

**Institut für Solarenergieforschung GmbH
Hameln/Emmerthal**



HELMA Eigenheimbau AG



**Abschlussbericht
zum Verbundvorhaben**

**Entwicklung eines Konzepts zur temperaturoptimierten
Wärmebedarfsdeckung in Solaraktivhäusern**

Kurzbezeichnung: „SH-T-Opt“
Förderkennzeichen: 0325981A-B
Laufzeit: 01.11.2011-30.06.2015

J. Glembin, J. Steinweg, G. Rockendorf
Institut für Solarenergieforschung Hameln GmbH (ISFH)

N. Rudolph, J. Rust
HELMA Eigenheimbau AG

August 2015

Gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) aufgrund eines Beschlusses des deutschen Bundestages.

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.



Verbundpartner und Verbundkoordination

Institut für Solarenergieforschung Hameln (ISFH)

Abteilung Solarthermie

Projektleiter: Jens Glembin

weiterer Ansprechpartner: Jan Steinweg

Am Ohrberg 1
D-31860 Emmerthal
Tel. 05151-999-100
Fax. 05151-999-500
www.isfh.de



Verbundpartner

HELMA Eigenheimbau AG

Ansprechpartner: Nicolas Rudolph

Zum Meersefeld 4
D-31275 Lehrte
www.helma.de



Mitwirkende Industriepartner

RESOL Elektronische Regelungen GmbH

Ansprechpartner: Guido Filler

Heiskampstr. 10
D-45524 Hattingen
www.resol.de



Danksagung

Das Projekt wurde vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) aufgrund eines Beschlusses des deutschen Bundestages gefördert. Die fachliche und administrative Projektbegleitung erfolgte durch den Projektträger Jülich (PtJ), namentlich Herrn Dr. Peter Donat. Die Autoren bedanken sich bei allen Partnern und beim Fördermittelgeber für die Unterstützung ihrer Arbeiten.

Inhaltsverzeichnis

Nomenklatur	iv
Zusammenfassung	vi
1 Einleitung	9
1.1 Motivation und Systemkonzept	9
1.2 Projektziele.....	10
1.3 Projektmanagement	11
2 Konzeptentwicklung	14
2.1 Hydraulisches Konzept.....	14
2.2 Regelkonzept	16
2.2.1 Regelprinzip	16
2.2.2 Methodik der Reglerentwicklung	18
2.2.3 Theoretisches Regelkonzept	19
2.2.4 Praxistaugliche Regelung	19
2.3 Untersuchungen zur Auslegung der Bauteilaktivierung.....	22
2.4 Vorhersage der Kollektorleistung bei geringer Einstrahlung.....	25
3 Systemsimulationen	27
3.1 Simulationsmodell	27
3.1.1 Modell der Erreichquelle	27
3.1.2 Gebäudemodellierung.....	28
3.1.3 Modellübersicht und Randbedingungen.....	29
3.1.4 Auswertegrößen.....	31
3.2 Simulationen zur Konzeptentwicklung.....	34
3.2.1 Auslegung der Erreichquelle	34
3.2.2 Solare Regeneration des Erreichs	37
3.2.3 Solare Beladung der BTA	39
3.2.4 Anbindung Wärmepumpe/Speicher	42
3.2.5 Wertigkeit in der Regelung.....	44
3.2.6 Umsetzung und Bewertung der Regelung in TRNSYS	46
3.3 Bewertung des Konzepts	48
3.3.1 Vergleichskonzept.....	49
3.3.2 Ergebnisse der Jahressimulation	50
3.3.3 Detailanalyse Übergangszeit und Heizperiode	53
3.3.4 Komfort	57
3.4 Dimensionierung und Randbedingungen	60
3.4.1 Einfluss der Wetterdaten.....	60
3.4.2 Erhöhte Wärmelast	65
3.4.3 Dimensionierung des Speichers	68

3.4.4	Dimensionierung der Kollektorfläche	73
3.4.5	Experimentalgebäude	74
4	Experimentalgebäude	77
4.1	Komponenten	77
4.2	Planung und Bau des Experimentalgebäudes	82
4.2.1	Planung des Konzepthauses	82
4.2.2	Planung des Experimentalhaus	84
4.2.3	Bau des Experimentalhauses	87
4.3	Messtechnik	93
4.3.1	Ziel der Messungen	93
4.3.2	Verwendete Messtechnik	93
4.3.3	Sensorplatzierung, Messgrößen und Datenerfassung	94
4.4	Aktueller Status des Anlagenbetriebs.....	95
4.4.1	Optimierung des Anlagenbetriebs.....	96
4.4.2	Nicht konzeptbedingte Anlagenfehler und -störungen	97
4.5	Messergebnisse	99
4.5.1	Betrieb von Wärmepumpe, solarer BTA- und Speicherbeladung.....	99
4.5.2	BTA- Betrieb bei schwacher Einstrahlung.....	100
4.5.3	Stagnationsvermeidung	101
5	Realisierung und Wirtschaftlichkeit	104
5.1	Kosten	104
5.1.1	Auswertung der systemspezifischen Kosten der Anlagentechnik für das Experimentalgebäude	104
5.1.2	Ausblick auf das ökonomische Potential eines Serienkonzepts.....	105
5.2	Umsetzungserfahrungen, Empfehlungen für Auslegung und Bau und Betrieb.....	106
6	Projektorganisation.....	109
6.1	Veröffentlichungen und Präsentationen	109
6.2	Abschlussarbeiten	110
6.3	Projekttreffen	110
7	Verwertbarkeit der Ergebnisse.....	112
7.1	Vermarktung von Sonnenhäuser.....	112
7.2	Varianten im Systemkonzept.....	113
7.3	Regelung und dessen Abbildung in der Simulation	113
7.4	Wissenschaftliche und wirtschaftliche Anschlussfähigkeit.....	114
7.5	Schutzrechtsanmeldungen.....	114
8	Literatur.....	115
9	Anhang..... Fehler! Textmarke nicht definiert.	

- 9.1 Sensoren im Experimentalhaus **Fehler! Textmarke nicht definiert.**
- 9.2 Sensoren in den thermischen Zonen..... **Fehler! Textmarke nicht definiert.**
- 9.3 Sensoren im Bereich des Erdwärmekollektors**Fehler! Textmarke nicht definiert.**
- 9.4 Tagungsbeiträge **Fehler! Textmarke nicht definiert.**
 - 9.4.1 Beitrag OTTI Solarthermie 2014 (1).. **Fehler! Textmarke nicht definiert.**
 - 9.4.2 Beitrag OTTI Solarthermie 2014 (2).. **Fehler! Textmarke nicht definiert.**
 - 9.4.3 Beitrag Gleisdorf Solar 2014..... **Fehler! Textmarke nicht definiert.**
 - 9.4.4 Beitrag Eurosun 2014 **Fehler! Textmarke nicht definiert.**
 - 9.4.5 Beitrag Bausim 2014..... **Fehler! Textmarke nicht definiert.**
 - 9.4.6 Beitrag IRES 2015 **Fehler! Textmarke nicht definiert.**
 - 9.4.7 Beitrag OTTI 2015 **Fehler! Textmarke nicht definiert.**

Nomenklatur

Lateinische Symbole

Symbol	Bezeichnung	Einheit
a_1	spezifischer Wärmeverlustkoeffizient	W/(m ² ·K)
a_2	temperaturabhängiger spezifischer Wärmeverlustkoeffizient	W/(m ² ·K ²)
A	Fläche	m ²
A_{Koll}	Kollektorfläche (Apertur)	m ²
c_p	Spez. Wärmekapazität	Wh/kgK
f_{Sav}	Energieeinsparung	-
f_{Sol}	Solare Deckung	-
I	Einstrahlung	W
P_{el}	Elektrische Leistung	W
Q	Wärmemenge	Wh
\dot{Q}	Wärmestrom	W
\dot{m}	Massenstrom	kg/h
t	Zeit	s
W	Verhältnis Kollektorleistungen	-
W_{el}	Elektrische Arbeit	Wh

Griechische Symbole

Symbol	Bezeichnung	Einheit
$\Delta\vartheta$	Temperaturdifferenz	K
η	Kollektorwirkungsgrad	-
η_0	Konversionsfaktor	-
ϑ	Temperatur	°C

Abkürzungen und Indices

AP	Arbeitspaket
BP	Bodenplatte
BTA	Bauteilaktivierung

C	Kollektor
COP	Wärmepumpenleistungszahl (Coefficient of performance)
EG	Erdgeschoss
Erd	Erdreichquelle
EWK	Erdwärmekollektor
EWS	Erdwärmesonde
FEM	Finite Elemente Methode
Ges	Gesamt
Hz	Heizung
JAZ	Jahresarbeitszahl
Kond	Kondensator
m	gemittelt
Mess	Messung
MID	Magnetisch-induktiver Durchflussmesser
MWE	Messwerterfassung
OG	Obergeschoss
Pot	Potentiell
Ref	Referenzsystem
RH	Raumheizung
SH	Sonnenhaus
SH1	Sonnenhaus mit herkömmlicher Systemtechnik
SH2	Sonnenhaus mit neuer Systemtechnik
Sol	Solar
Sp	Speicher
SIG	Signal
T	Temperatursensor
Umg	Umgebung
WMZ	Wärmemengenzähler
WP	Wärmepumpe
WW	Warmwasser
ZD	Zwischendecke

Zusammenfassung

Aktuelle Solaraktivhäuser weisen in der Regel einen großen Speicher innerhalb der Gebäudehülle auf, um so möglichst viel solare Wärme sammeln und speichern zu können. Feldvermessungen zeigen, dass das Konzept funktioniert und die energetischen Erwartungen an den Deckungsanteil erfüllt werden. Einer weiten Verbreitung stehen allerdings vor allem die vergleichsweise hohen Kosten für den Wärmespeicher (direkte Kosten des Speichers selbst als auch indirekte Kosten durch das vom Speicher beanspruchte Gebäudevolumen) entgegen.

Im Projekt „Entwicklung eines Konzepts zur temperaturoptimierten Wärmebedarfsdeckung in Solaraktivhäusern“ (Kurzbezeichnung SH-T-Opt) ist ein neuartiges Systemkonzept für Solaraktivhäuser entwickelt und in einem Experimentalgebäude realisiert worden. Wesentliches Ziel ist eine signifikante Reduktion der Kosten von Solaraktivhäusern ohne die energetische Leistungsfähigkeit und den hohen solaren Deckungsanteil zu beeinträchtigen. Das Verbundprojekt ist vom Institut für Solarenergieforschung Hameln (ISFH) in Kooperation mit dem Verbundpartner HELMA Eigenbau AG vom 01.11.2011 bis zum 30.06.2015 durchgeführt worden. Mitgewirkt hat außerdem als Industriepartner die Fa. RESOL Elektronische Regelungen GmbH.

Das neue Systemkonzept basiert darauf, das Pufferspeichervolumen deutlich zu reduzieren (im Falle von Einfamilienhäusern von 5-10 m³ in herkömmlichen Solaraktivhäusern auf 1-1,5 m³ im neuen Konzept). Um weiterhin einen hohen solaren Deckungsanteil zu erzielen, wird die thermische Masse des Gebäudes durch eine Bauteilaktivierung erschlossen. Diese wird direkt mit dem Sonnenkollektorkreis verbunden und ist so in der Lage, einen erheblichen Teil der Raumbeheizung zu übernehmen. Die konventionelle Raumbeheizung erfolgt über Heizkörper, diese werden wie auch die Frischwasserstation für die Warmwasserbereitung vom Pufferspeicher versorgt, der neben der Solaranlage von einer Wärmepumpe mit Erdreichwärmequelle erwärmt wird.

Zunächst ist das neue Konzept in einer umfangreichen Simulationsstudie untersucht und bewertet worden. Hierzu haben wir aus der Konzeptidee ein hydraulisches Schaltbild entwickelt und in die Simulationsumgebung TRNSYS übertragen. Eine zentrale Rolle nimmt die Regelung ein, die entscheiden muss wann und wie die solare Wärme auf die zur Verfügung stehenden Wärmesenken verteilt wird. Aus einem komplexen, nur in der Simulation verwendbaren Regelalgorithmus, der die optimale Regelung darstellt, haben wir zusammen mit dem Partner RESOL eine praxistaugliche Regelung abgeleitet, die zu einer bestmöglichen Nutzung der solaren Wärme führt und damit den Energieverbrauch des Systems entsprechend reduziert. Als weitere wichtige Komponente ist die Bauteilaktivierung mithilfe von Finite-Elemente Simulationen in HEAT untersucht und daraus Regeln für die Ausführung und Dimensionierung abgeleitet worden. Durch das geringe Temperaturniveau bei Beladung der Bauteilaktivierung können die Sonnenkollektoren schon bei geringen Bestrahlungsstärken betrieben werden. Experimentell haben wir geprüft, ob sich in diesen Fällen

die Leistung des Sonnenkollektors weiterhin mithilfe der üblichen Wirkungsgradparameter berechnen lässt. Ein Vergleich von gemessenen und mit den Parametern berechneten Stagnationstemperaturen messtechnisch untersuchter Flachkollektoren hat ergeben, dass das Verhalten auch bei schwacher Einstrahlung noch mit guter Genauigkeit durch die Kollektorparameter abgebildet werden kann.

In einer umfangreichen Simulationsstudie in TRNSYS ist das Konzept detailliert untersucht und wichtige Regeln für die Realisierung erarbeitet worden. Dies beinhaltet die Auslegung von Erdreichquelle und Bauteilaktivierung, die optimale Anbindung der Wärmepumpe an den Pufferspeicher sowie die Optimierung und Parametrierung der Regelung. Unter den festgelegten Randbedingungen weist das neue Konzept eine ähnlich hohe Deckung und Energieeinsparung auf wie ein herkömmliches Solaraktivhauskonzept. Dank des wesentlich geringeren Pufferspeichervolumens im neuen Konzept werden zudem die sommerlichen Überhitzungsstunden so deutlich reduziert, dass keine höheren sommerlichen Temperaturen als in einem Gebäude ohne Solarthermieanlage erwartet werden. Darüber hinaus haben wir in der Simulation gezeigt, dass das Systemkonzept auch bei geänderten Randbedingungen (Wetterdaten, Wärmelast von Raumheizung und Warmwasser) funktioniert und zu geringen Energieverbrauchswerten führt.

Ein wesentlicher Teil des Projekts ist die Errichtung eines Experimentalgebäudes, in dem die neue Systemtechnik erstmalig realisiert worden ist. Das Bauvorhaben ist in Hannover von der HELMA Eigenheimbau AG umgesetzt worden, auf Grundlage der Simulationsstudie und mit Unterstützung durch ein Planungsunternehmen für Haustechnik sowie der Projektpartner ISFH und RESOL. Das Gebäude ist mit umfangreicher Messtechnik ausgerüstet, die die Bestimmung der wesentlichen Energiekennwerte und Bilanzen sowie die Überprüfung der Systemfunktion ermöglicht. Nach der Inbetriebnahme Mitte Januar 2015 haben wir den Anlagenbetrieb optimiert und kleinere Fehler an der Anlage behoben. Die bisher erfassten Messdaten zeigen, dass das System wie gewünscht funktioniert und die solare Wärme entsprechend der Vorgaben in der Regelung verteilt wird. In einem Anschlussvorhaben an dieses Projekt wird eine energetische Bilanzierung der Anlage über einen repräsentativen Zeitraum vorgenommen und das Systemverhalten bei Änderung wesentlicher Randbedingungen (Erhöhung Wärmelast und/oder Reduktion der Größe der Wärmequelle) untersucht.

Von der Fa. HELMA sind die Kosten für das Experimentalgebäude erfasst worden, die auch Hinweise auf das mögliche Kostenreduktionspotenzial geben. Durch Optimierungen und Vereinfachungen im Systemkonzept, Abnahme größerer Produktmengen und einer aus den bisherigen Erfahrungen verbesserten Koordination bei Planung und Bau ist mit einer wesentlichen Kosteneinsparung gegenüber der derzeitigen Solaraktivhaustechnik zu rechnen. Eine abschließende Kostenbewertung erfolgt innerhalb eines ab Juli 2015 laufenden Anschlussvorhabens.

Das neue Konzept erhöht durch die geringeren Kosten und den gestiegenen Komfort die Attraktivität von Solaraktivhäusern und kann dazu beitragen, den Bau solcher

Gebäude in der Zukunft zu steigern. Die Projektergebnisse sind ein wesentlicher Schritt, das neue Gebäudekonzept als Solaraktivhaus der neuen Generation zur Serienreife zu bringen und zu vermarkten. Darüber hinaus sind die beiden wesentlichen hier demonstrierten Grundgedanken, (a) Sonnenwärme vor der Speicherung einer Raumwärmenutzung zuzuführen und (b) das Gebäude als Wärmespeicher zu nutzen, auch auf Gebäude mit geringeren solaren Deckungsanteilen und auf Nichtwohngebäude übertragbar.

1 Einleitung

1.1 Motivation und Systemkonzept

Aktuelle Solaraktivhäuser (im Folgenden mit dem Synonym Sonnenhäuser bezeichnet) zeichnen sich dadurch aus, dass sie große Kollektorflächen und große Speicher aufweisen, im Fall eines Einfamilienhauses über 30 m² Kollektorfläche und 5 bis über 10 m³ Speicherwasservolumen (SoH-Institut 2011), (Leukefeld 2010). Die Nachheizung erfolgt üblicherweise über Holzverbrennung. Der konzeptionelle Grundgedanke für diese Häuser ist, mit primärenergetisch minimalem Bezug die gesamte Wärmeversorgung zu gewährleisten. Durch Beladung des Speichers während des Sommers/Herbstbeginns wird die solare Wärme über eine möglichst lange Periode genutzt. Grundsätzlich entstehen durch die Investition in die Solar-Heizungstechnik hohe Kosten, die noch nicht mit denen konventioneller Wärmeversorgungssysteme konkurrieren können. Insbesondere der Speicher nimmt einen signifikanten Kostenanteil ein, der sich zudem noch deutlich erhöht, wenn man den Bedarf an umbautem Raum als Kostenfaktor mit einbezieht. Die Zusatzkosten verhindern zurzeit eine weite Verbreitung von Solarhäusern. Um eine breitere Schicht von Interessenten anzusprechen, muss daher das Ziel sein, die Kosten für die solar dominierte Wärmeversorgung deutlich zu reduzieren.

Inhalt des Projekts ist die Realisierung eines neuen Wärmeversorgungskonzepts, bei dem im Gegensatz zu den herkömmlichen Lösungen nicht mehr der Speicher allein im Zentrum der Anlage steht, sondern eine temperaturoptimierte Aufteilung der Solarenergiegewinne auf unterschiedliche Senken im Fokus steht. Hierbei wird das Speichervolumen deutlich reduziert. Neben der Kosteneinsparung bietet dies den Vorteil, dass die sommerlichen Wärmeeinträge durch Verluste des Speichers gering ausfallen. Dadurch steigt die Raumtemperatur im Sommer weniger stark an und die thermische Behaglichkeit verbessert sich im Vergleich zu Sonnenhäusern mit großem Speicher. Um weiterhin einen hohen solaren Deckungsanteil zu erzielen, wird die thermische Masse des Gebäudes durch eine Bauteilaktivierung erschlossen. Diese wird direkt mit dem Sonnenkollektorkreis verbunden und ist so in der Lage, einen erheblichen Teil der Raumbeheizung zu übernehmen.

Die nichtsolare Raumbeheizung erfolgt über Heizkörper, diese werden wie auch die Frischwasserstation für die Warmwasserbereitung vom Pufferspeicher versorgt, der neben der Solaranlage von einer Nachheizung erwärmt wird. Die Nachheizung erfolgt durch eine Wärmepumpe, deren Wärmequelle ein Erdreichwärmetauscher ist. Der Einsatz einer Wärmepumpe bietet Vorteile, z. B. wenn Überschüsse an regenerativ erzeugtem Strom im Netz vorhanden sind oder ein bilanzielles Null- oder Plusenergiehaus mittels einer eigenen PV-Anlage erzielt werden soll. Zudem wird über einen zusätzlichen Wärmeübertrager solare Wärme in den Erdreichkreis eingebunden. So ist es nicht nur möglich, das Erdreich solar zu regenerieren, sondern auch den Sonnenkollektor im Sommer gezielt zu kühlen, um die Stagnationsstunden zu reduzieren bzw. eine Stagnation sogar komplett zu verhindern. Die zusätzlichen

solaren Erträge im Erdreich ermöglichen eine knappe Dimensionierung der Quelle und können so die Systemkosten reduzieren.

Abbildung 1.1 zeigt ein Energieflussschema des Konzepts mit einem Erdwärmekollektor als Erdreichquelle der Wärmepumpe. Eine genauere Darstellung der hydraulischen Verschaltung kann Abschnitt 2.1 entnommen werden.

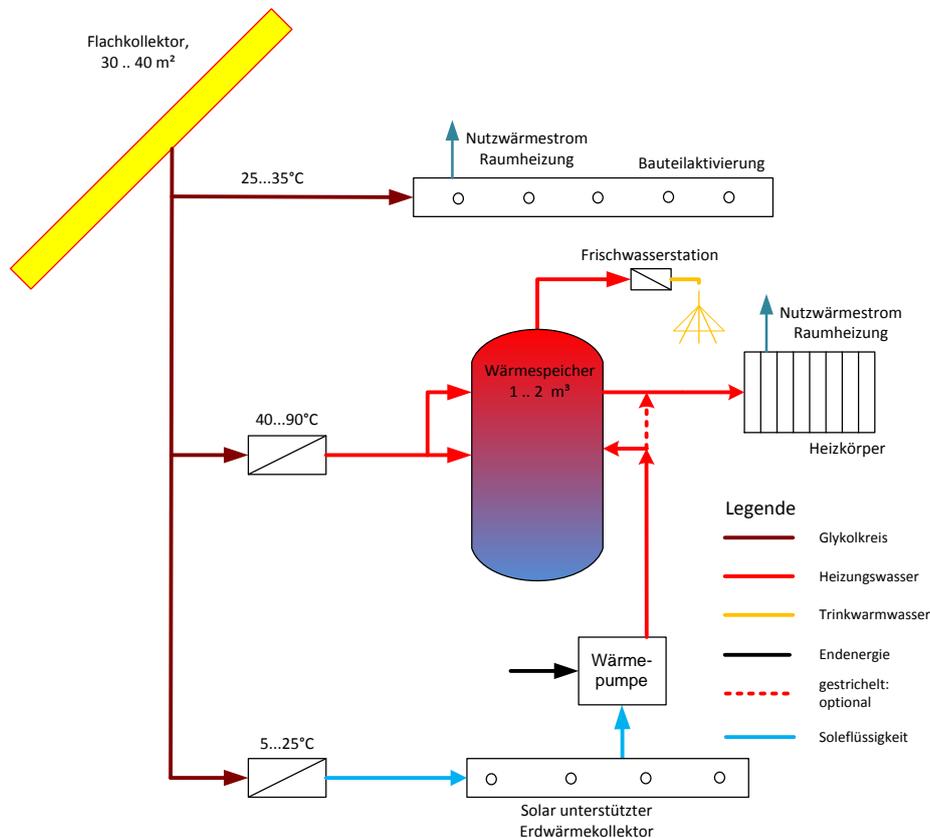


Abbildung 1.1: Schematische Darstellung der Wärmeströme im neuen Sonnenhauskonzept

1.2 Projektziele

Das Gesamtziel des Projekts ist die Entwicklung und Bewertung des unter Abschnitt 1.1 vorgestellten neuen Systemkonzepts für Sonnenhäuser. Dazu wird das Konzept im Rahmen von Simulationsstudien konkretisiert. Grundlegende Fragen zur Funktion und zum Zusammenspiel der Komponenten, zu den Rahmenbedingungen und Reserven für eine ausgeglichene Bilanz, zur Anlagentechnik und Regelung sowie zu den Kosten und zur Übertragbarkeit auf andere Gebäude sind zu erarbeiten. Im Projektfokus stehen daher systemtechnische Fragen zur optimalen solaren Deckung des Wärmebedarfs, nicht jedoch die Entwicklung von Komponenten oder das bauphysikalische Verhalten des Gebäudes. Letztere werden als Stand der Technik vorausgesetzt.

Nach der ersten Projektphase (Dauer 1 Jahr), in der das Konzept vor allem aufgrund von Komponenten- und Systemsimulationen energetisch und ökonomisch bewertet worden ist, ist mit der Planung des Experimentalgebäudes begonnen worden. Bei Planung und Bau des Gebäudes haben die Partner Erfahrungen bei der Umsetzung des Konzepts gesammelt, so dass Empfehlungen für zukünftige Bauabläufe abgelei-

tet werden können. Das Gebäude ist mit umfangreicher Messtechnik ausgestattet worden, die zunächst für die genaue Begleitung und Überprüfung in der Phase der Inbetriebnahme genutzt wird. Im Anschluss erlaubt es die Messtechnik, das Wärmeversorgungssystem energetisch zu bewerten. Hierzu wird nicht nur der Normalbetrieb untersucht, sondern bewusst Stresssituationen mit erhöhtem Wärmebedarf geschaffen werden.

Das Projektziel ist ein erprobtes neuartiges Systemkonzept für Sonnenhäuser, das in Form fundierter Regeln für die Auslegung und den Betrieb dargestellt wird. Darüber hinaus kann der Grundgedanke der direkten Beheizung von Bauteilmassen durch Sonnenkollektoren auch auf andere Gebäude mit hohem oder höherem Solaranteil übertragen werden.

Das Projekt ist ein Verbundvorhaben zwischen der HELMA Eigenheimbau AG und dem ISFH, das das Vorhaben leitet. Unterstützung im Bereich der Regelentwicklung kommt von der Firma RESOL Elektronische Regelungen GmbH. Das vorrangige Ziel des Industrie- Antragstellers HELMA ist es, die durch die bisherige Solaraktivhaustechnik verursachten Mehrkosten gegenüber einem gleichwertigen Gebäude mit Gas- Brennwertkessel um mindestens 25 % zu reduzieren, ein gleicher solarer Deckungsanteil vorausgesetzt. Auf diese Weise sollen Gebäudekonzepte mit geringem Primärenergiebedarf für einen breiteren Kundenkreis attraktiv gemacht werden. Deshalb findet neben der energetischen auch eine wirtschaftliche Bewertung statt, die die Kosten aller für die Wärmeversorgung notwendigen Komponenten und deren Installation erfasst und mit den bisherigen Kosten der Sonnenhaustechnik vergleicht.

1.3 Projektmanagement

Die Koordination des Verbundvorhabens ist Aufgabe des ISFH gewesen. Ferner hat das ISFH als wesentliche Aufgaben die Konzeptentwicklung und Systemsimulation wahrgenommen. Letztere dient der energetischen Bewertung des Systems, hat aber auch wesentlich zur Entwicklung der hydraulischen und regelungstechnischen Ausführung beigetragen. Neben den Systemsimulationen hat das ISFH detaillierte Untersuchungen für die Bauteilaktivierung (mithilfe Simulationen nach der Finite-Elemente-Methode (FEM)) und der Kollektorperformance bei geringer Einstrahlung (mithilfe von Kollektormessungen) durchgeführt. Das ISFH hat zudem die Fa. HELMA bei der Planung und in der Bauphase des Experimentalgebäudes unterstützt. Wesentliche Aufgabe bei der Planung war die Realisierung einer reibungslosen Installation der Messtechnik im regulären Bauablauf. Mithilfe der Messdaten überwacht das ISFH die Anlage vor allem in der Phase der Inbetriebnahme und fungierte bei der Optimierung des Betriebs als Bindeglied zwischen dem Bauträger/Bauherrn HELMA, dem Installationsunternehmen Corona Solar und dem Reglerhersteller RESOL.

Die wesentliche Aufgabe der Firma HELMA Eigenheimbau AG lag in der Planung und im Bau des Experimentalgebäudes. Die Anlageplanung ist unter Hinzuziehung des Haustechnikplaners Corona Solar durchgeführt und das Gebäude in Hannover errichtet worden. Darüber hinaus ist von HELMA eine wirtschaftliche Bewertung des

Konzepts vorgenommen worden, um dessen Kosten mit denen der bisherigen Sonnenhäuser zu vergleichen und eine Abschätzung für die spätere Vermarktung zu machen. Nach dem Verkauf des Gebäudes hat HELMA die Koordination der Projektpartner mit dem Käufer und Bewohner des Gebäudes vorgenommen.

Die Fa. RESOL hat im Projekt Aufgaben im Bereich der Regelung übernommen. RESOL hat in Absprache mit dem ISFH den Regler konzipiert und als flexibel programmierbaren Versuchsregler mit einer entsprechenden Anzahl von Eingängen und Ausgängen und mit einer Fernwartungsmöglichkeit ausgeführt.

Für das gesamte Verbundvorhaben sind im Projektantrag 16 Arbeitspakete (AP) definiert. Es konnten allerdings nicht alle Arbeitspakete bearbeitet werden, da deutlichen Verzögerungen beim Bau des Gebäudes auftraten.

Der Grund für die Verzögerungen im Projektablauf ist die Entscheidung von HELMA, das Gebäude nicht wie ursprünglich geplant auf dem Musterhausgelände zu errichten, sondern es stattdessen als Wohngebäude im Stadtgebiet Hannovers. In diesem Zuge entstand die Notwendigkeit, das Gebäudekonzept und die Raum- und Anlagenplanung grundlegend neu auszurichten. Ebenso musste ein geeigneter neuer Standort gefunden werden. Die dadurch entscheidend veränderten Anforderungen an Gebäude und Versuchsplanung führten zu mehrmaligen Verzögerungen des Baubeginns. Infolgedessen sowie durch den gestiegenen Abstimmungsaufwand mit den Bewohnern des Gebäudes kann das ursprüngliche Mess- und Versuchsprogramm für das Experimentalgebäude nicht mehr eingehalten werden, ohne massive Einschränkungen und Komforteinbußen für die Bewohner zu verursachen.

Die Ergebnisse der bearbeiteten Arbeitspakete sind in diesem Bericht ausführlich dargestellt. Die Zuordnung der einzelnen Arbeitspakete zu den Abschnitten in diesem Bericht kann der folgenden Auflistung entnommen werden. Dort ist auch erwähnt, welche Arbeitspakete aufgrund der zeitlichen Verzögerung nicht bzw. nur teilweise bearbeitet wurden.

Arbeitspaket Inhalt und Verweis auf Kapitel im Bericht

- AP 1. Projektmanagement und Austausch
 → Abschnitt 6

Phase 1: Konzeptphase

- AP 2. Konzeptdetaillierung und Regelungskonzept
 → Abschnitte 2.1 und 2.2
- AP 3. Simulationsstudie I
 → Abschnitte 3.1 und 3.3
- AP 4. Voruntersuchungen zum Solarkreis und zur thermischen Aktivierung
 → Abschnitt 2.3
- AP 5. Vorstudie zu Kosten
 → Abschnitt 5.1

Phase 2: Realisationsphase

- AP 6. Simulationsstudie II
 - Abschnitte 3.2 und 3.3
- AP 7. Detailplanung Experimentalgebäude
 - Abschnitte 4.1 und 4.2
- AP 8. Bau des Gebäudes
 - Abschnitt 4.2
- AP 9. Planung, Beschaffung, Installation der Messtechnik
 - Abschnitt 4.3
- AP 10. Inbetriebnahme des Gebäudes
 - Abschnitt 4.4
- AP 11. Betrieb des Gebäudes und der Messtechnik, Betriebszeitraum I
 - Abschnitt 4.5, nur teilweise durchgeführt
- AP 12. Analyse des Gebäudebetriebs, Betriebszeitraum I
 - Abschnitt 4.5, nur teilweise durchgeführt
- AP 13. Betrieb des Gebäudes und der Messtechnik, Betriebszeitraum II
 - Nicht durchgeführt
- AP 14. Analyse zu Betriebszeitraum II und Simulationsstudie III
 - Simulationsstudie teilweise durchgeführt, Abschnitt 3.4
- AP 15. Regelalgorithmen und Regelperipherie festlegen
 - Abschnitt 2.2
- AP 16. Kostenbewertung und Extrapolation sowie Umsetzungserfahrungen
 - Abschnitte 5.1 und 5.2

Der vorliegende Bericht enthält die Beiträge der beteiligten Projektpartner. In den Abschnitten 4.2 und 5.1 sind die Arbeiten der Fa. HELMA dokumentiert (Autor: Nicolas-Kai Rudolph). Die übrigen Kapitel des Berichts dokumentieren die Projektarbeiten des ISFH (Autoren: Jens Glembin und Jan Steinweg). Enthalten sind dabei auch die Arbeiten von RESOL.

2 Konzeptentwicklung

2.1 Hydraulisches Konzept

Das neue Sonnenhauskonzept zeichnet sich gegenüber den bisher gängigen Sonnenhäusern dadurch aus, dass die Solarwärme nicht nur einer Wärmesenke – einem großen thermischen Speicher – sondern mehreren z.T. sehr unterschiedlichen Senken zur Verfügung gestellt werden kann. Die Hydraulik soll den Kollektorbetrieb auf alle Senken jederzeit gleichberechtigt ermöglichen. Die Regelung entscheidet, welche der Senken bei welchen Bedingungen am besten betrieben wird (siehe Abschnitt 2.2).

Im Gegensatz zum herkömmlichen Sonnenhaus ist die Systemkomplexität durch mehrere Senken höher. Der Speicher ist nicht die Systemzentrale, stattdessen erfolgt die Verteilung von Solarenergie über eine (virtuelle) hydraulische Weiche, die den Senken vorgeschaltet ist. Um die Komplexität zu reduzieren und möglichen Fehler bei Montage und Betrieb einzuschränken sollte eine möglichst geringe Komponentenzahl eingehalten werden.

Für den Betrieb der Bauteilaktivierung wird dafür gesorgt, dass alle aktivierten Bauteile sowohl einzeln als auch parallel betrieben werden können. So kann Solarwärme auch nur ausgewählten Geschossen zugeführt werden. Da der Pufferspeicher und der Erdwärmekollektor auf z.T. deutlich von der Bauteilaktivierung (BTA) abweichenden Temperaturniveaus betrieben werden, ist ein Parallelbetrieb des Kollektors auf mehrere Senken gleichzeitig, abgesehen von den aktivierten Bauteilen, nicht vorgesehen.

Für den Betrieb des Kollektors bestehen grundsätzlich zwei unterschiedliche hydraulische Optionen:

1. Verwendung einer zentralen Kollektorkreispumpe und einer Kombination von Dreiwegeventilen zur Umschaltung zwischen den Senken.
2. Verwendung von Senkenkreisen mit jeweils eigener Pumpe. Die Pumpen sind parallel zueinander angeordnet.

Die Wahl der hydraulischen Philosophie ist zunächst ausführlich mit dem Partner RESOL hinsichtlich deren regelungstechnischer Erfahrungen diskutiert worden. Die Wahl fiel aus den folgenden Gründen auf die zweite Option mit separaten Senkenkreisen:

- Dreiwegeventile verursachen vergleichsweise hohe Druckverluste. Um mehr als zwei Senken nebeneinander betreiben zu können wird unter Umständen eine Serienschaltung von mehreren Ventilen nötig, was die Druckverluste weiter erhöht. Eine leistungsstarke Kollektorkreispumpe mit einem großen Leistungsregelungsbereich wäre damit notwendig.

- Pumpen haben im Allgemeinen einen höheren Qualitätsstandard als Dreiwegeventile. Fehlfunktionen oder Ausfälle treten seltener auf und können von der Anlagensteuerung zumeist einfacher als Störfall identifiziert werden.
- Pumpen sind in der Anschaffung nicht wesentlich teurer als Dreiwegeventile. Auch im Betrieb können Sie durch die Möglichkeit genauere Auslegung auf den Hydraulikkreis, in dem sie eingesetzt werden, effizienter arbeiten als eine zentrale Pumpe mit hoher Leistung.

Abbildung 2.1 zeigt das resultierende Hydraulikschema des neuen Konzepts.

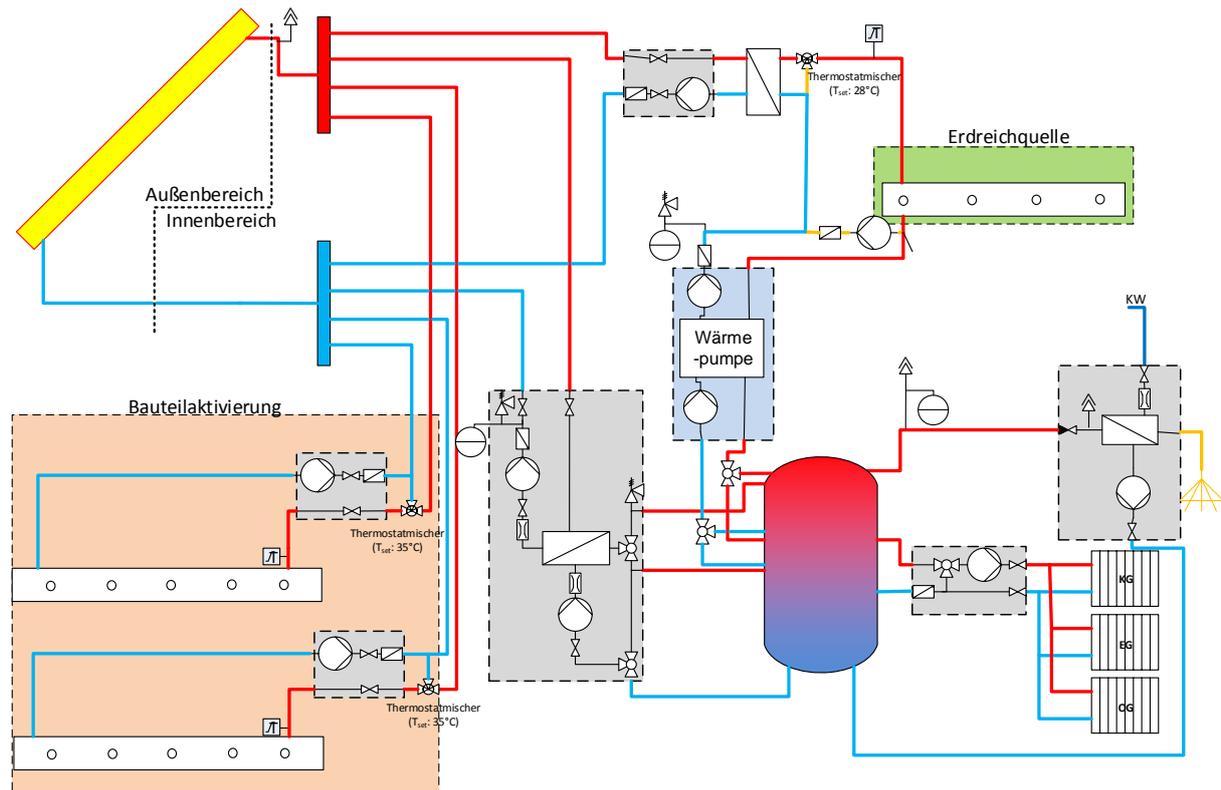


Abbildung 2.1: Hydraulisches Konzept des neuen Sonnenhauses. Die verschiedenen Senken des Solarkollektors werden mit eigenen Pumpen betrieben, die parallel zueinander angeordnet sind.

Die Bauteilaktivierung wird direkt mit Solarfluid durchströmt. So wird gewährleistet, dass der Kollektor immer auf geringstmöglichem Temperaturniveau zur Raumheizung beitragen kann. Den Fluidtransport übernimmt je eine Pumpengruppe pro aktivierter Geschossfläche. Die vom Kollektor gelieferte Vorlauftemperatur wird mit einem Thermostatischen begrenzt, während ein zusätzlicher Sicherheitstemperaturbegrenzer die thermische Überlastung durch den Solarkollektor verhindert (ebenfalls ein Mischer und ein Begrenzer je Geschoss). Die für diesen Anwendungsfall optimale Dimensionierung der Bauteilaktivierung wird in Kapitel 2.3 behandelt.

Die Einbindung des Speichers wird über eine gewöhnliche Solarstation mit Plattenwärmeübertrager realisiert. Die solare Speicherbeladung kann je nach Randbedingungen wahlweise in den unteren oder oberen Speicherbereich erfolgen.

Die Kopplung zwischen Solar- und Erdreichquelle wird ebenso mit einem Plattenwärmübertrager umgesetzt. Auch hier wird eine Kombination aus Thermostatventil und Sicherheitstemperaturbegrenzer zur Sicherung der maximalen Vorlauftemperatur eingesetzt. Neben der Quellenpumpe der Wärmepumpe besitzt der Erdreichkollektorkreis noch eine weitere Pumpe für den Betrieb der solaren Regeneration, wenn die Wärmepumpe sich im Stillstand befindet.

Sekundärseitig arbeitet die Wärmepumpe auf den oberen Bereich des Pufferspeichers. Es sind zwei Nachheizbereiche (Trinkwarmwasser und Raumheizung) mit unterschiedlichen Temperaturniveaus vorgesehen.

2.2 Regelkonzept

Die Regelung nimmt eine zentrale Rolle innerhalb des Konzepts ein, da sie nicht nur über den Betrieb der Solaranlage entscheidet, sondern auch die Verteilung der solaren Wärme auf die drei Wärmesenken bestimmt. In Abschnitt 2.2.1 werden die grundlegenden Funktionen der Regelung erläutert. Im anschließenden Abschnitt wird der Methodik der Regelentwicklung innerhalb des Projekts beschrieben. In einem ersten Schritt haben wir zunächst ein theoretisches Regelkonzept für die Systemsimulationen entwickelt (Abschnitt 2.2.3), darauf aufbauend wurde ein praxistauglicher Regelalgorithmus konzipiert (Abschnitt 2.2.4).

2.2.1 Regelprinzip

Die Verteilung der solaren Wärme auf drei unterschiedliche Senken – Pufferspeicher, Bauteilaktivierung und Erdreichbeladung – erfordert eine Regelung, die jederzeit ermittelt, welche der Senken beladen werden kann. Für diese Entscheidung ist u.a. die Temperaturdifferenz zwischen Kollektor und der jeweiligen Wärmesenke entscheidend. Da die drei Wärmesenken auf unterschiedlichen Temperaturniveaus betrieben werden und die derzeitige Kollektortemperatur im Betriebsfall von der jeweils beladenen Wärmesenke abhängt, reicht es nicht aus, die gemessene Kollektortemperatur im Rahmen einer Zweipunktregelung zu nutzen. Stattdessen werden die potentiellen Kollektortemperaturen ermittelt, das sind die Temperaturen, die der Kollektor bei Beladung der jeweiligen Wärmesenke momentan aufweisen würde. Die Bestimmung der potentiellen Kollektortemperaturen kann unterschiedlich realisiert werden, siehe hierzu Abschnitt 2.2.3 (theoretisches Regelkonzept) Abschnitt 2.2.4 (praktisches Konzept).

Die Temperaturen der Wärmesenken werden an unterschiedlichen Positionen gemessen (siehe Abbildung 2.3):

- Speichertemperatur: Sensor im unteren Bereich des Pufferspeichers
- Bauteilaktivierung: Sensor im Betonkern, mittig zwischen Fluideintritt und -austritt
- Erdreich: Austrittstemperatur aus der Wärmepumpe

Neben der Temperaturdifferenz zwischen Kollektor und Wärmesenke werden folgende Zustandsbedingungen berücksichtigt:

- BTA-Betriebszeit: Die BTA wird nur beladen, wenn die mittlere Umgebungstemperatur der letzten 24 h unterhalb von 15 °C liegt.
- Raumtemperaturschutz: Die BTA wird nicht beladen, wenn die Raumtemperatur in der an die jeweilige BTA angrenzenden Gebäudezone 24 °C überschreitet.
- BTA-Temperaturschutz: Die BTA wird am Eintritt maximal mit 35 °C beladen. Hierzu wird ein Mischventil benutzt, das höhere Temperaturen mithilfe des Rücklaufes aus der BTA auf 35 °C mischt und so den Massenstrom durch den Kollektor reduziert (siehe Abschnitt 2.1).
- Speicherschutz: Die Beladung des Pufferspeichers wird gesperrt, wenn das Fluid am oberen Ende des Speichers 95 °C erreicht.
- Erdquelle-Temperaturschutz: Ähnlich wie in der BTA wird die Eintrittstemperatur in das Erdreich mithilfe eines Mischventils auf maximal 28 °C begrenzt (siehe Abschnitt 2.1).
- Stagnationsschutz: Bei einer Kollektortemperatur von 120 °C wird dieser für die Beladung von BTA und Speicher gesperrt, stattdessen wird das Erdreich mit solarer Wärme beladen, um die Kollektortemperatur zu reduzieren.
- Erdreich-Temperaturschutz: Das Erdreich wird für die Beladung gesperrt, wenn die Austrittstemperatur aus der Erdreichquelle eine Temperatur von mehr als 25 °C aufweist. Dies betrifft in der Regel nur die Stagnationsschutzfunktion.

Nach Ermittlung der Betriebssignale muss die Regelung entscheiden, welche der Wärmesenken tatsächlich in Betrieb genommen wird, wenn mehr als eine Wärmesenke beladen werden kann. Dabei wird das Erdreich mit letzter Priorität beladen, ausgenommen hiervon ist der Stagnationsschutzbetrieb (s.o.), bei der die Beladung von BTA und Speicher gesperrt ist. Zwischen Speicher und BTA besteht dagegen keine einfache Priorisierung. Stattdessen wird mithilfe der potentiellen Kollektorleistungen bei Beladung beider Senken eine Bewertung des Nutzens der solaren Wärme vorgenommen. Die potentielle Kollektorleistung $\dot{Q}_{\text{Senke,Pot}}$ berechnet sich aus dem Massenstrom im Falle der Beladung sowie der Differenz aus potentieller Kollektor- und der Senktemperatur.

$$\dot{Q}_{\text{Senke,pot}} = \dot{m}_{\text{Senke}} \cdot c_p \cdot (\vartheta_{\text{C,Senke,pot}} - \vartheta_{\text{Senke}}) \quad (1)$$

Das Verhältnis der potentiellen Kollektorleistungen bei Beladung der BTA und des Speichers wird als Verhältnis W definiert. Das Verhältnis ist umso größer, je mehr Leistung von den Kollektoren in der BTA im Vergleich zur Speicherbeladung abgegeben werden kann.

$$W = \frac{\dot{Q}_{\text{C} \rightarrow \text{BTA,pot}}}{\dot{Q}_{\text{C} \rightarrow \text{Sp,pot}}} \quad (2)$$

Das berechnete Verhältnis wird mit einem festgelegten Umschaltwert verglichen. Je nachdem ob der berechnete über oder unter diesem vorgegebenen Wert liegt, wird

ein Prioritätssignal zur Beladung der BTA unter Berücksichtigung von Regelhysteresen aktiviert/deaktiviert.

$$\text{SIG}_{\text{BTA},t} = 1 \text{ if } \begin{cases} \text{SIG}_{\text{BTA},t-1} = 0 \text{ and } W > W_{\text{Umschalt}} + \Delta W_{\text{Ein}} \\ \text{SIG}_{\text{BTA},t-1} = 1 \text{ and } W > W_{\text{Umschalt}} - \Delta W_{\text{Aus}} \end{cases} \quad (3)$$

Mithilfe von Systemsimulationen (siehe Abschnitt 3.2.5) wurde ein Umschaltwert von 1 als optimal ermittelt, d.h. mit diesem Wert ist der gesamte Stromverbrauch des Systems minimal. Ein Umschaltwert von 1 bedeutet, dass immer die Senke beladen wird, die die höhere Kollektorleistung ermöglicht.

Um ein Takten der Regelung möglichst zu verhindern wird eine Wärmesenke nach dem Zuschalten mit einer Mindestzeit betrieben. Zudem wird nach dem kompletten Ausschalten der Kollektor für die Dauer einer Pausenzeit gesperrt.

2.2.2 Methodik der Reglerentwicklung

Das Prinzip aus Abschnitt 2.2.1 wurde nach dem Schema in Abbildung 2.2 in eine Regelung umgesetzt.

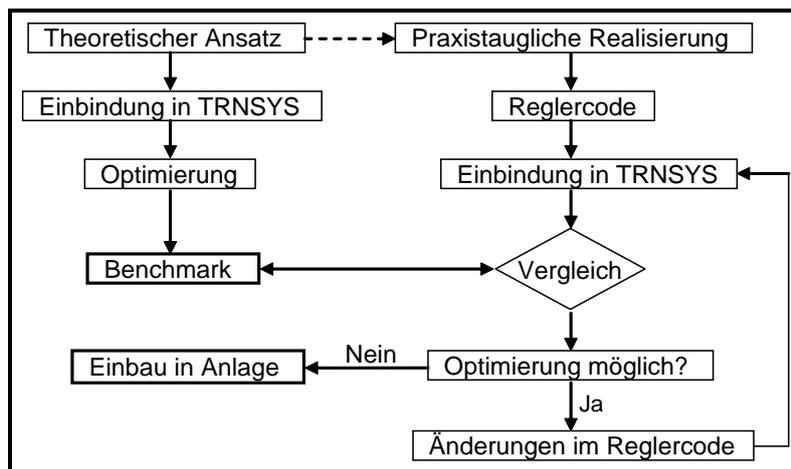


Abbildung 2.2: Methodik zur Entwicklung des Reglers im Sonnenhaus

Zunächst wurde ein theoretischer Regelansatz erarbeitet, mit dem eine optimale Ausnutzung der solaren Wärme möglich ist, ohne dass die Realisierbarkeit und die auftretenden Kosten insbesondere durch benötigte Messtechnik berücksichtigt wurden. Diese Regelung wurde ausschließlich in TRNSYS abgebildet und optimiert. Die auf diese Weise gefundene Regelung des Systems wird als „ideal“ bezeichnet und fungiert als Benchmark.

Aus dem theoretischen Ansatz ist in Zusammenarbeit mit RESOL ein praxistauglicher Algorithmus entwickelt und für den Einsatz in einem Standardregler programmiert worden. Im Vergleich zur idealen Regelung wurden hierbei die Komplexität und die notwendigen Messgrößen (vor allem für die Bestimmung der potentiellen Kollektortemperaturen) reduziert. Zur Funktionsprüfung und Bewertung des Regelkonzepts wurde wieder auf Simulationen zurückgegriffen. Hierzu wurde der Regler-Quellcode in eine TRNSYS-Komponente umgewandelt und in das System integriert (siehe Abschnitt 3.2.6). Dadurch ist ein direkter Vergleich mit der zuvor als Bench-

mark definierten theoretischen Regelung möglich. Außerdem konnten so weitere Optimierungen schnell und mit wenig Aufwand ebenfalls überprüft und deren Auswirkungen auf die Systemperformance ermittelt werden.

2.2.3 Theoretisches Regelkonzept

Die in den beiden folgenden Abschnitten beschriebenen Regelkonzepte beinhalten die Regelfunktionen nach Abschnitt 2.2.1 und unterscheiden sich im Wesentlichen im Verfahren zur Ermittlung der potentiellen Kollektortemperaturen.

Das theoretische Regelkonzept wurde nur in der Systemsimulation umgesetzt. Dabei werden die potentiellen Kollektortemperaturen mithilfe von zusätzlichen Simulationsmodellen ermittelt. Diese beinhalten den kompletten Kollektorkreis inkl. Verrohrung und werden mit den allgemeinen Randbedingungen (Umgebungstemperatur, Einstrahlung) und dem Zustand der jeweiligen Wärmesenke (Massenstrom im Betrieb, Austrittstemperatur aus der Senke) beaufschlagt. Die Subsysteme werden in das allgemeine Simulationsdeck integriert und geben die potentiellen Kollektortemperaturen an die restliche Regelung weiter.

2.2.4 Praxistaugliche Regelung

Im Unterschied zur theoretischen Regelung wird auf die Abbildung zusätzlicher Kollektorkreissubsysteme verzichtet. Stattdessen werden drei Temperatursensoren am Kollektor (Fluid am Verteiler-Eintritt/Austritt und Absorber) eingesetzt. Abbildung 2.3 zeigt ein vereinfachtes Hydraulikschema des Systems mit allen für diese Regelung verwendeten Temperatursensoren (T). Die Fühler werden genutzt, um den Zustand des Kollektors (T2, T3, T4) und der Wärmesenken (T5, T6, T9, T10) sowie den aktuellen Bedarf für eine solare Beladung (T1, T7, T8, T11-T13) zu ermitteln. Aus diesen Eingangsgrößen werden von der Regelung die wesentlichen Pumpen- und Ventilsignale für die Solarkreise ermittelt.

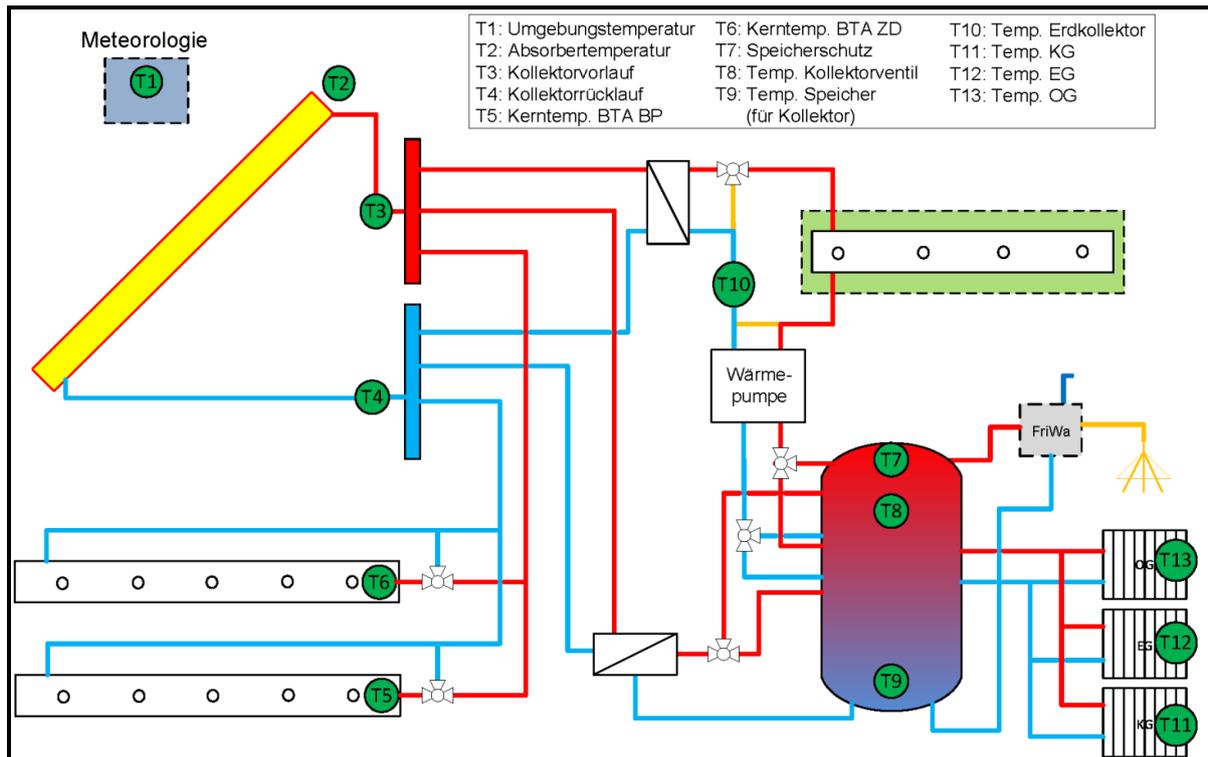


Abbildung 2.3: Schema Sonnenhaussystem mit Reglereingangsgrößen: BP = Bodenplatte, ZD = Zwischendecke

Anders als im theoretischen Konzept in Abschnitt 2.2.3 trifft der Regler die Regelscheidungen mithilfe einer der momentan gemessenen Kollektortemperaturen. Im ausgeschalteten Zustand wird die gemessene Absorbertemperatur verwendet und mit den jeweiligen Senkentemperaturen verglichen. Während des Betriebs wird für die derzeit genutzte Wärmesenke die momentane Kollektoraustrittstemperatur verwendet. Für die anderen Senken werden mithilfe des Temperaturunterschiedes zwischen Kollektorein- und -austritt die potentiellen Kollektoraustrittstemperaturen berechnet, die bei Betrieb auf der jeweiligen Wärmesenke auftreten würden. Zur Berücksichtigung des Temperatureinflusses werden die Kollektorkennwerte verwendet, um die Wirkungsgradänderung zu berechnen.

Die Berechnung der potentiellen Kollektortemperatur wird hier am Beispiel der potentiellen Temperatur für die Speicherbeladung während der Beladung des Erdreiches erläutert. Wesentliche Eingangsgröße ist die gemessene Temperaturdifferenz am Kollektor.

$$\Delta\vartheta_{C, \text{Mess}} = (\vartheta_{C, \text{aus, Mess}} - \vartheta_{C, \text{ein, Mess}}) \quad (4)$$

Die potentielle Kollektortemperatur für die Speicherbeladung entspricht der Summe aus der Senkentemperatur (gemessene Speichertemperatur) und dem senkenspezifischen Temperaturhub im Kollektorfeld:

$$\vartheta_{C \rightarrow \text{Sp, pot}} = \vartheta_{\text{Sp}} + \Delta\vartheta_{C \rightarrow \text{Sp, pot}} \quad (5)$$

Der potentielle Temperaturhub hängt ab vom Senkenmassenstrom sowie vom Wirkungsgrad, der sich aufgrund des unterschiedlichen Temperaturniveaus der Wärme-

senke (hier der Speicherbeladung) vom derzeitigen Zustand (hier bei Erdreichbeladung) einstellt. Die beiden Wirkungsgrade entsprechen:

$$\eta_{C \rightarrow Sp} = \frac{\dot{m}_{C \rightarrow Sp} \cdot c_p \cdot (\vartheta_{C \rightarrow Sp, aus} - \vartheta_{C \rightarrow Sp, ein})}{I_C}; \quad \eta_{C \rightarrow Erd} = \frac{\dot{m}_{C \rightarrow Erd} \cdot c_p \cdot (\vartheta_{C \rightarrow Erd, aus} - \vartheta_{C \rightarrow Erd, ein})}{I_C} \quad (6)$$

Die derzeitige Einstrahlung auf die Kollektorfläche I_C ist unbekannt (kein Strahlungssensor), aber für beide Wirkungsgrade gleich. Nach Gleichsetzen und Auflösen nach dem zu ermittelnden Temperaturhub im Falle der Speicherbeladung ergibt sich:

$$\Delta\vartheta_{C \rightarrow Sp, pot} = \Delta\vartheta_{C, Mess} \cdot \frac{\dot{m}_{C \rightarrow Erd}}{\dot{m}_{C \rightarrow Sp}} \cdot \frac{\eta_{C \rightarrow Sp}}{\eta_{C \rightarrow Erd}} \quad (7)$$

Der Wirkungsgrad während der Erdreichbeladung wird mithilfe der dem Regler vorgegebenen Kollektorkennwerte sowie der gemessenen Umgebungs-, Kollektorein- und -austrittstemperatur bestimmt. Vom Regler wird hierzu eine Einstrahlung von 850 W/m² angenommen¹.

$$\eta_{C \rightarrow Erd} = \eta_0 - a_1 \cdot \frac{\vartheta_m - \vartheta_{Umg}}{850} - a_2 \cdot \frac{(\vartheta_m - \vartheta_{Umg})^2}{850} \quad \text{mit} \quad \vartheta_m = \frac{(\vartheta_{C \rightarrow Erd, aus} + \vartheta_{C \rightarrow Erd, ein})}{2} \quad (8)$$

Auf die gleiche Weise lässt sich der Wirkungsgrad bei der Speicherbeladung bestimmen. Die mittlere Kollektortemperatur entspricht dabei dem arithmetischen Mittel aus der gemessenen Speichertemperatur (hier als Kollektoreintrittstemperatur angenommen) und der zu bestimmenden potentiellen Kollektorausstrittstemperatur. Letztere ist die gesuchte Temperatur, sie wird wegen des Einflusses auf den Kollektorwirkungsgrad vom Regler mithilfe eines iterativen Verfahrens berechnet. Ausgangspunkt ist die Temperatur t_0 , bei dem nur das Massenstromverhältnis bei Erdreich- und Speicherbeladung berücksichtigt ist.

$$\Delta\vartheta_{C \rightarrow Sp, pot, t0} = \Delta\vartheta_{C, Mess} \cdot \frac{\dot{m}_{C \rightarrow Erd}}{\dot{m}_{C \rightarrow Sp}} + \vartheta_{Sp} \quad (9)$$

Die Iteration wird so lange durchgeführt, bis die Differenz der Temperaturen aus zwei Schleifendurchläufen unterhalb von 0,001 liegt. Die Temperaturbestimmung für die anderen Senken und in den anderen Betriebszuständen erfolgt auf die gleiche Weise.

Diese praxistaugliche Regelung wird ebenfalls in TRNSYS eingebunden und simuliert. Anders als im Fall der theoretischen Regelung erfolgt dies jedoch nicht anhand regulärer TRNSYS-Komponenten, sondern durch Erzeugen einer neuen TRNSYS-Komponente aus dem originalen Regler-Quellcode. Das Verfahren ist in Abschnitt 3.2.6 beschrieben.

¹ Aus den vom Regler gemessenen Daten lässt sich prinzipiell auch die Einstrahlung direkt berechnen, so dass diese anstatt des Pauschalwertes 850 W/m² verwendet werden kann. Die Einführung der entsprechenden Berechnungsschritte ist in der nächsten Version des Reglers vorgesehen, Umsetzung innerhalb des Nachfolgeprojekts „SH-T-Opt Exp“ vorgesehen.

2.3 Untersuchungen zur Auslegung der Bauteilaktivierung

Die thermisch aktivierten Bauteile im Gebäude sollen ausschließlich solarthermisch beladen werden. Sie dienen dadurch der Erweiterung der thermischen Speichermasse für Solarenergie und bilden einen Ausgleich zur Verkleinerung des Pufferspeichervolumens. Solarthermische Wärme, die zur Raumbeheizung genutzt werden kann, muss also nicht den Umweg über den Pufferspeicher nehmen und kann direkt genutzt werden.

Gleichzeitig fungiert die BTA als Niedertemperaturwärmesenke des Solarkollektors. Sie ermöglicht insbesondere in den Wintermonaten aufgrund von Betriebstemperaturen nur wenig oberhalb von 20 °C einen häufigeren solarthermischen Raumheizbetrieb gegenüber einem Konzept mit ausschließlicher Pufferspeicherbeladung.

Da die BTA als zusätzliches Heizsystem parallel zu den konventionell versorgten Radiatorheizkörpern arbeitet, ist eine Dimensionierung der Heizflächen auf den Fall maximaler Heizlast nicht notwendig. Es reicht, wenn eine Versorgung der Grundheizlast mit 35 – 50 % der maximalen Heizlast ermöglicht wird. So kann der Installations-, Verteilungs- und Verrohrungsaufwand gering gehalten werden, was sich auch positiv auf die Kosten der Maßnahme auswirkt.

Mit dem Simulationsprogramm HEAT 2 (Blomberg 2000) ist unter Verwendung der Finite-Elemente-Methode eine Untersuchung durchgeführt worden, anhand derer Dimensionierungsvorschläge abgeleitet und in einer Systemsimulation mit TRNSYS überprüft werden. Von besonderem Interesse ist die Verteilung der Wärmeströme auf die Geschosse, der Einfluss unterschiedlicher thermischer Widerstände zwischen Wärmeträgerfluid und Geschossebene sowie die Einflüsse von Verlegeabständen der Rohre und der Fluideintrittstemperatur. Die Untersuchungsergebnisse werden im Folgenden knapp zusammengefasst, ausführlich sind diese im Beitrag zur Tagung BauSim 2014 (Titel: „Bauteilaktivierung als Grundlastheizung in einem neuen Sonnenhauskonzept – Modellvergleich und Simulation“) aufgeführt. Der Tagungsbeitrag ist im Anhang Abschnitt **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** enthalten.

Der Bodenaufbau der zu aktivierenden Bauteile in der Bodenplatte und der Zwischendecke entspricht der Konstruktion im Experimentalhaus (siehe Abschnitt 4). Diese besteht aus einer Perimeterdämmung (nur Bodenplatte), Stahlbeton, 2 cm Trittschalldämmung, Estrich und einem aus Fliesen, Parkett oder Teppich bestehenden Bodenbelag. Zunächst wird eine Vergleichsbasis (Base Case) der BTA-Verlegung parametrisiert (siehe Tabelle 2-1).

Tabelle 2-1: Ausgangswerte für BTA (Base Case)

Bodenbelag	Fliesen
Raumtemperatur	20 °C
Spezifischer Massenstrom	15 kg/h
Eintrittstemperatur	28 °C
Rohrabstand und -durchmesser	300 mm, 20x2 mm PEX

Die Ergebnisse dieser durchgeführten Untersuchung sind in Abbildung 2.4 dargestellt. Die sich ergebenden Wärmeströme für die typische BTA Dimensionierung (Grafik A) zeigen, dass

- der abwärts gerichtete Wärmestrom von der BP mit $2,4 \text{ W/m}^2$ gering ist,
- die aufwärtsgerichteten Wärmeströme von BP ($8,9 \text{ W/m}^2$) und ZD ($7,6 \text{ W/m}^2$) ähnlich groß sind,
- über die Hälfte des Gesamtwärmestroms von der ZD abwärts in das Erdgeschoss gelangt und
- das Erdgeschoss ca. 75 % des Gesamtwärmestroms erhält, während nur ca. 20 % in das Obergeschoss gelangen.

Um die Asymmetrie der Wärmeverteilung der beiden Geschosse zu verringern, kann der Wärmewiderstand der ZD ins Obergeschoss verringert werden. In Grafik B ist die Auswirkung eines in Bezug auf die Wärmeleitfähigkeit veränderten oberen Bodenaufbaus dargestellt. Dabei zeigt sich, dass

- ein verringerter thermischer Widerstand den aufwärtsgerichteten Wärmestrom erhöht und den abwärts gerichteten leicht verringert,
- die Dicke der Trittschalldämmung einen erheblichen Einfluss hat, da sich bei einer Reduktion von 2 auf 1 cm der aufwärts gerichtete Wärmestrom um 45 % erhöht (im Experimentalgebäude wurde die Trittschalldämmung aus diesem Grund von den sonst üblichen 4 cm auf 2 cm reduziert, siehe Abschnitt 4.2.3) und
- der Fußbodenbelag eine untergeordnete Rolle spielt.

Für die Auswirkung eines veränderten Verlegeabstandes auf die Wärmeströme wurde in Grafik C der Gesamtwärmestrom für das EG und OG aufgetragen. Ziel der BTA Dimensionierung ist die Versorgung einer Grundlast, die ebenso wie die höchste Wärmelast aufgetragen ist. Der Grafik kann entnommen werden, dass

- der Wärmestrom in das OG deutlich geringer als jener in das EG ist, sodass ein Verlegeabstand unter 150 mm zur Grundlast-Versorgung im OG notwendig wäre, während
- im EG ein Verlegeabstand von bis zu 1000 mm noch ausreichend ist.

Die Auswirkung einer veränderten Eintrittstemperatur, wie sie sich beim direkten Beladen der BTA durch den solarthermischen Kollektor einstellt, ist in Grafik D dargestellt und zeigt, dass

- selbst bei höheren Eintrittstemperaturen die Zielvorgaben im OG nur schwer erreicht werden können und
- für die Nutzung niedriger Kollektortemperaturen ein Verlegeabstand kleiner 800 mm von Vorteil ist

Die Übertragung der Ergebnisse aus HEAT nach TRNSYS und anschließenden Systemsimulationen (siehe Abschnitt 3.2.3) führen zu einem Rohrabstand von 500 mm als energetisch sinnvoller Wert. Dieser Abstand ist deutlich größer als die typische BTA-Dimensionierung, was sowohl für die Kosten als auch die hydraulische Ver-

schaltung günstig ist. Wegen der möglichen großzügigen Auslegung wird auf eine Einzelraumregelung verzichtet und das Geschoss mit nur einem hydraulischen Kreis vollständig erschlossen.

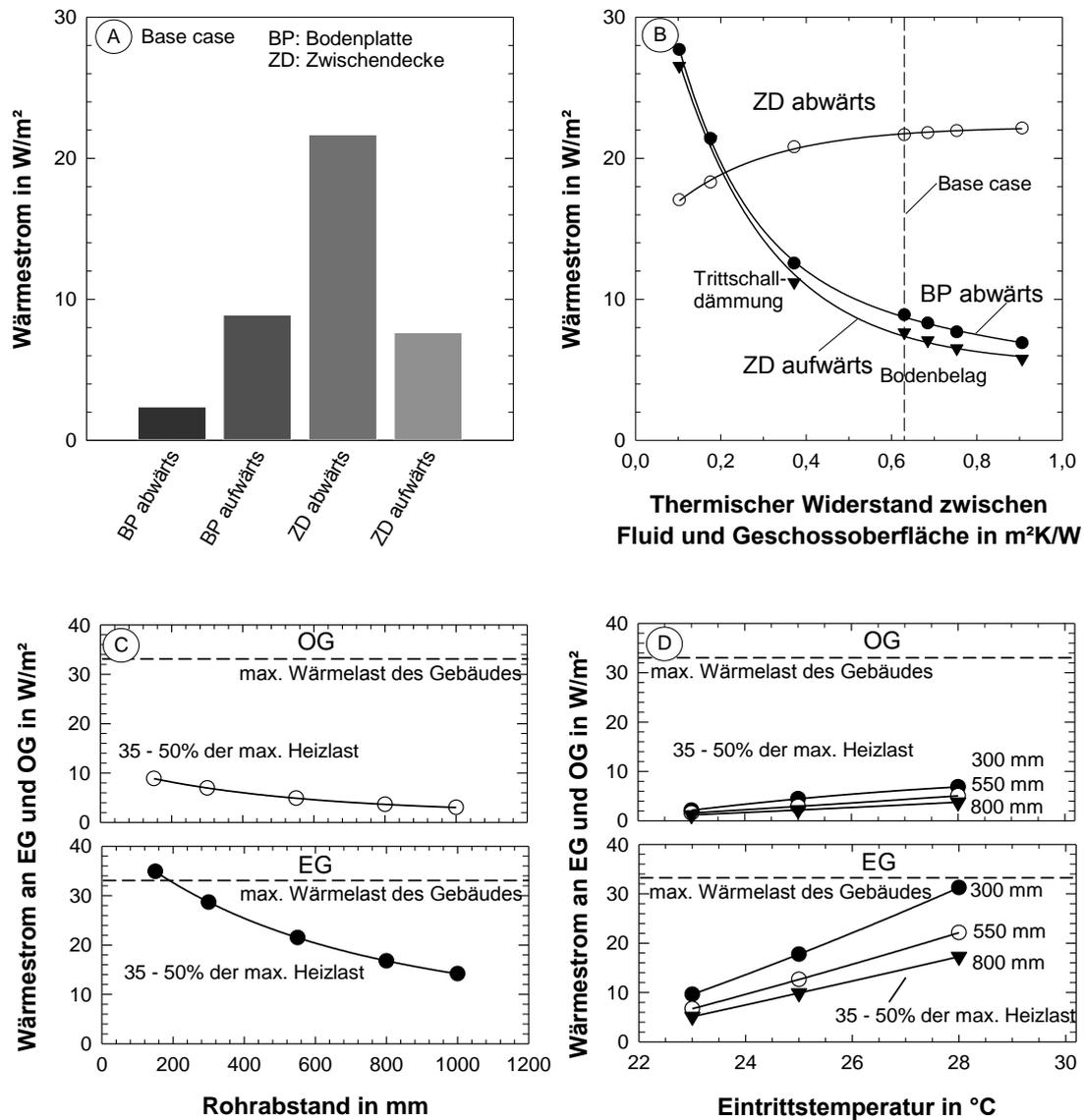


Abbildung 2.4: Wesentliche Ergebnisse der BTA Simulationen mittels Finite-Element-Methode

Grafik A: Wärmeströme, sowohl aufwärts als auch abwärts gerichtet von BP und ZD für den Ausgangsfall

Grafik B: Variation des Wärmewiderstands bzw. des Bodenaufbaus

Grafik C: Gesamtwärmestrom an EG und OG in Abhängigkeit des Verlegeabstands

Grafik D: Gesamtwärmestrom in EG und OG in Abhängigkeit der Eintrittstemperatur für drei Verlegeabstände

2.4 Vorhersage der Kollektorleistung bei geringer Einstrahlung

In diesem Abschnitt wird die Aussagekraft der Kollektorparameter nach DIN EN 12975 bei stark von der Norm abweichenden Randbedingungen untersucht. Durch die Einbindung der direkt vom Kollektorfeld versorgten Bauteilaktivierung können während der Heizperiode die Betriebstemperaturen des Kollektors im Vergleich zu typischen solarthermischen Systemen deutlich bis nahezu auf Raumtemperaturniveau gesenkt werden. Dies führt zu einer gesteigerten Betriebszeit sowie zur Ertragssteigerung des Kollektors bei niedrigen solaren Bestrahlungsstärken im Bereich unter 600 W/m^2 . Diese zusätzlichen solaren Gewinne, insbesondere in der Winterperiode, stellen einen wichtigen Bestandteil des neuen Sonnenhauskonzepts dar. Damit stellt sich jedoch die Frage, ob die zu erwartenden Erträge bei geringer Einstrahlung mit ausreichender Genauigkeit vorhergesagt werden können.

Die für Systemsimulationen verwendeten Kollektorwirkungsgradparameter werden einerseits mit dem in (EN 12975-2 2006) beschriebenen stationären Verfahren gemessen, wobei eine hohe Bestrahlungsstärke von mindestens 700 W/m^2 gefordert ist. Auch beim dynamischen Kolleortest dominieren die Zeiten hoher Einstrahlung die Parameterbestimmung. Es ist jedoch nicht klar, ob die bei hoher Einstrahlung gemessenen Wirkungsgradparameter auch bei Bedingungen mit niedriger Einstrahlung ohne große Abweichungen anwendbar sind.

Deshalb wird mit einem einfachen Verfahren überprüft, wie groß die Aussagekraft der nach Prüfnorm ermittelten Kollektorparameter für unterschiedliche und vor allem stark von der Norm abweichender Umgebungsbedingungen ist. Dazu gehören die Bestrahlungsstärke und deren Diffusanteil sowie der Einstrahlwinkel der Direktstrahlung, die Umgebungstemperatur und die Luftgeschwindigkeit in Kollektorebene.

Für eine aussagekräftige Prüfung der Kollektorkennwerte wäre normalerweise eine messtechnische Überprüfung der Kollektorleistung bei von der Norm abweichenden Betriebs- und Umgebungsbedingungen nötig und sinnvoll, leider aber auch mit hohem Aufwand verbunden. Um den Messaufwand zu vermindern, haben wir stattdessen an drei unterschiedlichen, nicht durchströmten Kollektoren die Absorbertemperaturen in Abhängigkeit der Umgebungsbedingungen über einen langen Expositionszeitraum gemessen. Aus den Messdaten (Sonnenhöhe, Azimut, Umgebungstemperatur, Luftgeschwindigkeit, Global- und Diffusbestrahlungsstärke, Absorbertemperatur) werden stationäre Mittelwerte über einen Zeitraum von 10 min gebildet, die die verschiedenen Umgebungsbedingungen und gemessenen Stagnationstemperaturen beschreiben. Die zu erwartenden Stagnationstemperaturen werden in einem zweiten Schritt mithilfe der aus der Normprüfung bestimmten Kollektorkennwerte theoretisch berechnet und denen der Messung gegenübergestellt. Das Verfahren ist für drei Kollektoren angewendet worden.

Eine ausführliche Beschreibung des Berechnungsverfahrens und aller Ergebnisse im Detail ist in einem Tagungsbeitrag (OTTI Solarthermie 2014, Titel: „Gelten die Kollektorparameter auch bei von der Norm abweichenden Bedingungen?“, Anhang Ab-

schnitt **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**) enthalten. Die nachfolgende Abbildung 2.5 zeigt die Gegenüberstellung der berechneten und gemessenen Stagnationstemperaturen beispielhaft für einen selektiven Flachkollektor.

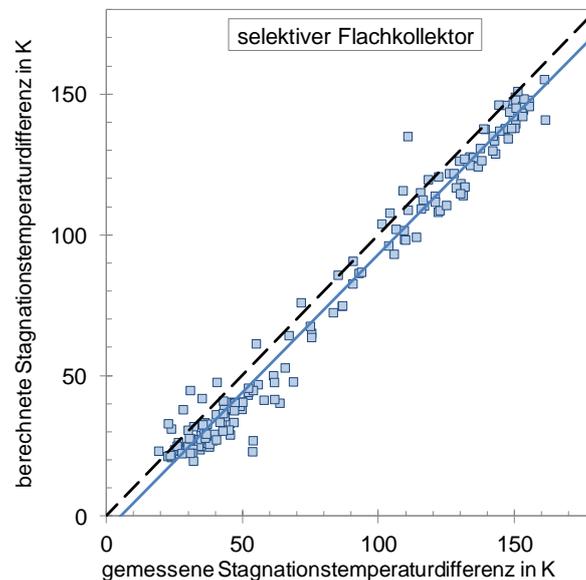


Abbildung 2.5: Gegenüberstellung von berechneter und gemessener Stagnationstemperaturdifferenz des selektiven Flachkollektors für alle stationären Punkte der Messphase

Die wesentlichen Erkenntnisse aus der Abbildung sind nachfolgend aufgelistet:

- Berechnete und gemessene Stagnationstemperatur zeigen eine zufriedenstellende Übereinstimmung. Die mittlere Abweichung beträgt -6 K bis +1 K und ist über den gesamten Temperaturbereich etwa konstant.
- Die maximalen Abweichungen liegen beim selektiven Flachkollektor zwischen +24 K und -30 K und sind bei eher instationären Bedingungen anzutreffen.
- Die Auswertung anhand der drei Kollektoren zeigt keinerlei erkennbare systematische Abweichung. Einzelwertdifferenzen resultieren aus Messpunkten, die bei höherer Instationarität aufgenommen worden sind.

Es zeigt sich, dass für den hier verwendeten selektiven Flachkollektor tendenziell die berechneten Stagnationstemperaturen etwas unter denen der Messungen liegen. Das bedeutet, dass auf Basis der Kollektorkennwerte bestimmte Temperaturen eher zu einer Unterschätzung der Kollektorleistungsfähigkeit führen würden.

Die Auswertung zeigt, dass die nach Norm ermittelten Wirkungsgradparameter auch bei deutlich von der Norm abweichenden meteorologischen Bedingungen mit ausreichender Genauigkeit anwendbar sind: Die Daten zeigen keine gravierende Über- oder Unterbewertung der Kollektorleistung. Im vorliegenden Fall – Simulation der winterlichen Gewinne bei geringer Einstrahlung – sind daher keine deutlichen Modellfehler zu erwarten.

3 Systemsimulationen

Dieser Abschnitt behandelt die im Rahmen des Projekts durchgeführten Systemsimulationen. Nach der Beschreibung des Simulationsmodells in Abschnitt 3.1 werden zunächst in Abschnitt 3.2 die Untersuchungen zur Entwicklung des Konzepts erläutert. Das konzipierte und optimierte System wird in Abschnitt 3.3 auf Grundlage energetischer und weiterer Kennzahlen bewertet. In Abschnitt 3.4 werden die Abhängigkeiten der Systemergebnisse von Randbedingungen und der Dimensionierung der Hauptkomponenten analysiert.

Teile des Inhalts wurden umfangreich in Projektberichten beschrieben, die dem Abschlussbericht als Anhang beigefügt sind. Für diese Themen erfolgt in diesem Abschnitt nur eine kurze Zusammenfassung.

3.1 Simulationsmodell

Das Kapitel erläutert die Grundzüge des Simulationsmodells. Hierzu zählt vor allem eine Übersicht der eingesetzten Komponentenmodelle und der Randbedingungen in der Simulation (Abschnitt 3.1.3). Eine Sonderrolle nimmt dabei die Quelle der Wärmepumpe ein, für die ursprünglich ein Erdwärmekollektor unter der Bodenplatte des Gebäudes geplant war (siehe hierzu auch Abschnitt 2.1). Es stellte sich jedoch heraus, dass zum Zeitpunkt der Projektdurchführung kein akzeptables TRNSYS-Modell für diese Komponente zur Verfügung steht, so dass stattdessen in Analogie ein Erdwärmesondenmodell verwendet wurde (siehe Teilabschnitt 3.1.1). Die in der Simulation verwendeten Gebäude werden in Abschnitt 3.1.2 kurz beschrieben. In Abschnitt 3.1.4 werden schließlich die in den folgenden Abschnitten verwendeten Auswertegrößen vorgestellt.

3.1.1 Modell der Erdreichquelle

Ursprünglich war es vorgesehen, in dem System einen Erdreichspeicher unter der Bodenplatte des Gebäudes als Quelle der Wärmepumpe zu nutzen. Aus Gründen der Betriebssicherheit wurde jedoch dieses Konzept nicht weiter verfolgt (siehe Abschnitt 2.1) und stattdessen im Experimentalhaus ein Erdwärmekollektor (EWK) neben dem Gebäude realisiert (siehe Abschnitt 4).

Zur Abbildung von Erdwärmekollektoren wurden verfügbare Modelle für das Simulationsprogramm TRNSYS recherchiert. Innerhalb der Erweiterungs-Bibliothek des amerikanischen Unternehmens TESS ist mit Type 997 ein solches Modell verfügbar (TESS 2012). Zwar bietet das Modell eine hohe Variabilität an einzustellender Rohrlängen, -durchmesser und -abständen. Allerdings wird der für die Leistungsberechnung von Erdwärmekollektoren wichtige Phasenwechsel des im Erdreich enthaltenen Wassers nicht berücksichtigt. Hinzu kommt ein hoher Rechenaufwand (Simulationszeit im kompletten System >30 h), so dass diese Komponente nicht eingesetzt wurde.

Ein Modell mit höherer Genauigkeit unter Berücksichtigung der Eisbildung wurde von (Ramming 2007) im Rahmen einer Doktorarbeit entwickelt. Die vom ISFH erworbene Simulationskomponente führte allerdings nach Einbau in das gesamte System zum Abbruch der Simulation aufgrund numerischer Fehler im Type. Da die Gründe für diese Fehler nicht ermittelt werden konnten, schied die Komponente für die Verwendung im Projekt aus.

Im Gegensatz zu Erdwärmekollektoren besteht für die Modellierung von Erdwärmesonden am ISFH eine langjährige Erfahrung. Unter anderen wurden vorhandene TRNSYS-Modelle innerhalb des Forschungsvorhabens GeoSolar (Bertram 2014) bewertet und optimiert (Pärisch 2015). Es wurde geprüft, ob durch ein Feld mehrerer kurzer Erdwärmesonden, ein Erdwärmekollektor abgebildet und in die Systemsimulation eingebunden werden kann. Aufgrund des grundsätzlich differierenden Aufbaus stellte sich dies jedoch als nicht sinnvoll heraus.

Für das Projekt musste festgestellt werden, dass für das Simulationsprogramm TRNSYS gegenwärtig ohne großen Aufwand für eine Neu- bzw. Umprogrammierung keine Möglichkeit besteht einen Erdwärmekollektor abzubilden. Im Rahmen eines seit Anfang 2015 am ISFH laufenden vom BMWi geförderten Forschungsvorhabens (Vorhaben Terra Solar Quelle, FKZ 03ET1275) wird eine TRNSYS-Komponente für Erdwärmekollektoren neu entwickelt, die planmäßig im Jahr 2017 zur Verfügung stehen soll. Innerhalb des Sonnenhausprojekts blieb somit nur die Möglichkeit, den EWK vereinfacht durch eine Erdwärmesonde abzubilden und in Bezug auf die Ausführungsdimensionierung umzurechnen. Diese Abschätzung erfolgt mit einer Ähnlichkeitsbetrachtung, die in Abschnitt 3.2.1 erläutert wird).

3.1.2 Gebäudemodellierung

In den Simulationen kommen zwei unterschiedliche Gebäude zum Einsatz, die beide mithilfe des TRNSYS-Types 56 abgebildet werden. Die wesentlichen Simulationen zur Untersuchung und Bewertung des Konzepts (Abschnitte 3.2 und 3.3) wurden mit einem im Folgenden als Konzepthaus bezeichneten und von der Fa. HELMA ursprünglich als Modellhaus entworfenen, zweistöckigen Gebäudes durchgeführt. Dieses Gebäude sollte ursprünglich im Musterhauspark von HELMA in Lehrte errichtet werden. Realisiert wurde stattdessen ein zweigeschossiges Gebäude mit vollständiger Unterkellerung im Stadtgebiet von Hannover (siehe Abschnitt 4, im Folgenden als Experimentalhaus bezeichnet). Die Wandaufbauten und die Fenster in diesem Gebäude entsprechen größtenteils denen im Konzepthaus. Durch den zusätzlich beheizten Keller hat das Experimentalhaus aber eine höhere Wärmelast und ein deutlich verändertes Verhalten der unteren Bauteilaktivierung (Wärmeabgabe nach oben in das EG und unten in den Keller). Daher wurde auch dieses Gebäude in TRNSYS abgebildet, um die Unterschiede im Experimentalhaus analysieren (siehe Abschnitt 3.4) und einen Vergleich zwischen Messung und Simulation vornehmen zu können. Tabelle 3-1 zeigt die Kenndaten der beiden Gebäude im Vergleich.

Tabelle 3-1: Kenndaten der simulierten Gebäude (nach EnEV-Nachweisen der Fa. HELMA)

Größe	Konzepthaus	Experimentalhaus
Geschosse	2	3
Gebäudehüllfläche	445,0 m ²	571,1 m ²
Anteil Fenster in Hüllfläche Gesamt/Süd	10,3 % / 4,6 %	10,2 % / 4,1 %
Beheiztes Luftvolumen	465,3 m ³	699,2 m ³
Nutzfläche	195,3 m ²	294,4 m ²
Transmissionswärmeverlust	0,29 W/m ² K	0,27 W/m ² K
Heizwärmebedarf unter EnEV-Randbedingungen ²	8669 kWh/a (44,4 kWh/m ²)	10479 kWh/a, (35,6 kWh/m ² a)
Bauteilaktivierung	Bodenplatte und Zwischendecke EG/OG	Zwischendecke Keller/EG und EG/OG

Mithilfe der EnEV-Nachweise, Bauzeichnungen und weiterer Detailinformationen (genaue Beschreibung der Fenster, Aufbau der Innenwände-/decken) wurde TRN-SYS-Type 56 parametrisiert. Der in der Tabelle angegebene Heizwärmebedarf wurde mittels des Monatsbilanzverfahrens im Programm „Energieberater“ ermittelt, Grundlage waren die EnEV-Randbedingungen (Mittelstandort Deutschland, 19 °C Raum-solltemperatur, Raumheizung mit Nachtabsenkung, Luftwechsel 0,6 1/h, interne Wärmegewinne von dauerhaft 5 W/m²). Die in den folgenden Abschnitten auftretenden deutlichen Abweichungen im Heizwärmebedarf resultieren neben dem jeweiligen Berechnungsverfahren vor allem aus den unterschiedlichen Randbedingungen (siehe Abschnitt 3.1.3 bzw. Tabelle 3-2).

3.1.3 Modellübersicht und Randbedingungen

Das Systemkonzept nach Abbildung 2.1 wird detailliert in der Simulationsumgebung TRNSYS abgebildet. Hierzu kommen die in Tabelle 3-2 aufgeführten Modelle/Types zum Einsatz. Die eingesetzten Gebäude werden im Detail in Abschnitt 3.1.2 vorgestellt, in Tabelle 3-1 werden die verwendeten Randbedingungen für beide Gebäude gezeigt. im Falle von Wärmepumpe und Erdreichquelle werden die Werte bei Verwendung des Konzepthauses gezeigt (siehe Abschnitte 3.2.1 und 3.4.5).

²Der angegebene Wärmebedarf wurde mittels des Monatsbilanzverfahrens des Programms „Energieberater plus“ der Hottgenroth Software GmbH & Co. KG ermittelt, der Wärmebedarf in der TRNSYS Systemsimulation weicht von diesen Werten ab.

Tabelle 3-2: Randdaten und eingesetzte TRNSYS-Modelle

Typ	Daten	TRNSYS Type/Modell
Standort		
Wetterdaten	Zürich	Nach Meteonorm (Remund 2003)
Gebäude		
Interne Wärmegewinne	Im Durchschnitt 470 W (für beide Gebäude identisch)	Profil nach IEA Task 44 (Dott 2012)
Randbedingungen	Luftwechselrate 0,4 1/h, Raumsolltemperatur 20 °C	Type 56 (Klein 2009)
Wärmebedarf unter Simulationsbedingungen	8040 bzw. 11800 kWh/a	
Bauteilaktivierung		
Modellierung	Active Layer im Gebäude	Innerhalb von Type 56
Raumheizung		
Typ	Radiatoren	Type 362 (Holst 2010)
Auslegungstemperaturen (Vorlauf/Rücklauf)	55 °C/45 °C bei -14 °C Außentemp. 35 °C/30 °C bei 20 °C Außentemp.	
Nachtabsenkung	Nein	
Warmwasserbereitung		
WW-Bedarf	2200 kWh/a	In Anlehnung an IEA Task 44 (Haller 2013)
Frischwasserstation	Übertragungsrate 19200 kJ/hK	Type 288 (Büttner 2012)
Kollektor		
Typ	Selektiver Flachkollektor	Type 832 (Haller 2012)
Fläche	32 m ²	
Ausrichtung	45°/Süd	
Solarregelung		
Konzept	Beladung der solaren Wärmesenke mit potentiell höchster Kollektorleistung	Details der Regelung in Abschnitt 2.2
Speicher		
Volumen	1 m ³	Type 340 (Drück 2006)
Höhe / Durchmesser	2 m / 0,79 m	
Dämmung	0,1 m mit 0,037 W/mK	
Zusätzliche Wärmeverluste	Nach Wilhelms 2008	

Fortsetzung von Tabelle 3-2

Wärmepumpe (Werte bei Verwendung von Konzept-/Experimentalhaus)		
Leistungspunkt B0/35 nach (DIN EN 255 1997)	Wärmeleistung 5,4/8,1 kW Elektr. Leistungsaufnahme 1,1/1,7 kW COP 4,8	Type 401 (Afjei 1997) und Type 292 für Massenstromkorrektur (ISFH 2013)
Volumenströme	Kondensatorseite: 1,4/1,9 m ³ /h Verdampferseite: 0,5/0,7 m ³ /h	
Dynamik	Aufheizkonstante 30 s Abkühlkonstante 5 min	
Elektrischer Heizstab	7/10 kW, Einsatz zum Quellentemperaturschutz (ab -5 °C Eintrittstemperatur in die WP)	
Wärmequelle (siehe auch Abschnitt 3.1.1)		
Typ	Erdwärmesonde, 50 m (Konzepthaus) bzw. 70 m (Experimentalhaus)	Type 557 (TESS 2012) mit Vorschaltrohr für Berücksichtigung der Kapazität (Pärisch 2015)
Füllmaterial	Wärmeleitfähigkeit 2 W/mK, Wärmekapazität 1,351 kJ/kgK	
Erdreich	Wärmeleitfähigkeit 2 W/mK, Wärmekapazität 0,8 kJ/kgK	

Die Tabelle zeigt, dass sich der Heizwärmebedarf in der Systemsimulation von dem Ergebnis laut des Programms „Energieberater“ unterscheiden (siehe Tabelle 3-1). Während durch verschiedene Randdaten (z.B. Wetterstandort, interne Wärmequellen, Raumsolltemperatur) grundsätzlich unterschiedliche Ergebnisse zu erwarten sind, fällt auf dass der Heizwärmebedarf für das Konzepthaus in der Systemsimulation um 7 % geringer und für das Experimentalhaus um fast 13 % höher ausfällt. Ein wesentlicher Grund hierfür sind die unterschiedlich berechneten internen Wärmequellen. Nach EnEV-Randbedingungen betragen diese immer 5 W/m², d.h. im Experimentalhaus liegen diese um 450 W bzw. 50 % über den Wert des Konzepthauses. Im Jahr ergibt dies eine um fast 4000 kWh höhere interne Wärmemenge im Experimentalhaus, wobei sich allerdings nur der in der Heizperiode auftretende Teil im Heizwärmebedarf auswirkt. In der Systemsimulation wird dagegen angenommen, dass sich im Experimentalhaus weder mehr Personen aufhalten noch mehr elektrische Geräte aufgestellt sind, so dass hier die Wärmegewinne durch interne Wärmequellen in beiden Gebäuden gleich sind.

3.1.4 Auswertegrößen

Mithilfe der Auswertegrößen werden die einzelnen Systemvarianten verglichen. Neben einem energetischen Vergleich der Systemvarianten sowie der Komponenten/Subsysteme Sonnenkollektor und Wärmepumpe wird die Einhaltung von Komfortgrenzen geprüft.

Energetische Bewertung des Systems

Die wichtigste Bewertungsgröße ist der gesamte Stromverbrauch des Systems. Berücksichtigt werden alle Komponenten im Heizsystem, d.h. die Wärmepumpe ($W_{el,WP}$), der elektrische Heizstab ($W_{el,Heizstab}$), die Umwälzpumpen ($W_{el,Pumpen}$), und die Regelung ($W_{el,Regler}$).

$$W_{el,ges} = W_{el,WP} + W_{el,Heizstab} + W_{el,Pumpen} + W_{el,Regler} \quad (10)$$

Der Stromverbrauch für Wärmepumpe und Heizstab wird direkt von den Modellen in der Simulation ausgegeben. Der Strombedarf der Umwälzpumpen wird durch Multiplikation der aus der Simulation stammenden Laufzeit t_{Pumpe} und einer konstant angenommenen Pumpenleistung $P_{el,Pumpe}$ errechnet.

$$W_{el,Pumpen} = \sum_i (t_{Pumpe,i} \cdot P_{el,Pumpe,i}) \quad (11)$$

Die Pumpenleistungen werden bestimmt durch die hydraulische Leistung im entsprechenden Kreis (konstant für ein typisches Temperaturniveau im Betrieb) und einen Pumpenwirkungsgrad, der in Abhängigkeit von der hydraulischen Leistung im Bereich 30 % bis 35 % liegt. Für den Regler wird für alle Systeme ein Bedarf von 100 kWh/a angenommen.

Die Energieeinsparung entspricht der Einsparung an elektrischer Energie des solarthermischen Systems im Vergleich zu einem Referenzsystem ohne jegliche Solaranlage.

$$f_{sav} = 1 - \frac{W_{el,ges,Solarsystem} + W_{el,Pumpen,Solarsystem}}{W_{el,ges,Referenz} + W_{el,Pumpen,Referenz}} \quad (12)$$

Das Referenzsystem ist als Schema in Abbildung 3.1 dargestellt.

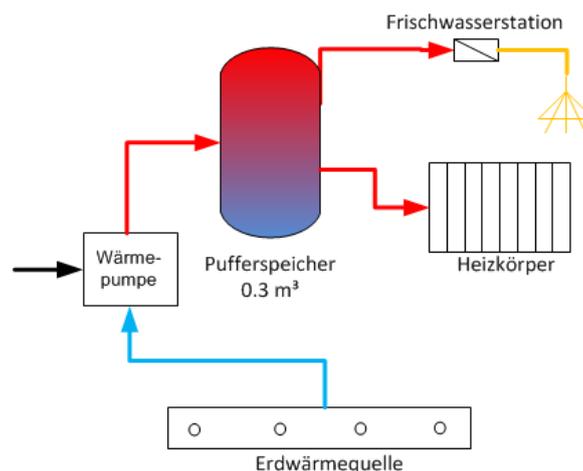


Abbildung 3.1: Schema des Referenzsystems

Die Randbedingungen des Referenzsystems sind identisch mit denen im System mit Solaranlage (siehe Tabelle 3-1 und Tabelle 3-2). Die Wärmepumpe speist in einen Pufferspeicher von 300 l ein, der wie im Sonnenhaussystem sowohl die Frischwasserstation als auch die Raumheizung mit Wärme versorgt. Das System entspricht

einer typischen Wärmepumpenanlage für Einfamilienhäuser mit Radiatoren und Thermostatventilen. (siehe beispielsweise Bonin 2012).

Bewertung der Solarwärme

Die solare Deckung f_{sol} gibt an, welcher Anteil der benötigten Wärmemenge durch die Solaranlage gedeckt wird. Im Folgenden wird diese als Verhältnis aus solar genutzter Wärme zur Summe aus solar und der von der WP generierten Wärmemenge definiert:

$$f_{\text{sol}} = \frac{Q_{\text{Sol,Speicher}} + Q_{\text{Sol,BTA}}}{Q_{\text{Sol,Speicher}} + Q_{\text{Sol,BTA}} + Q_{\text{WP}}} \quad (13)$$

Häufig wird eine andere Definition der solaren Deckung bevorzugt, die die Nutzwärmemenge des Systems einbezieht. Allerdings ist die Nutzwärmemenge im Sonnenhaus nicht klar definiert, da ein Teil der Heizenergie dem Gebäude durch die Bauteilaktivierung zugeführt wird. Eine Differenzierung des BTA-Ertrages in einen Anteil, der rein zur Reduktion der Wärmemenge, und in einen Anteil, der die Raumtemperatur über den eingestellten Sollwert hinaus erhöht, ist nicht möglich.

Bewertung der Wärmepumpe

Mithilfe der Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe lässt sich dessen Performance bewerten. Die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe JAZ_{WP} berücksichtigt die am Kondensator abgebende Wärmemenge $Q_{\text{Kond,WP}}$ sowie die vom elektrischen Heizstab erzeugte Energiemenge Q_{Heizstab} . Die aufgenommene elektrische Energiemenge der Wärmepumpe $W_{\text{el,WP}}$ entspricht der Summe aus der Energiemenge von Kompressor $W_{\text{el,Kompressor}}$ und Heizstab $W_{\text{el,Heizstab}}$.

$$JAZ_{\text{WP}} = \frac{Q_{\text{Kond,WP}} + Q_{\text{Heizstab}}}{W_{\text{el,WP}}} = \frac{Q_{\text{Kond,WP}} + Q_{\text{Heizstab}}}{W_{\text{el,Kompressor}} + W_{\text{el,Heizstab}}} \quad (14)$$

Bewertung des Komforts

Das Wärmeversorgungssystem muss in der Lage sein, die gewünschten Warmwasser- und Heizwärmemenge bereitzustellen. Zur Identifikation unzureichender Systemvarianten wird als Mindestanforderung festgelegt, dass die Raumtemperatur ϑ_{Raum} in allen Heizzonen des Hauses maximal $t = 10$ h pro Jahr unterhalb der Raumsolltemperatur unter Berücksichtigung einer Toleranz von 0,5 K liegt.

$$\vartheta_{\text{Raum}} < 19,5^\circ\text{C} : t \leq 10 \text{ h/a} \quad (15)$$

Analog darf die Warmwassertemperatur ϑ_{WW} nur an insgesamt 2 h/a (gesamte Warmwasserzapfzeit im Jahr beträgt 165 h/a) bei einer Toleranz von 1 K nicht erreicht werden. Anzumerken ist, dass Komforteinbußen vom Nutzer nicht unbedingt gemerkt werden, da die Grenztemperatur von 44 °C in vielen Fällen zu hoch ist und für die Nutzung herunter gemischt werden muss.

$$\vartheta_{\text{WW}} < 44^\circ\text{C} : t \leq 2 \text{ h/a} \quad (16)$$

Darüber hinaus soll die Komforteinschränkung aufgrund zu hoher Raumtemperaturen bewertet werden. In Anlehnung an die (DIN 4108-2 2013) werden hierzu die Zeiträume erfasst, in denen die Raumtemperatur über einer für die entsprechende Klimazone festgelegte Maximaltemperatur liegt (hier 26 °C). Nach (DIN 4108-2 2013) ist ausreichender Komfort gewährleistet, wenn die Raumtemperatur 26 °C nur während max. 10 % der Anwesenheitszeit von Personen im Haus innerhalb eines Jahres (bei Wohnhäusern 24 h/d und 365 d/a) überschreitet.

$$\vartheta_{\text{Raum}} > 26^{\circ}\text{C} : t \leq 0,1 \cdot 8760 \text{ h/a} \quad (17)$$

3.2 Simulationen zur Konzeptentwicklung

Zur konzeptionellen Umsetzung von Hydraulik und Regelung (siehe Abschnitte 2.1 und 2.2) wurden Systemsimulationen durchgeführt, um die Dimensionierung der Hauptkomponenten sowie die hydraulische Anbindung der Komponenten und die optimale Regelung zu untersuchen.

Die Auslegung der Erdreichquelle konnte aufgrund der solaren Erträge nicht anhand bekannter Dimensionierungsrichtlinien durchgeführt werden. Daher war es notwendig, hierzu Aussagen auf Grundlage von Systemsimulationen zu treffen, die sowohl in die weitere Simulationsstudie als auch in die Realisierung im Experimentalgebäude eingeflossen sind (Kapitel 3.2.1). Neben der von der Wärmepumpe zu erbringenden Wärmelieferung musste hierbei zusätzlich die solare Regeneration berücksichtigt werden, deren Auswirkungen und optimale Einstellung in Abschnitt 3.2.2 untersucht wird.

Die solare Beladung der BTA stellt einen der Kernpunkte im neuen Konzept dar. Zusätzlich zu den FEM-Simulationen aus Abschnitt 2.3 wurden Systemsimulationen durchgeführt, um die Auslegung, die Regelgrößen und –parameter sowie die Betriebsgrenzen der BTA zu ermitteln (Abschnitt 3.2.3).

Die Nachheizung der Wärmepumpe erfolgt über den zwischengeschalteten Pufferspeicher. Die Temperaturen im Speicher haben so einen direkten Einfluss auf das kondensatorseitige Temperaturniveau und damit auf die Performance der Wärmepumpe. Aus diesem Grund wurde die Anbindung der Wärmepumpe an den Pufferspeicher detailliert analysiert (Abschnitt 3.2.4).

Eine wesentliche Aufgabe der Konzeptentwicklung bestand in der Regelung, die mithilfe von Systemsimulationen konzipiert wurde. Abschnitt 3.2.5 ermittelt die optimale Einstellung der in Abschnitt 2.2.1 vorgestellten Wertigkeit. Abschnitt 3.2.6 beinhaltet schließlich die Einbindung und Bewertung der Regelung.

3.2.1 Auslegung der Erdreichquelle

Die Erdwärmequelle muss so groß dimensioniert werden, dass ihr ausreichend Energie entnommen werden kann, damit die Wärmepumpe die Wärmeversorgung mit möglichst hoher Effizienz sicherstellen kann. Gleichzeitig stellt sie einen erheblichen Kostenfaktor dar, sollte daher wiederum nicht zu groß ausfallen. Als Erdwärme-

quelle kommen unterschiedliche Typen in Frage, wie z.B. Sonden, Körbe oder Kollektoren. Aufgrund unzureichender bzw. fehlender Modelle ist in TRNSYS nur eine Abbildung von Erdsonden möglich (siehe Abschnitt 3.1.1), während im realisierten Experimentalgebäude ein Erdwärmekollektor zum Einsatz kommt. In diesem Abschnitt werden die Arbeiten zur Dimensionierung der Erdwärmesonde vorgestellt, aufbauend darauf wird in Abschnitt 4.1 die Auslegung des Erdwärmekollektors im Experimentalgebäude diskutiert.

Für ein rein mit einer Erdreich-Wärmepumpe beheiztes Haus stehen Berechnungsformeln zur Verfügung, die eine Auslegung einer Erdwärmesonde oder auch eines Erdwärmekollektors ermöglichen, wie z.B. nach (VDI 4640-2 2001) bzw. dem aktualisierten Entwurf (VDI 4640-2 2015). Zur Dimensionierungsberechnung wird die jährliche Wärmelast benötigt, die sich aus Raumheiz- und Warmwasserbedarf zusammensetzt. Beide Werte können z.B. dem EnEV-Nachweis für das Gebäude entnommen oder simulativ bestimmt werden. Nach Tabelle 3-1 und Tabelle 3-2 ergeben sich für die beiden verwendeten Gebäude Gesamtenergiebedarfswerte von 10900 kWh/a (Konzepthaus) bzw. 12700 kWh/a (Experimentalgebäude). Durch Vorgabe der Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe ergibt sich die Energiemenge, die dem Erdreich entzogen wird - mit einer für Erdreichwärmepumpen typischen Jahresarbeitszahl von 3,8 ergibt sich für das System eine Wärmezugsmenge von 8000 kWh/a bzw. 9350 kWh/a. Durch Vorgabe der zu erwartenden Betriebszeit der Wärmepumpe kann daraus die durchschnittliche Entzugsleistung berechnet werden – bei 1650 h/a (Wert aus VDI 4640-2 2015 für Hannover) ergeben sich 4800 W bzw. 5700 W.

Mit der Wärmeentzugsmenge und der maximalen Entzugsleistung der jeweiligen Erdreichquelle einerseits sowie der durchschnittlichen Entzugsleistung und der maximalen Entzugsleistung andererseits ist die Mindestfläche der Erdwärmequelle berechenbar. Beispielsweise betragen die Maximalwerte für Erdwärmekollektoren nach der VDI 4640-2 2015 für Hannover im Mittel 30 W/m² und 50 kWh/m². Damit würde sich eine Erdwärmekollektorfläche von 160 m² für das Konzepthaus und von 190 m² für das Experimentalhaus ergeben.

Da in der obigen Berechnung der Wärmeeintrag durch die Solaranlage keine Berücksichtigung findet, resultiert daraus eine zu große Dimensionierung der Erdreichquelle. Eine Auslegung unter Berücksichtigung der solaren Wärme ist mithilfe von TRNSYS-Systemsimulationen möglich. Da allerdings kein Modell zur Abbildung von Erdwärmekollektoren vorliegt (siehe Abschnitt 3.1.1), ist dies nur für Erdwärmesonden möglich. Durch Variation der Erdwärmesondenlänge kann die Größe der Wärmequelle gefunden werden unter denen der gewünschte Komfort sichergestellt wird (siehe Abschnitt 3.1.4) und kein zu hoher Betrieb des Heizstabs auftritt. Letzterer ist immer dann im Einsatz, wenn aufgrund hoher Wärmeabnahme die Austrittstemperatur aus der Erdwärmesonde zu gering ist (siehe Tabelle 3-2). Im Folgenden wird festgelegt, dass durch den Heizstab maximal 1 % der Wärmemenge in das System gebracht werden darf. Die Kennwerte des Erdreiches sind in Tabelle 3-2 aufgeführt.

Tabelle 3-3 zeigt für unterschiedliche Erdwärmesondenlängen (30 m bis 100 m) die Einsatzzeit des Heizstabs (als Anteil am Gesamtwärmeeintrag durch WP und Heizstab), die Zeit mit aktiven Quellentemperaturschutz, die Jahresarbeitszahl der WP (Definition siehe Formel (14)) und die Betriebszeit der WP. Durchgeführt wurden die Variationen für das Referenzsystem ohne Solaranlage, dem herkömmlichen Sonnenhauskonzept SH1 (siehe Beschreibung in Abschnitt 3.3.1) und dem neuem Sonnenhauskonzept SH2. Für das SH2 wurde die hydraulisch und regelungstechnisch beste Variante verwendet, d.h. das Verfahren wurde nach Abschluss aller Optimierungsarbeiten der Abschnitte 3.2.2 bis 3.2.5 wiederholt.

Tabelle 3-3: Variation der Erdwärmesondenlänge innerhalb des Konzepthauses für das Referenzsystem Ref und der Sonnehäuser SH1 und SH2, Varianten mit Anteil Heizstab unter 1 % jeweils unterhalb den roten Linien

EWS-Länge		Variante				Variante		
		Ref	SH1	SH2		Ref	SH1	SH2
30 m	Anteil Heizstab	33 %	31 %	27 %	Sperrzeit WP wg. Quellentemp.-Schutz in h	746	352	331
40 m		16 %	14 %	8 %		277	129	79
50 m		5 %	4 %	0 %		72	31	1
60 m		0 %	0 %	0 %		3	2	0
70 m		0 %	0 %	0 %		0	0	0
80 m		0 %	0 %	0 %		0	0	0
90 m		0 %	0 %	0 %		0	0	0
100 m		0 %	0 %	0 %		0	0	0
30 m	JAZ _{WP}	1,8	1,8	2,1	Betriebszeit WP in h	1760	910	940
40 m		2,3	2,4	2,8		1820	940	970
50 m		2,9	2,9	3,4		1830	930	950
60 m		3,3	3,3	3,6		1790	910	920
70 m		3,5	3,4	3,7		1720	870	890
80 m		3,5	3,5	3,8		1680	850	870
90 m		3,6	3,5	3,9		1640	830	850
100 m		3,7	3,6	3,9		1610	820	840

In allen Varianten, d.h. auch bei kleinen Erdwärmesondenlängen und/oder hoher Quellenschutztemperatur, wird der Komfort für Warmwasser und Raumheizung eingehalten. Bei kleinen Sondenlängen geht dies jedoch auf Kosten eines hohen Heizstabeinsatzes (Feld links oben), da häufig der Quellentemperaturschutz ein Einschalten des Verdichters der Wärmepumpe verhindert (Feld rechts oben). Varianten, die die geforderten Bedingungen d.h. einen Heizstabeinsatz unterhalb von 1 % erfüllen, befinden sich in der Tabelle unterhalb der roten Markierungen. Im Referenzsystem muss die EWS eine Länge von mindestens 60 m aufweisen, hier ergibt sich eine Jahresarbeitszahl von 3,3 bei einer Wärmepumpenbetriebszeit von etwa 1800 h.

Auch im SH1-System beträgt die minimale EWS-Länge 60 m, trotz der hohen solaren Deckung ist es somit nicht möglich, eine kürzere Erdwärmesonde zu verwenden. Während auch die JAZ mit 3,3 unverändert bleibt, wird aber die Betriebszeit der Wärmepumpe mit 900 h in etwa halbiert. Im Vergleich dazu ist im SH2-System schon bei einer Erdwärmesondenlänge von 50 m der Heizstabeinsatz unterhalb von 1 %.

Entscheidend hierbei ist die solare Regeneration des Erdreiches. Trotz der kürzeren Sonden werden höhere JAZ als in den beiden anderen Systemen erreicht. Grund hierfür ist eine optimierte Anbindung der Wärmepumpe an den Pufferspeicher (siehe Abschnitt 3.2.4). Auch hier ist die Betriebszeit der WP weitaus geringer als im Referenzsystem, liegt aber etwas über der des SH1.

In den folgenden Simulationen wird im Referenzsystem und im SH1 eine Erdwärmesondenlänge von 60 m und im SH2 von 50 m verwendet.

3.2.2 Solare Regeneration des Erdreichs

Bei der Auslegung der Erdeichquelle für das Konzept SH2 wurde in den Simulationen die Beladung der Quelle durch die Sonnenkollektoren berücksichtigt. Mit den zugrundeliegenden Regeleinstellungen liegt der Wärmeeintrag in das Erdreich bei 2850 kWh. Im Folgenden werden folgende Regeländerungen untersucht:

- Erhöhung der maximalen Eintrittstemperatur in die Erdwärmesonde, Standardwert ist 28 °C, um die Temperaturbelastung im Erdreich zu limitieren.
- Veränderung der Einschalt-/Ausschalthysterese innerhalb der Betriebsperiode der Wärmepumpe (die Betriebsperiode entspricht den Zeiten, in denen die Wärmepumpe während der letzten 24 h mindestens einmal in Betrieb war), Standardwert ist 4 K/2 K. Außerhalb der Betriebsperiode der WP wird immer 10 K/2 K verwendet.

Abbildung 3.2 zeigt den gesamten Stromverbrauch sowie die Betriebszeiten und abgegebenen Energiemengen, wenn der Kollektor das Erdreich belädt. Letztere sind dabei unterteilt in die Zeiträume November bis März und April bis Oktober.

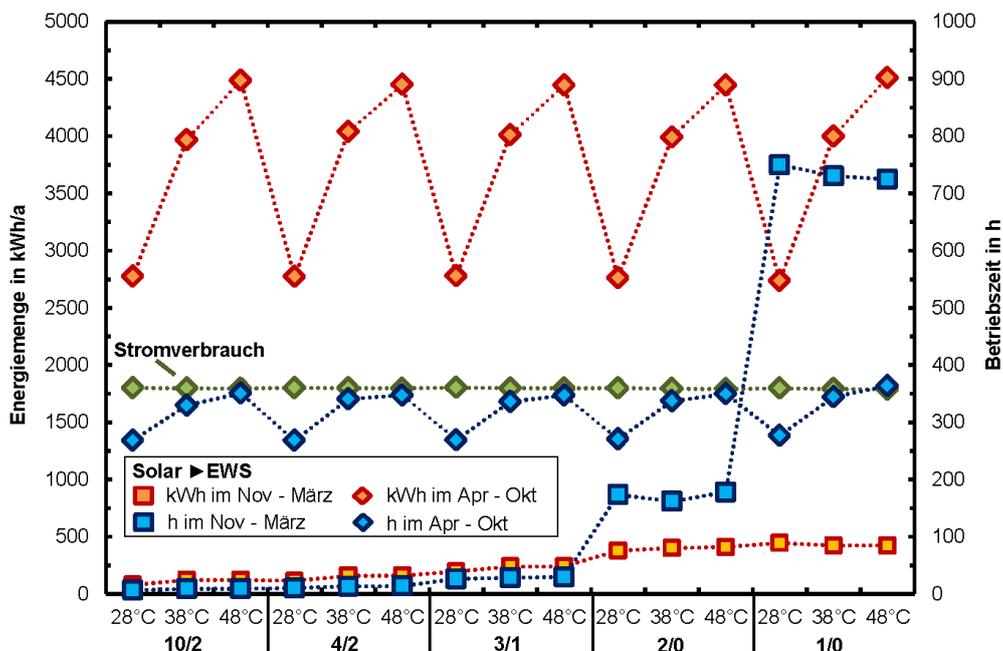


Abbildung 3.2: Simulation von SH2 unter Variation der Regelhysteresen für die Erdreichbeladung in der Heizperiode (untere Zahlen, fett gedruckt) und der maximalen Eintrittstemperatur in die Erdwärmesonde (obere Zahl), Regelhysterese für Sommerperiode in allen Varianten bei 10/2

Die Untersuchung zeigt:

- In der Periode vom November bis März wird in der Ausgangsvariante (28 °C, 4/2) das Erdreich nur selten beladen (11 h Betriebszeit, 115 kWh Input). Vom April bis Oktober wird häufiger auf die Erdreichbeladung geschaltet (268 h, 2773 kWh). In der Sommerperiode ist die Wärmepumpe fast vollständig außer Betrieb, so dass sich die erhöhten Quellentemperaturen nicht auf die Jahresarbeitszahl von 3,44 auswirken.
- Durch eine Erhöhung der maximalen Erdreichteintrittstemperatur erhöht sich die Beladung von November bis März, bei 48 °C werden 14 h und 161 kWh erreicht. Trotz der nur leicht erhöhten Wärmemenge bewirkt dies einen Anstieg der mittleren Verdampfeintrittstemperatur von 0,3 °C auf 0,7 °C. Die Betriebszeit des Kollektors von April bis Oktober steigt dagegen deutlich an (347 h, 4450 kWh). Dies hat jedoch keine Auswirkung auf den Stromverbrauch der WP (kein Betrieb in dieser Periode), führt aber zu erhöhtem Strombedarf der Umwälzpumpen für die Erdreichbeladung. Im gesamten Jahr erreicht die WP eine Jahresarbeitszahl von 3,47, der Stromverbrauch sinkt um 6 kWh auf 1696 kWh.
- Eine Reduktion der Regelhysteresen während der WP-Betriebsperiode von 4/2 auf 3/1 bewirkt nur eine geringe Steigerung der Betriebszeit von November bis März (26 h, 196 kWh), die mittlere Verdampfeintrittstemperatur bleibt mit 0,6 °C unverändert. Eine Erhöhung der maximalen Erdreichteintrittstemperatur hat mit diesen Hysteresen die gleichen Effekte wie im Standardfall.
- Eine weitere Reduktion auf 2/0 und 1/0 erhöht die Betriebszeit der Erdreichbeladung von November bis März deutlich auf 174 h (2/0) und 750 h (1/0), dadurch kann das Erdreich mit 379 kWh bzw. 446 kWh vom Kollektor beladen werden. Hierdurch steigt die mittlere Verdampfeintrittstemperatur auf 2,4 °C (1/0) und damit die Jahresarbeitszahl auf 3,61. Allerdings wird gleichzeitig eine geringere Wärmemenge in die Bauteilaktivierung eingebracht, dadurch steigen der Heizwärmebedarf der Radiatoren und die Wärmemenge, die von der WP bereitgestellt werden muss. Insgesamt reduziert sich die von der WP aufgenommen elektrische Energiemenge um 30 kWh, gleichzeitig benötigen die Umwälzpumpen für die Erdreichbeladung 24 kWh mehr Strom, so dass sich insgesamt ein leicht positiver Effekt (Stromverbrauch sinkt um 5 kWh) einstellt.

Es ergeben sich keine deutlichen energetischen Vorteile bei höherer solarer Beladung des Erdreichs. Daher ist es sinnvoll, zum Schutz des Erdreichs vor hohem Wärmeeintrag sowohl eine hohe Regelhysterese (10/2) als auch eine geringe Maximaltemperatur (28 °C) zu verwenden und das Erdreich hauptsächlich für den Stagnationsschutz zu verwenden. Bei der Wahl der Betriebsparameter für die Erdreichbeladung muss darauf geachtet werden, dass diese nicht in Konkurrenz zur Beladung der BTA tritt.

3.2.3 Solare Beladung der BTA

Die solare Beladung der BTA ermöglicht eine hohe solare Deckung trotz der geringen Größe des Pufferspeichers. Die BTA ist dabei so ausgelegt, dass sie nicht die maximale Heizlast des Gebäudes tragen kann, sondern nur als Grundlastheizung dient. Trotz des nach den Untersuchungen aus Abschnitt 2.3 empfohlenen Abstandes zwischen den Rohrleitungen von 0,5 m wird innerhalb der Basisvariante der Systemsimulationen ein Rohrabstand von 0,333 m verwendet. Dies entspricht bei den vorgegebenen Betondeckendicken dem minimal möglichen Wert im zugrundeliegenden Modell. In Abbildung 3.3 werden die Auswirkungen eines erhöhten Rohrabstandes analysiert.

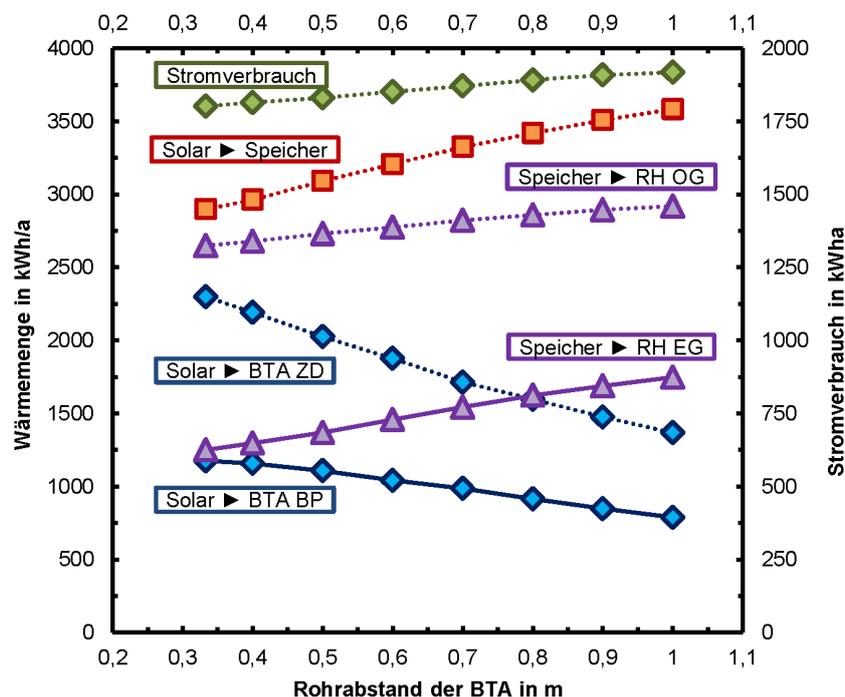


Abbildung 3.3: Simulation von SH2 unter Variation des Rohrabstandes in der BTA

Die Abbildung zeigt:

- Eine Erhöhung des Rohrabstandes führt zu einer Reduktion der Wärmemenge die über die BTA an den Raum abgegeben werden kann – vor allem in der Zwischendecke. Dadurch erhöht sich der Heizwärmebedarf vor allem im Erdgeschoss. Zwar steigt auch die solare Speicherbeladung, jedoch entsteht insgesamt ein höherer Stromverbrauch. Mit dem in der Basisvariante eingestellten Rohrabstand von 0,333 m tritt somit der geringste Energieverbrauch auf.
- Bei Vergrößerung des Rohrabstandes von 0,33 m auf 0,5 m reduziert sich die gesamte Wärmemenge der BTA um 10 %, der gesamte Wärmebedarf der Radiatoren steigt um 5 %, die solare Speicherbeladung um 24 % und der Stromverbrauch um 2 %. Bei 1 m liegt die Reduktion der BTA bei 38 %, die Steigerung der Radiatorwärme bei 20 %, die Erhöhung der solaren Speicherbeladung bei 24 % und der Gesamtstromverbrauch steigt um 6,5 %.

Weitere Kriterien zur Beladung der BTA werden durch die Regelung festgelegt (siehe Abschnitt 2.2) Eine der Einstellgrößen ist die maximale Eintrittstemperatur in die BTA, die dem Schutz des Rohrmaterials vor thermischer Überbelastung dient und bei Bedarf durch Mischung mit dem BTA-Rücklauf realisiert wird. Standardmäßig wird eine Maximaltemperatur von 35 °C verwendet, Abbildung 3.4 zeigt wie sich die Änderung der Eintrittstemperatur auswirkt.

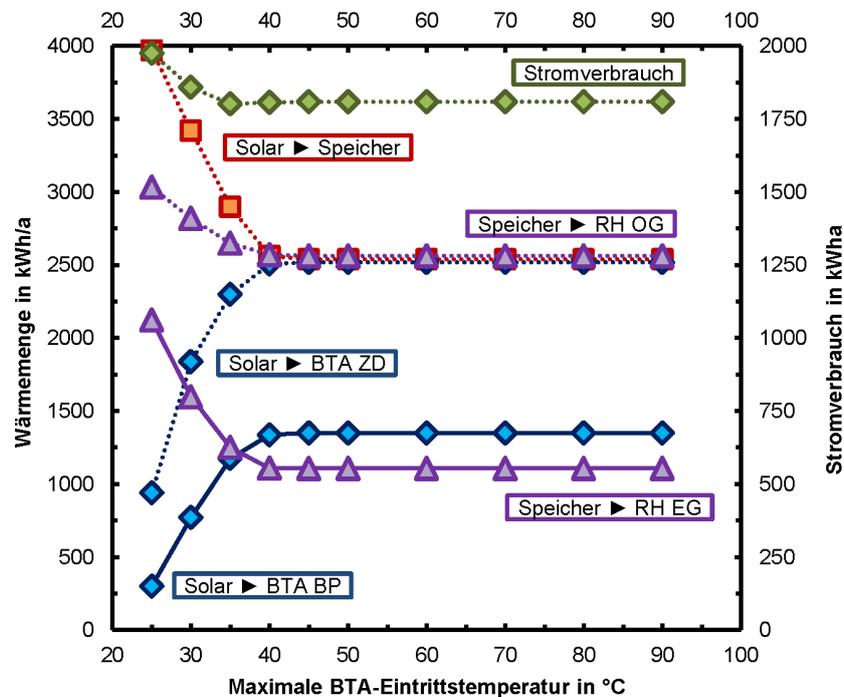


Abbildung 3.4: Simulation von SH2 unter Variation der maximalen Eintrittstemperatur in die BTA

Die Veränderung der maximalen Eintrittstemperatur der BTA zeigt:

- Ausgehend von 35 °C nimmt bei Reduktion der maximalen Eintrittstemperatur die Wärmemenge in die BTA (vor allem in der Zwischendecke) deutlich ab und damit der notwendige Heizwärmebedarf (vor allem im EG) zu. Zwar steigt gleichzeitig die solare Speicherbelademenge an, jedoch reicht dies nicht aus, den fehlenden BTA-Ertrag zu kompensieren, so dass der Stromverbrauch deutlich ansteigt.
- Bei Erhöhung der Eintrittstemperatur auf 40 °C kommt es zu einem Anstieg des BTA-Ertrages, geringerem Heizwärmebedarf und einer Reduktion der Speicherbelademenge. Insgesamt führt dies aber nur zu einem leichten Anstieg des Stromverbrauchs um 5 kWh.
- Trotz weiterer Erhöhung der Eintrittstemperatur ist es nicht möglich, mehr Wärme in die BTA einzubringen. Dadurch bleiben sowohl diese Wärmemenge als auch die Speicherbelademenge konstant und der Stromverbrauch ändert sich nicht.

Außer der maximalen BTA-Eintrittstemperatur stellt der Raumtemperaturschutz eine wichtige Komfortbedingung zur Begrenzung der Beladung der BTA dar. Diese legt fest, bis zu welcher Raumtemperatur die BTA überhaupt in Betrieb ist. Standardeinstellung ist 24 °C für beide Geschosse, wobei bei Überschreitung dieser Temperatur im EG sowohl im Ober- als auch im Erdgeschoss keine BTA-Beladung vorgenom-

men wird. Abbildung 3.5 zeigt, wie sich eine Änderung der Maximaltemperatur in beiden bzw. in jeweils einem Geschoss auswirkt.

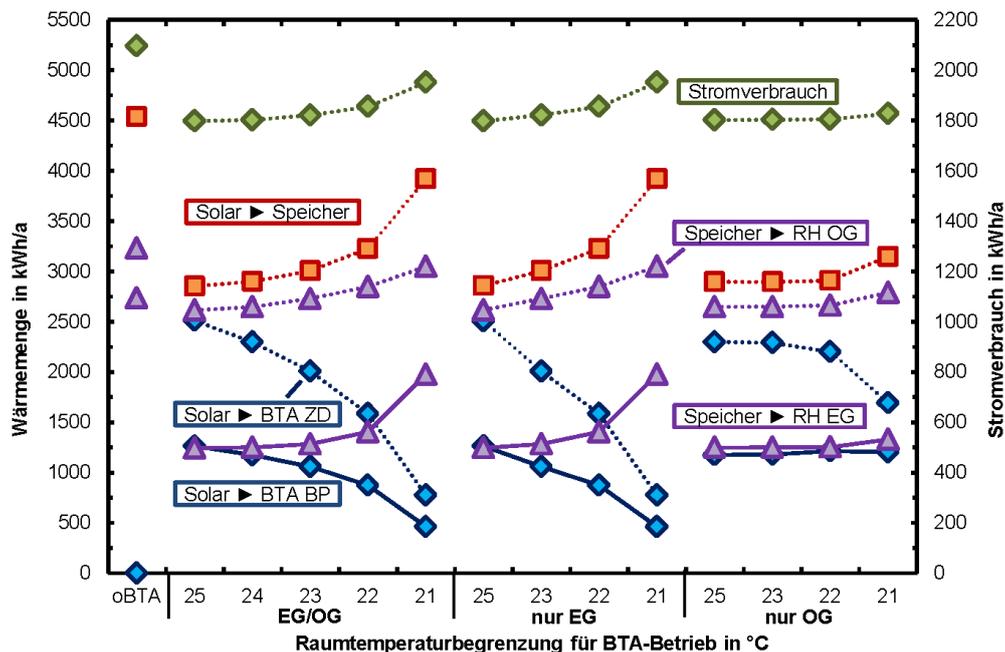


Abbildung 3.5: Simulation von SH2 unter Variation der Raumtemperaturbegrenzung in der Regelung der BTA (zusätzlich Variante ohne Bauteilaktivierung oBTA): Kollektorerträge der Speicherbeladung (Solar ► Speicher), sowie der BTA in Zwischendecke (Solar ► BTA ZD) und Bodenplatte (Solar ► BTA BP), Speichernentnahme für die Raumheizung in EG (Speicher ► RH EG) und OG (Speicher ► RH OG), Stromverbrauch

Durch eine Veränderung der Raumtemperaturbegrenzung wird die Betriebszeit der BTA beeinflusst. Je höher diese ist, umso seltener wird die BTA gesperrt:

- Wird die Raumtemperaturbegrenzung gleichzeitig in EG und OG verändert, werden beide BTA beeinflusst. Bei 25 °C kommt es zu einem Anstieg des BTA-Eintrages in Zwischendecke (im Vergleich zu 24 °C Anstieg um 200 kWh) und Bodenplatte (80 kWh), bei einer Reduktion auf 23 °C oder darunter entsprechend zu einem Abfall (bis zu 1500 kWh in ZD und 700 kWh in BP bei 21 °C). Bei 25 °C sinkt dementsprechend der Raumheizbedarf ab, mit 30 kWh im OG und 5 kWh im EG jedoch deutlich weniger als die zusätzlich in die BTA eingebrachte Wärme. Bei Reduktion der Maximaltemperatur steigt der Raumheizbedarf vor allem im EG (bei 21 °C, 700 kWh im EG, 400 kWh im OG). Zwar steigt in diesem Fall durch die geringere Betriebszeit der BTA auch der solare Ertrag in den Speicher an (1000 kWh bei 21 °C), dennoch steigt der Stromverbrauch um 150 kWh.
- Wird nur die Raumtemperaturbegrenzung des EG verändert, ergeben sich nahezu die identischen Werte wie bei einer gleichzeitigen Änderung in EG und OG. Das bedeutet, dass das EG auch für die BTA der Zwischendecke den begrenzenden Faktor darstellt.
- Eine Änderung der Raumtemperaturbegrenzung allein im OG wirkt sich weitaus weniger stark aus. Erst bei 21 °C kommt es zu einem deutlichen Abfall der BTA der Zwischendecke (-600 kWh), einem Anstieg des Raumheizbedarf (je 150 kWh in

EG und OG). Durch die zusätzliche solare Speicherbeladung (+250 kWh) beträgt der Anstieg des Stromverbrauchs jedoch nur 20 kWh.

Um den Anstieg der Raumtemperatur infolge einer BTA-Beheizung an die Anforderungen und Wünsche der Bewohner anzupassen, kann die Grenztemperatur auf bis zu 2 K über der regulären Raumtemperatur abgesenkt werden ohne dadurch einen deutlichen Strommehrbedarf zu riskieren. Entscheidend ist dabei die Raumtemperatur im EG, die für beide BTA gilt. Es zeigt sich jedoch, dass der dadurch verlorene Ertrag der BTA nicht durch eine erhöhte solare Speicherbeladung ausgeglichen werden kann. Aus diesem Grund ist die Grenztemperatur von 24 °C sinnvoll und nur im Falle empfundener Komfortminderung durch die Bewohner zu reduzieren. Eine weitere Temperaturerhöhung ist nicht sinnvoll, da so nur wenig zusätzliche Energie eingespart werden kann (4 kWh bei 25 °C).

3.2.4 Anbindung Wärmepumpe/Speicher

Die Wärmepumpe fungiert als Nachheizung für die Raumheizung und Warmwasserbereitung. Sie bringt ihre gesamte Wärme in den Pufferspeicher ein und ist der größte Verbraucher von Endenergie im System. Die Performance der Wärmepumpe wird wesentlich vom Temperaturniveau auf Verdampfer- und Kondensatorseite beeinflusst. Letzteres hängt von der hydraulischen Anbindung der Wärmepumpe an den Pufferspeicher ab. Zur Optimierung dieser Anbindung und damit zur Erreichung des geringsten Strombedarfs ist eine Simulationsstudie durchgeführt worden. Ausführlich beschrieben sind die Ergebnisse der Studie in einem Tagungsbeitrag, der diesem Abschlussbericht angehängt ist (Abschnitt **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). An dieser Stelle werden kurz die zentralen Ergebnisse wiedergegeben; zur besseren Verständlichkeit zeigt Abbildung 3.6 die Anschlüsse des Pufferspeichers und wie diese den Speicher in einzelnen Zonen einteilen.

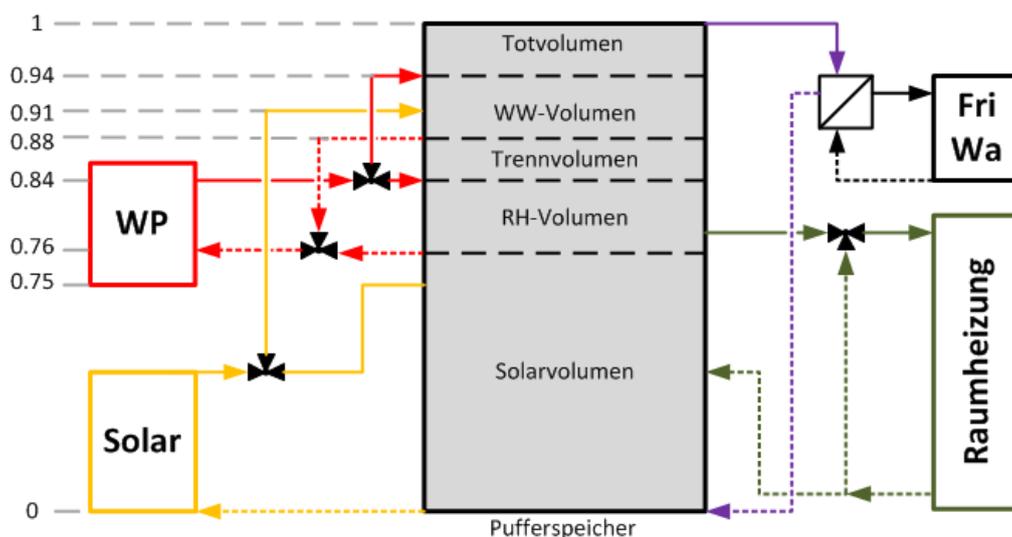


Abbildung 3.6: Pufferspeicher mit allen Anschlüssen, die den Speicher in einzelne Zonen aufteilen

Folgende zentralen Ergebnisse sind in der Studie entstanden:

- Die Beladung des Speichers mit nur einer Nachheizzone zur WW- Bereitung und zur Raumheizung ist nicht optimal, da die Wärmepumpe immer auf dem hohen Kondensatortemperaturniveau der WW-Bereitung arbeiten muss. Die Einrichtung einer zweiten Nachheizzone für die Raumheizung ist sehr sinnvoll, da so ein Großteil der Wärme auf entsprechend geringerem Temperaturniveau in den RH-Bereich eingebracht wird, der auch als Vorerwärmung für den WW-Bereich dient. Da das von der Wärmepumpe für die Raumheizung bereitgestellte Temperaturniveau deutlich besser mit den von der Raumheizung benötigten Temperaturen übereinstimmt, erhöht sich so die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe.
- Die Einrichtung eines nicht direkt von der Wärmepumpe beladbaren Volumens oberhalb der oberen Nachheizzone erhöht zwar geringfügig den Stromverbrauch, verbessert dafür aber die Komforteinhaltung bei gleichzeitiger WP-Beladung und Warmwasserzapfung. Ein Trennvolumen zwischen den beiden Nachheizbereichen verhindert bzw. reduziert das Vermischen vor allem bei großen Temperaturdifferenzen zwischen beiden Nachheizzonen. Innerhalb der Simulation reicht sowohl für die Tot- also auch die Trennzone ein geringes Volumen aus, um die Funktion zu gewährleisten. In der Realität können aufgrund stärkerer Mischvorgänge vor allem beim Einströmen mit hohen Fließgeschwindigkeiten größere Volumen notwendig sein. In der Praxis werden Querschnittsvergrößerungen am Anschluss zur Strömungsberuhigung und/oder Trennbleche zwischen den einzelnen Speicherbereichen verwendet, um ungewolltes Mischen zu verhindern. Dies ermöglicht ggf. eine Reduktion bzw. sogar einen kompletten Wegfall des Trennvolumens, was aber experimentell zu belegen wäre.
- Im Gegensatz zur oberen Nachheizzone für die WW-Bereitung, dessen Volumen keinen signifikanten Einfluss auf den Stromverbrauch hat, besteht für die untere Nachheizzone der Raumheizung ein ausgeprägtes Optimum, das aber von den Randbedingungen abhängt. Ein größeres Raumheizvolumen führt zwar einerseits zu geringeren Kondensatortemperaturen, aber es steigert auch den Heizstabbetrieb. Letzterer nimmt vor allem bei hoher Belastung des Systems zu, z.B. durch einen kalten Winter, so dass das Raumheizvolumen nicht zu hoch (d.h. max. 300 l) gewählt werden sollte, auch wenn dies in Jahren geringerer Belastung eine etwas schlechtere Effizienz der WP bewirkt.
- Die untere Nachheizzone fungiert als Vorerwärmung der oberen Zone. Wenn die Wärmepumpe die obere Zone belädt, erhält sie daher bereits sehr hohe Eintrittstemperaturen. Da die Wärmepumpe nicht auf eine feste Austrittstemperatur eingestellt werden kann, bringt diese häufig höhere Temperaturen in die obere Nachheizzone des Speichers, die Differenz zum Sollwert beträgt bis zu 7 K. Aus diesem Grund reicht es aus, in der oberen Zone eine Solltemperatur einzustellen, die der Nutztemperatur der Frischwasserstation entspricht. Weitere Möglichkeiten zur Reduktion der Sollwertüberschreitung ist eine hohe Position des Regelsensors oder ein höherer WP-Massenstrom. Letzterer reduziert den Temperaturhub der WP

und damit deren Austrittstemperatur, kann aber gleichzeitig die Effizienz bei Beladung der unteren Nachheizzone verschlechtern (s.u.).

- Die untere Nachheizzone kann wie die obere Zone mit einer konstanten Solltemperatur betrieben werden. Vorteilhafter ist die Verwendung der außentemperaturgeführten Vorlauftemperatur laut Heizkurve der Raumheizung, so dass sich die Temperatur der Zone nach der derzeitigen Witterung richtet. Durch die Position der Zone oberhalb der Rücklaufanschlüsse von Raumheizung und Frischwasserstation, erhält die WP geringe Eintrittstemperaturen. Dies führt zu einer deutlichen höheren Deckung von Soll- und Ist-Temperatur am WP-Austritt. Allerdings kann auch hier das Temperaturniveau höher als notwendig sein und damit die Effizienz der WP reduzieren, wenn die Raumheizung überdimensioniert ist bzw. mit höheren Vorlauftemperaturen als nötig betrieben wird. Wie auch bei der oberen Nachheizzone wird die minimal einzustellende Solltemperatur zusätzlich von Volumen und Sensorposition beeinflusst. Darüber hinaus muss die minimale Ausschaltzeit der Wärmepumpe beachtet werden, die zusätzlich eine höhere Sollwerteneinstellung erfordern kann.
- Der quellenseitige Volumenstrom der Wärmepumpe beeinflusst den Stromverbrauch vor allem über den sich ändernden Druckverlust im Quellenkreis. Der geänderte Stromverbrauch der Umwälzpumpe überwiegt die Effekte auf die Effizienz der WP, so dass ein möglichst geringer Quellenvolumenstrom optimal ist.
- Der Volumenstrom auf der Kondensatorseite beeinflusst den dortigen Temperaturhub und damit die Einhaltung der Solltemperatur. Umgekehrt führt ein geringerer Temperaturhub bei gleicher Solltemperatur zu einer höheren mittleren Kondensatortemperatur, die für die WP-Effizienz entscheidend ist. Je nach Temperaturniveau am WP-Eintritt überwiegt einer der beiden Effekte. Während im WW-Bereich (hohe WP-Eintrittstemperaturen, s.o.) ein hoher Volumenstrom von Vorteil ist, wird die untere Nachheizzone besser mit einem geringen Volumenstrom betrieben. Dies ist allerdings nur gültig, solange der Entlademassenstrom unterhalb des Belademassenstroms liegt. Bei zu hohem Entlademassenstrom (z.B. bei Verwendung einer Fußbodenheizung) wird der Nachheizbereich nur im obersten Teil erwärmt und die Temperatur am Regelsensor steigt mit einer zeitlichen Verzögerung an. Dies bewirkt eine Solltemperaturüberschreitung, die durch einen hohen Kondensatorvolumenstrom mit geringerem Temperaturhub reduziert werden kann, der in diesem Fall zu einem geringeren Stromverbrauch führt.
- Im Vergleich zur Ausgangsvariante mit einer Nachheizzone ist der Gesamtstromverbrauch des Systems 15 % geringer, wenn der Speicher optimal bzgl. der oben erwähnten Gesichtspunkte an die Wärmepumpe angebunden wird.

3.2.5 Wertigkeit in der Regelung

Die Simulation ermöglicht es, einzelne Aspekte der in Abschnitt 2.2 vorgestellten Regelung zu untersuchen. Dies betrifft vor allem den Umschaltwert der Wertigkeit (Ver-

hältnis der potentiellen Kollektorleistungen für die Beladung von BTA und Speicher, siehe Abschnitt 2.2.2), auf dessen Grundlage die Regelung entscheidet, ob die BTA oder der Speicher beladen wird, wenn für beide ein positives Betriebssignal vorliegt. Dabei wird die BTA geschaltet, wenn die dortige potentielle Leistung um das Vielfache der eingestellten Wertigkeit über der Speicherbeladeleistung liegt, d.h. ein hoher Wert bedeutet eine höhere Priorisierung der Speicherbeladung, während ein Wert kleiner 1 eine höhere Priorität auf die BTA-Beladung legt.

Abbildung 3.7 zeigt die Auswirkungen bei Wertigkeiten zwischen 0 bis 100.

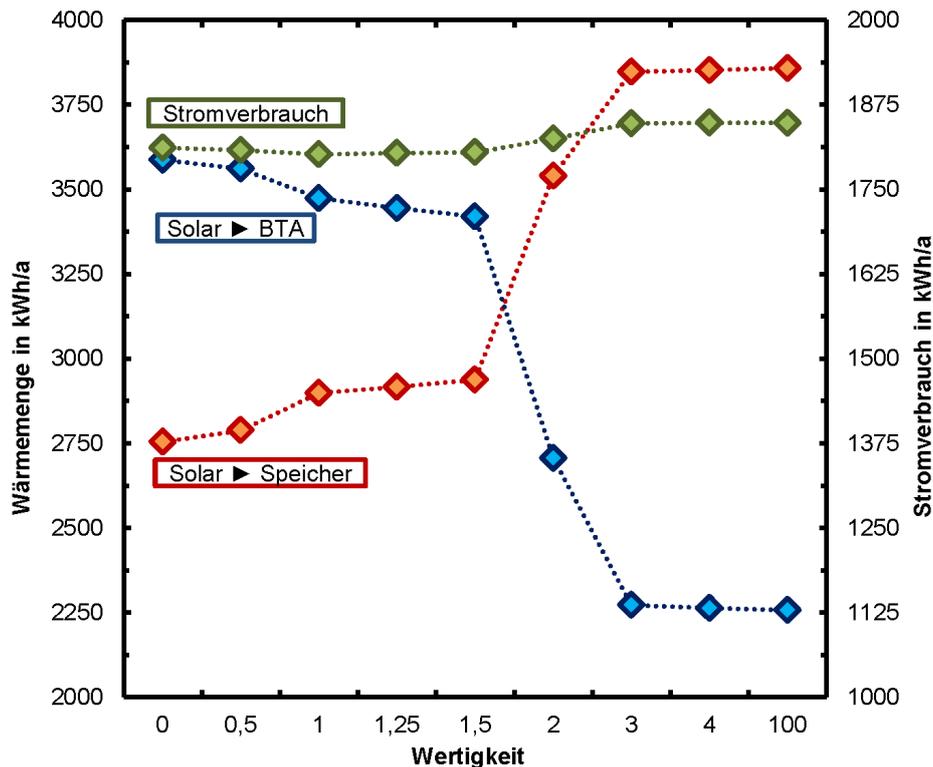


Abbildung 3.7: Simulation von SH2: Jährliche Kollektorerträge in den Speicher und in die Bauteilaktivierung, Stromverbrauch in Abhängigkeit der Wertigkeit bei unterschiedlichen Regelvarianten

Zwischen Wertigkeiten von 0 und 1,5 zeigen sich geringe Veränderungen im Kollektorertrag von BTA und Speicherbeladung. Oberhalb einer Wertigkeit von 1,5 sinkt der Anteil der BTA deutlich ab und der Kollektor fördert einen höheren Ertrag in den Speicher. Dies führt zu einem Anstieg des Stromverbrauchs im System, d.h. eine Priorisierung der Speicherbeladung führt zu dem schlechtesten Ergebnis mit dem höchsten Stromverbrauch (fast 50 kWh/a mehr als im Optimum). Der geringste Stromverbrauch wird bei der Wertigkeit 1 erreicht, die Unterschiede zur reinen Priorisierung der BTA (Wertigkeit 0) sind unter 10 kWh/a. Dies zeigt, dass die solare Wärme durch die BTA verbrauchssenkender eingesetzt werden kann als bei der Speicherbeladung. Ausgehend von einer Umschaltwertigkeit von 1 wurde zusätzlich der Einfluss der Ein-/Ausschalthysteresen untersucht. Diese sind in der obigen Untersuchung auf jeweils 0,25 K eingestellt. Durch Änderung einer bzw. beider Regelhysteresen von 0 bis zu 1 wird der Kollektorertrag in die BTA/Speicher ausgehend vom

Basisfall um max. 3 % verändert. Dies hat jedoch nur geringfügigen Einfluss auf den Stromverbrauch (maximale Änderung 0,2 %).

In weiteren Simulationen wurde untersucht, ob es sinnvoll ist, statt einer konstanten Wertigkeit diese variable und abhängig von äußeren Bedingungen wie der Einstrahlung und der Umgebungstemperatur zu gestalten. Hierzu wurden unterschiedliche Strahlungs- und Temperaturschwellen definiert und je nach äußeren Bedingungen eine höhere/geringere Umschaltwertigkeit verwendet. Insgesamt zeigt sich nur eine äußerst geringe Verbesserung bei der besten Variante (6 kWh geringerer Stromverbrauch) gegenüber der Ausgangsvariante mit konstanter Wertigkeit von 1. Dies rechtfertigt nicht den zusätzlichen Aufwand in der Regelung durch die zusätzlich notwendigen Eingangsgrößen.

Die Einstellung der Wertigkeit betrifft sowohl die theoretische als auch die praktische Regellösung nach Abschnitt 2.2 und wird auch im Experimentalgebäude angewendet.

3.2.6 Umsetzung und Bewertung der Regelung in TRNSYS

Wie im Konzept in Abschnitt 2.2 erläutert, wurden zwei Regelkonzepte entwickelt. Das theoretische Regelkonzept nach Abschnitt 2.2.3 ist ausschließlich in der Simulation verwendbar (hohe Komplexität, viele Eingangsgrößen, im Folgenden als ISFH-Regelung bezeichnet) und wird im Simulationsdeck durch eine Vielzahl von Komponenten realisiert. Dagegen wurde die Regelung nach Abschnitt 2.2.4 zunächst vom Projektpartner RESOL für den Einsatz in einem Standardregler programmiert (daher im Folgenden als RESOL-Regler bezeichnet). Der Quellcode in der Programmiersprache „C“ wurde an das ISFH übermittelt und als neue TRNSYS-Komponente in die Simulation eingebunden. Hierzu musste im Quellcode die Übergabe von Parameter, Ein- und Ausgangsgrößen angepasst sowie der Informationsaustausch zwischen dem Hauptprogramm und der Komponente ergänzt werden. Die direkte Einbindung des Reglerquellcodes erlaubt es, nicht nur die korrekte Funktion des Reglers zu überprüfen, sondern eine energetische Bewertung im Vergleich zur theoretischen Regelung vorzunehmen. Dies beinhaltet auch die Variation und Bewertung der Regelparameter.

Hierzu wurde eine umfangreiche Simulationsstudie durchgeführt, die in Tagungsbeiträgen auf der Eurosun 2014 (Titel: „New control strategy for solar thermal systems with several heat sinks“) und auf der OTTI Solarthermie 2015 (Titel: „Entwicklung und Simulation komplexer Regelalgorithmen in TRNSYS“) beschrieben wird. Beide Tagungsbeiträge sind diesem Bericht als Anhang beigefügt (Abschnitte **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** und **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). An dieser Stelle erfolgt eine kurze Zusammenfassung.

In einem von der Beschreibung in Abschnitt 2.2.4 abweichenden ersten Regelkonzept wurde eine sich periodisch wiederholende Spülung des Kollektors durchgeführt, um so die Kollektorausstrittstemperatur im durchströmten Zustand zu messen und diese auf die anderen Wärmesenken umzurechnen (im Folgenden als Regelvariante

1 bezeichnet). Durch Einbindung der Regelung konnte mithilfe von Simulationen gezeigt werden, dass der Grundgedanke der Regelung nicht erreicht wird, da die sich einstellende Temperaturdifferenz zwischen Kollektoraus- und -eintritt die zeitliche Verschiebung der Kollektortemperaturen aufgrund der Durchlaufzeit des Fluids nicht berücksichtigt und somit keine sinnvolle Ermittlung der Temperaturdifferenz möglich ist. Um den wirklichen Temperaturhub im Kollektor zu ermitteln, müsste die derzeitige Austrittstemperatur mit einer zeitlich früher gemessenen Eintrittstemperatur verglichen werden. Ein solcher Vergleich wäre im Regler durch eine entsprechende Speicherung der Temperatur beim Spülstart möglich. Allerdings müsste die zeitliche Verschiebung eingestellt werden, die aber anlagespezifisch und abhängig von Kollektorfeldgröße und -verschaltung ist.

Nach den negativen Ergebnissen mit der ersten Regelvariante wurde das Regelkonzept nach Abschnitt 2.2.4 entwickelt. In der ersten Umsetzung zeigte sich ein hohes Takten zwischen Erdreichbeladung und jeweils einer der anderen Senken. Zur Vermeidung wurde der Regelalgorithmus so angepasst, dass die Beladung des Erdreiches nur bei einer festgestellten Erschöpfung des Erdreiches durchgeführt wird (Erdreichtemperatur unterhalb einer eingestellten Grenze von 1 °C). Ebenso wurde aufgenommen, dass beim Umschalten aus der Erdreichbeladung auf eine andere Senke eine Spülung über den primären Kollektorkreis durchgeführt wird.

In Tabelle 3-4 werden die Regelvarianten mit der theoretischen Regelung verglichen. Für Reglerversion 1 wird die beste Variante mit sehr kurzer Spülzeit verwendet, für Umsetzung 1 von Variante 2 werden Ergebnisse mit zwei unterschiedlichen Mindestbetriebszeiten sowie ausgeschalteter Erdreichbeladung gezeigt.

Tabelle 3-4: Vergleich der Systemergebnisse bei Verwendung unterschiedlicher Reglervarianten

	ISFH-Regler	Variante 1 Spül/Min: 30 s	Variante 2 / Umsetzung 1			Variante 1 / Umsetzung 2 Min: 0 s
			Min: 0 s	Min: 600 s	Min: 0 s, ohne Erd	
Kollektorertrag						
Speicher [kWh]	2914	2693	2253	2481	2681	2678
BTA [kWh]	3980	4215	3886	3517	4259	4202
Erd [kWh]	2665	2601	5817	6121	500	722
Takte im Kollektorbetrieb						
Speicher	1880	4700	38380	610	9810	5070
BTA EG/OG	520/2100	5530/4240	19010/18700	1700/1010	9170/8980	4580/4380
Erd	7090	670	44540	1530	600	1780
Gesamtsystem						
JAZ WP	3,44	3,46	3,58	3,59	3,43	3,50
Stromverbrauch [kWh]	1693	1721 (+1,7 %)	1890 (+11,6 %)	1947 (+15,0 %)	1687 (-0,4 %)	1681 (-0,7 %)

Der Vergleich der Regelvarianten zeigt:

- Die ISFH-Regelung in TRNSYS stellt den Benchmark dar, d.h. der Stromverbrauch der realen Regelung sollte möglichst nicht deutlich über diesem Wert liegen. Auffallend bei der ISFH-Regelung ist ein häufiger Betrieb der solaren

Erdreichbeladung, der sich in einem Kollektorertrag von mehr als 2500 kWh/a bei 7000 Einschalttakten äußert.

- Das beste Ergebnis in der Reglervariante 1 wird mit einer kurzen Spülzeit von 30 s erzielt. Im Vergleich zur ISFH-Regelung steigt der Ertrag in der BTA, gleichzeitig reduziert sich die Speicherbeladung, es werden aber höhere Taktraten in beiden Wärmesenken erreicht. Trotz höherem Ertrag für die Erdreichbeladung reduziert sich dagegen die Taktzahl hierfür deutlich. Insgesamt ergibt sich ein knapp 2 % höherer Stromverbrauch. Trotz des guten Ergebnisses wird diese Regelung nicht weiter verwendet, da die Grundidee – Messen des Temperaturhubes während des Spülens – aufgrund der nicht berücksichtigten anlagenspezifischen hydraulischen Zeitkonstanten nicht erfolgreich realisiert wurde.
- In der ersten Umsetzung von Variante 2 hängt das Ergebnis von der eingestellten Mindestbetriebszeit ab. Bei kurzer Mindestbetriebszeit findet häufig ein Hin- und Hertakten zwischen der Erdreichbeladung und den beiden anderen Senken statt, dies äußert sich vor allem in sehr hohen Taktraten. Während so mehr solare Wärme in den Erdreichkreis gebracht wird, sinken die solaren Erträge in BTA und Speicher deutlich ab. Durch eine Erhöhung der Mindestbetriebszeit werden die Taktraten zwar deutlich reduziert. Allerdings reduziert sich dadurch der Ertrag in der BTA nochmals, so dass der ohnehin schon hohe Stromverbrauch weiter ansteigt.
- Wird die Erdreichbeladung nur noch für den Stagnationsschutz erlaubt, kann mit der ersten Umsetzung von Variante 2 ein sehr gutes Ergebnis erzielt werden. Bei höherem Ertrag in der BTA und geringerem Ertrag bei der Speicherbeladung wird insgesamt ein leicht geringerer Stromverbrauch im Vergleich zur ISFH-Regelung erreicht. Die Taktraten sind jedoch weiterhin weitaus höher. Außerdem ist es nun nicht mehr möglich, das Erdreich zu unterstützen, so dass die Wärmepumpe die geringste Jahresarbeitszahl aller Varianten aufweist.
- In der zweiten Umsetzung von Variante 2 werden ähnliche solare Erträge wie in der ersten Umsetzung ohne Erdreichbeladung erzielt bei etwa halb so vielen Takten zur Speicher- und BTA-Beladung. Auch das Erdreich wird zeitweise beladen, dies äußert sich in einer ansteigenden JAZ der Wärmepumpe. Insgesamt ist der Stromverbrauch fast 1 % unter dem der ISFH-Regelung und weist somit den geringsten Wert aller Varianten auf.

Durch die Einbindung des Regelquellcodes sind in 2 Variationsschritten Mängel am Programm identifiziert worden. Durch Beseitigung der Mängel und Weiterentwicklung ist ein Reglercode entstanden, mit dem ein geringerer Stromverbrauch resultiert als in der zu Beginn als ideal bezeichneten theoretischen Regelung.

3.3 Bewertung des Konzepts

Nach den durchgeführten Systemauslegungen und -optimierungen in Abschnitt 3.2 wird im Folgenden das System anhand von Simulationsergebnissen bewertet. Die Simulation wird mit allen als optimal ermittelten Hydraulik- und Regeleinstellungen

durchgeführt. Als Regelung wird der theoretische Ansatz nach Abschnitt 2.2.3 verwendet, dies entspricht der Variante ISFH-Regler in Tabelle 3-4.

3.3.1 Vergleichskonzept

Die Simulationsergebnisse des neuen Sonnenhauskonzepts SH2 werden im Folgenden mit denen eines als herkömmlich anzusehenden Konzepts SH1 verglichen. Dies hat das Ziel, die energetische Performance der beiden Konzepte miteinander zu vergleichen und so festzustellen, wie das neue Sonnenhauskonzept im Vergleich zur konventionellen Konzeptionierung abschneidet.

Das Vergleichskonzept SH1 zeichnet sich vor allem durch einen großen Pufferspeicher innerhalb der Gebäudehülle aus. Dieser Speicher stellt die einzige Wärmesenke der solaren Wärme dar und versorgt die Raumheizung und die Warmwasserbereitung. Die nicht solar bereitgestellte Wärmemenge wird durch eine Wärmepumpe in den Speicher eingebracht. Die Wärmequelle der Wärmepumpe ist wie im neuen Sonnenhauskonzept eine Erdwärmesonde, dessen Länge allerdings größer ausfällt, da keine solare Regeneration des Erdreiches stattfindet (siehe unten). Die Beheizung mit einer Wärmepumpe ist für das Sonnenhaus 1 untypisch, aber für einen aussagekräftigen Vergleich der Systemkonzepte notwendig. Andernfalls besteht die Gefahr, dass die Systemunterschiede durch die unterschiedliche Art der Nachheizwärmequelle und ihr Verhalten überlagert werden. Abbildung 3.8 zeigt ein Schema des Sonnenhauskonzepts SH1.

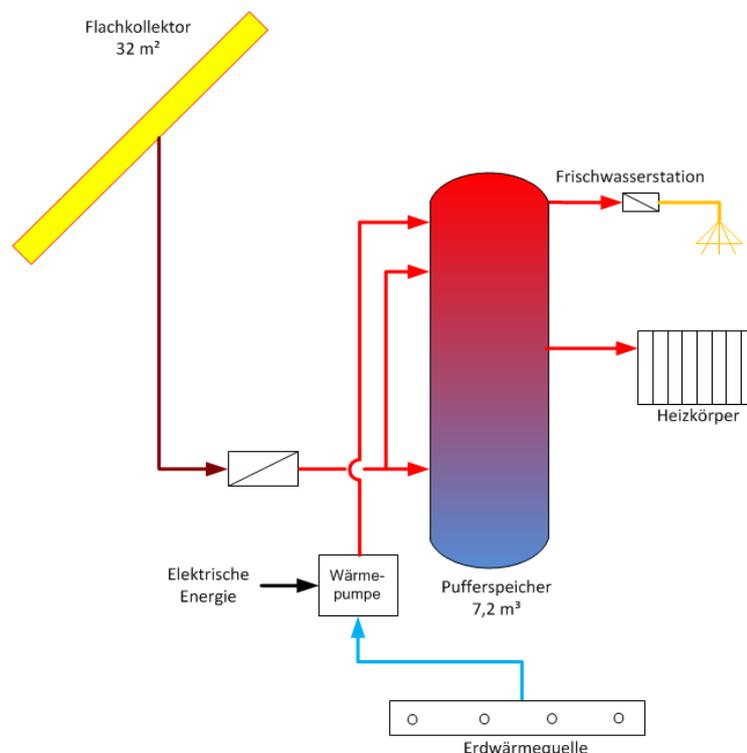


Abbildung 3.8: Schema des konventionellen Sonnenhauskonzept SH1

Typ und Fläche der Kollektoren, Typ der Wärmepumpe, Dimensionierung von Raumheizung und Frischwasserstation sind in beiden Sonnenhäusern identisch (siehe Tabelle 3-2). Auch die Erdwärmesonde als Wärmequelle der WP ist im SH1 gleich

parametriert, allerdings wird sie um 10 m verlängert, da hier keine Regeneration des Erdreiches stattfindet und ansonsten ein höherer Heizstabbetrieb als im SH2 auftreten würde (siehe Verfahren in Abschnitt 3.2.1).

Das Volumen des Speichers (7,2 m³) sowie die Anschlusshöhen wurden den hydraulischen Schaltbildern des herkömmlichen Sonnenhauskonzepts der Fa. HELMA entnommen. Da hier als Nachheizung einem Holzofen fungiert, wurden die Anschlusspunkte für einen sinnvollen Betrieb mit einer Wärmepumpe angepasst. Im Gegensatz zum SH2 wurde aber die Anbindung der Wärmepumpe an den Pufferspeicher nicht optimiert (siehe Abschnitt 3.2.4), z.B. belädt die Wärmepumpe im SH1 nur einen Nachheizbereich im Speicher. Prinzipiell ist eine höhere Effizienz durch Einführung einer zweiten Nachheizzone für die Raumheizung möglich. Eine Optimierung des SH1 Konzeptes ist jedoch nicht Inhalt des Projekts und wäre sehr aufwendig gewesen. Das System dient lediglich als Vergleichskonzept zur Bewertung der Simulationsergebnisse im SH2. Für einen fairen Vergleich wird daher nicht nur der Stromverbrauch des Systems, sondern auch die von der Wärmepumpe in den Speicher eingebrachte Wärme verwendet, die nicht durch die hydraulische Anbindung beeinflusst wird.

3.3.2 Ergebnisse der Jahressimulation

Die Simulation über ein Jahr zeigt, wie sich die Vor- und Nachteile der Konzepte auf die Systemeffizienz auswirken. Als Gebäude wird hier das als Konzepthaus bezeichnete Gebäude nach Abschnitt 3.1.2 verwendet. Abbildung 3.9 zeigt die Ergebnisse der jährlichen Simulation für folgende Systemvarianten:

- SH 1 (7,2 m³): Sonnenhaus 1 mit Speicher 7,2 m³
- SH 1 (1,5 m³): Sonnenhaus 1 mit Speicher 1,5 m³
- SH 2 (o Erd): Sonnenhaus 2 ohne solare Beladung des Erdreichs
- SH 2 (m Erd): Sonnenhaus 2

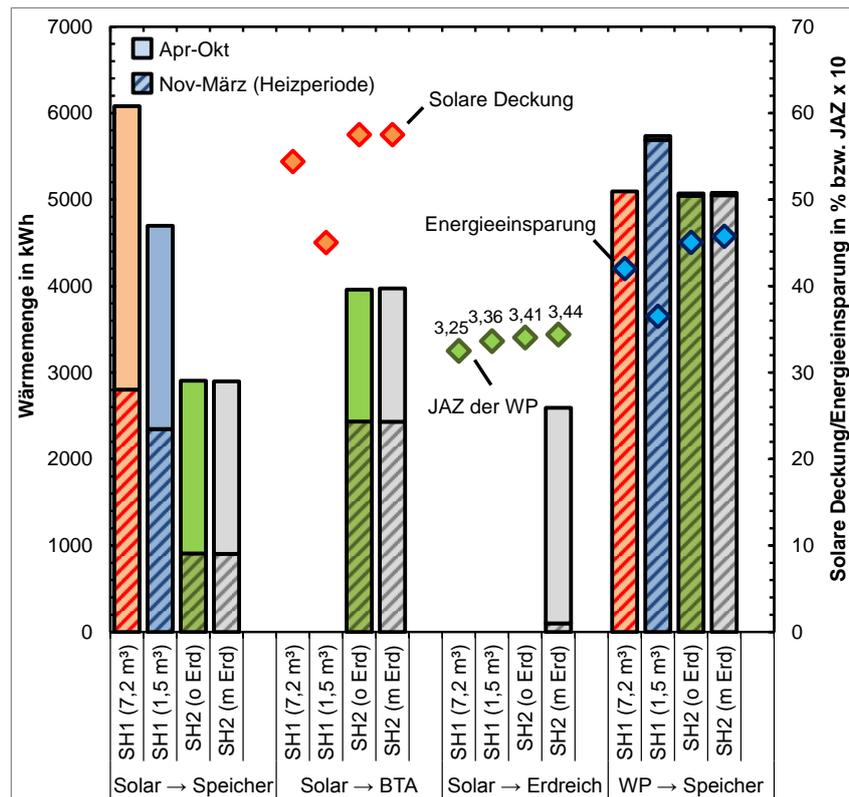


Abbildung 3.9: Ergebnisse der Jahressimulationen für die 4 Varianten, in Bezug auf Energiemengen (aufgeteilt nach Heizperiode (= schraffiert) und Sommer), sowie solare Deckung, Energieeinsparung und Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe (JAZ)

Die Ergebnisse der einzelnen Varianten zeigen:

- Im SH1 mit 7,2 m³ Speicher wird etwa 45 % des Solarertrages in der Heizperiode generiert. Gleichzeitig findet in diesem Zeitraum auch der gesamte Wärmepumpenbetrieb statt, in der restlichen Zeit (April bis Oktober) übernimmt die Solaranlage die Wärmeversorgung von Warmwasserbedarf und Raumheizung vollständig. Die geringe Jahresarbeitszahl der WP von 3,25 resultiert vor allem aus hohen Kondensatoraustrittstemperaturen (energetisches Mittel 46,7 °C).
- Durch Reduktion des Speichervolumens im SH2 auf 1,5 m³ sinkt der Solarertrag deutlich ab. Zum größeren Teil geschieht dies außerhalb der Heizperiode, so dass der Ertrag zu etwa 55 % in der Heizperiode auftritt. Die Folge ist eine Reduktion der solaren Deckung um 10 %-Punkte und der Energieeinsparung um 6 %-Punkte.
- Durch die Nutzung der BTA im SH2 wird die solare Deckung im SH1 um 2,5 %-Punkte und die Energieeinsparung um 1,5 %-Punkte übertroffen. Letzteres geschieht vor allem durch geringe Kondensatoraustrittstemperaturen (im Mittel 44,0 °C), die von der WP benötigte Wärme erreicht nahezu das Niveau im SH1. Während die solare Speicherbeladung zum größeren Teil außerhalb der Heizperiode erfolgt, findet die BTA zu 70 % innerhalb dieser statt. Insgesamt wird etwa 49 % des gegenüber SH1 um etwa 13 % höheren

Solarertrags in der Heizperiode erzeugt. Damit ergibt sich in der Heizperiode ein um etwa 20 % höherer gesamter Solarertrag.

- Durch zusätzliche Nutzung des Erdreichkreises als Wärmesenke wird vor allem im Sommer solare Wärme ins Erdreich gefördert - solare Speicher- und BTA-Beladung bleiben unverändert. Die dadurch erhöhte Quelltemperatur führt zu einem leichten Anstieg der JAZ und damit zu einer um 0,7 %-Punkte höheren Energieeinsparung.

Zur weiteren Analyse der Unterschiede zwischen SH1 und SH2 zeigt Tabelle 3-5 weitere Simulationsergebnisse.

Tabelle 3-5: Simulationsergebnisse der Sonnenhäuser SH1 und SH2

	SH1	SH2
Solare Wärme (Speicher + BTA)	6080 kWh/a	6890 kWh/a
Pufferspeicher	100 %	42 %
BTA Bodenplatte	-	19 %
BTA Zwischendecke	-	39 %
Solare Deckung	55 %	57 %
Stagnationszeit	64 h	7 h
Radiatoremission	7050 kWh/a	4970 kWh/a
Erdgeschoss	45 %	31 %
Obergeschoss	55 %	69 %
WP Wärme in Speicher	5100 kWh/a	5070 kWh/a
JAZ WP	3,25	3,44
Gesamtstromverbrauch	1810 kWh/a	1690 kWh/a
Energieeinsparung	43 %	47 %

In der Tabelle zeigt sich eine ungleiche Verteilung der solaren Wärme innerhalb der BTA (siehe hierzu auch Abschnitt 2.3). In die Zwischendecke wird mehr als doppelt so viel Wärme eingebracht wie in die Bodenplatte. Dies liegt an dem hohen Wärmewiderstand oberhalb des Betonkerns der BTA durch die Trittschalldämmung. Aus diesem Grund gibt die BTA der Zwischendecke vor allem Wärme nach unten in das EG ab. Die BTA der Bodenplatte hat dagegen nur die Möglichkeit Wärme nach oben abzugeben, da sich darunter die Dämmung zum Erdreich befindet. Das EG hat somit vom Boden und von der Decke Wärmeeinträge durch die BTA, aus diesem Grund ist die Reduktion des Heizwärmebedarfs hier höher als im OG. Dies zeigt sich bei Vergleich der Radiatoremissionen in SH1 und SH2.

Der solare Wärmeeintrag in das Erdreich führt zu einer leichten Erhöhung der Jahresarbeitszahl (siehe Abbildung 3.9), vor allem reduziert sich dadurch die Stagnationszeit des Kollektorfelds von 115 h auf 7 h.

Der Gesamtstromverbrauch im SH2 liegt unter dem des SH1. Die Tabelle zeigt nochmals deutlich, dass dies vor allem durch eine optimierte hydraulische Einbindung der WP hervorgerufen wird. Beim Vergleich der von der WP in den Speicher eingebrachten Wärme fällt der Unterschied deutlich geringer aus.

3.3.3 Detailanalyse Übergangszeit und Heizperiode

Das neu entwickelte SH2 und das konventionelle Sonnenhauskonzept SH1 mit großem Pufferspeicher weisen durch ihren Systemaufbau im Jahresverlauf ein unterschiedliches Verhalten auf. Im SH1 ist es möglich, mehr solare Wärme aus einstrahlungsreichen Zeiten zu speichern. Das reduzierte Speichervolumen im SH2 ist hier von Nachteil. Der in Abbildung 3.10 dargestellte Verlauf zeigt, wie sich dieser Nachteil zu Beginn der Heizperiode (Tag 270 bis 320, entspricht 27.09. bis 16.11.) auswirkt. Neben dem SH2 ist das SH1 in zwei Varianten dargestellt – mit 7,2 m³, einer für Sonnenhäuser typischen Speichergöße, und 1,5 m³. Dies entspricht der Speichergöße im SH2 im Basisfall.

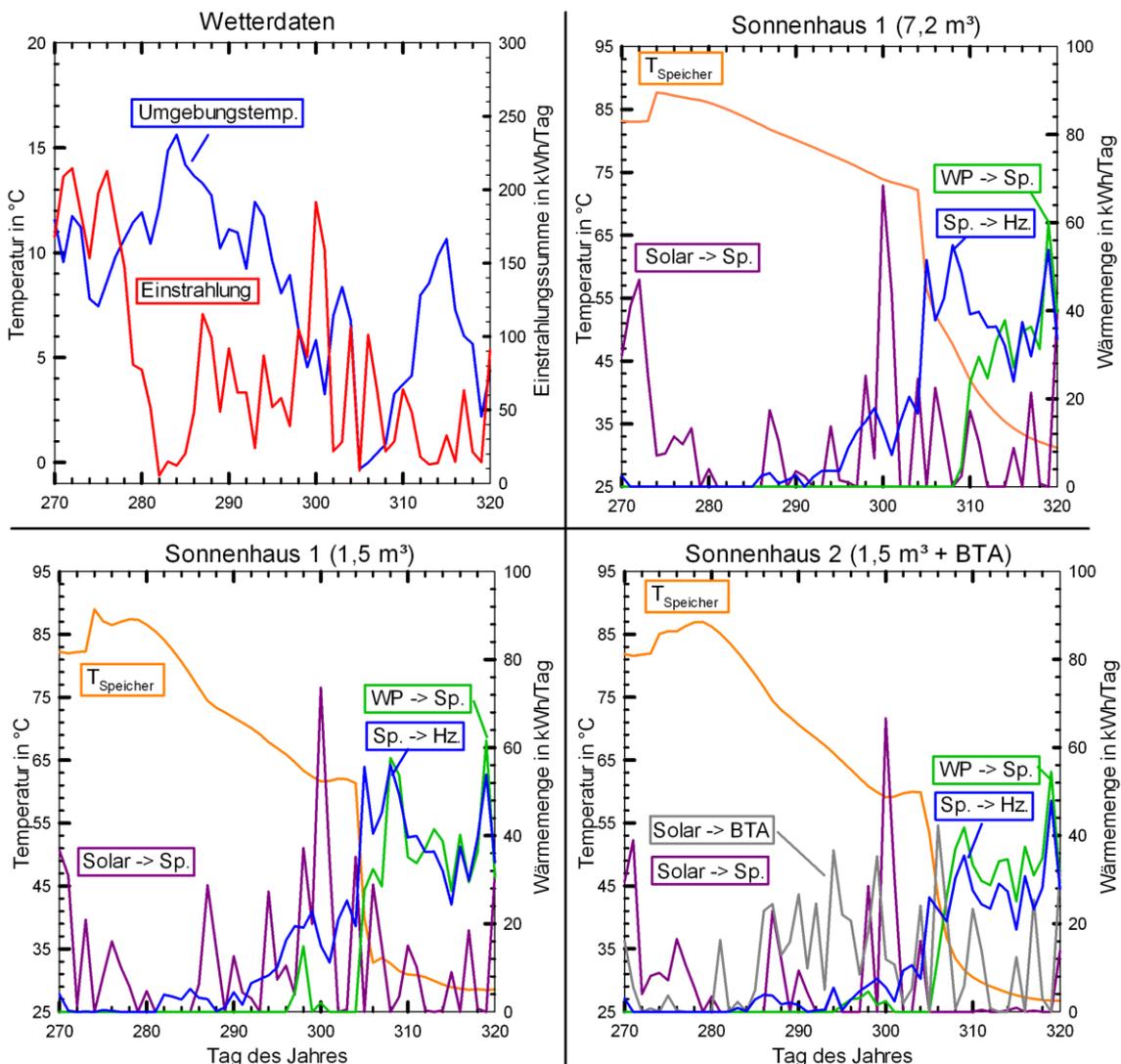


Abbildung 3.10: Tageswerte (Summen bzw. Mittelwerte) von SH1 und SH2 für die Tage 270-320; links oben: Mittlere Umgebungstemperatur und Einstrahlungssumme auf die Kollektorfläche (32 m², Süd, 45°), Rest: Mittlere Speichertemperatur, solare Beladung von Wärmespeicher und Bauteilaktivierung, Wärmepumpeneintrag in Speicher

Der Zeitraum zeigt den beginnenden Bedarf in der Raumheizung nach dem Sommer, erstmals an Tag 287. In allen Sonnenhäusern ist zu Beginn des Zeitraums der Speicher voll beladen, die mittlere Speichertemperatur liegt knapp unter 90 °C. Durch

Warmwasserbedarf und beginnende Raumheizung reduziert sich diese, die Schnelligkeit des Temperaturabfalls wird bestimmt von der Speichergröße. An Tag 304 werden 73 °C bei 7,2 m³ und 61 °C bei 1,5 m³ erreicht. Durch geringe Umgebungstemperaturen steigt dann der Raumheizbedarf an und die Speichertemperatur fällt in allen Systemen deutlich ab, auch hier weniger ausgeprägt im System mit großem Wärmespeicher. Im Vergleich zum SH1 tritt im SH2 aufgrund der solaren BTA-Belastung ein geringerer Raumheizbedarf auf. Dadurch sinkt der WP-Wärmebedarf und unterschreitet an den Tagen 313 bis 320 den Bedarf im SH1 mit großem Speicher.

Weiterhin zeigt das SH1 (7,2 m³), dass der Speicher zu Beginn der Heizperiode noch so heiß ist, dass der gesamte Solarertrag deutlich geringer als in SH2 bzw. SH1 (1,5 m³) ist. Der große Speicher reduziert durch diese Temperaturhürde den möglichen Solarertrag. Ferner werden die Solarerträge für SH1 (7,2 m³) im November häufig nur zur Vorerwärmung im Puffer genutzt, während SH2 sie über die BTA direkt der Raumheizung zuführt.

Insgesamt zeigt sich, dass in allen Systemen nur ein sehr geringer saisonaler Speichereffekt auftritt, der voll aufgeheizte Speicher ist immer relativ schnell entladen. Auch bei großem Speicher muss bereits 6 Tage nach dem ersten höheren Raumheizbedarf die Wärmepumpe zugeschaltet werden. Zwar geschieht dies im SH2 durch den kleineren Speicher noch schneller, die solare BTA gleicht jedoch den Nachteil weitgehend aus.

Abbildung 3.11 zeigt die Systeme im Monat Januar, d.h. mitten in der Heizperiode. Gekennzeichnet wird diese durch geringe Umgebungstemperaturen und hohen Raumheizbedarf. Auch die Einstrahlung ist in der Regel nicht hoch, allerdings treten an einzelnen Tagen nennenswerte Einstrahlungssummen von bis zu 150 kWh auf.

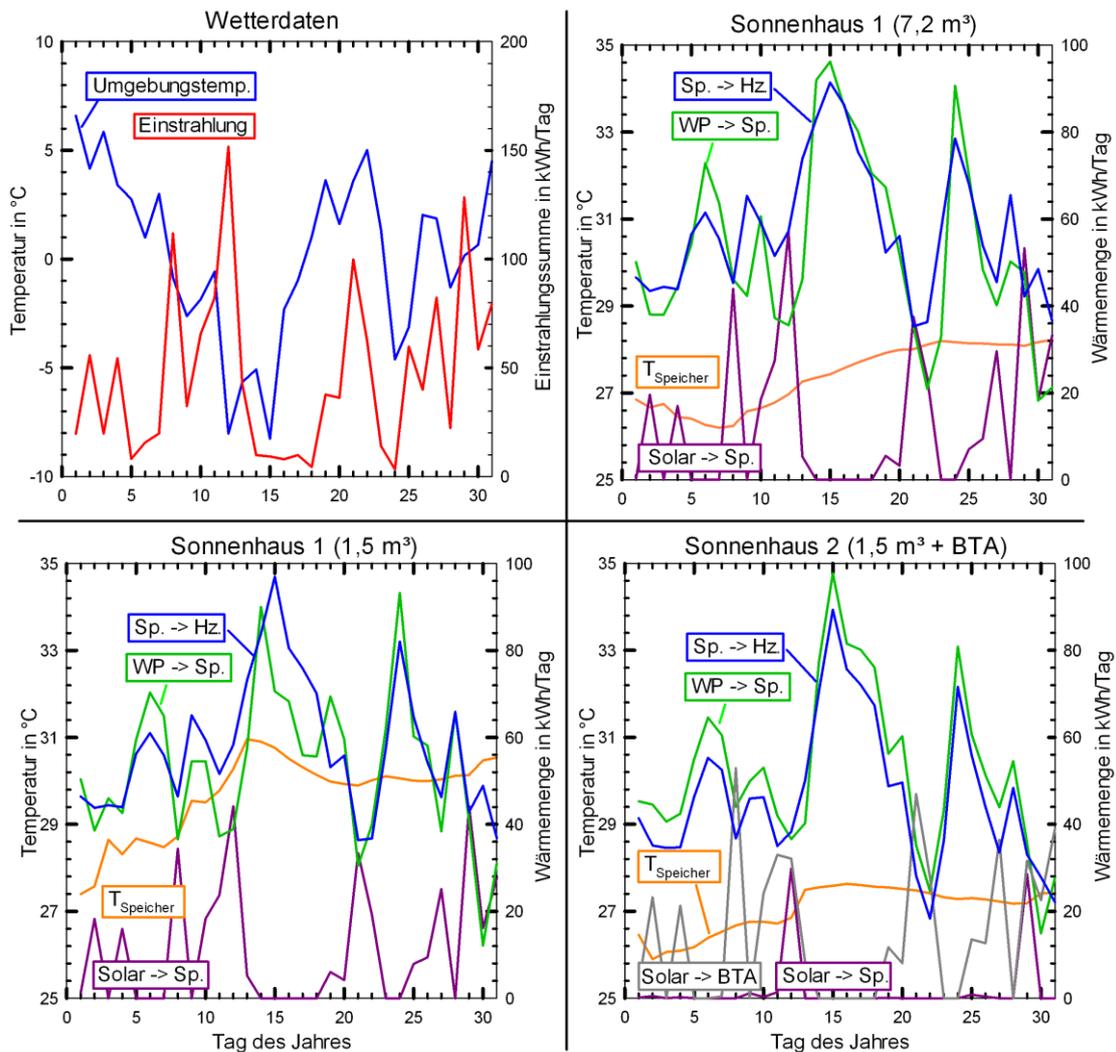


Abbildung 3.11: Tageswerte (Summen bzw. Mittelwerte) von SH1 und SH2 für Januar; links oben: Mittlere Umgebungstemperatur und Einstrahlungssumme auf die Kollektorfläche (32 m², Süd, 45°), Rest: Mittlere Speichertemperatur, solare Beladung von Wärmespeicher und Bauteilaktivierung, WP-Beladung Speicher

Die Speichertemperatur bewegt sich in allen System zwischen 25 °C und 30 °C. Nur bei kleinem Speicher wird durch die solare Beladung zeitweise eine Temperatur von 30 °C überschritten. Ebenfalls in allen Systemen kommt es an einzelnen Tagen zu höheren solaren Erträgen, die im Sonnenhaus 2 fast ausschließlich in der BTA auftreten. Im Monat reduziert die Bauteilaktivierung den Heizbedarf der Heizkörper im Vergleich zum SH1 um -7,5 %, und damit den Stromverbrauch der Wärmepumpe um etwa 30 kWh. Damit hat das SH2 im Januar einen energetischen Vorteil gegenüber dem SH1.

Um den Verlauf der Solarerträge der beiden Sonnenhauskonzepte im gesamten Jahr zu analysieren, zeigt Abbildung 3.12 die monatlichen Solarerträge. Dabei wird für das Sonnenhaus SH2 durch gestapelte Flächen unterschieden nach Solarwärme, die in den Speicher (SP), die Bauteilaktivierung (BTA) und den Erdwärmekollektor (EWK) eingebracht wird. SH1 bedient nur den Speicher als Senke der Solaranlage. Die dort eingebrachte Solarenergie wird durch die gelbe Linie dargestellt.

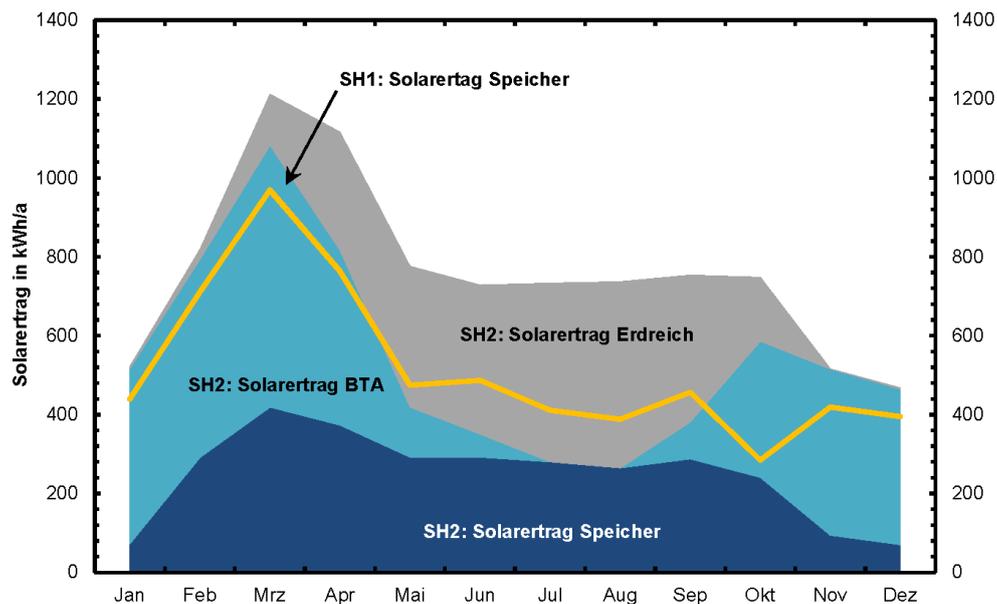


Abbildung 3.12: Monatliche Solarerträge von SH1 und SH2, für SH 2 Darstellung aufgeteilt nach den verfügbaren Senken Speicher, Bauteilaktivierung (BTA) und Erdwärmekollektor (Erdreich)

Die Grafik zeigt für das SH2 den während der Heizperiode signifikanten Anteil des Solarertrags, der in die BTA eingebracht und direkt für die Gebäudebeheizung genutzt wird. In den Wintermonaten kann dieser Ertrag die Einbußen infolge des gegenüber dem Konzept in SH1 um 80% verringerten Wärmespeichervolumens in den meisten Fällen sogar überkompensieren – der winterliche Mehrertrag gegenüber dem SH1 liegt im Schnitt bei 30 %. Ermöglicht wird dieser Mehrertrag durch den häufigeren winterlichen Kollektorbetrieb auf geringer Betriebstemperatur der Bauteilaktivierung.

In den Monaten, in denen die Wärmepumpe das konventionelle Heizungssystem unterstützen muss (Oktober bis März) werden zwischen 55 % und 85 % der verfügbaren Solarwärme direkt in die Bauteilaktivierung geliefert. Hohe Anteile treten dabei vor allem in den Wintermonaten auf, weil die schwache Einstrahlung hier meist nicht ausreicht, um unter Berücksichtigung der leistungsgewichtenden Senkenwahl durch den Regler den Kollektor lohnend auf Speichertemperatur zu betreiben.

Des Weiteren zeigt die Grafik, dass das Konzept SH2 in den Sommermonaten deutlich weniger Solarertrag generiert. In dieser Zeit besteht kaum Raumheizbedarf, sodass die Bauteilaktivierung nur selten beladen werden kann. Das kleinere Speichervolumen im SH2 kann dies nicht ausgleichen. Trotzdem erreichen beide Konzepte in den Monaten April bis Oktober eine solare Vollversorgung. Der sommerliche Mehrertrag des SH1 ist demnach zu einem wesentlichen Teil den höheren Wärmeverlusten des großen Speichers geschuldet. Wie schon oben erläutert tritt trotz des im Sommer voll beladenen großen Speichers im SH1 kein nennenswerter saisonaler Speichereffekt auf.

Die Wärmeverluste des Pufferspeichers im Sommer erhöhen die internen Wärmelasten im Gebäude und damit die sommerliche Überhitzung. Ein Wärmeeintrag vom Speicher in die Wohnräume ist meist kaum vermeidbar, sodass es im Sommer zu einer Minderung von Behaglichkeit und thermischem Komfort kommen kann. Eine genauere Analyse dieses Effekts wird im nächsten Abschnitt vorgenommen.

3.3.4 Komfort

Die Behaglichkeit wird nicht nur durch zu geringe Raumtemperaturen in der Heizperiode, sondern auch durch zu hohe Temperaturen im Sommer beeinträchtigt. Zur Beurteilung der Komfortbedingungen in beiden Sonnenhauskonzepten ist eine umfangreiche Simulationsstudie durchgeführt worden. Die gesamten Ergebnisse sind dem diesem Bericht angehängtem Tagungsbeitrag zur Gleisdorf Solar 2014 (Titel: „Sonnenhäuser mit Bauteilaktivierung und kleinem Pufferspeicher: Systemperformance und Behaglichkeit“, Abschnitt **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**) zu entnehmen. An dieser Stelle werden die wesentlichen Inhalte wiedergegeben. Hauptsächlich wird auf die Stundenzahl, während der die Raumtemperatur über 26 °C liegt (angelehnt an das Verfahren der (DIN 4108-2 2013)), als wesentliche Bewertungsgröße eingegangen (siehe Abschnitt 3.1.4).

Die Summe der jährlichen Stunden über 26 °C ist für die zwei Sonnenhauskonzepte an zwei Standorten in Abbildung 3.13 dargestellt, dabei werden jeweils die höchsten Werte der thermischen Zonen EG und OG gezeigt. Um den anteiligen Einfluss der jeweiligen sonnenhauspezifischen Technik sichtbar zu machen, ist ebenfalls das Referenzsystem dargestellt. Alle Gebäudekonzepte verfügen über ein wirksames Lüftungs- und Verschattungskonzept, das den Anforderungen an den sommerlichen Wärmeschutz erfüllt und nach dem Beispiel des IEA SHC Task 44 (siehe Dott 2012) parametrisiert ist. Als Wetterdaten werden einerseits die in den vorherigen Abschnitten verwendeten Meteorolog-Norm-Daten für Zürich verwendet. Darüber hinaus werden vom ISFH in Hannover aufgenommene Wetterdaten für das Jahr 1995 verwendet. In diesem Jahr erreichte die Umgebungstemperatur und die sommerliche Einstrahlung die höchsten Werte innerhalb der gesamten Messperiode 1989 – 2001 (siehe Abschnitt 3.4.1). Da sich die höheren Temperaturen je nach Variante mal im Erdgeschoss (EG) und mal im Obergeschoss (OG) einstellen, werden jeweils die höchsten Stundenwerte aus beiden thermischen Zonen gezeigt.

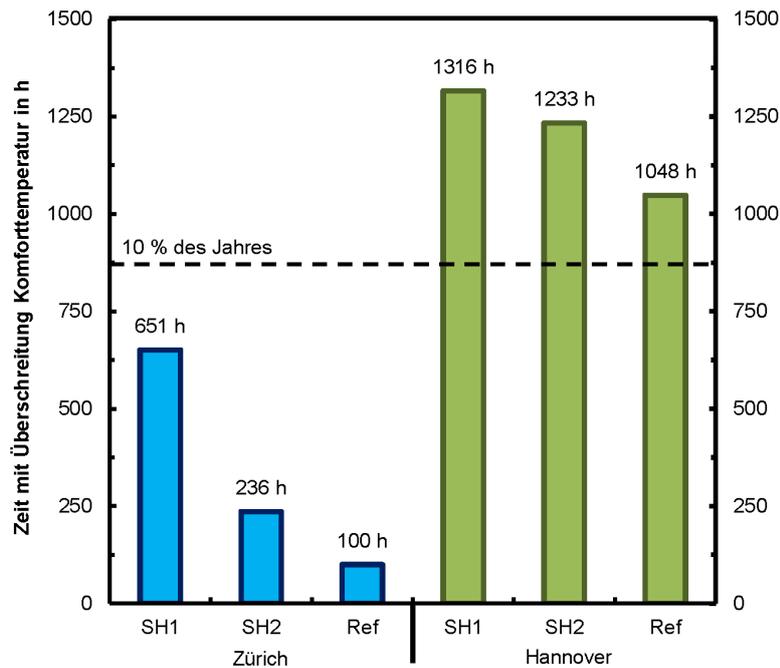


Abbildung 3.13: Jahressummen der Stunden über 26 °C für SH1 und SH2 an den Standorten Zürich und Hannover, jeweils thermische Zone mit den höchsten Stundenwerten

Die Abbildung zeigt, dass im Falle des Züricher Wetters alle Häuser die Grenze von 876 h/a unterschreiten, wenngleich Temperaturen über 26 °C in beiden Sonnenhauskonzepten vorkommen. Nur das Referenzhaus ohne Solaranlage bleibt fast das ganze Jahr unter 26 °C. Im Fall des Hannover- Wetters 1995 wird die 10 %- Marke von allen Gebäuden, auch der Referenz, deutlich überschritten, beim SH1 sogar um fast 45 %. Grund sind die langen Perioden hoher mittlerer Außentemperaturen im Juli und August, insbesondere auch nachts, sodass die tagsüber aufgebaute Raumtemperaturerhöhung nicht ausreichend schnell reduziert werden kann. In diesen Monaten herrscht gleichzeitig eine hohe Einstrahlung.

Die Sonnenhaustechnik erhöht die Überhitzungsstunden für beide Standorte gegenüber der Referenz ohne Solaranlage. Während die Erhöhung in Hannover 1995 maximal 230 Stunden pro Jahr beträgt, fällt sie in Zürich mit 650 Stunden pro Jahr deutlich stärker aus. Im Referenzhaus kann die Wärme durch die im Vergleich zu Hannover 1995 oft deutlich geringeren Nachttemperaturen Zürichs wieder nahezu vollständig abgeführt werden. In den Sonnenhäusern wird hingegen, besonders im SH1, z. T. deutlich mehr Wärme an das Gebäude abgegeben, als nachts wieder abgeführt werden kann. Die interne Last des großen Speichers wirkt zudem über 24 Stunden, gibt also auch nachts weiter viel Wärme an das Gebäude ab und verstärkt den Effekt. Durch den wesentlich kleineren Speicher wiegt dies im SH2 weniger schwer. Die Wetterdaten Hannovers mit höherer Umgebungstemperatur relativieren die Unterschiede zwischen den Konzepten. Hohe Raumtemperaturen können hier mit den vorgesehenen Lüftungs- und Verschattungsmaßnahmen weder mit noch ohne Sonnenhaustechnik hinreichend vermindert werden.

Um die Temperaturverteilung der drei Gebäudevarianten genauer betrachten zu können sind in Abbildung 3.14 die Häufigkeiten der auftretenden Raumtemperaturen für die drei Systeme in Form von Jahresdauerlinien dargestellt.

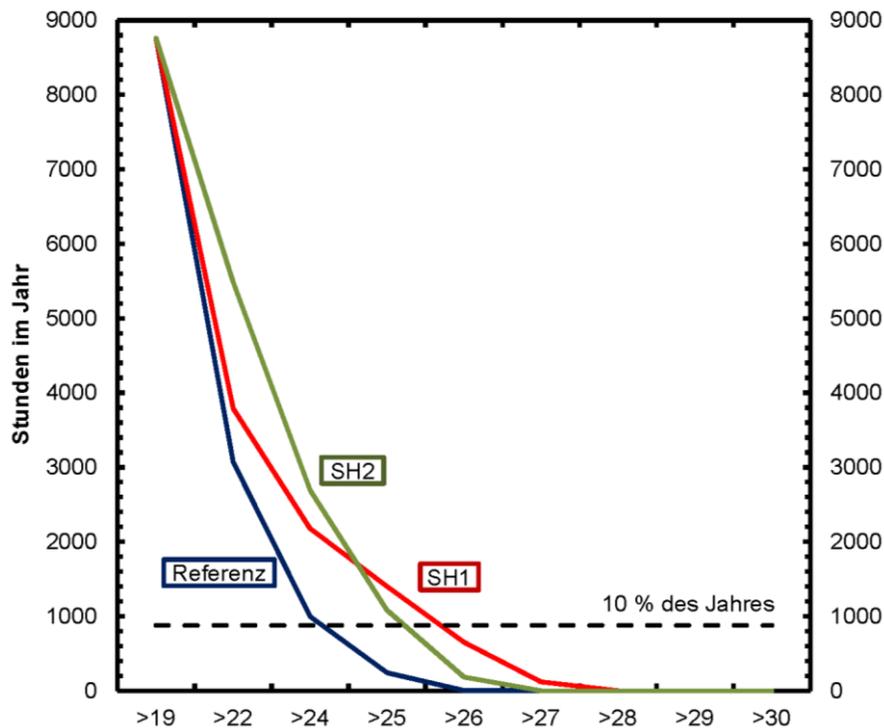


Abbildung 3.14: Jahresdauerlinien der operativen Raumtemperaturen für Referenzhaus ohne Solaranlage, Sonnenhauskonzepte SH1 und SH2

Beide Sonnenhauskonzepte erhöhen gegenüber der Referenz die Stunden hoher operativer Raumtemperaturen. Das SH1 weist gegenüber der Referenz die deutlichste Temperaturerhöhung im Maximaltemperaturbereich über 25 °C auf. So sind bei SH1 1400 Stunden über 25 °C festzustellen, während es bei SH2 nur 1100 Stunden sind. Beim SH2 liegt die stärkste Erhöhung im Bereich zwischen 22 °C und 25 °C. Dies ist durch die Abschalttemperatur der Bauteilaktivierung zu erklären, die bei 24 °C Raumtemperatur liegt.

Diese Temperatur hat somit einen Einfluss auf die Überhitzung des Gebäudes. Durch Variation der Abschalttemperatur ist der Einfluss quantifiziert worden. Dabei zeigte sich, dass eine Änderung der Regeltemperatur vor allem die Häufigkeiten der Raumtemperaturen unterhalb der Schalttemperatur beeinflusst, während die Raumtemperaturen um mehr als 1 K oberhalb der Regeltemperatur nahezu unbeeinflusst bleiben. Die Schalttemperatur beeinflusst zudem den Energieverbrauch im System, der mit kleiner werdender Schalttemperatur ansteigt, da weniger Heizwärme durch die Bauteilaktivierung gedeckt werden kann. Mit einer Abschalttemperatur von 23 °C steigt der Stromverbrauch um 0,6 % an, während die Raumtemperaturverteilung nahezu identisch mit dem Referenzfall ist. Zusammengefasst erscheint aus Gründen der Energieeinsparung, des Raumkomforts und zur Berücksichtigung der Wünsche der Bewohner ein Spielraum der Regeltemperatur zwischen 22 °C und 24 °C geeignet.

3.4 Dimensionierung und Randbedingungen

Ausgehend von den Simulationen in Abschnitt 3.3 wird das Systemverhalten bei geänderten Randbedingungen und anderer Dimensionierung der Hauptkomponenten untersucht. In Abschnitt 3.4.1 werden statt eines Referenzjahres real gemessene Wetterdaten verwendet, die sowohl vergleichsweise kalte als auch warme Jahre enthalten. Eine Änderung der Wärmelast durch eine Erhöhung des Warmwasserbedarfs oder der Raumsolltemperatur wird in Abschnitt 3.4.2 untersucht. Ausgehend von den Dimensionierungen aus Tabelle 3-2 werden Änderungen des Speichervolumens (Abschnitt 3.4.3) und der Kollektorfläche (Abschnitt 3.4.4) betrachtet. Schließlich wird in Abschnitt 3.4.5 das System bei Verwendung des Experimentalhauses als Gebäudelast ausgelegt und simuliert.

3.4.1 Einfluss der Wetterdaten

Die Simulationen wurden bisher mit Wetterdaten für Zürich nach Meteonorm durchgeführt (siehe Abschnitt 3.1.3). Im Folgenden wird untersucht, wie sich eine Änderung der Wetterdaten auswirkt, d.h. ob der Komfort weiterhin sichergestellt werden kann und welche Strommenge dafür notwendig ist. Grundlage der Untersuchung sind Wetterdaten, die vom ISFH in der Periode 1989 bis 2001 aufgenommen wurden. Wesentliche Kenndaten der Messwerte zeigt Abbildung 3.15.

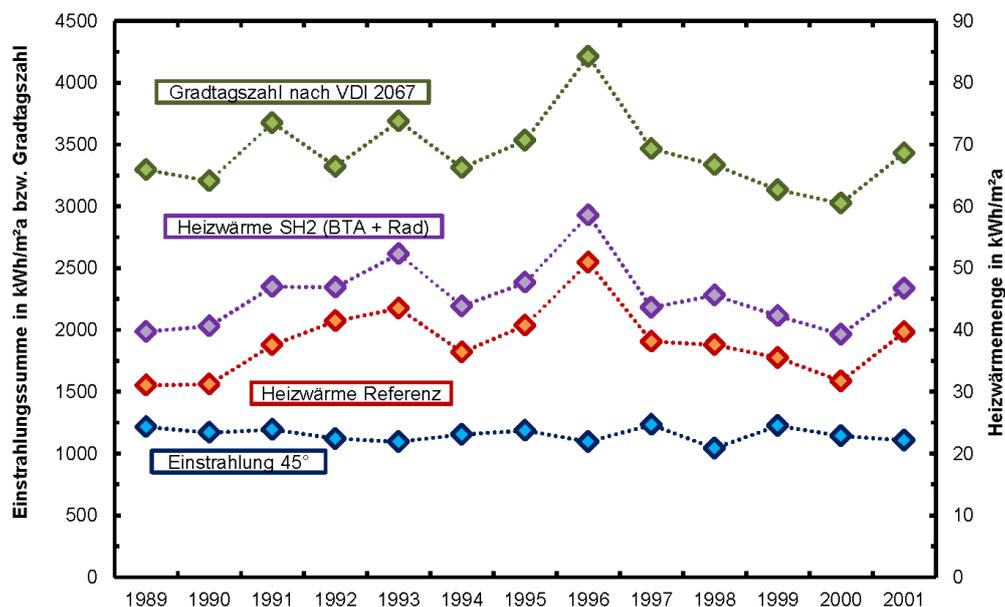


Abbildung 3.15: Einstrahlungssumme auf 45° geneigte Südfläche, Gradtagszahl nach VDI 2067 der ISFH-Wetterdaten Hannover, Simulierter Raumheizbedarf für Referenzsystem und Sonnenhaus 2 (hier Summe aus Emissionen der Heizkörper und der BTA)

Bezüglich des Wetterprofils zeigt sich:

- Die Einstrahlungssumme schwankt zwischen 1040 und 1230 kWh/m²a, der höchste Wert wird 1997 und der geringste Wert 1998 erreicht. In den Wintermonaten (Nov – März) werden zwischen 27 % (1989) und 18 % (1992) der

Einstrahlung erzielt. 1992 ist auch das Jahr mit der mit 204 kWh geringsten Einstrahlung im Winter.

- Die Gradtagszahl ändert sich deutlich, 1996 wird mit 4200 der höchste Wert und im Jahr 2000 mit 3000 der geringste Wert erreicht.
- Der Raumheizbedarf im Referenzsystem variiert zwischen 31 kWh/m²a im Jahr 1989 und 51 kWh/m²a im Jahr 1996 und folgt dabei nicht immer der Gradtagszahl. 1991 tritt bei einer Gradtagszahl von 3670 ein Heizwärmebedarf von 38 kWh/m²a, 1992 steigt trotz einer geringeren Gradtagszahl von 3320 der Heizwärmebedarf auf 41 kWh/m²a. Grund hierfür ist die geringere Einstrahlung, die von 1194 kWh/m²a in 1991 auf 1120 kWh/m²a in 1992, innerhalb der Heizperiode (Nov – März) ist die Reduktion noch stärker (von 305 kWh/m² auf 200 kWh/m²).
- Unter Berücksichtigung der BTA-Wärmemenge wird im Sonnenhaus SH2 mehr Wärme für die Raumheizung benötigt. Die zusätzliche Wärmemenge aus der BTA liegt zwischen 5-9 kWh/m²a, die dazu führt, dass der Raum zeitweise auf Temperaturen oberhalb der Solltemperatur von 20 °C geheizt wird.

Komforterfüllung und Stagnation

Abbildung 3.16 zeigt für das Sonnenhaus SH2 die Zeiträume, in denen die Raumtemperatur im OG unter 19,5 °C, d.h. 0,5 K unterhalb der Raumsolltemperatur von 20 °C, liegt. Dieser Zeitraum darf nicht mehr als 10 h betragen, damit der Komfortanspruch erfüllt ist (siehe Abschnitt 3.1.4). Ebenso werden für das OG die Zeiträume mit hohen Raumtemperaturen gezeigt. Die Grenztemperatur, ab der eine hohe Raumtemperatur definiert ist, liegt für Hannover nach der (DIN 4108-2 2013) bei 26 °C, da die maximale Monatsmitteltemperatur im Sommer zwischen 16,5 °C und 18 °C liegt (gemäßigter Sommer). Zusätzlich werden auch die Zeiten für Temperaturen oberhalb von 27 °C angezeigt. Alle Zeiten werden nur für das Obergeschoss OG gezeigt, da hier tendenziell im Sommer höhere und im Winter niedrigere Temperaturen als im EG auftreten. Außerdem wird die Zeitdauer angegeben, wenn der Kollektor die als Stagnationszeit definierte Temperatur von 120 °C überschreitet, angegeben werden sowohl die Werte für das Sonnenhaus SH 2 als auch für einen Referenzfall, in dem das Kollektorfeld im gesamten Jahr nicht durchströmt wird.

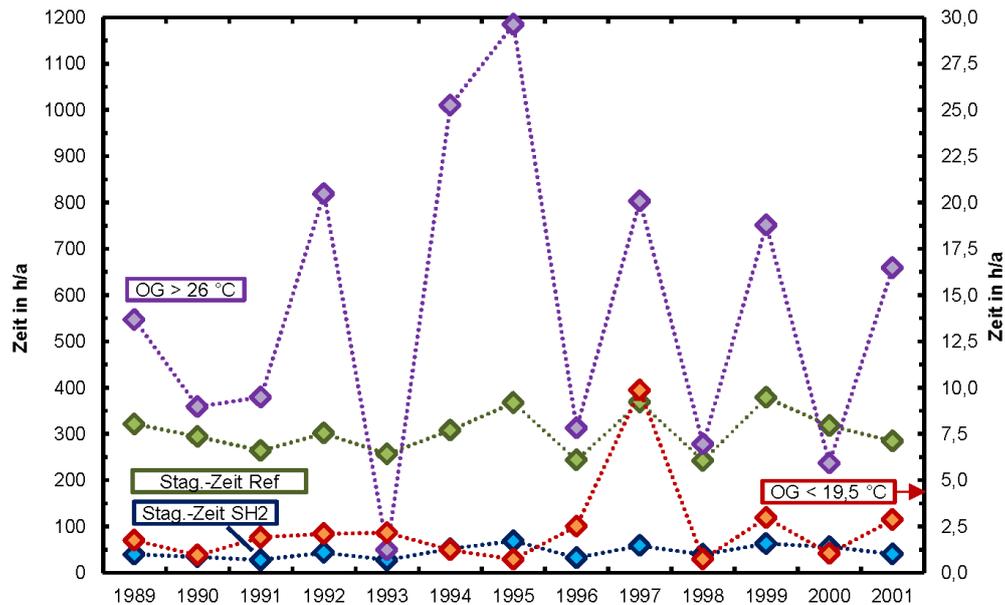


Abbildung 3.16: Simulation von Sonnenhaus SH 2: Zeiträume mit Raumtemperaturen unter 19,5 °C (untere Grenze für Behaglichkeit) und über 27 °C (obere Grenze) für die Heizzone Obergeschoss (OG) sowie Stagnationszeiten des Kollektors, hier auch Referenzfall ohne Durchströmung des Kollektors

Es zeigt sich:

- Bezüglich der minimalen Temperaturen ist wie oben erwähnt festgelegt, dass die untere Komforttemperatur von 19,5 °C maximal an 10 h im Jahr überschritten werden darf. Dies geschieht in keinem der simulierten Jahre. Nur in 1997, dem Jahr mit dem höchsten Heizwärmebedarf, wird die Grenze fast erreicht. In den restlichen Simulationen liegt die Zeitdauer bei maximal 3 h.
- Die Temperatur von 26 °C wird im OG je nach Jahr zwischen 50 bis fast 1200 h überschritten, in 1995 wird mit 1184 h der höchste Wert erreicht. Nach (DIN 4108-2 2013) darf die obere Grenztemperatur nur an 10 % der jährlichen Aufenthaltszeit im Gebäude überschritten werden. Geht man von einem ganzjährigen Aufenthalt im Gebäude aus, werden somit 1994 und 1995 die Anforderungen der Norm nicht erfüllt, obwohl eine Verschattung bei hohen Temperaturen/hoher Einstrahlung und eine nächtliche Belüftung bei hohen Raumtemperaturen stattfindet (Algorithmen aus IEA Task 44 entnommen). Für die Behaglichkeit im Sommer ist somit vor allem das Jahr 1995 interessant, da mit diesen Wetterdaten die meisten Komfortüberschreitungen auftreten (siehe 3.3.4).
- Die Stagnationszeit im SH2 variiert zwischen 25 und 70 h/a. Tendenziell folgt sie dabei der jährlichen Einstrahlungssumme, d.h. je höher diese ist, desto häufiger erreicht der Kollektor eine Temperatur von mindestens 120 °C. Im Jahr 1992 zeigt sich jedoch, dass die Einstrahlung allein nicht ausschlaggebend ist, wie oft eine Stagnation auftritt (hier wird mit 44 h eine höhere Stagnationszeit als in den drei Jahren zuvor erreicht, obwohl die Einstrahlung im Vergleich der vier Jahre am geringsten ist). Vielmehr spielt es eine Rolle, wann im Jahr hohe Einstrahlungswerte auftreten, aber auch welche Wärmesenken noch bei hoher Einstrahlung zur Verfü-

gung stehen. Dies zeigt auch der Vergleich mit den Stagnationszeiten undurchströmter Kollektoren im Referenzfall, hier wird unter den gleichen Wetterbedingungen im Jahr 1989 eine höhere Stagnationszeit erreicht als im Jahr 1992, während dies im SH2 genau umgekehrt ist.

Energetische Kenndaten

Abbildung 3.17 zeigt für das Sonnenhaus SH2 die solaren Einträge, die solare Deckung und die Energieeinsparung.

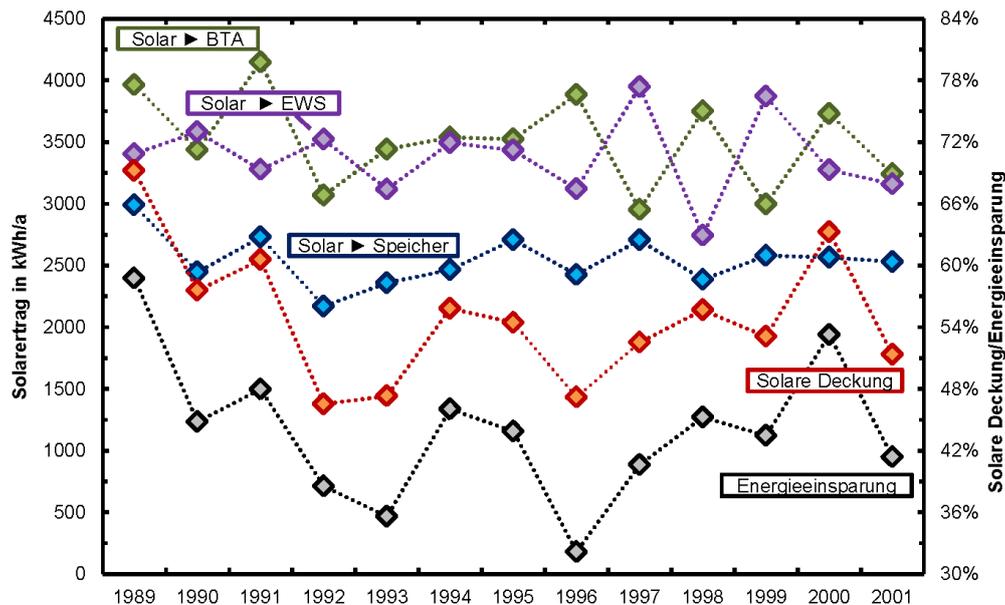


Abbildung 3.17: Simulation von SH 2: Solarerträge in Speicher, BTA und Erdreichkollektor, solare Deckung und Energieeinsparung

Es zeigt sich:

- Die solaren Erträge schwanken je nach Wetter des entsprechenden Jahres. Tendenziell zeigt sich, dass bei hoher Einstrahlung vor allem im Sommer der Eintrag in das Erdreich ansteigt (1997, 1999). In beiden Jahren treten ebenfalls geringere Erträge der BTA auf, die einen zusätzlichen Eintrag in das Erdreich begünstigen. Zwischen BTA und Speicherbeladung ist keine klare Tendenz erkennbar. In den ersten sechs Jahren steigen und fallen die Erträge in beide Wärmesenken gleichmäßig, in den späteren Jahren ist dagegen eher ein gegenläufiges Verhalten sichtbar (hohe Erträge in den Speicher bei geringen Erträgen in die BTA und umgekehrt).
- Die solare Deckung schwankt zwischen 69 % in 1989 (geringster Heizwärmebedarf des gesamten Zeitraumes) und 46 % in 1992. In diesem Jahr ist zwar der Raumheizbedarf nicht überdurchschnittlich hoch und es tritt nicht die geringste jährliche Einstrahlungssumme auf, aber es wird die niedrigste Einstrahlung in den Wintermonaten erzielt.
- Die Energieeinsparung liegt 8-15 % unter der solaren Deckung. Neben den solaren Erträgen hängt die Differenz vor allem vom gesamten Stromverbrauch im Jahr und

damit vom Heizwärmebedarf ab. Im Jahr 1996 wird unter dem größten Raumheizbedarf mit 32 % die geringste Energieeinsparung erzielt. Wie auch bei der solaren Deckung wird der höchste Wert 1989 erreicht, hohe solare Erträge und ein geringer Raumheizbedarf führen zu einer Energieeinsparung von 59 %.

Abschließend zeigt folgende Tabelle aus allen Simulationen Mittelwert, Standardabweichung sowie Maximum und Minimum für die wichtigsten Kenngrößen. Im Unterschied zu Abbildung 3.16 wird für die Komfortobergrenze nicht das OG sondern das EG verwendet, da hier im Vergleich zum Referenzsystem größere Differenzen auftreten (da die Speicherverluste im Heizraum anfallen, der sich im EG befindet).

Tabelle 3-6: *Simulationsergebnisse für Hannover-Wetter 1989 – 2001: Mittelwert, Standardabweichung, maximaler und minimaler Wert für ausgewählte Größen*

	Mittelwert	Standardabw.	Maximum	Minimum
Wärmemengen Solarthermie in kWh				
Einstrahlung 45°	1150	60	1230 (1997)	1040 (1998)
Speicher	2540	210	2990 (1989)	2170 (1992)
BTA in BP	1090	120	1290 (1991)	910 (1997)
BTA in ZD	2420	260	2860 (1991)	2040 (1997)
Erdreich	3380	320	3960 (1989)	2740 (1998)
Wärmemengen Raumheizung in kWh				
Heizzone EG	1580	470	2350 (1996)	750 (1989)
Heizzone OG	3150	520	4330 (1996)	2450 (1989)
Summe	4730	980	6680 (1996)	3200 (1989)
Wärmepumpe				
Speicher in kWh	5040	1080	7060 (1996)	3090 (1989)
Strom Kompressor in kWh	1390	340	2070 (1996)	800 (1989)
Strom Heizstab in kWh	27	73	260 (1996)	0 (7 Jahre)
Anteil Heizstab	0,4 %	1,0 %	3,6 % (1996)	0 % (7 Jahre)
JAZ WP	3,62	0,23	3,88 (1989)	3,04 (1996)
Systemkennzahlen				
Strombedarf in kWh	1630	400	2570 (1996)	990 (1989)
Solare Deckung	55,0 %	6,6 %	69,2 % (1989)	46,5 % (1992)
Energieeinsparung	44,0 %	7,0 %	58,8 % (1989)	32,1 % (1996)
Komfort Raumtemperatur				
Zeiten OG < 19,5 °C	2 h	2 h	10 h (1997)	1 h (5 Jahre)
Zeiten EG > 26 °C	560 h	380 h	1230 h (1995)	12 h (1993)
Diff. Zum EG Ref.	130 h	120 h	400 h (1995)	2 h (1993)

Die Tabelle zeigt:

- Solarthermie: Die höchste Standardabweichung und gleichzeitig der größte Abstand zwischen Minimum und Maximum treten bei der energetisch eher unbedeutenden solaren Erdreichbeladung auf, die geringsten Differenz bei der BTA in der BP. Relativ weisen alle vier solaren Erträge ungefähr die gleiche Veränderung auf, beispielsweise liegen die Abweichungen des jeweiligen mini- und maximalen Wertes vom Mittelwert bei ± 20 %. Die Unterschiede sind damit größer als die jährliche Einstrahlungssumme, die sich um ± 10 % verändert.

- Raumheizung und WP: Der Bedarf der Heizkörper verändert sich weitaus mehr als die Solarerträge, im Vergleich zum Mittelwert werden um bis zu 40 % höhere und 30 % geringere Energiemengen erreicht. Die von der WP an den Speicher gelieferte Energie hängt direkt vom Bedarf der Heizkörper ab. Auch die JAZ verändert sich dementsprechend, bei hohem Heizkörperwärmebedarf werden geringe JAZ erreicht und umgekehrt. Der Strombedarf der WP weicht in den einzelnen Jahren um bis zu +49 % und -43 % vom Mittelwert ab. Der Anteil der vom Heizstab in das System gebrachten Wärmemenge liegt im Mittel unter 0,5 %,
- System und Komfort: Der Gesamtstromverbrauch zeigt Abweichungen vom Mittelwert von +58 % und -39 %. Im Vergleich zum Wärmebedarf der WP wird diese somit negativ beeinflusst, d.h. die positive Abweichung fällt höher, die negative Abweichung etwas geringer aus. Die solare Deckung erreicht stets Werte oberhalb von 45 %, die Grenzen der Standardabweichung liegen knapp unterhalb von 50 %, d.h. der gewünschte solare Deckungsgrad eines Solaraktivhauses von 50 % wird nur in sehr einstrahlungsarmen Jahren nicht erreicht. In keinem der Jahre tritt ein Komfortproblem aufgrund zu geringer Raumtemperaturen auf. Hohe Temperaturen (>26 °C) werden dagegen häufiger erreicht, im Vergleich zum Referenzsystem überschreitet die Raumtemperatur bis zu 430 h häufiger diese Temperaturgrenze. 1993 überschreitet die Raumtemperatur 26 °C am seltensten.
- Im Jahr 1989 besteht der geringste Raumheizbedarf und gleichzeitig wird der höchste solare Ertrag in den Wärmespeicher erzielt, daraus ergeben sich die mit Abstand höchste solare Deckungsrate und Energieeinsparung. Das Jahr 1996 stellt mit dem größten Raumheizbedarf die größten Ansprüche an das Wärmeversorgungssystem. Hier treten der höchste Stromverbrauch und der häufigste Heizstabbetrieb auf. 1995 stellt dagegen das Jahr mit den höchsten Wärmelasten im Sommer dar, hier tritt die längste Zeitdauer mit Temperaturen oberhalb von 26 °C auf.

3.4.2 Erhöhte Wärmelast

Es wird untersucht, wie sich höhere Raumsolltemperaturen oder ein höherer Warmwasserbedarf auswirken. Im Vordergrund steht dabei das Erreichen der unteren Komfortbedingung. Diese legt fest, dass eine Raumtemperatur von 0,5 K unter dem Sollwert nur an bis zu 10 h im Jahr auftreten darf (siehe Abschnitt 3.1.4). Betrachtet wird das Referenzsystem und das Sonnenhaus SH 2, letzteres auch in der Variante ohne Erdreichbeladung. Unabhängig von der Raumsolltemperatur wird wie bisher eine BTA-Beladung nur vorgenommen, wenn die Raumtemperatur unterhalb von 24 °C liegt (siehe Abschnitt 2.2.1).

Abbildung 3.18 zeigt Simulationsergebnisse bei Raumsolltemperaturen zwischen 20 °C und 24 °C.

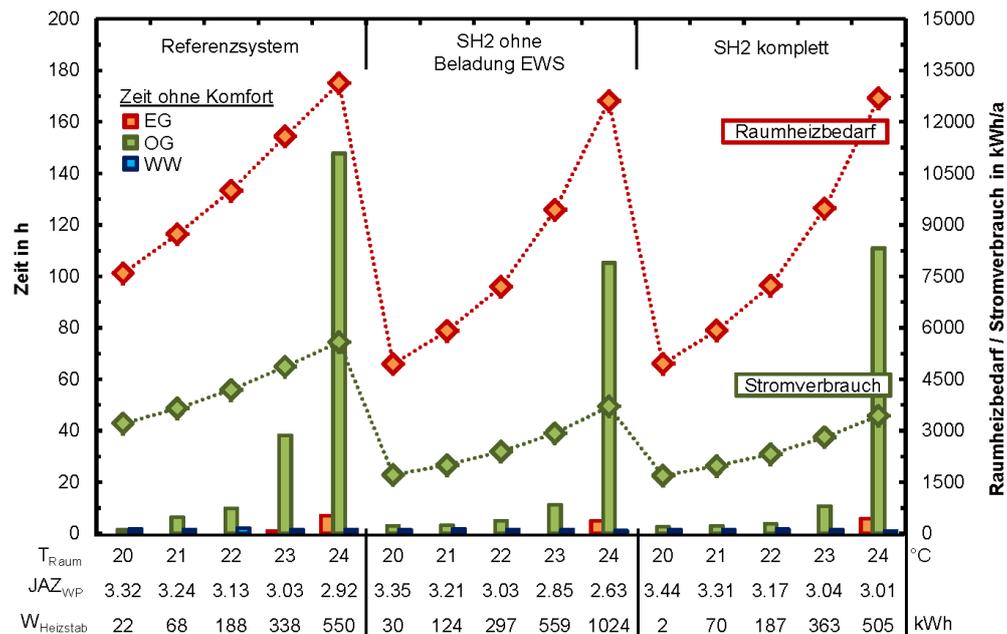


Abbildung 3.18: Simulation des Konzepthauses unter Variation der Raumsolltemperatur: Zeiträume mit Raumtemperaturen unter 19,5 °C in allen drei Heizzonen (Komfortgrenze 10 h), sowie Zeiträume mit WW-Temperaturen unter 44 °C, dazu Raumheizbedarf, Gesamtstromverbrauch sowie vom Heizstab verbrauchte Strommenge und JAZ der Wärmepumpe

Bei einer geänderten Wärmelast durch höhere Raumtemperaturen zeigt sich:

- Bei höheren Raumsolltemperaturen steigen der Raumheizbedarf und damit die von den Heizkörpern angeforderte Wärmemenge. In allen Systemen kann bis zu einer Solltemperatur von 22 °C der gewünschte Komfort eingehalten werden. Bei 23 °C wird das Komfortziel im Sonnenhaus 2 nur um weniger als 1 h überschritten, im Referenzsystem sind es dagegen fast 40 h, eine Raumsolltemperatur von 24 h wird in keinem der Systeme mit weniger als 100 h unter der Komfortgrenze erreicht.
- Insgesamt zeigt sich somit bis 22 °C eine gleichbleibende Differenz von 2700 kWh/a zwischen Referenzsystem und Sonnenhaus 2 (etwas höher im Falle ohne Erdreichbeladung). Bei 23 °C sind es noch 2100 kWh/a, bei 24 °C ist der Raumheizbedarf aller Systeme fast gleich (verbleibende Differenz 400 kWh/a). Aufgrund der maximalen Raumtemperatur für den Betrieb der BTA von 24 °C kann diese nicht mehr verwendet werden, die restliche Differenz folgt aus den höheren Wärmeverlusten des größeren Pufferspeichers im SH2. Wenn man die BTA jedoch noch bei höheren Raumtemperaturen betreiben würde, würde die Differenz auch größer ausfallen.
- Der im Sonnenhaus im Vergleich zum Referenzsystem eingesparte Energiebetrag steigt absolut mit höheren Raumtemperaturen an (1500 kWh/a bei 20 °C auf 1900 kWh/a bei 24 °C). Da aber insgesamt der Stromverbrauch aller Systeme stärker ansteigt, reduziert sich die Energieeinsparung von 47 % bei 20 °C auf 39 % bei 24 °C. Wird das Sonnenhaus 2 ohne Erdreichbeladung betrieben, kommt der Heizstab häufiger zum Einsatz als in den beiden anderen Systemen, der energeti-

sche Mehraufwand ist ungefähr doppelt so hoch bei allen Raumsolltemperaturen. Dies führt zu geringeren JAZ und einem erhöhten Gesamtstromverbrauch. Im Vergleich der beiden Sonnenhaussysteme steigt die Energieeinsparung durch Einführung der Erdreichbeladung von 1 % bei 20 °C auf 7,5 % bei 24 °C.

- Die JAZ sinkt in allen System mit hohen Raumsolltemperaturen deutlich ab, um etwa 0,4 im Referenzsystem und im SH 2. Grund sind geringere Quellentemperaturen im Erdreich, die ebenfalls zum häufigeren Einsatz des Heizstabes führen (Sperrung der WP bei -5 °C). Ohne Erdreichbeladung ist die Reduktion mit 0,8 doppelt so hoch. Letztlich zeigt auch die hohe Wirksamkeit der Regeneration, dass für die höheren Lasten aufgrund der höheren Raumtemperatur die Quelle sehr knapp dimensioniert ist.

In Abbildung 3.19 wird untersucht, wie sich ein erhöhter Warmwasserbedarf auf die Sicherstellung des Komforts und die Systemperformance auswirkt. Der WW-Bedarf wird durch eine Faktorisierung der Warmwassermenge in jedem Zeitschritt erhöht. Prinzipiell ist es realistischer, einen erhöhten WW-Bedarf mithilfe eines neuen Zapfprofils abzubilden, der zeitliche Aufwand für die Erstellung ist jedoch deutlich höher. Eine gleichmäßige Erhöhung der Wärmeleistung wie sie hier durchgeführt wird, stellt höhere Ansprüche an die Wärmebereitstellung und kann daher als oberer Grenzpunkt für einen erhöhten WW-Bedarf angesehen werden.

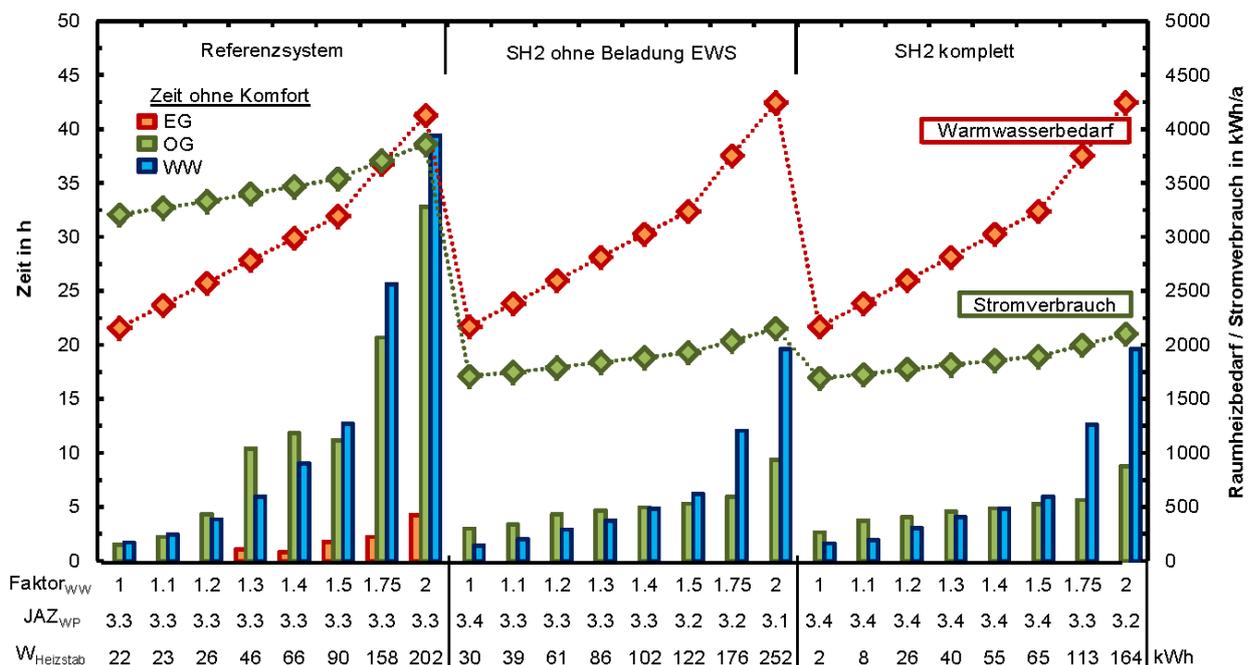


Abbildung 3.19: Simulation des Konzepthauses unter Variation der Warmwassermenge: Zeiträume mit Raumtemperaturen unter 19,5 °C in allen drei Heizzonen (Komfortgrenze 10 h), sowie Zeiträume mit WW-Temperaturen unter 44 °C (Komfortgrenze 2 h), dazu Warmwasserbedarf, Gesamtstromverbrauch sowie vom Heizstab verbrauchte Strommenge und JAZ der Wärmepumpe

Ein erhöhter Warmwasserbedarf wirkt sich nach der Abbildung wie folgt aus:

- In allen Systemen ist es möglich, den Komfort bis zu einem um 10 % höheren Warmwasserbedarf einzuhalten. Bei höherem WW-Bedarf steigen die Zeiten mit reduziertem Komfort für Warmwasser auf bis zu 40 h/a (das sind 12 % der Gesamtbedarfszeit von 322 h/a). Im Referenzsystem steigt zusätzlich ab 30% höherem Warmwasserbedarf die Zeit mit Komforteinbuße in der Raumheizung im OG auf über 10 h/a. Die Komforteinbußen werden vom Nutzer allerdings nicht unbedingt gemerkt (siehe Anmerkung in Abschnitt 3.1.4) werden, da die Grenztemperatur von 44 °C in vielen Fällen zu hoch ist und für die Nutzung herunter gemischt werden muss.
- Wie schon bei den Raumsolltemperaturen steigt mit erhöhtem WW-Bedarf die absolut im SH 2 eingesparte Energiemenge an, durch den insgesamt stärker ansteigenden Gesamtstromverbrauch reduziert sich jedoch die Energieeinsparung von 47 % bei Faktor 1 auf 45,6 % bei Faktor 2 geringfügig. Der Heizstabeinsatz ist im Referenzsystem höher als im SH 2 mit aktivierter solarer Erreichbeladung. Im SH 2 ohne Erreichbeladung liegt der energetische Bedarf für den Heizstab zwischen 50 % und 100 % über dem Wert im SH 2. Da jedoch die absolute Energiemenge gering bleibt, sinkt die JAZ-Differenz zwischen beiden Systemen nur wenig.

3.4.3 Dimensionierung des Speichers

Die Größe des Pufferspeichers ist der entscheidende Hebel im neuen Konzept SH2, um die Investitionskosten für Sonnenhäuser zu senken. Für die in den vorangehenden Abschnitten dargestellten Ergebnisse sind alle Simulationen mit einem Speichervolumen von 1,5 m³ durchgeführt worden. Es wird untersucht, ob eine Vergrößerung des Volumens zu einer weiteren Reduktion im Energieverbrauch führt und wie stark der Stromverbrauch bei einer Verkleinerung ansteigt. Standardmäßig wird eine Änderung des Volumens durch einen kleineren/größeren Durchmesser bei gleichbleibender Höhe des Speichers (2 m) realisiert. Abbildung 3.20 zeigt die Auswirkungen einer Volumenvergrößerung auf die solaren Erträge in Speicher und BTA sowie auf die Wärmemenge aus der Wärmepumpe und die mittlere Kondensatoreintrittstemperatur.

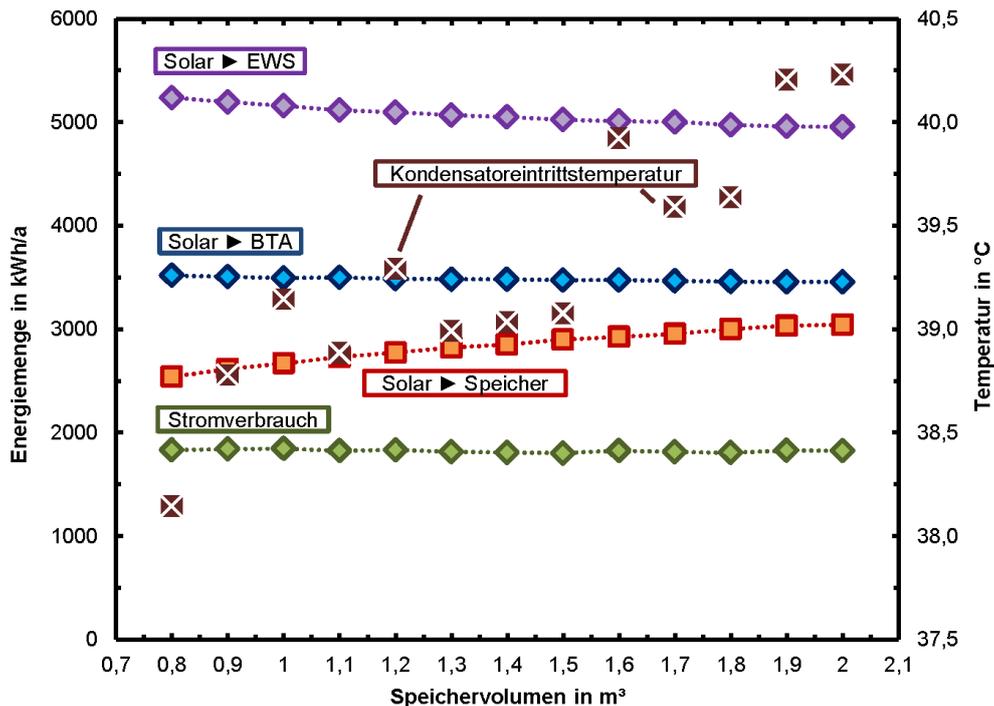


Abbildung 3.20: Simulation von SH 2 unter Variation des Speichervolumens (formulative Berechnung der Anschlusshöhen), solare Erträge in BTA und Speicher, WP-Eintrag in den Speicher, Stromverbrauch und mittlere Kondensatoreintrittstemperatur

Ausgehend von der Standardeinstellung von 1,5 m³ zeigt sich:

- Die solare Wärme in den Speicher zeigt den erwarteten Verlauf, Reduktion bei kleinerem (-360 kWh/-12,4 % bei 0,8 m³) und Anstieg bei größerem Speichervolumen (+144 kWh/+5,0 % bei 2 m³). Dementsprechend steigt bzw. fällt die Wärmenachfrage von der Wärmepumpe – Anstieg von 213 kWh/4,0 % bei 0,8 m³ und Reduktion von 69 kWh/1,4 % bei 2 m³. Die Veränderungen sind jedoch gering, während das Speichervolumen fast halbiert bzw. um ein Drittel vergrößert wird.
- Trotz der sinkenden Wärmemenge der WP von einem Speichervolumen von 0,8 m³ zu 2 m³ zeigt der Stromverbrauch keinen eindeutigen Trend. Von 1830 kWh bei 0,8 m³ steigt der Bedarf auf 1844 kWh bei 1 m³, sinkt auf 1802 kWh bei 1,5 m³, steigt auf 1826 kWh bei 1,6 m³, fällt wieder bis 1806 kWh bei 1,8 m³ und steigt auf 1824 kWh bei 2 m³. Erklären lässt sich dieses Verhalten mit der Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe, die wiederum von den Eintrittstemperaturen in den Kondensator abhängt. Die mittlere Kondensatoreintrittstemperatur zeigt, dass sich diese je nach Speichervolumen zwischen 38,2 °C und 40,2 °C bewegt, was eine Änderung der Jahresarbeitszahl zwischen 3,53 und 3,34 hervorruft. Dieser Effekt ist z.T. stärker als die Veränderung der WP-Wärmenachfrage, so dass dies der Hauptgrund für Schwankungen im Stromverbrauch ist.

Der Grund der sich ändernden mittleren Kondensatoreintrittstemperaturen liegt daran, dass die optimale Einteilung der Nachheizvolumen und der Sensorpositionen (siehe Abschnitt 3.2.4) für die Standardvariante von 1,5 m³ durchgeführt wurde.

Durch Änderung des Speicherdurchmessers zur Vergrößerung/Verkleinerung des Volumens und Beibehaltung der Anschlusspositionen werden nicht mehr die als optimal ermittelten Teilvolumen erreicht. Im Folgenden wird daher die Variation des Speichervolumens mit konstantem Speicherdurchmesser (1 m) und Variation der Höhe wiederholt. Abbildung 3.21 zeigt das Verfahren beispielhaft für zwei Volumina.

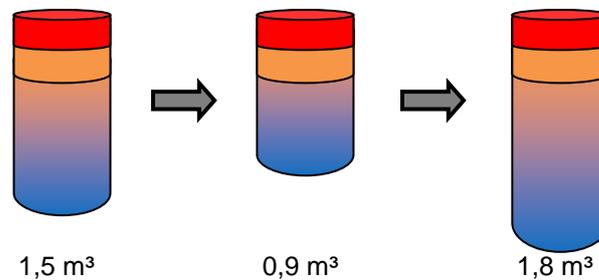


Abbildung 3.21: Dimensionierung bei Variation des Speichervolumens: Ausgehend von $1,5 \text{ m}^3$ Reduktion auf $0,9 \text{ m}^3$ und Vergrößerung auf $1,8 \text{ m}^3$. Rot markiert: Nachheizbereich für Warmwasser, Orange markiert: Nachheizbereich für Raumheizung

Durch alleinige Änderung der Speicherhöhe ist es möglich, die Anschlüsse und Sensoren im Vergleich zum Ausgangsvolumen von $1,5 \text{ m}^3$ in gleicher Höhe zu positionieren. Allerdings müssen die Positionen für jedes Volumen manuell berechnet und eingegeben werden.

Das angewandte Verfahren erlaubt es nicht mehr, die Anschlusshöhen und Sensorpositionen formulativ in Abhängigkeit vom Speichervolumen zu berechnen. Die entsprechenden Positionen werden daher manuell bestimmt und als Fallabfrage in TRNSYS umgesetzt. Aus diesem Grund beschränken sich die folgenden Simulationsvarianten auf insgesamt fünf Speichervolumina ($0,6/0,9/1,125/1,5/1,8 \text{ m}^3$). Analog zu Abbildung 3.20 zeigt Abbildung 3.22 die Simulationsergebnisse für diese fünf Varianten.

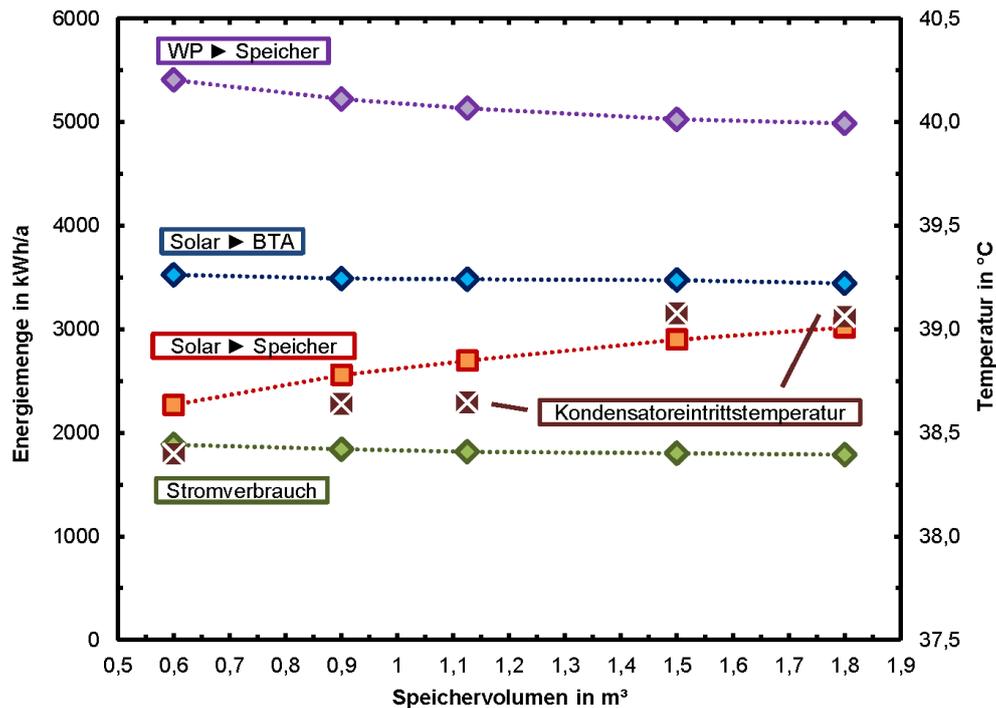


Abbildung 3.22: Simulation von SH II unter Variation des Speichervolumens (feste Anschlusshöhen) bei konstanter Wertigkeit von $W = 1$, solare Erträge in BTA und Speicher, WP-Eintrag in den Speicher, Stromverbrauch und mittlere Kondensatoreintrittstemperatur

Wie schon in Abbildung 3.20 steigt mit zunehmendem Speichervolumen die Speicherbeladung an, der Ertrag in die BTA bleibt konstant und die Wärmemenge der Wärmepumpe nimmt ab. Allerdings zeigt sich hier dieser Trend auch im Stromverbrauch. Dieser nimmt ab, wenn das Speichervolumen zunimmt, bei 0,6 m³ werden 1885 kWh benötigt, bei 1,8 m³ nimmt der Bedarf um fast 100 kWh auf 1788 kWh ab. Im Gegensatz zu Abbildung 3.20 arbeitet die Wärmepumpe bei allen Volumina unter gleichen Bedingungen, dies zeigt sich vor allem in der Kondensatoreintrittstemperatur. Diese steigt leicht mit zunehmenden Volumen an (38,4 °C bei 0,6 m³ und 39,1 °C bei 1,8 m³), da durch die solare Wärme vor allem Raumheizwärme in der Übergangszeit (mit höheren Außen- und damit geringeren Heizvorlauftemperaturen) ersetzt wird und der Anteil an Nachheizwärme mit höherem Temperaturniveau zunimmt.

Die obigen Simulationen wurden für alle Speichervolumina mit der in Abschnitt 3.2.5 als optimal ermittelten Wertigkeit von $W = 1$ durchgeführt. Dieses Optimum ist mit einem Volumen von 1,5 m³ ermittelt worden. Es ist jedoch möglich, dass bei anderen Speichervolumen eine andere Wichtung zum geringsten Stromverbrauch führt. Abbildung 3.23 zeigt die Änderung der Solarerträge und des Stromverbrauchs für die fünf Volumina bei unterschiedlichen Wertigkeiten.

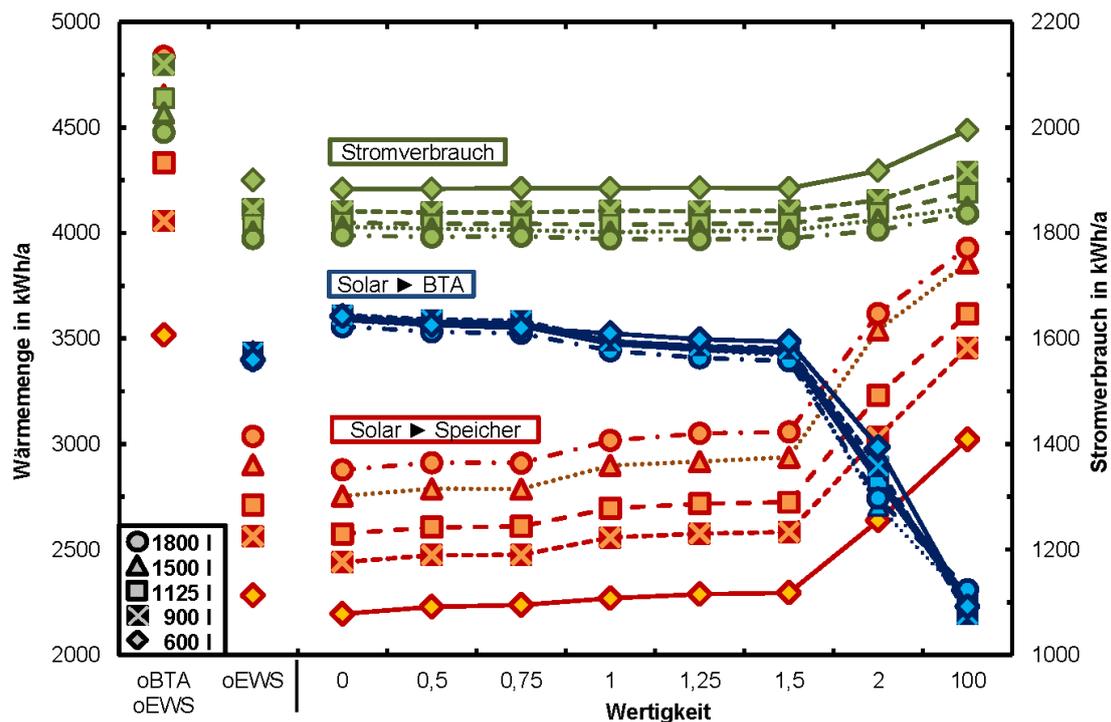


Abbildung 3.23: Simulation von SH2 unter Variation des Speichervolumens (feste Anschlusshöhen) bei verschiedenen Wertigkeiten, sowie Variante ohne Erdreichregeneration (oEWS) und zusätzlich ohne Bauteilaktivierung (oBTA), solare Erträge in BTA und Speicher und WP-Eintrag in den Speicher

Es zeigt sich:

- Bei allen Volumen zeigt sich ein ähnlicher Verlauf der solaren Erträge. Die solare Speicherbeladung steigt in allen Varianten oberhalb einer Wertigkeit von 1,5 deutlich an, der maximale Wert wird bei 100 erreicht. Ein leichter Anstieg ist oberhalb von 0,75 zu sehen, bei 600 l jedoch weniger ausgeprägt. Eine deutliche Zunahme zeigt sich oberhalb von 1,5. Gleiches gilt für die Beladung der BTA und deren Reduktion bei höheren Wertigkeiten.
- Der Stromverbrauch zeigt ebenfalls bei allen Volumen den gleichen Verlauf. Dieser ist nahezu konstant unterhalb von einer Wertigkeit von 2, bei höheren Werten steigt der Stromverbrauch an. Je kleiner das Speichervolumen umso höher fällt der Anstieg des Stromverbrauchs aus – bei 600 l beträgt der Unterschied zwischen den Wertigkeiten 0 und 100 ca. 110 kWh, bei 1800 l dagegen nur 42 kWh. Bei einem Volumen von 600 l tritt zudem der geringste Stromverbrauch nicht bei 1 sondern bei $W = 0$ auf (aber nur 1 kWh unterhalb des Wertes bei $W = 1$).
- Bei gleichbleibender Wertigkeit und unterschiedlichen Volumina zeigt sich vor allem eine Erhöhung der Speicherbeladung. Dies geschieht nur zum Teil innerhalb der Heizperiode, jedoch zu mehr als 50 % im Sommer, wodurch vor allem die Wärmeverluste des Speichers erhöht werden. Durch eine Änderung des Speichervolumens wird der Wärmeeintrag in die BTA nur wenig beeinflusst, so dass sich insgesamt ein leicht positiver Effekt mit sinkendem Stromverbrauch bei größerem Volumen einstellt.

- Es zeigt sich nur ein geringer Einfluss des Speichervolumens auf die Systemperformance für die hier untersuchten Volumen, mit Ausnahme des 600 l-Speichers. Ausgehend von 1,5 m³ erscheint somit eine Verkleinerung des Volumens auf 900 l zur weiteren Kostenreduktion sinnvoll.

3.4.4 Dimensionierung der Kollektorfläche

Neben der Größe des Pufferspeichers (siehe Abschnitt 3.4.3) und der Auslegung der BTA (siehe Abschnitt 3.2.3) legt vor allem die Kollektorfläche fest, wie viel solare Wärme in das System eingebracht wird. Bisher ist in allen Simulationen eine Kollektorfläche von ca. 32 m² verwendet worden, dies entspricht 18 Kollektormodule nach Tabelle 3-2. Durch eine Reduktion der Kollektorfläche wird die Systemperformance beeinträchtigt aber auch Kosten gesenkt. Abbildung 3.24 zeigt die Auswirkungen einer reduzierten Kollektorfläche auf solaren Ertrag und Gesamtstromverbrauch. Ausgehend vom Standardfall wird die Anzahl der Kollektoren reduziert, als Speichervolumen wird 900 l verwendet, das nach Abschnitt 3.4.3 noch eine ausreichende Größe bietet. Gleichzeitig wird die Wertigkeit variiert. Damit wird vor allem das Potential zur Kostensenkung durch eine knappere Dimensionierung der beiden Hauptkomponenten ermittelt.

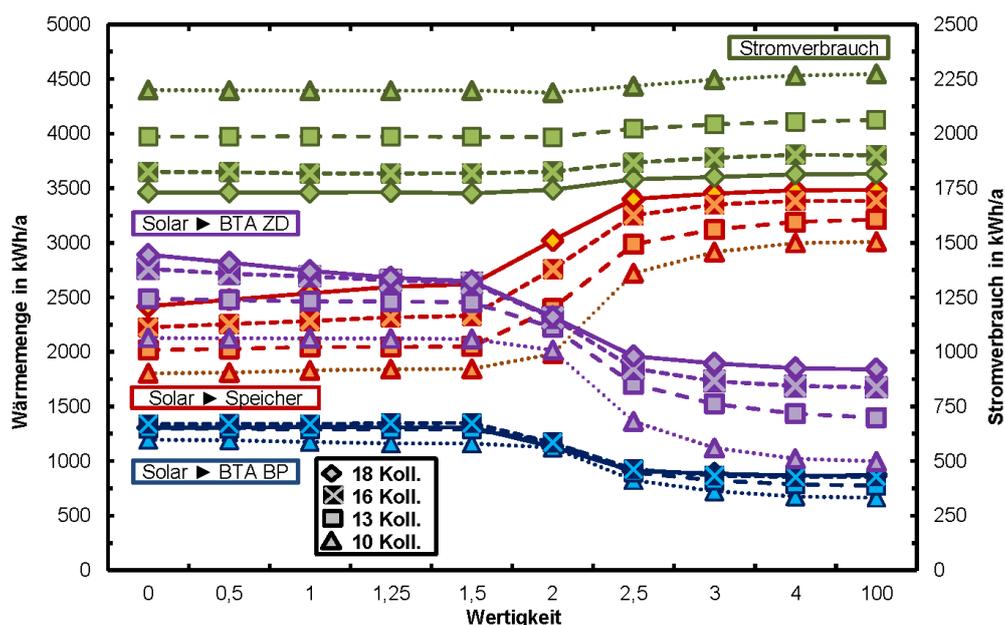


Abbildung 3.24: Simulation des Konzepthauses im System SH 2 unter Variation der Kollektorfläche: solare Erträge der Wärmesenken BTA und Speicher sowie Gesamtstromverbrauch

Die Auswirkungen einer reduzierten Kollektorfläche sind:

- Die solaren Erträge und die Gesamtenergiemenge zeigen über die Wertigkeit für alle Kollektorflächen den gleichen Verlauf. Die optimale Wertigkeit liegt für alle Simulationen zwischen 0 und 2.
- Durch Reduktion der Kollektorfläche wird vor allem der Ertrag in die BTA im OG beeinflusst, derjenige in die Bodenplatte ändert sich nur leicht. Der Ertragsverlust

in den Speicher fällt noch höher aus. Der Gesamtenergiebedarf steigt von 1726 kWh bei 18 Kollektoren auf 1817 kWh bei 16, 1983 kWh bei 13 und 2187 kWh bei 10 Kollektoren. Im Durchschnitt tritt durch Wegfall eines Kollektors ein 3 % höherer Stromverbrauch auf, diese Zunahme zeigt sich nahezu konstant über das gesamte untersuchte Spektrum, d.h. die Bedarfserhöhung bei Reduktion von 18 auf 17 und bei 11 auf 10 ist jeweils ca. 3 %.

Unter den gegebenen Bedingungen (Wetter, Wärmelast) lässt sich mit mindestens 14 Kollektoren eine solare Deckung von mehr als 50 % und damit der für Solaraktivhäuser gesetzte Standard erreichen.

3.4.5 Experimentalgebäude

Die bisherigen Simulationen sind durch Abbildung des als Konzepthaus bezeichneten Gebäudeentwurfs der Fa. HELMA durchgeführt worden. Tatsächlich realisiert worden ist ein Gebäude mit einer zusätzlichen beheizten Etage (Kellergeschoss) und damit mit einer etwa um 50 % vergrößerten Nutzfläche und entsprechend höheren Raumheizbedarf (siehe Abschnitte 3.1.2 und 4), dessen Auswirkungen auf das System im Folgenden untersucht wird. Für Vergleichszwecke werden das Referenzsystem und das Sonnenhauskonzept SH2 verwendet. In letzterem ändert sich vor allem die Bedeutung der unteren BTA, die im Experimentalhaus in der Decke zwischen Keller und Erdgeschoss verlegt ist und – abweichend vom Konzepthaus – nun an zwei Zonen Wärme abgeben kann.

Auslegung der Wärmepumpe und Erdreichquelle

Der höhere Raumheizbedarf erfordert eine größere Wärmepumpe um den Bedarf aus Raumheizung und für Warmwasser bedienen zu können. Hierzu wird die identische Wärmepumpe des Konzepthauses, jedoch mit einer höheren Nennleistung von 8,1 kW (statt 5,4 kW) verwendet. Die Leistungszahlen der WP bleiben unverändert, die kondensator- und verdampferseitigen Volumenströme werden entsprechend angepasst.

Neben der Wärmepumpe steigen die Anforderungen an die Wärmequelle, d.h. eine Vergrößerung der Quelle ist im Vergleich zum Konzepthaus notwendig. Hierzu werden analog zum dem Verfahren für das Konzepthaus nach Abschnitt 3.2.1 Simulationen durchgeführt, um die Länge der Erdwärmesonde zu ermitteln, bei der der Heizstabeinsatz unter 1 % liegt. Tabelle 3-7 zeigt die Ergebnisse für das neue Sonnenhauskonzept und das Referenzsystem.

Tabelle 3-7: Variation der Erdwärmesondenlänge für das Experimentalgebäude, Varianten mit Anteil Heizstab unter 1 % unterhalb der roten Linie

EWS-Länge	Variante		Variante	
	Ref	SH2	Ref	SH2
30 m	48 %	44 %	1340	713
40 m	33 %	28 %	701	382
50 m	20 %	15 %	364	157
60 m	10 %	6 %	163	51
70 m	4 %	0,5 %	58	5
80 m	0 %	0 %	5	0
90 m	0 %	0 %	0	0
100 m	0 %	0 %	0	0
30 m	1,5	1,6	1840	1090
40 m	1,8	2,0	1890	1110
50 m	2,2	2,5	1920	1130
60 m	2,6	3,0	1930	1130
70 m	3,0	3,4	1910	1120
80 m	3,2	3,6	1880	1090
90 m	3,3	3,6	1820	1060
100 m	3,4	3,7	1780	1040

Durch die erhöhte Wärmelast steigen im Vergleich zu den Ergebnisse mit dem Konzepthaus (siehe Tabelle 3-3) bei kurzen Erdwärmesonden die Wärmequellenschutzzeit und damit der Heizstabeinsatz deutlich an. Im Referenzsystem des Experimentalgebäudes ist mit 80 m eine 20 m längere EWS notwendig, um einen Heizstabeinsatz unter 1 % zu erzielen. Trotz dieser Verlängerung bleibt die JAZ mit 3,2 bei -5 °C/80 m unter den Werten des Konzepthauses, aufgrund der höheren Wärmeleistung der Wärmepumpe liegt die Betriebszeit dagegen nur um etwas mehr als 100 h über den Wert des Konzepthauses.

Im System SH2 bewirkt der höhere Raumheizbedarf ebenfalls einen Anstieg von Quellenschutzzeiten und Heizstabeinsatz. Auch hier ist eine im Vergleich zum Konzepthaus 20 m längere Erdwärmesonde notwendig, um den Heizstabeinsatz unter 1 % zu halten. Die JAZ beträgt 3,4 und die Betriebszeit der WP liegt mit 1100 h um fast 200 h über der Laufzeit des Konzepthauses.

Ergebnisse der Systemsimulation

Tabelle 3-8 zeigt die wesentlichen Ergebnisse bei Simulation des Referenz- und Sonnenhaussystem SH2 bei Verwendung des Experimentalhauses. Zur besseren Unterscheidung wird dabei die BTA in der Decke zwischen Keller und EG weiterhin als BTA der Bodenplatte bezeichnet.

Tabelle 3-8: Simulationsergebnisse Referenzsystem und Sonnenhaus SH 2 mit Wärmelast aus Konzepthaus und Experimentalhaus (Exp-Haus), SH 2 im Exp-Haus in zwei Varianten, BTA in BP entspricht im Exp-Haus der Decke zwischen EG und Keller

	Referenzsystem		Sonnenhaus SH2	
	Konzepthaus	Exp-Haus	Konzepthaus	Exp-Haus
Kenndaten				
Beheizte Nutzfläche	195 m ²	295 m ²	195 m ²	295 m ²
Nennleistung WP	8,1 kW	5,4 kW	8,1 kW	5,4 kW
Solarerträge				
Speicher	-	-	2900 kWh	2270 kWh
BTA in BP (Ke-EG)	-	-	1290 kWh	3360 kWh
BTA in ZD	-	-	2690 kWh	2950 kWh
Erdreich	-	-	2630 kWh	3150 kWh
Raumheizung				
Heizzone K	-	4380 kWh	-	1920 kWh
Heizzone EG	3440 kWh	3380 kWh	1550 kWh	1940 kWh
Heizzone OG	4140 kWh	4040 kWh	3400 kWh	3400 kWh
Summe	7580 kWh	11800 kWh	4950 kWh	7260 kWh
Wärmepumpe				
Speichereintrag	9930 kWh	14160 kWh	5070 kWh	7960 kWh
Strom Kompressor	2980 kWh	4350 kWh	1480 kWh	2290 kWh
Strom Heizstab	20 kWh	40 kWh	2 kWh	39 kWh
JAZ WP	3,32	3,24	3,44	3,42
System				
Strombedarf	3210 kWh	4610 kWh	1690 kWh	2560 kWh
Solare Deckung	-	-	57,5 %	51,9 %
Energieeinsparung	-	-	47,0 %	44,4 %
Zeit Stagnation	-	-	7 h	1 h
Zeiten OG > 26 °C	100 h	151 h	236 h	402 h

Die Tabelle zeigt:

- Der Heizwärmebedarf steigt im Referenzsystem des Experimentalhauses im Vergleich zum Konzepthaus um 56 % an (siehe auch Abschnitte 3.1.2 und 3.1.3). Entsprechend steigen dort auch der Bedarf der WP um 43 % und der Gesamtstrombedarf um 44 %.
- Während der Ertrag der BTA in der ZD leicht steigt, gibt es einen deutlichen Anstieg des BTA-Ertrags in der Bodenplatte. Grund hierfür ist, dass im Experimentalhaus unterhalb der BP der Keller mit dem höchsten Wärmebedarf aller beheizten Zonen liegt und entsprechend viel Wärme abgegeben werden kann. Der solare Ertrag des Pufferspeichers nimmt dagegen deutlich ab. Aufgrund der längeren Erdwärmesonde wird außerdem mehr solare Wärme in das Erdreich gebracht, die Stagnationszeit sinkt von 7 h auf 1 h. Insgesamt steigt der solare Ertrag in den beiden Wärmesenken Speicher und BTA von 6880 kWh im Konzepthaus auf 8580 kWh im Experimentalhaus, dies entspricht spezifischen Erträgen von 215 kWh/m²a bzw. 268 kWh/m²a.
- Durch die Bauteilaktivierung sinkt der gesamte Heizwärmebedarf im Konzepthaus um 35 %. Im Experimentalhaus liegt die Reduktion bei 38 %. Die von der WP

bereitzustellende Wärme sinkt im SH2 im Vergleich zum Referenzsystem mit 49 % im Konzepthaus stärker als im Experimentalhaus mit 44 % (Kollektorfläche ist gleich groß geblieben). Trotz des höheren Heizstabeinsatzes ändert sich die JAZ der WP im Experimentalhaus im Vergleich zum Konzepthaus nur geringfügig.

- Beim Übergang vom Konzepthaus zum Experimentalhaus fällt im SH2 der Anstieg der von der WP bereitzustellenden Wärme mit 3000 kWh höher aus als der zusätzliche solare Ertrag von 1700 kWh. Daraus folgt eine Reduktion der solaren Deckung um 5 %-Punkte.
- Der Gesamtstrombedarf im System steigt für das SH 2 im Experimentalhaus um 51 %. Im Vergleich zum Referenzsystem sinkt die Energieeinsparung um über 2 %-Punkte.

4 Experimentalgebäude

Zu Beginn des Projekts war geplant, das Experimentalgebäude als unbewohntes Musterhaus in auf dem Gelände der HELMA Eigenheimbau AG zu errichten. Gegenüber der ursprünglichen Planung ist jedoch im Herbst 2012 (Workshop zum Meilenstein M3) entschieden worden, stattdessen das Konzept als bewohntes Gebäude zu realisieren, dessen Bauplatz letztlich im Süden Hannovers gefunden wurde. Diese Entscheidung brachte einige Änderungen gegenüber der ursprünglichen Planung mit sich, die bei der Auslegung der Komponenten und Systembestandteile neu Berücksichtigung finden mussten.

Die beheizte Nutzfläche nach EnEV-Nachweis vergrößert sich durch die hinzugefügten beheizten Kellerräume um 50 % auf ca. 295 m². Der damit einhergehende Anstieg der Heizlast um etwa 30 % machte eine Neuauslegung der wesentlichen Systemkomponenten, insbesondere der Wärmepumpe als Nachheizung, notwendig, um dieselbe Leistungsfähigkeit des Gebäudekonzepts gegenüber der ursprünglichen Planung zu erreichen. Die Komponenten zur solaren Energieversorgung sind mithilfe der Systemsimulationen so angepasst worden, dass weiterhin eine solare Deckung von über 50 % in der Jahresbilanz eingehalten werden kann.

4.1 Komponenten

Auslegung der Erdkollektorfläche

Die notwendige Erdkollektorfläche kann z.B. nach dem Auslegungsverfahren der (VDI 4640-2 2001) erfolgen. Hierbei werden jedoch solare Einträge in das Erdreich, durch die laut der Ergebnisse der Systemsimulationen aus Abschnitt 3.2.1 bzw. Abschnitt 3.4.5 eine Reduktion der Erdquelle zu erwarten ist, vernachlässigt. Zwar haben die Simulationen nicht mit einem Erdkollektor sondern mit einer Erdwärmesonde durchgeführt werden müssen (siehe Abschnitt 3.1.1), es wird aber angenommen, dass sich auch eine Erdkollektorfläche in gleichem Maße reduzieren lässt.

Die Dimensionierung der Erdwärmequelle wird auf Grundlage der Simulationsergebnisse aus Abschnitt 3.4.5 durchgeführt. Dabei ist es notwendig, die nötige Erdwärmesondenlänge auf eine Erdkollektorfläche umzurechnen. Hierzu wird das Verhältnis

der spez. Entzugsleistung für Erdwärmesonden laut des Durchschnittswerts der Simulationen in TRNSYS (60 W/m) mit der Entzugsleistung für Erdwärmekollektoren am Standort in Hannover verwendet.

Zur Abschätzung der Entzugsleistung von Erdwärmekollektoren wird das Internet-Tool „Geothermie – geht das bei mir?“ des LBEG in Hannover genutzt (LBEG 2014). Für das Baugrundstück des Experimentalgebäudes in Hannover Döhren ist bei einer angenommenen Betriebszeit von 1800 h im Jahr eine Entzugsleistung von 40 W/m² angegeben, ein vergleichsweise hoher Wert. Zur Angabe der Bandbreite wird zusätzlich ein durchschnittlicher Wert von 25 W/m² verwendet. Laut den Ergebnissen in Tabelle 3-7 ist im Experimentalhaus eine Erdwärmesondenlänge von 70 m notwendig, damit der Heizstabbetrieb unterhalb von 1 % liegt. Damit ergibt sich eine Erdkolektorfläche zwischen 105 m² und 170 m².

Auch von der LBEG-Plattform (LBEG 2014) im Internet wird eine überschlägige Dimensionierung der Erdkolektorfläche angegeben. Hierzu muss der Gesamtenergiebedarf des Gebäudes ausgedrückt als Erdgasverbrauch angegeben werden. Hierzu wird der Wärmebedarf der WP im Referenzfall zugrunde gelegt, die Untersuchungen in Abschnitt 3.2.1 zeigen, dass durch den geringeren Nachheizbedarf im Sonnenhaus keine Verkleinerung der Quelle möglich ist. Der Nachheizbedarf im Referenzsystem beträgt nach Tabelle 3-8 14200 kWh. Bei Berücksichtigung des Nutzungsgrades eines Gaskessels und des Brennwertes für Erdgas ergibt sich eine Erdgasmenge von 1500 m³. Mit diesem Wert schlägt das Softwaretool eine Erdkolektorfläche von 110 bis 150 m² vor, dabei findet der Wärmeeintrag durch die Kollektoren keine Berücksichtigung. Als spezifische Entzugsleistung wird hier allerdings der hohe Entzugswert von 40 W/m² verwendet.

Die real umgesetzte Erdkolektorfläche im Experimentalgebäude beträgt 168 m² (4 Kollektorfelder à 42 m²) ohne Berücksichtigung der Zu- und Rückleitung (siehe Abbildung 4.1). Diese Fläche liegt damit oberhalb des Wertes der Systemsimulation und innerhalb der überschlägigen Berechnung aus (LBEG 2014). Mit dieser Erdkolektorfläche kann erwartet werden, dass diese bei normaler Wärmebelastung nicht zu sehr auskühlt und der Heizstab nur selten in Betrieb geht. Allerdings bestehen nur wenige Reserven bei entsprechend höherer Belastung. Die Simulationen unter Berücksichtigung von realen Wetterdaten für Hannover mit z.T. sehr kalten Wintern zeigt, dass hier mit einem erhöhten Einsatz des Heizstabes zu rechnen ist (siehe hierzu Tabelle 3-6).

Von der Erschließung des Erdreichs unterhalb der Bodenplatte des Gebäudes zur weiteren Flächenvergrößerung wurde aus verschiedenen Gründen abgesehen. Zunächst ist das Gebäude entgegen der ursprünglichen Planung unterkellert, sodass ein noch darunter liegender Erdreichkolektor einen erheblichen baulichen Mehraufwand bedeutet hätte, vor allem durch die notwendige Absenkung des Grundwasserspiegels. Zudem läge dieser Kollektor tief im Grundwasser, wodurch verschärfte grundwasserschutzrechtliche Auflagen beim Bau und Betrieb beachtet werden müssten. Letztlich müsste ein Kollektor unter der Bodenplatte ganzjährig frostfrei betrieben

werden, um eine Anhebung des Baugrundes durch Eisbildung auszuschließen. Dies schmälert seine Leistungsfähigkeit und würde letztlich eine Kombination mit der weiteren Erschließung des umgebenden Erdreichs notwendig machen. All dies bedeutet letztlich einen finanziellen Mehraufwand, dessen Nutzen letztlich sehr wahrscheinlich nicht aufgewogen werden könnte.

Alternative Reserven hätten durch zusätzliche Wärmeübertrager mit wenig Grundflächenbedarf (z. B. in Form von Spiralkollektoren) erschlossen werden können. Ein zusätzliches Rohrpaar im Durchbruch des Heizraums hätte diese Reserve später leichter erschließbar gemacht. Für die Ausführung hat sich HELMA jedoch nicht entschieden.



Abbildung 4.1: Einbau des Erdwärmekollektors, das Foto zeigt die bereits fertig gelegten Leitungen mit einer Überdeckung aus Füllsand.

Solarkollektorfeld

Der thermische Solarkollektor ist vom Typ Buschbeck ECO EB. Die Kollektorfeldgröße entspricht der aus den Simulationen abgeleiteten Dimensionierung. Das Feld besteht aus neun Modulen mit einer Aperturfläche von je ca. 3,5 m², zusammen also 31,5 m². Damit werden 0,117 m² Kollektor pro m² Nutzfläche installiert. Die jeweils sieben Absorberfinnen eines Moduls sind parallel auf eine Sammel- bzw. Verteilleitung geschaltet. Die neun Module wiederum sind in Reihe geschaltet. Die Anschlussrohre sind unter der Randeindeckung des Kollektorfelds geführt. Abbildung 4.2 und Abbildung 4.3 zeigen die Montage sowie das fertige Kollektorfeld.



Abbildung 4.2: Absorbermodule ohne Rahmen und Abdeckung während der Installation



Abbildung 4.3: Fertiggestelltes Kollektorfeld mit vollständiger Dacheindeckung

Wärmepumpe

Im Experimentalhaus kommt eine NIBE Wärmepumpe vom Typ 1145 zum Einsatz. Ihre Nennleistung beträgt im Verdichterbetrieb 8 kW thermisch, die Kompressorleistung beträgt ca. 2 kW. Zusätzlich verfügt die Wärmepumpe über einen elektrischen Heizstab mit 7 kW Leistung.

Die Ansteuerung der zwei Nachheizbereiche des Speichers (Trinkwarmwasserbereitung im oberen Nachheizbereich und Raumheizung im unteren Nachheizbereich) erfolgt über zwei externe Dreiwegeventile, die über den Systemregler angesteuert werden.

Die interne Wärmepumpensteuerung ist weitgehend außer Betrieb genommen. Lediglich die eigenen Schutzfunktionen sind im Normalbetrieb aktiv und werden überwacht. Die Freigabe des Wärmepumpenbetriebs und die Schaltung des Nachheizbereiches werden vom externen Systemregler übernommen.

Abbildung 4.4 zeigt die Wärmepumpe im Heizungsraum.



Abbildung 4.4: Wärmepumpe im Heizungsraum des Experimentalgebäudes

Bauteilaktivierung

Die Leitungen der Bauteilaktivierung sind entsprechend der Auslegungsergebnisse der Komponenten- und Systemsimulationen in den Abschnitten 2.3 und 3.2.3 ausgewählt und verlegt worden. Zur Anwendung kommen PEX- Rohre (25x1,3 mm) mit einem Verlegeabstand von im Mittel 50 cm. Im Bereich des Treppenlochs ist der Leitungsabstand z.T. geringer. Die Verlegung ist an die bifilare Verlegeform angelehnt, so gut es die Aussparungen der Treppenabgänge und Leitungsschächte zuließen (siehe Abbildung 4.5).



Abbildung 4.5: Bifilare Verlegung der Bauteilaktivierungsrohre im EG (links) und OG (rechts). Der mittlere Verlegeabstand beträgt 50 cm.

Wie bereits in den oben genannten Abschnitten erwähnt, dient die Bauteilaktivierung der direkt solarthermischen Heizungsunterstützung und soll nur einen Teil der maxi-

malen Gebäudeheizlast decken und dadurch das konventionelle Radiatorheizsystem unterstützen. Um dies zu ermöglichen und gleichzeitig Material, Installationsaufwand und Kosten gering zu halten, gibt es keine raumweise Regelung der Bauteilaktivierungstemperatur und dem entsprechend nur einen hydraulischen Kreis je Geschoss (siehe auch Abschnitt 2.3).

Systemregler

Der Systemregler stammt vom Projektpartner RESOL und besteht aus dem DeltaSol MX Regler und einem DL3 Datenloggermodul (siehe Abbildung 4.6). Er übernimmt die Regelung des Solarbetriebs nach dem in Abschnitt 2.2 beschriebenen, neu entwickelten Regelprinzip sowie die konventionelle Regelung der Nachheizung durch die Wärmepumpe und die Raumheizung. Die Warmwasserbereitung wird über die interne Steuerung der Frischwasserstation realisiert, der Systemregler gewährleistet lediglich die ausreichende Speichertemperatur für die Trinkwarmwasserbereitung.

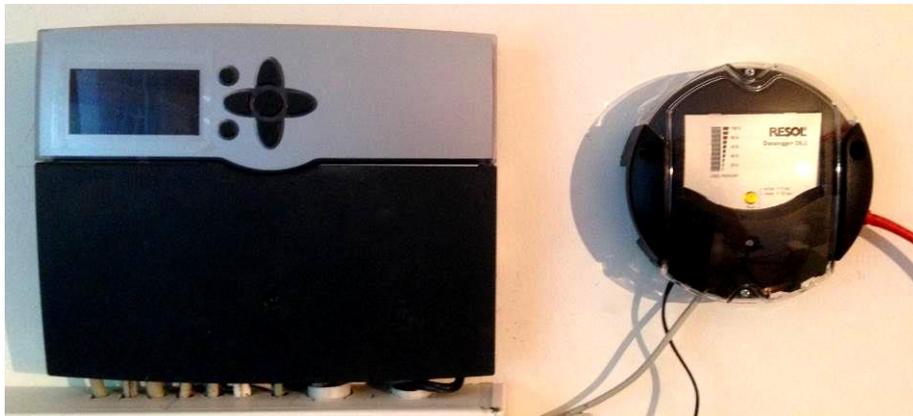


Abbildung 4.6: Systemreglereinheit des Projektpartners RESOL

4.2 Planung und Bau des Experimentalgebäudes

4.2.1 Planung des Konzepthauses

Ursprünglich war der Bau des Experimentalgebäudes im firmeneigenen Musterhauspark von HELMA in Lehrte geplant. Hierfür wurde von der internen Planungsabteilung von HELMA ein Gebäudeentwurf (innerhalb dieses Berichts als Konzepthaus bezeichnet, siehe auch Abschnitt 3.1.2) entwickelt, welcher die speziellen Randbedingungen eines Sonnenhauses, (Dachneigung, Platz für die Kollektoren, große Fensterflächen nach Süden für passive solare Gewinne, etc.) berücksichtigt. Der fertige Entwurf zeigt ein modernes, gradliniges Gebäude mit einem offenen, hellen Grundriss. Mit dem Hintergedanken, dass der Entwurf nicht nur für das geplante Musterhaus verwendet wird, sondern auch als neuer Haustyp für zukünftige Interessen dient, kann die Anordnung einzelner Bereiche flexibel gestaltet werden. Der Grundriss ist somit leicht auf unterschiedlichen Grundstücken umsetzbar. Um dem ökologischen Gedanken des Hauskonzepts Rechnung zu tragen, wurde auf die Ausführung eines Wärmedämmverbundsystems verzichtet. Das Außenmauerwerk wurde in monolithischer Bauweise mit einem 42,5 cm dicken Hochlochziegel geplant, wel-

cher von innen und außen nur noch geputzt wird. Abbildung 4.7 und Abbildung 4.8 zeigen die Grundrisse der beiden Etagen im Konzepthaus.

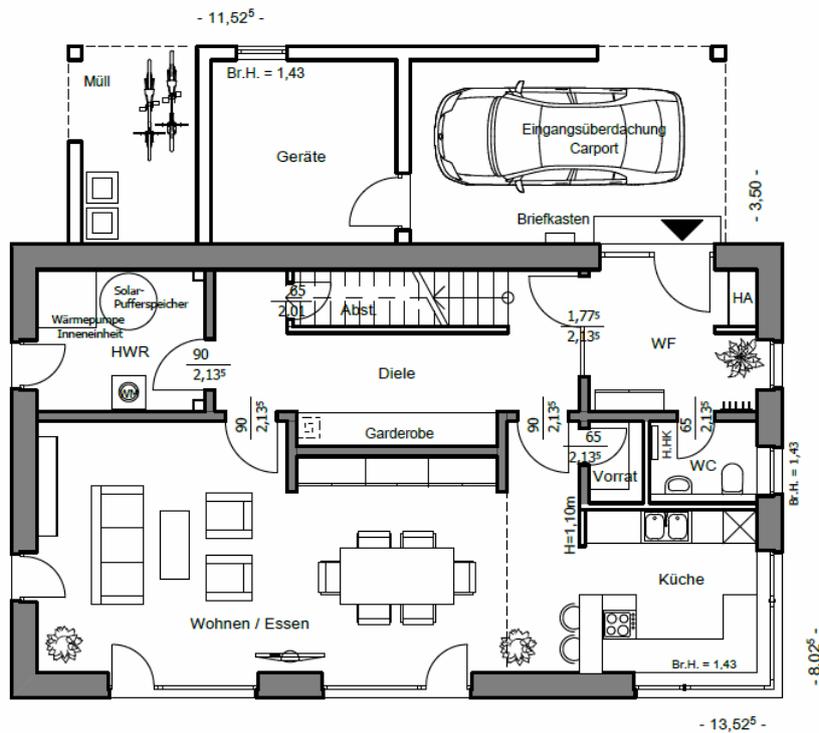


Abbildung 4.7: Grundriss EG des Konzepthauses

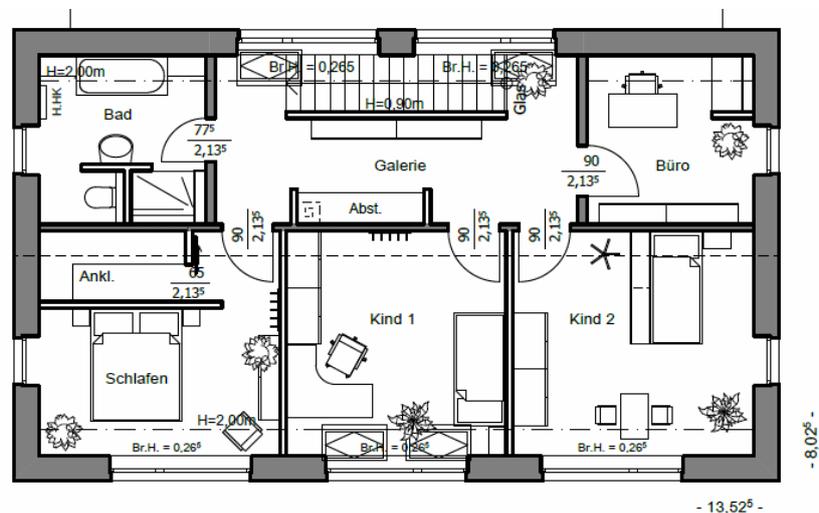


Abbildung 4.8: Grundriss OG des Konzepthauses

Auf den beiden Grundrissen kann man erkennen, dass die Wohnräume mit den großen Fensterflächen auf der Südseite angeordnet wurden. Die Erschließung des Hauses mit dem Technikraum und dem Bad im OG orientieren sich zur Nordseite. Vorhandene passive solare Gewinne können optimal genutzt werden. Der Vorratsraum im EG kann auch dem Gäste-WC zugeschlagen werden, so dass ein Duschbad entstehen kann.

Die Dachneigung beträgt 45 Grad und ist somit eine gute Basis um die tief stehende Wintersonne nutzen zu können und gleichzeitig die Anforderungen von den meisten Bebauungsplänen zu erfüllen. Eine größere Dachneigung wäre wünschenswert, wird allerdings in den meisten Baugebieten ausgeschlossen. In Abbildung 4.9 ist der Gebäudeschnitt des Konzepthauses dargestellt.

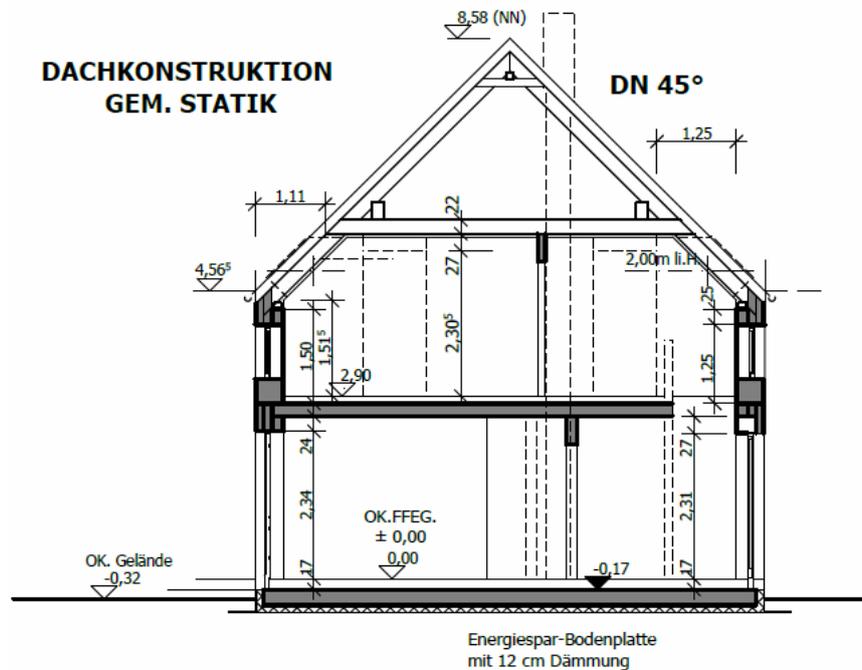


Abbildung 4.9: Gebäudeschnitt des Konzepthauses

Im Schnitt werden neben der genannten Dachneigung auch die massiven Bauteile, Bodenplatte und Decke über EG, sichtbar. Weiter wurde ein Schornstein vorgeplant, der auf dem Norddach nach außen geht, um die Südseite für die Kollektorfläche nicht einzuschränken. Abbildung 4.10 zeigt die Südansicht des Konzepthauses.



Abbildung 4.10: Südansicht des Konzepthauses

4.2.2 Planung des Experimentalhaus

Nachdem bei HELMA die Entscheidung gefallen ist, das Experimentalhaus nicht wie geplant im firmeneigenen Musterhauspark in Lehrte zu bauen, wurde ein geeignetes

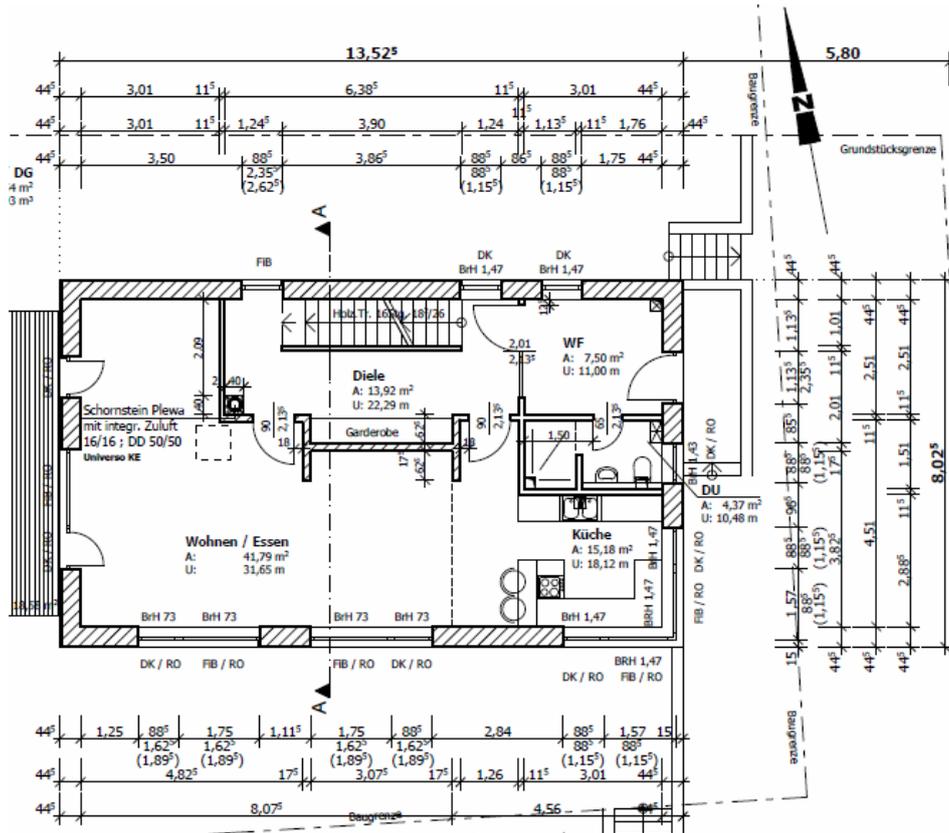


Abbildung 4.12: Grundriss EG des Experimentalhauses

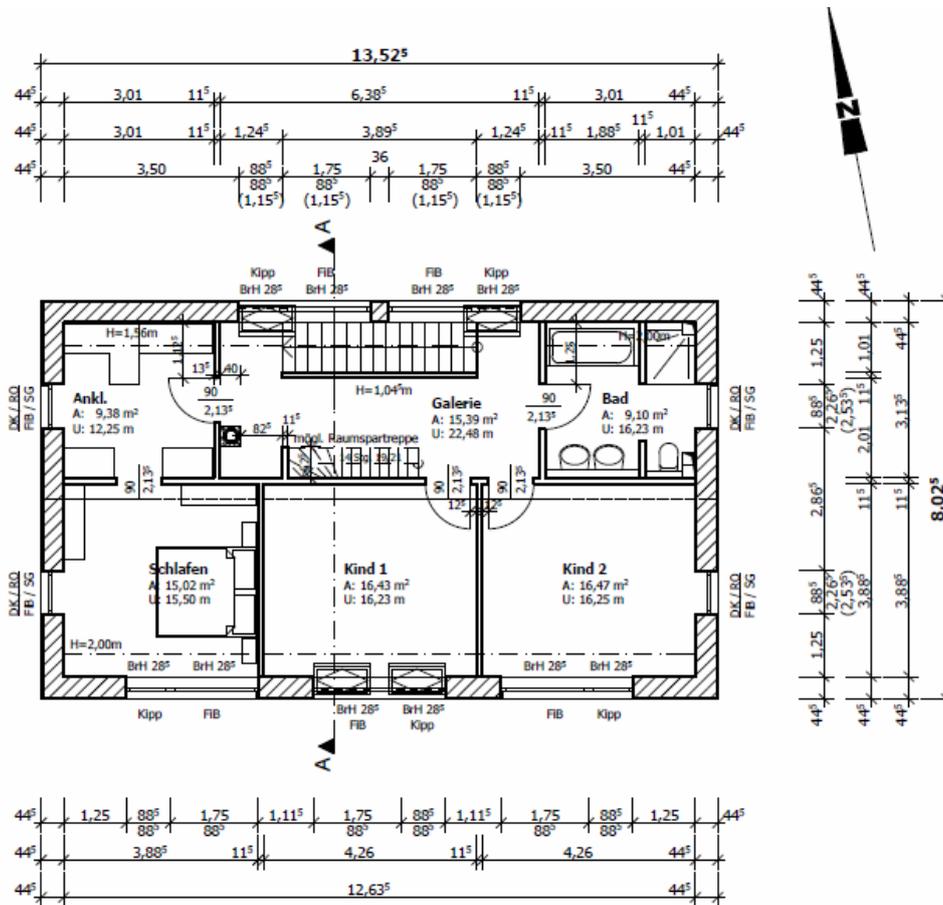


Abbildung 4.13: Grundriss OG des Experimentalhauses

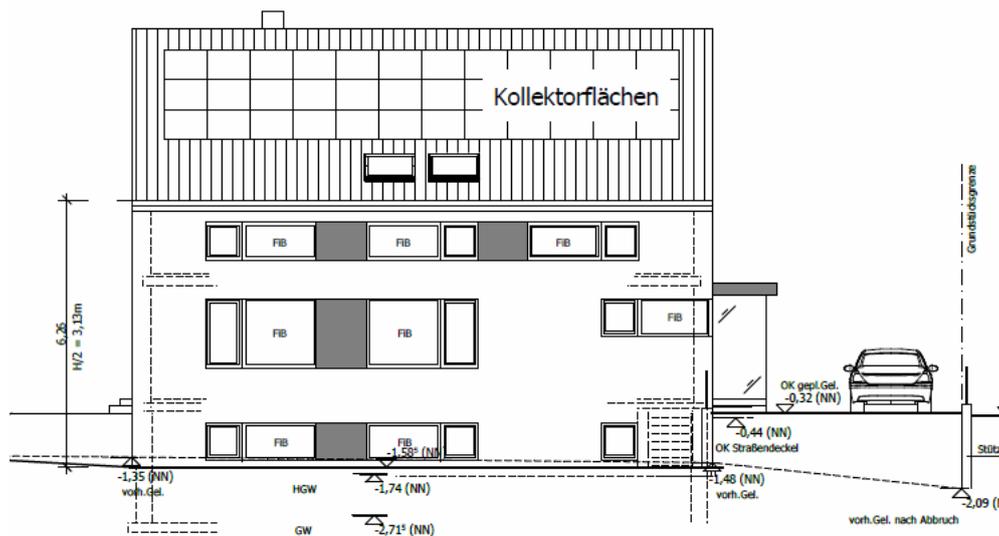


Abbildung 4.14: Südansicht des Experimentalhauses

4.2.3 Bau des Experimentalhauses

Der Baubeginn erfolgte am 30.09.13. Aus organisatorischen Gründen wurde mit dem Einbau der Erdkollektoren im hinteren Grundstücksbereich, dem späteren Garten begonnen. Es wurden 4 Kollektorkreise inkl. Messkabel für die Wärmepumpe in einem Sandbett eingebaut. Es war geplant, dass gleich im Anschluss der Erdbauer die Baugrube für den Keller aushebt. Jedoch kam genau in diesen Tagen die Meldung, dass der bereits gebundene Rohbauer einen Insolvenzantrag gestellt hat. Die Arbeiten wurden somit auf der Baustelle unterbrochen.

Die folgenden Wochen haben gezeigt, dass der Rohbauer die geplanten Arbeiten nicht mehr ausführen kann, der geschlossene Vertrag wurde gekündigt. Die kurzfristige Bindung eines neuen Handwerkers konnte auf Grund der guten Auftragslage nicht erfolgen. Weiter musste gemäß Bodengutachten mit einem erhöhten Grundwasserstand gerechnet werden. Damit eine laufende Wasserhaltung bei witterungsbedingtem Baustillstand vermieden wird, wurde der Entschluss gefasst, die Arbeiten im Frühjahr 2014 zu starten, sobald eine offene Witterung absehbar ist. Durch den milden und trockenen Winter konnte bereits am 19.02.14 mit dem Kelleraushub begonnen werden. Der Keller war am 24.03.14 fertig gestellt (siehe Abbildung 4.15 und Abbildung 4.16).



Abbildung 4.15: Bodenplatte betoniert & Stellung Kellerwände



Abbildung 4.16: Kellerdecke betoniert & Keller fertig inkl. Dämmung und Anfüllschutz

Am 14.03.14 wurde nach Legen der Filigranteile für die KG-Decke die BTA vom Heizungsbauer eingebaut (siehe Abbildung 4.17). Als Startschwierigkeit zeigte sich, dass die Gitterträger der Filigrandecke immer wieder unterquert werden mussten. Durch die langen und bei den kalten Temperaturen sehr starren Rohre waren mehre Mitarbeiter nötig um die Schleifen zu verlegen.



Abbildung 4.17: Verlegen der BTA auf KG-Decke

Nachdem die Baugrube verfüllt und die Höhenlage der zukünftigen Einfahrt und der Hofanlage angepasst wurde, begannen am 17.04.14 die Arbeiten am EG-Mauerwerk

(siehe Abbildung 4.19). Im Zuge der Baugrubenverfüllung wurden auch die Zuleitungen der 4 Erdkolektorkreise inkl. der Messtechnik am Haus entlang gelegt und in den Technikraum eingeführt (siehe Abbildung 4.18).



Abbildung 4.18: Zuleitung und Einführung der Erdkolektoren



Abbildung 4.19: Beginn und Abschluss EG-Mauerwerk

Die BTA in der EG-Decke wurde am 09.05.14 verlegt. Die Erfahrungen aus den Arbeiten bei der BTA in der KG-Decke konnten genutzt werden. Sowohl für die Verlegung der BTA in der KG-Decke, als auch in der EG-Decke, wurden im Bauablauf 2 Tage Unterbrechung für den Rohbauer eingeplant. Die Erfahrung hat gezeigt, dass eine Unterbrechung von jeweils einem Tag ausgereicht hätte. Allerdings ist eine Pause für den Rohbauer immer ungünstig, da er seine Kolonne in dieser Zeit auf anderen Baustellen beschäftigen muss, damit kein Leerlauf entsteht.

Die nichtsolare Raumbeheizung erfolgt über Heizkörper in den einzelnen Wohnräumen. Die Zuleitung für die Heizkörper im KG wurde in der Dämmebene des Fußbodenaufbaus des KG geplant. Die Verteilung für das EG läuft ebenfalls über das KG. Nur bei dem Anschluss der Heizkörper im DG mussten besondere Maßnahmen getroffen werden, da zwischen Betondecke und Estrich nur 2 cm Trittschalldämmung vorhanden sind, die Zuleitungen inkl. Dämmung jedoch 4 cm stark sind. Aus diesem Grund wurde die EG-Decke von Anfang an gleich 2 cm stärker geplant als statisch nötig, um dort 2 cm tiefe Aussparungen vornehmen zu können. Diese Aussparungen wurden in Form von 2 cm starken Dielen bei Betonage der EG-Decke vorgesehen

(siehe Abbildung 4.20). In der Praxis war dies mit einem enormen Aufwand verbunden, da jede einzelne Diele vor Ort fixiert werden musste, damit diese beim Beton-einbau nicht aufschwimmen. Trotzdem musste nach dem Ausschalen an mehreren Stellen nachgearbeitet werden. Die Reduzierung der Dämmstärke von 4 cm (HELMA-Standard) auf 2 cm wurde gewählt, um die Wärmeabgabe der BTA an die Räume im OG zu erleichtern. In der Theorie wäre der komplette Entfall der Dämmung am besten, jedoch würden dadurch Probleme bzgl. Trittschall zwischen EG und OG entstehen.

Bei zukünftigen Projekten sollte man für diesen Punkt nach einer alternativen Lösung schauen. Eine Möglichkeit wäre zum Beispiel die Verteilung der Heizungsleitungen ebenfalls in der Betondecke.

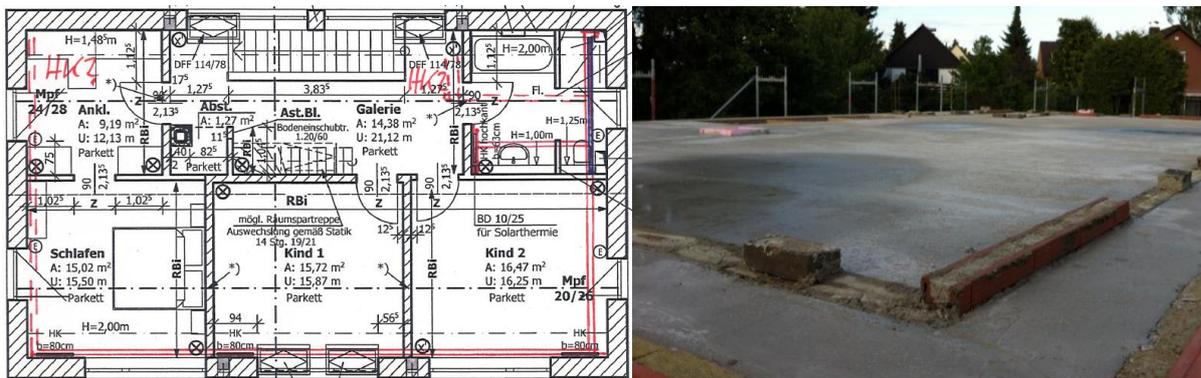


Abbildung 4.20: Planung und Ausführung der Aussparungen für Heizkörper im OG

Der Richttermin war am 06.06.14 und die Fenster konnten am 18.06.14 eingebaut werden. Somit konnte ab dem 02.07.14 mit dem Innenausbau begonnen werden. Neben den Arbeiten für Elektro, Trockenbau und Sanitär wurde auch die Heizungsrohinstallation inkl. den Zuleitungen für die Solaranlage begonnen. Dabei wurden auch die genannten Aussparungen für die Heizungsleitungen im DG genutzt, welche sich trotz der schwierigen Erstellung als sehr sinnvoll erwiesen haben und teilweise auch für die Elektroinstallation benutzt werden konnten. Um beim Anschluss der Heizkörper keine Erhöhungen bei der Kreuzung von Vor- und Rückläufe zu erhalten, wurden spezielle Formteile für diese Knotenpunkte eingebaut (siehe Abbildung 4.21).



Abbildung 4.21: Verlegung der Heizungsleitungen im OG inkl. Knotenpunkte

Entgegen der Zusage des Kollektorherstellers hat sich die Lieferzeit der Kollektoren von 4 auf 10 Wochen verlängert. Aus diesem Grund konnte die Dacheindeckung nicht Hand in Hand mit der Kollektormontage erfolgen. Der Dachdecker musste seine Arbeiten unterbrechen und nach Kollektormontage die Übergänge anarbeiten. Zu einer zeitlichen Verzögerung kam es hierdurch im Gesamtablauf nicht, da die Arbeiten im Innenausbau weitergehen konnten. Die Kollektormontage konnte am 12.08.14 abgeschlossen werden, den fertigen Zustand zeigt Abbildung 4.22.



Abbildung 4.22: Montage der Solaranlage abgeschlossen

Nachdem ebenfalls im August 2014 der Innen- und Außenputz aufgebracht wurde, konnte am 28.08.14 der Estrich eingebaut werden. Sobald der Estrich begehbar war, wurde mit der Endinstallation der Heizungstechnik begonnen. Am 14.09.14 war bereits der Pufferspeicher und die Wärmepumpe aufgestellt und die ersten Verrohrungen erledigt, siehe Abbildung 4.23.



Abbildung 4.23: Aufstellung von Pufferspeicher und Wärmepumpe

Die Endinstallation hat wesentlich länger gedauert als ursprünglich geplant, obwohl schon von Beginn an von einem erhöhten Aufwand ausgegangen wurde. Nachdem der tatsächliche Installationsaufwand allen Beteiligten bewusst wurde, hat man sich das Zwischenziel, Inbetriebnahme der Solaranlage mit der BTA, gesetzt, um die Herbstsonne zum Aufheizen des Estrichs nutzen zu können. Die ersten solaren Erträge konnten am 12.10.14 gemessen werden. Die Inbetriebnahme dieser Zwischenlösung

funktionierte ohne Probleme und die solare Erwärmung der BTA war nach wenigen Tagen im Haus spürbar. Bis Ende Oktober konnte die Installation weitestgehend abgeschlossen werden. Im November wurden im Gebäude die Malerarbeiten durchgeführt und die Hausanschlüsse erstellt. Der Dezember wurde genutzt, um die Messtechnik zu installieren und die Fliesen- und Parkettarbeiten auszuführen (siehe Abbildung 4.24). Die endgültige Inbetriebnahme der Heizung wurde am 15.01.15 vorgenommen (siehe Abbildung 4.25). Bis auf kleinere Anpassungen, gab es auch hier keine Probleme. Jedoch muss erwähnt werden, dass beim Experimentalhaus der vergrößerte Technikraum im Keller unbedingt nötig war. Nach Abschluss aller Installationen sind sämtliche Wandflächen optimal genutzt. Ob ein zukünftiges Kundenhaus ohne Keller in der ursprünglichen Planung möglich ist, muss noch vor Markteinführung geprüft werden.



Abbildung 4.24: Installation von Regelung und Messtechnik



Abbildung 4.25: Inbetriebnahme von Wärmepumpe und Messtechnik

Die Wochen nach der Inbetriebnahme der Heizung wurden genutzt um die Regelungsparameter zu optimieren und das restliche Haus fertig zu stellen (siehe hierzu Abschnitt 4.4.1). Ende Januar waren die Arbeiten am Experimentalhaus, bis auf kleine Restarbeiten abgeschlossen. Am 02.03.15 konnte die Übergabe an die zukünftigen Bewohner durchgeführt werden.

4.3 Messtechnik

4.3.1 Ziel der Messungen

Das Ziel der Messungen im Experimentalhaus ist die praxisnahe Funktionsprüfung des neuen Konzepts und der neu entwickelten Regleralgorithmen. Zunächst geht es während der Inbetriebnahmephase noch nicht um die tatsächliche Leistungsfähigkeit des Systems, sondern darum, ob die Einzelkomponenten im Zusammenspiel ihre Aufgaben wie geplant – also wie in der Simulation vorausgesagt – erledigen. Dazu muss die Anlagenfunktion bei unterschiedlichsten Randbedingungen überwacht und ausgewertet werden.

In einem späteren Schritt werden die Ergebnisse der simulationsgestützten Anlagenauslegung geprüft und die Leistungsfähigkeit bewertet. Dafür muss der Vergleich der gemessenen Daten mit den Ergebnissen der Systemsimulationen möglich sein. Hierfür sind bereits geeignete Bewertungsgrößen definiert worden, die ausführlich in Abschnitt 3.1.4 beschrieben werden. Die wesentlichen Bewertungsgrößen sind:

- der solare Deckungsanteil f_{sol} ,
- der Primär- und Endenergiebedarf
- sowie der Kollektorertrag je Senke

Die Bewertungsgrößen sollen jährlich und monatlich (ggf. auch wöchentlich) aufgeschlüsselt bestimmt und verglichen werden. Die Planung der Messtechnik muss dies entsprechend berücksichtigen.

Der messtechnische Aufwand sollte auf ein realisierbares Minimum reduziert werden, u.a. da das Haus bewohnt ist. Für den Nutzer sollte zum einen der Aufenthalt im Gebäude möglichst gering beeinträchtigt sein (dies sind sowohl die akustische als auch die visuelle Belastung als auch der Platz- und Stromverbrauch) und zum anderen darf die Messtechnik die Anlage nicht zu stark in ihrer Betriebsweise beeinflussen. Dies betrifft im Speziellen Punkte wie z.B. den Druckverlust durch eingebaute Fühler und den damit verbundenen zusätzlichen Energieverlust, aber auch die zusätzlichen Wärmeverluste durch Vergrößerung der verlustrelevanten Oberflächen. Hier gilt es einen optimalen Kompromiss zwischen maximaler Messgenauigkeit und minimalem Eingriff in die Anlage zu erreichen.

4.3.2 Verwendete Messtechnik

Die wichtigsten Werte für die Berechnung der Bewertungsgrößen sind die den Erzeuger- und Verbraucherkreisen zu- bzw. abgeführten Energiemengen, welche mit geeigneter Sensorik erfasst werden. Dies geschieht in überwiegender Zahl mithilfe von Durchflussmessgeräten und Temperatursensorkopfen, die an geeigneten Positionen im jeweiligen Kreis platziert sind. An einigen Stellen ist der Einsatz von integrativ messenden Wärmemengenzählern notwendig, da z. B. Zapfintervalle der Frischwasserstation kleiner sein können als die Datenerfassungsintervalle der Messwerterfassung (MWE).

Als Temperaturfühler kommen PT 100 Messfühler der Genauigkeitsklasse A in Vierleiterschaltung zum Einsatz. Für Bilanzkreise werden speziell aufeinander abgegliche Sensorpaare verwendet. Die Messung der Volumenströme erfolgt mit Messgeräten, die den Medien, in denen sie eingesetzt werden, sowie den Temperaturanforderungen angepasst sind. Als Messverfahren kommen Flügelradmesser, magnetisch-induktive Durchflussmesser (MID) sowie Ultraschallmessgeräte (in den Wärmemengenzählern) zum Einsatz.

Die Stromaufnahme der elektrischen Verbraucher wird auf zwei unterschiedliche Weisen erfasst. Bei der Wärmepumpe wird der Stromverbrauch mit einem Leistungszähler gemessen (Verbrauch von Kompressor sowie Verdampfer- und Kondensatorpumpe als Gesamtverbrauch). Bei den Pumpen mit Leistungsregelung wird der Strombedarf ebenfalls über Leistungszähler bestimmt. Bei unregelmäßigen Pumpen mit konstanter Leistung wird der Verbrauch über eine Einzelmessung der Nennleistungsaufnahme und die Laufzeit über den Betriebszustand pro Messintervall (an/aus) ermittelt.

Die Messung von Raumtemperaturen erfolgt einerseits über PT 100 Sensoren und andererseits über spannungsversorgte Kombi-Sensoren zur Messung von Raumtemperatur, -feuchte und CO₂-Gehalt.

4.3.3 Sensorplatzierung, Messgrößen und Datenerfassung

Im Anhang in Abschnitt **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** werden alle verwendeten Sensoren innerhalb eines Hydraulikschemas und einer Übersicht in Tabellenform dargestellt.

Die Sensorik ist so optimiert worden, dass mit einer geringen Menge an Messstellen alle notwendigen Werte und Informationen gemessen oder über Berechnungsverfahren bestimmt werden können. In folgenden Kreisen erfolgt die Messung der Energiemengen aufgelöst durch Volumen- bzw. Massenstrom- und Temperaturmessung, durch Sensortypen beschrieben:

- Kollektorkreis (Flügelradmessgerät und PT 100 Paar)
- Bauteilaktivierungen EG und OG (MID und PT 100 Paar)
- Speicherbeladung (Sekundärmassenstrom wird über Kollektorkreismassenstrom berechnet, Temperaturmessung mit drei PT 100 Sensoren als Triplet)
- Erdreichkollektorkreis (MID und PT 100 Paar)
- Wärmepumpe für Speichernachheizung (MID und PT 100 Triplet)

Darüber hinaus wird in folgenden Kreisen die Messung der Energieströme mithilfe von Wärmemengenzählern (WMZ) realisiert, welche Volumenstrom- und Temperaturmessung ineinander vereinen:

- Heizkreise KG, EG und OG (je ein WMZ)
- Fischwasserstation (WMZ auf der Sekundärseite trinkwasserseitig, zusätzliche Messung von Ein- und Austrittstemperaturen auf der Primärseite)

Zusätzlich zu den Bilanzkreisen werden verschiedene Temperaturen als Zusatzinformationen gemessen. Dies gilt z. B. für die Oberflächentemperaturen der aktivierten Bauteile im EG und OG sowie für die Speicherschichttemperaturen. Weiterhin erfolgt die Messung von Raumlufftemperaturen im KG in Flur und Heizungsraum, im EG in Flur und Wohnzimmer und im OG im Flur und Elternschlafzimmer. Die genauen Messstellen sind im Anhang in Abschnitt **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** dargestellt und aufgelistet. Installiert sind auch Lichtleiter, die eine nichtkontinuierliche Momentantemperaturverteilungsmessung in den aktivierten Bauteilen und im Erdwärmekollektor ermöglichen.

Darüber hinaus werden Temperaturen des Erdwärmekollektors (EWK) detailliert gemessen. Die Positionen der Messstellen sind im Anhang in Abschnitt **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** dargestellt. Hier erfolgt nicht nur eine Messung der Fluidtemperaturen am Ein- und Austritt des EWK, sondern auch eine Messung der vier einzelnen Kreisaustrittstemperaturen über Anlegefühler sowie eine Messung der Erdreichtemperaturen zwischen den Kollektorrohren im Kreis 1. Die Erdreichtemperatur kann zusätzlich über den Lichtwellenleiter diskontinuierlich erfasst werden, was manuell durchgeführt und unabhängig von der übrigen Messwertfassung erfolgt.

Die Datenerfassung erfolgt mithilfe eines Mess-PCs und einer auf LabView basierenden Datenerfassungssoftware, welche die Daten in gewünschten Zeitabständen über die Logger abrufen. Die analogen Sensoren, also alle Temperatur- und Volumstrommessgeräte, werden durch zwei Datenlogger abgerufen. Die Wärmemengenzähler besitzen eine Modbus-Schnittstelle, welche über einen zwischengeschalteten Wandler mit der Datenerfassungssoftware verbunden ist und ausgelesen werden kann. Das Erfassungsintervall aller Sensoren beträgt 30 Sekunden.

4.4 Aktueller Status des Anlagenbetriebs

Die Platzierung der Sensorik für den Erdwärmekollektor ist bei dessen Installation im Oktober 2013 erfolgt. Die Messfühler der Bauteilaktivierung sind mit der Fertigung der Geschosdecken im März und Mai 2015 eingebaut worden. Die Montage der Messsensoren im Heizungsraum hat zum größten Teil im vierten Quartal 2014 stattgefunden. Die Arbeiten sind in Absprache mit dem Heiztechnikplaner und Installateur zumeist parallel zur Installation der Heizungsanlage erfolgt.

Die Heizungsanlage ist am 15.01.2015 erstmalig in Betrieb genommen worden (siehe auch Abschnitt 4.2), in Kooperation aller Projektpartner HELMA und RESOL mit dem Heizungsunternehmen. Obgleich die Messdatenerfassung seit der Inbetriebnahme funktioniert, liegen lückenlose Messdatensätze erst seit März 2015 vor. Grund hierfür sind noch ausstehende Arbeiten an der Heizungsanlage und des Sensornetzes der Messdatenerfassung gewesen, sowie Arbeiten zur Abstimmung der internen Wärmepumpensteuerung mit dem externen Systemregler, damit sich beide im Betrieb nicht ungewollt stören.

Das Gebäude wird seit März 2015 bewohnt. Der Bewohner ist vom Projektkonsortium umfassend über die Funktion der Anlage informiert worden. Dies schließt die Wahl der Anlageneinstellungen sowie das Vorgehen bei festgestellten Defekten oder Fehlfunktionen ein. Er führt für die Dauer der messtechnischen Untersuchung ein Protokoll, in dem er Beobachtungen, die die Anlage betreffen, notiert und dem ISFH mitteilt. Das ISFH inspiziert die Anlage in mit dem Bewohner abgestimmten Zeitabständen und befragt diesen nach den gewonnenen Eindrücken und Erfahrungen.

Trotz verbleibender Punkte, die für einen effizienten Anlagenbetrieb noch bearbeitet werden müssen (siehe folgenden Abschnitt 4.4.1), deckt das System seit Anfang April den Wärmebedarf zu 100 % mit Solarwärme.

4.4.1 Optimierung des Anlagenbetriebs

Neben kleineren Fehlern im anfänglichen Anlagenbetrieb, die erkannt und behoben worden sind, gibt es zwei offene Punkte, die möglicherweise einen größeren Eingriff in die Anlagenkonfiguration bedürfen.

1. Der Druckverlust des Kollektorfelds ist im Vergleich zur Planungsrechnung unerwartet groß. Dies hat zur Folge, dass die sich einstellenden Volumenströme nicht denen der ursprünglichen Auslegung entsprechen, weil die Pumpen zu geringe Leistung haben. Dadurch kann über die Bauteilaktivierung nicht die volle Kollektorleistung genutzt werden. Teilweise unnötig hohe Kollektortemperaturen sind die Folge. Die geringen Massenströme verstärken eine Wechselwirkung zwischen den Thermostatventilen zur Begrenzung der Eintrittstemperaturen in EG und OG, sodass sich diese in bestimmten Betriebssituationen aufschwingen.

Zur Lösung des Problems werden mehrere Möglichkeiten diskutiert. Es ist anzunehmen, dass der Einsatz leistungsstärkerer Pumpen allein nicht ausreichen wird. Alternativ kommt eine hydraulische Trennung von Bauteilaktivierung und Kollektorkreis durch einen Plattenwärmeübertrager in Frage. Ein Umsetzen der Thermostatmischer wäre ebenfalls Teil dieser Maßnahme, um ein Aufschwingen der Eintrittstemperatur zukünftig zu vermeiden.

2. Die Wärmepumpensteuerung behandelt eine Mindesttemperaturunterschreitung der Erdreichquelle als Anlagenstörung, der bedingt durch die beabsichtigt knappe Auslegung der Erdreichquelle im Systemkonzept aber auftreten kann und wird. In solch einem Fall wird die Wärmepumpe aktuell durch die interne Steuerung in einen Notbetrieb (Heizstab) überführt, der nur durch manuelles Quittieren des Fehlers wieder beendet werden kann. Im Notbetrieb kann die Wärmepumpe eine geregelte Wärmeversorgung des Gebäudes nicht gewährleisten, sodass hier eine Komforteinschränkung für den Bewohner die Folge wäre.

Das Verhalten der Wärmepumpensteuerung harmonisiert nicht mit dem neuen Systemkonzept, denn wie die Simulationsergebnisse in Abschnitt 3.2.1 zeigen, kann eine Quelltemperaturunterschreitung auch bei optimaler Systemtemperatur

formance wenige Stunden im Jahr auftreten und das kurzzeitige Einspringen des Heizstabs nötig machen. Da dies mit der sich derzeit im Einsatz befindlichen Wärmepumpe und ihrer internen Steuerung nicht möglich ist, muss geprüft werden, ob mit dem externen Systemregler eine derartige Wärmepumpensteuerung durch gezieltes Ansteuern von Wärmepumpe und Heizstab erreicht werden kann. Alternativ muss die Wärmepumpe gegen ein anderes Modell oder die eines anderen Herstellers getauscht werden.

Die genannten Punkte sind zum Zeitpunkt der Berichtsanhfertigung noch in der Abstimmung zwischen den beteiligten Akteuren gewesen und werden im Laufe des Jahres abgeschlossen sein. Die Tabelle 4-1 zeigt eine Zusammenstellung weiterer kleinerer Fehler und Beobachtungen, die seit der Inbetriebnahme bei der Anlage aufgetreten sind.

Tabelle 4-1: Überblick von Anlagenfehlern und Beobachtungen seit Inbetriebnahme im Januar 2015

	Betroffene Komponente/Problembeschreibung	Status
1.	Bauteilaktivierung OG: Kein Pumpenbetrieb trotz vorhandenem Potential zur Beladung	25.02.2015: Funktion hergestellt, Fehler in der Reglersoftware behoben
2.	Raumheizkreis: Falsche Heizkreisvorlauftemperatur und fehlende Ansteuerung der Heizkreispumpe	25.02.2015: Behoben durch Softwareupdate
2.	Systemregler: Defekt der Reglerhardware beim Softwareupdate vermutlich infolge eines Stromausfalls	18.03.2015: Hardware getauscht, Software vor Ort neu installiert
3.	Solarstation Speicherbeladung: Dreiwegeventil zur Umschaltung des Speicherbeladeintritts wiederholt ohne Funktion	Meldung des Defekts an Installateur – wird getauscht

Darüber hinaus wird die Funktion des Systemreglers laufend von RESOL und ISFH kritisch überprüft. Einige notwendige oder sinnvolle Änderungen am Algorithmus sind bereits abgestimmt und umgesetzt worden. Wie auch in Abschnitt 4.5 ausführlich erläutert, funktioniert der aus den Systemsimulationen entwickelte Regelalgorithmus bislang ohne Einschränkungen.

4.4.2 Nicht konzeptbedingte Anlagenfehler und -störungen

Neben den Fehlern und Störungen, die aufgrund des Innovationsgrades des neuen Systemkonzepts entstanden sind, sind auch einige Probleme aufgetaucht, die im Prinzip in jedem hydraulischen Wärmeversorgungssystem auftreten können. Auch wenn diese banal erscheinen mögen, so sei darauf hingewiesen, dass deren Feststellung ohne eine umfangreiche messtechnische Anlagenerfassung, wie in diesem Fall vorhanden, oft schwierig ist und nicht selten höchst zufällig geschieht. Dies gilt insbesondere dann, wenn nicht der grundsätzliche Anlagenbetrieb durch einen Feh-

ler beeinflusst wird, sondern nur die Effizienz des Systems. Folgende Beobachtungen sind bisher bei der Experimentalanlage festgestellt worden:

- Falsche Funktion oder Ausfall von Dreiwegeventilen,
- Einige fehlende oder nicht funktionierende Rückflussverhinderer in Stationen, dadurch Auftreten von ungewollten, umlaufenden Zirkulationsströmungen im Bereich der Speicheranschlüsse (Solarstation, Frischwasserstation und Wärmepumpe) und der Kollektoranschlussleitungen, obgleich großzügig dimensionierte Siphons zur Verminderung von Einrohrzirkulation an den Speicheranschlüssen vorgesehen wurden,
- Ungewolltes und unnötig frühes Auslösen von Sicherheitstemperaturbegrenzern durch Wärmeleitung über das Rohrmaterial.

Solche Fehler in einer Heizungsanlage können im Prinzip nur durch äußerst sorgfältiges Arbeiten vermieden oder mithilfe einer umfassenden Funktions- und Ertragskontrolle im System festgestellt und behoben werden.

4.5 Messergebnisse

Die nachfolgend präsentierten Grafiken zeigen Auszüge aus den ersten Messdaten des Experimentalgebäudes. Sie sollen Verwendung finden, um die bereits hergestellte Funktionsfähigkeit der wichtigsten Betriebsfunktionen in der Praxis zu veranschaulichen. Aufgrund der Dauer der Inbetriebnahmephase und des dadurch noch sehr kurzen Messzeitraums können zum Zeitpunkt der Berichtserstellung noch keine aussagekräftigen Energiebilanzen ausgewertet werden.

4.5.1 Betrieb von Wärmepumpe, solarer BTA- und Speicherbeladung

Die nachfolgende Abbildung 4.26 zeigt den Systembetrieb während der Übergangszeit Anfang April. Sie zeigt beispielhaft das Zusammenspiel von Wärmepumpe, Bauteilaktivierung und solarer Speicherbeladung.

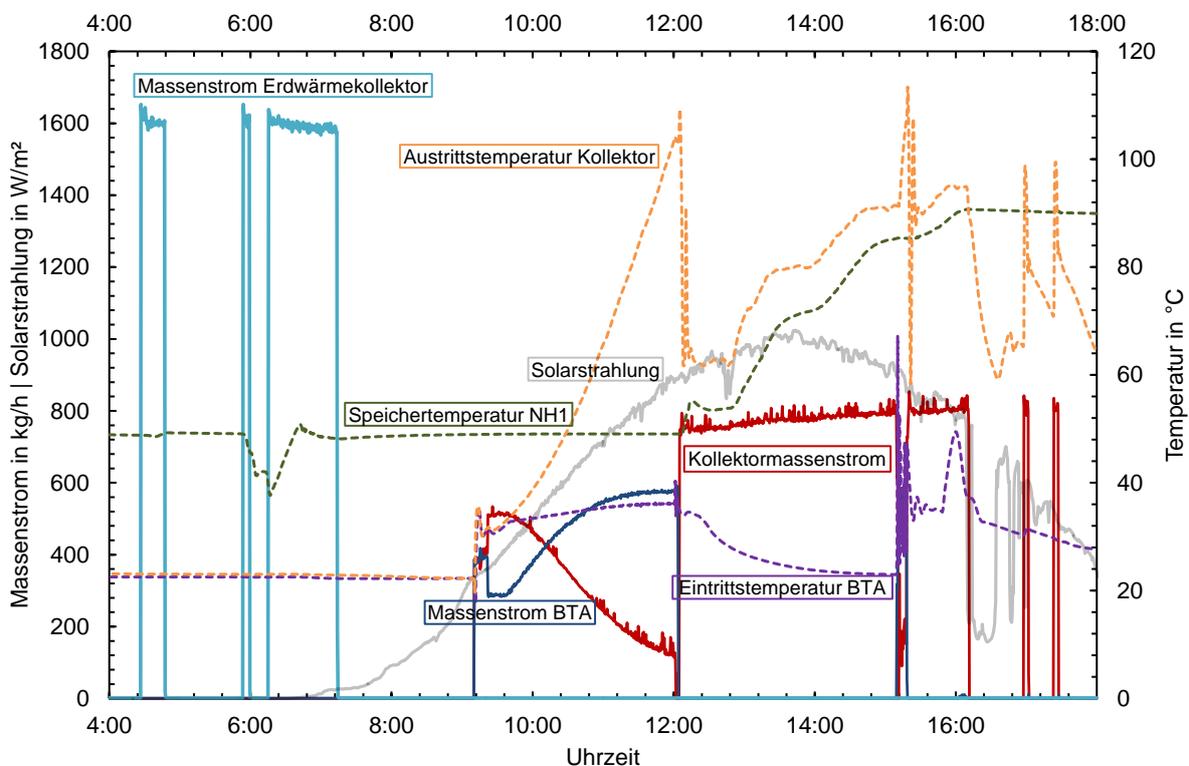


Abbildung 4.26: Beispiel für den Systembetrieb im Experimentalhaus, sonniger Tag Anfang April, Betrieb von Wärmepumpe (repräsentiert durch den Massenstrom durch den Erdwärmekollektor), solarthermischer Bauteilaktivierung und solarer Speicherbeladung, Tagesmitteltemperatur: 9,2 °C

Der Wärmepumpenbetrieb wird durch den Massenstrom durch den Erdwärmekollektor repräsentiert. Das Diagramm zeigt, dass die Wärmepumpe in den frühen Morgenstunden noch arbeitet, den restlichen Tag über aber nicht mehr in Betrieb geht. Die grün gestrichelte Linie zeigt die Speichertemperatur in Höhe des Nachheizbereichs für die Trinkwarmwasserbereitung. Da die ersten zwei Beladungen der Wärmepumpe auf den darunter liegenden Raumheizbereich gehen, haben diese kaum Auswirkung auf die dargestellte Speicherschichttemperatur. Die dritte Beladung findet dann, nach einer Trinkwasserzapfung und damit verbundener Abkühlung der oberen Speicher-

schichten, zunächst auf den Trinkwarmwasserbereich statt. Nachdem dort die Solltemperatur von 50 °C erreicht wurde, arbeitet die Wärmepumpe noch einige Minuten auf den Raumheizungsbereich und schaltet dann wieder aus.

Gegen 9 Uhr schaltet dann der Kollektor ein und beginnt die Beladung der Bauteilaktivierung. Deren Betrieb wird im Diagramm durch die Darstellung der Kollektoraustrittstemperatur, der Eintrittstemperatur in die Bauteilaktivierung und die Massenströme durch BTA und Kollektor dargestellt. Anhand des Verlaufs der solaren Einstrahlung (graue Linie) ist erkennbar, dass es sich um einen sehr sonnigen Tag mit hoher Einstrahlungsleistung handelt. Die Leistungsabnahme der Bauteilaktivierung ist infolge des in Abschnitt 4.4.1 beschriebenen hohen Druckverlusts und der resultierenden geringen Massenströme kleiner als die vom Kollektor gelieferte Leistung. Die Folge ist ein Anstieg der Kollektoraustrittstemperatur und ein zunehmendes Heruntermischen der BTA- Eintrittstemperatur durch den Thermostatmischer (siehe Abschnitt 2.1). Die zunehmende Rücklaufbeimischung resultiert in der im Diagramm sichtbaren Verringerung des Massenstroms durch den Kollektor und der Zunahme des Massenstroms durch die Bauteilaktivierung. Die Zunahme der Kollektoraustrittstemperatur wird durch den Beimischvorgang noch zusätzlich verstärkt. Kurz bevor die kritische Kollektoraustrittstemperatur, die zum Wechsel des Kollektorbetriebs auf das Erdreich führen würde, erreicht wird, wechselt der Solarbetrieb auf die Beladung des Pufferspeichers, nach Erreichen der maximal zulässigen Raumtemperatur.

Durch den Wechsel auf die Pumpen der Solarstation steigt der Kollektormassenstrom. Die höhere Leistungsabnahme führt zu einer Absenkung der Kollektoraustrittstemperatur, auf ein Niveau leicht über der Speichertemperatur. Diese steigt nun im Laufe der Beladung auf 90 °C, bevor die nun sinkende Einstrahlung (auch durch zunehmende Bedeckung) nicht mehr ausreicht, um eine kontinuierliche Beladung fortzuführen. Da die Raumtemperatur in EG und OG am Nachmittag den zulässigen Maximalwert von 24 °C bereits überschritten hat, wird die Bauteilaktivierung nicht weiter bedient.

4.5.2 BTA- Betrieb bei schwacher Einstrahlung

Die nachfolgende Abbildung 4.27 zeigt den Betrieb der Bauteilaktivierung während eines überwiegend bedeckten bis stark bedeckten Tages Ende März. Dieses Beispiel zeigt deutlich den Vorteil einer direkt solarthermisch betriebenen Senke auf sehr geringem Temperaturniveau. Dargestellt ist neben der Solareinstrahlung die Kollektoraustrittstemperatur und der -massenstrom sowie die Eintrittstemperatur und der Massenstrom der Bauteilaktivierung (hier der Übersichtlichkeit wegen nur für das OG, da beide Geschosse in diesem Beispiel deckungsgleich beladen wurden).

Die Einschaltung des Kollektors mit Betrieb auf die Bauteilaktivierung erfolgt kurz nach 9:30 Uhr bei einer Einstrahlung von nur 120 W/m². Während der nachfolgenden Phase relativ konstanter Einstrahlung arbeitet die Bauteilaktivierung mit einer Eintrittstemperatur von ca. 25 °C (bei 21 °C Kern- und Raumtemperatur) und einer mittleren Leistung von 700 W. Die Sprünge im Massenstrom des Kollektors und der Bau-

teilaktivierung zwischen 9:30 Uhr und 10:30 Uhr sind begründet durch kurzes Ab- und wieder Zuschalten der EG- Beladung. Mit danach zunehmender Einstrahlung bis etwa 300 W/m^2 steigt die abgenommene Leistung auf 2 kW bei einer Eintrittstemperatur von $30 \text{ }^\circ\text{C}$. Einige Einstrahlungsspitzen führen zu einem kurzzeitigen Heruntermischen der Eintrittstemperatur in der Mittagszeit, während ein Absinken der Einstrahlung auf unter 50 W/m^2 am Nachmittag zu einem einstündigen Abschalten des Kollektorbetriebs führt.

Für diesen Tag mit einer mittleren Außentemperatur von $6,4 \text{ }^\circ\text{C}$ trägt die Bauteilaktivierung eine Gesamtenergiemenge von knapp 10 kWh zur Raumheizung bei. Die Kerntemperatur der Geschosdecke konnte damit von $21,7 \text{ }^\circ\text{C}$ auf $22,7 \text{ }^\circ\text{C}$ angehoben werden, sodass auch in den folgenden Tag hinein noch eine weitere Wärmeabgabe stattfindet. Die konventionelle Raumheizung ergänzt, vor allem in den Morgenstunden, hierzu nochmals $5,2 \text{ kWh}$. Die Wärmepumpe war an diesem Tag nur zweimal in Betrieb und lieferte 4 kWh (davon $1,2 \text{ kWh}$ elektrisch) zur Nachheizung des Trinkwarmwasserbereichs.

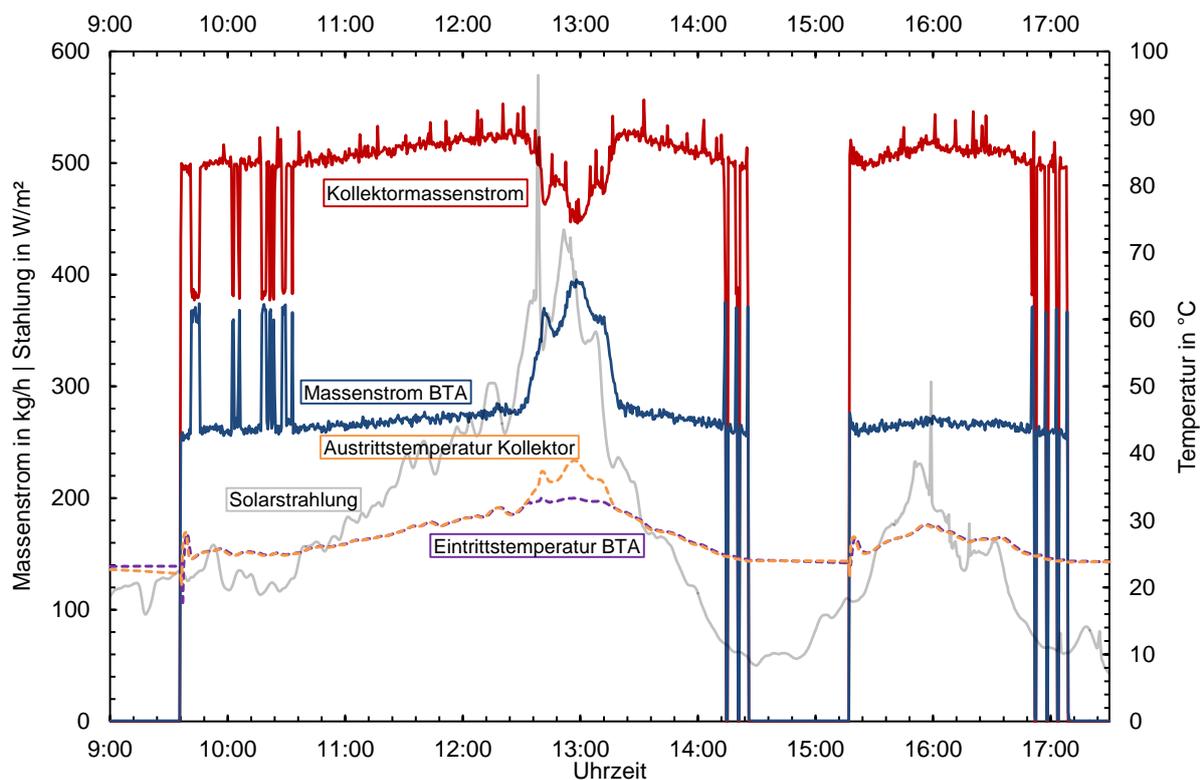


Abbildung 4.27: Beispiel für den Systembetrieb im Experimentalhaus, bedeckter Tag Ende März, Bauteilaktivierung läuft fast ganztägig, Betrieb ab ca. 120 W/m^2 Einstrahlung, Tagesmitteltemperatur $6,4 \text{ }^\circ\text{C}$

4.5.3 Stagnationsvermeidung

Das nachfolgende Diagramm in Abbildung 4.28 zeigt die Funktion der Schaltung zur Kollektorüberhitzung und Stagnationsvermeidung für einen sonnigen Tag Mitte April. Dargestellt sind wieder die Massenströme durch Kollektor und Bauteilaktivierung sowie die Kollektoraustritts- und die Bauteilaktivierungseintrittstemperatur. Die graue

Linie zeigt die solare Einstrahlung in dem dargestellten Auswertungszeitraum von etwas über einer Stunde (11:00 Uhr bis 12:00 Uhr).

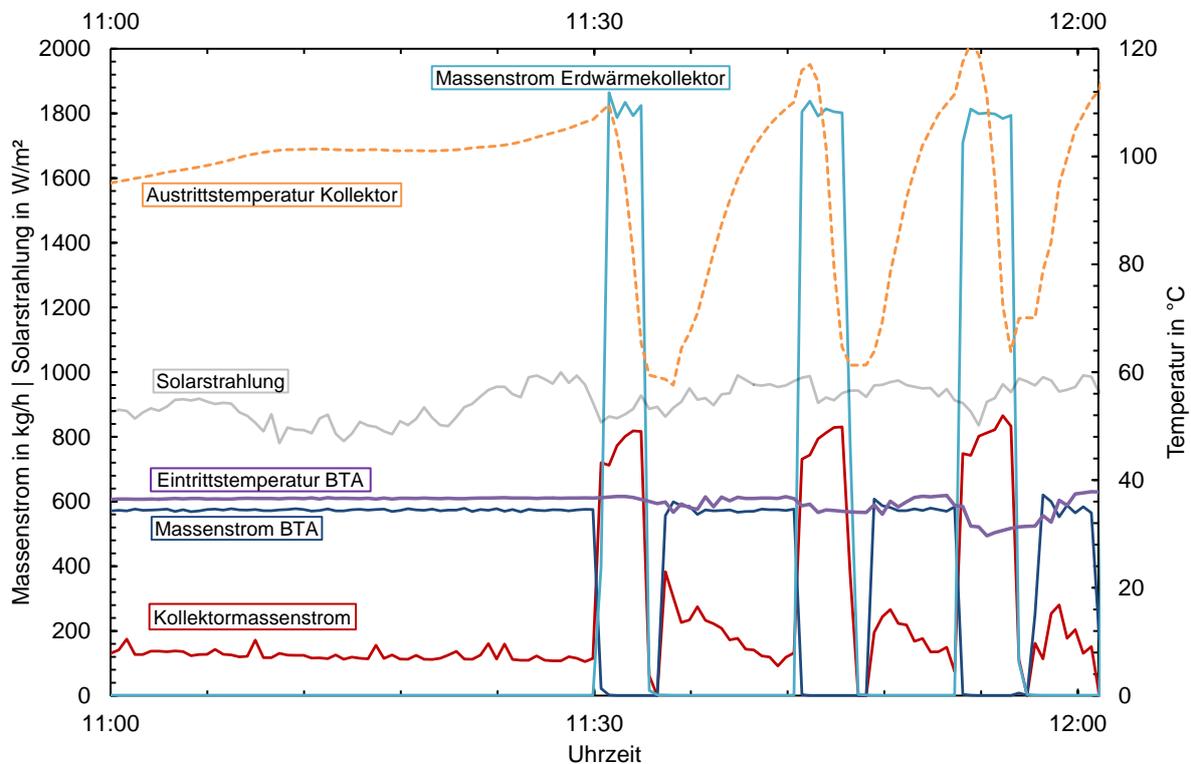


Abbildung 4.28: Beispiel für den Systembetrieb im Experimentalhaus, sonniger Tag Mitte April, Betrieb von solarthermischer Bauteilaktivierung Stagnationssicherung über das Erdreich (Nutzung des Erdwärmekollektors), Tagesmitteltemperatur 9,2 °C

Die Einstrahlung beträgt im Betrachtungszeitraum relativ konstant um 900 W/m². Der Kollektor ist seit 9:00 Uhr in Betrieb und belädt die Bauteilaktivierung. Wie bereits im vorherigen Abschnitt 4.5.1 beschrieben, führt der geringe Kollektormassenstrom in Verbindung mit der hydraulischen Einbindung in die BTA bei hoher Einstrahlung im Bauteilaktivierungsbetrieb eine stetige Erhöhung der Kollektorkreistemperatur. Im Diagramm um ca. 11:30 Uhr führt diese Temperaturerhöhung zum Erreichen der Stagnationsschutztemperatur, sodass der Betrieb der Bauteilaktivierung unterbrochen und auf die Beladung des Erdreichs gewechselt wird. Auf diese Weise soll die Kollektortemperatur wieder so weit abgesenkt werden, dass ein weiterer Betrieb auf die Bauteilaktivierung oder den Speicher möglich ist. Durch die geringe Erdreichtemperatur kann bereits durch ein kurzes Betriebsintervall die Kollektortemperatur ausreichend gesenkt werden, sodass nach etwa vier Minuten Stagnationsschutzbetrieb wieder zur Bauteilaktivierung gewechselt werden kann. Dieser Vorgang wiederholt sich nun mehrfach etwa alle 10 Minuten.

Wie zu erkennen ist der Regelbetrieb auf die Bauteilaktivierung zwischen den Intervallen zur Stagnationsvermeidung in diesem Beispiel kurz und die maximale Kollektoraustrittstemperatur steigt trotzdem periodisch zunehmend an. Grund hierfür ist

eine noch zu hoch eingestellte Temperatur zur Beendigung der Stagnationsvermeidung. Im Beispiel wirkt sich auch der Einfluss der hydraulischen Umlaufzeit des Fluids im Kollektorkreis negativ auf die Temperaturentwicklung aus und begünstigt das Hochschaukeln der Kollektorausstrittstemperatur. So ist ein längerer Betrieb im Stagnationsvermeidungsmodus (>10 Minuten) nötig, um die Kollektorkreistemperatur nachhaltiger in einem optimalen Bereich halten zu können. Die Reglersoftware ist bereits dementsprechend angepasst worden.

5 Realisierung und Wirtschaftlichkeit

In diesem Abschnitt wird zunächst auf die ökonomische Seite des neuen Sonnenhauskonzepts eingegangen, um die Kosten des Konzepts mit denen bisheriger Sonnenhäuser zu vergleichen. Danach sind die Erfahrungen aus Planung, Bau und Betrieb des Experimentalhauses aus Sicht der Projektpartner zusammengetragen, aus denen sich einige Empfehlungen für zukünftige Umsetzungen ableiten lassen.

5.1 Kosten

5.1.1 Auswertung der systemspezifischen Kosten der Anlagentechnik für das Experimentalgebäude

Die Anlagentechnik wurde im Vorfeld von der Firma Corona Solar aus Hannover begleitend geplant. Die Firma Corona Solar hat sich auf solare und regenerative Beheizung von Gebäuden spezialisiert und sich im Großraum Hannover in diesem Bereich einen Namen gemacht. Durch die produktive Zusammenarbeit bei der Planung der Anlagentechnik hat es sich angeboten, auch diese Firma bei der Vergabe der Arbeiten für das Experimentalhaus zu berücksichtigen. Schluss endlich konnte Corona Solar nach Abschluss der Vergabegespräche am 10.12.2013 als Partner für die Ausführung der kompletten Sonnenhaustechnik unter Vertrag genommen werden. Die Arbeiten wurden mit einem Pauschalvertrag in Höhe von 63.000,- € Brutto (52.941,18 € Netto) beauftragt. Die Kosten können auf folgende Bereiche aufgeteilt werden:

1. 15.960,40 € Sollarkollektoren
2. 10.981,50 € Pufferspeicher, BTA und Zubehör
3. 14.394,00 € Wärmepumpe inkl. Erdkollektoren
4. 2.301,30 € Kalt- und Warmwasserbereitung
5. 9.796,90 € Heizkörper inkl. Verteilung
6. - 492,92 € Nachlass

In der Pos. 2 sind 1.192,- € Netto für Lohnstunden zur Herstellung und Implementierung der Messtechnik enthalten. Dies ist ein Teil der Kosten, welche beim zukünftigen Serienprodukt (SH2) nicht anfallen werden.

Für den Einbau der Erdkollektoren mussten im Garten Erdarbeiten durchgeführt werden. Diese Arbeiten wurden mit 4.238,67 € Brutto (3.561,91 € Netto) abgerechnet. In diesen Kosten sind der Aushub, der steinfreie Füllsand, das Verfüllen und das Abfahren des überschüssigen Bodens enthalten.

Während des Bauablaufes mussten weitere Arbeiten ausgeführt und beauftragt werden. Dies betrifft folgende Punkte:

1. 160,94 € Brutto für Einbau Wärmemengenzähler bei Warmwasserversorgung
2. 457,50 € Brutto für zusätzliche Elektroinstallation bzgl. Messtechnik

3. 1.094,80 € Brutto für erhöhten Aufwand beim Verfüllen des Kellers im Bereich der Zuleitungen der Erdkollektoren
4. 148,75 € Brutto für zusätzliche Kernbohrungen für Anschluss Heizkörper im EG

Die Pos. 1 & 2 betreffen ebenfalls Vorhabens spezifische Kosten betreffs Messtechnik und sind nur beim Experimentalhaus angefallen.

In der Summe vielen somit für HELMA für die Installation der Heizungstechnik, inkl. Nebenarbeiten für die vom ISFH gestellte Messtechnik, 69.100,66 € Brutto (58.067,78 € Netto) an. Dies sind ca. 7.000,- € weniger als im Vorhabensantrag für diese Positionen veranschlagt waren.

5.1.2 Ausblick auf das ökonomische Potential eines Serienkonzepts

Derzeit wird die Sonnenhaustechnik (SH1) mit den dazugehörigen Randgewerken von HELMA für ca. 55.000,- € bis 57.000,- € Netto eingekauft, regional abhängig.

Im Vergleich zum SH1 war somit die Technik für das Experimentalhaus nur geringfügig teurer. Unter Berücksichtigung, dass beim Experimentalhaus Mehraufwendungen für Messtechnik und Installation im Kellergeschoss enthalten sind, wird das Serienprodukt SH2 auf jeden Fall günstiger in der Herstellung werden. Für den Kunden wird zusätzlich noch ein Mehrwert für mehr Wohnfläche entstehen, da der Speicher auf einer Etage wegfällt. Der Mehrwert kann wie folgt ermittelt werden.

Die vom Speicher belegte Wohnfläche berechnet sich mit dem Gesamtdurchmesser aus Speicher, Speicherdämmung und der Abmauerung:

$$d_{\text{Gesamt}} = d_{\text{Speicher}} + 2 \cdot d_{\text{Dämmung}} + 2 \cdot d_{\text{Abmauerung}} = 1,4 \text{ m} + 0,4 \text{ m} + 0,2 \text{ m} = 2 \text{ m} \quad (18)$$

Daraus ergibt sich eine belegte Fläche pro Etage von:

$$A_{\text{Gesamt}} = \frac{\pi}{4} d_{\text{Gesamt}}^2 = 3,14 \text{ m}^2 \quad (19)$$

Die Baukosten lagen im Jahr 2005 für ein Einfamilienhaus in Niedrigenergiebauweise gemäß Baukosteninformationszentrum bei 920,- €/m² (BKI 2005). Laut der Internetseite des BKI (BKI 2015) stieg der Baupreisindex von 2006 (88,3) auf 2015 (110,9) um den Faktor 1,26 an. Die Baukosten betragen somit für das Jahr 2015 1160,- €/m².

Der Mehrwert für 3,14 m² zusätzliche Wohnfläche beträgt nach der o.g. Berechnungsmethode ca. 3.640,- €. Der angegebene Wert ist Brutto, inkl. MwSt.

Die genauen Herstellkosten für das Serienprodukt SH2 werden zum Ende des Anschlussprojektes ermittelt, da von der Auswertung der aktuellen Messungen weitere Optimierungen und daraus resultierende Einsparungen in der Systemtechnik erwartet werden.

5.2 Umsetzungserfahrungen, Empfehlungen für Auslegung und Bau und Betrieb

Die Erfahrungen im Forschungsprojekt zeigen, dass die Herausforderungen vor allem in der Planung und Umsetzung des Systemkonzepts sowie in der Komplexität der Anlagentechnik liegen. Neben der fachkundigen und technisch einwandfreien Installation muss der verantwortliche Planer vor allem darauf achten, dass die spätere Systemfunktion allen beteiligten Akteuren bekannt ist, damit diese optimal und zielorientiert zusammenarbeiten können. Entscheidend ist zudem die genaue Anweisung zur Positionierung und Installation der Regelsensorik sowie deren fehlerfreie und wartungsfreundliche Verdrahtung. Da es hier beim Bau des Experimentalgebäudes mehrfach zu Missverständnissen kam, ist die Beachtung dieses Punktes besonders wichtig. Ein lückenlose Beschriftung und Dokumentation in Form von Verdrahtungs- und Hydraulikplänen ist obligatorisch und hat sich bereits beim Bau des Experimentalgebäudes bewährt. Da die Erstinstallation komplexer Anlagentechnik in der Regel zu in der Planung vorab nicht absehbaren Problemen führt, kann davon ausgegangen werden, dass durch den Aufbau weiterer Anlagen dieses Konzepts der Zuwachs an Erfahrung zur Verbesserung der Arbeitsabläufe beiträgt. Dies betrifft z.B. die Raumplanung für die Verrohrung im Heizraum, die Druckverlustberechnung und die Pumpenauslegung. Durch Lerneffekte sinkt der Installations- und Kostenaufwand im Sinne von benötigter Arbeitszeit.

Weiterhin zeigt sich, dass z.B. durch die Installation der Rohrleitungen für die Bauteilaktivierung, aber auch durch notwendige Zusammenarbeit von Elektro- und Heizungsinstallateuren sowie Tiefbaufacharbeitern beim Einsatz von Wärmepumpen mit Erdreichquelle an vielen Stellen eine stärkere Überschneidung von Arbeitsschritten verschiedener Gewerke entsteht, als dies bei konventionellen Bauprojekten der Fall ist. Daher ist für die Umsetzung des Systemkonzepts eine gute Koordination der Gewerke noch wichtiger als bei anderen Projekten, um gegenseitige Behinderungen oder Zwangspausen aufgrund noch nicht fertiggestellter Arbeiten anderer Gewerke zu vermeiden. Dies gilt insbesondere für die ersten Realisierungen des Konzepts. Die betroffenen Akteure müssen frühzeitig über die zu beachtenden Besonderheiten bei der Ausführung der Arbeiten informiert werden, damit diese Zeit haben, sich auf die veränderte Situation einzustellen und die Arbeitsplanung entsprechend anzupassen. Auf diese Weise werden zusätzliche Kosten für den Bauträger verhindert.

Bei der Wahl und Zusammenstellung der Systemkomponenten ist es für eine maximale Systemeffizienz unerlässlich dafür zu sorgen, dass Maßnahmen zur Minimierung der Wärmeverluste im System konsequent zum Einsatz kommen. Auch wenn diese Dinge schon lange dem Stand der Technik entsprechen, hat sich auch bei dem Bau der Experimentanlage gezeigt, dass die tatsächliche Umsetzung nicht selbstverständlich ist. Hierzu gehört eine saubere und sorgfältige Dämmung des Speichers, aller Anschlüsse und Flanschen sowie aller Rohrleitungen, Pumpen, Verteilerbalken, Ventile und Mischer. Die Speicheranschlüsse sind unbedingt siphoniert auszuführen, um Einrohrzirkulationsverluste zu minimieren. An geeigneten Positionen sind zusätzlich Rückflussverhinderer vorzusehen, um ungewollte umlaufende Zirkulationsströ-

mungen zu verhindern. Diese Dinge sind an der Experimentalanlage konsequent umgesetzt worden. In den ersten Wochen nach Inbetriebnahme zeigte sich dennoch mithilfe der eingebauten Messtechnik, dass ungewollte Strömungen in einigen Anschlussleitungen aufgetreten sind. Grund hierfür waren fehlende bzw. defekte Rückflussverhinderer in den verwendeten Stationen für Solar- und Wärmepumpenbeladung sowie der Frischwasserbereitung (siehe Abschnitt 4.4.2). Verwendete Komponenten wie Solar-, Frischwasser- oder Pumpenstationen müssen daher nicht nur auf das Vorhandensein von Rückflussverhinderern geprüft sondern auch deren tatsächliche Funktion sichergestellt werden.

Ebenfalls zeigt sich in der ersten Messphase, dass die solare Beladung des Speichers nicht wie gewünscht auf zwei Anschlusshöhen durchgeführt wurde, sondern dass ausschließlich der obere Anschluss im Nachheizbereich (siehe Hydraulikschema in Abbildung 2.1) verwendet worden ist. Auch dieser Fehler ist ohne Verwendung von Messtechnik nur schwer zu erkennen, da die Anlage im Prinzip störungsfrei den Bedarf deckt. Durch die falsche Beladungshöhe gelangt jedoch zeitweise Fluid mit zu geringen Temperaturen in den Nachheizbereich, zerstört die Schichtung im Speicher und erhöht den Nachheizbedarf. Daher sollten Dreiwegeventile regelmäßig auf ihre volle Funktionsfähigkeit geprüft werden.

Die solare Beladung der Erdreichquelle erlaubt eine knappe Dimensionierung dieser. Dies kann allerdings kurzzeitig zur Unterschreitung der minimalen Quellentemperatur an der Wärmepumpe führen. Viele Wärmepumpen schalten in so einem Fall kurzzeitig auf Heizstabbetrieb, um nach Überschreiten einer Temperaturschwelle wieder die Wärmepumpe und die Erdreichquelle zu nutzen. Bei der im Experimentalhaus eingesetzten Wärmepumpe hat sich jedoch gezeigt, dass diese nach Unterschreitung der minimalen Quellentemperaturen auf Störung schaltet und manuell wieder freigegeben werden muss (siehe Abschnitt 4.4.1). Diese Erfahrung zeigt, dass die Wärmepumpenregelung vor dem Einsatz innerhalb des Systemkonzepts bekannt sein muss. Diese ist wenn notwendig an die Gegebenheiten anzupassen bzw. es ist eine andere Wärmepumpe mit passender Regelung auszuwählen. Diese Einschränkung gilt allerdings nur, wenn die Quelle knapper als üblich dimensioniert wird. Bei normaler Auslegung ergibt sich hier kein Handlungsbedarf (aber auch keine Kosteneinsparung).

Weitere Schritte zur Vereinfachung der Anlagentechnik sind möglich und vermindern die Fehleranfälligkeit bei der Installation des Systems. Die Systemtechnik des Experimentalgebäudes besitzt einige Besonderheiten, die den Anforderungen der Versuchsführung geschuldet sind und in einem Serienhaus nicht zwingend benötigt werden. Zu nennen wären als Beispiel die für die Bauteilaktivierung im EG und OG separat einstellbare maximale Eintrittstemperatur über zwei getrennte Thermostatmischer, die relativ aufwändige Aufteilung des Erdwärmekollektors in hydraulische Teilkreise, die Trennung der Radiatorheizkreise je Geschoss oder die Verwendung von zwei Pumpen im Quellenkreis der Wärmepumpe (eine für den Wärmepumpenbetrieb und eine für die Regeneration des Erdreichs sowie für den Stagnationsschutz des Solarkollektors).

Weitere Systemvereinfachungen sind an verschiedenen Stellen möglich und werden im Rahmen des Folgeprojekts „SH-T-Opt Exp“ näher betrachtet und teilweise in der Simulation untersucht. Bei keiner oder nur geringfügiger Minderung der Systemeffizienz können diese Vereinfachungen zu weiteren Kosteneinsparungen führen. Eine vollständige Auflistung der möglichen Vereinfachungsmaßnahmen wird zum Abschluss des Folgeprojekts zusammengestellt.

Bezüglich des Experimentalhauses hat sich gezeigt, dass der Zeitpunkt des Einzuges der Bewohner (ca. 1 Monat nach der Inbetriebnahme) ungünstig für die weitere Betreuung der Anlage war. Vor allem im ersten halben Jahr nach Inbetriebnahme bestand vermehrt Bedarf, die Anlage vor Ort zu inspizieren und notwendige Einstellungen und kleinere Reparaturen sowohl an der Anlage selbst als auch an der Messtechnik durchzuführen. Da der Zugang aber nur zeitlich eingeschränkt möglich war und immer in Absprache mit den Bewohnern erfolgen musste, waren zeitliche Verzögerungen unumgänglich. Zudem waren so die Möglichkeiten begrenzt, an der Anlage kurzzeitig etwas auszuprobieren, da dies ggf. auch den Wohnkomfort beeinträchtigt hätte. Eine ständige und vor allem kurzzeitig durchführbare Zugangsmöglichkeit sowie größere Freiheiten bei der Analyse und Beseitigung von Auffälligkeiten hätte die an die Inbetriebnahme anschließende „Einregelphase“ deutlich erleichtert. Ein zeitlich größerer Abstand zwischen Inbetriebnahme und Einzug von Bewohnern wäre daher sinnvoll gewesen.

Als überraschend aufwendig hat sich die Herstellung einer sicheren Internetverbindung zwischen Experimentalhaus und ISFH (zwecks Messdatenabfrage) bzw. RESOL (zwecks Reglermodifikation) erwiesen. Hier zeigt sich, dass heutige hohe sicherheitsrelevante Anforderungen komplexe technische Lösungen erfordern, die einen hohen zeitlichen und auch finanziellen Aufwand beim Aufbau der Verbindung verlangen.

6 Projektorganisation

6.1 Veröffentlichungen und Präsentationen

Im Rahmen des Projektes sind zur Verbreitung der Ergebnisse die folgenden Beiträge auf Fachtagungen oder in Zeitschriften publiziert worden, z. T. in Verbindung mit Vorträgen. Diese Publikationen sind teilweise diesem Abschlussbericht angehängt, innerhalb des Berichts wird an entsprechender Stelle auf diese verwiesen.

- Glembin, J., Steinweg, J., Rockendorf, G., Schmelzer, Ch., Rudolph, N., Oppermann, M.: *Development of a concept for the temperature-optimized heat production in solar active houses*, Proc. Eurosun 2012, No. 30, Rijeka, Croatia, September 2012.
- Büttner, Ch., Steinweg, J., Glembin, J., Rudolph, N., Oppermann, M.: *Potenzial der temperaturoptimierten Wärmebedarfsdeckung in Sonnenhäusern*, Tagungsband 23. OTTI Symposium Thermische Solarenergie, Bad Staffelstein, Mai 2013.
- Glembin, J., Büttner, Ch., Steinweg, J., Rockendorf, G., Rudolph, N., Rust, J.: *Verbrauchen geht vor Speichern – Sonnenhäuser mit Bauteilaktivierung und kleinem Pufferspeicher*, Tagungsband 24. OTTI Symposium Thermische Solarenergie, Bad Staffelstein, Mai 2014.
- Steinweg, J., Föste, S., Glembin, J., Rockendorf, G.: *Gelten die Kollektorparameter auch bei von der Norm abweichenden Bedingungen?*, Tagungsband 24. OTTI Symposium Thermische Solarenergie, Bad Staffelstein, Mai 2014.
- Glembin, J., Büttner, Ch., Steinweg, J., Rockendorf, G., Rudolph, N., Rust, J.: *Solar active building with directly heated concrete floor slabs*, Proceedings SHC 2013, International Conference on Solar Heating and Cooling for Buildings and Industry, Freiburg, Germany, September 2014
- Steinweg, J., Glembin, J., Büttner, Ch., Rockendorf, G.: *Sonnenhäuser mit Bauteilaktivierung und kleinem Pufferspeicher: Systemperformance und Behaglichkeit*, Tagungsband Gleisdorf Solar 2014 – 11. Internationale Konferenz für solares Heizen und Kühlen, Gleisdorf, Österreich, Juni 2014.
- Glembin, J., Büttner, Ch., Steinweg, J., Rockendorf, G., Klingenschmidt, A.: *New control strategy for solar thermal systems with several heat sinks*, Proc. Eurosun 2014, No. 31, Aix-les-Bains, France, September 2014.
- Büttner, Ch., Steinweg, J., Glembin, J., Rockendorf, G., Rudolph, N., Rust, J.: *Bauteilaktivierung als Grundlastheizung in einem neuen Sonnenhauskonzept – Modellvergleich und Simulation*, Tagungsband BauSim 2014 „Gebäude für Menschen“, Aachen, September 2014.
- Steinweg, J., Glembin, J., Büttner, Ch., Rockendorf, G., Rudolph, N.: *Verbrauchen geht vor Speichern – Sonnenhäuser mit Bauteilaktivierung und minimiertem Pufferspeicher*, Tagungsband 6. Effizienztagung Bauen + Modernisieren, Hannover, November 2014

- Glembin, J., Büttner, Ch., Steinweg, J., Rockendorf, G.: *Thermal storage tanks in high efficiency heat pump systems – optimized installation and operation parameters*, 9th International Renewable Energy Storage Conference (IRES), Düsseldorf, März 2015 (Veröffentlicht in der Energy Procedia 73, S. 331-340)
- Glembin, J., Steinweg, J., Büttner, Ch., Klingenschmidt, A.: *Entwicklung und Simulation komplexer Regelalgorithmen in TRNSYS*, Tagungsband 25. OTTI Symposium Thermische Solarenergie, Bad Staffelstein, Mai 2015.
- Glembin, J., Steinweg, J., Rockendorf, G.: *New concept of a solar active building – A development based on TRNSYS simulations*, TRNSYS Experience Seminar, Nancy, Mai 2015
- Steinweg, J., Glembin, J., Rudolph, N.-K.: *Verbrauchen geht vor Speichern – Sonnenhäuser mit Bauteilaktivierung und kleinem Pufferspeicher*, Erneuerbare Energie 2015-2, Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energie (AEE), Gleisdorf, Österreich

Am 14.10.2015 werden die Projektergebnisse im Rahmen eines internen Abschlussworkshops präsentiert.

6.2 Abschlussarbeiten

Im Rahmen des Projekts ist eine studentische Abschlussarbeit entstanden:

- Thomas Haselhorst: *Energetische Optimierung eines neuen Konzepts für Sonnenhäuser durch alleinige Beheizung über Heizflächensysteme*, Hochschule Nordhausen, Bachelorarbeit, 2015.

6.3 Projekttreffen

Folgende Treffen fanden im Rahmen des Forschungsvorhabens statt.

Datum	Ort	Teilnehmer
02.12.2011	HELMA in Lehrte	Oppermann, Rudolph (HELMA) Büttner, Glembin, Rockendorf, Steinweg (ISFH)
02.02.2012	ISFH in Emmerthal	Glembin, Rockendorf, Steinweg (ISFH) Filler, Kunze, Reichardt (RESOL)
09.02.2012	HELMA in Lehrte	Rudolph (HELMA) Glembin, Rockendorf, Steinweg (ISFH)
20.04.2012	ISFH in Emmerthal	Oppermann, Rudolph (HELMA) Büttner, Glembin, Rockendorf, Steinweg (ISFH) Filler, Kunze, Reichardt (RESOL)
29.05.2012	HELMA in Lehrte	Oppermann, Rudolph (HELMA) Büttner, Glembin, Steinweg (ISFH) Görlach, Kleister (NIBE) Filler, Kunze, Reichardt (RESOL)
06.09.2012	ISFH in Emmerthal	Oppermann, Rudolph (HELMA) Büttner, Glembin, Rockendorf, Steinweg, Warmuth (ISFH) Klingenschmidt, Reichardt (RESOL)

19.11.2012	RESOL in Hattingen	Büttner, Steinweg (ISFH) Filler, Klingenschmidt, Kunze, Reichardt (RESOL)
21.11.2012	ISFH in Emmerthal	Hansen-Röbbel (Corona Solar) Rudolph (HELMA) Büttner, Rockendorf, Steinweg (ISFH)
13.12.2012	ISFH in Emmerthal	Gerke, Hansen-Röbbel (Corona Solar) Büttner, Rockendorf, Steinweg (ISFH)
11.01.2013	ISFH in Emmerthal	Gerke, Hansen-Röbbel (Corona Solar) Rudolph (HELMA) Rockendorf, Steinweg, Büttner (ISFH)
29.05.2013	ISFH in Emmerthal	Gerke, Hansen-Röbbel (Corona Solar) Rudolph, Rust (HELMA) Büttner, Rockendorf, Steinweg (ISFH)
14.06.2013	HELMA in Lehrte	Hansen-Röbbel (Corona-Solar) Rudolph, Rust (HELMA) Büttner, Steinweg (ISFH)
01.08.2013	Corona-Solar in Hannover	Gerke, Hansen-Röbbel (Corona-Solar) Behrens, Rudolph (HELMA) Büttner, Glembin, Steinweg (ISFH)
30.06.2014	HELMA in Lehrte	Rudolph, Rust (HELMA) Glembin, Rockendorf, Steinweg (ISFH)
16.07.2014	RESOL in Hattingen	Glembin, Steinweg (ISFH) Filler, Klingenschmidt (RESOL)
29.04.2015	HELMA in Lehrte	Gerke, Hansen-Röbbel (Corona-Solar) Rudolph, Rust (HELMA) Glembin, Rockendorf, Steinweg (ISFH) Görlach (NIBE)

7 Verwertbarkeit der Ergebnisse

Innerhalb des Projekts wurde das Potential eines neuartigen Sonnenhauskonzepts auf Grundlage von Systemsimulationen und durch Realisierung in einer Experimentalanlage untersucht. Allgemein kann festgehalten werden, dass der grundlegende Gedanke des Systemkonzepts, die Nutzung der Speicherfähigkeit massiver Gebäudebestandteile zur Pufferung von Solarwärme, in der Simulation funktioniert, wodurch hohe solare Deckungen auch ohne großer Pufferspeicher erreicht und ein höherer Komfort durch weniger sommerliche Überhitzung erzielt werden kann, als bei bisher üblichen Sonnenhauskonzepten. Durch die Umsetzung und die Messungen im Experimentalhaus haben wir die grundsätzliche Funktion des Systemkonzepts in der Realität demonstriert.

Sowohl die Kosten- als auch die technischen Vorteile zeigen für Häuser mit hohem solarthermischem Anteil ein hohes Umsetzungspotential. Die höhere Komplexität des Bauablaufs (Bauteilaktivierung und Systemregelung) scheint uns bei gut koordinierten Vorhaben beherrschbar zu sein. Da ein signifikanter Anteil der Solarwärme auf geringem Temperaturniveau genutzt wird, kann der solare Ertrag in den kritischen Kernwintermonaten deutlich erhöht werden. Dies ist von grundlegendem Interesse für das solare Heizen in Mitteleuropa.

Durch die im Experimentalgebäude verbaute Messtechnik ist es möglich, eine detaillierte Analyse des Systems durchzuführen und dessen Praxistauglichkeit zu verifizieren. Dies findet im Rahmen eines Anschlussvorhabens statt, welches am 01.07.2015 begonnen hat.

7.1 Vermarktung von Sonnenhäuser

Das Marktsegment der Solaraktivhäuser ist zurzeit noch ein Nischenmarkt, einer weiten Verbreitung stehen vor allem die hohen Zusatzkosten entgegen. Basierend auf den bisher durchgeführten Kostenrechnungen sind mit dem neuen Konzept insbesondere durch den deutlich kleineren Pufferspeicher deutlich günstigere Heizsysteme für Solaraktivhäuser möglich, bei mindestens gleichbleibendem solaren Deckungsanteil und höherem sommerlichen Komfort. Dies gilt umso mehr, wenn man den durch den kleinen Puffer gewonnenen umbauten Raum monetär berücksichtigt. Hinzu kommen Aspekte wie Zugänglichkeit und Ersatz des Pufferspeichers. Das neue Konzept erhöht durch die geringeren Kosten die Attraktivität von Solaraktivhäusern und kann dazu beitragen, den Bau solcher Gebäude in der Zukunft zu steigern.

Das Projekt und seine Ergebnisse sind ein wesentlicher Schritt, das neue Gebäudekonzept als Solaraktivhaus der neuen Generation zur Serienreife zu bringen und von der HELMA Eigenheimbau AG entsprechend vermarktet zu werden.

7.2 Varianten im Systemkonzept

Das Grundprinzip des Vorhabens, Sonnenwärme direkt in das Gebäude zu bringen, lässt sich auch mit anderen Nachheizvarianten koppeln. So sind neben der hier entwickelten und untersuchten Wärmepumpen- Lösung (rein elektrische Versorgung, ggf. mit PV-Anlage als bilanzielles Nullenergiehaus mit jedoch höheren Investitionskosten) weitere Nachheizvarianten mit geringerem Integrationsgrad möglich. Dies kann zum einen ein Holz- oder Pelletkessel sein (rein regenerative Wärmeversorgung) oder auch ein Gas-Brennwertkessel (einfachste und kostengünstigste Lösung). Diese Variationen sind aus den vorhandenen Lösungen einfach abzuleiten. Sie verbreitern das mögliche Anwendungs- und Kosteneinsparpotential.

Optionen zur weiteren Reduktion der Kosten bestehen beim Wärmespeicher und anderen Komponenten, die gegenüber der Ausführung im Experimentalgebäude wegfallen (z. B. 4-Wege-Ventil in der Raumheizungssteuerung) oder kostengünstiger ausgeführt werden können. Eine deutliche Reduktion der Komplexität im System ist durch die Vermeidung von zwei Kreisläufen zur Raumbeheizung erreichbar, die auch eine Reduktion der Kosten mit sich bringt.

7.3 Regelung und dessen Abbildung in der Simulation

Im Projekt ist eine neuartige Regelung entwickelt worden, mit der die solare Wärme optimal auf unterschiedliche Wärmesenken verteilt werden kann. Hierzu haben wir eine Berechnungsgröße geschaffen, die eine Bewertung der einzelnen solaren Belademöglichkeiten durchführt. Das entsprechende Wissen ist zusammen mit dem Projektpartner RESOL erarbeitet worden, der nun in der Lage ist, das Konzept der Regelung nicht nur für Sonnenhäuser, sondern auch für verwandte Systemansätze mit mehr als einer Senke für die Solaranlage anzuwenden. Dies betrifft u.a. auch Heizanwendungen im Mehrfamilienhausbereich, insbesondere wenn mehr als eine Senke solarthermisch bedient werden kann (z. B. 4- Leiternetz mit Raumheizung, TWW- Bereitung und Zirkulation, Mehrspeichersysteme, usw.).

Die Regelung ist durch ein ebenfalls neues Verfahren in die Simulationsumgebung eingebunden worden, so dass der originale Quellcode des Reglers in den Systemsimulationen verwendet werden konnte. Das Verfahren ist nicht nur für den projektinternen Anwendungsfall von Interesse, sondern kann für jeden Reglertyp angewandt werden. Beispielsweise werden Weiterentwicklungen von Solarreglern häufig nur einer Funktionsprüfung unterzogen, eine energetische Bewertung ist in der Regel zu aufwendig und teuer, insbesondere wenn dafür eine Jahressimulation erforderlich ist. Nach einmaligem Einbinden des Reglers in die gewünschte Systemumgebung können dagegen neue Funktionen schnell in das Simulationsmodell integriert und in einer Jahresbilanz energetisch bewertet werden. So ist es möglich, für Regler neue Funktionen in der Gesamtanlagensimulation inklusive Gebäude zu testen und deren Auswirkungen auf die Systemperformance und damit deren Nutzen zu ermitteln.

7.4 Wissenschaftliche und wirtschaftliche Anschlussfähigkeit

Die Verwendung von Gebäudemassen als Speicher-Wärmeübertragerkombinationen für Sonnenwärme hat im Neubau deutliche Vorteile, da kostengünstige Lösungen realisiert werden können. Eine Übertragung auf Bestandsgebäude ist mit neuen Produkten zur nachträglichen Installation von Fußbodenheizungen interessanter geworden. Hier wird weitergehendes Entwicklungs- und Anwendungspotential gesehen.

Die drastische Reduktion der Erdwärmekollektorfläche (im Projekt ist etwa das 0,6-fache der Wohnfläche statt des 1,5-fachen realisiert worden) eröffnet ggf. neue Wege für erdreichbasierte Wärmepumpenquellen, ohne die Nachteile der bisherigen Erdwärmennutzungen. Voraussetzung ist hier die solare Regeneration und die winterliche Unterstützung der Quelle sowie eine grundsätzliche Eignung der Wärmepumpe für den sicheren Heizbetrieb bei Quellentemperaturen im unteren Grenzbereich.

Eine abschließende Beurteilung der wissenschaftlich-technischen Erfolgsaussichten sowie der wirtschaftlichen Anschlussfähigkeit sollte erst nach längerem Betrieb des Experimentalgebäudes erfolgen. Dies ist durch das bewilligte Anschlussvorhaben gewährleistet. Durch die dort geplanten Versuche können die positiven Simulationsergebnisse bestätigt, ggf. weitere Optimierungen erarbeitet sowie die Robustheit des Konzepts geprüft werden.

Einige der Ergebnisse sind von grundlegenderem Interesse für das solare Heizen. So ist ein Transfer der Ergebnisse vom hier betrachteten Neubau von Ein- und Zweifamilienhäusern auf den Retrofit von Gebäuden oder für Mehrfamilienhäuser und Nichtwohngebäude (z. B. Hallenheizungen) möglich. Hier sind weitere Entwicklungsvorhaben denkbar.

7.5 Schutzrechtsanmeldungen

Im Projekt sind keine Schutzrechtsanmeldungen entstanden.

8 Literatur

- Afjei 1997 Afjei, T., Wetter, M.: Type 401, Compressor heat pump including frost and cycle losses, Zentralschweizerisches Technikum Luzern, Ingenieurschule HTL, Zürich/Luzern, 1997
- Bertram 2014 Bertram, E., Pärish, P., Mercker, O., Arnold, O., Tepe, R., Rockendorf, G.: Hocheffiziente Wärmepumpensysteme mit Geo- und Solarthermie-Nutzung, Niedersächsisches Verbundvorhaben, Abschlussbericht für das Teilprojekt des ISFH, 2014
- BKI 2005 Baukosteninformationszentrum (BKI): Abschlussbericht „Aktuelle Gebäudesachwerte in der Verkehrswertermittlung“, 2005
- BKI 2015 <http://bki.de/baupreisindex.html>, Stand: August 2015
- Blomberg 2000 Blomberg, T.: HEAT 2, A PC-program for heat transfer in two dimensions, Manual with brief theory and examples, Lund-Gothenburg Group for Computational Building Physics, Department of Building Physics, Lund University, 2000, Lund
- Bonin 2012 Bonin, J.: Handbuch Wärmepumpen: Planung und Projektierung, Beuth Verlag, Berlin, 2012
- Büttner 2012 Büttner, C.: Modell einer Frischwasserstation: TRNSYS Type 288, Institut für Solarenergieforschung Hameln, 2012
- DIN EN 255 1997 DIN EN 255:1997, *Luftkonditionierer, Flüssigkeitskühlsätze und Wärmepumpen mit elektrisch angetriebenen Verdichtern – Heizen – Teil 3: Prüfungen und Anforderungen an die Kennzeichnung von Geräten zum Erwärmen von Brauchwasser*. Beuth Verlag, Berlin, 1997.
- DIN 4108-2 2013 DIN 4108-2 2013, *Wärmeschutz und Energie-Einsparung in Gebäuden – Teil 2: Mindestanforderungen an den Wärmeschutz*. Beuth Verlag, Berlin, 2013.
- Dott 2012 Dott, R., Haller, M.Y., Ruschenburg, J., Ochs, F., Bony, J.: The reference framework for system simulations of the IEA SHC Task 44 /HPP Annex 38, Part B: Buildings and space heat load, Report C1 Part B, 2012
- Drück 2006 Drück, H.: Type 340, MULTIPORT Store - Model for TRNSYS, Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW) Universität Stuttgart, 2006
- EN 12975-2 2006 EN 12975-2:2006, Thermische Solaranlagen und Ihre Bauteile – Kollektoren – Teil 2: Prüfverfahren. Beuth Verlag, Berlin, 2006

- Haller 2012 Haller M.Y., et al.: Type 832, Dynamic Collector Model, Institut für Solartechnik, Hochschule für Technik Rapperswil, Zürich, 2012
- Haller 2013 Haller, M.Y., Dott, R., Ruschenburg, J., Ochs, F., Bony, J.: The reference framework for system simulations of the IEA SHC Task 44 /HPP Annex 38, Part A: General simulation boundary conditions, Report C1 Part A, 2013
- Holst 2010 Holst, S.: Type 362 Dynamic radiator model with pipes (Type 162), Bayerisches Zentrum für angewandte Energieforschung e.V., München, 2010
- ISFH 2013 Institut für Solarenergieforschung Hameln ISFH: TRNSYS Type 292: Component for heat pump to correct for different flow conditions in condenser or evaporator, 2013
- Klein 2009 Klein, S.A., et al., TRNSYS 17, A Transient System Simulation Program, Solar Energy Laboratory University of Wisconsin, Madison, 2009
- LBEG 2014 <http://nibis.lbeg.de/geothermie/>, Abruf: Januar 2014
- Leukefeld 2010 Leukefeld, T.: Sonnenhäuser mit hoher solarer Deckung: von 50+ zur bezahlbaren Vollversorgung – Stand der Entwicklungen, 20. Symposium OTTI Solarthermie, Bad Staffelstein, 2010
- Pärisch 2015 Pärisch P., et al.: Short-term experiments with borehole heat exchangers and model validation in TRNSYS, Renewable Energy 74, pp 471-477, 2015
- Ramming 2007 Ramming, K.: Bewertung und Optimierung oberflächennaher Erdwärmekollektoren für verschiedene Lastfälle, Dissertation, TU Dresden, 2007
- Remund 2003 Remund, J., Kunz S.: Meteororm Data (Worldwide), METEOTEST, Bern, 2003
- SoH-Institut 2015 <http://www.sonnenhausinstitut.de/komponenten.html>, Abruf: April 2015
- TESS 2012 TESS – Thermal Energy Systems Specialists: TESSLibs 17 Component Libraries for the TRNSYS Simulation Environment, USA, 2012
- VDI 4640-2: 2001 VDI 4640-2 2001: *Thermische Nutzung des Untergrundes – Erdgekoppelte Wärmepumpenanlagen*. Beuth Verlag, Berlin, 2001.

- VDI 4640-2: 2001 VDI 4640-2 2015 (Entwurf): *Thermische Nutzung des Untergrundes – Erdgekoppelte Wärmepumpenanlagen*. Beuth Verlag, Berlin, 2015.
- Wilhelms 2008 Wilhelms, C., et al.: Serienverschaltung von Solarspeichern - eine sinnvolle Systemtechnik?, 18. Symposium OTTI Solarthermie, Bad Staffelstein, 2008