



Technische Hochschule
Ingolstadt

Institut für
neue Energie-Systeme

Verbundprojekt: smartSOLgrid

-

Solares Smart Grid im Wärmebereich

- Leitfaden für Planer und Betreiber -

Dieses Dokument dient als Kurzfassung der Projektergebnisse für potenzielle Planer und Betreiber dezentral in Wärmenetze integrierter Solarthermieanlagen. Die Vollversion des Abschlussberichts ist bei der Technischen Informationsbibliothek (TIB) Hannover verfügbar (www.tib.eu/de).

Förderkennzeichen: 0325537

Autoren: Dipl.-Ing. (FH) Daniel Beckenbauer
Dr. Michael Klärner
Mathias Ehrenwirth, M.Eng.
Marie Hüneke, M.Sc.
Prof. Dr. Wilfried Zörner
Alexander Bendzko
Hanns Koller



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie



Das diesem Leitfaden zugrundeliegende Forschungsvorhaben wurde aufgrund eines Beschlusses des deutschen Bundestages vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und dem Projektträger Jülich unter dem Förderkennzeichen 0325537 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Zusammenfassung

Zur Erreichung des Ziels, eine auf erneuerbaren Energien basierende Energieversorgung aufzubauen, ist die Betrachtung des Wärmesektors von besonderer Bedeutung. Etwa ein Drittel des gesamten Endenergieverbrauchs in Deutschland entfallen auf Raumwärme und Warmwasser. Zur Versorgung dicht bebauter städtischer Gebiete bieten sich Wärmenetze besonders an. Gleichzeitig ist die Solarthermie bisher aus wirtschaftlicher Sicht nur eingeschränkt konkurrenzfähig zu anderen Erzeugungstechnologien und die Einbindung in Wärmenetze befindet sich in Deutschland noch in einem frühen Stadium.

Vor diesem Hintergrund wurden im Projekt *smartSOLgrid* in Zusammenarbeit zwischen der *Technischen Hochschule Ingolstadt*, *Citrin Solar* und der *Gemeinnützigen Wohnungsbaugesellschaft Ingolstadt* Ansätze erarbeitet, wie dezentrale Solarthermieanlagen in Wärmenetze im urbanen Geschosswohnungsbau integriert werden können. Fokus der Untersuchung war die Nachrüstung in Bestandsquartieren. Gerade hier ist eine Kombination von hohen Wärmeabnahmedichten und gleichzeitig eingeschränkten Dachflächen vorzufinden. Auch ist die Installation von Kollektorfeldern auf Freiflächen und die Integration großer Speicher oft nicht möglich.

Das Projekt ermöglichte den Vergleich mehrerer Einbindungskonzepte. Dazu wurden drei verschiedene Anlagentypen in ein Wärmenetz in Ingolstadt integriert und auf Simulationsbasis sowie messtechnisch untersucht. Folgende Anlagen wurden aufgebaut:

- Reine Einspeisung der solaren Wärme in den Wärmenetzrücklauf
- Reine solare Trinkwasservorwärmung
- Kombinierte Lösung zur primären lokalen Versorgung mit Trinkwarmwasser und der Möglichkeit, Überschusswärme in das Wärmenetz abzugeben

Für die drei Konzepte wurde je eine Anlage mit 71 m² Flachkollektoren installiert, für die kombinierte Lösung eine zusätzliche Anlage mit West- statt Südausrichtung der Kollektoren und zusätzlicher Einbindung einer bereits vorhandenen Vakuumröhrenanlage. Die Ergebnisse des bisherigen Betriebs und der Systemsimulationen lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Die Anlage zur reinen Netzeinspeisung ist sehr einfach in Aufbau und Regelung und hat einen geringen Platzbedarf im Gebäude. Die Erträge nach bisherigen Messwerten liegen bei 238 kWh/m²a. Eine Ertragssteigerung durch Optimierungen des Netzbetriebs auf bis zu 305 kWh/m²a scheint realistisch. Die damit erreichbaren solaren Wärmegestehungskosten liegen bei 8,7 Ct/kWh.
- Die Anlage zur reinen Trinkwasservorwärmung kann aufgrund der Dimensionierung mit ca. 15 % Deckungsanteil hohe Erträge von 595 kWh/m²a bei Wärmegestehungskosten von 8,5 Ct/kWh erreichen.
- Die beiden Anlagen zur kombinieren Nutzung erreichen Erträge von 364 kWh/m²a im Falle der Südausrichtung und 346 kWh/m²a für die

Westausrichtung und die zusätzlich integrierten Vakuumröhrenkollektoren. Dabei werden lokale Warmwasserdeckungsanteile von 73 % bzw. 49 % erreicht. In den Sommermonaten steigt die Deckung auf bis zu 140 %. Die installierte Überschusseinspeisung führt dabei die Wärme zuverlässig in das Wärmenetz ab und die erreichbaren Wärmegestehungskosten liegen bei 10,4 Ct/kWh bzw. 8,3 Ct/kWh.

Wichtig für die Integration und den Betrieb solcher Anlagen ist, im Falle einer Einspeisung in das Wärmenetz, eine angepasste Betriebsweise des Netzes. Dabei ist auf möglichst geringe Vorlauftemperaturen zu achten und eine Volumenstromregelung vorzusehen, die eine hohe Auskühlung in den Unterstationen ermöglicht. Nur so können an den Rücklauf angebundene Solarthermieanlagen ausreichend hohe Erträge erwirtschaften.

1 Konzeptentwicklung und Auslegung

1.1 Beschreibung des vorhandenen Wärmenetzes

Für die Umsetzung wurde das in Abbildung 6 dargestellte Objekt ausgewählt. Ausschlaggebend hierfür waren die ungünstige Struktur, insbesondere das Gebäudealter und der damit einhergehende hohe Wärmeverbrauch. So sollte die Umsetzbarkeit eines derartigen Vorhabens auch unter den hier vorliegenden erschwerten Rahmenbedingungen nachgewiesen werden. Darüber hinaus bietet die Versorgung des Quartiers mit Gas – gegenüber der weit verbreiteten Fernwärmeanschlüsse oder Blockheizkraftwerke vieler anderer Objekte – ein hohes CO₂-Einsparpotenzial. PV-Flächen sind nur in begrenztem Maße vorhanden, sodass für solarthermische Installationen ausreichend Dachflächen zur Verfügung standen.

Das Objekt besteht aus insgesamt 14 Gebäuden, welche über 8 Unterstationen mittels eines 2-Leiter-Systems aus dem Wärmenetz versorgt werden. Einige Gebäude werden mittels eines 4-Leiter Subnetzes aus dem Nachbargebäude versorgt. In der Hindenburgstraße 57, im äußersten Südosten des Quartiers, ist die Heizzentrale des Wärmenetzes untergebracht, die aus 3 Gaskesseln mit einer Gesamtleistung von 1.945 kW besteht. Die Trassenlänge des Wärmenetzes beträgt ca. 500 m. Abbildung 1 zeigt eine Aufnahme des Viertels vom Dach der Hindenburgstraße 57. Gut zu erkennen sind hier die steilen Satteldächer (ca. 40° Neigung) mit Ziegeleindeckung, über die die meisten der angeschlossenen Gebäude verfügen. Diese haben mit einer Ausnahme eine Ost-West-Ausrichtung. Dazwischen befinden sich drei Gebäude mit flacheren Blechfalz-Satteldächern (10° Neigung in Ost-West- als auch Nord-Süd-Ausrichtung). Die Hindenburgstraße 57 verfügt als einziges Gebäude über ein Blechfalz-Flachdach. Das Dach der Hindemithstraße 8 war bereits mit einer bestehenden Solarthermieanlage zur Warmwasserbereitung und einer Photovoltaikanlage voll belegt. Ebenso waren in der Schubertstraße 12 und der Schubertstraße 21 kleinere Solarthermieanlagen zu lokalen Trinkwasservorwärmung vorhanden. In den Gebäuden sind, entsprechend der Bauweise der 50er Jahre, überwiegend sehr eingeschränkte Platzverhältnisse in den Heizungskellern

vorzufinden, sodass eine Nachrüstung weiterer heizungstechnischer Komponenten schwer möglich ist.



Abbildung 1: Aufnahme des Viertels Richtung Nordwest mit älteren Gebäuden (Ziegeldach) und neueren Gebäuden (Blechfalzdach)

Die eingeschränkten Platzverhältnisse sowie die ungünstigen Dachausrichtungen in den meisten Gebäuden führten zu einer Fokussierung auf wenige potenzielle Solarthermieanlagen. Hierbei handelt es sich um die Gebäude Hindenburgstraße 57 (HB57), Hindenburgstraße 36 (HB36), Schubertstraße 12 (SB12) und Schubertstraße 21 (SB21). Unter diesen ist in der Hindenburgstraße 57 bedingt durch die hohe Anzahl an Wohneinheiten ein hoher Wärmeverbrauch vorzufinden. Schubertstraße 12 und 21 sind neuere Gebäude mit weniger Wohneinheiten, die um die Jahrtausendwende errichtet wurden. Hier fallen aufgrund der geringeren Bewohneranzahl der Warmwasserverbrauch und durch den höheren energetischen Standard der Gebäudehülle insbesondere der Raumwärmeverbrauch deutlich geringer aus. Das Objekt Hindenburgstraße 36 stammt, wie die restlichen Gebäude, aus den 50er Jahren und verfügt wie einige andere Gebäude über keine eigene Unterstation, sondern wird vom Nachbargebäude über ein 4-Leiter-Netz versorgt.

Der Aufbau der Unterstationen ist in allen Gebäuden im Wesentlichen identisch. Es findet eine direkte Anbindung an das Nahwärmenetz ohne dazwischengeschalteten Plattenwärmetauscher statt. Die in den Objekten verbauten Radiatorheizungen werden also unmittelbar vom Heizwasser des Wärmenetzes durchströmt. Eine Variation der Regelung der Temperatur im Wärmenetz selbst findet nicht statt. Die Vorlauftemperatur der Raumheizung in den einzelnen Gebäuden wird jedoch über eine Rücklaufbeimischung in der Unterstation geregelt. Die Beladung des in allen Unterstationen vorhandenen Trinkwarmwasserspeichers erfolgt über im Speicher integrierte Rohrwärmetauscher beziehungsweise über ein Tank-in-Tank-System.

1.2 Konzeptionelle Möglichkeiten der Einbindung

Für die Nachrüstung solarthermischer Anlagen in bestehende Geschosswohnungsbauten bieten sich verschiedene Anlagenkonzepte an. Grundsätzlich kann unterschieden werden in Anlagen zur reinen Trinkwasserbereitung, zur Heizungsunterstützung und zur Einspeisung der Energie in ein angeschlossenes Nahwärmenetz (Abbildung 2). Hierbei stehen für dezentrale Anlagen als gängigste Möglichkeiten die Einspeisung der Solarwärme auf dem Temperaturniveau des Netzvorlaufs (Vorlauf-Vorlauf beziehungsweise Rücklauf-Vorlauf Einspeisung) oder in Form einer Einspeisung auf Rücklauf-Temperaturniveau (Rücklauf-Rücklauf Einspeisung beziehungsweise Vorlauf-Rücklauf Einspeisung) zur Verfügung. Für unmittelbar in die Heizzentrale integrierte Kollektorfelder kann analog eine Parallelschaltung zum konventionellen Erzeuger oder eine Vorwärmung des Rücklaufs mit anschließender Temperaturerhöhung durch die Nachheizung (serielle Einbindung) stattfinden.

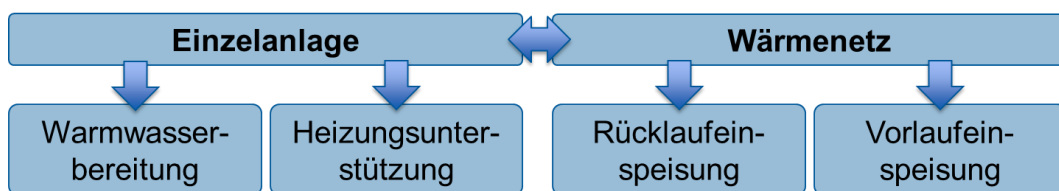


Abbildung 2: Mögliche Anlagenkonzepte

Basierend auf den Ergebnissen einer simulationsbasierten Voruntersuchung und unter Berücksichtigung der beschränkten verfügbaren Dachflächen wurde entschieden, den Fokus auf die Anbindung der Anlagen an die Trinkwarmwasserbereitung zu setzen. Darüber hinaus mussten die Konzepte bzgl. der Dimensionierung an die bestehenden Randbedingungen angepasst werden. Ziel bei der Auswahl der Konzepte war in erster Linie eine kostengünstige und einfach umzusetzende Nachrüstlösung für möglichst viele bestehende Wärmenetze im urbanen Umfeld zu finden.

Für die Hindenburgstraße 36 (in der keine Unterstation vorhanden ist) wurde eine einfache Rücklaufeinspeisung in das Wärmenetz untersucht, die in Abbildung 3 dargestellt ist. Da die GWG sowohl die Gebäude, als auch die Solaranlagen und das Wärmenetz betreibt, ergibt sich hier im Gegensatz zur Einspeisung in ein fremdbetriebenes Wärmenetz kein Konflikt bzgl. der Aufteilung von Erträgen und Verlusten auf Anlagen- und Netzbetreiber. Das Wärmenetz wurde bisher mit einer Vorlauftemperatur von 80 °C betrieben. Die Rücklauftemperatur lag je nach Auslastung zwischen 60 und 70 °C. Durch die reine Rücklaufeinbindung kann dieses für solarthermische Anlagen relativ hohe Temperaturniveau gegenüber einer Einspeisung in den Netzvorlauf teilweise kompensiert werden, da bereits Kollektortemperaturniveaus ab ca. 65 °C zu einem Nutzwärmeertrag führen. Bei allen Konzepten wurden Citrin Solar Flachkollektoren vom Typ CS500 bzw. CS550 für die Quermontage sowie das Trennsystem XL verwendet.

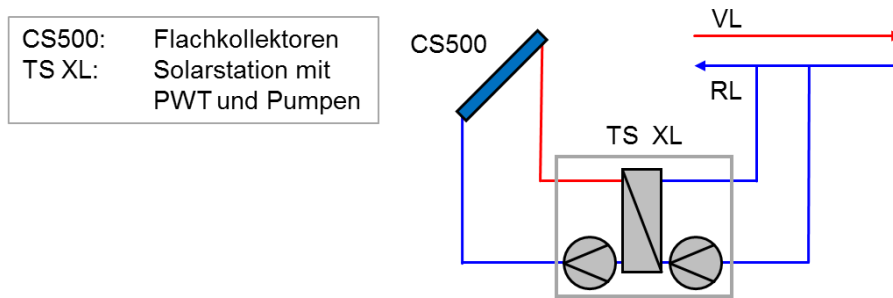


Abbildung 3: Anlagenschema zur Einspeisung in den Wärmenetzrücklauf

Da im 9-stöckigen Gebäude Hindenburgstraße 57 das Verhältnis von Dachfläche zu Wärmeverbrauch gering ist, stand eine reine Trinkwasseranlage im Fokus. Wie bei den bereits vorhandenen Solarthermieanlagen der Wohnungsbaugesellschaft stellt der Einsatz eines Vorwärmers hierfür eine effiziente Lösung dar. Im Gegensatz zu den Bestandsanlagen wurde jedoch auf die Verwendung eines Trinkwasserspeicher für diesen Zweck verzichtet und stattdessen ein Hygiene-Pufferspeicher mit Edelstahl-Wellrohrwärmetauscher eingesetzt. Hierdurch wird die Reduktion der Anlagenerträge durch die täglich durchzuführende thermische Desinfektion minimiert. Obwohl das Trinkwasservolumen innerhalb der Wellrohre lediglich 60 l beträgt und damit eine sehr kurze Verweildauer im Vorwärmerspeicher gegeben ist, wurde aus Sicherheitsgründen eine Umwälzung vorgesehen (Abbildung 4). Gegenüber einem Pufferspeicher mit Frischwasserstation bietet dieser Ansatz zusätzliche eine geringere Komplexität der Regelung sowie einen niedrigeren Stromverbrauch durch die Zwangsdurchströmung des Rohrwärmetauschers bei Wasserzapfung.

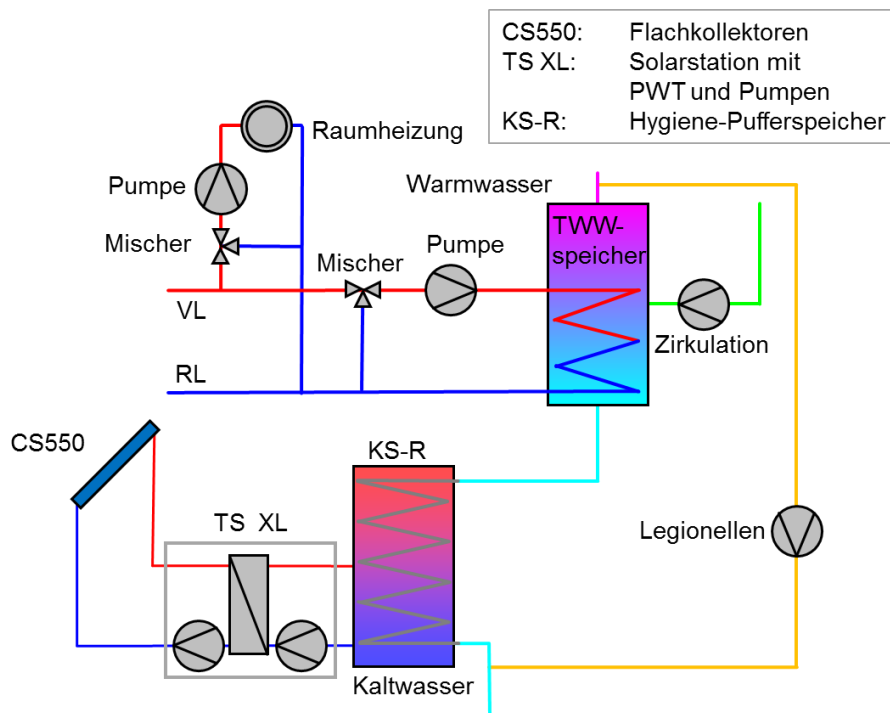


Abbildung 4: Anlagenschema zur lokalen Trinkwasservorwärmung

Die Objekte Schubertstraße 12 und 21 sind, abgesehen von Dachausrichtung und Anzahl der Wohneinheiten, sehr ähnlich aufgebaut. In beiden Gebäuden ist eine Bestandsanlage vorhanden, die aus einem 750 l Vorwärm Speicher und 21 m² Vakuumröhrenkollektoren im Falle der Schubertstraße 12 bzw. 17 m² Flachkollektoren in der Schubertstraße 21 bestehen. In diesen Gebäuden ist das Verhältnis von Dachfläche zu Wärmeverbrauch deutlich höher als in der Hindenburgstraße 57. So stellt sich bei Ausnutzung der vorhandenen Dachflächen im Sommer schnell ein Überschuss an Solarwärme ein. Die naheliegende Lösung war daher, die Bestandsanlagen zur lokalen Trinkwasservorwärmung zu optimieren bzw. zu erweitern und die Überschüsse analog der Anlage in der Hindenburgstraße 36 in das Wärmenetz einzuspeisen. Auf eine Heizungsunterstützung wurde verzichtet, da die Überschüsse vor allem im Sommer entstehen und dann im Heizungssystem nicht genutzt werden können. Das Hydraulikschema dieses Konzepts ist in Abbildung 5 dargestellt. Bei anfallenden solaren Überschüssen wird der Pufferspeicher über eine zusätzliche Einspeisepumpe in den Netzurücklauf entladen. Damit wird eine Stagnation der Anlage vermieden und trotz Überdimensionierung ein durchgehender Betrieb während des Sommers gewährleistet. Im Winter erhöht sich entsprechend der Deckungsanteil der Anlage bei der Trinkwassererwärmung.

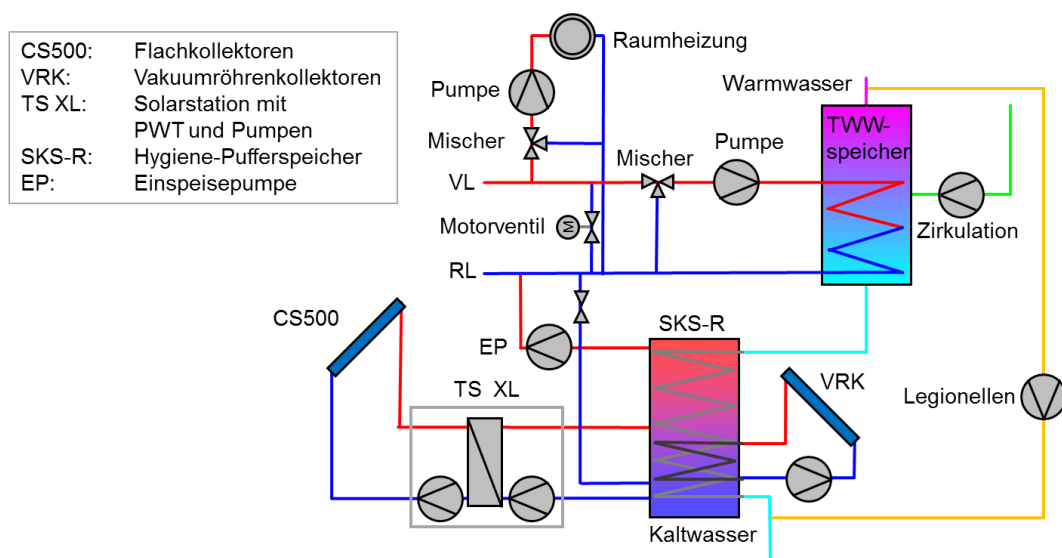


Abbildung 5: Anlagenschema zur kombinierten Vor-Ort-Nutzung solarer Erträge und Einspeisung von Überschüssen

1.3 Aufbau der realen Anlagen

Bei Aufbau und Inbetriebnahme der Anlagen stellten sich als größte Herausforderungen weniger die anlagentechnischen Aspekte als vielmehr die baulichen und organisatorischen Rahmenbedingungen heraus. So führte ein durch den aktuellen Boom im Baugewerbe und der Notwendigkeit, Unterkünfte für Geflüchtete bereitzustellen, hervorgerufener Engpass an verfügbaren MitarbeiterInnen seitens der GWG sowie bei externen Handwerksbetrieben, zu Verzögerungen von mehreren Monaten. Ein weiterer Aspekt war die Kollektormontage auf den Dächern. Auf dem Ziegeldach der Hindenburgstraße 36 stellte, nach einer durch Arbeiten an der Stromversorgung hervorgerufenen Verzögerung (ein Strommast musste entfernt und

der Hausanschluss in den Keller verlegt werden), die Befestigung der Kollektoren selbst kein Problem dar. Hingegen führten durch frühere Erfahrungen mit Photovoltaikanlagen hervorgerufene Zweifel an der dauerhaften Dachdichtheit nach Installation der Kollektorfelder zu einer zeitlichen Verschiebung der Kollektormontage bei den Blechfalzdächern von Schubertstraße 12 und Schubertstraße 21. Diese konnten schließlich durch eine Garantiezusage des Lieferanten der Unterkonstruktion ausgeräumt werden. Aufgrund der in die Jahre gekommenen und nicht genauer dokumentierten Konstruktion des Flachdachs der Hindenburgstraße 57 wurde im Zuge der Installation der Kollektorfelder eine Dacherneuerung durchgeführt. Die Kollektorkreisverrohrung wurde bei drei Gebäuden an der Fassade in den Keller geführt, um Kernbohrungen im Gebäude und damit einhergehende Herausforderungen, wie zum Beispiel beim Brandschutz und der Belästigung der MieterInnen zu umgehen. In der Hindenburgstraße 36 konnte ein nicht mehr genutzter Schornstein für die Rohrführung verwendet werden, was für diesen Zweck einen häufig vorzufindenden Vorteil älterer Geschosswohnungsbauten darstellt.

Die nach dem vollständigen hydraulischen Aufbau durchgeführte Inbetriebnahme der Anlagen selbst gestaltete sich weitestgehend reibungslos. Ein erhöhter Arbeits- und Zeitaufwand entstand lediglich durch die umfangreiche Messtechnikausrüstung, die für die wissenschaftliche Begleituntersuchung mitinstalliert und konfiguriert werden musste.

Erwähnenswert ist der geringe Platzbedarf der reinen Netzeinspeisung in der Hindenburgstraße 36, der in dieser Form die Erschließung vieler weiterer Gebäude möglich machen könnte. In den beiden Objekten in der Schubertstraße konnte der Raum der bereits vorhandenen Vorwärm- und Bereitschaftsspeicher für die neuen Pufferspeicher und die Solarstationen verwendet werden. In der Hindenburgstraße 57 wurde wiederum durch die Demontage eines alten und nicht mehr genutzten Notstromaggregats der Platz für die Speicher und die sonstige Systemtechnik im Keller geschaffen.

1.4 Messtechnikkonzept

Abbildung 6 zeigt das Wärmenetz mit den umgesetzten Messpunkten. Weiß hervorgehoben sind dabei die Solarthermieanlagen mit umfangreicher Überwachung aller Energieströme im Gebäude. In Gelb sind die Messungen an den Unterstationen des Netzes dargestellt, die lediglich über Clamp-On-Messtechnik erfolgt.

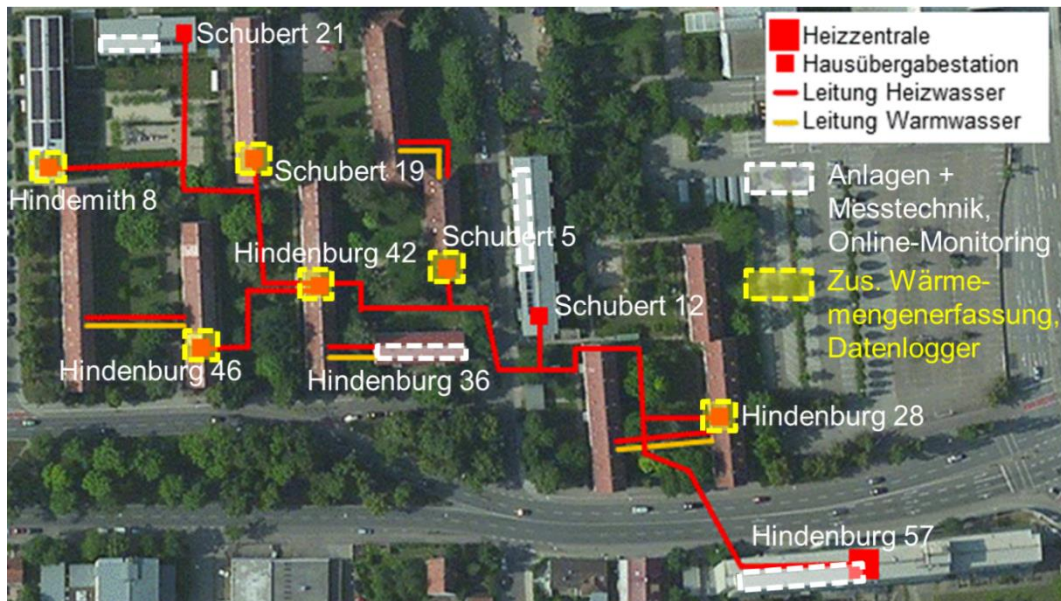


Abbildung 6: Messstellen im Untersuchungsobjekt

In den Objekten mit Solarthermieanlagen ist ein Echtzeitmonitoring mit Online-Zugriff auf die Anlagendaten verfügbar. Hier wurde deshalb eine Internetverbindung der Datenlogger über einen Router aufgebaut. Die Überwachung erfolgt über die Online-Plattform VBus.net von RESOL, die im Rahmen des Projekts um Funktionen zur Wärmemengenaufzeichnung erweitert wurde. Die in den Anlagen aufgezeichneten Daten beinhalten:

- Erfassung aller Wärmeströme in den Anlagen
 - Abnahme/Einspeisung Wärmenetz
 - Verbrauch Raumwärme
 - Verbrauch Warmwasser
 - Verbrauch Zirkulation
 - Ertrag Kollektorkreis
 - Ertrag Solaranlage
- Erfassung Stromaufnahme Pumpen und Regelung
- Einstrahlungssensoren in Kollektorebene (40° Süd und 10° West) auf Hindenburgstraße 57 und Schubertstraße 12
- Außentemperatur, solare Einstrahlung, Windgeschwindigkeiten durch Wetterstation an der THI
- Überwachung Kollektorfeld Schubertstraße 12 mit Kamera

In den so ausgestatteten Gebäuden ist damit eine zeitaufgelöste Bilanzierung aller Wärmeströme möglich. Diese Aufzeichnung erfolgt im 5-Minuten-Intervall, kann bei Bedarf jedoch auch weiter reduziert werden, um höher aufgelöste Verläufe der Messgrößen zu erhalten. Um den Verbrauch an elektrischer Energie zu erfassen und somit auf die Arbeitszahl zurückrechnen zu können, wurden die neu installierten Regler, Pumpen und Ventile der Anlagen über einen eignen Stromzähler angeschlossen. Dieser erlaubt über einen Impulsausgang ebenfalls ein kontinuierliches Aufzeichnen der Momentanleistungen. Die Ermittlung der solaren

Nutzungsgrade wird über die Verwendung von Pyranometern in den beiden vorhandenen Kollektorebenen (40° Süd und 10° West) sichergestellt. Darüber hinaus stehen Informationen von der Wetterstation der *THI* zur Verfügung, welche sich lediglich einen Kilometer Luftlinie von der Heizzentrale des Wärmenetzes entfernt befindet. Um genauere Erkenntnisse über das Beschlag- bzw. Belüftungsverhalten der sehr flach geneigten Kollektoren auf dem Dach der Schubertstraße 12 zu gewinnen, wurde dieses Kollektorfeld zusätzlich mit einer Kamera ausgestattet.

1.5 Monitoringkonzept für Betreiber

Um dem Betreiber die Auswertung und Interpretation der Messergebnisse zu erleichtern, wurde ein angepasstes Monitoringkonzept und ein zugehöriger Monitoringprozess entwickelt. Hierbei wurde besonderer Wert auf die Einfachheit der Benutzung und die Aussagekraft der Ergebnisse gelegt. Um die Anwendung auch für ungeübte Nutzer zu ermöglichen, wurde eine Realisierung des Monitoringkonzepts in Excel gewählt. Die für das Monitoringkonzept benötigten Makros wurden in der Programmiersprache Visual Basic for Applications (VBA) umgesetzt. Excel stellt eine geeignete Lösung dar, da das Programm sehr weit verbreitet ist und viele Personen bereits Erfahrungen im Umgang mit Excel haben. Ein weiterer Vorteil, den Excel bietet, ist, dass sich die Arbeitsmappen sehr leicht auf veränderte Anforderungen anpassen lassen. Bei Bedarf lassen sich ohne große Vorkenntnisse zum Beispiel weitere Diagramme und Tabellenblätter erstellen oder Werte berechnen. Das erstellte und umgesetzte Monitoringkonzept ist teilautomatisiert. Das bedeutet, dass die programmierten Makros einen Großteil der Arbeit übernehmen, gewisse Tätigkeiten jedoch noch vom Benutzer ausgeführt werden müssen. Die beiden wichtigen Aspekte des Monitoringkonzepts sind Ertragsüberwachung und Funktionskontrolle. Die Ertragsüberwachung basiert auf dem Prinzip des Soll-Ist-Vergleichs. Dabei werden die tatsächlich erzeugten Ist-Erträge mit berechneten Soll-Erträgen in Form einer Regressionsgerade (Ertrag über Einstrahlung) tageweise verglichen. Bei der Funktionskontrolle geht es darum, Fehlzustände zu erkennen. Dazu wird geprüft, ob sich die Sensorwerte innerhalb eines definierten Bereichs befinden. Nachdem die Sensorwerte mit diesem Bereich abgeglichen wurden, wird ausgegeben, ob die Anlage im Sollbereich arbeitet, oder eventuell Sensorfehler vorliegen.

Neben dieser Auswertung steht durch die Weiterentwicklung des Online-Monitorings durch die gemeinsame Entwicklung von *Citrin Solar* und *RESOL* eine weitere Möglichkeit zur Verfügung, die Anlagen zu überwachen. Hier können neben Diagrammen der wesentlichen Betriebsparameter und der täglichen Erträge Live-Systeme visualisiert und Fehlerbenachrichtigungen ausgegeben werden (Abbildung 7). Die über VBus.net ausgelesenen Daten dienen ebenfalls als Eingabedaten für das Excel-basierte Monitoringtool.

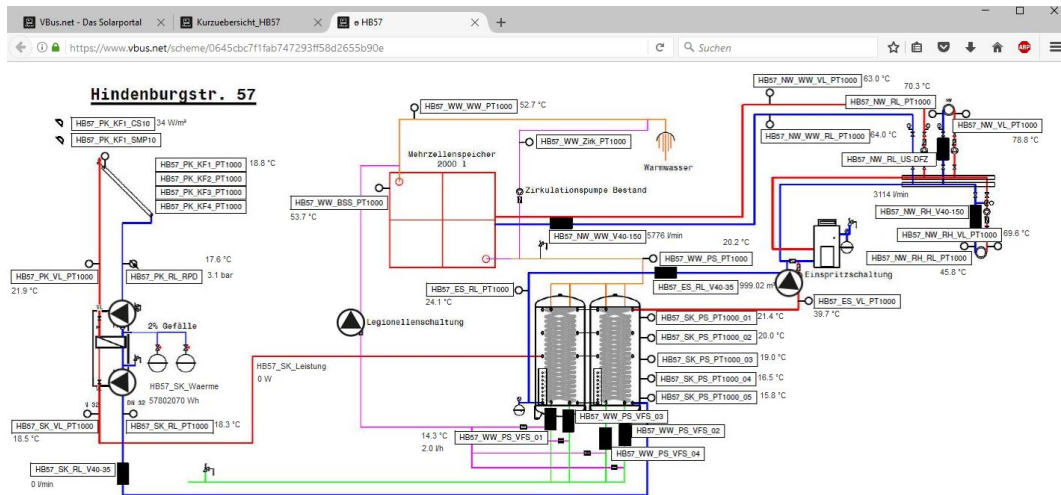


Abbildung 7: Live-System der Hindenburgstraße 57 in VBus.net mit aktuellen Messwerten

2 Messtechnische Untersuchung

Nachfolgend werden Messergebnisse dargestellt, die während der ersten Betriebsmonate der Anlagen aufgezeichnet wurden. Diese dienen zur Beurteilung der in Realität erreichten Erträge sowie des Systemverhaltens.

Hindenburgstraße 36

Die Anlage in der Hindenburgstraße 36 ging im November 2016 in Betrieb. Da es sich beim hier umgesetzten Konzept um eine reine Einspeisung in das Wärmenetz handelt, sind deutlich höhere Kollektortemperaturen nötig, um einen Solarertrag zu erzielen. Abbildung 8 zeigt die tagesweisen Solarerträge in Abhängigkeit der Einstrahlung je Quadratmeter Kollektorfläche für die Auslegungssimulation sowie die bis einschließlich Mai aufgezeichneten Messwerte. Im betrachteten Messzeitraum werden während des Winters (rot markiert) meist Erträge in der unteren Hälfte des Erwartungskorridors der Auslegungssimulation (graue Punkte) erreicht. Bei steigenden Außentemperaturen und Einstrahlungswerten ab dem Frühjahr sind deutlich höhere Erträge zu beobachten (grün markiert). Zu erkennen ist auch, dass bei täglichen Einstrahlungswerten unterhalb von 1,5 kWh/m² kein Ertrag erzielt wird. Der Betrieb der Anlage läuft jedoch, nicht zuletzt durch den einfachen hydraulischen Aufbau und die damit einhergehende einfache Regelung, ohne Komplikationen und erfüllt damit nach bisherigen Erfahrungen den Anspruch der GWG nach einem simplen und wenig störanfälligen Konzept.

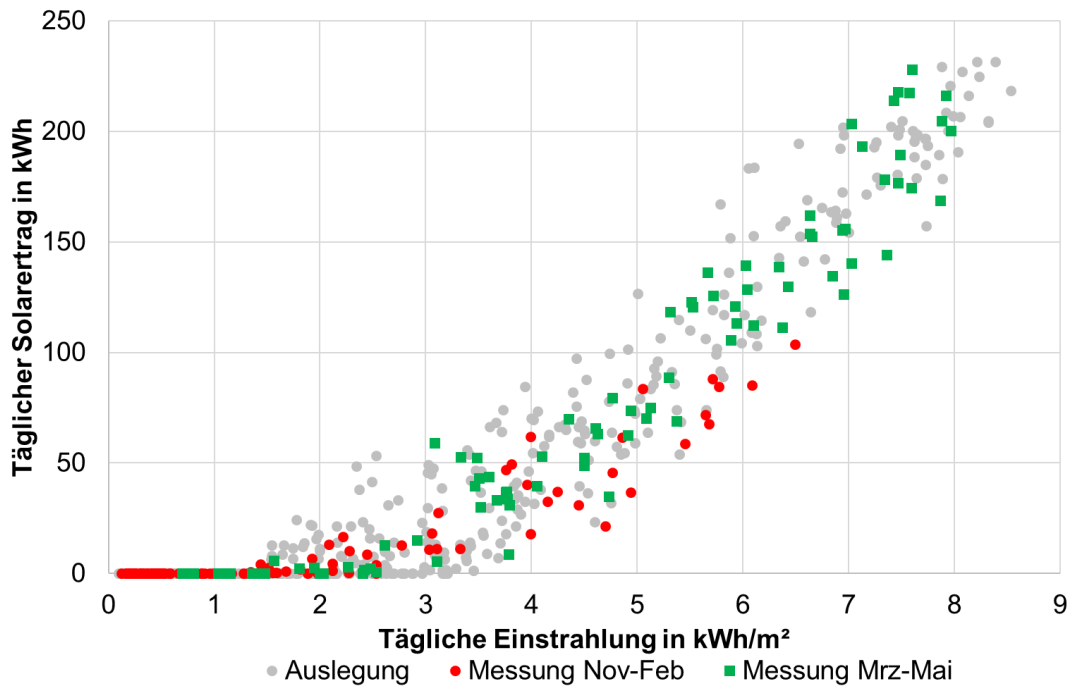


Abbildung 8: HB36 Tageserträge Auslegung (gesamtes Jahr) und Messung vom 07.11.2016 bis 28.05.2017

Hindenburgstraße 57

Die grauen Punkte in Abbildung 9 stellen die während der Auslegung simulierten Erträge, die roten Punkte die tatsächlichen Messwerte im Zeitraum vom 07.11.2016 bis 31.01.2017 dar. Hier ist zu erkennen, dass die Messwerte deutlich unter der Punktwolke der Erwartungswerte liegen. Dies lässt sich über die Regelung der thermischen Desinfektion erklären. Zu Beginn des Anlagenbetriebs wurde eine tägliche Aufheizung des gesamten Pufferspeichers durchgeführt, was dessen Temperatur bis in die Morgenstunden erhöhte und damit, vor allem im Winter, zu entsprechend geringeren Erträgen führte. Nach Umstellung der thermischen Desinfektion auf ein kurzes Durchspülen der Leitungen haben sich die solaren Erträge deutlich verbessert. Dies ist an den grünen Punkten im Graph zu erkennen, welche die Messwerte vom 01.02.2017 bis zum 28.05.2017 darstellen. Diese liegen in etwa im Erwartungsbereich der Anlagenauslegung. Ein Offset nach unten lässt sich mit im Jahresmittel etwa 3 °C höheren Kaltwassertemperaturen erklären, als während der Auslegung angenommen wurde.

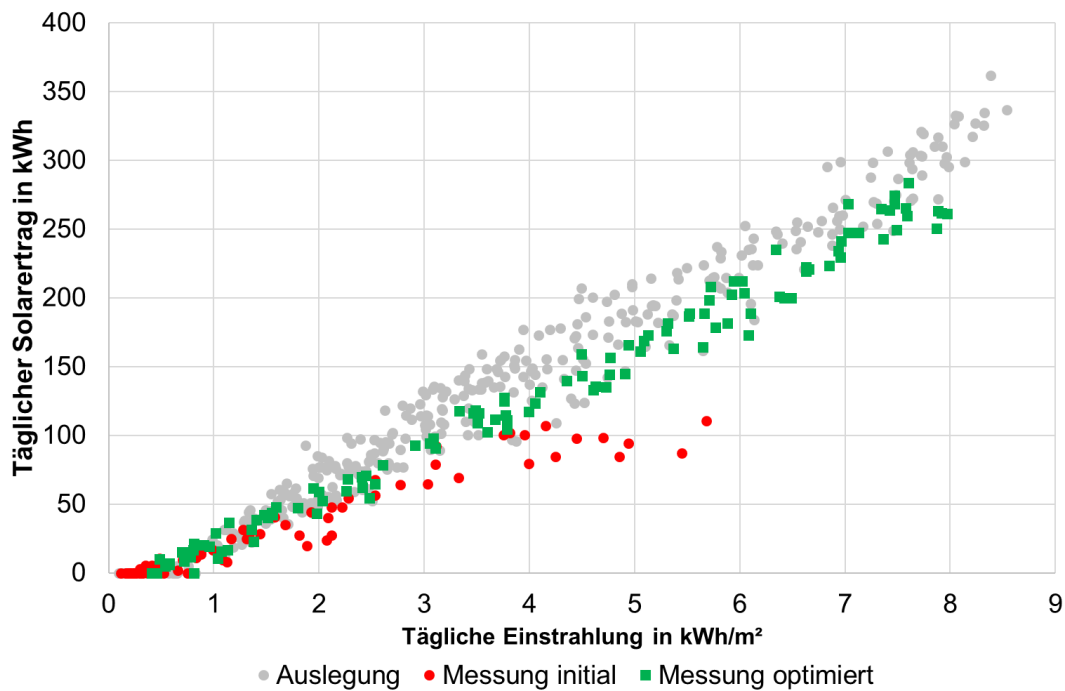


Abbildung 9: HB57 Tageserträge Auslegung (gesamtes Jahr) und Messungen vom 07.11.2016 bis 31.01.2017 (rot) sowie nach Umstellung der thermischen Desinfektion vom 01.02.2017 bis 28.05.2017 (grün)

Um einer Überhitzung des Pufferspeichers vorzubeugen, wurden sowohl eine über die Legionellenpumpe erzwungene Umschichtung von warmem Trinkwasser aus dem Pufferspeicher in den Bereitschaftsspeicher, als auch die Möglichkeit der Abgabe in die Rücklaufleitung der Nahwärme direkt vor den Gaskesseln in der Heizzentrale vorgesehen. Letztere sollte nach den Simulationsergebnissen nie zum Einsatz kommen müssen, wurde aber als zusätzliches Backup integriert. Die Auswertung der Messergebnisse im bisherigen Anlagenbetrieb zeigen, dass die Realität der Vorhersage entspricht. Es wurden keine Pufferspeichertemperaturen jenseits der 80 °C erreicht. Die wenigen kurzen Temperaturspitzen wurden von der Umschichtung über die Legionellenpumpe abgefangen.

Schubertstraße 21

Zur Schubertstraße 12 unterscheidet sich die Schubertstraße 21 lediglich durch die Ausrichtung nach Süden, das Fehlen der zusätzlichen Vakuumröhrenkollektoren sowie der Tatsache, dass ein 1 m³ Pufferspeicher statt zweier verbaut sind. Da beide Anlagen das gleiche Konzept verfolgen wird hier exemplarisch nur die Schubertstraße 21 vorgestellt. Die ebenfalls im November 2016 in Betrieb genommene Anlage arbeitete zu Beginn ohne Schwierigkeiten. In der Zeit bis Anfang Februar 2017 wurden einige Anpassungen an der Regelung vorgenommen. Darunter fällt auch die Umstellung der thermischen Desinfektion analog der Hindenburgstraße 57. Die in Abbildung 10 gezeigten Erträge fallen etwas geringer als in der Auslegung aus.

Um die Überschusseinspeisung der Anlage zu analysieren sind einige Tage Ende Februar und Anfang März 2017 interessant, an denen im Rahmen von

Wartungsarbeiten der bestehende Bereitschaftsspeicher entkalkt und hierfür die Solarthermieanlage von der Trinkwasserversorgung des Gebäudes getrennt wurde. Die in Abbildung 10 dargestellten Punkte „Abschaltung WW“, zeigen den Betrieb der Anlage während dieser Phase der reinen Netzeinspeisung. Hier konnte über den Zeitraum der Wartungsarbeiten hinweg eine längerfristige Stagnation und damit eine erhöhte Belastung des Systems vermieden werden. Es wurden dabei Solarerträge erreicht, die in etwa der Hälfte des Auslegungswerts im Normalbetrieb entsprechen. Die Temperaturschwellen für den Beginn der Einspeisung waren in diesem Objekt höher gewählt als in der Hindenburgstraße 36, da bevorzugt eine lokale Nutzung der solaren Wärme stattfinden sollte. Daher fallen die Erträge in diesem Betriebszustand vergleichsweise geringer aus. Einzelne Ausreißer unter den Messpunkten sind durch Arbeiten an der Anlage beziehungsweise Regelung und Messdatenaufzeichnung und damit einhergehender Ungenauigkeiten an diesen Tagen zu erklären.

Während die Überschusseinspeisung bis März ohne Probleme funktionierte, stellten sich bei steigenden Außentemperaturen erhöhte Abweichungen von den Erwartungswerten ein (eingekreiste Punkte rechts unten in Abbildung 10). Eine genauere Analyse zeigte, dass bei fehlender Durchströmung der Raumheizung des Gebäudes kein genügend hoher Durchfluss durch den Netzeinspeisekreis entstand. Dies sollte eigentlich durch ein Öffnen eines zusätzlich eingebauten Motorstellventils zwischen Vorlauf und Rücklauf im Gebäude kompensiert werden. Bei einer fehlenden Durchströmung der Unterstation und einer darauffolgenden Temperaturerhöhung im Einspeisekreis, sollte dieses stufenweise auffahren und damit einen Durchfluss aus dem Netzvorlauf ermöglichen, um die Temperatur im Einspeisekreis auf einem vorgegebenen Niveau zu halten.

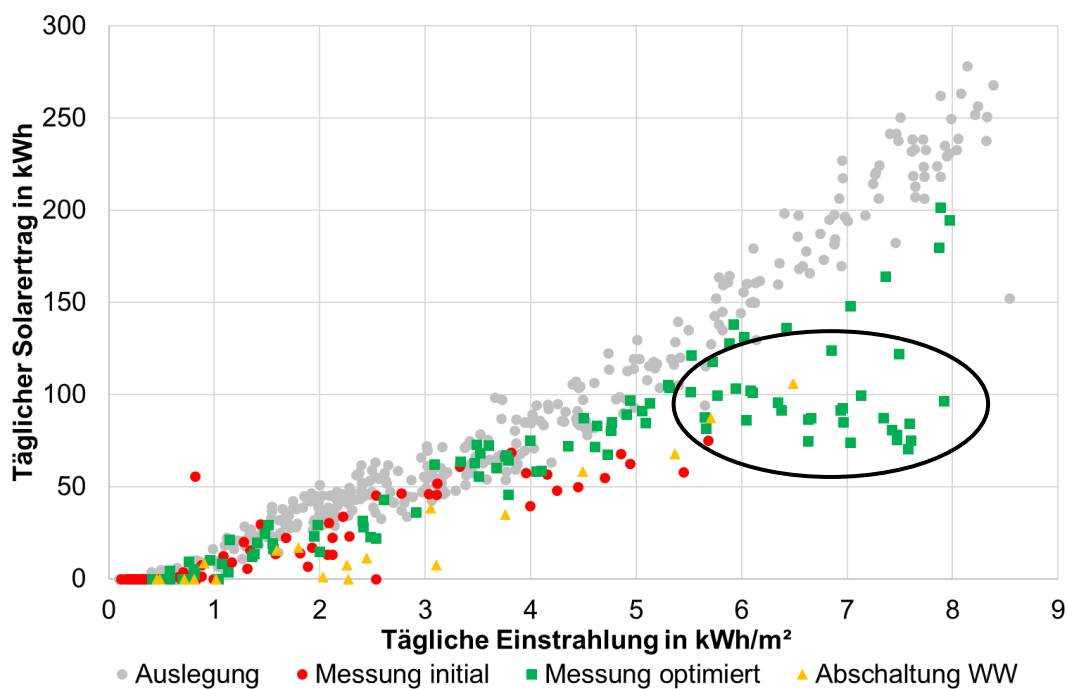


Abbildung 10: SB21 Tageserträge Auslegung (gesamtes Jahr) und Messungen vom 07.11.2016 bis 31.01.2017 (rot) sowie nach Umstellung der thermischen Desinfektion vom 01.02.2017 bis 28.05.2017 (grün bzw. gelb)

Eine Begutachtung der Anlage vor Ort zeigte, dass zwischen Entnahme und Einspeisung aus dem Rücklauf eine Rückschlagklappe eingebaut wurde, welche hier nicht geplant war. Diese verhindert in diesem kurzen Rohrstück eine rückwärtige Durchströmung durch die Einspeisepumpe. Um das Problem zu umgehen, wurde die Regelung des Motorventils abgeändert, sodass nicht mehr eine Solltemperatur in der Einspeiseleitung gehalten wird, sondern eine Solltemperatur im Pufferspeicher. Wenn der oberste Speichersensor 90 °C überschreitet, fährt das Ventil intervallweise auf und versucht, diese Temperatur zu halten. Unter 90 °C wird es wieder geschlossen. Diese geänderte Betriebsweise erwies sich als ebenso funktionstüchtig wie die ursprünglich geplante und führte die neuesten Messwerte wieder in die Nähe des Erwartungsbereichs zurück. Die bei 90 °C gewählte Temperatur stellt eine Variante zur bevorzugten lokalen Nutzung der Erträge dar. Mit geringer gewählten Solltemperaturen können die Erträge durch eine frühere Auskühlung durch das Wärmenetz demgegenüber erhöht werden.

Darüber hinaus stellt sich die Frage, ob Temperaturen im Pufferspeicher von über 90 °C zu einer Überhitzung des nachgeschalteten Bereitschaftsspeichers führen können. Im bisherigen Betrieb ist zu beobachten, dass weder durch die Vorwärmung des Kaltwassers im Pufferspeicher, noch bei beginnender Umschichtung durch die Legionellenpumpe eine signifikante Temperaturerhöhung des Trinkwassers auf der Verbraucherseite stattfindet. Durch die Durchmischungsvorgänge im Bereitschaftsspeicher ist vielmehr eine leichte Abkühlung während der Umschichtung zu beobachten. Bei geringer eingestellten Temperaturschwellen zur Einspeisung wird die Gefahr weiter reduziert.

3 Ableitung von Optimierungsmaßnahmen

3.1 Jahressimulationen der validierten Modelle

Basierend auf den mit Messwerten validierten Modellen wurden die sich aus Jahressimulationen ergebenden Erträge ausgewertet, um einen Ausblick auf ein durchschnittliches Betriebsjahr der Realanlage geben zu können. Hierfür wurden analog zur Auslegungssimulation die mittleren Wetterdaten der Auslegung zugrunde gelegt sowie die mittleren Jahreswärmeverbräuche der Objekte. Tabelle 1 zeigt die gesamten Solarerträge der vier Anlagen in einem Betriebsjahr mit den jeweiligen lokalen Nutzungsanteilen und der Netzeinspeisung. Insgesamt werden 117.500 kWh bzw. 383 kWh/m² solare Wärme erzeugt.

Tabelle 1: Jährliche Erträge aller Solaranlagen im Wärmenetz

	Lokale Nutzung in kWh/a	Einspeisung in kWh/a
HB36	-	17.000
HB57	42.500	-
SB12	26.000	6.000
SB21	19.200	6.800
Gesamt	87.700	29.800

Hindenburgstraße 57

Bei der reinen Vorwärmung in der Hindenburgstraße 57 stellt sich ein prognostizierter Ertrag von 42.500 kWh/a bzw. 595 kWh/m²a ein. Dies liegt 10 % unter der ursprünglichen Auslegung von 658 kWh, was vor allem durch die erhöhten Kaltwassertemperaturen im Sommer und zu einem geringeren Teil durch die gegenseitige Verschattung der Kollektorfelder begründet werden kann. Trotzdem ist der Ertrag zufriedenstellend hoch und der Anlagenbetrieb bisher zuverlässig. Abbildung 11 zeigt die monatsweise prognostizierten Erträge und die Deckungsanteile am Trinkwarmwasserverbrauch des Objekts inklusive Zirkulationsverluste. Der jährliche Deckungsanteil beträgt dabei 15 %.

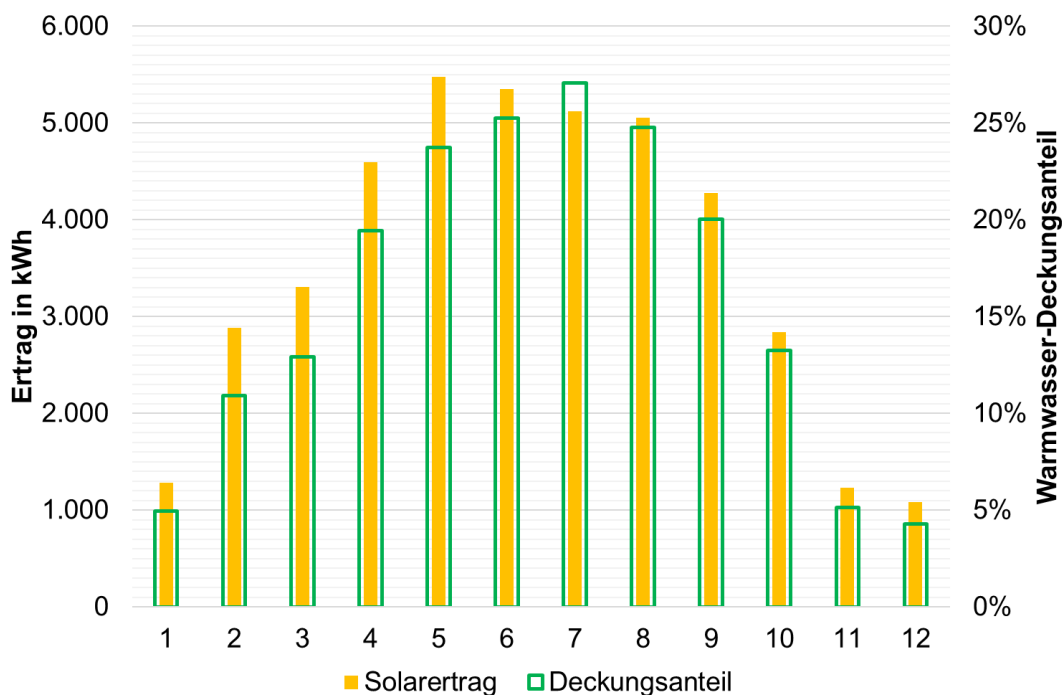


Abbildung 11: Jahresprognose des monatlichen Solarertrags und Warmwasser-Deckungsanteils HB57

Hindenburgstraße 36

Im bisherigen Messzeitraum sind aufgrund einer nicht optimal eingestellten Regelung des Wärmenetzes Rücklauftemperaturen von im Mittel 73 °C bei Vorlauftemperaturen von 78 °C zu beobachten. Bei der Auslegung wurde aufgrund der damals vorhandenen Daten im Jahresmittel von 70 °C ausgegangen, wobei die Temperaturen im derzeitigen Betrieb außerhalb der Heizperiode niedriger, während der Heizperiode jedoch höher liegen. Auch die Anhebung der Rücklauftemperatur durch eine Einspeisung der Schubertstraße 21 wirkt sich auf den Ertrag im Sommer aus. Abbildung 12 zeigt die monatsweise aufgetragenen prognostizierten Erträge der Anlage. Der Deckungsanteil am Gesamtbedarf des Quartiers liegt dabei in den einzelnen Monaten zwischen nahe null und beinahe 3 %. Über ein durchschnittliches Betriebsjahr ist von Erträgen von 17.000 kWh gegenüber den geplanten 19.800 kWh auszugehen. Dies entspricht einem spezifischen Ertrag von 238 gegenüber 276 kWh/m²a und einem Jahresdeckungsanteil von 0,4 %.

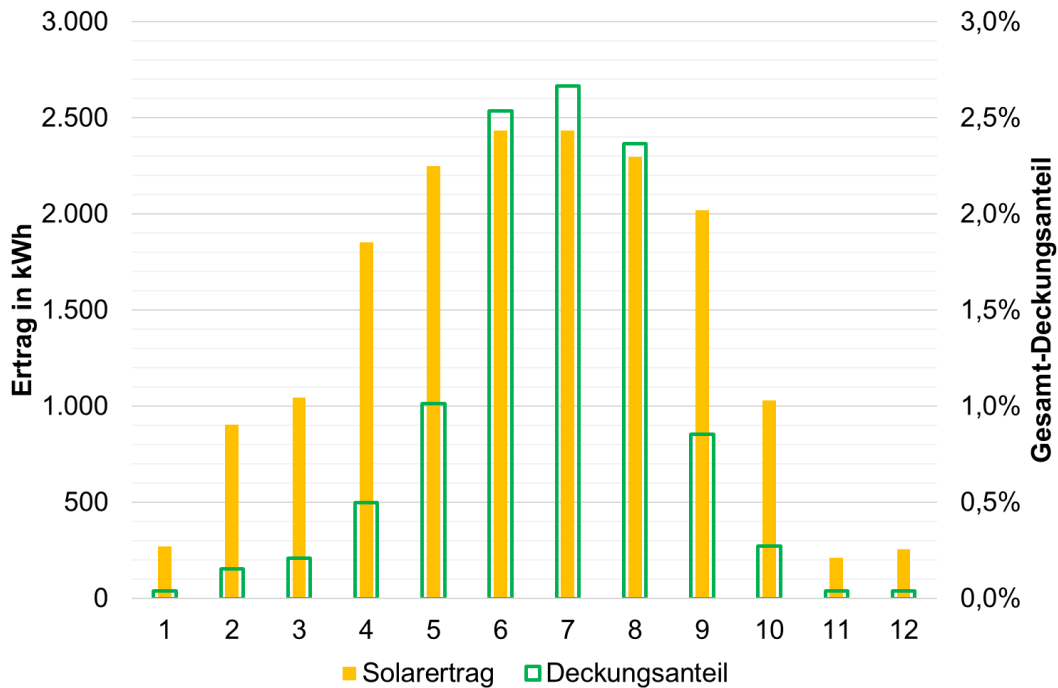


Abbildung 12: Monatliche Solarerträge Hindenburgstraße 36

Schubertstraße 12

Bei der Schubertstraße 12 ist die Aufteilung der Nutzung der Solarerträge auf Einspeisung und lokalen Verbrauch interessant. Abbildung 13 zeigt die Solarerträge sowie den lokalen Trinkwarmwasser-Deckungsanteil und die in das Wärmenetz eingespeiste Energie im Jahresverlauf. In Summe erzeugen die Flachkollektoren und die bereits vorhandenen Vakuumröhrenkollektoren 32.000 kWh bzw. 346 kWh/m²a. 6.000 kWh werden in das Wärmenetz abgegeben. Hierfür wurde eine optimierte Variante der Einspeiseregulierung angewandt, welche bereits bei Pufferspeichertemperaturen ab 75 °C arbeitet, was Nahe an den Auslegungswerten liegt. Die ersten Betriebswochen und die Modellvalidierungen erfolgten noch bei Temperaturen von 90 °C. Der Deckungsanteil in den Sommermonaten beträgt bis über 110 % des Trinkwarmwasserverbrauchs inklusive Zirkulation. Der gesamte Deckungsanteil liegt bei 49 %. Gegenüber den Auslegungswerten von 34.200 kWh reduziert sich der Ertrag um 6 %.

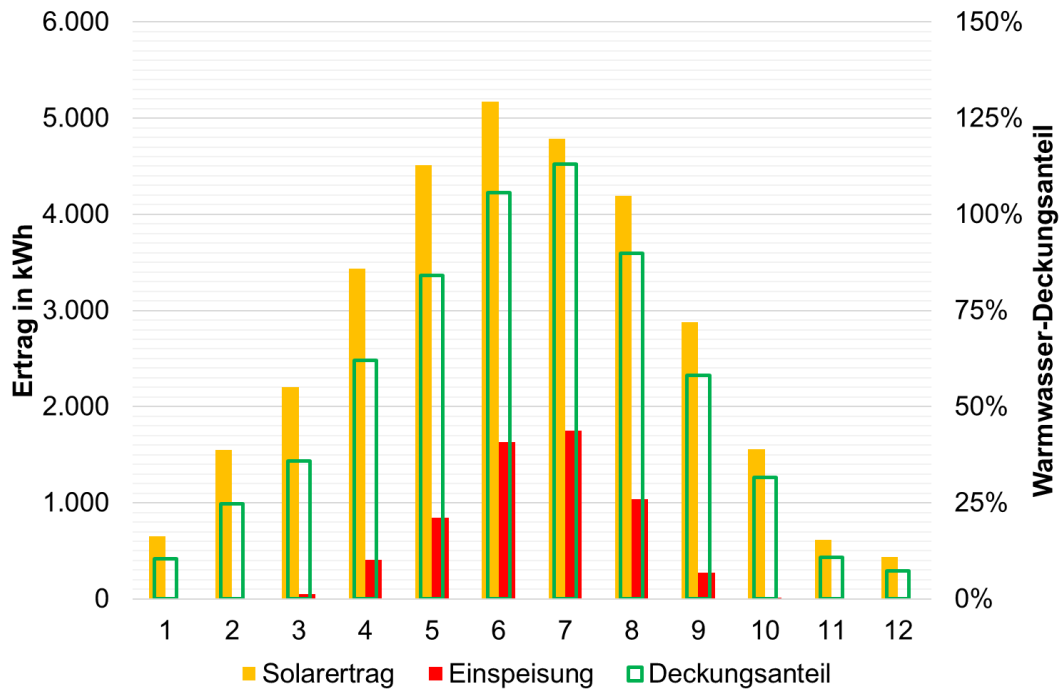


Abbildung 13: Jahresprognose des monatlichen Solarertrags, der Einspeisung in das Wärmenetz und des lokalen Warmwasser-Deckungsanteils SB12

Schubertstraße 21

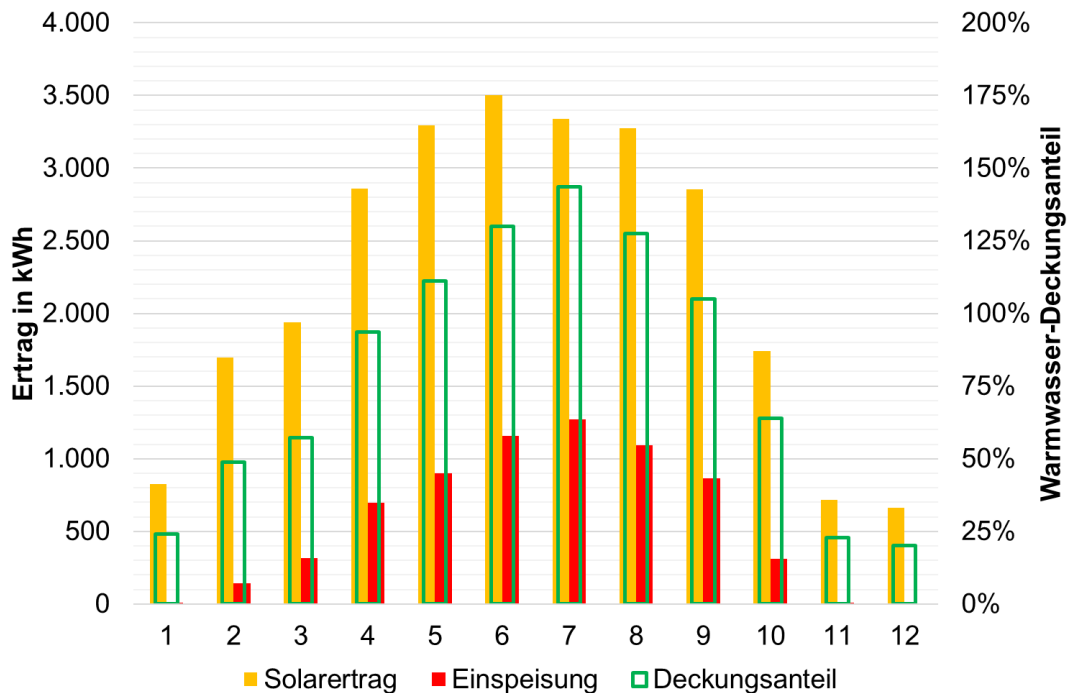


Abbildung 14: Jahresprognose des monatlichen Solarertrags, der Einspeisung in das Wärmenetz und des lokalen Warmwasser-Deckungsanteils SB21

Abbildung 14 zeigt die Solarerträge sowie den lokalen Trinkwarmwasser-Deckungsanteil und die in das Wärmenetz eingespeiste Energie im Jahresverlauf. Dabei werden von den 26.000 kWh bzw. 364 kWh/m²a, welche die Solarthermieanlage erzeugt, 6.800 kWh in das Wärmenetz abgegeben. Der Deckungsanteil in den

Sommermonaten bewegt sich teilweise im Bereich bis über 140 % des Trinkwarmwasserverbrauchs inklusive Zirkulation, der jährliche Deckungsanteil beträgt 73 %. Im Vergleich zur Auslegung mit 29.400 kWh reduziert sich der Ertrag um 12 %. Auch hier ist die erhöhte Kaltwassertemperatur hauptverantwortlich für den Minderertrag gegenüber der Auslegung.

3.2 Optimierung des Betriebs

Um die Erträge der umgesetzten Anlagen weiter zu erhöhen, können Anpassungen an der Betriebsweise des Wärmenetzes bzw. an der Regelung der Solarthermieanlagen vorgenommen werden. Wie bereits angemerkt, resultiert ein Teil der Mindererträge gegenüber der Auslegungssimulation aus der Tatsache, dass die Rücklauftemperaturen im Wärmenetz höher als erwartet sind. Dies kann zwei Gründe haben:

1. Die Vorlauftemperatur ist zu hoch gewählt oder
2. Die Massenströme im Wärmenetz sind zu hoch.

Der Vorlauf ist das gesamte Jahr über auf eine Solltemperatur von 80 °C geregelt. Dies ist ein typischer Wert für eine solche Anlage, kann aber gegebenenfalls weiter reduziert werden. Aktuelle Messwerte zeigen eine mittlere Vorlauftemperatur von 78 °C. Die Rücklauftemperatur schwankt dabei zwischen 72 und 75 °C innerhalb und außerhalb der Heizperiode. Der Volumenstrom liegt typischerweise bei 60 bis 50 m³/h innerhalb und außerhalb der Heizperiode. Auf Basis des Wärmenetzmodells wurde untersucht, wie sich eine reduzierte Vorlauftemperatur auf die Solarerträge auswirkt.

Ein noch entscheidenderer Ansatz zur Temperatursenkung im Rücklauf ist die Erhöhung der Spreizung in den Unterstationen durch einen angepassten Volumenstrom der zentralen Netzpumpe sowie einer besseren Regelung der Unterstationen selbst. Daher wurde eine optimierte Regelung im Modell getestet, die die Rücklauftemperaturen durch Anpassung des Volumenstroms durch die Unterstation auf einen Mittelwert von 60 °C reduziert. Bei der Hindenburgstraße 36 zeigen Simulationen eine mögliche Ertragssteigerung der Einspeisung von derzeit prognostizierten 238 kWh/m²a im aktuellen Betriebszustand auf 305 kWh/m²a bei besser eingestellten Rücklauftemperaturen. Der Einfluss der Vorlauftemperatur hat bei einer Anpassung auf 75 °C im Sommerbetrieb mit 259 kWh/m²a weniger Einfluss.

Da die Anlage der Hindenburgstraße 57 nicht in das Wärmenetz einspeist, erübrigt sich eine genauere Betrachtung für dieses Objekt. Die Erträge liegen unabhängig von den Netztemperaturen und -volumenströmen auf demselben Niveau.

Die Anlagen Schubertstraße 12 und Schubertstraße 21 zur kaskadierten Nutzung zeigen, wie erwartet, weniger Änderung in Abhängigkeit des Netzbetriebs. Dabei wirkt sich eine Änderung des Netzvolumenstroms kaum auf den Ertrag aus. Die beste Variante für eine weitere Optimierung ist hier die Vorlauftemperaturabsenkung.

4 Ökonomische und Ökologische Bewertung

Eines der Hauptziele des Projekts war es, die Wärmegestehungskosten dezentral integrierter Solarthermieanlagen im urbanen Gebäudebestand auf ein Niveau von 8 bis 12 Ct/kWh zu reduzieren. Anhand der Investitions- und Betriebskosten der umgesetzten Anlagen und der Hochrechnung der durchschnittlichen Jahreserträge wurde eine Wirtschaftlichkeitsbewertung nach der in der VDI 2067 erarbeiteten Annuitätenmethode durchgeführt.

Den Berechnungen wurden folgende Annahmen zu Grunde gelegt. Bei den bedarfsgebundenen Kosten fällt bei Solarthermieanlagen lediglich der Stromverbrauch der Pumpen und Regler an:

- Kalkulatorische Zinsen 1,5 %
- Preissteigerungsrate Komponenten 2 %
- Preissteigerungsrate Gas und Elektrizität 3 %
- Preissteigerungsrate Personalkosten 2 %

In die Betrachtung fließen neben den aktuellen Erträgen der Anlagen ein Ausblick auf die untersuchten Optimierungen des Betriebs mit ein. In Tabelle 2 sind hierzu die Investitionskosten, der Solarertrag und die daraus berechneten solaren Wärmegestehungskosten der umgesetzten, sowie der auf Simulationsbasis optimierten Anlagen angegeben. Hier wurde die Maximallösung mit angepasster Vorlauftemperatur und angepasstem Netzvolumenstrom betrachtet.

Tabelle 2: Wirtschaftlichkeit der umgesetzten und optimierten Solarthermieanlagen mit und ohne Einrechnung der Förderung

	Investitionskosten in €	Solarertrag in kWh	Wärmegestehungskosten in Ct/kWh	
			ohne Förderung	mit Förderung
HB36	52.755	17.000	18,9	11,9
HB36 opt.		23.200	13,8	8,7
HB57	82.727	42.500	11,8	8,5
HB57 opt.		42.500		
SB12	59.443	32.000	11,7	8,4
SB12 opt.		32.500	11,5	8,3
SB21	62.527	26.000	14,8	10,7
SB21 opt.		26.600	14,4	10,4

Eine Betrachtung der Kostenstruktur der Anlagen gibt Aufschluss über die relevanten Ansatzpunkte zur weiteren Kostenreduzierung. Dazu sind in Abbildung 15 für alle vier Anlagen die prozentualen Investitionen für die einzelnen Komponenten sowie die Arbeitskosten aufgeschlüsselt. Hier wird deutlich, dass weniger in den Materialkosten für die Kollektoren an sich, sondern vielmehr im Verrohrungsaufwand Einsparungen zu erzielen sind. Einfachere Montagemethoden oder ein höherer Vorfertigungsgrad könnten hier zielführend sein, da ein beträchtlicher Teil der Kosten in der Position „Hydraulik“ auf Personal entfällt. Für die Wirtschaftlichkeitsrechnung wurden

Investitionen, die nicht unmittelbar mit den Solarthermieanlagen verbunden sind, aber im Zuge des Aufbaus durchgeführt wurden, vernachlässigt. Dazu zählen z.B. die Erneuerung des Daches auf der Hindenburgstraße 57 oder die Verlegung des Hausstromanschlusses vom Dach in den Keller der Hindenburgstraße 36. Darüber hinaus ist zu beachten, dass der zusätzlich entstandene Arbeitsaufwand durch die Integration der wissenschaftlichen Messtechnik in bestehende und neu verlegte Rohrleitungen in den Kosten der Hydraulik enthalten ist. Auch die Planungskosten seitens der GWG fallen stark ins Gewicht. Hier sind jedoch einige Maßnahmen enthalten, die ebenfalls nicht den Solarthermieanlagen, sondern der Gebäudesanierung zuzurechnen sind, die jedoch nicht genauer aufgeschlüsselt werden konnten, enthalten. Beim Aufbau weiterer Anlagen im Zuge sowieso anstehender Sanierungen würden hier voraussichtlich geringere Kosten anfallen. In der Hindenburgstraße 57 ist die installierte Netzeinspeisung enthalten, die für die aktuelle Dimensionierung der Anlage eigentlich nicht notwendig wäre.

Aus Umweltsicht werden insgesamt durch die Anlagen im momentanen Betriebszustand 117.500 kWh Wärme im Jahr erzeugt, welche nicht mehr über Erdgas zur Verfügung gestellt werden müssen. Dadurch werden 23,5 t CO₂ jährlich eingespart. Durch die vorgestellten Betriebsoptimierungen könnte dieser Wert auf 124.800 kWh bzw. 25 t CO₂ steigen.

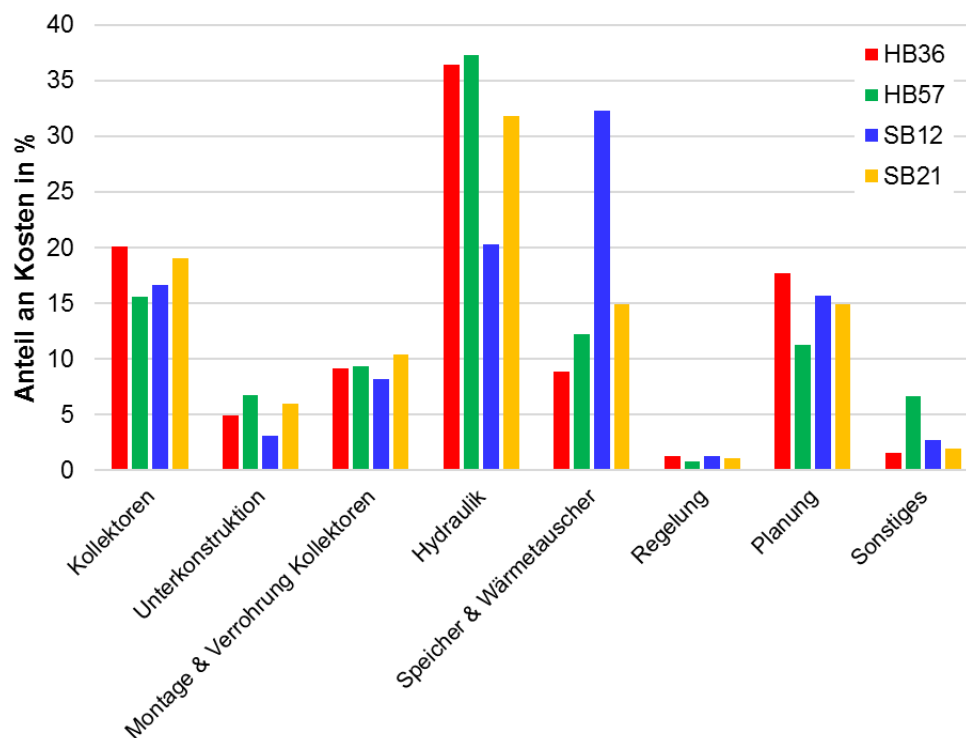


Abbildung 15: Prozentualer Anteil an den Gesamtkosten einzelner Komponenten für alle Anlagen