2 % der elektrischen Antriebsenergie vom öffentlichen Stromnetz bereitgestellt und 1 % durch die PV-Anlage. Der Bedarf an Haushaltsstrom in den Gebäuden von insgesamt 848 MWh/a wird in dieser Variante zu 33 % durch lokal erzeugten PV-Strom gedeckt, die restlichen 67 % stellt das öffentliche Stromnetz bereit. Insgesamt 333 MWh/a PV-Strom werden ins Stromnetz eingespeist, da sie nicht direkt zur Energieversorgung im Versorgungsgebiet verwendet werden können. Der mit dieser Variante erreichte Eigenversorgungsgrad beträgt 29,6 %.

Die absoluten äquivalenten CO₂-Emissionen der Variante EVG = 30 % betragen 1.558 t_{CO2Äq}/a. Dies entspricht einer Reduktion von 26 % im Vergleich zur Referenz. Bezogen auf die gesamte Nutzenergie im Versorgungsgebiet von 5.784 MWh/a für Raumheizung, Warmwasserbereitung und Haushaltsstrom ergeben sich Emissionswerte von 269 g_{CO2Äq}/kWh pro Jahr. Die personenbezogenen Emissionen reduzieren sich auf 2,49 t_{CO2Äq}/Person im Jahr und sind damit noch immer verhältnismäßig hoch.

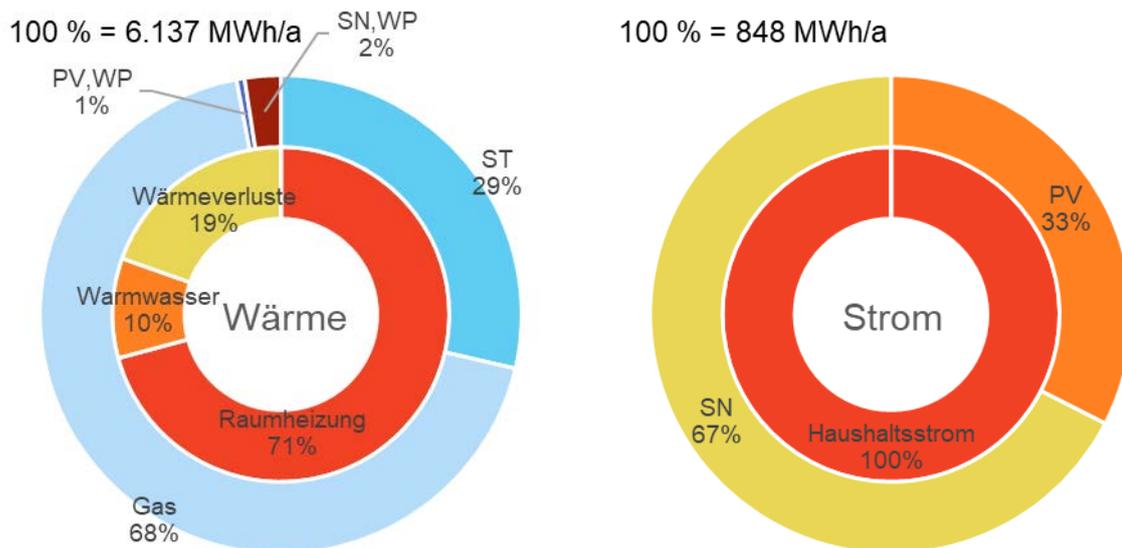


Abbildung 162: Aufschlüsselung des Energiebedarfs und der Energieversorgung im Konzept „dänisches System“, Variante mit EVG = 30 %. Links: Wärmeversorgung, rechts: Stromversorgung

Ergebnisse der Dimensionierungsvariante EVG 50 %

Um mit dem Konzept „dänisches System“ einen Eigenversorgungsgrad von 50 % zu erreichen, ist es notwendig, alle Hauptkomponenten des Versorgungssystems größer zu dimensionieren. Lediglich die Leistung des Gaskessels bleibt konstant, da dieser so dimensioniert sein muss, dass er die gesamte nachgefragte Netzleistung allein liefern kann. Die Dimensionierungen der wichtigsten Komponenten im System sind in Tabelle 26 zusammengefasst. Die PV-Fläche für diese Variante beträgt 6.378 m², zur Wärmeengewinnung müsste die Fläche der Solarthermieanlage auf 9.000 m² erhöht werden. Das Volumen des Langzeitwärmespeichers vergrößert sich auf 12.000 m³. Die Wärmepumpe zur Entladung des Langzeitwärmespeichers hat eine thermische Leistung von 2,4 MW.

Tabelle 26: Dimensionierung der Komponenten für die Konzeptvariante EVG 50 %

Komponente	Größe
Solarthermie	9.000 m ²
PV	6.378 m ²
Langzeitwärmespeicher	12.000 m ³
Wärmepumpe	2,4 MW _{th} (Betriebspunkt 26/65°C)
Gaskessel	2,3 MW _{th}

Die Zusammensetzung der Energieversorgung der Dimensionierungsvariante EVG 50 % ist in Abbildung 163 dargestellt. Bei dieser Variante erhöhten sich die Wärmeverluste des Versorgungssystems im Vergleich zur Variante mit EVG = 30 % leicht auf 1.366 MWh/a, was 22 % des Gesamtwärmebedarfs von 6.302 MWh/a entspricht. Die elektrische Antriebsenergie der Wärmepumpe erhöht sich ebenfalls leicht auf 4 %, wobei drei Viertel der benötigten Antriebsenergie vom öffentlichen Stromnetz bereitgestellt wird und 1 % durch lokal erzeugten PV-Strom. Der Beitrag der Solarthermieanlage an der Wärmeversorgung erhöht sich in der Variante EVG = 50 % auf 52 %. Der Bedarf an Haushaltsstrom in den Gebäuden von insgesamt 848 MWh/a wird in dieser Variante zu 36 % durch PV-Strom gedeckt, die restlichen 64 % stellt das öffentliche Stromnetz bereit. Die Menge an überschüssigem PV-Strom, der ins Stromnetz eingespeist wird, verdoppelt sich bei dieser Dimensionierungsvariante im Vergleich zur Variante mit EVG = 30 % auf 668 MWh/a. Der mit dieser Dimensionierungsvariante erreichte Eigenversorgungsgrad beträgt 51,0 %.

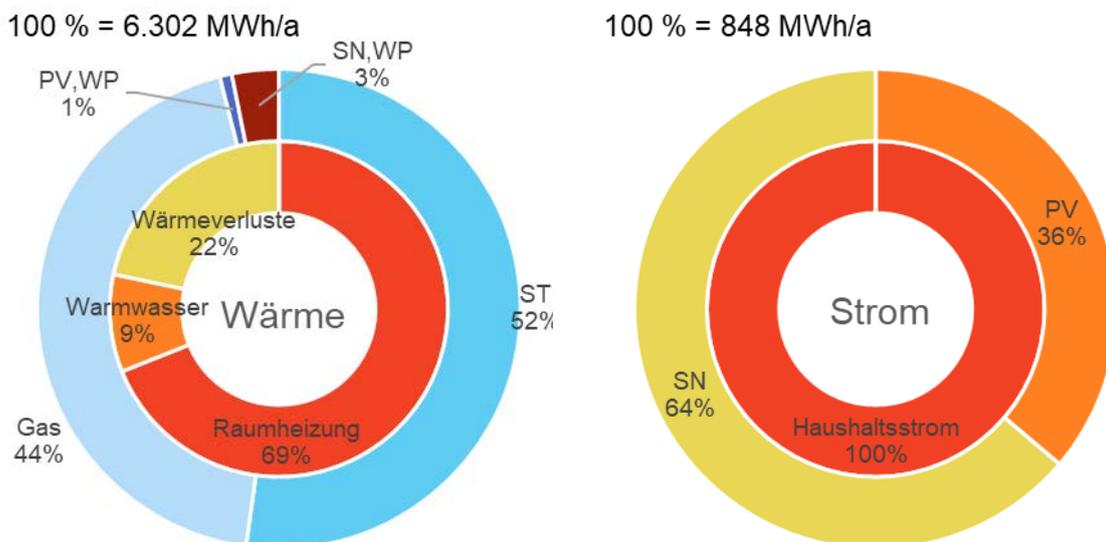


Abbildung 163: Aufschlüsselung des Energiebedarfs und der Energieversorgung im Konzept „dänisches System“, Variante mit EVG = 50 %. Links: Wärmeverbrauch, rechts: Stromverbrauch

Die absoluten äquivalenten CO₂-Emissionen der Variante EVG = 30 % betragen 1.040 t_{CO2Äq}/a. Dies entspricht einer Reduktion von 50 % im Vergleich zur Referenz. Bezogen auf die gesamte Nutzenergie

im Versorgungsgebiet von 5.784 MWh/a ergeben sich Emissionswerte von $180 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{Äq.}}/\text{kWh}$ pro Jahr. Die personenbezogenen Emissionen reduzieren sich auf $1,7 \text{ t}_{\text{CO}_2\text{Äq.}}/\text{Person}$ im Jahr. Mit steigender Einspeisung von überschüssigem PV-Strom steigt auch der Beitrag zur Reduktion der Emissionen durch Gutschrift des eingespeisten Überschussstroms ins Stromnetz. Bei dieser Variante wäre ohne diese Gutschrift nur eine Reduktion zur Referenz um 31 % möglich.

Ergebnisse der Dimensionierungsvariante mit EVG 70 %

Der maximal bei der Simulationsstudie erreichte Eigenversorgungsgrad beträgt 69,1 %. Um diesen Eigenversorgungsgrad zu erreichen, ist im Vergleich zur Variante EVG = 50 % nochmals eine deutlich größere Dimensionierung der Hauptkomponenten erforderlich. Die Dimensionierungen der wichtigsten Komponenten im System sind in Tabelle 27 zusammengefasst. Die PV-Fläche für diese Variante beträgt 15.944 m^2 , was der maximalen PV-Fläche in der Simulationsstudie entspricht. Auch alle anderen Komponenten entsprechen der maximal in der Simulationsstudie verwendeten Dimensionierung: Die Fläche der Solarthermieanlage beträgt bei der Dimensionierungsvariante EVG = 70 % 22.500 m^2 , das Volumen des Langzeitwärmespeichers wird auf 18.000 m^3 erhöht. Für die thermische Leistung der Wärmepumpe wird in dieser Variante 3,6 MW gewählt.

Tabelle 27: Dimensionierung der Komponenten für die Konzeptvariante EVG 70 %

Komponente	Größe
Solarthermie	22.500 m^2
PV	15.944 m^2
Langzeitwärmespeicher	18.000 m^3
Wärmepumpe	$3,6 \text{ MW}_{\text{th}}$ (Betriebspunkt 26/65°C)
Gaskessel	$2,3 \text{ MW}_{\text{th}}$

Die Zusammensetzung der Energieversorgung der Dimensionierungsvariante mit EVG = 70 % ist in Abbildung 164 dargestellt. Bei dieser Variante erhöhen sich die gesamten Wärmeverluste des Versorgungssystems nochmals leicht im Vergleich zur Dimensionierungsvariante EVG = 50 % auf 23 % des Gesamtwärmebedarfs, der in der vorliegenden Variante bei 6.435 MWh/a liegt. Die elektrische Antriebsenergie für die Wärmepumpe (WP) erhöht sich im Vergleich zur Dimensionierungsvariante EVG = 50 % nochmals leicht auf 5 %, 3 % werden aus dem öffentlichen Stromnetz (SN) bereitgestellt und 2 % durch PV-Strom. Durch Solarwärme werden bei der Dimensionierungsvariante EVG = 70 % der Großteil des Wärmebedarfs, 71 % gedeckt. Die Bereitstellung der restlichen 24 % des Wärmebedarfs übernimmt der Gasbrennwertkessel. Die Deckung des Bedarfs an Haushaltsstrom in den Gebäuden von insgesamt 848 MWh/a in dieser Variante durch PV-Strom erhöht sich auf 42 %, die restlichen 58 % stellt das öffentliche Stromnetz bereit. Die Menge des überschüssigen PV-Stroms erhöht sich bei dieser Variante auf 2105 MWh/a , was 82 % des gesamten erzeugten PV-Stroms entspricht.

Die absoluten äquivalenten CO_2 -Emissionen der Variante mit EVG = 70 % betragen $56 \text{ t}_{\text{CO}_2\text{Äq.}}/\text{a}$. Dies entspricht einer Reduktion von 97 % im Vergleich zur Referenz. Bezogen auf die gesamte Nutzenergie im Versorgungsgebiet von 5.784 MWh/a ergeben sich Emissionswerte von $10 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{Äq.}}/\text{kWh}$ pro Jahr. Die personenbezogenen Emissionen reduzieren sich auf $0,01 \text{ t}_{\text{CO}_2\text{Äq.}}/\text{Person}$ im Jahr. Durch die große Menge eingespeisten PV-Stroms ist bei dieser Variante der Einfluss der CO_2 -Gutschrift für ins Stromnetz eingespeisten PV-Strom besonders deutlich. Ohne diese Gutschrift wäre, wie bei der Dimensionierungsvariante EVG = 70 %, nur eine Reduktion zur Referenz um 37 % möglich.

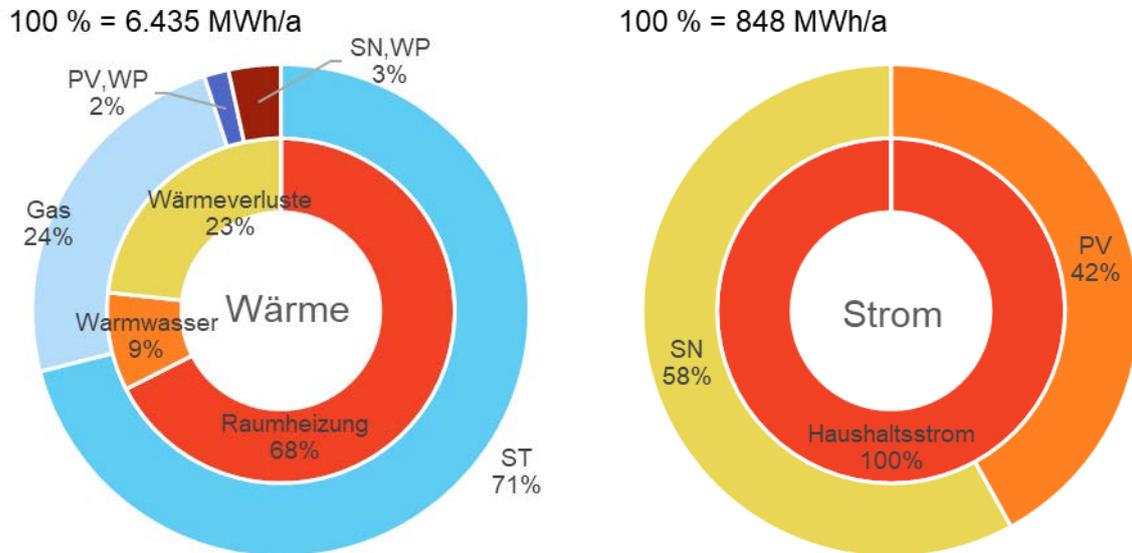


Abbildung 164: Aufschlüsselung des Energiebedarfs und der Energieversorgung im Konzept „dänisches System“, Variante mit maximalem EVG = 70 %. Links: Wärmeverversorgung, rechts: Stromversorgung

5.3.2.2 Innovative Betriebsstrategien

Das Konzept „dänisches System“ wurde unter anderem gewählt, um die Zukunftsfähigkeit der herkömmlichen SuN-Konzepte in Hinblick auf Emissionsreduzierung zu untersuchen. Die grundlegende Betriebsstrategie entspricht daher im Wesentlichen den herkömmlichen Betriebsstrategien bereits existierender SuN-Anlagen, wie der Einsatz einer Wärmepumpe, um den Langzeitwärmespeicher auf niedrigere Temperaturen zu entladen und somit dessen nutzbare Wärmekapazität zu erhöhen.

Als innovatives Element in der Betriebsstrategie kann die Ergänzung des Systems um eine PV-Anlage angesehen werden, insbesondere die Nutzung des PV-Stroms sowohl für die Deckung des Strombedarfs in den Haushalten als auch für den Betrieb der Wärmepumpe. Bei diesem Konzept wurde der Deckung des Haushaltsstrombedarfs Vorrang vor dem Strombedarf der Wärmepumpe gegeben.

Die Nutzung des selbsterzeugten PV-Stroms sowohl für Wärmepumpe als auch Haushalte ist nur möglich, wenn ein Arealnetz im Versorgungsgebiet gebaut wird. Theoretisch sind sowohl die Installation einer Freiflächenanlage als auch die Installation dezentraler PV-Anlagen auf den Gebäudedächern denkbar. Befinden sich die PV-Flächen in Betreiberhand, kann die Energieversorgung beispielsweise durch ein Contracting-Modell erfolgen. Befinden sich die dezentralen PV-Anlagen in Besitz der Nutzer, wäre eine Art Prosumer-Modell denkbar, bei dem die Nutzer z.B. PV-Strom an den Betreiber der SuN-Anlage verkaufen können, oder damit eine Reduzierung ihres Wärmepreises erzielen können. Die rechtliche und regelungstechnische Umsetzbarkeit der letztgenannten Variante ist allerdings zu prüfen.

5.3.2.3 Bewertung

Gerechnet mit dem aktuellen deutschen Strommix bzw. CO_2 -Emissionen von $567 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{Äq}}$ pro erzeugter Kilowattstunde Strom, kann mit der Dimensionierungsvariante $\text{EVG} = 70 \%$ der in Kapitel 3.3.2 festgelegte Benchmark für eine klimaneutrale Energieversorgung im Quartier von $0,5 \text{ t}_{\text{CO}_2\text{Äq}}/\text{Person}$ erreicht werden (vgl. Abbildung 165). Die erreichten Treibhausgas-Emissionen bei

dieser Variante betragen 0,09 tCO₂Äq./Person. Mit den anderen beiden Dimensionierungsvarianten EVG = 30 % und EVG = 70 %, die CO₂Äq.-Emissionen von 2,50 tCO₂Äq./Person bzw 1,66 tCO₂Äq./Person verursachen, können zwar nennenswerte Reduzierungen der Emissionen von 26 % und 50 % erzielt werden, die Werte liegen jedoch höher als der Benchmark. Bei genauerer Betrachtung der Zusammensetzung des Emissionswertes bei der Variante mit EVG = 70 % fällt jedoch auf, dass die niedrigen Gesamtemissionen nur aufgrund der Einspeisung von PV-Strom in das öffentliche Stromnetz erreicht werden kann.

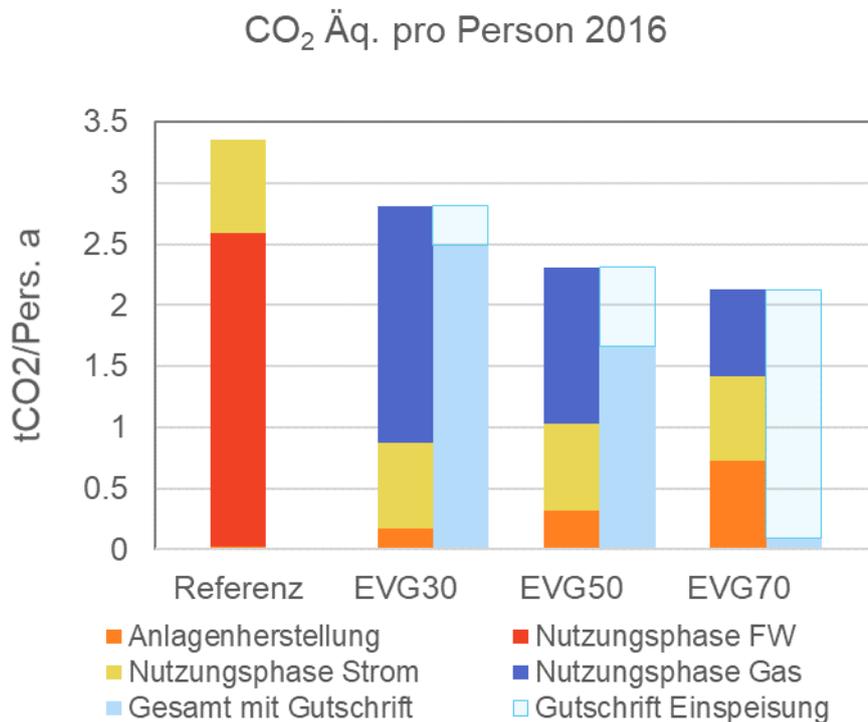


Abbildung 165: Vergleich der CO₂Äq.-Emissionen pro Person im Versorgungsgebiet der untersuchten Dimensionierungsvarianten beim Konzept „dänisches System“, aufgeschlüsselt in Anlagenherstellung und Nutzungsphase. Links: ohne Gutschrift für PV-Einspeisung; Rechts: mit Gutschrift für PV-Einspeisung

Sinken die Emissionen des deutschen Strommixes, so wie es in Deutschland in Zukunft durch die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energieträger in der Stromversorgung geplant ist, werden die CO₂Äq.-Einsparungen durch Einspeisung des überschüssigen PV-Stroms immer geringer werden. Verdeutlicht wird dieser Sachverhalt durch den Ausblick auf die Jahre 2030 und 2050, mit angenommenen CO₂Äq.-Emissionen des deutschen Strommixes von 195 gCO₂Äq./kWh bzw 22 gCO₂Äq./kWh. Die Ergebnisse dieses Ausblicks sind in Abbildung 166 dargestellt. Da hier die Annahmen getroffen wurden, dass sich weder die Emissionen bei der Anlagenherstellung noch die Emissionen von Erdgas als Energieträger in Zukunft ändern, sind die durch den Stromverbrauch generierten Emissionen der einzige Einflussfaktor auf die Ergebnisse. Beide anderen zuvor erwähnten Einflussfaktoren werden sich in der Realität vermutlich in Zukunft auch ändern, jedoch liegen hierfür keine belastbaren Szenarien vor.

Schon im Jahr 2030 gibt es nach den in Abbildung 166 vorgestellten Ergebnissen keine Dimensionierungsvariante mehr, die den Benchmark von 0,5 tCO₂Äq./Person erreicht. Die niedrigsten Emissionswerte erreicht mit 0,89 tCO₂Äq./Person noch immer die Variante mit EVG = 70 %.

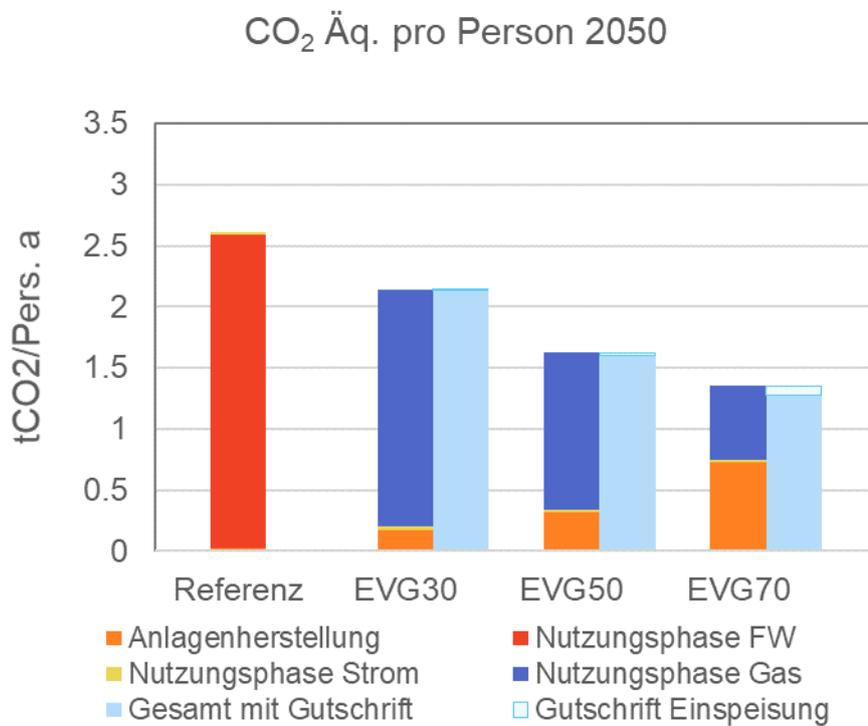
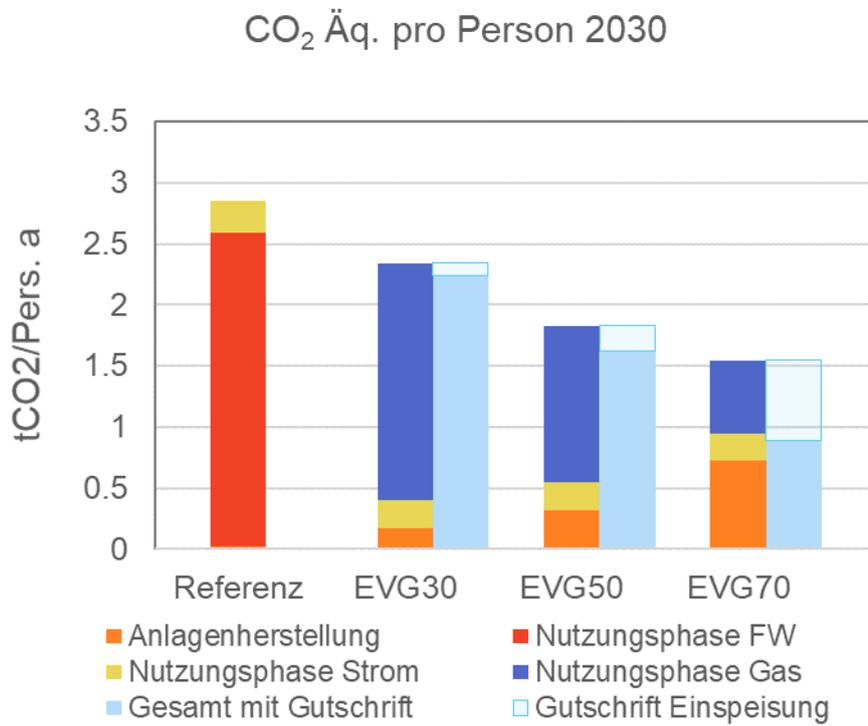


Abbildung 166: Vergleich der CO₂Äq.-Emissionen pro Person im Versorgungsgebiet, aufgeschlüsselt in Anlagenherstellung und Nutzungsphase. Werte jew. mit Gutschrift für PV-Einspeisung. Oben: Emissionen mit Strommix Deutschland 2030; Unten: Emissionen mit Strommix Deutschland 2050

Setzt man den Wert des Strommix-Szenarios für das Jahr 2050 von $22 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{Äq.}}/\text{kWh}$ an, erhöht sich dieser Wert nochmals auf $1,28 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{Äq.}}/\text{kWh}$. In der jetzigen Variante kann dieses Konzept also nicht als zukunftsfähig betrachtet werden. Maßnahmen, um die $\text{CO}_2\text{Äq.}$ -Emissionen zu senken, wäre z. B. der Einsatz eines anderen Energieträgers für die Nachheizung, wie z. B. Biogas oder Gas aus P2G (Power2Gas). Vor allem bei der letztgenannten Option ist allerdings fraglich, ob die zukünftig verfügbaren Mengen dieser Energieträger ausreichen, um sie flächendeckend zur Wärmeversorgung einsetzen zu können.

Abbildung 167 zeigt die Aufstellung der Kosten für alle Dimensionierungsvarianten des Konzepts „dänisches System“ im Vergleich zum Referenzsystem. Betrachtet werden

- der spez. Energiepreis als Mischpreis aus Wärme und Strom im ersten Jahr, berechnet aus der Annuität der Kosten, bezogen auf die gesamte im Quartier verkaufte Energie von 5.783 MWh/a
- die auf die Bruttogeschossfläche im Quartier von 40.194 m^2 bezogenen Energiekosten im ersten Jahr, welche ebenfalls aus der Annuität der Kosten berechnet werden
- die aus der Gesamtannuität berechneten, flächenbezogenen Jahresgesamtkosten
- und die ebenfalls auf die Bruttogeschossfläche bezogenen Investitionskosten.

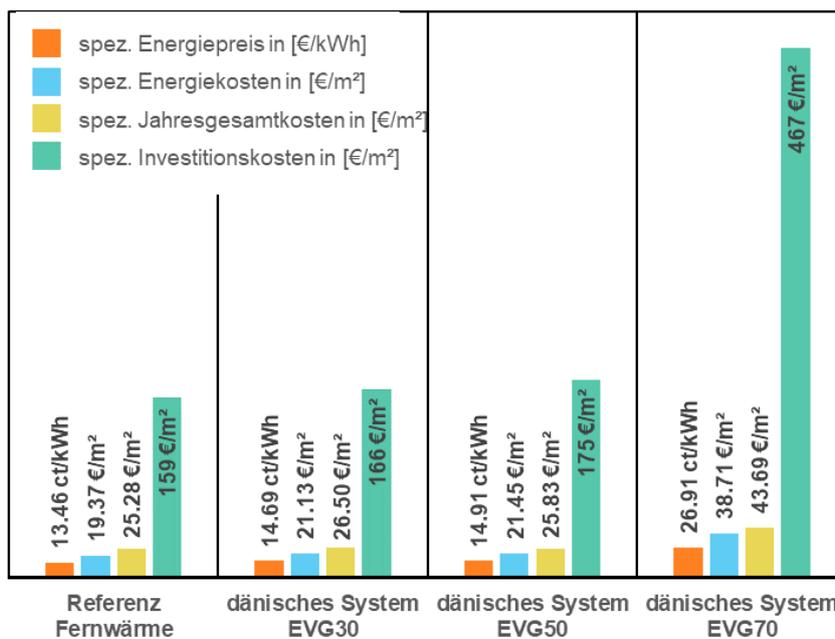


Abbildung 167: Aufstellung der Kosten für das Konzept „dänisches System“ im ländlichen Bestand

Es wurde in dieser Studie ein Investitionszuschuss als Förderung für das Nahwärmenetz, die Wärmepumpe und den LZWSP in Höhe von 50 % angenommen. Der Baukostenzuschlag für die Heizzentrale beträgt 70 % und für die Hausanschlüsse 100 %. Während sich die Kosten zur Erreichung eines Eigenversorgungsgrades von 30 % und 50 % im Vergleich zur Referenzvariante nur leicht erhöhen, steigen bei der Dimensionierungsvariante EVG = 70 % insbesondere die Investitionskosten sehr stark von 159 €/m^2 bei der Referenzvariante auf 467 €/m^2 . Dieser Anstieg ist vor allem dadurch zu erklären, dass zur Erreichung dieses Eigenversorgungsgrades die PV-Fläche wie auch die Fläche der Solarthermieanlage um den Faktor 2,5 erhöht werden musste. Die höheren Investitionskosten können teilweise durch niedrigere Bedarfskosten für die Energie und Erlöse aus dem Verkauf von PV-Strom kompensiert werden.

5.3.3 Konzept 3: Kombinierte Wärme-, Kälte- und Stromversorgung (SIZ EGS)

In diesem Konzept wird die Versorgung eines städtischen Neubauquartiers betrachtet. Ein Großteil des Energiebedarfs entfällt hier auf Wohngebäude. Es wird darüber hinaus in geringerem Anteil auch ein Energiebedarf für Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungsflächen (GHD-Flächen) berücksichtigt, welcher neben Wärme- und Strombedarf auch aus einem sommerlichen Kühlbedarf besteht. Der Strombedarf liegt im betrachteten Quartier bei 4,1 GWh pro Jahr. Dieser sogenannte Nutzerstrom beinhaltet neben dem Strombedarf zum Gebäudebetrieb auch jenen der GHD-Flächen und Haushalte. 2,4 GWh pro Jahr werden zur Warmwasserbereitung und 5,7 GWh für Raumheizung aufgewendet. 0,6 GWh pro Jahr entfallen auf den Kältebedarf zur Raumkühlung in GHD-Flächen. Abbildung 168 zeigt die Anteile der unterschiedlichen Energiebedarfe, welche sich in Summe auf 12,8 GWh pro Jahr addieren.



Abbildung 168: Zusammensetzung Energiebedarf im Neubauquartier

Die Versorgung des Quartiers mit Wärme und Kälte erfolgt nach folgendem Konzept:

Unter der Annahme einer gebäudezentralen Warmwasserbereitung wird den Gebäuden aus einer Heizzentrale Heizwasser mit 65 °C zur Verfügung gestellt. Die Verteilung dieser Heizwärme erfolgt über ein, ausschließlich auf den Warmwasser-Leistungsbedarf ausgelegtes Wärmenetz. Die Vorlauftemperatur ab Heizzentralen beträgt ganzjährig 67 °C und erlaubt in den Gebäuden eine Warmwasserbereitung unter Einhaltung geltender Hygienerichtlinien.

Zur Versorgung der Gebäude mit Raumwärme wird unterstellt, dass im betrachteten Neubauquartier sämtliche Wohnflächen über Fußbodenheizung versorgt werden, deren maximale Vorlauftemperatur 40 °C nicht übersteigt (Auslegungstemperatur). Diese Vorlauftemperatur ist während der Heizperiode variabel in Abhängigkeit von der Außentemperatur. Die Verteilung der Raumheizwärme im Quartier erfolgt über ein, auf den Heizwärme-Leistungsbedarf ausgelegtes und vom Warmwassernetz eigenständiges Wärmenetz. Die maximale Vorlauftemperatur in diesem Netz beträgt 55 °C und wird ebenfalls in Abhängigkeit von der Außentemperatur variiert. Eine gebäudezentrale Übergabestation trennt das Wärmenetz hydraulisch von der Verteilung im Gebäude.

Die getrennte Versorgung des Quartiers mit Warmwasser- und Raumheizungswärme mit einem derartigen 4-Leiter-Netz bietet die Möglichkeit einer Kälteversorgung des Quartiers außerhalb der Heizperiode. Während dieser Zeit kann das Raumheizungs-Netz für Kühlzwecke eingesetzt werden, indem die Vorlauftemperatur entsprechend herabgesetzt wird. Im untersuchten Fall wird in der Kühlperiode eine konstante Vorlauftemperatur ab Heizzentrale von 10 °C angenommen.

Die Versorgung des Quartiers über das so gestaltete 4-Leiter-Netz mit den jeweils angepassten Versorgungstemperaturen bietet weitere Vorteile bei der Einbindung und Nutzung erneuerbarer

Energien in der Heizzentrale. Diese lassen sich grundsätzlich effizienter nutzen, je niedriger die geforderten Temperaturniveaus sind. Abbildung 169 stellt das Versorgungskonzept mit den verschiedenen Wärmeerzeugern und –quellen, Speichern, Netzen und Verbrauchern schematisch dar.

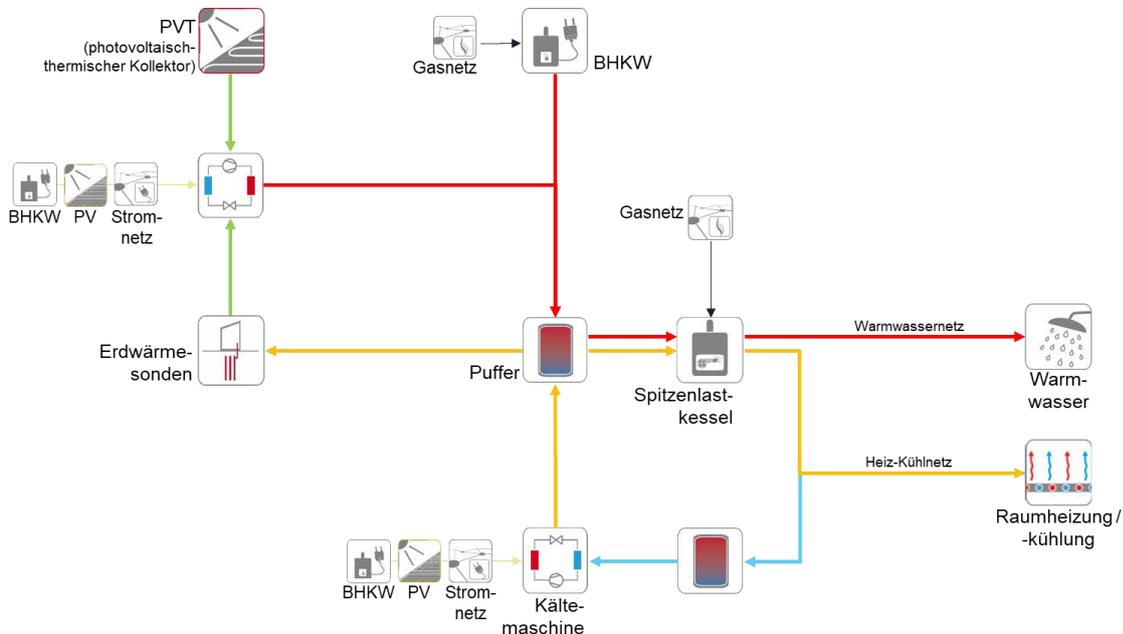


Abbildung 169: Schematische Darstellung des Versorgungskonzepts „Energiequellenmix“

Wärme für die Versorgung des Warmwasser- und Raumheizungsnetzes (während Heizperiode) wird über Pufferspeicher bereitgestellt. Hier handelt es sich um Schichtenspeicher mit ausreichendem Volumen oder einer Serie mehrerer Pufferspeicher auf unterschiedlichen Temperaturniveaus. Somit wird Wärme bedarfsgerecht bereitgestellt.

Die Wärmeerzeugung erfolgt multivalent unter Einsatz von Wärmepumpen/Kältemaschinen und gasbetriebenen Blockheizkraftwerken (BHKW). Zur Spitzenlastabdeckung und als Reserve im Notbetrieb werden zusätzlich klassische Brennwertkessel vorgesehen. Somit werden im vorliegenden Konzept ausschließlich Technologien auf dem Stand der Technik eingesetzt, wodurch hier dargestellt werden kann, welche innovativen Konzepte durch die richtige Kombination vorhandener Technologien möglich sind.

Erneuerbare Energie wird im untersuchten Konzept durch die Wärmepumpe eingebunden. Durch die Betriebsführung wird der Einsatz der Wärmepumpe derart optimiert, dass möglichst viel im Quartier erzeugter PV-Strom zum Wärmepumpenbetrieb eingesetzt wird. In diesen Betriebszeiten liefert die Wärmepumpe 100 % erneuerbare Wärmeenergie an das System.

Maßgebliche Wärmequelle für die Wärmepumpe sind photovoltaisch-thermische Kollektoren (PVT-Kollektoren, auch Hybridkollektoren genannt). Sie wandeln einerseits Sonnenstrahlung in elektrischen Strom und andererseits in Wärme. Diese Wärme steht bei niedrigen Temperaturen zur Verfügung und kann in Wärmepumpen als Quellenenergie genutzt werden. Das Konzept sieht vor, dass zeitgleich bereitgestellte Strom und Wärme aus den PVT-Feldern durch die Wärmepumpe in Nutzwärme gewandelt werden. Wird mehr Wärme bereitgestellt als vom Wärmeversorgungsnetz abgenommen wird, wird diese Wärme erst in Pufferspeichern und anschließend in einem Langzeitwärmespeicher gespeichert. Dies trifft klimabedingt vorwiegend außerhalb der Heizperiode zu.

Als Langzeitwärmespeicher wird im hier untersuchten Konzept ein Erdsonden-Wärmespeicher eingesetzt. Die Beladung erfolgt wie bereits beschrieben aus Wärmeüberschüssen der Wärmepumpe, welche außerhalb der Heizperiode entstehen. Während der Heizperiode dient der Erdsonden-Wärmespeicher als Quelle für die Wärmepumpe.

Ausschließlich während der Heizperiode trägt auch das BHKW zur Wärmeversorgung bei. Dieses wird wärmegeführt und mit der Wärmepumpe synchron betrieben. Diese Art der stromnetzdienlichen Betriebsführung führt dazu, dass der Strombezug aus dem Netz durch die Wärmepumpe gerade in Jahreszeiten mit hohem Strom- und Wärmebedarf größtenteils vermieden werden kann. Gleichzeitig wird die Einspeisung von BHKW-Strom in das öffentliche Übertragungsnetz vermieden.

Während der Kühlperiode wird der Kältebedarf über Kompressionskältemaschinen bereitgestellt. Der Betrieb der Kältemaschine wird vornehmlich mit PV-Strom aus dem Quartier gesteuert. Die Abwärme der Kältemaschine wird als Nutzwärme an den Pufferspeicher abgegeben. Somit erfolgt hier einerseits eine Wärmerückgewinnung bzw. Abwärmenutzung und eine Wandlung lokal erzeugten erneuerbaren Stroms in Wärme.

Zur detaillierten Untersuchung dieses innovativen Konzepts wird das System in TRNSYS 17 abgebildet. Für eine ganzheitliche Betrachtung wurde hier neben dem thermischen Teil des Systems auch der Strombedarf im Quartier und die PV-Stromerzeugung bilanziert.

5.3.3.1 Dimensionierung

Ausgehend vom entwickelten Technikkonzept und den im Projekt festgelegten Randbedingungen des angenommenen Versorgungsgebiets wurden in Simulationsstudien Dimensionierungen für unterschiedlich hohe Eigenversorgungsgrade identifiziert.

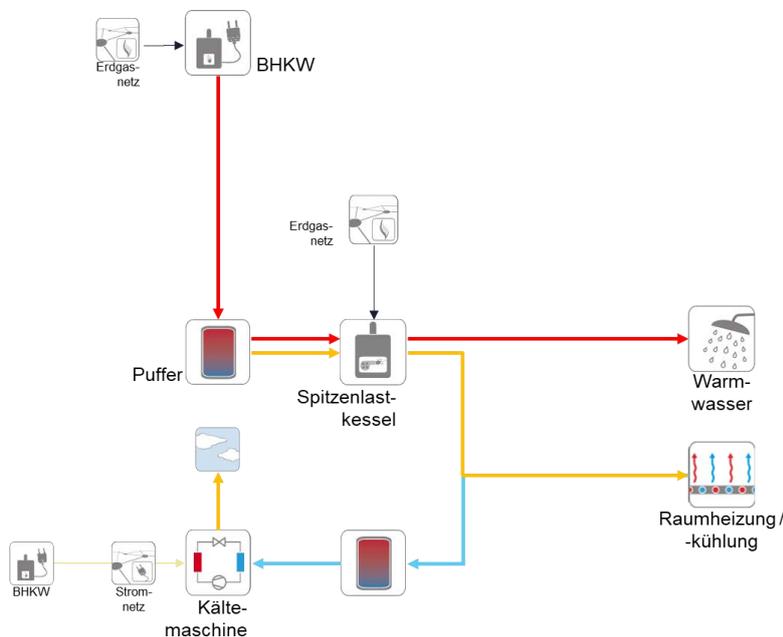


Abbildung 170: Schematische Darstellung des Referenzsystems für das Konzept „Energiequellenmix“

Um einen Vergleich und eine Bewertung des Konzepts in den verschiedenen Dimensionierungen zu ermöglichen wurde eine Referenz definiert. Diese verzichtet auf den Einsatz erneuerbarer Energien. Die Wärmeversorgung basiert auf einer Kombination aus BHKW und Spitzenlastkessel. Die

Wärmeverteilung im Quartier unterscheidet sich hingegen nicht. Es wird ein 4-Leiter-Netz abgebildet, über welches außerhalb der Heizperiode eine Kälteversorgung erfolgt. Der Kältebedarf wird mit luftgekühlten Kompressionskältemaschinen gedeckt. Eine Abwärmenutzung findet nicht statt. Abbildung 170 zeigt ein schematisches Technikkonzept dieser Referenz.

Dimensionierungsergebnis Referenz

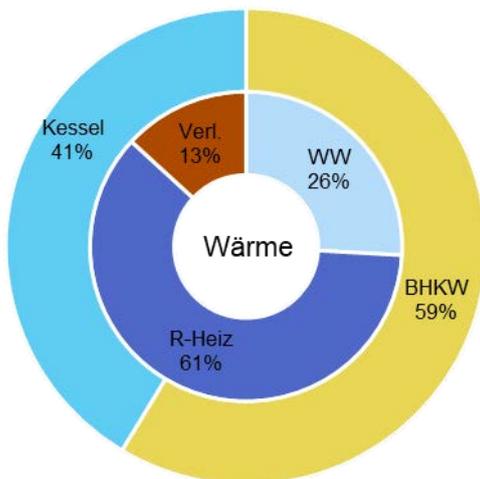
Um im Referenzsystem den Wärme- und Kältebedarf zu decken, werden folgende Leistungen der Wärme- und Kälteerzeuger benötigt (Tabelle 28).

Tabelle 28: Dimensionierung der Komponenten im Referenzsystem

Komponente	Größe
BHKW	900 kW _{th} / 630 kW _{el}
Spitzenlastkessel	4 MW
Kältemaschine	1 MW
Pufferspeicher	30 m ³

Auf diese Weise werden im Referenzsystem 59 % des Wärmebedarfs (gesamt 9.340 MWh/a) vom BHKW bereitgestellt. Die restlichen 41 % vom Spitzenlastkessel. Vom gesamten Wärmebedarf betragen die Wärmeverluste im Wärmeverteilnetz des Quartiers 13 %. Der Strombedarf im Quartier steigt im untersuchten Konzept durch die Kältebereitstellung auf 4.250 MWh/a. Davon fallen 150 MWh/a (4 %) auf die Kältemaschine. Dieser Bedarf wird zu 64 % direkt (in zeitlicher Übereinstimmung von Bedarf und Erzeugung) aus dem BHKW gedeckt. Die restlichen 36 % werden aus dem öffentlichen Stromnetz bezogen. Abbildung 171 stellt die Wärme- und Strombilanz für Bedarf und Bereitstellung grafisch dar. Aus dem BHKW werden neben der direkten Deckung des Strombedarfs im Quartier noch weitere 1,1 GWh/a in das öffentliche Stromnetz eingespeist.

100 % = 9340 MWh/a



100 % = 4250 MWh/a

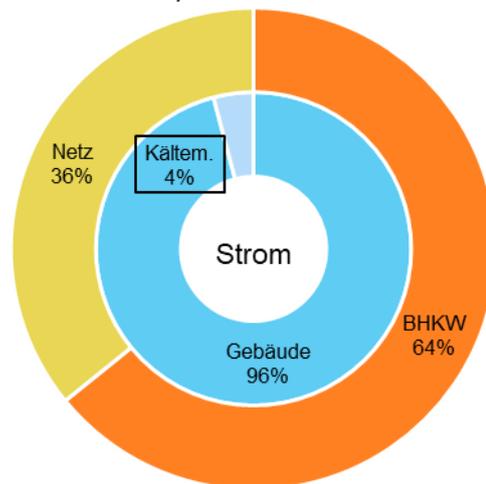


Abbildung 171: Zusammensetzung des Wärme- und Strombedarfs und dessen Deckung im Referenzsystem des Konzepts „Energiequellenmix“

Aus der Endenergiebilanz unter Berücksichtigung der Stromeinspeisung durch das BHKW errechnen sich für diese Referenzvariante CO₂-Emissionen in Höhe von 3.858 t pro Jahr. Bezogen auf den gesamten im Quartier vorhandenen Nutzenergiebedarf von 12.743 kWh (Strom, Wärme und

Kältebedarf) errechnen sich daraus 303 g_{CO2}/kWh. Unter Berücksichtigung der Anzahl Bewohner im Quartier (3.000 Personen) errechnen sich die spezifischen Emissionen auf 1,29 t/(Person a).

Dimensionierungsergebnis *EVG* = 30 %

Um einen Eigenversorgungsgrad *EVG* von 30 % zu erreichen wird im Vergleich zum Referenzsystem einerseits die Abwärme der Kältemaschine zur Warmwasserbereitung genutzt und andererseits eine Wärmepumpe mit PVT-Kollektoren als Wärmequelle in das System integriert. Strom aus erneuerbaren Energien fließt durch die Integration von PV-Anlagen auf allen verfügbaren Dachflächen ein. Eine Langzeitwärmespeicherung ist zur Erreichung dieser *EVG*-Schwelle nicht notwendig. Die Größe der wichtigsten Komponenten in dieser Systemvariante sind in Tabelle 29 zusammengefasst. Nennenswert sind hier die Reduktion der BHKW-Größe und die Vergrößerung des Pufferspeichers. Beides lässt sich auf die Integration der Wärmepumpe und der Abwärme aus der Kältemaschine zurückführen. Um die Wärme aus diesen Erzeugern nutzen zu können, muss die Wärmeerzeugung durch das BHKW reduziert werden. Der Pufferspeicher ist derart ausgelegt, dass die Wärmeproduktion an sonnenreichen Tagen (hoher PV- und PVT-Ertrag sowie hoher Kältebedarf und somit viel Abwärme) für einen nächtlichen Wärmebedarf des Quartiers gespeichert werden kann.

Tabelle 29: Dimensionierung der Komponenten zur Erreichung des *EVG* 30 %

Komponente	Größe
Wärmepumpe	2,4 MW _{th}
BHKW	250 kW _{th} / 175 kW _{el}
Spitzenlastkessel	4 MW
Kältemaschine	1 MW
Pufferspeicher	300 m ³
PVT-Feld	4.380 m ²
PV-Anlagen (inkl. PVT)	5,3 MW _p (entspricht 65 % Dachbelegung)

Auf diese Weise werden im System *EVG* = 30 % 29 % des Wärmebedarfs (gesamt 9.620 MWh/a) durch die Wärmepumpe, 8 % durch Abwärme aus der Kältemaschine und 13 % vom BHKW bereitgestellt. Die restlichen 50 % vom Spitzenlastkessel. Vom gesamten Wärmebedarf betragen die Wärmeverluste im Wärmeverteilnetz des Quartiers 15 %. Durch den größeren Pufferspeicher steigen diese im Vergleich zum Referenzsystem um etwa 300 MWh/a. Der Strombedarf im Quartier steigt im Vergleich zum Referenzsystem durch die Integration der Wärmepumpe auf 5.260 MWh/a. Dieser Bedarf wird zu 41 % direkt (in zeitlicher Übereinstimmung von Bedarf und Erzeugung) aus PV und 16 % direkt aus dem BHKW gedeckt. Die restlichen 43 % werden aus dem öffentlichen Stromnetz bezogen. Abbildung 172 stellt die Wärme- und Strombilanz für Bedarf und Bereitstellung grafisch dar. Von der gesamten jährlichen Stromproduktion aus PV werden neben der direkten Deckung des Strombedarfs im Quartier noch weitere 2,8 GWh/a in das öffentliche Stromnetz eingespeist. Eine Stromeinspeisung durch das BHKW findet nicht statt. Der Strom dient vollständig der Deckung des Nutzer- bzw. Wärmepumpenstroms im Quartier.

Das vorgestellte Konzept erreicht in dieser Dimensionierungsvariante einen *EVG* von 33 %.

Aus der Dimensionierung und der Endenergiebilanz unter Berücksichtigung der Stromeinspeisung durch das BHKW und PV errechnen sich für diese Variante CO₂-Emissionen in Höhe von 2.031 t pro Jahr. Die Berechnung erfolgt wie in Kapitel 3.3 beschrieben und berücksichtigt neben den Emissionen aus dem Betrieb auch die ökologischen Herstellungskosten des Systems. Bezogen auf den gesamten im Quartier vorhandenen Nutzenergiebedarf von 12.743 kWh (Strom, Wärme und Kältebedarf) errechnen sich daraus 159 g_{CO2}/kWh. Unter Berücksichtigung der Anzahl Bewohner im Quartier

(3.000 Personen) errechnen sich die spezifischen Emissionen auf 0,68 t/(Person a). Dies entspricht einer Reduktion gegenüber der Referenz um 47 %.

100 % = 9620 MWh/a

100 % = 5260 MWh/a

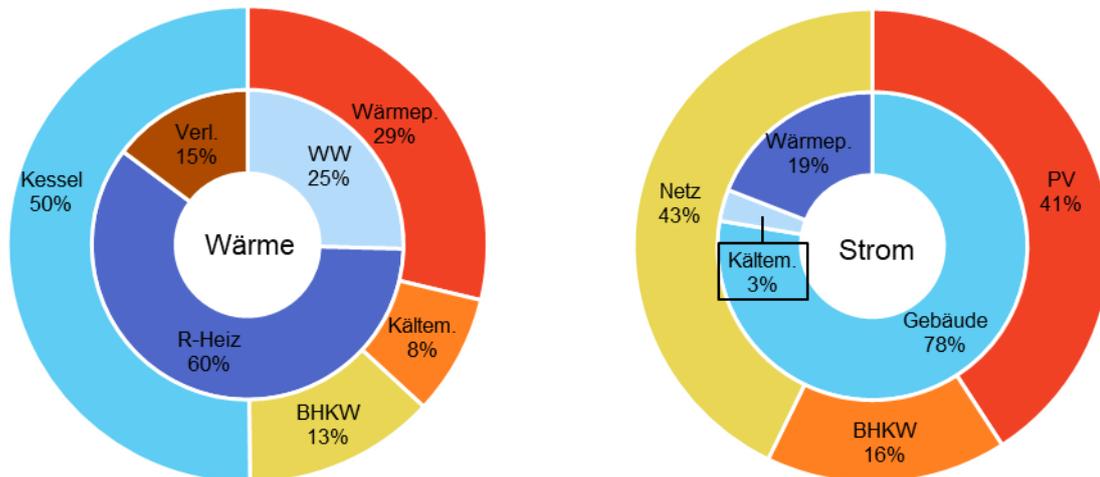


Abbildung 172: Zusammensetzung des Wärme- und Strombedarfs und dessen Deckung im System EVG = 30 % des Konzepts „Energiequellenmix“

Dimensionierungsergebnis EVG = 50 %

Um einen Eigenversorgungsgrad EVG von 50 % erreichen zu können wird im betrachteten System eine saisonale Verschiebung des sommerlichen Energieangebots notwendig und der Deckungsanteil der Wärmepumpe muss weiter erhöht werden. Der Langzeitwärmespeicher ermöglicht in diesem System den Wärmepumpenbetrieb in Zeiten mit PV-Stromangebot aber fehlendem Wärmebedarf im Quartier. Der LZWSP wird hier mit Wärme aus ausschließlich lokaler erneuerbarer Energie beladen, da sowohl Umgebungswärme als auch der eingesetzte Strom im Quartier gewonnen werden. Um den Wärmebedarf in der Übergangs- und Heizperiode zu decken stehen der Wärmepumpe nun zwei Wärmequellen zur Verfügung, PVT-Kollektoren oder LZWSP. Die Betriebsstrategie bevorzugt jene Wärmequelle, welche höhere Jahresarbeitszahlen der Wärmepumpe erreicht.

Die Größe der wichtigsten Komponenten in dieser Systemvariante sind in Tabelle 30 zusammengefasst. Während die Wärmepumpe, wie oben erklärt größer dimensioniert ist, bleiben BHKW und Spitzenlastkessel unverändert. Mit der Wärmepumpe steigt auch die notwendige Fläche an PVT-Kollektoren. Die gesamte notwendige PV-Kapazität bleibt hingegen unverändert. Der Pufferspeicher ist in dieser Variante derart ausgelegt, dass die Wärmeproduktion an sonnenreichen Tagen (hoher PV- und PVT-Ertrag sowie hoher Kältebedarf und somit viel Abwärme) für einen nächtlichen Wärmebedarf des Quartiers bereitgestellt werden kann, während der LZWSP gleichzeitig kontinuierlich beladen werden kann.

Im Vergleich zur Systemvariante EVG = 30 % steigt die Wärmeerzeugung und der Strombedarf zur Erreichung eines EVG von 50 % deutlich (Wärme von 9.620 GWh/a auf 12.870 GWh/a, Strom von 5.620 GWh/a auf 6.670 GWh/a). 70 % des Wärmebedarfs werden durch die Wärmepumpe, 6 % durch Abwärme aus der Kältemaschine und 8 % vom BHKW bereitgestellt. Die restlichen 16 % vom Spitzenlastkessel. Die Wärmeverluste im Wärmeverteilnetz und dem großen Pufferspeicher betragen 12 % der bereitgestellten Wärme. 24 % werden in den LZWSP geladen und im Jahresverlauf wieder als Quellwärme von der Wärmepumpe aus diesem entnommen.

Tabelle 30: Dimensionierung der Komponenten zur Erreichung des EVG 50 %

Komponente	Größe
Wärmepumpe	3,3 MW _{th}
BHKW	250 kW _{th} / 175 kW _{el}
Spitzenlastkessel	4 MW
Kältemaschine	1 MW
Pufferspeicher	800 m ³
Erdsonden-Langzeitwärmespeicher	165.000 m ³ Erdreich 350 Stück Erdsonden, 60 m Tiefe Abstand 3 m
PVT-Feld	6.560 m ²
PV-Anlagen (inkl. PVT)	5,3 MW _p (entspricht 65 % Dachbelegung)

Der Strombedarf wird zu 44 % direkt (in zeitlicher Übereinstimmung von Bedarf und Erzeugung) aus PV und 11 % direkt aus dem BHKW gedeckt. Die restlichen 45 % werden aus dem öffentlichen Stromnetz bezogen. Der Strom aus dem öffentlichen Stromnetz steigt demzufolge von 2,3 GWh/a in der Variante mit EVG = 30 % auf etwa 3,0 GWh/a in der Variante EVG = 50 %. Der zusätzliche Strombedarf entsteht dabei in erster Linie durch den Bedarf der Wärmepumpe, welcher 36 % des gesamten Strombedarfs im Quartier darstellt. Abbildung 173 stellt die Wärme- und Strombilanz für Bedarf und Bereitstellung grafisch dar. Von der gesamten jährlichen Stromproduktion aus PV werden neben der direkten Deckung des Strombedarfs im Quartier noch weitere 2,0 GWh/a in das öffentliche Stromnetz eingespeist. Eine Stromeinspeisung durch das BHKW findet nicht statt. Der Strom dient vollständig der Deckung des Nutzer- bzw. Wärmepumpenstroms im Quartier. Der EVG dieser Variante errechnet sich auf 51 %.

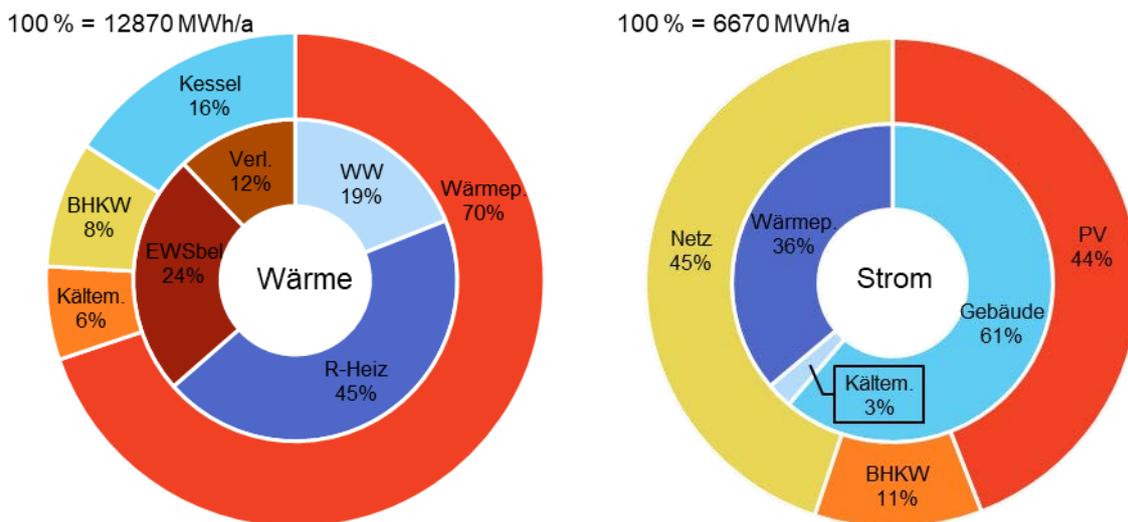


Abbildung 173: Zusammensetzung des Wärme- und Strombedarfs und dessen Deckung im System EVG = 50 % des Konzepts „Energiequellenmix“

Aus der Endenergiebilanz unter Berücksichtigung der Stromeinspeisung durch das BHKW und PV errechnen sich für diese Variante CO₂-Emissionen in Höhe von 2.178 t pro Jahr. Bezogen auf den gesamten im Quartier vorhandenen Nutzenergiebedarf von 12.743 kWh (Strom, Wärme und Kältebedarf) errechnen sich daraus 171 kg_{CO2äq}/MWh. Unter Berücksichtigung der Anzahl Bewohner im

Quartier (3.000 Personen) errechnen sich die spezifischen Emissionen auf 0,73 t/(Person a). Dies entspricht einer Reduktion gegenüber der Referenz um 43 %.

Dimensionierungsergebnis EVG = 70 %

Um schließlich einen Eigenversorgungsgrad EVG von 70 % zu erreichen müssen Wärmepumpe, PV- und PVT-Fläche und die Speicherkapazitäten weiter vergrößert werden. Die Größe der wichtigsten Komponenten in dieser Systemvariante sind in Tabelle 31 zusammengefasst.

Tabelle 31: Dimensionierung der Komponenten zur Erreichung des EVG 70 %

Komponente	Größe
Wärmepumpe	6,3 MW _{th}
BHKW	250 kW _{th} / 175 kW _{el}
Spitzenlastkessel	4 MW
Kältemaschine	1 MW
Pufferspeicher	1.150 m ³
Erdsonden-Langzeitwärmespeicher	550.000 m ³ Erdreich 600 Stück Erdsonden, 75 m Tiefe Abstand 3,75 m
PVT-Feld	12.760 m ²
PV-Anlagen (inkl. PVT)	8,3 MW _p (entspricht 100 % Dachbelegung)

Im Vergleich zu den anderen Systemvarianten steigt die Wärmeerzeugung und der Strombedarf zur Erreichung eines EVG von 70 % noch weiter (Wärme auf 19.950 MWh /a, Strom auf 7.930 MWh/a). 92 % dieses Wärmebedarfs werden durch die Wärmepumpe, 5 % durch Abwärme aus der Kältemaschine und 3 % vom BHKW bereitgestellt. Der Spitzenlastkessel liefert in dieser Variante keinen Beitrag zur Wärmeversorgung und wird in der weiteren Betrachtung ausschließlich als Redundanz beibehalten. Die Wärmeverluste im Wärmeverteilnetz und dem großen Pufferspeicher betragen 13 % der bereitgestellten Wärme. 39 % werden in LZWSp geladen und im Jahresverlauf wieder als Quellwärme von der Wärmepumpe aus diesem entnommen.

Der Strombedarf wird zu 51 % direkt (in zeitlicher Übereinstimmung von Bedarf und Erzeugung) aus PV und 4 % direkt aus dem BHKW gedeckt. Die restlichen 45 % werden aus dem öffentlichen Stromnetz bezogen. Der Strom aus dem öffentlichen Stromnetz steigt demzufolge auf 3,6 GWh/a. Der zusätzliche Strombedarf entsteht wieder durch den Bedarf der Wärmepumpe, welcher 46 % des gesamten Strombedarfs im Quartier darstellt. Abbildung 174 stellt die Wärme- und Strombilanz für Bedarf und Bereitstellung grafisch dar. Von der gesamten jährlichen Stromproduktion aus PV werden neben der direkten Deckung des Strombedarfs im Quartier noch weitere 3,8 GWh/a in das öffentliche Stromnetz eingespeist. Eine Stromeinspeisung durch das BHKW findet nicht statt. Der Strom dient vollständig der Deckung des Nutzer- bzw. Wärmepumpenstroms im Quartier. Der EVG in dieser Variante beträgt schließlich 71 %.

Aus der Endenergiebilanz unter Berücksichtigung der Stromeinspeisung durch das BHKW und PV errechnen sich für diese Variante CO₂-Emissionen in Höhe von 972 t pro Jahr. Bezogen auf den gesamten im Quartier vorhandenen Nutzenergiebedarf von 12.743 kWh (Strom, Wärme und Kältebedarf) errechnen sich daraus 76 kg_{CO₂aq}/MWh. Unter Berücksichtigung der Anzahl Bewohner im Quartier (3.000 Personen) errechnen sich die spezifischen Emissionen auf 0,32 t/(Person a). Dies entspricht einer Reduktion gegenüber der Referenz um 75 %.

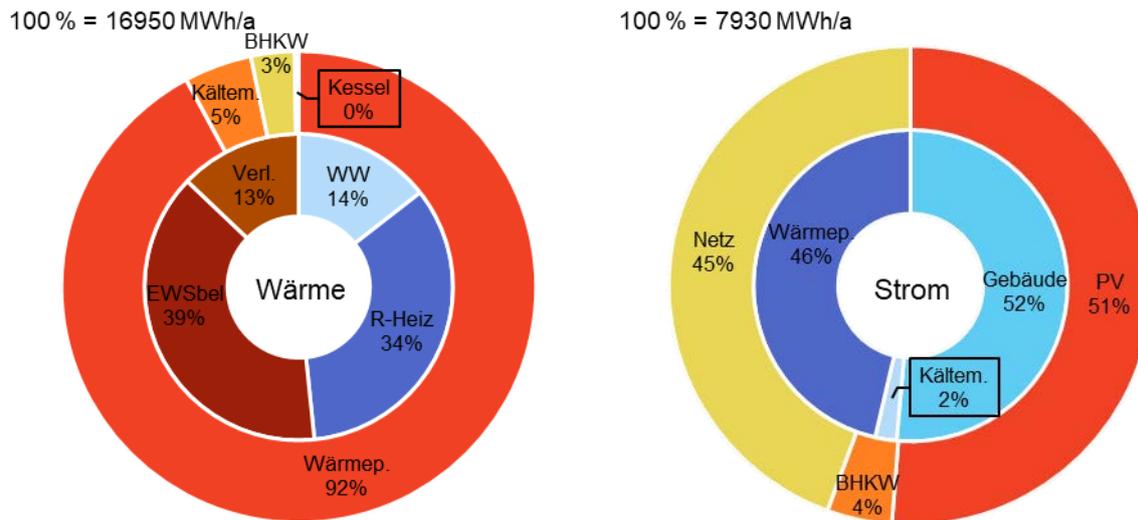


Abbildung 174: Zusammensetzung des Wärme- und Strombedarfs und dessen Deckung im System EVG = 70 % des Konzepts „Energiequellenmix“

5.3.3.2 Innovative Betriebsstrategien

Neben der dargestellten Dimensionierung der Komponenten in den unterschiedlichen Varianten ist mit steigendem Anspruch an den Eigenversorgungsgrad der Einfluss der Betriebsstrategie ebenfalls von steigender Bedeutung. Die Betriebsführung betrifft in diesem Fall sektorübergreifend den Strom-, Wärme- und Kältebedarf im Quartier, welche zu einem maximalen Anteil aus lokaler Erneuerbarer Energie möglichst effizient gedeckt werden sollen. Die Betriebsführung steuert und priorisiert somit den Einsatz vorhandener Erzeugungsanlagen in Abhängigkeit von Bedarf, Bereitstellungsangebot und Speicherkapazitäten.

Betriebsstrategie Referenzvariante:

Zur Simulation des Systems in der Referenzvariante wurde ebenso eine Betriebsstrategie abgebildet. Durch die Abwesenheit Erneuerbarer Energien und den überschaubaren und klassischen Aufbau dieses Systems ist die Betriebsstrategie am Stand der Technik orientiert.

- Das BHKW läuft wärmegeführt, in Abhängigkeit des Temperaturniveaus im Pufferspeicher, im Jahresverlauf möglichst lange bei Vollast. Für diesen Zweck ist der Pufferspeicher ausgelegt.
- Der produzierte Strom des BHKWs versorgt prioritär das Quartier und die Heizzentrale und substituiert hier Strombezug aus dem öffentlichen Netz.
- Überschüsse aus der Stromproduktion des BHKW werden ins öffentliche Netz eingespeist und führen zu Erlösen durch Stromverkauf sowie Emissionsgutschriften.
- Strombedarf im Quartier und der Heizzentrale der nicht durch das BHKW direkt gedeckt wird, wird durch Strombezug aus dem öffentlichen Netz gedeckt.
- Wärmebedarf der nicht über den Pufferspeicher durch das BHKW direkt gedeckt werden kann, wird durch erdgasbefeuerte Spitzenlast-Brennwertkessel gedeckt. Der Spitzenlastkessel ist hydraulisch als „Durchlauferhitzer“ eingebunden und arbeitet nicht auf den Pufferspeicher.
- Der Kältebedarf wird durch eine strombetriebene Kompressions-Kältemaschine gedeckt, welche eine Kälte-Pufferspeicher belädt. Die Kältemaschine ist luftgekühlt. Eine Abwärmenutzung findet nicht statt. Der Strombedarf der Kältemaschine geht in den Strombedarf der Heizzentrale ein und wird prioritär durch Strom aus dem BHKW gedeckt.

Betriebsstrategie Variante EVG = 30 %

Im Vergleich zur Referenzvariante wird in der Variante *EVG = 30 %* die Nutzung der Abwärme aus der Kältemaschine und die Einbindung der Wärmepumpe mit Hilfe eines größeren Pufferspeichers erreicht. Aus dem Pufferspeicher werden die unterschiedlichen Temperaturniveaus für Warmwasser- und Raumwärmenetz getrennt bereitgestellt (Speicher-Kaskade bzw. Schichtenspeicher). Dadurch wird im Jahresverlauf eine höhere Effizienz der Wärmepumpe erreicht, da diese prioritär jenen Wärmebedarf deckt, der bei niedriger Temperatur gefordert wird. Erst wenn dieser gedeckt ist (bzw. kein Bedarf besteht) versorgt die Wärmepumpe den Bedarf bei höherem Temperaturniveau.

Durch den Einsatz von PVT-Kollektoren als Wärmequelle und weiteren PV-Flächen auf den Dächern im Quartier erfolgt eine Kopplung der Sektoren Strom und Wärme. Eine innovative Betriebsstrategie zur Erreichung der energetischen Ziele ist deshalb notwendig. Diese Betriebsstrategie priorisiert und steuert die Erzeugungseinheiten in Abhängigkeit von Bedarf und gleichzeitigem Erzeugungspotenzial.

- Strom aus PV wird als lokale Erneuerbare Energie prioritär zur Deckung lokalen Bedarfs eingesetzt.
 - o Deckung des Strombedarfs im Quartier.
 - o Überschüsse werden für Wärmepumpe und/oder Kältemaschine verwendet.
 - o Weitere Überschüsse werden ins öffentliche Netz eingespeist und führen zu Erlösen durch Stromverkauf sowie Emissionsgutschriften.
- Die Wärmepumpe:
 - o versorgt in der Heizperiode prioritär den Raumheizungsbedarf der bei niedrigeren Temperaturen gedeckt werden kann (variabel und maximal 55 °C Vorlauftemperatur im Netz).
 - o versorgt darüber hinaus auch den Wärmebedarf des Warmwassernetzes durch Beladung des Pufferspeicherbereichs auf hohem Temperaturniveau (konstant 67 °C Vorlauftemperatur im Netz). Außerhalb der Heizperiode liefert die Wärmepumpe durchgehend Wärme auf hohem Temperaturniveau zur Warmwasserbereitung.
 - o wird ausschließlich betrieben, wenn Strom aus lokaler Erzeugung durch PV oder BHKW zur Verfügung steht. Durch die Vermeidung von Strombezug aus dem Netz für den Betrieb der Wärmepumpe wird ein netzverträglicher Betrieb erreicht. Durch passende Dimensionierung wird erreicht, dass kein Strom aus dem BHKW in das Netz eingespeist wird.
- Abwärme aus der Kältemaschine:
 - o fällt ausschließlich außerhalb der Heizperiode an und steht bei ausreichender Temperatur zur Verfügung um in den Pufferspeicher mit niedrigem Temperaturniveau (bzw. unterste Schicht) eingespeist zu werden.
 - o Die Kältemaschine arbeitet als Wasser-Wasser-Wärmepumpe mit dem Kältepufferspeicher als Quelle und dem Wärmepufferspeicher als Senke.
 - o Der Betrieb der Kältemaschine richtet sich nach den Temperaturen im Kältepufferspeicher, welche unter einer definierten Schwelltemperatur gehalten werden müssen (Vorlauftemperatur im Raumkühlnetz konstant bei 10 °C).
 - o Die Kühltemperatur und damit die Effizienz der Kältemaschine richtet sich nach der Temperatur im Wärmepufferspeicher.
- Das BHKW:
 - o wird wärmegeführt nach dem Rest-Wärmebedarf betrieben, welcher nach Kältemaschinen- und/oder Wärmepumpenbetrieb resultiert
 - o belädt stets den Pufferspeicher auf hohem Temperaturniveau bzw. das Bereitschaftsvolumen des Pufferspeichers.

- wird ausschließlich betrieben, wenn der Strom auch im Quartier (1. Wärmepumpe, 2. Kältemaschine, 3. Gebäude) abgenommen wird. Dabei ist die lokale Nutzung von PV-Strom prioritär. D.h. kann der Strombedarf im Quartier durch PV-Erträge gedeckt werden, ist das BHKW gesperrt.
- Der Spitzenlastkessel
 - deckt den Rest-Wärmebedarf, welcher nach Kältemaschinen-, Wärmepumpen- und BHKW-Betrieb noch bleibt.
- Wärme aus PVT:
 - dient als Quelle für die Wärmepumpe.
 - der Volumenstrom durch die Kollektoren wird durch die Wärmepumpe definiert. Diese arbeitet leistungsgeregelt, mit variablem Volumenstrom und konstanter Temperaturdifferenz zwischen Quellenvor- und -rücklauf.

Betriebsstrategie Varianten EVG = 50 % und EVG = 70 %

Um den Eigenversorgungsgrad und damit den Beitrag lokaler erneuerbarer Energien zur Deckung des Strom-, Wärme- und Kältebedarfs im Quartier weiter zu erhöhen, wird dem System ein Erdsondenwärmespeicher hinzugefügt. Dieser wird außerhalb der Heizperiode mit Wärme aus der Wärmepumpe beladen. Hierfür erfolgt die hydraulische Integration derart, dass für die Beladung Wärme aus dem Pufferspeicher mit mittlerem Temperaturniveau entnommen wird. So kann sichergestellt werden, dass die Wärme ausschließlich aus der Wärmepumpe (Wärmequelle PVT und Antrieb mit PV-Strom) oder der Kältemaschine (Abwärmenutzung und Antrieb mit PV-Strom) stammt und somit zu 100 % aus lokalen erneuerbaren Quellen. Die Entladung des Erdsondenwärmespeichers erfolgt während der Heizperiode durch die Wärmepumpe. Eine direkte Beladung des Pufferspeichers ist in der gewählten Dimensionierung nicht vorgesehen. Die Entladung erfolgt dabei nur, wenn das Temperaturniveau im Speicher höher ist als die erreichbare Quelltemperatur im PVT-Feld. In den Grundzügen folgt die Betriebsstrategie in den Varianten *EVG = 50 %* und *EVG = 70 %* jener der vorgenannten Variante mit *EVG = 30 %*. Einige wesentliche Unterschiede werden im Folgenden aufgelistet.

- Strom aus PV wird, wie in der Variante *EVG = 30 %* als lokale Erneuerbare Energie prioritär zur Deckung des lokalen Bedarfs eingesetzt.
- Die Wärmepumpe:
 - weist eine höhere Leistung auf als in der Variante *EVG = 30 %*. Das führt dazu, dass in der Heizperiode (Entladung des Erdsondenwärmespeichers, geringer PV-Ertrag) auch Netzstrom zum Betrieb eingesetzt wird (die elektrische Leistung des BHKW steigt nicht).
- Abwärme aus der Kältemaschine wird unverändert eingebunden.
- Das BHKW:
 - ist ausschließlich in der Heizperiode aktiv. Pufferspeicher sind derart ausgelegt, dass einzelne Nächte oder mehrere Tage ohne nennenswertem PV-Ertrag (und damit ohne Betrieb der Wärmepumpe) überbrückt werden können.
 - wird ansonsten wie in der Varianten *EVG = 30 %* betrieben.
- Der Spitzenlastkessel_
 - deckt den Rest-Wärmebedarf, welcher nach Kältemaschinen-, Wärmepumpen- und BHKW-Betrieb noch bleibt.
- Wärme aus PVT:
 - dient als Quelle für die Wärmepumpe.
 - wird in der Heizperiode nicht genutzt, wenn das Temperaturniveau im Erdsondenwärmespeicher einen effizienteren Betrieb der Wärmepumpe ermöglicht.

Das steigert die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe, verringert allerdings die Benutzungsstunden des PVT-Feldes.

5.3.3.3 Bewertung

Die dargestellten Ergebnisse zeigen, dass mit dem entwickelten Konzept prinzipiell hohe Eigenversorgungsgrade und hohe CO₂-Einsparungen erreicht werden können. Die Variante mit *EVG = 70 %* erreicht mit 0,32 t_{CO2}/(Person a) den definierten Zielkorridor für ein klimaneutrales Quartier (siehe Kapitel 3.3.2). Der dafür notwendige technische Aufwand ist nennenswert, jedoch aus technischer Sicht nicht unrealistisch. Eine vollständige Nutzung vorhandener Dachflächen zur Gewinnung erneuerbaren Stroms aus PV und erneuerbarer Wärme aus PVT sind zentrales Element. Ein Langzeitwärmespeicher, bestehend aus 600 Erdwärmesonden mit 75 m Tiefe und einem Sondenabstand von 3,75 m bedarf bei kreisrunder Sondenanordnung einer Fläche von etwa 4.900 m² (Kreisdurchmesser etwa 80 m). Bei vorausschauender Städteplanung kann eine solche Fläche in vielen Fällen im Quartier oder in unmittelbarer Nähe verfügbar gemacht werden, zumal die Oberfläche eines solchen Langzeitwärmespeichers nutzbar bleibt, z. B. für Spiel- oder Naherholungsflächen. Im Einzelfall kann ein Erdsondenfeld mit entsprechenden Vorkehrungen auch überbaut werden.

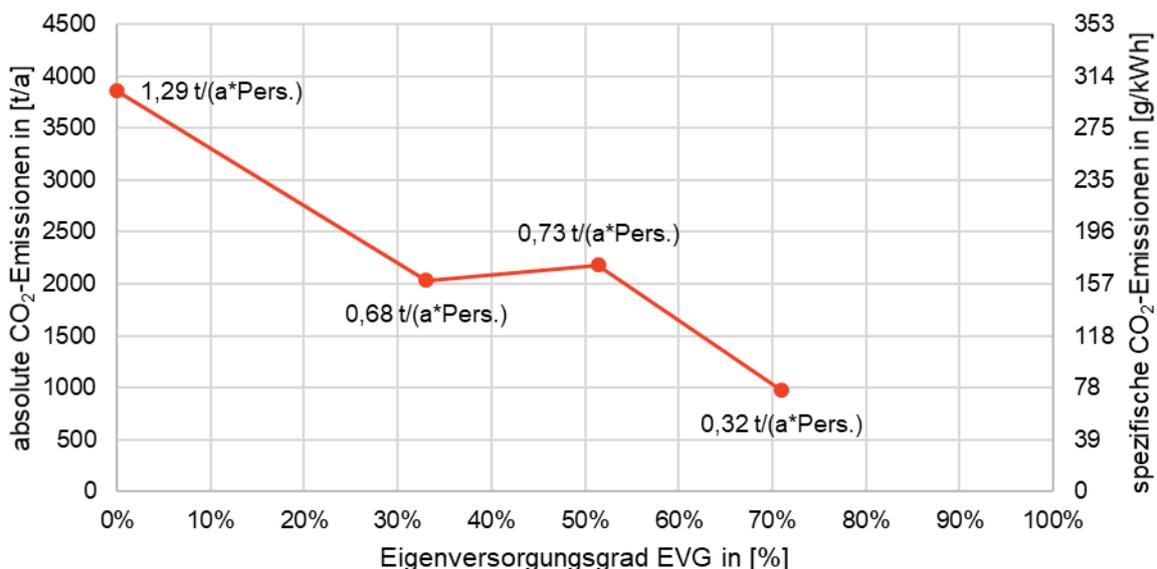


Abbildung 175: CO₂-Emissionen der untersuchten Varianten in Abhängigkeit des EVG. Rechte y-Achse: absolute Emissionen in t/a. Rechte y-Achse: spezifische CO₂-Emissionen bezogen auf Nutzenergiebedarf im Quartier in g/kWh. Datenpunktbeschriftung: CO₂-Emissionen pro Quartierseinwohner in t/(a*Pers)

Abbildung 175 zeigt die CO₂-Emissionen der untersuchten Varianten in Abhängigkeit des Eigenversorgungsgrad. Auffällig ist der leichte Anstieg der Emissionen von der Variante *EVG = 30 %* zur Variante *EVG = 50 %*. Dieser Anstieg lässt sich darauf zurückführen, dass beide Varianten die gleiche PV-Erzeugungskapazität aufweisen, die Variante *EVG = 50 %* mit Hilfe einer größeren Wärmepumpe jedoch mehr erneuerbare Energien mittel- und langfristig im Quartier (verlustbehaftet) speichert um den Deckungsbeitrag des Spitzenlastkessels zu verringern und einen höheren EVG zu erreichen. Dies führt dazu, dass während der Heizperiode der Netzstrom-Bezug zum Wärmepumpenbetrieb im Variantenvergleich ansteigt, während die Stromeinspeisung aus PV und damit verbundene Emissionsgutschriften aufgrund der Speicherbeladung sinken. In Summe ergeben diese

Effekte den beobachteten leichten Anstieg der CO₂-Emissionen. Die Reduktion der CO₂-Emissionen im Vergleich zur Referenz ist für alle untersuchten innovativen Varianten vorhanden.

Der technische Aufwand zur Erreichung der gezeigten Emissionsreduktion spiegelt sich in der ökonomischen Bewertung des Konzepts. Mit steigendem EVG und steigender Einsparungen steigen auch die notwendigen Investitionen. Abbildung 176 zeigt diese grafisch und untergliedert in die wesentlichen Hauptkomponenten des Systems. Als Förderung wurde ein Investitionszuschuss ausschließlich auf die Komponenten Langzeitwärmespeicher, Wärmepumpe und Heizzentrale angenommen.

Als wesentliche, die Investitionen steigernde Komponenten sind die Erzeugungsanlagen für Erneuerbare Energie PV und PVT sowie der Langzeitwärmespeicher. Investitionen die in der Referenzvariante nicht getätigt werden. Während die Investitionen sich in der Referenzvariante auf etwa 8,1 Mio. € addieren steigen diese für die Variante *EVG = 70 %* auf 31,7 Mio. € ohne bzw. etwa 28,4 Mio. € mit Förderung. Eine Steigerung um 290 % bzw. 250 %. Bezogen auf die Bruttogeschossfläche im Quartier von 153.000 m² entwickeln sich die spezifischen Investitionskosten nach Abzug der Förderung von 53 €/m² zu 186 €/m².

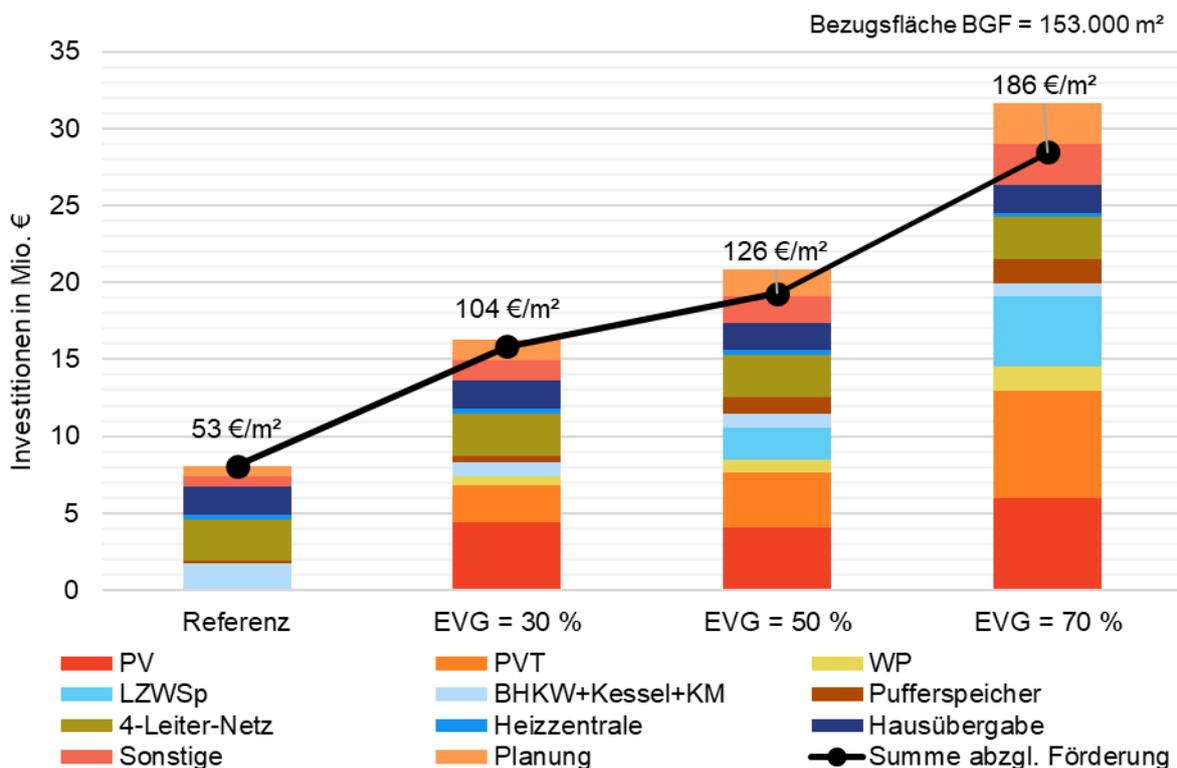


Abbildung 176: Investitionskosten für die untersuchten Varianten im Konzept „Kombinierte Wärme-, Kälte- und Stromversorgung“ und wesentliche Komponenten. Datenbeschriftung: Summe der Investitionskosten nach Förderung, bezogen auf die Bruttogeschossfläche BGF.

Neben den anfänglichen Investitionskosten wurden die insgesamt entstehenden Jahresgesamtkosten JGK für die untersuchten Systemvarianten bestimmt. Diese berücksichtigen neben den notwendigen Investitionen auch die im Betrieb entstehenden Kosten für Wartung, Instandsetzung und Betrieb, Energiekosten, EEG-Umlage sowie planbare Einnahmen aus Stromverkauf. Im betreffenden System

treten in allen Varianten Erlöse aus Stromverkauf auf. Während in der Referenz Strom aus dem BHKW ins öffentliche Stromnetz eingespeist wird, geschieht dies für die innovativen Varianten bei überschüssigem PV-Strom, der im Quartier nicht zur Strom- und Wärmeversorgung benötigt wird. Die so ermittelten Jahresgesamtkosten JGK sind in Abbildung 177 dargestellt. Wie bei den Investitionskosten ist auch hier sichtbar, dass die JGK mit steigendem EVG größer werden. Jedoch sind die Unterschiede zur Referenzvariante deutlich geringer. Während die Referenzvarianten, nach Abzug der Erlöse aus Stromverkauf, JGK in Höhe von 2,0 Mio. € pro Jahr aufweist, liegen jene der Variante *EVG = 70 %* bei 2,9 Mio. € pro Jahr. Eine Steigerung um 45 %. Grund für die teilweise Kompensation steigender Investitionskosten sind zum einen niedrigere Energiekosten für die Varianten mit höherem EVG. Hier wird der Bezug von Netzstrom und Erdgas durch eine Eigenversorgung aus PV nennenswert substituiert. Des Weiteren steigen mit dem EVG auch die Erlöse durch Einspeisung von PV-Überschüssen. Bezogen auf die Bruttogeschossfläche des Quartiers errechnen sich spezifische JGK je nach Variante zwischen 13 und 19 €/m²a).

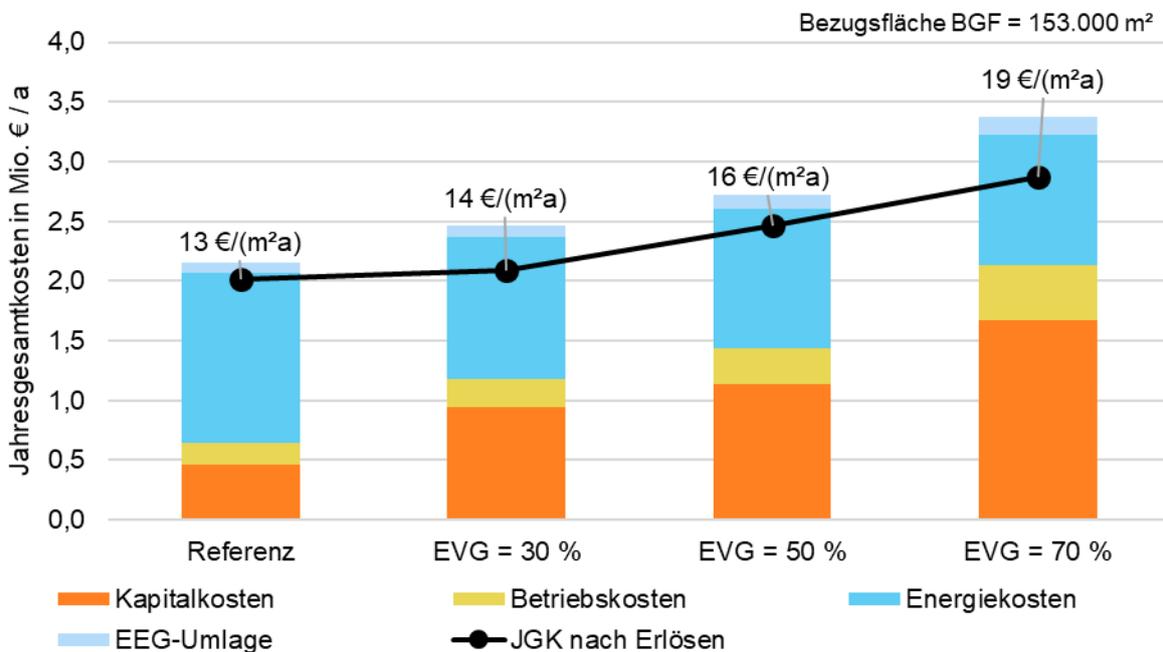


Abbildung 177: Jahresgesamtkosten JGK für die untersuchten Varianten im Konzept „Kombinierte Wärme-, Kälte- und Stromversorgung“. Datenbeschriftung: Jahresgesamtkosten bezogen auf die Bruttogeschossfläche BGF.

5.3.4 Konzept 4: "ST-PV-Kombination" (ZAE)

Ausgangspunkt für das hier vorgestellte innovative Konzept ist eine klassische solarthermische SuN-Anlage mit Heißwasserspeicher. Allerdings erfolgt die Auslegung des Gesamtsystems nicht mehr rein nach dem solaren Deckungsanteil wie es im Programm Solarthermie2000 der Fall war, sondern nach den einheitlich vereinbarten Kenngrößen Eigenversorgungsgrad und CO₂-Vermeidungskosten (siehe Kapitel 5.3.4.1).

Da in einem SuN-Quartier nicht immer die vollständige solare Nutzfläche benötigt wird, kann auf dieser Fläche zusätzlich Photovoltaik installiert werden. Diese wird sinnvollerweise vorrangig für die Deckung des Eigenstrombedarfs verwendet, sofern eine Gleichzeitigkeit gegeben ist. Falls sogenannter PV-Überschussstrom vorhanden ist, kann dieser zur Umwandlung in Wärme über Luftwärmepumpen verwendet werden. Ob dies ökonomisch und ökologisch sinnvoll ist und wie groß die Leistung dieser Wärmepumpen ist, entscheidet am Ende die Systemoptimierung anhand der genannten Kenngrößen und in Abhängigkeit der gewählten Randbedingungen. Das Konzept lässt sich wie folgt beschreiben:

Die Ergänzung „klassischer“ solarunterstützter Nahwärmeanlagen mit Photovoltaik und Luftwärmepumpen (LWP) kann aus den folgenden Gründen sehr sinnvoll sein:

- Freie Dachflächenpotenziale können durch Photovoltaik einfach genutzt werden.
- Durch die Gleichzeitigkeit im Bezugsraum des Nahwärmegebietes entsteht ein nennenswerter Strom-Eigenverbrauch. Ein hoher Eigenverbrauch von PV-Strom ist notwendig, um den angestrebten Eigenversorgungsgrad (bezogen auf Gesamtenergieverbrauch) zu erreichen.
- Überschüssig produzierter PV-Strom kann durch Luftwärmepumpen in Wärme umgewandelt werden und diese in das Nahwärmesystem integriert werden. Diese technische Maßnahme konkurriert sowohl bzgl. Kosten als auch CO₂-Emissionen mit einer möglichen Stromeinspeisung ins Netz. Es lässt sich vorab schon festhalten, dass das Ergebnis stark von den gewählten Randbedingungen (Szenario heute/2030) abhängt.

Zielstellung:

- Ein optimales Verhältnis aus PV und Solarthermie
- Quantifizierung möglicher positiver und negativer Auswirkungen des Einsatzes von PV-LWP-Kombinationen auf den Betrieb der thermischen solaren Nahwärme.
- Nachweis des ökologischen und ökonomischen Mehrwertes beim Einsatz von PV-Luftwärmepumpen-Kombinationen.

Randbedingungen und freie Variablen:

- Thermische Speichergröße
- Flächenverhältnis von PV und ST
- Dimensionierung der LWP
- Einschaltkriterium der LWP
- Einbindepunkt der LWP
(Wärmenetzrücklauf oder thermischer Saisonspeicher, Abbildung 180)

Die Optimierungsrechnungen zu diesem innovativen Konzept stehen nicht in Bezug zu einem konkreten Anwendungsfall. Zukünftige Quartierslösungen verstehen sich hier auch als Energiequartiere, in welchen die Energieversorgung ganzheitlich, also technisch und wirtschaftlich, gedacht wird. Derzeit werden diese Möglichkeiten durch gesetzliche Hürden blockiert, bzw. unwirtschaftlich gemacht. Nachfolgend werden die angenommenen Randbedingungen für die Dimensionierung und Bewertung der Gesamtanlage beschrieben.

Annahmen der idealisierten Randbedingungen

Angenommen wird eine idealisierte Nutzerperspektive, ohne die momentan existierenden gesetzlichen Hürden:

- Die nutzbare Dachfläche des Nahwärmequartiers soll möglichst vollständig zur Umwandlung von Solarenergie verwendet werden. Es gilt also: $A_{Dach} = A_{ST} + A_{PV}$
- Die Optimierung und ökonomische Betrachtung erfolgt nicht aus Sicht eines gewinnstrebenden Betreibers. Berechnete Energiekosten verstehen sich als Selbstkosten.
- Es kann Strom innerhalb des Quartiers ohne Abgaben ausgetauscht werden.
- Die Nutzer beziehen Fernwärme und Strom zum Endkundenpreis und können ebenso Strom zum EEG-Tarif einspeisen. Es entfällt keine EEG-Abgabe auf Strom-Eigenverbrauch.



Abbildung 178: Zusammensetzung Energiebedarf im Neubauquartier

Das beschriebene Konzept bezieht sich auf das gemeinschaftlich definierte Referenzquartier „Neubau 2017“ mit 1000 Wohneinheiten sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistung mit einer Bruttogeschossfläche von insgesamt 153 tausend m². Daraus resultiert ein Gesamtwärmebedarf von 8.100 MWh sowie ein Strombedarf von 4.100 MWh (Abbildung 178).

Die nutzbare Dachfläche beträgt 47.821 m² und wird, falls PV zugelassen ist, immer vollständig genutzt. Das Wärmenetz mit einer Trassenlänge von 6,6 km wurde ebenfalls einheitlich definiert und läuft massenstromgeregelt mit einer konstanten Vorlauftemperatur von 70 °C und einer angestrebten Rücklauftemperatur von 40 °C. Der erzeugte Photovoltaikstrom kann mit einer Vergütung von 10 ct/kWh eingespeist werden. Der Eigenverbrauch kann innerhalb des Quartiers ohne EEG-Abgabe erfolgen.

Abbildung 180 zeigt das Anlagenschema des innovativen Konzeptes 4. Es baut auf dem Prinzip einer klassischen SuN-Anlage mit Heißwasserspeicher auf (Abbildung 179, rechts). Dabei speist die Solarthermieanlage den Heißwasser-Langzeitwärmespeicher. Falls die maximale Temperatur des Speichers ausreicht wird die Wärme direkt über den Nahwärmenetz-Wärmetauscher an das Wärmenetz abgegeben. Reicht die Temperatur nicht aus, wird zusätzlich über eine Fernwärmeversorgung nachgeheizt. Die Stromversorgung des Quartiers erfolgt grundsätzlich über das öffentliche Stromnetz.

Zusätzlich zur Solarthermieanlage wird eine Photovoltaikanlage installiert. Der dabei produzierte Strom wird vorrangig zur Deckung des Eigenbedarfs verwendet, sofern eine Gleichzeitigkeit zwischen Produktion und Strombedarf gegeben ist. Überschüssiger PV-Strom wird dann in das öffentliche Stromnetz eingespeist und vergütet.

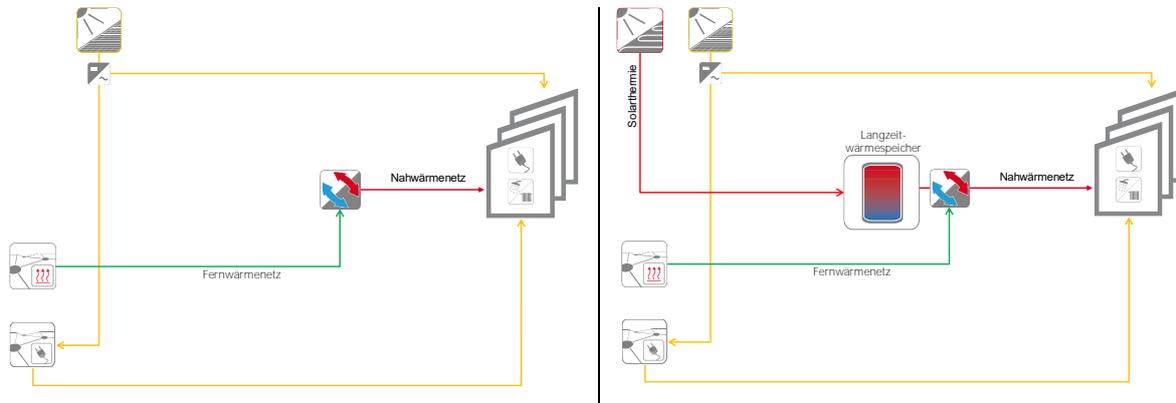


Abbildung 179: Links: Referenz System „Reine Fernwärme“ (mit/ohne PV). Rechts: „klassische SuN“ (mit/ohne PV):

An dieser Stelle setzt das innovative Konzept an, mit der Fragestellung: Kann der PV-Überschussstrom ökonomisch und ökologisch lokal über Luftwärmepumpen in Wärme umgewandelt und genutzt werden? Dies kann über eine einfache Beispielrechnung abgeschätzt werden: Eine Kilowattstunde PV-Überschussstrom kann über eine Wärmepumpe mit COP=2,5 in 2,5 kWh Wärme umgewandelt werden. Anstelle 10 ct/kWh Einspeisevergütung, werden maximal $2,5 \times 9 \text{ ct/kWh} = 22,5 \text{ ct/kWh}$ Fernwärme eingespart. Tatsächlich sind die Zusammenhänge jedoch komplexer: In der ganzheitlichen Bewertung der Systemsimulation wird sowohl der technische Einfluss einer möglichen Wärmepumpe auf die Effizienz der Gesamtanlage, als auch Investitionskosten berücksichtigt.

Es wird klar, dass die Wirtschaftlichkeit der Umwandlung von PV-Strom in Wärme abhängig ist von der Größe (Nennleistung) der Wärmepumpe und den damit verbundenen Anschaffungskosten sowie ihrer jährlichen Laufzeit. Weiterhin ist zu berücksichtigen, inwiefern die zusätzliche Wärme im Versorgungssystem den Solarthermieertrag und das Speicherverhalten negativ beeinflusst. Aus diesem Grund muss das Konzept ganzheitlich im System untersucht und dabei auch dynamische Effekte berücksichtigt werden.

Abbildung 180 zeigt gleichzeitig zwei Varianten des Konzeptes, bedingt durch zwei mögliche Einspeisepunkte für die Luftwärmepumpe (LWP1/2). Die beiden Varianten werden separat untersucht und sind der Übersichtlichkeit halber gemeinsam dargestellt. In Variante 1 „SuN mPV LWP1“ speist die PV-angetriebene Luftwärmepumpe in den Rücklauf des Nahwärmenetzes ein (mPV: „mit PV“). Diese Variante hebt den Rücklauf des Wärmenetzes an und verringert damit unter Umständen die Speicherauskuhlung bietet jedoch den Vorteil, dass anfallender PV-Überschussstrom dezentral im Quartier eingespeist werden kann. Vor allem in den Sommermonaten bei geringer Nutzenergie ist zu erwarten, dass die Arbeitstemperatur der LWP wegen erhöhter Netzurücklauftemperaturen deutlich über den angestrebten 40 °C liegt.

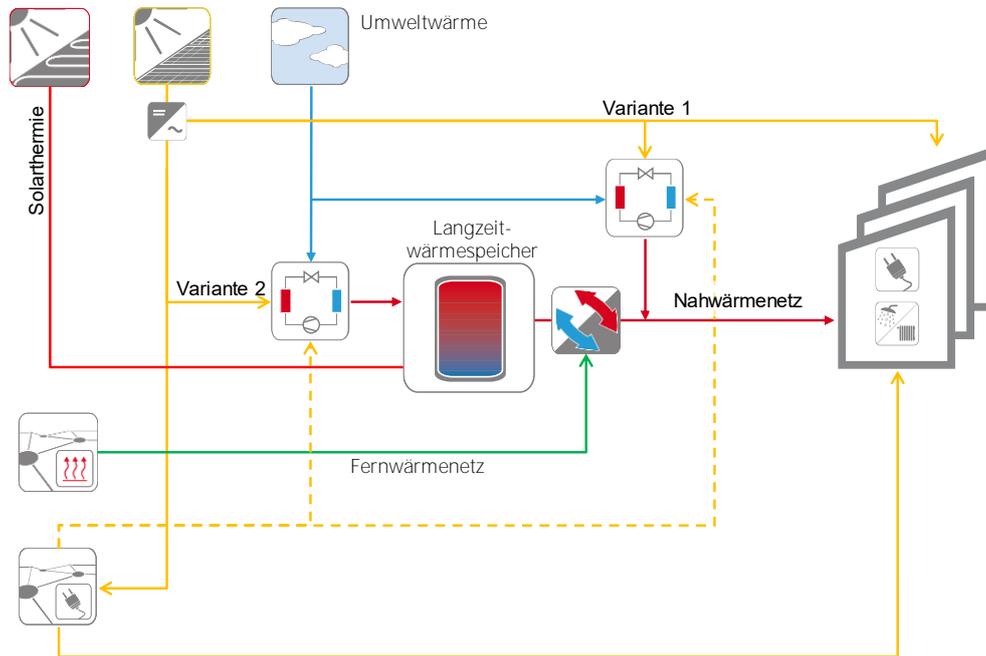


Abbildung 180: Darstellung des technischen Konzeptes: Eine solarthermische Nahwärmanlage wird durch PV und eine Luftwärmepumpen (Variante 1 oder 2) ergänzt.

In Variante 2 „SuN mPV LWP2“ speist die Luftwärmepumpe in die unterste Schicht des Langzeitwärmespeichers LzWSp, um die Arbeitstemperatur der Wärmepumpe möglichst gering zu halten. Die Wärmepumpe muss hier also in der Energiezentrale untergebracht werden, dafür ist hier ein höherer COP der LWP2 zu erwarten. Tabelle 32 zeigt die Be- und Entladepunkte der LzWSpS.

Tabelle 32: Be- und Entladung Langzeitwärmespeicher

Kollektor	VL	Schichtlader
Kollektor	RL	Pufferbetrieb nach Jahreszeit (siehe Abbildung 192)
Nahwärme	VL	Unten
Nahwärme	RL	Bewegliche Tasse nach Sollwerte TWN, VL=70°C
Luftwärmepumpe LWP1	VL	WN-Rücklauf über Wärmeübertrager
Luftwärmepumpe LWP2	VL	Schichtlader
Luftwärmepumpe LWP2	RL	Unten

Referenzsysteme:

Zum Nachweis eines ökonomischen und ökologischen Mehrwertes der innovativen Konzepte wurden zwei Referenzsysteme definiert, welche sich technisch aus dem oben gezeigten Anlagenschema in Abbildung 180 ableiten.

Abbildung 179 (links) zeigt das Referenzsystem mit reiner Fernwärmeversorgung „Referenz FW“, nachfolgend ausschließlich ohne Photovoltaikanlage (oPV). Alle Randbedingungen sind identisch. In der ökologischen und ökonomischen Bewertung ist das Nahwärmenetz des Quartiers als Investition enthalten. Die „Referenz FW oPV“ wird nachfolgend verwendet um CO₂-Einsparung und Mehrkosten der übrigen Systeme zu berechnen. Abbildung 179 (rechts) zeigt das Referenzsystem „SuN oPV“. Dies entspricht einer klassischen solarthermischen Nahwärmanlage wie sie etwa im Programm „Solarthermie2000“ gefördert wurde. Die Anlage kann um eine PV-Anlage erweitert werden (mPV), was sich bilanziell auswirkt, technisch werden Strom und Wärme jedoch getrennt behandelt.

Netztemperaturen:

Bevor im nächsten Schritt auf die Auslegung dieser Konzepte und Referenzsysteme eingegangen wird, soll in einem kurzen Exkurs kritisch auf die Auswirkung der angenommenen Randbedingungen des Quartiers eingegangen werden. Insbesondere die Vor- und Rücklauftemperatur des Wärmenetzes (WN) haben einen deutlichen Einfluss auf die Effizienz der Gesamtanlage. Gewählt wurde die Spezifikation 70 °C / 40 °C um zu berücksichtigen, dass im betrachteten Quartier auch Nutzer des GHD mit höherer Temperaturanforderung versorgt werden. Eine höhere WN-Vorlauftemperatur führt zwangsläufig zu geringeren Anteilen an solarthermischen Direktbetrieb, einer geringeren Effizienz der Solarthermieanlage, höheren Netz-Wärmeverlusten und damit zu geringeren Anteilen im Eigenversorgungsgrad bzw. im solaren Deckungsanteil.

Die Rücklauftemperatur des Wärmenetzes ist im Wesentlichen durch die Effizienz des Heizsystems auf Verbraucherseite und der Güte der Anlagenregelung bestimmt. Die Wärmenetzrücklauftemperatur hat besonderen Einfluss auf die Effizienz des Langzeitwärmespeichers, da diese die niedrigste Temperatur im gesamten Versorgungssystem bestimmt und unter anderem für die Auskühlung des Speichers verantwortlich ist. Die Auskühlung des Wärmespeichers mit möglichst niedriger Temperatur erhöht die effektive Wärmekapazität des Speichers und definiert weiterhin die Vorlauftemperatur des Solarthermiekollektors und damit dessen Effizienz.

Anhand des Szenarios „SuN oPV“ mit einem solarthermischen Deckungsanteil von 41 % (EVG=30 %) soll der Einfluss einer niedrigeren Netztemperatur von 60°C/30°C verdeutlicht werden. Tatsächlich wurden diese Netztemperaturen bereits 2008 erfolgreich verwirklicht und experimentell nachgewiesen, bei der Versorgung einer Neubausiedlung in München mit dezentralen Wohnungsübergabestationen ohne zentralem Wärmetauscher in der Hausübergabe der einzelnen Gebäude [Dallmayer et al. 2010] (siehe Kapitel 4.1.9).

Abbildung 181 zeigt die Simulationsergebnisse des Szenarios „SuN oPV“ für die Wärmenetztemperaturen 70°C/40°C und 60°C/30°C. Man erkennt, dass erwartungsgemäß die thermischen Verluste des Wärmenetzes sinken und zwar um 23 % (relativ). Ebenso sinken die thermischen Verluste des Langzeitwärmespeichers (14 %), da die mittlere Speichertemperatur bedingt durch Vor- und Rücklauftemperatur des Netzes ganzjährig verringert wird. Eine verringerte Temperatur in der Speicherunterseite, aus welcher die Entnahme für die Solarthermie stattfindet, verbessert auch den Ertrag der Solarthermieanlage (gemäß der Kollektor-Wirkungsgradkennlinie) um 8 %. Die genannten Effekte führen insgesamt zu einer Verbesserung des solaren Deckungsanteils von 41 % auf 46 %, was einer relativen Verbesserung um 12 % entspricht.

Zusammenfassend ist der Einfluss der Netztemperaturen in seiner Bedeutung zu unterstreichen und im folgenden Verlauf zur berücksichtigen, wenn die Ergebnisse der einzelnen Konzepte für das angenommene Referenzquartier mit 70°C/40°C präsentiert werden. In einer praktischen Umsetzung sollte deswegen schon in der frühen Planungsphase auf möglichst geringe Netztemperaturen geachtet werden.

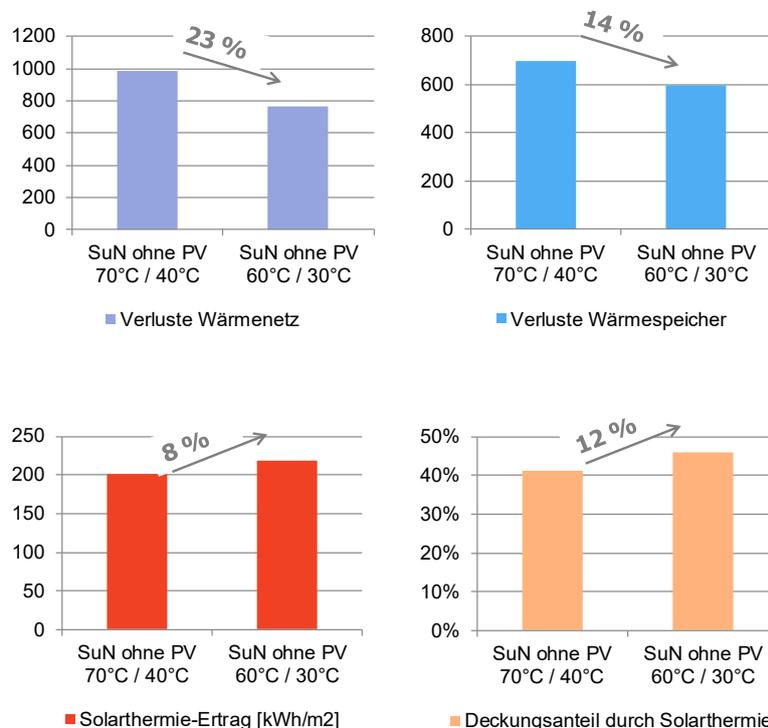


Abbildung 181: Einfluss der Temperatur des Wärmenetzes im Szenario „SuN oPV“ mit EVG=30 % auf die thermischen Verluste des Wärmenetzes, des Wärmespeichers und den solarthermischen Ertrag und Deckungsanteil.

5.3.4.1 Dimensionierung

Um die unterschiedlichen Anlagenkonzepte vergleichen zu können müssen diese, bzw. deren Komponenten, vorab dimensioniert werden. Für eine bessere Vergleichbarkeit der Konzepte untereinander erfolgt die Dimensionierung in Absprache mit allen Verbundpartnern auf unterschiedlichen Stufen des Eigenversorgungsgrads EVG = 30 %, 50 %, 70 % und 90 %. Da die Auslegung auf den EVG im Ergebnis nicht eindeutig ist, muss zusätzlich eine Nebenbedingung definiert werden. Im gezeigten Fall war dies der Energiepreis des Gesamtsystems in Eur/MWh. Für die abschließenden Simulationen wurde beschlossen die CO₂-Vermeidungskosten (Eur/tCO₂) zu verwenden, da darin sowohl Kosten als auch CO₂-Vermeidung enthalten sind.

Sowohl die ökologische Bewertung (Kapitel 3.3) als auch die ökonomische Bewertung (VDI 2067, Kapitel 3.4) wurden in die Simulation integriert, um Energiekosten und spezifische CO₂-Emissionen als Simulationsergebnis übergeben zu können. Dabei wurde vereinfacht angenommen, dass der Betrachtungszeitraum der Lebensdauer der jeweiligen Komponente entspricht und der Preisänderungsfaktor mit dem Zinsfaktor gleichgesetzt wird. Art und Größe des Quartiers sowie Wärmenetz und jährliche Verteilung der elektrischen und thermischen Nutzenergie sind natürlich identisch mit den übrigen hier vorgestellten Konzepten.

Bei jeder Anlagensimulation wurden also die freien Dimensionierungsgrößen, wie z. B. Speichergröße, Solarthermiefläche, PV-Fläche, Wärmepumpenleistung variiert und die Zielgrößen (CO₂-Emission, Energiepreis, etc) intern berechnet.

Tabelle 33: Übersicht Teilkonzepte

Abk.	Name	Erläuterung	Auslegung
K4-1	Referenz FW oPV	Reine Fernwärmeversorgung. Strombezug über das öffentliche Stromnetz	keine
K4-2	SuN oPV	Klassische solarthermische SuN-Anlage mit Fernwärmenachheizung	Nach EVG
K5-3	SuN mPV	Klassische solarthermische SuN-Anlage mit Fernwärmenachheizung und Photovoltaik	Nach EVG
K4-4	SuN mPV LWP1	Solarthermische SuN-Anlage mit Fernwärmenachheizung und PV-getriebener Luftwärmepumpe im Wärmenetz	Nach EVG
K4-5	SuN mPV LWP2	Solarthermische SuN-Anlage mit Fernwärmenachheizung und PV-getriebener Luftwärmepumpe im Wärmespeicher	Nach EVG

Nachfolgend soll auf die Dimensionierung der einzelnen Teilkonzepte (Tabelle 33) eingegangen werden.

K4-2 SuN oPV - Klassische solarthermische SuN-Anlage

Die Simulation wird gemäß dem Schema in Abbildung 179 (rechts, ohne PV) durchgeführt und die Jahressummen berechnet. Unter Variation des Volumens der LzWSps sowie der thermischen Kollektorfläche wird für 63 Stützpunkte das Ergebnis der CO₂-äquivalenten Gesamtemissionen (Abbildung 182, links) sowie der spezifischen Gesamtenergiekosten (Strom und Wärme) (Abbildung 182, rechts) berechnet. Man erkennt die zu erwartende widersprüchliche Tendenz zu großen Speichervolumina und großen Kollektorflächen im Sinne der CO₂-Einsparung und umgekehrt, kleine Volumina und Kollektorflächen im Sinne niedriger Energiekosten. Man kann folgern, dass im betrachteten Ergebnisraum keine Kostenparität gegenüber der angenommenen Wärmeversorgung mit Fernwärme erreicht werden kann (Referenz oPV 154 Eur/MWh), wohl aber deutliche Einsparungen in den CO₂-Emissionen.

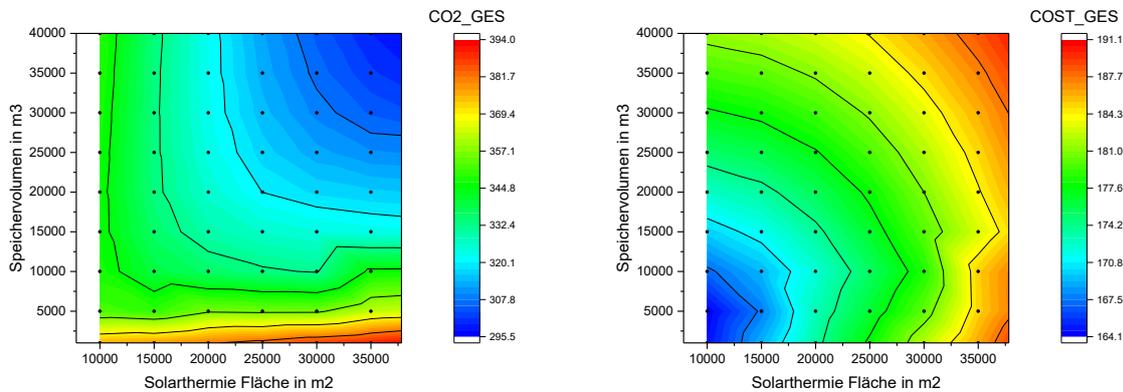


Abbildung 182: Links: Spezifische CO₂-Äq. Emissionen des Gesamtsystems (kg_CO₂/MWh) in Abhängigkeit der Speicher- und ST-Kollektorgroße. Rechts: Gesamte Energiekosten (Eur/MWh) des Gesamtsystems in Abhängigkeit der Speicher- und ST-Kollektorgroße.

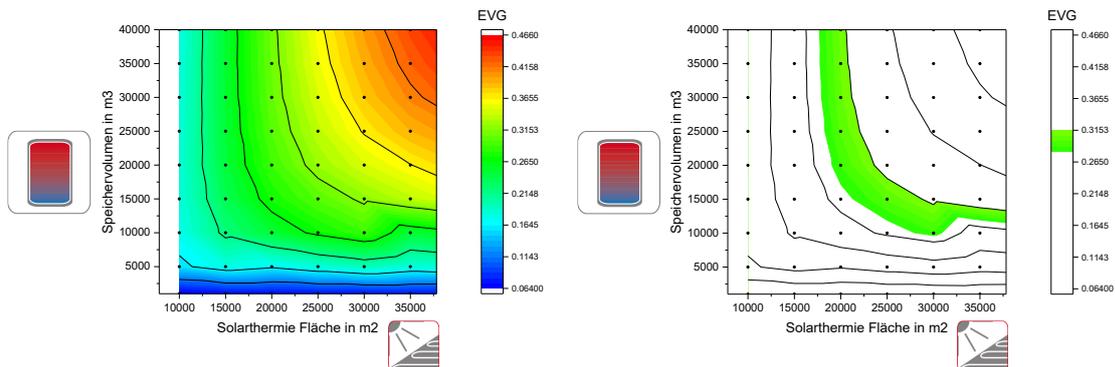


Abbildung 183: Links: Eigenversorgungsgrad EVG unter Variation von Kollektorfläche und Speichergröße. Rechts: Einschränkung des Ergebnisfeldes auf EVG=30 % ± 2 %

Zur Dimensionierung der Anlage, werden gemäß Beschluss des Projektkonsortiums nur solche Anlagenkonfigurationen betrachtet, welchen einen bestimmten Eigenversorgungsgrad (EVG, siehe Gleichung Gl. 11) entsprechen. Dazu zeigt Abbildung 183 (links) das Ergebnisfeld des EVGs unter Variation von Speichergröße und Kollektorfeldgröße. Man erkennt in Abbildung 183 (rechts), dass die Eingrenzung auf die Zielgröße EVG=30 % (± 2 %) keine eindeutige Lösung bringt. Erst über die Nebenbedingungen, der Minimierung der CO₂-Vermeidungskosten ΔCO_{2,cost} (Abbildung 184, links)

$$\text{Min}[\Delta\text{CO}_{2,cost}] = \text{Min} \left[\frac{\Delta\text{Kosten}}{\Delta\text{CO}_2} \right] = \text{Min} \left[\frac{\text{Kosten}_{\text{Szenario}} - \text{Kosten}_{\text{Referenz}}}{(-1) \cdot (\text{CO}_{2\text{Szenario}} - \text{CO}_{2\text{Referenz}})} \right] \quad \text{Formel 19}$$

wird eine eindeutige Anlagenauslegung (Abbildung 184, rechts) erreicht. Dabei bezeichnet ΔKosten die Mehrkosten gegenüber dem Referenzsystem (mit positivem Vorzeichen). Umgekehrt bezeichnet ΔCO₂ die Menge an eingesparter CO₂-Äquivalenz (mit positivem Vorzeichen). Negative CO₂-Vermeidungskosten können auftreten und sind plausibel, wenn eine CO₂-Vermeidung und eine gleichzeitige Kosteneinsparung eintreten.

Die CO₂-Vermeidungskosten sind in Ihrer Definition leider nicht eindeutig. Für den theoretischen Fall von $\Delta CO_{2, cost} < 0$ (höhere Emissionen) und $\Delta Kosten > 0$ resultieren ebenfalls CO₂-Vermeidungskosten kleiner null. Dieser Fall tritt nachfolgend jedoch nicht auf.

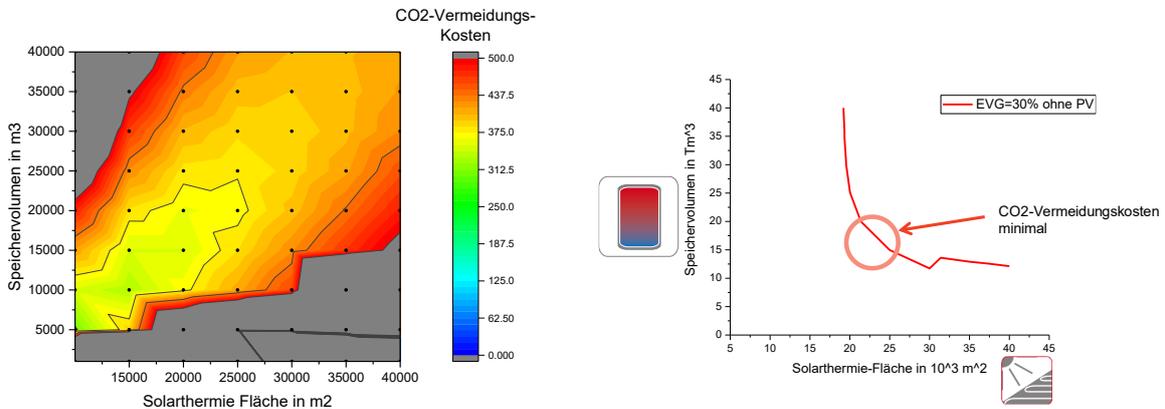


Abbildung 184: Links: CO₂-Vermeidungskosten (in [Eur/kWh]) des „SuN oPV“ Szenarios K4-2 unter Variation von Speicher- und Kollektorgröße. Rechts: Ergebnis der Anlagendimensionierung durch Einschränkung auf EVG=30% und Bestimmung des Punktes mit minimalen CO₂-Vermeidungskosten.

Die Bewertung der optimierten Anlagenkonfigurationen werden im Anschluss in Kapitel 5.3.4.3 detailliert dargestellt und diskutiert.

K4-3 SuN mPV - Klassische solarthermische SuN-Anlage

Im nächsten Schritt wird dem Versorgungssystem gemäß dem Schema in Abbildung 179 (rechts, mit PV) eine Photovoltaikanlage hinzugefügt. Dabei wird, wie oben beschrieben, sämtliche nutzbare Dachfläche mit PV bestückt, welche nicht für Solarthermie verwendet wird. Der produzierte PV-Strom wird vorrangig zur Deckung des Strom-Eigenbedarfs verwendet und ansonsten ins das öffentliche Stromnetz eingespeist.

Es ist somit zu erwarten, dass hinsichtlich der ökologischen aber vor allem ökonomischen Bewertung eine Flächenkonkurrenz zwischen Solarthermie (ST) und Photovoltaik (PV) entsteht.

Abbildung 185 zeigt, dass das Szenario sowohl ökonomisch als auch ökologisch gegen eine maximal mögliche PV-Fläche und eine minimale ST-Fläche strebt. Dieses Ergebnis kann gut durch die gewählten Randbedingungen erklärt werden: Die Einspeisung bzw. der Eigenverbrauch von PV-Strom wird laut Tabelle 4 mit 567 kg_{CO₂}/MWh¹⁶ bzw. 100 Eur/MWh vergütet, der Eigenstromverbrauch spart 237 Eur/MWh. Beispiel:

- 1 m² Solarthermiefläche mit 350 kWh/a/m² erbringt eine Einsparung von 91kg/m² bzw. 32 Eur/m²
- 1 m² PV-Fläche mit 180 kWh/a/m² erbringt eine Einsparung von 102kg/m² bzw. 18-40 Eur/m²

Im gezeigten Betrachtungsraum ist daher der Zubau von PV bevorzugt.

¹⁶ Entsprechend dem deutschen Strommix Kapitel 3.1.4

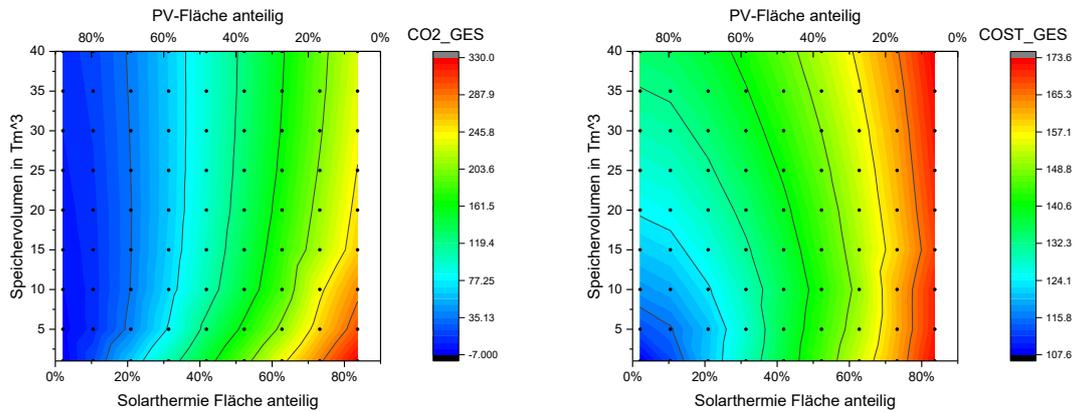


Abbildung 185: Links: Spezifischen CO₂-Äq. Emissionen des Gesamtsystems (in [kgCO₂/MWh]) in Abhängigkeit der Speicher- und ST- bzw. PV-Fläche. Rechts: Gesamte Energiekosten (in [Eur/MWh]) des Gesamtsystems in Abhängigkeit der Speicher- und ST- bzw. PV-Fläche.

Wird jedoch in einem zweiten Schritt der Eigenversorgungsgrad festgelegt, so wird ab einem angestrebten EVG von 15 % zwangsläufig solarthermische Wärme benötigt, da auch bei maximaler PV-Fläche nur ein EVG von 15 % über den Stromeigenbedarf gedeckt werden kann. Abbildung 186 zeigt anhand der Überlagerung der CO₂-Vermeidungskosten (links) mit dem Eigenversorgungsgrad (rechts), dass für einen EVG von 30 % mindestens 20 % Dachflächenanteil mit Solarthermie genutzt werden muss und für einen EVG von 50 % etwa 60 % der Dachfläche.

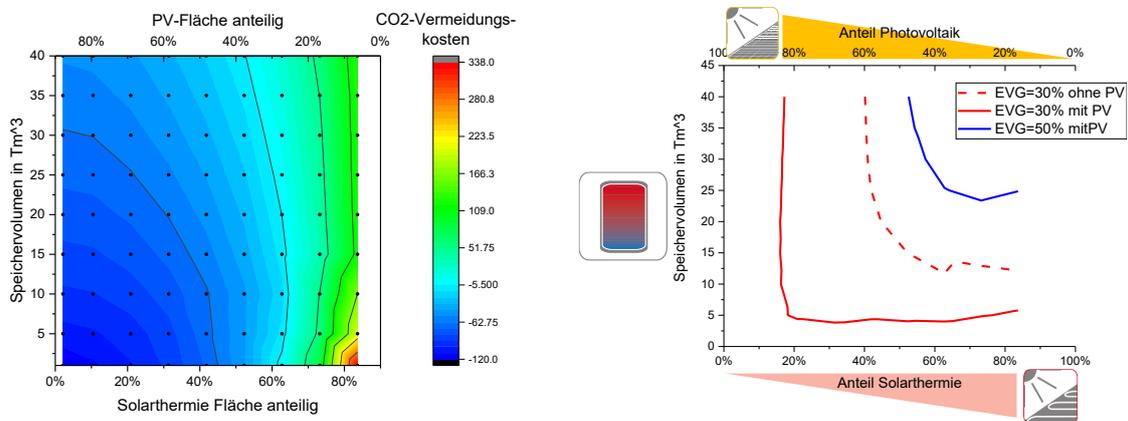


Abbildung 186: Links: CO₂-Vermeidungskosten (in [Eur/t]) des „SuN mPV“ Szenarios K4-6 unter Variation von Speicher- und ST- bzw. PV-Fläche. Rechts: Ergebnis der Anlagendimensionierung durch Einschränkung auf EVG=30 % und 50 %.

K4-4 SuN mPV LWP1 - Solare SuN-Anlage

Für die Dimensionierung der Teilkonzepte mit Luftwärmepumpe (LWP) wird das Speichervolumen des LzWSp aus K4-3 festgehalten und sowohl Nennleistung der LWP als auch das Verhältnis aus PV- und Solarthermiefläche variiert. Die Variation der Nennleistung der LWP erfolgt dabei in Schritten von 36 kW („Skalierung LWP“).

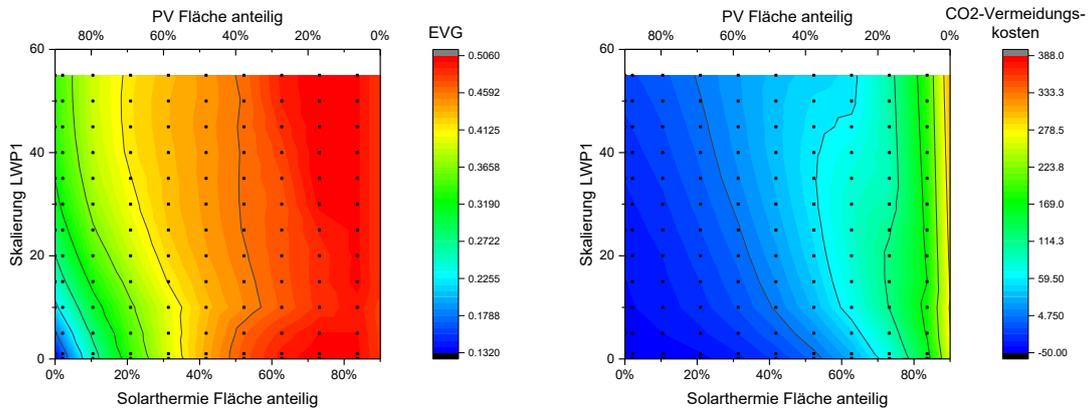


Abbildung 187: Links: Eigenversorgungsgrad EVG in Abhängigkeit des Solarthermie- bzw. PV-Flächenanteils und der Skalierung der Luftwärmepumpe LWP1 (in 36kW-Schritten). Rechts: CO₂-Vermeidungskosten (in [Eur/t]).

Für einen EVG von 30 % (siehe Abbildung 187, links) erkennt man einen nahezu linearen Zusammenhang zwischen Nennleistung der LWP und dem Solarthermie-Flächenanteil. Dieser Zusammenhang hebt sich für EVG=50 % auf und der EVG zeigt sich nahezu unabhängig von der Luftwärmepumpe. Die CO₂-Vermeidungskosten tendieren erneut zu maximalen PV-Anteilen (siehe Abbildung 187, rechts). Für große Solarthermieanteile wie im Bereich EVG=50 % tendieren die CO₂-Vermeidungskosten zu zwei gleichwertigen Lösungen mit maximaler oder minimaler Nennleistung der LWP.

K4-5 SuN mPV LWP2 - Solare SuN-Anlage

Das Teilkonzept mit LWP2 (Einspeicherung in den LzWSp) zeigt für einen EVG<50 % eine monotone Abhängigkeit des EVGs von Solarthermiefläche und LWP-Nennleistung (Abbildung 188, links). Aufgrund des konstanten Speichervolumens steigt der EVG im Betrachtungsraum nicht über 50 %. Die CO₂-Vermeidungskosten (Abbildung 188, rechts) zeigen eine starke Abhängigkeit von Dachflächenverhältnis aus Solarthermie und PV.

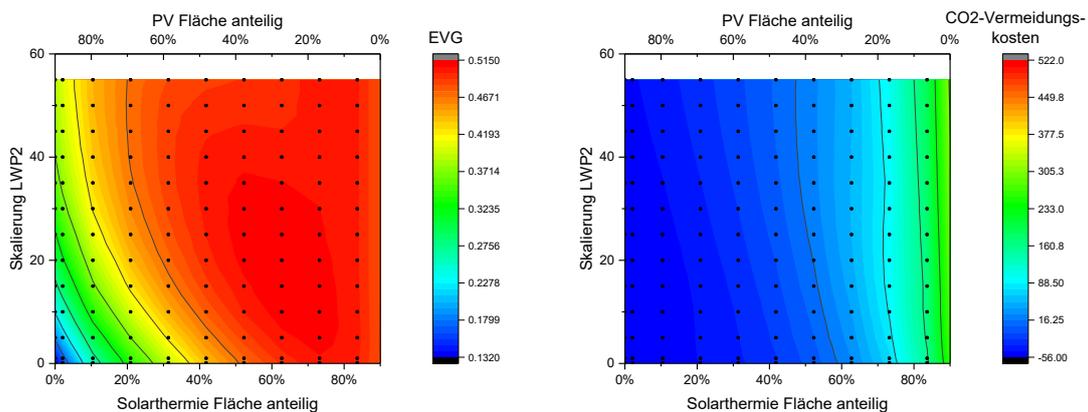


Abbildung 188: Links: Eigenversorgungsgrad EVG in Abhängigkeit des Solarthermie- bzw. PV-Flächenanteils und der Skalierung der Luftwärmepumpe LWP2 (in 36kW-Schritten). Rechts: CO₂-Vermeidungskosten (in [Eur/t]).

Das Ergebnis der Überlagerung von EVG und CO₂-Vermeidungskosten über die Optimierungsrechnung erfolgt am Ende des Kapitels.

Als Abschluss der Dimensionierung werden in Abbildung 189 die Sankey-Diagramme der beiden Teilkonzepte K4-3 und K4-5 (mit LWP2) gezeigt. Für K4-3 ist zu erkennen, wie die Solarthermie direkt in LzWSp speist und somit zur Deckung des Wärmebedarfs der Haushalte $E_{th,HÜ}$ beiträgt. Der Haushaltsstrom $E_{el,HH}$ wird zu Teilen durch den PV-Strom $E_{el,PV}$ und das Stromnetz $E_{el,SN}$ gedeckt.

In K4-5 wird unter Verwendung von Umweltwärme $E_{th,Anergie}$ PV-Strom $E_{el,PV}$ in Wärme umgewandelt und ebenfalls dem Langezeitwärmespeicher LzWSp zugeführt.

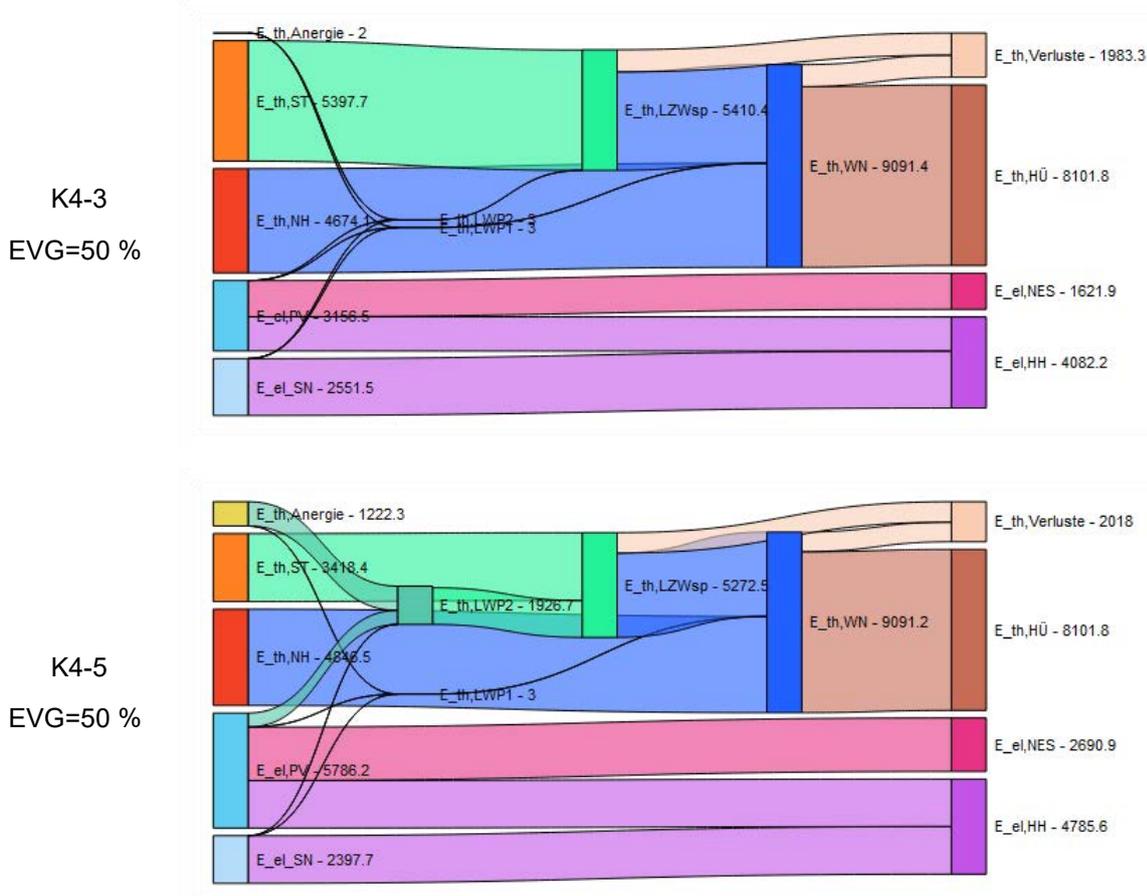


Abbildung 189: Sankey Energieflussdiagramm (in MWh) der Teilkonzepte K4-3 (oben) und K4-5 (unten).

K4-3-2030 SuN mPV - Solarthermische SuN-Anlage –Prognose für das Jahr 2030

Anhand der Dimensionierungsfelder kann gut der Einfluss der veränderten Randbedingungen der Prognose 2030 erläutert werden. Für heutige Randbedingungen strebt die Anlagenkonfiguration sowohl bei den Energie-Gesamtkosten (Abbildung 193, rechts) als auch bei den CO₂-äquivalenten Emissionen (Abbildung 190, links) aufgrund hoher Einspeisevergütung gegen große PV-Flächenanteile.

Für das Jahr 2030 kehrt sich diese Tendenz zumindest für die CO₂-Emissionen um (Abbildung 190, links unten), wenn auch das Ergebnisfeld sehr flach verläuft.

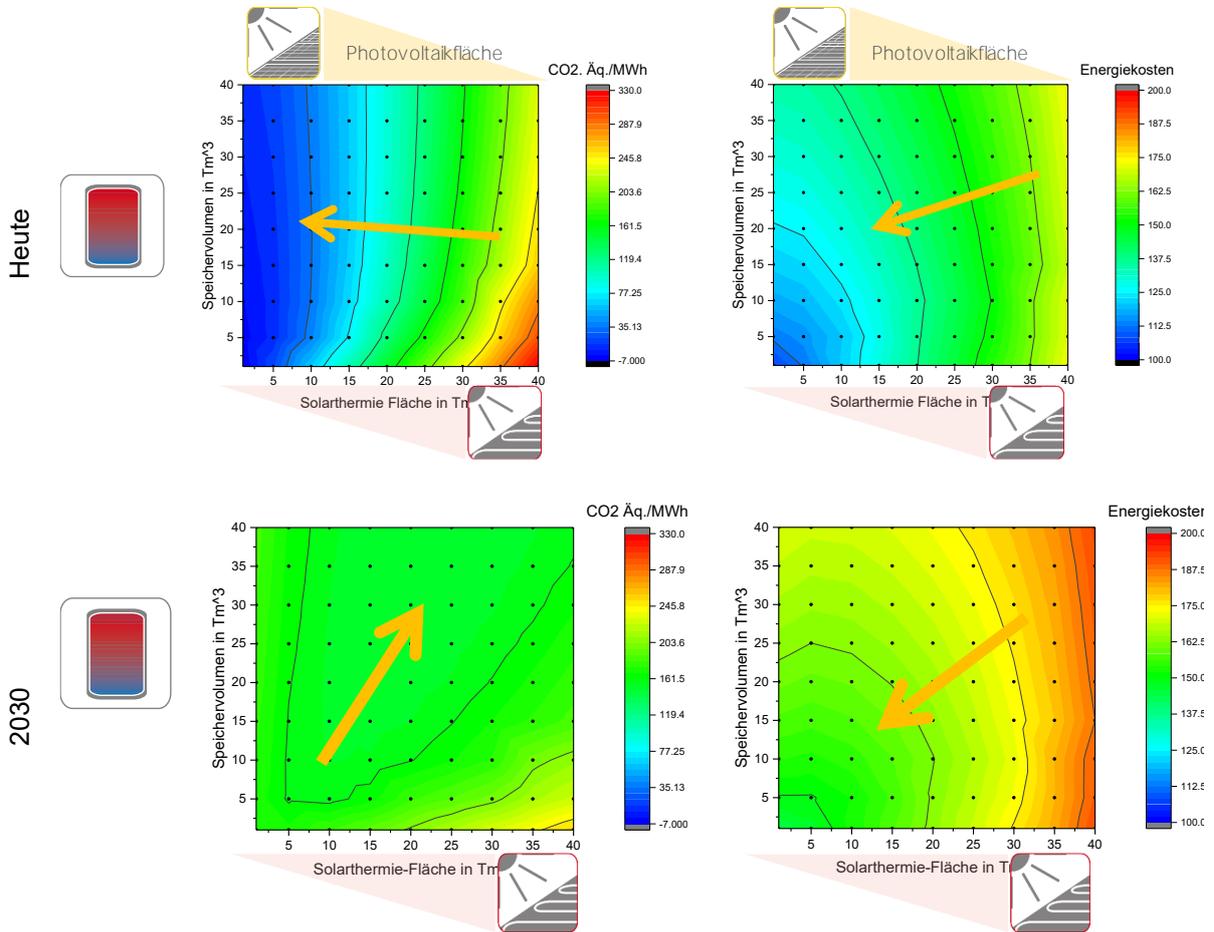


Abbildung 190: CO₂Äq. Emissionen (links) (in [kg/MWh]) und Energiekosten (rechts) (in [Eur/MWh]) des Teilkonzeptes K4-3 für die Szenarien „heute“ (oben) und „2030“ (unten).

Anhand der Auslegungskurve von K4-3 mit EVG=50 % (Abbildung 191) soll noch einmal verdeutlicht werden, wie sich die Randbedingungen 2030 auf die Dimensionierung auswirken. Abbildung 184 zeigte bereits beispielhaft für K4-2 wie sich die eindeutige Lösung aus der Überlagerung von EVG und CO₂-Vermeidungskosten ergibt. Da sich im Szenario 2030 keine technischen Randbedingungen, sondern lediglich die Bewertung ändert, bleibt die EVG-Kurve erhalten. Durch die veränderte Bewertung (Stromkosten, Einspeisevergütung, CO₂-Emissionen des Stromnetzes,..) verschiebt sich das Optimum der Dimensionierung nun in Richtung eines höheren Speichervolumens und kleiner Solarthermie-Flächenanteile.

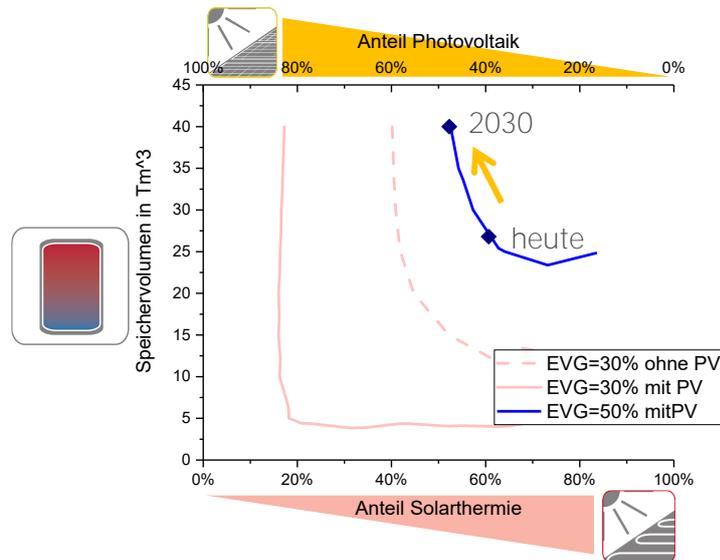


Abbildung 191: Variationen von Speichervolumen und Dachflächenanteile (ST/PV) für das Konzept K4-3, welche zu einem von EVG=50 % führen. Markiert sind jeweils das Optimum der Auslegung für heutige Randbedingungen und das Jahr 2030.

Erkenntnisse aus der Dimensionierung aller Szenarien

Die Ergebnisse der Dimensionierung der Anlagen-Szenarien durch Festlegung des EVGs und Optimierung nach CO₂-Vermeidungskosten liefern erste wichtige Erkenntnisse. In Tabelle 34 zeigt die Optimierungsergebnisse aller Szenarien.

EVG=30 % - heute: Um den EVG von 30 % zu erreichen müssen im Szenario „SuN oPV“ 30 % des Gesamtenergiebedarfs durch Solarthermie gedeckt werden. Entsprechend resultiert ein ausgewogenes Verhältnis aus Solarthermie und Speichergöße. Wird der maximal mögliche Zubau von PV im Szenario „SuN mPV“ zugelassen, so werden 15 % des Gesamtenergiebedarfs durch PV-Strom und 15 % durch Solarthermie gedeckt. Entsprechend sinken die Auslegungsgrößen von Solarthermie und LzWSp, auch weil die Einspeisung von PV-Strom hohe finanzielle und CO₂-Gutschriften bedeutet. Wenn der Zubau einer Luftwärmepumpe ermöglicht wird, ergibt die Optimierungsrechnung eine minimale Solarthermiefläche und große Nennleistungen der Luftwärmepumpen. Dies zeigt, dass die PV-LWP-Kombination finanzielle Vorteile gegenüber der PV-Einspeisung aufweist.

EVG=30 % - 2030: Die veränderten Randbedingungen im Jahr 2030 wirken sich vor allem auf die Konzepte „SuN mPV LWP1/2“ aus. Durch geringere Einspeisevergütung und der Dekarbonisierung des Stromnetzes fallen Gutschriften geringer aus und höhere Solarthermieanteile werden in der Optimierung bevorzugt. Hier zeigt sich auch der Effekt der geringeren Effizienz (COP) bei der Einbindung der Luftwärmepumpe LWP1 in den Wärmenetrücklauf. Im Szenario LWP1 fällt die Wärmepumpe kleiner aus und wird durch größere Solarthermieanteile kompensiert. Für „SuN mPV LWP2“ fällt dagegen aufgrund einer höheren Jahresarbeitszahl die Nennleistung der Wärmepumpe höher und die Solarthermiefläche kleiner aus.

EVG=50 % - heute: Um den angestrebten EVG zu erreichen fällt das Szenario „SuN oPV“ entsprechend größer dimensioniert aus. Das Verhältnis Speicher zu Solarthermie verschiebt sich dabei in Richtung größerer Speicher. Wird im Szenario „SuN mPV“ PV-Fläche hinzugebaut bleibt die Anlage im Gegensatz zu EVG= 30 % solarthermielastig. Dies kann einfach erklärt werden, da der Beitrag der PV

zum EVG über die Eigenbedarfsdeckung auf 15 % begrenzt ist und deshalb 35 % des EVGs über Solarthermie gedeckt werden müssen. Die Dimensionierung der beiden Szenarien mit LWP fallen sehr unterschiedlich aus. Während sich für „SuN mPV LWP2“ höhere PV-Flächenanteile ergeben, zeigt die Optimierung von „SuN mPV LWP1“ höhere Solarthermieanteile dafür jedoch eine sehr groß dimensionierte LWP-Nennleistung.

EVG=30 % - 2030: Wichtigste Änderung in der Prognose 2030 ist das nun große Speichervolumen des LzWSps im Szenario „SuN mPV“ im Vergleich zur Betrachtung „heute“. Während die Konfiguration von „SuN mPV LWP2“ annähernd gleich bleibt, fällt im Jahre 2030 die Luftwärmepumpe LWP1 heraus und eine identische Konfiguration wie „SuN mPV“ entsteht. Daraus lässt sich schließen, dass für diese Randbedingungen (EVG=50 %, 2030) das Szenario „SuN mPV LWP1“ ökonomisch/ökologisch nicht sinnvoll ist. Tabelle 34 zeigt noch einmal alle Anlagedimensionierungen welche aus den Optimierungsrechnungen resultieren im Überblick.

Tabelle 34: Übersicht Dimensionierung alle Szenarien

	heute EVG30				
	Referenz FW oPV	SuN oPV	SuN mPV	SuN mPV LWP1	SuN mPV LWP2
Volumen LzWSp [m ³]	0	15.750	4.688		
Fläche Solarthermie [m ²]	0	20.000	9.631	500	500
Fläche Photovoltaik [m ²]	0	0	38.190	47.321	47.321
Nennleistung LWP1 [kW]	0	0	0	703	0
Nennleistung LWP2 [kW]	0	0	0	0	594

	2030 EVG30				
	Referenz FW oPV	SuN oPV	SuN mPV	SuN mPV LWP1	SuN mPV LWP2
Volumen LzWSp [m ³]	0	15.719	4.469		
Fläche Solarthermie [m ²]	0	19.969	10.031	9.938	3.000
Fläche Photovoltaik [m ²]	0	0	37.790	37.884	44.821
Nennleistung LWP1 [kW]	0	0	0	36	0
Nennleistung LWP2 [kW]	0	0	0	0	351

	heute EVG50				
	Referenz FW oPV	SuN oPV	SuN mPV	SuN mPV LWP1	SuN mPV LWP2
Volumen LzWSp [m ³]	0	43.250	26.813		
Fläche Solarthermie [m ²]	0	41.375	29.000	29.000	17.500
Fläche Photovoltaik [m ²]	0	0	18.821	18.821	30.321
Nennleistung LWP1 [kW]	0	0	0	2.124	0
Nennleistung LWP2 [kW]	0	0	0	0	853

	2030 EVG50					
	Referenz FW oPV	SuN oPV	SuN mPV	SuN mPV LWP1	SuN mPV LWP2	
Volumen LzWSp [m ³]	0	42.500	36.938			
Fläche Solarthermie [m ²]	0	41.750	25.000	24.875	14.000	
Fläche Photovoltaik [m ²]	0	0	22.821	22.946	33.821	
Nennleistung LWP1 [kW]	0	0	0	5	0	
Nennleistung LWP2 [kW]	0	0	0	0	857	

5.3.4.2 Innovative Betriebsstrategien

Um das ausgegebene Ziel der PV-Überschussstrom-Verwertung durch Luftwärmepumpen im Nahwärmesystem effizient zu verwirklichen sind sowohl beim Einsatz der Wärmepumpen, als auch in der Speichernutzung innovative Betriebsstrategien erforderlich.

Speicherbetrieb:

Der thermische Saisonspeicher arbeitet von Ende Februar bis Ende Juli im Pufferbetrieb: In dieser Zeit wird der Vorlauf der thermischen Solaranlage aus der obersten Speicherschicht entnommen, um möglichst früh im Jahr einen solarthermischen Direktbetrieb des Wärmenetzes zu erreichen. Diese Art des Speicherbetriebs soll den Anteil des solarthermischen Direktbetriebs steigern und damit die Wärmeverluste des Saisonspeichers mindern. Der Pufferbetrieb ist weiterhin von hoher Bedeutung falls die Beladung des Speichers über die Luftwärmepumpe LWP2 (Abbildung 180, rechts), also über die Speicherunterseite, erfolgt. Die niedrigen Temperaturen im unteren Bereich des Speichers ermöglichen den Betrieb von LWP2 bei besseren COPs.

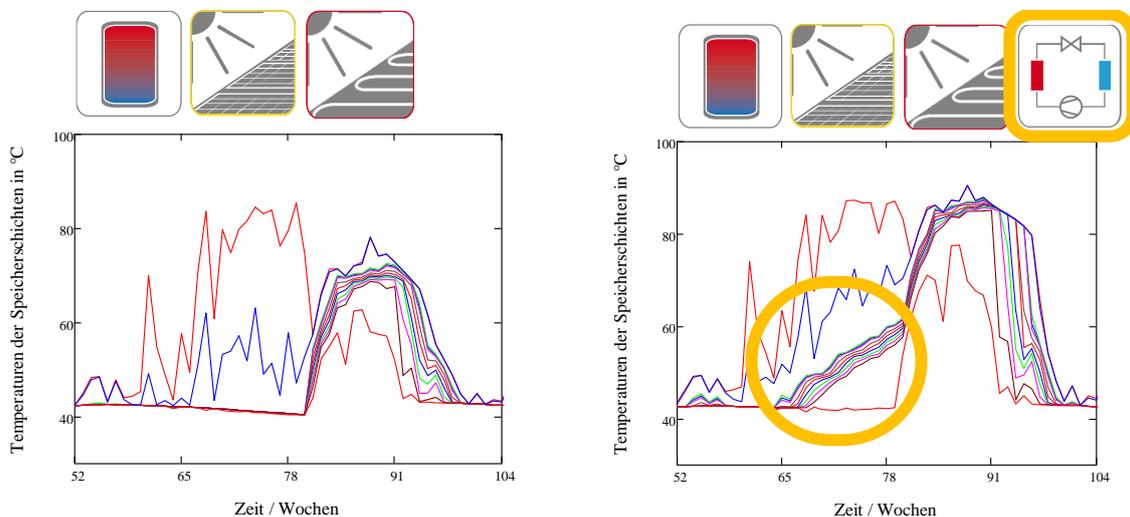


Abbildung 192: Beispielhafte Temperaturschichten im Saisonspeicher bei Beladung durch Solarthermie (links) und bei Beladung durch Solarthermie und (PV betriebener) Luftwärmepumpe LWP2 zweiten Betriebsjahr.

Abbildung 192 zeigt beispielhaft wie sich die Temperaturschichten des Saisonspeichers im Jahresverlauf (2. Simulationsjahr, Woche 52 bis 104) entwickeln. Links dargestellt ist die Beladung des Speichers durch Solarthermie. Im Frühjahr erfolgt die Pufferbeladung der oberen Speicherschichten auf Temperatur des Wärmenetzes (bis Woche 78) um einen Solardirektbetrieb zu ermöglichen.

Anschließend erfolgt die Umstellung auf Schichtladebetrieb, worauf der Speicher gleichmäßig durchgeladen wird. Der Frühjahres-Pufferbetrieb erlaubt folglich eine Wärmeeinspeisung der LWP2 im unteren Speicherbereich (rechts) bei geringen Temperaturen und guten COPs. Nach Woche 78 steigen jedoch auch hier die Temperaturen im unteren Speicherbereich.

Wärmepumpenbetrieb

Für die hydraulische und regeltechnische Einbindung der Luftwärmepumpen in das solare Nahwärme-Versorgungssystem wurden ebenfalls innovative Betriebsstrategien in die Simulation implementiert. Aus Zeitgründen wurden jedoch bis jetzt nicht alle Betriebsmodi zur Anwendung gebracht und sollen in nachfolgenden Forschungsvorhaben weiterentwickelt werden.

Grundlage der Modellierung der Luftwärmepumpe ist die experimentelle Vermessung des Kennfeldes einer drehzahlgeregelten 36 kW Luftwärmepumpe am ZAE Bayern [Zachmeier und Hagel 2013]. Folgende Eigenschaften können deshalb in der Simulation berücksichtigt werden:

- **Nennleistung:**
Die Maximalleistung der verwendeten Luftwärmepumpe (LWP) kann variiert werden, indem der zugrundeliegende Messdatensatz linear skaliert wird.
- **Einschaltkriterium:**
Grundsätzlich startet die jeweilige Luftwärmepumpe, falls PV-Überschussstrom im jeweiligen Zeitschritt zur Verfügung steht. Das heißt, dass
 $(\text{PV-Leistung} - \text{Stromeigenbedarf}) > \text{Wärmepumpen-Nennleistung}$
Somit wird kein Netzstrom für den Betrieb der jeweiligen Luftwärmepumpe genutzt.
- **Erweitertes Einschaltkriterium: [Nachfolgend nicht diskutiert]**
Ein Wärmepumpenstart kann auch zugelassen werden bei:
 $0 < (\text{PV-Leistung} - \text{Stromeigenbedarf}) < \text{Wärmepumpenleistung}$
In diesem Fall wird zusätzlich zum PV-Überschussstrom auch Netzbezug erlaubt.
- **Modulierende LWP: [Nachfolgend nicht diskutiert]**
Die verwendeten Messdaten der Luftwärmepumpe ermöglichen auch einen drehzahlgeregelten Betrieb der LWP mit variabler Leistung. Damit kann PV-Überschussstrom schon ab einer Leistung genutzt werden, welche etwa 30 % der Maximalleistung der LWP entspricht, ohne dass ein Netzbezug erfolgt.
- **Technisch hydraulische Einbindepunkte:**
Es sollen zwei unterschiedliche Einbindepunkte der Luftwärmepumpe untersucht werden (siehe Abbildung 180): Zum einen die Beladung des Saisonspeichers (genannt *LWP2*), zum anderen die Einspeisung über einen dezentralen Wärmetauscher (nicht in der Energiezentrale) im Rücklauf des Wärmenetzes (genannt *LWP1*).

5.3.4.3 Bewertung

Die Dimensionierung der Anlagen mit Ihren Verhältnissen aus Solarthermie-, PV-, Speichergröße und Wärmepumpenleistung in Kapitel 5.3.4.1 dürfen als erstes Ergebnis der Simulationen verstanden werden. Abschließend sollen die fertig dimensionierten (und optimierten) Szenarien des Konzeptes ökonomisch und ökologisch bewertet werden.

Dabei soll wieder unterschieden werden nach den Berechnungstützpunkten EVG=30 % und EVG=50 % sowie dem Szenario „heute“ und dem Jahr 2030.

EVG=30 %: Betrachtung Szenario –heute- und 2030

Nachfolgend werden die Szenarien in ihrer Auslegung auf EVG=30 % betrachtet:

Abbildung 193 (links) zeigt zunächst anteilig die jährlichen Kosten der Gesamtanlage der Szenarien K4-1 bis K4-5. Das Szenario Solare Nahwärme ohne PV (SuN oPV) zeigt dabei aufgrund der höheren Investitionskosten (Annuität) höhere jährliche Kosten als die Referenz, welche durch die Einsparung an Fernwärme nicht ausgeglichen werden können. Im Szenario K4-3 (SuN mPV) werden dann durch den PV-Zubau zuerst die Investitionskosten (Annuität) erhöht und andererseits durch PV-Eigenverbrauch Strombezugskosten eingespart. Durch die zusätzliche Vergütung des eingespeisten PV-Stroms (negativ aufgetragen) resultiert eine deutliche Kosteneinsparung gegenüber dem Referenzsystem. Trotz hoher thermischer Deckungsanteile durch die PV-Luftwärmepumpenkombination in K4-4 und K4-5 verändern sich die Kosten nur geringfügig gegenüber dem Szenario K4-3 (SuN mPV). Durch den höheren Flächenanteil von PV kann trotz der Umwandlung von PV-Strom in Wärme mehr PV-Strom eingespeist werden.

Abbildung 193 (rechts) zeigt anschließend den Einfluss der prognostizierten veränderten Randbedingungen im Jahre 2030. Die Kosten steigen dabei allgemein durch einen höheren Strompreis. Weiterhin ist die sinkende Vergütung der PV-Einspeisung zu erkennen. Darüber hinaus bleiben die Verhältnisse bestehen.

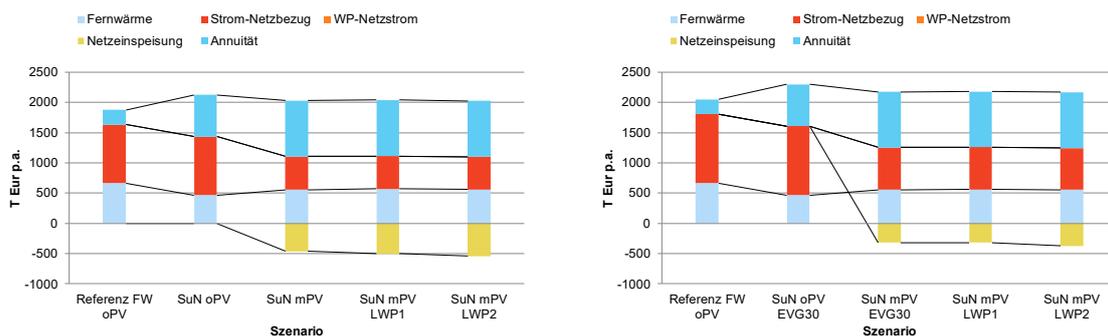


Abbildung 193: EVG=30 %: Jährliche Kosten inkl. Investitionen heute (links) und 2030 (rechts)

Abbildung 194 (links) zeigt analog die Anteile an den jährlichen CO₂-äquivalenten Emissionen der Gesamtanlage. Im Vergleich zur Kostenbetrachtung zeigt sich hier der geringe Anteil der Komponentenherstellung (CO₂-Annuität¹⁷) an den jährlichen Emissionen. Vor allem durch die Gutschrift an CO₂-Emissionen durch die PV-Einspeisung zeigen K4-3 bis K4-5 deutlich geringere jährliche Emissionen. Aber auch die klassische solarthermische Nahwärme K4-2 (SuN oPV) zeigt Einsparungen an in der Größe von 15 % gegenüber der Referenz.

¹⁷ Analog zur Kostenannuität wird hier der Begriff auch für die jährlichen Abschreibungen der durch die Komponentenherstellung verursachten CO₂-Emissionen verwendet.

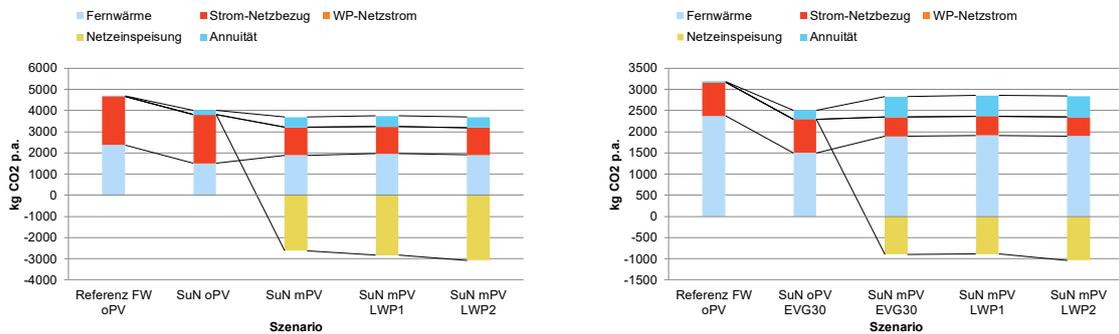


Abbildung 194:EVG=30 %:Jährliche CO₂-Emissionen inkl. Herstellung und Entsorgung heute (links) und 2030 (rechts)

Durch die Dekarbonisierung des Stromnetzes in 2030 (in Abbildung 194, rechts) sinkt der Anteil der Netzeinspeisung deutlich. Der Anteil der Fernwärmeversorgung an den Gesamtemissionen steigt für alle Szenarien deutlich an.

EVG=50 %: Betrachtung Szenario –heute- und 2030

In Abbildung 195 werden nun die Szenarien in ihrer Auslegung auf EVG=50 % betrachtet.

Da sich für den EVG durch Stromeigenverbrauch maximal 15 % ergaben, müssen für den Gesamt-EVG von 50 % größere Anteile von Solarthermie berücksichtigt werden, weshalb der Anteil der Netzeinspeisung in den jährlichen Kosten deutlich geringer ausfällt als für EVG=30 %. Durch den hohen Eigenversorgungsgrad sinken die Kosten durch Fernwärmeverbrauch bzw. Strombezug und Investitionskosten (Annuität) steigen anteilig. Für das Szenario 2030 (Abbildung 195, rechts) gibt es nur geringfügige Änderungen in der Kostenaufteilung. Die Kosten, vor allem von Strombezug, steigen im Allgemeinen. Der Anteil der Fernwärme verringert sich dementsprechend leicht.

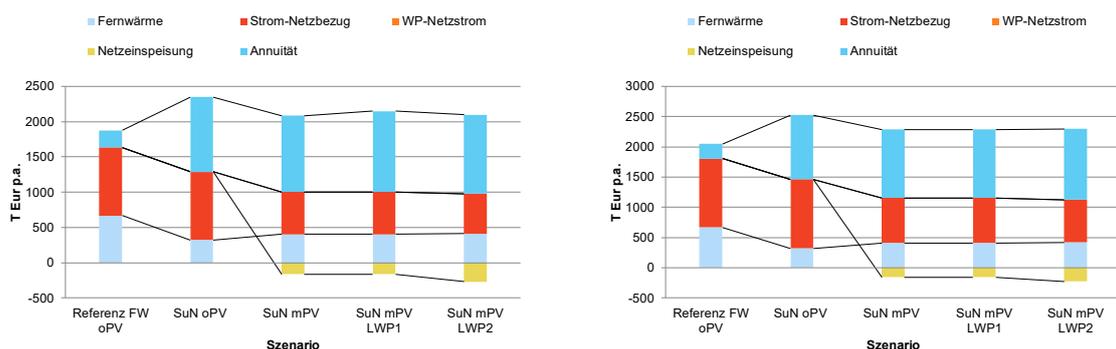


Abbildung 195:EVG=50 %: Jährliche Kosten heute (links) und 2030 (rechts)

Betrachtet man die jährlichen CO₂-äquivalenten Emissionen in Abbildung 196 (links), so erkennt man analog zu den jährlichen Kosten einen geringeren Anteil der PV-Netzeinspeisung. Wie auch bei EVG=30 %, sind auch hier wieder die Anteile der Herstellung (Annuität) gering. Für das Szenario 2030 (Abbildung 196, rechts) zeigt sich erneut der verbleibende Anteil an Fernwärme als gewichtigster Anteil bei den CO₂-äquivalenten Emissionen.

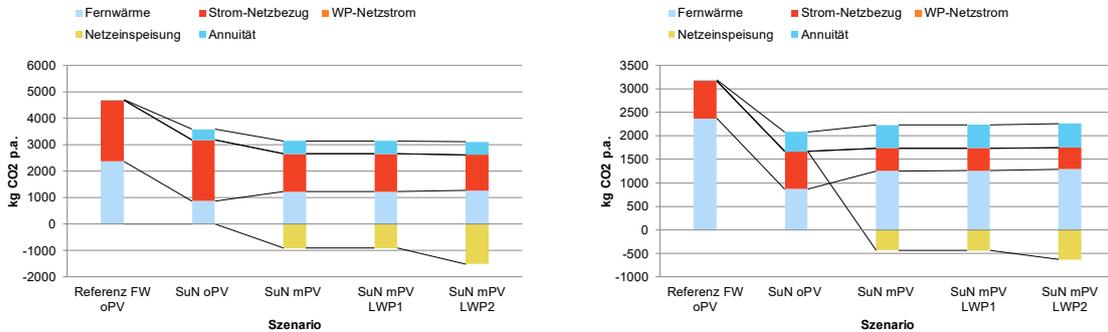


Abbildung 196: EVG=50 %: Jährliche CO₂-Emissionen inkl. Herstellung und Entsorgung heute (links) und 2030 (rechts)

Zusammenfassung ökonomische und ökologische Bewertung

Abbildung 197 zeigt noch einmal zusammengefasst jeweils die spezifischen Energiekosten sowie die spezifischen CO₂-äquivalenten Emissionen der Gesamtanlage für das Szenario „heute“ (links) und „2030“ (rechts). Das Szenario „SuN mPV“, eine klassische solarthermische Nahwärmearanlage mit PV-Erweiterung, zeigt eine deutliche Reduktion an CO₂-Emissionen und, dank der PV-Einspeisevergütung, auch eine Kostenreduktion. Die innovativen Konzepte „SuN mPV LWP1“ mit 703 kW Wärmepumpenleistung und „SuN mPV LWP2“ mit 594 kW Wärmepumpenleistung haben dagegen gemäß Optimierung (Kapitel 5.3.4.1) nur noch geringe Anteile an Solarthermie. Jedoch erreichen beide noch einmal eine Reduktion in den CO₂-Emissionen sowie eine geringe Kosteneinsparung. Dabei stellt sich die Variante LWP2 mit Einspeisung in den Wärmespeicher als die effizientere heraus.

Durch steigende Stromkosten, sinkende Einspeisevergütung und der höheren Dekarbonisierung des Stromnetzes (und damit weniger CO₂-Gutschrift durch PV-Einspeisung) im Jahr 2030 schneiden die Konzepte K4-3 bis K4-5 mit PV schlechter ab als heute, jedoch deutlich besser als K4-1 und K4-2.

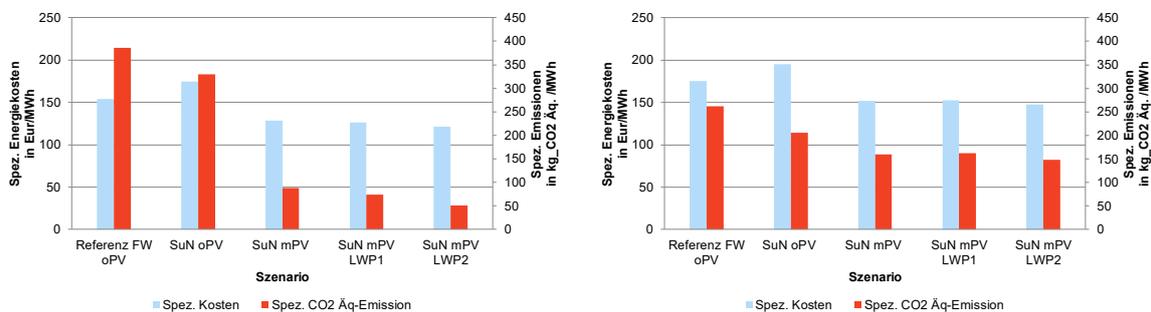


Abbildung 197: Spezifische Energiekosten und spezifische CO₂-äquivalente Emissionen der Gesamtanlage für das Szenario „heute“ (links) und „2030“ (rechts) bei einem EVG von 30 %.

Für die Konzepte mit EVG=50 % in Abbildung 198 ist ebenfalls eine deutliche CO₂-Einsparung der Konzepte K4-3 bis K4-5 zu erkennen, allerdings bei etwa gleichbleibenden Kosten gegenüber der „Referenz Fernwärme oPV“. Da für EVG=50 % keine PV-Überschüsse in der Größenordnung wie in EVG=30 % enthalten sind ist der Unterschied zu den veränderten Randbedingungen im Szenario „2030“ gering.

Auch für EVG=50 % gilt: Das Szenario K4-5- „SuN mPV LWP“ zeigt ökonomisch und ökologisch das beste Ergebnis, auch im Ausblick auf das Jahr 2030.

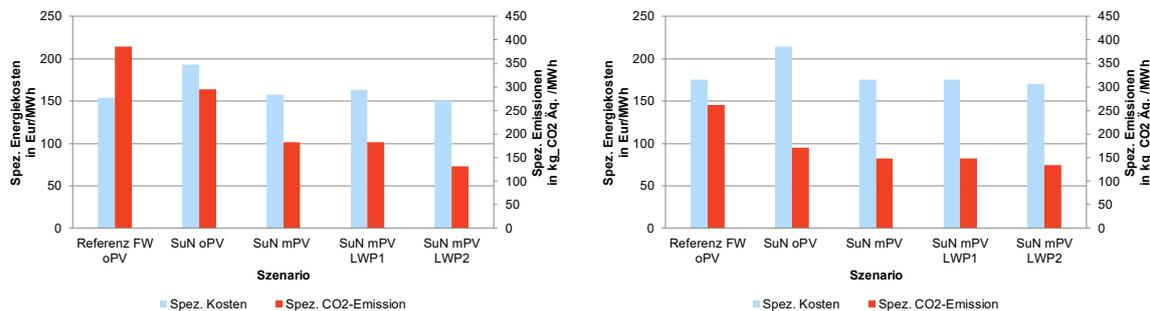


Abbildung 198: Spezifische Energiekosten und spezifische CO₂-äquivalente Emissionen der Gesamtanlage für das Szenario „heute“ (links) und „2030“ (rechts) bei einem EVG von 50 %.

Zusammenfassung:

- Die klassische solarthermische Nahwärme ohne PV K4-2 spart CO₂-äq. Emissionen bei höheren Energiekosten gegenüber der Referenz.
- Vor allem für einen niedrigen EVG von 30 % führt die Einspeisung von PV-Überschuss zu sehr hohen finanziellen und CO₂-Gutschriften, welche das Ergebnis maßgeblich beeinflussen.
- Für einen höheren EVG von 50 % sind höhere Anteile an Solarthermie notwendig, da der Stromeigenverbrauch aufgrund der Gleichzeitigkeit bei maximal 15 % liegt.
- Als ökologisch und ökonomisch bestes Konzept stellte sich Konzept K4-5 „SuN mPV LWP2“ heraus und dies unabhängig vom EVG und den veränderten Randbedingungen in 2030.

5.3.5 Konzept 5: Power-to-Heat Quartier (SIZ energie+)

Heute ist unumstritten, dass Wärme- und Stromwende gemeinsam angegangen werden müssen und die Kopplung dieser beiden Sektoren eine entscheidende Relevanz hat. So sollen z. B. Wärmepumpen bis 2030 ein Viertel des Gebäudewärmebedarfs decken [Agora Energiewende 2017b, S. 14]. Dafür ist ein Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) erforderlich. Im Jahr 2018 wurden ca. 39 % der Jahresstrommenge von 536 TWh aus EE erzeugt [Bundesnetzagentur 2019]. Um eine Reduktion der CO₂-Emissionen bei der Stromerzeugung um 85 % zu erreichen, muss bis zum Jahr 2050 jedoch noch mehr als das Dreifache der heutigen EE-Leistung in Form von Windkraft und Photovoltaik (PV) installiert werden [Henning und Palzer 2015, S. 31], nicht zuletzt auch auf den Dächern des untersuchten Quartiers. Trotz steigendem Bedarf durch die Fokussierung auf Strom als Primärenergieträger und E-Mobilität ist zu erwarten, dass ohne Energiespeicher langfristig große Mengen von Erträgen aus EE ungenutzt bleiben. Während Power-to-Gas ebenfalls einen signifikanten Beitrag leisten wird, kommt es letztendlich auf einen Mix der geeigneten Technologien an, um Überschüsse zu nutzen und auf das volatile EE-Angebot zu reagieren. Aus diesen Gründen ist der Fokus des Power-to-Heat-Quartiers die namensgebende Sektorenkopplung, die auf innovative und möglichst einfache Weise durch die Kombination von Wärmenetzen, PV, Wärmepumpen (WP) und LZWSp umgesetzt werden kann.

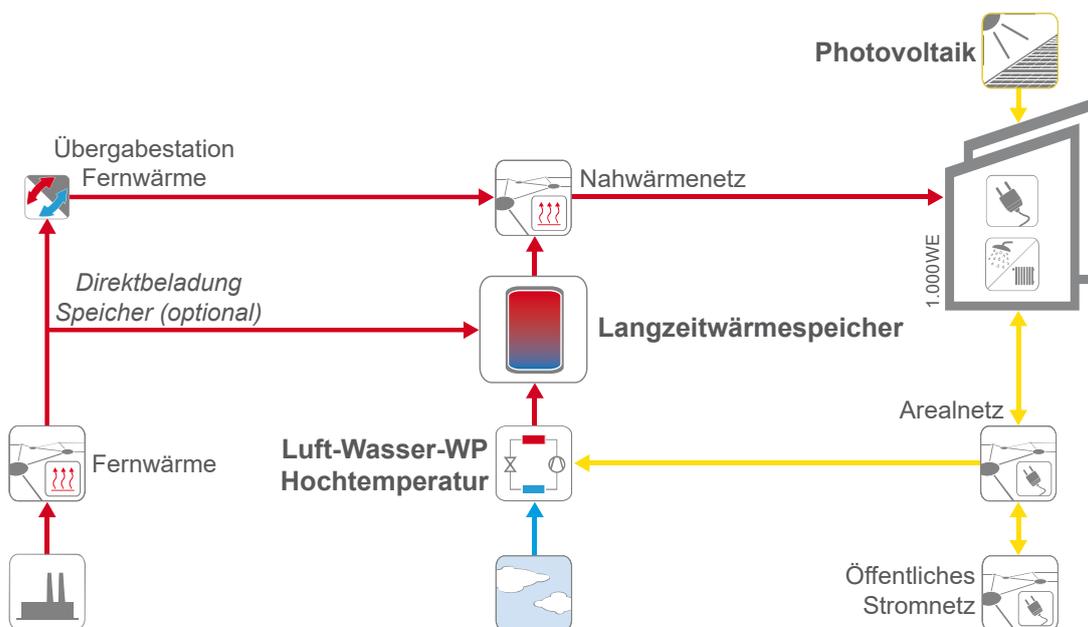


Abbildung 199: Schema des Energieversorgungskonzeptes "P2H-Quartier"

Grundlage der Energiegewinnung ist die Installation von PV auf den Dachflächen, deren Ertrag mit oberster Priorität den Strombedarf der Nutzer und der Gebäude deckt. Wie in Abbildung 199 dargestellt, sind die Gebäude in einem Arealnetz zusammengeschlossen und können den Strom so untereinander und zentral für P2H nutzbar machen. Die Wandlung von Strom in Wärme wird durch Luft-Wasser-WP realisiert, die als Kaskade bis zu 90 °C im Vorlauf generieren. Das hohe Temperaturniveau ist gewünscht, um mit dem zentralen LZWSp eine möglichst große Kapazität bereitstellen zu können. Der LZWSp in Behälterbauweise speist Wärme in das Nahwärmenetz ein. Die WP kann auch mit Netzstrom betrieben werden. Dies wird jedoch erst in Zukunft dann ökologisch und ökonomisch zielführend sein, wenn die CO₂ Emissionen aus dem Stromnetz und Preise deutlich gesunken sind, wie im Folgenden noch gezeigt wird. Das „fossile“ Referenzsystem zu diesem Konzept kommt ohne die „regenerativen“ Komponenten aus und besteht alleine aus einem lokalen Nahwärmenetz, das aus einem externen Fernwärmenetz versorgt wird.

5.3.5.1 Dimensionierung

Die Dimensionierung der Komponenten wird zunächst anhand des Bedarfsszenarios Stadtquartier Neubau mit 1000 WE präsentiert, im ersten Schritt anhand eines regenerativen Eigenversorgungsgrades EVG von 50 %. Pro WE wird mit ca. 8 kW_p das vorhandene Flächenpotential an den Gebäuden zur PV-Installation erschlossen. Durch den LZWSp mit 15.000 m³ Volumen steht ein nutzbarer Energieinhalt von ca. 700 MWh pro Ladezyklus zur Verfügung, um die thermische Leistung der WP mit 2.800 kW_{th} aufzunehmen.

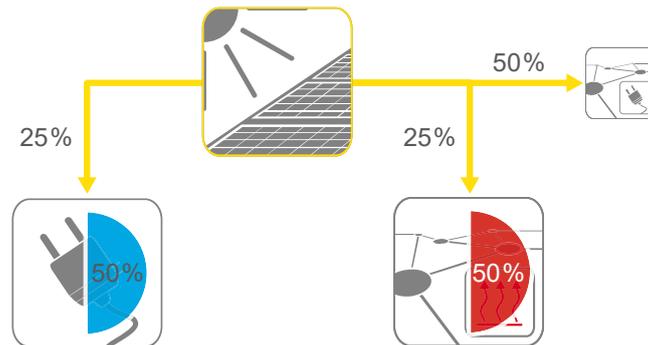


Abbildung 200: Vereinfachte Jahresbilanz der Nutzung des PV-Stroms für Strom und Wärme

Abbildung 200 zeigt auf vereinfachte Weise die direkte Nutzung des PV Ertrags und die Deckung der Bedarfsanteile. Jeweils 25 % stehen unter Berücksichtigung von Lastprofilen in den dynamischen Simulationen für den Strombedarf bzw. die Wärmeversorgung zur Verfügung. Eine komplexere, aber vollständige Darstellung der jährlichen Energieflüsse findet sich in Abbildung 201. Diese visualisiert auch, wie der EVG von 50 % zustande kommt: Als Verhältnis der selbst genutzten erneuerbaren Energien zum Energiebedarf des gesamten Versorgungssystems. Abzüglich der ins öffentliche Stromnetz eingespeiste Energie $E_{el,SN,Einsp.}$, ist die Summe der links ins System eintretenden erneuerbaren Energien $E_{el,PV} + E_{th,Quelle,WP}$ halb so groß wie der Energiebedarf auf der rechten Seite, der den Bilanzraum verlässt.

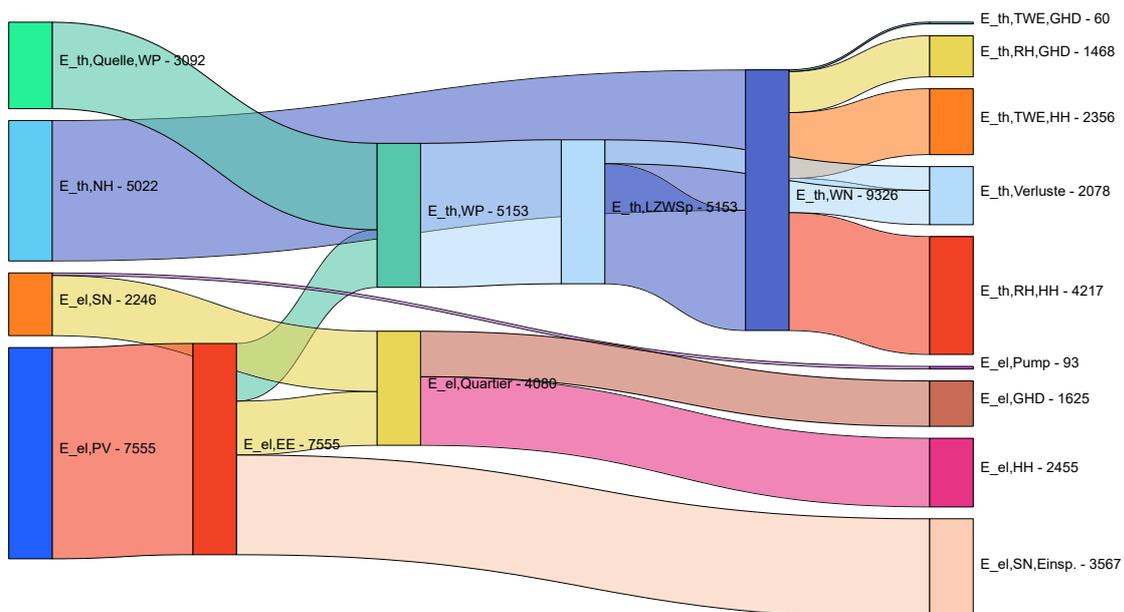


Abbildung 201: Jährliche Energieflüsse im P2H-Quartier bei EVG=50 % in MWh/a

Aus dem Flussdiagramm lässt sie auch die resultierende Jahresarbeitszahl der WP errechnen, die bei 2,5 liegt. Gemessen am hohen Temperaturhub ist dies ein sehr guter Wert. Er kommt zustande, da die WP nur mit PV Strom eingesetzt wird, also primär im Sommer bei hohen Lufttemperaturen.

Um im nächsten Schritt die saisonale Verschiebung zu untersuchen, sind die monatlichen Energiebilanzen für die Strom- und Wärmeseite in Abbildung 202 bzw. Abbildung 203 dargestellt. Im Sommer sind weiterhin große Stromüberschüsse vorhanden. Soll deren Eigennutzung im Quartier gesteigert werden, sind Wärmepumpe und Speicher größer zu dimensionieren (oder der Strombedarf beispielsweise durch erneuerbar betriebene E-Mobilität zu erhöhen), was zu einem größeren EVG führt.

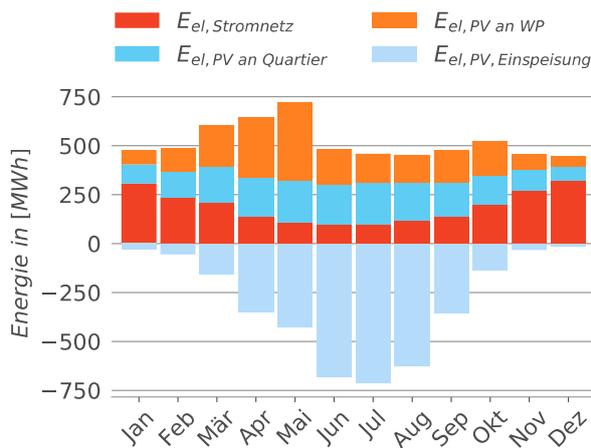


Abbildung 202: Monatliche Strombilanz

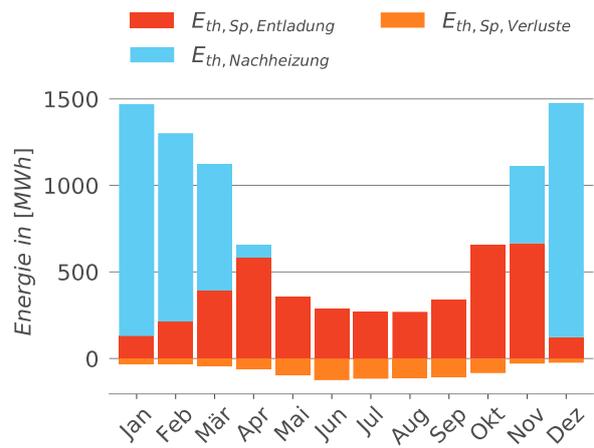


Abbildung 203: Monatliche Wärmebilanz

Um den Quervergleich zwischen den Konzepten zu ermöglichen, werden im Projekt Dimensionierungen für den regenerativen Eigenversorgungsgrad bei den Stützstellen 30 %, 50 %, 70 % und 90 % (bzw. das erreichbare Maximum) verwendet. An jeder Stützstelle soll die optimale Dimensionierung ermittelt werden. Für die Optimierungsrechnung muss dies in eine Zielfunktion übersetzt werden. Neben dem primären Ziel der energetischen Optimierung wird zusätzlich die Minimierung der CO₂-Vermeidungskosten $\Delta CO_{2,cost}$ als Nebenbedingung eingeführt, um eine eindeutige Lösung zu erreichen. Die vom Optimierungsalgorithmus zu minimierende Zielfunktion lautet z. B. für $EVG_{soll} = 50\%$ wie folgt:

$$f(x) = |EVG_{ist} - EVG_{soll}| + \frac{\Delta CO_{2,cost}}{100000}, \text{ mit } EVG_{ist} = 0.5 \text{ für } 0.495 < EVG_{ist} < 0.505 \quad \text{Gl. 20}$$

Zum einen wird dadurch auf den gesuchten EVG hin optimiert, mit einer deutlich abgeschwächten Gewichtung jedoch gleichzeitig auch auf die CO₂-Vermeidungskosten in €/t. Dies sind die jährlichen Mehrkosten im Vergleich zum Referenzsystem „reine Fernwärme“ bezogen auf die erreichte CO₂-Einsparung. Eine Toleranz von 0.5 %-Punkten um den Zielwert des EVG ermöglicht dabei die Veranschaulichung in Abbildung 204. Von 456 Simulationen liegen 183 Lösungen im „Zielkorridor“ mit dem Fehler < 0.005 (entspricht $0.495 < EVG < 0.505$). Der geforderte EVG von 50 % gilt für jede dieser Lösungen als erfüllt. Die Häufung lässt erkennen, dass der Optimierer dort im gelben Bereich verstärkt nach dem Optimum sucht. Im dunkleren Bereich mit größeren Fehlern werden weniger Simulationen gestartet. Innerhalb des Zielkorridors sind nur noch die CO₂-Vermeidungskosten ausschlaggebend. Das globale Minimum ist als grüner Punkt hervorgehoben. Variiert werden bei dieser Vorgehensweise das Speichervolumen und die installierte Wärmepumpenleistung bei einer konstanten installierten PV-Leistung. Eine gleichzeitige Optimierung aller drei Dimensionen ist möglich, aber schlechter visualisierbar und nicht zielführend.

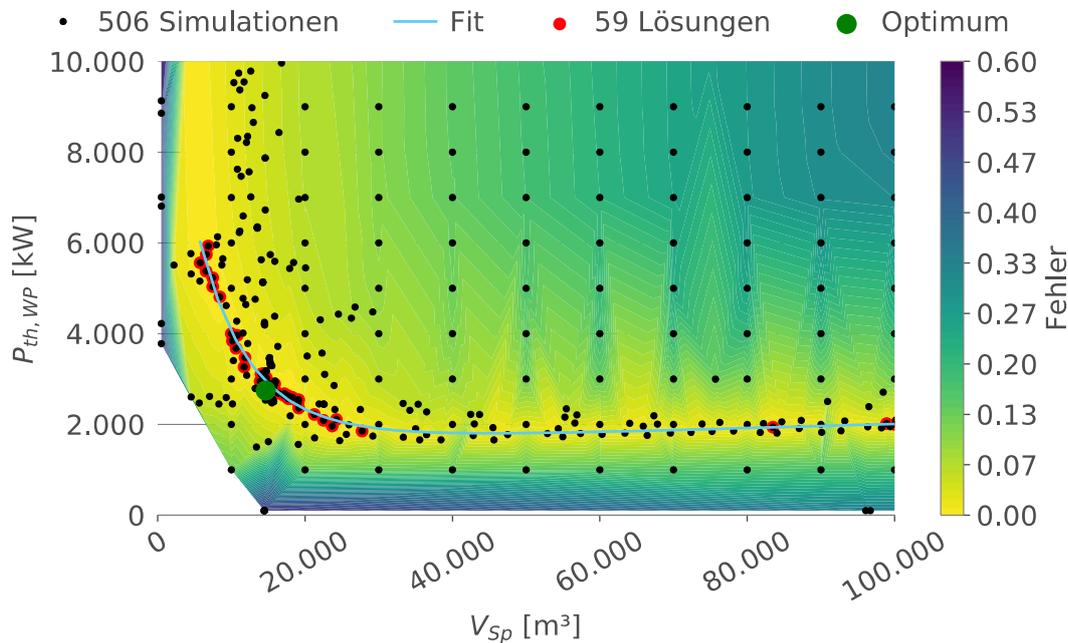


Abbildung 204: Ergebnis der Optimierung für EVG = 50 % bei $P_{el,PV} = 8000 \text{ kW}_p$

In dieser Form kommen alle bisherigen Arbeiten im Forschungsvorhaben zusammen: In den TRNSYS-Simulationen fließen die Erfahrungen der Bestandsanlagen und die innovativen Betriebsstrategien für die neuen Konzepte zusammen. Die Simulationsergebnisse werden automatisiert energetisch, ökologisch (CO₂-Emissionen von Herstellung und Betrieb) und ökonomisch (vollständige Annuitätenrechnung nach VDI 2067) ausgewertet.

Diese Methodik wird für alle Stützstellen des EVG wiederholt. Das Ergebnis ist in Abbildung 205 dargestellt, wobei nur noch die als Lösungen markierten Simulationen beibehalten werden. Für die grünen Punkte, die das jeweilige Optimum markieren, deutet sich ein Verlauf an. Zusätzlich zur PV-Leistung $P_{el,PV} = 8000 \text{ kW}_p$ wird dasselbe Verfahren auch für für 4000 und 6000 kW_p wiederholt.

Abbildung 206 ergibt sich, wenn die optimalen Dimensionierungen jeder Kombination von PV-Leistung und EVG in dreidimensionaler Form angeordnet und als Fläche verbunden werden. Bei verfügbarer PV-Leistung und angestrebtem EVG lässt sich das erforderliche Speichervolumen ablesen. Abbildung 207 zeigt entsprechend die zugehörige Wärmepumpenleistung. Die resultierenden Flächen veranschaulichen, dass bei größeren EVG und kleineren PV-Leistungen größere Speicher und Wärmepumpen nötig werden. Die Ergebnisse basieren dabei auf mehreren tausend TRNSYS-Simulationen.

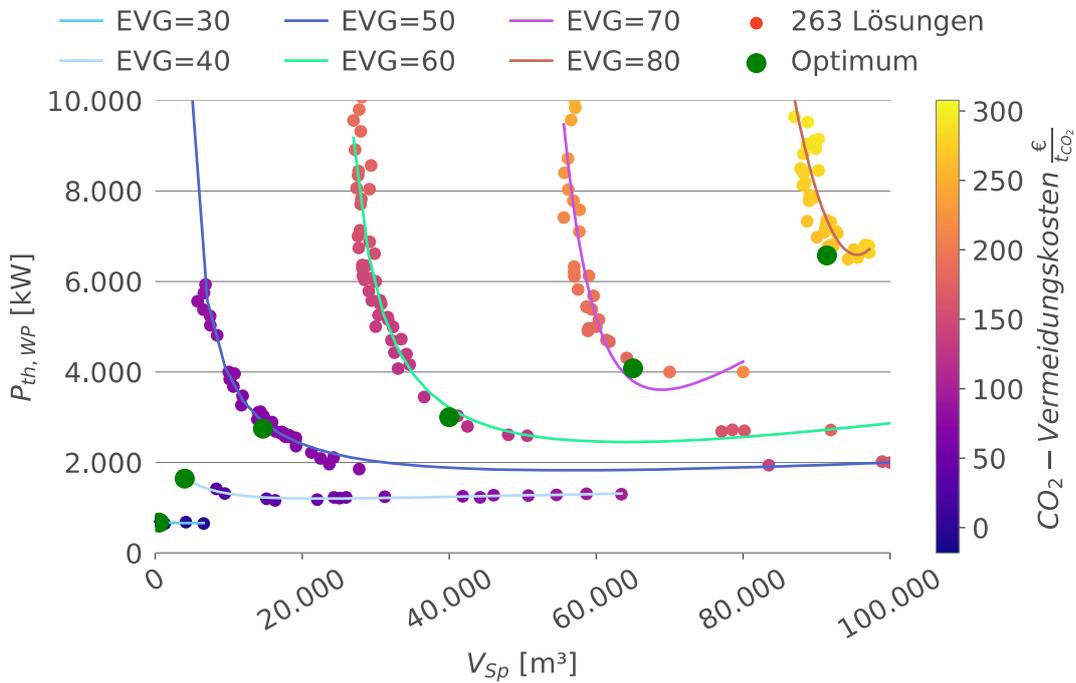


Abbildung 205: Ergebnis der Optimierung für EVG 30 % bis 80 % bei $P_{el, PV} = 8000 \text{ kW}_p$

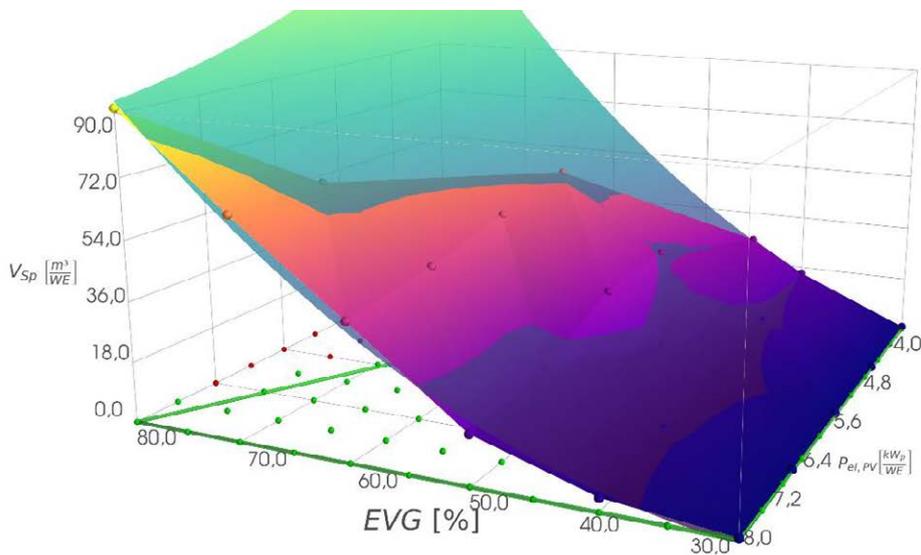


Abbildung 206: Speichervolumen in Abhängigkeit von PV-Leistung und EVG mit Ausgleichspolynom und Gültigkeitsbereich

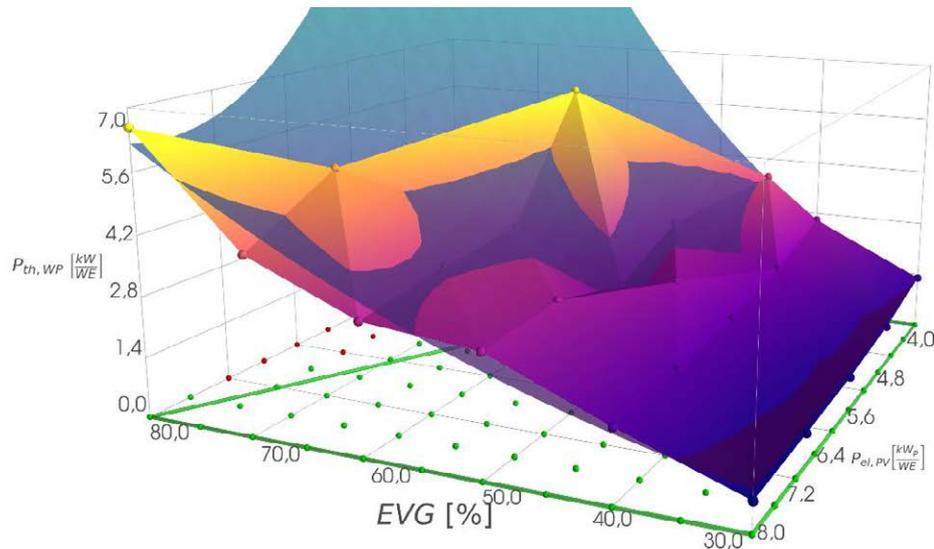


Abbildung 207: Wärmepumpenleistung in Abhängigkeit von PV-Leistung und EVG mit Ausgleichspolynom und Gültigkeitsbereich

Neben der „Originalfläche“, die zur Veranschaulichung nur die Punkte verbindet, lässt sich durch diese Punkteanordnung auch ein zweidimensionales Ausgleichspolynom als Fläche legen. In den Abbildungen ist zu erkennen, dass die Ausgleichsfläche und Originalfläche einander mehrfach schneiden und somit insgesamt sehr gut übereinstimmen. Mithilfe dieses Polynoms und unter Beachtung des grünen Gültigkeitsbereichs lässt sich nun entsprechend beliebiger gegebener Anforderungen die optimale Dimensionierung errechnen. Die Polynome zu Abbildung 206 und Abbildung 207 sind als Gl. 21 bzw. Gl. 22 dokumentiert. Eine Übertragbarkeit auf andere Stadtquartiere ist mit einer Unsicherheit verbunden, trotz der Bemühungen, ein möglichst durchschnittliches Referenzquartier zu definieren.

$$\begin{aligned}
 f(x, y) = & 0 + -5.50 \cdot 10^1 * x^0 * y^0 + 1.79 \cdot 10^1 * x^0 * y^1 - 1.12 \cdot 10^0 * x^0 * y^2 \\
 & + 8.86 \cdot 10^{-1} * x^1 * y^0 - 6.35 \cdot 10^{-1} * x^1 * y^1 + 4.16 \cdot 10^{-2} * x^1 * y^2 \\
 & + 3.78 \cdot 10^{-2} * x^2 * y^0 - 4.09 \cdot 10^{-4} * x^2 * y^1 - 5.29 \cdot 10^{-5} * x^2 * y^2
 \end{aligned} \quad \text{Gl. 21}$$

$$x = \text{EVG} [\%]; y = P_{el,PV} \left[\frac{\text{kW}_p}{\text{WE}} \right]; f(x, y) = V_{Sp} \left[\frac{\text{m}^3}{\text{WE}} \right]$$

$$\begin{aligned}
 f(x, y) = & 0 + 9.99 \cdot 10^0 * x^0 * y^0 - 1.93 \cdot 10^0 * x^0 * y^1 + 9.18 \cdot 10^{-2} * x^0 * y^2 - 7.30 \\
 & \cdot 10^{-1} * x^1 * y^0 + 1.57 \cdot 10^{-1} * x^1 * y^1 - 8.45 \cdot 10^{-3} * x^1 * y^2 + 1.66 \\
 & \cdot 10^{-2} * x^2 * y^0 - 3.77 \cdot 10^{-3} * x^2 * y^1 + 2.29 \cdot 10^{-4} * x^2 * y^2
 \end{aligned} \quad \text{Gl. 22}$$

$$x = \text{EVG} [\%]; y = P_{el,PV} \left[\frac{\text{kW}_p}{\text{WE}} \right]; f(x, y) = P_{th,WP} \left[\frac{\text{kW}}{\text{WE}} \right]$$

Neben dem Bedarfsszenario Neubau werden dieselben Ergebnisse auch für den Bestand produziert, siehe Abbildung 208. Hier zeigen sich die Unterschiede und Resultate aus dem fast dreimal größeren Wärmebedarf. Während sich der EVG im Neubau von 45 % bei einer PV-Belegung von $4 \frac{\text{kW}_p}{\text{WE}}$ auf 80 % bei $8 \frac{\text{kW}_p}{\text{WE}}$ steigern lässt, sind im Bestand nur EVGs zwischen 25 % und 65 % möglich. Gleichzeitig sind dafür größere Speicherkapazitäten erforderlich. Insgesamt lässt sich jedoch festhalten, dass auch im Bestand signifikante EVGs erreichbar sind.

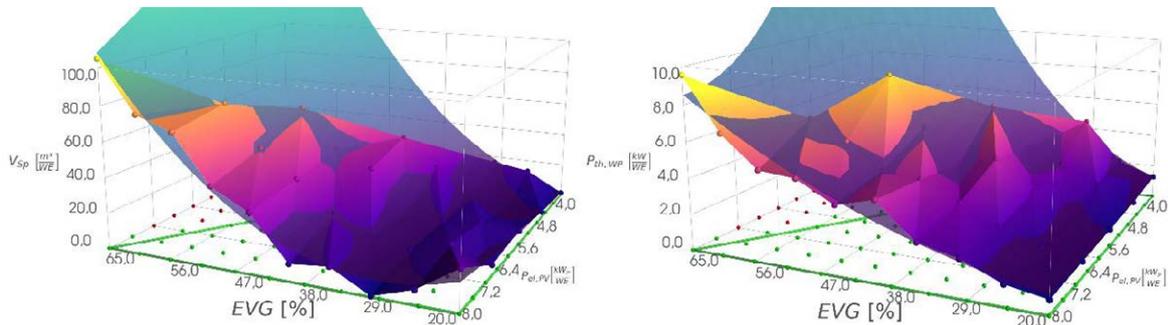


Abbildung 208: Speichervolumen und Wärmepumpenleistung in Abhängigkeit von PV-Leistung und EVG mit Ausgleichspolynom und Gültigkeitsbereich

$$\begin{aligned}
 f(x, y) = & 0 - 1.16 \cdot 10^2 * x^0 * y^0 + 4.52 \cdot 10^1 * x^0 * y^1 - 2.64 \cdot 10^0 * x^0 * y^2 \\
 & + 5.93 \cdot 10^0 * x^1 * y^0 - 3.04 \cdot 10^0 * x^1 * y^1 + 2.15 \cdot 10^{-1} * x^1 * y^2 \\
 & + 1.54 \cdot 10^{-2} * x^2 * y^0 + 2.84 \cdot 10^{-2} * x^2 * y^1 - 2.56 \cdot 10^{-3} * x^2 * y^2
 \end{aligned} \quad \text{Gl. 23}$$

$$x = EVG [\%]; y = P_{el,PV} \left[\frac{kW_p}{WE} \right]; f(x, y) = V_{sp} \left[\frac{m^3}{WE} \right]$$

$$\begin{aligned}
 f(x, y) = & 0 + 1.22 \cdot 10^1 * x^0 * y^0 - 3.10 \cdot 10^0 * x^0 * y^1 + 2.08 \cdot 10^{-1} * x^0 * y^2 \\
 & - 1.19 \cdot 10^0 * x^1 * y^0 + 2.96 \cdot 10^{-1} * x^1 * y^1 - 1.87 \cdot 10^{-1} * x^1 * y^2 \\
 & + 3.79 \cdot 10^{-2} * x^2 * y^0 - 8.91 \cdot 10^{-3} * x^2 * y^1 + 5.57 \cdot 10^{-4} * x^2 * y^2
 \end{aligned} \quad \text{Gl. 24}$$

$$x = EVG [\%]; y = P_{el,PV} \left[\frac{kW_p}{WE} \right]; f(x, y) = P_{th,WP} \left[\frac{kW}{WE} \right]$$

5.3.5.2 Bewertung

Zwecks ökologischer Bewertung zeigt Abbildung 209, wie sich die CO₂-Emissionen der Energieversorgung mit P2H beim Zeitbezug „heute“ im Vergleich zu einem Referenzsystem mit konventioneller Fernwärme zusammensetzen. Dabei sind auch die Emissionen aus der Herstellung der Anlagenkomponenten (PV, LZWSp, etc.) berücksichtigt. Die Emissionen können beim EVG von 50 % um ca. 65 % von 1,6 auf 0,58 t_{CO2}/(Pers.·a) gesenkt werden, womit eine nahezu klimaneutrale Energieversorgung angenähert wird. Genauso wie der ökologische Nutzen ist auch die technische Umsetzbarkeit gegeben, da alle Komponenten am Markt verfügbar sind.

Die Vermeidung von CO₂-Emissionen ist jedoch mit Kosten verbunden. Die Notwendigkeit von Klimaschutzmaßnahmen wird in Fachkreisen nicht bestritten, allerdings sind dazu zusätzliche Investitionen erforderlich. Dementsprechend liegen die primären Herausforderungen zur Umsetzung in der Wirtschaftlichkeit. Abbildung 210 und Abbildung 211 zeigen die Investitionskosten bzw. die Zusammensetzung der jährlichen Kosten und Erlöse entsprechend dem folgendem Betreibermodell: Der Betreiber investiert in alle erforderlichen Komponenten, um die Gebäude mit Wärme und PV-Strom zu versorgen. Die zusätzlich erforderliche Wärme wird vom externen Fernwärmenetz eingekauft. Die Erlöse ergeben sich aus dem Verkauf von Wärme und Strom an die Gebäude und der Einspeisung ins öffentliche Stromnetz. Unter diesen Voraussetzungen ist das System wirtschaftlich tragfähig, jedoch fällt die Gesamtannuität geringer aus als beim Referenzsystem.

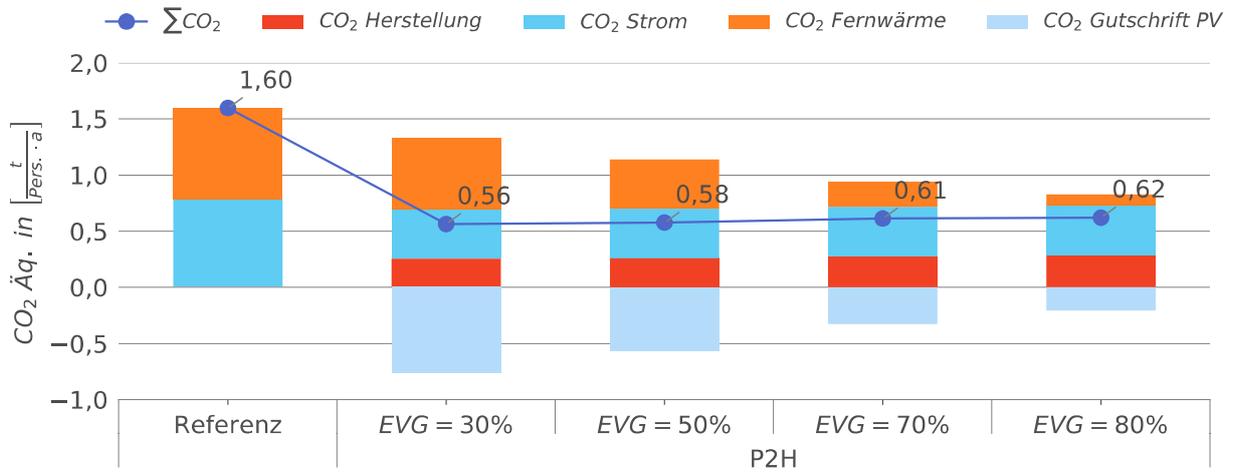


Abbildung 209: Ökologische Bewertung anhand CO₂-Emissionen zum Zeitbezug „heute“

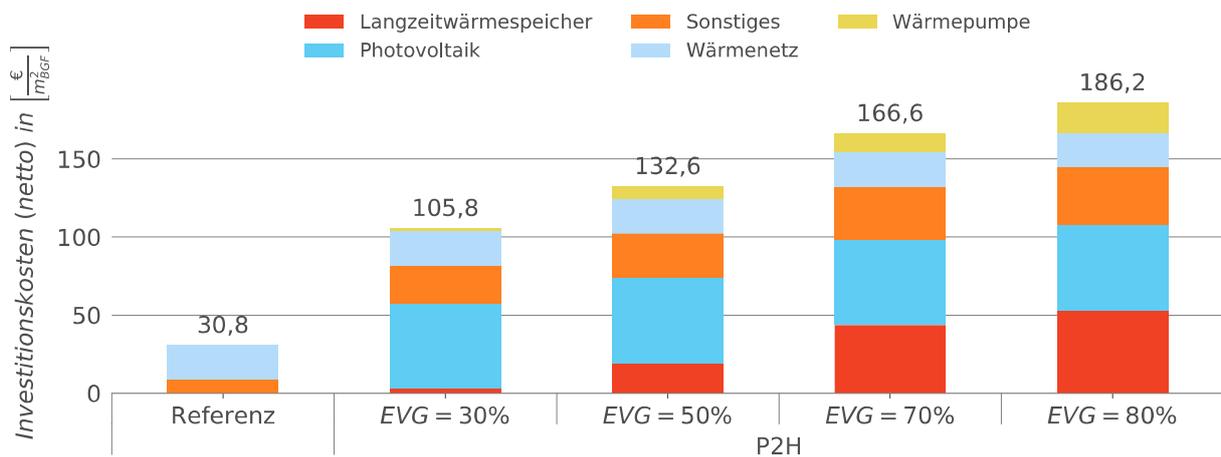


Abbildung 210: Flächenspezifische Investitionskosten (netto) bzgl. 150.000 m²_{BGF}

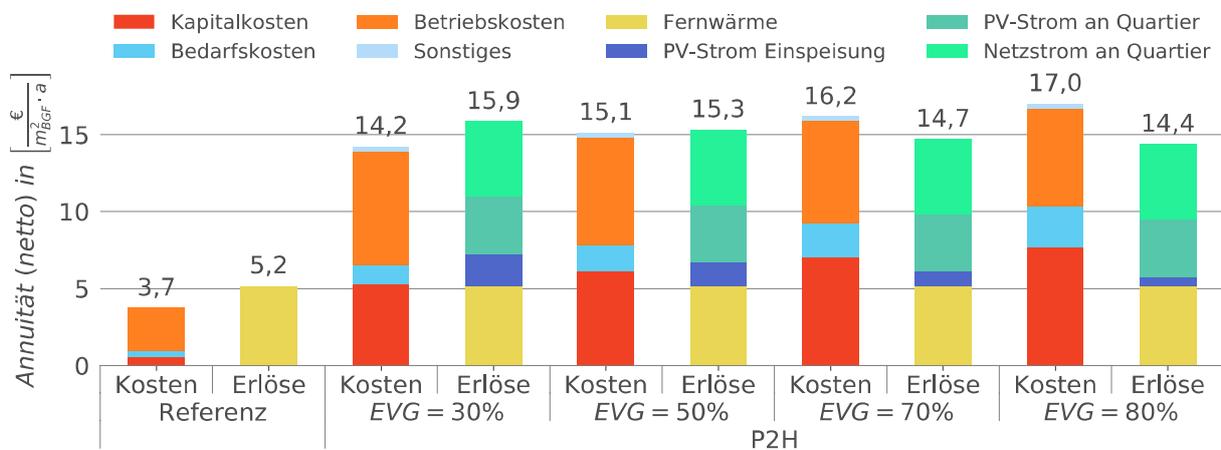


Abbildung 211: Flächenspezifische Annuitäten (netto) bzgl. 150.000 m²_{BGF}

Dies gilt bis zum EVG von 50 %, danach müssten die Kosten mit einem höheren Wärmeverkaufspreis aufgefangen werden. Aus den damit entgangenen Gewinnen ergeben sich für den EVG von 50 % jährliche CO₂-Vermeidungskosten in Höhe von ca. 60 €/t_{CO2}. Die laut Klimapakete geplanten CO₂-Bepreisungen [Bundesregierung 2019] mit einem Anstieg von 25 €/t_{CO2} in 2021 auf 55 €/t_{CO2} in 2025 sind noch nicht einkalkuliert, sie werden zweifelsfrei einen positiven Beitrag leisten.

Der Verkauf von Wärme und Strom aus einer Hand sorgt dafür, dass das vorliegende Konzept wirtschaftlich tragfähig werden kann. Voraussetzung und größte regulatorische Hürde ist dabei die Umsetzung eines Arealnetzes. Ein entsprechendes Vorhaben ist in Deutschland zum aktuellen Zeitpunkt noch nicht umgesetzt worden und bedarf deshalb eingehender rechtlicher Prüfung.

Mit einer entsprechenden Unsicherheit sind deshalb auch die Annahmen versehen, die für die Wirtschaftlichkeit getroffen werden: Abweichend von den übrigen Kostenannahmen, die im Anhang dokumentiert sind, wird nicht mit den Erlösen aus einer Einspeisevergütung der einzelnen PV-Anlagen (100 €/MWh) gerechnet, sondern es werden verringerte Erlöse in Höhe von 50 €/MWh aus einer zentralen Direktvermarktung zugrunde gelegt. Die niedrigeren Erlöse stellen bezüglich dieses speziellen Konzeptes eine notwendige Annahme dar, da der Betreiber den PV-Strom nur über eine Direktvermarktung ins öffentliche Netz einspeisen kann. Die Einspeisevergütung gilt nur für Anlagen bis 100 kWp. Da sich die PV-Anlagen im Besitz des Betreibers befinden, jedoch auf den Dächern der Kunden installiert sind, wird eine Dachpacht von 1 €/m² angesetzt. Der Verkauf des PV-Stroms an die Kunden erfolgt zu einem im Vergleich zum regulären Strompreis um 1 ct/kWh reduzierten Preis, um einen symbolischen Anreiz zur priorisierten Nutzung des PV-Stroms zu schaffen. Auf den von den PV-Anlagen über das Arealnetz zu den Kunden transportierten PV-Strom fällt für den Betreiber die volle Stromsteuer und eine um 60 % reduzierte EEG-Umlage an. Dies entspricht insofern nicht dem geltenden Recht, als dass es für solch einen Fall nach Kenntnis der Autoren noch keine Rechtsprechung gibt. Das EEG sieht eine Reduzierung der Umlage für verschiedene Arten der Eigenversorgung und auch stromkostenintensive Unternehmen vor [Bundesnetzagentur 2016]. Die Untersuchungen zeigen, dass die Stromlieferung über das vom Betreiber eigenständig finanzierte Arealnetz nur wirtschaftlich ist, wenn solche eine Reduzierung auch für eine „Eigenversorgung auf Quartiersebene“ greift. Im Sinne des Erfolgs der Energiewende kommen die Autoren deshalb zu dem Schluss, dass eine entsprechende Änderung der Regelung im EEG empfehlenswert ist.

Für die Zielstellung, die optimalen Anlagendimensionierungen für die gesuchten Stützstellen zu ermitteln, fasst Abbildung 212 die Ergebnisse zusammen. Es zeigt CO₂-Vermeidungskosten ΔCO_{2cost} , CO₂-Emissionen, Eigenversorgungsgrad, Annuität A_N und Investitionskosten A_0 . Ein Eigenversorgungsgrad von 90 % lässt sich mit den gegebenen Dachflächen im Neubauquartier nicht erreichen, weshalb stattdessen 80 % aufgeführt sind. Grundsätzlich lässt sich beobachten, wie das Energieversorgungssystem mit ambitionierterem Eigenversorgungsgrad teurer wird. Bemerkenswert ist, dass die geringsten pro Kopf CO₂-Emissionen im System EVG=30 % anfallen, mit ca. $0.4 \frac{t_{CO_2}}{Pers \cdot a}$. Dies wird im Bedarfsszenario „heute“ noch durch die hohe Gutschrift für die Einspeisung von PV-Strom ermöglicht, auch wenn aus ökologischer Sicht ein höherer Eigennutzungsgrad zu bevorzugen ist. Abbildung 213 zeigt dieselbe Auswertung für den Bestand. Die erreichbaren CO₂-Einsparungen im Vergleich zur Referenz liegen zwischen 45 % und 47 %.

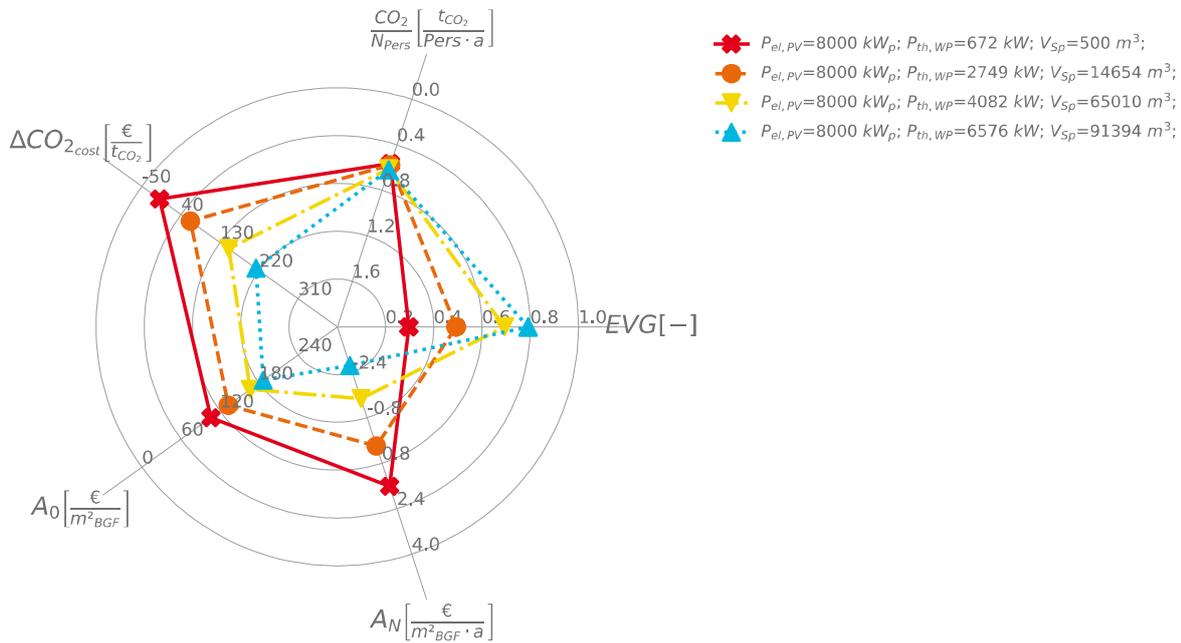


Abbildung 212: Dimensionierungen der EVG Stützstellen des P2H-Quartiers Neubau

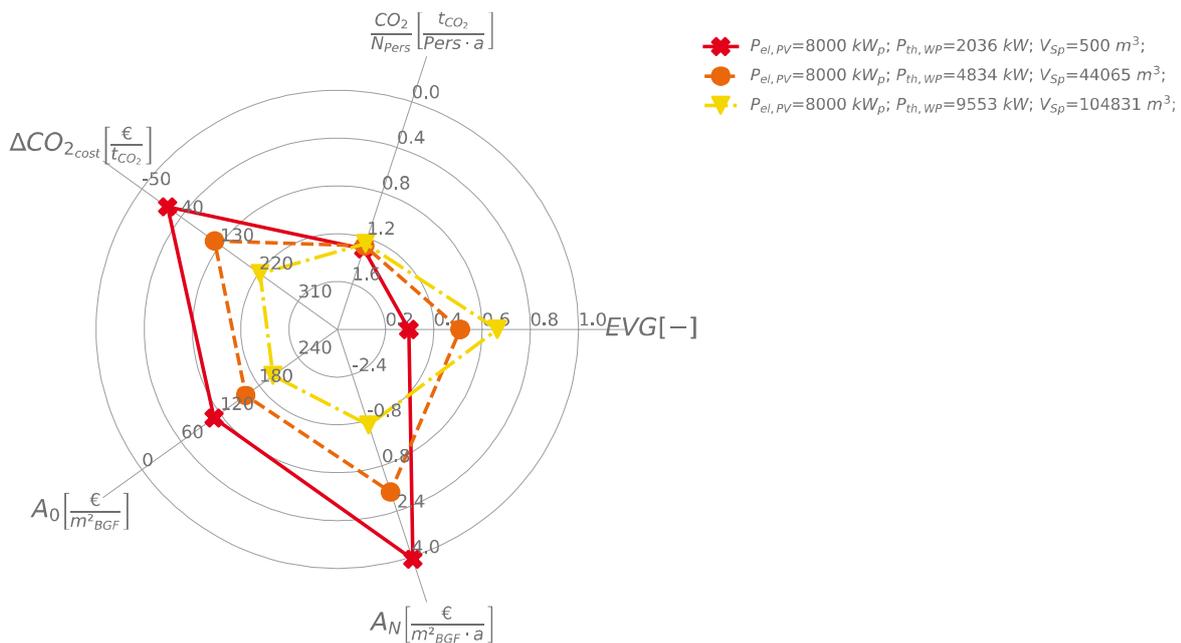


Abbildung 213: Dimensionierungen der EVG Stützstellen des P2H-Quartiers Bestand

5.3.5.3 Betriebsstrategien

Die vorgestellten Auswertungen beziehen sich auf die primäre Betriebsstrategie, durch Austausch des PV-Stroms unter den Gebäuden und Umwandlung in Wärme die Eigennutzung zu maximieren. Als von besonderer Relevanz stellen sich zwei alternative Betriebsstrategien heraus. Diese werden anhand der Dimensionierung $EVG=50\%$ im Neubauquartier diskutiert:

- „Nur PV“: Einspeisung aller PV-Überschüsse ins öffentliche Netz, ohne WP und LZWSp
- Betrieb der Wärmepumpe zusätzlich zu PV auch mit Netzstrom

Den PV-Strom nur im Gebäude zu nutzen und die Überschüsse ohne P2H ins öffentliche Netz einzuspeisen, ist der heutige Status-Quo, weshalb dies verglichen werden soll. Die Wärmepumpe wiederum wird zunächst nicht mit Netzstrom betrieben, allerdings ist dies natürlich ebenfalls möglich. Um einen ökologischen Nutzen zu gewährleisten ist es dabei erforderlich, die CO₂-Emissionen, die durch den Bezug von Netzstrom entstehen, zu betrachten. In der Literatur wird dazu bisher zumeist für das ganze Jahr mit einem statischen, mittleren CO₂-Emissionsfaktors des Netzstroms gerechnet. Für diese Betrachtung ist es jedoch besonders relevant, wann die Wärmepumpe Netzstrom bezieht. Der momentane CO₂-Emissionsfaktor im Strommix schwankt mit dem aktiven Kraftwerkseinsatz und somit ist es möglich, Strom ökologisch zielführend nur in Zeiten geringer CO₂-Intensität zu beziehen. Für den qualitativen Verlauf des Emissionsfaktors wird auf Daten aus dem Agorameter [Kleiner et al. 2019] zurückgegriffen. In Abbildung 214 sind diese Daten so skaliert, dass das Jahresmittel der projektinternen Festlegung für „heute“ von 567 g/kWh entspricht. (Der Mittelwert für 2018 beträgt laut Agora 475 g/kWh.) Außerdem sind die ca. 2500 Stunden markiert, in denen der Faktor unterhalb einer Grenze von 500 g/kWh liegt. Dies verdeutlicht, dass zum Betrieb der Wärmepumpe je nach Emissionsgrenzwert nur eine begrenzte Einsatzzeit zur Verfügung steht. Signifikante saisonale Effekte sind im Emissionsfaktor heutzutage noch nicht zu erkennen. Somit ist es aktuell noch vertretbar, mit Jahresmitteln zu rechnen. In Zukunft ist es jedoch empfehlenswert, standardmäßig mit einem CO₂-Profil zu rechnen. Strombezug und auch Einspeisung ins öffentliche Netz werden in jedem Zeitschritt mit dem momentanen CO₂-Faktor belastet bzw. vergütet.

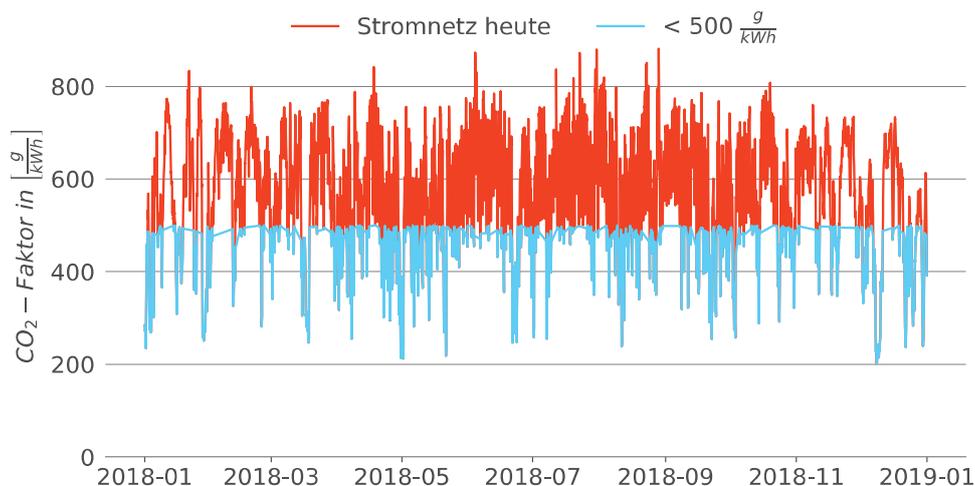
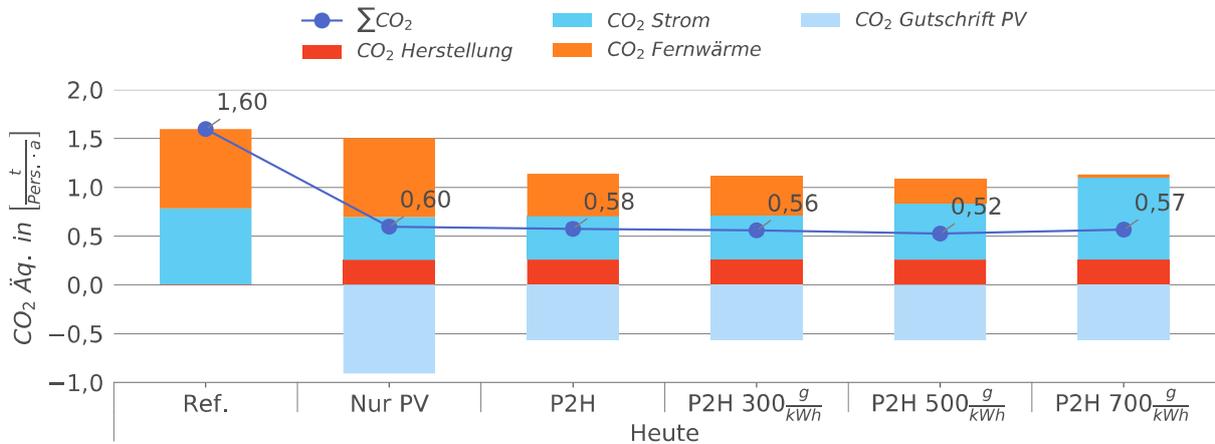


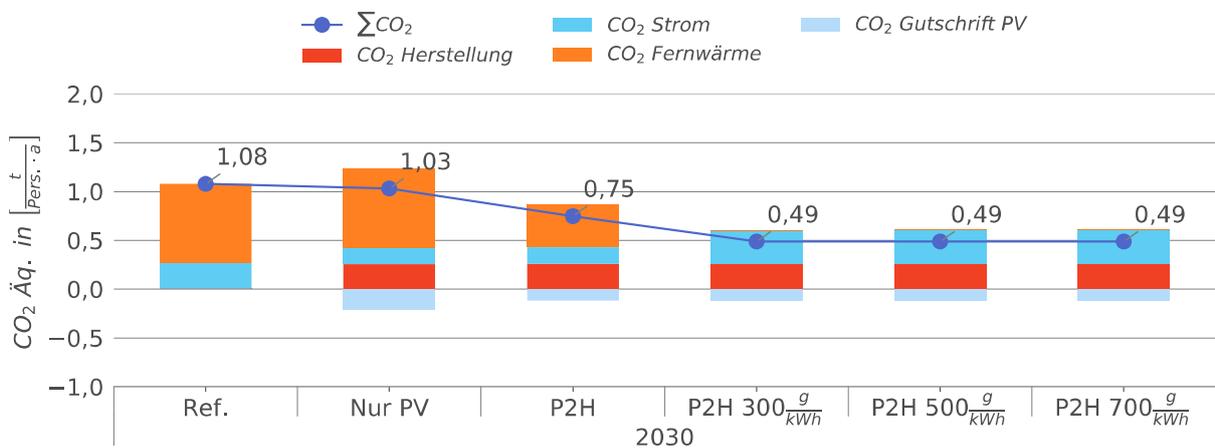
Abbildung 214: Verlauf des CO₂-Emissionsfaktors nach historischen Daten aus dem Jahr 2018 laut Agorameter [Kleiner et al. 2019], skaliert auf den Mittelwert 567 g/kWh.

Konkret darf die Strategie „Betrieb der Wärmepumpe zusätzlich zu PV auch mit Netzstrom“ dann in Kraft treten, wenn die Entladetemperatur des Wärmespeichers unterhalb des Solls der Wärmenetz-Vorlauftemperatur liegt und der momentane CO₂-Emissionsfaktor im Stromnetz unterhalb eines definierten Grenzwertes liegt. Abbildung 215 zeigt dementsprechend:

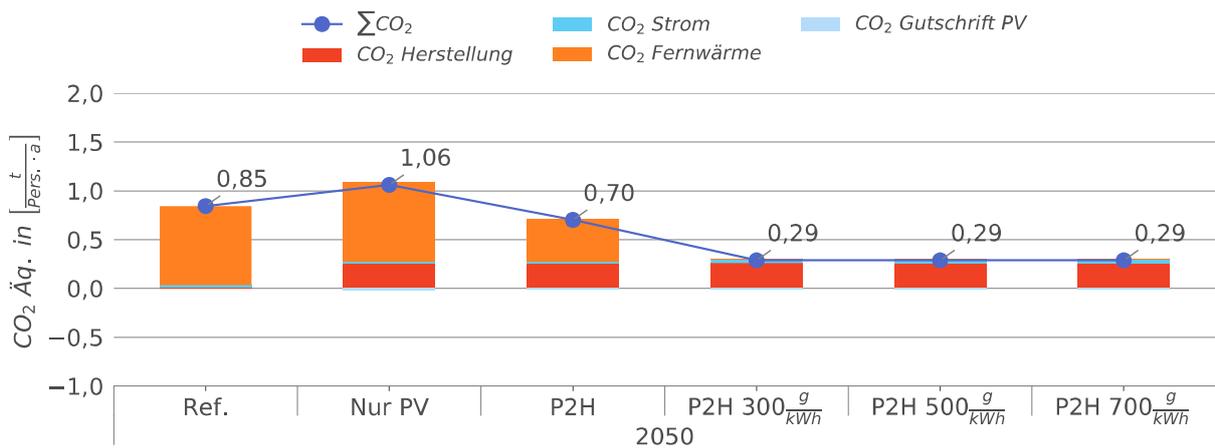
- „Ref.“: Die Referenz mit reiner Fernwärmeversorgung
- „Nur PV“: Überschüssiger PV-Strom wird nicht zur Wärmeerzeugung genutzt, sondern ins öffentliche Stromnetz eingespeist. Wärmepumpe und Wärmespeicher sind nicht in Betrieb.
- „P2H“: Primäre Betriebsstrategie des P2H-Quartiers, ohne Netzstrom für die Wärmepumpe. Entspricht einem CO₂-Grenzwert von 0 g/kWh
- „P2H X g/kWh“: Wie „P2H“, aber mit Netzstrombezug für die Wärmepumpe, wenn der momentane CO₂-Emissionsfaktor im Stromnetz unterhalb von 300, 500 bzw. 700 g/kWh liegt.



a) Zeitbezug „Heute“ mit Jahresmittel des CO₂-Emissionsfaktors Strom von 567 g/kWh



b) Zeitbezug „2030“ mit Jahresmittel des CO₂-Emissionsfaktors Strom von 195 g/kWh



c) Zeitbezug „2050“ mit Jahresmittel des CO₂-Emissionsfaktors Strom von 22 g/kWh

Abbildung 215: CO₂-Emissionen verschiedener Betriebsstrategien. Inkl. "Nur PV" und "P2H" mit verschiedenen CO₂-Grenzwerten des Strombezugs zum WP-Betrieb

Die Unterabbildungen a), b) und c) zeigen dieselbe Auswertung für Simulationen mit verschiedenen Zeitbezügen: Heute, 2030 bzw. 2050. Geändert sind jeweils als Randbedingung das Jahresprofil des CO₂-Faktors mit Anpassung auf die Mittelwerte 195 g/kWh und 22 g/kWh [Fritsche und Greß 2018]. Die Wahl des Emissionsfaktors hängt stark vom Bezugsjahr ab und ist großen Änderungen unterworfen, an dieser Stelle können somit die daraus resultierenden Tendenzen abgelesen werden. Die CO₂-Emissionen für den Bezug von Fernwärme sind an dieser Stelle bewusst konstant bei 261 g/kWh gehalten, um nicht zu viele Effekte zu vermischen und die Ergebnisse nachvollziehbar zu machen. Konzepte wie das P2H-Quartier lassen sich grundsätzlich in alle Wärmenetze integrieren und damit auch die Emissionen einer bilanziell „externen“ Fernwärme reduzieren.

Abbildung 215 zeigt damit eine Vielzahl von Daten, die jedoch einige relevante Schlussfolgerungen zulassen. Mit Hinblick auf „Heute“ in a) fällt zunächst auf, dass die CO₂-Einsparungen in den Varianten „Nur PV“ und „P2H“ nahezu gleich ausfallen. In „Nur PV“ sind die Emissionen der Fernwärme genauso groß wie in der Referenz, da gar keine erneuerbare Wärme produziert wird. Der Großteil der Einsparungen ergibt sich stattdessen aus der CO₂-Gutschrift für die Einspeisung. Würde also nur „Heute“ betrachtet werden läge die Schlussfolgerung nahe, dass WP und LZWSp gar nicht erforderlich sind und das P2H-Quartier keinen Vorteil bietet. Die hohe CO₂-Gutschrift resultiert jedoch direkt aus dem Strommix. Wird das öffentliche Netz mit Blick auf 2030 in b) grüner, sinkt die CO₂-Gutschrift enorm (trotz gleicher eingespeister Strommenge). Da die Emissionen für Strom auch in der Referenz sinken, gehen die relativen Einsparungen ebenfalls zurück. In Summe hat „Nur PV“ nur noch einen geringen Vorteil gegenüber der Referenz, da die Emissionen der Herstellung der PV ebenfalls eingerechnet sind. Der Vorteil von „P2H“ ist eindeutig. Ob tatsächlich ein Emissionsfaktor von 22 g/kWh erreicht werden kann ist fraglich, trotzdem zeigt c) den Extremfall für 2050. Strombezug ist nahezu CO₂-neutral, sodass aber auch die Gutschriften entfallen. CO₂-Einsparungen müssen im Wärmesektor realisiert werden, sodass „P2H“ weiterhin im Vorteil ist.

An dieser Stelle könnte der fälschliche Eindruck entstehen, dass Emissionen in der Referenz „von alleine“ sinken werden und somit gar kein Handeln erforderlich ist. Tatsächlich ist jedoch die Voraussetzung für einen CO₂-armen Strommix ein massiver Ausbau der PV-Installationen in der Größenordnung vom vierfachen der Leistung in 2019 [Deutsche Energie-Agentur GmbH 2018, S. 202]. Dies ist zielführender erreichbar, wenn Kapazitäten auf Gebäudedächern dafür genutzt werden, als es mit Freiflächenanlagen zu realisieren. So wird der Strom dort produziert, wo er auch verbraucht wird. Für das vorliegende virtuelle Neubauquartier bedeutet es gleichermaßen, dass eine Installation von PV notwendig ist. Eine Referenz ohne PV darf es in Zukunft strenggenommen nicht mehr geben. Unter diesen Voraussetzungen ist die Betriebsstrategie „Nur PV“ langfristig sehr nachteilig.

Als nächstes ist der Betrieb der Wärmepumpe mit Netzstrom zu bewerten. „P2H“ nutzt keinen Netzstrom, in den übrigen Rechnungen steigt die bezogene Strommenge mit dem Grenzwert, unter dem dies erlaubt wird - der Balken „CO₂ Fernwärme“ wird kleiner und wird durch Strombezug substituiert. „Heute“ lassen sich die niedrigsten Emissionen bei einem Grenzwert von ca. 500 g/kWh erreichen. Darunter können nicht genug Betriebsstunden erreicht werden, darüber ergeben sich zu viele Betriebsstunden, in denen die Nutzung von Netzstrom in der Wärmepumpe ökologisch nachteilig gegenüber der Fernwärme ist. Insgesamt sind die Vorteile gegenüber der Fernwärme marginal. Erst in Zukunft entfaltet sich das volle Potential der Wärmepumpen durch den Betrieb mit immer grünerem Netzstrom: Schon in 2030 ergeben sich große Vorteile gegenüber „P2H“ und in 2050 kann die gesamte Energieversorgung mit Strom und Wärme aus der Wärme erfolgen, sodass sich die CO₂-Emissionen fast ausschließlich auf die Kosten der Herstellung reduzieren. Mit ca. 0,3 t_{CO2}/(Pers.·a) erreicht das Konzept P2H-Quartier damit langfristig den in Abschnitt 3.3.2 definierten Zielkorridor für ein klimaneutrales Quartier.

Weitere Betriebsstrategien und Varianten

Obwohl das P2H-Quartier mit besonders wenigen Komponenten auskommt, ergeben sich noch weitere Betriebsstrategien und Untervarianten.

Heizstab / Elektrodenkessel

Wärmepumpen für Power-to-Heat einzusetzen, erfordert vergleichsweise hohe Investitionskosten. Es liegt nahe, stattdessen oder ergänzend Heizstäbe bzw. im Leistungsbereich größer als 1 MW sogar Elektrodenkessel zur Wärmeerzeugung einzusetzen. Sollen solche sehr großen Leistungen realisiert werden, um z. B. eine Teilnahme am Regelenergiemarkt zu ermöglichen, können Elektrodenkessel relevant werden. Im Normalfall ist eine Wärmepumpe aufgrund des $COP > 1$ allerdings stets vorzuziehen. Simulationen zeigen, dass sich eine Kombination von Wärmepumpe und Heizstab negativ auf den WP-Betrieb auswirkt. Ein Heizstab kann größere Heizleistungen als die WP bereitstellen. Wird der Speicher im Frühjahr durch den Heizstab somit schneller aufgeheizt und voll beladen, als im reinen WP-Betrieb, sinken die Vollbenutzungsstunden der WP. Vom Heizstab wird PV-Strom mit dem COP von 1 in Wärme umgewandelt, weshalb die ökologische Bilanzierung nachteilig ausfällt.

Direktbeladung aus dem Fernwärmenetz

In großen Fernwärmenetzen ist es Stand der Technik, Pufferspeicher zum Ausgleich von Lastschwankungen einzusetzen. Auch im P2H-Quartier ist es möglich, eine direkte Be- und Entladung aus einem externen Fernwärmenetz einzubauen. Damit steigert sich der Nutzen für den Fernwärmebetrieb und Anschlussleistungen können ggf. geringer ausfallen, sodass kleinere Rohrquerschnitte realisiert werden können. Die Nachrüstung eines Langzeitwärmespeichers zu einem solchen Multifunktionsspeicher wurde beispielsweise in Hamburg vorgenommen [Schlosser et al. 2012].

Nutzung des Fernwärmerücklaufs als thermische Quelle für die Wärmepumpe

Die Wärmepumpe im System ist stets als Luft-Wasser-Wärmepumpe benannt. Daneben ist es möglich, Erdwärme mit einer Sole-Wasser-Wärmepumpe zu nutzen. Da dies sehr Standortabhängig ist, wird mit der allgemeineren Luft-Wasser-Wärmepumpe gerechnet. Eine weitere Option für die thermische Quelle der Wärmepumpe kann jedoch grundsätzlich auch der Rücklauf des externen Fernwärmenetzes sein, wenn ein solches angeschlossen ist. Hiermit steht eine Wärmequelle zur Verfügung, die keinen sonstigen Nutzen hat. Kühlt die Wärmepumpe den Fernwärmerücklauf aus, profitiert das angeschlossene Heizkraftwerk ggf. sogar von einer gesteigerten Effizienz. Aufgrund des hohen Temperaturniveaus können Wärmepumpen mit hohen COPs betrieben werden. Wird diese Wärme als industrielle Abwärme definiert, lassen sich noch größere CO₂-Einsparungen als mit einer Luft-Wasser-Wärmepumpe erreichen.

5.3.5.4 Zusammenfassung

Die Herausforderung der Energiewende erfordert den massiven Ausbau von Erneuerbaren Energien, insbesondere Photovoltaik. Durch die Installation im Quartier lässt sich der Ertrag am besten nutzen und durch saisonale Speicherung auch in der Heizperiode. Mit dem Konzept des „P2H-Quartiers“ können bei einem regulären Wärmeverkaufspreis signifikante Reduzierungen der CO₂-Emissionen durch die Energieversorgung erreicht werden. Wenn zukünftig „grüner“ Netzstrom genutzt wird, können weitere CO₂-Emissionen vermieden werden. Darüber hinaus präsentieren sich ergänzende Nutzungsformen für den LZWSp, wie z. B. die Flexibilisierung des Betriebs von angeschlossenen Fernwärmenetzen und die Bereitstellung von negativer Regelenergie. In Kombination mit entsprechenden Fördermodellen ergeben sich wirtschaftlich tragfähige und zukunftsorientierte Energieversorgungskonzepte, die einen wertvollen Beitrag zum Klimaschutz leisten.

5.3.6 Konzept 6: Power-to-Gas Quartier (SIZ energie+)

Die Beachtung von Wasserstofftechnologien als wichtiges Element der Energiewende steigt stetig an, nicht zuletzt als fester Bestandteil des 7. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung [BMWi 2018]. Die Anwendungsbereiche sind vielfältig, von bestehenden industriellen Prozessen über Mobilität bis zu stationären Anwendungen der Energieerzeugung. Wasserstoff kann in einem Elektrolyseur aus regenerativ erzeugtem Strom produziert werden (Power-to-Gas: P2G) und je nach Anwendung durch Brennstoffzellen in Strom sowie durch Methanisierung zu flexibel nutzbarem Gas umgewandelt werden.

Angesichts der Fülle von Nutzungsmöglichkeiten wird im Konzept P2G-Quartier betrachtet, welche Symbiosen sich im Kontext einer Energieversorgung mit LZWSp ergeben. Je nach Technologie produzieren Elektrolyseure Abwärme auf unterschiedlichen Temperaturniveaus, die im Normalfall als Verluste anfällt. Der Wärmespeicher bietet jedoch das Potential, diese Verlustwärme aufzunehmen.

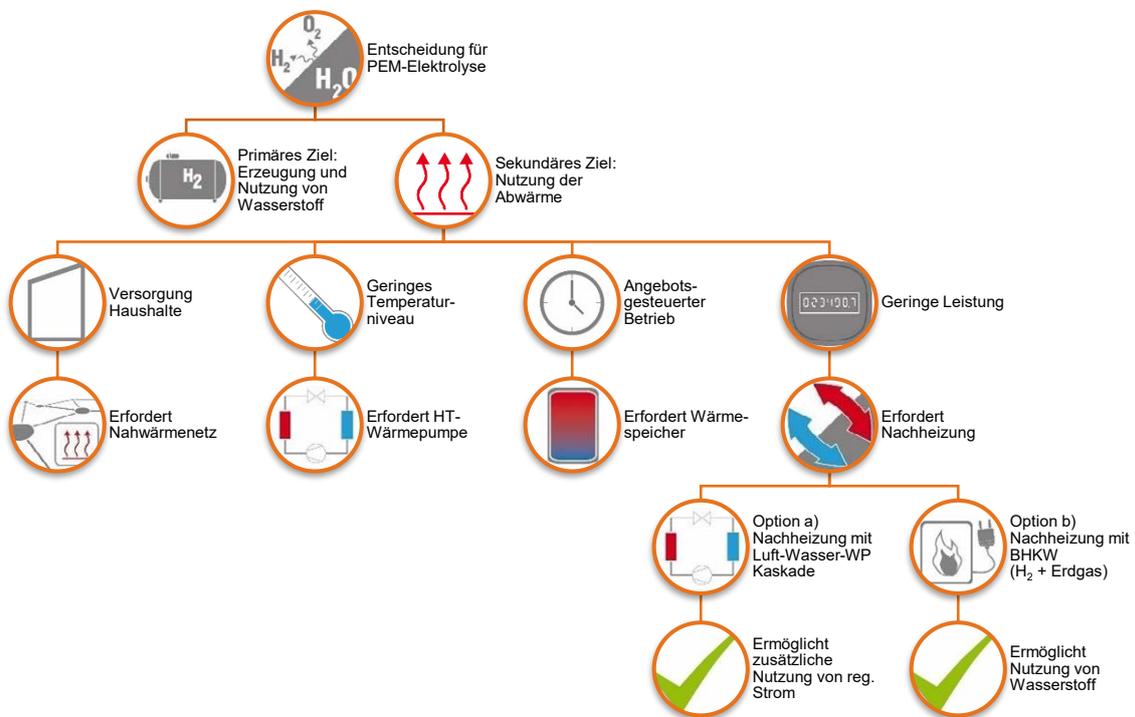


Abbildung 216: Argumentationskette Abwärmenutzung eines Elektrolyseurs

Abbildung 216 zeigt die Argumentationskette für ein solches Nutzungsszenario. Ist die Entscheidung für einen Elektrolyseur gefallen, liegt das primäre Ziel in der Erzeugung und Verkauf oder Nutzung von Wasserstoff vor Ort. Hier wird von einem Proton Exchange Membrane (PEM) Elektrolyseur mit einem Nutzungsgrad der Wasserstoffproduktion von 60 % ausgegangen. Zur Steigerung des gesamten Nutzungsgrades ist es empfehlenswert, als sekundäres Ziel auch die Abwärme zu nutzen. Diese lässt sich zu ca. 17 % nutzbar machen, sodass nur noch 23 % nicht nutzbare Verluste verbleiben. Die Abwärme kann im Quartier zur Versorgung der Haushalte verwendet werden, sodass ein Nahwärmenetz erforderlich ist. Typischerweise liegt die Temperatur des Prozesswassers der Elektrolyse bei ca. 65 °C, sodass für das betrachtete Nahwärmenetz eine Temperaturerhöhung erforderlich ist. Hierzu kann eine Hochtemperatur-Wärmepumpe (HT-WP) verwendet werden. Das daraus resultierende Wärmeangebot liegt angebots- und nicht nachfragegesteuert vor, da der Elektrolyseur z. B. mit PV-Strom oder auch getrieben von Strommarktpreisen genutzt wird. Je nach Dimensionierung ist die thermische Leistung zu gering, um ohne eine Nachheizung auszukommen. Da

in jedem Fall eine HT-Wärmepumpe erforderlich ist, bietet sich die Nachheizung mit einer kombinierten Luft-Wasser WP-Kaskade an. Damit kann zusätzlicher regenerativer Strom effizient genutzt werden. Neben sonstigen „klassischen“ Nachheizungsoptionen sind am Markt KWK-Anlagen verfügbar, die neben Erdgas auch mit Wasserstoff betrieben werden können. Hier bietet sich also eine weitere Kombinationsmöglichkeit zum Elektrolyseur an, falls der produzierte Wasserstoff nicht anderweitig genutzt oder verkauft werden kann. Im Folgenden wird jedoch ohne BHKW und stattdessen mit der Nachheizung aus Fernwärme gerechnet, da von einer vollständigen Nutzung des Wasserstoffs für Mobilität ausgegangen wird.

5.3.6.1 Dimensionierung

Abbildung 217 skizziert das Konzept P2G-Quartier. Es ist ersichtlich, dass es sehr eng mit dem Konzept P2H-Quartier verwandt ist und nur den Elektrolyseur als zusätzlichen Wärmeerzeuger ergänzt. Um die bestmögliche Vergleichbarkeit sicherzustellen wird deshalb auch für die Dimensionierung das Ergebnis des P2H-Quartiers übernommen und um den Elektrolyseur ergänzt. Die Auswertungen erfolgen am Beispiel des städtischen Neubauquartiers mit 1.000 WE.

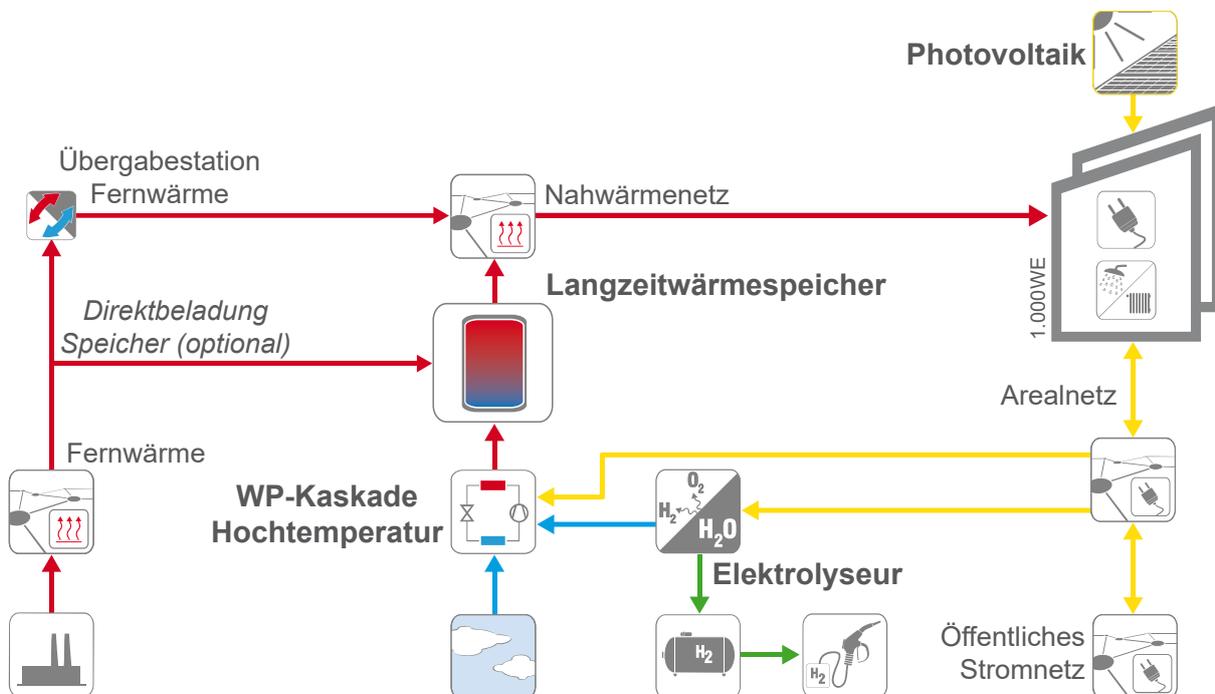


Abbildung 217: Konzept P2G-Quartier

5.3.6.2 Betriebsstrategie

Die PEM-Elektrolyse wird mit regenerativem Strom aus lokaler PV oder dem Stromnetz betrieben, der produzierte Wasserstoff steht für Mobilität zur Verfügung. Die Abwärme kann über eine WP-Kaskade nutzbar gemacht werden, die aus Luft-Wasser-WP, einem Pufferspeicher und einer HT-WP besteht. Der Pufferspeicher kann sowohl mit der Abwärme des Elektrolyseurs, als auch mit der Luft-Wasser-WP beladen werden. Die HT-WP nutzt stets den Pufferspeicher als thermische Quelle und belädt den Langzeitwärmespeicher auf bis zu 90°C. Zur stets erforderlichen Nachheizung wird wie im P2H-Konzept Fernwärme gewählt. Ob verfügbarer PV-Strom mit Priorität im Elektrolyseur oder in den Wärmepumpen genutzt werden sollte, wird im Folgenden näher untersucht.

5.3.6.3 Bewertung

Ökologie

Auch wenn möglichst viel PV-Strom für den Elektrolyseur genutzt werden soll, erfordert die große Investition eine hohe Anzahl Vollbenutzungsstunden, die ggf. nur durch zusätzliche Nutzung von Netzstrom erreicht werden kann. Hierbei ist es aus ökologischer Sicht relevant, ab welchem CO₂-Emissionsfaktor im Stromnetz durch die Wasserstoffproduktion ein ökologischer Nutzen erreicht werden kann. Dieser Grenzwert kann z. B. wie folgt hergeleitet werden:

Aus einem Strombezug von 1 MWh ergibt sich mit dem genannten Nutzungsgrad der Wasserstoffproduktion eine produzierte Energiemenge Wasserstoff von 1 MWh · 60 % = 0.6 MWh. Mit $41 \frac{kWh}{kg}$ Energieinhalt von Wasserstoff resultiert eine produzierter Masse Wasserstoff von $0.6 MWh / 41 \frac{kWh}{kg} = 15 kg$. Für die vorliegende Betrachtung wird die CO₂-Ersparnis unter der Annahme ermittelt, dass der Wasserstoff für Mobilität genutzt wird. Mit einem durchschnittlichen Wasserstoffverbrauch von $0.008 \frac{kg_{H_2}}{km}$ erreicht ein PKW eine Reichweite von $15 kg_{H_2} / 0.008 \frac{kg_{H_2}}{km} = 1830 km$. Bei spez. CO₂-Emissionen von $0.12 \frac{kg_{CO_2}}{km}$ eines regulären PKW ergeben sich dadurch vermiedene CO₂-Emissionen von $1830 km \cdot 0.12 \frac{kg_{CO_2}}{km} = 220 kg$. Der CO₂-Emissionsfaktor, unter dem die Elektrolyse ökologisch betrieben werden kann, liegt damit bezogen auf den eingesetzten Netzstrom bei $220 \frac{g}{kWh}$. Durch Simulationen mit Grenzwerten zwischen 100 und $300 \frac{g}{kWh}$ lässt sich dies veranschaulichen. Für Abbildung 218 wird die Dimensionierung EVG 50 % ergänzt um einen Elektrolyseur mit 2000 kW_{el}.

Im Gegensatz zum P2H-Quartier wird stets das Bezugsjahr 2030 verwendet, um durch den grüneren Strommix mit mehr potentiellen Betriebsstunden ein signifikanteres Ergebnis zu produzieren. Das Minimum der CO₂-Äquivalente liegt bei ca. $250 \frac{g}{kWh}$. Durch die Abwärmenutzung entstehen im Vergleich zur obigen Beispielrechnung zusätzliche Einsparungen, sodass ein höherer Grenzwert möglich wird.

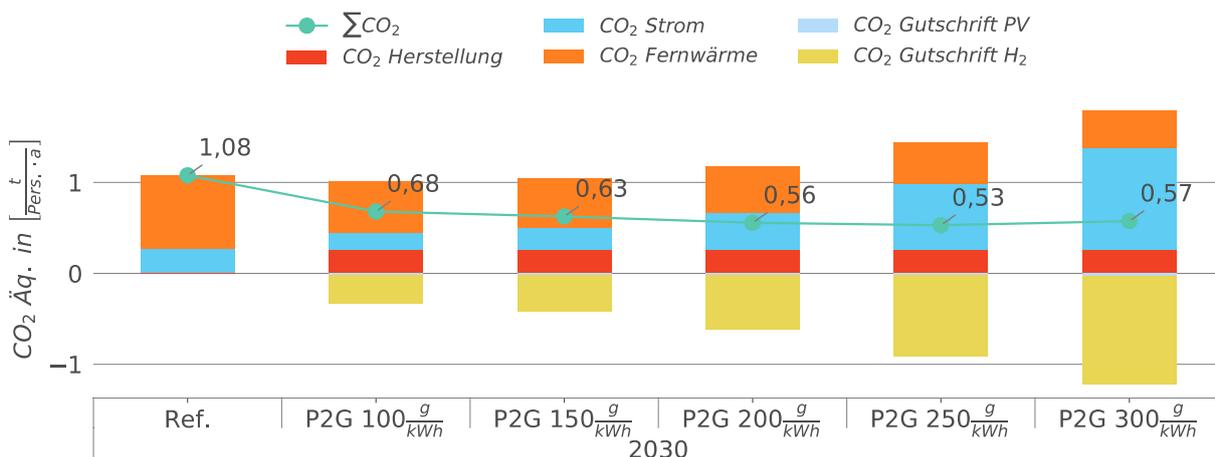


Abbildung 218: Variation des CO₂-Grenzwerts für den Elektrolysebetrieb mit Netzstrom

Ist der Grenzwert etabliert, lassen sich weitere Untersuchungen durchführen. Besonderes Augenmerk liegt dabei auf der Priorisierung bzw. Vorrangschaltung des Elektrolyseurs (ELY>WP) oder der Wärmepumpe (ELY<WP). Abbildung 219 zeigt dies jeweils für den Betrieb ohne (P2G 0 g/kWh) und mit (P2G 250 g/kWh) Netzstrombezug. Grundsätzlich ergibt sich, dass die CO₂-Einsparungen größer ausfallen, wenn die Wärmepumpe vor dem Elektrolyseur mit PV-Strom versorgt wird. Wird die Wärmepumpe priorisiert, ist der LZWSp schneller beladen und eine geringere Nachheizung ist

erforderlich. Ist der Speicher im Sommer über längere Zeit voll beladen, kann die Wärmepumpe nicht betrieben werden. Da die Leistung des Elektrolyseurs auf 2000 kW_{el} begrenzt ist, kann auch dieser nicht immer alle verbleibenden PV-Überschüsse verarbeiten. Insgesamt wird mehr Strom ins öffentliche Netz eingespeist und diese Einspeisung ist in der CO_2 -Bilanz wertvoller als die Gutschrift der Wasserstoffproduktion.

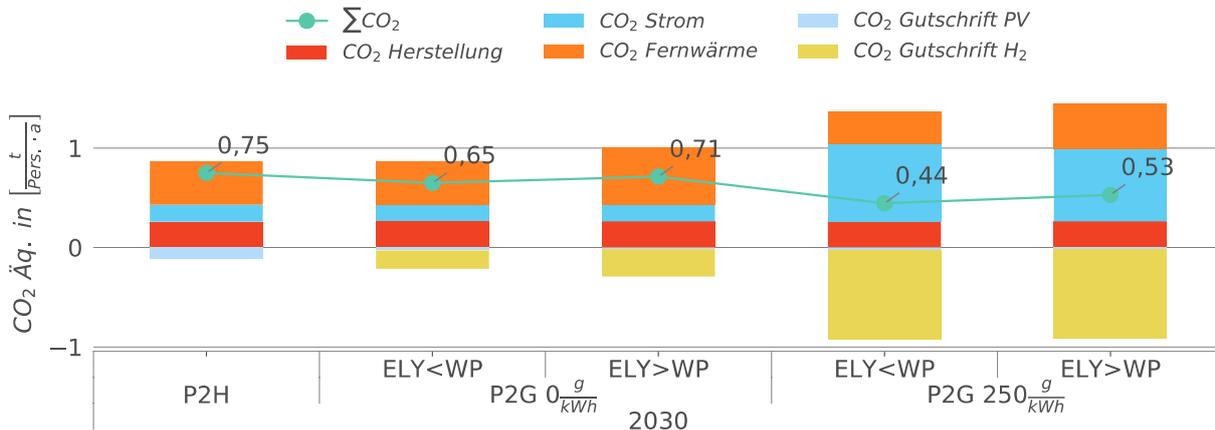


Abbildung 219:P2G mit/ohne Netzbezug und mit Priorität ELY/WP: CO₂-Emissionen

Die zu den Balken zwei und drei (P2G mit Grenzwert 0 kg/kWh) gehörigen Energieflussdiagramme sind in Abbildung 220 bzw. Abbildung 221 aufgeführt und verdeutlichen die Unterschiede zwischen der Priorisierung von Wärmepumpe bzw. Elektrolyseur. Der PV-Strom deckt wie schon im P2H-Quartier zunächst den Strombedarf der Gebäude des Quartiers. Bei der Priorität ELY>WP geht mehr verbleibender PV Strom an den Elektrolyseur als an die Wärmepumpe, somit wird auch mehr Wasserstoff (E_{ch,H_2}) produziert, die ins Stromnetz eingespeiste Energiemenge $E_{el,SN,Einsp.}$ ist entsprechend geringer. Dafür ist auch eine größere Energiemenge zur Nachheizung $E_{th,NH}$ erforderlich.

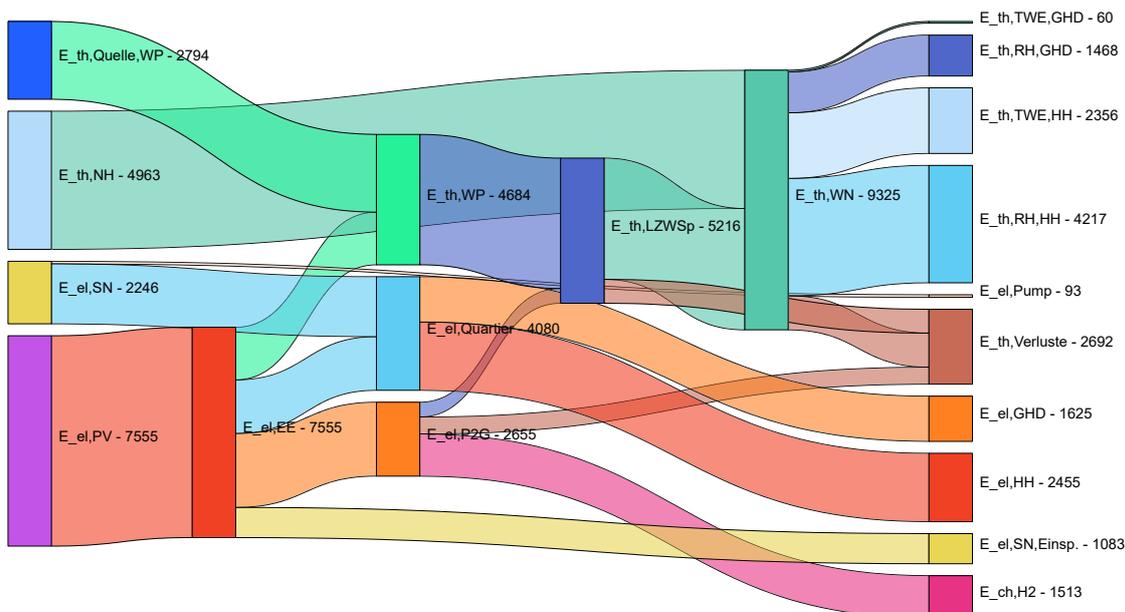


Abbildung 220:Energieflüsse in MWh/a für 2030, kein Netzbezug, Priorität ELY<WP>

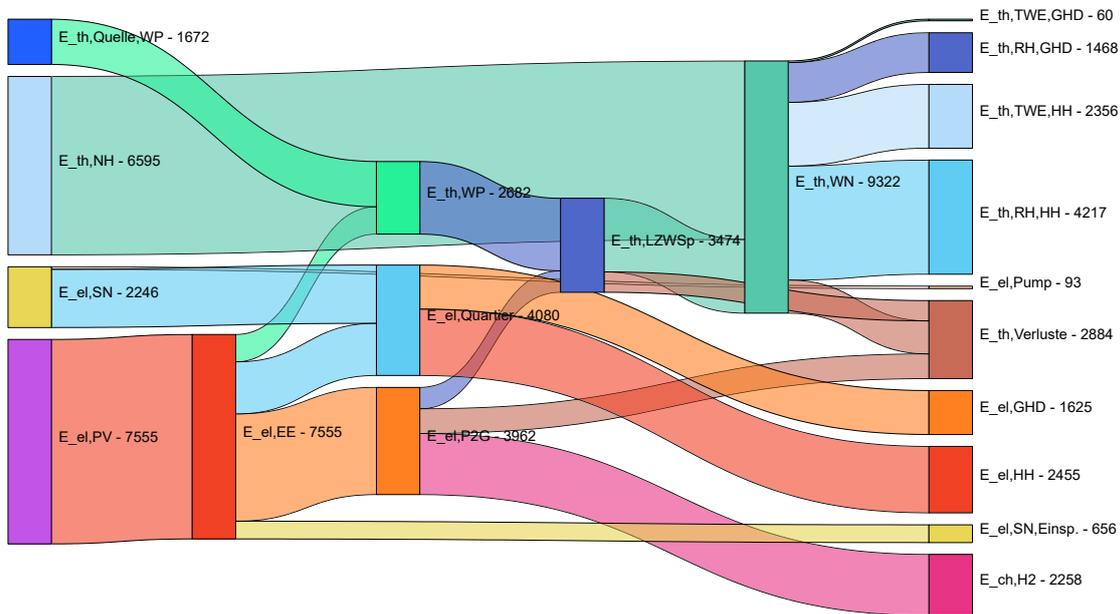


Abbildung 221: Energieflüsse in MWh/a für 2030, kein Netzbezug, Priorität ELY>WP

Wirtschaftlichkeit

Die Umsetzbarkeit eines Elektrolyseurs steht und fällt mit der Wasserstoffnachfrage am Einsatzort und dem erzielbaren Verkaufspreis für Wasserstoff. Abbildung 222 zeigt die Wirtschaftlichkeit beim Preis von 9 €/kg, der für Wasserstofftankstellen aktuell üblich ist. Neben dem P2H-Quartier ohne Elektrolyseur ist P2G ohne Netzbezug aufgeführt. Der Anstieg in den Kapitalkosten durch die Investition (siehe Abbildung 223) wird näherungsweise ausgeglichen durch die Einnahmen aus dem Verkauf von Wasserstoff. Allerdings ist ein wirtschaftlicher Betrieb eines Elektrolyseurs heutzutage immer noch eine Herausforderung. Wird der Elektrolyseur für die Nutzung des PV-Stroms priorisiert, fallen höhere Bedarfskosten für die Nachheizung an, dafür steigen die Erlöse aus dem Wasserstoffverkauf an. PV-Strom zum Betrieb eines Elektrolyseurs zu nutzen, kann also helfen, einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen. Bei der richtigen Balance aus Stromeinkaufspreis für den Elektrolyseur und Verkaufspreis für Wasserstoff kann auch der Strombezug wirtschaftlich sein. Für die vorliegende Betrachtung wird ein zukünftiger spezieller Strompreis für Elektrolyseure mit reduzierten Umlagen und Abgaben unterstellt, der sich auf 13,8 ct/kWh netto beläuft.

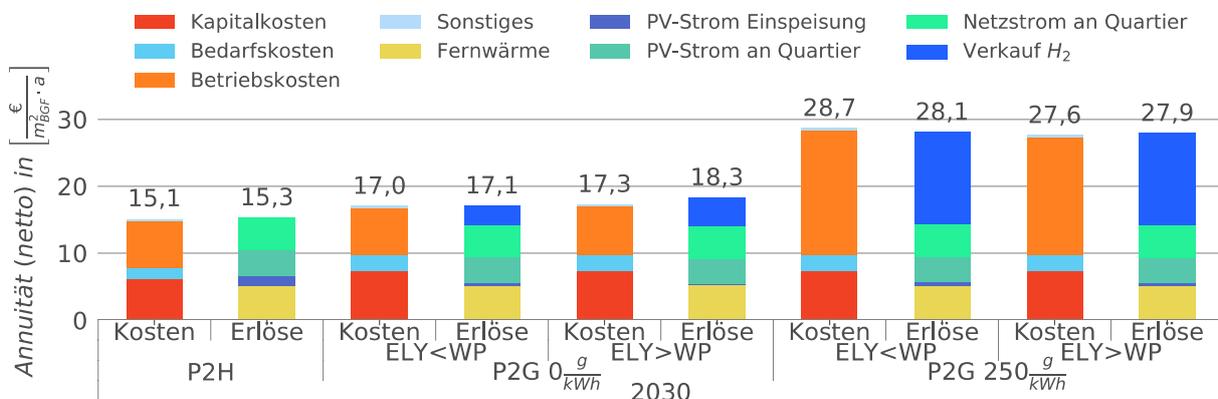


Abbildung 222: P2G mit/ohne Netzbezug und mit Priorität ELY/WP: Annuitäten

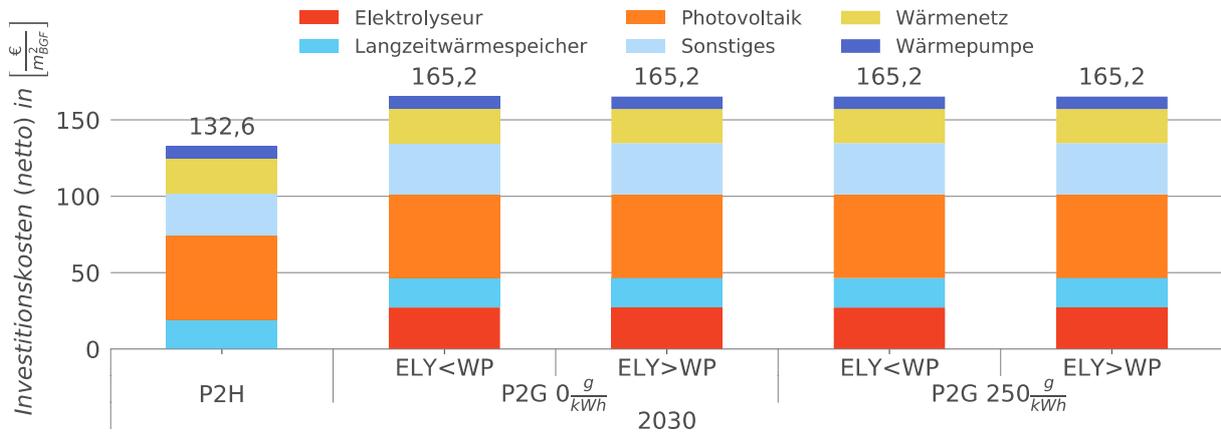


Abbildung 223: P2G mit/ohne Netzbezug und mit Priorität ELY/WP: Investitionskosten

Nachdem diese Randbedingungen überprüft sind, muss nicht zuletzt auch die Dimensionierung des Elektrolyseurs wirtschaftlich optimiert werden. Die Investitionen, die in Abbildung 224 aufgeführt sind, setzen sich bezüglich des Elektrolyseurs aus verschiedenen Komponenten zusammen, darunter auch die Tankstellenvorrichtung.

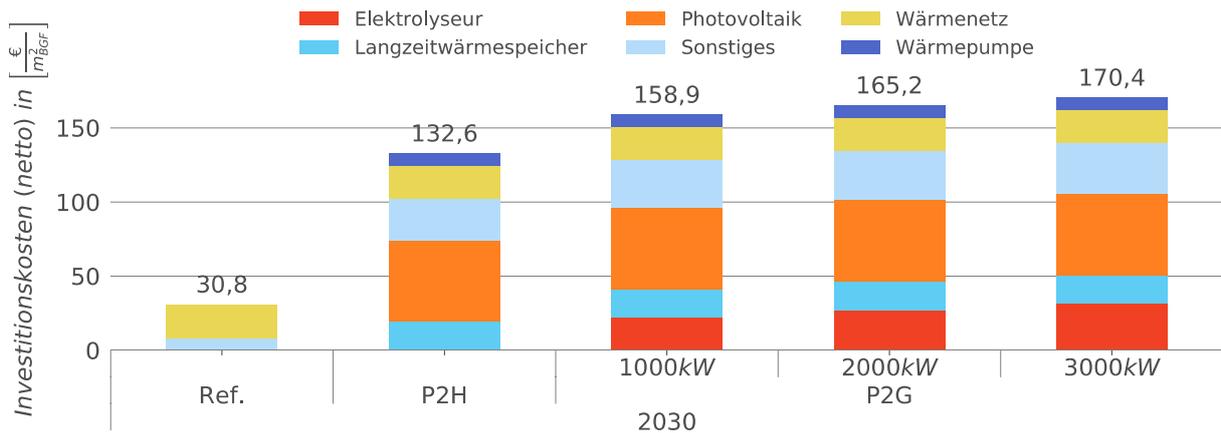


Abbildung 224: Variation der installierten Leistung des Elektrolyseurs: Investitionskosten

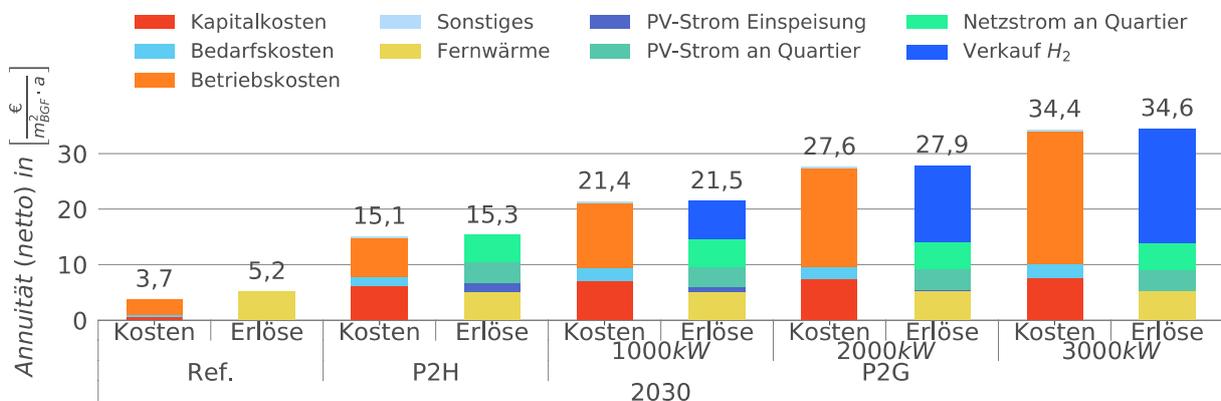


Abbildung 225: Variation der installierten Leistung des Elektrolyseurs: Annuität

Da dieser Kostenpunkt unabhängig von der installierten Leistung des Elektrolyseurs ist, skalieren die gesamten Kosten nicht linear mit der Leistung. Beim Vergleich der Simulationen mit Leistungen von 1000 kW_{el} bis 3000 kW_{el} zeigt sich deshalb in Abbildung 225 bei den Annuitäten ein Optimum: Der Elektrolyseur mit 2000 kW_{el} weist mit den größten Gewinnen die beste Wirtschaftlichkeit auf. Werden daneben ein weiteres Mal die CO_2 -Emissionen betrachtet, zeigt sich in Abbildung 226, dass diese mit größerer Leistung durch die Gutschrift weiter sinken. Ein gemeinsames Optimum von Wirtschaftlichkeit und Ökologie zu finden ist dementsprechend schwierig. Hinzu kommt, dass die entsprechende Menge Wasserstoff im realen Betrieb auch abgenommen werden muss. Abbildung 227 zeigt die Energieflüsse im System mit 2000 kW_{el} .

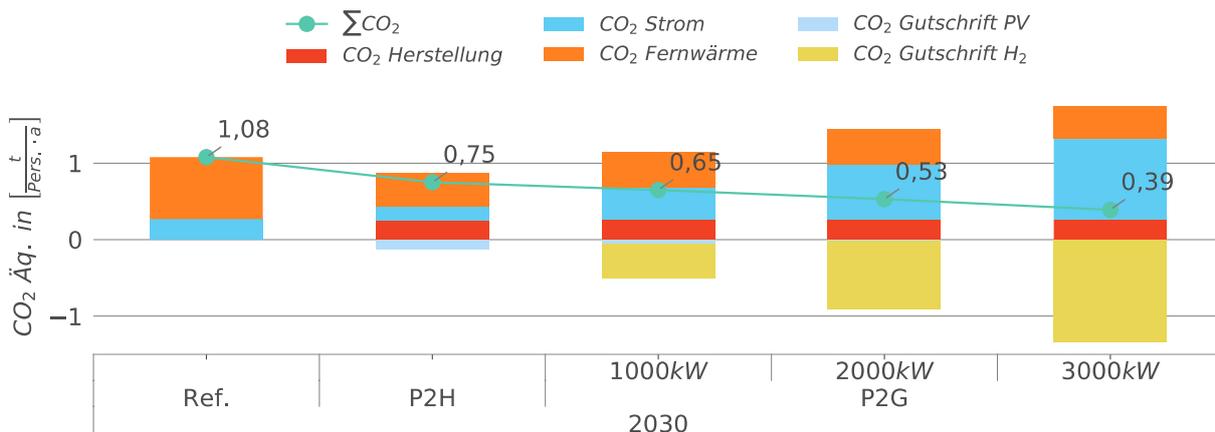


Abbildung 226: Variation der installierten Leistung: CO₂-Emissionen

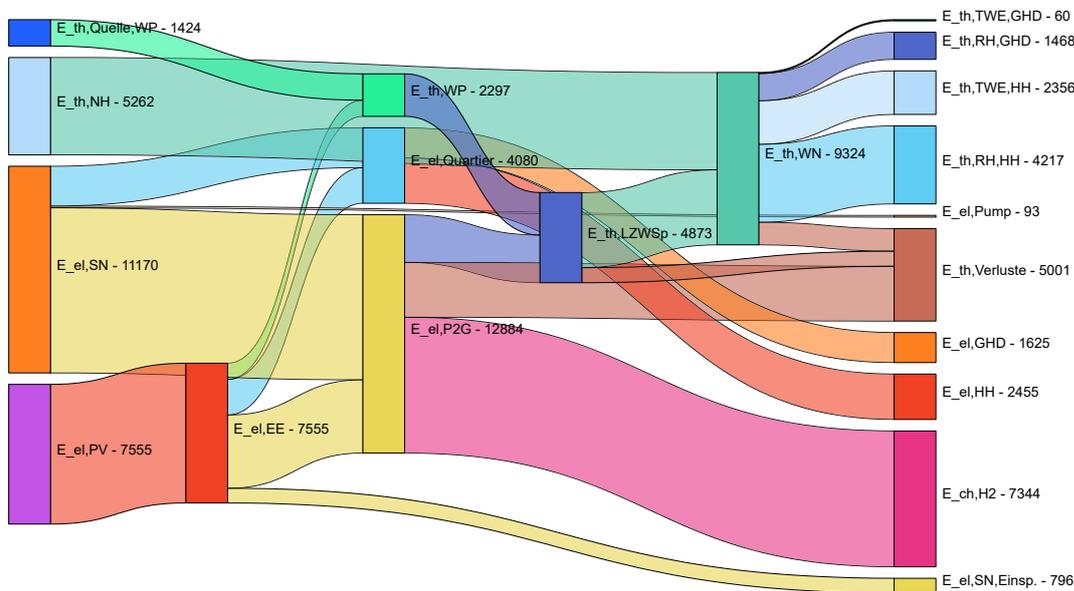


Abbildung 227: Energieflüsse in MWh/a für das P2G-Quartier mit 2000 kW_{el} Elektrolyseur

Auswertung für die EVG-Stützpunkte

Die Produktion von Wasserstoff ist ein eigener Selbstzweck, neben der Eigenversorgung des Quartiers mit Strom und Wärme, die das Ziel der anderen Energieversorgungskonzepte ist. Im Falle der Nutzung für Mobilität würde der Wasserstoff nicht nur den Energiebedarf für Mobilität der Bewohner vor Ort decken, sondern die Tankstelle könnte von allen Kunden mit Wasserstofffahrzeugen angefahren werden. Die Wasserstoffproduktion dient somit nicht der Eigenversorgung. Insofern ist eine Dimensionierung des P2G-Quartiers auf bestimmte EVG-Stützpunkte nicht zielführend, da die Eigenversorgung nicht das alleinige Ziel ist.

Wie zu Beginn angekündigt, soll die Performance des P2G-Quartiers deshalb im Vergleich zum P2H-Quartier bewertet werden, mit den Dimensionierungen für dessen EVG-Stützpunkte. Dabei gilt: Der Betrieb des Elektrolyseurs erhöht den regenerativen Eigenversorgungsgrad, wenn dadurch mehr PV-Strom vor Ort genutzt werden kann und wenn durch die zusätzliche Abwärmenutzung weniger fossile Nachheizung erforderlich ist. Umgekehrt sinkt der Eigenversorgungsgrad, wenn durch Einsatz des Elektrolyseurs ein höherer Netzstrombezug entsteht. Abbildung 228 zeigt dementsprechend den EVG für Simulationen von P2H und P2G-Quartier.

Wird dieselbe Dimensionierung, die im P2H-Quartier in einem EVG von 30 % resultiert, im P2G-Quartier inkl. 2000 kW_{el} Elektrolyseur angewendet, bleibt der EVG mit 28 % nahezu konstant. Höhere PV Eigennutzung und verringerter Nachheizungsbedarf gleichen den zusätzlichen Strombedarf nahezu aus. Bei größeren Dimensionierungen sinkt der EVG jedoch deutlich stärker, da der konstante Netzstrombezug immer stärker ins Gewicht fällt. Der EVG ist somit nicht mehr der geeignete Indikator, um die Performance des Systems zu bewerten.

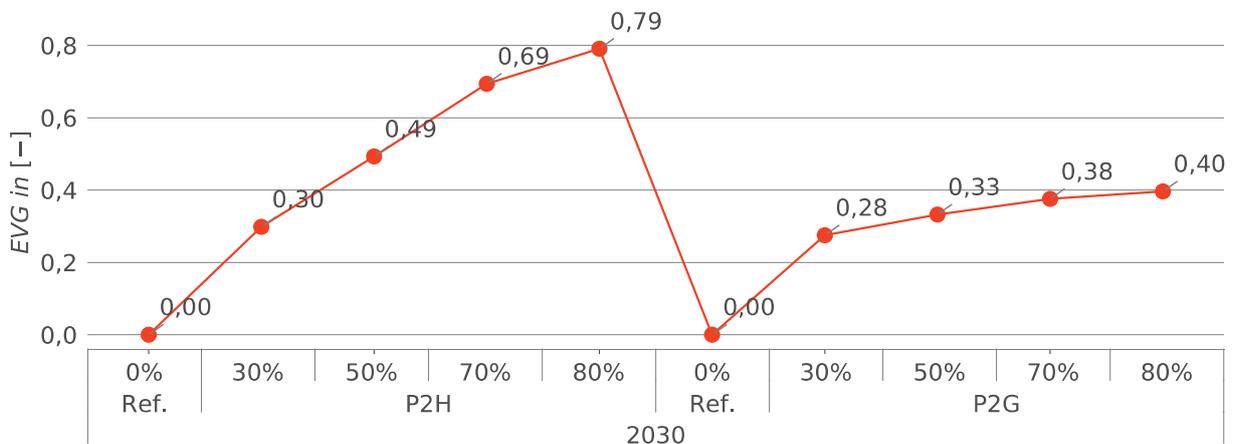


Abbildung 228: Vergleich des EVG zwischen P2H und P2G bei Dimensionierungen nach EVG-Stützstellen aus P2H-Quartier. Im P2G-Quartier wird Netzstrom für den Elektrolyseur bezogen, sodass der EVG sinkt.

Abbildung 229 zeigt die CO_2 -Emissionen der Systeme bei den verschiedenen Dimensionierungen. In diesem, für die ökologische Bewertung ausschlaggebendsten Indikator, zeigen sich die Vorteile des P2G-Quartiers. Der Einsatz des Elektrolyseurs kann die CO_2 -Emissionen schon bei 30 % EVG signifikant von 0,89 auf 0,59 $t_{CO_2}/(Pers \cdot a)$ reduzieren, aufgrund der Gutschrift für den produzierten Wasserstoff. Bei Dimensionierungen für größere EVG wird ein größerer Wärmespeicher installiert. Die Synergie verringert die Emissionen weiter und bis zu einem EVG von 80 % nähern sich die Emissionen der Systeme P2H und P2G wieder an. Durch die Reduktion der CO_2 -Emissionen im Mobilitätssektor mittels Wasserstoff aus der Elektrolyse lässt sich der ökologische Nutzen also potentiell schneller

erreichen, wenn die entsprechende Nachfrage auch tatsächlich vorhanden ist. Abbildung 230 zeigt CO₂-Vermeidungskosten ΔCO_{2cost} , CO₂-Emissionen, Eigenversorgungsgrad, Annuität A_N und Investitionskosten A_0 und fasst damit die Auswertung an den Stützstellen zusammen.

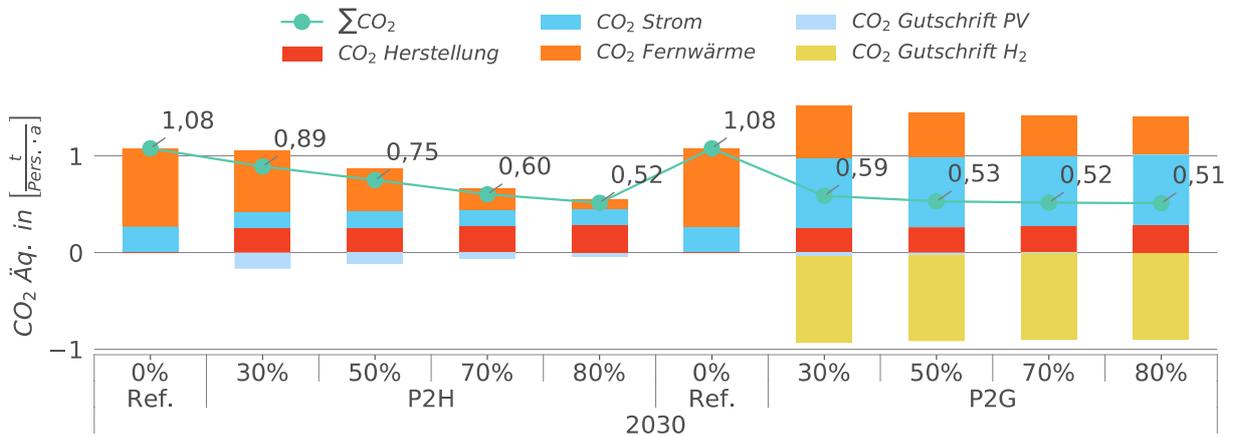


Abbildung 229: Vergleich der CO₂-Emissionen zwischen P2H und P2G bei Dimensionierungen nach EVG-Stützstellen aus P2H-Quartier

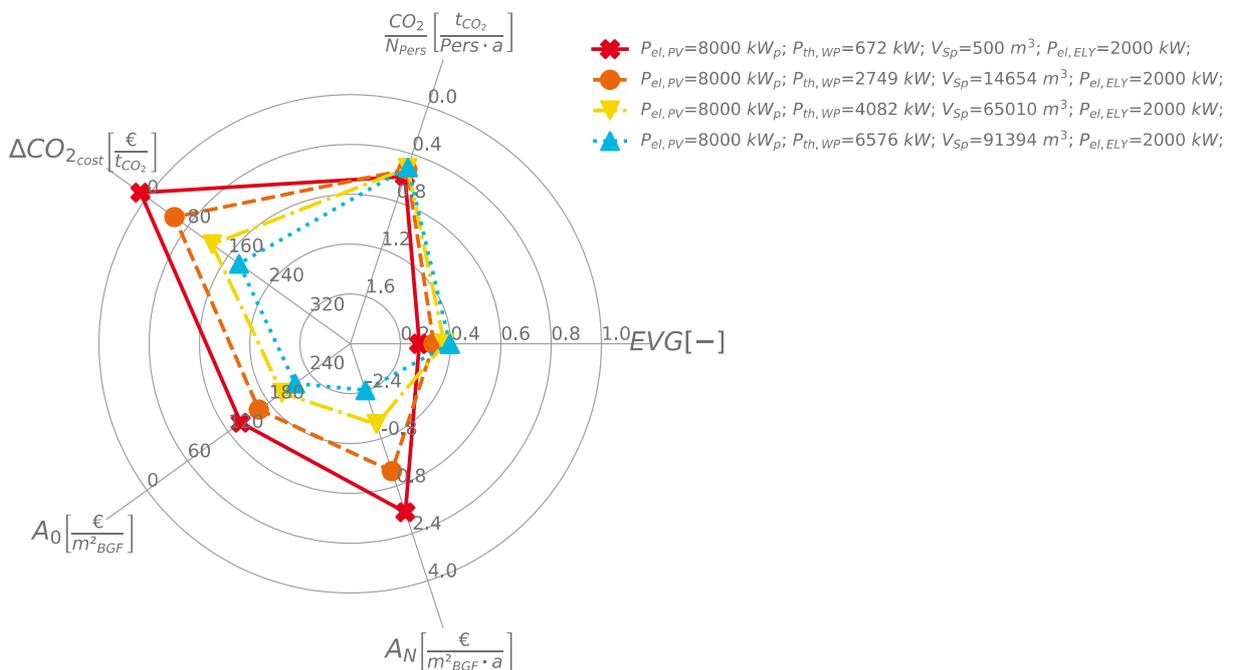


Abbildung 230: Zusammenfassung der zentralen Indikatoren des P2G-Quartiers im Bezugsjahr 2030

5.3.6.4 Zusammenfassung

Mit der steigenden Verfügbarkeit von Überschüssen im öffentlichen Stromnetz und der Nachfrage nach regenerativ erzeugten Energieträgern wird Wasserstofftechnologien und damit Power-to-Gas in Zukunft eine immer bedeutendere Rolle zukommen. Das P2G-Konzept macht ein Stadtquartier zum Wasserstoffproduzenten. Die großflächige Belegung der Dachflächen mit PV in Kombination mit einem

Arealnetz ermöglicht den Betrieb des Elektrolyseurs mit günstigem PV-Strom. In Kombination mit Wärmepumpe und Langzeitwärmespeicher entsteht eine Synergie, da die Abwärme des Elektrolyseurs im Quartier über ein Wärmenetz nutzbar gemacht wird. In den betrachteten Szenarien deckt die Abwärme des Elektrolyseurs mit 2000 kW_{el} ca. 25 % des Wärmebedarfs des Versorgungssystems. Bei 6442 Vollbenutzungsstunden werden dabei ca. 179 t_{H_2} produziert. Der produzierte Wasserstoff kann im Mobilitätssektor den Jahresverbrauch von ca. 1.500 PKW decken, wenn mit diesen durchschnittlich 15.000 km/a [VuMA 2020] zurückgelegt werden und somit zu signifikanten CO_2 -Einsparungen beitragen. Um seinen Nutzen zu entfalten, ist jedoch auch eine entsprechende Nachfrage vonnöten. Anfang 2020 gab es in Deutschland gut 80 Wasserstoff-Tankstellen [H2 MOBILITY Deutschland 2020]. Zwar steigen Angebot und damit perspektivisch auch die Nachfrage an, aber eine lokale Tankstelle in einem Stadtquartier kann sich nur unter besonderen Umständen rentieren. Kooperationen mit dem öffentlichen Nahverkehr oder auch eine anteilige Einspeisung des produzierten Wasserstoffs in ein Gasnetz sind Möglichkeiten, um den Wasserstoff in größeren Mengen zu verwerten.

5.4 Umsetzungsstrategien für zukünftige Projekte

Der Prozess von einer initialen Idee bis zum Betrieb einer SuN-Anlage oder vergleichbaren Konzepten mit Nahwärmeversorgung ist stets eine Herausforderung. Die meisten Projekte dieser Art sind technologisch ambitioniert und wirtschaftlich anspruchsvoll. Klimaschutz erfordert hohe Investitionen, soll jedoch den Endverbraucher finanziell nicht unnötig belasten. In diesem Abschnitt werden Handlungsempfehlungen allgemeiner Art sowie Konzeptempfehlungen für zukünftige SuN-Anlagen zusammengefasst.

5.4.1 Handlungsempfehlungen

Im Folgenden wird ein kompakter Überblick über die Handlungsempfehlungen für den Bau einer SuN-Anlage gegeben, eingeteilt nach den wesentlichen Projektschritten:

Motivation

Zunächst wird ein Akteur mit einer initialen Motivation benötigt. Dies kann ein Gemeinde- oder Stadtrat sein, oder auch Bürger, die sich zu einer Bürgerenergiegenossenschaft zusammenschließen. Genauso ist es möglich, dass Unternehmen oder Institute eine Projektidee für ein bestimmtes Quartier entwickeln. Wenn die ursprüngliche Motivation von außerhalb des Versorgungsgebietes kommt, ist es zum frühestmöglichen Zeitpunkt erforderlich, diese Motivation auf die Akteure vor Ort zu übertragen. Die örtliche Verwaltung muss eingebunden werden, denn oftmals sind Genehmigungsverfahren und z. B. auch Änderungen von Flächennutzungsplänen erforderlich. Kommunen haben Klimaschutzziele und müssen entsprechende Projekte langfristig in ihre Entscheidungsprozesse integrieren. Kooperationen zu lokalen Stadtwerken sollten gesucht werden, im Idealfall können diese zum Betrieb der Anlage motiviert werden. Im Neubau kann ein Anschluss ggf. schon bei Errichtung der Gebäude eingeplant werden. Im Bestand jedoch ist die Motivation der Hauseigentümer bzw. Anwohner absolut entscheidend und einem Anschlusszwang stets vorzuziehen. In realen Projekten kann sich eine gewisse „Angst“ vor den Anwohnern entwickeln. Anwohner fordern immer häufiger ihr Recht auf Mitbestimmung ein und möchten bei öffentlichen Bauvorhaben beteiligt werden. Am effektivsten kann damit umgegangen werden, indem offen ab einem frühen Zeitpunkt kommuniziert wird. Letztendlich hängt der Projekterfolg davon ab, dass sich genug Eigentümer freiwillig für den Anschluss an das Nahwärmenetz entscheiden. Weiterhin muss mit der Durchführung die Motivation auf den späteren technischen Betreiber übertragen und vertraglich festgehalten werden, denn nur so kann garantiert werden, dass die Anlage nachhaltig im Sinne einer energetischen Effizienz und CO₂-Einsparung betrieben wird.

Beteiligung

Wie im Abschnitt „Motivation“ schon angedeutet, kommen Bürgerbeteiligungsverfahren heute eine immer stärker Bedeutung zu. Eine echte Bürgerbeteiligung besteht nur dann, wenn der Bürger tatsächlich auf den Prozess und das Endprodukt Einfluss nehmen kann. Informationsveranstaltungen alleine sind keine Beteiligung. Bei technisch anspruchsvollen Fragestellungen erscheint es schwierig, den Bürger in Entscheidungsprozesse einzubinden. Gelingt dies jedoch, ist der Lohn eine höhere Akzeptanz und damit Anschlussquote. Darüber hinaus gelingt es bei einer aktiven Einbindung leichter, Verzögerungen und Probleme zu kommunizieren und dabei nicht auf Unverständnis zu stoßen. Der Personal- und Zeitaufwand für solche Maßnahmen muss entsprechend eingeplant werden.

Eignung

Das zu versorgende Gebiet muss sich für das geplante Projekt eignen. Dies ist bei der Nutzung von Solarenergie oftmals eine Flächenfrage, denn um die Energiewende tatsächlich voranzutreiben, müssen erneuerbare Energien im Idealfall dort produziert werden, wo sie auch verbraucht werden. Langzeitwärmespeicher benötigen verhältnismäßig viel Fläche, können bei geschickter Planung aber

auch in die Landschaftsgestaltung von z. B. Spielplätzen und Parks eingebunden werden. Eine Aufstellung von Solarkollektoren in der Freifläche ist stets deutlich günstiger als auf Dachflächen, durch Flächenkonkurrenz aber zumeist ein Problem. Wird Solarthermie auf Dachflächen installiert, sind die Kollektorsammelnetze zu berücksichtigen. Photovoltaik kann ggf. einfacher auf Dachflächen installiert werden, jedoch bestehen rechtliche Hürden beim Einsammeln des erzeugten Stroms.

Unter Aspekte der Eignung fällt aber auch z. B. der Wärmebedarf bzw. die Wärmedichte, spricht der Bedarf in Relation zur Länge des Wärmenetzes. Je größer die tatsächliche Wärmeabnahme in einem Quartier, desto günstigere Wärmepreise können letztlich realisiert werden.

Durchführbarkeit

Zusätzlich zu den initialen Randbedingungen muss die Durchführbarkeit des Projekts sichergestellt sein. Das betrifft auch die Resilienz gegen etwaige Änderungen von Randbedingungen. In erster Linie ist jedoch gemeint, dass ein zentraler Akteur auch in der Lage ist, das Projekt tatsächlich durchzuführen und am Ende den Betrieb aufzunehmen, mit genügend Personal und Kompetenz. Im Zweifel sind zusätzliche Projektsteuerer hinzuzuziehen, um auch komplexe Themen wie Förderung und Vergabeverfahren sicher zu bewältigen.

Finanzierung

Eine Eigenschaft der meisten Klimaschutzmaßnahmen ist es, dass höhere Investitionen getätigt werden, um im Betrieb finanzielle und ökologische Einsparungen zu erreichen. Die Anfangsinvestitionen zu finanzieren ist damit eine zentrale Herausforderung. Für Klimaschutzprojekte gibt es in Deutschland jedoch auch weiterhin gute Möglichkeiten zur staatlichen Förderung. Siehe hierzu Abschnitt 5.1.2.2. Aktuell kommt begünstigend hinzu, dass Zinsen vergleichsweise niedrig ausfallen.

Planung

Bei der Planung von Systemen mit Wärmenetzen entsteht oftmals folgendes Problem: Zur Kundenakquise ist die Kenntnis des Wärmepreises erforderlich. Ein finaler Wärmepreis ist jedoch erst bekannt, wenn die Kunden feststehen, da hiervon die abgenommene Wärmemenge und die erforderliche Leitungsführung abhängen. Wie effizient ein Angebot erneuerbarer Energien genutzt werden kann, hängt ebenfalls vom Wärmebedarf ab. Wenn eine Fördermitteleffizienz als Fördermitteleinsatz pro vermiedener Tonne CO₂-Äquivalent als Bedingung für eine Investitionsförderung eingehalten werden muss, verschärft sich die Abhängigkeit weiter. Dieses Dilemma kann nur durch ein systematisches Vorgehen aufgelöst werden, welches Hand in Hand mit einer frühzeitigen Kommunikation geht: Anhand grober Schätzungen des Energiebedarfs kann ein Wärmepreis mit gewisser Unsicherheit abgeschätzt werden. Die Schlüsselanschlussnehmer mit den höchsten Wärmeverbräuchen im Quartier müssen auf dieser Basis befragt werden, zu welchen Konditionen ein Anschluss in Frage kommt. Gleichzeitig kann durch diese Befragung die Datengrundlage verbessert werden. Sind die Schlüsselanschlussnehmer (unter Vorbehalt) gesichert, kann der Wärmepreis konkretisiert werden. Damit lässt sich eine Befragung aller potentiellen Anschlussnehmer durchführen und das Wärmenetz kann für die Interessenten ausgelegt werden. Es muss je nach Anwendungsfall geprüft werden, wie viel Reserve an Anschlussleistung für „Nachzügler“ vorgehalten werden kann. Im Zweifel geht solch eine Reserve jedoch stets auf Kosten derer, die sich zuerst anschließen. Diese Zusammenhänge gehören ebenfalls zu einer offenen Kommunikation mit den potentiellen Anschlussnehmern.

In der Planung muss frühzeitig festgelegt werden, wer als technischer Betreiber verpflichtet wird und wie dieser die Anlage betreibt. Auf diese Weise müssen ein ökologischer Betrieb der Anlage sichergestellt und Interessenskonflikten mit einer rein wirtschaftlich optimierten Betriebsweise

vermieden werden. Der zukünftige Betreiber ist rechtzeitig in die technische Funktionsweise der Anlage einzuführen und eine gute Anlagendokumentation muss übergeben werden

Umsetzung

Bei der Umsetzung gehören realistischste Zeitpläne mit zu den größten Herausforderungen. Gutachten, z. B. für den Erdboden, Genehmigungsverfahren und Bauzeiten müssen im Zeitplan der Umsetzung entsprechend berücksichtigt werden. Dies gilt insbesondere dann, wenn die beteiligten Akteure wenig Erfahrung mit Projekten solcher Größenordnung haben, z. B. weil eine Kommune eine Betreibergesellschaft ausgegründet hat oder sich eine Bürgerenergiegesellschaft zu solch einem Zweck gegründet hat.

Qualitätskontrolle

Ein entscheidender Schritt, der selbst heutzutage noch zu wenig Beachtung findet, ist eine fundierte Qualitätskontrolle als Teil einer Inbetriebnahme. Unabhängig von SuN-Anlagen gilt für die meisten technischen Systeme im Gebäudebereich, dass die Komplexität immer weiter zunimmt, sowohl bezüglich der Komponenten als auch der Anlagensteuerung. Es ist eindeutig zu empfehlen, in der Inbetriebnahme eine detaillierte Funktionsprüfung so durchzuführen, dass die Betriebszustände der Funktionsbeschreibung einzeln auf ihre korrekte Implementierung und Verschaltung der Komponenten getestet werden können.

Betrieb

Gerade Systeme mit Langzeitwärmespeichern werden durch lange Einschwingzeiten beeinflusst. Die Performance eines Speichers im ersten Jahr ist nicht repräsentativ für den langfristigen Betrieb, wenn sich das umliegende Erdreich noch aufwärmt. Im Betrieb ist es deshalb entscheidend, dass durch automatisiertes und umfangreiches Monitoring der Anlagenzustand kontinuierlich überwacht wird und eine Qualitätskontrolle fortgesetzt werden kann. Letzteres wird in Förderprogrammen wie „Wärmenetze 4.0“ inzwischen auch zu Recht eingefordert. Nicht nur sind die Ergebnisse eines Monitorings von Interesse für die andauernde Forschung in diesem Bereich, letztlich kann der Betreiber nur so den wirtschaftlichsten Betrieb seiner Anlage sicherstellen. Das Monitoring muss dabei gleichermaßen energetisch, ökologisch und ökonomisch und mindestens auf Monatsbasis erfolgen. Der Betreiber ist in der Nachweispflicht, dass die technisch-ökologische Zielstellungen eingehalten werden.

5.4.2 Konzeptempfehlungen

Als Resultat der Untersuchung der „Konzepte für zukünftige Systemlösungen“ ist abschließend die Frage zu beantworten, welche Schlussfolgerungen und Empfehlungen sich für interessierte Entscheider ergeben. Eine Untermenge der Konzepte lässt sich dafür direkt in einem Quervergleich gegenüberstellen. Abbildung 231 zeigt die Jahresgesamtkosten, Investitionskosten und erreichten CO₂-äquivalenten Emissionen der Konzepte „Kombinierte Wärme-, Kälte- und Stromversorgung“, „ST-PV-Kombination“ und „P2H-Quartier“ im direkten Vergleich, unter denselben wirtschaftlichen Randbedingungen. Gemessen an diesen Indikatoren liegen die Konzepte sowohl in Kosten als auch Nutzen sehr dicht beieinander und es lässt sich kein eindeutig zu präferierendes System identifizieren. Wie bei den jeweiligen Konzepten im Detail diskutiert, wird der ökologische Zielwert der CO₂-Emissionen von 0,5 t/(Pers·a) schon für den hier dargestellten Zeitbezug „heute“ sehr stark angenähert und mit einem regenerativen Stromnetz zukünftig erreicht.

Dies wird als positives Ergebnis gewertet, denn es unterstreicht die vielfältigen Einsatzmöglichkeiten für Langzeitwärmespeicher in Kombination mit verschiedenen Energieerzeugungstechnologien. Die Konzepte „kalte Nahwärme“ und „Dänisches System“ sind in Abbildung 232 extra aufgeführt, da sie für die Versorgung des Referenzszenarios ländlicher Bestand ausgelegt sind, im Gegensatz zum

städtischen Neubauquartier. Das Konzept „P2G-Quartier“ wird nicht verglichen, da die Produktion von Wasserstoff nicht primär der Eigenversorgung des Quartiers dient und somit eine Auslegung auf einen EVG von z. B. 50 % nicht aussagekräftig ist. Unter den richtigen Voraussetzungen kann die Bilanz des P2H-Quartiers durch Ergänzung von Wasserstoff in Zukunft noch weiter verbessert werden, sowohl wirtschaftlich als auch ökologisch.

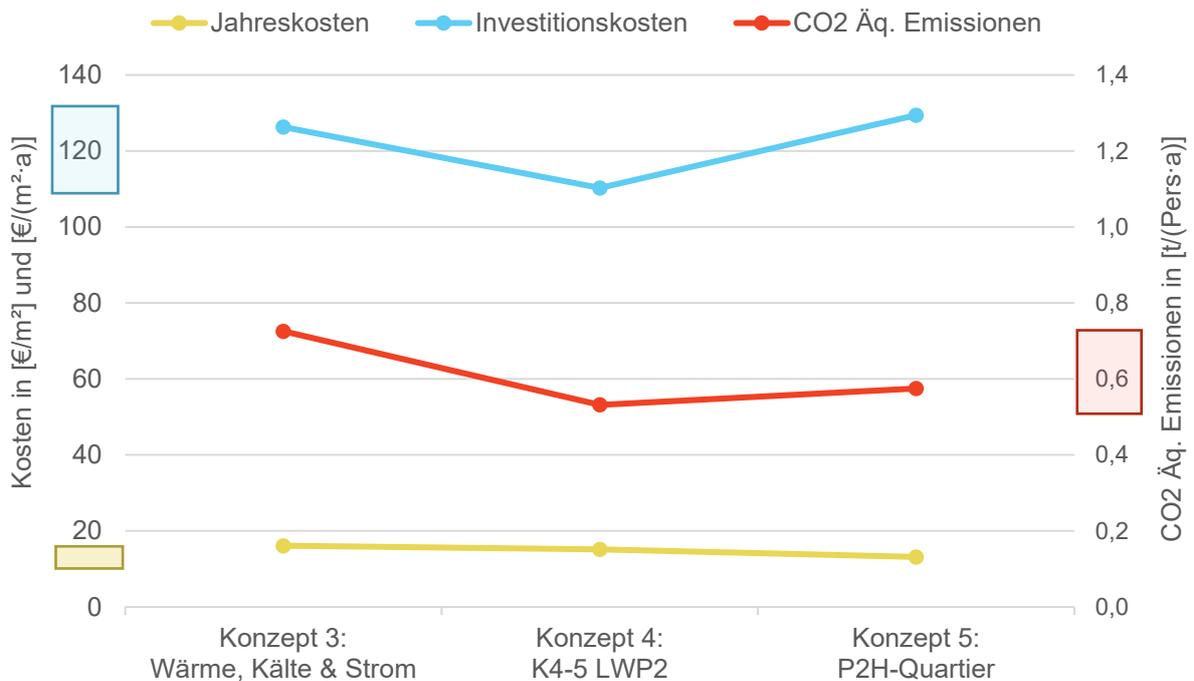


Abbildung 231: Quervergleich der Konzepte 3, 4 und 5 im Stadtquartier Neubau bei Dimensionierung auf 50 % EVG

Bei den Konzepten „kalte Nahwärme“ und „dänisches System“, die für ein ländlich gelegenes Bestandsquartier ausgelegt sind, liegen sowohl Jahresgesamtkosten als auch Investitionskosten, und insbesondere die CO₂-äquivalenten Emissionen deutlich höher als bei den drei zuvor diskutierten Konzepten für ein städtisches Neubauquartier. Auch bei diesen beiden Konzepten lässt sich bei heutigen Randbedingungen kein klarer Favorit erkennen. Zu bedenken ist jedoch, dass beim Konzept „dänisches System“ die Reduzierung der CO₂-Emissionen zu einem wesentlichen Teil durch die Einspeisung von PV-Strom zustande kommt. Die Gutschrift für die Einspeisung ist aufgrund der aktuell noch hohen CO₂-äquivalenten Emissionen des deutschen Strommixes hoch, wird sich mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien im Stromnetz in Zukunft voraussichtlich erheblich reduzieren. Beim Konzept „kalte Nahwärme“ liegen die hohen CO₂-Emissionen hingegen im hohen Bedarf an Netzstrom begründet. Die CO₂-Emissionen des Konzepts „kalte Nahwärme“ werden sich daher aus dem bereits genannten Grund zukünftig deutlich reduzieren.

Allgemein gilt, dass die große Herausforderung der Energiewende im Bereich Wohnen nicht im Neubau liegt, sondern im Bestand. Ganz ohne Sanierungsmaßnahmen können auch die vorgestellten Konzepte nicht die ökologischen Zielwerte erreichen. Eine Sanierung auf Passivhausstandard ist nicht jedoch nicht zielführend, empfehlenswert ist eine Sanierung nach EnEV in Kombination mit dem Einsatz von regenerativen Energien in Form der hier präsentierten Konzepte.

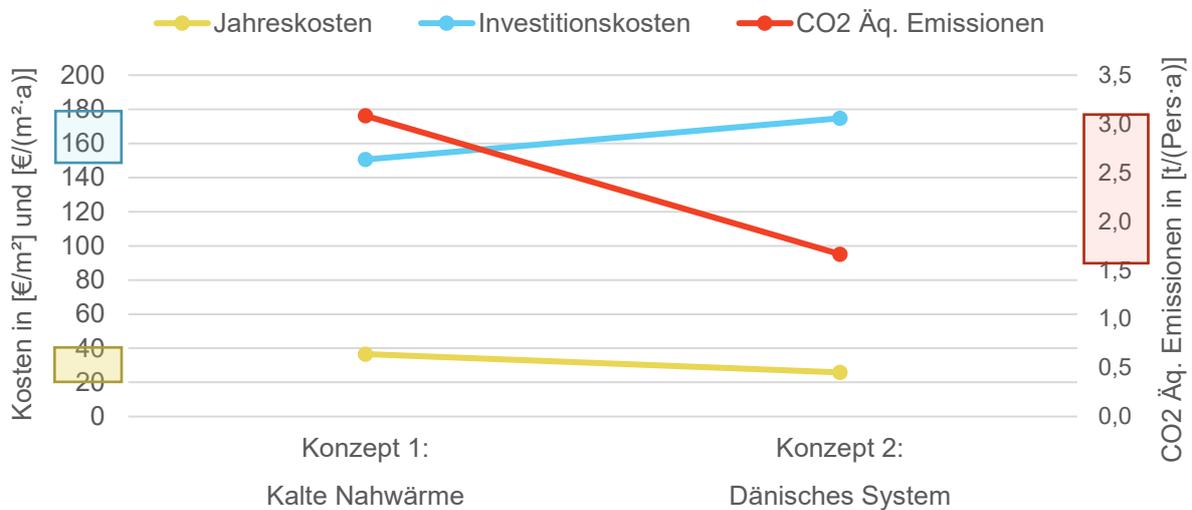


Abbildung 232: Quervergleich der Konzepte "Kalte Nahwärme" und "Dänisches System" im Quartier ländlich Bestand bei Dimensionierung auf EVG = 50 %

5.4.3 Anmerkungen zu gesetzlichen Rahmenbedingungen

Neben den Empfehlungen zu Vorgehensweisen und Konzepten für Betreiber müssen als Teil der Umsetzungsstrategien für zukünftige Projekte auch Empfehlungen an die Politik bzw. den Gesetzgeber ausgesprochen werden. Diese betreffen insbesondere den Stromsektor und die Sektorkopplung.

Für Konzepte, die Power-to-Heat umsetzen, ist ein essentieller Aspekt die systemdienliche Nutzung von Überschussstrom, der sonst z. B. durch Einspeisemanagementmaßnahmen abgeregelt werden müsste. Der Paragraph „Nutzen statt Abregeln“ § 13 Abs. 6a EnWG wurde 2016 implementiert und bietet die Möglichkeiten, zuschaltbare Lasten in Form von Power-to-Heat-Anlagen in den Redispatch zu integrieren, verfehlt jedoch seine Wirkung. 2017 wurde das Förderprogramm SINTEG "Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende" [BMWi 2017b] auf den Weg gebracht und bringt vielversprechende Ergebnisse. Pilotprojekte werden selektiv von bestimmten Abgaben und Umlagen befreit, um die Machbarkeit z. B. der Nutzung von überschüssigem Windstrom in P2H zu testen. Es ist jedoch völlig offen, welche rechtlichen Konsequenzen daraus gezogen werden. Mechanismen, die es ermöglichen, Stromüberschüsse aus dem Netz mit verringerten Abgaben und Umlagen zu beziehen sind erforderlich, um solche Konzepte wirtschaftlich werden zu lassen. Ganz allgemein gilt, dass hohen Stromkostenbestandteile die Energiewende ausbremsen und fossile Energieträger in Bezug auf ihre ökologischen Auswirkungen zu kostengünstig sind. Vorschläge zur Verbesserung liegen seit Jahren vor [Agora Energiewende 2014] und die vorliegende Studie unterstützt die Dringlichkeit entsprechender Maßnahmen.

Mit dem Mieterstromgesetz wurde die Möglichkeit geschaffen, Mieter eines Gebäudes mit Strom aus PV Anlagen zu versorgen, die beispielsweise vom Vermieter auf dem Gebäudedach installiert worden sind. Es wird gefordert, dass analoge Mechanismen auch auf Quartiersebene möglich werden. Im Konzept „P2H-Quartier“ ist die Grundlage, den PV-Strom von vielen Gebäuden im Quartier zur Versorgung des gesamten Quartiers und auch zentral in P2H zu nutzen. Es kann gezeigt werden, dass hierdurch große Einsparungen von Treibhausgasemissionen erreicht werden können. Voraussetzung ist jedoch wiederum, dass bei der Verteilung des Stroms über ein Arealnetz nicht die vollen Abgaben und Umlagen fällig werden. Auch hier ist der Gesetzgeber in der Verantwortung, die Voraussetzungen für ein Gelingen der Energiewende zu verbessern. Eine Reduktion der EEG-Umlage, die u.a. unter

bestimmten Fällen der Eigenversorgungen greift, sollte auch auf eine „Eigenversorgung auf Quartiersebene“ ausgeweitet werden.

Die Bundesregierung hat mit ihrem Klimapaket eine seit langem geforderte CO₂-Bepreisungen auf den Weg gebracht. Nach ursprünglich niedrigeren Werten wurde der Verlauf der Bepreisung zuletzt auf 25 €/tCO₂ in 2021 und 55 €/tCO₂ in 2025 korrigiert [Bundesregierung 2019]. Dieses Preisniveau ist ein wichtiger Schritt mit Lenkungswirkung. Die Autoren kommen jedoch zu dem Schluss, dass langfristig eine Bepreisung von mindestens 100 €/tCO₂ notwendig ist, um die ambitionierten Klimaschutzziele zu erreichen.

6 Zusammenfassung

Im vom BMWi geförderten Forschungsvorhaben futureSuN haben die Verbundprojektpartner Steinbeis-Innovationszentrum energie+, Steinbeis-Innovationszentrum Energie-, Gebäude- und Solartechnik, Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung e.V. (ZAE Bayern) und Institut für Gebäudeenergetik, Thermotechnik und Energiespeicherung (IGTE) der Universität Stuttgart die Historie und Zukunft der solarunterstützten Nahwärmeversorgung untersucht.

Die grundlegenden Technologien für die Realisierung der vier unterschiedlichen Bauformen saisonaler Wärmespeicher, d. h. Behälter- bzw. Tankspeicher, Heißwasser-Erdbeckenspeicher, Aquiferspeicher und Erdsondenspeicher wurden bereits erfolgreich erprobt. Gefördert durch die Programme Solarthermie2000 und Solarthermie2000plus wurden im Zeitraum von 1995 bis ca. 2005 insgesamt ca. 10 solaren Nahwärmanlagen mit saisonalen Wärmespeichern in Deutschland errichtet. Durch eine wissenschaftlich fundierte Bestandsaufnahme unter den SuN-Pilotanlagen konnte gezeigt werden, dass Langzeitwärmespeicher über Jahrzehnte hinweg stabil betrieben werden können. Damit wird ein weiteres Mal bestätigt, dass sie die günstigste Technologie zur Speicherung großer Energiemengen über längere Zeiträume darstellen. In z. B. Dänemark werden sie deshalb vielerorts eingesetzt, in Deutschland haben sie sich über die Pilotprojekte hinaus jedoch nicht durchgesetzt, insbesondere aufgrund der relativ hohen Investitionskosten und die politischen Rahmenbedingungen. Bedingt durch die damaligen Förderkonzepte konnte auch keine Kostendegression durch die Entwicklung und mehrfache Realisierung standardisierter Speicherkonzepte erreicht werden, da nur die erstmalige Umsetzung eines innovativen Konzepts förderfähig war. Zusätzlich dienten die Speicher damals ausschließlich zur Speicherung der von den Sonnenkollektoren gelieferten Wärme, was zu relativ hohen solaren Wärmepreisen führte. Aufgrund veränderter energiewirtschaftlicher Rahmenbedingungen können die Speicher heute jedoch als saisonale Multifunktionswärmespeicher genutzt werden und so z. B. die Betriebsführung von KWK-Anlagen verbessern oder auch die Nutzung von solarem Überschussstrom mittels „Power-to-Heat“ Technologien ermöglichen. Durch die multifunktionale Nutzung des Wärmespeichers ergeben sich daher auch deutlich geringere solare Wärmepreise als bei den vor 15 bis 25 Jahren realisierten Anlagen.

Dementsprechend werden im Forschungsvorhaben Visionen und Studien für zukunftsfähige Energieversorgungskonzepte mit einem großen Anteil erneuerbarer Energien und dem Einsatz von Langzeitwärmespeichern entwickelt. Dabei wird der Bilanzierungsraum um die Stromversorgung erweitert. Das System „Kalte Nahwärme“ bietet eine Lösung für ländliche Siedlungen, da durch das niedrige Temperaturniveau die Wärmeverluste in verhältnismäßig langen Wärmenetzen reduziert werden. Für städtische Quartiere mit signifikantem Kältebedarf z. B. im Gewerbe wird mit der geschickten Kombination diverser Technologien im gleichnamigen Konzept eine „Kombinierte Wärme-, Kälte- und Stromversorgung“ ermöglicht. Im Konzept „ST-PV-Kombination“ wird gezeigt, dass die Kombination aus Photovoltaik und Wärmepumpe mit Solarthermie konkurrieren kann. Ein bezüglich der Komponenten möglichst simples, dafür in der Betriebsführung detailliert untersuchtes Konzept stellt das „Power-to-Heat Quartier“ dar, in dem der Fokus auf der Kopplung der Sektoren Strom und Wärme liegt und den rechtlichen Herausforderungen, die sich durch den Betrieb eines Arealnetzes ergeben. Im „Power-to-Gas Quartier“ wird beleuchtet, wie die Produktion von Wasserstoff den Klimaschutz im Quartier in Zukunft noch weiter vorantreiben kann. Die einheitliche ökologische und ökonomische Bewertung zeigt, dass jedes Konzept eine individuelle Antwort auf das breite Spektrum möglicher Anforderungen der zukünftigen Energieversorgung liefert. Eine Universallösung gibt es nicht.

Für alle zukünftigen Energiekonzepte müssen die spezifischen CO₂-Emissionen, die zum Erreichen der Klimaschutzziele einzuhalten sind, eine zentrale Bewertungsgröße sein: Bei einem zukünftigen

Gesamtbudget von maximal 2 Tonnen pro Person und Jahr bleiben für den Bereich Wohnen nur deutlich unter 1 Tonnen pro Person und Jahr übrig. Die Klimaschutzziele stehen fest und auch die technischen Lösungen sind vorhanden, wie hier dargestellt. Aber Klimaschutz wird nicht kostenfrei zu erreichen sein. Die Mehrkosten für zukunftsfähige Konzepte, die überwiegend auf der Nutzung erneuerbarer Energien basieren, sind allerdings vergleichsweise gering und können durch Maßnahmen wie eine CO₂-Bepreisung ausgeglichen werden.

6.1 Fazit

Als generelles Fazit des Forschungsvorhabens können folgende Punkte festgehalten werden:

1	Im Bereich Wohnen müssen spezifische CO₂-Emissionen unter 1 t pro Person und Jahr erreicht werden. Dies gelingt nur, wenn Wärme und Strom gekoppelt betrachtet werden. Unter Berücksichtigung der Herstellung der Anlagenkomponenten können Emissionen von 0,7 t pro Person und Jahr für Wärme und Strom bei CO ₂ -Kosten von unter 100 €/t _{CO2} nachgewiesen werden.
2	Es muss ein vollständiger Ersatz fossiler Energieträger erreicht werden. Dafür müssen die Flächenpotentiale der Erneuerbaren Energien ausgeschöpft werden. Im Quartier bedeutet dies, wertvolle Dachflächen energetisch zu nutzen.
3	Die vorgestellten SuN-Systeme bieten konkrete Vorschläge für Anlagen, mit denen dies in der Praxis umgesetzt werden kann. Die Übertragbarkeit der Konzepte und Skalierung auf neue Anwendungsfälle ist durch die Auslegung der repräsentativen Quartiere mit 1.000 bzw. 250 Wohneinheiten gegeben.
4	Alle vorgestellten Technologien sind essentielle Bausteine der Energiewende. Saisonale Multifunktionsspeicher bleiben dabei der Schlüssel für den Ausgleich von Energieangebot und -nachfrage. Die Funktionalität und Langlebigkeit der Speichertechnologien wurden mit über 20 Jahren Betriebserfahrung in SuN-Anlagen nachgewiesen.
5	Bereits unter heutigen Randbedingungen erreichen alle Konzepte signifikante CO₂-Reduktionen. Es können Eigenversorgungsgrade von 70 % gezeigt werden. Im Zusammenspiel mit einem grüneren Stromnetz und synthetischen Brennstoffen lassen sich zusätzliche Potentiale ausschöpfen.

6.2 Ausblick

Die Technologien und Konzepte sind verfügbar. Die Randbedingungen, um der Energiewirtschaft die notwendigen Anreize und Planungssicherheiten zu verschaffen, müssen allerdings verbessert werden. Vorgeschlagen wird deshalb ein Förderprogramm für „100 SuN-Anlagen mit saisonalem Multifunktionswärmespeicher“, um die Technologie langfristig am Markt zu etablieren und mittels standardisierter Konzepte deutliche Kostendegressionen zu erreichen. Mit diese Förderinitiative sollen folgende zentralen Ziele erreicht werden.

- Durch eine teilweise Förderung der Investitionskosten soll die wirtschaftliche Attraktivität der Anlagen erhöht werden. Dies wird dazu führen, dass mehr Investoren bzw. Betreiber derartige Anlagen realisieren werden.

- Kostendegression durch die Entwicklung und Realisierung standardisierter Konzepte für saisonale Multifunktionswärmespeicher
- Durch die Errichtung von 100 geförderten Anlagen sowie dem dran anschließenden zu erwartenden Bau einer Vielzahl weiterer Anlagen und Multifunktionswärmespeicher wird von den einschlägigen Unternehmen ein aussichtsreicher Markt gesehen, der diese zum Einstieg in die entsprechenden Technologien motiviert
- Technisch-wissenschaftliche Begleitung des Baus der Anlagen und Speicher sowie des Anlagenbetriebs mit dem Ziel, der Identifikation von technologischen und wirtschaftlichen Optimierungspotentialen.

Die Etablierung einer Förderinitiative mit einem Fokus auf der saisonalen Energie- bzw. Wärmespeicherung deckt sich auch mit einer Vielzahl von Strategiepapieren der Bundesregierung wie z. B. dem Grünbuch Energieeffizienz, dem Energiekonzept 2050 und dem 7. Energieforschungsprogramm. Durch eine Förderinitiative „100 solare Nahwärmeeinrichtungen mit saisonalem Multifunktionswärmespeicher“ kann signifikant dazu beitragen werden, die Technologie der solarbasierten Energieversorgung von Quartieren erfolgreich am Markt zu etablieren. Hiermit werden wesentliche Beiträge geleistet, das Ziel eines klimaneutralen Gebäudebestands bis zum Jahr 2050 zu erreichen.

A Literaturverzeichnis

AGFW (2014): Überschussstromspeicherung mit thermischen Applikationen. Erörterung aus Sicht des AGFW. In: *Euroheat & Power* 43 (6), S. 40–45. Online verfügbar unter https://www.agfw.de/index.php?eID=tx_nawsecured1&u=0&file=uploads/media/140601_EHP_P2H_AGF_04.pdf&t=1500553075&hash=60f9251f05d9a1bb1373547f52f4253d800b882f, zuletzt geprüft am 19.07.2017.

AGFW (2016): Hauptbericht 2015. Frankfurt am Main. Online verfügbar unter <https://www.agfw.de/zahlen-und-statistiken/agfw-hauptbericht/>, zuletzt geprüft am 23.08.2017.

Agora Energiewende (2014): Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien. Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten. Unter Mitarbeit von Fraunhofer IWES. Hg. v. Agora Energiewende. Berlin. Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Power_to_Heat/Agora_PtH_Langfassung_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 13.01.2017.

Agora Energiewende (2016): Energiewende: Was bedeuten die neuen Gesetze? Zehn Fragen und Antworten zu EEG 2017, Strommarkt- und Digitalisierungsgesetz. Hg. v. Agora Energiewende. Berlin. Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/EEG-FAQ/Agora_Hintergrund_FAQ-EEG_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 27.02.2017.

Agora Energiewende (2017a): Neue Preismodelle für Energie. Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger. Unter Mitarbeit von Barbara Praetorius und Thorsten Lenck. Berlin. Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Abgaben_Umlagen/Agora_Abgaben_Umlagen_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 13.07.2017.

Agora Energiewende (Hg.) (2017b): Wärmewende 2030. Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor. Unter Mitarbeit von Fraunhofer IWES und Fraunhofer IBP. Berlin. Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Sektoruebergreifende_EW/Waermewende-2030_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 10.10.2017.

Agora Energiewende (2019): EEG-Rechner für Excel. Berechnungs- und Szenarienmodell zur Ermittlung der EEG-Umlage bis 2035. Version 3.4.30. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/eeg-rechner-fuer-excel/>, zuletzt geprüft am 28.08.2019.

Agora Energiewende (2020): Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2019. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2020. Unter Mitarbeit von Fabian Hein, Frank Peter und Patrick Graichen. Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2019/Jahresauswertung_2019/171_A-EW_Jahresauswertung_2019_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 14.01.2020.

Badum, Lisa; Schubert, Felix (2016): Jetzt wird's konkret: Erneuerbares Hallerndorf. Infoveranstaltung Hallerndorf. Naturstrom. Hallerndorf, 14.07.2016. Online verfügbar unter <http://hallerndorf.de/wp->

content/uploads/2015/05/Präsentation-Infoveranstaltung-am-16.07.2016.pdf, zuletzt geprüft am 23.08.2017.

Bauer, D.; Heidemann, W.; Marx, R.; Nussbicker-Lux, J.; Ochs, F.; Panthaloookaran, V.; Raab, S. (2009): Forschungsbericht zum BMU-Vorhaben Solar unterstützte Nahwärme und Langzeit-Wärmespeicher. Juni 2005 bis Juli 2008. Universität Stuttgart, Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik.

Bauer, Dan; Drück, Harald; Lang, Stephan; Marx, Roman; Plaz, Thomas (2016): Forschungsbericht zum BMWi-Vorhaben Weiterentwicklung innovativer Technologien zur solaren Nahwärme und saisonalen Wärmespeicherung, Akronym „WinterSun“. Universität Stuttgart, Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik.

Bauer, Dan; Marx, Roman; Nussbicker-Lux, Janet; Ochs, Fabian; Drück, Harald; Heidemann, Wolfgang (2013): Forschungsbericht zum BMU-Vorhaben Solarthermie2000plus: Wissenschaftlich-technische Begleitung des Förderprogramms Solarthermie2000plus zu solar unterstützter Nahwärme und Langzeitwärmespeicherung. August 2008 bis September 2012. Universität Stuttgart, Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik.

BDEW (1999): Repräsentative VDEW-Lastprofile. Unter Mitarbeit von BTU Cottbus. Frankfurt am Main. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/1999_Repraesentative-VDEW-Lastprofile.pdf, zuletzt geprüft am 04.04.2019.

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2015): Energiemarkt Deutschland. Zahlen und Fakten zur Gas-, Strom- und Fernwärmeversorgung. Frankfurt am Main: EW Medien und Kongresse GmbH. Online verfügbar unter https://bdew.de/internet.nsf/id/DE_Energiemarkt, zuletzt geprüft am 05.09.2017.

Benner, Martin; Bodmann, M.; Mangold, D.; Nußbicker, J.; Raab, S.; Schmidt, Thomas; Seiwald, H. (2003): Solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit und ohne Langzeit-Wärmespeicher. Forschungsbericht zum BMBF/BMWA-Vorhaben 0329606 S; (November 1998 bis Januar 2003). Stuttgart.

Beuth, Wolfgang; Reuß, Manfred; Schmidt, Matthias; Schölkopf, Wolfgang (2006): Solare Nahwärmeversorgung Attenkirchen. Abschlussbericht. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

BMU (1993): Solarthermie2000 – Teilprogramm 3, Forschungsförderung des BMU, 1993 – 2002. Online verfügbar unter www.solarthermie2000.de, zuletzt geprüft am 17.01.2017.

BMU (2004): Solarthermie2000plus, Forschungsförderung des BMU. Online verfügbar unter www.solarthermie2000plus.de, zuletzt geprüft am 17.01.2017.

BMU (2019): Förderaufruf für investive Kommunale Klimaschutz-Modellprojekte im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative. Berlin. Online verfügbar unter https://www.klimaschutz.de/sites/default/files/BAanz%20AT%2030.12.2019%20B10_0.pdf, zuletzt geprüft am 10.01.2020.

BMWi (2017a): Förderbekanntmachung zu den Modellvorhaben Wärmenetzsysteme 4.0 („Wärmenetze 4.0“). Hg. v. Bundesanzeiger. Berlin (BAanz AT, 30.06.2017 B4). Online verfügbar unter https://projektinfos.energiewendebauen.de/fileadmin/user_upload/Neuigkeiten/2017/BAanz_AT_30.06.2017_B4.pdf, zuletzt geprüft am 21.08.2017.

BMWi (2017b): Förderprogramm SINTEG. Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/sinteg.html>, zuletzt geprüft am 11.09.2017.

BMWi (Hg.) (2018): 7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung. Innovationen für die Energiewende. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/7-energieforschungsprogramm-der-bundesregierung.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 20.09.2018.

Bockelmann, Franziska; Peter, Markus; Schlosser, Mathias (2019): future:heatpump. Energetische und wirtschaftliche Bewertung von Wärmequellen für Wärmepumpen. Institut für Gebäude- und Solartechnik. Braunschweig. Online verfügbar unter <https://www.tu-braunschweig.de/index.php?eID=dumpFile&t=f&f=74951&token=3c7907a22a44167aedfc542981ee692fed3b842f>, zuletzt geprüft am 26.02.2020.

Bodmann, M.; Mangold, D.; Nußbicker, J.; Raab, S.; Schenke, A.; Schmidt, Thomas (2005): Solar unterstützte Nahwärme und Langzeit-Wärmespeicher (Februar 2003 bis Mai 2005). Forschungsbericht zum BMWA-/ BMU Vorhaben 0329607F. Solar- und Wärmetechnik Stuttgart (SWT). Stuttgart.

Brandt, Christian (2008): Betriebsmessungen an der solaren Nahwärmeversorgung „Am Ackermannbogen“. 2008_Brandt_Masterarbeit.

Bundesnetzagentur (Hg.) (2016): Leitfaden zur Eigenversorgung. Bonn. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Eigenversorgung/Finaler_Leitfaden.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 12.03.2019.

Bundesnetzagentur (13.06.2017): Festlegungsverfahren zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Minutenreserve. BK6-15-159. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2015/2015_0001bis0999/BK6-15-159/BK6-15-159_download_Beschluss_vom_13_06_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 02.05.2018.

Bundesnetzagentur (2019): SMARD Strommarktdaten. Die Informationsplattform der Bundesnetzagentur über den deutschen Strommarkt. Bonn. Online verfügbar unter www.smard.de, zuletzt geprüft am 27.06.2018.

Bundesregierung (2019): Vermittlungsausschuss empfiehlt höheren Einstiegspreis. Grundlage für CO₂-Preis steht. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.bundesregierung.de/bregde/themen/klimaschutz/nationaler-emissionshandel-1684508>, zuletzt aktualisiert am 19.12.2019, zuletzt geprüft am 15.01.2020.

Bundestagsfraktion Bündnis 90 / Die Grünen (2017): Zukunft wird aus Mut gemacht. Bundestagswahlprogramm 2017. Berlin. Online verfügbar unter https://www.gruene.de/fileadmin/user_upload/Dokumente/BUENDNIS_90_DIE_GRUENEN_Bundestagswahlprogramm_2017.pdf, zuletzt geprüft am 10.08.2017.

CDU/CSU; SPD (2013): Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. Deutschlands Zukunft gestalten. 18. Legislaturperiode. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.cdu.de/sites/default/files/media/dokumente/koalitionsvertrag.pdf>, zuletzt geprüft am 23.01.2017.

co2online gmbH (2017): Stromspiegel für Deutschland 2017. 1. Aufl. Unter Mitarbeit von Andreas Braun. Berlin. Online verfügbar unter https://www.die-stromsparinitiative.de/fileadmin/bilder/Stromspiegel/broschuere/Stromspiegel_2017_web.pdf, zuletzt geprüft am 25.10.2017.

Dallmayer, Wolfgang; Kuckelkorn, Jens; Radspieler, Michael; Reuß, Manfred; Schölkopf, Wolfgang; Schweigler, Christian; Staudacher, Lars (2010): Begleitforschung : solare Nahwärme am Ackermannbogen in München - SNAB ; Abschlussbericht ; [Laufzeit: 04/2004 - 09/2009]. Unter Mitarbeit von TIB-Technische Informationsbibliothek Universitätsbibliothek Hannover und Technische Informationsbibliothek (TIB).

Danish Board of District Heating (DBDH) (2016): DBDH annual report 2016. Frederiksberg, Dänemark. Online verfügbar unter http://dbdh.dk/download/ÅB16_low%20final.pdf, zuletzt geprüft am 14.08.2017.

Deschaintre, Laure (2017): Solar District Heating and actions from policy to market. REN21 & SDH webinar. Solites, 11.07.2017. Online verfügbar unter https://www.euroheat.org/wp-content/uploads/2017/07/SECOND-Laure-Deschaintre-SDHp2m_20170711.pdf, zuletzt geprüft am 09.08.2017.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hg.) (2018): dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Teil A: Ergebnisbericht und Handlungsempfehlungen (dena), Teil B: Gutachterbericht (ewi Energy Research & Scenarios gmbH). Unter Mitarbeit von Thomas Bründlinger, Julian Elizalde-König, Oliver Frank, Dietmar Gründig, Christoph Jugel, Patrizia Kraft et al. Berlin. Online verfügbar unter https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf, zuletzt geprüft am 26.06.2018.

Deutscher Genossenschafts- und Raiffeisenverband e.V. (2013): Ergebnisse der Umfrage des DGRV und seiner Mitgliedsverbände. Berlin. Online verfügbar unter [http://www.dgrv.de/webde.nsf/7d5e59ec98e72442c1256e5200432395/dd9db514b5bce595c1257bb20263bbb/\\$FILE/Umfrageergebnisse%20Energiegenossenschaften.pdf](http://www.dgrv.de/webde.nsf/7d5e59ec98e72442c1256e5200432395/dd9db514b5bce595c1257bb20263bbb/$FILE/Umfrageergebnisse%20Energiegenossenschaften.pdf), zuletzt geprüft am 20.01.2017.

Deutscher Wetterdienst (2014): Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere, extreme und zukünftige Witterungsverhältnisse. Handbuch. Unter Mitarbeit von Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR) und Climate & Environment Consulting Potsdam GmbH. Offenbach. Online verfügbar unter http://www.bbsr-energieeinsparung.de/EnEVPortal/DE/Regelungen/Testreferenzjahre/Testreferenzjahre/TRY_Handbuch.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 25.07.2017.

Deutscher Wetterdienst (2016): Ortsgenaue Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse. Projektbericht. Unter Mitarbeit von Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR). Offenbach. Online verfügbar unter http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/FP/ZB/Auftragsforschung/5EnergieKlimaBauen/2013/testreferenzjahre/try-projektbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 24.07.2017.

Deutscher Wetterdienst (2017): Ortsgenaue Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse. Handbuch. Unter Mitarbeit von Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR). Offenbach. Online verfügbar unter http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/FP/ZB/Auftragsforschung/5EnergieKlimaBauen/2013/testreferenzjahre/try-handbuch.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 24.07.2017.

Fraunhofer ISI (2015): Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2011 bis 2013. Karlsruhe, München, Nürnberg. Online verfügbar unter https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2015/Schlussbericht-GHD_2006-2013_Februar2015.pdf, zuletzt geprüft am 22.05.2018.

Fritsche, Uwe R.; Greß, Hans-Werner (2018): Der nichterneuerbare kumulierte Energieverbrauch und THG-Emissionen des deutschen Strommix im Jahr 2016 sowie Ausblicke auf 2020 bis 2050. Bericht für die Fachgemeinschaft für effiziente Energieanwendung e.V. (HEA). linas. Darmstadt. Online verfügbar unter http://iinas.org/tl_files/iinas/downloads/GEMIS/2018_KEV_THG_Strom-2016_2020-2050.pdf, zuletzt geprüft am 08.11.2018.

Fritz, Patrick (2018): Neue Bewertungskriterien und Langzeit-Evaluierung für solare Nahwärmanlagen. Masterarbeit.

Gatzka, Bernhard; Miara, Marek; Günther, Danny (2014): Qualitätssicherung für Kompressionswärmepumpen-Anlagen auf Basis breit ausgelegter Felduntersuchungen. : Erstellen eines Auslegungswerkzeuges für Planer und Installateure : Abschlussbericht zum Verbundforschungsvorhaben. Berlin: Technische Informationsbibliothek u. Universitätsbibliothek.

Gemeinde Hallerndorf (2017): Vollendet: Bayerns größte Solarthermieanlage rundet das Wärmeversorgungs-konzept am Fuße des Kreuzbergs ab. Hallerndorf. Online verfügbar unter <http://hallerndorf.de/nahwaermenetz/>, zuletzt geprüft am 24.08.2017.

Gerhardt, Norman; Sandau, Fabian; Kessler, Alois; Kleimaier, Martin (2015): Wärmeversorgung in flexiblen Energieversorgungssystemen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien. In: Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik (Hg.): Von Smart Grids zu Smart Markets 2015. Zur zukünftigen Wechselwirkung von elektrischem Netz und Energiemarktaktivitäten. Beiträge der ETG-Fachtagung 25. - 26. März 2015 in Kassel. Energietechnische Gesellschaft. Berlin: VDE-Verl. (ETG-Fachbericht, 145). Online verfügbar unter <http://publica.fraunhofer.de/documents/N-356627.html>, zuletzt geprüft am 19.07.2017.

Gintars, Dorothee (2018): Fernwärmenetz wird zur Wärmedrehscheibe. Multifunktionaler Großwärmespeicher ermöglicht flexible, klimaneutrale Fernwärmeversorgung. Hg. v. FIZ Karlsruhe und Leibniz-Institut für Informationsinfrastruktur GmbH. Karlsruhe (BINE-Projektinfo, 02/2018). Online verfügbar unter http://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Projekt-Infos/2018/Projekt_02-2018/ProjektInfo_0218_internetx.pdf, zuletzt geprüft am 12.04.2018.

Gipp, Jochen (2015): Die neue Eisspeicherheizung zahlt sich aus. Hg. v. Hamburger Abendblatt. Hamburg, zuletzt aktualisiert am <http://www.abendblatt.de/hamburg/hamburg/article205731213/Die-neue-Eisspeicherheizung-zahlt-sich-aus.html>, zuletzt geprüft am 31.07.2017.

Google Earth (2020): GeoBasis-DE/BKG. Google Inc.

Graichen, Patrick; Peter, Frank; Litz, Philipp (2017): Das Klimaschutzziel von -40 Prozent bis 2020: Wo landen wir ohne weitere Maßnahmen? Eine realistische Bestandsaufnahme auf Basis aktueller Rahmendaten. Hg. v. Agora Energiewende. Berlin. Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2015/Kohlekonens/Agora_Analyse_Klimaschutzziel_2020_07092016.pdf, zuletzt geprüft am 07.09.2017.

Greller, Martin; Bieberbach, Florian (2015): Entwurf eines technischen und ökologischen Strukturwandels in der Fernwärmeversorgung. In: *ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE TAGESFRAGEN* 65 (8), S. 14–17. Online verfügbar unter <http://mediatum.ub.tum.de/doc/1275405/1275405.pdf>, zuletzt geprüft am 20.01.2017.

- Großcurth, Helmuth-M; Bode, Sven (2013): Discussion Paper Nr. 9. „Power-to-heat“ oder „Power-to-gas“. Arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik. Hamburg. Online verfügbar unter http://www.arrhenius.de/uploads/media/arrhenius_DP_9_-_Power-to-heat.pdf, zuletzt geprüft am 20.01.2017.
- H2 MOBILITY Deutschland (2020): H2.Live. Berlin. Online verfügbar unter <https://h2.live/>, zuletzt geprüft am 07.03.2020.
- Haus&Co (2012): Größte Eisheizung der Welt entsteht in Hamburg-Wilstorf, zuletzt aktualisiert am <https://www.haus.co/magazin/groeste-eisheizung-der-welt-entsteht-in-hamburg-wilstorf/>, zuletzt geprüft am 31.07.2017.
- Henning, Hans-Martin; Palzer, Andreas (2013): Energiesystem Deutschland 2050. Sektor- und Energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energiebedingter CO₂-Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. Freiburg. Online verfügbar unter https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE_Energiesystem-Deutschland-2050.pdf, zuletzt geprüft am 17.10.2017.
- Henning, Hans-Martin; Palzer, Andreas (2015): Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. Freiburg. Online verfügbar unter https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/presseinformationen/2015/Fraunhofer-ISE_Transformation-Energiesystem-Deutschland_final_19_11.pdf, zuletzt geprüft am 17.10.2017.
- Holstenkamp, Lars; Müller, Jakob R. (2013): Zum Stand der Energiegenossenschaften in Deutschland. Ein statistischer Überblick zum 31. Dezember 2012. In: *Arbeitspapierreihe Wirtschaft & Recht* (14). Online verfügbar unter http://www.leuphana.de/fileadmin/user_upload/PERSONALPAGES/_ijkl/janner_steve/Homepage_Master/wpbl_14.pdf, zuletzt geprüft am 20.01.2017.
- IINAS (2017): GEMIS. Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme. Version 4.95. Darmstadt. Online verfügbar unter <http://iinas.org/gemis-download-121.html>, zuletzt geprüft am 04.04.2019.
- Kahla, Franziska; Holstenkamp, Lars; Müller, Jakob R.; Degenhart, Heinrich (2017): Entwicklung und Stand von Bürgerenergiegesellschaften und Energiegenossenschaften in Deutschland. In: *Arbeitspapierreihe Wirtschaft & Recht* (27). Online verfügbar unter http://www.leuphana.de/fileadmin/user_upload/Forschungseinrichtungen/professuren/finanzierung-finanzwirtschaft/files/Arbeitspapiere/wpbl27_BEG-Stand_Entwicklungen.pdf, zuletzt geprüft am 18.09.2017.
- KfW (2016): KfW-Programm Erneuerbare Energien "Premium". Merkblatt. Frankfurt am Main. Online verfügbar unter [https://www.kfw.de/Download-Center/Förderprogramme-\(Inlandsförderung\)/PDF-Dokumente/6000002410-Merkblatt-271-281-272-282.pdf](https://www.kfw.de/Download-Center/Förderprogramme-(Inlandsförderung)/PDF-Dokumente/6000002410-Merkblatt-271-281-272-282.pdf), zuletzt geprüft am 20.09.2017.
- Kleiner, Mara Marthe; Litz, Philipp; Sakhel, Alice; Hein, Fabian (2019): Agorameter. Version 8.1. Berlin: Agora Energiewende. Online verfügbar unter <https://www.agora-energiewende.de/service/agorameter>, zuletzt geprüft am 17.05.2019.
- Langer, Franziska (2012): Dynamische Systemsimulation eines realen Nahwärmenetzes mit Absorptionswärmepumpe, Eisspeicher und Solarthermie. Bachelorarbeit. Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg, Hamburg. Fakultät Life Sciences. Online verfügbar unter http://edoc.sub.uni-hamburg.de/haw/volltexte/2013/1970/pdf/lsab13_14_BA_UT.pdf, zuletzt geprüft am 03.07.2017.

- Lauster, Marcus (2018): Mieterstromprojekte. Umfassender Ansatz mit individuellen Konzepten. In: *tab - Das Fachmedium der TGA-Branche* 49 (4), S. 80–81.
- Lietz, Franziska (2019): Rechtliche Rahmenbedingungen für Sektorkopplungstechnologien im Vergleich. 5. Dialogplattform Power-to-Heat. EFZN; VDE. Berlin, 12.09.2019.
- Maaß, Christian; Sandrock, Matthias; Schaeffer, Roland (2015): Fernwärme 3.0. Strategien für eine zukunftsorientierte Fernwärmepolitik. Hg. v. Bundestagsfraktion Bündnis 90 / Die Grünen. Hamburg Institut Research gGmbH. Hamburg. Online verfügbar unter https://www.gruene-bundestag.de/fileadmin/media/gruenebundestag_de/themen_az/energie/150310_HHI-Studie-Fernwaerme.pdf, zuletzt geprüft am 20.01.2017.
- Mahler, Boris; Idler, Simone; Gantner, Johannes (2019): Mögliche Optionen für eine Berücksichtigung von grauer Energie im Ordnungsrecht oder im Bereich der Förderung. Steinbeis-Transferzentrum für Energie-, Gebäude- und Solartechnik; Fraunhofer IBP. Stuttgart.
- Mangold, Dirk; Miedaner, Oliver; Tziggili, Ekaterini Primoudi; Schmidt, Thomas; Unterberger, Markus; Zeh, Beatrice (2012): Technisch-wirtschaftliche Analyse und Weiterentwicklung der solaren Langzeit-Wärmespeicherung. Forschungsbericht zum BMU-Vorhaben 0329607N. Solites. Stuttgart. Online verfügbar unter http://www.solites.de/download/literatur/Solites_Technisch-wirtschaftliche%20Analyse%20und%20Weiterentwicklung%20der%20solaren%20Langzeit-W%C3%A4rmespeicherung_Forschungsbericht_FKZ%200329607N_2012.pdf, zuletzt geprüft am 20.07.2017.
- Oliva, Axel; Bockelmann, Franziska; Peter, Markus; Bestenlehner, Dominik; Drück, Harald (2019): Solsys. Analyse und Optimierung solarer Energieversorgungssysteme (Wärme / Strom). Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE; Institut für Gebäude- und Solartechnik der Technischen Universität Braunschweig. Stuttgart. Online verfügbar unter <https://www.tu-braunschweig.de/igs/forschung/solsys>, zuletzt geprüft am 11.03.2019.
- Pacific Northwest National Laboratory (2014): ANSI/ASHRAE/IES Standard 90.1 Prototype Building Model Package. U.S. Department of Energy (DOE). Online verfügbar unter https://www.energycodes.gov/development/commercial/prototype_models, zuletzt geprüft am 01.06.2018.
- Pfnür, Andreas; Winiewska, Bernadetta; Oschatz, Bert; Mailach, Bettina (2016): Dezentrale vs. zentrale Wärmeversorgung im deutschen Wärmemarkt. Vergleichende Studie aus energetischer und ökonomischer Sicht. Darmstadt, Dresden. Online verfügbar unter www.zukunftsheizen.de/Fernwärmestudie, zuletzt geprüft am 05.07.2017.
- Pietsch, Ursula; König, Klaus W. (2018): Energiekonzept für Mehrfamilienhäuser. Mieterstrommodell der Fellbacher Wohnungsbaugenossenschaft. In: *tab - Das Fachmedium der TGA-Branche* 49 (4), S. 77–79.
- Prognos AG, EWI, GWS (2014): Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose. Projekt Nr. 57/12. Unter Mitarbeit von Michael Schlesinger, P. Dietmar Lindenberger und Christian Lutz. Basel, Köln, Osnabrück. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-der-energiemaerkte-prognose-2014.pdf>.
- Raschper, Norbert (2016): Eisspeicher als verlustarmer Langzeitwärmespeicher. Einsatzmöglichkeiten und Wirtschaftlichkeit. KEAN-Tagung „Energieautarkes Wohnen“. Hannover, 27.05.2016. Online verfügbar unter http://www.iwb-e.de/fileadmin/redakteur/pdf/Seminare/160527_KEAN_Hannover_VortragEisspeicher_Raschper.pdf, zuletzt geprüft am 22.08.2017.

VDI 4655, 2008: Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen.

Reuß, Manfred; Beuth, Wolfgang; Schmidt, Matthias (2008): Erprobung einer optimierten Regelung von Micro-Nahwärmenetzen am Beispiel der Solaren Nahwärme „Am Sportgelände“ in Attenkirchen. Abschlussbericht. Auftraggeber: Gemeinde Attenkirchen.

Ritter XL Solar GmbH (2013): Bioenergiedorf Büsingen. Ein Vorbild nachhaltiger Energieversorgung. Dettenhausen. Online verfügbar unter <http://ritter-xl-solar.com/anwendungen/waermetetze/bioenergiedorf-buesingen/>, zuletzt geprüft am 24.08.2017.

Ritter XL Solar GmbH (2015): Nahwärmeverbund Neuerkirch-Külz. Dettenhausen. Online verfügbar unter <http://ritter-xl-solar.com/anwendungen/waermetetze/nahwaermeverbund-neuerkirch-kuelz/>, zuletzt geprüft am 22.08.2017.

Rühling, Karin; Gnüchtel, Stefan; Felsmann, Clemens; Heymann, Martin; Rosemann, Toni (2015): DEZENTRAL - Dezentrale Einspeisung in Nah- und Fernwärmesysteme unter besonderer Berücksichtigung der Solarthermie. Teilbericht des Verbundpartners TU Dresden. Frankfurt am Main: AGFW (Forschung und Entwicklung, 41). Online verfügbar unter <https://www.tib.eu/de/suchen/id/TIBKAT%3A870938010/>, zuletzt geprüft am 29.03.2017.

Schäfer, K.; Mangold, Dirk; Pauschinger, Thomas (2015): DEZENTRAL - Dezentrale Einspeisung in Nah- und Fernwärmesysteme unter besonderer Berücksichtigung der Solarthermie. Teilbericht des Verbundpartners Solites. Solites. Stuttgart. Online verfügbar unter http://www.solites.de/Portals/0/Dezentral_Forschungsbericht_BMWi_FKZ%2003ET1039C.PDF, zuletzt geprüft am 21.09.2017.

Schlosser, Mathias; Fisch, M. Norbert; Heuer, Mike; Kühl, Lars (2010): Solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit Langzeitwärmespeicher. Wissenschaftlich-technische Begleitung der Pilotanlagen Hamburg-Bramfeld, Hannover-Kronsberg und Steinfurt Borghorst. TU Braunschweig, Institut für Gebäude- und Solartechnik. Braunschweig.

Schlosser, Mathias; Fisch, M. Norbert; Heuer, Mike; Zargari, Mani (2012): Wissenschaftliche Begleitung und Sonderuntersuchungen der solar unterstützten Nahwärmeversorgungen Hamburg-Bramfeld, Hannover-Kronsberg und Steinfurt-Borghorst. Forschungsbericht (Teil 2) Multifunktionsspeicher Hamburg-Bramfeld und Einbindung regenerativer Niedertemperaturwärme Thomas-Mann-Straße. Technische Universität Braunschweig, Institut für Gebäude- und Solartechnik. Braunschweig.

Schneider, Birgit (2017): Großer Speicher für kleine Räume entwickelt. Hg. v. FIZ Karlsruhe und Leibniz-Institut für Informationsinfrastruktur GmbH. Karlsruhe (BINE-Projektinfo, 03/2017). Online verfügbar unter https://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Projekt-Infos/2017/Projekt_03-2017/ProjektInfo_0317_internetx.pdf, zuletzt geprüft am 25.08.2017.

Solar District Heating (2016): Ranking List of European Large Scale Solar Heating Plants. Unter Mitarbeit von Jan-Olof Dalenbäck. Online verfügbar unter <http://solar-district-heating.eu/ServicesTools/Plantdatabase.aspx>, zuletzt aktualisiert am Ende 2016, zuletzt geprüft am 10.08.2017.

Solites (2015): SolnetBW - Solare Wärmenetze für Baden-Württemberg. Grundlagen | Potenziale | Strategien. Stuttgart. Online verfügbar unter http://solar-district-heating.eu/Portals/21/150701_SolnetBW_web.pdf, zuletzt geprüft am 10.08.2017.

- Sonnenhaus-Institut e.V. (2017a): Neues Mehrfamilien-Sonnenhaus-Projekt in Chemnitz. Straubing. Online verfügbar unter <http://www.sonnenhaus-institut.de/neues-mehrfamilien-sonnenhaus-projekt-in-chemnitz.html>, zuletzt geprüft am 15.09.2017.
- Sonnenhaus-Institut e.V. (2017b): Revolution im Wohnungsmarkt in Cottbus. Baubeginn für zwei energieautarke Mehrfamilienhäuser mit Pauschalmiete und Energie-Flatrate für ein ganzes Jahrzehnt. Straubing. Online verfügbar unter <http://www.sonnenhaus-institut.de/revolution-im-wohnungsmarkt-in-cottbus-baubeginn-fuer-zwei-energieautarke-mehrfamilienhaeuser-mit-pauschalmiete-und-energie-flatrate-fuer-ein-ganzes-jahrzehnt.html>, zuletzt geprüft am 15.09.2017.
- Thermal Energy System Specialists (2018): TRNSYS. Transient System Simulation Tool. Version 17. Madison. Online verfügbar unter www.trnsys.com, zuletzt geprüft am 04.04.2019.
- Umweltbundesamt (Hg.) (2016): Klimaneutraler Gebäudebestand 2050. Unter Mitarbeit von Veit Bürger, Tilman Hesse, Dietlinde Quack, Andreas Palzer, Benjamin Köhler, Sebastian Herkel und Peter Engemann. Öko-Institut e.V. Dessau-Roßlau (Climate Change, 06). Online verfügbar unter <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/klimaneutraler-gebaeudebestand-2050>.
- Verbraucherzentrale Bundesverband e.V. (2016): Fernwärme - Notwendige Reformen des Monopolssektors. Positionspapier des Verbraucherzentrale Bundesverbandes e.V. (vzbv) anlässlich der gemeinsamen Pressekonferenz am 24. Februar 2016 mit dem Deutschen Mieterbund e.V. (DMB) und dem Bundesverband neue Energiewirtschaft e.V. (bne). Berlin. Online verfügbar unter <http://www.vzbv.de/sites/default/files/downloads/Fernwaerme-Reformen-Monopolssektor-Positionspapier-vzbv-DMB-bne-2016-02-24.pdf>, zuletzt geprüft am 07.09.2017.
- VuMA (Hg.) (2020): Verbrauchs- und Medienanalyse. Zitiert nach de.statista.com. Arbeitsgemeinschaft Verbrauchs- und Medienanalyse. Online verfügbar unter <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/183003/umfrage/pkw---gefahrenere-kilometer-pro-jahr/>.
- Walberg, Dietmar (Hg.) (2011): Wohnungsbau in Deutschland - 2011 - Modernisierung oder Bestandsersatz. Studie zum Zustand und der Zukunftsfähigkeit des deutschen „Kleinen Wohnungsbaus“. Unter Mitarbeit von Astrid Holz, Timo Gniechwitz und Thorsten Schulze. Arbeitsgemeinschaft für Zeitgemäßes Bauen e.V. Kiel (Bauforschungsbericht, 59). Online verfügbar unter <https://www.bfw-bund.de/wp-content/uploads/2015/10/ARGE-Wohnungsbau-Deutschland-2011-Textband-1.pdf>, zuletzt geprüft am 23.01.2019.
- Weinhold, Katja; Rühling, Karin (2019): Green Heat³. Solarthermie und Multifunktionsspeicher für Dresdner Fernwärme der Zukunft. 24. Dresdner Fernwärmekolloquium. AGFW. Dresden, 25.09.2019.
- Weiss, Werner; Spörk-Dür, Monika (2019): Solar Heat Worldwide. Global Market Development and Trends in 2018. Detailed Market Figures 2017. AEE - Institute for Sustainable Technologies. Gleisdorf. Online verfügbar unter <https://www.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/Solar-Heat-Worldwide-2019.pdf>, zuletzt geprüft am 23.01.2020.
- Willige, Martin (2017): Senftenberg: Einbindung von Solarthermie in städtische Fernwärme. 2. Forum Solare Wärmenetze. AGFW. Stuttgart, 30.05.2017, zuletzt geprüft am 07.08.2017.
- Winter, Walter; Haslauer, Thomas; Obernberger, Ingwald (2001): Untersuchungen der Gleichzeitigkeit in kleinen und mittleren Nahwärmenetzen. In: *Euroheat & Power* (9/10). Online verfügbar unter <http://www.bios-bioenergy.at/uploads/media/Paper-Winter-Gleichzeitigkeit-Euroheat-2001-09-02.pdf>, zuletzt geprüft am 05.06.2018.
- VDI 2067-1, 2012: Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnung.

Wünsch, Marco; Thamling, Nils; Peter, Frank; Seefeldt, Friedrich (2011): Beitrag von Wärmespeichern zur Integration erneuerbarer Energien. Prognos AG. Berlin. Online verfügbar unter https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/111219_Prognos_Studie_AGFW_Waermespeicher_Integration_Erneuerbare_Energien_01.pdf, zuletzt geprüft am 20.01.2017.

Zachmeier, Peter; Hagel, Kilian (2013): Evaluierung der Chancen und Grenzen von solarer Kühlung im Vergleich zu Referenztechnologien - Analyse von solarthermischer und photovoltaisch gespeister Kälteerzeugung, AP 2 Analyse solarthermische Kühlung : EvaSolK. Unter Mitarbeit von TIB- Technische Informationsbibliothek Universitätsbibliothek Hannover und Technische Informationsbibliothek.

Ziesing, Hans-Joachim; Rohde, Clemens; Kleeberger, Heinrich; Frondel, Manuel (2016): Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2015. AG Energiebilanzen e.V. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.ag-energiebilanzen.de/8-0-Anwendungsbilanzen.html>, zuletzt geprüft am 01.08.2017.

B Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Seit 1995 in Deutschland errichtete SuN-Anlagen mit saisonaler Wärmespeicherung .	8
Abbildung 2:	Bauformen saisonaler Wärmespeicher	9
Abbildung 3:	Langzeitauswertung der SuN-Anlage München Ackermannbogen.....	9
Abbildung 4:	Allgemeines Anlagenfließbild mit Bilanzräumen.....	15
Abbildung 5:	Anlagenfließbild der solaren Nahwärmanlage in Eggenstein-Leopoldshafen.....	15
Abbildung 6:	Gegenüberstellung der beiden Definitionsarten $f_{th,sol}$ und $EVG_{th,EEZ}$. Die Einheitslinie indiziert ob die beiden Berechnungsarten gleichbedeutend sind.	23
Abbildung 7:	Solare Deckungsrate der SuN München Ackermannbogen aus den Betriebsjahren 2008 bis 2016 (blau) in Abhängigkeit der Nutzenergie (Wärme) bei Hausübergabe. Vergleich zum simulierten Planungswert zum Zeitpunkt der Realisierung.....	24
Abbildung 8:	Darstellung „jährliche Umwelteinwirkung durch die Anlagenherstellung - absolut“.....	26
Abbildung 9:	Darstellung „jährliche Umwelteinwirkung durch die Anlagenherstellung - relativ“.....	26
Abbildung 10:	Darstellung „jährliche Umwelteinwirkung durch Herstellung und Nutzung - absolut“... ..	27
Abbildung 11:	Darstellung „jährliche Umwelteinwirkung durch Herstellung und Nutzung - relativ“.....	27
Abbildung 12:	Ergebnisdiagramme für Umwelteinwirkung je kWh Nutzenergie mit und ohne Gutschrift für Stromeinspeisung. Nutzenergie = Strom- und Wärmebedarf im Quartier	28
Abbildung 13:	Beispiel eines Massenauszugs.....	28
Abbildung 14:	Sensibilitätsanalyse im Schnelltest zur ökologischen Bewertung von SuN-Anlagen: Einfluss der Komponente Photovoltaik auf das Gesamtergebnis CO ₂ -Emissionen.....	29
Abbildung 15:	Anteil der CO ₂ -Emissionen für "Wohnen" an den Emissionen pro Einwohner in Deutschland, historisch und entsprechend der Klimaschutzziele für 2050	30
Abbildung 16:	SuN-Anlage in Rostock links im Jahr 2000 und rechts im Jahr 2017.....	32
Abbildung 17:	Anlagenschema SuN-Anlage Rostock	33
Abbildung 18:	Solar-Roof-Kollektoren der SuN-Anlage in Rostock.....	35
Abbildung 19:	Kollektorerträge der SuN-Anlage in Rostock von Betriebsbeginn bis 2016	35
Abbildung 20:	Lageplan Gebäude und Aquifer (links), kalter Brunnen (rechts), 2017	36
Abbildung 21:	Speichernutzungsgrad, Be- und Entladung des Langzeitwärmespeichers in Rostock, Jahreswerte	36
Abbildung 22:	Pufferspeicher (links) und Nachheizung (rechts) der SuN-Anlage in Rostock, 2017 ...	37
Abbildung 23:	Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale sowie Anteile an Erzeugung und Verbrauch ...	38
Abbildung 24:	Solarer Deckungsanteil der SuN-Anlage in Rostock.....	38
Abbildung 25:	Lageplan der Sun-Anlage in Eggenstein-Leopoldshafen mit Luftbild des Kies-Wasser-Wärmespeichers im Bau. Quelle: PKI	40
Abbildung 26:	Vereinfachtes Anlagenfließbild der SuN-Anlage in Eggenstein-Leopoldshafen.	41

Abbildung 27: Zeitliche Entwicklung der Kollektorerträge der SuN-Anlage in Eggenstein-Leopoldshafen seit Betriebsbeginn	42
Abbildung 28: Aufbau des Kies/Wasser-Speichers in Eggenstein-Leopoldshafen	44
Abbildung 29: Speicherabmessungen und Anordnung der Sensoren	44
Abbildung 30: Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale sowie Anteile an Erzeugung und Verbrauch ...	45
Abbildung 31: Solarer Deckungsanteil und Speichernutzungsgrad, sowie Auslegungswerte	45
Abbildung 32: Monatlicher Wärmeeintrag der Kollektorfelder auf den Schul- und Sporthallendächern in den Pufferspeicher (PS) sowie den Kies-Wasser-Wärmespeicher (KWWS) und durch die Gaskessel bereitgestellte Wärme. Dargestellt ist ein Vergleich der Simulationsergebnisse (blau) mit Messdaten aus dem Jahr 2010 (rot)	46
Abbildung 33: Schule im Wohngebiet Hirtenwiesen II mit auf dem Dach installierten Sonnenkollektoren. Im Hintergrund Mehrfamilienhäuser mit dachintegrierten Sonnenkollektoren. Links neben der Schule ist einer der Pufferspeicher der SuN-Anlage zu sehen.	49
Abbildung 34: Anlagenschema der SuN-Anlage in Crailsheim	51
Abbildung 35: Jährliche Kollektorerträge der SuN-Anlage in Crailsheim	51
Abbildung 36: Be- und Entladewärmemengen des Langzeitwärmespeichers sowie jährlicher Speichernutzungsgrad	52
Abbildung 37: Kontinuierlicher Verlauf von Wärmebedarf und solarem Deckungsanteil	53
Abbildung 38: Hydraulikschema der SuN-Anlage Neckarsulm-Amorbach.....	55
Abbildung 39: Kollektorertrag über die Jahre der SuN-Anlage Neckarsulm-Amorbach.....	57
Abbildung 40: Energiebilanz der Energiezentrale der SuN-Anlage Neckarsulm-Amorbach.....	57
Abbildung 41: Solarer Deckungsanteil und Speichernutzungsgrad der SuN-Anlage Neckarsulm-Amorbach.....	58
Abbildung 42: Optimierung Neckarsulm-Amorbach – Deckungsanteile der Wärmeerzeuger	59
Abbildung 43: Optimierung Neckarsulm-Amorbach – Endenergiebilanz	60
Abbildung 44: Optimierung Neckarsulm-Amorbach – Primärenergiebilanz	60
Abbildung 45: Optimierung Neckarsulm-Amorbach – CO ₂ -Emissionen	61
Abbildung 46: Optimierung Neckarsulm-Amorbach – Jahresgesamtkosten	61
Abbildung 47: Anlagenschema Friedrichshafen-Wiggenhausen.....	64
Abbildung 48: Zeitliche Entwicklung der Kollektorerträge in Friedrichshafen-Wiggenhausen bis 2013	65
Abbildung 49: Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale sowie Anteile an Erzeugung und Verbrauch für die die SuN-Anlage Friedrichshafen-Wiggenhausen bis 2013.....	65
Abbildung 50: Solarer Deckungsanteil und Speichernutzungsgrad, sowie Auslegungswerte für Friedrichshafen-Wiggenhausen.....	66
Abbildung 51: Luftaufnahme der „Solar-City“ Hannover-Kronsberg im Mai 2001. Quelle: IGS, TU Braunschweig	67

Abbildung 52: Anlagenschema Hannover Kronsberg.....	68
Abbildung 53: Bilanzräume für Auswertung der Anlage Hannover-Kronsberg	69
Abbildung 54: Gelockerte Schrauben und Kondensatausfall an den C-Feldern im Juni 2017 (HK)...	70
Abbildung 55: Wärmemenge Kollektornettoertrag sowie Speicherbeladung und Direktnutzung als Jahressummen. Ertragseinbrüche sind Resultat von Reparaturen. (HK)	70
Abbildung 56: Schema Wärmespeicher Hannover Kronsberg	71
Abbildung 57: Kollektornettoertrag, solare Nutzwärmemenge sowie Speicherentladung und Direktnutzung als Jahressummen (HK).....	72
Abbildung 58: Schema Hausübergabestation Hannover Kronsberg	72
Abbildung 59: Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale sowie Nachheizung durch Fernwärme und solare Nutzwärmemenge als Jahressummen (HK).....	73
Abbildung 60: Solarer Deckungsanteil und Speichernutzungsgrad, sowie Auslegungswerte (HK)....	74
Abbildung 61: Monatliche Energiebilanz aus Messdaten (oben) und Simulation (unten) für HK.....	75
Abbildung 62: Vergleich der Speichertemperaturen zwischen Messung und Simulation	75
Abbildung 63: Simulationsergebnisse Ist-Zustand HK als Referenz der Optimierung	77
Abbildung 64: Simulationsergebnisse Optimierungsvariante 1: WPW	77
Abbildung 65: Simulationsergebnisse Optimierungsvariante 2: WPL	77
Abbildung 66: Simulationsergebnisse Optimierungsvariante 3: AWP.....	77
Abbildung 67: Relative Änderung wesentlicher Kennzahlen durch Optimierungsmaßnahmen	78
Abbildung 68: Luftaufnahme der Solarsiedlung Steinfurt-Borghorst im Jahr 2000. Quelle: Gockell, TU Braunschweig	79
Abbildung 69: Ansicht der Reihenhäuser in Steinfurt-Borghorst von Süden im Jahr 2017	79
Abbildung 70: Anlagenschema Steinfurt-Borghorst.....	81
Abbildung 71: Bilanzräume für Auswertung der Anlage Steinfurt-Borghorst.....	81
Abbildung 72: Wärmebereitstellung aus Nachheizung, aufgeteilt in Gaskessel und Gas- Absorptionswärmepumpe (SB).....	82
Abbildung 73: Wärmemenge Kollektornettoertrag (inkl. Fehlerindikatoren ab 2010) sowie Speicherbeladung und Direktnutzung als Jahressummen (SB).....	83
Abbildung 74: Flächenbezogener Kollektornettoertrag, sowie Bruttokollektorfläche (SB)	83
Abbildung 75: Abmessungen und Aufbau des Kies/Wasser-Speichers in Steinfurt.....	84
Abbildung 76: Kollektornettoertrag, solare Nutzwärmemenge sowie Speicherentladung und Direktnutzung als Jahressummen (SB)	85
Abbildung 77: Vereinfachtes Hydraulikschema Hausübergabestation Steinfurt	86
Abbildung 78: Lageplan der Solarsiedlung Steinfurt-Borghorst seit 2012.....	86
Abbildung 79: Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale sowie Anteile an Erzeugung und Verbrauch (SB)	87

Abbildung 80: Solarer Deckungsanteil und Speichernutzungsgrad, sowie Auslegungswerte (SB)	88
Abbildung 81: Monatliche Energiebilanz aus Messdaten (oben) und Simulation (unten) für SB	89
Abbildung 82: Vergleich der Speichertemperaturen zwischen Messung und Simulation (SB)	89
Abbildung 83: Monatliche Wärmemengen der TRNSYS-Simulation Steinfurt-Borghorst inkl. Einbau Wärmepumpe	90
Abbildung 84: Monatliche Strommengen mit Optimierungsmaßnahme 3 „PV“ für SB	91
Abbildung 85: Übersicht verschiedener Kenngrößen durch Optimierungsmaßnahme 3 „PV“ für SB	91
Abbildung 86: Relative Änderungen von Kenngrößen durch Optimierungsmaßnahmen für SB	91
Abbildung 87: Vergleich CO ₂ -Emissionen der Optimierungsmaßnahmen SB	92
Abbildung 88: Solar unterstützte Nahwärme Attenkirchen. Links: Satellitenbild [Google Earth 2020]. Rechts: Schematische Darstellung [Beuth et al. 2006]	93
Abbildung 89: Gemessener spezifischer Brutto-Kollektorsertrag bezogen auf <i>AKoll,Brutto</i> , sowie Auslegungswert (Wert des primärseitigen Ertrags)	94
Abbildung 90: Wärmemenge Kollektor Nettoertrag sowie Speicherbeladung und Direktnutzung (bilanziell berechnet) als Monatssummen für 2009 und 2010	94
Abbildung 91: Schema des 500 m ³ Erdbeckenspeichers umgeben von 90 Erdwärmesonden à 30 m.	95
Abbildung 92: Energetische Bilanz am Erdwärmesondenspeicher EWS. Be- und Entladung durch den Erdbeckenspeicher EBS	96
Abbildung 93: Energetische Bilanz aus Abbildung 92, aufgeschlüsselt nach Beladung des EBS sowie Entnahme aus dem EWS durch SWP1, SWP2 und EWS-WT	96
Abbildung 94: Zeitlicher Verlauf der Speichertemperaturen in drei unterschiedlichen Tiefen	97
Abbildung 95: Hydraulikplan der Heizzentrale (rot umrandeter Bereich)	97
Abbildung 96: Zeitlicher Verlauf der Nahwärmenetz-Temperaturen (Vorlauf $T_{WN,VL}$ und Rücklauf, $T_{WN,RL}$), sowie Umgebungstemperatur T_{Umg} Tagesmitteltemperaturen.	98
Abbildung 97: Anschauliche Darstellung des saisonalen Speichereffektes des EWS anhand von energetischen Monatssummen. Solarthermischer Ertrag $E_{th,ST}$ und elektrische Antriebsenergie der Wärmepumpen $E_{el,WP}$ und thermische Nutzenergie ab Energiezentrale $E_{th,WN}$	99
Abbildung 98: Energetische Bilanz des Bilanzraums BR1 mit solarthermisch erzeugter Energie $E_{th,ST,EEZ}$, elektrischer Antriebsenergie der Wärmepumpen $E_{el,WP}$ und Nutzenergie ab Energiezentrale $E_{th,WN}$ als Jahressummen.	99
Abbildung 99: Schematische Darstellung der SuN am Ackermannbogen: Nahwärmenetz (rot), versorgte Gebäude (orange), versorgte Gebäude mit Indach-Kollektoren (violett) und saisonaler Wärmespeicher. [Dallmayer et al. 2010]	101
Abbildung 100: Blick über die Gebäude mit Indach-Kollektoren [Dallmayer et al. 2010]	102
Abbildung 101: Gelieferte Jahresenergiemenge der thermischen Solarkollektoren in den Langzeitwärmespeicher $E_{th,ST,LZWSp}$. Da der Solar-Direktbetrieb über den Speicher läuft, ist der Betrag identisch mit dem des Kollektorsertrags nach Kap. 3.1.	103

Abbildung 102: Gemessener Kollektor Nettoertrag bezogen auf $A_{Koll,Brutto}$ sowie Auslegungswert der Planung.....	103
Abbildung 103: Jahressummen der Nutzenergie ab Energiezentrale $E_{th,EEZ,nutz}$ sowie die Nutzenergie der Gebäude $E_{th,VS,nutz}$. Über die Differenz wird der energetische Nutzungsgrad des Wärmenetzes ermittelt.....	104
Abbildung 104: Schematische Darstellung der Anlagenhydraulik. [Dallmayer et al. 2010].....	105
Abbildung 105: Tagesmittelwerte der Netz- und Außentemperatur im Auswertungszeitraum. Technische Zielstellung ist eine Rücklauf Temperatur von 30°C.....	105
Abbildung 106: Hydraulikschema des Heißwasser-Wärmespeichers laut Planung [Dallmayer et al. 2010]. Die obere Tasse wurde zeitweise durch manuelle Steuerung auch zur Beladung verwendet.....	106
Abbildung 107: Gesamtwärmebedarf ab Energiezentrale $E_{th,EEZ,nutz}$ sowie Nachheizung durch Fernwärme $E_{th,NH,EZ}$ und solare Nutzwärmemenge (Speicherentladung) $E_{th,LZWSp,EZ}$ als Monatssummen.....	107
Abbildung 108: Jahressummen der solarthermischen Be- und Entladung des Speichers ($E_{th,ST,LZWSp}$ und $E_{th,LZWSp,EZ}$), Wärmeverluste des Speichers $E_{th,LZWSp,EEZ,verl}$ sowie Änderung des Ladezustands am Jahresende $\Delta E_{th,LZWSp}$	107
Abbildung 109: Tagesgemittelte Temperatur der oberen, unteren und mittleren Speicherschicht im Auswertungszeitraum. Ausgeprägte Temperaturschichtungen wurden bei der Beladung mit Schichtlader nicht erreicht.....	108
Abbildung 110: Vertikale Temperaturverteilung des Speichers in 1-Meter-Auflösung ($T_{Speicher_Mitte}$...) im Jahre 2010 (oben) und 2015 (unten).....	109
Abbildung 111: Solarer Deckungsanteil f_{Sol} und Speichernutzungsgrad η_{Sp} des jeweiligen Kalenderjahres.....	110
Abbildung 112: Maximal verfügbare Einstrahlung in Kollektorebene und solarthermisch gelieferte Energie an den LZWSp ($E_{th,ST,EEZ}$) sowie solarthermischer Nutzungsgrad bezogen auf Kollektorbruttofläche.....	111
Abbildung 113: Messdaten des Kollektorbetriebs vom 7.4.2010. Für je Glykolkreis (Linie) und Speicherkreis (gestrichelt): Kollektor Vor- und Rücklauf Temperatur (blau, rot) im Vergleich zu den Schichttemperaturen des Speichers (schwarz) sowie Einstrahlungsdichte (grün) in Kollektorebene.....	113
Abbildung 114: Messdaten des Kollektorbetriebs vom 6.5.2016: Für je Glykolkreis (Linie) und Speicherkreis (gestrichelt): Kollektor Vor- und Rücklauf Temperatur (blau, rot) im Vergleich zu den Schichttemperaturen des Speichers (schwarz) sowie Einstrahlungsdichte (grün) in Kollektorebene.....	113
Abbildung 115: Anzahl der Neuinstallationen sowie kumulierte Kollektorfläche von solaren Nahwärmeeinrichtungen weltweit [Weiss und Spörk-Dür 2019].....	114
Abbildung 116: Anzahl der installierten Kollektorfläche und thermischen Leistung, sowie der Anzahl der solaren Nahwärmeeinrichtungen der einzelnen Länder [Weiss und Spörk-Dür 2019].....	115

Abbildung 117: Übersicht über die zentralen Ergebnisgrößen der Bestandsanlagen. Solare Deckungsanteil $f_{th,sol}$, rel. KEV _{vs} des Gesamtsystems sowie spezifische CO ₂ -äquivalente Emissionen CO _{2eq,vs}	117
Abbildung 118: Rechts: Anhängigkeit der solaren Deckung $f_{th,sol}$ vom Verhältnis von Speichervolumen in Wasseräquivalenz zu Nutzenergie (V_{h_2O}/Q_{nutz}). Links: Abhängigkeit zwischen $f_{th,sol}$ und dem Verhältnis der Speichergröße zur thermischen Kollektorfläche V_{h_2O}/A_{Koll}	118
Abbildung 119: Gegenüberstellung des Ergebnispaketes der Bestandsanlagen.	119
Abbildung 120: Gegenüberstellung des Ergebnispaketes der Bestandsanlagen in Einzeldiagrammen.	120
Abbildung 121: relativer KEV _{vs} im Quervergleich	121
Abbildung 122: relative CO ₂ Äq. _{vs} im Quervergleich.....	122
Abbildung 123: relatives AP im Quervergleich	122
Abbildung 124: Aufstellung des Wärmepreises im 1. Jahr der Bestandsanlagen anhand der Kostendatenbank.....	124
Abbildung 125: Spez. Wärmepreis in Abhängigkeit des gesamten Wärmebedarfs.....	125
Abbildung 126: Spez. Investitionskosten in Abhängigkeit des gesamten Wärmebedarfs.....	125
Abbildung 127: Spez. Energiekosten in Abhängigkeit des gesamten Wärmebedarfs	125
Abbildung 128: Spez. Energiekosten in Abhängigkeit der spez. Investitionskosten	125
Abbildung 129: Spez. Wärmepreis in Abhängigkeit des solarthermischen Deckungsanteils	126
Abbildung 130: Spez. Wärmepreis in Abhängigkeit des relativen kumulierten Energieverbrauchs	126
Abbildung 131: Spez. Wärmepreis in Abhängigkeit der CO ₂ -äquivalenten Gesamtemissionen.....	126
Abbildung 132: Verlauf installierter Aperturfläche von Anlagen mit und ohne Langzeitwärmespeicher	131
Abbildung 133: Standorte solarer Wärmenetze mit Repräsentation ihrer Kollektorflächen. Eigene Darstellung in Anlehnung an [Deschaintre 2017, S. 6], Kartenquelle: OpenStreetMap.org	132
Abbildung 134: Zentrale Akteure einer SuN-Anlage mit den entstehenden Vorteilen (grün) und Nachteilen (rot)	149
Abbildung 135: Technologieoptionen moderner Energieversorgungssysteme im Quartier	150
Abbildung 136: Übersicht Gebäudedaten im Bedarfsszenario Stadtquartier	152
Abbildung 137: Übersicht Gebäudedaten im Bedarfsszenario Ländlich	152
Abbildung 138: Häufigkeitsverteilung der zufällig gezogenen Verschiebungen im „Stadtquartier“	154
Abbildung 139: Ausschnitt aus dem thermischen Lastverlauf des Neubaus Stadtquartiers mit („Shift“) und ohne („Referenz“) Anwendung der Gleichzeitigkeitmethodik	154
Abbildung 140: Jährlicher Nutzenergiebedarf der Bedarfsszenarien	155
Abbildung 141: Bedarfsszenario Stadtquartier: Monatlicher Strombedarf	155
Abbildung 142: Bedarfsszenario Stadtquartier Neubau: Monatlicher Wärmebedarf.....	156

Abbildung 143: Bedarfsszenario Stadtquartier Bestand: Monatlicher Wärmebedarf	156
Abbildung 144: Vergleich Wetterdaten heute (IGS & DWD) und 2045 (DWD) am Standort Potsdam	157
Abbildung 145: Beispielhafte Berechnung der Netzspeicherfähigkeit in Abhängigkeit der Temperaturerhöhung im Vorlauf bei unterschiedlichen Anschlusswerten.	158
Abbildung 146: Abschätzung der Speicherzeit durch Temperaturerhöhung für die Wärmenetze zweier Bedarfsszenarien für verschiedene momentane Abnahmeleistungen, prozentual als Anteil an der gesamten Anschlussleistung dargestellt.	159
Abbildung 147: Energiebedarf Konzept "kalte Nahwärme".....	162
Abbildung 148: Schematische Darstellung Konzept „kalte Nahwärme“	163
Abbildung 149: Referenzsystem für das Konzept "kalte Nahwärme"	164
Abbildung 150: Aufschlüsselung des Energiebedarfs und der Energieversorgung im Referenzsystem. Links: Wärmeversorgung, rechts: Stromversorgung	165
Abbildung 151: Aufschlüsselung des Energiebedarfs und der Energieversorgung im Konzept „kalte Nahwärme“, Variante mit EVG = 50 %. Links: Wärmeversorgung, rechts: Stromversorgung	166
Abbildung 152: Aufschlüsselung des Energiebedarfs und der Energieversorgung im Konzept „kalte Nahwärme“, Variante mit EVG = 70 %. Links: Wärmeversorgung, rechts: Stromversorgung	168
Abbildung 153: Aufschlüsselung des Energiebedarfs und der Energieversorgung im Konzept „kalte Nahwärme“, Variante mit maximalem EVG = 72 %. Links: Wärmeversorgung, rechts: Stromversorgung	169
Abbildung 154: Vergleich der CO ₂ -Emissionen pro Person im Versorgungsgebiet, aufgeschlüsselt in Anlagenherstellung und Nutzungsphase. Links: ohne Gutschrift für PV-Einspeisung; Rechts: mit Gutschrift für PV-Einspeisung	171
Abbildung 155: Prozentuale Zusammensetzung der CO ₂ -Emissionen anhand des Dimensionierungsbeispiels EVG = 70 %	171
Abbildung 156: Vergleich der CO ₂ -Emissionen pro Person im Versorgungsgebiet, aufgeschlüsselt in Anlagenherstellung und Nutzungsphase. Werte jew. mit Gutschrift für PV-Einspeisung. Oben: Emissionen mit Strommix Deutschland 2016; Unten: Emissionen mit Strommix Deutschland 2030	172
Abbildung 157: Vergleich der CO ₂ -Emissionen pro Person im Versorgungsgebiet mit Strommix-Szenario 2050, aufgeschlüsselt in Anlagenherstellung und Nutzungsphase. Werte jew. mit Gutschrift für PV-Einspeisung.....	174
Abbildung 158: Aufstellung der Kosten für das Konzept „kalte Nahwärme“ im ländlichen Bestand ...	174
Abbildung 159: Energiebedarf Konzept "dänisches System"	176
Abbildung 160: Dänisches System, vereinfachte Darstellung	177
Abbildung 161: Aufschlüsselung des Energiebedarfs und der Energieversorgung im Referenzsystem. Links: Wärmeversorgung, rechts: Stromversorgung	178

- Abbildung 162: Aufschlüsselung des Energiebedarfs und der Energieversorgung im Konzept „dänisches System“, Variante mit EVG = 30 %. Links: Wärmeversorgung, rechts: Stromversorgung
179
- Abbildung 163: Aufschlüsselung des Energiebedarfs und der Energieversorgung im Konzept „dänisches System“, Variante mit EVG = 50 %. Links: Wärmeversorgung, rechts: Stromversorgung
180
- Abbildung 164: Aufschlüsselung des Energiebedarfs und der Energieversorgung im Konzept „dänisches System“, Variante mit maximalem EVG = 70 %. Links: Wärmeversorgung, rechts: Stromversorgung 182
- Abbildung 165: Vergleich der CO₂Äq.-Emissionen pro Person im Versorgungsgebiet der untersuchten Dimensionierungsvarianten beim Konzept „dänisches System“, aufgeschlüsselt in Anlagenherstellung und Nutzungsphase. Links: ohne Gutschrift für PV-Einspeisung; Rechts: mit Gutschrift für PV-Einspeisung 183
- Abbildung 166: Vergleich der CO₂Äq.-Emissionen pro Person im Versorgungsgebiet, aufgeschlüsselt in Anlagenherstellung und Nutzungsphase. Werte jew. mit Gutschrift für PV-Einspeisung. Oben: Emissionen mit Strommix Deutschland 2030; Unten: Emissionen mit Strommix Deutschland 2050 184
- Abbildung 167: Aufstellung der Kosten für das Konzept „dänisches System“ im ländlichen Bestand 185
- Abbildung 168: Zusammensetzung Energiebedarf im Neubauquartier 186
- Abbildung 169: Schematische Darstellung des Versorgungskonzepts „Energiequellenmix“ 187
- Abbildung 170: Schematische Darstellung des Referenzsystems für das Konzept „Energiequellenmix“
188
- Abbildung 171: Zusammensetzung des Wärme- und Strombedarfs und dessen Deckung im Referenzsystem des Konzepts „Energiequellenmix“ 189
- Abbildung 172: Zusammensetzung des Wärme- und Strombedarfs und dessen Deckung im System EVG = 30 % des Konzepts „Energiequellenmix“ 191
- Abbildung 173: Zusammensetzung des Wärme- und Strombedarfs und dessen Deckung im System EVG = 50 % des Konzepts „Energiequellenmix“ 192
- Abbildung 174: Zusammensetzung des Wärme- und Strombedarfs und dessen Deckung im System EVG = 70 % des Konzepts „Energiequellenmix“ 194
- Abbildung 175: CO₂-Emissionen der untersuchten Varianten in Abhängigkeit des EVG. Rechte y-Achse: absolute Emissionen in t/a. Rechte y-Achse: spezifische CO₂-Emissionen bezogen auf Nutzenergiebedarf im Quartier in g/kWh. Datenpunktbeschriftung: CO₂-Emissionen pro Quartierseinwohner in t/(a*Pers) 197
- Abbildung 176: Investitionskosten für die untersuchten Varianten im Konzept „Kombinierte Wärme-, Kälte- und Stromversorgung“ und wesentliche Komponenten. Datenbeschriftung: Summe der Investitionskosten nach Förderung, bezogen auf die Bruttogeschossfläche BGF 198
- Abbildung 177: Jahresgesamtkosten JGK für die untersuchten Varianten im Konzept „Kombinierte Wärme-, Kälte- und Stromversorgung“. Datenbeschriftung: Jahresgesamtkosten bezogen auf die Bruttogeschossfläche BGF. 199

Abbildung 178: Zusammensetzung Energiebedarf im Neubauquartier.....	201
Abbildung 179: Links: Referenz System „Reine Fernwärme“ (mit/ohne PV). Rechts: „klassische SuN“ (mit/ohne PV):.....	202
Abbildung 180: Darstellung des technischen Konzeptes: Eine solarthermische Nahwärmanlage wird durch PV und eine Luftwärmepumpen (Variante 1 oder 2) ergänzt.	203
Abbildung 181: Einfluss der Temperatur des Wärmenetzes im Szenario „SuN oPV“ mit EVG=30 % auf die thermischen Verluste des Wärmenetzes, des Wärmespeichers und den solarthermischen Ertrag und Deckungsanteil.....	205
Abbildung 182: Links: Spezifische CO ₂ -äq. Emissionen des Gesamtsystems (kg _{CO2} /MWh) in Abhängigkeit der Speicher- und ST-Kollektorgroße. Rechts: Gesamte Energiekosten (Eur/MWh) des Gesamtsystems in Abhängigkeit der Speicher- und ST-Kollektorgroße.	207
Abbildung 183: Links: Eigenversorgungsgrad EVG unter Variation von Kollektorfläche und Speichergroße. Rechts: Einschränkung des Ergebnisfeldes auf EVG=30 %±2 %	207
Abbildung 184: Links: CO ₂ -Vermeidungskosten (in [Eur/kWh]) des „SuN oPV“ Szenarios K4-2 unter Variation von Speicher- und Kollektorgroße. Rechts: Ergebnis der Anlagendimensionierung durch Einschränkung auf EVG=30 % und Bestimmung des Punktes mit minimalen CO ₂ -Vermeidungskosten.....	208
Abbildung 185: Links: Spezifischen CO ₂ -äq. Emissionen des Gesamtsystems (in [kg _{CO2} /MWh]) in Abhängigkeit der Speicher- und ST- bzw. PV-Fläche. Rechts: Gesamte Energiekosten (in [Eur/MWh]) des Gesamtsystems in Abhängigkeit der Speicher- und ST- bzw. PV-Fläche.	209
Abbildung 186: Links: CO ₂ -Vermeidungskosten (in [Eur/t]) des „SuN mPV“ Szenarios K4-6 unter Variation von Speicher- und ST- bzw. PV-Fläche. Rechts: Ergebnis der Anlagendimensionierung durch Einschränkung auf EVG=30 % und 50 %.....	209
Abbildung 187: Links: Eigenversorgungsgrad EVG in Abhängigkeit des Solarthermie- bzw. PV-Flächenanteils und der Skalierung der Luftwärmepumpe LWP1 (in 36kW-Schritten). Rechts: CO ₂ -Vermeidungskosten (in [Eur/t]).	210
Abbildung 188: Links: Eigenversorgungsgrad EVG in Abhängigkeit des Solarthermie- bzw. PV-Flächenanteils und der Skalierung der Luftwärmepumpe LWP2 (in 36kW-Schritten). Rechts: CO ₂ -Vermeidungskosten (in [Eur/t]).	210
Abbildung 189: Sankey Energieflussdiagramm (in MWh) der Teilkonzepte K4-3 (oben) und K4-5 (unten). 211	
Abbildung 190: CO ₂ äq. Emissionen (links) (in [kg/MWh]) und Energiekosten (rechts) (in [Eur/MWh]) des Teilkonzeptes K4-3 für die Szenarien „heute“ (oben) und „2030“ (unten).	212
Abbildung 191: Variationen von Speichervolumen und Dachflächenanteile (ST/PV) für das Konzept K4-3, welche zu einem von EVG=50 % führen. Markiert sind jeweils das Optimum der Auslegung für heutige Randbedingungen und das Jahr 2030.	213
Abbildung 192: Beispielhafte Temperaturschichten im Saisonspeicher bei Beladung durch Solarthermie (links) und bei Beladung durch Solarthermie und (PV betriebener) Luftwärmepumpe LWP2 zweiten Betriebsjahr.....	215
Abbildung 193: EVG=30 %: Jährliche Kosten inkl. Investitionen heute (links) und 2030 (rechts)	217

Abbildung 194:EVG=30 %:Jährliche CO ₂ -Emissionen inkl. Herstellung und Entsorgung heute (links) und 2030 (rechts).....	218
Abbildung 195:EVG=50 %: Jährliche Kosten heute (links) und 2030 (rechts)	218
Abbildung 196:EVG=50 %: Jährliche CO ₂ äq-Emissionen inkl. Herstellung und Entsorgung heute (links) und 2030 (rechts).....	219
Abbildung 197:Spezifische Energiekosten und spezifische CO ₂ -äquivalente Emissionen der Gesamtanlage für das Szenario „heute“ (links) und „2030“ (rechts) bei einem EVG von 30 %.....	219
Abbildung 198:Spezifische Energiekosten und spezifische CO ₂ -äquivalente Emissionen der Gesamtanlage für das Szenario „heute“ (links) und „2030“ (rechts) bei einem EVG von 50 %.....	220
Abbildung 199: Schema des Energieversorgungskonzeptes "P2H-Quartier"	221
Abbildung 200: Vereinfachte Jahresbilanz der Nutzung des PV-Stroms für Strom und Wärme.....	222
Abbildung 201: Jährliche Energieflüsse im P2H-Quartier bei EVG=50 % in MWh/a	222
Abbildung 202: Monatliche Strombilanz	223
Abbildung 203: Monatliche Wärmebilanz	223
Abbildung 204: Ergebnis der Optimierung für EVG = 50 % bei $P_{el}, PV = 8000 \text{ kWp}$	224
Abbildung 205: Ergebnis der Optimierung für EVG 30 % bis 80 % bei $P_{el}, PV = 8000 \text{ kWp}$	225
Abbildung 206: Speichervolumen in Abhängigkeit von PV-Leistung und EVG mit Ausgleichspolynom und Gültigkeitsbereich	225
Abbildung 207: Wärmepumpenleistung in Abhängigkeit von PV-Leistung und EVG mit Ausgleichspolynom und Gültigkeitsbereich	226
Abbildung 208: Speichervolumen und Wärmepumpenleistung in Abhängigkeit von PV-Leistung und EVG mit Ausgleichspolynom und Gültigkeitsbereich.....	227
Abbildung 209: Ökologische Bewertung anhand CO ₂ -Emissionen zum Zeitbezug „heute“	228
Abbildung 210: Flächenspezifische Investitionskosten (netto) bzgl. 150.000 m ² _{BGF}	228
Abbildung 211: Flächenspezifische Annuitäten (netto) bzgl. 150.000 m ² _{BGF}	228
Abbildung 212: Dimensionierungen der EVG Stützstellen des P2H-Quartiers Neubau	230
Abbildung 213: Dimensionierungen der EVG Stützstellen des P2H-Quartiers Bestand.....	230
Abbildung 214: Verlauf des CO ₂ -Emissionsfaktors nach historischen Daten aus dem Jahr 2018 laut Agrometer [Kleiner et al. 2019], skaliert auf den Mittelwert 567 g/kWh.....	231
Abbildung 215: CO ₂ -Emissionen verschiedener Betriebsstrategien. Inkl. "Nur PV" und "P2H" mit verschiedenen CO ₂ -Grenzwerten des Strombezugs zum WP-Betrieb	232
Abbildung 216: Argumentationskette Abwärmenutzung eines Elektrolyseurs	235
Abbildung 217: Konzept P2G-Quartier	236
Abbildung 218: Variation des CO ₂ -Grenzwerts für den Elektrolysebetrieb mit Netzstrom	237
Abbildung 219: P2G mit/ohne Netzbezug und mit Priorität ELY/WP: CO ₂ -Emissionen.....	238

Abbildung 220: Energieflüsse in MWh/a für 2030, kein Netzbezug, Priorität ELY<WP	238
Abbildung 221: Energieflüsse in MWh/a für 2030, kein Netzbezug, Priorität ELY>WP	239
Abbildung 222: P2G mit/ohne Netzbezug und mit Priorität ELY/WP: Annuitäten	239
Abbildung 223: P2G mit/ohne Netzbezug und mit Priorität ELY/WP: Investitionskosten	240
Abbildung 224: Variation der installierten Leistung des Elektrolyseurs: Investitionskosten	240
Abbildung 225: Variation der installierten Leistung des Elektrolyseurs: Annuität	240
Abbildung 226: Variation der installierten Leistung: CO ₂ -Emissionen	241
Abbildung 227: Energieflüsse in MWh/a für das P2G-Quartier mit 2000 <i>kWel</i> Elektrolyseur	241
Abbildung 228: Vergleich des EVG zwischen P2H und P2G bei Dimensionierungen nach EVG-Stützstellen aus P2H-Quartier. Im P2G-Quartier wird Netzstrom für den Elektrolyseur bezogen, sodass der EVG sinkt.	242
Abbildung 229: Vergleich der CO ₂ -Emissionen zwischen P2H und P2G bei Dimensionierungen nach EVG-Stützstellen aus P2H-Quartier	243
Abbildung 230: Zusammenfassung der zentralen Indikatoren des P2G-Quartiers im Bezugsjahr 2030	243
Abbildung 231: Quervergleich der Konzepte 3, 4 und 5 im Stadtquartier Neubau bei Dimensionierung auf 50 % EVG	248
Abbildung 232: Quervergleich der Konzepte "Kalte Nahwärme" und "Dänisches System" im Quartier ländlich Bestand bei Dimensionierung auf EVG = 50 %	249
Abbildung 233: Zuordnung der Arbeitspakete zu den Inhalten des Abschlussberichts	279
Abbildung 234: Übersicht Fördersumme der Projektpartner	280
Abbildung 235: Eingabemaske im Excel®-Berechnungstool im Ergebnistabellenblatt	289
Abbildung 236: Eingabemaske im Excel®-Berechnungstool im Komponententabellenblatt	289

C Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Kumulierter Energieverbrauch KEV gängiger Energieversorgungsoptionen in [kWh _{primär} /kWh]. Bezugsjahr 2010, Quelle: GEMIS (teilweise mit eigenen Anpassungen ³).	20
Tabelle 2:	Kumulierter Energieverbrauch KEV des deutschen Strommixes in [kWh _{primär} /kWh]. Zeitreihe von 2000 bis 2016 und Szenarien für 2020, 2030 und 2050. Quelle: GEMIS.	21
Tabelle 3:	Äquivalente CO ₂ -Emissionen gängiger Energieversorgungsoptionen in [g/kWh]. Bezugsjahr 2010, Quelle: GEMIS (teilweise mit eigenen Anpassungen ³).	21
Tabelle 4:	CO ₂ Äq.-Emissionen des deutschen Strommixes in [g/kWh]. Zeitreihe von 2000 bis 2016 und Szenarien für 2020, 2030 und 2050. Quelle: GEMIS.	22
Tabelle 5:	Kenndaten der SuN-Anlage in Rostock (Auslegungswerte), Stand Ende 2016.....	34
Tabelle 6:	Kenndaten der SuN-Anlage in Eggenstein-Leopoldshafen, Stand Ende 2016.....	41
Tabelle 7:	Vergleich der Ergebnisse der Anlagensimulation mit TRNSYS mit Messdaten (Eggenstein-Leopoldshafen).....	47
Tabelle 8:	Kenndaten der SuN-Anlage in Crailsheim	50
Tabelle 9:	Kenndaten zur SuN-Anlage Neckarsulm-Amorbach	54
Tabelle 10:	Gegenüberstellung Betriebsdaten und Simulation der Anlage Neckarsulm-Amorbach	58
Tabelle 11:	Kenndaten der SuN-Anlage Friedrichshafen-Wiggenhausen	63
Tabelle 12:	Kenndaten der Anlage Hannover-Kronsberg, Stand Ende 2016	68
Tabelle 13:	Kennzahlenvergleich von Messdaten und Simulation für HK in 2007	75
Tabelle 14:	Kenndaten der Anlage Steinfurt-Borghorst, Stand Ende 2016.....	80
Tabelle 15:	Kennzahlenvergleich von Messdaten und Simulation für SB in 2005	89
Tabelle 16:	Vergleich der Länder mit den größten installierten Kollektorflächen hinsichtlich der durchschnittlichen Größe der solaren Nahwärmeeinrichtungen	115
Tabelle 17:	Globale Variablen zur Berechnung des spez. Wärmepreises im 1. Jahr der SuN-Bestandsanlagen.....	123
Tabelle 18:	Zusammenfassung der untersuchten Konzepte.....	151
Tabelle 19:	Übersicht der Bedarfsszenarien	151
Tabelle 20:	Zusammenfassung der Quellen der Lastprofile.....	153
Tabelle 21:	Zusammenfassung der spezifischen Energiebedarfe bzgl. NRF	155
Tabelle 22:	Dimensionierung der Komponenten für die Konzeptvariante EVG 50 %	166
Tabelle 23:	Dimensionierung der Komponenten für die Konzeptvariante EVG 70 %	167
Tabelle 24:	Dimensionierung der Komponenten für die Variante mit maximalem EVG (72 %)....	168
Tabelle 25:	Dimensionierung der Komponenten für die Konzeptvariante EVG 30 %	178

Tabelle 26:	Dimensionierung der Komponenten für die Konzeptvariante EVG 50 %	180
Tabelle 27:	Dimensionierung der Komponenten für die Konzeptvariante EVG 70 %	181
Tabelle 28:	Dimensionierung der Komponenten im Referenzsystem	189
Tabelle 29:	Dimensionierung der Komponenten zur Erreichung des EVG 30 %	190
Tabelle 30:	Dimensionierung der Komponenten zur Erreichung des EVG 50 %	192
Tabelle 31:	Dimensionierung der Komponenten zur Erreichung des EVG 70 %	193
Tabelle 32:	Be- und Entladung Langzeitwärmespeicher	203
Tabelle 33:	Übersicht Teilkonzepte	206
Tabelle 34:	Übersicht Dimensionierung alle Szenarien	214
Tabelle 35:	Kumulierter Energieverbrauch KEV gängiger Energieversorgungsoptionen in [kWh _{primär} /kWh]. Bezugsjahr 2010, Quelle: GEMIS (teilweise mit eigenen Anpassungen ³).	286
Tabelle 36:	Kumulierter Energieverbrauch KEV des deutschen Strommixes in [kWh _{primär} /kWh]. Zeitreihe von 2000 bis 2016 und Szenarien für 2020, 2030 und 2050. Quelle: GEMIS.	286
Tabelle 37:	Äquivalente CO ₂ -Emissionen gängiger Energieversorgungsoptionen in [g/kWh]. Bezugsjahr 2010, Quelle: GEMIS (teilweise mit eigenen Anpassungen ³).	287
Tabelle 38:	CO ₂ -Emissionen des deutschen Strommixes in [g/kWh]. Zeitreihe von 2000 bis 2016 und Szenarien für 2020, 2030 und 2050. Quelle: GEMIS.	287
Tabelle 39:	Komponenten im Schnelltest, Quellen für Umwelteinwirkungen und angesetzte Nutzungsdauer	288
Tabelle 40:	Grundlagen der Ermittlung der Bedarfskosten nach VDI 2067, alle Angaben netto ..	290
Tabelle 41:	Datenbank mit Investitionskosten und Betriebskosten nach VDI 2067, alle Angaben netto	292

D Anhänge

D.1 Projektinformationen

Das Forschungsvorhaben „futureSuN - Analyse, Bewertung und Entwicklung zukunftsfähiger Anlagenkonzepte für solare Nahwärmanlagen mit saisonaler Wärmespeicherung“ mit der Laufzeit 01.04.2017 bis 30.09.2019 ist zusammengesetzt aus drei Teilprojekten, die zwischen vier Projektpartnern aufgeteilt sind:

- Evaluation und Transformation solarer Nahwärmanlagen im Kontext der Energiewende
 - o Bearbeitung durch SIZ energie+ und SIZ EGS
 - o Förderkennzeichen 0325897A
- Bewertung bestehender und zukünftiger Anlagenkonzepte für solare Nahwärmanlagen mit saisonaler Wärmespeicherung
 - o Bearbeitung durch IGTE
 - o Förderkennzeichen 0325897B
- Querauswertung saisonaler solarer Langzeitwärmespeicher in Nahwärmenetzen
 - o Bearbeitung durch ZAE
 - o Förderkennzeichen 0325897C

Trotz der Aufteilung in Teilprojekte wurden die Aufgaben der Arbeitspakete fast ausnahmslos gemeinschaftlich bearbeitet. Abbildung 233 zeigt die vollständige Auflistung der Arbeitspakete bzw. Unterarbeitspakete und wie diese den Kapiteln im Abschlussbericht zuzuordnen sind. Aufbau und Methodik des Vorhabens lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- **AP 0 Projektmanagement**
 - o Projektleitung, Koordination der Arbeiten und Projekttreffen in halbjährlichem Turnus
- **AP 1 Update / Aktualisierung**
 - o Aufarbeitung und Dokumentation aktueller Informationen zu den bestehenden SuN-Anlagen in Kooperation mit den Anlagenbetreibern
- **AP 2 Stakeholder / Interessensgruppen**
 - o Untersuchung relevanter Aspekte für die Umsetzung aus dem Themenkomplex Stakeholder, Interessensgruppen und Akteure, mit Fokus auf ökonomische Rahmenbedingungen, Geschäftsmodelle und Entscheidungsgrundlagen
- **AP 3 Bewertung**
 - o Erarbeitung der einheitlichen Bewertungsindikatoren für die Bewertung der Bestandsanlagen und neue Konzepte
 - o Auswertung und Bewertung der in AP 1 erfassten Daten hinsichtlich Technologie, Ökologie und Ökonomie
 - o Bewertung im internationalen Maßstab
- **AP 4 Transformation**
 - o Entwicklung, Dimensionierung und Bewertung zukünftiger innovativer Anlagenkonzepte zur solaren Nahwärmeversorgung in Kombination mit einer saisonalen Wärmespeicherung, basierend auf den Erkenntnissen und Ergebnissen aus AP 1 bis AP 3 und Simulationsstudien mit TRNSYS
- **AP 5 Roll-Out / Öffentlichkeitsarbeit**
 - o Öffentlichkeitsarbeit durch Veröffentlichungen in Fachzeitschriften, Teilnahme an Fachtagungen und die Veranstaltung eines Projektabschlussworkshops

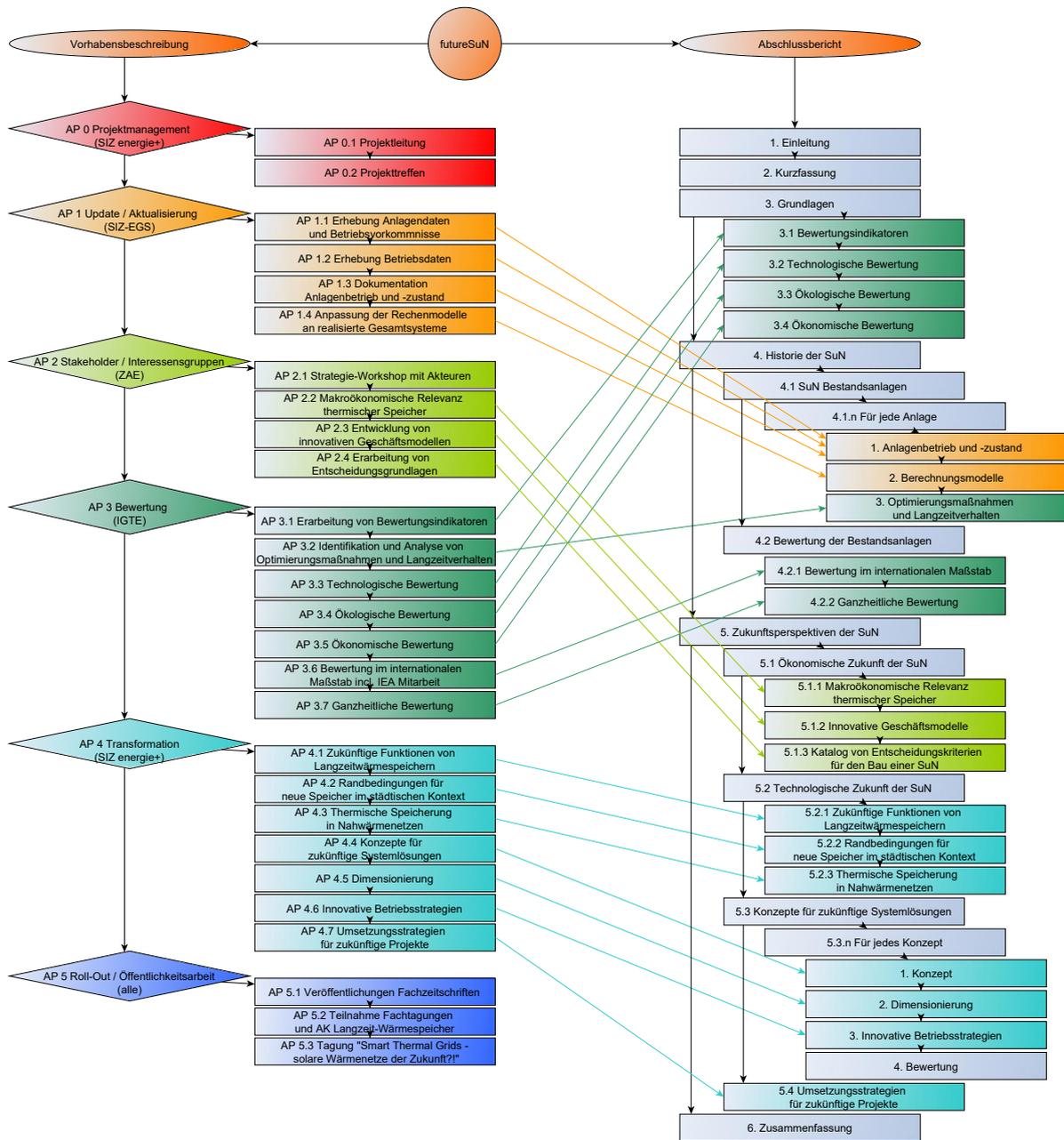


Abbildung 233: Zuordnung der Arbeitspakete zu den Inhalten des Abschlussberichts

Abbildung 234 zeigt, wie sich die gesamte Fördersumme von knapp 1 Mio. € unter den Partnern aufteilt. Die Projektpartner danken dem Bundeswirtschaftsministerium für Wirtschaft und Energie und dem Projektträger Jülich für die gewährten Zuwendungen und die Unterstützung.

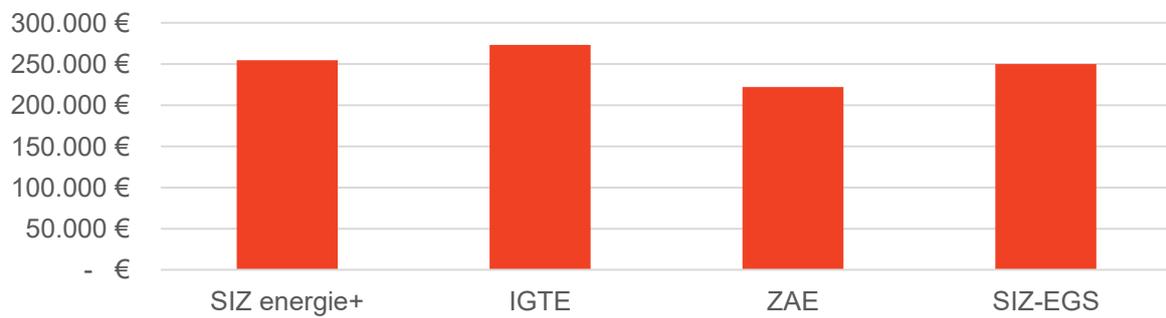


Abbildung 234: Übersicht Fördersumme der Projektpartner

D.2 Nomenklatur

Symbol	Einheit	Beschreibung
A	m ²	(Brutto) Kollektorfläche
A₀	€	Investitionsbetrag (Annuitätenrechnung)
A_N	€/a	Annuität der Jahresgesamtzahlungen
b	-	preisdynamischer Annuitätsfaktor
B	m ³ /a	Aufwand für Betriebsstoffe
E	MWh	Energiemenge
ENG	%	Eigennutzungsgrad
EVG	%	regenerativer Eigenversorgungsgrad
f	-	Deckungsanteil
F	-	Faktor
I	€	Investitionsbetrag
i	%	Zinssatz
k	€/BZH	spezifische Kosten pro Bezugseinheit (BZH)
K	€	Kosten
L	€/a	Erlöse
P	kW	Leistung
p	%	Preisänderung
q	-	Zinsfaktor
R	€	Restwert
r	-	Preisänderungsfaktor
s	-	Standardabweichung
T	a	Zeit
V	m ³	Volumen
η	-	Wirkungsgrad / Nutzungsgrad

D.3 Indizes

a	Jahr
aus	Austritt
B	Betrieb
BGF	Bruttogrundfläche
dir	Direktnutzung
E	Erlöse
EBS	Erdbeckenspeicher
EEZ	Erweiterte Energiezentrale
ein	Eintritt
Einsp.	Einspeisung
el	elektrisch

EWS	Erdwärmesonde
EZ	Energiezentrale
FW	Fernwärme
G	Betrachtung(zeitraum)
GK	Gaskessel
HH	Haushalte
Inhalt	Instandhaltung
Insetz	Instandsetzung
K	Kapital
Koll	Kollektor(fläche)
LWP	Luftwärmepumpe
LZWSp	Langzeitwärmespeicher
n	Zählindex
N	Zählindex Anlagenkomponente
NES	Netzeinspeisung
NH	Nachheizung
nutz	Nutzenergie
p	Primärenergie
Pump	Pumpen
RH	Raumheizung
RL	Rücklauf
S	Sonstige
SN	Stromnetz
sol	Solar
Sp	Speicher
ST	Solarthermie
SWP	Sole-Wasser-Wärmepumpe
th	thermisch
TWE	Trinkwassererwärmung
umg	Umgebung
V	Bedarf (Verbrauch)
verl	Verluste
VL	Vorlauf
VS	Versorgungssystem
W	Wartung und Inspektion
WN	Wärmenetz
WP	Wärmepumpe
WT	Wärmetauscher
WWP	Wasser-Wasser-Wärmepumpe
ZTS	Zentraler thermischer Speicher

D.4 Abkürzungen

AGFW	Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK
AP	Arbeitspaket
Äq.	(CO ₂ -) Äquivalente
AWP	Absorptionswärmepumpe
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BGF	Bruttogrundfläche
BHKW	Blockheizkraftwerk
BKZ	Baukostenzuschlag
BMWi	Bundeministerium für Wirtschaft und Energie
BZH	Bezugseinheit
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DH	Doppelhaus
EBS	Erdbeckenspeicher
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
GHD	Gewerbe-, Handel- und Dienstleistung
GK	Gaskessel
H ₂	Wasserstoff
HK	Hannover-Kronsberg
HT	Hochtemperatur
HÜST	Hausübergabestation (auch: HÜ)
HWB	Heizwärmebedarf
IGS	Institut für Gebäude- und Solartechnik
ITW	Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik
JGK	Jahresgesamtkosten
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LWP	Luftwärmepumpe
LZWSp	Langzeitwärmespeicher
MFH	Mehrfamilienhaus
MS	Meilenstein
NRF	Nettoraumfläche
P2G	Power-to-Gas
P2H / PtH	Power-to-Heat
PtJ	Projekträger Jülich
PV	Photovoltaik
RH	Reihenhaus (Gebäudetyp) / Raumheizung (Energie)
RWTH Aachen	Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen
SB	Steinfurt-Borghorst
SIZ EGS	Steinbeis-Innovationszentrum Energie-, Gebäude- und Solartechnik
SIZ energie+	Steinbeis-Innovationszentrum energie+
ST	Solarthermie

SuN	Solarunterstützte Nahwärmeversorgung
SWP	Sole-Wärmepumpe
TU	Technische Universität
TWE	Trinkwassererwärmung
TWW	Trinkwarmwasser
TZS	Forschungs- und Testzentrum für Solaranlagen
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
WE	Wohneinheit
WIR	Wärme in Rostocker Wohnanlagen GmbH
WIRO	Wohnen in Rostock Wohnungsgesellschaft mbH
WMZ	Wärmemengenzähler
WT	Wärmetauscher
WÜST	Wärmeübergabestation
WWP	Wasser-Wärmepumpe
ZAE	Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung e.V.
ZES	Zentraler Energiespeicher

D.5 Glossar

Kollektorfläche der Sonnenkollektoren A_{ST}

Bruttokollektorfläche der Sonnenkollektoren (Definition siehe DIN EN ISO 9806:2014-06).

spez. äquivalente CO₂-Emission des Energieträgers i $CO_2\ddot{A}q_i$

Faktoren s. Anhang D.6

Stromverbrauch Kompressionswärmepumpe $E_{el,ges,WP}$

Enthält Stromverbrauch von

- Antriebsmotor Kompressor
- Solepumpe
- Ventilator (falls vorhanden)
- Regelung; für den Fall, dass keine separate Regelung für die Wärmepumpe vorhanden ist, ist der Stromverbrauch für die Regelung der Wärmepumpe anteilig aus dem Stromverbrauch der Regelung der Gesamtanlage zu bestimmen

Energiebedarf des Energieträgers i $E_{th/el,i,VS}$

Energiemenge des Energieträgers i , die während des Betrachtungszeitraums in das System eingebracht wird.

Beispiele für Energieträger:

- Erdöl
- Erdgas, Windgas, Biogas
- Solarstrahlung
- Strom(Speicher)
- Biomasse
- Fernwärme

- „Umweltwärme“, Abwärme

Kumulierter Energieverbrauch des Energieträgers i KEV_i

Faktoren siehe Anhang D.6

Hemisphärische solare Bestrahlungsstärke in der Kollektorebene G

Hemisphärische solare Bestrahlungsstärke in der Kollektorebene (vgl. DIN EN ISO 9806:2014-06)

Gesamte Nutzenergie des Systems $E_{th/el,VS,nutz}$

Die gesamte Nutzenergie des Systems ist definiert als die gesamte thermische oder elektrische Energiemenge, die an die Nutzer im Versorgungssystem VS übergeben wird.

Energiemenge Hausübergabe $E_{th/el,HÜ,ges}$

Summe der an den Hausübergabestationen abgegebenen thermischen oder elektrischen Energiemenge.

Energiemenge erweiterte Energiezentrale $E_{th/el,ges,EEZ}$

Summe der an der Energiezentrale dem Netz zugeführten thermischen oder elektrischen Energiemenge.

Ertrag Solarthermieanlage $E_{th,ST,EEZ}$

Summe der Solarwärme, die im Betrachtungszeitraum über den/die Solarwärmeübertrager in den Bilanzraum Erweiterte Energiezentrale EEZ abgegeben wird (z. B. in den/die Wärmespeicher oder direkt ins Wärmenetz).

Nutzwärme Wärmepumpe $E_{th,WP,ges} | E_{th,AWP,ges}$

Von der Wärmepumpe während des Betrachtungszeitraums insgesamt hydraulisch abgegebene Wärmemenge (z. B. in den/die Wärmespeicher oder direkt ins Wärmenetz)

Beladeenergiemenge Energiespeicher $E_{th/el,ES,bel}$

Die dem Energiespeicher während des Betrachtungszeitraums zugeführte thermische oder elektrische Energiemenge.

Entladeenergiemenge Energiespeicher $E_{th/el,ES,ent}$

Die dem Energiespeicher während des Betrachtungszeitraums entnommene thermische oder elektrische Energiemenge.

D.6 Übersicht kumulierte Energieverbräuche und CO₂-Äq.-Emissionen

Tabelle 35: Kumulierter Energieverbrauch KEV gängiger Energieversorgungsoptionen in [kWh_{primär}/kWh]. Bezugsjahr 2010, Quelle: GEMIS (teilweise mit eigenen Anpassungen³).

Option	KEV Summe [kWh _{primär} /kWh]	KEV-Anteil nicht erneuerbar [kWh _{primär} /kWh]
Öl ¹⁸	1,15	1,15
Gas ³	1,13	1,13
Fernwärme mix DE	1,15	0,91
Stückholz ³	1,01	0,00
Holz-Pellets ³	1,07	0,06
Holz-Hackschnitzel ³	1,04	0,03
Nahwärme Biogas mix DE	1,27	0,27

Tabelle 36: Kumulierter Energieverbrauch KEV des deutschen Strommixes in [kWh_{primär}/kWh]. Zeitreihe von 2000 bis 2016 und Szenarien für 2020, 2030 und 2050. Quelle: GEMIS.

Option	KEV-Anteil nicht erneuerbar [kWh _{primär} /kWh]	KEV gesamt [kWh _{primär} /kWh]
Strom lokal 2000	2,72	2,86
Strom lokal 2005	2,54	2,77
Strom lokal 2010	2,35	2,76
Strom lokal 2011	2,21	2,68
Strom lokal 2012	2,13	2,65
Strom lokal 2013	2,10	2,64
Strom lokal 2014	2,05	2,63
Strom lokal 2015	1,92	2,55
Strom lokal 2016	1,92	2,55
Strom lokal 2020	1,44	2,18
Strom lokal 2030	0,65	1,60
Strom lokal 2050	0,06	1,15

¹⁸ Änderung des GEMIS-Prozesses so, dass der Nutzungsgrad des Kessels zu 100 % angenommen wurde. So kann zur Bewertung der futureSuN-Anlagen der jeweils vorliegende Nutzungsgrad verwendet werden.

Tabelle 37: Äquivalente CO₂-Emissionen gängiger Energieversorgungsoptionen in [g/kWh]. Bezugsjahr 2010, Quelle: GEMIS (teilweise mit eigenen Anpassungen³).

Option	CO ₂ Äq.-Emissionen [g/kWh]
Öl ³	311
Gas ³	243
Fernwärme mix DE	261
Stückholz ³	13
Holz-Pellets ³	16
Holz-Hackschnitzel ³	13
Nahwärme Biogas mix DE	98

Tabelle 38: CO₂Äq.-Emissionen des deutschen Strommixes in [g/kWh]. Zeitreihe von 2000 bis 2016 und Szenarien für 2020, 2030 und 2050. Quelle: GEMIS.

Option	CO ₂ Äq.-Emissionen [g/kWh]
Strom lokal 2000	679
Strom lokal 2005	635
Strom lokal 2010	605
Strom lokal 2011	611
Strom lokal 2012	612
Strom lokal 2013	612
Strom lokal 2014	598
Strom lokal 2015	564
Strom lokal 2016	567
Strom lokal 2020	380
Strom lokal 2030	195
Strom lokal 2050	22

D.7 Ökologische Bewertung

Tabelle 39: Komponenten im Schnelltest, Quellen für Umwelteinwirkungen und angesetzte Nutzungsdauer

Komponente	Quelle für Umwelteinwirkung	Nutzungsdauer
Solarthermischer Flachkollektor	Ökobaudat 2017	25 a
Solarthermischer Vakuumkollektor	Ökobaudat 2017	25 a
Kollektorunterkonstruktion	Eigene Sach- und Massenbilanz, Bewertung des Materialeinsatzes mit Ökobaudat 2017	25 a
Verrohrung Kollektorfelder	Eigene Sach- und Massenbilanz, Bewertung des Materialeinsatzes mit Ökobaudat 2017	25 a
Solarnetz	Eigene Sach- und Massenbilanz, Bewertung des Materialeinsatzes mit Ökobaudat 2017	30 a
Wasser-Glykol als Wärmeträger im Solarnetz	Ökobaudat 2017	15 a
Wärmeerzeuger <ul style="list-style-type: none"> • Gaskessel • Ölkessel • Wärmepumpe 	Eigene Sach- und Massenbilanz, Bewertung des Materialeinsatzes mit Ökobaudat 2017	20 a 20 a 18 a
Blockheizkraftwerk	Sach- und Massenbilanz aus ProBas, Bewertung des Materialeinsatzes mit Ökobaudat 2017	12 a
Pufferspeicher	Eigene Sach- und Massenbilanz, Bewertung des Materialeinsatzes mit Ökobaudat 2017	20 a
Zubehör Heizzentrale	Eigene Sach- und Massenbilanz, Bewertung des Materialeinsatzes mit Ökobaudat 2017	23 a
Gebäude Heizzentrale	Eigene Sach- und Massenbilanz, Bewertung des Materialeinsatzes mit Ökobaudat 2017	50 a
Langzeitwärmespeicher <ul style="list-style-type: none"> • Heißwasser-Wärmespeicher • Kies-Wasser-Wärmespeicher • Erdsonden-Wärmespeicher • Aquifer-Wärmespeicher 	Eigene Sach- und Massenbilanz, Bewertung des Materialeinsatzes mit Ökobaudat 2017	40 a für alle
Wärmenetz	Eigene Sach- und Massenbilanz, Bewertung des Materialeinsatzes mit Ökobaudat 2017	30 a
Hausübergabestation	Ökobaudat 2017	30 a
Photovoltaik	Ökobaudat 2017	20 a
Batteriespeicher	Ökobaudat 2017	15 a

D.8 Eingabemaske Excel®-Berechnungstool

Kostenbetrachtung in Anlehnung an VDI 2067

	Referenz Fernwärme	Variante 1	Variante 2
Betrachtungszeitraum T_G	20 a		
Zinssatz i	3,00%		
Preisänderung: kapitalgebundene Kosten p_K	3,00%		
Preisänderung: bedarfsgebundene Kosten p_V	3,00%		
Preisänderung: betriebsgebundene Kosten p_B	3,00%		
Preisänderung: sonstige Kosten p_S	3,00%		
Preisänderung: Kosten für Instandhaltung/Bedienung p_{Inhalt}	3,00%		
Preisänderung: Erlöse p_E	3,00%		
BKZ Wärmenetz	70,00%		
BKZ Hausübergabe	100,00%		
Fördersatz regenerative	50,00%		
Gesamt Bruttogeschossfläche im Quartier m^2_{BGF}	40.193,50 m ²		
Verkaufte Wärme an Kunden (Übergabestation)	4.935.000 kWh/a		
Strombedarf Haushalte (Stromzähler)	848.000 kWh/a		
Gesamte Annuität A_N	-1.016.235,28 €/a	0,00 €/a	0,00 €/a
Annuität der kapitalgebundenen Kosten AN_K	402.632,81 €/a	0,00 €/a	0,00 €/a
Annuität der bedarfsgebundenen Kosten AN_V	538.796,85 €/a	0,00 €/a	0,00 €/a
Annuität der betriebsgebundenen Kosten AN_B	74.805,62 €/a	0,00 €/a	0,00 €/a
Annuität der sonstigen Kosten AN_S	0,00 €/a	0,00 €/a	0,00 €/a
Annuität der Erlöse AN_E	0,00 €/a	0,00 €/a	0,00 €/a
bedarfsspez. Energiekosten im 1. Jahr [€/kWh]	0,135 €/kWh	-	-
berechnet aus Annuität der Kosten			
flächenbez. Energiekosten im 1. Jahr [€/m²_{BGF}]	19,37 €/m²	-	-
berechnet aus Annuität der Kosten			
Invest Gesamt mit Förderung [€]	6.383.557,99 €	0,00 €	0,00 €
spez. Invest Gesamt mit Förderung [€/m ² _{BGF}]	158,82 €/m ²	-	-

Abbildung 235: Eingabemaske im Excel®-Berechnungstool im Ergebnistabellenblatt

fortlaufende Komponenten Nr.	1	Referenz	Variante 1	Variante 2
Name Komponente Bezugseinheit	1.1	Trasse Fernwärme m		
Bezugsgröße [Stk, m, m ² , m ³ , kW, kWh]	1.2	6.565		
Nutzungsdauer [a]	1.3	40		
Aufwand Bedienen [h]	1.4			
Investitionsförderung [€/Bezugsgröße]	1.5			
Investitionskosten = $A \cdot (\text{Bezugsgröße})^B$	1.6	243		
Investitionskosten = $A \cdot (\text{Bezugsgröße})^B$	1.7	0,00		
Sonstige Kosten [€/a]	1.8			
Energieaufwand der Wärmeerzeugung [kWh/a]	1.9			
Kälteerzeugung [kWh/a]	1.10			
Stromaufwand Netzbezug [kWh/a]	1.11			
Stromaufwand Eigenerzeugung [kWh/a]	1.12			
Wasseraufwand [m ³ /a]	1.13			
Stundenlohn für Bedienung [€/h]	1.14			
Faktor für Aufwand bei der Wartung und Inspektion [%]	1.15	0,5%		
Faktor für Aufwand bei der Instandsetzung [%]	1.16	0,5%		
Preis Wärme (Kosten) [€/KWh]	1.17			
Preis Kälte (Kosten) [€/KWh]	1.18			
Preis Strom Netzbezug (Kosten) [€/KWh]	1.19			
Preis Strom Eigenerzeugung (Kosten) [€/KWh]	1.20			
Preis Wasser (Kosten) [€/m ³]	1.21			
Erlöse [€/a]	1.22			
Kostendeckender Preis der Erlöse [€/Bezugseinheit]	1.23			

Abbildung 236: Eingabemaske im Excel®-Berechnungstool im Komponententabellenblatt

D.9 Kostendatenbank

Zur Berechnung der Annuitätenmethode müssen entsprechende Kostenannahmen getroffen werden, bezüglich der Investitionskosten, der Betriebskosten und der Bedarfskosten.

Die Grundlagen der Bedarfskostenermittlung sind in Tabelle 40 aufgeführt. Für die Preise sind Werte für den Zeitbezug „heute“ und „2030“ aufgeführt. Projektweit einheitlich verwendet werden die festgelegten „heutigen“ Preise. Die zukünftigen Preise werden selektiv in speziellen Untersuchungen verwendet und sind als Sensitivitätsanalysen einer Preisänderungen zu verstehen, nicht als Prognose einer Preisentwicklung. Für eine fundierte Prognose oder gar Vorhersage einer Preisentwicklung ist speziell der Strompreis zu vielen politischen Randbedingungen unterworfen, die sich ändern können. Alle Preise sind netto und die zukünftigen Preise sind Realpreise inkl. Inflationsbereinigung, bezogen auf die heutigen Preise. Die Annahmen zur Strompreisentwicklung sind primär angelehnt an [Prognos AG, EWI, GWS 2014] sowie [Agora Energiewende 2019].

Tabelle 40: Grundlagen der Ermittlung der Bedarfskosten nach VDI 2067, alle Angaben netto

Konstante	Einheit	Wert heute	Wert 2030	Beschreibung
T	a	20	20	Betrachtungszeitraum
q	–	1,03	1,03	Zinsfaktor
r_K	–	1,03	1,03	Preisänderungsfaktor für kapitalgebundene Kosten
r_V	–	1,03	1,03	Preisänderungsfaktor für bedarfsgebundene Kosten
r_B	–	1,03	1,03	Preisänderungsfaktor für betriebsgebundene Kosten
r_S	–	1,03	1,03	Preisänderungsfaktor für sonstige Kosten
r_I	–	1,03	1,03	Preisänderungsfaktor für Instandhaltung/Bedienen
r_E	–	1,03	1,03	Preisänderungsfaktor für Erlöse
$Preis_{Bedienen}$	€	30	30	Stundenlohn für Bedienen
$Preis_{el,PV,SN}$	$\frac{\text{€}}{MWh}$	100	70	Einspeisevergütung
$Preis_{el,SN,HH}$	$\frac{\text{€}}{MWh}$	237	300	Regulärer Netzstrom an Haushalte
$Preis_{el,SN,WP}$	$\frac{\text{€}}{MWh}$	202	255	Wärmepumpenstromtarif
$Preis_{el,SN,Pump}$	$\frac{\text{€}}{MWh}$	237	300	Wärmenetzpumpen
$Preis_{el,PV,HH}$	$\frac{\text{€}}{MWh}$	227	290	Verkauf PV-Strom an Kunden
$Preis_{th,FW,VS_E}$	$\frac{\text{€}}{MWh}$	20	20	Einkauf Fernwärme: Arbeit
$Preis_{th,FW,VS_P}$	$\frac{\text{€}}{kW \cdot a}$	30	30	Einkauf Fernwärme: Leistung
$Preis_{th,VS,HH_E}$	$\frac{\text{€}}{MWh}$	60	60	Verkauf Nahwärme: Arbeit
$Preis_{th,VS,HH_P}$	$\frac{\text{€}}{kW \cdot a}$	30	30	Verkauf Nahwärme: Leistung
$Preis_{ch,H_2}$	$\frac{\text{€}}{MWh}$	220	220	Verkaufspreis Wasserstoff an Tankstelle
$Preis_{H_2O,ELY}$	$\frac{\text{€}}{m^3}$	3	3	Einkaufspreis Wasser für Elektrolyseur
$Preis_{el,SN,ELY}$	$\frac{\text{€}}{MWh}$	202	138	Vergünstigter Strompreis für Elektrolyseur

Die Datenbank in Tabelle 41 enthält Investitionskosten und Betriebskosten, die im Kontext von quartiersbezogenen Energieversorgungskonzepten relevant sind. Für eine systematische Kategorisierung sind übergeordnete „Technologien“ in „Varianten“ und ggf. „Komponenten“ aufgeteilt. Problematisch bei spezifischen Kostenangaben in vielen Literaturquellen ist das Fehlen eines Gültigkeitsbereichs für die Bezugsgröße. Eine Kostendegression bei größeren Einheiten ist zumeist ebenfalls nicht abgebildet. In dieser Datenbank sind deshalb, soweit möglich und sinnvoll, alle Investitionskosten entsprechend der Regression $y = a \cdot x^b$ erfasst, mit

x : Bezugsgröße, z. B. installierte Leistung in kW

y : spezifische Investitionskosten, z. B. €/kW

a : Faktor der Regression

b : Exponent der Regression (typischerweise negativ)

Dazu gehören Minimum und Maximum des Bereichs von x , in dem die Regression gültig ist. Liegen keine Daten über einen Gültigkeitsbereich vor, dürfen Minimum und Maximum auch gleich sein (und $b=0$). Die Verwendung von „Rechnerische Nutzungsdauer“, „Aufwand für Instandsetzung“, „Aufwand für Wartung und Inspektion“ und „Aufwand für Bedienen“ entspricht der VDI 2067 [VDI 2067-1].

Tabelle 41: Datenbank mit Investitionskosten und Betriebskosten nach VDI 2067, alle Angaben netto

Technologie	Variante	Komponente	Bezugs- einheit	Reg. Faktor	Reg. Exponent	Gültig min	Gültig max	Invest min	Invest max	Nutzungs- dauer	Instand- setzung	Wartung	Bedienen	Quelle
Langzeitwärmespeicher	Behälter	komplett	m ³	15000	-0,45	1.000 m ³	50.000 m ³	670 €/m ³	115 €/m ³	40 a	1,0%	0,3%	0 h	[DSTTP 2010]
Langzeitwärmespeicher	Erdbecken	komplett	m ³	5000	-0,45	5.000 m ³	200.000 m ³	108 €/m ³	21 €/m ³	40 a	1,0%	0,3%	0 h	[Umweltbundesamt 2016]
Langzeitwärmespeicher	Aquifer	komplett	m ³	1500	-0,4	5.000 m ³	20.000 m ³	50 €/m ³	29 €/m ³	40 a	1,0%	0,3%	0 h	[Umweltbundesamt 2016]
Langzeitwärmespeicher	Erdwärme- sonde	komplett	m ³	2000	-0,4	10.000 m ³	20.000 m ³	50 €/m ³	38 €/m ³	40 a	1,0%	0,3%	0 h	[Umweltbundesamt 2016]
Eisspeicher	Behälter	Behälter	m ³	113	0	1 m ³	10.000 m ³	113 €/m ³	113 €/m ³	30 a	1,0%	0,0%	0 h	Eigene Annahme
Eisspeicher	Behälter	Wüt+MSR	Stk.	345000	0	1 Stk	1 Stk	345.000 €/Stk	345.000 €/Stk	30 a	1,0%	0,0%	0 h	Eigene Annahme
Batterie	Li-Ion	komplett	kWh	800	-0,05	10 kWh	1.000 kWh	713 €/kWh	566 €/kWh	10 a	1,0%	2,0%	0 h	[Umweltbundesamt 2016]
Batterie	Li-Ion	Anlagenkosten	kWh	2356	-0,178	220 kWh	900 kWh	900 €/kWh	700 €/kWh	10 a	1,0%	2,0%	0 h	Eigene Annahme
Batterie	Li-Ion	Aufstellungs- und Nebenkosten	kWh	3407	-0,605	220 kWh	900 kWh	130 €/kWh	56 €/kWh	10 a	1,0%	2,0%	0 h	Eigene Annahme
Batterie	Blei-Säure	komplett	kWh	600	-0,15	10 kWh	10.000 kWh	425 €/kWh	151 €/kWh	10 a	1,0%	2,0%	0 h	[Umweltbundesamt 2016]
Elektrisches Heizelement	Heizstab	komplett	kW_el	150	0	100 kW	1.000 kW	150 €/kW	150 €/kW	15 a	1,0%	1,0%	0 h	[Großcurth und Bode 2013]
Elektrisches Heizelement	Elektroden- kessel	komplett	kW_el	425	-0,16	1.000 kW	50.000 kW	141 €/kW	75 €/kW	20 a	1,0%	2,0%	0 h	[Agora Energiewende 2014]
Photovoltaik	Dach	komplett	kWp	1500	-0,04	1 kW	10.000 kW	1500 €/kW	1038 €/kW	20 a	0,0%	1,0%	0 h	Eigene Annahme
Solarthermie	Absorber Dach	Kollektoren	m ²	100	0	1 kW	10.000 kW	100 €/kW	100 €/kW	20 a	1,0%	0,5%	0 h	Eigene Annahme
Solarthermie	Flachkollektor (Aufdach)	Kollektoren	m ²	575	-0,12	500 m ²	2000 m ²	273 €/m ²	231 €/m ²	18 a	0,5%	1,0%	0 h	Eigene Annahme
Solarthermie	Flachkollektor (Aufdach)	Sammelnetz	m	200	0	100 m	1.000 m	200 €/m	200 €/m	25 a	0,5%	1,0%	5 h	Eigene Annahme
Elektrolyse	PEM	Elektrolyseur	kW_el	21880	-0,398	100 kW	1.000 kW	3500 €/kW	1400 €/kW	25 a	0,4%	1,5%	0 h	Herstellerbefragung
Elektrolyse	PEM	H2-Reinigungs- anlage	kW_el	3677	-0,442	100 kW	1.000 kW	480 €/kW	174 €/kW	20 a	0,0%	1,5%	0 h	Herstellerbefragung
Tankstelle	H2	Trailerabfüllung	Stk	1600000	0	1 Stk	1 Stk	1.600.000 €/Stk	1.600.000 €/Stk	20 a	0,0%	1,5%	0 h	Eigene Annahme
Tankstelle	H2	Wasserstoff- speicher	Stk	170000	0	1 Stk	1 Stk	170.000 €/Stk	170.000 €/Stk	20 a	0,0%	1,5%	0 h	Eigene Annahme
Wärmepumpe	Luft-Wasser (Inverter)	komplett	kW_th	1435	-0,078	3 kW	15 kW	1317 €/kW	1162 €/kW	20 a	1,0%	1,5%	0 h	[Bockelmann et al. 2019]
Wärmepumpe	Luft-Wasser (On-Off)	komplett	kW_th	2072	-0,238	3 kW	25 kW	1595 €/kW	963 €/kW	18 a	1,0%	1,5%	5 h	[Bockelmann et al. 2019]
Wärmepumpe	Wasser- Wasser	komplett	kW_th	1592	-0,303	2 kW	300 kW	1290 €/kW	283 €/kW	18 a	1,0%	1,5%	5 h	[Bockelmann et al. 2019]
Wärmepumpe	Wasser- Wasser HT	komplett	kW_th	250	0	1.200 kW	1.200 kW	250 €/kW	250 €/kW	18 a	1,0%	1,5%	5 h	Herstellerbefragung

Technologie	Variante	Komponente	Bezugs- einheit	Reg. Faktor	Reg. Exponent	Gültig min	Gültig max	Invest min	Invest max	Nutzungs- dauer	Instand- setzung	Wartung	Bedienen	Quelle
Wärmepumpe	Luft-Wasser HT	komplett	kW_th	450	0	1.000 kW	1.000 kW	450 €/kW	450 €/kW	18 a	1,0%	1,5%	5 h	Eigene Annahme
Wärmenetz	Fernwärme	Trasse	m	243	0	6.565 m	6.565 m	243 €/m	243 €/m	18 a	0,5%	0,5%	5 h	Eigene Annahme
Wärmenetz	Fernwärme	Hausanschlüsse	Stk	3458	0	131 Stk	131 Stk	3.458 €/Stk	3.458 €/Stk	40 a	0,5%	0,5%	0 h	Eigene Annahme
Wärmenetz	Fernwärme	Hausübergabe- stationen	Stk	10471	0	131 Stk	131 Stk	10.471 €/Stk	10.471 €/Stk	40 a	0,5%	0,5%	0 h	Eigene Annahme
Wärmenetz	kaltes Wärmenetz	komplett	m	80	0	6.565 m	6.565 m	80 €/m	80 €/m	20 a	0,5%	0,0%	0 h	Eigene Annahme
Heizzentrale	futureSuN	komplett	Stk	300000	0	1 Stk	1 Stk	300.000 €/Stk	300.000 €/Stk	30 a	1,0%	1,0%	0 h	Eigene Annahme
Übergabestation	Fernwärme	komplett	kW_th	50	0	1.000 kW	1.000 kW	50 €/kW	50 €/kW	20 a	1,0%	1,0%	0 h	Eigene Annahme
Heizkessel	Gas Brennwert	Kessel	kW_th	250	0	200	200	250 €/kW	250 €/kW	15 a	1,0%	1,5%	0 h	[Oliva et al. 2019]
Heizkessel	Öl Brennwert	Kessel	kW_th	250	0	200	200	250 €/kW	250 €/kW	20 a	1,0%	1,5%	20 h	[Oliva et al. 2019]
Heizkessel	Pellets	Kessel	kW_th	250	0	200	200	250 €/kW	250 €/kW	20 a	3,0%	3,0%	20 h	[Oliva et al. 2019]
Heizkessel	Hackschnitzel	Kessel	kW_th	500	0	200	200	500 €/kW	500 €/kW	15 a	3,0%	3,0%	15 h	[Oliva et al. 2019]
Stromnetz	Arealnetz	Kabel und Erdarbeiten (Nieder- spannung) - NAYY-J 4x150	m	15	0	1000	10000	15 €/m	15 €/m	15 a	0,5%	0,5%	20 h	Eigene Annahme
Stromnetz	Arealnetz	Kabel und Erdarbeiten (Nieder- spannung) - NAYY-J 4x70	m	9	0	1000	10000	9 €/m	9 €/m	40 a	0,5%	0,5%	0 h	Eigene Annahme
Stromnetz	Arealnetz	Hausanschlüsse	Stk	2000	0	100	1000	2.000 €/Stk	2.000 €/Stk	40 a	0,5%	0,5%	0 h	Eigene Annahme
Stromnetz	Arealnetz	Zweiwegezähler	Stk	100	0	100	1000	100 €/Stk	100 €/Stk	40 a	0,5%	0,5%	0 h	Eigene Annahme
Stromnetz	Arealnetz	Transformator	kVA	40	0	300	3000	40 €/kVA	40 €/kVA	40 a	0,5%	0,5%	0 h	Eigene Annahme

D.10 Anlagensteckbriefe

Im Folgenden sind Anlagensteckbriefe zu den bestehenden SuN-Anlagen beigefügt, die im Projekt untersucht worden sind.

future SuN

AP1 Update

AP 1.3 Dokumentation Anlagenbetrieb und -zustand

F+E Vorhaben:

futureSuN:
Analyse, Bewertung und Entwicklung zukunftsfähiger
Anlagenkonzepte für solare Nahwärmanlagen
mit saisonaler Wärmespeicherung

Teilprojekt:

Evaluation und Transformation solarer Nahwärmanlagen
im Kontext der Energiewende

Objekt:

Neckarsulm-Amorbach

Auftragnehmer:



**Steinbeis-Innovationszentrum
Energie-, Gebäude- und
Solartechnik (EGS)**

Gropiusplatz 10
70563 Stuttgart
www.siz-egs.de

Bearbeitung
M.Sc. Philipp Kofler
Tel.: 0711 9900783
E-Mail: philipp.kofler@siz-egs.de



Kenndaten der Anlage

Standort	Neckarsulm-Amorbach
Baujahr / Betriebsbeginn	1995
Umbau / Sanierung / Optimierung	2008
Gebäudetypen	Mischbebauung (RH, MFH, Schule)
Wohneinheiten	>350 WE
Nutzfläche nach EnEV (AN)	k.A.
Gesamtwärmebedarf (Durchschnitt 2013-2016)	3.571 MWh/a
Flächenbezogener Wärmebedarf	k.A.
Länge Leitungsnetz	k.A.
Kollektortyp	Flachkollektoren
A_Koll,Brutto (2016)	6.716 m ²
Solarer Deckungsanteil (Durchschnitt 2008-2016)	42%
Speicherart	Erdsonden-Wärmespeicher
Speichermedium	Erdreich
Speichervolumen	63.360 m ³
Nachheizung: Gas-Brennwertkessel	3.100 kW
Nachheizung: Wasser/Wasser-Wärmepumpe	512 kW



Anlagenbeschreibung

Die SuN-Anlage mit Langzeit-Wärmespeicher in Neckarsulm-Amorbach ging 1995 als erstes deutsches Pilotprojekt in Betrieb. Auf ausgewählten Dächern von Reihenhäusern, Mehrfamilienhäusern, Schule, Sporthalle, Ladenzentrum sowie zwei Freiflächenanlagen wurden in mehreren Erweiterungsstufen über 6.000 m² Kollektorfläche installiert. Ein saisonaler Erdsonden-Wärmespeicher wurde in drei Stufen ausgebaut. Der ursprünglich geplante Endausbau sollte etwa doppelt so groß sein (Wärmebedarf, Kollektorfläche, Speichervolumen) und es sollte dann ein solarer Deckungsanteil von etwa 50 % erreicht werden. Der Ausbau des Wohngebiets ist nach über 20 Jahren immer noch nicht abgeschlossen. Inzwischen sind etwa 4/5 der Fläche bebaut.

Eine Besonderheit der SuN-Anlage Neckarsulm-Amorbach ist das 3-Leiter-Netz, über welches die angeschlossenen Gebäude mit Wärme versorgt werden und gleichzeitig der Solarertrag in die Energiezentrale geführt wird. Der Solarvorlauf wird dabei mit dem Netzzrücklauf in einen "Leiter" zusammengeführt. Jeweils ein weiterer Leiter stellt den Netzzvorlauf und den Solarrücklauf dar. Der Netzzrücklauf (Solarvorlauf) wird in einen Pufferspeicher geführt. Das Energiemanagement in der Energiezentrale erfolgt über die Temperaturen in diesem Pufferspeicher. So kann bei ausreichender Temperatur der Erdsonden-Wärmespeicher beladen werden, die Wärmepumpe quellenseitig versorgt werden oder direkt der Netzzvorlauf bedient werden. Ebenso kann Wärme aus dem Erdsonden-Wärmespeicher in den Pufferspeicher geladen werden, zur Versorgung der Wärmepumpe verwendet werden oder direkt in den Netzzvorlauf gepumpt werden. Ein Teil des Pufferspeichervolumens wird auch von den Spitzenlast-Gaskesseln benutzt, wodurch eine hohe Taktung der Kessel vermieden wird. Abb.2 zeigt ein vereinfachtes Anlagenschema der SuN-Anlage Neckarsulm-Amorbach.

Abb. 1: Luftaufnahme

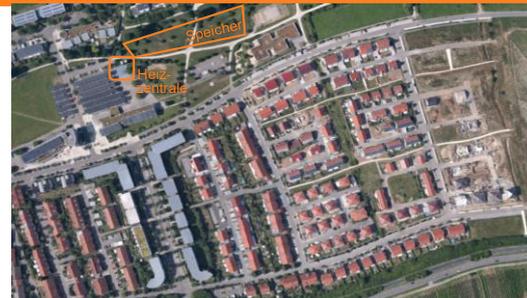
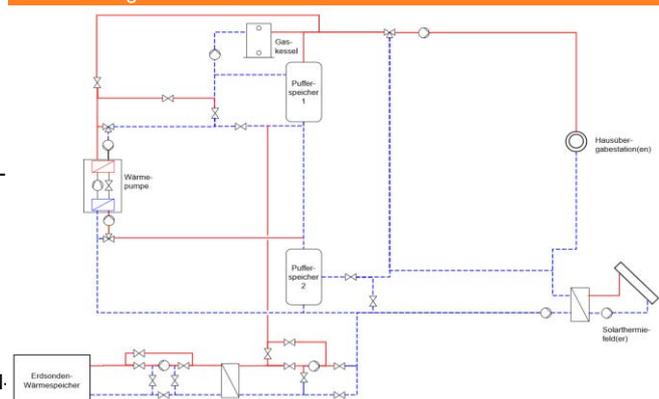
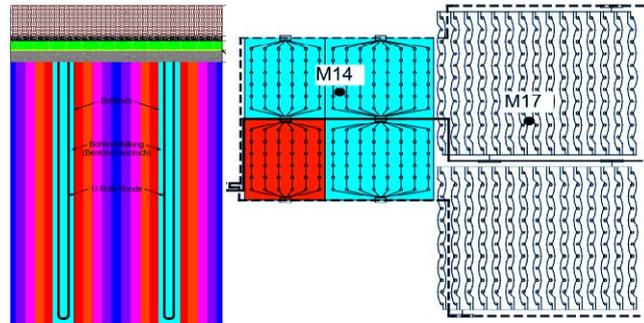


Abb. 2: Anlagenschema



Der Erdsonden-Wärmespeicher wurde seit Betriebsbeginn in 3 Abschnitten erstellt. Über eine Reihe von 30 m tiefen Erdsonden wird ein Erdreichvolumen von 63.360 m³ erschlossen. Zur Minimierung der Wärmeverluste wurde die Oberseite des Langzeitwärmespeichers neben einer Sandschicht auch mit einer 20 cm dicken Dämmung und einer 3 m dicken Erdschicht bedeckt. Durch den nachträglichen Einbau einer Wasser/Wasser-Wärmepumpe im Jahr 2008 konnte der Langzeitwärmespeicher vor allem in den Wintermonaten stärker ausgekühlt werden, wodurch sowohl die Wärmeverluste des Speichers reduziert als auch die Wärmeerträge durch die Kollektorfelder gesteigert werden konnten. Dies zeigt die Auswertung der Betriebsdaten eindrücklich. Ebenso sichtbar wird der negative Effekt der Außerbetriebnahme der Wärmepumpe aufgrund geänderter Betriebsführung ab 2014 und eines Hochwasserschadens in 2016 auf den solaren Deckungsgrad.

Abb. 3: Schnittbild der Erdsonden und Sondenverteilung



Die solare Wärmeenerzeugung in der SuN-Anlage Neckarsulm-Amorbach erfolgt verteilt auf mehrere Kollektorfelder. Jedes Kollektorfeld ist über eine Übergabestation an das 3-Leiter-Netz angebunden und die erzeugte Wärme wird in den Netzurücklauf eingespeist. Bis 2013 wurde die Kollektorfäche im Netz ständig erweitert und beträgt seitdem 6,713 m² Bruttofläche.

Abb. 4: Kollektorfelder und Nahwärmenetz

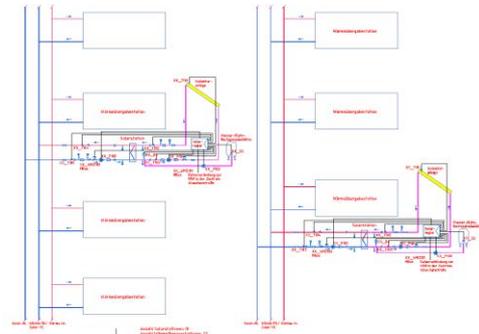
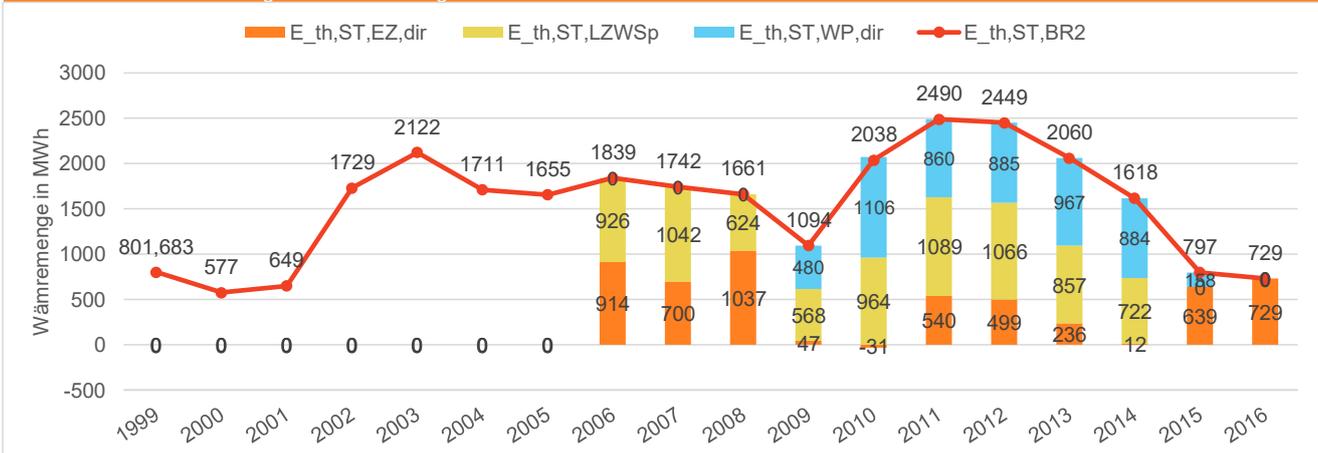


Abb. 5: Zeitliche Entwicklung der Kollektorerträge



In Abb. 5 ist der Kollektornettoertrag dargestellt und, soweit die Messwerte vorliegen, in welchen Anteilen dieser direkt in die Energiezentrale geleitet wurde, zur Speicherbeladung diente oder der Wärmepumpe direkt als Quelle diente. In Folge des Einbaus der Wärmepumpe zeigt sich, beginnend ab 2009, eine signifikante Ertragssteigerung. Durch Auskühlung des Speichers kann eine geringere Vorlauftemperatur zu den Kollektoren erreicht werden, die zu einer erhöhten Effizienz führt. Aufgrund der zuvor erwähnten geänderten Betriebsführung und eines Hochwasserschadens an der Heizzentrale sinkt der Ertrag ab 2014 jedoch wieder. Dies findet sich auch im spezifischen Kollektorertrag. Vor Installation der Wärmepumpe lag dieser bei durchschnittlich 290 kWh/(m²a) (2005 bis 2007). In den Jahren 2010 - 2013 stieg dieser auf durchschnittlich 350 kWh/(m²a). 2016 wurde lediglich 109 kWh/(m²a) gezählt.

Abb. 6: Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale sowie Anteile an Erzeugung und Verbrauch

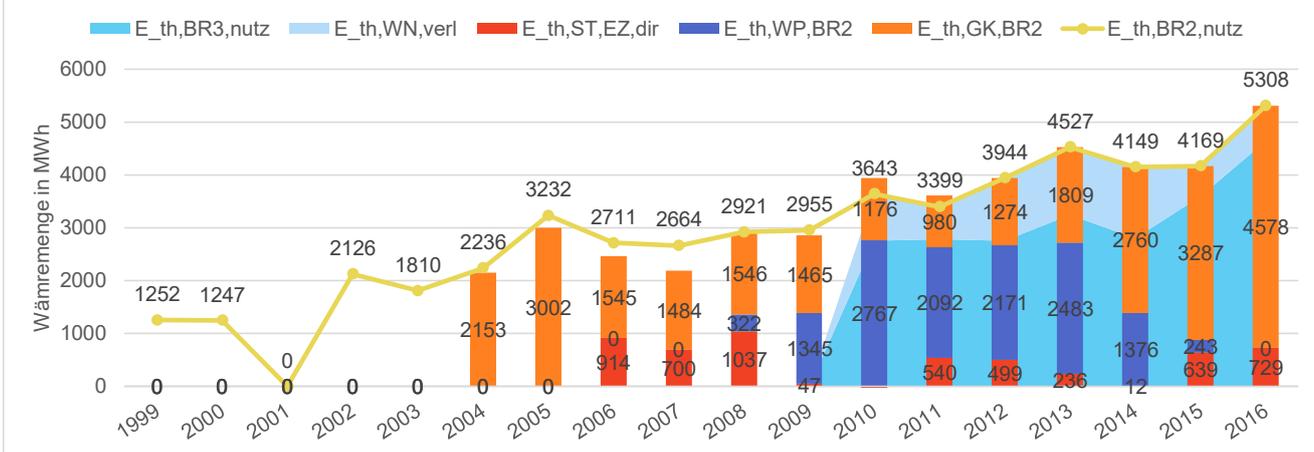


Abb. 6 zeigt den Verlauf der Wärmeerzeugung in der SuN-Anlagen Neckarsulm-Amorbach ab dem Jahr 1999, mit Ausnahme des Jahres 2001. Die anteilige Bereitstellung dieser Wärme kann bis in das Jahr 2004 zurückverfolgt werden, wobei die Genauigkeit der vorhandenen Daten mit dem Alter der Aufzeichnungen abnimmt. Bis einschließlich 2007 setzt sich die Wärmeerzeugung aus nutzbarer Solarenergie und Gaskessel-Nachheizung zusammen. Ab 2008 kommt die Wärmeerzeugung mittels Wärmepumpe hinzu, welche bis einschließlich 2013 den Anteil an der Wärmeerzeugung hat. Als Wärmequelle dient der Wärmepumpe wohlgermerkt ausschließlich solarthermische Wärme, sei es über direkte Nutzung oder aus dem Erdsonden-Wärmespeicher entnommene. Ab 2014 ist zu erkennen, wie die Anteile der Wärmepumpe an der Wärmeerzeugung wieder sinken. Der gesamte Energiebedarf des Wärmenetzes ist über die Jahre ständig angestiegen, was mit der fortschreitenden Ausiedlung des Wohngebiets zusammenhängt. Die abgerechnete Wärmemenge im Jahr 2016 betrug 4639 MWh. Ab 2010 sind ebenfalls die abgerechneten Wärmemengen und Netzwärmeverluste des Wärmenetzes abgebildet. Im Mittel ergibt sich für diese Jahre ein Netzwirkungsgrad η_{Netz} von etwa 77 %.

Abb. 7: Solarer Deckungsanteil und Speichernutzungsgrad, sowie Auslegungswerte

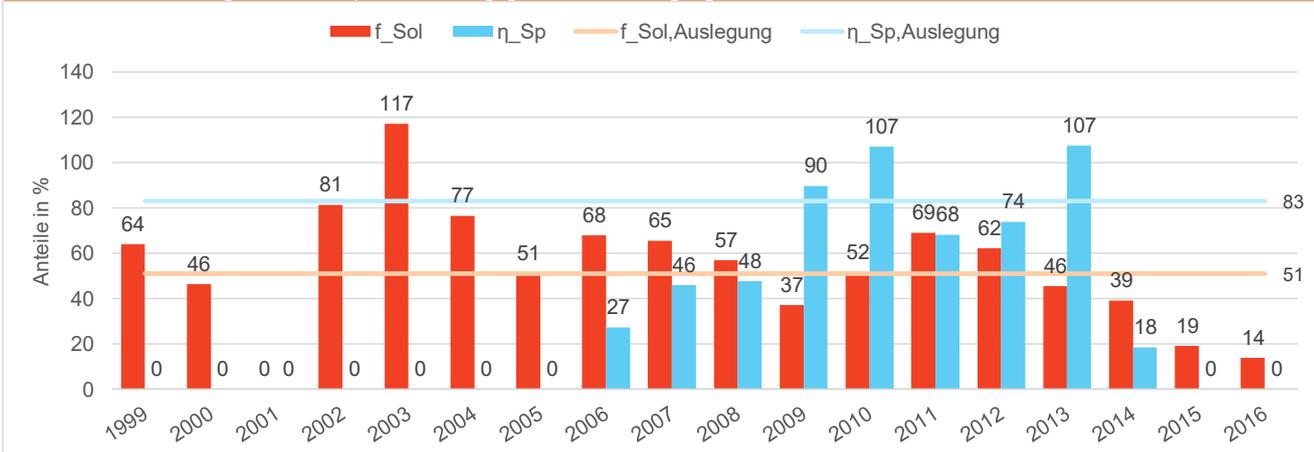
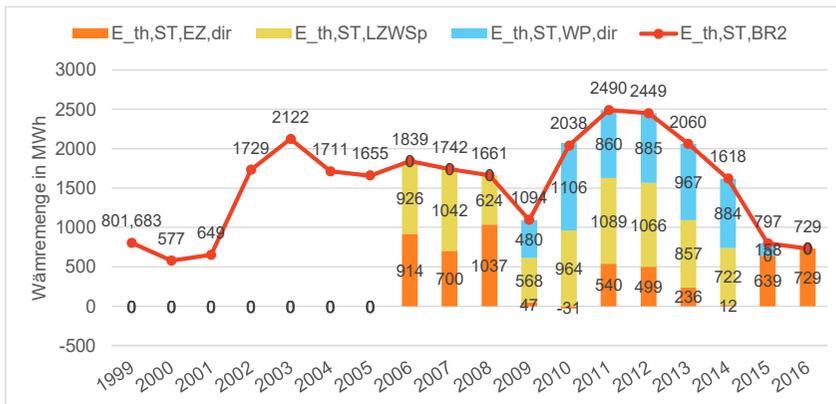
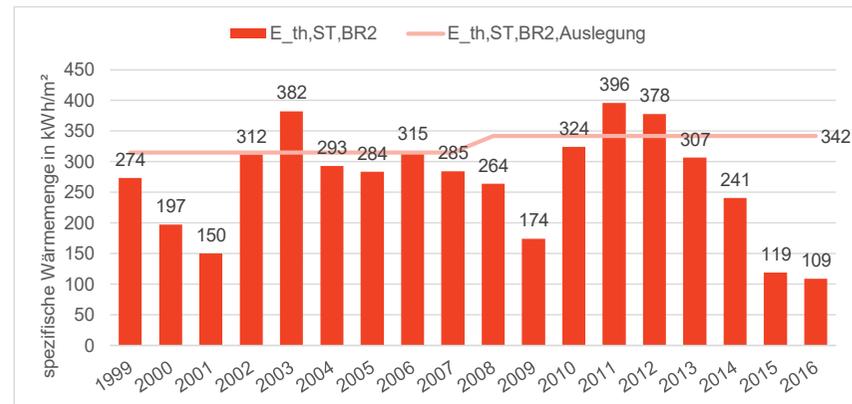


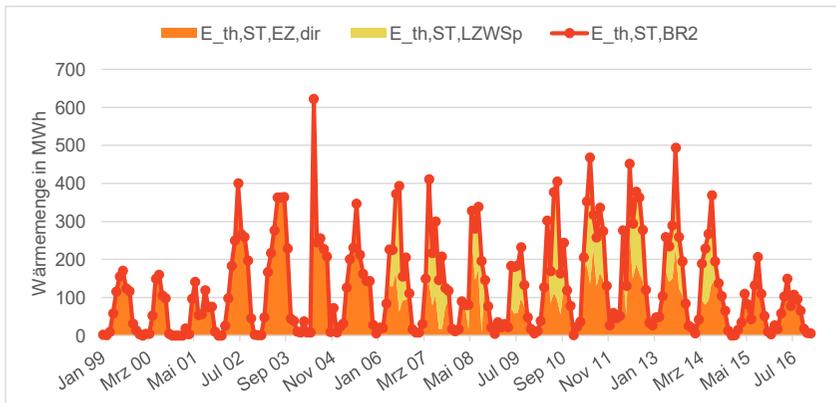
Abb. 7 schließlich zeigt den zeitlichen Verlauf des solaren Deckungsanteils und des Speichernutzungsgrads nach den im Projekt futureSuN erarbeiteten Definitionen, jeweils im Vergleich zu den ursprünglichen Planungswerten. Wird lediglich der Zeitraum ab 209 betrachtet (Jahr nach vollständiger Inbetriebnahme der Wärmepumpe) ergibt sich ein Mittelwert von f_{Sol} von etwa 42 %. Die Höchstwerte liegen bei 69 % und 62 % in den Jahren 2011 und '12 deutlich über dem Zielwert von 51 %. Die Jahre 2015 und '16 senken den Mittelwert hingegen deutlich und sind ein erstes Indiz für die Optimierungspotentiale dieser SuN-Anlage. Der Speichernutzungsgrad des Erdsonden-wärmespeichers (als Verhältnis zwischen entnommener und beladener Wärmemenge in einem Jahr) unterliegt deutlichen Schwankungen. Durch die Inbetriebnahme der Wärmepumpe ab 2008 ergeben sich in einigen Jahren Werte über 100 %. Hier wurde im Jahresverlauf mehr Energie aus dem Speicher entnommen als solarthermisch beladen wurde. Mit der Außerbetriebnahme der Wärmepumpe ab 2014 sinkt der Speichernutzungsgrad schließlich bis auf 0 %, da eine Speicherentladung in der Folge gänzlich ausbleibt.



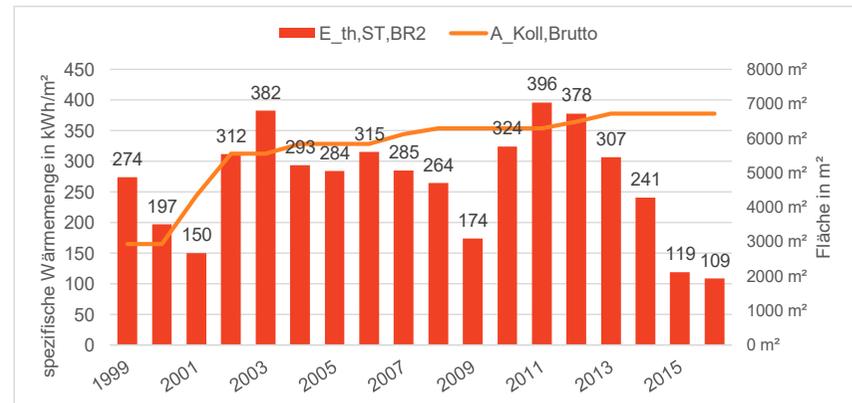
Kollektor nettoertrag sowie dessen Aufteilung in Speicherbeladung, Wärmepumpenquelle und Direktnutzung als Jahressummen.



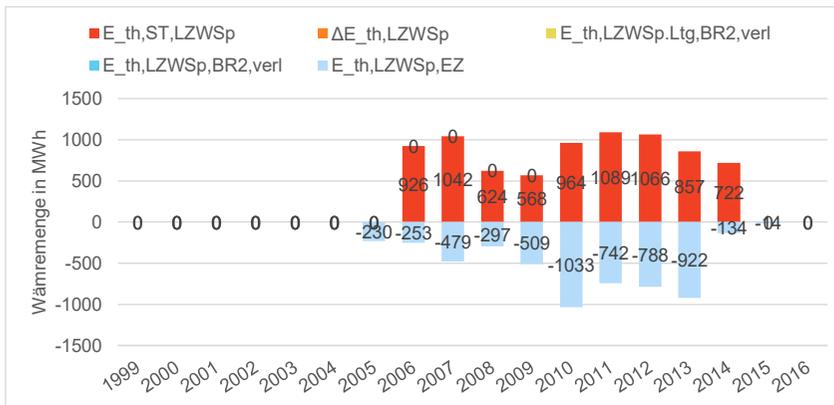
Gemessener Kollektor nettoertrag bezogen auf A_Koll,Brutto, sowie Auslegungswert



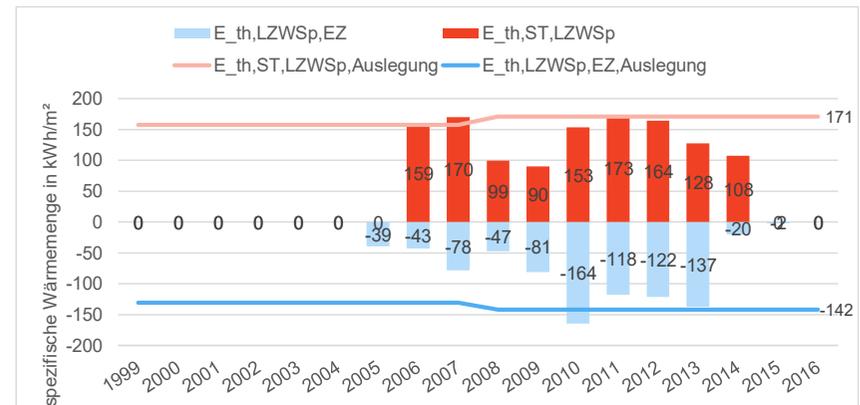
Wärmemenge Kollektor nettoertrag sowie Speicherbeladung und Direktnutzung als Monatssummen



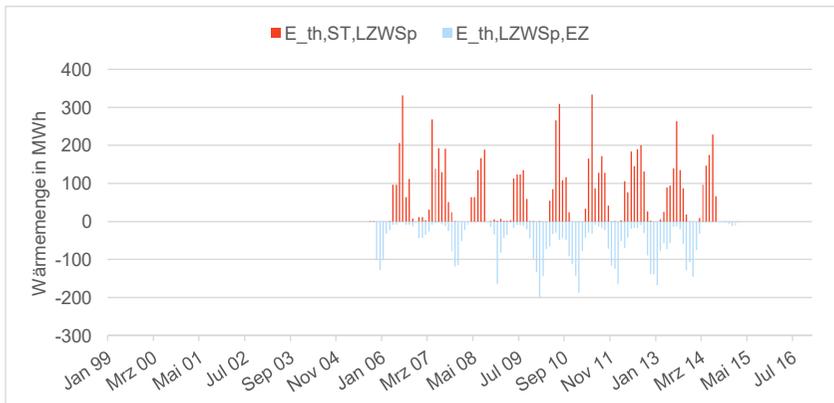
Flächenbezogener Kollektor nettoertrag, sowie A_Koll,Brutto



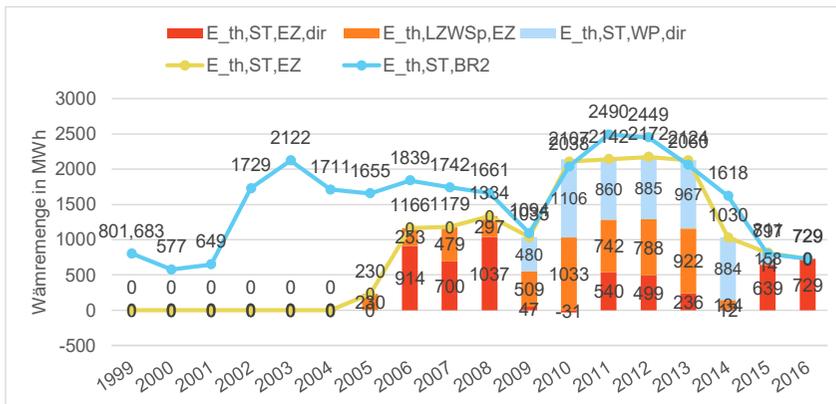
Speicherwärmebilanz, Jahressummen



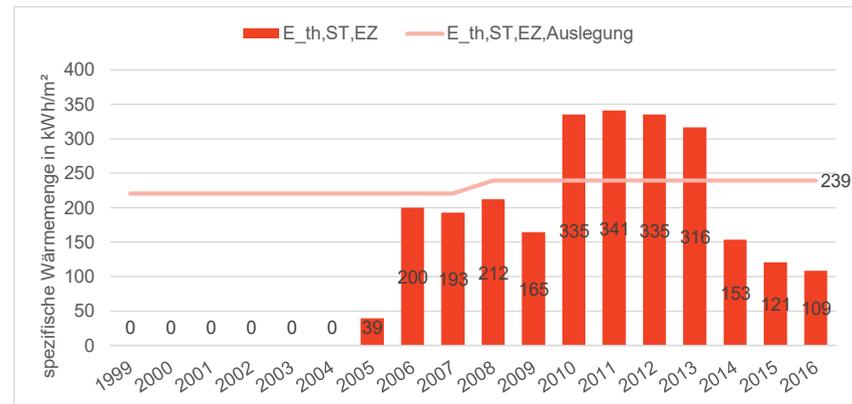
Speicherbe- und entladungswärmemengen bezogen auf A_Koll,Brutto, sowie Auslegungswerte



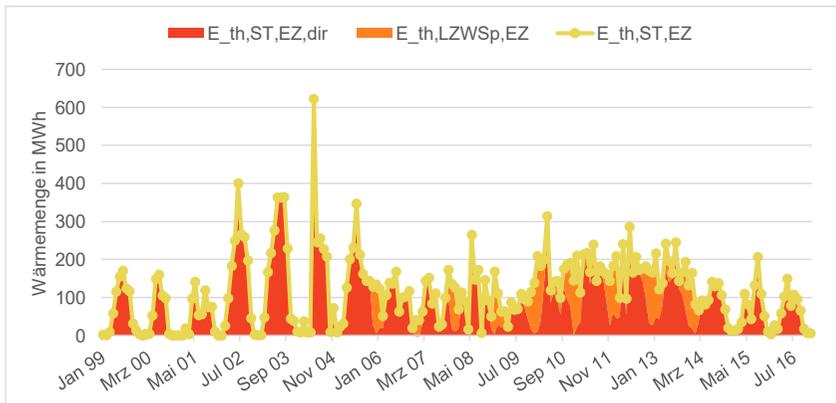
Speicherwärmebilanz, Monatssummen



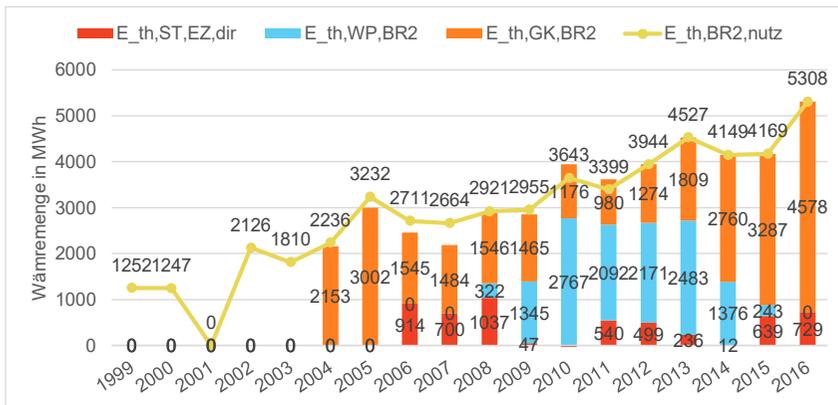
Kollektor Nettoertrag, solare Nutzwärmemenge sowie Speicherentladung und Direktnutzung als Jahressummen



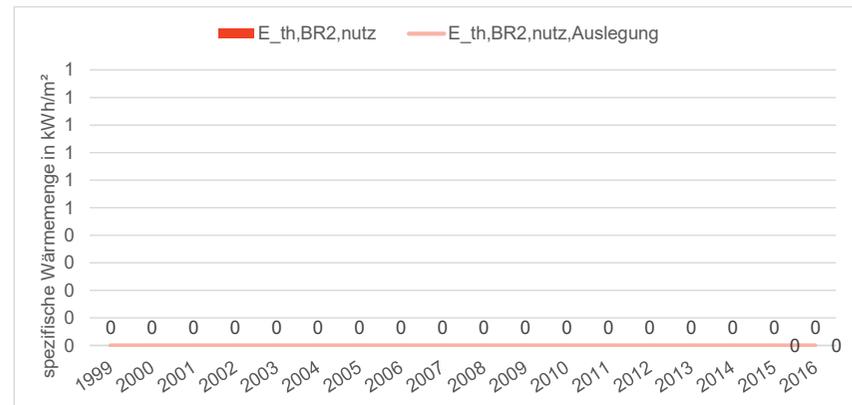
Solare Nutzwärme bezogen auf A_Koll,Brutto, sowie Auslegungswert



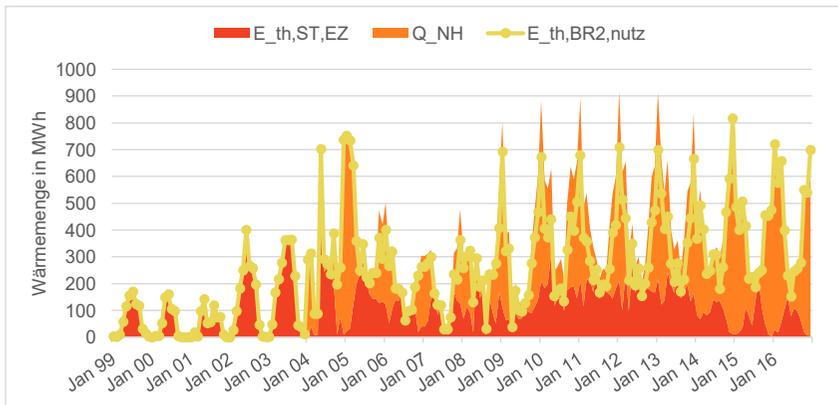
Solare Nutzwärmemenge sowie Speicherentladung und Direktnutzung als Monatssummen



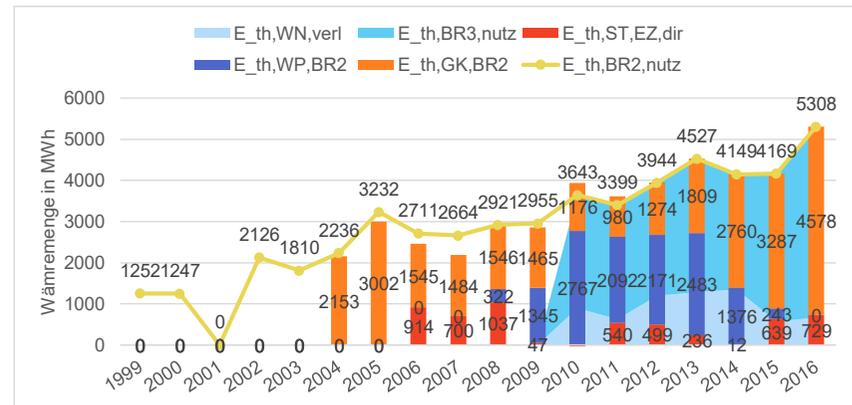
Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale sowie Nachheizung durch Gas, Wärmepumpe und Solare Nutzwärmemenge als Jahressummen



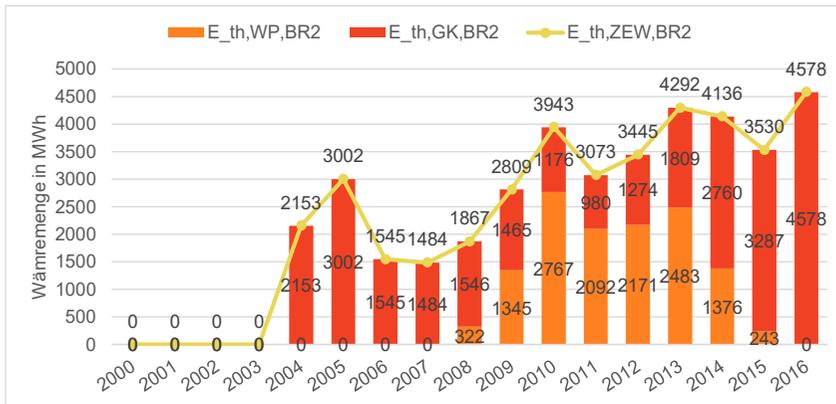
Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale bezogen auf Nutzfläche nach EnEV (AN), sowie Auslegungswert



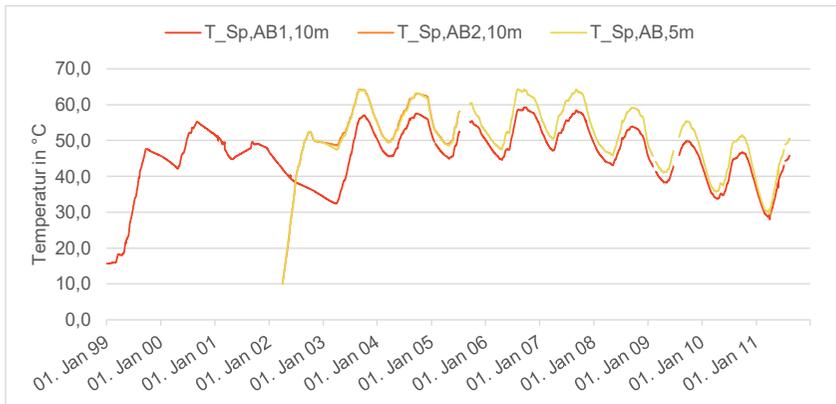
Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale sowie Nachheizung durch Gas und Solare Nutzwärmemenge als Monatssummen



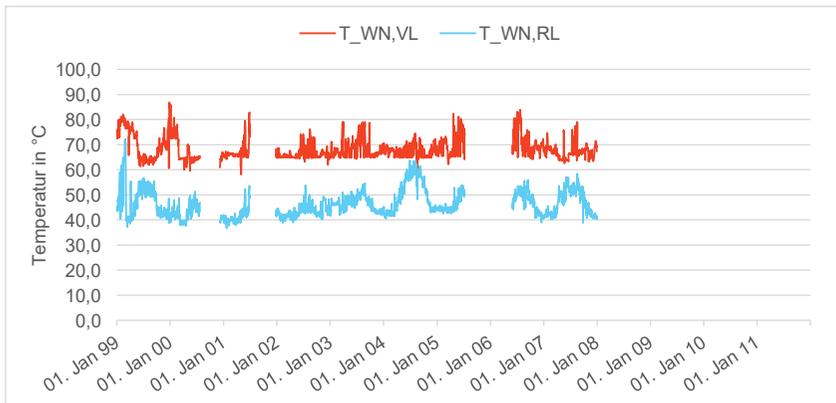
Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale sowie Anteile an Erzeugung und Verbrauch



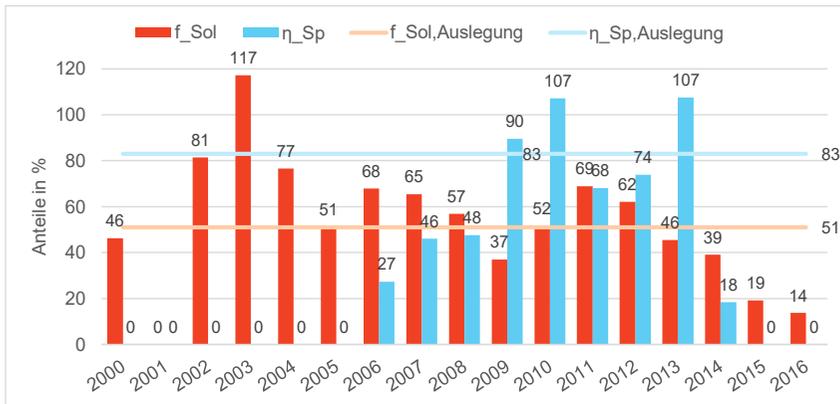
Wärmebereitstellung aus Nachheizung, aufgeteilt in Gaskessel und Gasabsorptionswärmepumpe



Zeitlicher Verlauf der Speichertemperaturen innen und außen



Zeitlicher Verlauf der Nahwärmenetz Temperaturen (Vorlauf und Rücklauf), sowie Umgebungstemperatur



Solarer Deckungsanteil und Speichernutzungsgrad, sowie Auslegungswerte

future SuN

AP1 Update

AP 1.3 Dokumentation Anlagenbetrieb und -zustand

F+E Vorhaben:

futureSuN:

Analyse, Bewertung und Entwicklung zukunftsfähiger
Anlagenkonzepte für solare Nahwärmanlagen
mit saisonaler Wärmespeicherung

Teilprojekt:

Evaluation und Transformation solarer Nahwärmanlagen
im Kontext der Energiewende

Objekt:

SuN Attenkirchen

Auftragnehmer:



ZAE BAYERN

Walther-Meißner-Str. 6
85748 Garching
www.zae-bayern.de

Bearbeitung
Markus Pröll, Dr.-Ing.
Tel.: +49 89 329442-81
E-Mail: markus.proell@zae-bayern.de



Kenndaten der Anlage

Standort	Attenkirchen
Baujahr / Betriebsbeginn	2000-2002 / 2002
Umbau / Sanierung / Optimierung	-
Gebäudetypen	21 EFH, Tennishalle
Wohneinheiten	21 WE
Wohnfläche (maximal Planung)	6,200 m ²
Gesamtwärmebedarf	257 MWh/a
Flächenbezogener Wärmebedarf (Planung)	k.A.
Länge Leitungsnetz	686 m
Kollektortyp	Solar-Roof
A_Koll,Brutto	836 m ²
Solarer Deckungsanteil (Stand 2006 f_th,sol,EEZ)	74%
Speicherart	Erdsonden / Wasserspeicher
Speichermedium	Erdeich/Wasser
Speichervolumen	500 / 6.800 H ₂ O
Nachheizung: Wasser-Wasser Wärmepumpen	313 kW
Nachheizung: Sole-Wasser Wärmepumpen	140 kW



Anlagenbeschreibung

Die Anlage zur solar unterstützten Nahwärmeversorgung mit Langzeit-Wärmespeicher in Attenkirchen (b. Freising) ging 2002 in Betrieb. Die Solaranlage mit 836 m² wurde auf einer Sporthalle installiert und stellt als Solar Roof auch gleichzeitig die dichte Dachhaut ohne zusätzliches Unterdach. In Attenkirchen wurde erstmals der neu entwickelte Hybridspeicher, eine Kombination aus unterirdischem Wasserspeicher (500 m³) und Erdwärmesonden-Speicher (6800 m³), eingesetzt. Zur Nachheizung kommen elektrische Wärmepumpen zum Einsatz, die die Speicher als Niedertemperaturquelle verwenden. Es sollte ein solarer Deckungsanteil von 75 % bezogen auf Strom und Ausgang Energiezentrale erreicht werden.

Die Anlageninvestition wurde vom Bayerischen Wirtschaftsministerium und die Begleitforschung in Solarthermie2000 gefördert.

Abb. 2: Anlagenschema

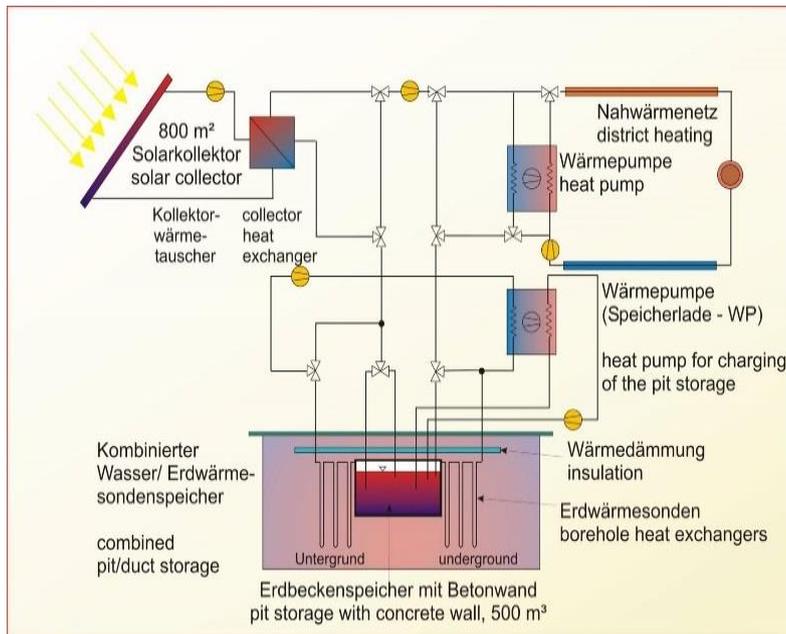


Abb. 1: Luftaufnahme im Jahr 2000



Nahwärmenetz:

Sowohl die Dämmung, als auch die Verbindungen bzw. die Abzweigungen waren teilweise schlecht ausgeführt und mussten erneuert werden. Mischinstallation führen auf Grund von Sauerstoffeintrag im offenen System zu Ausfällungen bedingt durch Korrosion. Die Installation eines Ionentauschers konnte diesen Effekt eindämmen. Da die Anlage ursprünglich für einen höheren Wärmebedarf ausgelegt wurde ist das Wärmenetz überdimensioniert. Dies führt wahrscheinlich zu einem erhöhten Bedarf an Hilfsstrom durch die Umwälzpumpen.

Abb. 4: Kollektorfelder und Nahwärmenetz

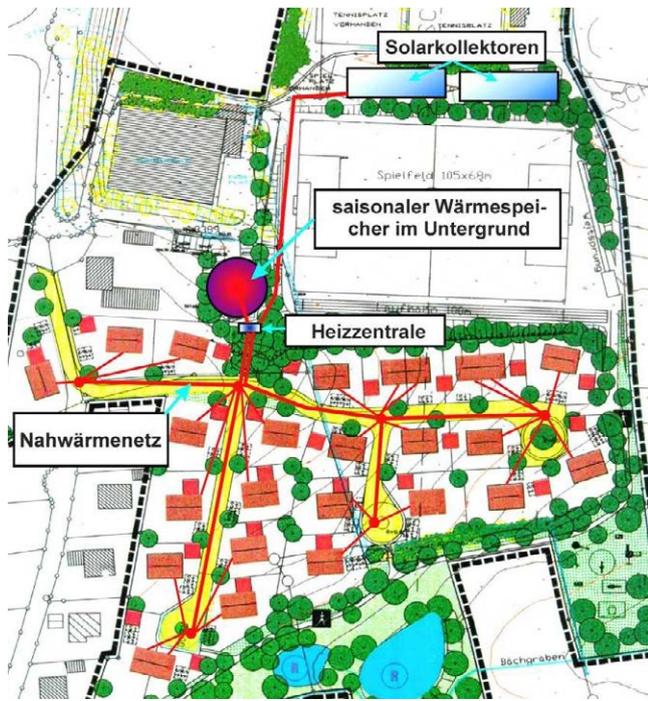


Abb. 3: Abmessungen und Aufbau des Kies/Wasser-Speichers

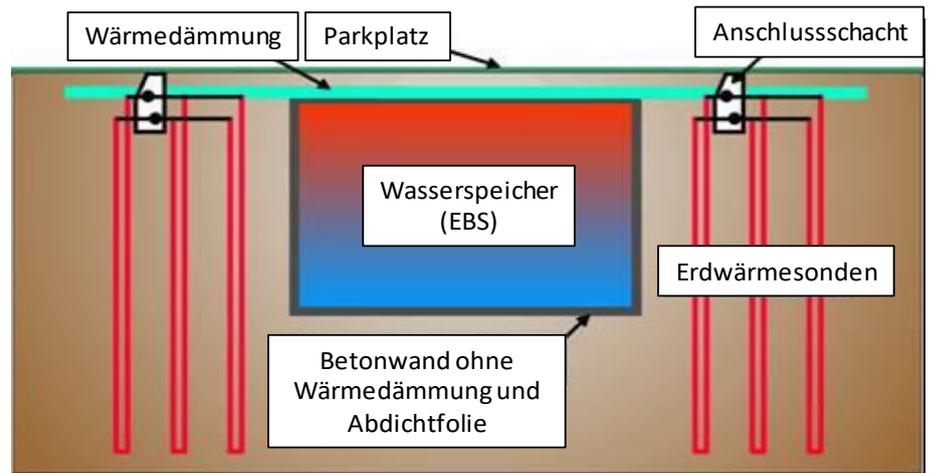


Abb. 5: Solarthermieertrag, elektrische Antriebsenergie der Wärmepumpen und Nutzenergie ab EZ für den Auswertzeitraum

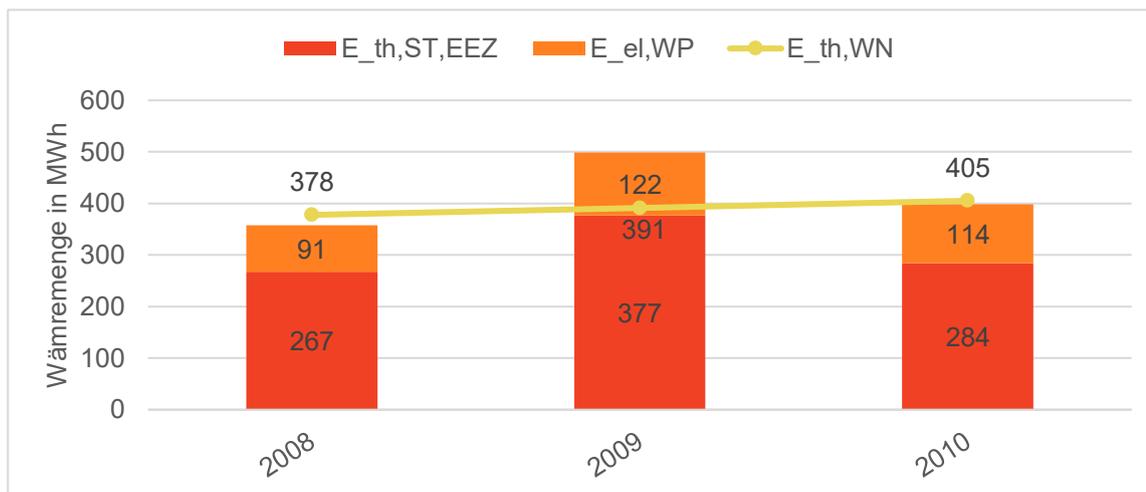


Abbildung 5: Energetische Bilanz des Bilanzraums BR1 (Abbildung 4) mit solarthermisch erzeugter Energie $E_{th,ST,EEZ}$, elektrischer Antriebsenergie der Wärmepumpen $E_{el,WP}$ und Nutzenergie ab Energiezentrale $E_{th,WN}$ als Jahressummen.

Solare erzeugte Wärme Eintritt EZ

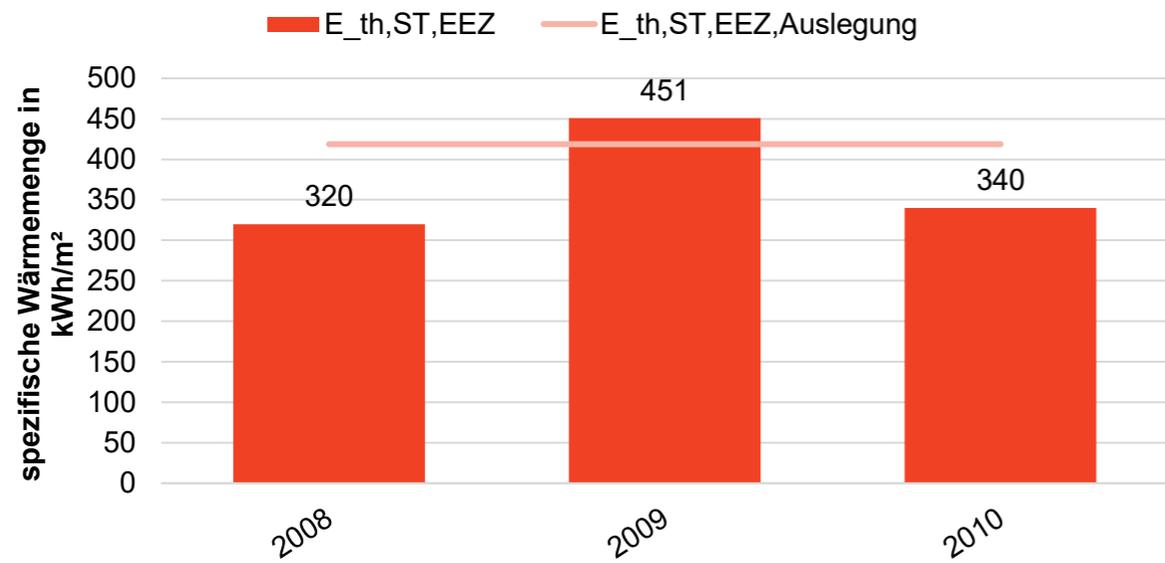
Diese Betrag pro Kalenderjahr 267 MWh/a (2008), 377 MWh (2009) und 284 MWh (2010).

Solarer Deckungsanteil

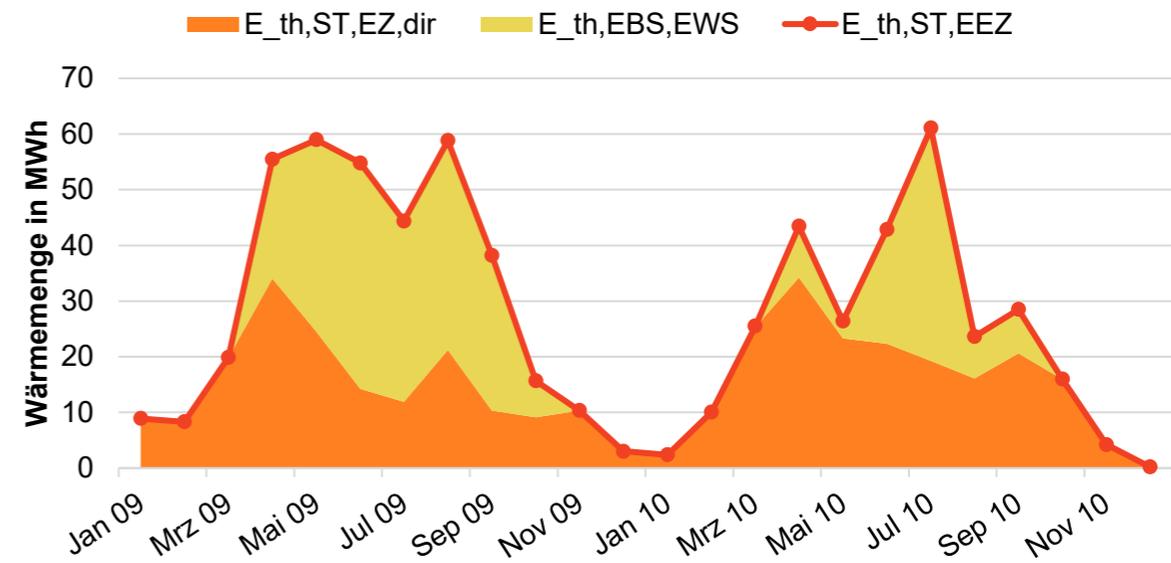
Die Datenlage erlaubte keine Auswertung des solaren Deckungsanteils im Sinne der futureSuN Neudefinition. Dies vor allem wegen fehlender Kenntnis der thermischen Verluste des Wärmenetztes.

Wärmespeicher

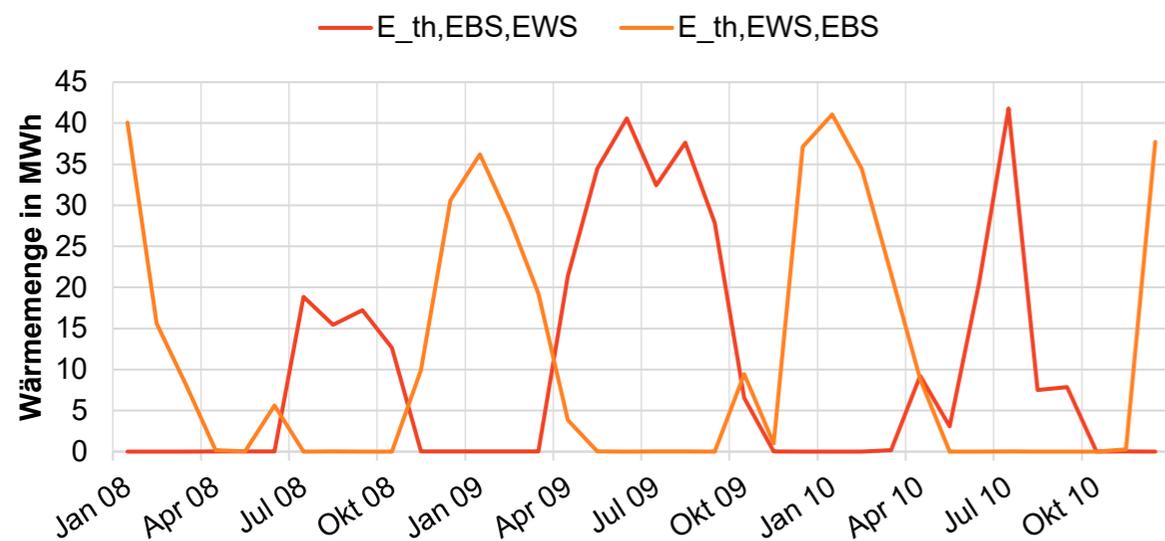
Die Temperaturen im Erdsondenspeicher betragen in den Jahren 2008-2010 zwischen 5 °C und 30°C und im Erdbeckenspeicher zwischen 10 °C und 58 °C (Speichermittelwert).



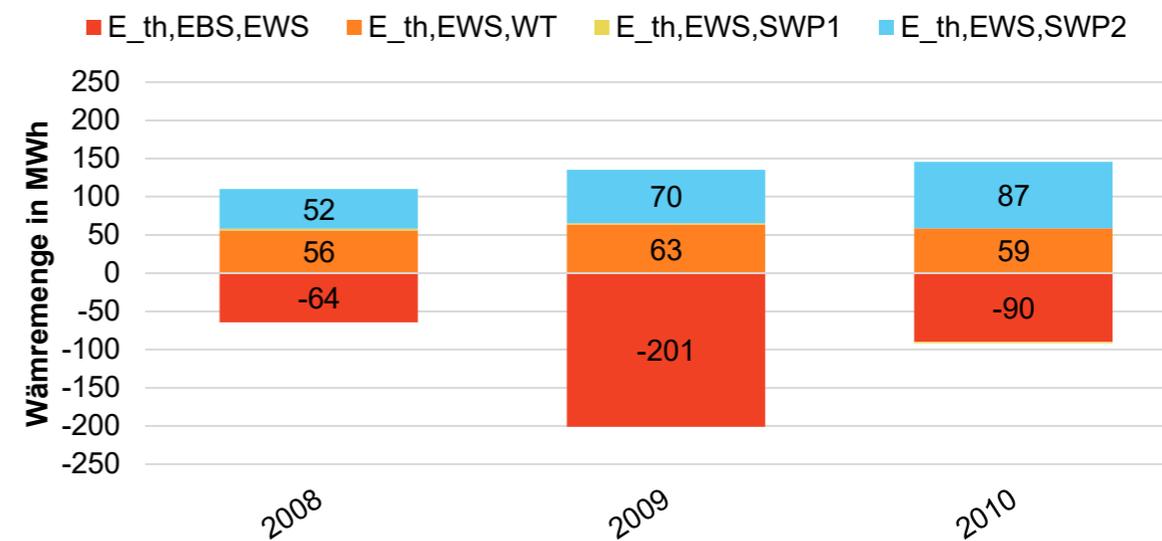
Gemessener spezifischer Brutto-Kollektor ertrag bezogen auf $A_{Koll,Brutto}$, sowie Auslegungswert (Wert des primärseitigen Ertrags).



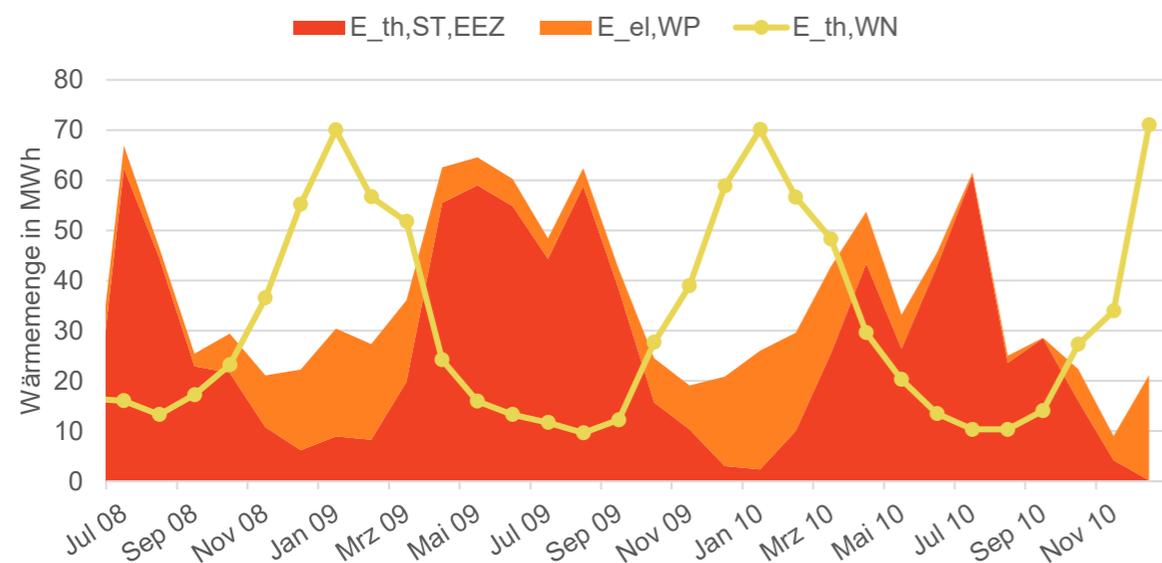
Wärmemenge Kollektor nettoertrag sowie Speicherbeladung und Direktnutzung (bilanziell berechnet) als Monatssummen für 2009 und 2010



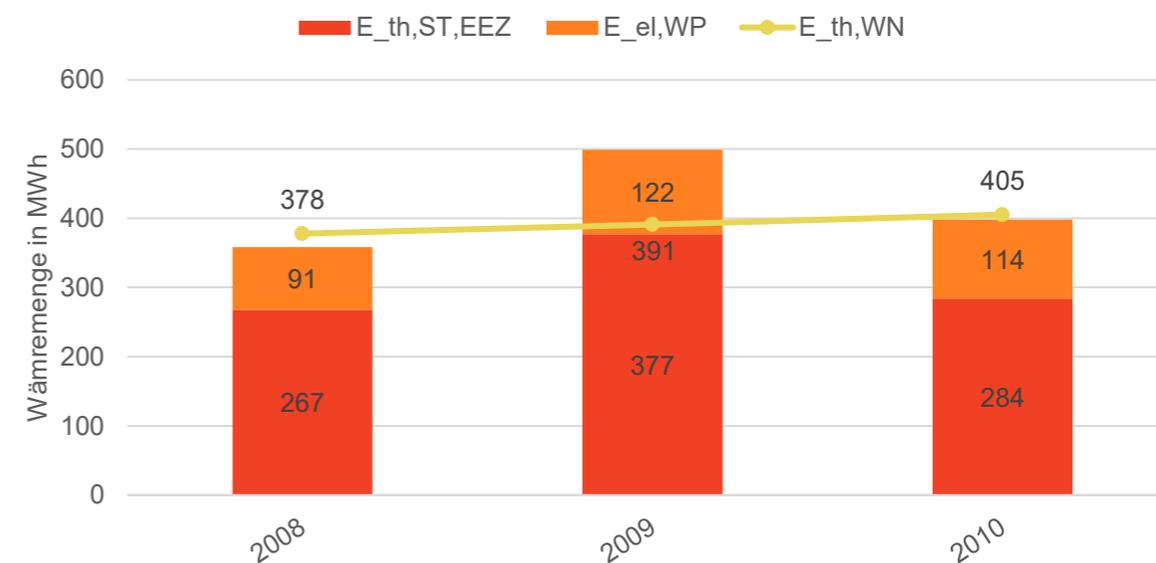
Energetische Bilanz am Erdwärmesondenspeicher EWS. Be- und Entladung durch den Erdbeckenspeicher EBS.



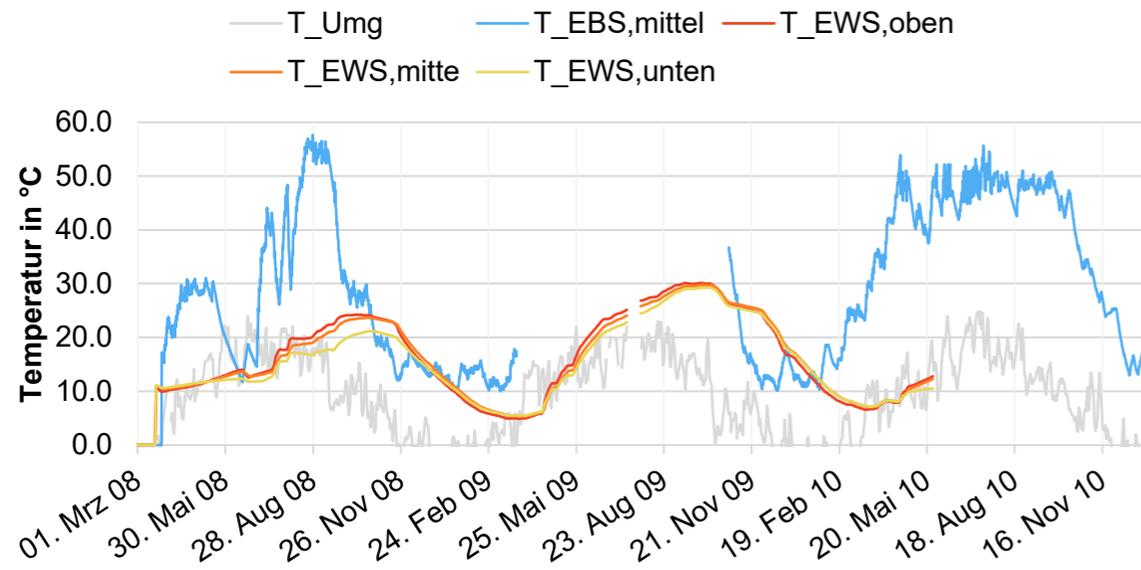
Energetische Bilanz aus Abbildung 89, aufgeschlüsselt nach Beladung des EBS sowie Entnahme aus dem EWS durch SWP1, SWP2 und EWS-WT.



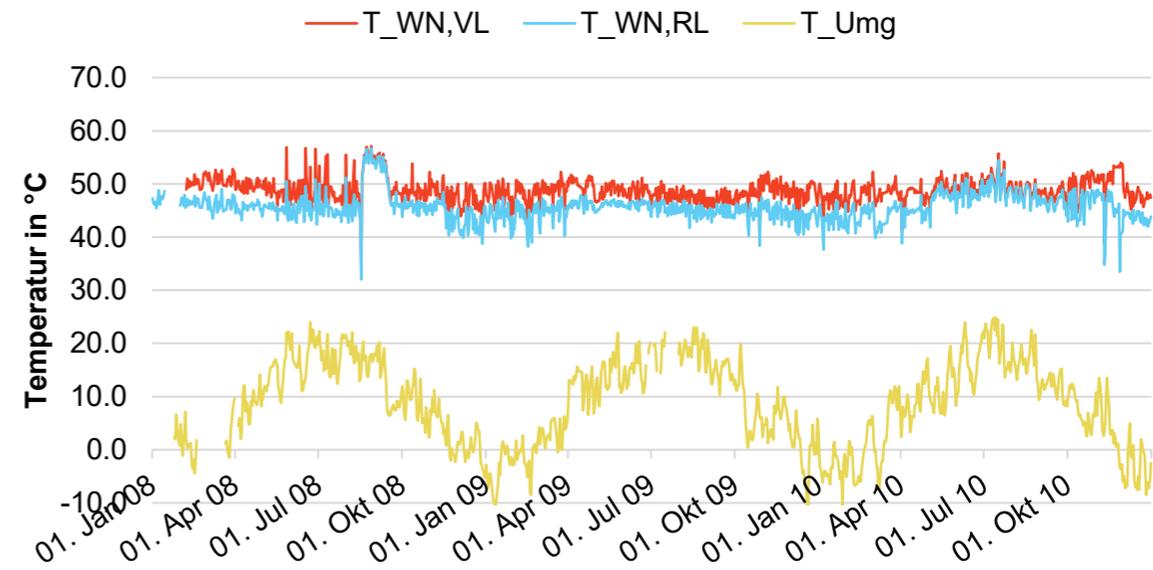
Anschauliche Darstellung des saisonalen Speichereffektes des EWS anhand von energetischen Monatssummen. Solarthermischer Ertrag E_{th,ST} und elektrische Antriebsenergie der Wärmepumpen E_{el,WP} und thermische Nutzenergie ab Energiezentrale E_{th,WN}.



Energetische Bilanz des Bilanzraums EEZ (Abbildung 4) mit solarthermisch erzeugter Energie E_{th,ST,EEZ}, elektrischer Antriebsenergie der Wärmepumpen E_{el,WP} und Nutzenergie ab Energiezentrale E_{th,WN} als Jahressummen.



Zeitlicher Verlauf der Speichertemperaturen innen und außen



Zeitlicher Verlauf der Nahwärmenetz Temperaturen (Vorlauf und Rücklauf), sowie Umgebungstemperatur

1.) Ist-Zustand 2017

Wärmeabnehmer 2017	
Abrechnungspunkte	22 Stück
Anzahl Gebäude	22 Stück
Wohnfläche	k.A.
Nennleistung	218 kW
(geschätzt) Wärmebedarf	257 MWh/a

Auflistung einzelner Gebäude/Baugruppen mit Informationen

laufende Nr.	Bezeichn.	Bautyp	EFH/MFH?	Wohnfläche [m ²]	Anzahl Bewohner [-]	Anzahl Zimmer [-]	WE [-]
1 bis 21		Einfamilienhaus	EFH	k.A.	k.A.	k.A.	21
22		Tennishalle	n/a	n/a	0.0	0	0

2.) Historische Entwicklung der Abnehmerstruktur

Zeit	Abrechnungs- punkte/Zähler [-]	Anzahl Gebäude/WEH [-]	Wohnfläche [m ²]	Anschluss- Nennleistung P _{AN} [kW]	Wärmebedarf (Auslegung) [MWh/a]	Abgerechnete Wärme [€/a]	Bemerkung
2005	17	17	n/a	218	216	19,673	
2006	17	17	n/a	218	290	27,768	
2007	17	17	n/a	218	214	23,926	
2008	18	18	n/a	231	256	23,846	P _{AN} geschätzt
2009	18	18	n/a	231	262	24,555	P _{AN} geschätzt
2010	18	18	n/a	231	257	29,572	P _{AN} geschätzt
2011	18	18	n/a	231	214	27,136	P _{AN} geschätzt
2012	19	19	n/a	244	243	24,721	P _{AN} geschätzt
2013	21	21	n/a	269	285	31,899	P _{AN} geschätzt
2014	21	21	n/a	269	221	37,769	P _{AN} geschätzt
2015	21	21	n/a	269	252	27,692	P _{AN} geschätzt
2016	22	22	n/a	282	358	35,383	P _{AN} geschätzt
2017	22	22	n/a	282	277	52,989	P _{AN} geschätzt

1.) Wärmenetz in 2017

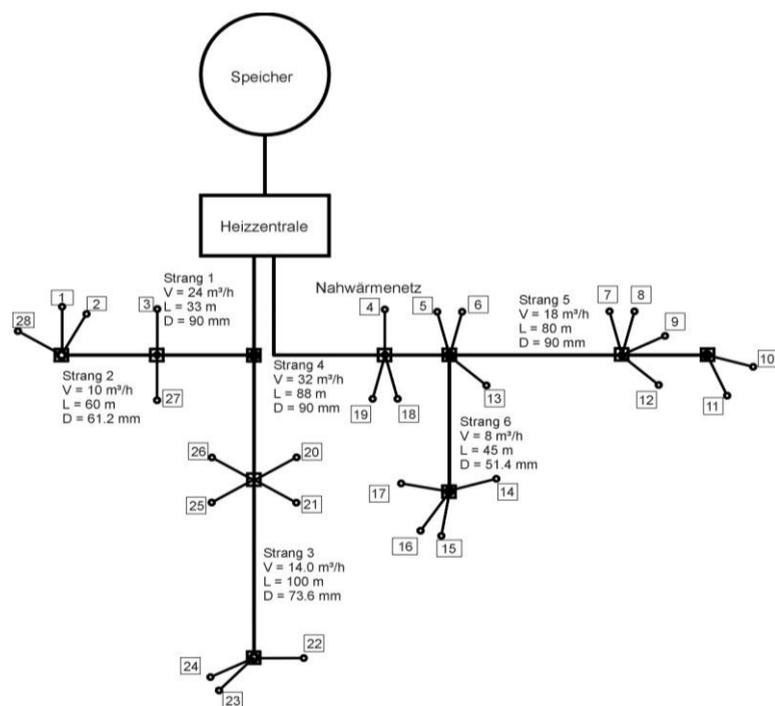
Wärmenetz 2017

Rohrsystem	Zweileiter
Trassenmeter	686 m
Soll-Temperatur-niveau	60/35 °C variabel
Theor. Verlustleis	7 kW
Nennleistung	k.A.
Einspeisezähler	bis 2010

* Alle Einzellängen bezeichnen einfache Trassenlängen.

Strang	Name	Hauptleitungen* [m Tr.]	Haus-anschlüsse* [m Tr.] geschätzt	hr-Innendurchmes:	Baujahr	Bemerkung
Trassenlänge		406 m	280 m			
Strang 1	Nahwärmenetz	33 m	20 m	90 mm	2000	
Strang 2	Nahwärmenetz	60 m	30 m	61.2 mm	2000	
Strang 3	Nahwärmenetz	100 m	70 m	73.6 mm	2000	
Strang 4	Nahwärmenetz	88 m	30 m	90 mm	2000	
Strang 5	Nahwärmenetz	80 m	90 m	90 mm	2000	
Strang 6	Nahwärmenetz	45 m	40 m	51.4 mm	2000	

Längenangaben dem Trassenplan entnommen.



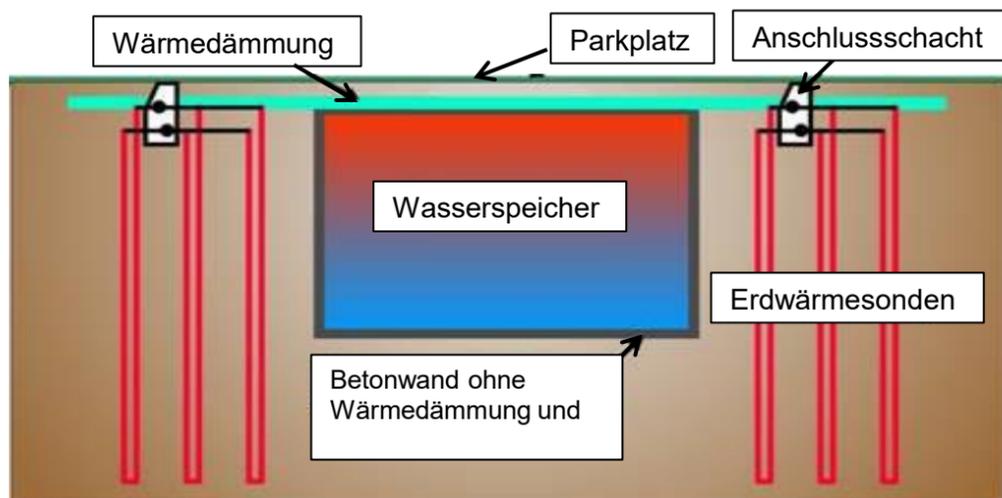
2.) Historische Entwicklung der Abnehmerstruktur

Zeit	Trassenlänge [m]	Temperatur-niveau [°C]	Verlustleistung [kW]	Eingespeiste Wärmemenge [MWh/a]	Investitionen [€]	Bemerkung
2002					160,000 €	
2008 bis 2017	Erweiterung der Hausanschlussleistungen entsprechend der zeitlichen Entwicklung in Abschnitt "Wärmeabnehmer". Anschlusslängen unbekannt.					

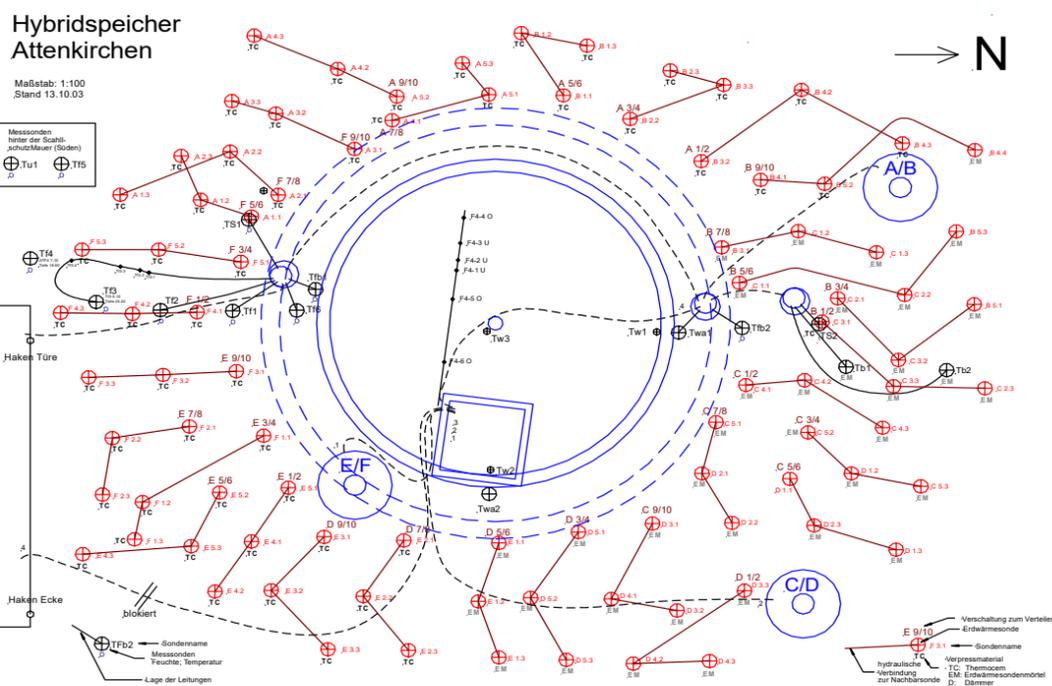
1.) Langzeit-Wärmespeicher in 2017

Wärmespeicher 2017

Speichertyp	Wasser / EWS Hybrid
äq. Speichervolumen	500m ³ / 6.800m ³ H ₂ O-äquivalent
Temperaturniveau	10°C/60°C
experimentell	bzw. 4°C/30°C
Temperaturmonitoring	bis 2010
Entnahmezähler	bis 2010
Einspeisezähler	bis 2010



Schema: Sondenanordnung



2.) Historische Entwicklung des LWSP

Zeit	äq. Speichervolumen [m ³]	min./max. Temperatur [°C]	Entnommene Wärmemenge [MWh/a]	Eingespeiste Wärmemenge [MWh/a]	Investitionen [€]	Bemerkung
1999						Baubeginn
2000						
2001						
2002	7300				327,000 €	Fertigstellung
2003	keine Änderung	k.A.	k.A.	k.A.	n/a	
2004	keine Änderung	8°C / 50°C	308	385	n/a	Bilanz 04/05
2005	keine Änderung	3°C / 45°C	324	344	n/a	Bilanz 05/06
2008	keine Änderung	10°C / 25°C				Bilanz 2008
2009	keine Änderung	5°C / 30°C				Bilanz 2009
2010	keine Änderung	6°C / ??				Bilanz 2010
2011						
bis 2017	keine Änderung	k.A.	n/a	n/a		

1.) Kollektoren in 2017

Kollektornetz 2017	
Bruttofläche gesamt	836 m ²
Rohrsystem	2-Leiter
Trassenmeter gesamt	80 m
Temperaturniveau	siehe Speicher
Ertragszähler	bis 2010

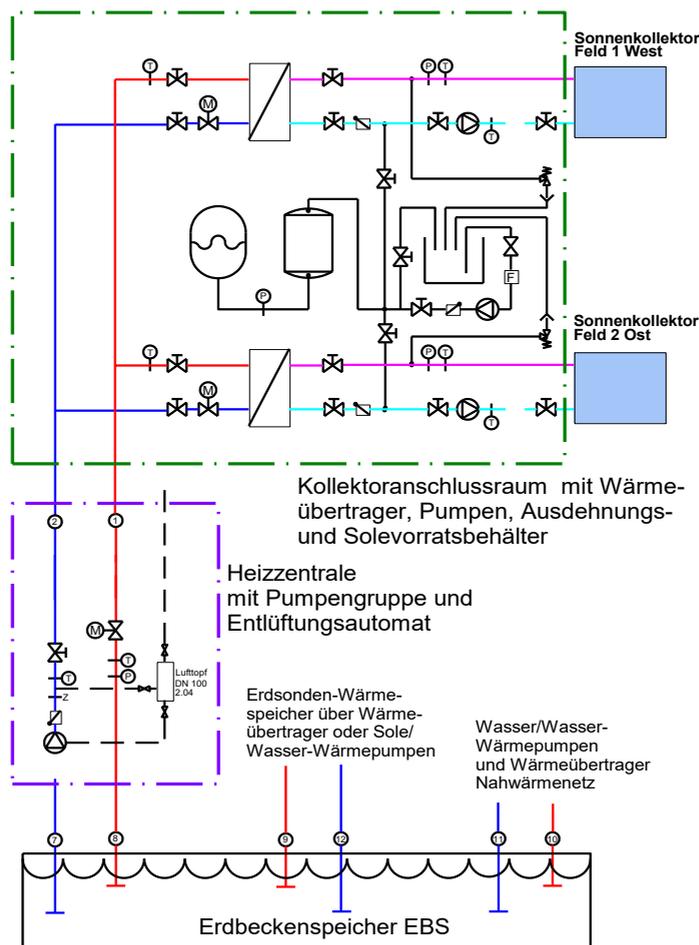
Kollektor-bezeichnung	Bruttofläche [m ²]	Kollektortyp	Neigung [°]	Ausrichtung [°]	Baujahr	Bemerkung
Gesamt:	836.00 m ²					
OST	399.00 m ²	Wagner & Co	20 °	0 °	2001	
WEST	437.00 m ²	Wagner & Co	20 °	0 °	2001	

Falls vorhanden Auflistung einzelner Netzabschnitte mit zusätzlichen Informationen

* Alle Einzellängen bezeichnen einfache Trassenlängen.

Kollektorkreis	Kollektor-bezeichnung	Trassenmeter Kollektorkreis [m Tr.]	Rohrnennweite	Baujahr	Bemerkung
Trassenlänge		80 m			

a Anbindung Solar 80 m DN100 2001



2.) Historische Entwicklung der Kollektorfläche

Zeit	Bruttofläche	Ertrag (gemessen)	Investitionen	Bemerkung
	[m ²]	[MWh/a]	[€]	
2001	836		231,000 €	Fertigstellung
2002	836			
2003	836			
2004	836	308		Bilanz 04/05
2005	836	344		Bilanz 05/06
2007	836	n/a		
2008	836	320		Bilanz 2008
2009	836	451		Bilanz 2009
2010	836	340		Bilanz 2010
bis heute	836	k.a.		

Projekt: futureSuN
 FKZ: 0325897C
 Tabelle B5

Steckbrief
 Attenkirchen
 Wärmeerzeuger

ZAE Bayern e.V.

1.) Zusatz-Wärmeerzeuger in 2017

	Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3	Anlage 4	Anlage 5
Nennleistung gesamt:	70 kW				
Bezeichnung der Anlage	WP1: Sole Wasser	WP2: Sole Wasser	WP3: Wasser-Wasser	WP4: Wasser-Wasser	WP4: Wasser-Wasser
Art der Anlage (Kessel, FW...)	Wärmepumpe	Wärmepumpe	Wärmepumpe	Wärmepumpe	Wärmepumpe
Hersteller/Typ	Dimplex SI 70 CG	Dimplex SI 70CG	Dimplex WI 90CG	Dimplex WI 90CG	Ochsner
Baujahr der Anlage	2001	2001	2001	2001	2007
Nennleistung in kW	70.0 kW	70.0 kW	92.0 kW	92.0 kW	129.0 kW
Temperaturniveau	0/50 °C	0/50 °C	10/50 °C	10/50 °C	20/65 °C
Anmerkung 1					
Energieträger	Strom	Strom	Strom	Strom	Strom
Temperaturen (in °C)					
Leistungsbereich (...bis...kW)	35/70 kW	35/70 kW	47/92 kW	47/92 kW	98/129 kW
Wärmemengenzähler	nein	nein	nein	nein	nein
Verbrauchszähler	nein	nein	nein	nein	nein

2.) Historische Entwicklung der Wärmeerzeuger

Zeit	Nennleistung Gesamt [kW]	Erzeugte Wärme (gemessen) [MWh/a]	Verbrauch [MWh/a]	Energiekosten [€/a]	Investitionen [€]	Bemerkung
2001						
2002						
2003					50,000 €	Betriebsbereit
2004	324	330	103	22,861		Bilanz 04/05
2005	324	364	100	20,540		Bilanz 05/06
2006	324			15,678		
2007	453			16,926		
2008				17,699		
2009				9,544		
2010				14,847		
2011				23,436		
2012				28,350		
2013				24,742		
2014				29,244		
2015				33,051		
2016				33,411		
2017						

future SuN

AP1 Update

AP 1.3 Dokumentation Anlagenbetrieb und -zustand

F+E Vorhaben: futureSuN:
Analyse, Bewertung und Entwicklung zukunftsfähiger
Anlagenkonzepte für solare Nahwärmanlagen
mit saisonaler Wärmespeicherung

Teilprojekt: Evaluation und Transformation solarer Nahwärmanlagen
im Kontext der Energiewende

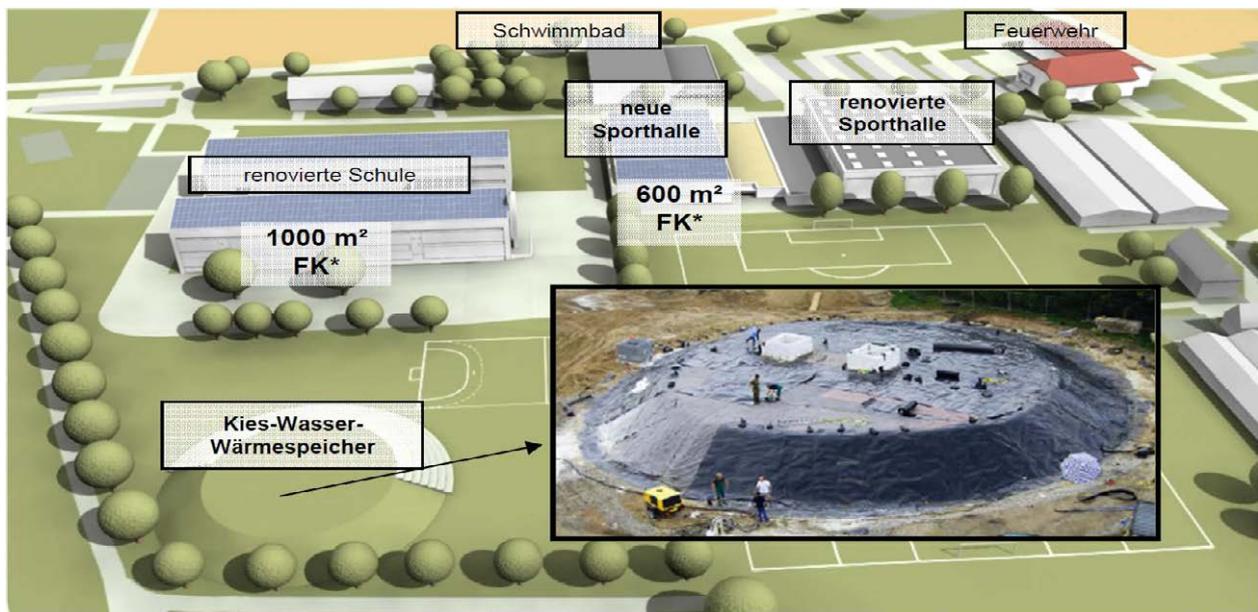
Objekt: SuN Eggenstein-Leopoldshafen

Auftragnehmer:



Universität Stuttgart,
Institut für Gebäudeenergetik, Thermotechnik und Energiespeicherung
Pfaffenwaldring 6
70550 Stuttgart
www.igte.uni-stuttgart.de

Bearbeitung
Natalie Bonk, M.Sc.
Tel.: 0711 / 685 63539
E-Mail: natalie.bonk@igte.uni-stuttgart.de



Kenndaten der Anlage

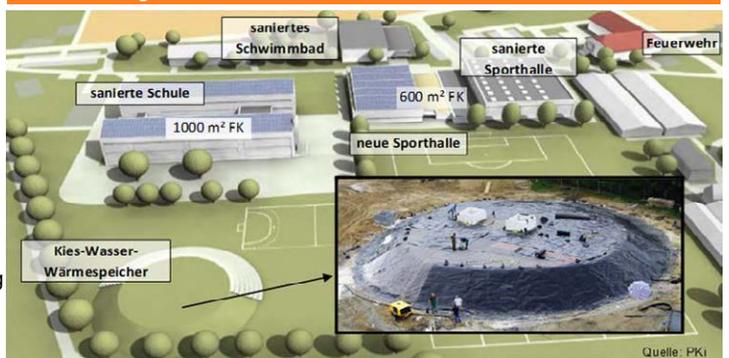
Standort	Eggenstein-Leopoldshafen
Baujahr / Betriebsbeginn	2002-2008
Umbau / Sanierung / Optimierung	2009-2014
Gebäudetypen	Schule, Sporthallen, Feuerwehr, Hallenbad
Wohneinheiten	6 WE
Nutzfläche nach EnEV (AN)	20,904 m ²
Gesamtwärmebedarf	1,400 MWh/a
Flächenbezogener Wärmebedarf	45 MWh/(m ² ·a)
Länge Leitungsnetz	300 m
Kollektortyp	Solar-Roof
A_Koll,Apertur	1,600 m ²
Solarer Deckungsanteil	35-40 %
Speicherart	Erdbecken
Speichermedium	Kies/Wasser
Speichervolumen	4,500 m ³
Nachheizung: Gas-Brennwertkessel	2 x 600 kW
Nachheizung: Kompressionswärmepumpe	15 kW (el)



Anlagenbeschreibung

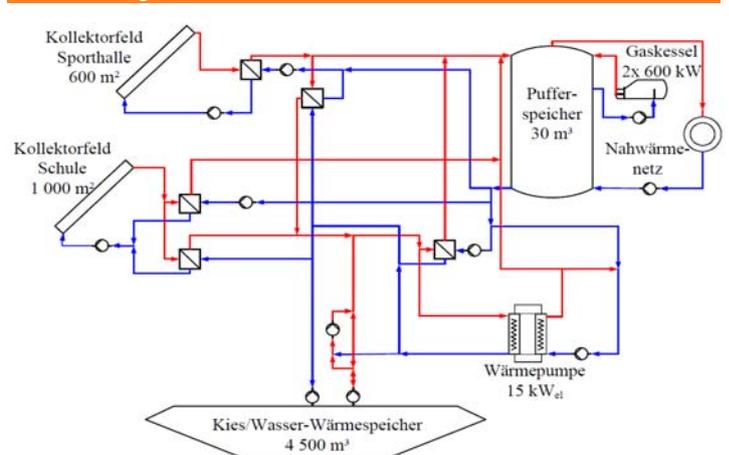
Im Jahr 2002 wurde mit der energetischen Sanierung der bestehenden Gebäude und des Nahwärmenetzes begonnen. Dabei wurde die komplette Heizungstechnik modernisiert. Auf dem Schulgebäude und einer neu errichteten Sporthalle wurden insgesamt 1.600 m² Flachkollektoren installiert. Ein 30 m³ großer Warmwasser-Wärmespeicher dient als Pufferspeicher und ein 4.500 m³ großer Kies/Wasser-Wärmespeicher (KWWS) als saisonaler Wärmespeicher. Zur Entladung des KWWS auf Temperaturen von minimal 10 °C wurde eine elektrisch angetriebene Kompressionswärmepumpe mit einer maximalen Leistungsaufnahme von 15 kW_{el} installiert, was einer thermischen Leistung von ca. 60 kW entspricht. Der geplante Wärmebedarf des Nahwärmenetzes von jährlich ca. 1.400 MWh soll zu 35 bis 40 % solar gedeckt werden. Als Zusatzheizung dienen zwei Gaskessel mit einer thermischen Leistung von je 600 kW.

Abb. 1: Anlagenübersichtsbild



Der KWWS hat eine Doppel-Kegelstumpfform. Dabei ragt der untere Kegelstumpf bis in eine Tiefe von 7 m unter die Geländeoberkante, vgl. Abb. 3. Der obere Kegelstumpf ragt 3 m über die Geländeoberkante. Der Wärmespeicher wurde nicht völlig unterirdisch gebaut, da sich in einer Tiefe von 7.5 m unter GOK der Grundwasserspiegel befindet. Unter den Grundwasserspiegel zu bauen, wäre mit erheblichen Mehrkosten verbunden gewesen. Zudem führen grundwasserführende Schichten zu höheren Wärmeverlusten. In dem Fall, dass der Grundwasserspiegel steigen sollte, wird das Dämmmaterial auch von außen mit einer HDPE-Folie geschützt, um das Eindringen von Wasser zu verhindern. Der untere Kegelstumpf hat den maximalen Böschungswinkel bei sandigem Untergrund von 35°. Der obere Kegelstumpf besitzt einen Böschungswinkel von 26°. Der Wärmespeicher ist im unteren Bereich bis auf eine Höhe von 2.5 m mit gewaschenem Kies aufgefüllt. Dieser Schicht schließt sich bis zur Geländeoberkante eine Schicht aus Sand und Erde an, die aus einem Teil des Aushubs der Grube besteht. Durch die Verwendung des Sandbodens als Speicherfüllmaterial konnten die Baukosten gesenkt werden. Die oberste Schicht wurde wieder mit gewaschenem Kies aufgeschüttet. Um das Eindringen gelöster Partikel aus der Sandschicht in die Kiesschichten zu verhindern, wurden die Speicherschichten mit einem Geoflies separiert. Be- und Entladung des Speichers erfolgt über zwei Brunnen. Einer der Brunnen reicht bis in die untere Kiesschicht, der andere in die obere Kiesschicht.

Abb. 2: Anlagenschema



Die Be- und Entladung des KWWS durch den Deckel des Speichers führte während des Anlagenbetriebs zu hydraulischen Problemen wie z.B. Kavitation und Gaseintrag bzw. -ansammlung, wodurch die zuverlässige Förderung eines Volumenstroms nicht sichergestellt war. Die Hydraulik wurde ab 2009 mehrfach modifiziert und umgebaut, um dieses Problem zu lösen. Erst durch den Einbau selbstansaugender Pumpen in den Jahren 2012 und 2013 konnte eine zuverlässige Volumenstromförderung erzielt werden. Der Einbau dieser neuen Pumpen führte allerdings zu weiteren Problemen wie z.B. Ermüdungsbrüchen der Anschlussleitungen durch Schwingungen der Pumpen. Durch die Probleme bei der hydraulischen Einbindung des saisonalen Wärmespeichers konnte dessen thermische Energie durchgängig nur unzureichend genutzt werden, wodurch gegenüber der Planung geringere solare Deckungsanteile mit der Anlage erzielt wurden. Seit Ende April 2014 wird der KWWS wieder mit Solarwärme beladen. Trotz der im Jahr 2013 durchgeführten Arbeiten zur Verringerung der Vibrationen durch die Be- und Entladepumpen kam es weiterhin zu Vibrationen über die Rohrleitungen. Daher wurde die Beladepumpe auf 50 % ihres maximalen Volumenstroms begrenzt. Die gemessene Rücklauf-Entnahmetemperatur aus dem Langzeitwärmespeicher war im Jahr 2014 erheblich höher, als die Temperatur im unteren Teil des Speichers auf Höhe des eigentlichen Eintritts in den tiefen Brunnen, welcher zur Entnahme des Rücklaufs dient. Dies lässt sich nur durch eine beträchtliche Leckage im oberen Bereich des tiefen Brunnens erklären, welche durch bauliche Maßnahmen zur Reduktion der Vibrationen der Beladepumpe im Jahr 2013 verursacht worden sein könnte und nun zu einem hydraulischen Kurzschluss innerhalb des Speichers führt. Durch die oben beschriebene Betriebsweise können die Kollektoren nicht effizient genutzt und der KWWS nicht vollständig beladen werden. Durch einen Defekt der Entladepumpe ist eine Nutzung des Langzeitwärmespeichers bisher nur als Stagnationsschutz im Sommer möglich.

Abb. 3: Aufbau des Kies/Wasser-Speichers

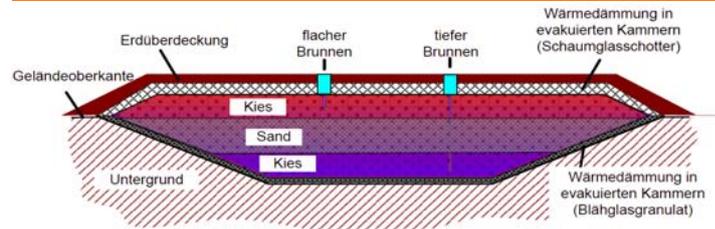


Abb. 4: Speicherabmessungen und Anordnung der Sensoren

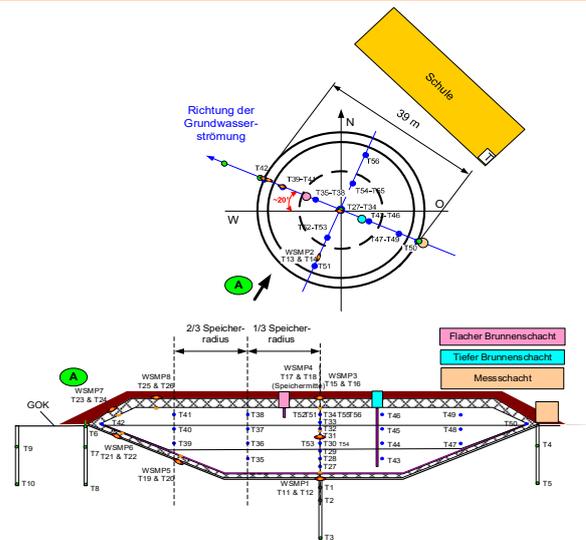


Abb. 5: Zeitliche Entwicklung der Kollektorerträge

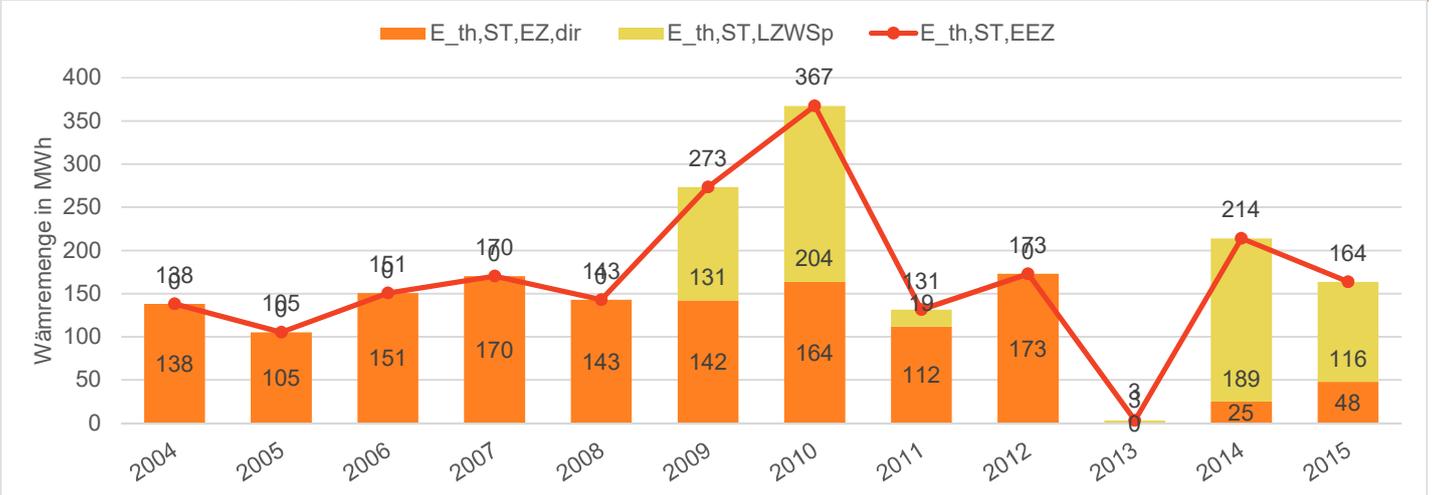


Abb. 5 zeigt die Entwicklung der Korrektorerträge der solar unterstützten Nahwärmeversorgung in Eggenstein-Leopoldshafen für die Jahre 2004 bis 2015. Aufgrund von Stillstandszeiten und Ausfällen von Kollektorflächen, konnte die solare Nutzwärme nicht durchgängig bestimmt werden. In den Jahren 2004 bis 2012, in welchen diese aufgenommen werden konnte, lag sie zwischen 105 und 170 MWh. Da der Langzeitwärmespeicher nicht genutzt werden kann, werden nur diejenigen Solarerträge zur Nutzwärme gezählt, die direkt in den Pufferspeicher geladen werden. Der starke Anstieg des Solarertrags zwischen 2008 und 2009 kann durch die Erweiterung der Kollektorfläche auf 1.600 m² erklärt werden. Die Werte der Jahre 2012 und 2013 sind nicht aussagekräftig, da in diesen Jahren ein unregelmäßiger Betrieb, bzw. Stillstand der Anlage stattfand. Ab Ende April 2014 wurde das Kollektorfeld Nord auf dem Schuldach wieder in Betrieb genommen, und damit hauptsächlich der saisonale Wärmespeicher beladen. Das Kollektorfeld auf der Sporthalle wurde betrieben, um den 30 m³ Pufferspeicher mit Solarwärme zu beladen.

Abb. 6: Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale sowie Anteile an Erzeugung und Verbrauch

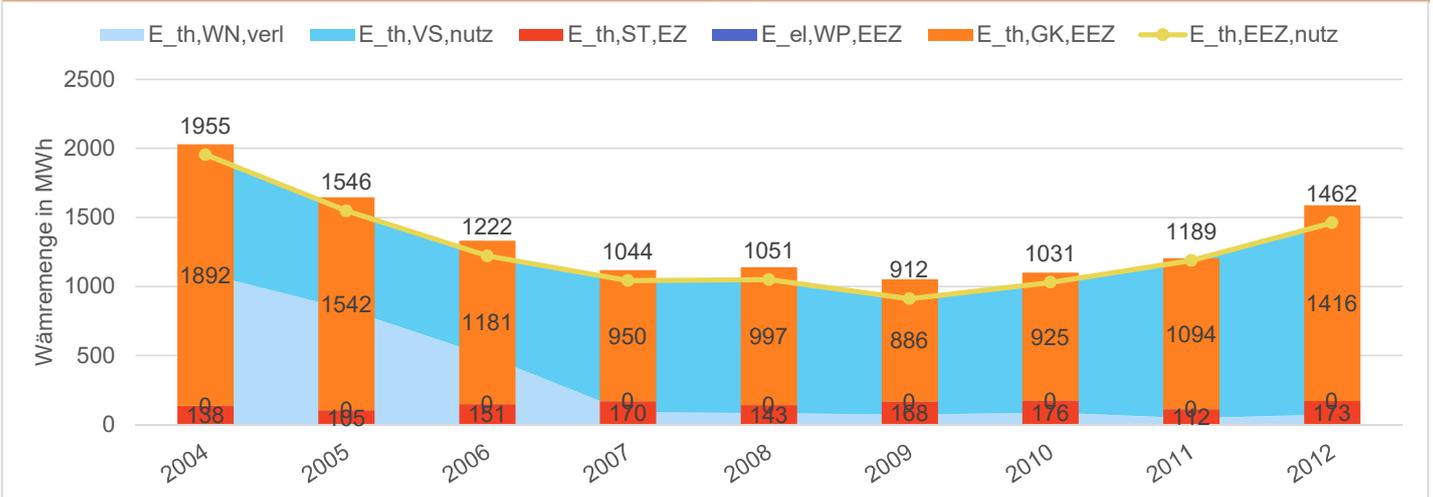


Abb. 6 zeigt die Entwicklung des Gesamtwärmebedarfs sowie die Anteile an Erzeugung und Verbrauch. Der Wärmebedarf nahm bis zum Ende der Sanierung 2008 kontinuierlich von jährlich 1955 MWh auf 1051 MWh ab. Ab 2010 ist ein Anstieg des Wärmebedarfs zu erkennen. Hauptgrund für den steigenden Wärmebedarf ist der Anschluss des Hallenbades an das System, sowie eine Erhöhung der Netztemperaturen, was zu höheren Wärmeverlusten im Netz führt.

Die Wärmepumpe wurde bis zum Jahr 2018 noch nie in Betrieb genommen, da die Beimischung zur Regelung der Verdampfeintrittstemperatur nicht funktionsfähig ist. Da sich der Langzeitwärmespeicher noch nie im Regelbetrieb befand, bzw. eine Entladung teilweise gar nicht möglich war und ist, kann nur die direkt in den Pufferspeicher geladene Solarwärme zur Deckung des Wärmebedarfs verwendet werden. Eine Bilanzierung der Anlage kann bisher nur bis zum Jahr 2012 stattfinden, für die darauffolgenden Jahre fehlen bisher noch die Daten der Gemeinde Eggenstein.

Abb. 7: Solarer Deckungsanteil und Speichernutzungsgrad, sowie Auslegungswerte

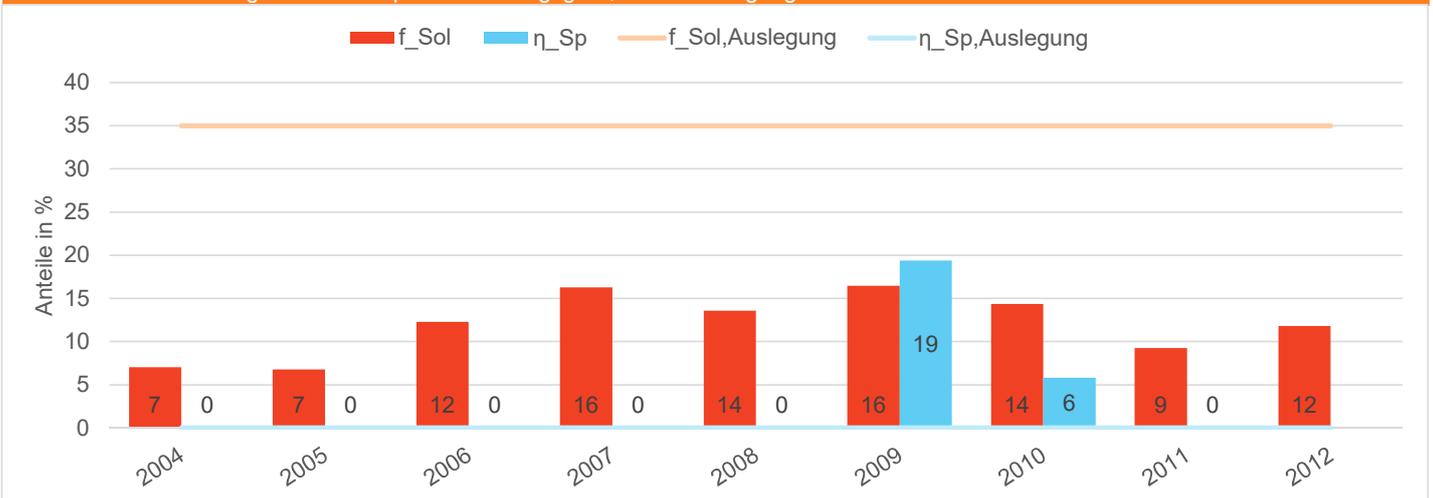
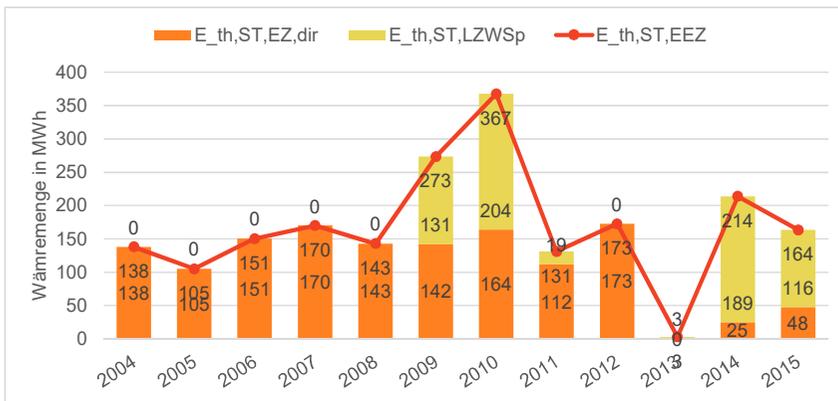
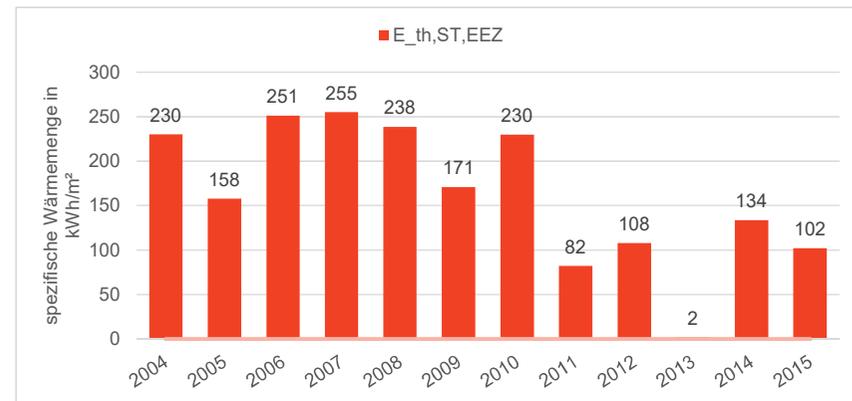


Abb. 7 zeigt die Entwicklung des solaren Deckungsanteils und des Speichernutzungsgrads. Der solare Deckungsanteil der Anlage kann nur für die Jahre 2004 - 2012 bestimmt werden, da in lag in diesen Jahren zwischen 7 und 16 %. Durch den Stillstand bzw. unregelmäßigen Betrieb der Anlage im Jahr 2013 konnten keine vollständigen Energiebilanzen und somit auch kein solarer Deckungsanteil bestimmt werden. Für die darauffolgenden Jahre fehlen bisher noch die Daten der Gemeinde Eggenstein, weshalb für diese Jahre nur sehr wenige Wärmemengen und Kenngrößen bestimmt werden können.

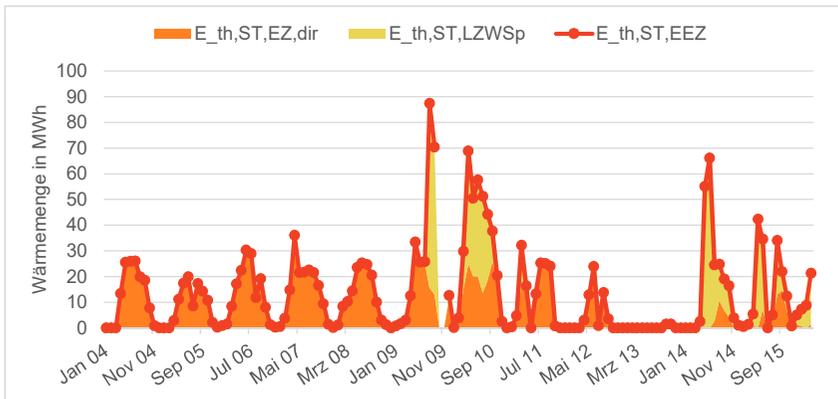
Eine geregelte Speicherentladung des Kies-Wasser-Wärmespeichers fand bis zum Ende der Messdatenerfassung noch nicht statt, zum einen da die Entladepumpe defekt da die Wärmepumpe noch nicht in Betrieb genommen wurde. Daher keine sinnvolle Bestimmung des Speichernutzungsgrades möglich.



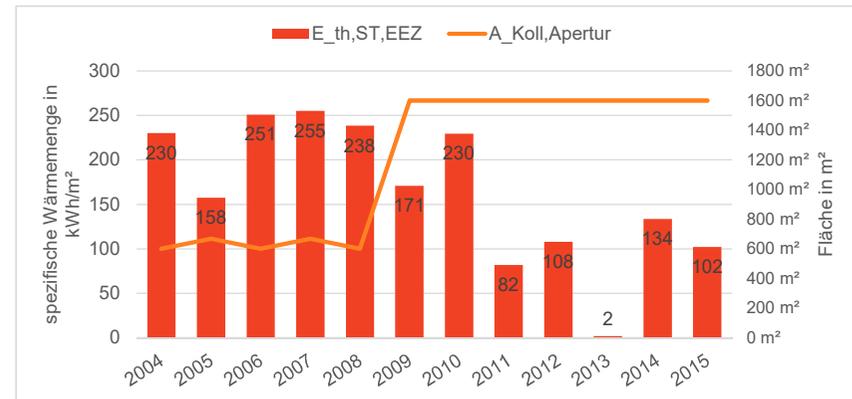
Wärmemenge Kollektor nettoertrag sowie Speicherbeladung und Direktnutzung als Jahressummen



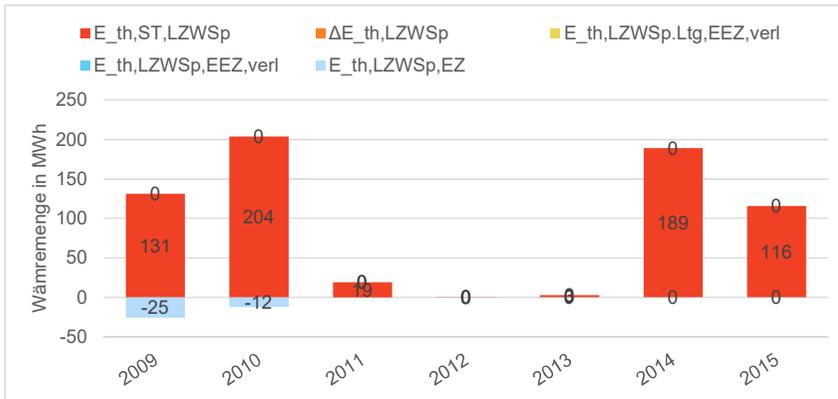
Gemessener Kollektor nettoertrag bezogen auf A_{Koll,Apertur}



Wärmemenge Kollektor nettoertrag sowie Speicherbeladung und Direktnutzung als Monatssummen



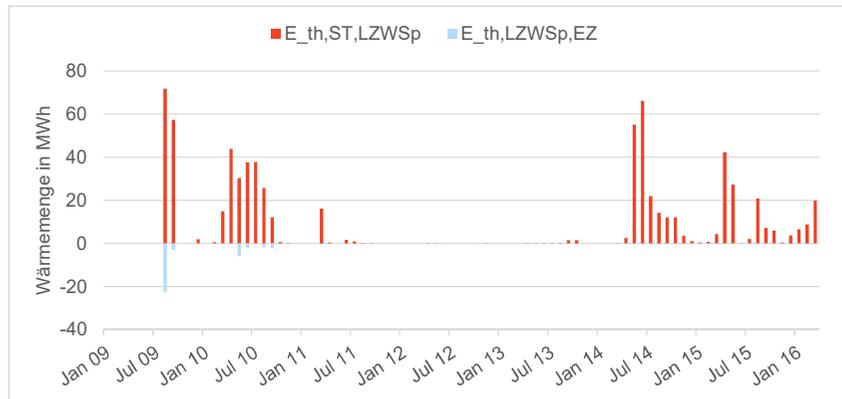
Flächenbezogener Kollektor nettoertrag, sowie A_{Koll,Apertur}



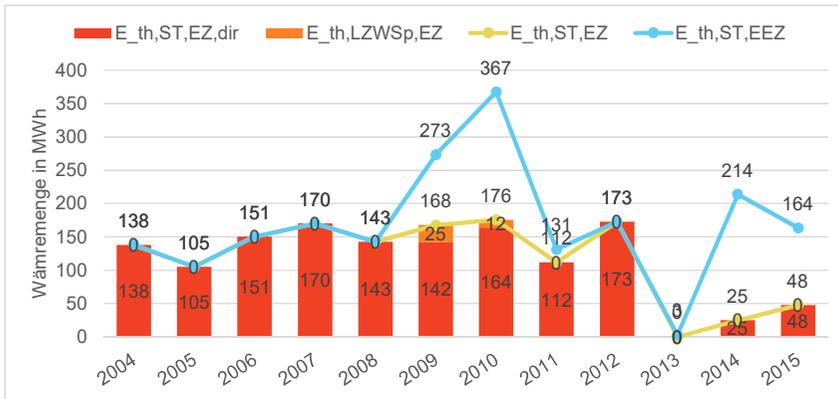
Speicherwärmebilanz, Jahressummen



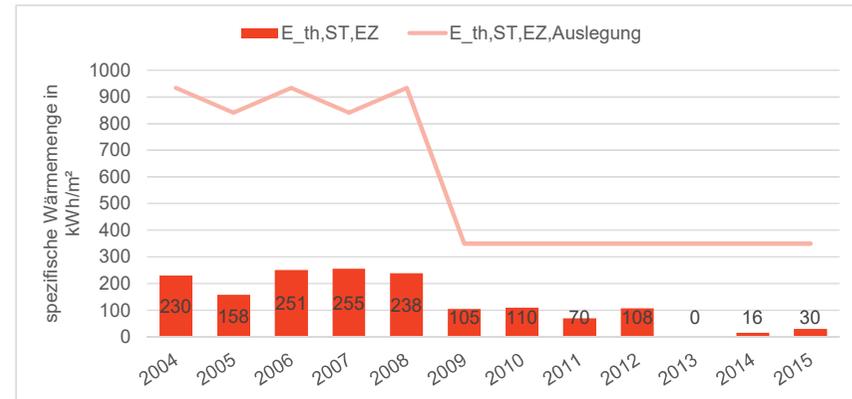
Speicherbe- und entladungswärmemengen bezogen auf A_{Koll,Apertur}



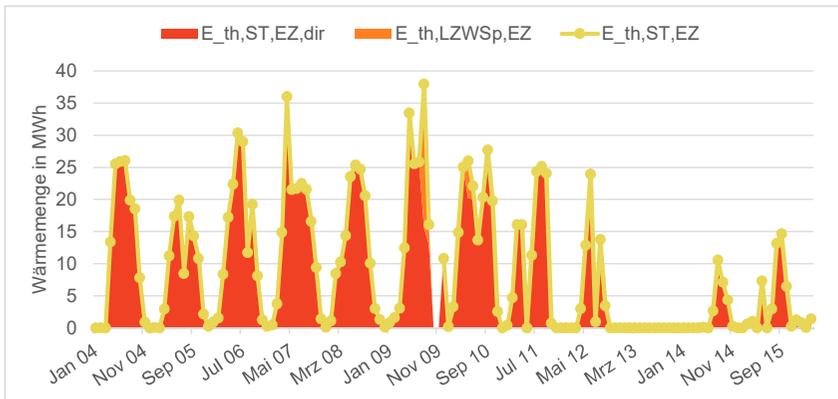
Speicherwärmebilanz, Monatssummen



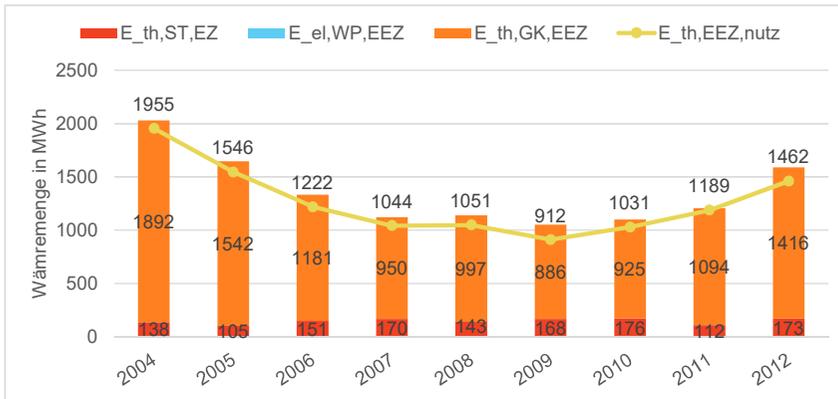
Kollektor nettoertrag, solare Nutzwärmemenge sowie Speicherentladung und Direktnutzung als Jahressummen



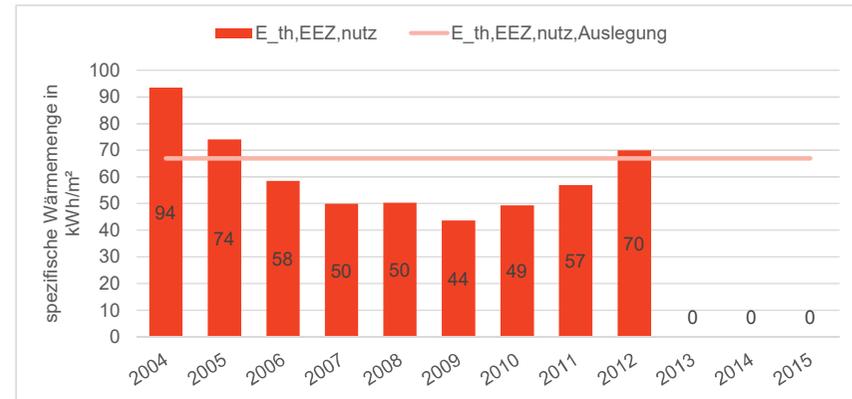
Solare Nutzwärme bezogen auf A_{Koll,Apertur}, sowie Auslegungswert



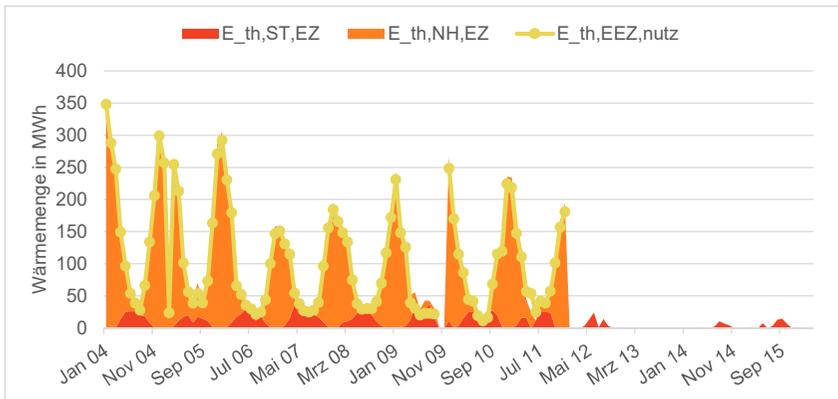
Solare Nutzwärmemenge sowie Speicherentladung und Direktnutzung als Monatssummen



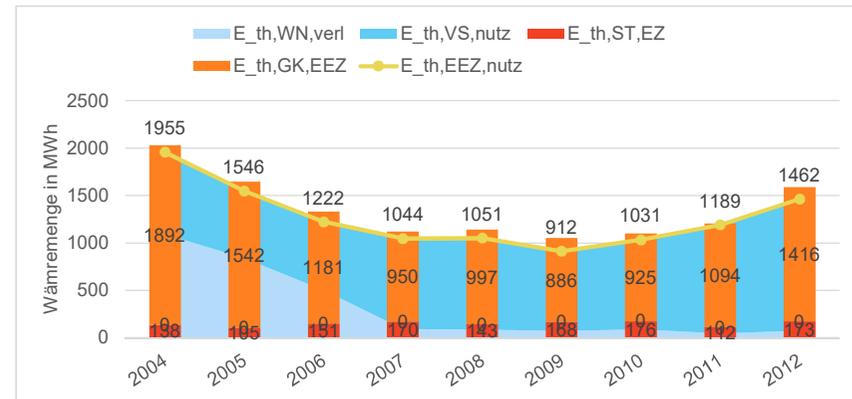
Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale sowie Nachheizung durch Gas und Solare Nutzwärmemenge als Jahressummen



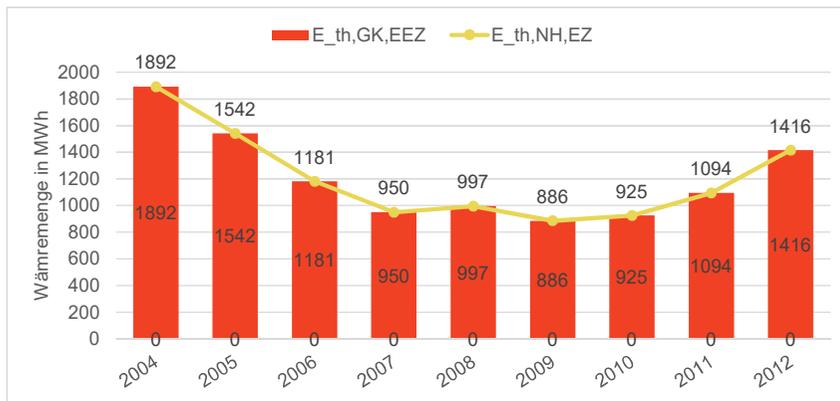
Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale bezogen auf Nutzfläche nach EnEV (AN), sowie Auslegungswert



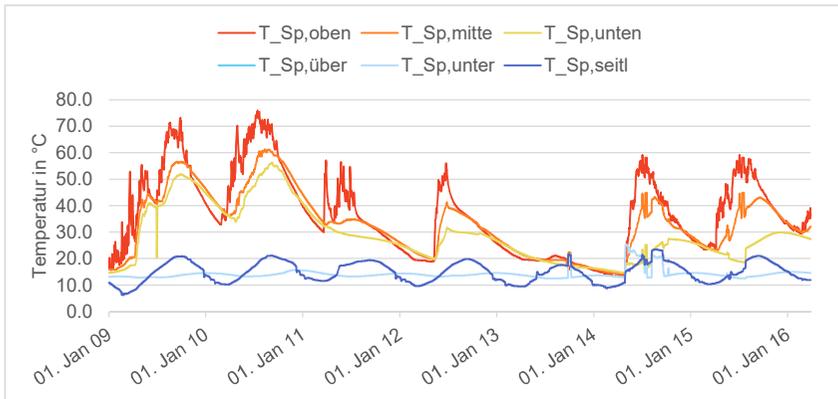
Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale sowie Nachheizung durch Gas und Solare Nutzwärmemenge als Monatssummen



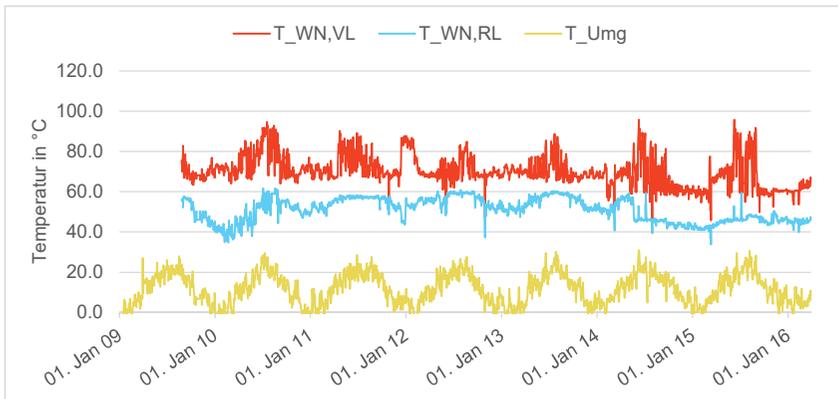
Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale sowie Anteile an Erzeugung und Verbrauch



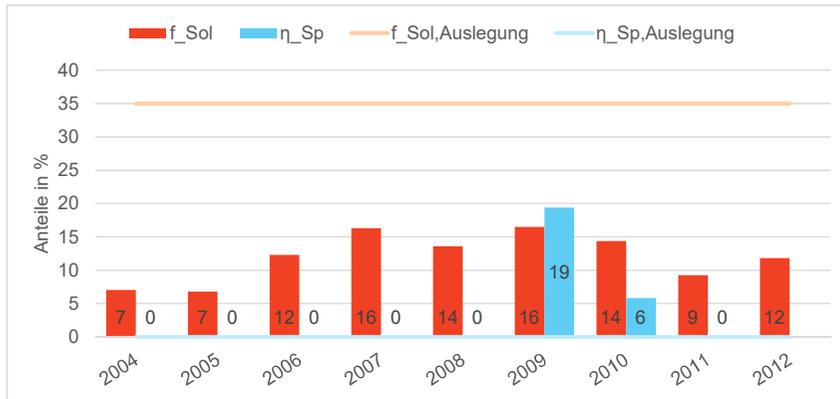
Wärmebereitstellung aus Nachheizung, aufgeteilt in Gaskessel und Gasabsorptionswärmepumpe



Zeitlicher Verlauf der Speichertemperaturen innen und außen



Zeitlicher Verlauf der Nahwärmenetz Temperaturen (Vorlauf und Rücklauf), sowie Umgebungstemperatur



Solarer Deckungsanteil und Speichernutzungsgrad, sowie Auslegungswerte

future SuN

AP1 Update

AP 1.3 Dokumentation Anlagenbetrieb und -zustand

F+E Vorhaben: futureSuN:
Analyse, Bewertung und Entwicklung zukunftsfähiger
Anlagenkonzepte für solare Nahwärmeanlagen
mit saisonaler Wärmespeicherung

Teilprojekt: Evaluation und Transformation solarer Nahwärmeanlagen
im Kontext der Energiewende

Objekt: Friedrichshafen-Wiggenhausen

Auftragnehmer:



**Steinbeis-Innovationszentrum
Energie-, Gebäude- und
Solartechnik (EGS)**

Gropiusplatz 10
70563 Stuttgart
www.siz-egs.de

Bearbeitung
M.Sc. Philipp Kofler
Tel.: 0711 9900783
E-Mail: philipp.kofler@siz-egs.de



(Quelle: Stadt Friedrichshafen,
www.friedrichshafen.de)

Kenndaten der Anlage

Standort	Friedrichshafen-Wiggenhausen
Baujahr / Betriebsbeginn	1996
Umbau / Sanierung / Optimierung	1. Erweiterung 1999/2000
Gebäudetypen	EFH, MFH und Kindergarten
Wohneinheiten	380 und Kindergarten (1.+2.BA)
Nutzfläche nach EnEV (AN)	27.524 m ²
Gesamtwärmebedarf	2.921 MWh/a
Flächenbezogener Wärmebedarf	80 kWh/(m ² ·a)
Länge Leitungsnetz	ca. 1.000 m
Kollektortyp	Flachkollektoren versch. Hersteller
A_Koll,Brutto	4.500 m ²
Solarer Deckungsanteil	41%
Speicherart	Erdbecken
Speichermedium	Wasser
Speichervolumen	12.000 m ³
Nachheizung: Gas-Brennwertkessel	1.650 kW



Anlagenbeschreibung

Die Anlage zur solar unterstützten Nahwärmeversorgung mit Langzeit-Wärmespeicher in Friedrichshafen ging 1996 in Betrieb und wurde 1999/2000 mit dem zweiten Bauabschnitt erweitert. Auf ausgewählten Dächern von Mehrfamilienhäusern und einigen Reihenhäusern wurden Kollektoren installiert. Der saisonale Wasser-Wärmespeicher ist oben und an den Seiten gedämmt und zu zwei Dritteln im Erdreich eingegraben. Die ursprünglich auch für den zweiten Bauabschnitt vorgesehene dichte Bebauung mit MFH wurde verändert, wodurch die Kollektorfläche und die angeschlossenen Wohnungen nur mit etwa 3/4 der ursprünglich geplanten Größe realisiert wurden. Der geplante solare Deckungsanteil von 46 %, betrug in der Praxis lediglich 20-35% erreichen.

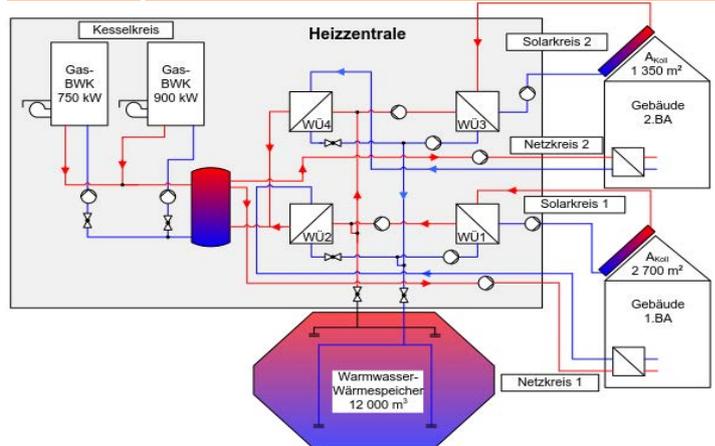
Ab 2013 erfolgte die Erweiterung des Nahwärmenetzes mit einem 3. Bauabschnitt. Es wurde von vornherein keine weiteren Kollektorfelder für diesen Bauabschnitt vorgesehen, aufgrund der relativ großen Entfernung zur Energiezentrale und dem Langzeitwärmespeicher (LZWSp). Leider konnte der Betrieb des somit erweiterten Wärmenetzes im Rahmen des Projekts nicht ausgewertet werden, sodass sich folgende Auswertungen und Analysen nur den Betriebszeitraum bis einschließlich 2013 umfassen.

Die Erträge der Kollektoren werden in der Energiezentrale gesammelt je nach Temperaturniveau in den LZWSp oder in das Netz eingespeist. Die Nachheizung erfolgt über zwei Gas-Brennwertkessels mit insgesamt 1.650 kW Nenn-Wärmeleistung. Der LZWSp wird über Beladetassen in unterschiedlichen Schichten be- oder entladen. Ist das Temperaturniveau im LZWSp ausreichend hoch erfolgt die Entladung. Die Einspeisung der Solarwärme (direkte oder aus dem LZWSp) in das Nahwärmenetz erfolgt dabei als Netzrücklauf-Temperaturerhebung.

Abb. 1: Luftaufnahme des Gebiets



Abb. 2: Anlagenschema



Der saisonale Wasser-Wärmespeicher ist oben und an den Seiten gedämmt und zu zwei Dritteln im Erdreich eingegraben. Er fasst insgesamt ein Volumen von 12.000 m³ Wasser. Diese werden über Beladetaschen in verschiedenen Höhen mit Wärme be- und entladen. Abb. 3 zeigt einen Schnitt durch den Wärmespeicher.

Die Analyse der Betriebsdaten bis 2013 zeigt, dass der Langzeitwärmespeicher (LZWSp) sowohl für den vorhandenen Wärmebedarf des 1. und 2. BA als auch für die realisierten Kollektorflächen zu groß dimensioniert ist. Grund dafür ist die, im Vergleich zur ursprünglichen Planung, veränderte Bebauung im 2. BA. Des Weiteren zeigt sich, dass der Speicher relativ hohe Wärmeverluste aufweist. Ein Grund dafür sind unter anderem die hohen Rücklauftemperaturen im Wärmenetz, welche eine Entladung des LZWSp limitieren. Dadurch sind die Temperaturen im LZWSp höher als geplant und die Wärmeverluste ebenfalls.

Die Kollektorfläche von 4.500 m² (Brutto) der SuN-Anlage Friedrichshafen-Wiggenhausen ist auf insgesamt 12 Kollektorfelder verteilt (9 im 1. BA, 3 im 2. BA). Jedes Kollektorfeld ist mehrere 100 m² groß. Die Kollektorfelder bestehen durchgehend aus Flachkollektoren in unterschiedlicher Ausführung und von unterschiedlichen Herstellern.

Abb. 3: Abmessungen und Aufbau des Kies/Wasser-Speichers

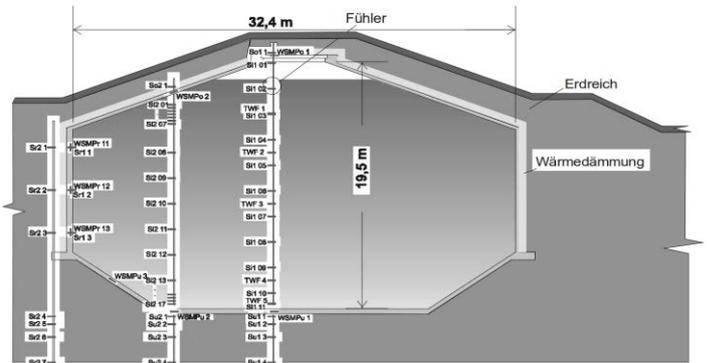


Abb. 4: Kollektorfelder und LZWSp (ursprüngliche Planung)

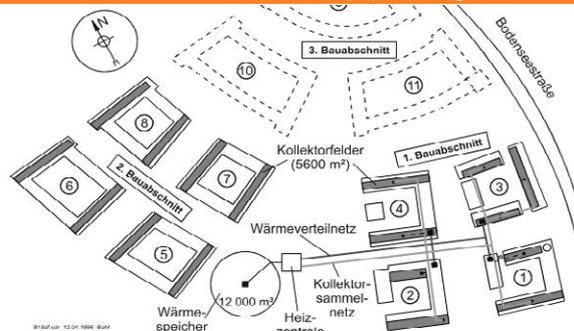


Abb. 5: Zeitliche Entwicklung der Kollektorerträge

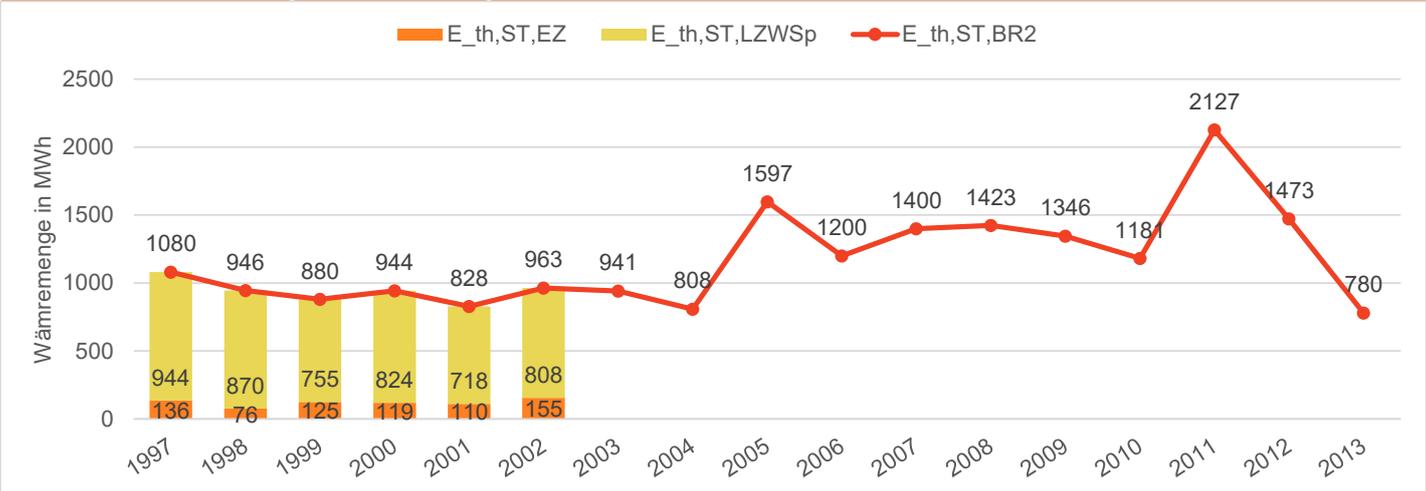


Abb. 5 zeigt den Nettoertrag der Kollektorfelder und, soweit die Messwerte vorliegen, in welchen Anteilen dieser direkt in die Energiezentrale geleitet wurde bzw. zur Speicherbeladung diente. Während der Wärmeeertrag zwischen 1997 und 2004 relativ konstant zwischen 800 und 1.000 MWh/a liegt, ist dessen Steigerung ab 2005 infolge der Inbetriebnahme neuer Kollektorfelder aus dem 2. BA erkennbar. Der Kollektorertrag fiel im Jahr 2010 aufgrund von Leckagen in Teilen des Kollektornetzes niedriger aus. Der hohe Ertrag in 2011 muss aufgrund von Problemen in der Messtechnik unter Vorbehalt betrachtet werden. Der spezifische Nettoertrag liegt im Durchschnitt aller Betriebsjahre bei relativ zufriedenstellenden 300 kWh/(m²a) und liegt nur unwesentlich unter dem Planwert von 315 kWh/(m²a). Der Kollektor-Nutzwärmeeertrag liegt aufgrund hoher Speicher-Wärmeverluste allerdings nur bei durchschnittlich 160 kWh/(m²a).

Abb. 6: Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale sowie Anteile an Erzeugung und Verbrauch

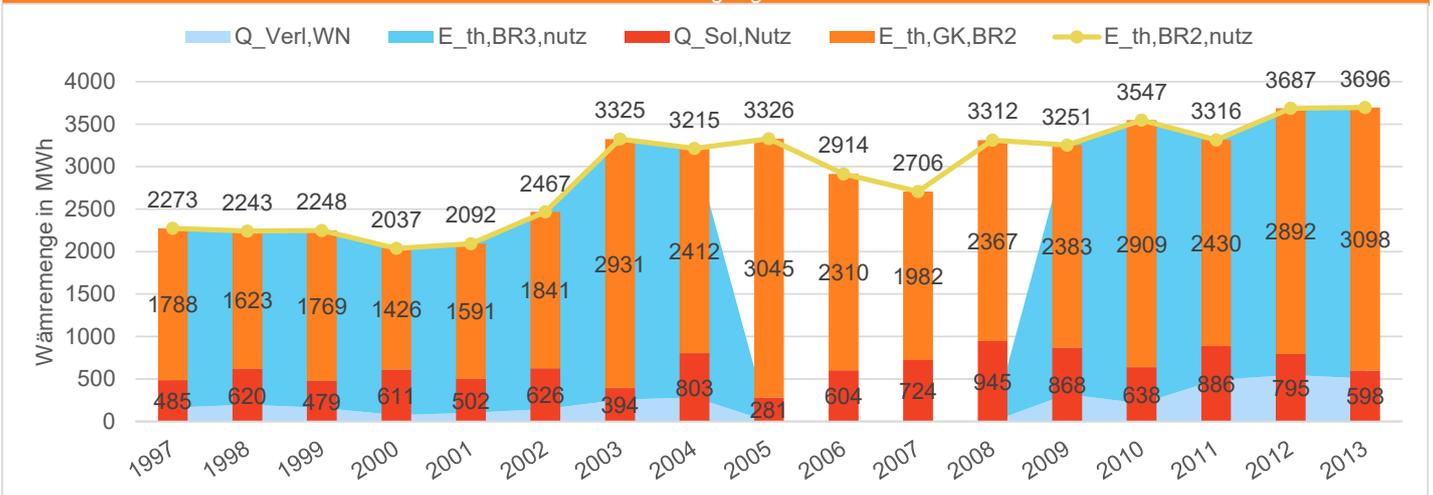


Abb. 6 zeigt die Energiebilanz des Nahwärmenetzes. Zum einen sind die Anteile der, an den Hausübergabestationen gemessenen, Energiemengen und der Netzwärmeverluste am Gesamtbedarf des Wärmenetzes abgebildet. Für die Jahre 2005 bis 2008 können diese Werte nicht angegeben werden, da die abgerechneten Wärmemengen nicht vorliegen. Im Mittel ergibt sich für die Jahre ab 2009 ein durchschnittlicher Netzwirkungsgrad η_{Netz} von etwa 88 %. Zum anderen ist die Zusammensetzung der bereitgestellten Energie auf Erzeugerseite dargestellt. Sie setzt sich aus den Kollektor Nettoerträgen (direkte Nutzung von Solarwärme und Entladung des LZWSp) und den Beiträgen der Gaskessel zusammen.

Abb. 7: Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale sowie Anteile an Erzeugung und Verbrauch

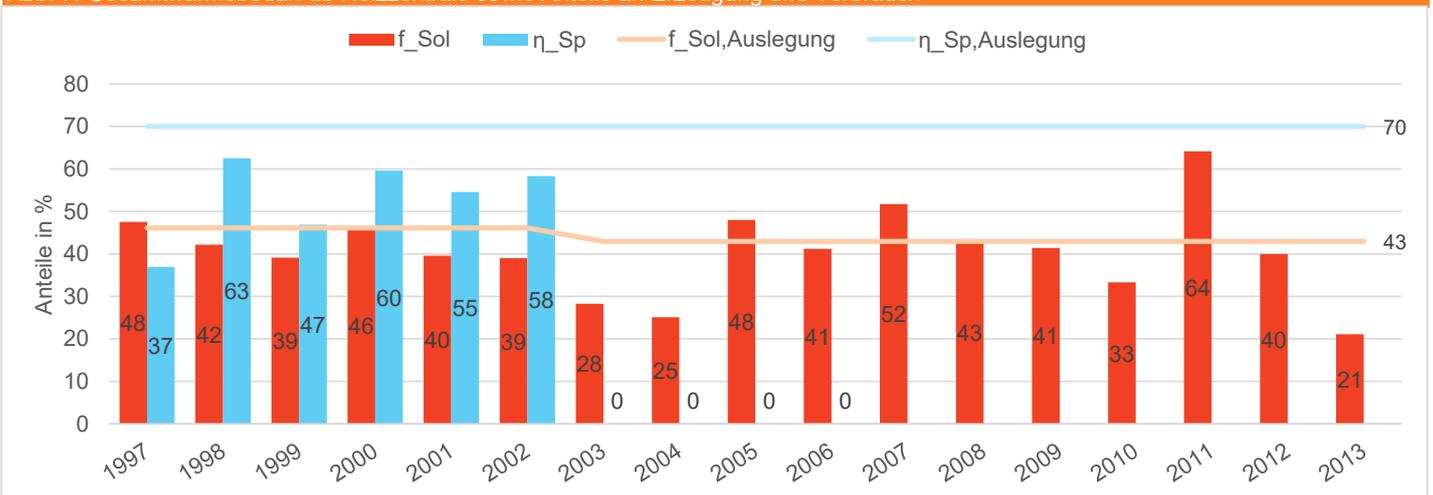
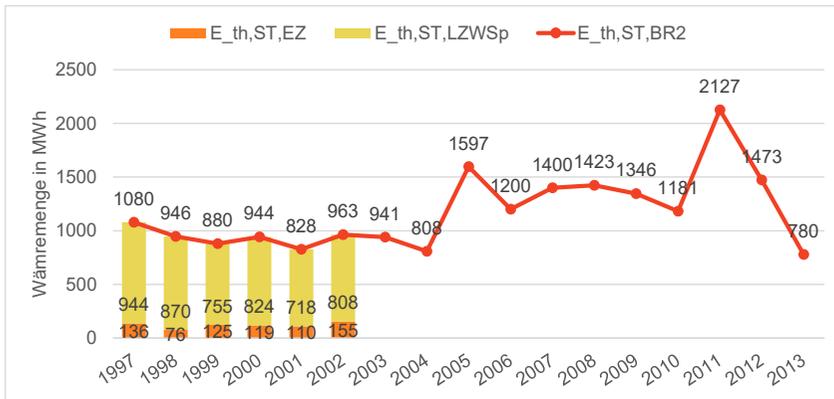
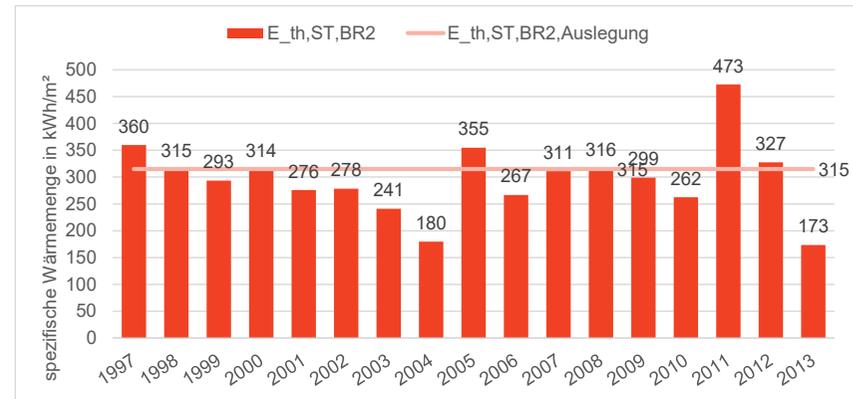


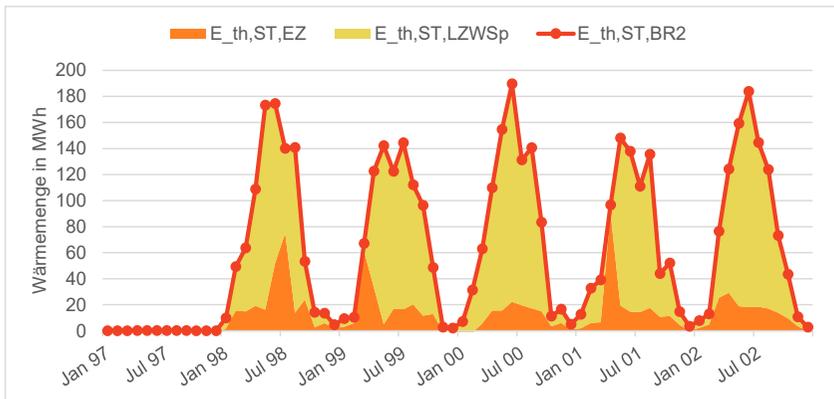
Abb. 7 zeigt den zeitlichen Verlauf des solaren Deckungsanteils und des Speicherwirkungsgrads, wie er sich nach den im Projekt futureSuN entwickelten Definitionen ergibt. Über den gesamten Betriebszeitraum ergibt sich ein Mittelwert des solaren Deckungsgrads f_{Sol} von etwa 41 %. Damit wird der Auslegungswert von 43 % beinahe erreicht. Der Speicherwirkungsgrad η_{Sp} kann aufgrund der Datenlage nur bis 2002 ermittelt werden und beträgt im Mittel etwa 53 %. Der Auslegungswert von 70% wird demnach nicht erreicht. Grund dafür ist die relative Überdimensionierung des Speichervolumens und dessen, im Vergleich zur Planung, relativ hohen Temperaturen. Dadurch sind die Speicher-Wärmeverluste höher als ursprünglich geplant.



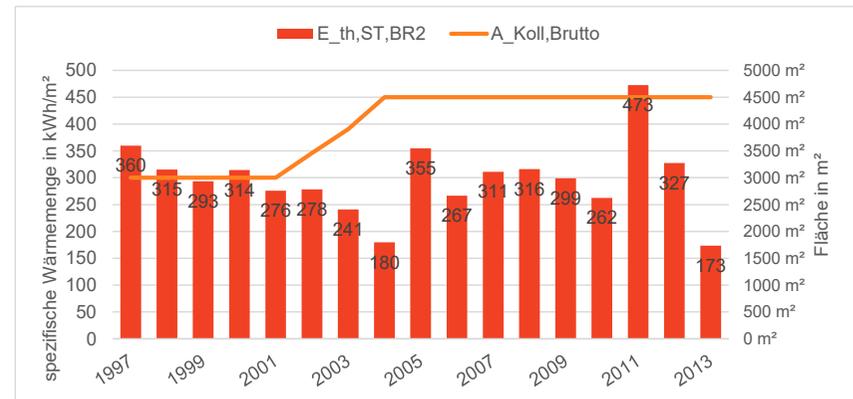
Kollektor nettoertrag sowie Speicherbeladung und Direktnutzung als Jahressummen



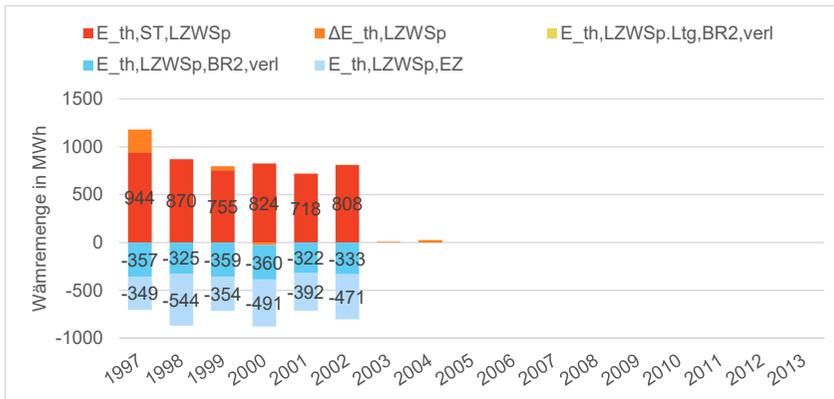
Gemessener Kollektor nettoertrag bezogen auf A_Koll,Brutto, sowie Auslegungswert



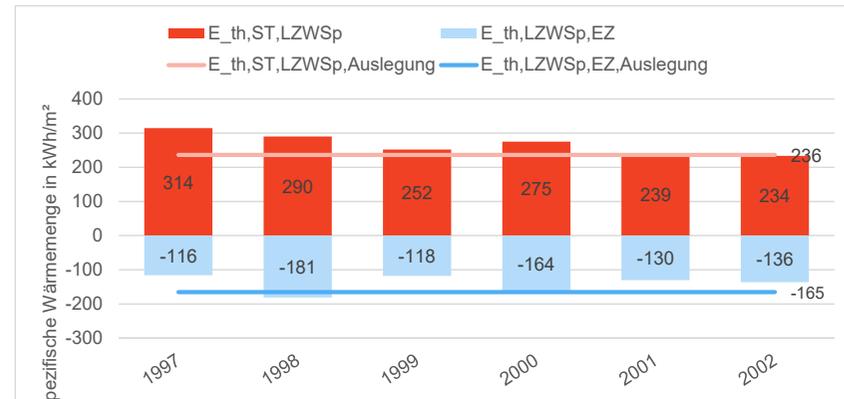
Wärmemenge Kollektor nettoertrag sowie Speicherbeladung und Direktnutzung als Monatssummen



Flächenbezogener Kollektor nettoertrag, sowie A_Koll,Brutto

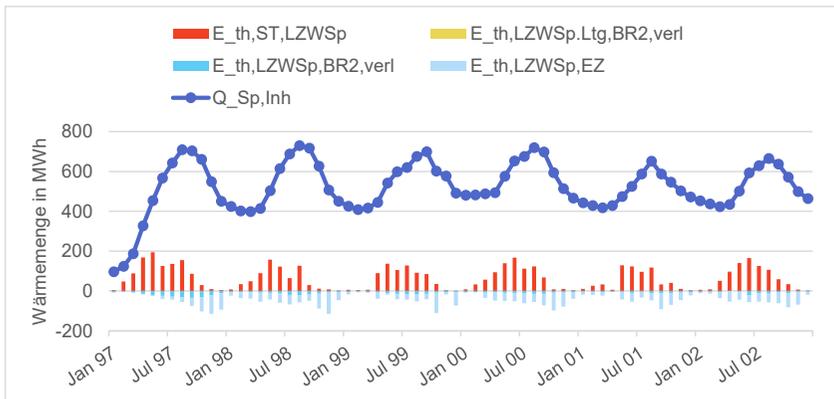


Speicherwärmebilanz, Jahressummen



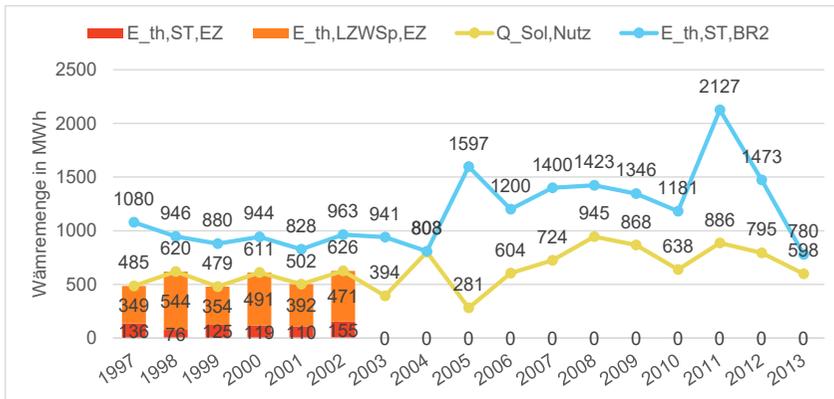
Speicherbe- und entladungswärmemengen bezogen auf A_Koll,Brutto, sowie Auslegungswerte

Auslegung: Simulation TU Braunschweig, Institut für Gebäude- und Solartechnik, 1999

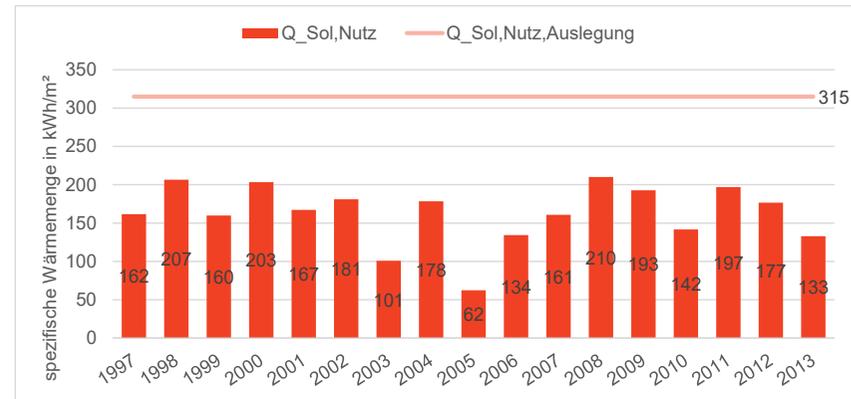


Speicherwärmebilanz, Monatssummen

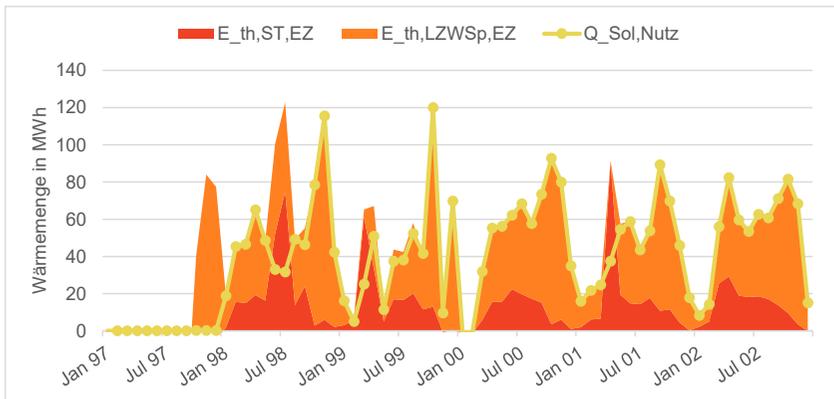
Speicherinhalt stellt den Endwert am letzten Tag jedes Monats dar (während alle übrigen Werte die Summen der Tageswerte des Monats darstellen)



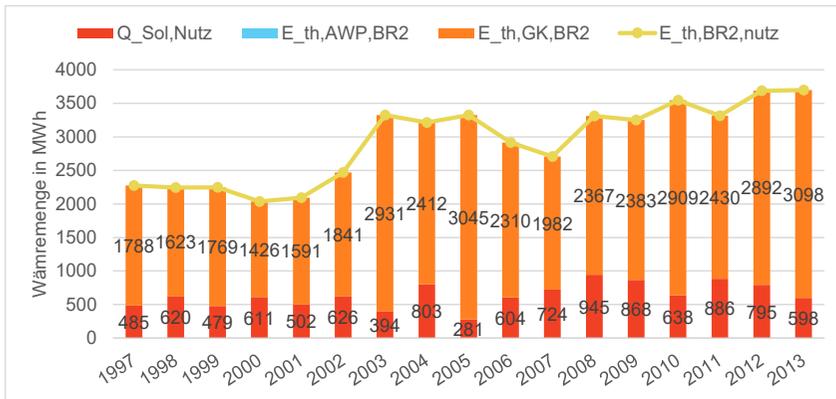
Kollektor nettoertrag, solare Nutzwärmemenge sowie Speicherentladung und Direktnutzung als Jahressummen



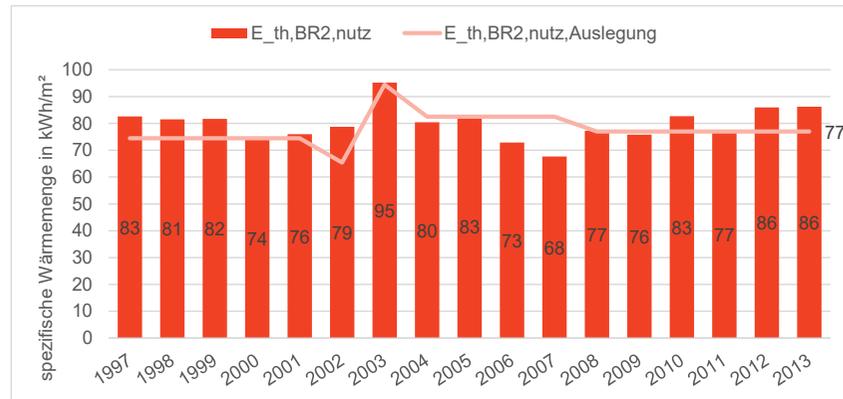
Solare Nutzwärme bezogen auf A_Koll,Brutto, sowie Auslegungswert



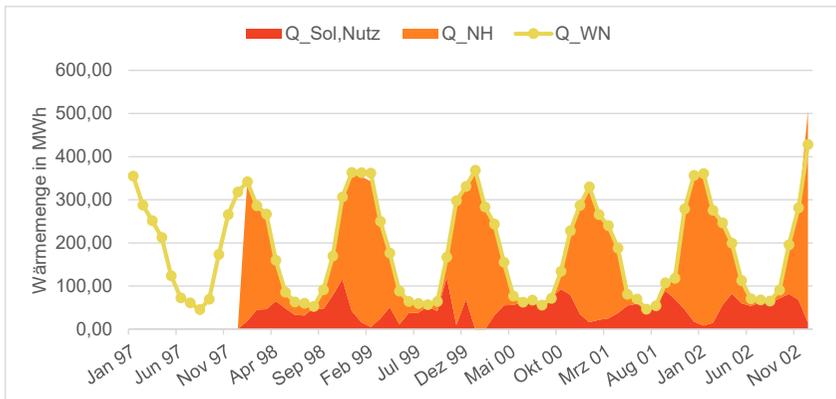
Solare Nutzwärmemenge sowie Speicherentladung und Direktnutzung als Monatssummen



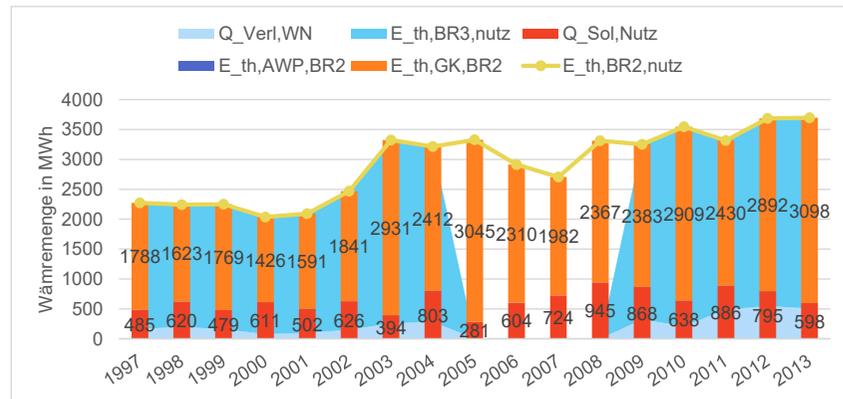
Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale sowie Anteile der Bereitstellung durch Gaskessel und Solare Nutzwärmemenge



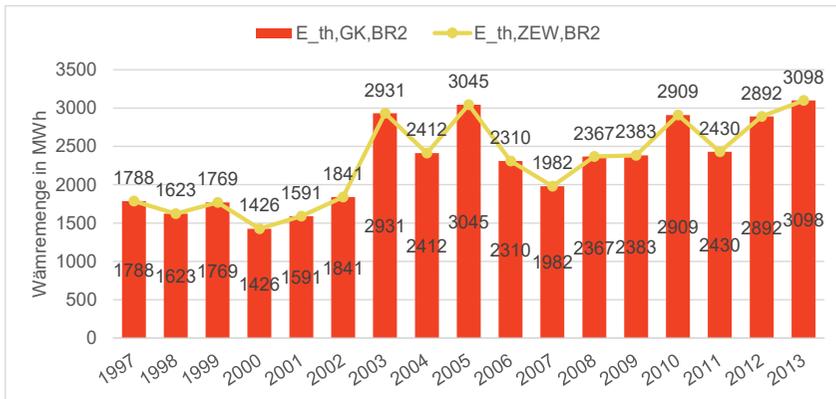
Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale bezogen auf Nutzfläche nach EnEV (AN), sowie Auslegungswert



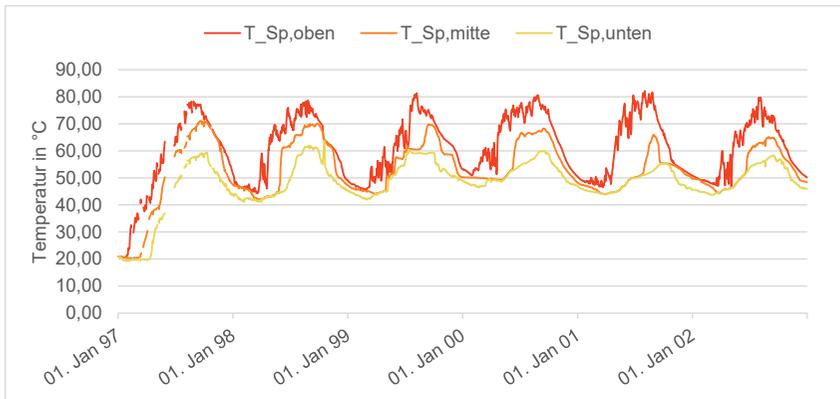
Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale sowie Anteile der Bereitstellung durch Gaskessel und Solare Nutzwärmemenge als Monatssummen



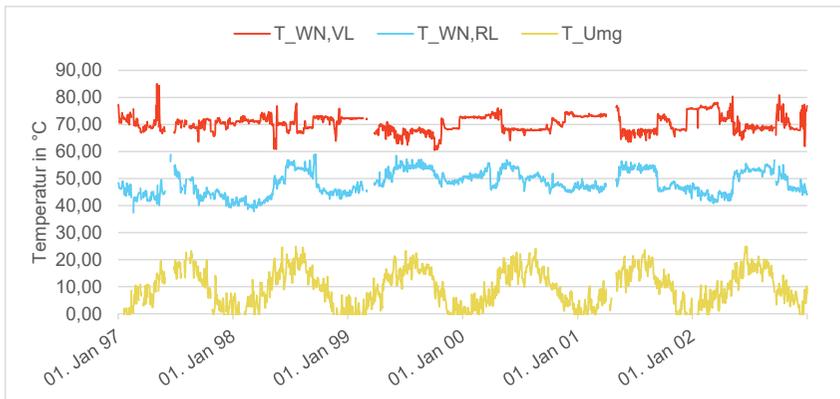
Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale sowie Anteile der Bereitstellung und der Netz-Wärmeverluste



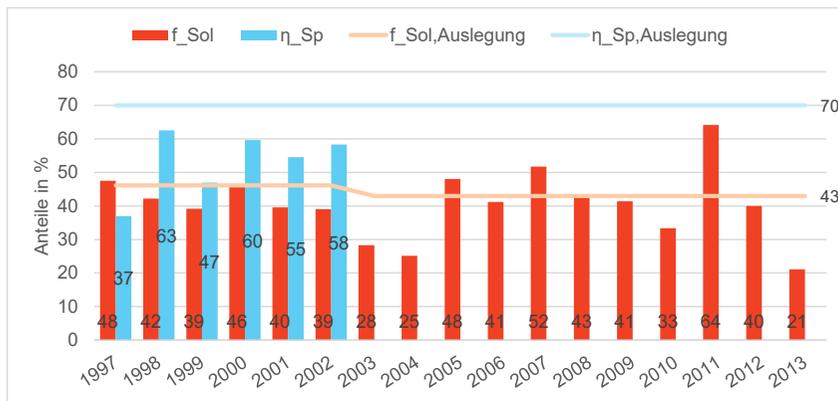
Wärmebereitstellung aus Nachheizung



Zeitlicher Verlauf der Speichertemperaturen



Zeitlicher Verlauf der Nahwärmenetz Temperaturen (Vorlauf und Rücklauf), sowie Umgebungstemperatur



Solarer Deckungsanteil und Speichernutzungsgrad, sowie Auslegungswerte

future SuN

AP1 Update

AP 1.3 Dokumentation Anlagenbetrieb und -zustand

- F+E Vorhaben:** futureSuN:
Analyse, Bewertung und Entwicklung zukunftsfähiger
Anlagenkonzepte für solare Nahwärmeanlagen
mit saisonaler Wärmespeicherung
- Teilprojekt:** Evaluation und Transformation solarer Nahwärmeanlagen
im Kontext der Energiewende
- Objekt:** SuN Hannover-Kronsberg
Weinkampswende
30539 Hannover

Auftragnehmer:



**Steinbeis-Innovationszentrum
energie+**

Mühlenpfordtstraße 23
38106 Braunschweig
<http://siz-energie-plus.de>

Bearbeitung
Joris Nettelstroth, M.Sc.
Tel.: 0531 / 391 3554
E-Mail: joris.nettelstroth@stw.de



Kenndaten der Anlage

Standort	Hannover Kronsberg
Baujahr	2000
Optimierung	2003
Gebäudetypen	8 MFH
Wohneinheiten	106 WE
Nutzfläche nach EnEV (AN)	8.449 m ²
Gesamtwärmebedarf	703 MWh/a
Flächenbezogener Wärmebedarf	83 kWh/(m ² ·a)
Länge Leitungsnetz	905 m
Kollektortyp	Solar-Roof
A_Koll,Brutto	1.631 m ²
Solarer Deckungsanteil	40%
Speicherart	Betonbehälter
Speichermedium	Wasser
Speichervolumen	2.750 m ³
Nachheizung: Fernwärme	400 kW



Anlagenbeschreibung

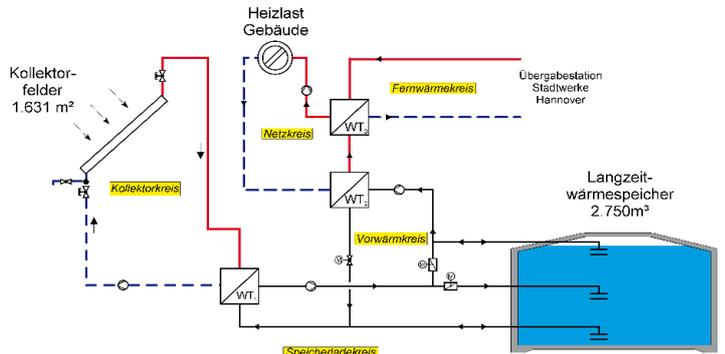
Der Stadtteil Kronsberg wurde von der Stadt Hannover als Modellprojekt für zukunftsweisende Wohnsiedlungen errichtet. Das Konzept der „Solar-City“ mit ihrer solarunterstützten Nahwärmeversorgung wurde in diesem Rahmen von 1999 bis 2000 auf einem Baufeld mit acht Gebäuden und 106 Wohneinheiten umgesetzt und wird bis heute von der Avacon Natur GmbH, Sarstedt, betrieben. Abb. 1 zeigt das Areal inklusive Langzeitwärmespeicher im Mai 2001, nachdem die Vollvermietung erreicht worden war. Das noch freie Baufeld wurde mit weiteren Wohnhäusern ausgebaut, diese sind jedoch nicht an das Nahwärmenetz angeschlossen worden.

Abb. 1: Luftaufnahme im Jahr 2000



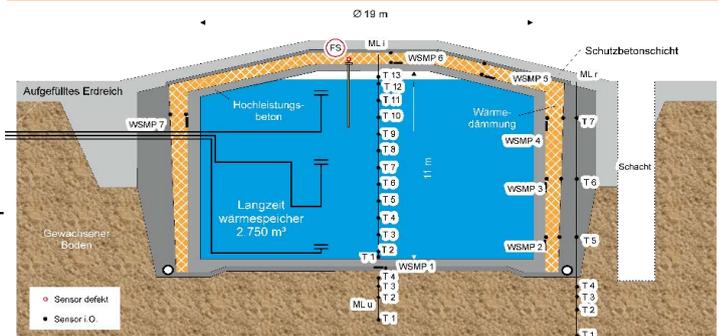
Der Erdbecken-Heißwasserspeicher mit einem Volumen von 2750 m³ ist am östlichen Rand des Baufeldes errichtet und ist mit einem Kinderspielplatz in die Umgebung integriert. Auf den sieben Hausdächern mit südlicher bzw. östlicher Ausrichtung sind 1631 m² solarthermische Kollektoren in der „Solar-Roof“ Ausführung installiert. Die gesammelte Wärme kann von der Heizzentrale im Langzeitwärmespeicher gespeichert oder direkt im Wärmenetz verteilt werden. Das Anlagenschema ist seit der Inbetriebnahme unverändert geblieben und in Abb. 2 dargestellt. Von der Heizzentrale aus werden die Gebäude über ein Zweileiter-Wärmeverteilsystem mit drei Hausübergabestationen mit Wärme versorgt, das Wärmenetz verläuft dabei zumeist in den Untergeschossen der Gebäude. Zur Kopplung von Kollektornetz, Speichersystem und Nahwärmenetz kommen Plattenwärmeübertrager zum Einsatz und die Nachheizung wird durch einen 400 kW Fernwärmeanschluss der Stadtwerke Hannover bereitgestellt.

Abb. 2: Anlagenschema



Der zentrale Heißwasser-Wärmespeicher ist als zylindrischer Betonbehälter mit freitragendem Kegelstumpf-Schalendach aus Spannbeton ausgeführt. Er fasst ein Wasservolumen von 2750 m³ bei Innendurchmesser und lichter Höhe von rund 19 m bzw. 11 m. Zur Wärmedämmung des Speichers ist eine Schüttung aus druckbeständigem Blähglas-Granulat eingesetzt worden, deren Stärke von 30 cm nach oben auf 70 cm ansteigt. Die Speicherdecke ist mit 70 cm Schüttdicke gedämmt, wie in Abb. 3 schematisch dargestellt ist. Eine Besonderheit des Speichers ist seine flexible Be- und Entladung in drei Ebenen. Dies erlaubt zum einen den gleichzeitigen Be- und Entladebetrieb bei verschiedenen Temperaturniveaus, zum anderen kann mit der höhenverstellbaren mittleren Ladeeinrichtung die Speicherschichtung optimiert werden.

Abb. 3: Abmessungen und Aufbau des Kies/Wasser-Speichers



Die solarthermischen Kollektoren mit einer Bruttokollektorfläche von 1631 m² sind als „Solar-Roofs“ ausgeführt. Damit sind sie in die Hausdachflächen integriert und dienen der Dichtigkeit und Dämmung der Dächer. Die Kollektorfelder A bis E mit Flächen zwischen 39 m² und 322 m² sind mit Neigungswinkeln von 21°, 25° und 45° in südwestlicher und südöstlicher Richtung montiert. Abb. 4 zeigt die Verteilung der Kollektorfelder und die Hausübergabestationen.

Abb. 4: Kollektorfelder und Nahwärmenetz



Abb. 5: Zeitliche Entwicklung der Kollektorerträge

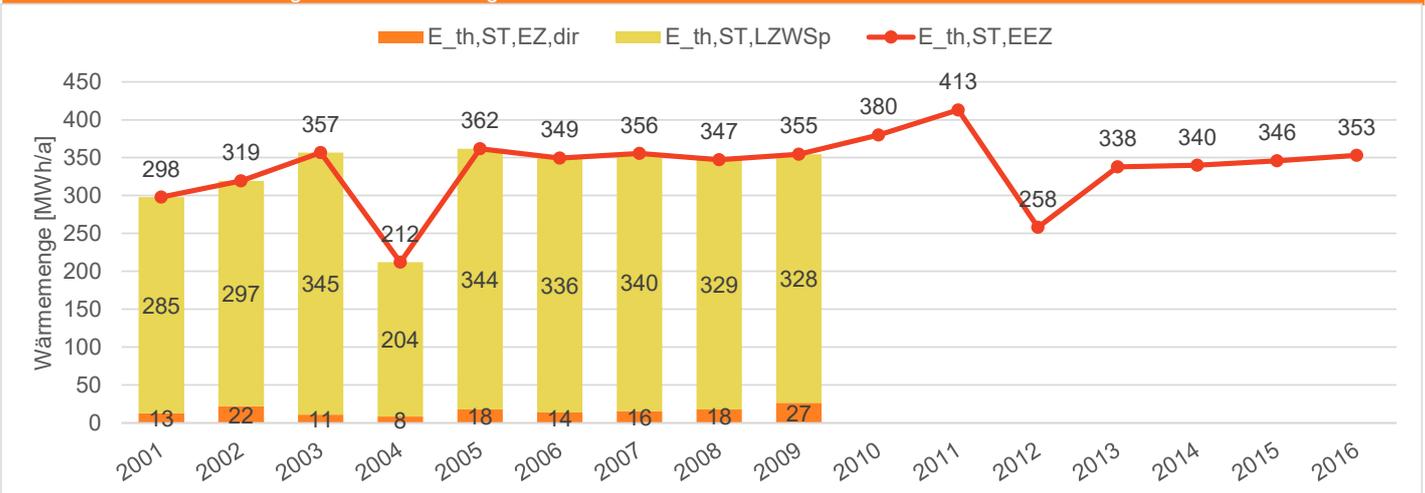
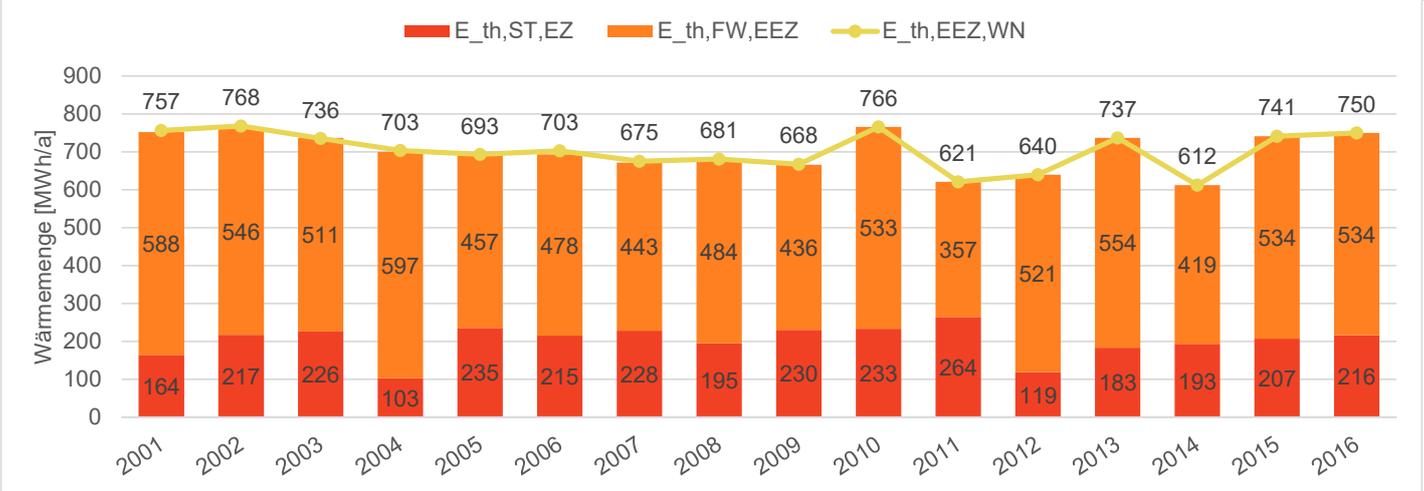


Abb. 5 zeigt über den gesamten Betriebszeitraum den jährlichen Kollektor-nettoertrag und, soweit verfügbar, dessen Verwendung zur Direktnutzung und zur Speicherbeladung. Im Laufe der Jahre traten wiederholt Schäden an den Kollektoren auf. Viele dieser Schäden lassen sich auf einzelne Sturmereignisse zurückführen. Zur Reparatur mussten Scheiben ausgetauscht und Blechbefestigungen verstärkt werden. Markant sind die Ertragseinbrüche 2004 und 2012, die jeweils auf langwierige Kollektorreparaturarbeiten zurückzuführen sind. In 2012 waren den gesamten Sommer 36 % der Kollektorfläche außer Betrieb. Die verfügbaren Daten zeigen ansonsten einen stabilen Ertrag und lassen auf keine langjährigen Degradationseffekte schließen. Nichtsdestotrotz beeinträchtigt auch die kontinuierliche Windlast die Kollektoren, indem sich an zahlreichen Stellen die Schrauben der Blechbefestigungen lockern. Damit entfiel der Hauptteil der Instandhaltungsmaßnahmen der Gesamtanlage auf die Kollektorflächen.

Abb. 6: Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale sowie Anteile an Erzeugung und Verbrauch



In Abb. 6 ist die jährliche Energiebilanz der Heizzentrale dargestellt. Während der Gesamtwärmebedarf des Netzes über die Jahre bis 2009 tendenziell abnahm, zeigen sich in einzelnen Jahren nach der wissenschaftlichen Begleitung wieder Anstiege und insbesondere ein relativ stark schwankender Verlauf des Wärmebedarfs. Die Mittelwerte vor und nach Ende der wissenschaftlichen Begleitung belaufen sich auf 709 MWh/a bzw. 695 MWh/a, was einer relativen Verringerung des Energiebedarfs von 2,0 % entspricht. Die Standardabweichung hingegen erhöht sich dabei um 83,4 %. Konkrete Gründe für diese Bedarfsschwankungen lassen sich nicht ermitteln.

Abb. 7: Solarer Deckungsanteil und Speichernutzungsgrad, sowie Auslegungswerte

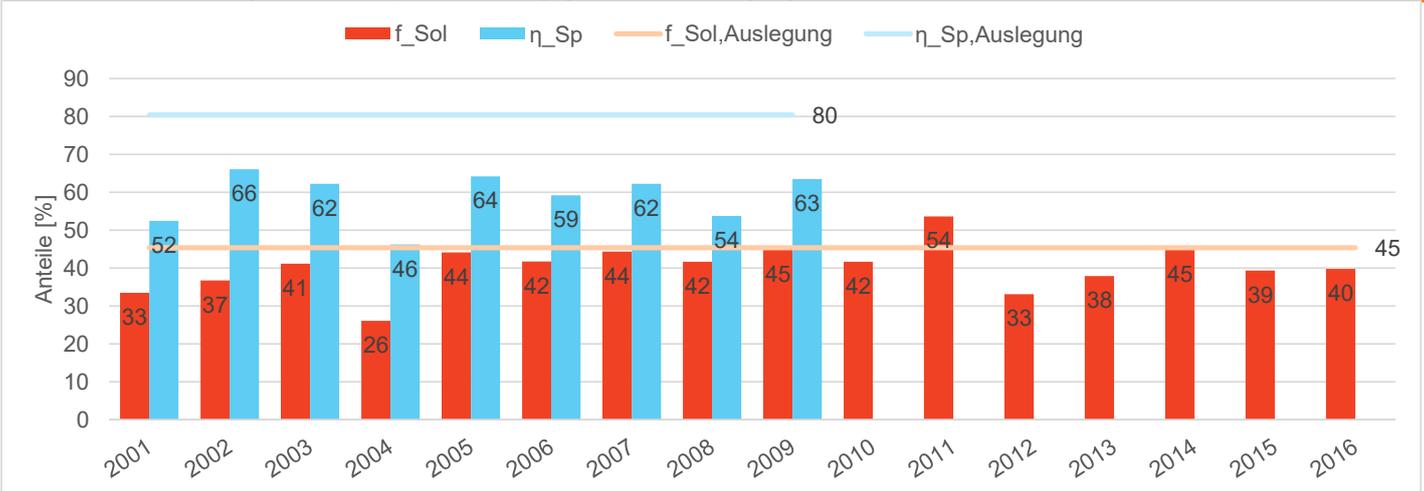
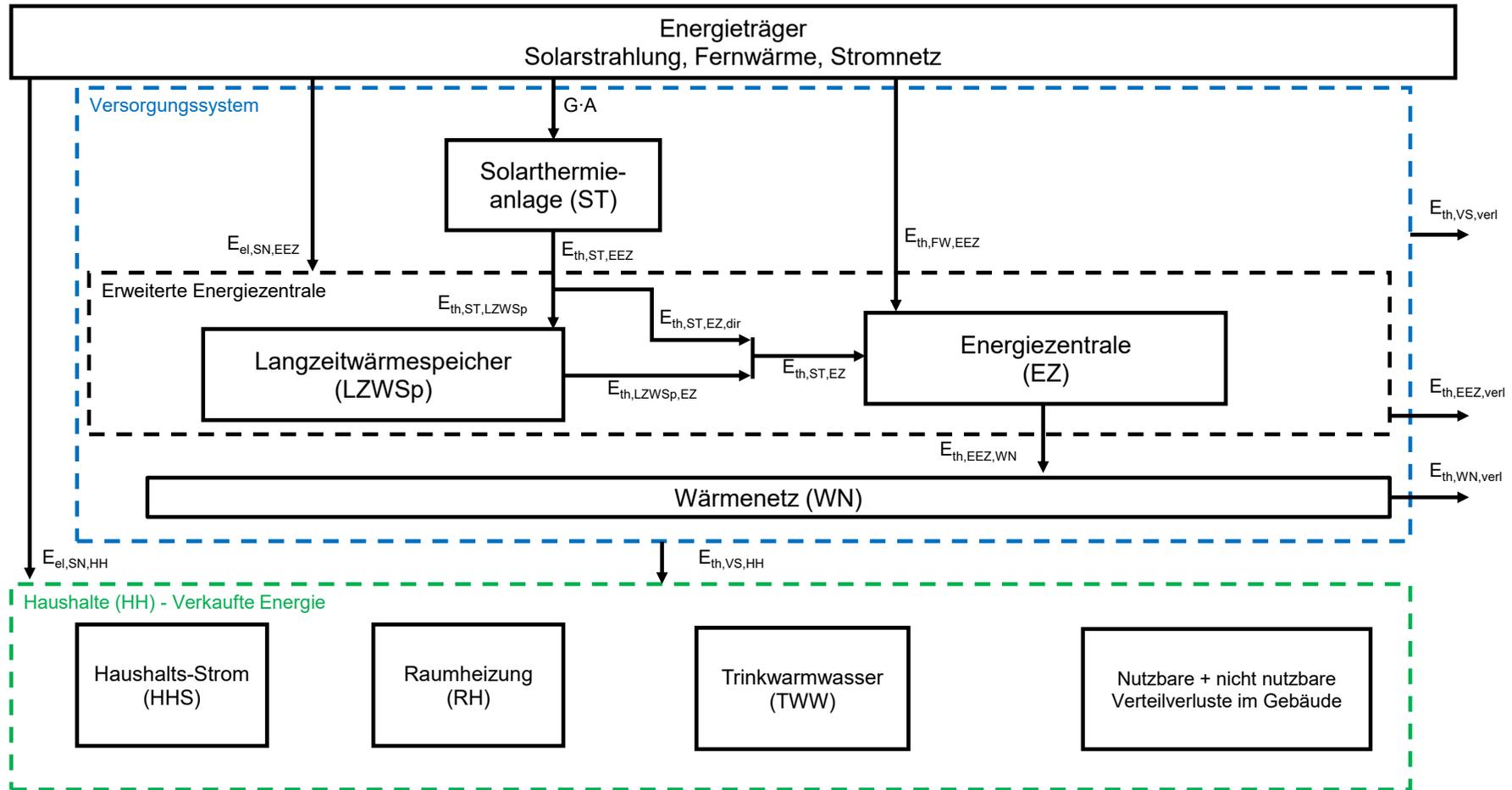
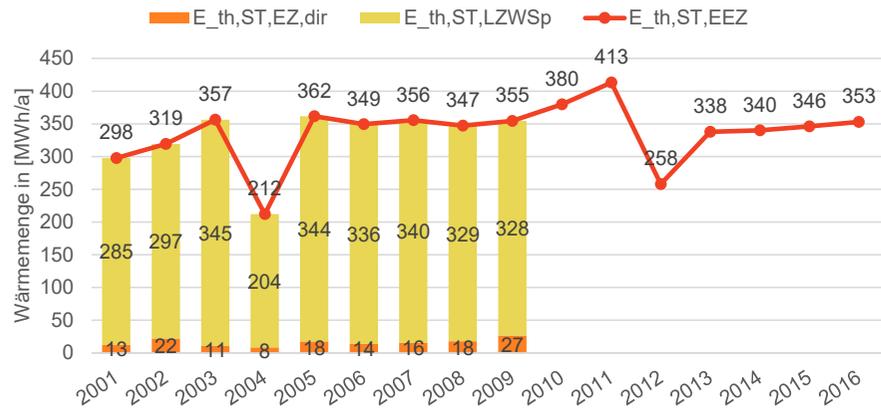
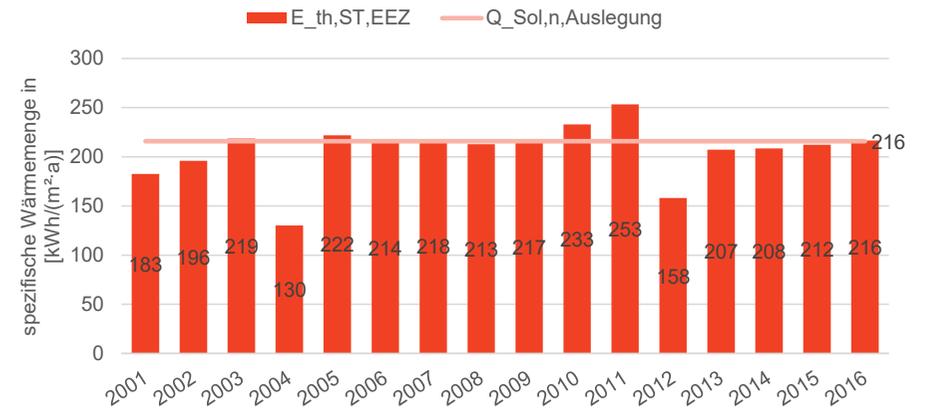


Abb. 7 zeigt den Verlauf des solaren Deckungsanteils f_{Sol} zusammen mit dem Speichernutzungsgrad und den jeweiligen Auslegungswerten an. Der Mittelwert von f_{Sol} beträgt 40,3 %, und das nicht nur über den gesamten Zeitraum, sondern in Näherung auch über die Zeiträume bis und nach 2009. Zwar wird damit der Auslegungswert zwar nicht konsequent erreicht, entscheidender ist jedoch die Schlussfolgerung, dass eine hinreichend stabile Performance über 16 Betriebsjahre hinweg erreicht werden konnte. Der Speichernutzungsgrad lässt sich nur für die Zeit bis 2009 berechnen beträgt im Mittel 58,9 %. Aus einer Untersuchung der Verhältnisse von Kollektor Nettoertrag und solarer Nutzwärme kann jedoch die Schlussfolgerung gezogen werden, dass sich das Verhältnis zwischen eingespeister und entnommener Wärmemenge über die Jahre nicht signifikant verändert hat. Damit deutet sich an, dass die Leistungsfähigkeit des Speichers über die Betriebszeit grundsätzlich erhalten geblieben ist.

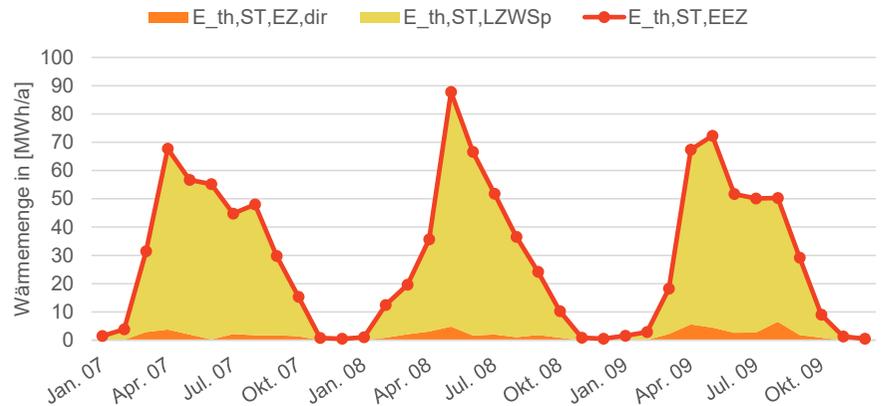




Wärmemenge Kollektor nettoertrag sowie Speicherbeladung und Direktnutzung als Jahressummen



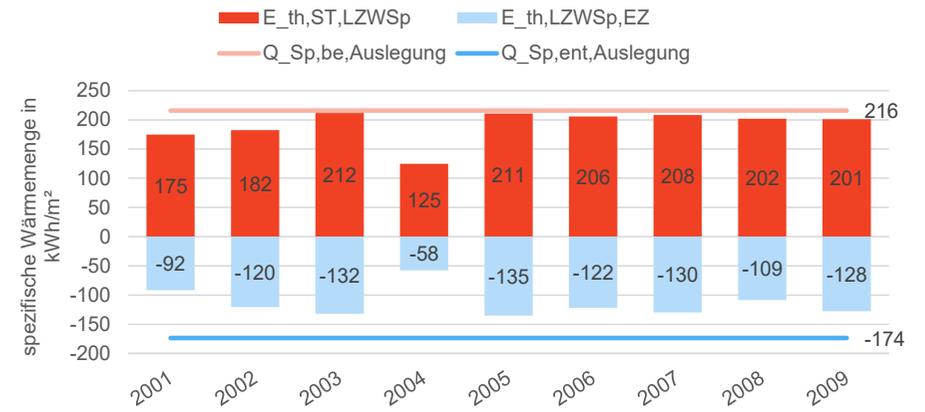
Gemessener Kollektor nettoertrag bezogen auf A_{Koll,Brutto}, sowie Auslegungswert
Auslegung: Ertragsprognose nach Simulation TU Braunschweig, Institut für Gebäude- und Solartechnik, 1999



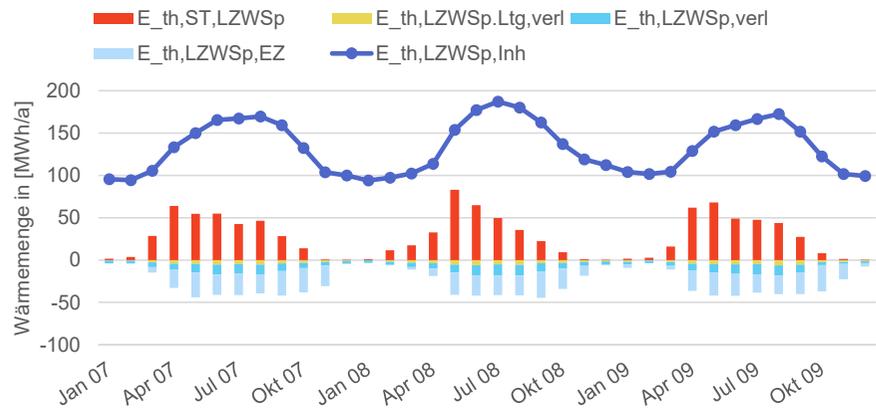
Wärmemenge Kollektor nettoertrag sowie Speicherbeladung und Direktnutzung als Monatssummen der letzten aufgezeichneten Betriebsjahre



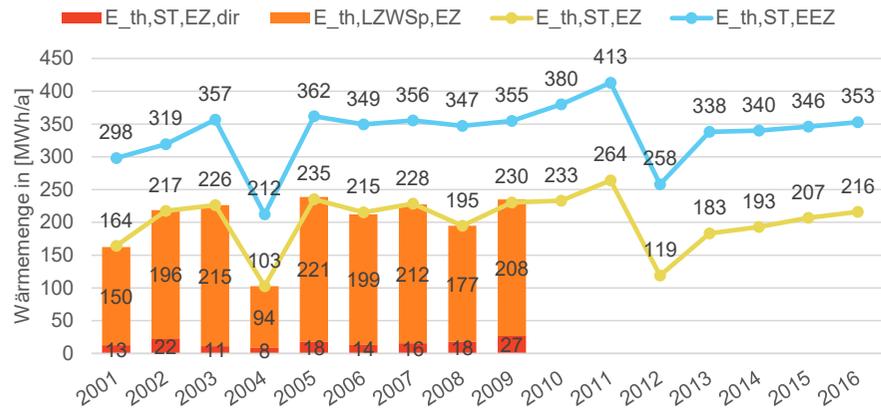
Speicherwärmebilanz, Jahressummen



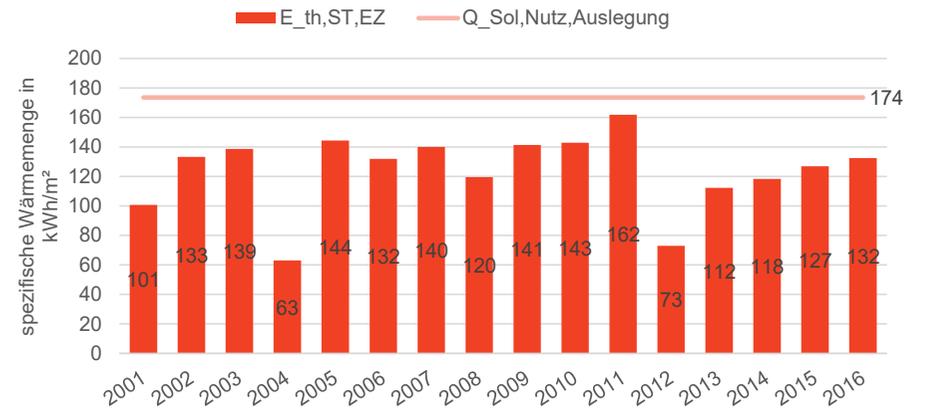
Speicherbe- und entladungswärmemengen bezogen auf A_Koll,Brutto, sowie Auslegungswerte
Auslegung: Simulation TU Braunschweig, Institut für Gebäude- und Solartechnik, 1999



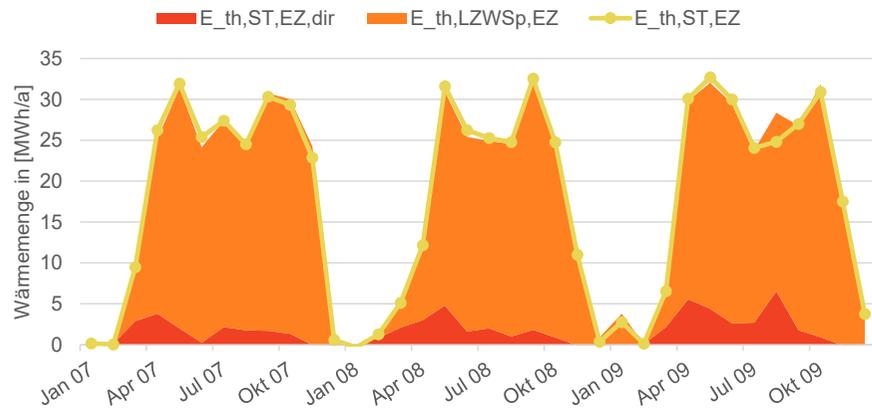
Speicherwärmebilanz, Monatssummen der letzten aufgezeichneten Betriebsjahre
Speicherinhalt stellt den Endwert am letzten Tag jedes Monats dar (während alle übrigen Werte die Summen der Tageswerte des Monats darstellen)



Kollektor Nettoertrag, solare Nutzwärmemenge sowie Speicherentladung und Direktnutzung als Jahressummen



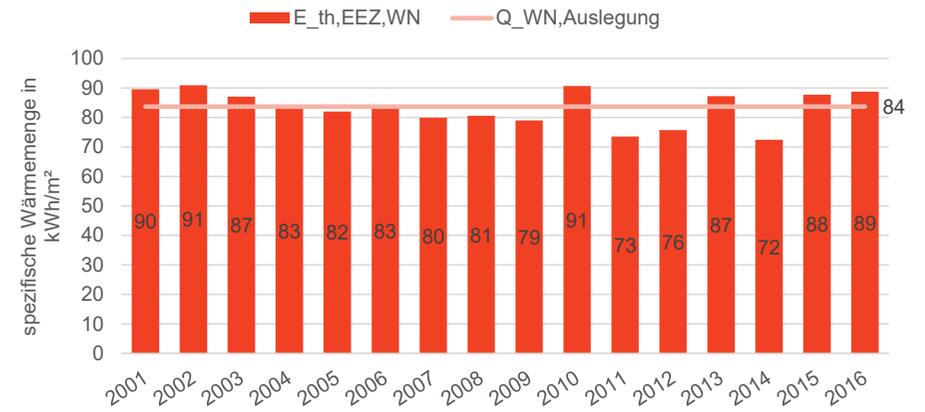
Solare Nutzwärme bezogen auf A_Koll,Brutto, sowie Auslegungswert
Auslegung: Simulation TU Braunschweig, Institut für Gebäude- und Solartechnik, 1999



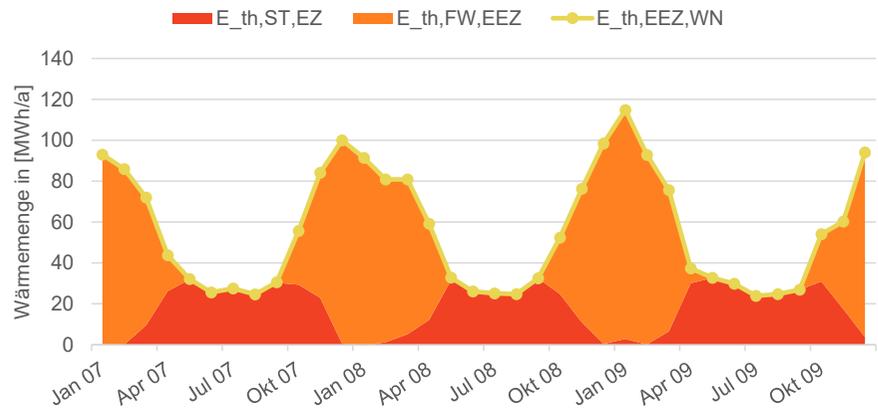
Solare Nutzwärmemenge sowie Speicherentladung und Direktnutzung als Monatssummen der letzten aufgezeichneten Betriebsjahre



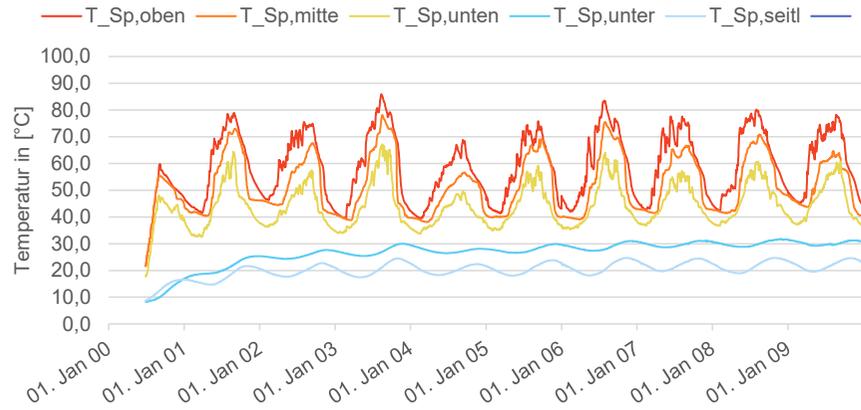
Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale sowie Nachheizung durch Fernwärme und solare Nutzwärmemenge als Jahressummen



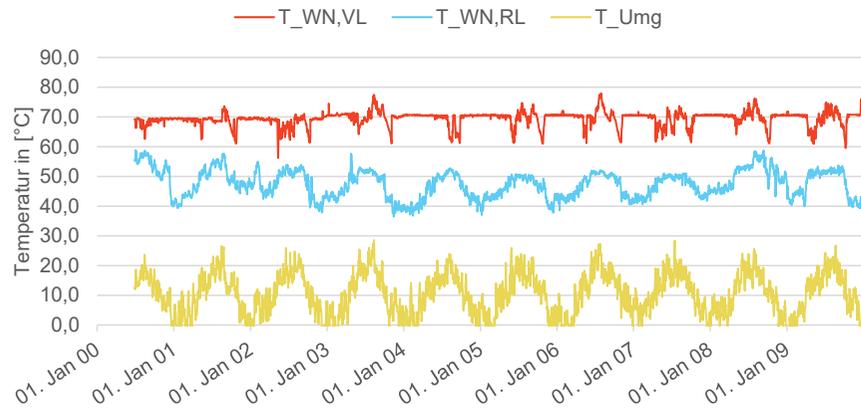
Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale bezogen auf Nutzfläche nach EnEV (AN), sowie Auslegungswert Auslegung: Simulation TU Braunschweig, Institut für Gebäude- und Solartechnik, 1999



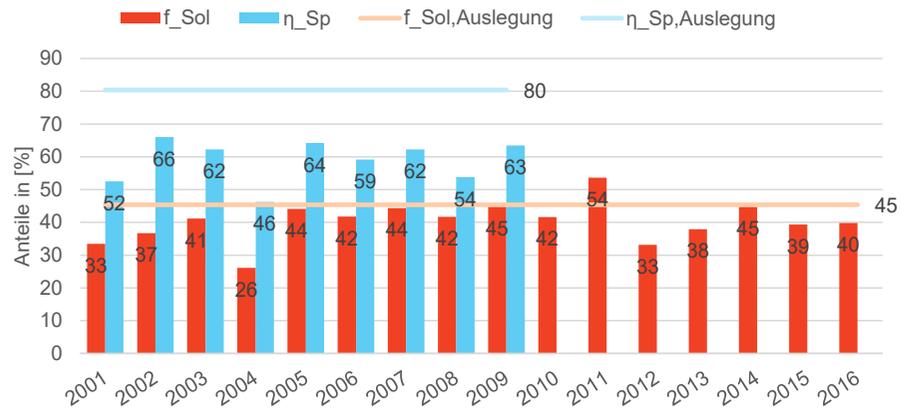
Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale sowie Nachheizung durch Fernwärme und Solare Nutzwärmemenge als Monatssummen der letzten aufgezeichneten Betriebsjahre



Zeitlicher Verlauf der Speichertemperaturen innen und außen



Zeitlicher Verlauf der Nahwärmenetz Temperaturen (Vorlauf und Rücklauf), sowie Umgebungstemperatur



Solarer Deckungsanteil und Speichernutzungsgrad, sowie Auslegungswerte

	Q_Sol,n	Q_Sol,dir	Q_Sp,be	ΔQ_Sp	Q_Verl,Sp.Ltg	Q_Verl,Sp	Q_Sp,ent	Q_Sol,Nutz	Q_NH	Q_WN	Q_HH	Q_HWB	Q_TWE	Q_Verl,WN	
Werte aus IGS-Messtechnik bis einschließlich 2009, ab 2010 Werte aus Abrechnung des Betreibers (Gelb hinterlegt: Berechnete bzw. aus Auslegung abgeschätzte Werte)															
Zeit	E_th,ST,EEZ	E_th,ST,EZ,dir	th,ST,LZWSp	ΔE_th,LZWSp	ZWSp.Ltg,verl	th,LZWSp,verl	th,LZWSp,EZ	E_th,ST,EZ	E_th,FW,EEZ	E_th,EEZ,verl	E_th,EEZ,WN	E_th,VS,nutz	E_th,VS,RH	E_th,VS,TWW	E_th,WN,verl
2001	298	13	285	6	-28	-98	-150	164	588	134	757	592			165
2002	319	22	297	-18	-32	-86	-196	217	546	102	768	601			167
2003	357	11	345	-1	-36	-96	-215	226	511	130	736	575			160
2004	212	8	204	8	-31	-73	-94	103	597	109	703	550			153
2005	362	18	344	-5	-41	-88	-221	235	457	126	693	542			151
2006	349	14	336	8	-39	-91	-199	215	478	134	703	550			153
2007	356	16	340	1	-40	-86	-212	228	443	127	675	528			147
2008	347	18	329	12	-42	-90	-177	195	484	152	681	533			148
2009	355	27	328	-13	-41	-82	-208	230	436	124	668	522			145
2010	380							233	533	147	766	599			167
2011	413							264	357	149	621	486			135
2012	258							119	521	139	640	501			139
2013	338							183	554	155	737	576			161
2014	340							193	419	147	612	479			133
2015	346							207	534	139	741	580			161
2016	353							216	534	137	750	587			163
Mittelwerte:	336	16	312	0	-37	-88	-186	202	500	135	703	550			153
Bis 2009:	328	16	312	0	-37	-88	-186	202	504	127	709	555			154
Ab 2010:	347							202	493	145	695	544			151
rel. Änderung:	5,7%							0,3%	-2,2%	14,3%	-2,0%	-2,0%			-2,0%
Standardabw.	45,8	5,3	43,1	9,6	4,8	7,0	38,4	41,3	62,8	14,2	49,1	38,4			10,7
Bis 2009:	45,5	5,3	43,1	9,6	4,8	7,0	38,4	40,7	56,9	13,7	34,1	26,7			7,4
Ab 2010:	44,0							42,0	69,1	6,1	62,5	48,9			13,6
rel. Änderung:	-3,5%							3,1%	21,5%	-55,6%	83,4%	83,4%			83,4%

1.) Wohnflächenkennwerte nach Planstand Juli 1999

Flächenkennwerte	
BGF	11.916 m ²
NGF	7.745 m ²
Wohnfläche	7.041 m ²

Umrechnungsfaktoren	
BGF	1,00
NGF	0,65
Wohnfläche	0,59
A _N (nach EnEV)	0,71

Bezug zur EnEV	
Wohnfläche	7.041 m ²
Umrechnungsfaktor	1,20
Nutzfläche nach EnEV (A _N)	8.449 m ²
Hüllfläche (A)	k.A.
beheiztes Gebäudevolumen (V _e)	26.404 m ³
A/V _e - Verhältnis	k.A.
beheiztes Luftvolumen (V)	20.067 m ³
Fensterfläche	k.A.

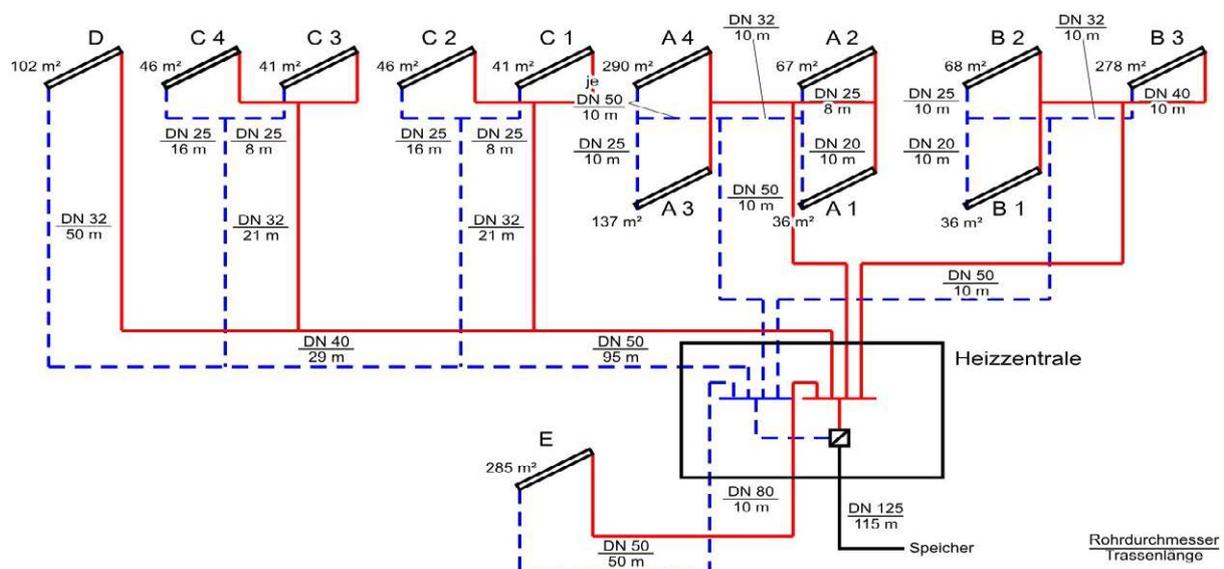
laufende Nr.	Bezeichn.	Bautyp	EFH/MFH?	Wohnfläche [m ²]	Anzahl Bewohner Bewohner [-]	Anzahl Zimmer [-]	WE [-]
Summe:				7.041 m²	312	312	106
1	A1	Wohnblock	MFH	64 m ²	3,0	3	1
2	A2	Wohnblock	MFH	64 m ²	3,0	3	1
3	A3	Wohnblock	MFH	64 m ²	3,0	3	1
4	A4	Wohnblock	MFH	64 m ²	3,0	3	1
5	A5	Wohnblock	MFH	64 m ²	3,0	3	1
6	A6	Wohnblock	MFH	64 m ²	3,0	3	1
7	A7	Wohnblock	MFH	64 m ²	3,0	3	1
8	A8	Wohnblock	MFH	64 m ²	3,0	3	1
9	A9	Wohnblock	MFH	64 m ²	3,0	3	1
10	A10	Wohnblock	MFH	64 m ²	3,0	3	1
11	A11	Wohnblock	MFH	64 m ²	3,0	3	1
12	A12	Wohnblock	MFH	64 m ²	3,0	3	1
13	A13	Wohnblock	MFH	64 m ²	3,0	3	1
14	A14	Wohnblock	MFH	64 m ²	3,0	3	1
15	A15	Wohnblock	MFH	64 m ²	3,0	3	1
16	A16	Wohnblock	MFH	64 m ²	3,0	3	1
17	A17	Wohnblock	MFH	64 m ²	3,0	3	1
18	A18	Wohnblock	MFH	64 m ²	3,0	3	1
19	A19	Wohnblock	MFH	64 m ²	3,0	3	1
20	A20	Wohnblock	MFH	64 m ²	3,0	3	1
21	A21	Wohnblock	MFH	64 m ²	3,0	3	1
22	A22	Wohnblock	MFH	64 m ²	3,0	3	1
23	A23	Wohnblock	MFH	64 m ²	3,0	3	1
24	A24	Wohnblock	MFH	64 m ²	2,0	2	1
25	A25	Wohnblock	MFH	64 m ²	2,0	2	1
26	A26	Wohnblock	MFH	64 m ²	2,0	2	1
27	A27	Wohnblock	MFH	64 m ²	2,0	2	1
28	A28	Wohnblock	MFH	64 m ²	2,0	2	1
29	A29	Wohnblock	MFH	64 m ²	2,0	2	1
30	A30	Wohnblock	MFH	64 m ²	2,0	2	1
31	A31	Wohnblock	MFH	64 m ²	2,0	2	1
32	A32	Wohnblock	MFH	64 m ²	2,0	2	1
33	B1	Wohnblock	MFH	68 m ²	3,0	3	1
34	B2	Wohnblock	MFH	68 m ²	3,0	3	1
35	B3	Wohnblock	MFH	68 m ²	3,0	3	1
36	B4	Wohnblock	MFH	68 m ²	3,0	3	1
37	B5	Wohnblock	MFH	68 m ²	3,0	3	1
38	B6	Wohnblock	MFH	68 m ²	3,0	3	1
39	B7	Wohnblock	MFH	68 m ²	3,0	3	1
40	B8	Wohnblock	MFH	68 m ²	3,0	3	1
41	B9	Wohnblock	MFH	68 m ²	3,0	3	1
42	B10	Wohnblock	MFH	68 m ²	3,0	3	1
43	B11	Wohnblock	MFH	68 m ²	3,0	3	1
44	B12	Wohnblock	MFH	68 m ²	3,0	3	1
45	B13	Wohnblock	MFH	68 m ²	3,0	3	1
46	B14	Wohnblock	MFH	68 m ²	3,0	3	1
47	B15	Wohnblock	MFH	68 m ²	3,0	3	1
48	B16	Wohnblock	MFH	68 m ²	3,0	3	1
49	B17	Wohnblock	MFH	68 m ²	3,0	3	1

50 B18	Wohnblock	MFH	68 m ²	3,0	3	1
51 B19	Wohnblock	MFH	68 m ²	3,0	3	1
52 B20	Wohnblock	MFH	68 m ²	3,0	3	1
53 C1	Wohnblock	MFH	69 m ²	3,0	3	1
54 C2	Wohnblock	MFH	69 m ²	3,0	3	1
55 C3	Wohnblock	MFH	69 m ²	3,0	3	1
56 C4	Wohnblock	MFH	69 m ²	3,0	3	1
57 C5	Wohnblock	MFH	69 m ²	3,0	3	1
58 C6	Wohnblock	MFH	69 m ²	3,0	3	1
59 C7	Wohnblock	MFH	69 m ²	3,0	3	1
60 C8	Wohnblock	MFH	69 m ²	3,0	3	1
61 C9	Wohnblock	MFH	69 m ²	3,0	3	1
62 C10	Wohnblock	MFH	69 m ²	3,0	3	1
63 C11	Wohnblock	MFH	69 m ²	3,0	3	1
64 C12	Wohnblock	MFH	69 m ²	3,0	3	1
65 C13	Wohnblock	MFH	69 m ²	3,0	3	1
66 C14	Wohnblock	MFH	69 m ²	4,0	4	1
67 C15	Wohnblock	MFH	69 m ²	4,0	4	1
68 C16	Wohnblock	MFH	69 m ²	4,0	4	1
69 C17	Wohnblock	MFH	69 m ²	4,0	4	1
70 C18	Wohnblock	MFH	69 m ²	4,0	4	1
71 C19	Wohnblock	MFH	69 m ²	4,0	4	1
72 C20	Wohnblock	MFH	69 m ²	4,0	4	1
73 C21	Wohnblock	MFH	69 m ²	4,0	4	1
74 C22	Wohnblock	MFH	69 m ²	4,0	4	1
75 D1	Wohnblock	MFH	56 m ²	3,0	3	1
76 D2	Wohnblock	MFH	56 m ²	3,0	3	1
77 D3	Wohnblock	MFH	56 m ²	3,0	3	1
78 D4	Wohnblock	MFH	56 m ²	3,0	3	1
79 D5	Wohnblock	MFH	56 m ²	3,0	3	1
80 D6	Wohnblock	MFH	56 m ²	3,0	3	1
81 D7	Wohnblock	MFH	56 m ²	2,0	2	1
82 D8	Wohnblock	MFH	56 m ²	2,0	2	1
83 D9	Wohnblock	MFH	56 m ²	2,0	2	1
84 D10	Wohnblock	MFH	56 m ²	2,0	2	1
85 D11	Wohnblock	MFH	56 m ²	2,0	2	1
86 D12	Wohnblock	MFH	56 m ²	2,0	2	1
87 E1	Wohnblock	MFH	74 m ²	3,0	3	1
88 E2	Wohnblock	MFH	74 m ²	3,0	3	1
89 E3	Wohnblock	MFH	74 m ²	3,0	3	1
90 E4	Wohnblock	MFH	74 m ²	3,0	3	1
91 E5	Wohnblock	MFH	74 m ²	3,0	3	1
92 E6	Wohnblock	MFH	74 m ²	3,0	3	1
93 E7	Wohnblock	MFH	74 m ²	3,0	3	1
94 E8	Wohnblock	MFH	74 m ²	3,0	3	1
95 E9	Wohnblock	MFH	74 m ²	4,0	4	1
96 E10	Wohnblock	MFH	74 m ²	4,0	4	1
97 E11	Wohnblock	MFH	68 m ²	3,0	3	1
98 E12	Wohnblock	MFH	68 m ²	3,0	3	1
99 E13	Wohnblock	MFH	68 m ²	3,0	3	1
100 E14	Wohnblock	MFH	68 m ²	3,0	3	1
101 E15	Wohnblock	MFH	68 m ²	3,0	3	1
102 E16	Wohnblock	MFH	68 m ²	3,0	3	1
103 E17	Wohnblock	MFH	68 m ²	3,0	3	1
104 E18	Wohnblock	MFH	68 m ²	3,0	3	1
105 E19	Wohnblock	MFH	68 m ²	2,0	2	1
106 E20	Wohnblock	MFH	68 m ²	2,0	2	1

6.) Kollektorsammelnetz

* Alle Einzellängen bezeichnen einfache Trassenlängen, sprich Vorlauf oder Rücklauf.

Strang	Name	Hauptleitungen*		Summe	Rohrnen- weite
		[m Tr.]	Haus- anschlüsse* [m Tr.]		
Summe VL		326 m	116 m	442 m	
Summe VL+RL		652 m	232 m		
A	A	10 m			DN 50
	Ai	10 m			DN 32
	A1		10 m		DN 20
	A2		8 m		DN 25
	Aii	10 m			DN 50
	A3		10 m		DN 25
	A4		10 m		DN 50
B	B	10 m			DN 50
	Bi	10 m			DN 32
	B1		10 m		DN 20
	B2		10 m		DN 25
	B3		10 m		DN 40
C	Ci	95 m			DN 50
	Cii	21 m			DN 32
	C1		8 m		DN 25
	C2		16 m		DN 25
	Ciii	29 m			DN 40
	Civ	21 m			DN 32
	C3		8 m		DN 25
	C4		16 m		DN 25
D	D	50 m			DN 32
E	E	50 m			DN 50
Heizzentrale	Heizzentrale	10 m			DN 80

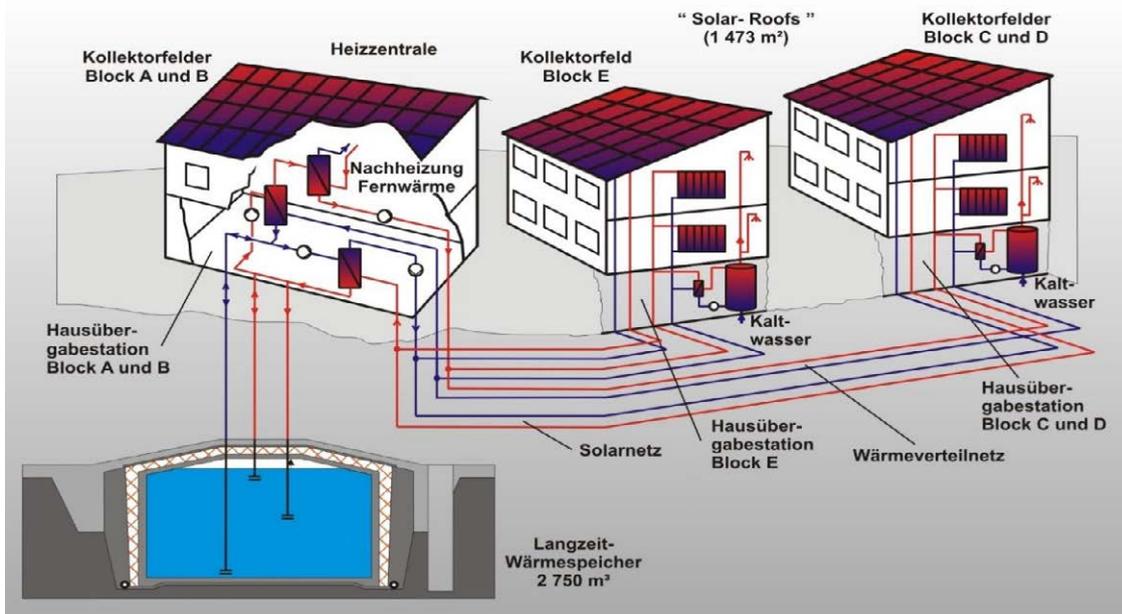


7.) Nahwärmenetz: Vor und Rücklauf von der Heizzentrale zu den Häusern

* Alle Einzellängen bezeichnen einfache Trassenlängen, sprich Vorlauf oder Rücklauf.

Strang	Name	Hauptleitungen* [m Tr.]	Haus- anschlüsse* [m Tr.]	Summe [m Tr.]	Rohr- nenn- weite
Summe VL		905 m	0 m	905 m	
Summe VL+RL		1810 m	0 m		
C	Nahwärmenetz	50 m			DN 40
E	Nahwärmenetz	30 m			DN 40
A-E	Heizungsnetz	200 m			DN 32
A-E	Heizungsnetz	140 m			DN 25
A-E	Warmwassernetz	290 m			DN 32
A-E	Warmwassernetz	195 m			DN 25

Nahwärmenetz beschreibt die Trassen von der Heizzentrale zu den Hausübergabestationen. Längen sind aus Trassenplanskizze entnommen. Längen von Heizungsnetz und Warmwassernetz sind so abgeschätzt, dass die resultierenden Verluste den Planwerten entsprechen.

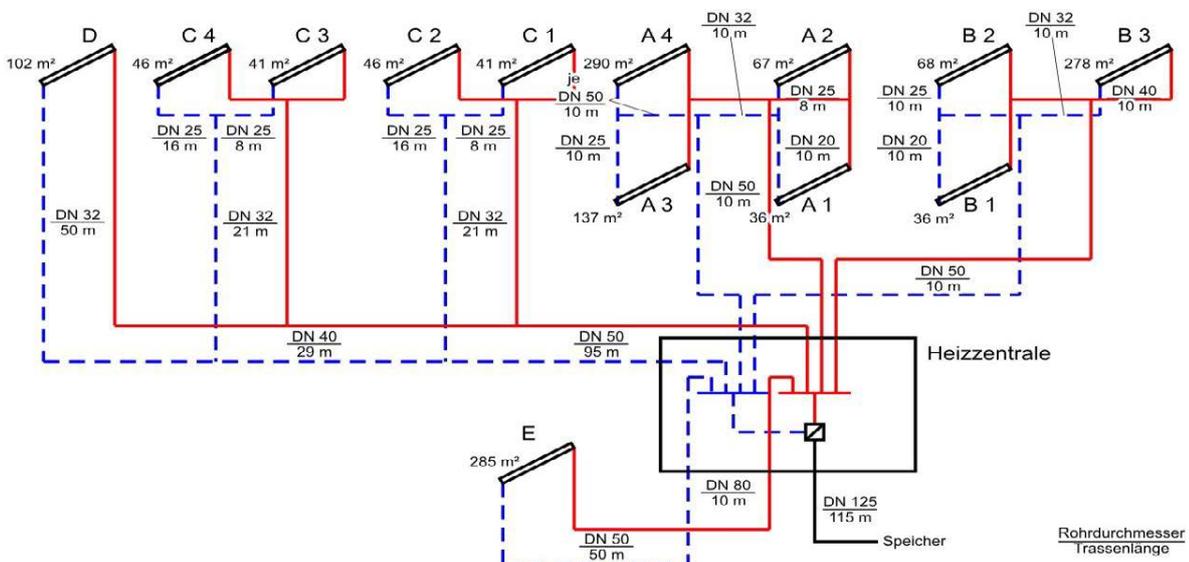


8.) Kollektorfelder laut Ausschreibung

Koordinaten

Latitude 52,332045
Longitude -9,83344

Kollektor-bezeichnung	Kollektortyp	Leistung [kW _{th}]	Bruttofläche [m ²]	Aperturfläche [m ²]	Ausnutzung (Ap/Br) [-]	Neigung [°]	Ausrichtung [°]
Gesamt:		1032 kW	1631 m ²	1474 m ²			
Mittelwert:					90,3%	24,12 °	23,58 °
A1	Solar-Roof	25 kW	39 m ²	36 m ²	91%	21 °	51 °
A2	Solar-Roof	47 kW	74 m ²	67 m ²	90%	21 °	51 °
A3	Solar-Roof	96 kW	153 m ²	137 m ²	90%	21 °	36 °
A4	Solar-Roof	203 kW	322 m ²	290 m ²	90%	21 °	36 °
B1	Solar-Roof	25 kW	39 m ²	36 m ²	91%	21 °	51 °
B2	Solar-Roof	48 kW	75 m ²	68 m ²	91%	21 °	51 °
B3	Solar-Roof	195 kW	303 m ²	278 m ²	92%	21 °	36 °
C1	Solar-Roof	29 kW	46 m ²	41 m ²	89%	45 °	36 °
C2	Solar-Roof	32 kW	51 m ²	46 m ²	90%	45 °	36 °
C3	Solar-Roof	29 kW	46 m ²	41 m ²	89%	45 °	36 °
C4	Solar-Roof	32 kW	51 m ²	46 m ²	90%	45 °	36 °
D	Solar-Roof	72 kW	113 m ²	102 m ²	91%	25 °	36 °
E	Solar-Roof	200 kW	317 m ²	285 m ²	90%	21 °	-39 °



10.) Wärmeerzeuger zur Nachheizung

Nennleistung gesamt Planung: 400 kW
 Nennleistung gesamt aktuell: 400 kW

Bezeichnung	Fernwärme
Hersteller	Stadtwerke
Energieträger	Wasser
Art	Fernwärme
Betrieb Beginn	2001
Betrieb Ende	
Nennleistung in kW	400 kW
Wärmemengenzähler	ja

	Bezug Wärme E_th,NH,EZ MWh
2001	588
2002	546
2003	511
2004	597
2005	457
2006	478
2007	443
2008	484
2009	436
2010	533
2011	357
2012	521
2013	554
2014	419
2015	534
2016	534

Mittelwerte: 500
 Bis 2009: 504
 Ab 2010: 493

future SuN

AP1 Update

AP 1.3 Dokumentation Anlagenbetrieb und -zustand

F+E Vorhaben: futureSuN:
Analyse, Bewertung und Entwickl -
Anlagenkonzepte für solare Nahwärmanlagen
mit saisonaler Wärmespeicherung

Teilprojekt: Evaluation und Transformation solarer Nahwärmanlagen
im Kontext der Energiewende

Objekt: SuN Rostock

Auftragnehmer:



Universität Stuttgart
Institut für Gebäudeenergetik, Thermotechnik und Energiespeicherung
Pfaffenwaldring 6
70550 Stuttgart
www.igte.uni-stuttgart.de

Bearbeitung
Natalie Bonk, M.Sc.
Tel.: 0711 / 685 63539
E-Mail: natalie.bonk@igte.uni-stuttgart.de



Kenndaten der Anlage

Standort	Rostock Brinckmannshöhe
Baujahr / Betriebsbeginn	1999
Umbau / Sanierung / Optimierung	-
Gebäudetypen	11 MFH
Wohneinheiten	108 WE
Nutzfläche nach EnEV (AN)	8,400 m ²
Gesamtwärmebedarf	513 MWh/a
Flächenbezogener Wärmebedarf	47 MWh/(m ² ·a)
Länge Leitungsnetz	-
Kollektortyp	Solar-Roof
A_Koll,Apertur	981 m ²
Solarer Deckungsanteil	62%
Speicherart	Aquifer
Speichermedium	Wasser
Speichervolumen	20,000 m ³
Nachheizung: Gas-Brennwertkessel	
Nachheizung: Gas-Absorptionswärmepumpe	21 kW (el)



Anlagenbeschreibung

Das solare Nahwärmesystem in Rostock versorgt elf Mehrfamiliengebäude in Reihenhausbauweise mit 108 Wohnungen mit Solarwärme zur Warmwasserbereitung und Raumheizung. Die thermische Solarenergie, die mit Kollektoren mit einer Absorberfläche von insgesamt 980 m² auf dem Gebäude gesammelt wird, wird in einen 30 m³ fassenden Pufferspeicher gespeist. Diese Wärme wird von dort zum Teil direkt genutzt und die Überschüsse zum anderen Teil in einem unter dem Gebäude liegenden Aquifer-Wärmespeicher (ATES – Aquifer Thermal Energy Store) eingespeichert. Die Temperatur des ATES ist auf maximal 50 °C beschränkt, um die Wärmeverluste des ATES zu minimieren und um Veränderungen der Zusammensetzung des Grundwassers bei höheren Temperaturen zu verhindern. Aufgrund der Vorlauftemperaturen von mindestens 45 °C für den Heizkreislauf kann im Entladezyklus nur ein geringer Teil der im ATES gespeicherten Wärme direkt genutzt werden. Um die gespeicherte Wärme besser nutzen zu können, wird eine Wärmepumpe mit einer thermischen Leistung von 21 kW_{el} eingesetzt. Somit kann der ATES auf Temperaturen bis 10 °C abgesenkt werden.

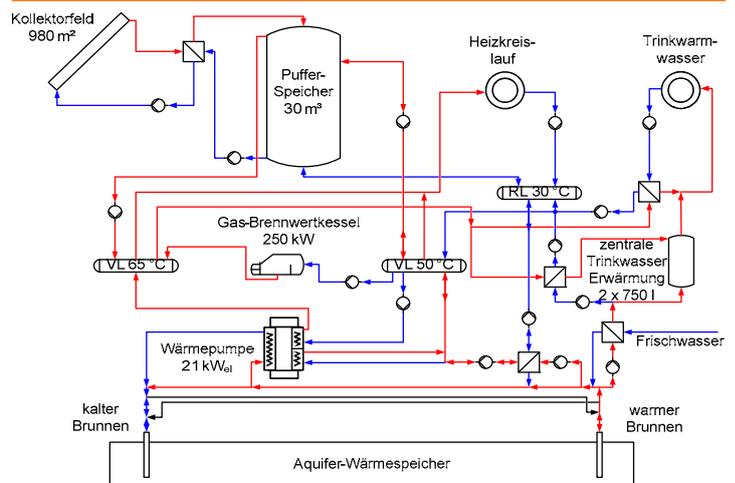
Das Wärmeverteilnetz ist als 4-Leiternetz ausgeführt, in dem die Trinkwarmwasser-Erwärmung zentral über zwei Speicher mit einem Volumen von je 750 Litern erfolgt. Zur Raumheizung wurde ein Niedertemperatur-Heizsystem (VL/RL: 50/30 °C) mit Radiatoren realisiert, um niedrige Betriebstemperaturen sicherzustellen und damit günstige Betriebsbedingungen für die Solaranlage und die Wärmepumpe zu garantieren. Die trinkwarmwasserseitige Zirkulationserwärmung erfolgt seit einem Umbau im April 2001 über einen separaten Wärmeübertrager ohne Durchströmung der Trinkwarmwasser-Speicher. Die Wärme wird in der Heizzentrale

über zwei separate Vorlauf-Verteiler bereitgestellt, um die erforderlichen Temperaturniveaus für die Nutzung zur Raumheizung (50 °C) bzw. zur Trinkwarmwasser-Erwärmung (65 °C) zu berücksichtigen. Dies ermöglicht beispielsweise eine direkte Nutzung solarer Wärme auch auf niedriger Temperatur zur Raumheizung. Bei der Wärmepumpe handelt es sich um eine Sonderkonstruktion, welche die Nutzwärme auf zwei unterschiedlichen Temperaturniveaus bereitstellen kann. Dabei erfolgt neben der Wärmeentnahme bei der Kondensation (bei ca. 50 °C) eine vorangestellte Auskoppelung von Wärme im überhitzten Bereich des Kältemittels (bei ca. 65 °C).

Abb. 1: Luftaufnahme im Jahr 2000

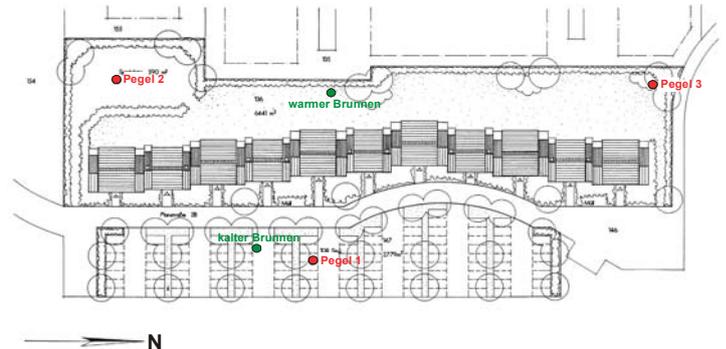


Abb. 2: Anlagenschema



Zur saisonalen Wärmespeicherung wurde eine in 15 bis 30 m Tiefe vorhandene Aquiferschicht über zwei Brunnenbohrungen erschlossen. Im Sommer wird dem kalten Brunnen Grundwasser entnommen, über einen Wärmeübertrager von der Solaranlage erwärmt und anschließend wieder in den warmen Brunnen eingeleitet (Beladung). Bei Entladung wird die Strömungsrichtung umgekehrt und die eingespeicherte Wärme wird dem Speicher entweder über einen Wärmeübertrager oder über die Wärmepumpe entnommen. Der Aquifer wird über den Pufferspeicher oder einen Wärmeübertrager beladen. Die Entladung erfolgt ebenfalls über den Wärmeübertrager, wenn das Temperaturniveau des aus dem warmen Brunnen geförderten Grundwassers für eine direkte Nutzung ausreicht. Bei zu geringer Temperatur wird über die Wärmepumpe entladen. Parallel erfolgt auch bei niedrigen Temperaturen im Speicher eine Vorwärmung des Trinkwarmwassers.

Abb. 3: Lageplan Gebäude und Aquifer



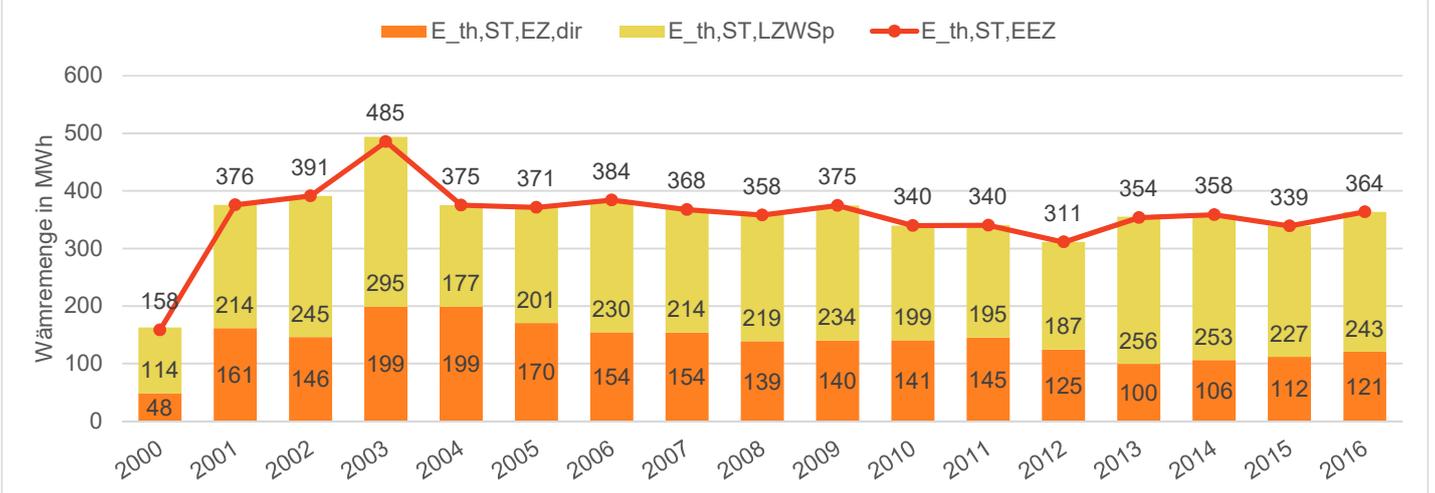
Die Solar-Roof-Kollektoren der Firma Solvis Solarsysteme GmbH sind in die Gebäudedächer integriert. Erstmals wurden hierbei Dachfenster direkt in die Kollektorflächen integriert. In den unteren Bereichen der Dächer wurden Blindelemente ohne Absorber installiert, da in diesen Bereichen zeitweise Verschattungen durch das davor angeordnete Dach auftreten. Die Bereiche ober- und unterhalb der Dachfenster wurden aus hydraulischen Gründen ebenfalls als Blindelemente ausgeführt. Laut Aussage des Anlagenbetreibers gab es noch keine nennenswerten Probleme mit dem Kollektorbetrieb, insbesondere wurden keine Stagnationsprobleme im Sommer beobachtet.

Als größere Neuanschaffungen und Reparaturen an der Anlage wurden von den Betreibern der Austausch der Wärmepumpe, eine Reparatur des Pufferspeichers sowie der Austausch des Gaskessels genannt. Dem ITW liegen bisher allerdings keine Informationen zu den Zeitpunkten der Änderungen vor. Diese werden voraussichtlich von den Anlagenbetreibern nachgeliefert.

Abb. 4: Solardach mit integrierten Dachfenstern und Blindelementen



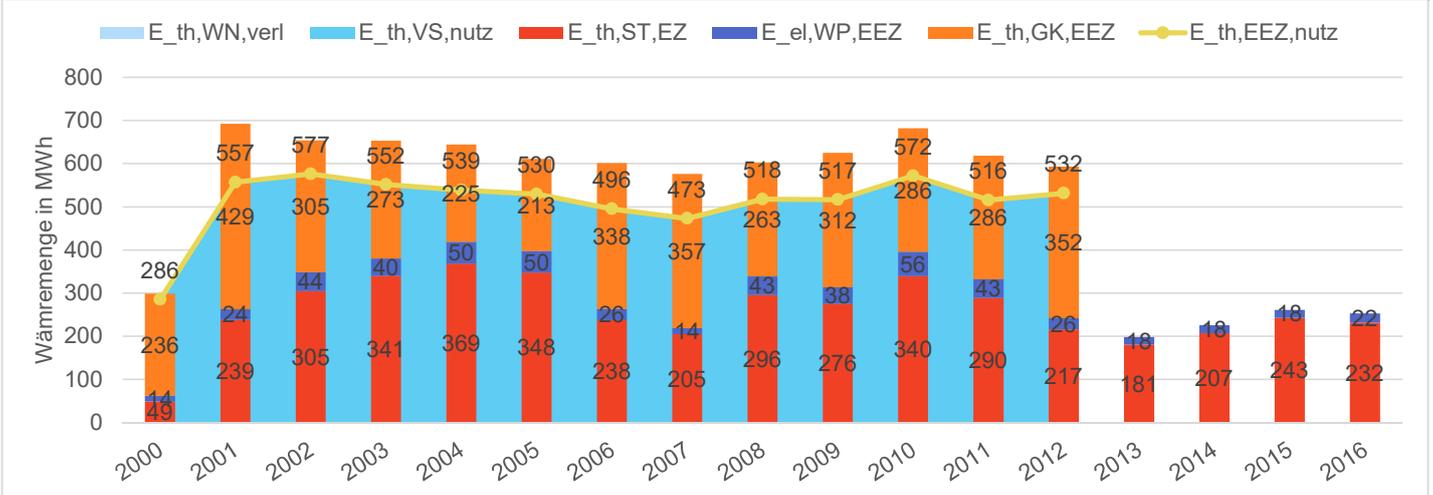
Abb. 5: Zeitliche Entwicklung der Kollektorerträge



In Abb. 5 ist der zeitliche Verlauf der Kollektorerträge dargestellt. Dieser liegt zwischen 2001 und 2016 relativ konstant zwischen jährlich 311 MWh und 391 MWh, mit Ausnahme des strahlungsreichen Jahres 2003, wo ein Kollektorertrag von 485 MWh gemessen werden konnte. Der Anteil direkt genutzter Solarwärme beträgt in den Jahren 2001 und 2016 zwischen 28 % und 53 %. Im Jahresmittel wurden 40 % der Solarwärme direkt genutzt.

Obwohl ab 2013 bisher keine vollständige Bilanzierung möglich ist, kann anhand der gemessenen Solarerträge vermutet werden, dass auch in diesen Jahren keine wesentlichen Störungen oder Fehler im Anlagenbetrieb zu verzeichnen waren.

Abb. 6: Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale sowie Anteile an Erzeugung und Verbrauch



In Abb. 6 ist der zeitliche Verlauf des Gesamtwärmebedarfes sowie die Anteile an Erzeugung und Verbrauch dargestellt. Eine komplette Bilanzierung der Anlage ist bisher nur bis einschließlich 2012 möglich, da für die folgenden Jahre bisher keine Zählerstände des Anlagenbetreibers verfügbar sind. Der Anteil der Antriebsenergie der Wärmepumpe beträgt zwischen 3,5 % und 8,3 % des Gesamtwärmebedarfes. Der Gesamtwärmebedarf ist in den Jahren 2001 bis 2012 relativ konstant und liegt jährlich zwischen 473 MWh und 572 MWh, bei einem arithmetischen Mittelwert von 532 MWh.

Abb. 7: Solarer Deckungsanteil und Speichernutzungsgrad, sowie Auslegungswerte

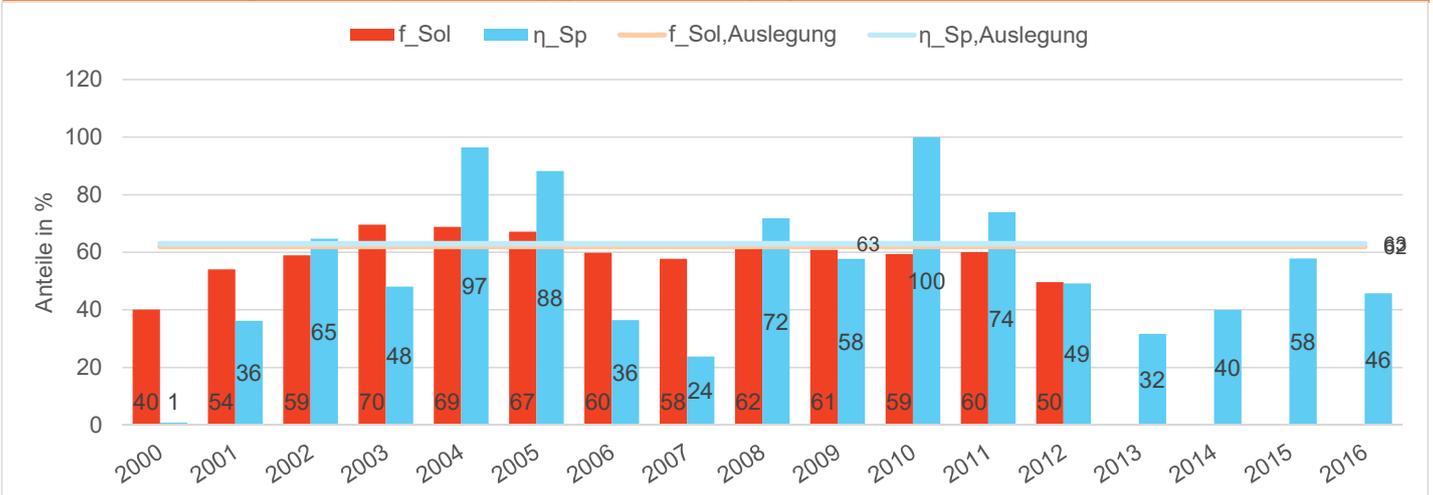
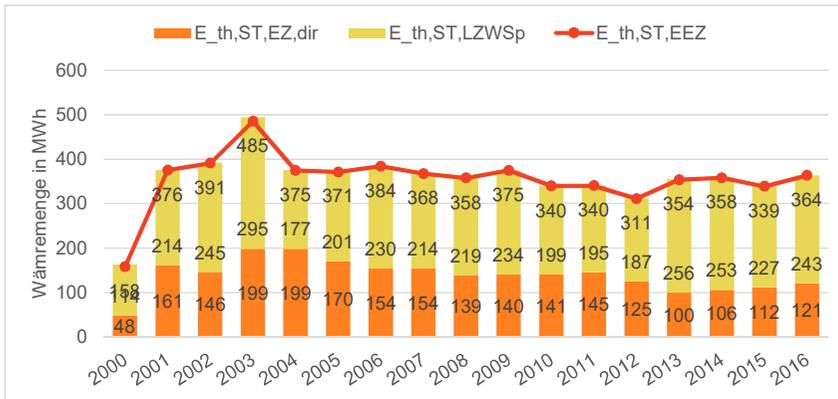
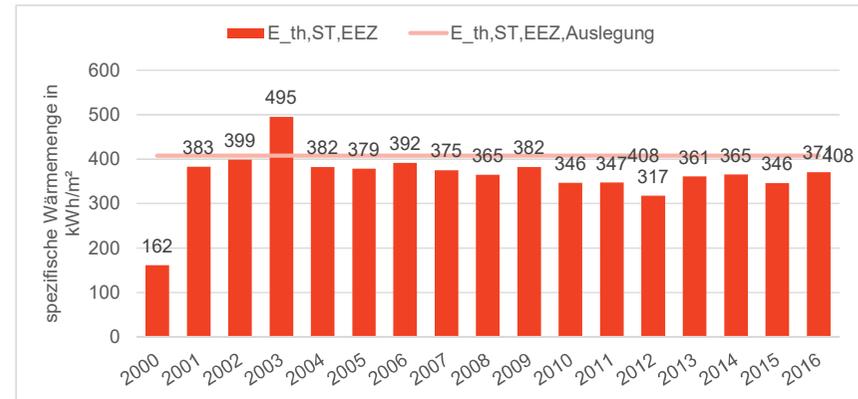


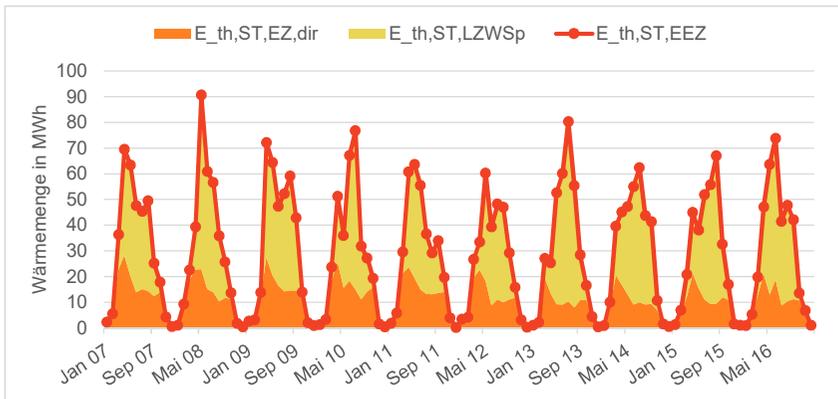
Abb. 7 zeigt die zeitliche Entwicklung des solaren Deckungsanteils und des Speichernutzungsgrades, sowie den Vergleich mit den jeweiligen Planungswerten. Eine Bestimmung des solaren Deckungsanteils ist bisher nur bis einschließlich 2012 möglich, da in den kommenden Jahren bisher noch keine Zählerstände des Anlagenbetreibers vorliegen. Die niedrigen Speichernutzungsgrade in den Jahren 2006 und 2007 sind auf den teilweisen Ausfall der Wärmepumpe zurückzuführen. Laut Anlagenbetreiber wurde die Wärmepumpe in den vergangenen Jahren ausgetauscht, allerdings liegt dem ITW bisher kein Datum des Austausches vor. Anhand der Messdaten wird vermutet dass der Austausch im Februar 2013 stattfand, da dort ebenfalls kein Wärmepumpenbetrieb stattfand. Insgesamt läuft die Anlage durchgängig nahezu störungsfrei und nahe an den geplanten Werten.



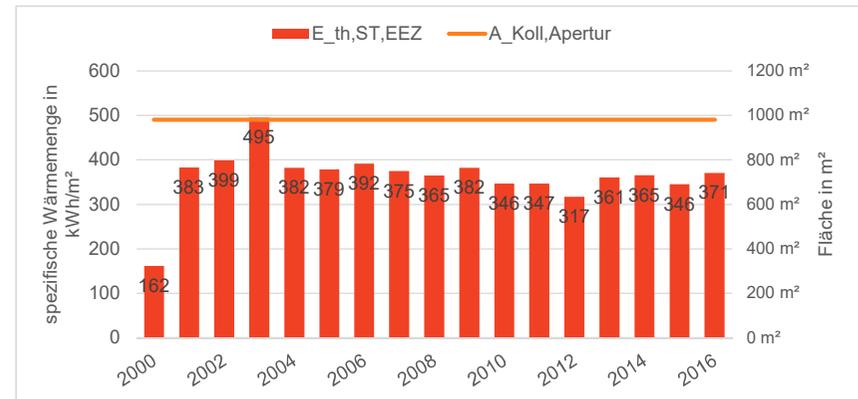
Wärmemenge Kollektor nettoertrag sowie Speicherbeladung und Direktnutzung als Jahressummen



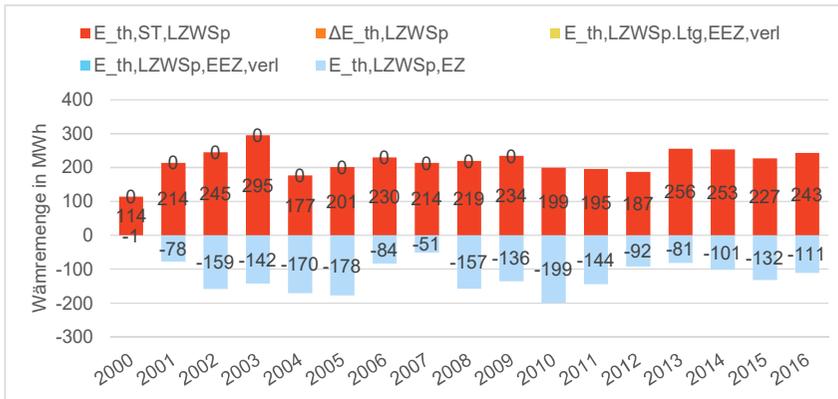
Gemessener Kollektor nettoertrag bezogen auf A_{Koll,Apertur}, sowie Auslegungswert



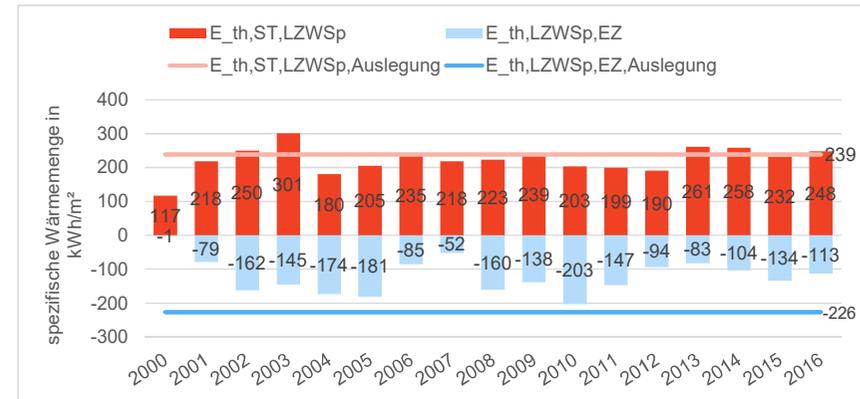
Wärmemenge Kollektor nettoertrag sowie Speicherbeladung und Direktnutzung als Monatssummen



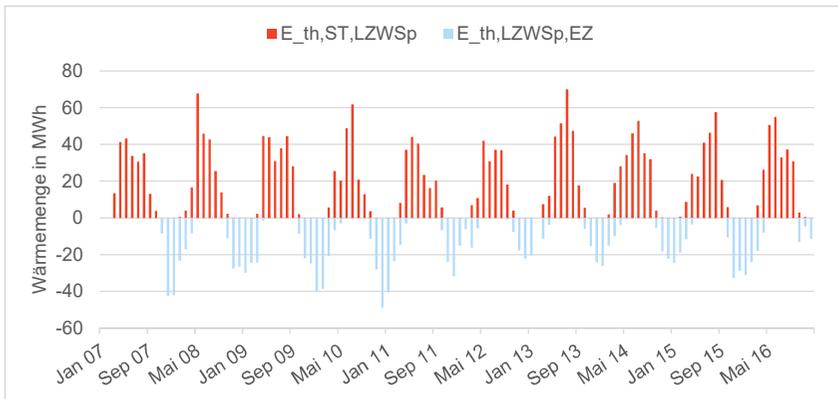
Flächenbezogener Kollektor nettoertrag, sowie A_{Koll,Apertur}



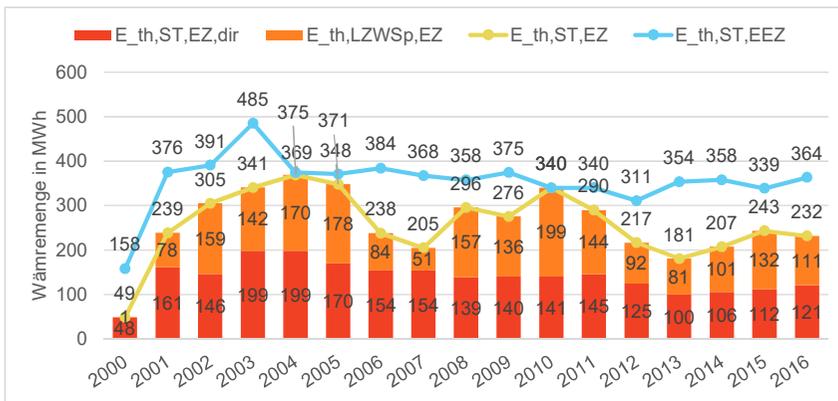
Speicherwärmebilanz, Jahressummen



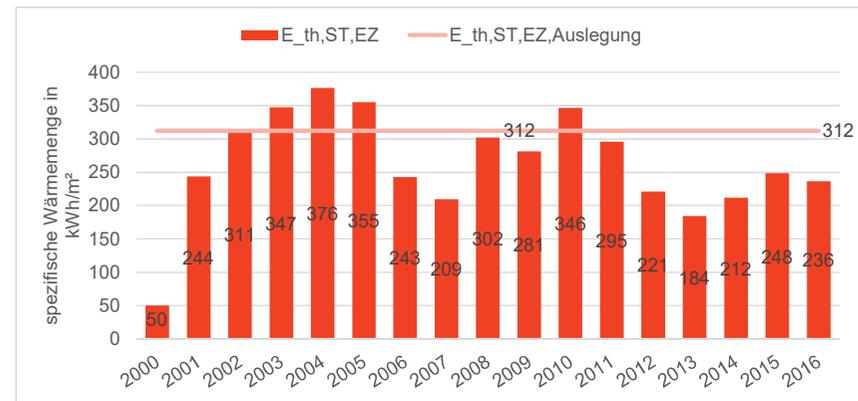
Speicherbe- und entladungswärmemengen bezogen auf A_{Koll},Apertur, sowie Auslegungswerte



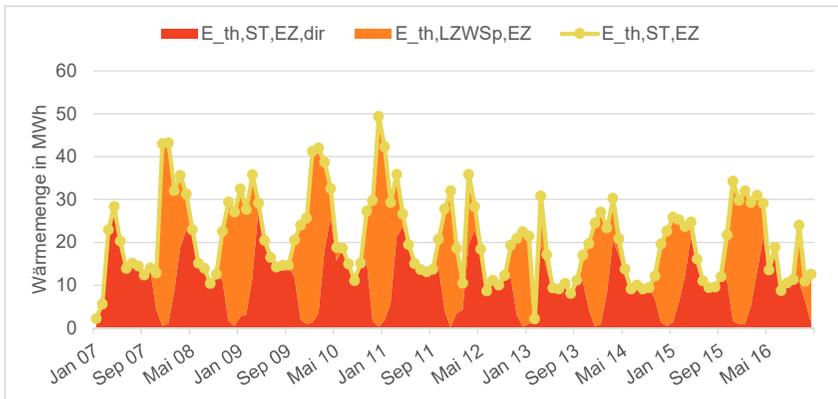
Speicherwärmebilanz, Monatssummen



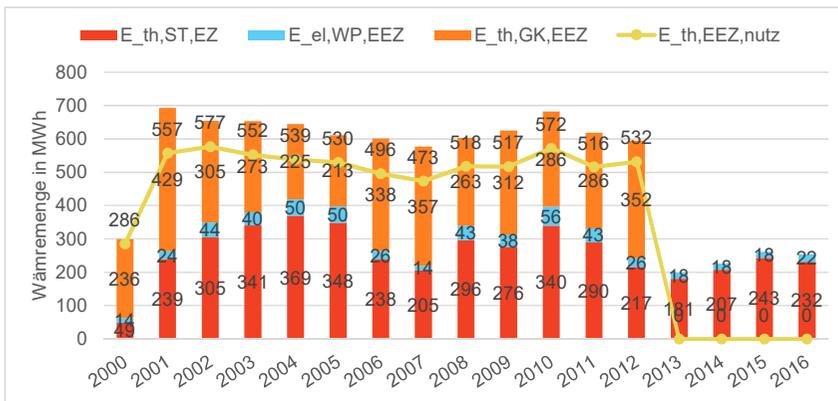
Kollektor nettoertrag, solare Nutzwärmemenge sowie Speicherentladung und Direktnutzung als Jahressummen



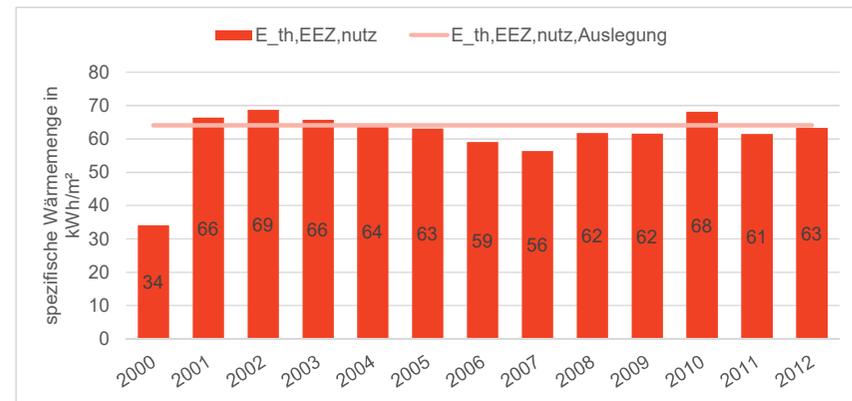
Solare Nutzwärme bezogen auf A_{Koll,Apertur}, sowie Auslegungswert



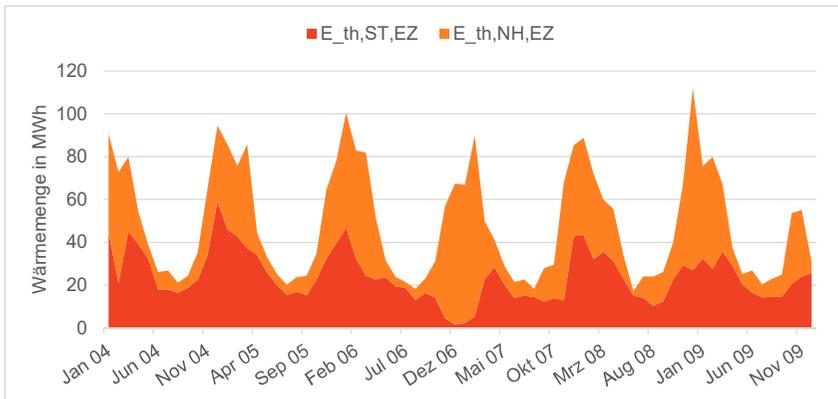
Solare Nutzwärmemenge sowie Speicherentladung und Direktnutzung als Monatssummen



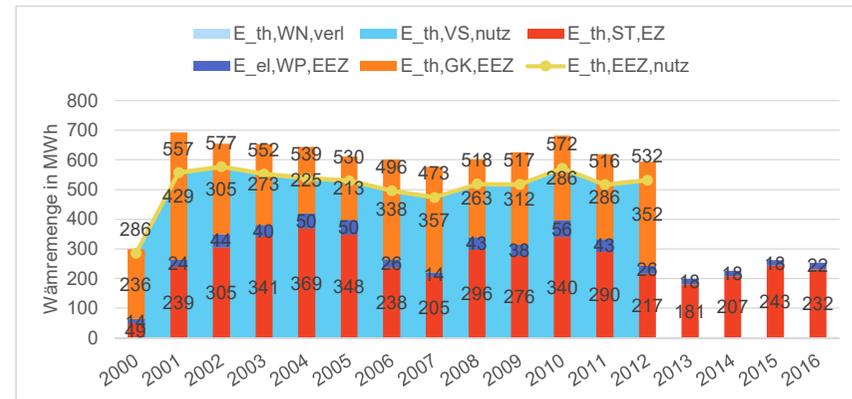
Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale sowie Nachheizung durch Gas und Solare Nutzwärmemenge als Jahressummen



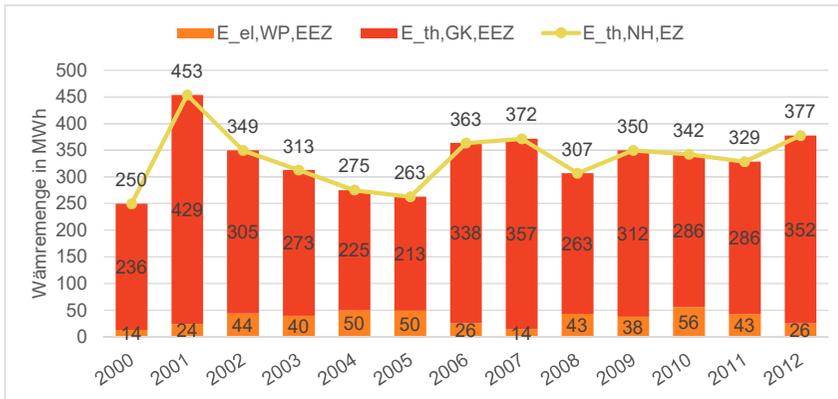
Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale bezogen auf Nutzfläche nach EnEV (AN), sowie Auslegungswert



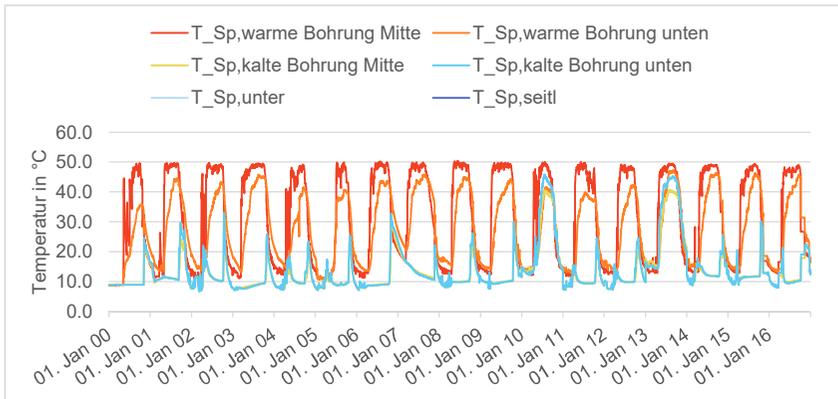
Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale sowie Nachheizung durch Gas und Solare Nutzwärmemenge als Monatssummen



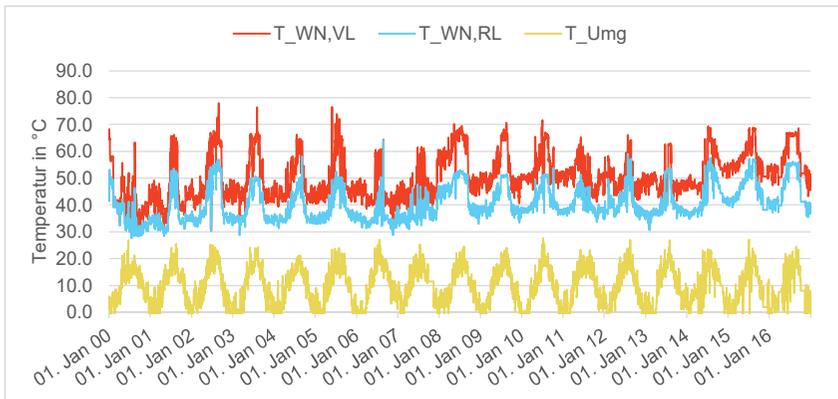
Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale sowie Anteile an Erzeugung und Verbrauch



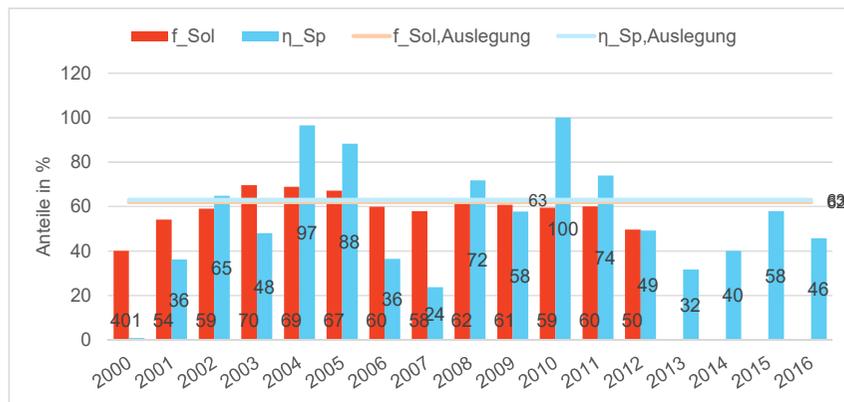
Wärmebereitstellung aus Nachheizung, aufgeteilt in Gaskessel und Gasabsorptionswärmepumpe



Zeitlicher Verlauf der Speichertemperaturen innen und außen



Zeitlicher Verlauf der Nahwärmenetz Temperaturen (Vorlauf und Rücklauf), sowie Umgebungstemperatur



Solarer Deckungsanteil und Speichernutzungsgrad, sowie Auslegungswerte

future SuN

AP1 Update

AP 1.3 Dokumentation Anlagenbetrieb und -zustand

F+E Vorhaben:

futureSuN:
Analyse, Bewertung und Entwicklung zukunftsfähiger
Anlagenkonzepte für solare Nahwärmanlagen
mit saisonaler Wärmespeicherung

Teilprojekt:

Evaluation und Transformation solarer Nahwärmanlagen
im Kontext der Energiewende

Objekt:

SuN München Ackermannbogen

Auftragnehmer:



ZAE BAYERN

Walther-Meißner-Str. 6
85748 Garching
www.zae-bayern.de

Bearbeitung
Markus Pröll, Dr.-Ing.
Tel.: +49 89 329442-81
E-Mail: markus.proell@zae-bayern.de



Kenndaten der Anlage

Standort	München
Baujahr / Betriebsbeginn	2005/2007
Umbau / Sanierung / Optimierung	keine
Gebäudetypen	4 GWB, 8 MFH
Wohneinheiten	319 WE
Nutzfläche nach EnEV (AN)	29,088 m ²
Gesamtwärmebedarf	1,740 MWh/a
Flächenbezogener Wärmebedarf	65 kWh/a/m ²
Länge Leitungsnetz	610 m
Kollektortyp	Indach-Kollektoren
A_Koll,Brutto	3,078 m ²
Solarer Deckungsanteil	45%
Speicherart	Heißwasserspeicher
Speichermedium	Wasser
Speichervolumen	5,700 m ³
Nachheizung: Fernwärme	1,600 kW
Nachheizung: Fernwärme-Absorptionswärmepumpe	560 kW



Anlagenbeschreibung

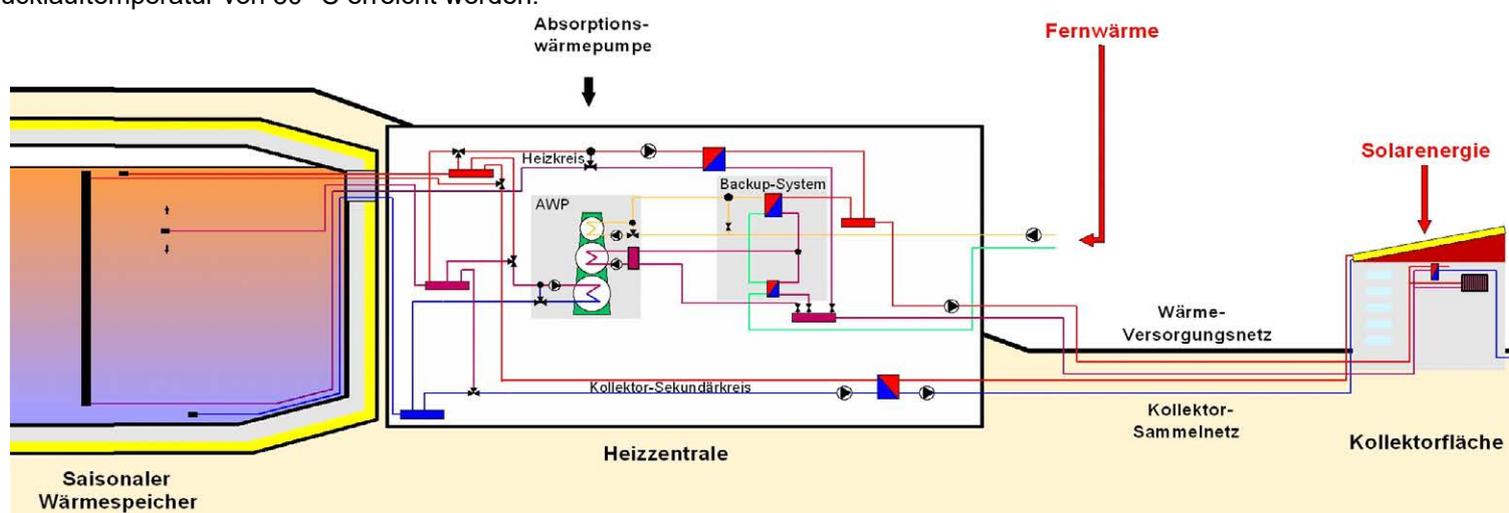
Die solare Nahwärmeversorgung in München am Ackermannbogen ging 2007 in Betrieb. Aufgeteilt auf 3 große Gebäuderiegel wurden insgesamt 3078 m² Solarkollektoren installiert. Der Wärmespeicher wurde aus Betonfertigteilen errichtet und ist innen mit einem Edelstahl-Liner ausgekleidet. Die äußere Dämmung aus Glasschaumgranulat hat eine Dicke zwischen 50 cm unten und 80 cm oben. Der 6000 m³ große Behälter wurde mit 5700 m³ kaltem Wasser befüllt und besitzt einen Schichtlader sowie drei Be- bzw. Entladetassen. Die städtische Fernwärme dient als Nachheizung und eine mit Fernwärme angetriebene Absorptionswärmepumpe dient zur Speicherauskuhlung. Es sollte ein solarer Deckungsanteil von 50 % (nach Def. 2006) erreicht werden.

Durch die direkte Verbindung von Nahwärmenetz und Heizung (ohne hydraulische Trennung), Wohnungsübergabestationen mit Frischwassererwärmung und serielle Verschaltung von Radiatoren und Fußbodenheizung konnte ganzjährige eine Netzrücklauftemperatur von 30 °C erreicht werden.

Abb. 1: Luftaufnahme



Abb. 2: Anlagenschema



Heisswasserspeicher:

Der Heißwasserspeicher ist optisch ansprechend durch einen bewachsenen Erdhügel abgedeckt und befindet sich in unmittelbarer Nähe der Energiezentrale.

Wesentliches Problem beim Heißwasserspeicher ist, dass der Schichtlader nicht in der geplanten Weise funktioniert. Die geplante ausgeprägte Schichtung hat sich nicht eingestellt und eingespeiste Wärme wird in ihrer Temperatur heruntergemischt.

Abb. 3: Bild des Heißwasserspeichers vor der Erdaddeckung



Sonnenkollektoren:

Die Erträge der thermischen Kollektoren fielen gegenüber der Planung geringer aus, da unter anderem die tatsächlich installierte Aperturfläche kleiner war als in der Ausführungsplanung angegeben. Des weiteren stellte sich heraus, dass die Effizienz der Großflächenkollektoren nicht den Herstellerangaben der Ausführungsplanung entsprach. Im Anschluss wurde und wird durch den Hersteller nachgebessert. Der Zustand ist jedoch weiterhin unbefriedigend.

Abb. 4: Kollektorfelder und Nahwärmenetz

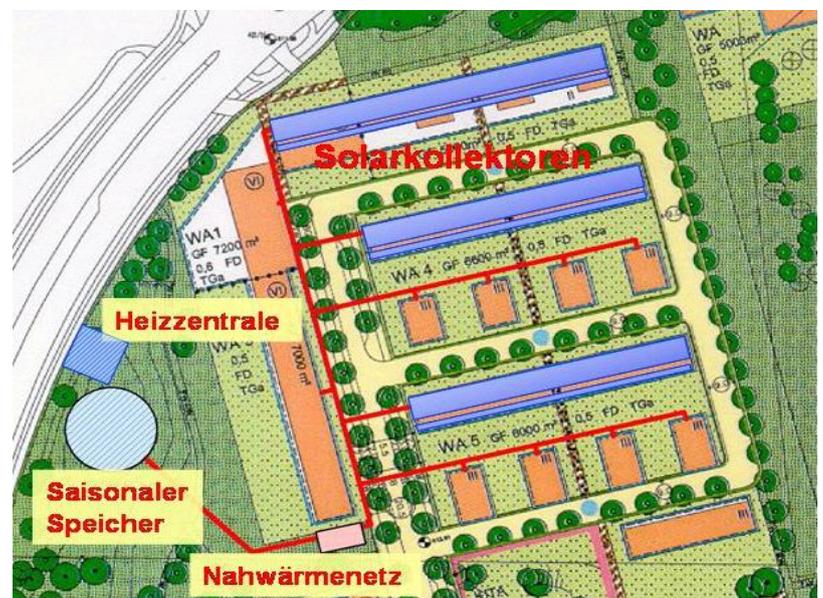
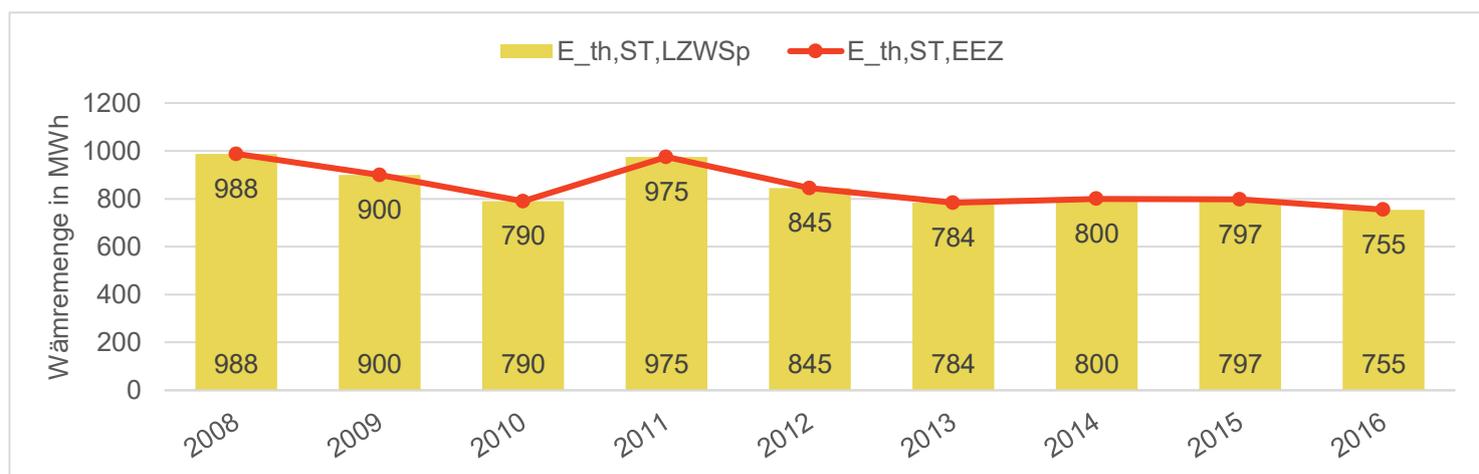
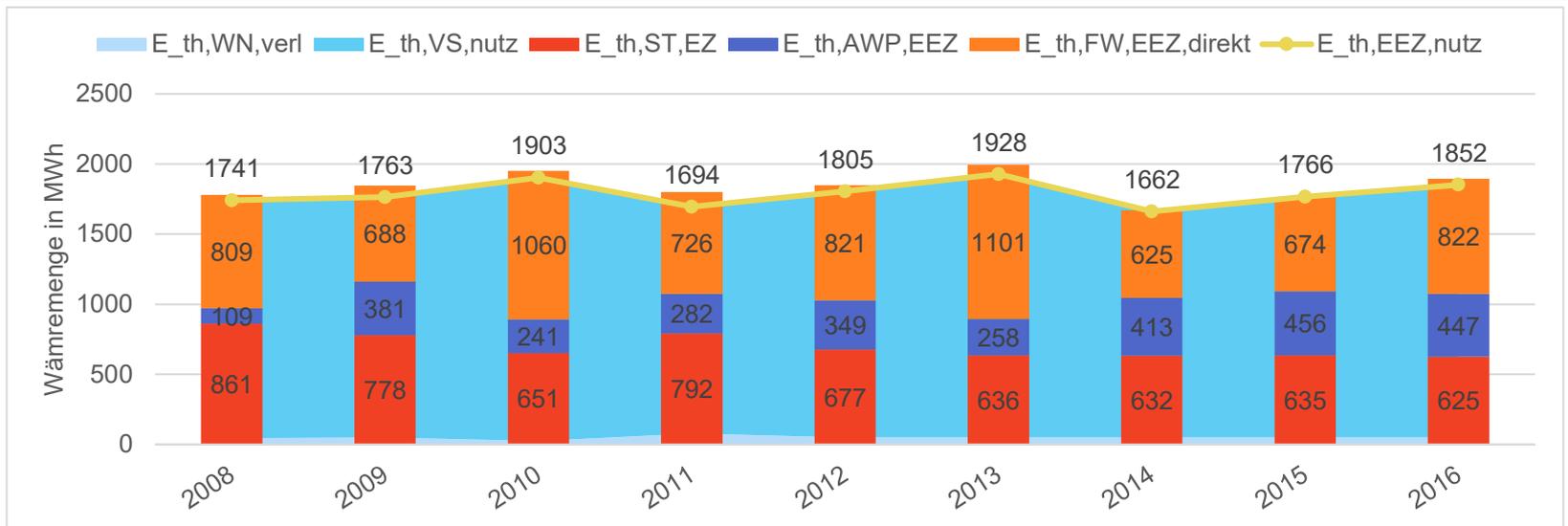


Abb. 5: Zeitliche entwicklung der Kollektorerträge



In Abb. 5 ist der Kollektor nettoertrag dargestellt, welcher vollständig der Speicherbeladung dient, da nahezu kein Direktbetrieb gefahren wird. Auf Grund von Mängelbeseitigung wurde immer wieder Teilfelder abgeschaltet. Darüber hinaus ist ein Abfall des jährlichen Kollektorertrags zu erkennen, welcher aber evtl. auf schwindende aktive Kollektorfläche zurückzuführen ist.

Abb. 6: Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale sowie Anteile an Erzeugung und Verbrauch



Die Abb. 6 zeigt die Anteile der Wärmeerzeugung und des -verbrauchs für die Kalenderjahre 2008 bis 2016.

Es konnten Messwerte für die Lieferung von Fernwärme seitens des Betreibers, sowie Wärmelieferung durch die Solaranlage und die Absorptionswärmepumpe erhoben werden. Die Beträge der Nutzenergie ab Heizzentrale und Hausübergabe scheinen aufgrund der sehr niedrigen Verluste des Wärmenetzes identisch. Die Unschärfe in der Summenbilanz zur Nutzenergie ist in der Unsicherheiten bei der Bestimmung der Speicherverluste begründet.

Abb. 7: Solarer Deckungsanteil und Speichernutzungsgrad.

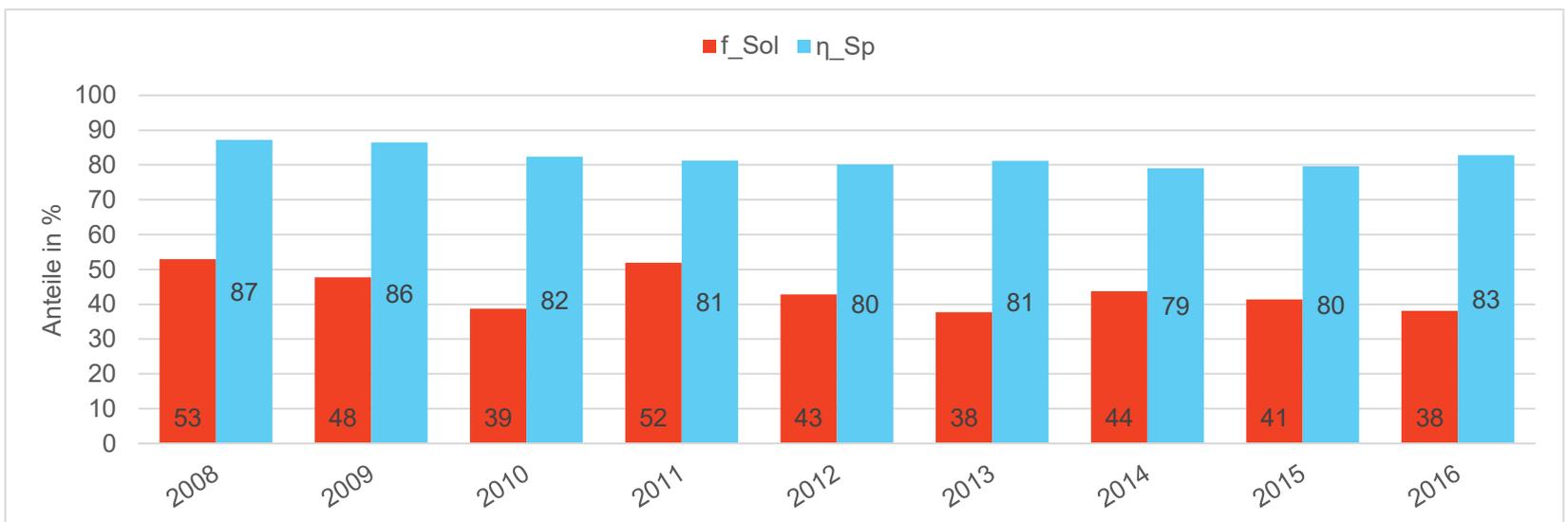
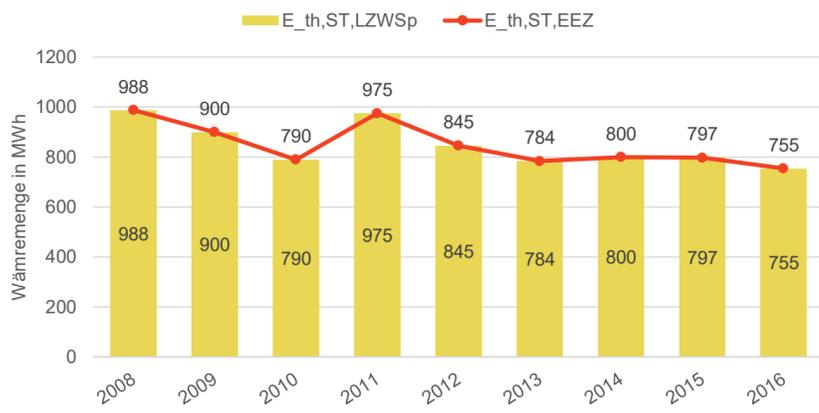
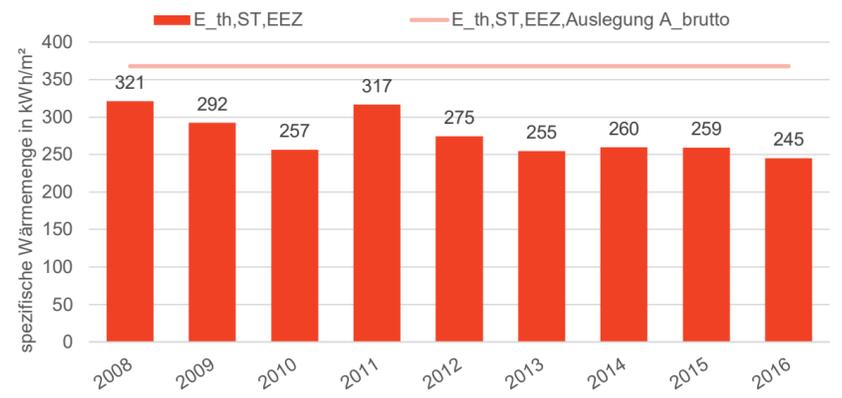


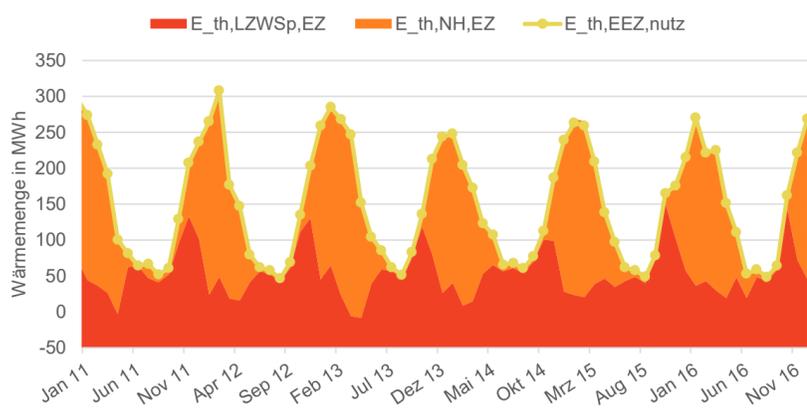
Abb. 7 zeigt den zeitlichen Verlauf des solaren Deckungsanteils (nach Neudefinition futureSuN). Über den gesamten Betriebszeitraum ergibt sich ein Mittelwert von $f_{Sol}=43\%$. Der Speicherwirkungsgrad beträgt im Mittel $\eta_{Sp}=82\%$.



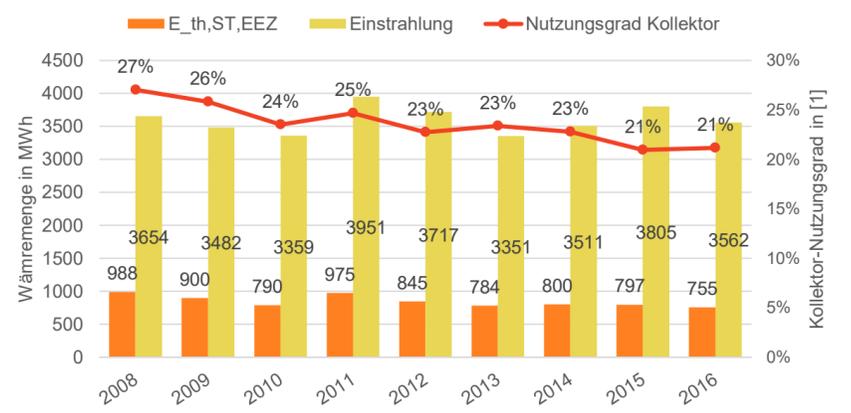
Gelieferte Jahresenergiemenge der thermischen Solarkollektoren in den Langzeitwärmespeicher E_{th,ST,LZWSp}. Da der Solar-Direktbetrieb über den Speicher läuft, ist der Betrag identisch mit dem des Kollektorbeitrags nach Kap. 3.1



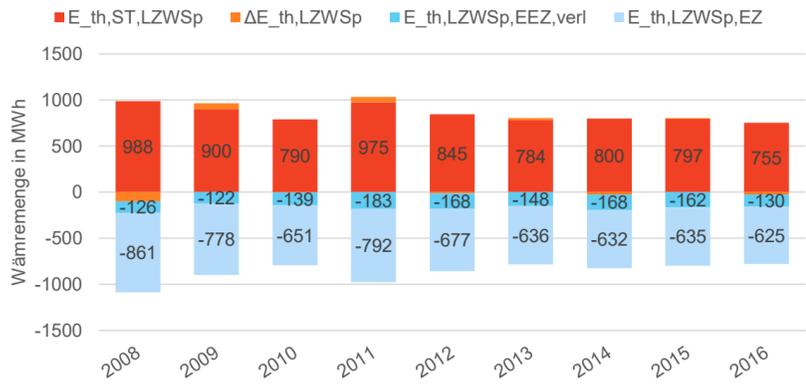
Gemessener Kollektor-nettoertrag bezogen auf A_{Koll,Brutto} sowie Auslegungswert der Planung.



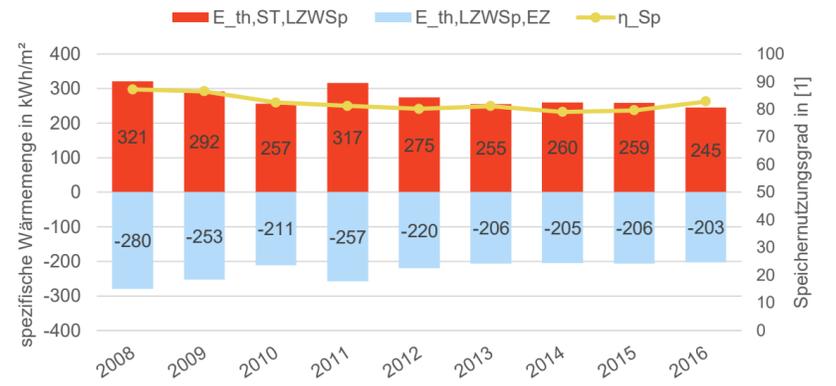
Gesamtwärmebedarf ab Energiezentrale E_{th,EEZ,nutz} sowie Nachheizung durch Fernwärme E_{th,NH,EZ} und solare Wärmemenge (Speicherentladung) E_{th,LZWSp,EZ} als Monatssummen.



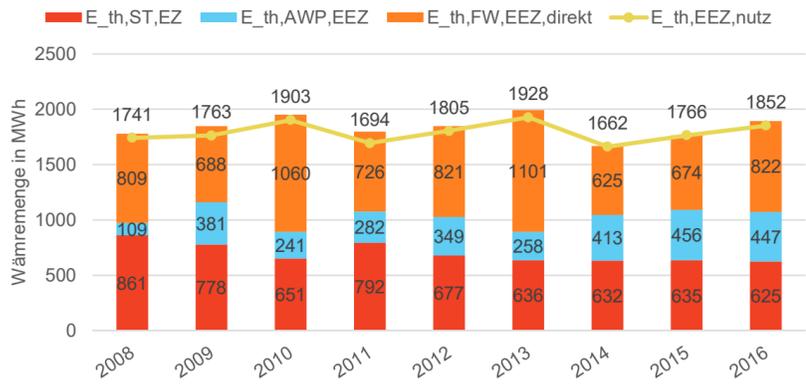
Maximal verfügbare Einstrahlung in Kollektorebene und solarthermisch gelieferte Energie an den LZWSp (E_{th,ST,EEZ}) sowie solarthermischer Nutzungsgrad bezogen auf Kollektorbruttofläche.



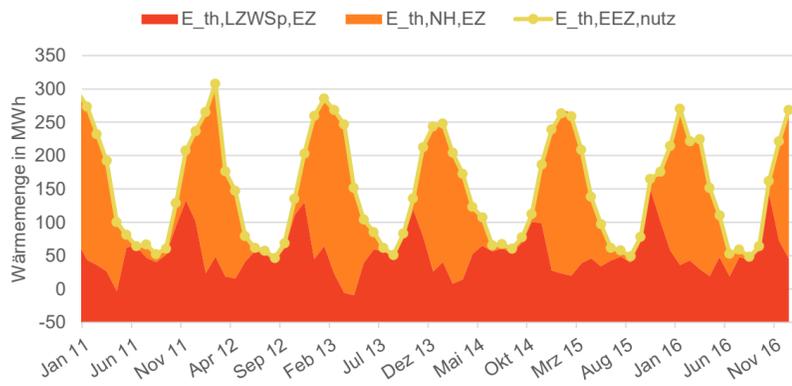
Speicherwärmebilanz, Jahressummen



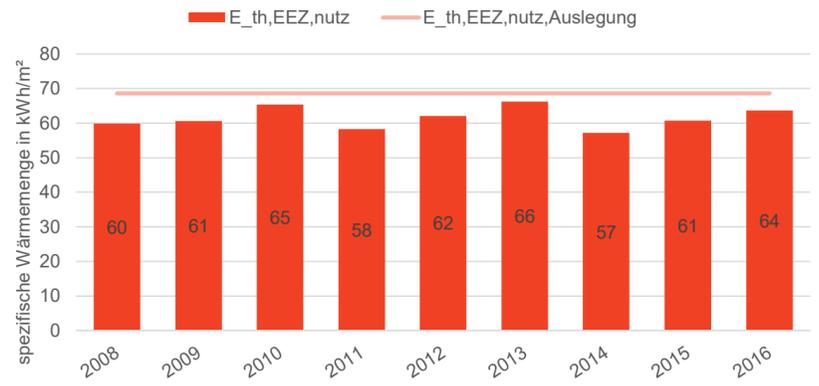
Speicherbe- und entladungswärmemengen bezogen auf A_Koll,Brutto, sowie Auslegungswerte



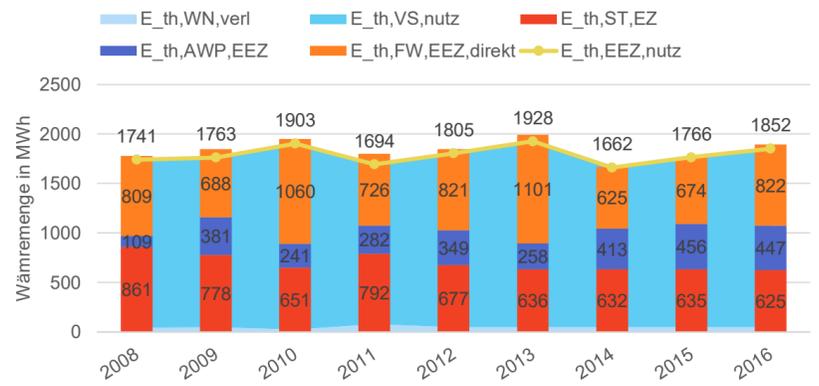
Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale sowie Nachheizung durch Fernwärme und Solare Wärmemenge als Jahressummen



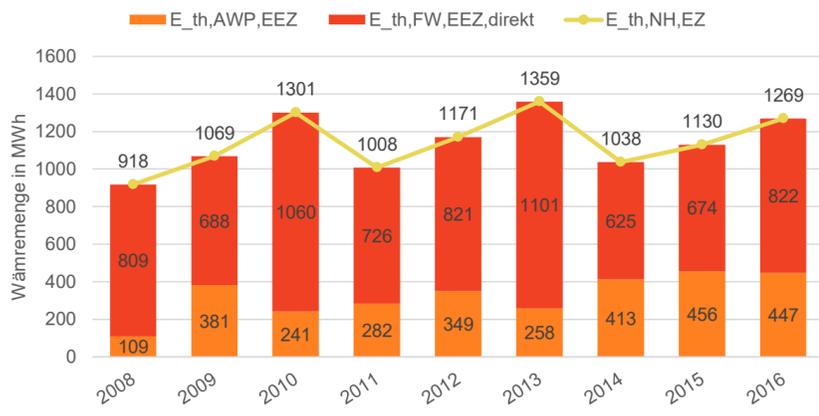
Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale sowie Nachheizung durch Fernwärme und Solare Wärmemenge als Monatssummen



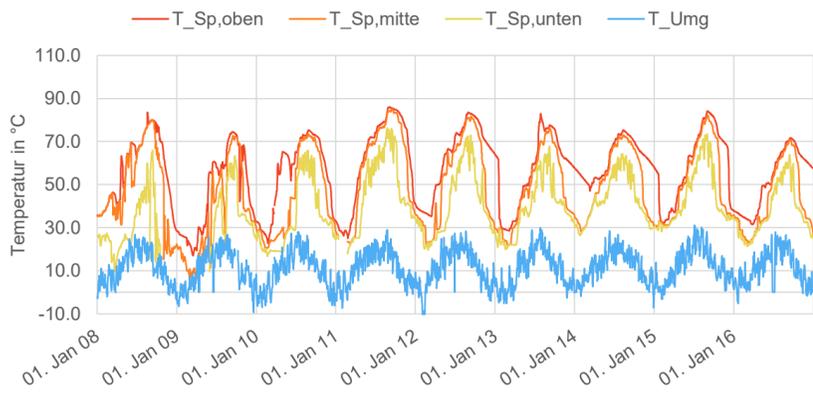
Gesamtwärmebedarf ab Energiezentrale EZ (!) bezogen auf Nutzfläche nach EnEV (AN), sowie Auslegungswert



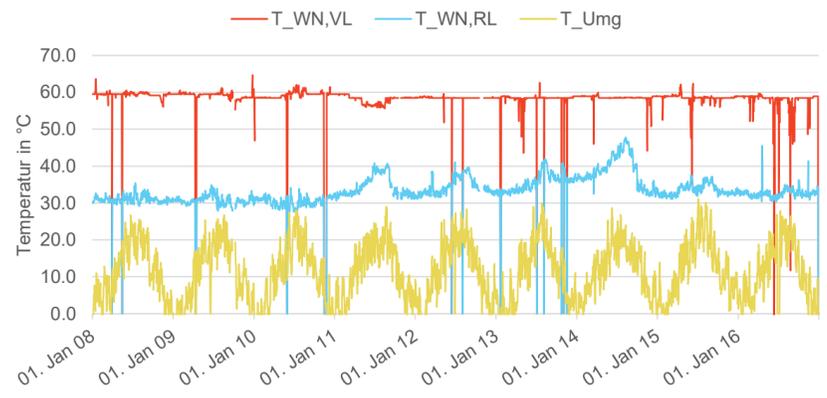
Gesamtwärmebedarf ab Energiezentrale EZ sowie Anteile an Erzeugung und Verbrauch



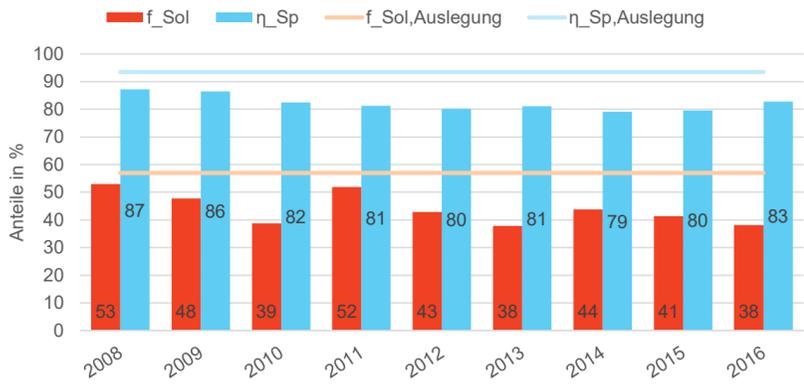
Wärmebereitstellung aus Fernwärme E_th,NH,EZ aufgeteilt in Antriebswärme der AWP E_th,AWP,EEZ und direkter Fernwärmelieferung E_th,FW,EEZ,direkt.



Tagesgemittelte Temperatur der oberen, unteren und mittleren Speicherschicht im Auswertzeitraum. Ausgeprägte Temperaturschichtungen wurden bei der Beladung mit Schichtlader nicht erreicht.



Tagesmittelwerte der Netz- und Außentemperatur im Auswertzeitraum. Technische Zielstellung ist eine Rücklauftemperatur von 30°C.



Solarer Deckungsanteil f_{Sol} und Speichernutzungsgrad η_{Sp} des jeweiligen Kalenderjahres. Auslegungswerte sind abhängig von jährlicher Nutzenergie und Klimabedingungen und dienen deshalb nur der Orientierung.

1.) Ist-Zustand 2017

Wärmeabnehmer 2017	
Abrechnungspunkte	13 Stück
Anzahl Gebäude/WEH	13 Stück
Wohnfläche	24240 m ²
Nennleistung	1600 kW
Wärmebedarf (Auslegung 2006)	1936 MWh/a

Flächenkennwerte	
BGF	29,960 m ²
NGF	26,664 m ²
Wohnfläche	24,240 m ²

Umrechnungsfaktoren	
BGF	1.00
NGF	0.89
Wohnfläche	0.81
A _N (nach EnEV)	0.97

Bezug zur EnEV	
Wohnfläche	24,240 m ²
Umrechnungsfaktor	1.20
Nutzfläche nach EnEV (A _N)	29,088 m ²
Hüllfläche (A)	k.A.
beheiztes Gebäudevolumen (V _e)	119,607 m ³
A/V _e - Verhältnis	k.A.
beheiztes Luftvolumen (V)	90,901 m ³
Fensterfläche	k.A.

Falls vorhanden Auflistung einzelner Gebäude/Baugruppen mit Informationen

laufende Nr.	Bezeichn.	Bautyp	EFH/MFH?	Beheiztes Gebäude- volumen V _{th} [m ³]	EnEV-Nutzfläche AN m ²	EnEV (2002) - Jahresheizwärme bedarf Q _h MWh/a	EnEV (2002) - Jahresheizwärme bedarf Q _{h''} kWh/(m ² a)
Summe:				90,901 m³	29088	1071	258
1	WA1 Nord	Wohnblock	MFH	21000	6720	261.8	39.0
2	WA1 West I	Wohnblock	MFH	13603	4353	145.0	33.3
3	WA1 West II	Wohnblock	MFH	12434	3979	149.0	37.4
4	WA 2 Nord	Wohnblock	MFH	11235	3595	142.1	39.5
5	WA 2 Süd (Haus 4-7)	Einzelhaus	MFH	9907	3170	128.1	40.4
6	WA 3 Nord	Wohnblock	MFH	12816	4101	122.1	29.8
7	WA 3 Süd (Haus 4-7)	Einzelhaus	MFH	9906	3170	122.7	38.7

2.) Historische Entwicklung der Abnehmerstruktur

Zeit	Abrechnungs- punkte/Zähler	Anzahl Gebäude/WEH	Wohnfläche [m ²]	Amschluss- Nennleistung [kW]	Wärmebedarf (Auslegung) [MWh/a]	Abgerechnete Wärme [MWh/a] [€/a]	Bemerkung
------	-------------------------------	-----------------------	---------------------------------	------------------------------------	---------------------------------------	---	-----------

2007
bis
2017

Keine Änderungen

1.) Wärmenetz in 2017

Wärmenetz 2017

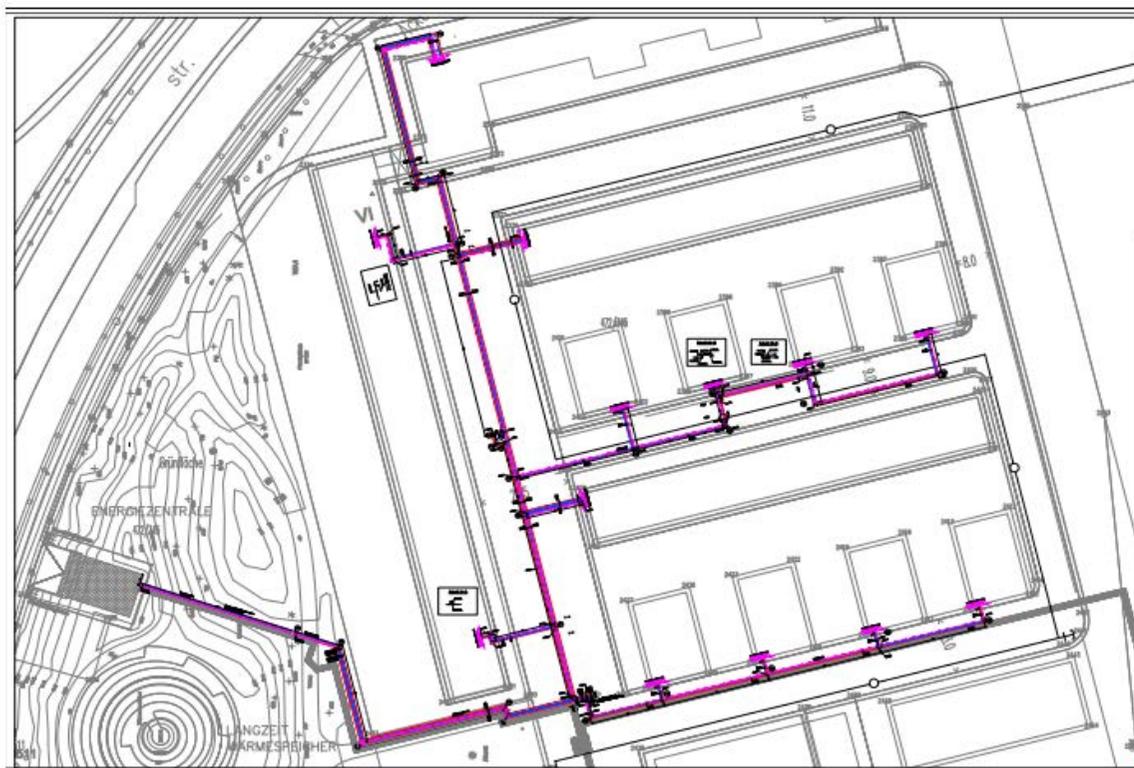
Rohrsystem	2-Leiter
Trassenmeter	610 m
Temperaturnivea	60°C zu 30°C
Verlustleistung	5 kW
Nennleistung	1600 kW
Einspeisezähler	ja

Falls vorhanden Auflistung einzelner Netzabschnitte mit zusätzlichen Informationen

* Alle Einzellängen bezeichnen einfache Trassenlängen.

Strang	Name	Hauptleitungen* [m Tr.]	Haus- anschlüsse* [m Tr.]	Rohrnen- weite	Baujahr	Bemerkung
Trassenlänge		610 m	k.A.		2006	
A	Hausanschlüsse			DN 40	2006	
B	Hausanschlüsse			DN 65	2006	

Trassenplanskizze entnommen. Längen von Heizungsnetz und Warmwassernetz sind so abgeschätzt, dass die resultierenden Verluste den Planwerten entsprechen.



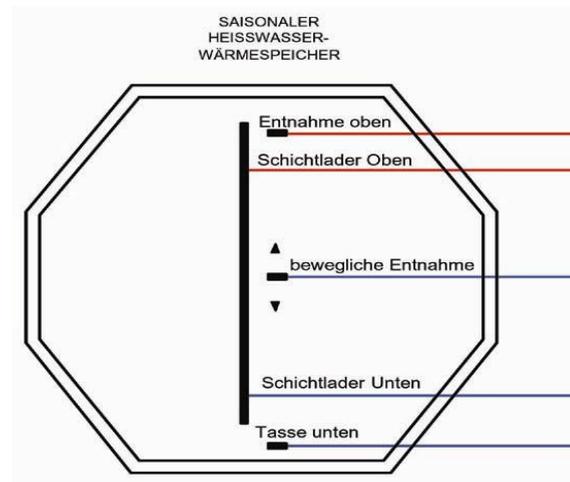
2.) Historische Entwicklung des Nahwärmenetzes

Zeit	Trassenlänge	Temperatur- niveau	Verlustleistung	Eingespeiste Wärmemenge	Investitionen	Bemerkung
	[m]	[°C]	[kW]	[MWh/a]	[€]	
2007 bis 2017						Keine Änderungen

1.) Langzeit-Wärmespeicher in 2017

Wärmenetz 2017

Speichertyp	Heißwasser- speicher
äq. Speichervolumen	5700 m ³
Temperaturniveau	20°C / 90°C
Temperaturmonitoring	ja
Entnahmezähler	ja
Einspeisezähler	ja



2.) Historische Entwicklung des LWSP

Zeit	äq. Speichervolumen [m ³]	min./max. Temperatur [°C]	Entnommene Wärmemenge [MWh/a]	Eingespeiste Wärmemenge [MWh/a]	Bemerkung
2007	5700 m ³	26,5°C / 83,2°C			
2008	5700 m ³	k.A. / 85,3°C	988	-861	Fühlertausch und Schichtlader aufgebohrt
2009	5700 m ³	k.A. / 74,6 °C	900	-778	
2010	5700 m ³	15,8°C / 75,4°C	790	-651	
2011	5700 m ³	17,8°C / 86,1°C	975	-792	
2012	5700 m ³	18,7°C / 83,7°C	845	-677	
2013	5700 m ³	19,7°C / 82,9°C	784	-636	
2014	5700 m ³	25,7°C / 75,1°C	800	-632	
2015	5700 m ³	27,9°C / 84,0°C	797	-635	
2016	5700 m ³	20,8°C / 71,6°C	755	-625	

1.) Kollektoren in 2017

Kollektornetz 2017

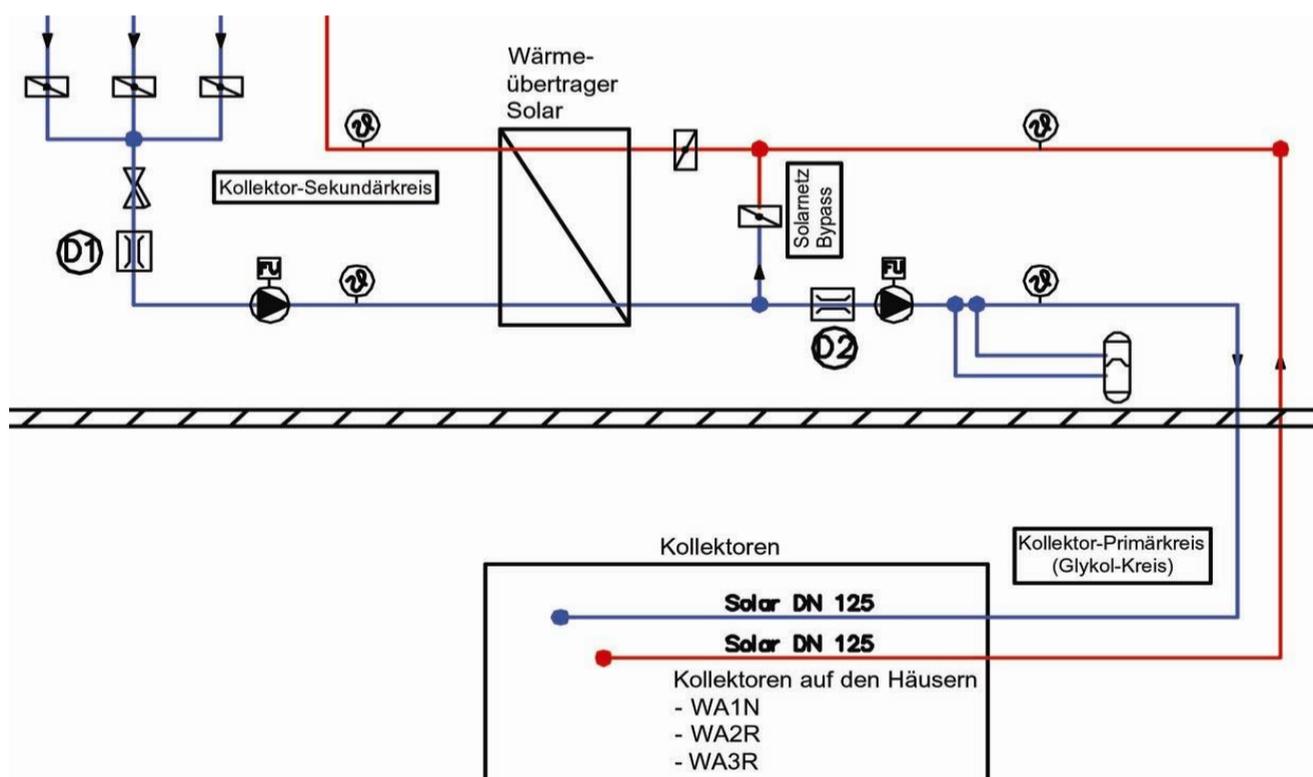
Bruttofläche gesamt	3078.37
Rohrsystem	Kupfer und KMR
Trassenmeter gesamt	430 m
Temperaturniveau	65°C / 95°C (max. 120°C)
Verlustleistung	95 MWh bzw 48 MWh
Nennleistung	2000 kW
Ertragszähler	ja

Kollektor-bezeichnung	Bruttofläche [m ²]	Kollektortyp	Neigung [°]	Ausrichtung [°]	Baujahr	Bemerkung
Gesamt:	3078.37 m ²	3078 Brutto				
WA1N	993.60 m ²	Großflächenkollektor Teufel&Schwarz "Eurosol"	18.7 °	14° Ost	2006	90 Stk.
WA3R	1091.17 m ²	Großflächenkollektor Teufel&Schwarz "Eurosol"	18.7 °	14° Ost	2006	72 Stk. + 37 Stk.
WA2R	993.60 m ²	Großflächenkollektor Teufel&Schwarz "Eurosol"	18.7 °	14° Ost	2006	90 Stk.

Falls vorhanden Auflistung einzelner Netzabschnitte mit zusätzlichen Informationen

* Alle Einzellängen bezeichnen einfache Trassenlängen.

Kollektorkreis	Kollektor-bezeichnung	Trassenmeter Kollektorkreis [m Tr.]	Rohrnenntweite	Baujahr	Bemerkung
Trassenlänge		ca. 430 m			
Koll_Prim	Kollektor Primärkreis (Sole)	n/a	DN 125	2006	
Koll_Sek	Kollektor Sekundärkreis (Wasser)	n/a	DN 80	2006	



2.) Historische Entwicklung der Kollektorfläche

Zeit	Bruttofläche [m]	Ertrag (gemessen) [MWh/a]	Investitionen [€]	Bemerkung
2008	3078	965		fortlaufende Mängelbeseitigung mit teilweiser Abschaltung von Teilfeldern
2009		873		
2010		761		
2011		971		
2012	unbekannt	820		
2013		775		
2014		792		
2015		797		
2016		755		

1.) Regelparameter in 2017

Regelparameter	Sollwert 1	Sollwert 2	Sollwert 3	Sollwert 4	Sollwert 5
<i>Anmerkung: Vereinfachte Darstellung. Tatsächliche Regelung ist komplexer.</i>					
Wärmeverteilnetz	60°C Vorlauf- temperatur	30°C Rücklauf- temperatur			
Speicher Beladung	ΔT geregelt				
Speicher Entladung	temperaturgeführt				
Kollektorkreis Einschaltbedingung	strahlungsgeführt				
Kollektorkreis Ausschaltbedingung	ΔT geregelt				
Matched Flow Regelung Kollektor	ΔT geregelt				
Variabler Volumenstrom Nahwärm	T_Netz_Vorlauf 60°C	konst. Differenzdruck		lastgeführt	

2.) Monitoring

Wird die SuN-Anlagen kontinuierlich gemonitort?
 Monitoring läuft. Betreut durch Betreiber.

3.) Historische Entwicklung Regelparameter und Monitoring

Zeit	Bemerkung
2007	
2008	
2009	
2010	
2011	
2012	
2013	
2014	
2015	
2016	Derzeit 3 saisonale Regelprogramme (Sommer, Winter, WP-Betrieb). Manuelle Umschaltung
2017	durch den Betreiber.

1.) Betriebsstrom 2017

Betriebsstrom aktuell	
Strommenge	ca. 40 MWh/a
Stromkosten	k.A.
inkl. WP	ja
Stromzähler	ja

2.) Strombedarf Kunden 2017

Strombedarf Kunden	
Strommenge	k.A.
Stromzähler	nein

3.) Historische Entwicklung sonstiger Anlagenbestandteile

Zeit	Betriebsstrom [MWh/a]	Betriebsstrom [€/a]	Strombedarf Kunden	Bemerkung
	30	k.A.	k.A.	
2009	38	k.A.	k.A.	
2010	35	k.A.	k.A.	
2011	40	k.A.	k.A.	
2012	42	k.A.	k.A.	
2013	37	k.A.	k.A.	
2014	40	k.A.	k.A.	
2015	42	k.A.	k.A.	
2016	42	k.A.	k.A.	

future SuN

AP1 Update

AP 1.3 Dokumentation Anlagenbetrieb und -zustand

- F+E Vorhaben:** futureSuN:
Analyse, Bewertung und Entwicklung zukunftsfähiger
Anlagenkonzepte für solare Nahwärmanlagen
mit saisonaler Wärmespeicherung
- Teilprojekt:** Evaluation und Transformation solarer Nahwärmanlagen
im Kontext der Energiewende
- Objekt:** SuN Steinfurt-Borghorst
Anne-Frank-Ring
48565 Steinfurt

Auftragnehmer:



**Steinbeis-Innovationszentrum
energie+**

Mühlenpfordtstraße 23
38106 Braunschweig
<http://siz-energie-plus.de>

Bearbeitung
Joris Nettelstroth, M.Sc.
Tel.: 0531 / 391 3554
E-Mail: joris.nettelstroth@stw.de



Kenndaten der Anlage

Standort	Steinfurt-Borghorst
Baujahr / Betriebsbeginn	1999
Umbau / Sanierung / Optimierung	2010
Gebäudetypen	11 RH, 4 DH, 7 MFH
Wohneinheiten	42 WE
Nutzfläche nach EnEV (AN)	4.554 m ²
Gesamtwärmebedarf	318 MWh/a
Flächenbezogener Wärmebedarf	70 kWh/(m ² ·a)
Länge Leitungsnetz	654 m
Kollektortyp	Solar-Roof
A_Koll,Brutto	487 m ²
Solarer Deckungsanteil	48%
Speicherart	Erdbecken
Speichermedium	Kies/Wasser
Speichervolumen (räumlich)	1.500 m ³
Speichervolumen (wasseräquivalent)	1.000 m ³
Nachheizung: Gas-Brennwertkessel	200 kW
Nachheizung: Gas-Absorptionswärmepumpe	40 kW



Anlagenbeschreibung

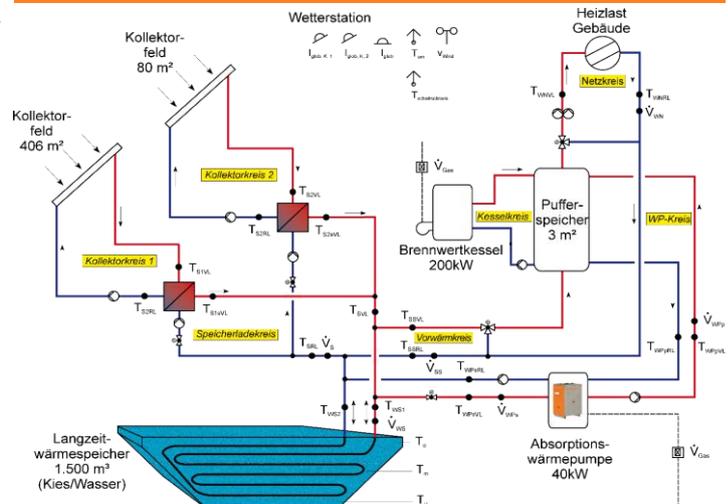
Die SuN-Anlage Steinfurt-Borghorst wurde im Jahr 1999 in Betrieb genommen und war damit die erste ihrer Art in Nordrhein-Westfalen. Nach den Pilotprojekten in Augsburg und Chemnitz war sie außerdem die dritte Anlage, die auf einem Erdbecken-Wärmespeicher mit Kies/Wasser-Schüttung basiert. Abb. 1 zeigt die hufeisenförmig angeordneten Wohnhäuser der Siedlung, sowie die Kollektoren auf denjenigen Hausdächern, die der Heizzentrale am nächsten gelegen sind. Der 1500 m³-Speicher ist mit Erdreich bedeckt und heute mit Gärten bestellbar. Die Anlage wird durch E+T Energie und Technik, Wettringen, betrieben und versorgt 42 Wohneinheiten in einer Siedlung aus gemischten Ein- und Mehrfamilienhäusern.

Abb. 1: Luftaufnahme im Jahr 2000



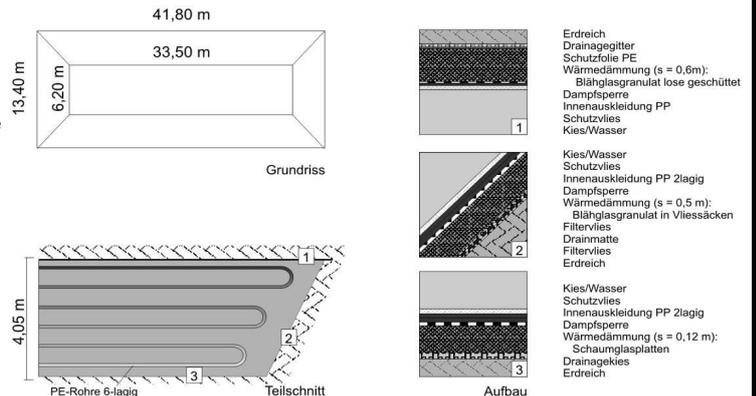
Die Erträge der Kollektoren werden in der Heizzentrale gesammelt und über das Nahwärmenetz an die Niedrigenergiegebäude verteilt. Die ursprüngliche Nachheizung erfolgte durch einen 400 kW Gas-Brennwertkessels, der jedoch überdimensioniert war. Seit 2010 stehen zur Nachheizung ein Gas-Brennwertkessel mit 200 kW und eine Gas-Absorptionswärmepumpe mit 40 kW Leistung zur Verfügung. Wie in Abb. 2 dargestellt, dient der Langzeitwärmespeicher als Quelle der Wärmepumpe. Beabsichtigt wurde dadurch nicht nur eine effizientere Verwendung von Gas zur Nachheizung, sondern auch eine Effizienzsteigerung des Gesamtsystems. Insbesondere die Kollektoren sollten von einer niedrigeren Vorlauftemperatur profitieren. Die Gas-Absorptionswärmepumpe hat Priorität vor dem Gaskessel, wird jedoch abgeschaltet, wenn sie den Speicher auf weniger als 4 °C abkühlt.

Abb. 2: Anlagenschema



Der in Abb. 3 dargestellte Wärmespeicher ist ein Erdbecken in Form eines umgedrehten Pyramidenstumpfs mit einem Böschungswinkel von 50°. Boden und Seitenwände sind, wie in Abbildung 16 dargestellt, aus Drainagekies, Wärmedämmung, Dampfsperre und Innenauskleidung aufgebaut. Gefüllt ist das Becken mit Kies, Wasser und sechs Schichten Rohrschlangen mit einer Gesamtlänge von 7500 m. Aufgrund dieses Aufbaus benötigt der Speicher keine tragenden Wände und auch die Decke wird durch den Speicherinhalt getragen. Das Gesamtvolumen beläuft sich auf 1500 m³, das äquivalente Wasservolumen beträgt 1000 m³. Das zentrale Problem des Speichers besteht im Grundwasserspiegel, welcher trotz Einsatz von Drainagepumpen nicht genug abgesenkt werden kann. Hierdurch entstehen übermäßige Speicherwärmeverluste. Hiervon abgesehen, ist der Betreiber mit dem Speicher und der Gesamtanlage auch nach der langen Betriebszeit zufrieden.

Abb. 3: Abmessungen und Aufbau des Kies/Wasser-Speichers



Die großflächigen solarthermischen Kollektoren in der Solar-Roof Ausführung sind direkt in die Dachhaut integriert. Ursprünglich sind drei Kollektorfelder montiert worden: 406 m² auf den südöstlich ausgerichteten Reihenhäusern sowie jeweils 80 m² auf zwei weiteren Häusern nahe der Heizzentrale, deren Dächer nach Südwesten ausgerichtet sind. Im Jahr 2011 wurde die Solaranlage eines der beiden Häuser von dessen Besitzer abmontiert und damit die gesamte Kollektorfläche um 14% reduziert. In Abb. 4 ist der heutige Zustand abgebildet. In Steinfurt ist nur ein minimaler Aufwand für die Instandhaltung der Kollektoren zu verbuchen. Bis auf die Auswechslung einer Verglasung im Jahr 2003 sind keine Maßnahmen dokumentiert, die Kollektoren zeichnen sich demnach durch eine äußerst hohe Zuverlässigkeit aus.

Abb. 4: Kollektorfelder und Nahwärmenetz

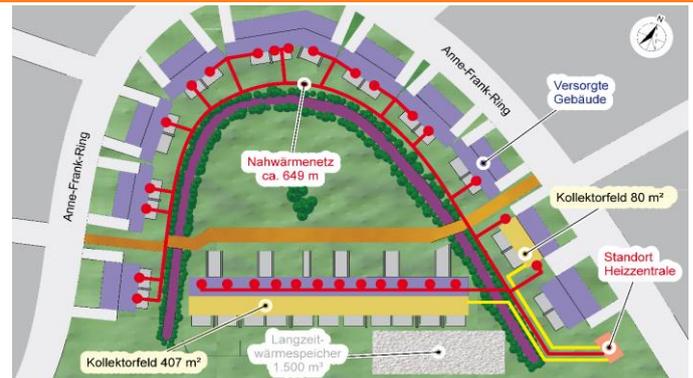
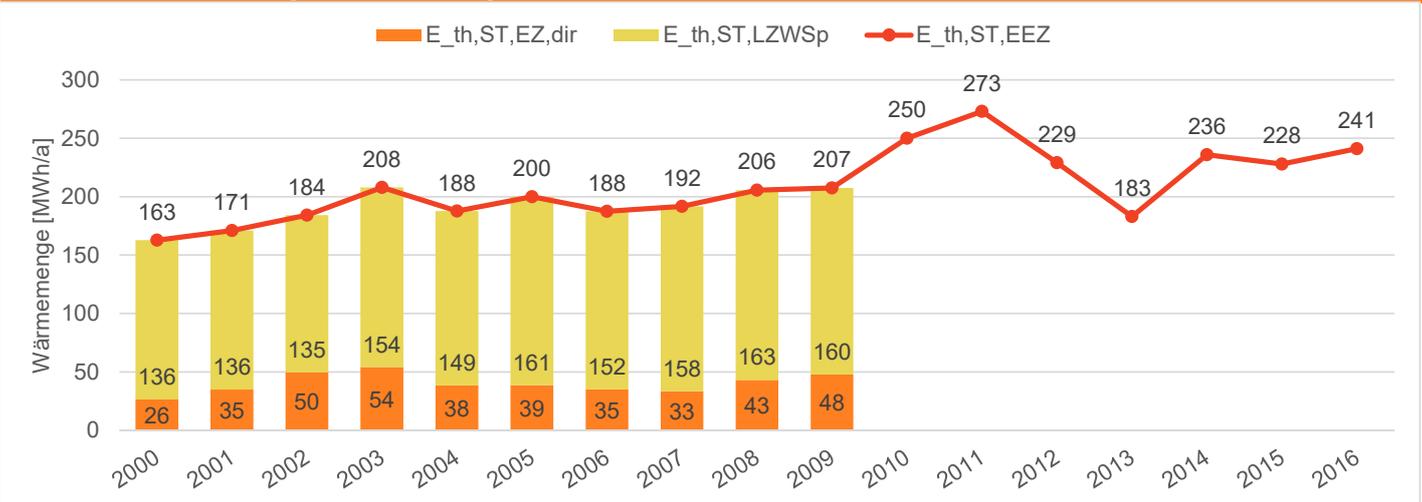
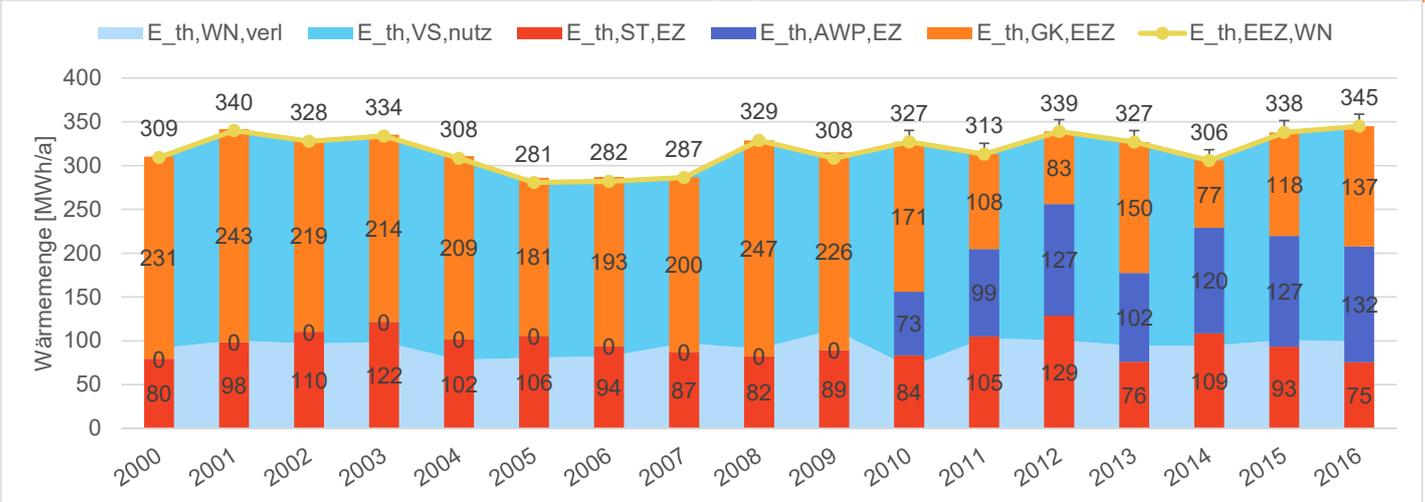


Abb. 5: Zeitliche Entwicklung der Kollektorerträge



In Abb. 5 ist der Kollektornettoertrag dargestellt und, soweit die Messwerte vorliegen, in welchen Anteilen dieser direkt in die Energiezentrale geleitet wird bzw. zur Speicherbeladung dient. In Folge des Einbaus der Wärmepumpe zeigt sich ab 2010 eine signifikante Ertragssteigerung. Durch Auskühlung des Speichers kann eine geringere Vorlauftemperatur zu den Kollektoren erreicht werden, die zu einer erhöhten Effizienz führt. Aufgrund der zuvor erwähnten Reduktion der Kollektorfläche sinkt der absolute Ertrag ab 2012 jedoch wieder. Um diesen Effekt auszuklammern, kann der flächenbezogene Ertrag betrachtet werden. 2013 bleibt auch in dieser Betrachtungsweise ein sehr ertragsschwaches Jahr, ansonsten zeigt sich jedoch von 2010 bis 2016 ein stabiler Ertrag. Konkret steigert sich der Mittelwert der kollektorflächenbezogenen Erträge von 336 kWh/(m²·a) vor dem Umbau auf 460 kWh/(m²·a) nach dem Umbau, was einer Ertragssteigerung von 36,7 % entspricht. Bezogen auf die absoluten solaren Erträge beträgt die Steigerung immerhin noch 22,9 %.

Abb. 6: Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale sowie Anteile an Erzeugung und Verbrauch



Die Abb. 6 zeigt die Energiebilanz des Nahwärmenetzes. Zum einen sind die Anteile von Energiemengen der Hausübergabestationen und Netzverlusten am Gesamtbedarf des Wärmenetzes abgebildet. Dies ist für Steinfurt möglich, da vom Betreiber die verkauften Energiemengen seit 2004 bereitgestellt worden sind. Im Mittel ergibt sich ein Netzwirkungsgrad $\eta_{\text{Netz}}=70,5\%$, welcher mit $s=3,6\%$ relativ geringen Schwankungen unterworfen ist. Zum anderen ist die Zusammensetzung der bereitgestellten Energie auf Erzeugerseite dargestellt. Bis einschließlich 2009 setzt sich diese aus nutzbarer Solarenergie und Gaskessel-Nachheizung zusammen. Ab 2010 ist zu erkennen, wie sich die Nachheizung über die Jahre aus Gaskessel und Absorptionswärmepumpe zusammensetzt. Der gleichmäßigere Verlauf der Produktion aus der Wärmepumpe zeigt, dass diese wie beabsichtigt die Grundlast der Wärme bereitstellt, während der Gaskessel den Restbedarf deckt. Die gesamte in der Nachheizung erzeugte Wärme ist nach dem Umbau leicht um 7,3 % gestiegen, allerdings hat sich in diesem Zeitraum auch der gesamte Energiebedarf des Wärmenetzes um 5,6 % erhöht. Es gilt zu beachten, dass diese Änderungen in der Größenordnung der Messungenauigkeit liegt, die ursprünglich zwischen dem Messsystem und den zusätzlich installierten Wärmemengenzählern (auf welchen die neueren Daten basieren) festgestellt worden ist.

Abb. 7: Solarer Deckungsanteil und Speichernutzungsgrad, sowie Auslegungswerte

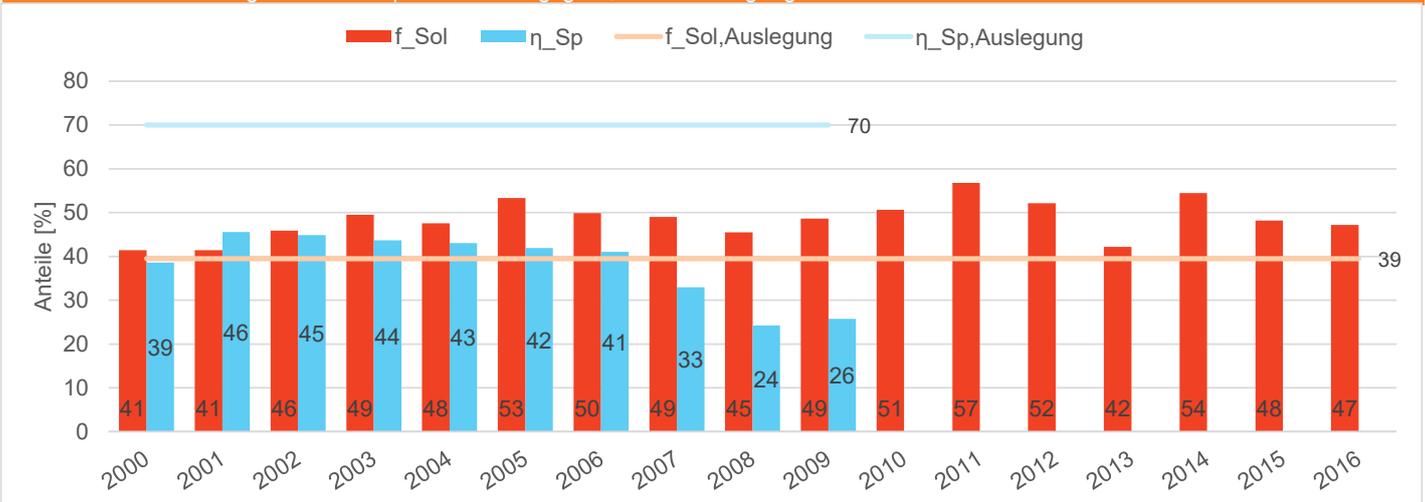
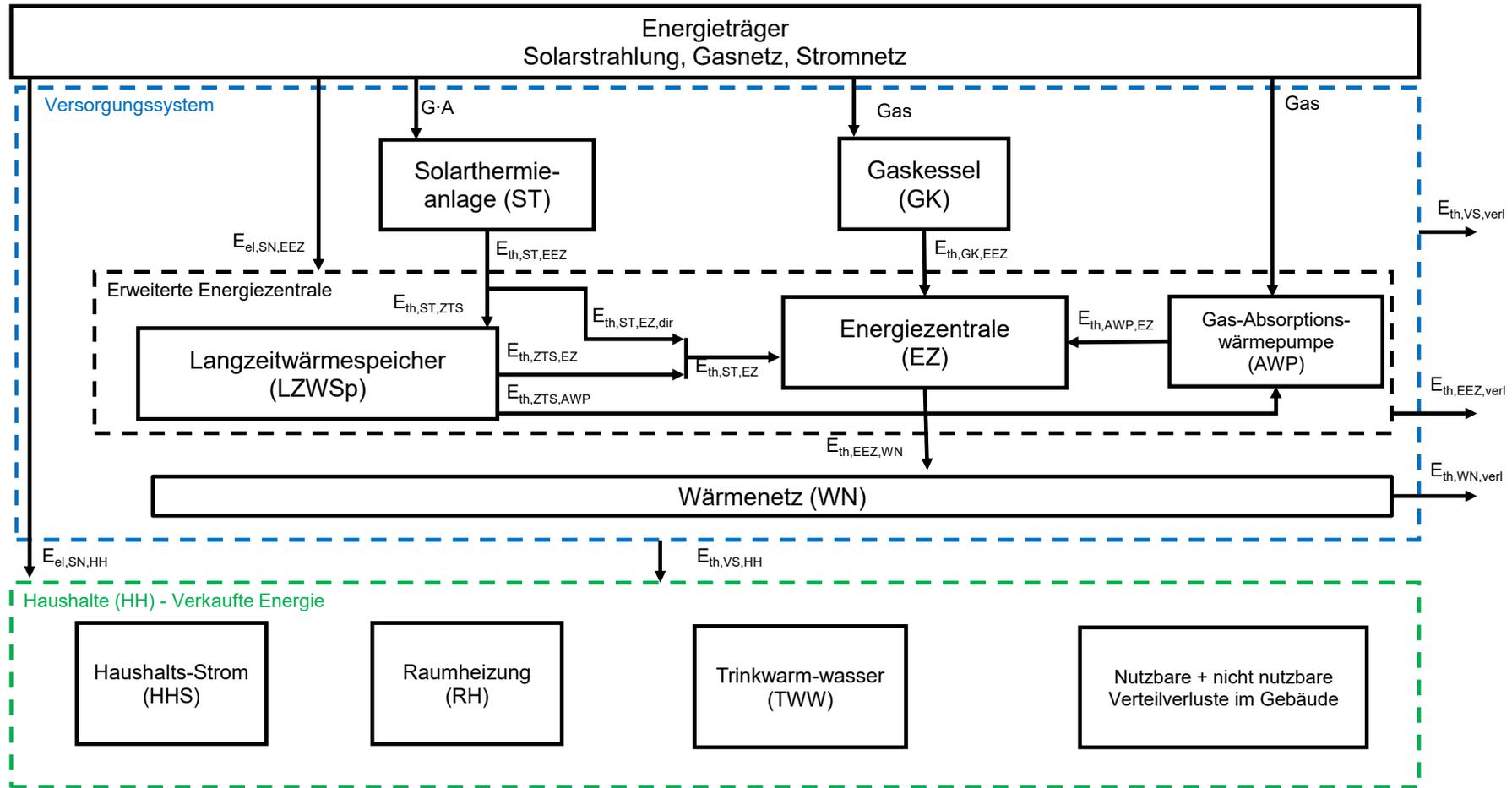
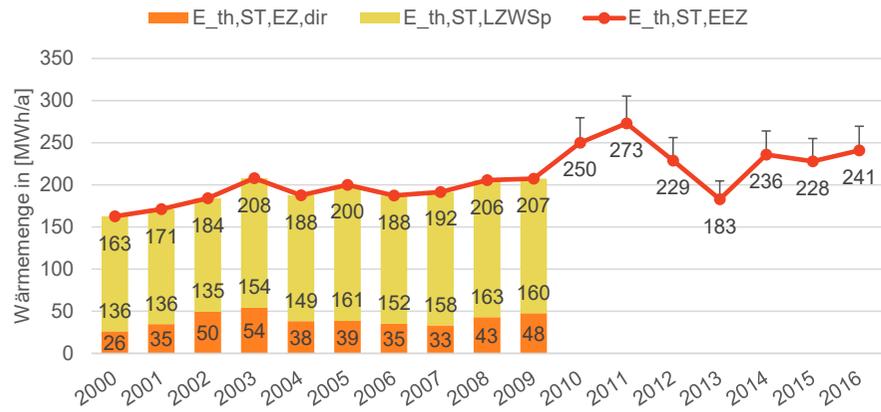
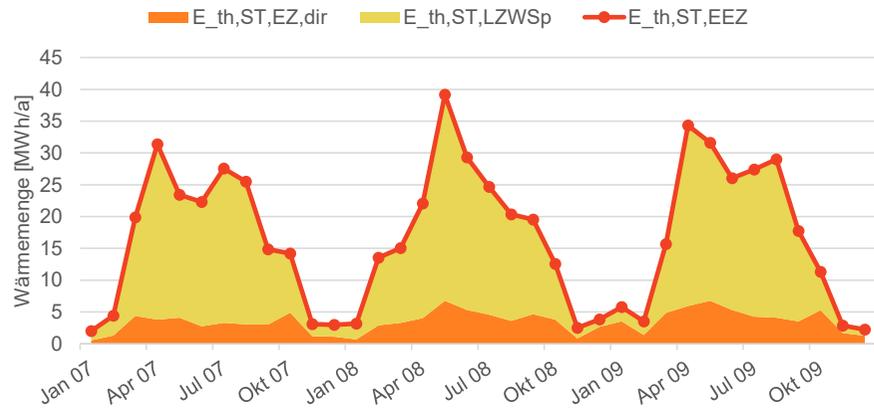


Abb. 7 schließlich zeigt den zeitlichen Verlauf des solaren Deckungsanteils. Über den gesamten Betriebszeitraum ergibt sich ein Mittelwert von $f_{\text{Sol}}=48,5\%$, für die Zeit seit dem Umbau $f_{\text{Sol}}=50,2\%$. Damit wird der Auslegungswert von 39 % erreicht und sogar überschritten. Der Speicherwirkungsgrad kann aufgrund der Datenlage nur bis 2009 ermittelt werden und beträgt im Mittel nur $\eta_{\text{Sp}}=38,2\%$. Den Auslegungswert von 70% verfehler er von Beginn an deutlich, später sorgten der schon erwähnte Grundwasserspiegel und Drainagepumpenausfälle für weitere Einbußen. Alles in allem ist der Betrieb der Gesamtanlage als stabil zu bewerten, mit einer signifikanten Ertragssteigerung durch die Optimierungsmaßnahme im Jahr 2010.

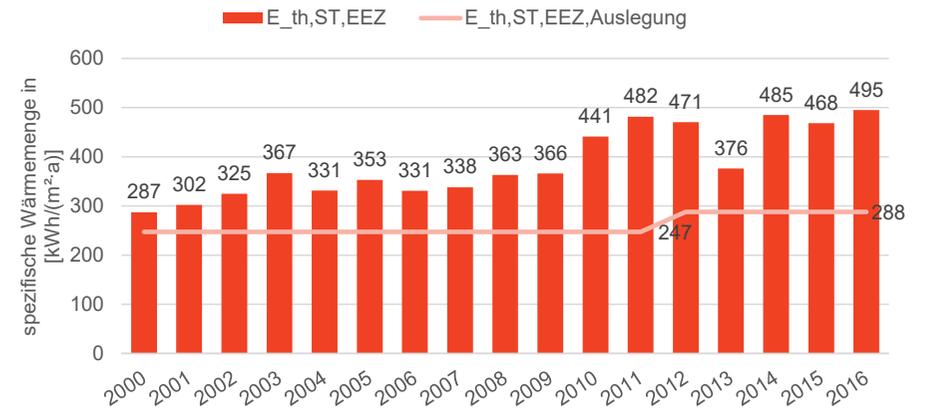




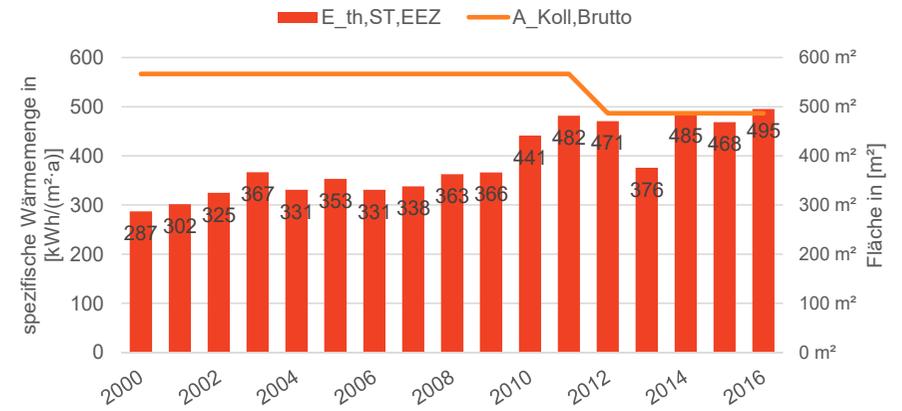
Wärmemenge Kollektor nettoertrag sowie Speicherbeladung und Direktnutzung als Jahressummen



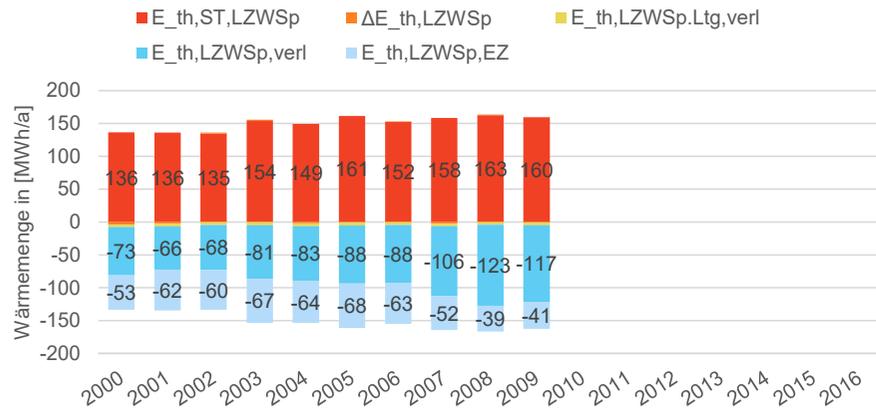
Wärmemenge Kollektor nettoertrag sowie Speicherbeladung und Direktnutzung als Monatssummen der letzten aufgezeichneten Betriebsjahre



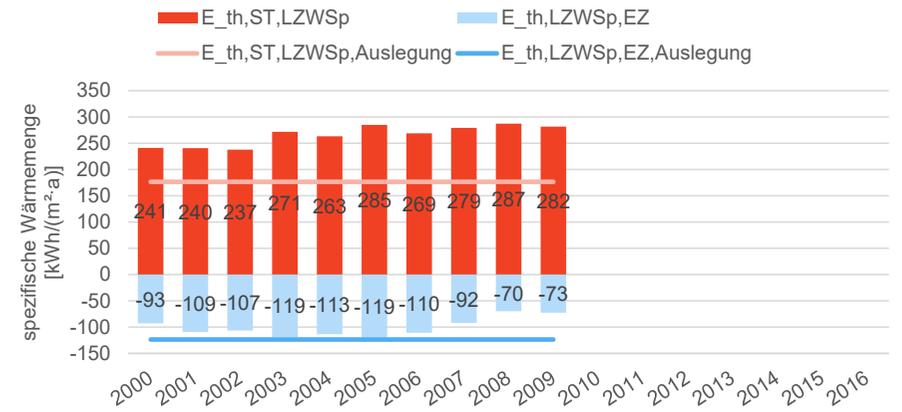
Gemessener Kollektor nettoertrag bezogen auf A_Koll,Brutto, sowie Auslegungswert
Auslegung: Ertragsprognose nach Simulation TU Braunschweig, Institut für Gebäude- und Solartechnik, 1999



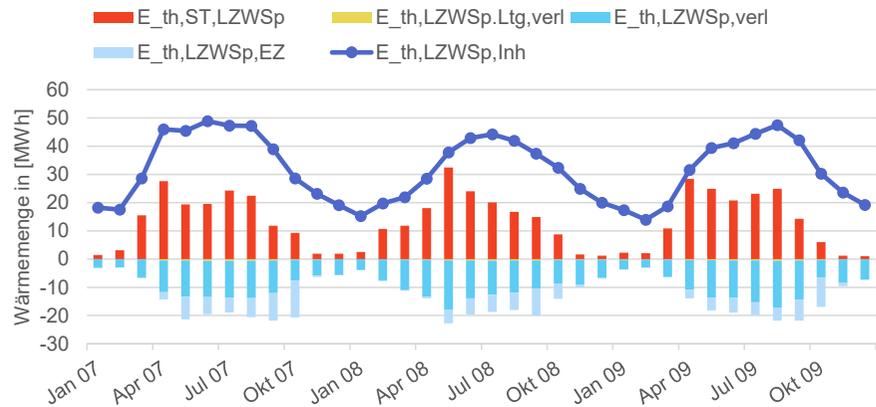
Flächenbezogener Kollektor nettoertrag, sowie A_Koll,Brutto



Speicherwärmebilanz, Jahressummen

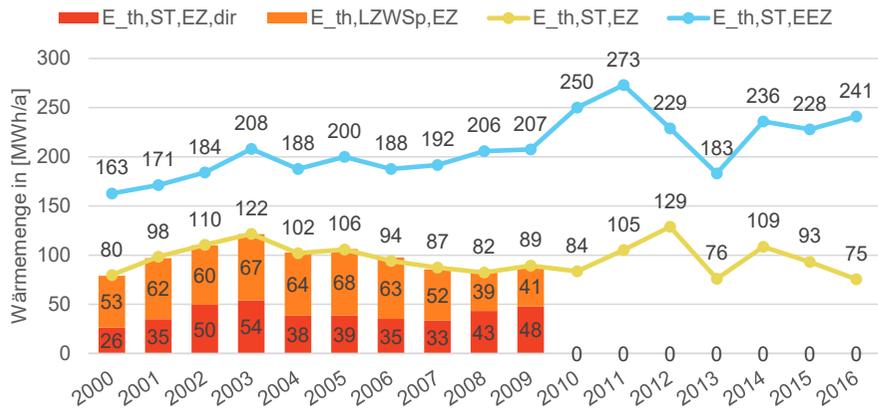


Speicherbe- und entladungswärmemengen bezogen auf A_Koll,Brutto, sowie Auslegungswerte
Auslegung: Ertragsprognose nach Simulation TU Braunschweig, Institut für Gebäude- und Solartechnik, 1999

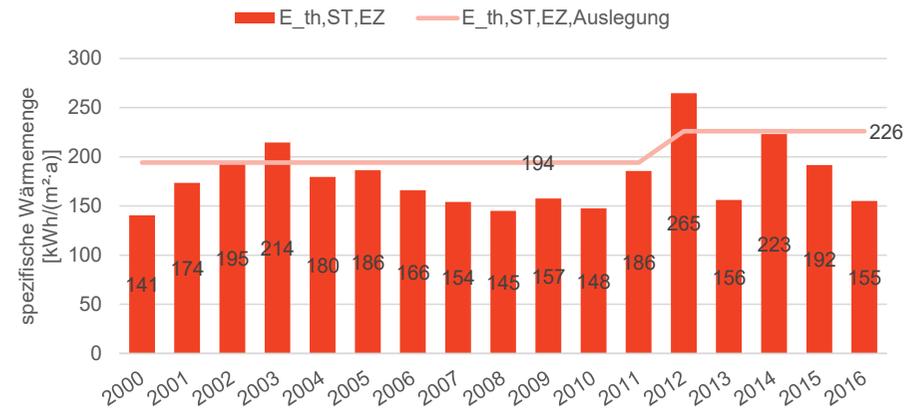


Speicherwärmebilanz, Monatssummen

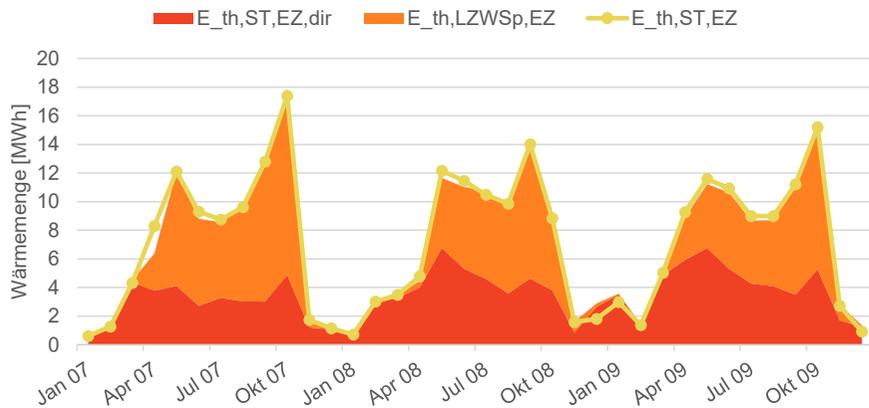
Speicherinhalt stellt den Endwert am letzten Tag jedes Monats dar (während alle übrigen Werte die Summen der Tageswerte des Monats darstellen)



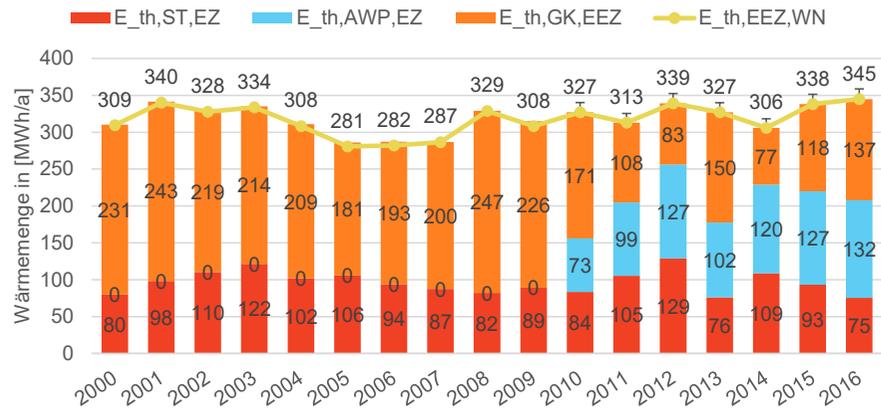
Kollektor Nettoertrag, solare Nutzwärmemenge sowie Speicherentladung und Direktnutzung als Jahressummen



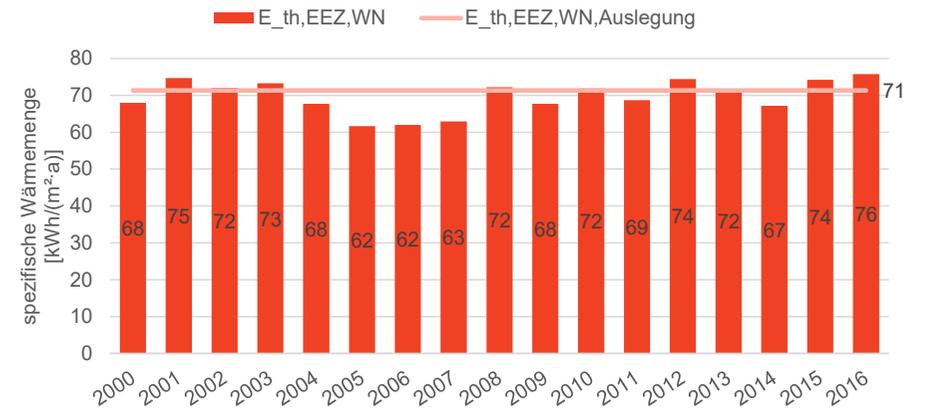
Solare Nutzwärme bezogen auf A_Koll,Brutto, sowie Auslegungswert
Auslegung: Ertragsprognose nach Simulation TU Braunschweig, Institut für Gebäude- und Solartechnik, 1999



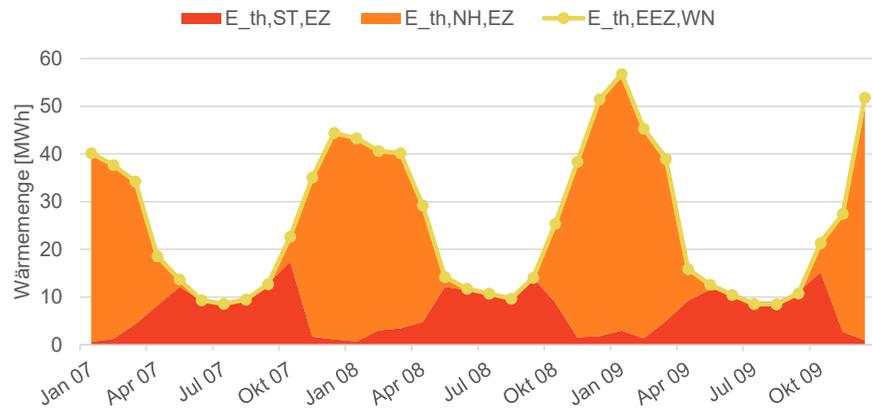
Solare Nutzwärmemenge sowie Speicherentladung und Direktnutzung als Monatssummen



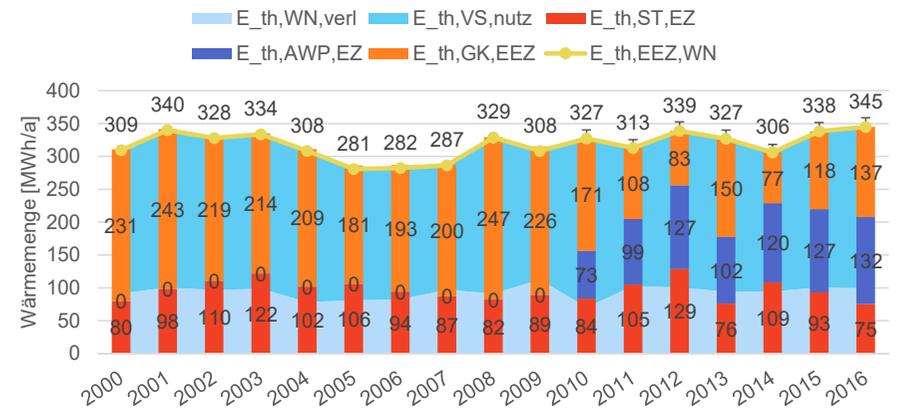
Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale sowie Nachheizung durch Gas und Solare Nutzwärmemenge als Jahressummen



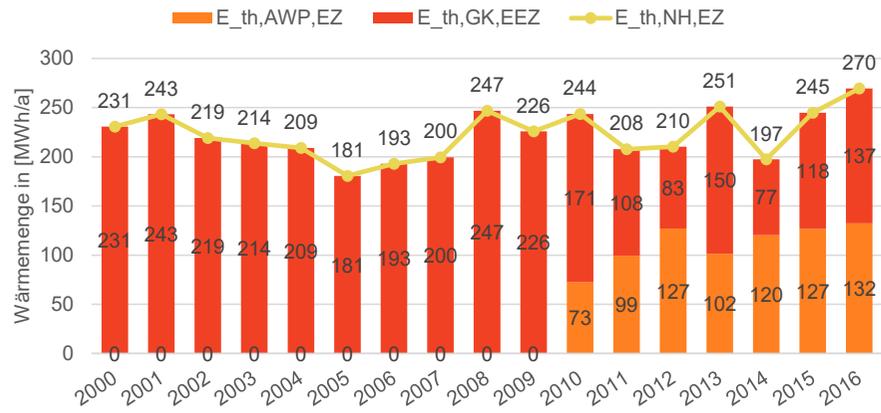
Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale bezogen auf Nutzfläche nach EnEV (AN), sowie Auslegungswert Auslegung: Ertragsprognose nach Simulation TU Braunschweig, Institut für Gebäude- und Solartechnik, 1999



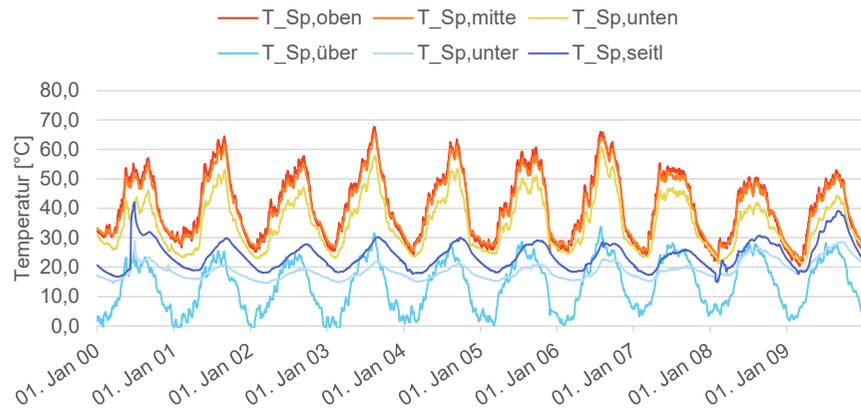
Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale sowie Nachheizung durch Gas und Solare Nutzwärmemenge als Monatssummen



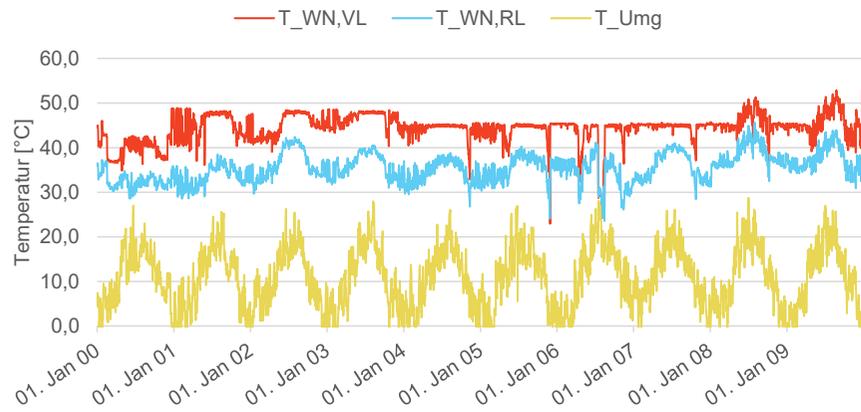
Gesamtwärmebedarf ab Heizzentrale sowie Anteile an Erzeugung und Verbrauch



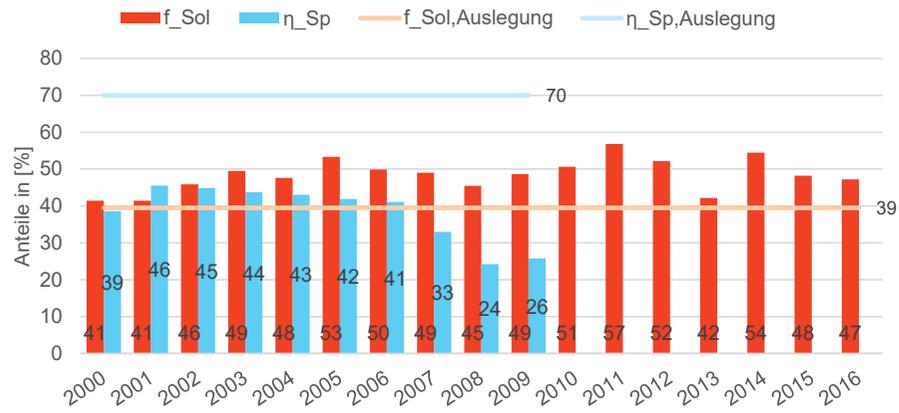
Wärmebereitstellung aus Nachheizung, aufgeteilt in Gaskessel und Gasabsorptionswärmepumpe



Zeitlicher Verlauf der Speichertemperaturen innen und außen



Zeitlicher Verlauf der Nahwärmenetz Temperaturen (Vorlauf und Rücklauf), sowie Umgebungstemperatur



Solarer Deckungsanteil und Speichernutzungsgrad, sowie Auslegungswerte

0,704575146 0,295424854

Q Sol,n	Q Sol,dir	Q Sp,be	ΔQ Sp	Q Verl,Sp,Ltg	Q Verl,Sp	Q Sp,ent	Q Sol,Nutz	Q NH,ges	Q Kessel	Q WP	Q WN	Q HH	Q_HWB	Q_TWE	Q_Verl,WN		
Werte aus IGS-Messtechnik bis einschließlich 2009, ab 2010 Werte aus Abrechnung des Betreibers (Gelb hinterlegt: Berechnete bzw. aus Auslegung abgeschätzte Werte)																	
Zeit	E_th,ST,EEZ	E_th,ST,EZ,dir	E_th,ST,LZWSp	ΔE_th,LZWSp	LZWSp,Ltg,verl	E_th,LZWSp,verl	E_th,LZWSp,EZ	E_th,ST,EZ	E_th,NH,EZ	E_th,GK,EEZ	E_th,AWP,EZ	E_th,EEZ,verl	E_th,EEZ,WN	E_th,VS,nutz	E_th,VS,RH	E_th,VS,TWW	E_th,WN,verl
2000	163	26	136	-4	-4	-73	-53	80	231	231	0	83	309	218			91
2001	171	35	136	-3	-4	-66	-62	98	243	243	0	73	340	240			100
2002	184	50	135	2	-5	-68	-60	110	219	219	0	74	328	231			97
2003	208	54	154	2	-5	-81	-67	122	214	214	0	86	334	235			99
2004	188	38	149	-2	-4	-83	-64	102	209	209	0	86	308	230			78
2005	200	39	161	-1	-4	-88	-68	106	181	181	0	94	281	200			81
2006	188	35	152	1	-4	-88	-63	94	193	193	0	94	282	200			82
2007	192	33	158	-2	-4	-106	-52	87	200	200	0	104	287	189			97
2008	206	43	163	1	-4	-123	-39	82	247	247	0	123	329	238			91
2009	207	48	160	-1	-4	-117	-41	89	226	226	0	118	308	196			113
2010	250						84	244	171	171	73	166	327	257			70
2011	273						105	208	108	108	99	168	313	210			103
2012	229						129	210	83	127	100	100	339	238			101
2013	183						76	251	150	102	107	107	327	233			94
2014	236						109	197	77	120	127	127	306	211			95
2015	228						93	245	118	127	135	135	338	237			101
2016	241						75	270	137	132	166	166	345	245			100
Mittelwerte:	209	40	150	-1	-4	-89	-57	97	223	177	46	112	318	224			94
Vor Umbau:	191	40	150	-1	-4	-89	-57	97	216	216	0	94	311	218			93
Nach Umbau:	234						96	232	121	111	138	138	328	233			95
rel. Änderung:	22,9%							-1,2%	7,3%	-44,2%		48,0%	5,6%	7,2%			1,8%
Standardabw.	29,2	8,0	10,4	1,9	0,3	18,9	9,7	15,1	23,6	53,6	56,3	30,6	20,0	19,1			10,2
Vor Umbau:	14,6	8,0	10,4	1,9	0,3	18,9	9,7	12,5	20,3	20,3	0,0	16,3	20,8	18,6			9,9
Nach Umbau:	25,3						18,1	24,9	31,9	19,8	26,6	13,2	15,9	10,4			10,4
rel. Änderung:	74,0%							45,2%	22,5%	57,2%		63,2%	-36,5%	-14,6%			4,9%

1.) Wohnflächenkennwerte nach Planstand Juli 1999

Flächenkennwerte	
BGF	4.690 m ²
NGF	4.175 m ²
Wohnfläche	3.795 m ²

Umrechnungsfaktoren	
BGF	1,00
NGF	0,89
Wohnfläche	0,81
A _N (nach EnEV)	0,97

Bezug zur EnEV	
Wohnfläche	3.795 m ²
Umrechnungsfaktor	1,20
Nutzfläche nach EnEV (A _N)	4.554 m ²
Hüllfläche (A)	k.A.
beheiztes Gebäudevolumen (V _e)	14.231 m ³
A/V _e - Verhältnis	k.A.
beheiztes Luftvolumen (V)	10.816 m ³
Fensterfläche	k.A.

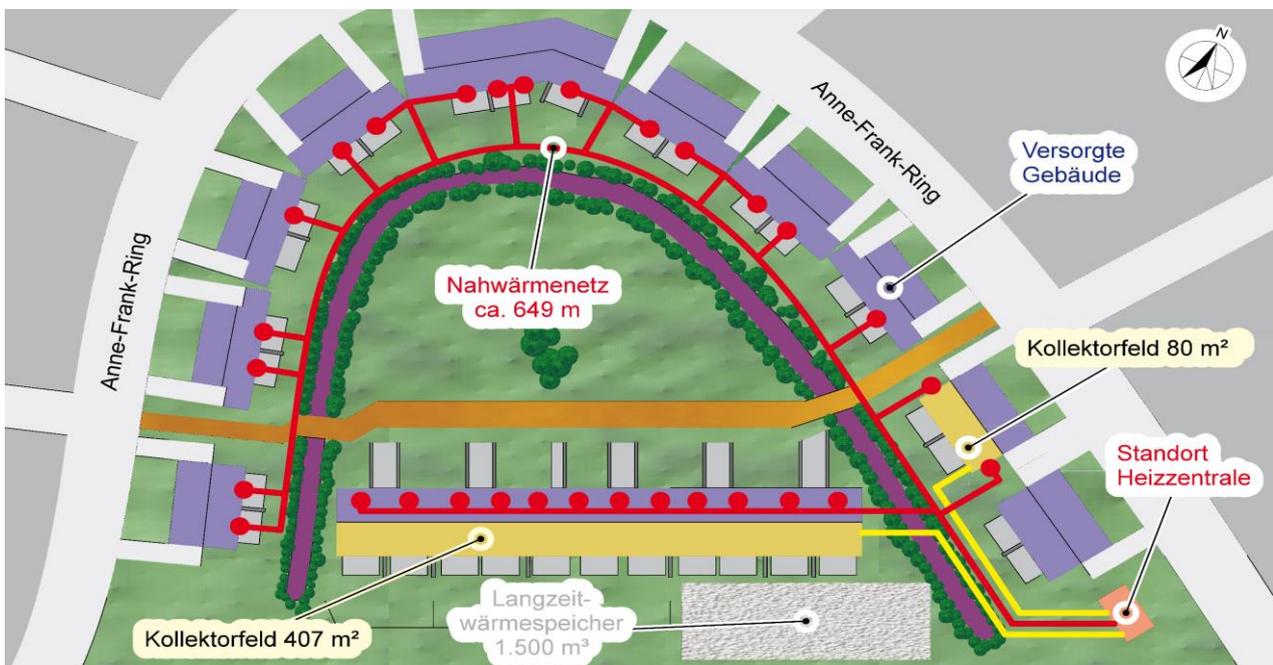
laufende Nr.	Bezeichn.	Bautyp	EFH/MFH?	Wohnfläche	Anzahl Bewohner	Anzahl Zimmer	WE
				[m ²]	[-]	[-]	[-]
Summe:				3.795 m²	119	185	42
1	1/1	REH	EFH	92 m ²	3	5	1
2	1/2	RMH	EFH	92 m ²	3	5	1
3	1/3	RMH	EFH	92 m ²	3	5	1
4	1/4	RMH	EFH	92 m ²	3	5	1
5	1/5	RMH	EFH	92 m ²	3	5	1
6	1/6	RMH	EFH	92 m ²	3	5	1
7	1/7	RMH	EFH	92 m ²	3	5	1
8	1/8	RMH	EFH	92 m ²	3	5	1
9	1/9	RMH	EFH	92 m ²	3	5	1
10	1/10	RMH	EFH	92 m ²	3	5	1
11	1/11	REH	EFH	92 m ²	3	5	1
12	2/1a	DH	EFH	107 m ²	3	5	1
13	2/1b	DH	EFH	107 m ²	4	5	1
14	2/2a	DH	EFH	107 m ²	3	5	1
15	2/2b	DH	EFH	107 m ²	4	5	1
16	3/1a	4FH	MFH	64 m ²	2	3	1
17	3/1b	4FH	MFH	64 m ²	2	3	1
18	3/1c	4FH	MFH	64 m ²	2	3	1
19	3/1d	4FH	MFH	64 m ²	2	3	1
20	3/2a	4FH	MFH	64 m ²	2	3	1
21	3/2b	4FH	MFH	64 m ²	2	3	1
22	3/2c	4FH	MFH	64 m ²	2	3	1
23	3/2d	4FH	MFH	64 m ²	2	3	1
24	3/3a	DH	EFH	128 m ²	4	5	1
25	3/3b	DH	EFH	128 m ²	4	5	1
26	3/4a	3FH	MFH	95 m ²	3	4	1
27	3/4b	3FH	MFH	95 m ²	3	4	1
28	3/4c	3FH	MFH	95 m ²	3	4	1
29	3/5a	DH	EFH	90 m ²	3	5	1
30	3/5b	DH	EFH	90 m ²	3	5	1
31	3/5c	DH	EFH	90 m ²	2	5	1
32	3/6a	TH	EFH	90 m ²	3	5	1
33	3/6b	TH	EFH	90 m ²	3	5	1
34	3/6c	TH	EFH	90 m ²	2	5	1
35	3/7a	3FH	MFH	85 m ²	3	4	1
36	3/7b	3FH	MFH	85 m ²	3	4	1
37	3/7c	3FH	MFH	85 m ²	2	4	1
38	3/8a	3FH	MFH	85 m ²	3	4	1
39	3/8b	3FH	MFH	85 m ²	2	4	1
40	3/8c	3FH	MFH	85 m ²	2	4	1
41	3/9a	DH	EFH	125 m ²	4	5	1
42	3/9b	DH	EFH	125 m ²	4	5	1

6.) Kollektorsammelnetz

* Alle Einzellängen bezeichnen doppelte Trassenlängen, sprich Vorlauf und Rücklauf.

Hier gilt die Abschätzung, dass das Kollektorsammelnetz gleich dem Nahwärmenetz der Häuser 1 und 2 ist.

Strang	Name	Hauptleitungen*	Haus- anschlüsse*	Gesamt	Rohrnen- weite
		[m Tr.]	[m Tr.]		
Summe VL		155 m	42 m	197 m	
Summe VL+RL		310 m	84 m		
S1	S1/6	40 m			DN 50
	S1/7	34 m			DN 50
	2/1		10 m		DN 32
	2/2		0 m		DN 32
S9	1/1		14 m		DN 25
	S9/1	14 m			DN 32
	S9/2	14 m			DN 32
	S9/3	14 m			DN 40
	S9/4	14 m			DN 40
	S9/5	14 m			DN 40
	S9/6	14 m			DN 40
	S9/7	14 m			DN 50
	S9/8	14 m			DN 50
	S9/9	14 m			DN 50
	S9/10	26 m			DN 50
	S9/11	10 m			DN 40
	1/2		6 m		DN 25
	1/3		6 m		DN 25
	1/4		6 m		DN 25
	1/5		6 m		DN 25
	1/6		6 m		DN 25
	1/7		6 m		DN 25
	1/8		6 m		DN 25
	1/9		6 m		DN 25
	1/10		6 m		DN 25
	1/11		6 m		DN 25
S10	S10/7	74 m			DN 80



Projekt: futureSuN FKZ: 0325897A-C Tabelle F6		AP1 Update Steinfurt-Borghorst Grundlagen Nahwärmenetz		Steinbeis-Innovationszentrum siz energie+ Braunschweig	
7.) Nahwärmenetz: Vor und Rücklauf von der Heizzentrale zu den Häusern					
* Alle Einzellängen bezeichnen doppelte Trassenlängen, sprich Vorlauf und Rücklauf.					
Strang	Name	Hauptleitungen* [m Tr.]	Haus- anschlüsse* [m Tr.]	Gesamt [m Tr.]	Rohrnen- weite
Summe VL		498 m	156 m	654 m	
Summe VL+RL		996 m	312 m		
S1	3/6A		2 m		DN 25
	S1/1	20 m			DN 32
	S1/2	66 m			DN 40
	S1/3	36 m			DN 50
	S1/4	40 m			DN 50
	S1/5	22 m			DN 50
	S1/6	40 m			DN 50
	S1/7	34 m			DN 50
	3/6B		2 m		DN 32
	3/7L		2 m		DN 25
	3/9R		34 m		DN 32
	2/1		10 m		DN 32
	2/2		10 m		DN 32
S2	3/7R		20 m		DN 32
	S2/1	30 m			DN 40
	3/8L		2 m		DN 25
S3	3/8R		20 m		DN 32
	S3/1	30 m			DN 40
	3/9L		2 m		DN 25
S4	3/4L		20 m		DN 32
	S4/1	30 m			DN 40
	3/3R		2 m		DN 32
S5	3/3L		20 m		DN 32
	S5/1	30 m			DN 40
	3/2R		2 m		DN 32
S6	3/1L		62 m		DN 32
	S6/1	2 m			DN 40
S7	3/2L		20 m		DN 32
	S7/1	30 m			DN 40
	3/1R		2 m		DN 32
S8	4/3		0 m		DN 25
	S8/1	0 m			DN 32
	S8/2	0 m			DN 40
	S8/3	0 m			DN 40
	4/2		0 m		DN 25
	4/1		0 m		DN 25
	4/4		0 m		DN 25
S9	1/1		14 m		DN 25
	S9/1	14 m			DN 32
	S9/2	14 m			DN 32
	S9/3	14 m			DN 40
	S9/4	14 m			DN 40
	S9/5	14 m			DN 40
	S9/6	14 m			DN 40
	S9/7	14 m			DN 50
	S9/8	14 m			DN 50
	S9/9	14 m			DN 50
	S9/10	26 m			DN 50
	S9/11	10 m			DN 40
	1/2		6 m		DN 25
	1/3		6 m		DN 25
	1/4		6 m		DN 25
	1/5		6 m		DN 25
	1/6		6 m		DN 25
	1/7		6 m		DN 25
	1/8		6 m		DN 25
	1/9		6 m		DN 25
	1/10		6 m		DN 25
	1/11		6 m		DN 25
S10	3/5A		2 m		DN 25
	S10/1	20 m			DN 40
	S10/2	62 m			DN 40
	S10/3	32 m			DN 50
	S10/4	38 m			DN 50
	S10/5	74 m			DN 65
	S10/6	114 m			DN 65
	S10/7	74 m			DN 80
	S10/8	10 m			DN 80
	3/5B		2 m		DN 32
	3/4R		2 m		DN 32

8.) Kollektorfelder

Koordinaten

Latitude	52,122297
Longitude	-7,372463

8.1 Kollektorfelder als Berechnungsgrundlage

Kollektor- bezeichnung	Kollektortyp	Bruttofläche [m ²]	Aperturfläche [m ²]	Ausnutzung (Ap/Br) [-]	Leistung [kWp]	Neigung [°]	Ausrichtung [°]
Gesamt: Mittelwert:		566,67 m ²	510,00 m ²	90,0%		45,00 °	-7,19 °
Solarthermie 1	Solar Roof	406,67 m ²	366,00 m ²	90%	256,20 kWp	45 °	-23 °
Solarthermie 2	Solar Roof	160,00 m ²	144,00 m ²	90%	100,80 kWp	45 °	33 °

8.2 Historische Entwicklung der Kollektorfelder

Jahr	Kollektor- bezeichnung	Kollektortyp	Bruttofläche [m ²]	Aperturfläche [m ²]	Ausnutzung (Ap/Br) [-]	Leistung thermisch [kW]	Neigung [°]	Ausrichtung [°]		
Planung & Errichtung			Gesamt: Mittelwert:		566,67 m ²	510,00 m ²	90,0%	357,00 kW	45 °	-7 °
1999	Solarthermie 1	Solar Roof	406,67 m ²	366,00 m ²	90%	256,20 kW	45 °	-23 °		
1999	Solarthermie 2	Solar Roof	160,00 m ²	144,00 m ²	90%	100,80 kW	45 °	33 °		
Nach Abbau Kollektorfeld von Doppelhaus Anne-Frank-Ring 1+3			Gesamt: Mittelwert:		486,67 m ²	438,00 m ²	90,0%	306,60 kW	45 °	-14 °
2012	Solarthermie 1	Solar Roof	406,67 m ²	366,00 m ²	90%	256,20 kW	45 °	-23 °		
2012	Solarthermie 2	Solar Roof	80,00 m ²	72,00 m ²	90%	50,40 kW	45 °	33 °		

8.3 Optimierungsmaßnahmen

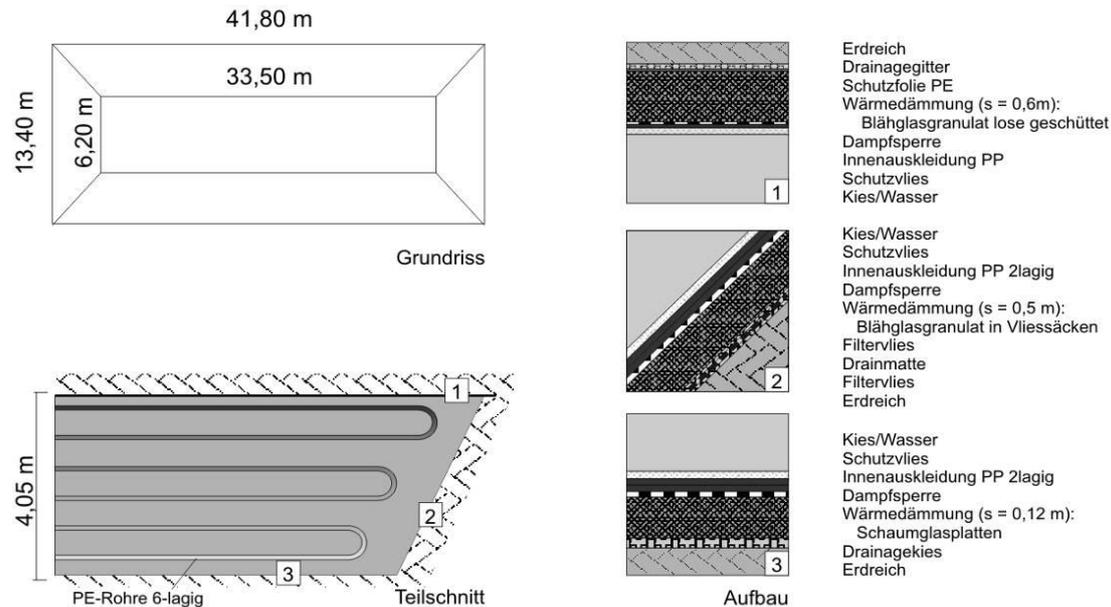
Potentiell nutzbare Dachfläche für Photovoltaik

Kollektor- bezeichnung	Flächenbedarf pro kWp [m ² /kWp]	Bruttofläche [m ²]	Aperturfläche [m ²]	Ausnutzung (Ap/Br) [-]	Leistung elektrisch [kWp]	Neigung [°]	Ausrichtung [°]
Gesamt: Mittelwert:		560,00 m ²	504,00 m ²	90,0%	98,07 kWp	45 °	-19 °
PV 1	5,71 m ² /kWp	80,00 m ²	72,00 m ²	90%	14,01 kWp	45 °	33 °
PV 2	5,71 m ² /kWp	80,00 m ²	72,00 m ²	90%	14,01 kWp	45 °	22 °
PV 3	5,71 m ² /kWp	80,00 m ²	72,00 m ²	90%	14,01 kWp	45 °	12 °
PV 4	5,71 m ² /kWp	40,00 m ²	36,00 m ²	90%	7,01 kWp	45 °	0 °
PV 5	5,71 m ² /kWp	120,00 m ²	108,00 m ²	90%	21,02 kWp	45 °	-31 °
PV 6	5,71 m ² /kWp	80,00 m ²	72,00 m ²	90%	14,01 kWp	45 °	-62 °
PV 7	5,71 m ² /kWp	80,00 m ²	72,00 m ²	90%	14,01 kWp	45 °	-94 °
PV 8	5,71 m ² /kWp	0,00 m ²	0,00 m ²	90%	0,00 kWp	45 °	-103 °
PV 9	5,71 m ² /kWp	0,00 m ²	0,00 m ²	90%	0,00 kWp	45 °	-107 °

9.1) Herleitung Geometrie Langzeitwärmespeicher

Speichertyp	Erdbecken		
Aperturfläche Flachkollektoren	510 m ²		
Umrechnungsfaktor Aperturfläche zu Volumen	1,90 m ³ /m ²		
Volumen berechnet	969 m ³		
V_äq	gewähltes, äquivalentes Speichervolumen	V	1.000 m ³
	Speichermedium		Kies/Wasser
	Faktor äquivalentes Speichervolumen		1,50 m ³ /m ³
V	Räumliches Speichervolumen		1.500 m ³
d	Durchmesser	d	21,72 m
h	Höhe (Überschlagsrechnung)	h	4,05 m
Q_Verl,Sp.Ltg	Wärmeverluste Speicherleitung		4 MWh/a
Q_Verl,Sp	Wärmeverluste Speicher (Auslegung)		26 MWh/a
	Temperaturmonitoring (heute aktiv)		nein
	Entnahmezähler (heute aktiv)		nein
	Einspeisezähler (heute aktiv)		nein
	Wärmekapazität: Maximaler Speicherinhalt aus Messdaten		54 MWh
	Wärmekapazität: Rechnerische Überprüfung		54 MWh

9.2) Zeichnung Speicher bei Inbetriebnahme



9.3) Speicher Geometriedetails

Volumen	1500 m ³
Höhe	4 m
Leitungslänge	30 m
Leitungsdurchmesser	DN 125
Tiefe Speicheroberkante unter Erdoberfläche	0,6 m
Oberkante Länge	41,8 m
Oberkante Breite	13,4 m
Unterkante Länge	35,5 m
Unterkante Breite	6,2 m
Speicherhöhe	4,05 m
Volumen	1500 m ³
Wärmedämmung oben	0,60 m
Wärmedämmung seitlich	0,50 m
Wärmedämmung unten	0,12 m
Rohrschlangen: Gesamtlänge	7500 m
Rohrschlangen: Ebenen	6
Böschungswinkel	50°
Verhältnis Oberfläche/Volumen	0,85

9.4) Entwicklung des Langzeitwärmespeichers

Keine baulichen Änderungen am Speicher
Monitoring nur von 2001 bis 2009 aktiv

10.) Wärmeerzeuger zur Nachheizung

Nennleistung gesamt Planung: 400 kW
Nennleistung gesamt aktuell: 240 kW

Bezeichnung	Kessel 1	Kessel 2	WP 1
Hersteller	Buderus	Remeha	Remeha
Typenbezeichnung		GAS210 ECO PRO 160	GAS HP 40W
Energieträger	Gas	Gas	Gas
Art	Brennwertkessel	Brennwertkessel	Absorptionswärmepumpe
Betrieb Beginn	1999	2010	2010
Betrieb Ende	2009		
Nennleistung in kW	400	200	40
Betriebspunkt G.U.E.		50/30°C	W10 W50 166%
Wärmemengenzähler	nein	nein	nein
Verbrauchszähler	ja	ja	ja
Nutzungsgrad (bzgl. Brennwert)	88%	88%	81%
Nutzungsgrad (bzgl. Heizwert)	98%	98%	89%

	Einkauf Gas Summe m³	Einkauf Gas Kessel 1/2 m³	Einkauf Gas WP 1 m³	Produktion Wärme Kessel 1/2 MWh	Antriebsenergie Wärme WP 1 MWh	Produktion Wärme Summe E_th,NH,EZ MWh	Endenergie Summe MWh
2000	19.590	19.590	0	231	0	231	235
2001	25.939	25.939	0	243	0	243	248
2002	19.565	19.565	0	219	0	219	223
2003	21.792	21.792	0	214	0	214	218
2004	20.454	20.454	0	209	0	209	213
2005	17.688	17.688	0	181	0	181	184
2006	23.043	23.043	0	193	0	193	197
2007	16.477	16.477	0	200	0	200	203
2008	25.467	25.467	0	247	0	247	251
2009	24.737	24.737	0	226	0	226	230
2010	24.855	16.966	7.889	171	73	244	255
2011	21.566	10.752	10.814	108	99	208	222
2012	22.069	8.231	13.838	83	127	210	227
2013	25.874	14.830	11.044	150	102	251	266
2014	20.740	7.646	13.094	77	120	197	213
2015	25.497	11.731	13.766	118	127	245	262
2016	28.005	13.605	14.400	137	132	270	288
Mittelwerte:	22550 m³	17560 m³	4991 m³	177 MWh	46 MWh	223 MWh	231 MWh
Vor Umbau:	21475 m³	21475 m³		216 MWh		216 MWh	220 MWh
Nach Umbau:	24087 m³	11966 m³	12121 m³	121 MWh	111 MWh	232 MWh	247 MWh

Kontrollrechnung Endenergie (über Heizwert bestimmt)						
Über Volumen			Über produzierte Wärmemenge			
	Summe	Kessel 1/2	WP 1	Kessel 1/2	WP 1	Summe
Mittelwerte:	231 MWh	180 MWh	51 MWh	180 MWh	51 MWh	231 MWh
Vor Umbau:	220 MWh	220 MWh	0 MWh	220 MWh	0 MWh	220 MWh
Nach Umbau:	247 MWh	123 MWh	124 MWh	123 MWh	125 MWh	247 MWh