

Schlussbericht zum Förderprojekt

Hocheffiziente, auf intelligenter Verknüpfung von PVT- und Wärmepumpentechnik basierende Wärmeversorgung für Gebäudebestand und Neubau

Phase 2: Entwicklung, Systemintegration, Erprobung und Optimierung der PVT-Wärmepumpen-Versorgungseinheit

(Kurzbezeichnung SOLINK)

Aktenzeichen: 33226/02

Bewilligungsempfänger: Consolar Solare Energiesysteme GmbH
Gewerbestraße 7
79539 Lörrach

Projektpartner: Ruoff Energietechnik GmbH
Rudolf-Diesel-Straße 5
72585 Riederich

Universität Stuttgart
Institut für Gebäudeenergetik, Thermotechnik und Energiespeicherung (IGTE)
Pfaffenwaldring 6
70569 Stuttgart

Laufzeit: 1. Juli 2017 – 30. Juni 2020

Berichtszeitraum: 1. Juli 2017 – 30. September 2020

Datum: 30.09.2020

Bearbeiter: Dr.-Ing. Ulrich Leibfried, Consolar GmbH
Sebastian Asenbeck, Dr.-Ing. Stephan Fischer, Claus Twerdy
IGTE, Universität Stuttgart
Dipl.-Ing. Uli Ruoff, RUOFF Energietechnik GmbH

Projektkennblatt
der
Deutschen Bundesstiftung Umwelt



Az	33226/02	Referat	24/2	Fördersumme	605.025 €
----	-----------------	---------	-------------	-------------	------------------

Antragstitel **Hocheffiziente, auf intelligenter Verknüpfung von PVT- und Wärmepumpentechnik basierende Wärmeversorgung für Gebäudebestand und Neubau. Phase 2: Entwicklung, Systemintegration, Erprobung und Optimierung der PVT-Wärmepumpen-Versorgungseinheit**

Stichworte Emission, Energie, Solarenergie, Wärmepumpe

Laufzeit	Projektbeginn	Projektende	Projektphase(n)
3 Jahre	1.7.2017	30.6.2020	2

Zwischenberichte 1

Bewilligungsempfänger	Consolar Solare Energiesysteme GmbH	Tel	07621 4222 830
	Gewerbestr. 7	Fax	07621 4222 831
	79539 Lörrach	Projektleitung	
		Ulrich Leibfried	
		Bearbeiter	
		Ulrich Leibfried	

Kooperationspartner Universität Stuttgart
 Institut für Gebäudeenergetik, Thermotechnik und Energiespeicherung (IGTE)
 Dr.-Ing. Stephan Fischer
 Paffenwaldring 6
 70569 Stuttgart

RUOFF Energietechnik GmbH
 Dipl.-Ing. Uli Ruoff
 Rudolf-Diesel-Straße 5
 72585 Riederich

Zielsetzung und Anlass des Vorhabens

Der Erfolg der Energiewende hängt in großem Maße von der Wärmewende ab. Ein Grund für die Stagnation in diesem Bereich ist, dass eine zukunftsweisende Heiztechnik fehlt, die nicht nur Politik und Gesellschaft eine Perspektive aufzeigt, sondern auch von den Marktteilnehmern, also auch dem Handwerk, akzeptiert wird.

In diesem Kontext wird mit SOLINK eine Energiequelle für Wärmepumpen entwickelt, die mit wesentlich weniger Einschränkungen einsetzbar ist als Erdsonden und einen deutlich geringeren Verbrauch von Strom aus dem öffentlichen Netz aufweist als Luftwärmepumpen. Der vom Heizsystem verbrauchte Strom wird bei

entsprechender Dimensionierung in der Jahresbilanz regenerativ produziert, bei entsprechendem Lastmanagement mit Wärmespeicher werden ca. 50 % des produzierten Stroms direkt genutzt, in Verbindung mit Batteriespeichern mehr.

SOLINK steht für intelligente, möglichst einfache und effiziente Verknüpfung von Solarenergie mit der Wärme- und Stromversorgung eines Hauses.

Darstellung der Arbeitsschritte und der angewandten Methoden

Das Projekt besteht aus zwei Teilprojekten. In der ersten Projektphase wurden die Grundkonzepte der Entwicklung erarbeitet, in Simulationen untersucht und bzgl. Machbarkeit und Kosten überprüft, bewertet und ausgewählt. Neben theoretischen Untersuchungen und Konstruktionsarbeit wurden erste Hardwaremuster realisiert und getestet. Diese Vorarbeit wurde von Consolar und dem KIT gemeinsam von Juli 2016 bis Juni 2017 geleistet.

Ab Juli 2017 wurde die zweite Phase des Projekts zusammen mit den Projektpartnern Ruoff Energietechnik GmbH und dem Forschungs- und Testzentrum für Solaranlagen (TZS) am Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW, heute IGTE) der Universität Stuttgart für eine Dauer von 3 Jahren mit folgenden Arbeitsschwerpunkte durchgeführt:

- Hydraulische und regelungstechnische Systemintegration
- Systemmodellierung und Untersuchung unterschiedlicher Anwendungsfälle
- Untersuchung und Optimierung des Kollektors und Solar Keymark-Zertifizierung
- Untersuchung und Entwicklung von Montage- und Dachintegrationstechnik für unterschiedliche Kollektorfelder
- Entwicklung des Leitungssystems
- Entwicklung des Vorschaltmoduls und der Regelungstechnik
- Entwicklung von Systemintegrationen für Zusatznutzen (Gebäudekühlung, Kopplung mit einer weiteren Niedertemperaturwärmequelle)
- Planungs- und Organisationsgrundlagen für Umsetzung
- Erprobung von Kollektor und System in Feldtest und Optimierung
- Öffentlichkeitsarbeit

Eingangsbemerkung:

Durch die Zusammenführung des ITW mit zwei anderen Instituten am 01.07.2018 ergibt sich der neue Institutsname Institut für Gebäudeenergetik, Thermotechnik und Energiespeicherung (IGTE). Im Folgenden wird für alle Arbeiten, unabhängig ob sie vor oder nach dem Tag der Zusammenführung durchgeführt wurden das neue Institutskürzel IGTE verwendet.

INHALTSVERZEICHNIS

PROJEKTKENNBLETT	2
1 ZUSAMMENFASSUNG	12
2 EINLEITUNG	13
3 PROJEKTERGEBNISSE.....	15
3.1 Projektsteuerung	15
3.1.1 Projekt- und Anwenderkonsortiumstreffen	15
3.1.2 Anforderungen	15
3.1.3 FMEA.....	15
3.1.4 Wirtschaftlichkeit	16
3.1.5 Zusammenarbeit mit dem ISFH im Rahmen vom Projekt Twinpower.....	19
3.1.6 Teilnahme an der IEA Task 60	19
3.2 Systemintegration	20
3.2.1 Wärmepumpen für PVT-Kollektoren als alleinige Wärmequelle	20
3.2.2 Regelungs- und Hydraulikkonzept.....	21
3.2.3 Speicheranpassung für Enteisung / Schneeanntauen.....	22
3.2.1 Alternatives Frostschutzmittel	23
3.3 PVT-Kollektor.....	24
3.3.1 Konstruktionsoptimierung.....	24
3.3.2 Komponentenauswahl, Aufbau Qualitätssicherung und Produktion	27
3.3.3 Kollektorprüfung	30
3.3.4 Wärmeübertragergeometrie.....	30
3.3.5 Zeitraffer-Zyklustest.....	33
3.3.6 Experimentelle Untersuchungen zum Wärmeübertragungsvermögen	39
3.4 PVT-Feld.....	44
3.4.1 Hydraulisches Verbindungssystem	44
3.4.2 Montagesystem	46
3.4.3 Bleche für Dachintegration und Schnee.....	47
3.4.4 Experimentelle Untersuchungen am Außentestfeld	49
3.5 Leitungssystem	59
3.5.1 Rohrleitungen und Verbindungen.....	59
3.5.2 Leitungsführung von Dach in Keller	60
3.6 Vorschaltmodul und Regelfunktionen.....	63

3.6.1	Ergänzungsregler	63
3.6.2	Kollektorfühler	67
3.6.3	Hydraulikgruppe	68
3.6.4	Passives Sole-Mischventil	69
3.6.5	Eisspeicher	69
3.7	<i>Montagetests und -optimierung</i>	70
3.7.1	Kollektor-Montagesystem	70
3.7.2	Dachintegrationsbleche	72
3.7.3	Leitungssystem	74
3.7.4	Hydraulische und regelungstechnische Einbindung	75
3.8	<i>Systemmodellierung und Simulationsstudien zur Systembewertung, -dimensionierung und -optimierung</i>	77
3.8.1	Definitionen und Randbedingungen	77
3.8.2	Aufbau und Validierung der Systemmodelle	79
3.8.3	Untersuchung unterschiedlicher Systemaspekte und Anwendungsfälle	81
3.9	<i>Integration von Zusatznutzen</i>	90
3.9.1	Gebäudekühlung	90
3.9.2	Abwärmenutzung – zweite Niedertemperaturquelle	91
3.10	<i>Planungs- und Organisationsgrundlagen für Umsetzung</i>	92
3.10.1	Entwicklung von Simulations-/Dimensionierungstools	92
3.10.2	Abbildung des Systems in vorgeschriebenen Berechnungsverfahren	92
3.10.3	Nichttechnische Randbedingungen zur heizungstechnischen Sanierung von Gebäuden	93
3.11	<i>Demonstration, Erprobung und Optimierung</i>	94
3.12	<i>Öffentlichkeitsarbeit</i>	99
4	FAZIT UND AUSBLICK	99
5	DANK	99
6	LITERATUR	100
7	ANHANG	102
7.1	<i>PVT-Kollektor – experimentelle Untersuchungen</i>	102
7.2	<i>PVT-Feld – experimentelle Untersuchungen</i>	104
7.3	<i>Validierung Systemsimulation</i>	106

VERZEICHNIS DER ABILDUNGEN

Abbildung 1: Schnittdarstellung eines SOLINK-Kollektors: der Wärmeübertrager auf der Unterseite führt zu einer 10-fachen Oberfläche gegenüber der Apertur.	13
Abbildung 2: Hydraulikschema einer SOLINK-Anlage mit Dreiwegemischventil M_{Sole} zur Eintrittstemperaturbegrenzung an der Wärmepumpe und Anschlüssen an einen Wärmeübertrager im unteren Bereich des Kombispeichers für die Schneeabrutsch- und Enteisungsfunktion. Die dafür notwendigen Armaturen sind Bestandteil der SOLINK-Hydraulikgruppe, siehe Abschnitt 3.6.3.	21
Abbildung 3: Hydraulikschema einer SOLINK-Anlage mit thermostatischem Mischventil und allen notwendigen Armaturen. 1) = Typischer Lieferumfang des Wärmepumpenanbieters	22
Abbildung 4: SOLUS-Kombispeicher mit integriertem Glattrohr-Wärmeübertrager zum Wärmeentzug für Schneentauen, Enteisung und Rückkühlen (Gebäudekühlen) sowie zur solaren Direktbeladung	23
Abbildung 5: Endprofil mit Kunststoffecke des SOLINK-Kollektors.....	24
Abbildung 6: PVT-Kollektor (1) mit Kapillarrohrmatte als Wärmeübertrager, sowohl zum PV-Modul als auch zur Luft: 2: Photovoltaikmodul, 3: Modulrahmen in der Darstellung (rechts und vorne weg gelassen), 4: Struktur zur Aufnahme der Kapillarröhrchen, 5: Kapillarröhrchen, 6: Abstandshalter für Kapillarröhrchen, 7 + 8: Sammlerrohr.....	25
Abbildung 7: PVT-Kollektor (1) mit zweiteiliger, über das Umschaltventil 10 schaltbarer Kapillarrohrmatte als Wärmeübertrager (9: drittes Sammlerrohr).....	26
Abbildung 8: PVT-Kollektor (1) bei dem das PV-Modul auf der Rückseite eine profilierte Glasscheibe (12) aufweist, in deren Nuten die Kapillarröhrchen (5a) eingedrückt werden. 13: Abstandshalter zur Fixierung der Kapillarröhrchen auf beiden Seiten (5b: Röhrchen in direktem Luftkontakt).	27
Abbildung 9: Kollektoren der Testanlage Lörrach von Dezember 2016: Aushalsung des Lamellen-Wärmeübertragers im März 2020 entfernt: das Kupferrohr darunter ist blank, d. h., an der Kontaktstelle gab es keine Korrosion. Auch an den von außen sichtbaren Stellen ist keine Korrosion festzustellen	28
Abbildung 10: Wärmeübertragerlamellen mit ausgewähltem Kleber auf Rückseite des PV-Moduls (unten) geklebt.	29
Abbildung 11: Fertigungsstraße für SOLINK-Kollektoren: Die PV-Module (vorne im Bild) durchlaufen einen Roboter, in dem der Kleber nach programmiertem Muster aufgetragen wird. Danach wird der Lamellen-Wärmeübertrager aufgesetzt.	29
Abbildung 12: Der SOLINK PVT-Kollektor mit 35 mm Lamellen auf dem Außenprüfstand des IGTE der Universität Stuttgart.....	31
Abbildung 13: PVT-Kollektor in der UV-Prüfung	34
Abbildung 14: Photographischer Vergleich der 3 Proben im Neuzustand (oben) und nach der UV-Belastung (unten) der 3 Proben (Probe 1: links, Probe 2: Mitte, Probe 3: rechts)	35
Abbildung 15: Die untersuchten Wärmeübertrager in der Salzsprühnebelkammer vor Beginn der Prüfung.....	35
Abbildung 16: Seitenansicht mit Mäanderbögen Probe 1	36
Abbildung 17: Seitenansicht mit Mäanderbögen Probe 2	36
Abbildung 18: Seitenansicht mit Mäanderbögen Probe 3	37
Abbildung 19: Draufsicht mit Rohrleitungen und Lamellen Probe 1.....	37
Abbildung 20: Draufsicht mit Rohrleitungen und Lamellen Probe 2.....	38
Abbildung 21: Draufsicht mit Rohrleitungen und Lamellen Probe 3.....	38
Abbildung 22: SOLINK-PVT-Kollektor auf dem indoor-Prüfstand des IGTE für Untersuchungen zum Wärmeübertragungsvermögen zur Umgebung.....	39

Abbildung 23: Versuchsaufbau in Parallel-Dachmontage mit verstellbarem Neigungswinkel und Dachabstand, bestehend aus zwei Kollektoren übereinander und geschlossener Rückwand als Dachhaut. Übersichtsbild (links) und Ansicht Dachzwischenraum von unten (rechts unten) mit seitlichen Begrenzungsblechen zur Nachbildung der Verhältnisse im Feld (Messung Wärmeübertragungsvermögen). Strömungsmessung im Luftspalt (rechts oben) ohne seitliche Begrenzungsbleche.....	41
Abbildung 24: Visualisierung der Strömungsmessung im Luftspalt zwischen Dach und PVT-Kollektor, hier für Neigungswinkel 58° und Dachabstand 11 cm: Verteilung der Strömungsgeschwindigkeit (links) und Lufttemperatur (rechts), ermittelt aus 4x5 Messpunkten, jeweils im Abstand von 4 cm über der Dachhaut (Datenlücke am oberen Rand). Innenraum-Messung ohne Wind, Entzugsleistung 175 W/m².	42
Abbildung 25: Strömungsmessung im Luftspalt zwischen Dach und PVT-Kollektor für unterschiedliche Neigungswinkel und Dachabstand 11 cm: mittlere bzw. maximale Strömungsgeschwindigkeit sowie maximale Temperaturdifferenz aus 4x5 Messpunkten, jeweils im Abstand von 4 cm über der Dachhaut. Innenraum-Messung ohne Wind, Entzugsleistung 125 - 175 W/m².....	42
Abbildung 26: Einfluss der Kollektorneigung auf das Wärmeübertragungsvermögen für zwei unterschiedliche Dachabstände und einen aus der Umgebung übertragenen Wärmestrom von 160 W/m². Innenraum-Messung in Parallel-Dachmontage, ohne Wind.....	43
Abbildung 27: Beispiel der Strömungsverteilung in einem gleichseitig angeschlossenen Feld mit unterschiedlicher Kollektoranzahl pro Reihe. Der Unterschied zwischen minimalem und maximalem Durchfluss beträgt 25 %, was bei einem Temperaturhub von 4 K zwischen Feldein- und -austritt tolerabel ist. Berechnung mit HYDRA.	44
Abbildung 28: Kollektorverbinder mit je 2 O-Ringen auf beiden Seiten. Die Wellenform ermöglicht, Versatz zwischen Kollektoren auszugleichen; eine Längenkompensation ist dagegen nicht nötig, da der Abstand der Sammlerrohre fixiert ist.	45
Abbildung 29: Testaufbau für zyklische Vereisung des Kollektorverbinder und des Anschlussschlauchs	45
Abbildung 30: Kollektorverbinder im Dauertest bei extremem Versatz.....	45
Abbildung 31: Rückseite eines SOLINK-Kollektors, ca. 2 x 1 m: neben den vier Befestigungsklammern außen (1) wird der Kollektor in der Mitte mit einem Klemmprofil (2) auf den horizontalen Montageschienen (3) fixiert. Das Klemmprofil wird hierzu über ein in den Kollektor integriertes Mittelblech (4) geschoben.	46
Abbildung 32: Blecheinfassung für SOLINK-Felder. Die Halter für die seitlichen und unteren Bleche dienen gleichzeitig zur Fixierung der Rohre, die durch die Bleche optisch abgedeckt werden.	47
Abbildung 33: Oberhalb des SOLINK-Felds ist ein Schneefanggitter montiert, das verhindert, dass Schnee unter die Kollektoren rutscht und die Luftpassage versperrt.	48
Abbildung 34: Vergleich Schneeabrutschen mit und ohne Lochblech zwischen den Kollektoren (Lochblech hier noch unbeschichtetes Aluminium): praktisch gleiches, d. h. ungestörtes Abrutschverhalten mit und ohne Blech.	48
Abbildung 35: Schneefall auf 45°-aufgeständerten SOLINK-Kollektoren bei Temperaturen um den Gefrierpunkt: Schnee bleibt nur auf den gekühlten Kollektorflächen aber nicht auf den Blechen liegen.	49
Abbildung 36: Kollektorfeld aus 3 x 3 PVT-Modulen (ohne Lochblech-Abdeckungen, Konfiguration B) und Messgeräte für Umgebungstemperatur, Windgeschwindigkeit und Bestrahlungsstärke.	49
Abbildung 37: Kollektorfeld mit Lochblechen zwischen den PVT-Modulen und entlang der Ober- und Unterkante sowie einer geschlossenen Seiteneinfassung (Konfiguration D).	50
Abbildung 38: Wertebereich der Messpunkte zur Untersuchung des Einflusses von Spaltabdeckungen (Lochblechen) zwischen den Kollektoren sowie einer Seiteneinfassung auf das Wärmeübertragungsvermögen U des PVT-Kollektorfelds zur Umgebung, bei einem übertragenen Wärmestrom von 100 – 250 W/m² und unterschiedlichen Windverhältnissen:	52
Abbildung 39: Messdaten und Parameteridentifikation (lineares Modell) für den Wärmeübergang, hier am PVT-Kollektorfeld ohne Lochbleche (Konfiguration B): Wärmeübertragungsvermögen U zur	

Umgebung in Abhängigkeit von Windgeschwindigkeit (u) in Kollektorebene und übertragenem Wärmestrom (\dot{q}); aufgetragen sind Stundenmittelwerte in Zeiten ohne Einstrahlung und bei stationärer Kollektortemperatur.....	53
Abbildung 40: Auswertung des Einflusses von Spaltabdeckungen (Lochblechen) zwischen den Kollektoren sowie einer Seiteneinfassung auf das Wärmeübertragungsvermögen U des PVT-Kollektorfelds zur Umgebung mithilfe eines linearen Ansatzes in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit in Kollektorebene (v_{wind}) und des übertragenen Wärmestroms (hier dargestellt für $dq = 175 \text{ W/m}^2$). Ermittelt auf Basis von Stundenmittelwerten in Zeiten ohne Einstrahlung und bei stationärer Kollektortemperatur.....	54
Abbildung 41: Schneeabrutschverhalten am PVT-Kollektorfeld ohne Lochbleche (Konfiguration B)...	56
Abbildung 42: Tendenz zum Verfüllen der horizontalen Spalte während des Schneeabrutschens am PVT-Kollektorfeld ohne Spaltabdeckungen.	56
Abbildung 43: Schneeabrutschverhalten am PVT-Kollektorfeld mit Lochblechen (Konfiguration C2)..	57
Abbildung 44: Beobachtete Tendenz zum Festfrieren/Anhängen von Schnee an den unbeheizten Lochblechen zwischen den Modulen während des Schneeabrutschens (am PVT-Kollektorfeld mit Lochblech-Spaltabdeckungen).....	57
Abbildung 45: Ver- und Enteisung des Kollektors: Sammlerrohr und Wärmeübertrager-Lamellen vor (Bilder oben, 9 Uhr morgens) und nach einer Enteisung (Bilder unten, 12 Uhr mittags) am 20.12.2018	58
Abbildung 46: Schweißfitting (Quelle: aquatherm), Schraubfitting, Steckfitting (Quelle: Plasson)	59
Abbildung 47: Anschluss-Panzerschlauch zur direkten Verbindung mit Pressfitting	60
Abbildung 48: Links: Anschlussschläuche direkt mit Pressfitting verpresst, Rechts: Übergang von Kupferrohr auf Kunststoffrohr	60
Abbildung 49: Zwei Edelstahl-Fallrohre, in denen die ungedämmten Leitungen verlaufen	61
Abbildung 50: links: Feuchteunempfindliche Dämmung (z. B. EPS) mit Aussparung für Sole-Leitungen. Rechts: Verlegung in Hinterlüftung zw. Dämmung und Holzverschalung. F1 = Wand, F2 = Dämmung, F3 = Außenputz (links) bzw. Holzverschalung (rechts), F4 = Wasserschutzbahn.....	61
Abbildung 51: Die Sammleranschlüsse sind rechts unter Abdeckblechen an deren Haltern montiert, die beiden Leitungen sind unterhalb des unteren Abdeckblechs horizontal verlegt und werden dann unterhalb eines Abdeckblechs bis zu einer Dachdurchführung auf dem Dach nach unten geführt. Entlang der Fassade verlaufen die ungedämmten Leitungen innerhalb eines Regenwasserfallrohrs und werden in einem Schacht in den Keller geführt.....	62
Abbildung 52: SOLINK-Ergänzungsregler.....	63
Abbildung 53: Regelverhalten des Sole-Mischventils vor und nach Optimierung: die blaue und rote Kurve zeigen die Verdampferein- und austrittstemperatur, die gelbe Kurve in der Mitte die Kollektortemperatur. Schwarz: Mischerposition: am Anfang eine schnelle starke Bewegung, dann langsames Nachregeln.....	64
Abbildung 54: Enteisungsvorgang.....	65
Abbildung 55: Hydraulikschema für Erdsondenkopplung, ohne Schneeabrutschfunktion, Direktbeladung und passive Kühlung.....	66
Abbildung 56: Hydraulikschema für Erdsondenkopplung, mit Ankopplung an Kombispeicher zum Schneeabrutschen, Direktbeladung und Wärmeübertrager für passive Kühlung.....	67
Abbildung 57: Unterschiedliche Fixierungen der Kollektorfühler am Mäanderrohr des Kollektors	68
Abbildung 58: Clips-Kollektorfühler bei Herstellern in Entwicklung: links Sondis, rechts Titec.....	68
Abbildung 59: Vormontierte Hydraulikgruppe mit Luftabscheider	69
Abbildung 60: Transport der SOLINK-Kollektoren auf das Dach mit Lastenaufzug. Unten und oben sind jeweils zwei Personen nötig.	70
Abbildung 61: Einbausituation mit Dachfenster: vorgesehene seitliche Abschlussbleche würden kollidieren	71

Abbildung 62: Auf dem Flachdach aufgeständert montierte SOLINK-Kollektoren (Ost-West)	72
Abbildung 63: Kollektorfeld mit seitlichen Abdeckblechen, unter denen die Soleleitungen verlaufen ..	73
Abbildung 64: Drei Kollektorfelder, bei denen die Soleleitungen durch die seitlichen Abdeckblechen, verdeckt sind.	73
Abbildung 65: Rohrleitungsdurchgang durch Decke mit brandschutz- technisch zugelassener Dämmungsmanschetten für Durchgänge.	74
Abbildung 66: Links: Beispiel für beengte Platzverhältnisse in Technikraum. Rechts: Nicht ausreichende Wärmedämmung der Wärmepumpe für die auftretenden tiefen Temperaturen – hier allerdings eine Woche Non-stop-Betrieb und hohe Feuchte beim Estrich-Aufheizen.	75
Abbildung 67: Links: Vereiste Spülgruppe (Zubehör des Wärmepumpenlieferanten) da nicht kondensatsicher wärmegeklärt. Rechts: Vereisung an ungedämmtem Hebel eines Absperrhahns, ebenfalls beim Estrich-Aufheizen.	76
Abbildung 68: System-Jahresarbeitszahl ohne bzw. mit Berücksichtigung des PV-Direktverbrauchs (SJAZ bzw. SJAZ _{PVT}) für ausgewählte Hydraulikvarianten im EFH mit 20 m ² Kollektorfläche: Einfluss der Warmwasserbereitung (TW-Speicher/Größe des Wärmeübertragers (WÜ), Frischwasserstation (FriWa) oder Kombispeicher/interner Wärmeübertrager) und der Speicherkonfiguration (TW-Speicher, TW+Pufferspeicher, Kombispeicher), sowie der Größe des Warmwasserbereichers (WW).	85
Abbildung 69: Polysun-Anlagenschema der Simulationsvariante B (TW-Speicher + Puffer).	86
Abbildung 70: Vergleich von Wärmepumpen-Heizsystemen im Mehrfamilienhaus mit Niedertemperatur-Verteilsystem (Fußbodenheizung): System-Jahresarbeitszahl ohne (SJAZ) und mit (SJAZ _{PVT} bzw. SJAZ _{PV}) Berücksichtigung des PV-Direktverbrauchs.....	87
Abbildung 71: Vergleich von Wärmepumpen-Heizsystemen im Mehrfamilienhaus mit Niedertemperatur-Verteilsystem (Fußbodenheizung): Endenergieverbrauch, PV-Nutzung, Autarkie, Auslegungsverhältnis und Einsparung im Betrieb gegenüber dem Referenzsystem. Betrachtung inkl. 6000 kWh/a Allgemeinstrom.	88
Abbildung 72: Netzstrombilanz für das gesamte Jahr bzw. für die Heizperiode im Referenz-Einfamilienhaus mit unterschiedlichen Wärmepumpen-Heizsystemen (1-stufige Wärmepumpe). Betrachtung inkl. 3000 kWh/a Haushaltsstrom.	89
Abbildung 73: Untersuchte Kühlkonzepte „Kältekreisumkehr“ (Bild links, im Kühlmodus) und „Kühlabwärmennutzung“ (Bild rechts, kombinierte Kühlung und Warmwassernachheizung).	90
Abbildung 74: Messtechnik zur wissenschaftlichen Überwachung der Feldtestanlage in Korb (Stuttgart): Kamera 1 für Zustand der Kollektoroberfläche (links), Pyranometer und Windsensor in Kollektorebene (rechts oben) sowie Windsensor unterhalb des Kollektor-Wärmeübertragers (rechts unten).	94
Abbildung 75: Rückseitiges Kollektorfeld (links) und Messtechnik zur wissenschaftlichen Überwachung der Feldtestanlage Sonnenbühl (rechts): Wetterstation zur Erfassung von Windgeschwindigkeit, Windrichtung und Niederschlag sowie Pyranometer zur Erfassung der Einstrahlung in Kollektorebene.	94
Abbildung 76: Aktuelle Monatsergebnisse der Feldtestanlage Korb.	96
Abbildung 77: Aktuelle Monatsergebnisse der Feldtestanlage Sonnenbühl.	96
Abbildung 78: Bilder von Kamera 2 im Zwischenraum zwischen Dach und Wärmeübertrager des PVT-Kollektors zur Analyse des Kondensations- und Vereisungsverhaltens der Feldtestanlage Korb : Wärmeübertrager-Lamellen vor (Bild links) und nach (Bild rechts) Betrieb der Schneeabrutsch- und Enteisungsfunktion.	98
Abbildung 79: Kamerabilder der Feldtestanlage Sonnenbühl zu Schnee und Vereisung (Feb. 2020): - starker nächtlicher Schneefall (oben links) und Schneereste nach Abrutschfunktion (oben rechts) - leichte bis mäßige Vereisung der Verrohrung und der Wärmeübertrager-Lamellen (rot markiert; kein signifikanter Einfluss auf Wärmeübertragungsvermögen beobachtet, vgl. auch Abschnitt 3.4.4.4)	98

Abbildung 80: Visualisierung der Strömungsmessung im Luftspalt zwischen Dach und PVT-Kollektor, für Neigungswinkel 58°, 45°, 30°, 15°, 0° (Bilder von oben nach unten) und Dachabstand 11 cm: Verteilung von Strömungsgeschwindigkeit (links) und Lufttemperatur (rechts), ermittelt aus 4x5 Messpunkten, jeweils im Abstand von 4 cm über der Dachhaut (teilweise Datenlücken im oberen Bereich). Innenraum-Messung ohne Wind.	103
Abbildung 81: Ermittelter Einfluss der Kollektorneigung auf das Wärmeübertragungsvermögen für zwei unterschiedliche Dachabstände in Abhängigkeit des aus der Umgebung übertragenen Wärmestroms. Innenraum-Messung ohne Wind, mit zwei Kollektoren und seitlichem Begrenzungsblech in Parallel-Dachmontage.	103
Abbildung 82: Messdaten (15min-Mittelwerte) und berechneter U-Wert zur Umgebung vor und nach der Kollektorenteisung (9 - 12 Uhr) am 20.12.2018; U-Wert-Berechnung erfolgt nur zu Zeiten ohne Einstrahlung (vor 8:00 bzw. nach 16:00); Zeiträume mit vergleichbarer Windgeschwindigkeit sind rot markiert.	104
Abbildung 83: Analyse der vertikalen Ungleichverteilung der Wärmeströme aus der Umgebung an ein 3x3 PVT-Kollektorfeld (Paralleldach-Montage) in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit (u) in Kollektorebene und des übertragenen Wärmestroms (\dot{q}). Aufgetragen sind Stundenmittelwerte des Wärmestrom-Verhältnisses zwischen der oberen und der unteren Kollektorreihe ($\dot{q}_{\text{oben}} / \dot{q}_{\text{unten}}$), in Zeiten ohne Einstrahlung und bei stationärer Kollektortemperatur. Für Konfiguration B, D, C und C3 (Diagramme von oben nach unten).	105
Abbildung 84: in-situ Messdaten der Feldestanlage 1: tageweise Wetterdaten und abgeführte Nutzwärme im Validierungszeitraum.	106
Abbildung 85: Aufgeständerte Kollektormontage bei der Feldestanlage 1: das geschlossene Aufständersprofil (Oberkante Kollektor, rot markiert) behindert die Hinterlüftung des Kollektors.	107
Abbildung 86: Validierung des PVT-Simulationsmodells, mit angepassten Kollektor-Kennwerten für Feldestanlage 1 (Simulationsfall B): Vergleich Messung (durchgezogen) und Simulation (gestrichelt), deutlich erkennbare Abweichungen bedingt durch schneebedeckten Kollektor im Zeitraum 18.-21.3.; ab 20.3. teilweises Abtauen im Tagesverlauf, auch durch SOLINK-Enteisungsfunktion; 24./25.3. und 5./6.4. morgens deutliche Reifschicht.	107
Abbildung 87: Überprüfung des PVT-Simulationsmodells mit den Standard-Kollektorkennwerten (Solar-Keymark-Prüfung [IGTE19_1], entspricht Simulationsfall A), auf Basis von Messdaten einer Testanlage in Lörrach: Vergleich des täglichen thermischen Kollektorertrags von Messung (durchgezogen) und Simulation (gestrichelt).	108

VERZEICHNIS DER TABELLEN

Tabelle 1: Annahmen für Wirtschaftlichkeitsvergleich Einfamilienhaus	16
Tabelle 2: Investitionskosten (Material, Montage) sowie Betriebskosten, der drei verglichenen EFH-Wärmepumpensysteme sowie des Systems mit Gasbrennwertkessel über 20 Jahre	17
Tabelle 3: Annahmen für Wirtschaftlichkeitsvergleich Mehrfamilienhaus	17
Tabelle 4: Investitionskosten (Material, Montage) sowie Betriebskosten, der drei verglichenen MFH-Wärmepumpensysteme sowie des Systems mit Gasbrennwertkessel über 20 Jahre	18
Tabelle 5: Annahmen für Wirtschaftlichkeitsvergleich Mehrfamilienhaus mit höheren Systemtemperaturen	18
Tabelle 6: Investitionskosten (Material, Montage) sowie Betriebskosten der drei verglichenen MFH-Wärmepumpensysteme sowie des System mit Gasbrennwertkessel über 20 Jahre	19
Tabelle 7: Zusammenfassung der Kollektorkennwerte zur Beschreibung der thermischen Leistungsfähigkeit.....	32
Tabelle 8: Vergleich der Simulationsergebnisse für die untersuchten PVT-Kollektorvarianten	33
Tabelle 9: Messreihen- und Ergebnisübersicht der Innenraum-Messungen zu Kondensation und Vereisung am freiaufgestellten Einzelkollektor, mit Umgebungstemperatur (T_{amb}), Taupunkttemperatur T_{tau} , Eintrittstemperatur T_{ci} , Volumenstrom \dot{V} sowie resultierendem Wärmestrom \dot{q} und Wärmeübertragungsvermögen U	40
Tabelle 10: Ergebnisübersicht zur Untersuchung des Einflusses von Spaltabdeckungen (Lochblechen) zwischen den Kollektoren sowie einer Seiteneinfassung auf das Wärmeübertragungsvermögen U des PVT-Kollektorfelds zur Umgebung: ermittelte Koeffizienten (c_1 , c_3) der einfach linearen Näherungsgleichung nach DIN EN ISO 9806 in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit (v_{wind}) in Kollektorebene sowie resultierender Wärmeübergang ($U_{1,5}$) bei einer Windgeschwindigkeit von 1,5 m/s, für unterschiedliche aus der Umgebung gewonnene Wärmeströme (\dot{q})	55
Tabelle 11: Zeiten für Montage einer SOLINK-Kollektorfelds auf Schrägdach.....	71
Tabelle 12: Umgebungsbedingungen und Referenzgebäude für unterschiedliche Standorte; für Einfamilienhäuser (EFH) Dämmstandard jeweils angepasst auf Jahres-Heizwärmebedarf 7500 kWh/a (analog zu EFH-Referenzgebäude aus Projektteil 1)	78
Tabelle 13: TRNSYS-Simulationsergebnisse und in-situ-Messdaten der Feldtestanlage 1 für den Validierungszeitraum im Frühjahr 2018	79
Tabelle 14: Ergebnisse der Jahressimulation für Feldtestanlage 1: Systemsimulationen in TRNSYS und zum Vergleich mit in Polysun (Wärmebedarf (Soll): Warmwasser 2544 kWh, Heizung 8613 kWh)	81
Tabelle 15: Simulationsergebnisse Polysun.....	91
Tabelle 16: Auslegungsfaktor F für PVT-Kollektordimensionierung.....	92
Tabelle 17: Ergebnisübersicht Feldtestanlagen-Monitoring und Simulation (grün)	97
Tabelle 18: Monatliche Wetterdaten und Wärmelast für die Referenz-Jahressimulationen der Feldtestanlage 1 (Windgeschwindigkeit hier in 10 m Höhe angegeben: für die Simulation wird eine Umrechnung auf Dach- bzw. Kollektorebene vorgenommen, in Anlehnung an [Hel18] mit einem Windkorrekturfaktor von $f_{wind} = 0,5$)	106

1 Zusammenfassung

Im Projekt SOLINK Phase 2 wurde, basierend auf den Vorarbeiten der Projektphase 1 die Produkt- und Systementwicklung für PVT-Wärmepumpensysteme geleistet. Im Zentrum der Arbeiten stand der PVT-Wärmepumpenkollektor, sowohl als einzelnes Modul als auch als montiertes Kollektorfeld. Die Entwicklungsarbeiten und Untersuchungen bezogen sich auf eine gute Wärmeübertragung von der Umgebungsluft auf den Wärmeträger im Solekreis, auf einen sicheren Betrieb insbesondere auch hinsichtlich Vereisung und Schnee, eine gute statische Belastbarkeit, eine hohe Langlebigkeit und auf eine gute Montagefreundlichkeit.

Mit den gleichen Zielsetzungen wurde auch die Systemintegration mit den dafür notwendigen Komponenten entwickelt:

- Hydraulische Kopplung mit Sole-Wärmepumpen unter Berücksichtigung der Vorgaben, insbesondere bezüglich der maximal zulässigen Eintrittstemperatur
- Regler für alle Funktionen, die durch einen Standard-Wärmepumpenregler nicht abgedeckt werden
- Untersuchung und Entwicklung von weiteren Funktionen wie Kopplung mit einer weiteren Niedertemperaturwärmequelle (z. B. Erdsonde oder kalte Nahwärme) und Gebäudekühlung
- Leitungssystem

Im Rahmen des Projekts wurden drei verschiedene Kollektorvarianten gemäß Solar Keymark geprüft und zwei Kundenanlagen messtechnisch überwacht. Weiterhin wurden verschiedene Alterungstests (UV, Korrosion, Temperaturwechsel) erfolgreich durchgeführt. Im Rahmen von In- und Outdoor-Untersuchungen wurden Zusammenhänge zwischen Montageart (Paralleldach, Freiaufständerung), Abstand der Kollektoren vom Dach, Neigungswinkel und unterschiedliche Arten der Blecheinfassung in ihrer Auswirkung auf die Wärmeübertragung untersucht.

Zahlreiche Dimensionierungs- und Systemvarianten wurden in einer Simulationsstudie untersucht.

Mit Abschluss des Projekts sind der SOLINK-PVT-Kollektor und SOLINK-Wärmepumpensysteme gründlich erprobt und detailliertes Wissen liegt vor für die sichere Planung und Betrieb derartiger Systeme. Hierfür wurden auch die notwendigen Werkzeuge wie die Integration des Kollektormodells und der Systemverschaltung in ein verbreitetes Planer-Simulationsprogramm geschaffen.

SOLINK-PVT-Wärmepumpensysteme stellen somit eine dritte, erprobte Klasse von Wärmepumpensystemen neben Erdreich-/Grundwasser-gekoppelten Wärmepumpen und Luftwärmepumpen dar. Entscheidende Vorteile des SOLINK-Systems gegenüber einer Luft-Wasser-Wärmepumpe mit PV-Anlage sind die höhere Systemeffizienz und die nicht vorhandene Lärmbelastung. Gegenüber Erdreich-Wärmepumpen entfallen Einschränkungen durch Platzbedarf bzw. geologische Voraussetzungen für Bohrungen.

Das Projekt wurde von Consolar Solare Energiesysteme mit den Projektpartnern IGTE der Universität Stuttgart und Ruoff Energietechnik GmbH mit freundlicher Förderung der Deutschen Bundesstiftung Umwelt (AZ 33226/02) durchgeführt.

2 Einleitung

Um die Dekarbonisierung der Energieversorgung für Heizung und Warmwasser zu erreichen, wird davon ausgegangen, dass neben einer deutlichen Reduzierung des Wärmebedarfs durch Gebäudesanierung sowie passiver und aktiver Solarwärmenutzung elektrisch betriebene Wärmeerzeuger – sprich Wärmepumpen – zukünftig in großem Maße eingesetzt werden [1-Henning]. Damit – insbesondere in Verbindung mit der Mobilitätswende – der hierdurch steigende Bedarf an elektrischer Energie nicht den Zuwachs an erneuerbar erzeugtem Strom übersteigt, sind Systeme nötig, die zum einen deutlich effizienter sind als heute übliche Luftwärmepumpen, zum anderen sollte sichergestellt sein, dass der Stromverbrauch des Systems zumindest bilanziell durch lokale regenerative Produktion gedeckt ist.

Speziell hierfür entwickelte PVT-Wärmepumpenkollektoren stellen neben Luft und Erdreich eine neue alleinige Wärmequelle für Wärmepumpen dar: durch die kombinierte Nutzung von Umweltwärme und solarer Abwärme von PV-Modulen wird eine Versorgung ohne Bedarf an Erdsonden oder Niedertemperaturspeichern ermöglicht, bei höheren mittleren Temperaturen als dies bei einer Luft-Wärmepumpe der Fall ist. Gleichzeitig produzieren die PVT-Kollektoren elektrischen Strom – durch die Kopplung mit der Wärmepumpe mit höherem Ertrag als reine PV-Module. Die Untersuchungen im Projekt SOLINK Phase 1 haben gezeigt, dass bei typischer Dimensionierung für einen effizienten Betrieb die jährlich produzierte Strommenge der von der Wärmepumpenheizung verbrauchten entspricht oder sie übersteigt. Zwar wird der Strom zum größeren Teil dann produziert, wenn kein Heizbedarf vorhanden ist: bei entsprechendem Lastmanagement mit Wärmespeicher werden ca. 50 % der Stromproduktion von Heizung und Haushalt direkt verbraucht. Bei Integration eines Batteriespeichers kann dieser Anteil jedoch noch deutlich erhöht werden [2-Leibfried 2017]. Aber auch ohne Batteriespeicher erfolgt in der gesamten regenerativen Stromerzeugung ein guter Ausgleich der PV-Produktion mit der produzierten Windenergie, wenn der Ausbau beider Technologien im abgestimmten Maße weiter fortgeführt wird [Hen18].

Projektphase 1:

Im Rahmen des Projekts SOLINK Phase 1 wurde von Consolar in Zusammenarbeit mit dem niederländischen Partner Triple Solar ein PVT-Wärmepumpenkollektor entwickelt und erfolgreich erprobt (siehe Abbildung 1). Er kann aufgrund eines im Vergleich zu herkömmlichen PVT-Modulen extrem guten Wärmeübertragungsvermögens zur Umgebungsluft als einzige Wärmequelle für Wärmepumpen eingesetzt werden. Dies wird durch die Gestaltung der Unterseite des Kollektors als großzügig dimensionierter Luft-Wärmeübertrager erreicht.

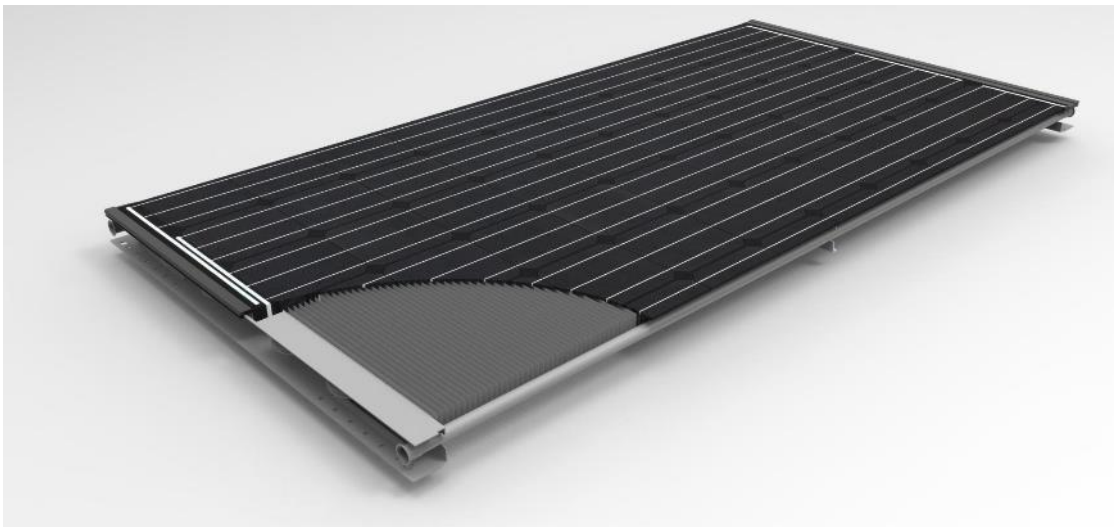


Abbildung 1: Schnittdarstellung eines SOLINK-Kollektors: der Wärmeübertrager auf der Unterseite führt zu einer 10-fachen Oberfläche gegenüber der Apertur.

Der Aufbau des PVT-Wärmepumpenkollektors ist durch eine weltweite PCT-Anmeldung geschützt.

Entscheidende Vorteile des SOLINK-Systems gegenüber einer Luft-Wasser-Wärmepumpe mit PV-Anlage sind die höhere Systemeffizienz und die nicht vorhandene Lärmbelastung beim SOLINK-

System. Gegenüber Erdreich-Wärmepumpen entfallen Einschränkungen durch Platzbedarf bzw. geologische Voraussetzungen für Bohrungen.

Das Karlsruher Institut für Technologie (KIT) als Projektpartner in der Projektphase 1 bildete das SOLINK-Wärmepumpensystem im Simulationsprogramm TRNSYS ab und führte Parameteruntersuchungen sowie Wirtschaftlichkeitsvergleiche durch [Lei15]. Das SOLINK-System weist mit den dort ermittelten Herstellkosten niedrigere Vollkosten als ein System mit Luft- oder Erdreich-Wärmepumpe auf. Diese Kostenermittlung und Wirtschaftlichkeitsrechnung soll in der zweiten Projektphase nochmals auf der Basis erweiterten Wissens (z. B. reale Montagekosten, Produktionskosten und Kostenkalkulation, gemessene Stromverbräuche) aktualisiert werden.

Um eine stark an Marktbedürfnissen orientierte Entwicklung zu gewährleisten, wurde ein Konsortium mit interessierten Marktteilnehmern aus den drei Branchen Wärmepumpe, Photovoltaik und Solarthermie aufgebaut. Die Konsortiumsmitglieder profitierten u. a. von ihrer Einflussmöglichkeit bei der System-Entwicklung, vom Austausch zu innovativen Anwendungen und Energiekonzepten sowie von vergünstigten Bezugsbedingungen und einer gewissen Exklusivität.

Projektphase 2:

Im Juli 2017 wurde die zweite Phase des Projekts zusammen mit den Projektpartnern Ruoff Energietechnik GmbH und dem Forschungs- und Testzentrum für Solaranlagen (TZS) Gebäudeenergetik, Thermotechnik und Energiespeicherung (IGTE) der Universität Stuttgart für eine Dauer von 3 Jahren mit folgenden Zielen gestartet:

1. Hydraulische und regelungstechnische Systemintegration
2. Systemmodellierung und Untersuchung unterschiedlicher Anwendungsfälle
3. Untersuchung und Optimierung des Kollektors und Solar Keymark-Zertifizierung
4. Untersuchung und Entwicklung von Montage- und Dachintegrationstechnik für unterschiedliche Kollektorfelder
5. Entwicklung des Leitungssystems
6. Entwicklung des Vorschaltmoduls und der Regelungstechnik
7. Entwicklung von Systemintegrationen für Zusatznutzen (Gebäudekühlung, Kopplung mit einer weiteren Niedertemperaturwärmequelle)
8. Planungs- und Organisationsgrundlagen für Umsetzung
9. Erprobung von Kollektor und System in Feldtest und Optimierung
10. Öffentlichkeitsarbeit

Zielgrößen für die Entwicklung und Systemdimensionierung sind:

- Effizienz deutlich über der von Luft-Wärmepumpen (System-Jahresarbeitszahl $SJAZ_{PVT} \geq 4,3^1$).
- In der Jahresbilanz 100 % lokale Erzeugung des Strombedarfs des Heizsystems mittels PVT-Kollektoren.
- Bei Hybridsystemen: Reduzierung des Endenergiebedarfs an fossilen Energieträgern gegenüber konventioneller Gasheizung um 60 – 80 %.

¹ Mindest-Systemjahresarbeitszahl für Wärmepumpen-Innovationsförderung des MAP; relevant ist die System-Jahresarbeitszahl unter Berücksichtigung des PV-Direktverbrauchs $SJAZ_{PVT}$, Definition siehe Abschnitt 3.8.1.

3 Projektergebnisse

3.1 Projektsteuerung

3.1.1 Projekt- und Anwenderkonsortiumstreffen

Insgesamt 12 Projekttreffen wurden abgehalten, sowohl an der Universität Stuttgart als auch bei Consolar Lörrach oder Consolar Frankfurt, sowie zweimal, in 2020, per Video. Vier Projekttreffen wurden kombiniert mit Veranstaltungen mit dem SOLINK-Anwenderkonsortium, bei denen die aktuellen Projektergebnisse vorgestellt und diskutiert wurden sowie Feedback aus Sicht der Anwendung und des Marktes eingeholt wurde. Hiermit wurde eine effiziente und zielorientierte Projektsteuerung erreicht.

3.1.2 Anforderungen

Für das Gesamtsystem sowie die Komponenten PVT-Kollektor, Hydraulikgruppe, Leitungssystem und Dachintegration wurde, basierend auf den in der Projektphase 1 erarbeiteten Anforderungen eine detaillierte Anforderungsliste ausgearbeitet. Die Anforderungen wurden laufend und projektbegleitend geprüft und ergänzt.

Sie enthält Punkte zu den folgenden Bereichen:

- Funktion, Anwendung, System
- Wirtschaftlichkeit, Kosten
- Effizienz
- Marktakzeptanz
- Qualität, Langlebigkeit, Reklamationsrisiko
- Montage- und Bedienungsfreundlichkeit, Service
- Gebäudeintegration, Design
- Sicherheit
- Zulassungen, Förderungen, ErP, EnEV, Simulation
- Umweltverträglichkeit
- Materialwirtschaft

Die Anforderungen sind unterteilt in Muss-Forderungen und Wünsche. Die Muss-Forderungen konnten großteils umgesetzt werden. (Noch) nicht erreicht wurden die Anforderungen bzgl. Herstellkosten der Kollektoren und bzgl. Montagezeit (jeweils Mehrkosten gegenüber PV). Dennoch ist das System wirtschaftlich im Vergleich zu herkömmlichen Wärmepumpen-Heizsystemen, siehe Abschnitt 3.1.4.

3.1.3 FMEA

Ebenfalls projektbegleitend wurde eine ausführliche FMEA (Fehler Möglichkeiten und Einfluss-Analyse) durchgeführt. Betrachtet wurden die folgenden Kategorien, jeweils für den PVT-Kollektor und das System:

- Störung, Beeinträchtigung (Funktion, Umgebung)
- Ungenügende Effizienz oder Komfort
- Langlebigkeit PVT-Kollektoren und Leitung
- Transportschäden, Montageschwierigkeiten

Dabei wurde neben der Komponenten-Untersuchung strukturiert in:

- Planungs-/Dimensionierungsfehler
- Inbetriebnahmefehler
- Effekte im Betrieb
- Regelung

Bei vielen Punkten wurden im Laufe des Projekts Maßnahmen ausgearbeitet, um Fehlerrisiken oder –auswirkungen zu minimieren. Bis Projektende konnten fast alle betrachteten Punkte als unkritisch eingestuft werden. Offen sind noch das Brandverhalten des Moduls: hierfür müsste ein Test an einem dafür angefertigten Musterkollektor mit Spezialmaßen beauftragt werden, ein Kostenfaktor, der im Projektantrag nicht vorgesehen war. Das Risiko wird jedoch als vergleichbar wie das eines PV-Moduls angesehen.

Ein weiterer offener Punkt betrifft mögliche Abstimmungs- oder Anschlussfehler zwischen dem Consolar-Ergänzungsregler und dem Wärmepumpenregler sowie insbesondere in Bezug auf den Ener-

giemanager, siehe auch Abschnitt 3.7.4. Die Entwicklung eines direkt mit dem Regler ausgewählter Wärmepumpenhersteller via Bus kommunizierenden Ergänzungsreglers, der alle benötigten Funktionen beinhaltet – oder alternativ die Integration der Funktionen in den Wärmepumpenregler – ist nach Projektende noch in Arbeit mit Wärmepumpenherstellern.

In Bezug auf mögliche Alterungsrisiken wurden die in Abschnitt 3.3.5 beschriebenen Tests durchgeführt die, bei sichergestellter Spezifikation für die Wärmeübertragerbeschichtung und Rückseitfolie, keine Langzeitriskiken erwarten lassen.

3.1.4 Wirtschaftlichkeit

Mit SOLINK-Kollektoren betriebene Wärmepumpensysteme wurden verglichen mit Erdsonden- sowie Luft-Wärmepumpen; Grundlage bilden die Simulationen zum Heizsystemvergleich aus Abschnitt 3.8.3.16. Im Folgenden sind die Ergebnisse mit den zu Projektende vorliegenden Daten und Informationen bzgl. Leistung, Kosten und Förderung vorgestellt, zum einen für ein Einfamilienhaus, zum anderen für ein Mehrfamilienhaus – letzteres auch als Variante mit erhöhten Systemtemperaturen für Radiatoren-Heizkreis.

Zum Vergleich wurden die Kosten für ein Gas-Brennwertsystem ermittelt, auch wenn es in der Anwendung keine Relevanz mehr haben sollte. Speziell für das Mehrfamilienhaus mit Radiatoren-Heizkreis wurde zusätzlich die Kombination „SOLINK mit Spitzenlastkessel“ (Variante B) berechnet.

Generelle Annahmen:

- Erdsonden- und Luftwärmepumpe jeweils mit der gleichen PV-Fläche betrieben wie SOLINK
- Förderung mit 45 % (Ölkessel-Austausch) für alle Systeme und mit 30 % für Hybrid-System (Wärmepumpe und Gaskessel)
- Energiepreis Wärmeerzeuger (Gas): 6 Cent/kWh
- Energiepreis Wärmeerzeuger (Strom): 22 Cent/kWh
- Energiepreis Hilfsenergie (Strom): 29,2 Cent/kWh
- Einspeisevergütung: 9,03 Cent/kWh
- Kosten inklusive 16 % Mehrwertsteuer
- keine Zinsen oder Preissteigerung
- Lebensdauer: 20 Jahre

PVT-Wärmepumpenkollektoren erhalten in Deutschland keine Solarthermie-Förderung, werden aber als Wärmequelle gefördert: die Förderung bezieht sich nur auf den thermischen Bestandteil, nicht die Mehrkosten durch Photovoltaik.

3.1.4.1 Ergebnis Einfamilienhaus monoenergetisch

Bei der Berechnung für ein Einfamilienhaus wurde von folgenden Annahmen ausgegangen:

Tabelle 1: Annahmen für Wirtschaftlichkeitsvergleich Einfamilienhaus

Verbrauchsdaten
Gebäude: maximale Heizlast 4,2 kW, Jahreswärmebedarf 7.500 kWh/a, 165 m ² Wohnfläche
Fußbodenheizung: 40 / 35
Warmwasser: 2.500 kWh/a, zentrale WW-Versorgung
Allgemeinstrom: 3.000 kWh/a
Systeme
A: SOLINK, 18 m ² PVT-Fläche, modulierende Sole-/Wasser-Wärmepumpe (7,7 kW bei B0/W35)
C: Erdsonde, modulierende Sole-/Wasser-Wärmepumpe (7,7 kW bei B0/W35), 18 m ² PV-Fläche
D: modulierende Luft-/Wasser-Wärmepumpe (7,2 kW bei A2/W35), 18 m ² PV-Fläche

Die Materialkosten wurden für Waterkotte-Wärmepumpen ermittelt, die Montagekosten gemäß Angaben von Triple Solar. Bei den Fällen „SOLINK“ und „Erdsonde“ wurden jeweils die gleichen Sole-Wärmepumpen eingesetzt, auch wenn die Heizleistung bei SOLINK bei minimaler Sole-Temperatur geringer ist. Der Grund dafür ist, dass bei diesen geringen Heizleistungen die Auslegung nach der Warmwasserbereitung erfolgt.

Nachfolgend die Ergebnisse des Vergleichs:

Tabelle 2: Investitionskosten (Material, Montage) sowie Betriebskosten, der drei verglichenen EFH-Wärmepumpensysteme sowie des Systems mit Gasbrennwertkessel über 20 Jahre

Heizungssysteme		Gas-Brennwert	SOLINK	Erdsonde	Luft-Wärmepumpe
			EFH A	EFH C	EFH D
Investitionskosten					
Investitionssumme inkl. MwSt. und inkl. Fördermittel	€	12.000	21.056	22.655	14.420
Betriebsgebundene Kosten					
Summe	€/a	375,00	300,00	300,00	300,00
Verbrauchsgebundene Kosten					
Energiekosten Wärmeerzeuger (Öl/Gas/Strom)	€/a	700,33	473,54	372,71	564,46
Energiekosten Haushaltsstrom	€/a	874,65	536,97	531,80	560,65
Einspeisevergütung	€/a		-140,85	-121,82	-122,72
Gesamtkosten					
Jährliche Gesamtkosten	€/a	2.550	2.222	2.215	2.023
Gesamtkosten über Betrachtungszeitraum	€	51.000	44.449	44.309	40.468

Für das SOLINK-System und das Erdsonden-System ergibt sich praktisch die gleiche Wirtschaftlichkeit. Die Luftwärmepumpe hat dagegen gegenüber SOLINK und Erdsonde etwas (9 %) geringere jährliche Gesamtkosten, d. h. im Betrachtungszeitraum und unter den obigen Annahmen (insbesondere keine Preissteigerung) ist dieses System etwas wirtschaftlicher.

Die Gasheizung ist bei den aktuellen Förderbedingungen auch ohne Preissteigerung und CO₂-Abgabe am unwirtschaftlichsten.

3.1.4.2 Ergebnis Mehrfamilienhaus monoenergetisch

Für ein Mehrfamilienhaus wurden folgende Annahmen angesetzt:

Tabelle 3: Annahmen für Wirtschaftlichkeitsvergleich Mehrfamilienhaus

Verbrauchsdaten
Gebäude: maximale Heizlast 28 kW, Jahreswärmebedarf 50.400 kWh/a, 800 m ² Wohnfläche
Radiatorenheizung: 40 / 35
Warmwasser: 22.200 kWh/a, dezentrale Frischwasserstationen
Allgemeinstrom: 6.000 kWh/a
Systeme
A: SOLINK, 95 m ² PVT-Fläche, 2-stufige Wärmepumpe (42,4 kW bei B0/W35)
C: Erdsonde, 2-stufige Sole-/Wasser-Wärmepumpe (34,1 kW bei B0/W35), 95 m ² PV-Fläche
D: 2-stufige Luft-/Wasser-Wärmepumpe (47,2 kW bei A2/W35), 95 m ² PV-Fläche

Nachfolgend die Ergebnisse des Vergleichs:

Tabelle 4: Investitionskosten (Material, Montage) sowie Betriebskosten, der drei verglichenen MFH-Wärmepumpensysteme sowie des Systems mit Gasbrennwertkessel über 20 Jahre

Heizungssysteme		Gas-Brennwert	Solink	Ersonde	Luft-Wärmepumpe
			MFH A	MFH C	MFH D
Investitionskosten					
Investitionssumme inkl. MwSt. und inkl. Fördermittel	€	25.000	67.515	65.941	59.138
Betriebsgebundene Kosten					
Summe	€/a	675,00	1.200,00	1.200,00	1.000,00
Verbrauchsgebundene Kosten					
Energiekosten Wärmeerzeuger (Öl/Gas/Strom)	€/a	4926,95	3198,12	3051,72	4337,40
Energiekosten Haushaltsstrom	€/a	1.749,30	1.124,22	1.125,38	1.095,35
Einspeisevergütung	€/a		-1.171,46	-1.146,36	-1.187,99
Gesamtkosten					
Jährliche Gesamtkosten	€/a	8.601	7.727	7.528	8.202
Gesamtkosten über Betrachtungszeitraum	€	172.025	154.532	150.556	164.033

In der Rechnung für Mehrfamilienhäuser sind die Verhältnisse etwas anders als bei Einfamilienhaus: Das Erdsondensystem ist etwas wirtschaftlicher gegenüber SOLINK. Das kommt daher, dass eine kleinere Wärmepumpe eingesetzt werden kann (B0 = 34,1 kW). Bei SOLINK geht die Auslegung von dem tiefsten Punkt bei B-15 aus, was eine etwas leistungsstärkere Wärmepumpe mit entsprechend höheren Kosten erfordert.

Dagegen ist das SOLINK-System gegenüber einer Luftwärmepumpe wirtschaftlicher. Auch hier ist die Gas-Brennwert-Heizung die unwirtschaftlichste Lösung.

3.1.4.3 Ergebnis Mehrfamilienhaus Gebäudebestand mit Gas-Hybridsystem

Im Unterschied zu den obigen Annahmen für das Mehrfamilienhaus wurde ein Radiatoren-Heizkreis angenommen mit Vorlauftemperaturen 60/40. Hier die Ergebnisse dieses Vergleichs:

Tabelle 5: Annahmen für Wirtschaftlichkeitsvergleich Mehrfamilienhaus mit höheren Systemtemperaturen

Verbrauchsdaten
Gebäude: maximale Heizlast 28 kW, Jahreswärmebedarf 50.400 kWh/a, 800 m ² Wohnfläche
Heizung: 60 / 40
Warmwasser: 22.200 kWh/a, dezentrale Frischwasserstationen
Allgemeinstrom: 6.000 kWh/a
Systeme
A: SOLINK, 95 m ² PVT-Fläche, 2-stufige Wärmepumpe (42,4 kW bei B0/W35)
B SOLINK, 56 m ² PVT-Fläche, 2-stufige Wärmepumpe (21,1 kW bei B0/W35) und Gas-Brennwertkessel (28 kW)
C: Erdsonde, 2-stufige Sole-/Wasser-Wärmepumpe (34,1 kW bei B0/W35), 95 m ² PV-Fläche
D: 2-stufige Luft-/Wasser-Wärmepumpe (47,2 kW bei A2/W35), 95 m ² PV-Fläche

Nachfolgend die Ergebnisse des Vergleichs:

Tabelle 6: Investitionskosten (Material, Montage) sowie Betriebskosten der drei verglichenen MFH-Wärmepumpensysteme sowie des System mit Gasbrennwertkessel über 20 Jahre

Heizungssysteme		Gas-Brennwert	Solink	Solink mit Gas-Brennwert	Ersonde	Luft-Wärmepumpe
			MFH A	MFH B	MFH C	MFH D
Investitionskosten						
Investitionssumme inkl. MwSt. und inkl. Fördermittel	€	25.000	67.515	61.956	65.941	59.138
Betriebsgebundene Kosten						
Summe p.a.	€	675,00 2,7%	1.200,00 1,8%	1.475,00 2,4%	1.200,00 1,8%	1.000,00 1,7%
Verbrauchsgebundene Kosten						
Energiekosten Wärmeerzeuger (Öl/Gas/Strom)	€/a	5444,23	4211,25	3949,07	3819,60	4965,70
Energiekosten Haushaltsstrom	€/a	1.749,30	1.124,22	1.226,26	1.125,38	1.095,35
Einspeisevergütung	€/a		-1.232,41	-608,35	-1.194,58	-1.221,49
Gesamtkosten						
Jährliche Gesamtkosten	€/a	9.119	8.679	9.140	8.247	8.796
Gesamtkosten über Betrachtungszeitraum	€	182.371	173.576	182.796	164.949	175.929

In der Rechnung für Mehrfamilienhäuser mit höheren Systemtemperaturen (60/40) sind die Verhältnisse für die monovalenten Anlagen ähnlich wie im Vergleich zum Mehrfamilienhaus mit tieferen Systemtemperaturen (40/35). Das bivalente System (Wärmepumpe und Gas-Brennwert) hat die schlechteste Wirtschaftlichkeit, was daran liegt, dass dieses System nur mit 30 % statt 45 % gegenüber den anderen Systemen gefördert wird.

Grundsätzlich, insbesondere auch bei höheren Heizkreisvorlauftemperaturen, führt dieses System zu einer guten Wirtschaftlichkeit. Die Wärmepumpe und Kollektorfläche müssen nur für eine Teillast, typisch 50 % der Heizlast, ausgelegt werden und decken damit aber 80 % des jährlichen Wärmebedarfs ab. Insbesondere für die Sanierung in zwei Stufen stellt das eine interessante Option dar: Zunächst Installation einer SOLINK-Wärmepumpe kombiniert mit dem ggf. noch funktionierenden Gaskessel und dadurch Reduktion des Gasverbrauchs um 80 %, im zweiten Schritt kann die Sanierung der Gebäudehülle erfolgen mit Verringerung des Wärmebedarfs und der notwendigen Vorlauftemperaturen, so dass die SOLINK-Wärmepumpe die komplette Heizung übernehmen kann.

Über diese Ergebnisse hinaus wurde für unterschiedliche Systemvarianten die Wirtschaftlichkeit untersucht, z. B. in Bezug auf ein leistungsfähigeres PV-Modul oder den Nutzen eines Eisspeichers, siehe hierzu Abschnitt 3.8.3.

3.1.5 Zusammenarbeit mit dem ISFH im Rahmen vom Projekt Twinpower

Mit dem ISFH wurde der Testaufbau für ein Solarfeld mit 9 SOLINK-Kollektoren und im Vergleich dazu 9 bei SOLINK verwendeten PV-Laminaten vorbereitet, unterstützt und das Material geliefert. Weiterhin wurde der Test für Heiz- und Kühlbetrieb in Verbindung mit einer Wärmepumpe, einem Consolar-Ergänzungsregler und weiteren Komponenten in der Planung und Materialbeschaffung unterstützt. Ein Projekttreffen wurde zusammen mit Kollegen vom ISFH organisiert.

Diese Arbeiten wurden am ISFH im Rahmen des Projekts TwinPower durchgeführt. Ergebnisse dazu wurden in zum Teil gemeinsamen Veröffentlichungen oder Vorträgen präsentiert [Lam19], [Lit 2020]. Weitere Ergebnisse werden dem Abschlussbericht des Projekts Twinpower zu entnehmen sein, der bis Ende 2020 ausgearbeitet sein wird.

3.1.6 Teilnahme an der IEA Task 60

Die Aktivitäten der SHC Task 60 PVT Systems im Rahmen des Solar Heating and Cooling Programme der IEA wurden über den Projektzeitraum mitverfolgt und teilweise mitgestaltet. Das IGTE profitierte vom wissenschaftlichen Austausch u.a. durch die Teilnahme an internationalen Arbeitstreffen, Consolar lieferte einen Vortrags-Beitrag am PVT Workshop 2018 in Freiburg; die SOLINK Feldtestanlage 1 wurde in den Bericht „Existing PVT systems and solutions“ (subtask A) mit aufgenommen.

3.2 Systemintegration

3.2.1 Wärmepumpen für PVT-Kollektoren als alleinige Wärmequelle

Innovative fortschrittliche Heizsysteme verzeichnen heute nur eine geringe Marktdurchdringung. Neben oftmals zu hohen Kosten ist ein wichtiger Grund hierfür die zunehmende Komplexität und Vielfalt von Lösungen. Installationsunternehmen und Planer konzentrieren sich aus Zeit- und Sicherheitsgründen oftmals auf Produkte und Fabrikate, die sie kennen und mit denen sie bereits gute Erfahrung gemacht haben. In diesem Projekt wurde daher der Ansatz verfolgt, dass Planer und Heizungsbauer ein hocheffizientes System mit marktgängigen Wärmeerzeugern realisieren können ohne hierfür selbst eine aufwändige regelungstechnische Verschaltung mit einem unbekanntem Regler planen und aufbauen zu müssen.

Das PVT-Wärmepumpensystem sollte daher sehr einfach und sicher zu planen und installieren sein. Um eine große Verbreitung zu ermöglichen, sollte die Einheit für die Verwendung unterschiedlicher Wärmepumpenfabrikate geeignet sein.

Die im Projektteil 1 durchgeführte erste Recherche nach geeigneten Wärmepumpenmodellen wurde im Projektteil 2 kontinuierlich durch Anfragen, Gespräche und Treffen mit Wärmepumpenherstellern sowie durch die Realisierung von Testanlagen mit unterschiedlichen Fabrikaten aktualisiert.

Zentrale Anforderung an Sole-Wärmepumpen mit PVT-Kollektoren als alleinige Wärmequelle ist die Eignung für tiefe Sole-Temperaturen. Ab einer zulässigen Mindesteintrittstemperatur von -15 °C kann mit den SOLINK-Kollektoren in Klimaregionen mit minimalen Außentemperaturen von -12 °C praktisch der vollständige Wärmebedarf ohne zweiten Wärmeerzeuger oder Elektroheizstab abgedeckt werden. In milderer Regionen sind auch etwas höhere zulässige Mindesteintrittstemperaturen möglich.

Üblich sind bei Sole-Wärmepumpen minimale Soleeintrittstemperaturen von -5 °C . Aktuell bieten Waterkotte, ecoforest, M-Tec und Hautec Sole-Wärmepumpen an, die für Sole-Eintrittstemperaturen bis -15 °C und tiefer zugelassen sind. CTA arbeitet an einer Wärmepumpe mit -15 °C Eintrittstemperatur. Weitere Wärmepumpenhersteller wie NIBE, Alpha-Innotec, Dimplex, Vaillant und Viessmann bieten Wärmepumpen für Eintrittstemperaturen bis $-8\text{ ... }-10\text{ °C}$ an.

Im Rahmen des Projekts wurden Anlagen realisiert mit Waterkotte, Hautec, CTA, Dimplex; vorbereitet wurden Pilotanlagen mit ecoforest und Vaillant, die Realisierung erfolgt erst nach Projektende. Vom Projektpartner Triple Solar wurden PVT-Systeme mit weiteren Herstellern realisiert wie NIBE, Alpha-Innotec, Vaillant und ecoforest.

Besonders vorteilhaft sind Wärmepumpen mit Leistungsregelung, aus zwei Gründen: Eine einstufige Wärmepumpe, die für die maximale Heizlast ausgelegt ist, liefert bei höheren Umgebungstemperaturen bis zu einem Vielfachen der benötigten Heizleistung, so dass die Wärmepumpe nur kurze Zeit läuft, taktet, und in dieser Zeit der Temperaturabfall am Kollektor, im Verdampfer und ggf. im Wärmeübertrager eines Warmwasserspeichers größer ist als bei angepasster Leistung. Weiterhin ermöglicht ein modulierender Betrieb die Anpassung der elektrischen Leistungsaufnahme der Wärmepumpe an den aktuellen PV-Stromertrag. Die Simulationsuntersuchungen in Abschnitt 3.8.3.2 zeigen das Potential der Stromeinsparung (Netzbezug), das sich hieraus ergibt: In den Sommermonaten kann damit der Netzstrombezug auf nahezu Null reduziert werden, im Jahresmittel wird er um etwa 10 % gegenüber einer unregelmäßig betriebenen Wärmepumpe mit Lastverschiebung verringert. Um den gleichen Wert der $SJAZ_{PVT}$ zu erreichen wie mit einer einstufigen Wärmepumpe, kann im Beispiel die Kollektorfläche um etwa ein Drittel reduziert werden.

3.2.2 Regelungs- und Hydraulikkonzept

Um SOLINK-Kollektoren mit einer Sole-Wärmepumpe betreiben zu können, sind folgende Vorkehrungen nötig:

- Begrenzung der Sole-Eintrittstemperatur auf die für die Wärmepumpe maximal zulässige, insbesondere beim Anlagenstart im Sommer.
- Vorkehrung zu Enteisen und Schneeabrutschen. Beide Effekte (Eis und Schnee) wurden im Rahmen des Projekts untersucht, siehe Abschnitt 3.4.4.4. Dabei zeigte sich, dass die Enteisungsfunktion nicht nötig ist und in Regionen mit wenigen Schneetagen im Jahr auf diese Funktion verzichtet werden kann.

Abbildung 2 zeigt als Beispiel das Hydraulikschema einer SOLINK-Anlage mit Dreiwegmischventil im Solekreis zur Temperaturbegrenzung. Der Kombispeicher ermöglicht die Verlängerung der Wärmepumpenlauf- und -stillstandszeiten, kann zur Lastverschiebung (Energiemanagement) genutzt werden und dient als Wärmereservoir für Schneeabrutschen oder Enteisung. Über den Wärmeübertrager kann der Kombispeicher in den Sommermonaten auch direkt von den SOLINK-Kollektoren vorgewärmt werden, allerdings ist der Nutzen vergleichsweise gering.

Grundsätzlich sind, falls auf diese Funktionen verzichtet werden kann, auch einfachere Verschaltungen z. B. nur mit Warmwasserspeicher und ohne Heizungspuffer möglich, siehe Abbildung 3.

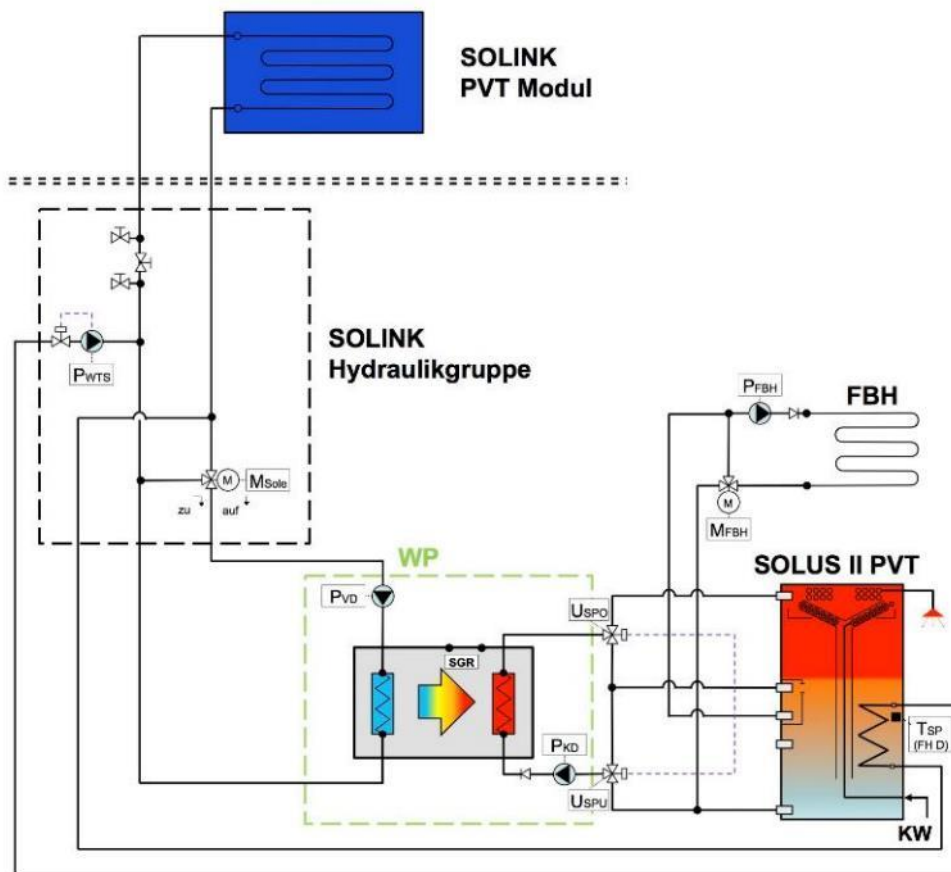


Abbildung 2: Hydraulikschema einer SOLINK-Anlage mit Dreiwegmischventil M_{Sole} zur Eintrittstemperaturbegrenzung an der Wärmepumpe und Anschlüssen an einen Wärmeübertrager im unteren Bereich des Kombispeichers für die Schneeabrutsch- und Enteisungsfunktion. Die dafür notwendigen Armaturen sind Bestandteil der SOLINK-Hydraulikgruppe, siehe Abschnitt 3.6.3.

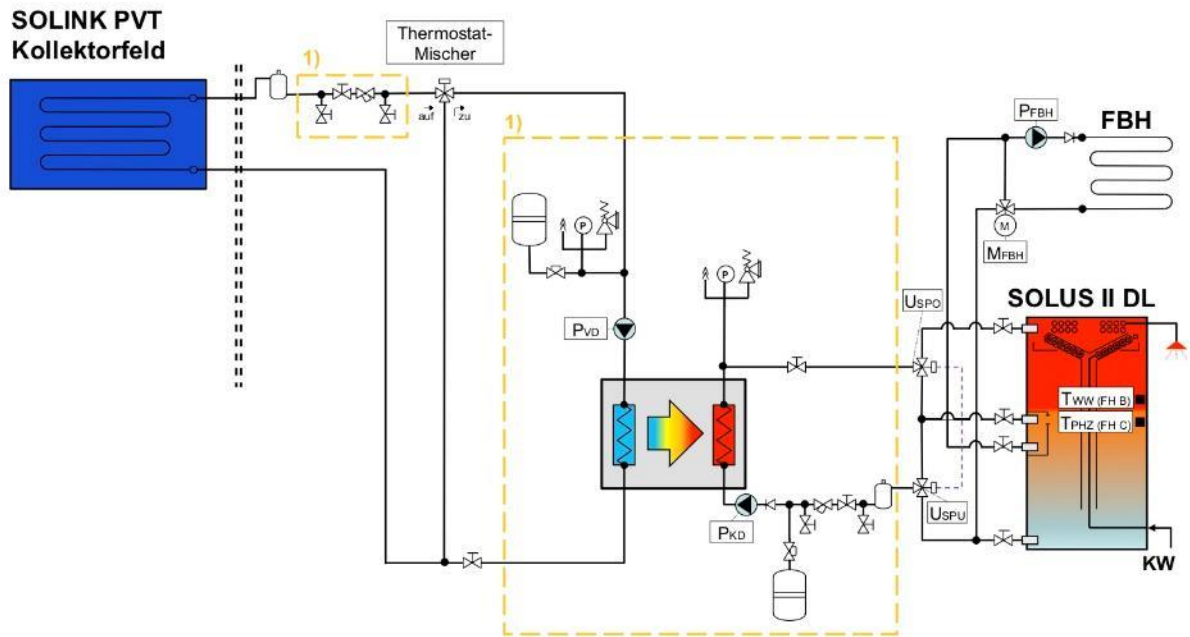


Abbildung 3: Hydraulikschema einer SOLINK-Anlage mit thermostatischem Mischventil und allen notwendigen Armaturen. 1) = Typischer Lieferumfang des Wärmepumpenanbieters

Darüber hinaus wurden zahlreiche weitere Hydraulikvarianten und die dafür nötigen Regellogiken ausgearbeitet, u. a.:

- mit Eisspeicher statt Mischventil
- mit Gaskessel als Hybridsystem insbesondere für Bestandsgebäude
- gekoppelt mit einem Erdreich-Wärmeübertrager
- gekoppelt mit kalter Nahwärme
- Verschaltungen zur Kühlung

Diese Systemanwendungen und die dafür entwickelten Funktionen werden weiter unten beschrieben.

Zur für den Installateur einfachen Realisierung der beiden Funktionen Temperaturbegrenzung und Enteisung wurde eine vorgefertigte Hydraulikgruppe in zwei Größen zusammen mit einem Hersteller von Armaturen und Pumpengruppen entwickelt, siehe Abschnitt 3.6.

3.2.3 Speicheranpassung für Enteisung / Schneeantauen

Auf der Basis des SOLUS-Kombispeichers wurde eine Bauart in 800 und 1000 l entwickelt, die einen für Wärmeentzug geeigneten Glatrohr-WT im unteren Bereich enthält (Schneeabrutschen, Enteisung, Rückkühlen). Der standardmäßig in SOLUS-Speichern eingebaute Schichten-Solar-Wärmeübertrager ist für den Wärmeentzug ungünstig, siehe Abschnitt 3.8.3.9 und 3.11.

Die Dimensionierung bzw. Ermittlung der maximal möglichen Feldgröße für Enteisung und Schneeabrutschen erfolgte auf Basis der Ergebnisse am Testfeld des IGTE sowie der zweiten vom IGTE messtechnisch überwachten Feldtestanlage. Der eingebaute Glatrohr-Wärmeübertrager und die Puffervolumina in beiden Speichern sind ausreichend für bis zu 14 SOLINK-Kollektoren.

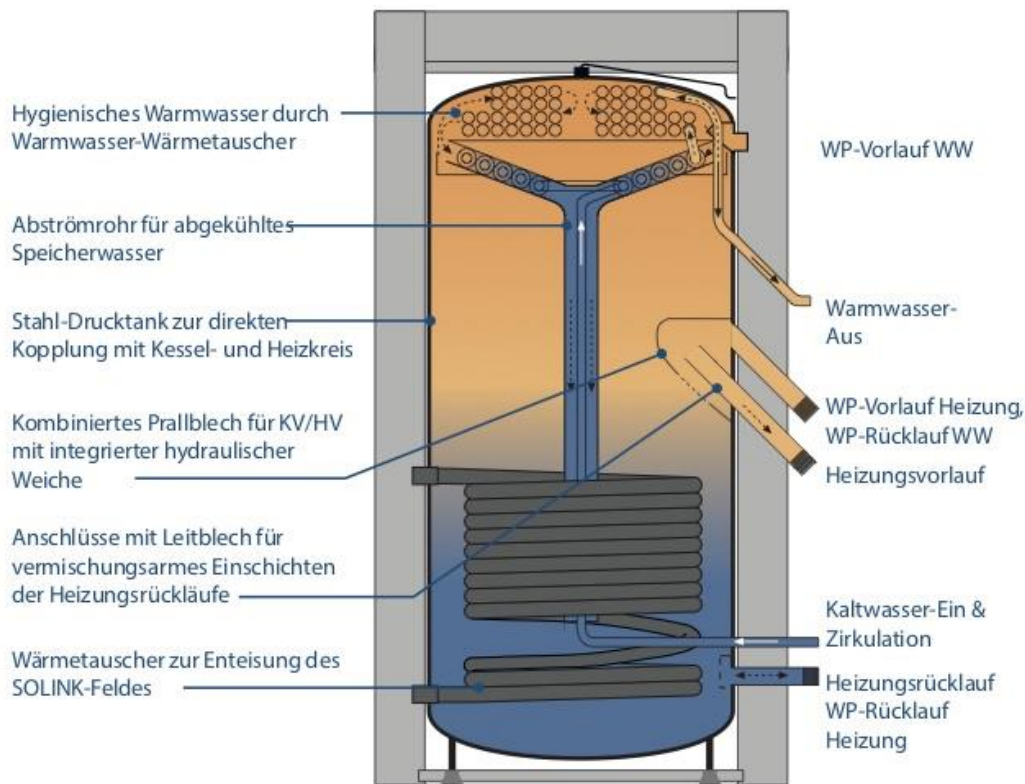


Abbildung 4: SOLUS-Kombispeicher mit integriertem Glattrohr-Wärmeübertrager zum Wärmeentzug für Schneentauen, Enteisung und Rückkühlen (Gebäudekühlen) sowie zur solaren Direktbelastung

3.2.1 Alternatives Frostschutzmittel

In Sole-Wärmepumpen wird üblicherweise Ethylenglykol als Frostschutzmittel eingesetzt. Im Vergleich zu dem bei Solarthermie-Anlagen verwendeten Propylenglykol zeichnet es sich durch eine geringere Zähigkeit bei tiefen Temperaturen aus. Aus diesem Grund eignet es sich auch für SOLINK-Wärmepumpensysteme. Ethylenglykol ist oral toxisch, weist aber eine gute biologische Abbaubarkeit auf, vergleichbar mit der von Propylenglykol [Klo07]. Es müssen daher an der Anlage Vorkehrungen getroffen werden, dass die Frostschutzflüssigkeit nicht z. B. von Kindern eingenommen werden kann, d. h. insbesondere, dass die Ableitung vom Sicherheitsventil in einen gesicherten Kanister geführt wird.

Eine Recherche nach nichttoxischem Frostschutzmittel als Alternative zu Ethylenglykol wurde durchgeführt. Ethanol wird in Konzentrationen bis 20 % (Frostschutz ca. $-8\text{ }^{\circ}\text{C}$) für Erdsonden-Wärmepumpen eingesetzt. Der Vorteil gegenüber Ethylenglykol ist eine höhere Wärmekapazität, was die Durchflussrate in der Sonde und somit den Strombedarf der Umwälzpumpe deutlich senkt. Zudem ist Ethanol ein natürliches Produkt aus nachwachsenden Rohstoffen, welches laut Herstellerangaben umweltneutral ist.

Für SOLINK-Systeme ist eine höhere Konzentration erforderlich. Eine Mischung mit 47 % und Frostschutz bis $-31\text{ }^{\circ}\text{C}$ wird in der Schweiz von Alcosuisse angeboten. Auf Fragen wie Brandschutz, Vorschriften für Lagerung und Transport wurde allerdings keine klare Antwort gegeben, letztendlich erfolgte eine Absage. Es ist aber davon auszugehen, dass ein normaler Einsatz an Brandschutzvorschriften scheitern wird.

3.3 PVT-Kollektor

3.3.1 Konstruktionsoptimierung

Aufbauend auf dem Prototypenaufbau von Projektteil 1 wurde die Konstruktion in mehreren Schritten überarbeitet und optimiert. Neben Maßnahmen zur Verbesserung der Montagefreundlichkeit und Erfüllung der Statikanforderung (siehe auch Abschnitt 3.4.2) wurden Endprofile und Kunststoffecken entwickelt, um zum einen zusätzlich zur Verklebung eine mechanische Verbindung zwischen PV-Modul und Wärmeübertrager sicher zu stellen, zum anderen das Einschleiben von Blechen zur Dachintegration zu ermöglichen (siehe Abschnitt 3.4.3) und das Design zu verbessern.

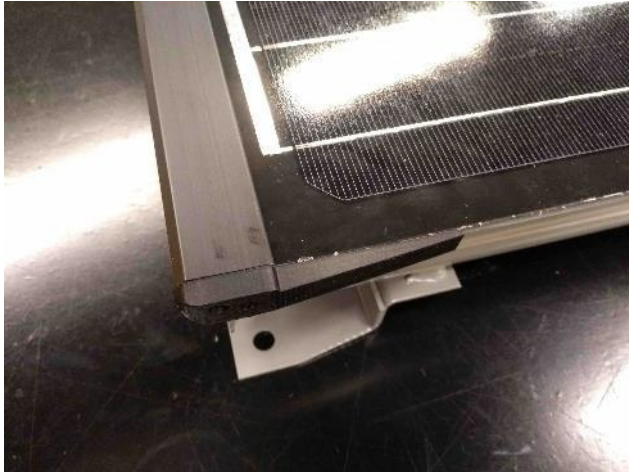


Abbildung 5: Endprofil mit Kunststoffecke des SOLINK-Kollektors

Darüber hinaus wurden neue größere Änderungen im Design des Lamellen-Wärmeübertragers untersucht sowie ein grundsätzlich neuer Wärmeübertrageransatz auf Kunststoffbasis.

3.3.1.1 Lamellen-Wärmeübertrager

Zum einen wurde versucht, den Wärmeübertrager mit größerem Lamellenabstand (12 mm statt 10 mm) zu produzieren. Dieser Abstand ließ sich allerdings nicht zuverlässig herstellen. Ziel war hier, die Materialkosten zu reduzieren ohne deswegen unbedingt das Wärmeübertragungsvermögen zu verringern, da die verbesserte freie Konvektion die reduzierte Fläche ausgleichen könnte.

Weiterhin wurde die Konstruktion für Lamellen mit geringerer Höhe (35 mm statt 50 mm) überarbeitet, auch hier mit dem Ziel der Materialkostenreduzierung, der Senkung der Transportkosten (mehr Kollektoren pro Stellfläche) sowie ggf. einer besserer Feldkombination mit PV-Modulen.

Kollektoren mit diesem Design wurden produziert und einem weiteren Test gemäß Solar Keymark-Prozedur unterzogen, siehe Abschnitt 3.3.3.

Der Vergleich der Leistungsdaten der beiden Bauarten (50 und 35 mm Lamellenhöhe) zeigt fast identische Ergebnisse (vermutlich im Rahmen der Messgenauigkeit). Da diese Ergebnisse erst zu Projektende vorlagen, muss noch evaluiert und entschieden werden, ob in Zukunft auf diese Bauart umgestellt werden soll oder ob noch weitere vorgelagerte Tests (z. B. Vereisung) nötig sind.

Weiterhin wurde eine breite internationale Recherche nach und Anfrage bei Herstellern von Lamellen-Wärmeübertragern durchgeführt. Ziel der Recherche war, Anbieter für möglichst baugleiche Lamellen-Wärmeübertrager zu finden, u. a. um das Ausfallrisiko bei einem Produzenten zu reduzieren. Die Auswahl an Anbietern die einen Lamellenabstand ≥ 10 mm produzieren können, ist begrenzt. Im Rahmen der Recherche wurde ein zweiter Hersteller mit ähnlichen Lamellen-Maßmöglichkeiten gefunden. Hier wurde gegen Projektende ein Muster angefertigt. Die Evaluation erfolgt nach Projektende.

3.3.1.2 Kapillarrohr-Wärmeübertrager

Als Alternative zum Lamellen-Wärmeübertrager wurde ein Konzept mit Kunststoff-Kapillarrohr-Wärmeübertragern untersucht. Das Konzept stammt von Consolar, ein Schutzrecht wurde hierzu am 4.6.2016 angemeldet. Wie beim Lamellen-Wärmeübertrager ist die Zielsetzung, einen hohen Wärmeübergang zur Luft zu erreichen. Das wird dadurch erreicht, dass ein Teil einer Kapillarrohrmatte mit gutem Kontakt auf die Rückseite eines PV-Moduls aufgebracht wird, der zweite Teil dagegen in Ab-

stand dazu in der Luft verläuft. Die Flüssigkeit durchströmt zuerst den Teil der Röhren, die als Luft-Wärmeübertrager fungieren und nehmen danach noch Abwärme vom PV-Modul auf. Ähnlich wie beim Lamellen-Wärmeübertrager wird auch hier erreicht, dass die Vereisungseffekte am PV-Modul deutlich reduziert werden gegenüber einem herkömmlichen Aufbau ohne den Luft-Wärmeübertrager.

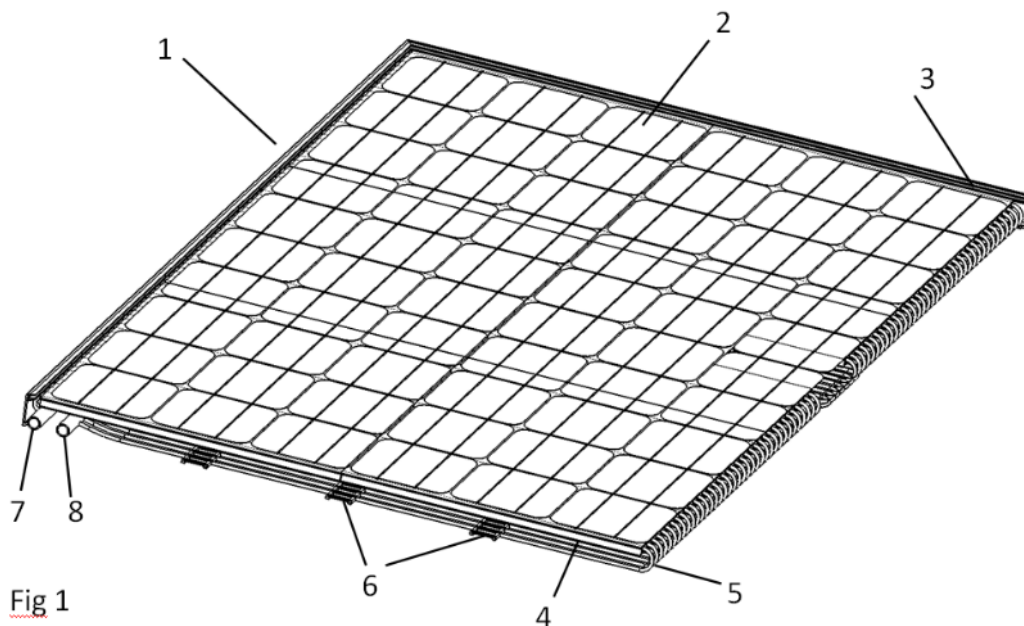


Abbildung 6: PVT-Kollektor (1) mit Kapillarrohrmatte als Wärmeübertrager, sowohl zum PV-Modul als auch zur Luft: 2: Photovoltaikmodul, 3: Modulrahmen in der Darstellung (rechts und vorne weg gelassen), 4: Struktur zur Aufnahme der Kapillarröhren, 5: Kapillarröhren, 6: Abstandshalter für Kapillarröhren, 7 + 8: Sammlerrohr

Weiterhin ermöglicht das Konzept, den PVT-Kollektor schaltbar zu machen:

Die Kapillarrohrmatte besteht in diesem Fall aus einem Sammlerrohr auf der einen Seite und zwei Sammlerrohren auf der anderen, siehe Abbildung 7. Mithilfe eines Umschaltventils können unterschiedliche Durchströmungen realisiert werden. So kann beispielsweise wahlweise das Wärmeträgermedium zuerst durch die in der Luft verlaufenden Röhren strömen (Mediumtemperatur < Umgebungslufttemperatur) bevor es durch die im Kontakt mit dem Modul sich befindenden Röhren strömt, oder es kann nur durch letztgenannte Röhren strömen, wodurch die Wärmeübertragung zur Luft reduziert wird (Mediums- und PVT-Modultemperatur > Umgebungslufttemperatur). Eine andere mögliche Verschaltung ist, dass nur die durch die Luft verlaufenden Röhren durchströmt werden, wenn z. B. nachts die Module sich aufgrund des Strahlungsaustausches mit dem Himmel unter Umgebungstemperatur abkühlen. Diese Verschaltung ist auch interessant, wenn die PVT-Module in Kombination mit einer Wärmepumpe im Sommer zur Gebäudekühlung eingesetzt werden. Die von der Wärmepumpe durch die Gebäudekühlung produzierte Abwärme kann dann über die durch die Luft verlaufenden Röhren abgegeben werden, auch wenn die PVT-Module selbst wärmer sind als die Temperatur des Wärmeträgermediums. Das Umschaltventil kann für das gesamte PVT-Kollektorfeld wirken, so dass der Aufwand für diese Art der Umschaltung begrenzt ist.

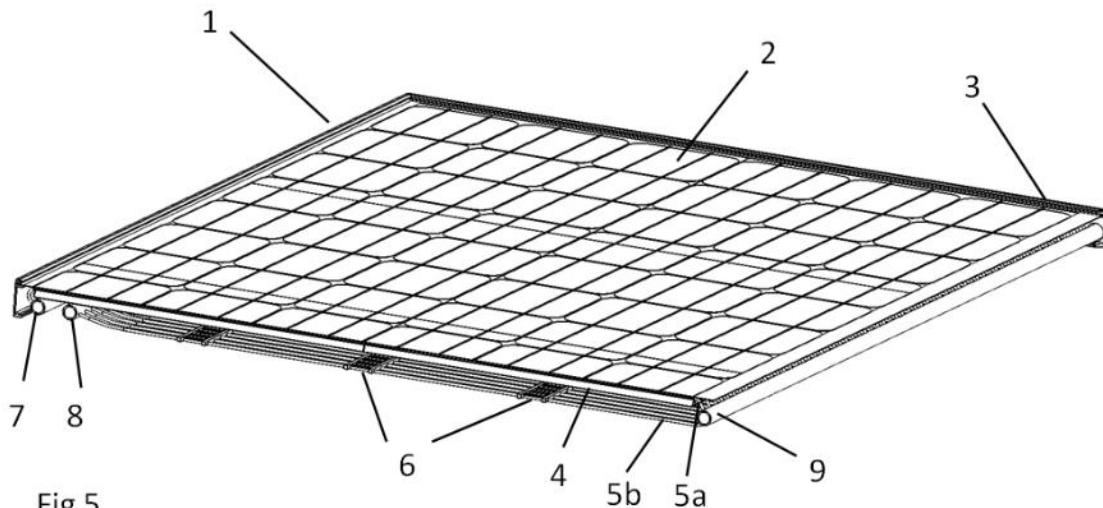


Fig 5

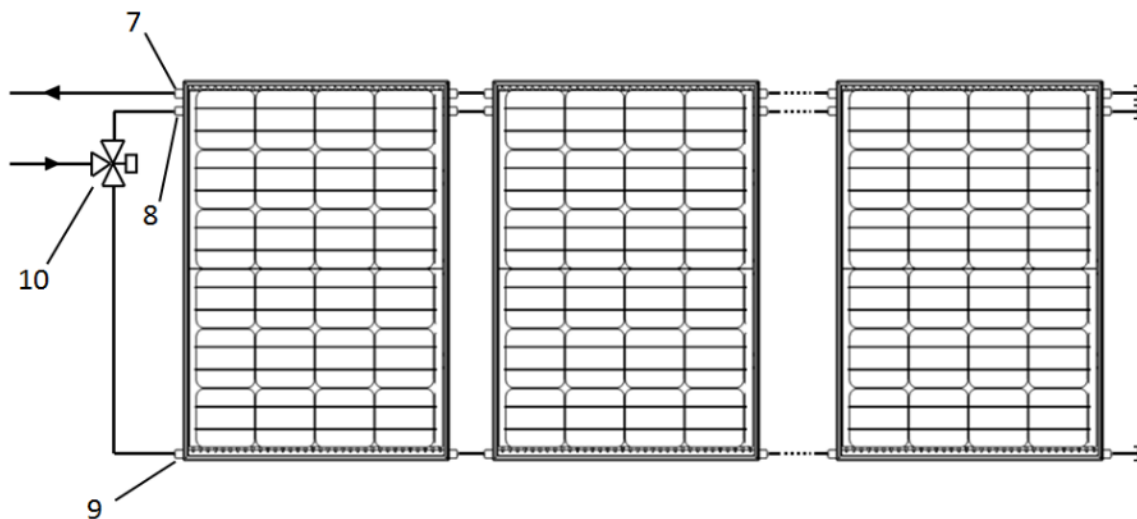


Fig 6

Abbildung 7: PVT-Kollektor (1) mit zweiteiliger, über das Umschaltventil 10 schaltbarer Kapillarrohrmatte als Wärmeübertrager (9: drittes Sammlerrohr)

Um die Kapillarrohrmatte auf der Rückseite der PV-Module zu fixieren, wurde die Möglichkeit untersucht, das PV-Modul als Glas-Glas Modul zu realisieren, wobei die Unterseite als profiliertes Glas realisiert wird, in deren Nuten die Kapillarrohrchen eingedrückt sind.

Die Prüfung der Fertigungsmöglichkeiten ergab folgende Ergebnisse: Profilierte Glasplatten können grundsätzlich hergestellt werden, allerdings mit Nuten ohne Hinterschnitt. Die Nuten im Glas müssen daher etwas schmaler als der Durchmesser der Kapillarrohrchen sein, so dass sie dort durch Reibung fixiert sind. Ein entsprechendes Formwerkzeug kostet über 40.000 - 50.000 €, der Hauptaufwand entsteht aber, wenn die Stückzahlen zu klein sind und der Glasprozess zum Umrüsten regelmäßig unterbrochen werden muss (je ca. 20.000 €). Das gleiche Problem besteht bei der Produktion der PV-Module.

Weitere Möglichkeiten wie das Klemmen der Röhrrchen in ein entsprechend geformtes extrudiertes oder im Rollverfahren hergestelltes Aluminiumprofil wurden untersucht, sind aber vermutlich zu teuer. Insbesondere bei extrudierten Profilen ist eine Mindestwandstärke > 1 mm nötig, was vermutlich zu einem zu hohen Materialeinsatz und Preis führen würde. Beim Rollformverfahren sind dagegen die Werkzeugkosten sehr hoch (bei einer Blechbreite von 100 – max. 150 mm: ca. 100 T€).

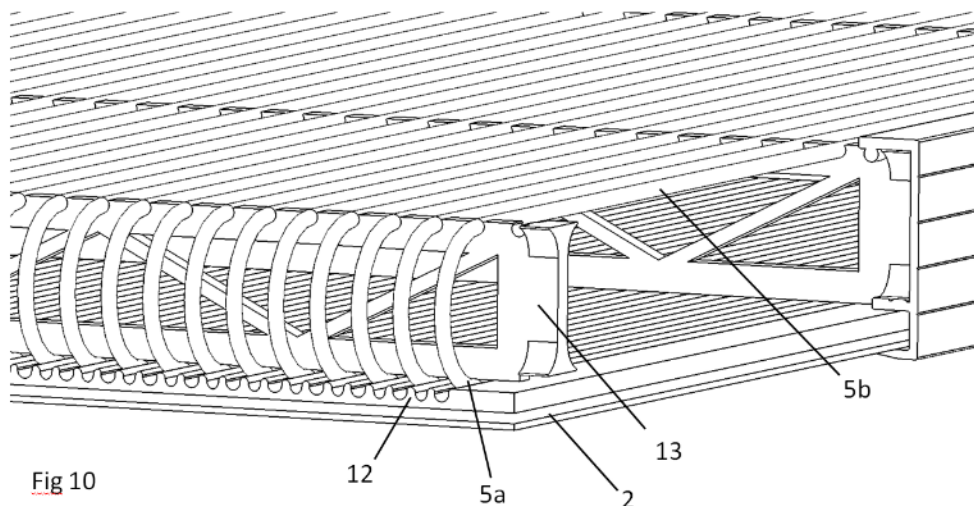


Abbildung 8: PVT-Kollektor (1) bei dem das PV-Modul auf der Rückseite eine profilierte Glasscheibe (12) aufweist, in deren Nuten die Kapillarröhrchen (5a) eingedrückt werden. 13: Abstandshalter zur Fixierung der Kapillarröhrchen auf beiden Seiten (5b: Röhrchen in direktem Luftkontakt).

Alternativ könnten die Kapillarröhrchen auf die Rückseite des PV-Moduls mit einem elastischen Kleber aufgeklebt werden. Grundsätzlich könnte der gleiche Klebprozess wie für den Lamellen-Wärmeübertrager angewandt werden. Es müssten hierzu Versuche durchgeführt werden, die insbesondere das Klebeverhalten mit dem Werkstoff der Kapillarrohrmatten (i. d. R. Polypropylen) und die Langzeitfestigkeit bei Temperaturschwankungen (stark unterschiedliche thermische Ausdehnung) beinhalten müssten.

Das Kapillarröhrchen-Konzept wurde mit einem Hersteller von Wärmeübertragern im Detail geprüft. Letztendlich wurde das Konzept aufgrund folgender Risiken nicht weiterverfolgt:

- Höhere Anforderungen und größeres Fehlerrisiko bzgl. vollständiger Entlüftung
- Beschädigungsgefahr durch Vögel oder Nagetiere – der Wärmeübertrager müsste durch ein Gitter geschützt werden, was die Kosten erhöht und ggf. die Wärmeübertragung verschlechtert
- Ggf. geringe Akzeptanz bei Installateuren wegen fragilem Erscheinungsbild

3.3.2 Komponentenauswahl, Aufbau Qualitätssicherung und Produktion

3.3.2.1 Qualitätssicherungsprozess

Im Rahmen des Projekts erfolgte der Aufbau eines QS-Systems für die Produktion im Werk von Triple Solar. Hierzu gehörten folgende Punkte:

- Genaue Spezifikation der Einsatzbereiche und Anforderungen an die einzelnen Komponenten, insbesondere: Wärmeübertrager, PV-Modul, Kleber, Kollektorverbinder, Panzerschläuche
- Erarbeiten und Abschließen von QS- und Gewährleistungsvereinbarungen mit den Lieferanten
- Ausarbeiten eines Kontroll- und Dokumentationsprozesses in der PVT-Produktion (Definition der Kontrollpunkte, Gewährleistung der Rückverfolgbarkeit etc.)

Der Qualitätsprozess wurde im Rahmen der Solar Keymark-Prüfung im Herbst 2018 erfolgreich auditiert und in den beiden Folgejahren laufend optimiert.

3.3.2.2 Beschichtung

Ein wichtiger Teil der Arbeiten in diesem Arbeitspaket lag in der Recherche und Prüfung von Erfahrungen und Testergebnissen sowie dafür geeigneten Anbietern von geeigneten Wetter-, UV- und korrosionsbeständigen Wärmeübertragerbeschichtungen.

Eine Erkenntnis ist, dass im Normalfall (keine korrosive Luft wie z. B. in Meeresnähe) unbeschichtete Wärmeübertrager (Cu-Rohre mit Alu-Lamellen) vermutlich ausreichend sicher sind. Dies zeigen sowohl Erfahrungen mit Wärmeübertragern von Luft-Wärmepumpen als auch der bisherige Zustand der im Winter 2016/17 in Lörrach sowie Amsterdam installierten ersten SOLINK-Prototypen, die keinerlei Zeichen von Korrosion aufweisen.

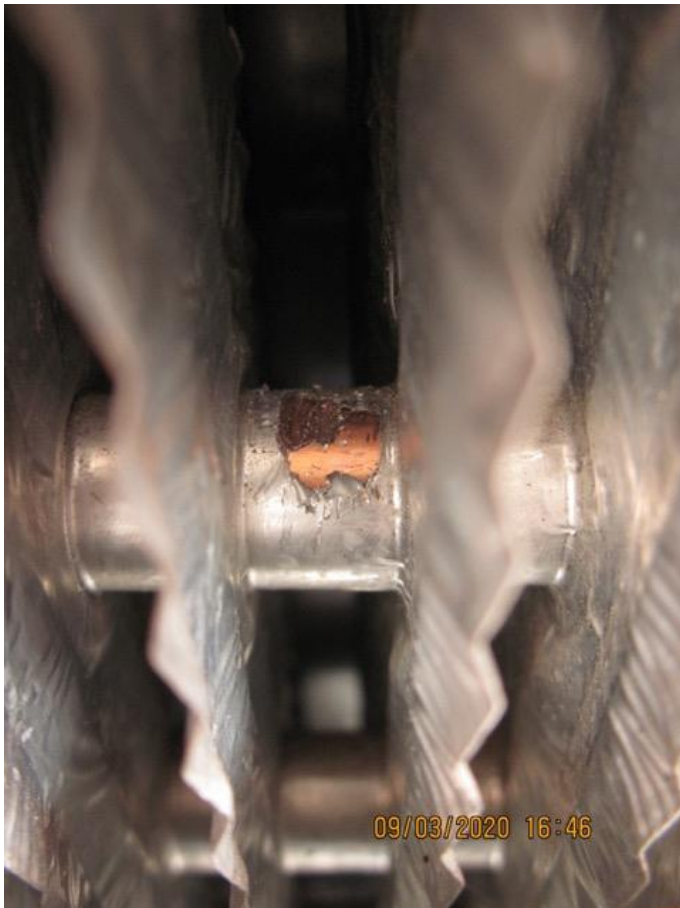


Abbildung 9: Kollektoren der Testanlage Lörrach von Dezember 2016: Aushalsung des Lamellen-Wärmeübertragers im März 2020 entfernt: das Kupferrohr darunter ist blank, d. h., an der Kontaktstelle gab es keine Korrosion. Auch an den von außen sichtbaren Stellen ist keine Korrosion festzustellen

Da aber andere Gebiete wie z. B. in Meeresnähe auch bedient werden sollen, ist eine Beschichtung nötig.

Unterschiedliche Beschichtungsverfahren wurden weltweit recherchiert und evaluiert:

1. Kataphorese
2. Tauchbadverfahren
3. Pulverbeschichtungen

Kataphoresebeschichtungen können einen hohen Korrosionsschutz bieten, sind aber i. d. R. nicht UV-beständig.

Nach einer längeren Recherche wurde ein Tauchbadverfahren eines australischen Anbieters gefunden, das laut der übermittelten Informationen einen sehr hohen Korrosionsschutz bei gleichzeitiger UV-Stabilität gewährleistet. Die Beschichtung erwies sich dann aber im dem am IGTE durchgeführten Salzsprühtest doch nicht ausreichend korrosionsbeständig, siehe Abschnitt 3.3.5.4.

Bei Pulverbeschichtungen hängt die Qualität neben dem gewählten Pulver sehr stark von der Prozessführung, insbesondere der Vorbehandlung ab. Das Label Qualicoat können Anbieter audierter Produkte und Prozesse für wetterbeständige Pulverbeschichtungen verwenden. Im Rahmen des Projekts wurden unterschiedliche Anbieter von Qualicoat-Beschichtungen geprüft.

Ideal bzgl. Kosten und vermiedenen Transporten ist eine Beschichtung, die direkt im Produktionswerk der Lamellen-Wärmeübertrager aufgebracht wird. Während der Projektlaufzeit wurde im Werk der SOLINK-Lamellen-Wärmeübertrager eine eigene Pulverbeschichtungsanlage aufgebaut und in Betrieb genommen. Es wurden dort Testmuster mit zwei verschiedenen Pulverbeschichtungen angefertigt: wetterbeständige Standard-Beschichtung und Qualicoat-Beschichtung, allerdings ohne zertifizierten Prozess. Die Ergebnisse des Salzsprühtests am IGTE zeigen, dass bzgl. UV- und Korrosionsbeständigkeit beide Beschichtungen geeignet sind, allerdings nur mit der Qualicoat-Beschichtung die ausreichende Haftung zur Verklebung mit dem PV-Modul erreicht wird.

3.3.2.3 Rationeller und sicherer Klebprozess für Wärmeübertragerstruktur an PV-Modul

Verschiedene Klebe-Alternativen wurden für die Verbindung Wärmeübertrager – PV-Modul recherchiert und mit/bei drei Herstellern geprüft. Der ausgewählte Kleber wurde in unterschiedlichen Tests erprobt, u. a. an unterschiedlich beschichteten Wärmeübertragerlamellen. Hierbei erwies sich die oben beschriebene Standard-Pulverbeschichtung des Wärmeübertragerherstellers aufgrund von bestimmten Additiven als ungeeignet, siehe auch Abschnitt 3.3.5.3. Die Verbindung zu anderen Beschichtungen und zur Rückseitfolie erwies sich dagegen in den durchgeführten Klimakammertests als sehr gut.

Abschließend wurde ein kompletter Kollektor im Rahmen eines Alterungstests mit UV- und Temperaturwechselbelastung am IGTE getestet, siehe Abschnitt 3.3.5.



Abbildung 10: Wärmeübertragerlamellen mit ausgewähltem Kleber auf Rückseite des PV-Moduls (unten) geklebt.

Im Werk von Triple Solar wurde eine Produktionslinie mit automatischem Kleberauftrag aufgebaut.



Abbildung 11: Fertigungsstraße für SOLINK-Kollektoren: Die PV-Module (vorne im Bild) durchlaufen einen Roboter, in dem der Kleber nach programmiertem Muster aufgetragen wird. Danach wird der Lamellen-Wärmeübertrager aufgesetzt.

3.3.3 Kollektorprüfung

Die Serientauglichkeit des Kollektors wurde in 2018 mit der erfolgreichen Leistungs- [IGTE19_1] und Zuverlässigkeits- und Dauerhaftigkeitsprüfung [IGTE19_2] nach ISO 9806:2013 [ISO17] sowie Werksaudit [IGTE19_3] gemäß Solar Keymark-Zertifizierung [DIN19] nachgewiesen. Während der Zuverlässigkeits- und Dauerhaftigkeitsprüfung wurden folgende Prüfungen erfolgreich durchgeführt:

- Innendruckprüfung der Wärmeträgerkanäle
- Prüfung der Hochtemperaturbeständigkeit
- Bestimmung der Norm-Stillstandstemperatur
- Freiland-Bewitterungsprüfung
- Prüfung mit schnellem inneren Temperaturwechsel
- Prüfung auf eindringendes Regenwasser
- Mechanische Belastung mit Über- und Unterdruck
- Schlagfestigkeitsprüfung mit Stahlkugel
- Endkontrolle

Das Modell und die Prüfergebnisse zur Charakterisierung der thermischen Leistungsfähigkeit sind in Abschnitt 3.3.4 beschrieben. Die dabei ermittelten Kennwerte zeigen ein im Vergleich zu anderen üblichen PVT-Kollektoren wesentlich höheres Wärmeübertragungsvermögen zur Umgebungsluft und auch eine erhöhte Windabhängigkeit [Lam19].

Für die Windverhältnisse in Würzburg wird bei frei aufgestellten SOLINK-PVT-Kollektoren im Mittel ein Wärmeübertragungsvermögen von ca. 35 – 50 W/(m² K) erreicht, wobei der Wert aufgrund des Windinflusses im Winter höher ist, was für viele Gebiete Deutschlands so zu erwarten ist. Dieser Effekt wirkt sich positiv auf die Gesamtsystemperformance aus, denn im Winter wird der größere Anteil der Wärme für den Wärmepumpenbetrieb über Wärmeentzug aus der Luft bereitgestellt.

Die ermittelten Kennwerte ermöglichen eine gute Effizienz des Gesamtsystems.

2019/20 wurde ein weiterer Leistungstest mit einem Kollektor durchgeführt, bei dem ein PV-Modul mit 380 Wp anstatt des bisher verwendeten 340 Wp PV-Moduls verarbeitet wurde. Die Ergebnisse sind in Tabelle 7 dargestellt.

3.3.4 Wärmeübertragergeometrie

Aufgrund der Komplexität der Wärmeübertragungsvorgänge mit Abhängigkeiten von Windgeschwindigkeit, -richtung, Aufständigungswinkel, Abstand vom Dach, Feldgröße und anderen Faktoren hätte eine physikalische Modellierung der Vorgänge für eine rechnerische Geometrieoptimierung den Rahmen des Projekts gesprengt. Auf der anderen Seite sind die Variationsfreiheiten durch fertigungstechnische Einschränkungen beim Lamellen-Wärmeübertrager beschränkt. Zunächst angestrebte Wärmeübertragergeometrien z. B. mit speziell angepassten Lochabständen für die Mäanderverrohrung hätten Investitionen im sechsstelligen Bereich erfordert. Zwei Wärmeübertragergeometrie-Varianten mit Optimierungspotential wurden als realisierbar definiert und sollten im Rahmen realer Leistungstests untersucht werden:

1. Variante 1 mit einem Lamellenabstand von 12 mm anstatt 10 mm zur Material- und somit Kosteneinsparung. Diese Variante konnte aus produktionstechnischen Gründen nicht realisiert werden.
2. Variante 2 mit einer Lamellenhöhe von 35 mm anstatt 50 mm. Auch hier standen Material- und Kosteneinsparung im Vordergrund. Zudem ist die damit verbundene Reduzierung der Bauhöhe vorteilhaft zur Verbindung mit konventionellen PV Modulen zu einem Feld da dann dieselbe Bauhöhe vorliegt.

Variante 2 wurde produziert und auf dem Außenprüfstand des IGTE einer Leistungsprüfung nach ISO 9806:2013 unterzogen. *Abbildung 12* zeigt den SOLINK PVT-Kollektor auf dem Prüfstand des IGTE der Universität Stuttgart.



Abbildung 12: Der SOLINK PVT-Kollektor mit 35 mm Lamellen auf dem Außenprüfstand des IGTE der Universität Stuttgart.

Die thermische Leistung des PVT-Kollektors wird nach ISO 9806:2013 mit folgender Gleichung beschrieben:

$$\frac{\dot{Q}}{A_G} = \eta_{0,b} K_b(\theta_L, \theta_T) G_b + \eta_{0,b} K_d G_d - c_6 u G - c_1 (\vartheta_m - \vartheta_a) - c_2 (\vartheta_m - \vartheta_a)^2 - c_3 u (\vartheta_m - \vartheta_a) + c_4 (E_L - \sigma T_a^4) - c_5 \frac{d\vartheta_m}{dt}$$

mit:

$$K_b(\theta_L, \theta_T) = K_b(\theta_L, 0) \cdot K_b(0, \theta_T)$$

- mit: $\eta_{0,b}$ Konversionsfaktor basierend auf der direkten Bestrahlungsstärke [-]
- ϑ_m Mittlere Fluidtemperatur als arithmetisches Mittel von Ein- und Austrittstemperatur [°C]
- u Windgeschwindigkeit in Kollektorebene [m/s]
- E_L Bestrahlungsstärke der Wärmestrahlung ($\lambda > 3 \mu\text{m}$) in Kollektorebene [W/m²]
- c_1 Wärmedurchgangskoeffizient bei $\vartheta_{fl,m} - \vartheta_{amb} = 0$ [W/(m²K)]
- c_2 Koeffizient zur Beschreibung der Temperaturabhängigkeit des Wärmedurchgangskoeffizienten [W/(m²K²)]
- c_3 Koeffizient zur Beschreibung der Windabhängigkeit des Wärmedurchgangskoeffizienten [J/(m³K)]
- c_4 Faktor zur Beschreibung der Strahlungsverluste des Kollektors [-]
- c_5 Effektive Wärmekapazität des Kollektors [J/(m²K)]
- c_6 Koeffizient zur Bestimmung der Windabhängigkeit der Kollektorleistung bei $\vartheta_m - \vartheta_a = 0$ [s/m]
- $d\vartheta_m/dt$ Zeitliche Änderung der mittleren Fluidtemperatur [K/s]
- $K_b(\theta_L, \theta_T)$ Einfallswinkelkorrekturvermögen für die direkte Bestrahlungsstärke [-]

θ_L	Einfallswinkel der direkten Bestrahlungsstärke in longitudinaler Richtung [°]
θ_T	Einfallswinkel der direkten Bestrahlungsstärke in transversaler Richtung [°]
K_d	Einfallswinkelkorrekturvermögen für die diffuse Bestrahlungsstärke [-]

In Tabelle 7 sind die Kennwerte zur Beschreibung der thermischen Leistungsfähigkeit der Ausgangsmessung zur Solar Keymark Prüfung (vgl. Abschnitt 3.3.3) mit 340 Wp PV-Modul und 50 mm Lamellenlänge, der Prüfung mit 380 Wp und 35 mm Lamellenlänge sowie einer weiteren Prüfung mit 380 Wp PV-Modul und 50 mm Lamellenlänge zusammengefasst.

Da ein Vergleich der Kennwerte keine sichere Aussage über die thermische Leistungsfähigkeit der beiden Varianten zulässt wurde für das SOLINK-Referenzsystem (vgl. Abschnitt 3.8.1) eine Systemsimulation in TRNSYS durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 8 zusammengefasst. Die Erhöhung des PV-Ertrags, des PV-Direktverbrauchs und der System-Jahresarbeitszahl $SJAZ_{PVT}$ sowie die Verringerung des Netzbezugs des Heizungssystems sind direkt auf die um 12 % erhöhte Leistung des PV-Moduls zurückzuführen. Die thermische Leistungsfähigkeit des PVT-Kollektors mit reduzierte Lamellenlänge (35 mm) bleibt innerhalb der Messgenauigkeit vergleichbar mit der Ursprungsmessung (50 mm).

Tabelle 7: Zusammenfassung der Kollektorkennwerte zur Beschreibung der thermischen Leistungsfähigkeit

Kennwert	Solar Keymark Messung (Bisol 340Wp) Lamellenlänge 50 mm	Messung (Bisol 380Wp) Lamellenlänge 35 mm	Messung (Bisol 380Wp) Lamellenlänge 50 mm
$\eta_{0,b}$ [-]	0.468	0.472	0.476
K_d [-]	0.953	1.00	1.00
c_1 [W/(m ² K)]	22.99	24.32	18.51
c_2 [W/(m ² K ²)]	0.00	0.00	0.00
c_3 [J/(m ³ K)]	7.572	8.04	21.59
c_4 [-]	0.434	0.256	0.429
c_5 [J/(m ² K)]	26050	44890	41617
c_6 [s/m]	0.067	0.049	0.114
$K_b(0, 0) = K_b(0, 0)$	1.00	1.00	1.00
$K_b(10, 0) = K_b(0, 10)$	1.00	1.00	1.00
$K_b(20, 0) = K_b(0, 20)$	1.00	1.00	1.00
$K_b(30, 0) = K_b(0, 30)$	1.00	1.00	1.00
$K_b(40, 0) = K_b(0, 40)$	1.00	1.00	1.00
$K_b(50, 0) = K_b(0, 50)$	1.00	1.00	1.00
$K_b(60, 0) = K_b(0, 60)$	1.00	1.00	1.00
$K_b(70, 0) = K_b(0, 70)$	0.93	1.00	1.00
$K_b(80, 0) = K_b(0, 80)$	0.47	0.50	0.50
$K_b(90, 0) = K_b(0, 90)$	0.00	0.00	0.00

Tabelle 8: Vergleich der Simulationsergebnisse für die untersuchten PVT-Kollektorvarianten

TRNSYS Jahres-simulationen Referenz-EFH mit 20 m ² PVT-Kollektor, Wärmepumpe Water- kotte EcoTouch 5010	elektrische Energie [kWh/a]				System-Jahres- arbeitszahl	
	Verbrauch System	PV-Ertrag AC	PV-Direkt- verbrauch	Netzbezug Heizsystem	SJAZ	SJAZ _{PVT}
Referenz PVT 340 Wp (Solar Keymark) (M1)	2772	3605	546	2226	3.57	4.44
PVT 380 Wp Lamellen 35mm (M2)	2731	4092	613	2119	3.62	4.67
M2 bezogen auf M1	99%	113%	112%	95%	101%	105%
PVT 380 Wp Lamellen 50mm (M3)	2700	4108	616	2084	3.66	4.75
M3 bezogen auf M1	97%	114%	113%	94%	103%	107%

3.3.5 Zeitraffer-Zyklustest

Zur Sicherstellung der Langzeitstabilität wurden der gesamte PVT-Kollektor und ausgesuchte Komponenten unterschiedlichen Qualitätsprüfungen am IGTE unterzogen. Im Einzelnen waren dies:

- Temperaturwechsel mit gesamten PVT-Kollektor
- UV-Prüfung mit gesamten PVT-Kollektor
- UV-Prüfung beschichtetes Aluminiumblech
- Korrosionsprüfung beschichtete Wärmeübertrager

3.3.5.1 Temperaturwechsel mit gesamten PVT-Kollektor

Um eine Abrasion zwischen Wärmeübertrager und PV-Modul, Delaminationen am PV Modul oder andere bleibende Verformungen und andere Schadensfälle durch mechanische Belastung/Schwingungen und thermische Dehnung von Bauteilen mit unterschiedlichen Wärmeausdehnungskoeffizienten zu detektieren wurde ein PVT-Kollektor einer Temperaturwechselprüfung unterzogen.

Für die Temperaturwechselprüfung wurde der PVT-Kollektor in einer Klimakammer 500 Temperaturzyklen im Bereich von -40 °C bis +90 °C unterzogen. Die Temperaturspreizung von 130 K stellt gegenüber den im Betrieb maximal vorkommenden 40 – 60 K eine Überhöhung von ca. Faktor 2 bis 3 dar. Abschätzungen auf der Basis der in Klebefugen von Flachkollektoren auftretenden Temperaturwechseln [Kof14] führen zu ca. 10 – 20 Temperaturwechseln größer 40 K pro Jahr. Somit würde die Prüfung einer Betriebsdauer von 25 – 50 Jahren entsprechen und dies bei deutlich überhöhter Temperatur. Im Anschluss wurde der PVT-Kollektor einer detaillierten Sichtprüfung unterzogen, in der keine sichtbaren Schäden festgestellt werden konnten.

3.3.5.2 UV-Prüfung mit gesamten PVT-Kollektor

Ziel der Untersuchung war die Überprüfung der UV-Beständigkeit der Verklebung zwischen PV-Modul und Lamellen-Wärmeübertrager. Zu diesem Zweck wurde der bereits unter 3.3.5.1 geprüfte PVT-Kollektor mit eine UV-Bestrahlungsleistung von ca. 125 W/m² von der Unterseite bestrahlt. In Abbildung 13 ist rechts das UV Lampenfeld zu sehen und links die Rückseite des PVT-Kollektors. Als UV-Bestrahlungssumme wurden 50 kWh gewählt was in etwa der Bestrahlungssumme eines Jahres in Deutschland entspricht. Die Bestrahlung von der Unterseite wurde gewählt obwohl diese in der Realität nicht oder nur sehr eingeschränkt vorkommt. Diese Vorgehensweise stellt jedoch sicher, dass eine Lebensdauer von ca. 25 Jahren abgebildet wird. Die untere Hälfte des PVT-Kollektors wurde von der UV-Strahlung abgeschirmt um bei dem anschließenden Zugversuch und der Analyse des Klebers ggf. Unterschiede zwischen bestrahlter und unbestrahlter Hälfte zu erkennen. Während der Prüfung stellte sich eine Temperatur von 60 °C am PV-Modul und der Klebung ein. Die Prüfung wurde durchgeführt bis eine UV-Bestrahlungssumme von 54 kWh erreicht wurde.

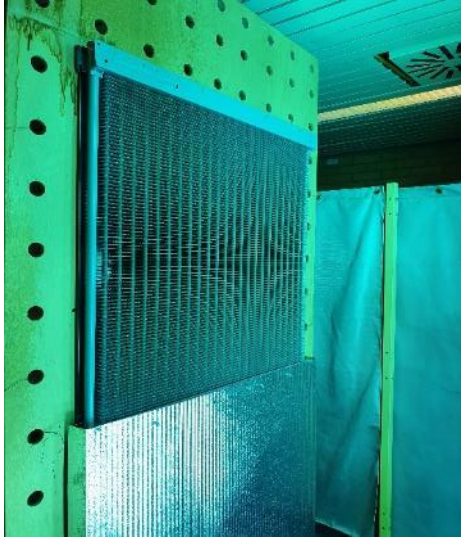


Abbildung 13: PVT-Kollektor in der UV-Prüfung

Im Anschluss an die UV-Prüfung wurde der PVT-Kollektor einer mechanischen Zugbelastung von 1800 Pa nach ISO 9806:2013 unterzogen. Hierbei löste sich bereits bei der ersten Zugbelastung von 100 vorgesehenen das PV-Modul vom Lamellen-Wärmeübertrager.

Die anschließende Untersuchung des Klebers und der beiden Oberflächen (Rückseite PV-Modul und Lamellen Wärmeübertrager) lieferte folgendes Ergebnis:

1. Die Haftung des Klebers auf der Rückseite des PV-Moduls nach der aufgetragenen Belastung ist gut (>95% Kohäsionsbruch).
2. Es konnte keine Degradation des Klebstoffs beobachtet werden
3. Ursache für das Versagen waren Additive in der für den Lamellen-Wärmeübertrager verwendeten Pulverbeschichtung die zu einer grundsätzlich schlechten Adhäsion (von Anfang an) führen.

Punkt 3 konnte mit einer erneuten Zugprüfung an einem neuen PVT-Kollektor bestätigt werden.

Der Belastungstest mit Temperaturwechseln und UV-Strahlung zeigte im Ergebnis keinerlei Degradation oder sichtbare Alterung am Kollektor auf. Auch eine Reduzierung der Klebewirkung zum PV-Modul konnte nicht festgestellt werden, siehe auch Abschnitt 3.3.2.3. Weiterhin wurde die Notwendigkeit der Vorabprüfung jeglicher Änderung von Spezifikationen deutlich – in diesem Fall der Einsatz einer neuen Wärmeübertragerbeschichtung.

3.3.5.3 UV-Prüfung an beschichteten Aluminiumblechen

Ziel der Untersuchung war die Prüfung von drei unterschiedlichen Beschichtungen um ihre mögliche Verwendung zu qualifizieren. Untersucht wurden die folgenden Proben:

1. Probe Tauchbadbeschichtung auf wasserlöslicher Epoxy-Basis schwarz, „Epoxy“
2. Probe Polyester-Pulverbeschichtung Standard Matt Schwarz, „Standard“
3. Probe Polyester-Pulverbeschichtung Qualicoat Matt schwarz, „Qualicoat“

Die Proben wurden einer UV-Bestrahlungsstärke von ca. 110 W/m² ausgesetzt bis einen UV-Bestrahlungssumme von ca. 52 kWh (entsprechend ca. 1 Jahr realer Exposition in Deutschland) erreicht wurde. Während der Prüfung stellte sich eine Probentemperatur von ca. 60 °C ein. Nach Abschluss der Prüfung wurden die Proben optisch verglichen und es konnte kein sichtbarer Unterschied zu den unbestrahlten Referenzproben festgestellt werden, vgl. Abbildung 14.



Abbildung 14: Photographischer Vergleich der 3 Proben im Neuzustand (oben) und nach der UV-Belastung (unten) der 3 Proben (Probe 1: links, Probe 2: Mitte, Probe 3: rechts)

3.3.5.4 Korrosionsprüfung beschichtete Wärmeübertrager

Zur Qualifizierung der drei unterschiedlichen Beschichtungen wurde weiterhin eine Korrosionsprüfung an drei Mustern des Lamellen-Wärmeübertragers durchgeführt:

1. Muster Tauchbadbeschichtung auf wasserlöslicher Epoxy-Basis schwarz, „Epoxy“
2. Muster Polyester-Pulverbeschichtung Standard Matt Schwarz, „Standard“
3. Muster Polyester-Pulverbeschichtung Qualicoat Matt schwarz, „Qualicoat“

Für die Korrosionsprüfung wurden je Beschichtung ein Muster des Lamellen-Wärmeübertragers in der Salzsprühnebelkammer für 500 h einer Salzsprühnebelprüfung nach DIN EN ISO 9227: AASS (Acetic Acid, Essigsäure-Salznebel) unterzogen. Abbildung 15 zeigt die drei Wärmeübertrager in der Salzsprühnebelkammer vor dem Start der Prüfung.



Abbildung 15: Die untersuchten Wärmeübertrager in der Salzsprühnebelkammer vor Beginn der Prüfung.

Nach der Prüfung wurden die Prüflinge vom Salz befreit und einer Sichtprüfung unterzogen.

Abbildung 16 und Abbildung 19 zeigen die Seitenansicht mit Mäanderbögen und eine Draufsicht mit Rohrleitungen und Lamellen für Probe 1. Es ist deutlich zu erkennen, dass die Beschichtung an mehreren Stellen großflächig abgeplatzt ist.

Abbildung 17 und Abbildung 20 zeigen die Seitenansicht mit Mäanderbögen und eine Draufsicht mit Rohrleitungen und Lamellen für Probe 2. Auch wenn die Beschichtung noch an allen Stellen vorhanden ist lässt sich an mehreren Stellen eine Blasenbildung erkennen. Unter diesen Blasen besteht keine Haftung mehr zwischen Substrat und Beschichtung so dass kein Korrosionsschutz mehr gegeben ist bzw. dieser stark reduziert ist.

Abbildung 18 und Abbildung 21 zeigen die Seitenansicht mit Mäanderbögen und eine Draufsicht mit Rohrleitungen und Lamellen für Probe 3. Hier ist quasi keine Beschädigung der Beschichtung zu erkennen.

Die durchgeführten Prüfungen (UV und Salzsprühnebel) an den drei Proben qualifizieren die Beschichtung „Qualicoat“ als am besten geeignet für erhöht korrosive Bedingungen. Die Beschichtung „Epoxy“ sollte aufgrund ihrer geringen Korrosionsbeständigkeit in diesen Anwendungen nicht verwendet werden.

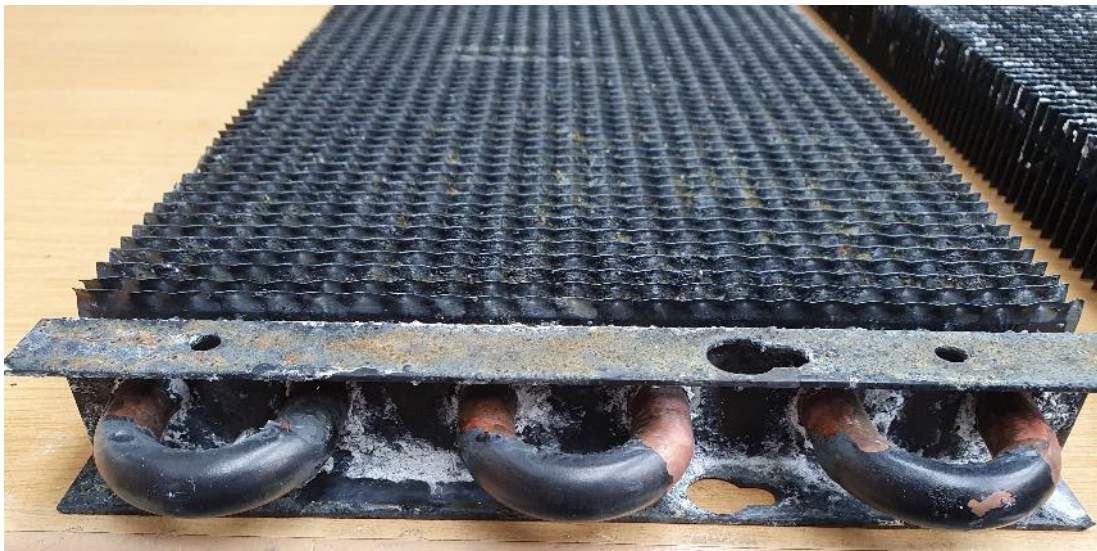


Abbildung 16: Seitenansicht mit Mäanderbögen Probe 1

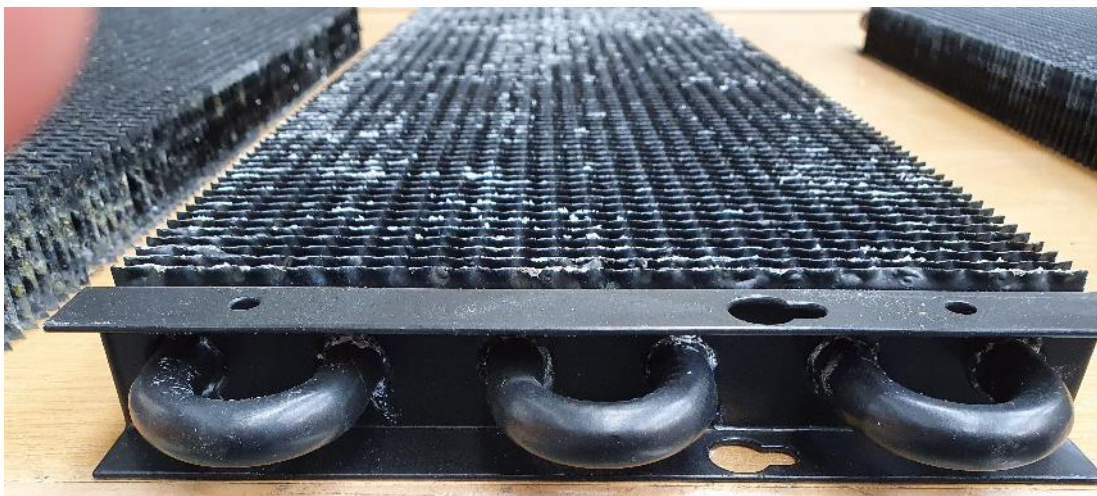


Abbildung 17: Seitenansicht mit Mäanderbögen Probe 2



Abbildung 18: Seitenansicht mit Mäanderbögen Probe 3



Abbildung 19: Draufsicht mit Rohrleitungen und Lamellen Probe 1



Abbildung 20: Draufsicht mit Rohrleitungen und Lamellen Probe 2



Abbildung 21: Draufsicht mit Rohrleitungen und Lamellen Probe 3

3.3.6 Experimentelle Untersuchungen zum Wärmeübertragungsvermögen

Die in der Solar Keymark-Prüfung ermittelten Kennwerte reichen beim SOLINK-PVT-Kollektor mit seinem hohen Wärmeübertragungsvermögen zur Luft nicht aus, um das Verhalten vollständig zu charakterisieren. Für die Anlagendimensionierung stellen sich insbesondere Fragen nach dem Einfluss des Neigungswinkels, des Abstands der Kollektoren vom Dach, aber auch, welchen Einfluss Luftfeuchtigkeit, Betriebstemperatur und damit Kondensation auf das Wärmeübertragungsvermögen haben.

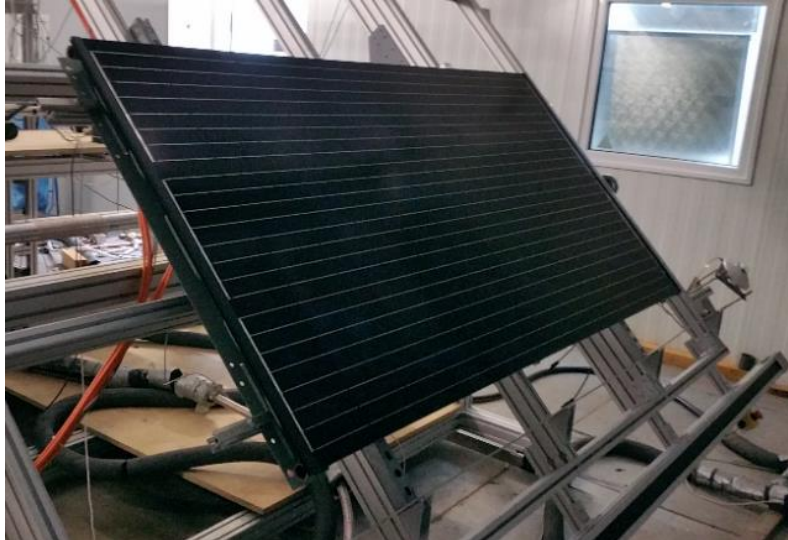


Abbildung 22: SOLINK-PVT-Kollektor auf dem indoor-Prüfstand des IGTE für Untersuchungen zum Wärmeübertragungsvermögen zur Umgebung.

3.3.6.1 Einfluss von Kondensation

Zur Untersuchung des Einflusses von Kondensation auf das Wärmeübertragungsvermögen zur Umgebung wurden zwei Messreihen im indoor-Prüfstand des IGTE durchgeführt, vgl. Abbildung 22. Mithilfe eines Thermostaten im Solarkreis wurde einem frei aufgestellten, 45° angestellten Einzelkollektor Wärme entzogen - unterhalb der Umgebungstemperatur, wie in Wärmepumpenanwendungen üblich. Für Messreihe A wurde der Solarkreis mit Wasser betrieben, für Messreihe B mit Frostschutzmittel und Betriebstemperaturen teilweise unterhalb des Gefrierpunkts (Messreihe B3). In den Messreihen B2 und B3 wurde zusätzlich ein Luftbefeuchter eingesetzt; um für die Messungen ohne Wind undefinierte Luftbewegungen zu vermeiden, wurde die Raumklimatisierung des Prüfstands bei diesen Messreihen deaktiviert.

Alle Messungen wurden bei Raumtemperatur (im Bereich 20 – 24 °C) und relativen Luftfeuchten von maximal 50 % durchgeführt. Um bei diesen Bedingungen eine Kondensation der Raumluft auf der PV-Modulabdeckung und dem Wärmeübertrager des PVT-Kollektors auszulösen, erfolgte eine vergleichsweise starke Abkühlung des Solarkreises, typischerweise auf Kollektor-Eintrittstemperaturen von 5 °C. Die Folge sind hohe treibende Temperaturdifferenzen zur Umgebung (Größenordnung 15 K) und übertragene Wärmeströme oberhalb von 200 W/m².

In Tabelle 9 sind die Betriebsbedingungen und Ergebnisse zusammengefasst:

- **Referenz ohne Kondensation vs. Solar Keymark:** Das Wärmeübertragungsvermögen der Referenzmessung B1 ohne Kondensation und ohne Wind liegt mit $U \approx 18 \text{ W/m}^2\text{K}$ deutlich unterhalb des in der Solar Keymark-Prüfung [IGTE19_1] mit Parameteridentifikation ermittelten Werts² ($c_1 \approx 23 \text{ W/m}^2\text{K}$); für den Messpunkt mit Wind (2 m/s) ergibt sich eine gute Übereinstimmung zu den Solar-Keymark-Ergebnissen.

² Die Solar-Keymark-Messung wurde an einem Außenprüfstand durchgeführt; eine mögliche Erklärung für den hier ermittelten, höheren U-Wert ohne Wind (c_1) sind vermehrte Luftbewegungen im Freien, die noch unterhalb der Ansprechschwelle des Windmessgeräts liegen, aber bereits einen starken Einfluss auf die Wärmeübertragung (bzw. den Luftaustausch) haben. Zudem ist eine überproportionale Abnahme des U-Werts im Bereich kleiner Windgeschwindigkeiten physikalisch naheliegend; Differenzen der Innenraum-Messung zu dem im Leistungstest der Solar-Keymark-Prüfung zu Grunde gelegten, linearen Ansatz sind deshalb nicht unplausibel.

- **Leistungsabhängigkeit:** Messreihe A1 zeigt einen geringfügigen Anstieg des U-Werts mit zunehmendem Volumenstrom bzw. Wärmestrom aus der Umgebung (ähnlich der bereits in den Feldmessungen beobachteten Leistungsabhängigkeit); der verbesserte Wärmeübergang wird hier in Zusammenhang mit einer Zunahme von freien Konvektionsströmungen gebracht. Ähnliches gilt für die höheren U-Werte der Messreihen A1 und A2 gegenüber B2.
- **Einfluss der Kondensation:**
 - o Der Vergleich mit und ohne Kondensation (Messreihe B2 vs. B1) zeigt nur einen geringfügigen Anstieg des U-Werts bei Kondensation, bei der Messung **ohne Wind** um 5-10%; dabei ist nach bisherigen Erfahrungen ein kleiner Teil des Anstiegs noch auf den geringfügig höheren übertragenen Wärmestrom (ca. +5%) der Messung B2 mit Kondensation zurückzuführen, siehe Erläuterungen oben zu Messreihe A1.
 - o Für die Messung B2 **mit Wind** (2 m/s) ist der Einfluss der Kondensation nochmal geringer, der U-Wert liegt hier nur noch weniger als 3% über der Vergleichsmessung B1 ohne Kondensation; auch hier wird der Anstieg möglicherweise noch durch einen höheren übertragenen Wärmestrom (+25%) und dadurch verstärkte Konvektionsströmungen mitverursacht.
- **Einfluss Luftfeuchtigkeit:** Messreihe A2 zeigt eine tendenzielle Abnahme des U-Werts bei sinkender Luftfeuchtigkeit (mutmaßlich reduzierte Kondensationsrate).
- Mit Messreihe B3 sollte ursprünglich der Einfluss einer beginnenden Vereisung des Kollektors untersucht werden; im Experiment ließ sich aber bei diesen Bedingungen noch keine Vereisung feststellen. Die Messung ohne Wind und bei sehr hohem übertragenem Wärmestrom ($\dot{q} \approx 550 \text{ W/m}^2$) zeigt einen weiteren Anstieg des Wärmeübertragungsvermögens im Vergleich zur Kondensationsmessung B2.

Tabelle 9: Messreihen- und Ergebnisübersicht der Innenraum-Messungen zu Kondensation und Vereisung am freiaufgestellten Einzelkollektor, mit Umgebungstemperatur (T_{amb}), Taupunkttemperatur T_{tau} , Eintrittstemperatur T_{ci} , Volumenstrom \dot{V} sowie resultierendem Wärmestrom \dot{q} und Wärmeübertragungsvermögen U .

	T_{amb} [°C]	T_{tau} [°C]	T_{ci} [°C]	\dot{V} [l/m ² h]	\dot{q} [W/m ²]	U [W/m ² K]	\dot{q} [W/m ²]	U [W/m ² K]
Messreihe A (Wasser, 2018-09)					ohne Wind		mit Wind (v_{wind} n.a.)	
A1: mit Kondensation	24	13	+6	60	325	22	450	30
A1: mit Kondensation (hohe Leistung $\dot{q} \uparrow$)	23 .. 25	13	+5 .. 8	190	400	23	500	33
A2: mit Kondensation	22	13	+5	170	330	22	-	-
A2: reduz. Kondensation ($T_{amb} \uparrow$, $T_{tau} \downarrow$)	23	10	+5	170	330	21	-	-
Messreihe B (Tyfocor, 2019-02)					ohne Wind		mit Wind (v_{wind} ca. 2 m/s)	
B1: ohne Kondensation	20	4 .. 5	+5	70	230	18	ca. 400	37
B2: mit Kondensation	20 .. 22	11	+5	70	240 .. 250	19 .. 20	ca. 500	38
B3: mit Kondensation ($T_{ci} < 0^\circ\text{C}$, Leist. $\dot{q} \uparrow\uparrow$)	22	8 .. 11	-5 .. -4	70	ca. 550	23 .. 25	-	-

Fazit: Trotz deutlicher Taupunktunterschreitung und offensichtlicher Kondensation insbesondere an der PV-Modulabdeckung ergibt die Auswertung nur eine geringfügige Verbesserung³ des Wärmeübertragungsvermögens zur Umgebung von Größenordnung 5%. Für orientierende System-Simulationen ist der Einfluss von Kondensation damit i.d.R. vernachlässigbar⁴ und dem Einfluss der Windverhältnisse in Kollektorebene sowie der damit verbundenen Unsicherheit deutlich untergeordnet.

3.3.6.2 Einfluss von Neigungswinkel und Dachabstand

Die Untersuchungen wurden am indoor-Prüfstand und ohne Belüftung (Wind) durchgeführt, hier an zwei übereinander angeordneten PVT-Kollektoren in Parallel-Dachmontage nach *Abbildung 23*.



Abbildung 23: Versuchsaufbau in Parallel-Dachmontage mit verstellbarem Neigungswinkel und Dachabstand, bestehend aus zwei Kollektoren übereinander und geschlossener Rückwand als Dachhaut. Übersichtsbild (links) und Ansicht Dachzwischenraum von unten (rechts unten) mit seitlichen Begrenzungsblechen zur Nachbildung der Verhältnisse im Feld (Messung Wärmeübertragungsvermögen). Strömungsmessung im Luftspalt (rechts oben) ohne seitliche Begrenzungsbleche.

In dem hier untersuchten Extremfall ohne Wind erfolgt der Luftaustausch um den Kollektor ausschließlich aufgrund von **freien Konvektionsströmungen**, die durch abkühlende Luftschichten (Dichteunterschiede) oberhalb der PV-Modulabdeckung und im Rückraum des Kollektors verursacht werden. Die Abkühlung der Luft und damit die Ausbildung der Dichteunterschiede hängt von der Entzugsleistung ab – in der Praxis letztlich vom Dimensionierungsverhältnis Wärmepumpenleistung / Kollektorfläche und vom Betriebspunkt der Wärmepumpe bzw. des Kollektors (thermische Energieaufnahme der Wärmepumpe in Abhängigkeit von der Sole- bzw. Verdampfer Temperatur). Für die Ausbildung der freien Konvektionsströmungen selbst sind zusätzlich Neigungswinkel und Dachabstand bestimmend.

Ziel der ersten Messreihe war die qualitative Untersuchung der Luftströmungen im Spalt zwischen Dach und Kollektoren und der Einfluss des Neigungswinkels. In einer zweiten Messreihe wurde das Wärmeübertragungsvermögen zur Umgebung in Abhängigkeit der Entzugsleistung ermittelt, mit den Einflussgrößen Neigungswinkel und Dachabstand.

³ Diese Ergebnisse decken sich gut mit einer Empfehlung für Simulationsrechnungen der SHC-Task60 (noch unveröffentlichter Bericht der subtask B), Kondensationseffekte bei Taupunktunterschreitung pauschal mit 5 - 10% der thermischen PVT-Kollektorleistung zu berücksichtigen.

⁴ Das in TRNSYS verwendete PVT-Kollektormodell (Type203) berücksichtigt Kondensationsvorgänge, allerdings ausschließlich an der PV-Modulabdeckung.

Die in *Abbildung 24* visualisierte **Strömungsmessung** zeigt die Verteilung der Strömungsgeschwindigkeit und der Lufttemperatur über Höhe und Breite des Kollektorfelds, gemessen im Rückraum der Kollektoren. Die Darstellung basiert auf einem Raster aus 4x5 Messpunkten, das mit einem Strömungssensor⁵ in einem Abstand von 4 cm über der Dachhaut vermessen wurde, vgl. auch *Abbildung 23* rechts oben. Der 58° geneigten Kollektoranordnung wurde kontinuierlich ein Wärmestrom von etwa 175 W/m² entzogen, in der Folge sind im Spalt die erwarteten, nach unten abnehmenden Lufttemperaturen und zunehmende Strömungsgeschwindigkeiten zu beobachten (die zunehmende Geschwindigkeit ist auf eine kontinuierliche seitliche Einströmung über die gesamte Höhe zurückzuführen – die Messungen erfolgten ohne seitliche Begrenzungsbleche). Die Ergebnisse der Strömungsmessung für weitere Neigungswinkel zwischen 0° und 58° sind im Anhang 7.1, *Abbildung 80* dargestellt.

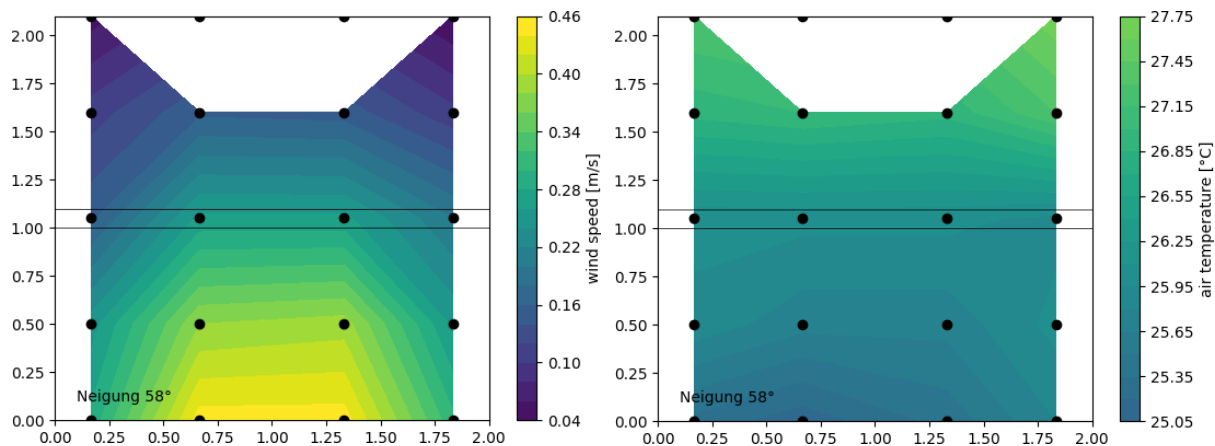


Abbildung 24: Visualisierung der Strömungsmessung im Luftspalt zwischen Dach und PVT-Kollektor, hier für Neigungswinkel 58° und Dachabstand 11 cm: Verteilung der Strömungsgeschwindigkeit (links) und Lufttemperatur (rechts), ermittelt aus 4x5 Messpunkten, jeweils im Abstand von 4 cm über der Dachhaut (Datenlücke am oberen Rand). Innenraum-Messung ohne Wind, Entzugsleistung 175 W/m².

In *Abbildung 25* sind die Ergebnisse der gesamten Messreihe zusammengefasst.

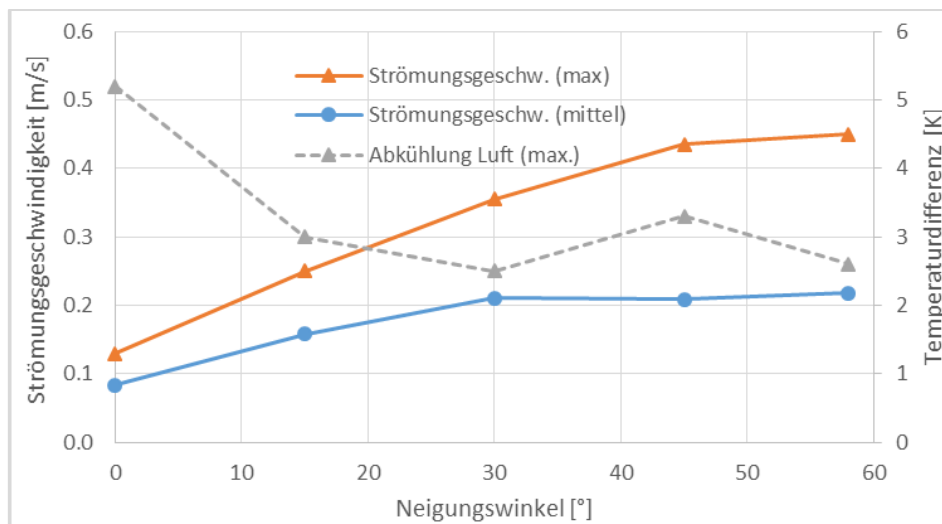


Abbildung 25: Strömungsmessung im Luftspalt zwischen Dach und PVT-Kollektor für unterschiedliche Neigungswinkel und Dachabstand 11 cm: mittlere bzw. maximale Strömungsgeschwindigkeit sowie maximale Temperaturdifferenz aus 4x5 Messpunkten, jeweils im Abstand von 4 cm über der Dachhaut. Innenraum-Messung ohne Wind, Entzugsleistung 125 - 175 W/m².

⁵ Multifunktionsmessgerät 435-2 mit Behaglichkeitssonde zur Turbulenzgradmessung der Fa. Testo (Messbereich 0 - 5 m/s, Auflösung 0,01 m/s; Kalibrierung 0,3 bis 5 m/s)

In der horizontalen Kollektoranordnung (Neigungswinkel 0°) sind die Luftbewegungen im Spalt deutlich reduziert (um 60-70% gegenüber Neigungswinkel 45°): es gibt zwar offenbar noch einen Luftaustausch im Spalt, aber es treten auch sehr kalte Bereiche auf – die maximale Temperaturdifferenz in der Messebene ist mit größer 5 K erheblich höher als in den geneigten Anordnungen.

Mit zunehmendem Neigungswinkel steigen die Strömungsgeschwindigkeiten im Spalt zunächst kontinuierlich an; ab einem Winkel von 30° (mittlere Geschwindigkeit) bzw. 45° (Geschwindigkeits-Maximum) schwächt sich dieser Trend deutlich ab. Die maximale Abkühlung der Luft im Spalt ist für die geneigten Anordnungen näherungsweise unabhängig vom Neigungswinkel.

In der Praxis relevant ist das **Wärmeübertragungsvermögen** des Kollektors zur Umgebung; dieses wurde in einer weiteren indoor-Messreihe (**ohne Wind**) für unterschiedliche Neigungswinkel ermittelt und ist in *Abbildung 26* aufgetragen (hier dargestellt für eine feste Entzugsleistung von 160 W/m²; für eine allgemeine Darstellung in Abhängigkeit der Entzugsleistung siehe Anhang 7.1, *Abbildung 81*):

- **Referenz (Neigungswinkel 45°) vs. Solar Keymark:** Wie bereits bei der indoor-Messung mit Kondensation liegt das Wärmeübertragungsvermögen mit $U \approx 17 \text{ W/m}^2\text{K}$ deutlich unterhalb des Solar Keymark-Werts, vgl. hierzu Fußnote 2; unter Berücksichtigung der Entzugsleistung ergibt sich eine gute Übereinstimmung zu der Referenzmessung ohne Kondensation in Abschnitt 3.3.6.1; ein Einfluss der angebrachten seitlichen Begrenzungsbleche ist nicht erkennbar.
- **Einfluss Neigungswinkel:** Betrachtet man die Auswirkungen auf die Strömungsgeschwindigkeit im Spalt (*Abbildung 25*), so ist der Einfluss des Neigungswinkel auf das Wärmeübertragungsvermögen geringer als erwartet (Reduktion um max. 25% gegenüber Neigungswinkel 45°). Neigungswinkel größer 45° bringen nur noch geringe Vorteile bzgl. der Wärmeübertragung.
- **Dachabstand:** Nach den Messergebnissen wirkt sich ein vergrößerter Dachabstand besonders bei geringen Neigungswinkeln vorteilhaft auf das Wärmeübertragungsvermögen aus (Verbesserung um bis zu 15% bei Dachabstand 16 cm gegenüber 11 cm).

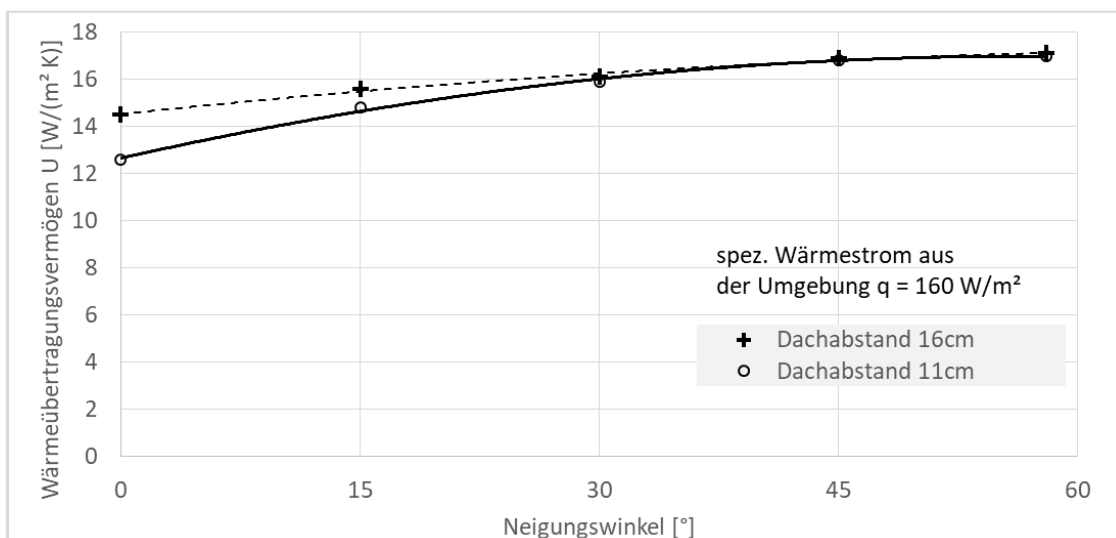


Abbildung 26: Einfluss der Kollektorneigung auf das Wärmeübertragungsvermögen für zwei unterschiedliche Dachabstände und einen aus der Umgebung übertragenen Wärmestrom von 160 W/m². Innenraum-Messung in Parallel-Dachmontage, ohne Wind.

Fazit: Der am indoor-Prüfstand ermittelte Einfluss des Neigungswinkels auf das Wärmeübertragungsvermögen ohne Wind ist vergleichsweise gering; die etwas zunehmenden Einschränkungen bei kleineren Neigungswinkeln lassen sich durch einen erhöhten Dachabstand weitgehend kompensieren. Allerdings sind die Ergebnisse in Bezug auf den Neigungswinkel unter Vorbehalt, aufgrund von Beobachtungen an einer Feldtestanlage mit Neigungswinkel 7°, bei der ein deutlich erhöhter Temperaturunterschied zwischen Sole- und Lufttemperatur gemessen wurde. Gegebenenfalls stellen typische Ziegelformen ein stärkeres Hindernis für freie Konvektionsströmungen dar als die glatte Rückwand des Testaufbaus. Ein weiterer Unterschied zu realen Anordnungen in Parallel-Dachmontage sind die Ein- und Ausströmbedingungen am Prüfstand; insbesondere die etwas beengten Ausströmbedingungen könnten die Strömungsbildung beeinflussen.

Consolar empfiehlt Neigungswinkel >20° bzw. bei kleineren Winkeln die Kollektorfläche zu vergrößern.

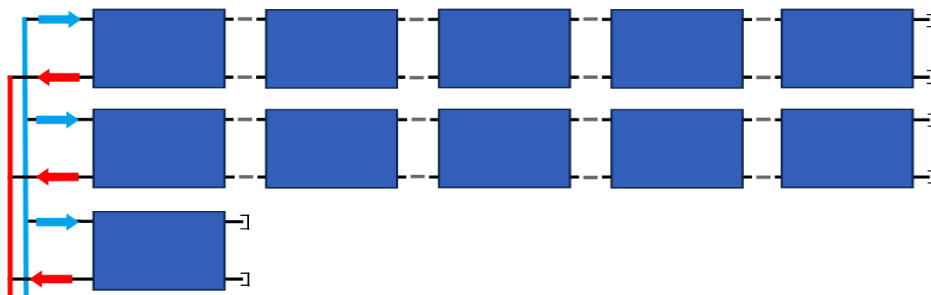
3.4 PVT-Feld

Wesentliche Anforderungen an das PVT-Feld betreffen die Montagefreundlichkeit, die gute Hinterlüftung, das ungehinderte Abrutschen von Schnee und eine ansprechende Optik. Bei der Montage soll der Zusatzaufwand gegenüber PV-Modulen möglichst gering sein.

3.4.1 Hydraulisches Verbindungssystem

Für die einfache hydraulische Verbindung wurde die Konstruktion mit integrierten Sammlerrohren und die Kollektorverbinder und -anschlüsse als Stecksystem im Detail ausgearbeitet, getestet und optimiert. Bei Consolar und am IGTE wurde der Druckverlust eines einzelnen Moduls mit und ohne Kollektorverbinder sowie des Kollektorverbinders und des Anschluss-Panzerschlauchs jeweils alleine gemessen.

Nach einer Recherche wurde ein geeignetes Berechnungsprogramm für die Strömungsverteilung in Kollektorfeldern gefunden. In das Hydraulik-Berechnungsprogramm HYDRA [Eis18] wurden das Kollektormodell auf der Basis der Druckverlust-Messdaten sowie die bei SOLINK relevanten Stoffdaten integriert. Auf dieser Basis wurden zahlreiche Rechnungen für Auslegungsrichtlinien zur Feldanordnung durchgeführt und dokumentiert. Die Ergebnisse zeigen, dass in den meisten Fällen ein gleichseitiger und damit einfacher hydraulischer Anschluss möglich ist.



Beispiel / Kollektorfeld 1

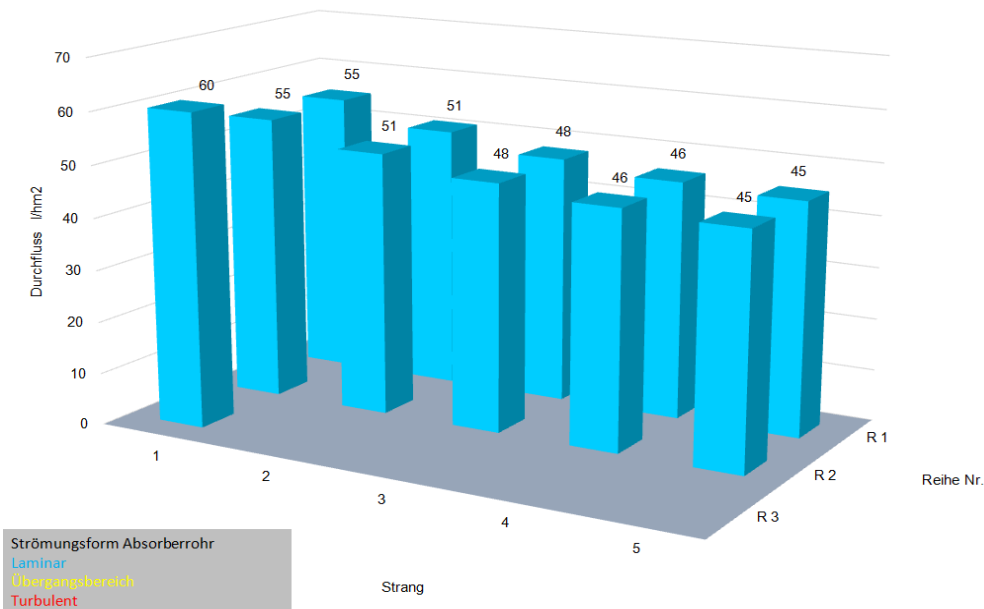


Abbildung 27: Beispiel der Strömungsverteilung in einem gleichseitig angeschlossenen Feld mit unterschiedlicher Kollektoranzahl pro Reihe. Der Unterschied zwischen minimalem und maximalem Durchfluss beträgt 25 %, was bei einem Temperaturhub von 4 K zwischen Feldein- und -austritt tolerabel ist. Berechnung mit HYDRA.

Die Kollektorverbinder waren ursprünglich als Kompensatoren zur Aufnahme von thermischen Dehnungen ausgelegt. Die Konstruktion der Kollektoren und Kollektorklammern wurde dann so weiter entwickelt, dass der Abstand zwischen den Modulen fix ist, die thermische Dehnung wird durch Krümmung der Sammlerrohre aufgenommen. Auf diese Weise konnten die Verbinder vereinfacht werden.

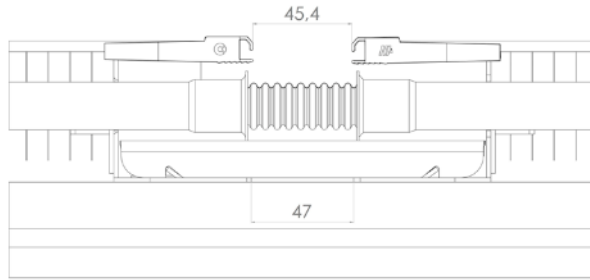


Abbildung 28: Kollektorverbinder mit je 2 O-Ringen auf beiden Seiten. Die Wellenform ermöglicht, Versatz zwischen Kollektoren auszugleichen; eine Längenkompensation ist dagegen nicht nötig, da der Abstand der Sammlerrohre fixiert ist.

Die Wirkung regelmäßiger Eisbildung in Zwischenräumen von Verbinder oder Anschlussschläuchen wurde in einem speziellen Versuchsaufbau getestet:

- Bereich zwischen der Aufnahme des Sammlerrohrs für den Verbinder und dem Verbinder (1)
- Bereich zwischen der Aufnahme des Sammlerrohrs und dem Panzerschlauch (2)
- Bereich zwischen der Hülse des Panzerschlauchs und dem Schlauch (3)

In 1300 Zyklen wurde Eis gebildet und wieder aufgetaut. Dabei wurde die ungünstigste Position gewählt, so dass Wasser in dem Zwischenraum stehen blieb, während in der realen Anwendung die Anschlüsse horizontal liegen.

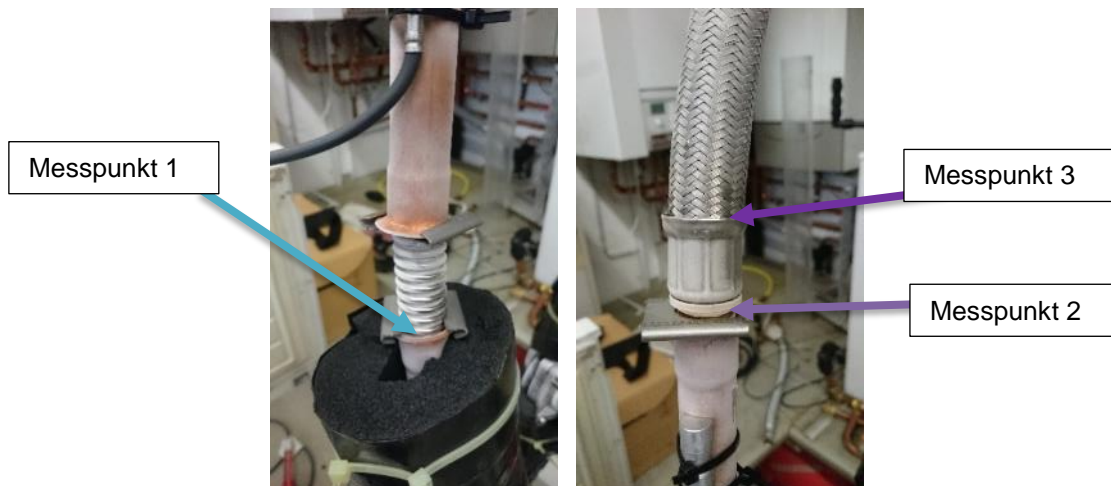


Abbildung 29: Testaufbau für zyklische Vereisung des Kollektorverbinder und des Anschlussschlauchs

Unter der Annahme, dass es an max. 50 Tagen im Jahr einmal am Tag zum Einfrieren und Auftauen kommt, entspricht der Zyklusversuch einem Zeitraum von 20 Jahren. Das Versuchsergebnis zeigte nur vernachlässigbare Verformung (0,2 – 0,3 %), im Bereich der Messgenauigkeit und ohne zunehmende Tendenz.

Als weiteres mögliches Risiko für eine Leckage am Kollektorverbinder wurde das Kriechen der O-Ringe bei dauerhafter starker einseitiger Belastung untersucht.

Innerhalb von 27 Monaten wurde der Versatz zweier Sammlerrohranschlüsse, die mit einem Kollektorverbinder verbunden sind, zunächst sukzessive erhöht und dann 19 Monate dauerhaft bei einem Versatz > 16 mm gehalten. Die Testvorrichtung war mit Wasser unter Druck gefüllt. Es trat im gesamten Zeitraum keine Leckage auf.



Abbildung 30: Kollektorverbinder im Dauertest bei extremem Versatz

3.4.2 Montagesystem

Der Kollektor und das Montagesystem wurden basierend auf den Erfahrungen mit den ersten Testanlagen u. a. bezüglich Statik und Montagefreundlichkeit optimiert. Eine Herausforderung dabei war, dass die Montageschienen insbesondere bei rahmenlosen PV-Laminaten aus statischen Gründen i. d. R. quer zur größeren Dimension des Moduls angeordnet sind. Das heißt, dass bei Modulen im Querformat die Montageschienen vertikal angeordnet sind. Bei Quermontage sind die freie Länge und damit auch die Anforderung an die Steifigkeit des Moduls größer. Bei SOLINK ist aber eine rahmenlose glatte Fläche gefordert, damit Schnee abrutschen kann und um eine ungehinderte Umströmung des Moduls oben und unten mit Luft zu ermöglichen. Auch ist die Montage einfacher, wenn die Module im Querformat auf horizontal verlegte Montageschienen montiert werden können.

Ziel der Entwicklung war daher, eine Fixierung von Modulen auf Montageschienen im mittleren Bereich zu schaffen, um hierdurch die freie Länge zwischen den Fixierungspunkten zu halbieren. Die Fixierung soll sowohl Druck- als auch Zugkräfte aufnehmen können. Da die Montageschienen unterhalb der Module verlaufen, sind die Abschnitte in der Mitte der Module nicht direkt zugänglich. Die Fixierung soll dennoch montagefreundlich sein.

Der SOLINK-Kollektor ist im mittleren Bereich mit einem Mittelblech ausgestattet (siehe Abbildung 31). Zu dem neu entwickelten Befestigungssystem gehört ein Mittel-Klemmprofil, das auf den Montageschienen gleitend fixiert ist, und dabei sowohl in Längsrichtung der Schienen als auch quer dazu verschoben aber nicht abgehoben werden kann. Das Mittel-Klemmprofil wird zum Mittelblech geschoben und auf diese Weise mit diesem formschlüssig verbunden.

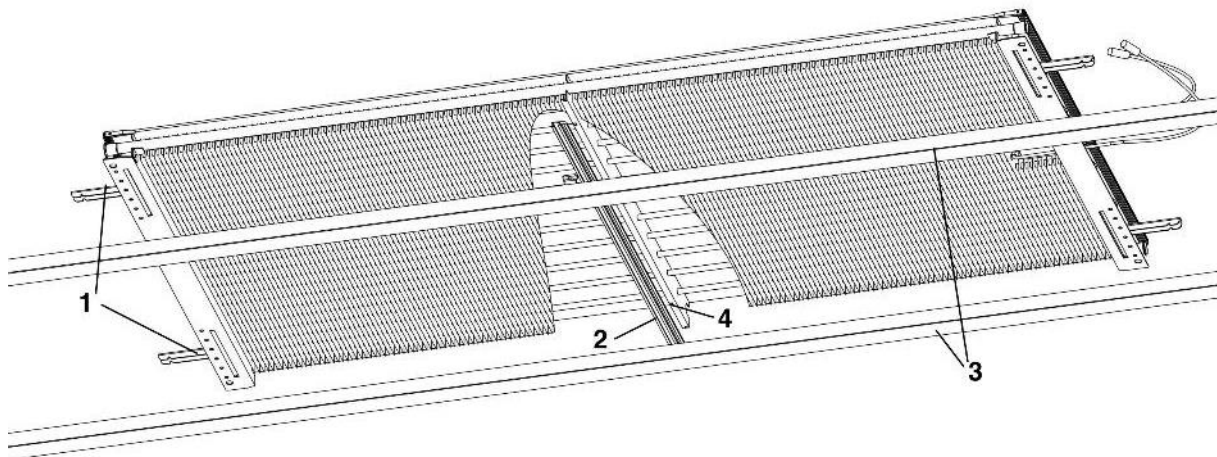


Abbildung 31: Rückseite eines SOLINK-Kollektors, ca. 2 x 1 m: neben den vier Befestigungsklammern außen (1) wird der Kollektor in der Mitte mit einem Klemmprofil (2) auf den horizontalen Montageschienen (3) fixiert. Das Klemmprofil wird hierzu über ein in den Kollektor integriertes Mittelblech (4) geschoben.

Die Vorteile sind:

- Das Befestigungssystem ist nach außen nicht sichtbar und damit optisch und funktionell vorteilhaft (kein Absatz für Schnee, Verschmutzung u. a.),
- einfache Montage,
- volle Flexibilität bzgl. Abstand der Montageschienen.

Für dieses Befestigungssystem wurde ein Schutzrecht angemeldet.

Eine weitere Aufgabe bestand darin, ein geeignetes in der Praxis bewährtes und verbreitetes Montagesystem zu recherchieren und für die Anwendung mit SOLINK-Kollektoren anzupassen. Der Grund dafür war, dass das Consolar-System eingeschränkt in den verfügbaren Anwendungsmöglichkeiten ist und es keine dafür geeigneten Planungstools zur Statik-Dimensionierung gibt.

Auf der Basis einer Recherche und Prüfung unterschiedlicher Montagesysteme für Schräg- und Flachdach wurde entschieden, auf ein System auf der Basis von Wagner Solar umzustellen. Die Komponenten und Konstruktion wurden definiert, Kleinteile konstruktiv angepasst, die statische Auslegung durchgeführt und Testaufbauten realisiert. Eine wichtige neu zu entwickelnde Komponente, ein Verbindungselement mit Kunststoff-Spritzgussteilen, wurde konstruiert, mit Rapid-Prototypenteilen getestet und eingeführt.

3.4.3 Bleche für Dachintegration und Schnee

Voraussetzung für einen guten Wärmeübergang ist nicht nur die Konstruktion des PVT-Kollektors selbst, sondern der gesamte Feldaufbau, der eine gute Hinterlüftung sicherstellen muss. Auf der Basis der Arbeiten von Projektphase 1 wurde davon ausgegangen, dass zwischen Kollektorreihen jeweils ein horizontaler Spalt von ca. 10 cm frei bleiben sollte, um einen guten Luftaustausch zu ermöglichen. Dies wurde mit den in Abschnitt 3.4.4.3 beschriebenen Untersuchungen bestätigt. Gleichzeitig sollten aber Lösungen entwickelt werden, bei denen sich Schnee nicht in den Spalten stauen kann, und der Wunsch nach guter architektonischer Integration sollte erfüllt werden.

Für Kollektorfelder insbesondere in schneereichen Gebieten oder bei architektonischer Anforderung wurde eine Lochblecheinfassung entwickelt: Schnee soll sich nicht oberhalb und zwischen den Kollektoren stauen, gleichzeitig soll ein Luftaustausch möglich sein. Die Blecheinfassung ermöglicht weiterhin dass Anschlussleitungen seitlich sowie unter- oder oberhalb der Kollektoren optisch verdeckt werden.

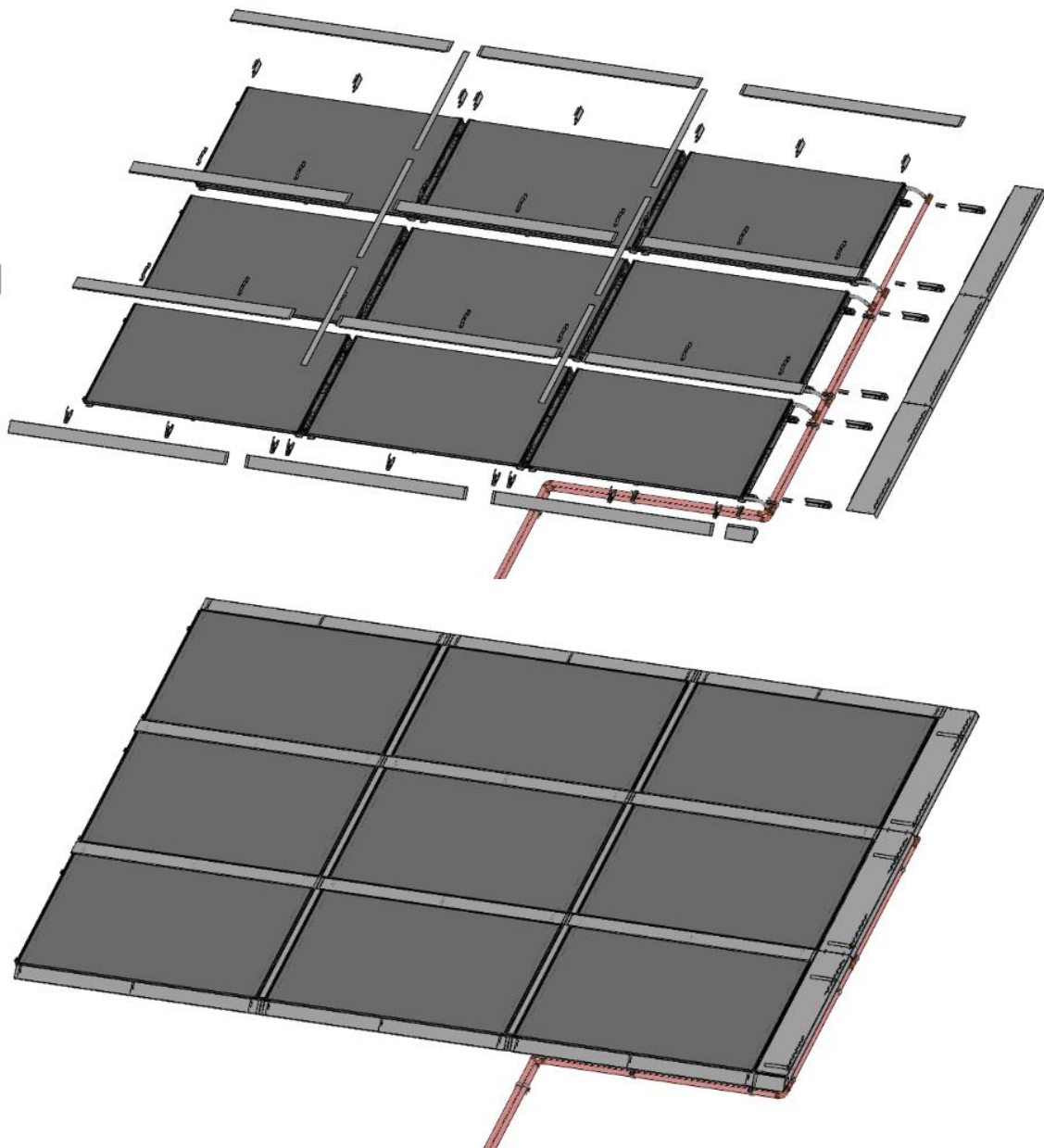


Abbildung 32: Blecheinfassung für SOLINK-Felder. Die Halter für die seitlichen und unteren Bleche dienen gleichzeitig zur Fixierung der Rohre, die durch die Bleche optisch abgedeckt werden.

In Schneeregionen soll zusätzlich zu den Lochblechen oberhalb des Kollektorfelds bauseits ein Schneegitter montiert werden (Abbildung 33). Da an der obersten Kollektorreihe ein Lochblechstreifen in der Kollektorebene montiert ist, kann durch diesen auch weiterhin Luft unter das Kollektorfeld strömen, soweit dieser nicht von Schnee bedeckt ist. Dies soll durch die Schneeabrutschfunktion erreicht werden.

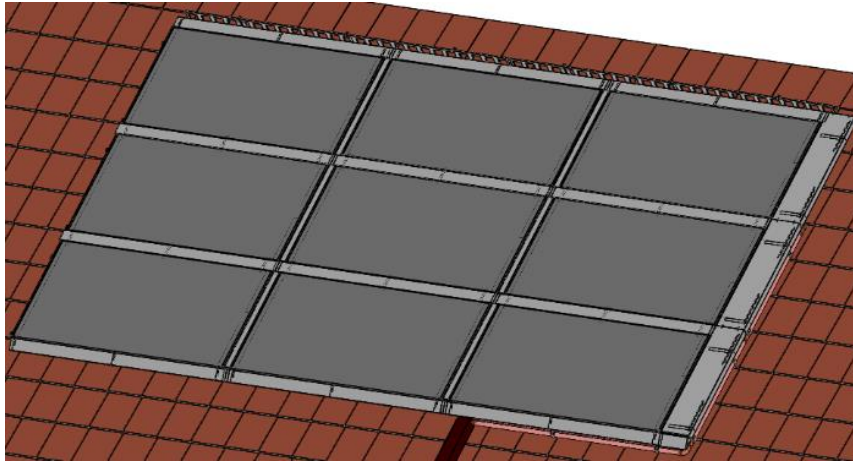


Abbildung 33: Oberhalb des SOLINK-Felds ist ein Schneefanggitter montiert, das verhindert, dass Schnee unter die Kollektoren rutscht und die Luftpassage versperrt.

Die für Kollektorfelder entwickelte Blecheinfassung mit Lochblechen zwischen den Kollektoren wurde bei Consolar erste Tests durchgeführt, bevor eine Nullserie für einen Test am IGTE gefertigt wurde (siehe Abschnitt 3.4.4.3). Die aufgrund sehr seltenen Schneefalls nur wenigen Tests bei Consolar bestätigen die grundsätzliche Funktion. Wichtig ist, dass die Zwischenbleche zwischen den Kollektoren bündig mit den PV-Moduloberflächen verlaufen.



Abbildung 34: Vergleich Schneeabrutschen mit und ohne Lochblech zwischen den Kollektoren (Lochblech hier noch unbeschichtetes Aluminium): praktisch gleiches, d. h. ungestörtes Abrutschverhalten mit und ohne Blech.

Die Testergebnisse wurden in der Konstruktionsoptimierung berücksichtigt. Dazu gehören:

- Verkleinerung des vertikalen Blechschenkels der seitlichen Abdeckung, so dass ein größerer Spalt zum Dach für Lufteintritt frei bleibt (die Untersuchungen in Abschnitt 3.4.4.2 wurden noch mit größeren Blechen und kleinerem Luftspalt durchgeführt)
- Optimierung der Montagefreundlichkeit der Halter
- Änderung der Konstruktion der horizontalen Lochbleche so, dass ein identisches Blech statt dreier Längensvarianten eingesetzt werden kann
- Änderung der Konstruktion im unteren Eckbereich für größere Stabilität



Abbildung 35: Schneefall auf 45°-aufgeständerten SOLINK-Kollektoren bei Temperaturen um den Gefrierpunkt: Schnee bleibt nur auf den gekühlten Kollektorflächen aber nicht auf den Blechen liegen.

3.4.4 Experimentelle Untersuchungen am Außentestfeld

Auf dem Flachdach des Institutsgebäudes im Pfaffenwaldring 10 des IGTE ist ein Prüfstand für Solaranlagen aufgebaut. Dieser Prüfstand verfügt über ein nach Süden ausgerichtetes Satteldach mit Neigungswinkel 47°. Auf dieses Dach wurde ein Kollektorfeld aus 3 x 3 PVT-Modulen (18 m² Bruttofläche) aufgebaut, siehe *Abbildung 36*, um eine Reihe von Untersuchungen durchzuführen. Ziel der Untersuchungen war, Messwerte für weitergehende Berechnungen zu erhalten und das Verhalten der PVT-Module im Feld bei unterschiedlichen Umweltbedingungen, Betriebszuständen und Konfigurationen zu beobachten und zu analysieren.



Abbildung 36: Kollektorfeld aus 3 x 3 PVT-Modulen (ohne Lochblech-Abdeckungen, Konfiguration B) und Messgeräte für Umgebungstemperatur, Windgeschwindigkeit und Bestrahlungsstärke.

Das Kollektorfeld wurde mit einem Kälte-Thermostat betrieben, die Eintrittstemperatur in die parallel verschalteten Modulstränge wurde konstant gehalten und betrug je nach Untersuchungsziel und in Abhängigkeit der Umgebungsbedingungen zwischen -10 °C und +10 °C. Erfasst wurden die Messgrößen Umgebungstemperatur (belüftetes Pt100), Hemisphärische Bestrahlungsstärke (Pyranometer), Windgeschwindigkeit in Kollektorebene (Schalensternanemometer) sowie der Gesamtmassenstrom

durch das Kollektorfeld (Coriolis), die Eintrittstemperatur (Pt100) und die Austrittstemperaturen je Strang mit 3 Modulen in Reihe (Pt100). Die PV-Module wurden offen betrieben, d.h. es wurde keine elektrische Leistung abgeführt.

Der Betrieb des Kollektorfeldes unterhalb des Gefrierpunkts, wie in SOLINK-Anlagen häufig der Fall, führt abhängig von den Witterungsbedingungen zur Vereisung der Sammlerrohre und Wärmeübertragerlamellen. Untersucht wurde deshalb

- das Wärmeübertragungsvermögen zur Umgebung in Abhängigkeit vom übertragenen Wärmestrom, der Windgeschwindigkeit, der Vereisung (insbesondere der Lamellen) und dem Dachabstand (Abschnitt 3.4.4.2 und 3.4.4.4);
- das Abtauverhalten und das Abrutschen von Eis und Schnee für unterschiedliche Anordnungen und Ausführungen von Abdeckung der Spalte und Ränder des Kollektorfelds (Abschnitt 3.4.4.3) sowie
- die vertikale Verteilung der Wärmeströme im Feld in Abhängigkeit von Windgeschwindigkeit und Entzugsleistung (Abschnitt 3.4.4.5).

Dabei wurden die folgenden Feld-Varianten untersucht:

- ohne Lochbleche und Randabdeckungen (Konfiguration B)
- mit Lochblechen zwischen den Modulen
- mit Lochblechen zwischen den Modulen und an der Ober- und Unterkante des Kollektorfelds (Konfiguration C)
- wie zuvor mit zusätzlicher Seiteneinfassung, siehe *Abbildung 37* (Konfiguration D)
- mit ungelochten Blechen (abgeklebte Lochbleche) zwischen den Modulen (Konfiguration C3); diese Konfiguration entspricht auch ungefähr einer dicht-an-dicht-Montage der Kollektoren
- mit Lochblechen zwischen den Modulen und erhöhtem Abstand zwischen Wärmeübertrager-Lamellen und Dach (Konfiguration C2)

Die beste Hinterlüftung des Kollektorfeldes besteht, wenn keine Abdeckungen zwischen den PVT-Modulen und an den Seiten montiert sind. Das beste Abrutschverhalten für Eis und Schnee ergibt sich mit Abdeckblechen ohne Löcher bzw. bei dicht-an-dicht-Montage ohne Spalte/Abdeckbleche. Für den optischen Gesamteindruck des Kollektorfeldes erweisen sich Seiteneinfassungen als günstig. Deswegen wurden auch messtechnische Untersuchungen mit dieser Konfiguration durchgeführt, vgl. *Abbildung 37* mit Lochblech-Abdeckungen zwischen den PVT-Modulen, sowie oben und unten und einer geschlossenen Seiteneinfassung auf der Ostseite.



Abbildung 37: Kollektorfeld mit Lochblechen zwischen den PVT-Modulen und entlang der Ober- und Unterkante sowie einer geschlossenen Seiteneinfassung (Konfiguration D).

3.4.4.1 Methodik zur Messdatenauswertung

Aus den Rohdaten wurden zunächst 15 min-Mittelwerte berechnet; für die Auswertung wurden nur Daten in Zeiten ohne Einstrahlung ($G_{\text{hem}} < 5 \text{ W/m}^2$) und bei stationärer mittlerer Kollektortemperatur berücksichtigt (Änderungsrate $< 1 \text{ K/h}$). Die Berechnung des Wärmeübertragungsvermögens des Kollektors U zur Umgebung erfolgte nach den Formeln (5) und (6), mit der Umgebungstemperatur T_{amb} , Ein- und Austrittstemperatur $T_{\text{c,i}}$ und $T_{\text{c,o}}$ sowie der Fläche A_c des Kollektorfeldes, Massenstrom \dot{m} und Wärmekapazität c_p des Wärmeträgers sowie der resultierenden thermischen Kollektorleistung \dot{q} :

$$\dot{q} = \dot{m} c_p * (T_{\text{c,o}} - T_{\text{c,i}}) / A_c \quad (5)$$

$$U = \dot{q} / (T_{\text{amb}} - T_{\text{c,m}}) \quad \text{mit der mittleren Fluidtemperatur } T_{\text{c,m}} = 0,5 * (T_{\text{c,i}} + T_{\text{c,o}}) \quad (6)$$

Für einige Auswerteroutinen erfolgte abschließend noch eine Mittelung auf Stundenbasis.

3.4.4.2 Luftspalte und Bleche für Dachintegration - Einfluss auf Wärmeübertragung

Abbildung 38 gibt einen Überblick der Außentestfeld-Messdaten im Zeitraum Okt. 2018 bis März 2020. Ziel war die Untersuchung des Einflusses von Spaltabdeckungen mit Lochblechen zwischen den Kollektoren sowie einer Seiteneinfassung auf das Wärmeübertragungsvermögen U des Kollektorfeldes zur Umgebung. Mit einer weiteren Messreihe (Konfiguration C2) sollte der Einfluss eines vergrößerten Dachabstands ermittelt werden. Aus *Abbildung 38* lässt sich die Streubreite und der Mittelwert der gültigen Messpunkte (15min-Mittelwerte, vgl. Abschnitt 3.4.4.1) ablesen, separat für unterschiedliche Windgeschwindigkeits-Bereiche. Als zusätzliche Information ist die Anzahl der ausgewerteten Messpunkte als Beschriftung angegeben.

Die Darstellung zeigt eine deutliche Windabhängigkeit für alle Konfigurationen. Wie erwartet, bewirkt eine Einschränkung der Hinterlüftung durch Spaltabdeckungen (Lochbleche) oder die Seiteneinfassung tendenziell eine Verringerung des Wärmeübertragungsvermögens, ein vergrößerter Dachabstand bringt dagegen im Mittel eine leichte Verbesserung. Eine eindeutige Quantifizierung der Effekte ist allerdings aufgrund der großen Streubreite der Messpunkte mit dieser Darstellung nicht möglich.

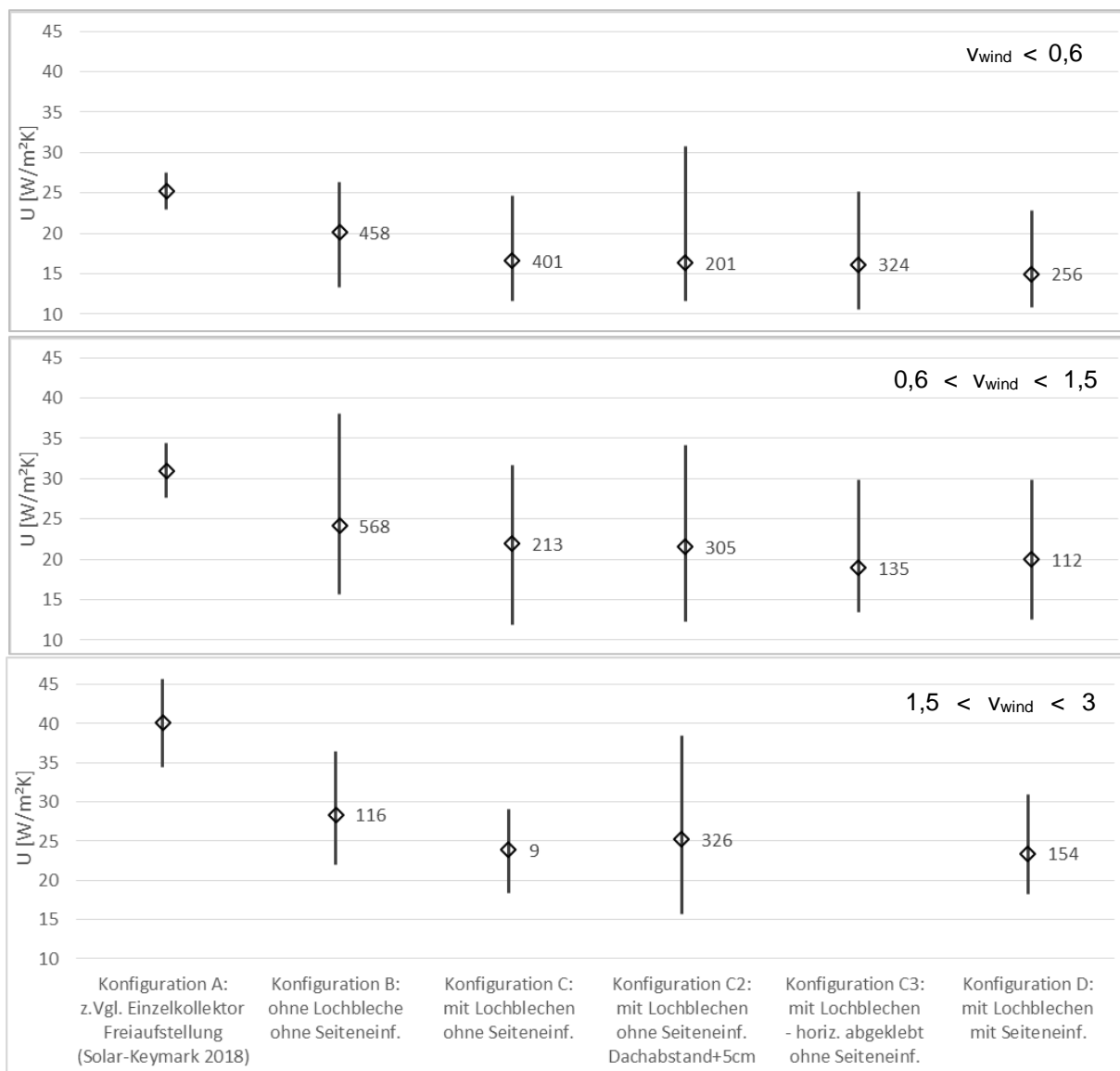


Abbildung 38: Wertebereich der Messpunkte zur Untersuchung des Einflusses von Spaltabdeckungen (Lochblechen) zwischen den Kollektoren sowie einer Seiteneinfassung auf das Wärmeübertragungsvermögen U des PVT-Kollektorfelds zur Umgebung, bei einem übertragenen Wärmestrom von 100 – 250 W/m^2 und unterschiedlichen Windverhältnissen:

- ohne bzw. bei wenig Wind (Bild oben, Windgeschwindigkeit in Kollektorebene $< 0,6$ m/s)

- bei leichtem Wind (Bild Mitte, Windgeschwindigkeit in Kollektorebene $0,6 - 1,5$ m/s)

- bei mäßigem Wind (Bild unten, Windgeschwindigkeit in Kollektorebene $1,5 - 3$ m/s)

Ermittelt auf Basis von 15min-Mittelwerten in Zeiten ohne Einstrahlung und bei stationärer Kollektor-temperatur. Als Beschriftung ist die Anzahl der ausgewerteten Messpunkte angegeben.

Eine große Streuung deutet grundsätzlich auf nicht berücksichtigte Einflussgrößen hin. Physikalisch naheliegend ist - neben der bereits berücksichtigten Windgeschwindigkeit - eine Abhängigkeit von der Windrichtung⁶ (die hier allerdings nicht messtechnisch erfasst wurde) sowie vom übertragenen Wär-

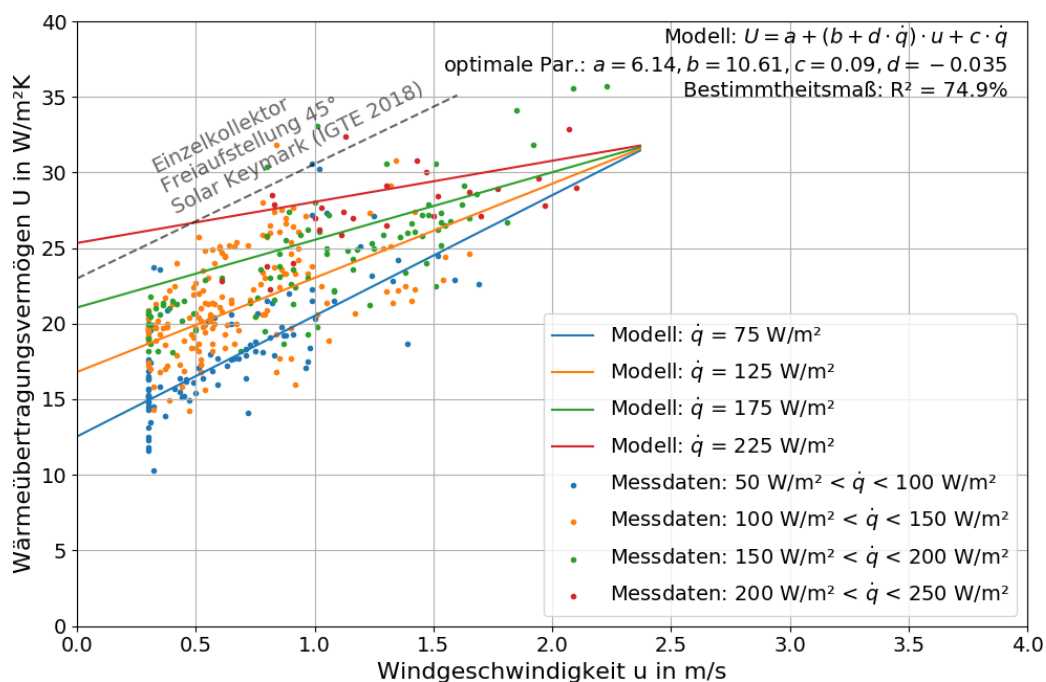
⁶ Weitere Untersuchungen zum Wärmeübertragungsvermögen des SOLINK Kollektors mit Erfassung der Windrichtung wurden im Projekt Twinsolar am ISFH durchgeführt, vgl. z. B. [Lam19].

Messdaten aus Feldtestmessungen legen außerdem nahe, dass auch die maximale Windgeschwindigkeit (ergänzend zur stündlich gemittelten Windgeschwindigkeit) unter bestimmten Voraussetzungen einen deutlichen Einfluss auf das Wärmeübertragungsvermögen des Kollektors hat (Berücksichtigung von kurzfristigen Änderungen, z.B. Windböen).

mestrom aus der Umgebung. Letzterer bestimmt die Temperaturdifferenz zur Umgebung und damit die Ausbildung von freien Konvektionsströmungen am angestellten Kollektor.

In *Abbildung 39* ist der Einfluss des übertragenen Wärmestroms exemplarisch für die stündlich gemittelten Messdaten der Konfiguration B (ohne Lochbleche) mithilfe von unterschiedlichen Farben dargestellt. In einem nächsten Schritt wurden mithilfe eines Parameteridentifikationsverfahrens die Koeffizienten einer linearen Näherungsgleichung („Modell“) für den Wärmeübergang bestimmt. In *Abbildung 40* sind die so ermittelten Näherungsgleichungen sämtlicher Konfigurationen für einen vorgegebenen übertragenen Wärmestrom von 175 W/m² über der Windgeschwindigkeit aufgetragen⁷. Trotz teilweise erheblicher Abweichungen zwischen Näherungsgleichung und einzelnen Messpunkten (vgl. *Abbildung 39*) zeigt sich ein physikalisch plausibler Trend:

- **Feldeinfluss:** im Vergleich zur Solar-Keymark-Messung (A) an einem Einzelkollektor in Freiaufstellung ergibt sich im Feld (B) ein geringeres Wärmeübertragungsvermögen (mit zunehmendem Wind stärkere Diskrepanz); dies kann mit einer schlechteren Hinterlüftung der Kollektoren im Feld und in Parallel-Dachmontage erklärt werden
- **Spalt-Abdeckungen:** die Lochblech-Abdeckung zwischen den Kollektoren bewirken ein Absinken des Wärmeübertragungsvermögens (C vs. B: ohne Wind ca. -30%), mit zunehmendem Wind wird der Einfluss geringer; ein vollständiges Verschließen der horizontalen Spalte (horizontal abgeklebte Lochbleche, Konfiguration C3 vs. C) zeigt dagegen nur geringe zusätzliche Auswirkungen
- **Seiteneinfassung:** eine zusätzliche Seiteneinfassung bewirkt ohne Wind ein geringes, mit zunehmendem Wind aber ein deutliches Absinken des Wärmeübertragungsvermögens (D vs. C: ca. -20% bei 1,5 m/s)
- **Dachabstand:** die Vergrößerung des Dachabstands um 50mm bewirkt eine geringfügige Verbesserung des Wärmeübertragungsvermögens (C2 vs. C), besonders bei wenig Wind



*Abbildung 39: Messdaten und Parameteridentifikation (lineares Modell) für den Wärmeübergang, hier am PVT-Kollektorfeld **ohne Lochbleche** (Konfiguration B): Wärmeübertragungsvermögen U zur Umgebung in Abhängigkeit von Windgeschwindigkeit (u) in Kollektorebene und übertragenem Wärmestrom (\dot{q}); aufgetragen sind Stundenmittelwerte in Zeiten ohne Einstrahlung und bei stationärer Kollektortemperatur.*

⁷ Für einige Konfigurationen fehlen aufgrund der Wetterverhältnisse in Stuttgart Messdaten mit höheren Windgeschwindigkeiten, die zugehörigen Geraden in *Abbildung 40* brechen dann vorzeitig ab.

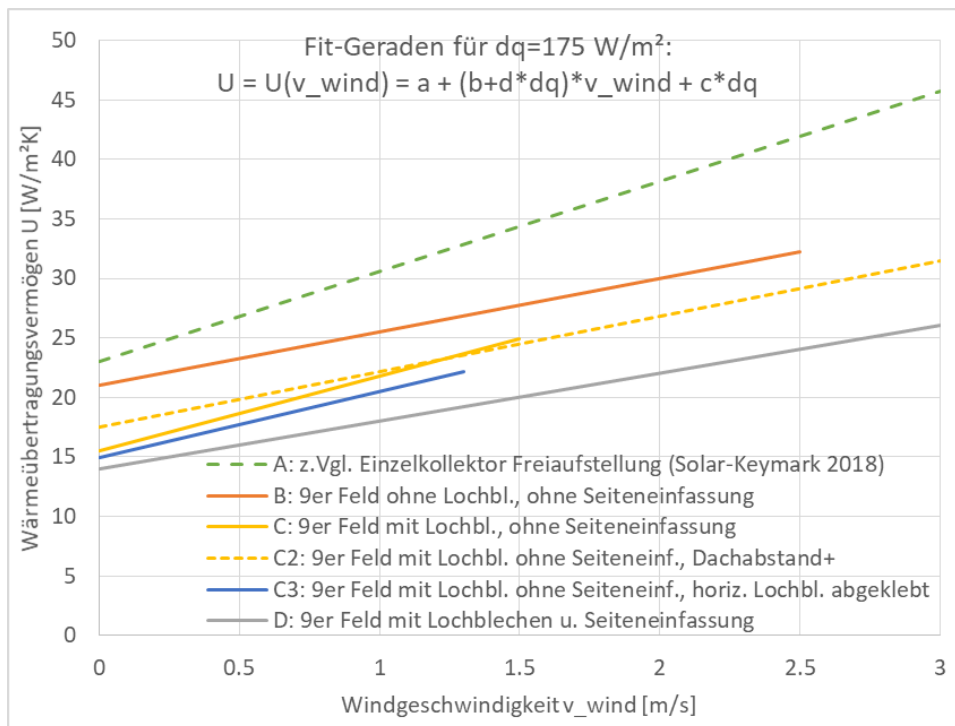


Abbildung 40: Auswertung des Einflusses von Spaltabdeckungen (Lochblechen) zwischen den Kollektoren sowie einer Seiteneinfassung auf das Wärmeübertragungsvermögen U des PVT-Kollektorfelds zur Umgebung mithilfe eines linearen Ansatzes in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit in Kollektorebene (v_{wind}) und des übertragenen Wärmestroms (hier dargestellt für $dq = 175 \text{ W/m}^2$). Ermittelt auf Basis von Stundenmittelwerten in Zeiten ohne Einstrahlung und bei stationärer Kollektortemperatur.

Abschließend sind in Tabelle 10 die in den Simulationsmodellen für TRNSYS/Polysun benötigten Koeffizienten c_1 und c_3 zur Beschreibung des Wärmeübergangs zur Umgebung zusammengestellt, berechnet aus den Ergebnissen der Parameteridentifikation - analog zu *Abbildung 40* für unterschiedliche Wärmeströme. Weiter angegeben ist das Bestimmtheitsmaß der Parameteridentifikation sowie das resultierende Wärmeübertragungsvermögen bei einer gegebenen Windgeschwindigkeit von 1,5 m/s.

Vergleichssimulationen mit den Koeffizienten für Freiaufstellung und Parallel-Dachmontage (Parametersatz für 225 W/m^2) zeigen für das Referenz-Einfamilienhaus allerdings vergleichsweise geringe Auswirkungen auf das Jahresergebnis (Konfiguration B vs. A: $\text{SJAZ}_{\text{PVT}} -0,05$ bzw. $+1 \text{ m}^2$ PVT-Fläche für $\text{SJAZ}_{\text{PVT}=4,3}$), vgl. auch Abschnitt 3.8.3.4. Dagegen reduziert sich die Systemeffizienz durch zusätzliche Seiteneinfassungen merklich (Konfiguration D vs. A: $\text{SJAZ}_{\text{PVT}} -0,15$ bzw. $+2,5 \text{ m}^2$ PVT-Fläche für $\text{SJAZ}_{\text{PVT}=4,3}$).

Fazit: Insbesondere die in Abschnitt 3.8.3.4 gezeigten Auswirkungen der Bleche auf die Systemeffizienz zeigen, dass horizontale Lochbleche eine aus Effizienz­sicht akzeptable Lösung darstellen. Alternativ kann auch mit einer dicht-an-dicht-Montage der Kollektoren eine bzgl. Effizienz nur geringfügig schlechtere Lösung bei mindestens gleicher Wirkung bzgl. Optik und Schnee (s. u.) erreicht werden.

Auf den Einsatz der seitlichen Abdeckbleche sollte, wenn möglich, verzichtet werden, wobei die überarbeitete Version mit geringerer Behinderung des Luftaustauschs hier nicht mehr getestet wurde.

Tabelle 10: Ergebnisübersicht zur Untersuchung des Einflusses von Spaltabdeckungen (Lochblechen) zwischen den Kollektoren sowie einer Seiteneinfassung auf das Wärmeübertragungsvermögen U des PVT-Kollektorfelds zur Umgebung: ermittelte Koeffizienten (c_1 , c_3) der einfach linearen Näherungsgleichung nach DIN EN ISO 9806 in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit (v_{wind}) in Kollektorebene sowie resultierender Wärmeübergang ($U_{1,5}$) bei einer Windgeschwindigkeit von 1,5 m/s, für unterschiedliche aus der Umgebung gewonnene Wärmeströme (\dot{q}).

Konfiguration	spez Wärmestrom aus Umgebung	Koeff. Wärmeübergang $U = c_1 + c_3 v_{wind}$		Bestimm- heitsmaß	Wärmeübergang bei $v_{wind} = 1,5$ m/s
	\dot{q} [W/m ²]	c_1 [W/(m ² K)]	c_3 [J/(m ³ K)]	R^2 [-]	$U_{1,5}$ [W/(m ² K)]
A: z.Vgl. Einzelkollektor Freiaufstellung (Solar-Keymark)	-	23	7.6	-	34
B: 9er Feld ohne Lochbleche, ohne Seiteneinfassung	125	16.8	6.2	75%	26
	175	21.1	4.5		28
	225	25.3	2.7		29
C: 9er Feld mit Lochblechen, ohne Seiteneinfassung	125	12.2	8.0	58%	24
	175	15.5	6.3		25
	225	18.8	4.6		26
C2: 9er Feld mit Lochblechen ohne Seiteneinfassung, Dachabstand groß	125	14.3	4.7	66%	21
	175	17.5	4.6		25
	225	20.8	4.6		28
C3: 9er Feld mit Lochblechen ohne Seiteneinfassung, horiz. Lochbleche abgeklebt	125	11.9	6.9	56%	22
	175	14.9	5.6		23
	225	17.9	4.3		24
D: 9er Feld mit Lochblechen und Seiteneinfassung	125	11.5	4.5	81%	18
	175	14.0	4.0		20
	225	16.6	3.5		22

3.4.4.3 Luftspalte und Bleche für Dachintegration - Einfluss auf Schneeabrutschen

Eine Schneedecke auf den PVT-Kollektoren führt zur Beeinträchtigung des elektrischen Ertrags; bei starker Schneebedeckung mit Zusetzen der Dachzwischenräume und Einschränkung der Hinterlüftung sind zunehmend auch thermische Auswirkungen zu erwarten. Aus diesem Grund ist im SOLINK System eine Enteisungs- und Schneeabrutschfunktion vorgesehen (vgl. Abschnitt 3.2.2), über die erwärmte Sole von dem Speicher durch die Kollektoren gepumpt wird und Schnee zum Abrutschen gebracht werden kann. Allerdings kann abrutschender Schnee sich in den Spalten zwischen den Kollektorreihen stauen, wie die im Folgenden dokumentierten Versuche am Testfeld zeigen. Dies sollen die in Abschnitt 3.4.3 beschriebenen Lochbleche verhindern.

Das zuvor deutlich unter dem Gefrierpunkt betriebene, mit Schnee bedeckte Kollektorfeld wird zum Auslösen des Abrutschens mit einer Fluidtemperatur von +10 °C durchströmt, das heißt die Photovoltaik-Zellen werden beheizt. Dies führt dazu, dass sich ein Wasserfilm zwischen Photovoltaik-Zellen und Schneedecke bildet. Abhängig von der Dicke und der Festigkeit der Schneedecke rutschen kleinere oder größere Teilstücke ab, siehe *Abbildung 41* (links), hier in der Konfiguration **ohne Lochbleche**. Der untere Strang wird so rasch weitgehend schneefrei. Teilstücke der mittleren und oberen Stränge rutschen in die horizontalen Spalte. Dadurch wird das Abrutschen weiterer Teilstücke behindert, siehe *Abbildung 41* (rechts). Zudem führen die Schneemassen dazu die Spalte zwischen den Strängen zu verfüllen, siehe *Abbildung 42*, und damit ggf. auch die Hinterlüftung der PVT-Module zu behindern.



Abbildung 41: Schneeabrutschverhalten am PVT-Kollektorfeld ohne Lochbleche (Konfiguration B).



Abbildung 42: Tendenz zum Verfüllen der horizontalen Spalte während des Schneeabrutschens am PVT-Kollektorfeld ohne Spaltabdeckungen.

Die Montage von Abdeckungen zwischen den Strängen verhindert das Verfüllen der Spalte und damit die Behinderung des Luftstroms zwischen Wärmeübertrager-Lamellen und Dach, hier untersucht **mit Lochblechen** in Konfiguration C2. Da die Abdeckbleche aber nicht beheizt werden, kann durch festgefrorenen Schnee auf den Blechen das Abrutschen der Schneedecke von den PVT-Modulen nach wie vor behindert werden, wie in *Abbildung 43* und *Abbildung 44* zu sehen⁸. Das beste Abrutschverhalten für Eis und Schnee ist mit Abdeckblechen ohne Löcher zu erwarten, was in erster Näherung dicht auf dicht montierten Kollektoren entspricht. Bei tatsächlich ohne Spalt montierten Kollektoren wäre das Abrutschverhalten noch besser, da es dann keine unbeheizten Bereiche mehr gibt.

⁸ Aufgrund der Wetterverhältnisse konnte nur ein einzelner Versuch zum Schneeabrutschverhalten mit Lochblechen durchgeführt werden; bei einer Umgebungstemperatur geringfügig unter 0 °C betrug hier die Sole-Eintrittstemperatur -5 °C, die Austrittstemperatur -3 °C und die Entzugsleistung ca. 130 W/m². Inwiefern das Verhalten an den Lochblechen mit der Konsistenz des Schnees (hier Feuchtschnee) zusammenhängt, kann bisher nicht beurteilt werden.



Abbildung 43: Schneeabrutschverhalten am PVT-Kollektorfeld mit Lochblechen (Konfiguration C2).



Abbildung 44: Beobachtete Tendenz zum Festfrieren/Anhängen von Schnee an den unbeheizten Lochblechen zwischen den Modulen während des Schneeabrutschens (am PVT-Kollektorfeld mit Lochblech-Spaltabdeckungen).

3.4.4.4 Schneebedeckung und Vereisung - Einfluss auf Wärmeübertragung

Zeiträume mit **Schneebedeckung** waren aufgrund der Witterungsverhältnisse in Stuttgart begrenzt; Messdaten bei sehr starker Schneeeindeckung des Testfelds, die zum vollständigen Verschluss des Zwischenraums zwischen Kollektor und Dach führte, liegen nicht vor. Die verfügbaren Daten für Konfiguration A (ohne Lochbleche) wurden anhand von Fotos und Wetterdaten nach dem Grad der Schneebedeckung und Vereisung bewertet. Allerdings lieferte die Auswertung dieser Daten keine eindeutige Aussage zum Einfluss der Schneebedeckung auf das Wärmeübertragungsvermögen des PVT-Kollektorfelds; zeitweise wurde bei Schnee und Eis ein etwas reduziertes, zeitweise aber auch ein erhöhtes Wärmeübertragungsvermögen beobachtet. Ein leicht verbesserter Wärmeübergang trat häufig bei Umgebungstemperaturen etwas oberhalb des Gefrierpunkts auf – ein Zusammenhang mit Niederschlägen (Regen) liegt nahe, aber auch mit Gefriervorgängen von abschmelzendem Schnee oder Eis an der deutlich kühleren PVT-Moduloberfläche.

Die Fotos in *Abbildung 45* (oben) zeigen exemplarisch **Vereisung** und Reifwachstum an PV-Oberfläche, Sammlerrohr und Wärmeübertrager-Lamellen des PVT-Kollektorfelds, hier an einem Dezembertag 2018 bei Umgebungstemperaturen um 5 °C und Kollektor-Betriebstemperaturen von etwa -5 °C. Typisch für die Vereisung der Lamellen ist die starke Eis-/Reifbildung im unteren, vermehrt belüfteten Bereich der Lamelle (Bild rechts oben); ein vollständiges Zuwachsen der Wärmeübertrager-Lamellen wurde im Projektzeitraum allerdings nie beobachtet, trotz teilweise extremer Versuchsbedingungen. Die Bilder in *Abbildung 45* (unten) zeigen den eisfreien Zustand des Kollektorfelds in der Mittagszeit nach einer umfangreichen thermischen Enteisung (Durchströmung mit warmen Fluid, Feldeintrittstemperatur 10 °C).

Im Anhang 7.2 ist für diesen Tag (vor und nach der Enteisung) exemplarisch der Einfluss der Vereisung auf das Wärmeübertragungsvermögen zur Umgebung aufgezeigt. Wie in anderen Untersuchungen auch konnte keine signifikante Reduzierung des Wärmeübertragungsvermögens durch die Vereisung des Kollektors beobachtet werden (Reduzierung kleiner 5%).

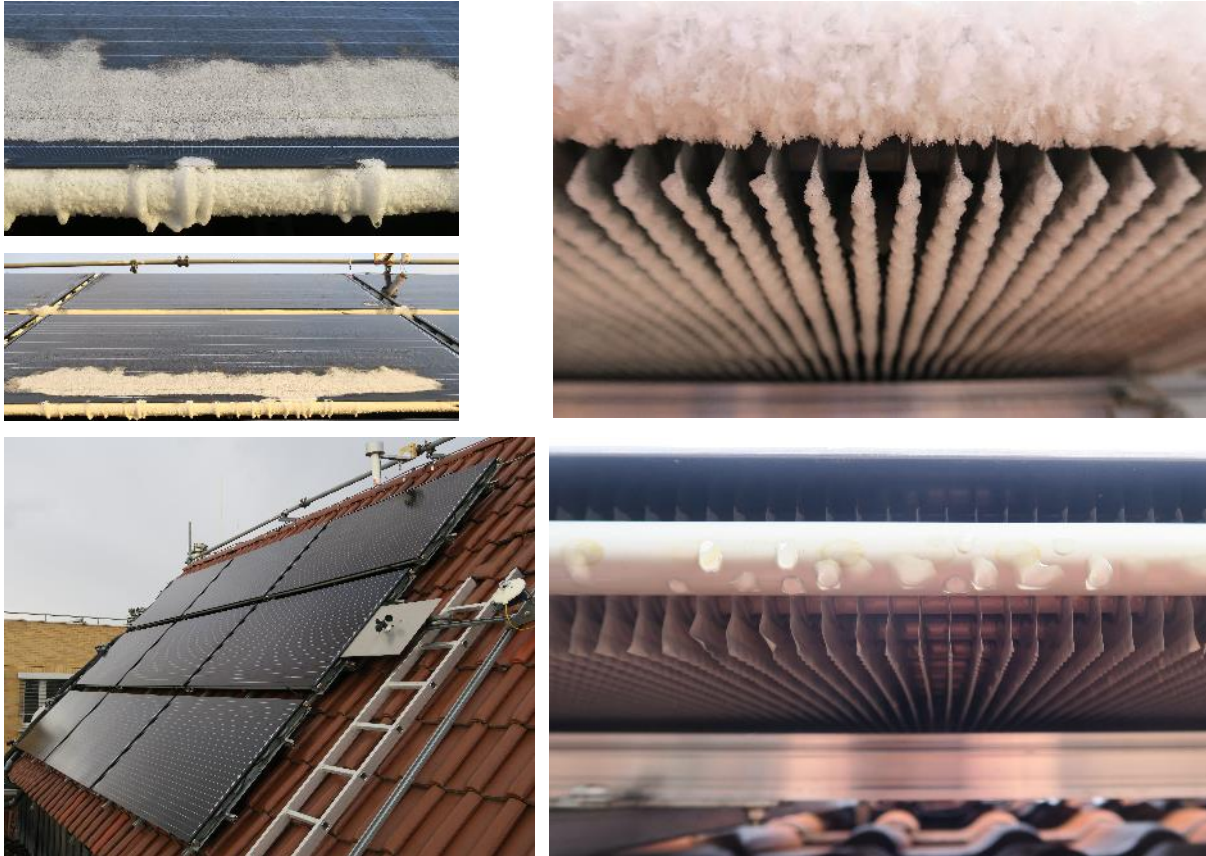


Abbildung 45: Ver- und Enteisung des Kollektors: Sammlerrohr und Wärmeübertrager-Lamellen vor (Bilder oben, 9 Uhr morgens) und nach einer Enteisung (Bilder unten, 12 Uhr mittags) am 20.12.2018

3.4.4.5 Vertikale Verteilung der Wärmeströme im Kollektorfeld

Im angestellten Kollektorfeld mit mehreren Reihen übereinander lässt sich bei Betrieb unter Umgebungstemperatur - wie bei SOLINK der Fall - eine ungleiche Verteilung der übertragenen Wärmeströme beobachten: in der oberen Kollektorreihe sind die aus der Umgebung gewonnenen Wärmeströme i.d.R. größer als in der unteren Reihe. Zu beobachten ist

- eine Abnahme der vertikalen Ungleichverteilung mit zunehmendem Wind und zunehmendem Gesamt-Wärmestrom und
- eine Zunahme der vertikalen Ungleichverteilung durch Spaltabdeckungen in Form von Lochblechen; diese stellen offenbar ein Hindernis für den Luftaustausch dar.

Im Anhang 7.2 (Abbildung 83) finden sich die zugehörigen Diagramme zum Wärmestromverhältnis zwischen oberer und unterer Kollektorreihe für die vermessenen Konfigurationen.

Die Beobachtungen sind gut durch freie Konvektionsvorgänge erklärbar: an Kollektorober- und -unterseite zunehmend abkühlende Luft fällt nach unten⁹; durch diese abkühlenden Luftströmungen ergibt sich eine nach unten *abnehmende* treibende Temperaturdifferenz zwischen Kollektor und umgebender Luft, was die im Feld nach unten hin abnehmenden Wärmeströme erklärt (Wärmestromverhältnis > 1).

⁹ Der nach unten hin abnehmende Lufttemperaturverlauf bestätigte sich bei den Indoor-Strömungsmessungen im Spalt zwischen Dach und Kollektor-Unterseite eines angestellten Einzelkollektors: bei einer Anstellung zwischen 15° und 60° zeigte sich hier eine Lufttemperatur-Abnahme von 2-3 K, vgl. Anhang 7.1, Abbildung 80.

3.5 Leitungssystem

3.5.1 Rohrleitungen und Verbindungen

Die am IGTE gemessene Stagnationstemperatur des PVT-Kollektors liegt bei 61 °C, mit Sicherheitsaufschlag kann von max. 70 °C ausgegangen werden. Dies ermöglicht den Einsatz von kostengünstigen Kunststoffleitungen.

Für ein außerhalb des Gebäudes zu verlegendes ungedämmtes und architektonisch integriertes Leitungssystem wurde eine breite Recherche u. a. nach montagefreundlichen Fittings für Kunststoffrohre durchgeführt. Die wesentlichen Ergebnisse der Recherche und Überprüfung für die Anwendung:

Schweißfittings:

- + Kostengünstig; insbesondere für das aufgrund seiner geringen thermischen Dehnung geeignete PP-R-Rohr von aquatherm gibt es eine breite Auswahl mit integrierten metallischen Gewinden.
- Die Fittings sind nicht UV-beständig und müssen mit einem Anstrich geschützt werden. Für die Übergänge zu Panzerschläuchen fehlen geeignete Gewinde für flachdichtende Verschraubung, ebenso gibt es keine Übergänge für Pressfittings. Installateure haben i. d. R. die Fittings nicht auf Lager und es gibt sie nicht bei jedem Großhändler. D. h., wenn ein Fitting auf der Baustelle fehlt, führt das zu Verzögerungen.

Schraubfittings:

- + Verbreitetes System am Markt, allerdings v. a. für Metallverbundrohre
- Die Fittings für Metallverbundrohre reduzieren oft stark den Strömungsquerschnitt und führen zu einem erhöhten Druckverlust. Bei manchen Systemen wird das Rohr jedoch aufgeweitet oder die eingeschobenen Hülsen sind dünn und die Querschnittsverengung ist tolerabel. Für aquatherm-Rohre geeignete Schraubverbinder sind groß, metallische Verbinder schwer und teuer.

Steckfittings:

- + Ideal bzgl. Montagefreundlichkeit
- Für aquatherm-Rohre geeignete metallische Steckverbinder, z. B. von beulco, sind groß, schwer und teuer. Andere Steckverbinder wie von Plasson sind für die Einsatzbedingungen nicht zugelassen.



Abbildung 46: Schweißfitting (Quelle: aquatherm), Schraubfitting, Steckfitting (Quelle: Plasson)

Auf der Basis von Kunststoff- Kupfer- und Edelstahlrohr wurden mehrere Leitungskonzepte entwickelt und preislich miteinander verglichen. Aufgrund dieser Ergebnisse und der obigen Vor- und Nachteile von Fittings für Kunststoffrohre wurde ein Konzept erarbeitet, bei dem die direkten Anschlüsse an den Anschlusschläuchen der Kollektoren mit üblichen Kupfer- oder Edelstahl-Pressfittings ausgeführt werden können, denn hier werden die meisten Fittings verarbeitet. Hierfür wurden die Panzerschläuche mit glatten Enden für Pressfittings konstruiert.



Abbildung 47: Anschluss-Panzerschlauch zur direkten Verbindung mit Pressfitting

Je nach Objekt kann dann von den Sammleranschlüssen weiter mit Kupfer- oder Edelstahlrohren gefahren werden oder ein Übergang auf die wesentlich günstigeren Kunststoffrohre gesetzt werden.

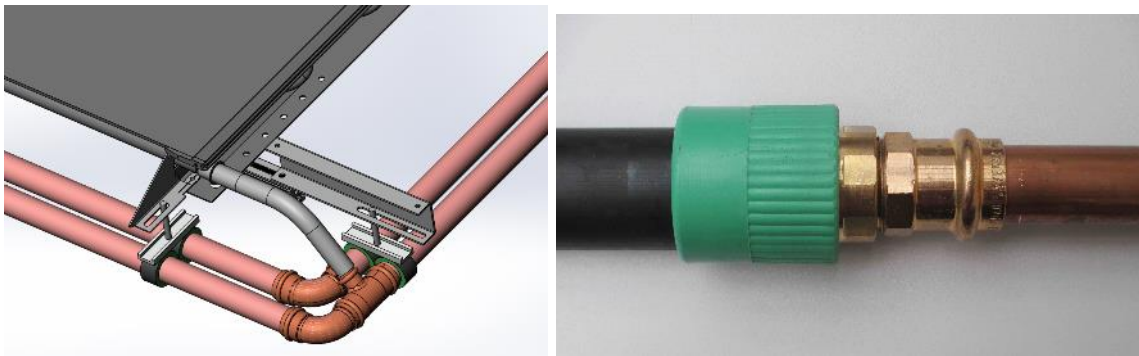


Abbildung 48: Links: Anschlussschläuche direkt mit Pressfitting verpresst, Rechts: Übergang von Kupferrohr auf Kunststoffrohr

Als Alternative zu festen Kunststoffrohren wurde eine Recherche und Machbarkeitsprüfung für ein Kunststoff-Wellrohr als kostengünstige und montagefreundliche Verbindungsleitung vom Dach zum Keller (Wärmepumpe) durchgeführt, aber bis Projektende noch nicht abgeschlossen. Im Test sind noch mögliche Übergangsfittings, der Druckverlust muss bestimmt und die Zulässigkeit der Sauerstoffdiffusion muss noch abschließend quantitativ bestätigt werden.

Für die SOLINK-spezifischen hydraulischen Verbindungs- und Anschlusselemente (Panzerschläuche, Verschlüsse, Entlüfter) wurde mit den Herstellern die Eignung abgesichert, u. a. durch Rückgriff auf die Ergebnisse mehrjähriger Extremexposition der Panzerschläuche auf einem internationalen Kollektor-Testfeld auf Gran Canaria. Die Material-Spezifikationen und Konstruktion von Komponenten wie Entlüfter wurden in diesem Zuge teilweise optimiert.

3.5.2 Leitungsführung von Dach in Keller

Unterschiedliche Konzepte wurden ausgearbeitet und mit einem Planer sowie den SOLINK-Konsortiumsmitgliedern geprüft. Die Konzepte gingen jeweils von der Leitungsführung außerhalb des Gebäudes bis zum Technikraum aus.

Bei der Leitungsführung vom Dach bis zur Fassade besteht die Möglichkeit der Verlegung unterhalb der Dachhaut aber über dem Unterdach, so dass auch hier eine ungedämmte Montage möglich ist. Dieses Prinzip ist allerdings nur bei Kleinanlagen mit einem Außendurchmesser von max. 30...32 mm möglich (Stärke der Konterlattung).

Für breitere Anwendungsmöglichkeiten wurde ein Konzept zur Leitungsverlegung am Rand des Kollektorfelds entwickelt. Die Leitungen können durch Bleche abgedeckt und mit dem gleichen System fixiert werden, siehe Kapitel 3.4.3.

Für die Durchdringung des Dachvorsprungs zur weiteren Verlegung an der Fassade können grundsätzlich für Brennwertkamine übliche Durchgänge verwendet werden. Diese ragen allerdings i. d. R. zu hoch über das Dach. In einer Recherche wurde ein Anbieter für sehr flache Dachdurchführungen gefunden.

Für die Leitungsführung an der Fassade können die Rohre innerhalb eines Fallrohrs – bei größeren Querschnitten je ein Fallrohr pro Leitung – geführt werden.



Abbildung 49: Zwei Edelstahl-Fallrohre, in denen die ungedämmten Leitungen verlaufen

Als Planungshilfe wurde für die Varianten des Leitungssystems mit Kupfer-, Edelstahl- und aquatherm-Rohr jeweils eine komplette Stückliste ausgearbeitet für die Leitungsführung vom Dach bis in den Keller. In einem Musteraufbau am Montagedach wurden die wichtigsten Übergänge getestet. Handwerker können die benötigten Komponenten direkt im Großhandel beziehen.

Alternativ zur Verlegung des Rohre in einem Regenwasser-Fallrohr ist insbesondere im Neubau oder neuer Dämmung die Verlegung in einer Aussparung der Dämmung möglich, falls feuchteunempfindlich (z. B. Styropor) oder zwischen Dämmung und vorgehängter Fassade, z. B. Holzverschalung. Auch hierfür wurden Konzepte ausgearbeitet und in der Praxis umgesetzt.

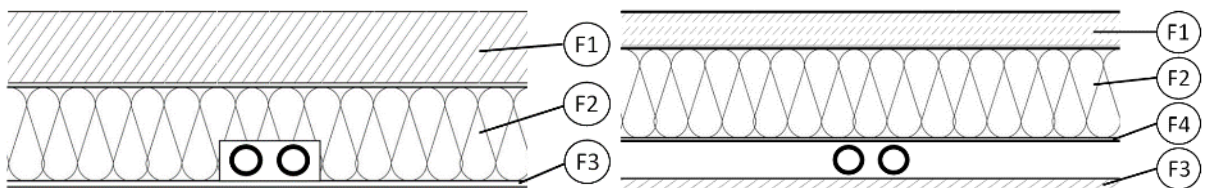


Abbildung 50: links: Feuchteunempfindliche Dämmung (z. B. EPS) mit Aussparung für Sole-Leitungen. Rechts: Verlegung in Hinterlüftung zw. Dämmung und Holzverschalung. F1 = Wand, F2 = Dämmung, F3 = Außenputz (links) bzw. Holzverschalung (rechts), F4 = Wasserschutzbahn

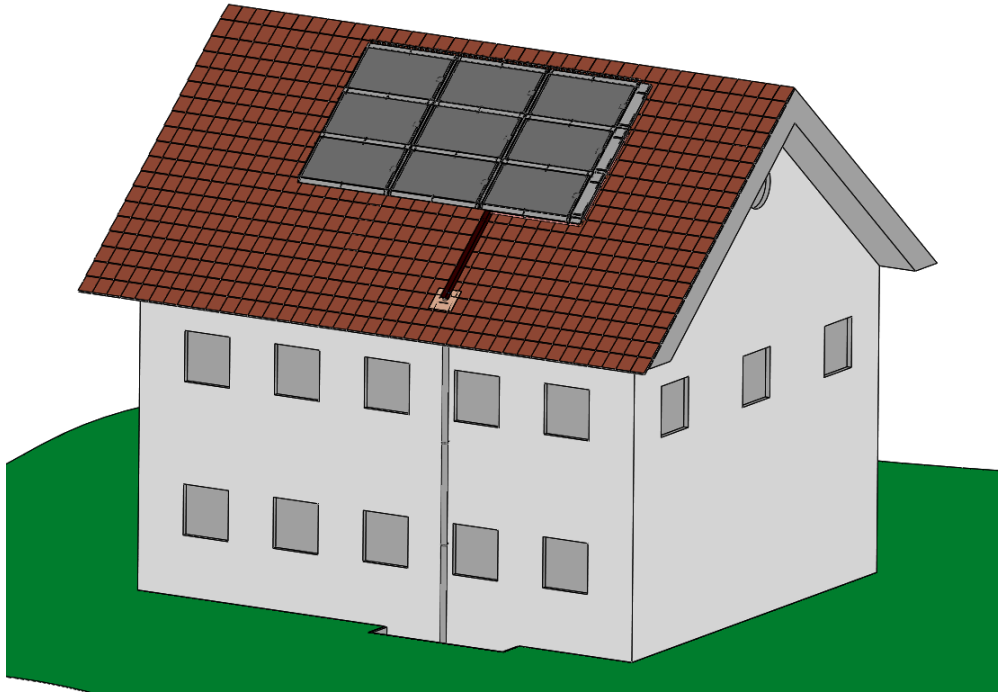


Abbildung 51: Die Sammleranschlüsse sind rechts unter Abdeckblechen an deren Haltern montiert, die beiden Leitungen sind unterhalb des unteren Abdeckblechs horizontal verlegt und werden dann unterhalb eines Abdeckblechs bis zu einer Dachdurchführung auf dem Dach nach unten geführt. Entlang der Fassade verlaufen die ungedämmten Leitungen innerhalb eines Regenwasserfallrohrs und werden in einem Schacht in den Keller geführt.

Für die im Gebäude verlegten Leitungsabschnitte werden entgegen dem ursprünglichen Konzept keine Twin-Rohre eingesetzt, da die Verarbeitung und Montage von Einzelrohren günstiger ist.

3.6 Vorschaltmodul und Regelfunktionen

Für das in Abschnitt 3.2.2 beschriebene Regelungs- und Hydraulikkonzept wurden ein Ergänzungsregler, der in Ergänzung zum Standard-Wärmepumpenregler benötigt wird, sowie eine vormontierte Hydraulikgruppe entwickelt.

3.6.1 Ergänzungsregler

Bei der Reglerentwicklung wurde zunächst versucht, den Regler mit einem Anbieter von Wärmepumpenreglern zu realisieren, um dadurch eine gute Kompatibilität und vereinfachte Schnittstellen zu einigen Wärmepumpenfabrikaten zu erreichen. Da diese Zusammenarbeit nicht gelang, wurde auf Basis der von Consolar für Solar-Regler eingesetzten Hardware die Entwicklung umgesetzt¹⁰. Dabei bestand die Anforderung darin, dass möglichst wenige Einstellungen an dem Regler vorzunehmen sind und dass die Schnittstellen zum Wärmepumpenregler einfach und standardisiert sind. Durch den Zugriff auf gelabelte Smart Grid Ready-Schnittstellen kann der Regler praktisch mit allen gängigen Wärmepumpenfabrikaten kombiniert werden.



Abbildung 52: SOLINK-Ergänzungsregler

In dem Regler sind folgende Funktionen enthalten:

- Begrenzung der Verdampfeintrittstemperatur über Mischventil
- Enteisungs- und Schneeabrutschfunktion
- Kombi-/Pufferspeicherdirektbeladung
- Eisspeicherbeladung
- Kombiniertes Betrieb mit Erdwärmesonden
- Ansteuerung Mischventil für Kühlbetrieb
- Monitoring für Technischen Support

Die Funktionen werden im Folgenden kurz erläutert.

3.6.1.1 Begrenzung der Verdampfeintrittstemperatur über Mischventil

Die Herausforderung bei dieser Funktion ist, dass beim Start von Wärmepumpen und Solepumpe zunächst plötzlich erhöhte Temperaturen vom Kollektorfeld kommen können. Hierauf muss das Mischventil schnell reagieren. Im kontinuierlichen Betrieb dagegen führt eine solche schnelle Reaktion zu einem starken Schwingungsverhalten.

¹⁰ Während der zweite Hälfte des Projekts wurde mit einem anderen Wärmepumpenhersteller die Integration dieser Funktionen in einen Regler vorbereitet, der direkt mit seinem Wärmepumpenregler via Bus kommuniziert, so dass der Montage- und Einstellungsaufwand reduziert wird. Dieser Regler soll weitere Funktionen insbesondere zur Kühlung enthalten. Diese Arbeiten sind zu Projektende nicht abgeschlossen.

Die Funktion beruht daher auf zwei Phasen:

- Schnelles Regelverhalten
- Langsames (gedämpftes) Regelverhalten

Im Laufe der Feldtests wurden die Funktion und die Parametrierung kontinuierlich optimiert.

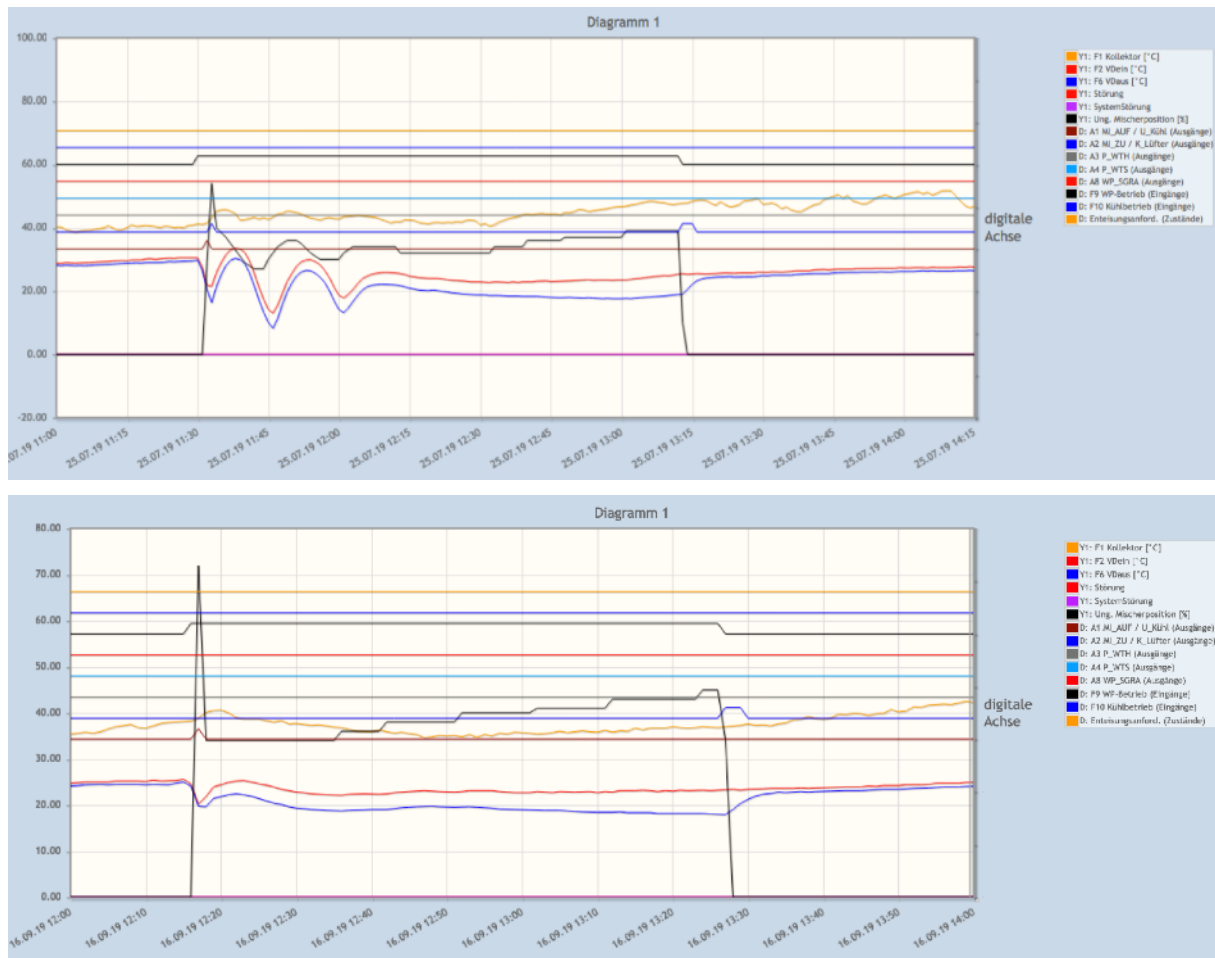


Abbildung 53: Regelverhalten des Sole-Mischventils vor und nach Optimierung; die blaue und rote Kurve zeigen die Verdampferein- und austrittstemperatur, die gelbe Kurve in der Mitte die Kollektortemperatur. Schwarz: Mischerposition: am Anfang eine schnelle starke Bewegung, dann langsames Nachregeln

3.6.1.2 Enteisungs- und Schneeabrutschfunktion

Aus einer Analyse der Kollektortemperatur der vergangenen Stunden in Verbindung mit der Umgebungstemperatur wird zu einem einstellbaren Zeitpunkt entschieden, ob die Enteisungs- und Schneeabrutschfunktion gestartet wird. Bei kritischen Vereisungsbedingungen wird die Funktion auch unabhängig von diesem Zeitpunkt gestartet. Die Funktion bewirkt, dass im unteren Pufferbereich des Wärmespeichers erwärmte Sole durch die Kollektoren gepumpt wird, siehe Abschnitt 3.2.2. Die Laufzeit der Pumpe ist auf eine Maximaldauer begrenzt, und wird ansonsten gestoppt, wenn eine Mindestkollektortemperatur erreicht wird.

Sie kann auch mit einem Taster zu beliebigem Zeitpunkt manuell aktiviert werden, was insbesondere zum Schneeabrutschen Verwendung finden kann. Ebenfalls zum Schneeabrutschen kann die Funktion auch durch Auswertung des Stroms, den die PV-Anlage liefert, ausgelöst werden. Hierzu muss ein entsprechender Stromzähler angeschlossen sein.

Die Enteisungsfunktion wird am Morgen ausgelöst, die Voreinstellung wurde von anfangs 9:00 Uhr auf 10 Uhr verschoben, da zu diesem Zeitpunkt bei Sonnenschein oft die Funktion gar nicht mehr auslösen muss. Auch wurden die Parameter so angepasst, dass die Enteisung viel seltener auslöst, als bei der ursprünglichen Einstellung, weil sie in vielen Fällen unnötigerweise lief. Letztendlich zeigten die

Feldtestergebnisse und die Untersuchungen am IGTE (siehe Abschnitt 3.4.4.4), dass i. d. R. ganz auf Enteisung verzichtet werden kann. Die Funktion ist daher vor allem zum Schneeabrutschen nützlich. Abbildung 54 zeigt einen am Morgen ausgelösten Enteisungsvorgang. Das sich an den Lamellen gebildete Eis fällt schnell in kleinen – völlig ungefährlichen – Streifen ab.

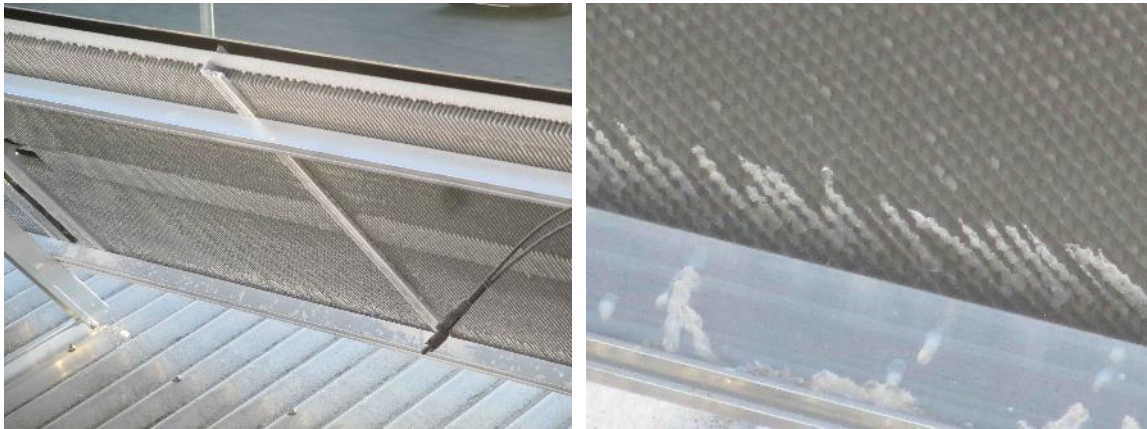


Abbildung 54: Enteisungsvorgang

3.6.1.3 Kombi-/Pufferspeicherdirektbeladung

Wenn die Wärmepumpe nicht in Betrieb ist und – bei aktiver Eisspeicherfunktion – der Eisspeicher seine Maximaltemperatur erreicht hat, kann bei entsprechender Kollektortemperatur die Solarwärme direkt über einen Wärmeübertrager an den Kombispeicher oder einen Pufferspeicher übergeben werden, falls diese Funktion aktiviert ist.

3.6.1.4 Kombierter Betrieb mit Erdwärmesonden

Insbesondere beim Austausch älterer Wärmepumpen durch neue effizientere ist oftmals die vorhandene Erdsonde für die dann erhöhte Entzugsleistung unterdimensioniert.

Als Alternative zur aufwändigen Bohrung einer neuen Erdsonde kann die Anlage mit SOLINK-PVT-Wärmepumpenkollektoren kombiniert werden.

Die Vorteile:

- geringerer Aufwand
- Senkung der Stromkosten durch selbst produzierten Strom

Hydraulik und Regelungstechnik für den kombinierten Betrieb von SOLINK-Kollektoren mit Erdsonden oder einem anderen Erdreichwärmeübertrager wurden wie in Abbildung 55 und Abbildung 56 dargestellt entwickelt. Die gleiche Hydraulik und Logik kann auch in Verbindung mit einer anderen Niedertemperaturwärmequelle wie insbesondere einem kalten Nahwärmenetz eingesetzt werden.

Den Erdsonden wird auf diese Weise im Heizbetrieb weniger Wärme entzogen und sie können in den Sommermonaten wieder regeneriert werden. SOLINK-Kollektoren und Erdsonde sind in Reihe geschaltet, die Kollektoren werden zuerst durchströmt. Durch ein Umschaltventil und ein Mischventil können nur die Kollektoren oder nur die Erdsonde oder beide Komponenten durchströmt werden:

1. Wärmepumpenbetrieb, Kollektor hat höhere Temperatur als Sonde => Nur der Kollektor wird durchströmt außer die Kollektortemperatur ist höher als die maximale Verdampfeintrittstemperatur => Kollektor und Sonde werden durchströmt.
2. Wärmepumpenbetrieb, $T_{\text{Verdampfer aus}} < T_{\text{Kollektor}}$ und $T_{\text{Kollektor}} < T_{\text{Sonde}}$ => Kollektor und Sonde werden in Reihe durchströmt
3. Wärmepumpenbetrieb, $T_{\text{Verdampfer aus}} > T_{\text{Kollektor}}$ => Nur Sonde wird durchströmt
4. Kein Wärmepumpenbetrieb, Kollektor hat höhere Temperatur als Sonde => Kollektor und Sonde werden durchströmt, außer, in der Sonde wird die Maximaltemperatur erreicht

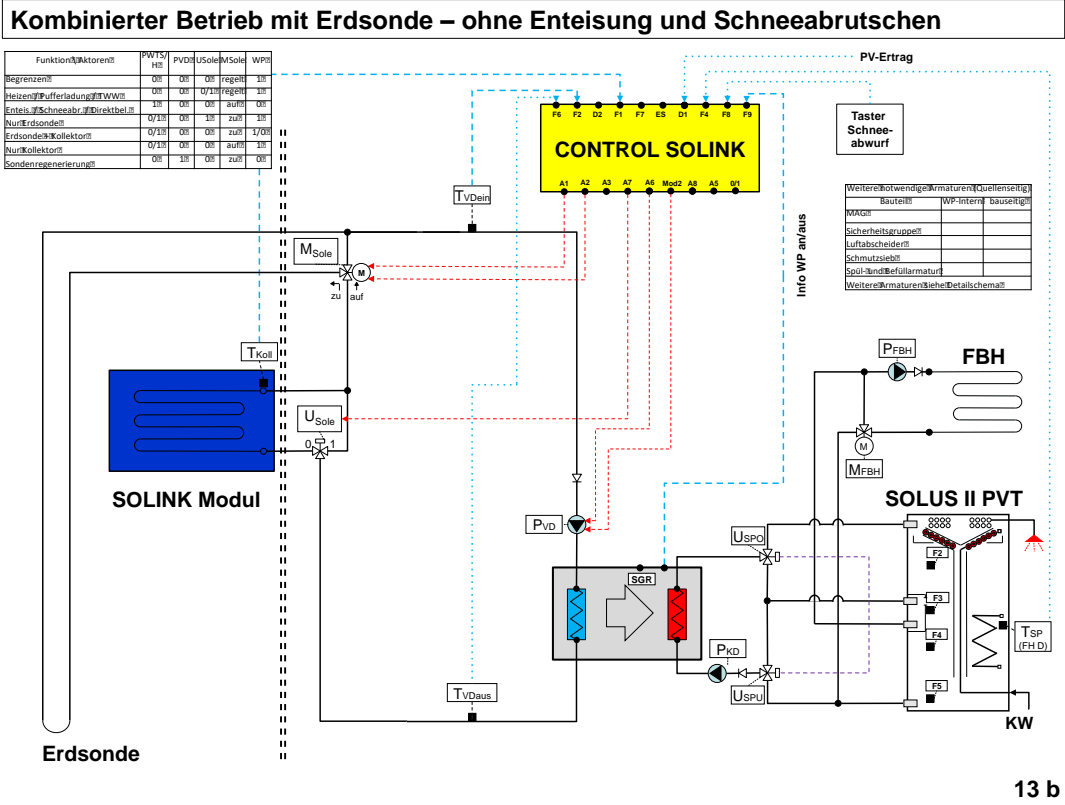


Abbildung 55: Hydraulikschema für Erdsondenkopplung, ohne Schneeabrutschfunktion, Direktbelastung und passive Kühlung

Um zu verhindern, dass das Erdreich durch den Kollektor unzulässig erwärmt wird darf nur Sole mit der maximalen Temperatur in die Sonde eingeleitet werden. Einige Tage pro Jahr können jedoch auch erhöhte Einleittemperaturen akzeptiert werden. Die Zeit während der die Einleittemperatur über der maximalen Eintrittstemperatur liegt, wird gezählt und sobald die zulässige Dauer erreicht ist, darf nur noch maximal mit der dauerhaft zulässigen Temperatur eingeleitet werden.

Bei U-förmigen Sonden, wo davon ausgegangen werden kann, dass die Temperatur im direkt umgebenden Erdreich durch die mittlere Temperatur in beiden Schenkeln vorgegeben wird, kann statt der Eintrittstemperatur (bzw. Kollektoraustrittstemperatur) die Mitteltemperatur zwischen Ein- und Austritt (bzw. Kollektor- und Verdampfereintrittstemperatur) für diese Funktion ausgewählt werden.

In einer Variante kann die Erdsonde zur passiven Kühlung genutzt werden. Damit in diesem Fall die Erdsonde nicht auf zu hohe, nicht mehr zum Kühlen geeignete Temperaturen regeneriert wird, wird die Sondentemperatur überwacht und begrenzt: Ab Erreichen einer bestimmten Sondentemperatur werden mit dem Umschaltventil U_Sole die SOLINK-Kollektoren überbrückt, siehe Abbildung 56.

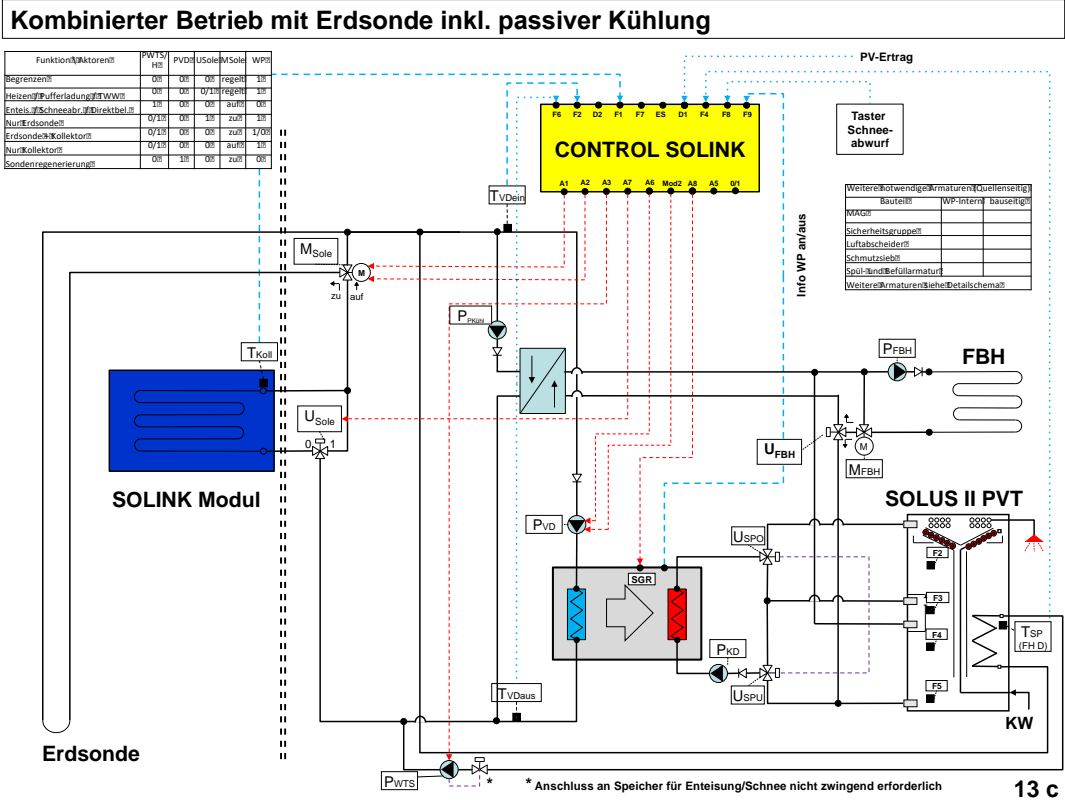


Abbildung 56: Hydraulikschema für Erdsondenkopplung, mit Ankopplung an Kombispeicher zum Schneabrutschen, Direktbeladung und Wärmeübertrager für passive Kühlung

3.6.1.5 Ansteuerung Mischventil für Kühlbetrieb

Bei den in Abschnitt 3.9.1 beschriebenen Schemata zur Gebäudekühlung muss das Sole-Mischventil je nach Variante im Kühlbetrieb geöffnet oder geschlossen werden: Bei Kältekreisumkehr wird der Verdampfer zum Kondensator und die Kühlabwärme wird über die Kollektoren abgegeben: das Sole-Mischventil muss geöffnet und die Mischfunktion deaktiviert sein. Bei der Variante der Kühlabwärmernutzung wird dagegen beim Kühlbetrieb dem Kältespeicher bzw. dem Gebäude über den Verdampfer Wärme entzogen, die Kollektoren dürfen nicht durchströmt und das Mischventil muss geschlossen sein. Der Ergänzungsregler erhält dafür von dem Wärmepumpenregler das Signal, ob Kühlbetrieb aktiv ist.

3.6.1.6 Monitoring für Technischen Support

Der Ergänzungsregler kann zum Monitoring des Sole- und PV-Teils der Anlage genutzt werden. Dabei werden zusätzlich zu allen ohnehin benötigten Fühlern folgende Daten aufgezeichnet: Außentemperatur, Einstrahlung und Soledurchfluss. Weiterhin kann der PV-Ertrag erfasst werden.

Es wird die Temperaturdifferenz zwischen Kollektor- und Außentemperatur in der Nacht ermittelt, wenn die Wärmepumpe läuft. Mit diesem Wert ist über das Internet-Portal des Reglers eine Überwachung möglich, um Probleme beim Wärmeübergang Luft-Sole, z. B. aufgrund starker Verschmutzung zu entdecken. Es wird ein Mittelwert für die jeweilige Nacht und das jeweilige Jahr gebildet. So kann z. B. auch eine schleichende Verschlechterung der Anlage bemerkt werden.

3.6.2 Kollektorfühler

Der Kollektorfühler wird für die Schneeabrutsch- und Enteisungsfunktion und für die Mischerregelung benötigt. Er wird an dem letzten Mäanderbogen, der in das Sammlerrohr mündet, fixiert. Unterschiedliche Methoden zur Fixierung wurden getestet – bzgl. Funktion sind alle geeignet.

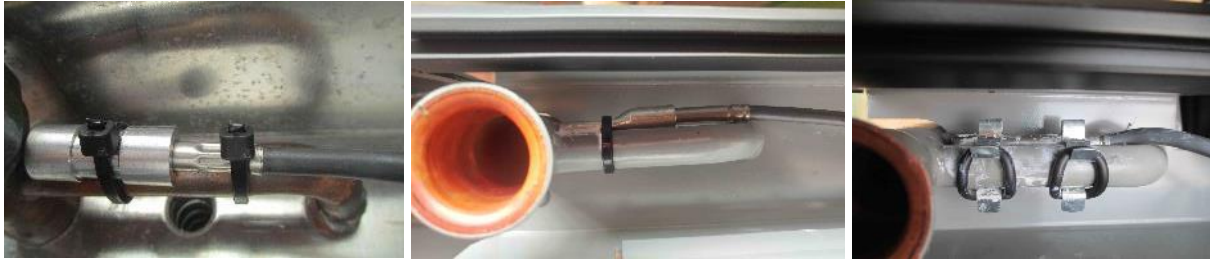


Abbildung 57: Unterschiedliche Fixierungen der Kollektorfühler am Mäanderrohr des Kollektors

Da die Befestigung mit Kabelbindern nicht montagefreundlich ist, wurden zur einfachen und fehlerfreien Fixierung des Kollektorfühlers am Markt verfügbare Clips-Lösungen gesucht. Bis Projektende war eine solche Lösung allerdings nicht verfügbar.



Abbildung 58: Clips-Kollektorfühler bei Herstellern in Entwicklung: links Sondis, rechts Titec

3.6.3 Hydraulikgruppe

Die Hydraulikgruppe zur vereinfachten Realisierung der hydraulischen Verschaltung wurde in Zusammenarbeit mit einem Armaturenhersteller entwickelt und in Prototypen sowie im Feld getestet. Die Gruppe wurde in zwei Größen – DN 25 und DN 40 – realisiert und beinhaltet folgende Komponenten:

Dreiwege-Mischventil: Die Tests zeigten auf, dass ein schneller Stellmotor mit einer Laufzeit von 30 – 35 s benötigt wird. Weiterhin ist eine thermische Entkopplung des Motors vom Ventil nötig.

Enteisungspumpe und Zweiwege-Zonenventil: Beide Komponenten sind auf der Seite des Anschlusses zum Wärmespeicher angebracht, so dass die Temperaturen und die Anforderungen an kondensatsichere Isolation geringer sind. Das Zweiwege-Zonenventil, welches hinter der Enteisungspumpe angeordnet ist, wird nur bei Enteisungsbetrieb geöffnet. So verhindert es sowohl Fehl- als auch Schwerkraftzirkulation.

Befüll- und Spüleinrichtung: Befüll- und Spüleinrichtungen werden für thermische Solaranlagen und Erdreichwärmepumpen oft im Zubehör angeboten. Sie erleichtern durch Absperrungen das Befüllen, Spülen und Entleeren der Anlage bei Inbetriebnahme oder im Fall von Reparaturen oder Änderungen.

Luftabscheider: Es ist möglich, dass je nach Verschaltung und Absperrbarkeit der Kollektoren auch nach gründlichem Spülen noch Luft im Solekreis verbleibt oder sich Gase aus der Flüssigkeit lösen. Mit Hilfe eines Luftabscheiders kann das System restlos entlüftet werden ohne eine erneute Spülung vorzunehmen.

Befestigung: Die Gruppe wird mit Isolationsschellen zur Fixierung an der Wand, jedoch ohne komplette Dämmung ausgeliefert.

Sicherheitsgruppe und Membranausdehnungsgefäß:

Wie in jedem geschlossenen System werden auch im Solekreis die Standard-Sicherheitsbauteile Sicherheitsventil (SV) und Membranausdehnungsgefäß (MAG) benötigt. Die Recherche in diversen aktuellen Preislisten (z. B. Alpha Innotec, Waterkotte, Vaillant, Nibe, Haotec, CTA) zeigt, dass diese Komponenten teilweise zusätzlich erworben werden müssen, jedoch insbesondere im Leistungsbe-

reich bis 25 kW in der Regel bereits im Gehäuse der Wärmepumpe integriert sind. Daher gehören sie nicht zum Leistungsumfang der SOLINK-Hydraulikgruppe.

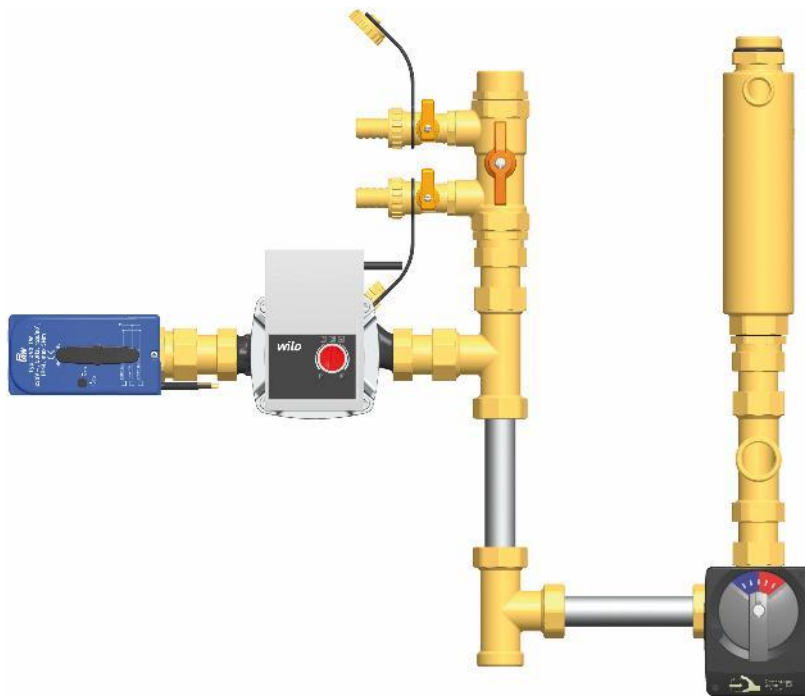


Abbildung 59: Vormontierte Hydraulikgruppe mit Luftabscheider

Die entwickelte Hydraulikgruppe bietet für einfache Anlagen mit Mischventil alle zusätzlich benötigten Komponenten und ermöglicht so eine schnelle, fehlerfreie Montage von SOLINK-Systemen.

In folgenden Punkten besteht noch Optimierungspotential:

1. Die Gruppe enthält teilweise Verschraubungen mit Flachdichtungen. Solche Verbindungen sind in Hydrauliken, die regelmäßig mit Temperaturen unter und dann wieder über dem Nullpunkt betrieben werden, kritisch, da durch zyklisches Gefrieren von eindringendem Kondensat Undichtigkeiten entstehen können. Aktuell müssen diese Stellen noch vom Installateur mit Silikonmasse abgedichtet werden, besser wäre, wenn dies bereits im Werk geschehen könnte.
2. Die Gruppe wird bislang ohne Dämmung ausgeliefert, da eine angepasste und kondensatsichere Dämmschale bei den aktuellen Stückzahlen noch nicht finanziell darstellbar ist.
3. Zur exakteren und montagesicheren Temperaturmessung am Austritt des Mischventiles könnte eine Tauchhülse vormontiert werden.

3.6.4 Passives Sole-Mischventil

Wird anstelle eines aktiv angesteuerten Mischventils ein passives Mischventil eingesetzt, kann auf die entsprechende Regelfunktion verzichtet werden. Werden auch die Schneeabrutschfunktion und die Direktbeladung nicht benötigt, so kann die Anlage komplett ohne Ergänzungsregler betrieben werden, was den Aufwand deutlich reduziert. Um diese in Abschnitt 3.2.2 beschriebene Hydraulik umzusetzen, wurde nach geeigneten thermostatischen Mischventilen recherchiert und die Eignung überprüft. Mit einem großen Anbieter von Mischventilen konnte die Eignung und Zulassung für ein Mischventil für den SOLINK-Einsatzbereich bis -15 °C positiv geklärt werden.

3.6.5 Eisspeicher

Eisspeicher wurden in mehrere Anlage integriert, u. a. in die beiden vom IGTE messtechnisch begleiteten Anlagen, siehe Abschnitt 3.11. Die dafür notwendigen Reglerfunktionen wurden entwickelt und in dem Ergänzungsregler implementiert. Allerdings wurde der Eisspeicher nicht als modulare Lösung konstruktiv weiter entwickelt, weil die Ergebnisse in Abschnitt 3.8.3.7 für Wärmepumpen, die eine minimale Sole-Eintrittstemperatur von $\leq -15\text{ °C}$ zulassen keinen wirtschaftlichen Vorteil gegenüber 1 – 2 zusätzlichen SOLINK-Kollektoren aufzeigten.

3.7 Montagetests und -optimierung

Vom Projektpartner RUOFF wurden die beiden im Projekt messtechnisch begleiteten Anlagen aufgebaut. Darüber hinaus wurden Montagetests durchgeführt und insgesamt 30 Anlagen mit SOLINK Kollektoren realisiert.

Somit konnte eine gute Datenbasis geschaffen werden um die Praxistauglichkeit zu bewerten sowie Verbesserungen auszuarbeiten. Die Erkenntnisse wurden kontinuierlich in das SOLINK-Projekt eingebracht.

3.7.1 Kollektor-Montagesystem

Beim Projektpartner Ruoff wurden die Montagearten Paralleldach und Freiaufstellung in der Praxis erprobt und durch ein Filmteam festgehalten.

Auf dieser Basis wurden zwei Montagefilme als Kurzanleitung erstellt, siehe <https://youtu.be/uZwZANqu580> und <https://youtu.be/5AnrDx95rGY>.

Die Montagefilme haben sich bei den Monteuren bereits jetzt sehr bewährt. Der Umgang mit Youtube ist unter den Monteuren Standard. Alle beteiligten Monteure haben sich den Montagefilm angeschaut. Ein Großteil der Fragen konnte dadurch schon beantwortet werden.

Die Montage ist vergleichbar der Montage von PV-Modulen und Solarthermiekollektoren. Die Monteure müssen sich sicher auf dem Dach bewegen können. Von Vorteil ist, wenn die Monteure geübt im Umgang mit Kollektormontagen sind.

Im Gegensatz zu PV-Modulen sind die SOLINK-Kollektoren schwerer und in der Regel größer. Somit kann ein einzelner Monteur die Module nicht tragen oder allein montieren. Auf dem Dach sind mindestens zwei Monteure erforderlich. Um eine rationelle Arbeitsweise zu erreichen wird bei einer PV-Montage i. d. R. noch ein Mann benötigt um das Material auf das Dach zu bringen. Somit sind bei einer klassischen PV Montage zwei bis drei Monteure erforderlich. Bei gleicher Arbeitsorganisation (Lastenaufzug) müssen es bei SOLINK vier Monteure sein und damit i. d. R. auch ein weiteres Montagefahrzeug.



Abbildung 60: Transport der SOLINK-Kollektoren auf das Dach mit Lastenaufzug. Unten und oben sind jeweils zwei Personen nötig.

Montagezeiten:

Tabelle 11: Zeiten für Montage einer SOLINK-Kollektorfelds auf Schrägdach

Montageschritt	Kurzbeschreibung	Montagezeit durchschnittlich pro Kollektor ¹	Montagekosten in € ²
Kollektormontage	inkl. Unterkonstruktion, Transport, Montage Schrägaufzug und Dachvorbereitung, OHNE Verrohrung, OHNE Bleche, OHNE Gerüstmontage.	7 h	290,00
Verrohrung auf dem Dach	Herstellung der Verrohrung und der Dacheinführung.	1 h	48,00
Verblechung (optional)	Montage der Mittel und Seitenbleche des Kollektorfeldes	0,5 h	24,00
Leitungsführung	Montage der Solarleitung im Gebäude diffusionsdicht isoliert, inkl. Montage der Hydraulikgruppe, Dichtheitsprüfung, Anschluss an Wärmepumpe, Befüllung Dokumentation und Einstellung des Mischventils.	6 h	270,00
Elektromontage Kollektoren	Verlegung Stringleitung, Erdung des Montagesystems, Installation Überspannungsbox, Messung der Strings und Dokumentation	1 h	48,00

¹ Werte stammen aus der Nachkalkulation und beziehen sich auf eine Anlagengröße zwischen 8 und 16 Kollektoren.

² Die Montagekosten je Stunde variieren und sind abhängig von den Stundensätzen der benötigten Mitarbeiter (selbständiger Monteur, Monteur, Helfer)

Die oben dargestellten Montagezeiten liegen deutlich über den Zeiten, die z. B. beim Projektpartner Triple Solar ermittelt wurden. Die Hauptursache dafür liegt darin, dass aufgrund des Transports auf das Dach vier Monteure notwendig sind. Weitere Ursachen werden im Folgenden erläutert:

Die Vielzahl der möglichen Dachziegel sowie die damit verbundenen unterschiedlichen Abmessungen und Rastergrößen erfordern eine gute Aufnahme der Gegebenheiten vor Ort, um einen reibungsamen Montageablauf zu gewährleisten.

Störer wie Dachfenster, Schornstein, Dachentlüftungen ziehen eine sorgfältige Planung und teilweise aufwendige Verrohrung mit sich.



Abbildung 61: Einbausituation mit Dachfenster: vorgesehene seitliche Abschlussbleche würden kollidieren

Erkenntnisse:

Ein wesentlicher Kostenfaktor ist die Notwendigkeit von vier Monteuren, wenn mit einem Lastenaufzug gearbeitet wird. Soweit vom Baustellenablauf möglich sollten daher die Kollektoren mit einem Kran auf das Dach gehoben werden.

Um flexibel auf die unterschiedlichen Rastergrößen reagieren zu können und Störer leichter integrieren zu können, sollte der Montagebereich der Querprofile unter den Kollektoren erhöht werden (vertikaler Abstand). Dieser Punkt wurde umgesetzt. Bei besonders großen Dachziegeln und mehr als drei Kollektorreihen übereinander empfiehlt sich bei Schrägdachmontage die Verwendung eines Kreuzschienensystems. Entsprechende Hinweise werden in den Dokumenten aufgenommen und das dafür nötigen Profile mit Zubehör werden jetzt angeboten.

Weiterhin ist die Verwendung des Montagebügels, durch den der vorgegebene Abstand zwischen den Kollektoren einfach sichergestellt wird, auch bei Anlagen ohne Blecheinfassung empfehlenswert. Auch dieser Punkt wurde umgesetzt.

Beide Punkte – größerer Montagebereich der Querprofile, nötigenfalls durch Kreuzverbund, und Montagebügel – führen zu einer schnelleren Kollektormontage.

Die im Rahmen des Projekts entwickelte Montagetechnik der SOLINK-Kollektoren kann insbesondere bei Umsetzung der oben genannten Punkte als ausgereift bezeichnet werden, und sie ist durch die Montagefilme leicht zu vermitteln.

Es gibt für nahezu alle Dächer geeignete Montagesysteme. Vor allem bei Flachdachpfannen (sehr flache Ziegel, bei denen keine Aussparung für einen Dachanker hergestellt werden kann) empfiehlt sich der Einsatz von Blechziegeln um eine sichere Sparrenankermontage zu gewährleisten.

Vor allem die Schrägdachmontage war bei den Montagen vor der Optimierung deutlich zeitaufwendiger im Vergleich zu PV-Montagen was unter anderem an den Abmessungen der Kollektoren sowie der zusätzlichen Hydraulik liegt. Nach der Optimierung ist eine Reduzierung der Montagezeit zu erwarten, allerdings wird der Aufwand größer als bei PV-Anlagen bleiben.

Die Flachdachmontage ist insgesamt einfacher, da die Bewegung auf dem Dach und die Zugänglichkeit der Kollektoren besser sind. Eine weitere Zeiteinsparung wäre hier möglich, wenn Ost-West-Montagesysteme mit flachem Aufständigungswinkel, wie bei PV-Anlagen üblich, verwendet werden können. Hiermit gibt es bei Kooperationspartner Triple Solar in Holland gute Erfahrung, allerdings können diese Systeme dort auch ohne Einschränkungen durch Schnee eingesetzt werden.



Abbildung 62: Auf dem Flachdach aufgeständert montierte SOLINK-Kollektoren (Ost-West)

3.7.2 Dachintegrationsbleche

Vor allem Architekten fordern bei Solaranlagen optisch ansprechende Systeme. Hierfür wurde für SOLINK ein Blecheinfassungssystem entwickelt, das gleichzeitig gutes Schneeabrutschen ermöglicht, siehe Abschnitt 3.4.3.



Abbildung 63: Kollektorfeld mit seitlichen Abdeckblechen, unter denen die Soleleitungen verlaufen

Das Montageprofil des Seitenblechs dient gleichzeitig der Aufnahme der Rohrschellen, so dass die Leitungen von den Blechen verdeckt werden.

Die Montagebleche lassen sich einfach montieren. Ein Montagevideo, das für die Praxis hilfreich wäre, wurde hierzu allerdings nicht erstellt, da die Erprobungs- und Optimierungsphase erst gegen Projektende abgeschlossen wurde.



Abbildung 64: Drei Kollektorfelder, bei denen die Soleleitungen durch die seitlichen Abdeckblechen, verdeckt sind.

Durch die Bleche wird der Abstand der Module untereinander definiert. Somit wird die Montage in Bezug auf ein spezielles Dachraster bzw. der Integration von Störern unflexibel. Dieser Punkt wurde durch Vergrößerung des Montagebereichs der Kollektoren auf den Querprofilen und die Ermöglichung der Kreuzschienenmontage gelöst, siehe oben.

Die seitlichen Maßtoleranzen der Kollektoren waren so groß, dass die vertikalen Mittelbleche nur durch Nacharbeiten der Montageklammern montiert werden konnten. Sie saßen dennoch so straff, dass sie sich bei der Montage leicht verbogen.

Erkenntnisse:

Die Breitentoleranz der Kollektoren muss eingehalten werden. Auf diesen Punkt hin wurde der Fertigungsprozess analysiert und die Toleranzen konnten in den notwendigen Bereich verringert werden.

Ein Montagevideo wäre auch hier sehr hilfreich, da die Montagen gezeigt haben, dass Fehler gemacht werden können.

Um flexibel auf die unterschiedlichen Rastergrößen reagieren zu können und Störer leichter integrieren zu können empfiehlt sich speziell auch bei Systemen mit Dachintegrationsblechen und mehreren Kollektorreihen übereinander die Montage eines Kreuzschienensystems.

Da die Verrohrung auf dem Dach sichtbar erfolgt, sind aus optischen Gründen die Bleche zu empfehlen.

3.7.3 Leitungssystem

Die in Abschnitt 3.5 beschriebene Entwicklung des Leitungssystems ermöglicht den Einsatz unterschiedlicher Rohrmaterialien. Am kostengünstigsten ist die Verwendung von Kunststoffrohr, am flexibelsten Kupfer- oder Edelstahlrohr mit Pressfittings insbesondere an den Anschlüssen zu den Kollektoren, wo einige Fittings benötigt werden. Installateure haben i. d. R. dieses Material vorrätig. In der Montage bewährt haben sich auch Metall-Kunststoff-Verbundrohr mit Schiebehülsenverbindungen, die ebenfalls bei vielen Installateuren gängig sind. Hier muss allerdings darauf geachtet werden, dass aus Gründen des Druckverlusts Systeme mit geringer Querschnittsverengung bei den Fittings eingesetzt werden.

Bei den im Rahmen des Projekts realisierten Anlagen wurden zwei Ausführungen angewandt: Kupferrohr für die gesamte Verrohrung und die Kombination mit Metall-Kunststoff-Verbundrohr. Für die Soleleitungen zeigte sich Kunststoffverbundrohr von der Wärmepumpe bis unter das Dach als vorteilhaft. Auf dem Dach hat sich der Einsatz von Kupferrohr bewährt.

Die Dachdurchdringung muss raumseitig diffusionsdicht, die Dachseite muss regendicht aber diffusionsoffen ausgeführt werden.

Die Leitungen innerhalb des Gebäudes müssen kondensatsicher wärmegeklärt und mit Spezialschellen befestigt werden.

Der Anschluss an die Wärmepumpe muss zur Vibrations- und Geräuschkopplung flexibel erfolgen. Geeignetes Zubehör wird i. d. R. von Wärmepumpenlieferanten geliefert. Hier ist darauf zu achten, dass im Heizkreis nur diffusionsdichte Panzerschläuche eingesetzt bzw. Wellrohre genutzt werden. Andernfalls muss durch Magnetfilter sichergestellt werden, dass sich der Kondensator-Wärmeübertrager nicht zusetzt.

Brandschutz:

Die Landesbauordnungen regeln die Brandschutzvorschriften. Diese sind grundsätzlich auch bei Solarleitungen einzuhalten. Für brennbare Leitungssysteme, die diffusionsdicht gedämmt werden, gibt es am Markt zugelassene Anbieter für die Rohrleitungswärmedämmung die jedoch die Dämmwirkung am Schott reduzieren und die Kosten erhöhen. I. d. R. geht es aber darum, dass bei der Durchdringung von Brandschutzwänden der Durchgang entsprechend der Vorschriften brandhemmend ist. Hierfür gibt es brandschutztechnisch zugelassene Wärmedämmungen, die nur für diese Durchgänge eingesetzt werden müssen. Beispielsweise werden Lösungen angeboten, die auf Hitze reagieren indem sie sich vergrößern und dabei das Loch, das durch Brennen der Dämmung entsteht, verstopfen.



Abbildung 65: Rohrleitungsdurchgang durch Decke mit brandschutztechnisch zugelassener Dämmungsmanschetten für Durchgänge.

Aufgrund der geringen Temperaturen des Wärmeträgers bei gleichzeitig großen Volumenströmen werden entsprechend große Rohrleitungsdimensionen benötigt. Dies erhöht den Aufwand, die Rohrleitungen im Haus unter das Dach zu führen, verglichen mit einer Solarthermieanlage.

Herausforderungen:

- Die Rohrleitungen innerhalb des Hauses platzsparend bzw. außerhalb des Hauses optisch unauffällig installieren.
- Die Rohrleitungen rationell installieren unter Berücksichtigung der kondensatsicheren Wärmedämmung und Verlegung im Inneren.
- Die Rohrleitungen unterhalb der Dachziegel im Bereich der Konterlattung oder optisch unauffällig oberhalb der Dachhaut verlegen.

Erkenntnisse:

Wenn möglich sollten die Solarleitungen außerhalb des Gebäudes verlegt werden. Dies kann jedoch bei Neubauten am Architekten bzw. Fachplaner scheitern, der die Rohrleitungsführung oft schon definiert hat, soweit er nicht rechtzeitig in die Anforderungen des SOLINK-Heizsystems einbezogen wurde. Bei Bestandsgebäuden gibt es meist wenige Möglichkeiten der Rohrleitungsverlegung innerhalb des Hauses.

Die Rohrleitungen unterhalb der Dachziegel bis zum Traufbereich zu installieren und von dort aus über die Fassade in den Keller scheitert im Dachbereich unter Umständen an den Rohrabmessungen. Die Konterlattung ist in der Regel 30 mm stark das Rohr hat, falls aus Kunststoff, 32 mm und mehr. Die in Abschnitt 3.5 beschriebene Verlegung und Abdeckung oberhalb der Dachhaut ist für größere Durchmesser möglich.

Ein flexibler Anschlussschlauch in entsprechenden Dimensionen zur Außenverlegung würde die Montagezeit deutlich reduzieren. Siehe auch hierzu Abschnitt 3.5 (Kunststoff-Wellrohr).

3.7.4 Hydraulische und regelungstechnische Einbindung

Im Projekt wurde eine Vielzahl von Hydraulikvorschlägen entwickelt, die viele Anwendungsfälle abdecken. Aufgabe des Planers bzw. Installateurs der Anlage ist es, die für die Anforderung einfachste Hydraulik auszuwählen.

Die in Abschnitt 3.6 beschriebene vormontierte Hydraulikgruppe, reduziert die Montagezeit deutlich. Allerdings sind diese Gruppen nicht vorisoliert, diese Arbeit, die spezielle Sorgfalt erfordert, bleibt beim Installateur.

Hydraulikgruppen der Wärmepumpenhersteller müssen auf ihre Tauglichkeit geprüft werden. Ggf. sind Komponenten der Hersteller nicht für Temperaturen kleiner -5 °C geeignet.



Abbildung 66: Links: Beispiel für beengte Platzverhältnisse in Technikraum. Rechts: Nicht ausreichende Wärmedämmung der Wärmepumpe für die auftretenden tiefen Temperaturen – hier allerdings eine Woche Non-stop-Betrieb und hohe Feuchte beim Estrich-Aufheizen.



Abbildung 67: Links: Vereiste Spülgruppe (Zubehör des Wärmepumpenlieferanten) da nicht kondensatsicher wärmedämmend. Rechts: Vereisung an ungedämmtem Hebel eines Absperrhahns, ebenfalls beim Estrich-Aufheizen.

Im Gegensatz zu üblichen Sole-Wärmepumpen befindet sich die Niedertemperaturquelle oberhalb der Wärmepumpe. Luft wird daher nicht unbedingt durch vor der Wärmepumpe platzierte Luftabscheider entfernt, sondern kann im Kollektorfeld dafür sorgen, dass Teile des Felds nicht durchströmt werden. Daher ist das gründliche Spülen und Entlüften bei der Inbetriebnahme sehr wichtig und für Installateure von Erdreich-Wärmepumpen teilweise ungewohnt.

Für das Energiemanagement, um PV-Ertrag und Wärmebedarf möglichst gut in Deckung zu bringen, gibt es unterschiedliche Lösungen vom Hersteller des Wechselrichters oder der Wärmepumpe oder von unabhängigen Anbietern.

Herausforderungen:

- Diffusionsdichte und kondensatsichere Wärmedämmung der Hydraulikgruppen sowie der Wärmepumpen Anschlusssets
- Platzierung aller Komponenten in beengten Technikräumen und Berücksichtigung des Platzbedarf für die Zugänglichkeit
- Auswahl und Anschluss geeigneter Energiemanager an vorhandenen Schnittstellen der Wärmepumpe.
- Frühzeitige Abstimmung mit der Elektrikplanung, damit für die Wärmepumpe keine separater Wärmepumpenzähler mit eigenem Tarif realisiert wird, wodurch die Eigenstromverbrauchs-nutzung stark eingeschränkt wird.

Erkenntnisse:

- Installateure, Fachplaner und Architekten rechtzeitig in den Planungsprozess integrieren
- Hydraulikgruppen und -zubehör der Wärmepumpenhersteller auf Eignung prüfen
- Verbessern der Wärmedämmung an der Wärmepumpe
- Sorgfältiges Spülen der Anlage
- Estrichaufheizung ist unter Umständen ohne Heizstabeinsatz möglich im Gegensatz zur Erdwärmennutzung: Hier würden die Erdsonden zu stark ausgekühlt und einfrieren, da Jahresenergiebilanz (Wärmeentzug und nachströmende Wärme) nicht mehr stimmt

3.8 Systemmodellierung und Simulationsstudien zur Systembewertung, -dimensionierung und -optimierung

Die im Folgenden vorgestellten Simulationsstudien wurden mit TRNSYS-Modellen, die mit den im Projektphase 1 vom KIT erstellten abgeglichen wurden, sowie mit Polysun erstellt. Beide Modelle wurden anhand der Messdaten der messtechnisch untersuchten Feldtestanlage 1 validiert, vgl. Abschnitt 3.8.2.

3.8.1 Definitionen und Randbedingungen

In diesem Abschnitt werden zunächst System-Bewertungsgrößen und grundlegende Randbedingungen für die Anlagen-Simulationen vorgestellt.

- **System-Jahresarbeitszahlen:** Definition ohne bzw. mit Berücksichtigung des PV-Direktverbrauchs vor Ort (SJAZ bzw. SJAZ_{PVT})

$$\text{SJAZ} = (\text{Nutzwärme} + \text{„Nutzkälte“}) / (\text{Stromverbrauch System}) \quad (1)$$

$$\text{SJAZ}_{\text{PVT}} = (\text{Nutzwärme} + \text{„Nutzkälte“}) / (\text{Stromverbrauch} - \text{PV-Direktverbrauch System}) \quad (2)$$

Der Stromverbrauch für die Heizungsumwälzpumpe und die Anlagenregelung werden nicht berücksichtigt¹¹. Für die Ermittlung des „PV-Direktverbrauch System“ bedient die PV vorrangig das Heizsystem (Wärmepumpe, etc.) und erst nachgeordnet den Haushaltsstrom (geändert im Vergleich zum Projektteil 1).

- **Eigenverbrauchsanteil**¹²: Anteil des PV-Ertrags, der direkt vor Ort genutzt wurde

$$\text{Eigenverbrauchsanteil} = \text{PV-Eigenverbrauch} / \text{PV-Ertrag} \quad (3)$$

- **Autarkiegrad**¹²: Anteil des Stromverbrauchs, der mit der PV-Anlage produziert und direkt vor Ort genutzt wurde

$$\text{Autarkiegrad} = \text{PV-Eigenverbrauch} / \text{Stromverbrauch} \quad (4)$$

- **CO₂-Emissionen:** für den Anlagenbetrieb, berechnet mit spezifischen CO₂-Emissionsfaktoren¹³ der Bafa, Stand 01.01.2019 [Bafa19]. Wie bereits in Projektteil I wird der positive Effekt durch eine Netzeinspeisung von PV-Strom ins Stromnetz (ggf. Verdrängung von fossil erzeugtem Strom) in den berechneten Größen nicht berücksichtigt.

- **Kollektormodell:** Die Kennwerte des SOLINK-PVT-Kollektors wurden für unterschiedliche Fälle am IGTE ermittelt, vgl. Abschnitt 3.3.3. Wenn nicht anders angegeben, werden die Kennwerte aus der Solar-Keymark-Prüfung [IGTE19_1] verwendet.

- **Gebäudemodell:** Das in Projektteil 1 definierte Referenzgebäude (Einfamilienhaus EFH) besitzt eine beheizte Wohnfläche von 165 m² bei einem Gesamtwärmebedarf von ca. 10 MWh/a, weitere Angaben sind in Tabelle 12 aufgeführt.

- **Warmwasserlast:** Der tägliche Warmwasserverbrauch für das EFH beträgt 160 l/d bei 45 °C, aufgrund unterschiedlicher Kaltwasser-Temperaturen ergibt sich standortabhängig ein leicht variierender Warmwasser-Wärmebedarf.

¹¹ Für das SOLINK-Heizsystem entspricht die Definition der SJAZ_{PVT} den Vorgaben der Bafa für die Innovationsförderung, Stand 24.11.2017 [bafa17]: „Als Systemgrenze wird die Übergabe an das Wärmeverteilungssystem gewählt. Bilanziert wird also die gesamte an die Wärmeverteilung abgegebene Wärmemenge (Nutzwärme) im Verhältnis zu der dafür erforderlichen Strommenge. ... Der Stromverbrauch für die Heizungsumwälzpumpe und die Zirkulationspumpe werden nicht berücksichtigt.“ Für die Innovationsförderung muss mindestens eine System-Jahresarbeitszahl (hier: SJAZ_{PVT}) von 4,3 nachgewiesen werden.

¹² Bestimmung für unterschiedliche Systemgrenzen möglich, Stromverbrauch und Eigenverbrauch entsprechend angesetzt für: (1) nur Heizsystem, (2) nur Haushaltsstrom oder (3) Gesamtverbrauch (Heizsystem + Haushalt). In diesem Bericht: i.A. Betrachtung nur für das Heizsystem (2); nur finale Simulationen (Abschnitt 3.8.3, Punkt 3.8.3.15-3.8.3.17) bzgl. Gesamtverbrauch (3)

¹³ 0,537 t_{CO2}/MWh für Strom Inland, 0,202 t_{CO2}/MWh für Erdgas

Hinweise zur Berücksichtigung und dem Einfluss von **freier Konvektion, Wind, Schnee, Vereisung und Kondensation** auf den **Wärmeübergang** des PVT-Kollektors zur Umgebung:

Der mit Abstand dominierende Faktor für den Wärmeübergang ist Wind; sowohl in TRNSYS als auch in Polysun wird die Windgeschwindigkeit in Kollektorebene entsprechend der geltenden Normen [ISO17] mit einem linearen Faktor berücksichtigt. Die Windgeschwindigkeit in Kollektorebene wird wiederum aus der stündlich gemittelten Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe berechnet, welche in den Wetterdaten hinterlegt ist. Für die Umrechnung wird entsprechend [Hel18] pauschal ein Faktor von 0,5 angesetzt.

Allein die Unsicherheit dieser Methodik zur Bestimmung der wirksamen Windverhältnisse in Kollektorebene überwiegt nach dem bisherigen Kenntnisstand den relativ geringen thermischen Einfluss weiterer Faktoren, wie freie Konvektion, moderate Schneebedeckung, Vereisung und Kondensation (vgl. hierzu Abschnitt 3.3.6 und 3.4.4); für die allgemeinen Simulationsuntersuchungen wurde die Vernachlässigung dieser Faktoren deshalb als vertretbar angesehen.

Weiter erschien die Berücksichtigung beispielsweise der baulichen Gegebenheiten in der Bestimmung der wirksamen Windverhältnisse in Kollektorebene für allgemeine Simulationsrechnungen zu komplex und zu Dimensionierungszwecken nicht praktikabel; ebenso wurde die Einbeziehung von Schneebedeckung oder detaillierterer Winddaten - wie Windrichtung oder eine zeitlich höher aufgelöste Windgeschwindigkeit - verworfen, da diese Informationen in typischen Dimensionierungstools (beispielsweise Polysun) nicht verfügbar sind.

Unabhängig von diesen Überlegungen zeigen exemplarische Simulationsrechnungen mit etwas reduzierten thermischen Kollektor-Kennwerten ohnehin einen eher geringen Einfluss der thermischen Eigenschaften auf das Jahresergebnis, vgl. beispielsweise Abschnitt 3.8.3.4.

Tabelle 12: Umgebungsbedingungen und Referenzgebäude für unterschiedliche Standorte; für Einfamilienhäuser (EFH) Dämmstandard jeweils angepasst auf Jahres-Heizwärmebedarf 7500 kWh/a (analog zu EFH-Referenzgebäude aus Projektteil 1).

Standort		Würzburg	Würzburg	Amsterdam	Mailand	Würzburg
Einstrahlung in Kollektorebene	kWh/(m ² a)	1259	1259	1134	1263	1259
Umgebungstemp. min / mittel / max	°C	-12 / 9 / 34	-12 / 9 / 34	-7 / 11 / 30	-6 / 14 / 36	-12 / 9 / 34
Windgeschw. min. / mittel / max.	m/s	0 / 3 / 13	0 / 3 / 13	0 / 5 / 18	0 / 1,5 / 14	0 / 3 / 13
Gebäudemodell		EFH Task32, skaliert (TRNSYS)	EFH EnEV -30% (Polysun)	EFH EnEV -15% (Polysun)	EFH, BDH/BSW-Geb. (Polysun)	MFH EnEV -15% (Polysun)
beheizte Wohnfläche	m ²	245	165	165	165	800
thermische Masse	kWh/K kJ/(m ² K)	n.a.	23 500	23 500	34 750	111 500
Heiz-Wärmebedarf	kWh/a	7500	7438	7437	7457	54400
max. Heizlast (-12°C)	kWh/(m ² a) kW	31 4,8	45 4,8	45	45	68
WW-Entnahme	l/d	160	160	160	160	1450
WW-Wärmebedarf	kWh/a	2390	2448	2334	2093	22080
Kältebedarf (Soll-Raumtemp. 24 °C)	kWh/a	n.a.	140	0	5252	
Ausrichtung / Neigung Kollektorfeld		Süd / 40°	Süd / 40°	Süd / 40°	Süd / 40°	Süd / 40°

3.8.2 Aufbau und Validierung der Systemmodelle

Die Validierung der TRNSYS-Systemsimulationen erfolgte auf Basis von frühen in-situ-Messdaten der Feldtestanlage 1 für den Zeitraum Mitte März bis Mitte April 2018, siehe Abschnitt 3.8.2.1. Analog zum TRNSYS-Modell erfolgte in einem zweiten Schritt der Aufbau eines Polysun-Systemmodells mit einem abschließenden Vergleich der Jahressimulations-Ergebnisse in Abschnitt 3.8.2.2.

Das Gebäude der zugrunde gelegten Feldtestanlage 1 (vgl. Abschnitt 3.11) besitzt einen prognostizierten Gesamt-Wärmebedarf von 11100 kWh/a für Raumheizung und Warmwasser und wird durch eine Flächenheizung mit einer max. Vorlauftemperatur von 35 °C beheizt. Das solare Wärmepumpen-Heizsystem SOLINK besteht in der hier eingesetzten Standardkonfiguration aus einem PVT-Kollektorfeld (hier 40 m², Neigung 26°), einer Sole/Wasser-Wärmepumpe (7 kW), einem Eisspeicher (300l) und einem Kombispeicher (1000l). Der hydraulische Aufbau ist analog zu Abbildung 2, erweitert um die Zusatzoption des Eisspeichers im Solekreis.

In den Simulationsmodellen für das SOLINK-System wurde die Anlagenhydraulik und -regelung realitätsnah nachgebildet. Für Kombispeicher und Eisspeicher existierten bereits validierte TRNSYS-Simulationsmodelle [ITW11_1], [ITW11_2], die übernommen wurden. Für das Standard-Simulationsmodell des PVT-Kollektors wurden die im Rahmen der Solar-Keymark-Leistungsprüfung [IGTE19_1] ermittelten thermischen Kollektor-Kennwerte hinterlegt. Die Kennwerte des im PVT-Kollektor integrierten PV-Moduls (Bisol 340 W_p) sind dem Hersteller-Datenblatt entnommen [Bis18], ebenso die Leistungskennlinien der Wärmepumpe. Die Bewertung der Systemeffizienz erfolgte anhand der im vorangegangenen Abschnitt definierten System-Jahresarbeitszahlen.

3.8.2.1 Validierung anhand von Messdaten der Feldtestanlage 1

Der für die Validierung ausgewählte Zeitraum deckt eine große Bandbreite möglicher Anlagenzustände ab, die sich aus unterschiedlichen Umgebungstemperaturen (Mittelwert 8,1 °C, min. -4 °C, max. 25 °C), Windgeschwindigkeiten (Mittelwert 0,7 m/s, max. 6,1 m/s) und Einstrahlungsverhältnissen ergeben. Im März traten zudem noch einige Tage mit Schneefall und geschlossener Schneedecke auf. Details zu den Umgebungsbedingungen finden sich im Anhang 7.3, Abbildung 84.

Die im Validierungszeitraum 15.3. – 11.4.2018 minütlich aufgezeichneten Wetterdaten (Einstrahlung, Umgebungstemperatur, Windgeschwindigkeit, etc.), die Solltemperaturen sowie die gemessenen Massenströme und Rücklauf-Temperaturen für Raumheizung und Warmwasser wurden der Simulation aufgeprägt. Die resultierenden Simulationsergebnisse für diesen Zeitraum sind in Tabelle 13 den Messdaten gegenübergestellt.

Tabelle 13: TRNSYS-Simulationsergebnisse und in-situ-Messdaten der Feldtestanlage 1 für den Validierungszeitraum im Frühjahr 2018

Betrachtungszeitraum 15.3. - 11.4.2018	Nutz- wärme [kWh]	elektrische Energie [kWh]				System-Arbeitszahlen [-]	
		Verbrauch gesamt*	Verbrauch System**	PV-Ertrag AC	PV-Direkt- verbrauch	SAZ	SAZ_PV
Referenz: in-situ-Messdaten	1667	476	441	643	96	3.8	4.8
A: TRNSYS Simulation (Standard)	1670	398 -16%	356 -19%	679 6%	89 -8%	4.7 24%	6.2 29%
B: TRNSYS Simulation (PVT Kennwerte angepasst für Anlage Kienle)	1671	442 -7%	400 -9%	685 7%	101 5%	4.2 10%	5.6 16%
<i>Einfluß Messunsicherheit der InSitu-Messdaten, exemplarische Fehlerkorrektur: Temperatur Heizungsvorlauf + 0.3K</i>							
Referenz: in-situ-Messdaten	1826	476	441	643	96	4.1	5.3
A: TRNSYS Simulation (Standard)	1826	428 -10%	384 -13%	679 6%	95 -1%	4.7 15%	6.3 19%
B: TRNSYS Simulation (PVT Kennwerte angepasst für Anlage Kienle)	1820	478 0%	435 -1%	686 7%	110 14%	4.2 1%	5.6 6%

* inkl. Heizkreis-Pumpe (45W) und Regler

** exkl. Heizkreis-Pumpe (45W) und Regler (relevant für Arbeitszahl-Berechnung)

Die folgenden Besonderheiten sind bei der Bewertung der Ergebnisse zu berücksichtigen:

- **Warmwasserlast und Systemeffizienz:** Die System-Arbeitszahlen¹⁴ erscheinen vergleichsweise hoch; allerdings muss berücksichtigt werden, dass im Betrachtungszeitraum zwar Warmwasser

¹⁴ Die Arbeitszahlen „SAZ“ und „SAZ_{PVT}“ in Tabelle 13 sind analog zu Gleichung (1) und (2) berechnet, beziehen sich hier aber nicht auf ein ganzes Jahr sondern nur auf den Betrachtungszeitraum der Validierung.

vorgehalten und das Haus regulär beheizt wurde, dieses aber noch unbewohnt war; folglich ist keine Warmwasserlast angefallen und das geringe Temperaturniveau des Niedertemperatur-Heizsystems wirkt sich günstig auf die Effizienz der Wärmepumpe und des Gesamtsystems aus; zudem wurde die Fläche des Kollektorfeldes bei dieser Anlage recht großzügig ausgelegt.

- *PVT-Kollektor*: Abweichend von der Standard-Montage wurde der PVT-Kollektor bei der Feldtestanlage 1 zusätzlich zur Dachneigung nochmals geringfügig aufgeständert; die dafür eingesetzten Aufständerungsprofile behindern die rückseitige Luftzirkulation (vgl. Anhang 7.3, Abbildung 85) und reduzieren dadurch die thermische Leistungsfähigkeit des Kollektors; aus diesem Grund ist in Tabelle 13 zusätzlich zur Standard-Simulation (Fall A) eine Simulation mit speziell angepassten Kollektorkennwerten aufgeführt (Fall B); diese berücksichtigt die reduzierte Leistungsfähigkeit des Kollektors der hier betrachteten Anlage entsprechend den in-situ-Messdaten (vgl. Anhang 7.3, Abbildung 86); im Rahmen der Validierung muss die Gültigkeit des Gesamt-Simulationsmodells deshalb auf Basis des Simulationsfalls B beurteilt werden; für Jahres-Systemsimulationen anderer Anlagen werden i.d.R. die Standard-Kollektorkennwerte verwendet, die bei vorgesehener Montage des PVT-Kollektors in der Solar-Keymark-Prüfung [IGTE19_1] ermittelt und auch in weiteren Feldtestanlagen bestätigt werden konnten (vgl. Anhang 7.3, Abbildung 87).
- *PV-Ertrag*: In den Simulationsergebnissen fällt auf, dass der PV-Ertrag in allen Fällen etwas höher ist als in der realen Anlage; bei tageweiser Betrachtung wird klar, dass Abweichungen besonders an Tagen mit vollständig oder teilweise schneebedecktem oder bereiftem Kollektor auftreten vgl. Anhang 7.3, Abbildung 86 beispielsweise im Zeitraum 18.3.-23.3.); Schneebedeckung und Eisbildung wird im Simulationsmodell aber grundsätzlich nicht berücksichtigt.
- *Messunsicherheit und Messwertkorrektur*: Um den Einfluss von Messunsicherheiten deutlich zu machen, wurden in Tabelle 13 (unterer Absatz) zusätzlich Ergebnisse aufgenommen, die sich durch eine exemplarische Fehlerkorrektur der Heizkreis-Vorlauftemperatur um +0,3 K ergeben¹⁵; diese geringfügige Korrektur hat große Auswirkungen auf die System-Bewertung: die Nutzwärmeleistung wäre um etwa 10% höher und die Anlage erreicht dann entsprechend höhere System-Arbeitszahlen¹⁶; für diesen angenommenen Fall ergibt sich eine gute Übereinstimmung zwischen TRN-SYS Simulation (Fall B) und den mit einer Messunsicherheit behafteten in-situ-Messdaten.

Fazit: Eine gewisse Unsicherheit bei der Validierung der Simulation stellt zunächst die Messunsicherheit der in-situ-Messtechnik selbst dar, insbesondere was die Temperaturdifferenz-Messung im Heizkreis zur Erfassung der abgegebenen Nutzwärme betrifft. Mit einer geringfügigen Messwert-Korrektur der Heizkreis-Vorlauf-Temperatur (+0,3 K) ergibt sich jedoch eine gute Übereinstimmung zwischen Messdaten und Simulation (SJAZ +1%, SJAZ_{PVT} +6%). Die verbleibenden Abweichungen sind größtenteils auf Differenzen im PV-Ertrag und im PV-Direktverbrauch (+7% bzw. +14%) zurückzuführen, die besonders an einzelnen Tagen mit schneebedecktem Kollektor aufgetreten sind. Im PVT-Modell kann Schnee und Bereifung nicht abgebildet werden, für sehr schneereiche Gebiete ist das Simulationsmodell deshalb momentan nicht geeignet¹⁷.

Im weiteren Projektverlauf wurden die Systemmodelle sowohl an der gleichen Anlage als auch der zweiten Feldtestanlage überprüft und zeigten eine gute Übereinstimmung, vgl. Abschnitt 3.11.

¹⁵ Der hier angesetzte Messfehler liegt im Bereich der Messunsicherheit der eingesetzten in-situ-Messtechnik (Wärmemengenzähler) und ist in speziellen Betriebspunkten auch zu beobachten: wenn der Heizungsmischer vollständig geschlossen ist (i.d.R. nur bei hoher Umgebungstemperatur, etwas unterhalb der Heizgrenze) sollte sich die Heizkreis-Vorlauf- der Rücklauf-Temperatur annähern; tatsächlich fällt die Vorlauf-Temperatur aber geringfügig unter die Rücklauf-Temperatur ab (bei einer Heizkreistemperatur von etwa 22 °C sind Differenzen in der Größenordnung von 0,5 K zu beobachten).

¹⁶ Der hohe Einfluss eines Temperaturmessfehlers auf die Systembewertung hängt allgemein mit der geringen Temperaturspreizung eines Niedertemperatur-Heizsystems zusammen, insbesondere aber auch mit den relativ langen Betriebszeiten der Heizung bei moderaten Außentemperaturen und vergleichsweise niedrigen Heizkreis-Vorlauftemperaturen in dem betrachteten Zeitraum.

¹⁷ Im Consolar Systemregler ist optional eine Funktion zur Enteisung und zum Schneeabrutschen enthalten, vgl. Abschnitt 3.2.2 und 3.6.1.

3.8.2.2 Vergleich der Jahressimulationen in TRNSYS und Polysun

In Tabelle 14 sind die Ergebnisse der Jahressimulationen für die Anlagenkonfiguration der Feldtestanlage 1 mit dem oben validierten TRNSYS-Simulationsmodell zusammengefasst (Simulations-Randbedingungen finden sich im Anhang 7.3, Tabelle 18). Der Simulationsfall B (Tabelle 14, Zeile 1) mit den speziell für die Feldtestanlage 1 angepassten Kollektorkennwerten ist zum Vergleich mit aufgeführt. Die Ergebnisse, die für den Standardfall eines regulär installierten Kollektors zu erwarten sind, sind in Zeile 2, Fall A, dargestellt. Die durch geschlossene Aufständigungsprofile (vgl. Anhang 7.3, Abbildung 85) behinderte, rückseitige Luftzirkulation und die dadurch reduzierte Leistungsfähigkeit des PVT-Kollektorfelds der Feldtestanlage 1 (Fall B) wirkt sich, wie zu erwarten, auch in der Jahressimulation aus: die Systemeffizienz ist hier etwas geringer als im Fall A, der Stromverbrauch des Heizsystems höher. Der höhere PV-Ertrag im Fall B wird mit tieferen Kollektor-Betriebstemperaturen und einem entsprechend höheren Wirkungsgrad der PV-Module in Verbindung gebracht.

Tabelle 14: Ergebnisse der Jahressimulation für Feldtestanlage 1: Systemsimulationen in TRNSYS und zum Vergleich mit in Polysun (Wärmebedarf (Soll): Warmwasser 2544 kWh, Heizung 8613 kWh)

Jahressimulation	Nutzwärme [kWh]		elektrische Energie [kWh/a]			System-Jahresarbeitszahl	
	Warmwasser	Heizung	Verbrauch System*	PV-Ertrag AC	PV-Direktverbrauch	SJAZ	SJAZ_PV
B:TRNSYS Simulation (PVT Kennwerte angepasst für Anlage Kienle)	2515	8560	3306	7235	1038	3.35	4.9
A:TRNSYS Simulation (Standard)	2517	8601	3081	7122	933	3.61	5.2
A': Polysun-Simulation (Wetter/Gebäude ausTRNSYS)	2643	8301	3078	7176	1069	3.56	5.4

* exkl. Heizkreis-Pumpe (45W) und Regler

Zusätzlich sind in Tabelle 14 Ergebnisse einer entsprechenden Systemsimulation mit der Simulationssoftware Polysun bei identischen Randbedingungen aufgeführt (Fall A'): die in TRNSYS verwendeten Wetterdaten wurden importiert, das stündliche Heizlastprofil als Sollvorgabe aufgeprägt. Insgesamt zeigt sich eine akzeptable Übereinstimmung zu den oben validierten TRNSYS Simulationen: bei einer geringfügigen Heizlast-Unterdeckung und einem etwas erhöhtem PV-Direktverbrauch ergeben sich vergleichbare System-Bewertungsgrößen SJAZ und SJAZ_{PVT}. Voraussetzung sind identische Vorgaben, insbesondere bezüglich Wetterdaten, Wärmelast des Gebäudes und deren zeitliche Verteilung über das Jahr.

3.8.3 Untersuchung unterschiedlicher Systemaspekte und Anwendungsfälle

Aufbauend auf den aktualisierten und validierten Systemmodellen wurde auch im Projektteil 2 eine Vielzahl von Simulationsstudien mit TRNSYS und Polysun durchgeführt, um einzelne Aspekte und Anwendungsfälle des SOLINK-Systems näher zu untersuchen, zu bewerten und weiter zu optimieren - beispielsweise zur Anlagenhydraulik oder zur Kühlung. Aber auch, um Komponenten mit geringem Nutzen zu identifizieren und das Gesamtsystem ggf. zu vereinfachen. In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Untersuchungen kurz zusammengefasst, eine detaillierte Dokumentation zu den durchgeführten Systemsimulationen findet sich in einem separaten Dokument [20-Asenbeck]. Die Untersuchungen wurden i.d.R. exemplarisch für ein Referenz-Einfamilienhaus mit 7500 kWh/a Heizwärmebedarf und einem Warmwasserverbrauch von 160 l/d durchgeführt.

3.8.3.1 Solare Speicher-Direktbeladung ([Ase20]: Kapitel 3)

Die möglichen Erträge durch eine direkte, solarthermische Speicherbeladung mit dem SOLINK-PVT-Kollektor sind vernachlässigbar, selbst bei Einsatz einer Frischwasserstation zur Warmwasserbereitung; durch Deaktivieren der PV-Überschussnutzung/Lastverschiebung können die solardirekten Erträge geringfügig gesteigert werden – der Nachteil durch die dann fehlende Lastverschiebung wird aber durch die Direktbeladung nicht kompensiert¹⁸.

¹⁸ Die Simulationsuntersuchungen wurden für das Kombispeicher-Referenzsystem durchgeführt; in speziellen Anlagenkonfigurationen könnte sich möglicherweise doch ein gewisser Vorteil durch eine solare Direktbeladung einstellen. Beispielsweise wird in der 2-Speicher-Konfiguration der Feldtestanlage Sonnenbühl der separate Heizungs-Pufferspeicher im Sommer nicht in die Lastverschiebung einbezogen. Allerdings führt der geringe Dämmstandard des Gebäudes selbst in den Sommermonaten immer wieder zu Heizwärmebedarf in den Morgenstunden. Für derartige Anwendungsfälle könnte eine solare Direktbeladung ggf. doch vorteilhaft sein.

3.8.3.2 Einstufige vs. leistungsgeregelte Wärmepumpe ([Ase20]: Kapitel 4)

Für das Referenzsystem steigt die System-Jahresarbeitszahl $SJAZ_{PVT}$ durch Einsatz einer leistungsgeregelten Inverter-Wärmepumpe um etwa 0,6 (+12 %) an. Die System-Jahresarbeitszahl ohne Berücksichtigung des PV-Direktverbrauchs $SJAZ$ bleibt dagegen nahezu unverändert, d. h. die Inverter-Wärmepumpe läuft mit vergleichbarer Effizienz wie die einstufige Wärmepumpe¹⁹. Mit der leistungsgeregelten Wärmepumpe und einem 1000 l-Kombispeichersystem kann im EFH in den Sommermonaten ein Netzbezug fast vollständig vermieden werden. Zur Erreichung der gleichen System-Jahresarbeitszahl $SJAZ_{PVT}$ wie mit einstufiger Wärmepumpe konnte im Beispiel die Kollektorfläche um etwa ein Drittel reduziert werden.

3.8.3.3 Energiemanagement/PV-Überschussnutzung/Lastverschiebung ([Ase20]: Kapitel 4 und 8)

Das Energiemanagement sieht bei PV-Überschussstrom vor, den Kombispeicher auf Vorrat (max. 56 °C) zu beladen. Der Energiemanager bringt bei einstufiger Wärmepumpe und 1000 l Kombispeicher eine Verbesserung in der $SJAZ_{PVT}$ von etwa +12% (vergleichbare Verbesserung wie der Einsatz einer leistungsgeregelten Inverter-Wärmepumpe, s. o.). Mit einer leistungsgeregelten Wärmepumpe kann der PV-Strom noch effizienter genutzt werden, der Anstieg der $SJAZ_{PVT}$ durch den Energiemanager beträgt hier Größenordnung +30 %. Die System-Jahresarbeitszahl $SJAZ$ sinkt dagegen durch die Lastverschiebung und das entsprechend erhöhte Wärmepumpen-Temperaturniveau etwas ab.

3.8.3.4 PVT-Freiaufstellung vs. Parallel-Dachmontage ([Ase20]: Kapitel 4)

Die Aussagen der Simulationen sind hier nur als Tendenz zu sehen, da die zugrunde gelegten Kollektorkennwerte für die Parallel-Dachmontage zwar im Außentestfeld ermittelt, aber mit relativ großer Unsicherheit behaftet sind²⁰. Trotzdem ist festzuhalten, dass die System-Jahresarbeitszahlen $SJAZ$ und $SJAZ_{PVT}$ mit diesen Parallel-Dach-Kennwerten im Vergleich zu Standard-Simulationen mit Solar-Keymark-Kennwerten (ermittelt am Einzelkollektor in Freiaufstellung) nur geringfügig absinken – der Effekt könnte im Referenz-EFH durch ein zusätzliches PVT-Modul problemlos kompensiert werden.

3.8.3.5 Dimensionierung Wärmepumpe ([Ase20]: Kapitel 5)

Bisher wurde für das SOLINK-System meist eine monovalente Auslegung (100%-Dimensionierung) angestrebt: die Wärmepumpen-Leistung entsprach mindestens der Heizlast im Auslegungspunkt. Die Berechnungen zeigen aber, dass eine geringe Unterdimensionierung (Größenordnung -15 %) insbesondere bei einstufiger Wärmepumpe sogar zu Vorteilen in der Systemeffizienz (erhöhte $SJAZ_{PVT}$ durch verbesserte Eigenstromnutzung) führen kann. Erst bei stärkerer Unterdimensionierung (in den Simulationen bei etwa -35 %) kehrt sich dieser Trend durch einen erheblichen Mehrverbrauch der elektrischen Zusatzheizung um. Diese Erkenntnisse wurden in den aktuellen Auslegungsempfehlungen berücksichtigt, vgl. auch Abschnitt 3.10.1.

3.8.3.6 Wärmedämmung Kombispeicher ([Ase20]: Kapitel 5)

Eine Reduzierung der Wärmeverlustrate des Kombispeichers um 20 % (ErP-Klasse D auf ErP-Klasse C) führt zu etwas höheren System-Arbeitszahlen, der Stromverbrauch des Heizsystems und der Netzbezug sinken jeweils um etwa 1,5 %.

3.8.3.7 Nutzen des Eisspeichers für Heizbetrieb ([Ase20]: Kapitel 6)

Der Vorteil durch einen quellenseitigen 280 l-Eisspeicher ist gering, im Referenz-EFH kann mit einstufiger Wärmepumpe und Eisspeicher etwa ein PVT-Modul eingespart werden, um die gleiche Systemeffizienz ($SJAZ_{PVT}$) wie ohne Eisspeicher zu erreichen (für Standorte Würzburg, Mailand, Amsterdam). Für einen zweiten, parallel geschalteten Eisspeicher fällt der zusätzliche Vorteil nochmals geringer aus.

¹⁹ Dies hängt ggf. auch mit Modellvereinfachungen zusammen: Das Trnsys-Wärmepumpenmodell arbeitet bei leistungsgeregelten Wärmepumpen mit skalierten Leistungs-Kennlinien im Bereich von 100% .. 30%, die Arbeitszahlen (COP) sind somit unabhängig von der Leistungsstufe. Für den Teillast-Betrieb ist das eine konservative Annahme, die Arbeitszahl von realen Inverter-Wärmepumpen ist im Teillast-Betrieb teilweise höher als unter Vollast. Es wird angenommen, dass dieser Effekt durch die Modell-Vereinfachung eines nicht-leistungsabhängigen Wärmeübergangs des Kollektors zur Umgebung in erster Näherung ausgeglichen wird.

²⁰ Es wurde angenommen, dass die Windabhängigkeit des Wärmeübertragungsvermögens des PVT-Kollektors zur Umgebung (c_3 -Wert) durch Parallel-Dachmontage um etwa 65 % abnimmt (Kollektor-Kennwerte entsprechend Tabelle 10, Konfiguration B für einen übertragenen Wärmestrom von 225 W/m²).

Andererseits kann durch Kombination des Eisspeichers mit einer regelungsseitigen, temporären Wärmepumpen-Sperre bei hohen Kollektortemperaturen im Sommer, oder alternativ einem Umschaltventil, das Mischventil zur Temperaturbegrenzung im Solekreis (zur Vermeidung der Überschreitung der zulässigen Wärmepumpen-Eintrittstemperaturen) wegfallen, was wiederum Aufwand reduziert.

Für Wärmepumpen mit erhöhter Abschaltgrenze im Winter (min. zulässige Sole-Eintrittstemperatur der Wärmepumpe): Abschaltgrenze -10 °C statt -15 °C kann kompensiert werden mit Eisspeicher + ca. 30 % größere Kollektorfläche (alternativ ohne Eisspeicher: nahezu +60 % größere Kollektorfläche)

3.8.3.8 Standortabhängigkeit: Einfluss von Außentemperatur, Einstrahlung und Wind ([Ase20]: Kapitel 6)

Für diese Untersuchung wurde der Dämmstandard des EFH an den Standorten Würzburg, Mailand, Amsterdam jeweils so angepasst, dass der Jahres-Heizwärmebedarf überall 7500 kWh/a beträgt. Der kälteste, aber relativ strahlungsreiche Standort Würzburg (Umgebungstemp. min. -12 °C , Wind mittel 3 m/s) schneidet am schlechtesten ab. Es folgt der milde, strahlungsreiche Standort Mailand (Umgebungstemp. min. -6 °C , Wind mittel 1,5 m/s \rightarrow SJAZ, SJAZ_{PVT} +7%); die höchste Systemeffizienz erreicht der bezüglich Einstrahlung und Außentemperatur moderate, aber windreiche Standort Amsterdam (Umgebungstemp. min. -7 °C , Wind mittel 5 m/s \rightarrow SJAZ, SJAZ_{PVT} +11%).

3.8.3.9 Schneebedeckung und Schneeabrutschfunktion ([Ase20]: Kapitel 7)

Die bisherigen Messungen zeigen kaum Einfluss von Schnee auf die thermische Leistungsfähigkeit des PVT-Kollektors (vgl. Abschnitt 3.4.4.4) – allerdings liegen u.a. aufgrund der Witterungsverhältnisse im Projektzeitraum noch keine umfangreichen Erfahrungen vor. Dagegen hängt die Minderung des PV-Ertrags vom Grad der Schneebedeckung ab und dieser wiederum von vielen (auch standortabhängigen) Faktoren und Details, die in der Simulation i.d.R. nicht verfügbar sind. Für diese Untersuchung wurden deshalb vier Szenarien berechnet, mit 12 bzw. 30 Schneetagen und für zwei exemplarische Annahmen²¹ bezüglich der Auswirkung der Schneebedeckung auf den PVT-Ertrag. Ziel ist, die Auswirkungen eines zeitweise eingeschränkten PVT-Ertrags auf die Systemeffizienz aufzuzeigen („Sensitivitätsanalyse“).

Fazit: Bei moderaten Schneeverhältnissen (max. 12 Schneetage) sind die zu erwartenden Effizienz-einbußen in der Jahresbilanz überschaubar und können durch eine etwas größere Kollektorfläche ausgeglichen werden (im Referenz-EFH reicht ein zusätzliches PVT-Modul, selbst für konservative Annahmen). Erst wenn die Schneeverhältnisse wirklich über einen längeren Zeitraum zu drastischen, auch thermischen Kollektor-Ertragsminderungen führen (konservative Annahme 2, über 30 Tage), zeigen sich deutliche Auswirkungen auf die Jahres-Systemeffizienz (im Beispiel SJAZ_{PVT} -6%).

Schneeabrutschfunktion: Die Simulationen ergeben einen zusätzlichen Netzbezug an Schneetagen von mindestens 1,5 kWh_{el}/Schneetag. Wenn die ursächlichen PV-Ertragseinbußen durch eine Schneeabrutschfunktion vollständig verhindert werden könnten und die dafür benötigte Wärme mit der Wärmepumpe erzeugt wird, so lohnt sich die Schneeabrutschfunktion energetisch mindestens bis zu einem thermischen Energieeinsatz von 6 kWh_{th}/d (= 4 x 1,5; mit einem angenommenen²² COP \approx 4).

In der Feldtestanlage Korb liegt der thermische Energieeinsatz für die Schneeabrutschfunktion mit 1-2 kWh_{th}/d bisher deutlich unter diesem Wert, allerdings ist noch eine frühe Version des Kombispeichers mit ungünstigem Wärmeübertrager verbaut (vgl. Abschnitt 3.2.3) und die Schneeabrutschfunktion zeigte nicht immer den gewünschten Effekt. In der Feldtestanlage Sonnenbühl ist der thermische Energieeinsatz teilweise oberhalb von 6 kWh_{th}/d (je nach Laufzeit) und die Funktion wurde relativ häufig ausgelöst, vgl. Abschnitt 3.11. Mittlerweile wurde die Regellogik bezüglich Auslösung und Laufzeit weiter optimiert; abhängig vom Nutzer wäre dennoch ggf. eine manuelle Auslösung zu bevorzugen.

3.8.3.10 Thermische Lastverschiebung: Wasserspeicher vs. Gebäudeträgheit ([Ase20]: Kapitel 8)

Die Untersuchung geht der Frage nach, inwiefern durch Ausnutzung der Gebäudeträgheit und durch gezieltes, geringfügiges Anheben der Raumtemperatur in Zeiten von PV-Überschuss eine ähnliche

²¹ Annahmen für die Ertragsminderung des PVT-Kollektors bei Schneebedeckung
- Annahme 1: thermisch -10%, PV -80%
- Annahme 2 (konservativ): thermisch -40%, PV -90%

²² Der Wärmeübertrager für die Schneeabrutschfunktion liegt im unteren, kalten Speicherbereich, deshalb können die heizungsseitigen Wärmepumpen-Temperaturen zur Nachheizung sehr niedrig und der COP hoch angesetzt werden.

Verbesserung in der Systemeffizienz erreicht werden kann, wie mit dem bisherigen Ansatz einer thermischen Lastverschiebung durch Vorratsbeladung des Kombispeichers. In diesem Fall könnte alternativ zum Kombispeicher-System eine leistungsgeregelte Wärmepumpe mit integriertem Trinkwasserspeicher eingesetzt werden, das System wäre kompakter und hydraulisch weniger aufwendig.

Die Simulationen zeigen, dass im Referenz-EFH unter Ausnutzung der Gebäudeträgheit tatsächlich vergleichbare oder sogar höhere Werte für Systemeffizienz und Jahres-Netzbezug realisiert werden können²³, wie mit dem bisherigen SOLINK-System. Allerdings steigt durch die Anhebung der Raumtemperatur auch der Heizwärmebedarf und die Betriebszeiten der Wärmepumpe an; deshalb besteht bei ungünstiger Regelung oder zu stark angehobener Raumtemperatur die Gefahr eines deutlich erhöhten Stromverbrauchs, im schlechtesten Fall sogar verbunden mit einer Zunahme des Netzstrombezugs. Auch geht die Erhöhung des PV-Direktverbrauchs einher mit einer reduzierten Netzeinspeisung, was sowohl aus finanzieller Sicht des Verbrauchers als auch gesamtökologisch ein Nachteil ist. Zusätzlich zu berücksichtigen sind ein verändertes Komfortempfinden durch wechselnde Raumtemperaturen und ggf. kontraproduktive Gewöhnungseffekte, die zum Einstellen einer grundsätzlich höheren Raum-Solltemperatur verleiten könnten. Die Lastverschiebung durch Ausnutzung der Gebäudeträgheit lässt sich außerdem nur in der Heizperiode anwenden und bringt - im Gegensatz zur Lastverschiebung mit Wasserspeichern - keine Verbesserung für die Effizienz der Warmwasserbereitung. Interessant ist deshalb auch die Kombination der beiden Möglichkeiten, die ebenfalls untersucht wurde.

3.8.3.11 Einfluss von PV-Modultyp und PV-Wirkungsgrad ([Ase20]: Kapitel 9)

Die SOLINK-PVT-Kollektoren wurden im Laufe des Projekts mit steigender Peakleistung und PV-Wirkungsgrad des PV-Module weiterentwickelt. In den Simulationen bewirkt eine Leistungssteigerung des PV-Moduls um 12 % von 340 W_p (bisheriges Modul BXO340) auf 380 W_p (Modul BXO380) einen Anstieg des PV- Jahresertrags um etwa 10 % und des PV-Direktverbrauchs um ca. 14 %. Die Systemeffizienz steigt um ca. 3 % an, während die System-Jahresarbeitszahl SJAZ nahezu unverändert bleibt.

Für die neueste Serie des SOLINK-Kollektors wurde von 340 W_p auf 380 W_p-Module umgestellt.

3.8.3.12 Gebäudekühlung ([Ase20]: Kapitel 10)

Im Rahmen des Projekts wurden umfangreiche Simulationsstudien zur Gebäudekühlung mit SOLINK durchgeführt. Eine allgemeine Zusammenfassung findet sich in Abschnitt 3.9.1, weiterführende Informationen im Artikel [Lei20] sowie in der Dokumentation zu den Systemsimulationen [Ase20].

3.8.3.13 SOLINK-Hydraulikvarianten und Speicherkonfigurationen ([Ase20]: Kapitel 11)

Neben der Standard-Kombispeicher-Hydraulik gibt es zahlreiche weitere Möglichkeiten, ein SOLINK-System aufzubauen. Beispielsweise besitzt die zweite im Rahmen des Projekts ausgewertete Feldtestanlage in Sonnenbühl einen Trink-Warmwasser- und einen separaten Heizungspufferspeicher (Variante B, s.u.), während die erste Feldtestanlage mit Kombispeicher und internem Wärmeübertrager zur Warmwasserbereitung realisiert wurde (Variante D, s.u.). In dieser Untersuchung wurden ausgewählte Systemvarianten in Polysun aufgebaut, verglichen und bewertet; es folgt ein Auszug aus der Abschlussbewertung, mit der Gegenüberstellung der Systemeffizienz in Abbildung 68.

- A. **System ohne Heizungspuffer (TW):** Trinkwarmwasser-Speicher 300 l mit internem Wärmeübertrager (heizungsseitig), *modulierende* Wärmepumpe mit direkter Heizungsanbindung
→ Sehr platzsparendes System mit geringem hydraulischem Aufwand; ausschließlich mit *modulierender* Wärmepumpe realisierbar. Diese begünstigt die PV-Eigenstromnutzung, darum werden gute System-Jahresarbeitszahlen ähnlich den 2-Speichersystemen (Varianten B+C, nicht C2) erreicht. Allerdings sind die Möglichkeiten zur Lastverschiebung (Vorratsbeladung mit PV-Überschussstrom) aufgrund des geringen Speichervolumens, beispielsweise im Vergleich zu den Kombispeicher-Varianten, begrenzt.
- B. **Zwei-Speichersystem (TW+Pu):** Trinkwarmwasser -Speicher 300 l mit internem Wärmeübertrager (heizungsseitig) und Heizungspufferspeicher 800 l; Anlagenschema siehe Abbildung 69
→ Robustes System mit klarer thermischer Trennung von Heizungs- und Warmwasserpuffer. Nachteil: Mehr Platzbedarf und Wärmeverluste; Pufferspeicher im Sommer (außerhalb der Heiz-

²³ Randbedingungen für thermische Lastverschiebung (Standardbedingungen):

- bei Ausnutzung der Gebäudeträgheit: zulässige Anhebung der Raumtemperatur von 1 K in allen beheizten Räumen (bzw. um 2 K in 50% des Wohnraums)

- bei Vorratsbeladung des Kombispeichers: max. Temperatur 56 °C

periode) nicht nutzbar, deshalb auch hier nur begrenzte PV-Überschussnutzung und geringere System-Jahresarbeitszahlen als die Kombispeicher-Varianten D+E oder die optimierte 2-Speicher-Hydraulikvariante C2.

C. **Zwei-Speichersystem mit FriWa (2xPu FriWa):** 300 l Warmwasser-Pufferspeicher mit Frischwasserstation (FriWa) und 800 l Heizungspufferspeicher

→ Die Frischwasserstation führt zu tieferen Temperaturen im unteren Speicherbereich und trägt zu einem besseren Erhalt der Temperaturschichtung bei; dadurch höhere Wärmepumpen- und System-Arbeitszahlen (vgl. SJAZ der Varianten C vs. B, und auch E vs. D).

Variation (C2: Hydr. opt.): Vorschlag zur modifizierten Verschaltung der beiden Speicher

→ Mit optimierter Hydraulik nochmals verbesserte Temperaturschichtung und deutlich verbesserte Lastverschiebung / PV-Überschussnutzung im Sommer, weil der Pufferspeicher außerhalb der Heizperiode als zusätzlicher Wärmespeicher für die Warmwasserbereitung mitgenutzt wird. Dadurch erhöhte $SJAZ_{PVT}$ im Vergleich zur Standardhydraulik (Variante C).

D. **Kombispeichersystem (Kombisp.):** Standardhydraulik der Fa. Consolar mit Kombispeicher SOLUS 1050 L und internem Wärmeübertrager zur Warmwasserbereitung, mit Warmwasser-Vorrang-Schaltung (Heizkreis aus während Warmwasser-Nachheizung)

→ Das ganzjährig für die Lastverschiebung nutzbare Kombispeichervolumen führt zu einer guten PV-Eigenstromnutzung und zu einer hohen $SJAZ_{PVT}$ von 4,5. Auf eine möglichst gute Trennung von Heizungspuffer und Warmwasserbereitschaftsteil sollte geachtet werden.

E. **Kombispeichersystem mit FriWa (Kombi FriWa):** Kombispeicher 1000 l (ohne internen Wärmeübertrager) mit Frischwasserstation (FriWa) und angepassten Speicher-Anschlusshöhen zur Beladung des Warmwasser-Bereitschaftsteils von unten, mit Warmwasser-Vorrang-Schaltung

→ Wie bereits beim 2-Speichersystem führt auch hier die Frischwasserstation nochmals zu einer Verbesserung der Systemeffizienz ($SJAZ_{PVT} = 5$). Die Anpassung der Speicher-Anschlusshöhen für eine optimierte Warmwasser-Beladung (WW Lad unten) trägt ebenfalls geringfügig zur Effizienzsteigerung bei, führt aber auch zu einer besseren Trennung von Heizungspuffer und Warmwasser-Bereitschaftsteil. Die Nutzung von Wärme auf vergleichsweise hohem Temperaturniveau für den Heizkreis während der Warmwasser-Nachheizung wird hier zuverlässig verhindert – prinzipiell auch ohne die Warmwasser-Vorrang-Schaltung.

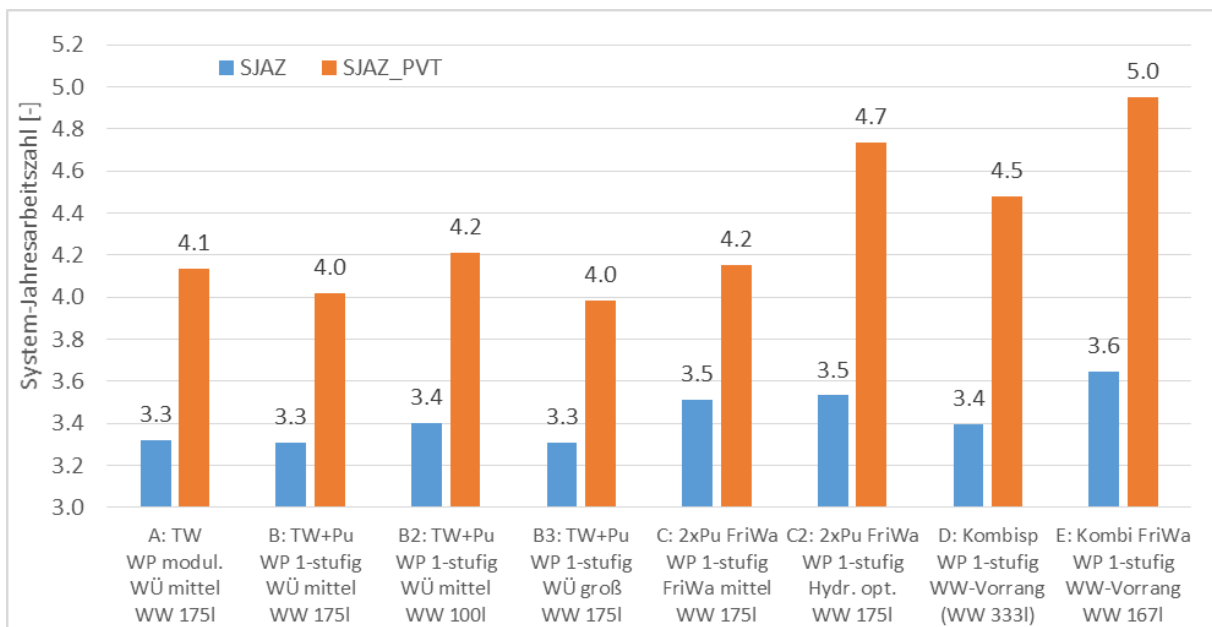


Abbildung 68: System-Jahresarbeitszahl ohne bzw. mit Berücksichtigung des PV-Direktverbrauchs ($SJAZ$ bzw. $SJAZ_{PVT}$) für ausgewählte Hydraulikvarianten im EFH mit 20 m^2 Kollektorfläche: Einfluss der Warmwasserbereitung (TW-Speicher/Größe des Wärmeübertragers (WÜ)), Frischwasserstation (FriWa) oder Kombispeicher/interner Wärmeübertrager) und der Speicherkonfiguration (TW-Speicher, TW+Pufferspeicher, Kombispeicher), sowie der Größe des Warmwasserbereitschaftsteils (WW).

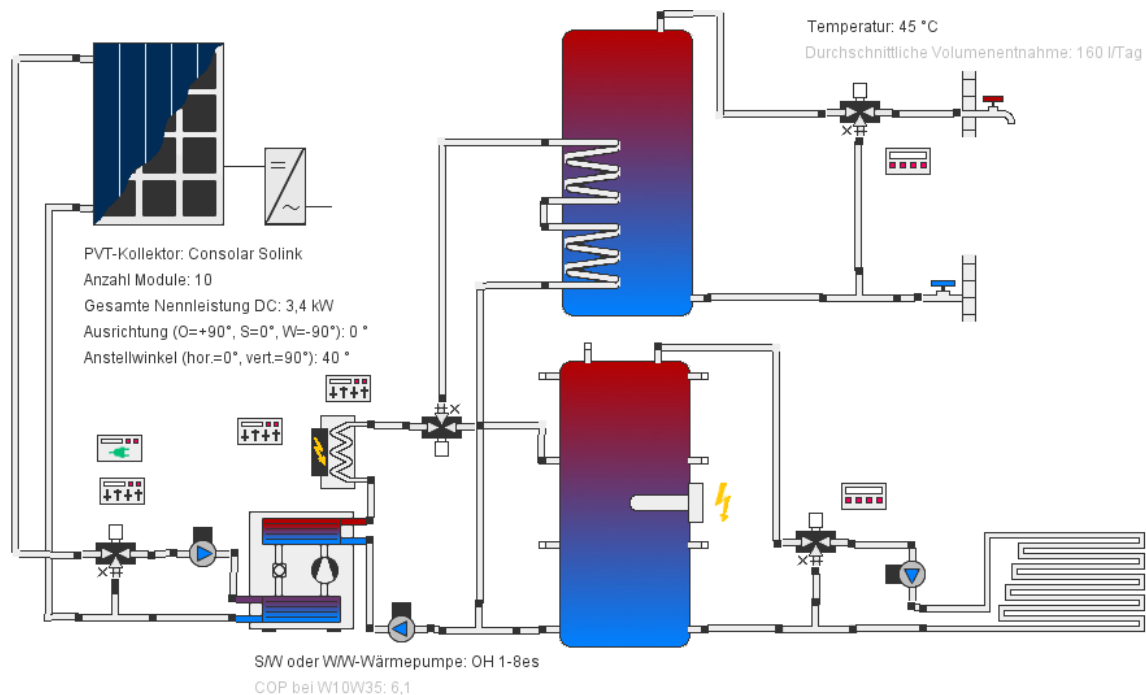


Abbildung 69: Polysun-Anlagenschema der Simulationsvariante B (TW-Speicher + Puffer).

Weitere Erläuterungen und Detailergebnisse finden sich in der separaten Dokumentation zu den Systemsimulationen [Ase20], Kapitel 11, unter anderem zum Einfluss des Warmwasser-Bereitschaftsvolumens sowie Größe und Position des Warmwasser-Wärmeübertragers auf die Systemeffizienz und zur Optimierung der Warmwasser-Nachheizung im Kombispeicher.

3.8.3.14 Warmwasser-Nachheizung mit Zeitfenstern ([20-Asenbeck]: Kapitel 12)

An sonnigen Tagen sorgt der Energiemanager tagsüber für eine vorrangige Beladung mit PV-Strom, so dass i.d.R. abends/nachts/morgens nicht nachgeheizt werden muss. Mit modulierenden Wärmepumpen kann dies sogar an bewölkten Tagen noch gelingen. An bewölkten Tagen ohne ausreichend PV-Strom wird in der 2-Speicher-Referenzsimulation die Warmwasser-Nachheizung zu ganz unterschiedlichen Zeiten ausgelöst. Hier kann eine Einschränkung der Warmwasser-Nachheizung mit Zeitfenstern²⁴ Effizienzvorteile bringen: Simulationen, in denen die Nachheizung nur vor den Hauptzapfungen (um 6 Uhr und 19 Uhr) stattfindet, schneiden etwas besser ab (SJAZ_{PVT} +3%). Entscheidend ist insbesondere, eine Nachheizung *nach* der morgendlichen Zapfung zu vermeiden bzw. zu verzögern, um Einstrahlung/PV-Strom und die höheren Außentemperaturen im Tagesverlauf noch nutzen zu können. Die einfache Empfehlung von relativ kurzen Zeitfenstern vor den Haupt-Zapfzeiten morgens und abends (z.B. 5-6 Uhr und 16-17 Uhr) hat sich in den Simulationen bestätigt.

3.8.3.15 Wärmedämmstandard Gebäude ([Ase20]: Kapitel 13)

Grundsätzlich wird SOLINK nur in Gebäuden mit Niedertemperatur-Wärmeverteilsystem empfohlen. Unter dieser Voraussetzung führt ein etwas niedrigerer Wärmedämmstandard (beispielsweise im sanierten Altbau) tendenziell zu einer höheren Systemeffizienz (SJAZ, SJAZ_{PVT}) als im gut gedämmten Neubau – in der Übergangszeit besteht in derartigen Gebäuden noch mehr Heizwärmebedarf, der bei den moderaten Außentemperaturen und guten Strahlungsverhältnissen sehr effizient bereitgestellt werden kann (hohe Wärmepumpen-Arbeitszahlen, gute PV-Eigenstromnutzung).

3.8.3.16 SOLINK im Vergleich zu anderen Heizsystemen im EFH und MFH ([Ase20]: Kapitel 13)

Abbildung 70 und Abbildung 71 zeigen die Ergebnisse des Heizungsvergleichs, exemplarisch für das Referenz-MFH²⁵ mit Fußbodenheizung. Ein ähnlicher Vergleich wurde für das Referenz-EFH sowie für

²⁴ innerhalb der Zeitfenster reguläre WW-Solltemperatur, sonst reduzierte WW-Solltemperatur; ggf. individuelle Komfortansprüche und Hygienebestimmungen berücksichtigen

²⁵ Das hier betrachtete Referenz-Mehrfamilienhaus (Tabelle 12) mit einem Heizwärmebedarf von etwa 55.000 kWh/a (68 kWh/m²a) unterscheidet sich erheblich von dem in Projektteil I berechneten Mehrfamilienhaus (Bestandsgebäude) mit Heizwärmebedarf 134.000 kWh/a.

das Referenz-MFH mit höherem Heizkreis-Temperaturniveau (60/50 °C Radiatorheizkörper) durchgeführt. Die Simulationen in diesem Abschnitt berücksichtigen einen Haushalts- (EFH, 3000 kWh/a) bzw. Allgemeinstromverbrauch (MFH, 6000 kWh/a).

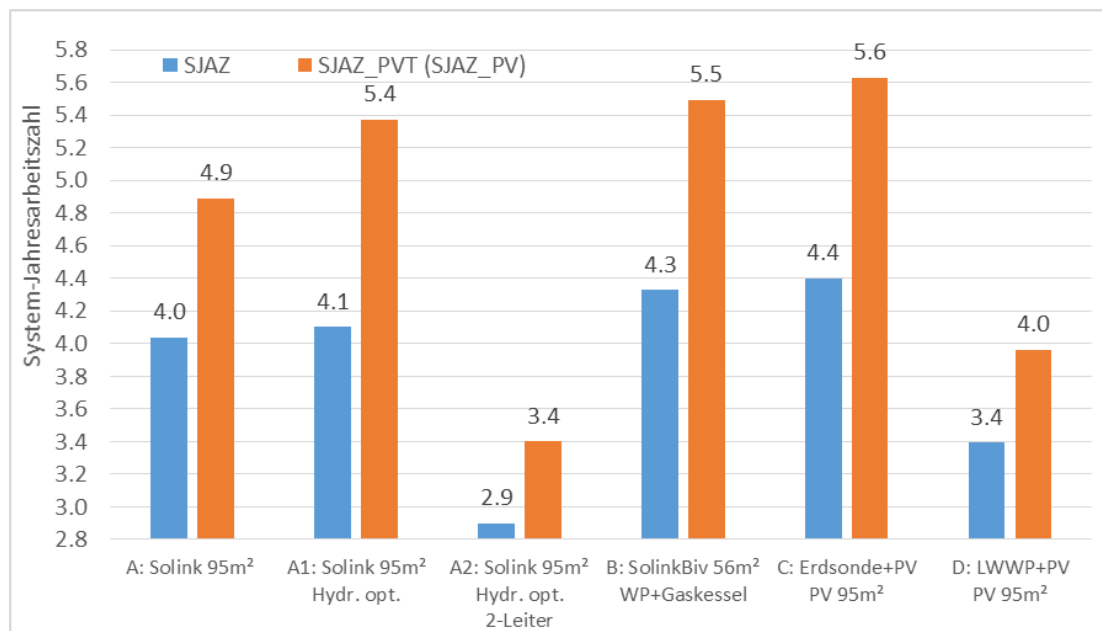


Abbildung 70: Vergleich von Wärmepumpen-Heizsystemen im Mehrfamilienhaus mit Nieder-temperatur-Verteilssystem (Fußbodenheizung): System-Jahresarbeitszahl ohne (SJAZ) und mit (SJAZ_{PVT} bzw. SJAZ_{PV}) Berücksichtigung des PV-Direktverbrauchs.

Auffallend sind sehr **hohe System-Jahresarbeitszahlen im MFH** (teilweise SJAZ>4) gegenüber bisherigen EFH-Simulationen. Dies hängt einerseits mit dem schlechteren Dämmstandard des MFH und vermehrtem Wärmepumpen-Betrieb in der Übergangszeit zusammen (vgl. Erläuterungen unter Punkt 3.8.3.15), andererseits aber auch mit vergleichsweise geringen Anlagenverlusten, die aufgrund der höheren Wärmelast im MFH eine deutlich untergeordnete Rolle spielen.

Wie bereits im Projektteil 1 mit TRNSYS-Modellen berechnet, liegt die **Systemeffizienz** des SOLINK-Systems (Variante A) auch mit den aktualisierten Polysun-Simulationsmodellen zwischen Erdreich-Wärmepumpe (Variante C) und Außenluft-Wärmepumpe (Variante D) – unabhängig von Gebäudetyp, Wärmepumpentyp (einstufig, zweistufig, stufenlos modulierend) oder Temperaturniveau des Heizungsverteilsystems. Für die hier berechneten Kombinationen mit flächengleichen PV-Anlagen gilt diese Reihenfolge auch unter Berücksichtigung des PV-Direktverbrauchs für die **Systemarbeitszahl SJAZ_{PVT}** bzw. SJAZ_{PV}, d.h. für das Verhältnis (kWh_{th} / kWh_{el}) von erzeugter Wärme zum Netzstrombezug für das Heizsystem (vgl. Abbildung 70). Die Reihenfolge ergibt sich ebenso in den Bewertungsgrößen Endenergie-Bezug, Autarkie und den CO₂-Emissionen für den Anlagenbetrieb (Abbildung 71).

Ausschlaggebend hierfür ist das Wärmequellen-Temperaturniveau in der Heizperiode, dem Zeitraum mit der Haupt-Wärmelast: das Erdsonden-Wärmepumpenheizsystem hat hier deutliche Vorteile gegenüber den anderen Systemen, deren Effizienz von niedrigen Außenlufttemperaturen beeinträchtigt wird. Neben ohnehin etwas niedrigeren Arbeitszahlen entsteht für das Luft-Wärmepumpensystem Zusatzaufwand für die Enteisung der Außenlufteinheit. Sowohl bei Luft-Wärmepumpen als auch im SOLINK-System muss bei geringer Einstrahlung und sehr niedrigen Außentemperaturen (und damit Soletemperaturen) die Wärmepumpe ggf. durch die elektrische Zusatzheizung ergänzt bzw. ersetzt werden, insbesondere für die Warmwasser-Nachheizung bei Solltemperaturen über 50 °C²⁶. Diese Effekte zeigen sich auch im winterlichen **Netzbezug**. In den Sommermonaten erkennt man im Netz-

²⁶ Entscheidend ist der zulässige Temperaturbereich der eingesetzten Sole-/Wasser-Wärmepumpe; dieser ist abhängig vom Wärmepumpenhersteller und -typ, siehe Abschnitt 3.2.1. Um bei zu knapper Dimensionierung, extremen Wettersituationen oder einem Defekt die Wärmeversorgung sicher zu stellen, ist das SOLINK-System standardmäßig mit einer elektrischen Zusatzheizung ausgestattet – wie übrigens die meisten Sole- und fast alle Luftwärmepumpen im kleinen Leistungsbereich.

bezug leichte Vorteile für das SOLINK-System durch die solarthermische Nutzung (Variante A, durch zeitweise erhöhte Sole-Temperaturen²⁷), die sich im Jahresergebnis allerdings kaum auswirken.

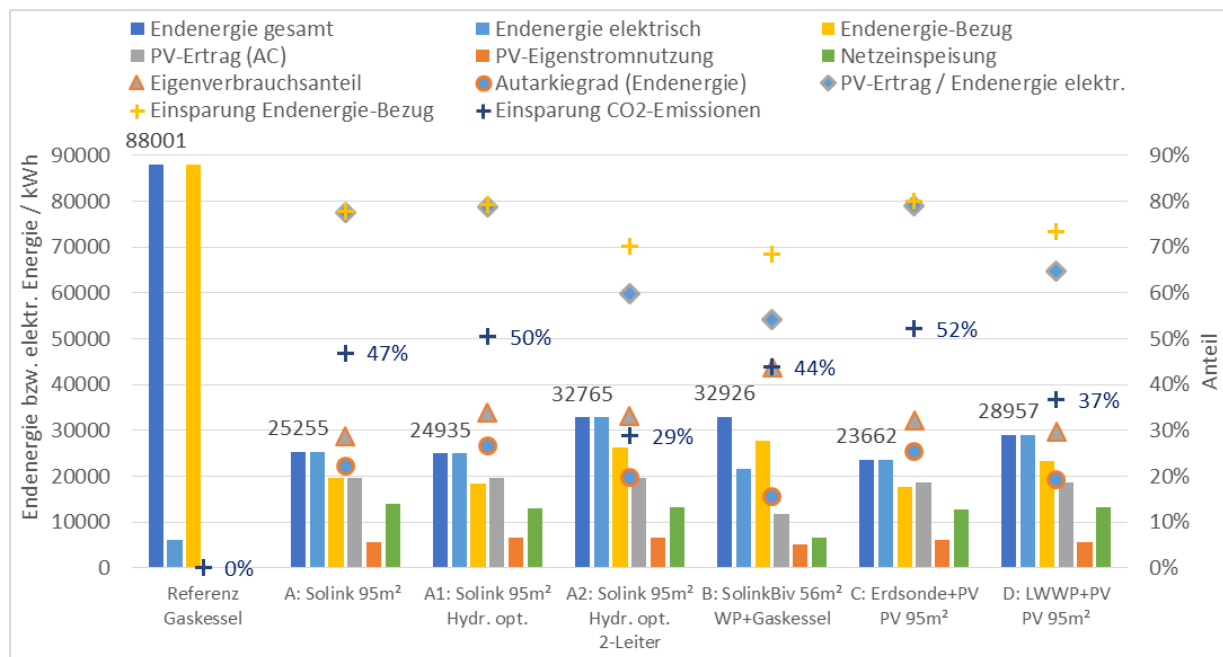


Abbildung 71: Vergleich von Wärmepumpen-Heizsystemen im Mehrfamilienhaus mit Niedertemperatur-Verteilssystem (Fußbodenheizung): Endenergieverbrauch, PV-Nutzung, Autarkie, Auslegungsverhältnis und Einsparung im Betrieb gegenüber dem Referenzsystem. Betrachtung inkl. 6000 kWh/a Allgemeinstrom.

Bei der gewählten Auslegung der PVT-Kollektorfläche übersteigt in allen SOLINK-Systemen mit Niedertemperatur-Verteilssystem (Fußbodenheizung) der **selbst produzierte PV-Strom** in der Jahresbilanz den Stromverbrauch der Wärmepumpen-Heizsysteme²⁸. Wird zusätzlich der Haushalts- (EFH) bzw. Allgemeinstrom (MFH) mit berücksichtigt, liegt das Verhältnis von selbst produziertem Strom zu Gesamt-Stromverbrauch für diese Systeme bei 60 – 80 % (vgl. „PV-Ertrag / Endenergie-elekt.“ in Abbildung 71) – nur das bivalente SOLINK-System mit Gas-Kessel wurde etwas kleiner ausgelegt. In der Praxis kann der selbst produzierte PV-Strom trotz Energiemanagement und thermischer Lastverschiebung nur zum Teil direkt vor Ort genutzt werden – für den Stromverbrauch der Wärmepumpe i.d.R. zu einem Drittel bis einem Viertel. Der hier berechnete **Eigenverbrauchsanteil** beinhaltet zusätzlich die Nutzung des PV-Stroms im Haushalt bzw. für den Allgemeinstrom des MFH und liegt deshalb etwas höher. Es fällt auf, dass der Eigenverbrauch recht unabhängig vom Heizsystem und auch vom Heizkreis-Temperaturniveau ist. Der höchste Wert von etwa 60% wird mit den EFH-Systemen mit modulierender Wärmepumpe und relativ kleiner Kollektor-/PV-Fläche (18 m²) erreicht. Die einstufigen Wärmepumpen-Systeme im EFH mit 20 m² Fläche liegen etwas unter 50%, während im MFH mit 2-stufigen Wärmepumpen und einer Fläche von 95 m² nur noch ein Eigenverbrauchsanteil von etwa 30% erreicht wird. Nur das bivalente SOLINK-System erreicht im MFH mit gut 40% einen etwas höheren Wert, bedingt durch einen geringeren PV-Jahresertrag der kleineren Kollektorfläche (56 m²). In den EFH-Simulationen resultiert daraus ein **Autarkiegrad** von 27 – 38 %, in den MFH-Simulationen von 15 – 27 % bzw. mit Mitteltemperatur-Verteilssystem von 13 - 22%. Das Luft-Wärmepumpensystem (Variante D) und das kleiner ausgelegte, bivalente SOLINK-System (Variante C) erreichen jeweils die niedrigsten Autarkie-Werte.

²⁷ Der Effekt durch solarthermische Gewinne ist auch deshalb nicht größer, weil die Sole-Eintrittstemperatur der handelsüblichen Wärmepumpen nach oben begrenzt ist (i.d.R. auf 20 bis 25 °C). Beim SOLINK-System sorgt deshalb ein Mischventil im Solarkreis für die notwendige Temperaturbegrenzung im Sommer.

²⁸ Eine Ausnahme bildet die Zusatzvariante A2 mit 2-Leiter-Anbindung im Mehrfamilienhaus: die 2-Leiter-Anbindung ist für die Systemeffizienz sehr ungünstig, der Stromverbrauch des Heizsystems steigt deshalb stark an und das Auslegungsverhältnis PV-Ertrag/Stromverbrauch > 100% wird nicht mehr erreicht. Ähnliches gilt - in etwas geringerem Maße - für Varianten mit Mitteltemperatur-Verteilssystem (Radiatoren 60/50 °C).

Die Endenergie-**Einsparung gegenüber einem Gas-Brennwert-Heizsystem** ohne Solarenergienutzung liegt bei allen berechneten Wärmepumpen-Heizsystemen in der Größenordnung 70 - 80%; dies entspricht einer Einsparung von CO₂-Emissionen im Anlagenbetrieb von etwa 35 - 50% (EFH; MFH-Fußbodenheizung, Abbildung 71) bzw. 30 - 45% (MFH mit Radiatorheizkörper 60/50 °C). Hierbei sind die durch PV-Strom-Einspeisung vermiedenen Emissionen bei der Stromerzeugung nicht berücksichtigt, siehe Abschnitt 3.8.1.

3.8.3.17 Warmwasserbereitung im MFH ([Ase20]: Kapitel 13)

Aufgrund der Hygienebestimmungen bietet sich in Mehrfamilienhäusern mit Wärmepumpen-Heizsystemen die dezentrale Trink-Warmwasserbereitung mit Wohnungsverteiler-/Frischwasserstationen an. In der Simulation wurden zwei Möglichkeiten der hydraulischen Anbindung der Wohnungsverteilstationen untersucht: einerseits die 4-Leiter-Anbindung mit getrenntem Leitungsnetz für Heizung und Warmwasser (Variante A1), und andererseits die hydraulisch weniger aufwändige, kombinierte Versorgung in 2-Leiter-Anbindung (Variante A2). Das 2-Leiter-Netz muss ganzjährig oberhalb einer Temperatur von 50 °C gehalten werden, um die Temperierung der Frischwasserstationen zu gewährleisten; der Heizkreis-Vorlauf wird hier erst im Heizkreismischer der Wohnungsverteilstationen auf die jeweils benötigte Heizkreis-Solltemperatur abgesenkt. Der Heizungs-Pufferspeicher verliert durch die 2-Leiter-Anbindung seine ursprüngliche Funktion und die Wärmepumpe läuft ausnahmslos für den Warmwasser-Nachheizbetrieb, d.h. auf hohem Nutztemperaturniveau und somit mit niedriger Arbeitszahl (z.B. $JAZ_{WP}=3,4$ statt bisher 4,4). Die Effizienz-Unterschiede sind erheblich, wie in Abbildung 70 und Abbildung 71 zu sehen (Variante A2 vs. A1: SJAZ -29%, $SJAZ_{PVT}$ -37%, elektrische Zusatzheizung Faktor 6, Netzbezug +45%). Bei den Simulationen mit 2-Leiter-Anbindung sind die Absolutergebnisse nur noch geringfügig vom Temperaturniveau des Heizkreises abhängig, der relative Leistungsabfall fällt bei Mitteltemperatur-Verteilsystem (60/50 °C Radiatoren-Heizsystem) deshalb moderater aus (SJAZ u. $SJAZ_{PVT}$ etwa -20%, elektrische Zusatzheizung Faktor 3, Netzbezug +20%).

3.8.3.18 Netzstrombilanz ([Ase20]: Kapitel 13)

Exemplarisch für das Referenz-EFH (hier mit 3000 kWh/a Haushaltsstromverbrauch) und einstufige Wärmepumpen-Heizsysteme ist in *Abbildung 72* die Netzstrombilanz, d.h. die **Differenz aus Netzbezug und Netzeinspeisung**, aufgetragen – bilanziert über ein Jahr und separat nur für die Heizperiode. Durch die Kombination der Wärmepumpen-Heizsysteme (Erdsonden-WP, LWWP) mit einer PV-Anlage sinkt die Jahres-Netzstrombilanz bzw. der Jahres-Netzstrombezug um 60 - 70%, der Strombezug für die Heizperiode aber erheblich weniger um nur 25 - 35%. In der Netzstrombilanz für die Heizperiode wird die zeitliche Diskrepanz zwischen Stromverbrauch (Maximum im Winter) und PV-Stromerzeugung (Maximum im Sommer) deutlich – wie zu erwarten, kann die Bilanz im Winter durch die PV-Anlage nur etwas angeglichen werden, der Netzbezug überwiegt in dieser Zeit aber deutlich gegenüber der Netzeinspeisung. Dies gilt für alle hier berechneten solarunterstützten Heizsysteme, mit leichten Vorteilen für die Erdreich-Wärmepumpe (Variante C1, Netzstrombilanz Heizperiode ca. 2450 kWh) im Vergleich zum SOLINK-System (Variante A1, Netzstrombilanz Heizperiode ca. 2800 kWh) und dem Luft-Wärmepumpen-System (Variante D1) mit der ungünstigsten winterlichen Netzstrombilanz von fast 3450 kWh.

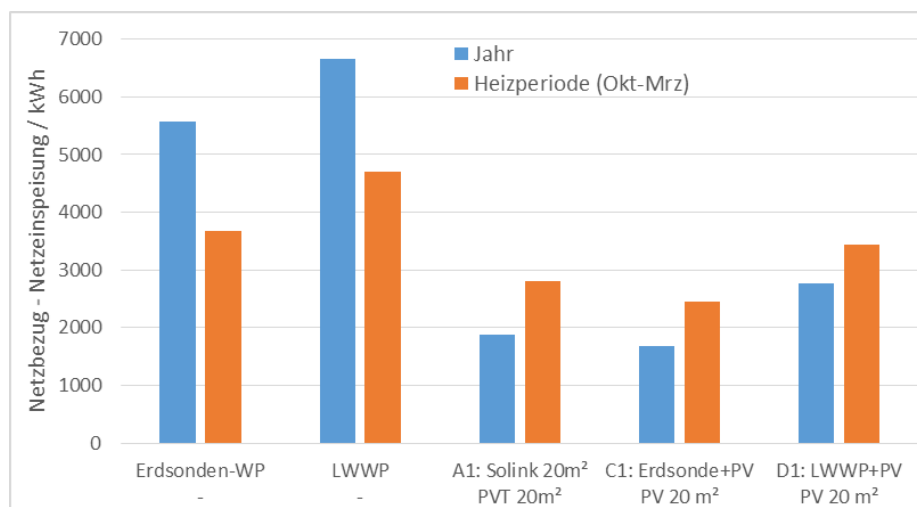


Abbildung 72: Netzstrombilanz für das gesamte Jahr bzw. für die Heizperiode im Referenz-Einfamilienhaus mit unterschiedlichen Wärmepumpen-Heizsystemen (1-stufige Wärmepumpe). Betrachtung inkl. 3000 kWh/a Haushaltsstrom.

3.9 Integration von Zusatznutzen

3.9.1 Gebäudekühlung

Aufgrund zunehmend wärmerer Sommer in Mitteleuropa und einem steigenden Komfortbedürfnis wächst der Bedarf an Kühlsystemen. Wärmepumpenheizungen bieten grundsätzlich die Möglichkeit, im Sommer zur Kühlung genutzt zu werden. Allerdings führt dies zu einem erhöhten Strombedarf – in Südeuropa bis hin zur zeitweisen Überlastung und Ausfall des Stromnetzes. Auf der anderen Seite passt der Kühlbedarf jahreszeitlich gut zum Solarstrahlungsangebot, weshalb sich Kombinationen von Wärmepumpen und Photovoltaik bzw. wie im SOLINK-System mit PVT-Kollektoren anbieten.

Ziel dieses Arbeitspakets war die Integration einer Gebäudekühlung in das SOLINK-Heizsystem mit einem Jahres-Netto-Netzstrombedarf nahe Null. Dieser Abschnitt fasst die wesentlichen Ergebnisse zusammen, ausführlichere Informationen finden sich in dem Artikel [18-Leibfried] sowie der Dokumentation zu den Systemsimulationen [Ase20], Kapitel 10.

Es wurden zwei Konzepte bezüglich Hydraulik und Regelungstechnik ausgearbeitet und untersucht:

1. Wärmepumpe mit Kältekreisumkehr
2. Kühlabwärmennutzung und zeitversetzte Rückkühlung

Bei der **Kältekreisumkehr** wird der Kondensator der Wärmepumpe zum Verdampfer und kühlt den Heizkreis – z. B. die Fußbodenheizung – ab. Der Verdampfer wird zum Kondensator: die Abwärme wird an den Solekreis übertragen und dort über die PVT-Kollektoren an die Umgebung abgeführt. Allerdings findet die Rückkühlung bei diesem Konzept oft gerade dann statt, wenn sowohl die Kollektor- als auch Umgebungstemperaturen am höchsten sind.

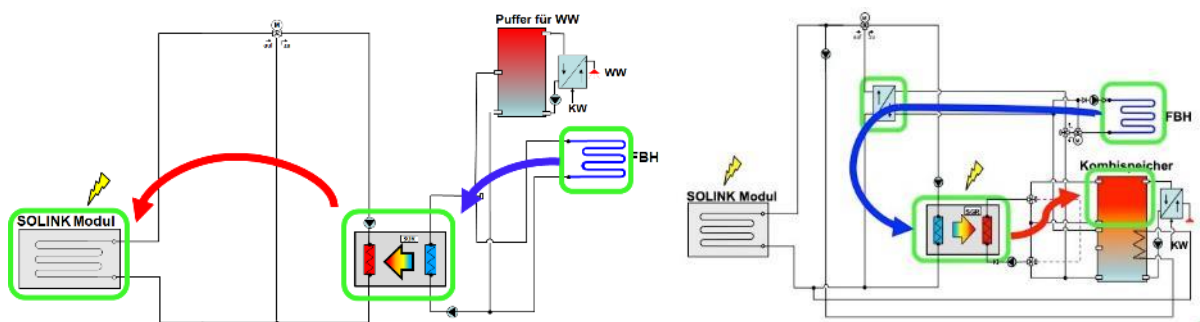


Abbildung 73: Untersuchte Kühlkonzepte „Kältekreisumkehr“ (Bild links, im Kühlmodus) und „Kühlabwärmennutzung“ (Bild rechts, kombinierte Kühlung und Warmwassernachheizung).

Das Konzept der **Kühlabwärmennutzung** besteht darin, die Kühlabwärme zunächst zur Warmwasserbereitung zu nutzen und den Überschuss zwischenspeichern. Zeitlich versetzt, auch während der Nacht, wird dann die Wärme bei tieferen Kollektor- und Außentemperaturen wieder abgegeben. Bei diesem Konzept kann ein Teil des Strombedarfs für Kühlen und Warmwasser gleichzeitig genutzt werden, so dass der Mehrstromverbrauch durch Kühlen reduziert wird.

Bei beiden Konzepten kann ein Kältespeicher integriert werden. Ein Kältespeicher ist nötig, wenn die Wärmepumpe keine Leistungsregelung aufweist und ermöglicht außerdem ein Lastmanagement: Bei PV-Stromproduktion kann Kälte z. B. für den späteren Nachmittag auf Vorrat produziert und gespeichert werden.

Ergebnisse von Anlagensimulationen

Für zwei Standorte, Mailand und Würzburg, wurden Simulationsstudien für exemplarische Einfamilienhäuser durchgeführt²⁹, ein ausführlicher Bericht findet sich in [Ase20], Kapitel 10. Es zeigt sich, dass es mit beiden untersuchten Anlagenkonzepten – Kältekreisumkehr und Kühlabwärmennutzung – sowohl in Würzburg als auch Mailand möglich ist, die Raumtemperatur im Sommer auf etwa 24 °C zu begrenzen und die Kühl-Abwärme der Wärmepumpe über das PVT-Wärmepumpenkollektorfeld (20 m²) abzuführen, ohne dass die maximal zulässige Vorlauftemperatur der Wärmepumpe von 65 °C überschritten wird.

²⁹ Standort Würzburg Kühlbedarf ca. 1000 kWh/a, Kühlbedarf in Mailand ca. 4800 kWh/a

Für größeren Kühlbedarf – wenn die Wärmepumpe zeitweise durchgehend kühlen muss – ergeben sich für das Konzept mit Kältekreisumkehr aufgrund der geringeren Anzahl an Wärmeübertragern leichte Effizienzvorteile (ca. 5 % beim Jahresnetzstrombezug), in Würzburg sind die Ergebnisse beider Konzepte ähnlich. Die Entscheidung für das eine oder andere Konzept wird daher von praktischen Fragen wie Gesamtaufwand (Mehrpreis für Kältekreisumkehr versus Mehrpreis Wärmeübertrager und Umschaltventil) und Einsatzgrenzen der Wärmepumpe bestimmt. So ist bei manchen Wärmepumpen bei Kältekreisumkehr die direkte Umschaltung von Kühl- auf Warmwasserbetrieb nicht möglich, weil dann die Verdampfertemperatur über der Kondensatortemperatur liegt. Ein Vorteil des Konzepts der Kühlabwärmenutzung ist die einfache Möglichkeit der passiven Kühlung an kühlen, klaren Nächten.

Die Regellogik – u. a. zur vorrangigen Nutzung von selbst produziertem PV-Strom (Energiemanagement), Trennung von Heiz- und Kühlphasen, Vermeidung von Warmwassernachheizen nachts – hat einen großen Einfluss auf die Effizienz und den verbleibenden Netzstrombezug der Systeme.

Mit beiden Konzepten können im Sommer für die Warmwasserbereitung und Kühlung mittlere System-Arbeitszahlen um 4 erreicht werden – in Mailand höher, in Würzburg etwas tiefer. Unter Berücksichtigung der PV-Eigenstromnutzung liegt die System-Arbeitszahlen je nach Regelstrategie in Würzburg im Bereich $SAZ_{PVT} = 20$ und in Mailand im Bereich $SAZ_{PVT} = 10$. Das heißt, dass der sommerliche Energiebedarf für Kühlen und Warmwasser zu einem Großteil mit dem selbst produzierten Strom gedeckt werden kann.

Praxiserprobung und Fazit

Kühlkonzepte mit verschiedenen Hydraulik- und Regelansätzen wurden in vier Testanlagen umgesetzt, sowohl mit Kältekreisumkehr als auch Kühlabwärmenutzung. Im Sommer 2019 funktionierten beide Kühlkonzepte auch bei Außentemperaturen bis ca. 40 °C problemlos.

Sowohl die Simulationen als auch die Praxis zeigten die Bedeutung eines gut abgestimmten Regelkonzepts insbesondere zur Trennung von Kühl- und Heizungsphasen: durch mehrfaches Aufheizen und Abkühlen von Speicher und Gebäude kann die Effizienz der Anlage reduziert werden. Dies ist allerdings ein Thema, das unabhängig von SOLINK-Wärmepumpenkollektoren beachtet werden muss.

3.9.2 Abwärmenutzung – zweite Niedertemperaturquelle

Im Anwenderkonsortium wurde die Marktrelevanz der Nutzung unterschiedlicher Niedertemperaturwärmequellen geprüft: Abluft, Abwasser, Erdreichwärme und Kalte Nahwärme. Das Anwendungspotential von Abluft und Abwasser wurde als deutlich geringer gegenüber Erdreich und Kalter Nahwärme gewertet. Da auch die Abschätzung des energetischen Potentials der Abwärmenutzung, die bereits im Projektteil 1 durchgeführt wurde, nur einen vergleichsweise geringen Nutzen aufzeigte, wurden die externen Niedertemperaturquellen Erdreichwärme und Kalte Nahwärme weiter untersucht. Siehe hierzu Abschnitt 3.6.1.4. In Polysun wurden hierzu für ein reales Beispielobjekt eine Vergleichssimulation durchgeführt, wobei hier noch nicht die in Abschnitt 3.6.1.4 beschriebene Logik umgesetzt war.

Einfamilienhaus in CH-3673 Linden. Bestehende Erdsonde: 130 m, bereits mit aktueller Wärmepumpe zu knapp dimensioniert:

Bestehende Wärmepumpe: 7,0 kW Heizleistung B0/W35, 5,4 kW Kälteleistung B0/W35

Neue Wärmepumpe: 7,7 kW Heizleistung B0/W35, 6,0 kW Kälteleistung B0/W35

Tabelle 15: Simulationsergebnisse Polysun

Sondenlänge	Entzogene Energie (Jahr)	Mittlere Sonden-temperatur (VL, RL)	Stromverbrauch (Jahr, bei SOLINK bilanziell)
130 m, ohne SOLINK	12.503 kWh	-3,5 °C / - 2,2 °C	Geht nicht
250 m ohne SOLINK	13.243 kWh	+2 °C / +3,7 °C	3.481 kWh
130 m + 5 x SOLINK (10 m ²)	6.975 kWh	+ 9,6 °C / + 7,3 °C	Netto: 2284 kWh (4189 kWh – 1905 kWh)

Die Simulationsergebnisse in Tabelle 15 zeigen auf, dass diese Anwendung sehr interessant ist.

Eine weitere Art der Abwärmenutzung wurde beim Kühlsystem untersucht und entwickelt: die Nutzung der Kühlabwärme zur Warmwasserbereitung, siehe Abschnitt 3.9.1.

3.10 Planungs- und Organisationsgrundlagen für Umsetzung

Neben der technischen Entwicklung erfordert das neuartige System Konzepte und Instrumente, um es in der Praxis – sowohl in Feldtests als auch der späteren Serienanwendung – einsetzen zu können. Dies betrifft Hilfsmittel für Planung, Dimensionierung, die Abbildung in entsprechenden EnEV-Berechnungsvorschriften und die Erarbeitung von organisatorischen Konzepten für die Eigenstromnutzung.

3.10.1 Entwicklung von Simulations-/Dimensionierungstools

Für die einfache Dimensionierung des Systems wurde in der Simulationssoftware Polysun (Fa. velasolaris) eine Grundvariante des SOLINK-Systems mit Kombispeicher aufgebaut und geprüft, vgl. auch Abschnitt 3.8. Diese Vorlage wurde von der Fa. velasolaris in die „Firmenvorlagen“ eingepflegt und steht damit jedem Polysun-Nutzer zur Verfügung³⁰. Der SOLINK-Kollektor mit den Solar-Keymark Kennwerten [IGTE19_1] wurde in die PVT-Kollektor-Datenbank von Polysun aufgenommen und ist ebenfalls allgemein verfügbar, beispielsweise für den Aufbau von neuen Systemvarianten.

Für eine Vielzahl von weiteren Hydraulikvarianten und für detailliertere Berechnungen und Untersuchungen wurden im Rahmen des Projekts Polysun-Vorlagen erstellt, die Consolar für komplexere Anlagenauslegungen und zur Weiterentwicklung einsetzen kann.

Darüber hinaus wurde für die Aktualisierung der technischen Dokumentation des SOLINK-Kollektors [Con19] und zur Vorauslegung die folgende Auslegungsempfehlung („Faustformel“) ermittelt:

1. Auswahl Wärmepumpe (WP):
Heizleistung WP (B-15/W35) = 85 .. 100% x Gebäude-Heizlast bei Auslegungstemp. (-12 °C)
2. PVT-Modulfläche = F x Heizleistung WP mit dem Auslegungsfaktor F aus Tabelle 16

Diese Zusammenhänge basieren auf Simulationsuntersuchungen und Parametervariationen für das Referenz-Einfamilienhaus, vgl. [Ase20], Kapitel 5 „Auslegungsempfehlung für PVT-Kollektor und Wärmepumpe“. Sie führen insgesamt zu etwas kleiner dimensionierten Anlagen im Vergleich zu den bisherigen Auslegungsempfehlungen aus Projektteil I.

Tabelle 16: Auslegungsfaktor F für PVT-Kollektordimensionierung

	Freiaufständerung	Paralleldach
Mehrstufige / Inverter-WP	F = 3,3 m²/kW	F = 3,6 m²/kW
Einstufige WP	F = 4 m²/kW	F = 4,3 m²/kW

3.10.2 Abbildung des Systems in vorgeschriebenen Berechnungsverfahren

Um die Anwendung und Umsetzung des Systems zu ermöglichen, muss es in vorgeschriebenen Berechnungsverfahren abbildbar sein. Die Simulation z. B. mit TRNSYS ist hierfür nicht praktikabel.

Für die „Innovationsförderung Wärmepumpen mit verbesserter Systemeffizienz“ [Bafa17] der Bafa wurde im November 2018 ein Dokument zur Validierung der erarbeiteten TRNSYS- und Polysun-Modelle für das SOLINK-System bei der Bafa eingereicht. Daraufhin wurde die Simulation mit Polysun als Nachweisverfahren für die geforderte verbesserte Systemeffizienz mit $SJAZ_{PVT} > 4,3$ zugelassen und kann von Planern selbstständig durchgeführt werden (vgl. vorangehender Abschnitt).

³⁰ Für diese Vorlage wurde das in Polysun übliche, vereinfachte Vorgehen übernommen, den Heizungs-Pufferspeicher durchgehend auf Heizkreis-Auslegungstemperatur vorzuhalten (ohne Berücksichtigung einer Heizkennlinie, d.h. unabhängig von der Außentemperatur). Dieses vereinfachte Vorgehen hat den Vorteil, dass bei veränderten Gebäudeeinstellungen keine Anpassungen vorgenommen werden müssen. Für Wärmepumpenheizsysteme führt es aufgrund höherer Speichertemperaturen aber zu schlechteren Ergebnissen (bei Verwendung sehr einfacher Gebäudemodelle werden diese in einigen Fällen an anderer Stelle kompensiert); für weitergehende Untersuchungen wird deshalb die Verwendung einer Heizkennlinie in Kombination mit den detaillierteren Gebäudemodellen empfohlen, wie auch in allen Simulationsstudien im Rahmen des Projekts umgesetzt.

Mit der KfW in Person von Oliver Völksch als externer Berater wurde folgende Vorgehensweise für das Berechnungsverfahren für SOLINK Wärmepumpensysteme im Rahmen der EnEV abgesprochen:

„Da das SOLINK-Wärmepumpensystem grundsätzlich eine Luft-Wasser-Wärmepumpe ist, können Sie dieses auch als Luft-Wasser-Wärmepumpe für den Nachweis eines KfW-Effizienzhauses ansetzen. Dabei sind die Standard-Werte nach DIN 4701-10 oder DIN 18599 zu verwenden.

Der Ansatz von PV-Strom im EnEV-Nachweis erfolgt nach EnEV § 5 über Standardwerte nach DIN 18599-9. Produktspezifische Kennwerte können hier nicht verwendet werden.

Diese Vorgehensweise nach EnEV § 5 gilt auch für Nachweise von KfW-Effizienzhäusern.

Einzig für den Nachweis des Plus-Pakets für ein KfW-Effizienzhaus 40 Plus können produktspezifische Kennwerte der PV-Module angesetzt werden.

Dies ist in der technischen FAQ 2.08 beschrieben:

[https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-\(Inlandsf%C3%B6rderung\)/PDF-Dokumente/6000004242_Info_Techn_FAQ_151-152-153-430.pdf](https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(Inlandsf%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/6000004242_Info_Techn_FAQ_151-152-153-430.pdf)

Diese Vorgehensweise hat allerdings den Nachteil, dass der Effizienz-Vorteil von SOLINK-Systemen gegenüber Luft-Wärmepumpensystemen nicht berücksichtigt wird. Es sollen daher weiter Gespräche mit der KfW geführt werden mit dem Ziel, die bessere Effizienz von SOLINK abzubilden, z. B. durch Verwendung der in Polysun berechneten Jahresarbeitszahl für den EnEV-Nachweis.

3.10.3 Nichttechnische Randbedingungen zur heizungstechnischen Sanierung von Gebäuden

Eine wichtige nichttechnische Problemstellung, die innerhalb des Projekts bearbeitet werden sollte, war die Frage der maximalen Nutzung des selbstproduzierten Stroms auch in Mehrfamilienhäusern. Während des Projektzeitraums erfolgte keine Verbesserung des hochbürokratischen und entgegen der Klimaschutzziele der Bundesrepublik gestalteten Mieterstromgesetzes. Solche Lösungen können heute daher nur von Spezialisten, die ähnlich wie Steuerberater dafür beauftragt werden, umgesetzt werden. Der Projektpartner Ruoff Energietechnik sieht die Umsetzung des Mieterstromgesetzes mithilfe von Spezialisten daher ggf. als Weg für Unternehmen, die regelmäßig Mietshäuser realisieren und das dort anwenden. Für gelegentliche Anwendungen lohne der Aufwand nicht. Aus diesem Grund wurden die Simulationen in Abschnitt 3.1.4 und 3.8.3.16 unter der Annahme durchgeführt, dass der Stromanteil, der nicht für die Heizung benötigt wird, zunächst für den Allgeneralestrom des Gebäudes genutzt, und der Rest mit Einspeisevergütung in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird. Da die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsvergleiche hier gute Ergebnisse aufwiesen – auch, weil auch die anderen Systeme mit PV-Anlage entsprechend betrieben werden – wird diese Anordnung auch bis auf weiteres empfohlen.

Weitere Aktivitäten im Rahmen dieses Arbeitspakets bestanden darin, im Rahmen neuer Bafa-Förderbestimmungen die entsprechende Berücksichtigung von PVT-Kollektoren abzustimmen. Hierzu gehörte bei der letzten Überarbeitung der Förderrichtlinien für 2020 die Klarstellung der förderfähigen Kosten von PVT-Kollektoren als Wärmequelle einer Wärmepumpe, siehe Abschnitt 3.1.4. Auch beim Entwurf zur Bundesförderung für effiziente Gebäude wurde von Consolar zusammen mit dem IGTE, der DGS und der Stiftung Energieeffizienz eine Stellungnahme ausgearbeitet, um eine generelle Abschwächung der Effizienzanforderungen, insbesondere bei Luft-Wärmepumpen zu vermeiden und die Berücksichtigung von PVT-Wärmepumpensystemen sicher zu stellen. Leider wurde diese Stellungnahme nicht berücksichtigt.

3.11 Demonstration, Erprobung und Optimierung

Im Laufe des Projekts wurden zwei Feldtestanlagen mit zusätzlicher Messtechnik ausgestattet, um den realen Anlagenbetrieb zu überwachen, auszuwerten und ggf. zu optimieren.

Die Datenaufzeichnung der ersten Feldtestanlage in einem Einfamilienhaus in Korb (Raum Stuttgart) wurde im März 2018 in Betrieb genommen; neben wissenschaftlicher Messtechnik u.a. zur Erfassung von Windgeschwindigkeit und Einstrahlung wurden zwei Kameras installiert, die in regelmäßigen Intervallen den Zustand des Kollektors bzgl. Schnee und Vereisung aufzeichnen, vgl. Abbildung 74.



Abbildung 74: Messtechnik zur wissenschaftlichen Überwachung der Feldtestanlage in Korb (Stuttgart): Kamera 1 für Zustand der Kollektoroberfläche (links), Pyranometer und Windsensor in Kollektorebene (rechts oben) sowie Windsensor unterhalb des Kollektor-Wärmeübertragers (rechts unten).

Die zweite mit Messtechnik ausgestattete Feldtestanlage befindet sich in Sonnenbühl bei Reutlingen (schwäbische Alp), einem Standort mit etwas „rauhem“ Klima. Das einstöckige Einfamilienhaus besitzt einen schlechteren Dämmstandard, die Wärmepumpe ist deshalb größer dimensioniert als in der Testanlage 1; wie in Abbildung 75 zu sehen, sind die PVT-Kollektoren der 2-Speicher-Anlage auf dem Flachdach aufgeständert. Bei dieser Anlage wird neben dem Heizsystem auch der Gesamtstromverbrauch (inkl. Haushaltsstrom) ausgewertet, vgl. Tabelle 17. Die Datenaufzeichnung wurde Anfang 2020 in Betrieb genommen³¹ - inklusive Kamera-Aufzeichnung und Abfrage des Gesamtstromzählers.



Abbildung 75: Rückseitiges Kollektorfeld (links) und Messtechnik zur wissenschaftlichen Überwachung der Feldtestanlage Sonnenbühl (rechts): Wetterstation zur Erfassung von Windgeschwindigkeit, Windrichtung und Niederschlag sowie Pyranometer zur Erfassung der Einstrahlung in Kollektorebene.

³¹ Verzögerungen entstanden u.a. durch die Absage eines ursprünglich als 2. Feldtestanlage eingeplanten Bauvorhabens. Die Datenaufzeichnung wird noch über den Projektzeitraum hinaus fortgeführt.

Tabelle 17 gibt einen Überblick der Ergebnisse und Randbedingungen des Anlagenmonitorings und der Simulationsrechnung, die in Abschnitt 3.8.1 für die Simulation eingeführten Bewertungsgrößen wurden hier auch für den realen Betrieb ermittelt. Für beide Anlagen zeichnet sich eine gute Übereinstimmung zwischen Messung und Simulation ab, sowohl hinsichtlich Systemeffizienz (System-Jahresarbeitszahlen) als auch hinsichtlich eingesparten CO₂-Emissionen im Betrieb. Der monatliche Verlauf kann Abbildung 76 und Abbildung 77 entnommen werden.

Bei der **Feldtestanlage 1** muss berücksichtigt werden, dass das Gebäude in der ersten Messphase „Mess1-19“ noch unbewohnt war (d.h. keine Warmwasserentnahme; außerdem keine Wärmerückgewinnung, kein Energiemanagement); dennoch wurde geheizt und das Warmwasser wurde im Speicher vorgehalten. Die etwas höhere Systemeffizienz ($SJAZ \approx 3,9$ gegenüber 3,6 in der Simulation) ist in diesem Zusammenhang plausibel (verkürzter Wärmepumpenbetrieb für Warmwasser und fehlende Vorratsbeladung bei PV-Überschuss reduzieren die Systemverluste); ebenso die schlechtere PV-Eigenstromnutzung und demzufolge eine niedrigere $SJAZ_{PVT}$ als in der Auslegungs-Simulation³². Die zweite Phase „Mess1-20“ mit regulärem Betrieb beginnt Ende 2019; nach bisherigem Trend bis Ende September 2020 werden hier die Jahresergebnisse der Simulation etwas übertroffen. Dies wird einerseits mit einem real etwas höheren Heizwärmebedarf in den Übergangsmontaten in Zusammenhang gebracht, was u.a. für die PV-Eigenstromnutzung vorteilhaft ist; andererseits aber auch mit einem im Vergleich zur Auslegungs-Simulation geringeren Wärmebedarf für Warmwasser und einem vergleichsweise milden Winter 2019/2020.

Bei der **Feldtestanlage 2** ist das Kollektorfeld zwar gleich groß wie in Anlage 1, im Verhältnis zu Wärmelast und Wärmepumpe aber kleiner dimensioniert. Außerdem ist die Anlage mit zwei getrennten Speichern für Trinkwarmwasser und Heizung ausgeführt. Der Heizungspufferspeicher ist hier systembedingt für die PV-Überschussnutzung im Sommer nicht nutzbar (vgl. auch Simulationsvergleich Abschnitt 3.8.3.12) – auch deshalb ergeben sich bereits in den Anlagensimulationen etwas niedrigere Werte für PV-Eigenstromnutzung, Autarkie und System-Arbeitszahl $SJAZ_{PVT}$ als in Feldtestanlage 1.

Im Berichtszeitraum stehen Messdaten für fast 8 Monate zur Verfügung, seit Anfang Februar 2020; die Auswertung repräsentiert deshalb überwiegend den Anlagenbetrieb in der Übergangszeit und im Sommer. Dementsprechend liegen die Bewertungsgrößen für Eigenverbrauch, SAZ_{PVT} , Autarkie und relative Einsparung gegenüber Gaskessel jeweils oberhalb der Jahreswerte aus der Vergleichssimulation; die System-Arbeitszahl liegt mit $SAZ \approx 3,0$ dagegen unterhalb des Simulations-Jahreswerts $SJAZ \approx 3,5$. Zum Teil kann dies auf den begrenzten Messzeitraum zurückgeführt werden: der höhere Warmwasser-Anteil an der Gesamt-Wärmelast im Frühjahr und Sommer sowie die ausgeprägte PV-Überschussnutzung (Speicher-Vorratsbeladung) führen tendenziell zu geringeren Wärmepumpen-Arbeitszahlen und höheren Wärmeverlusten. Ein weiterer Grund für die etwas reduzierte Systemeffizienz (SAZ) hängt mit der speziellen Hydraulikausführung der Anlage in Sonnenbühl zusammenhängen. Durch die messtechnische Überwachung stellte sich heraus, dass zeitweise ungewollte Bypassströmungen auftreten, die zu Vermischungen und einem erhöhten Wärmepumpen-Temperaturniveau führen³³. Insgesamt werden aber auch für das Jahresergebnis der Feldtestanlage 2 keine großen Abweichungen gegenüber der Simulation erwartet.

Beide Anlagen liefen bisher störungsfrei. Das Anlagenmonitoring zeigte, dass die Auslegungszielgrößen einer hohen Systemeffizienz $SJAZ_{PVT} > 4,3$ und eine Einsparung an Endenergie für den Betrieb des Heizsystems größer 80% gegenüber einem Vergleichssystem mit Gasbrennwertkessel auch in der Praxis erreicht wurden bzw. voraussichtlich erreicht werden.

Im Verlauf des Monitorings und der Betriebsanalyse wurden immer wieder Anpassungen und **Optimierungen am Anlagenbetrieb** vorgenommen; bei der Feldtestanlage 1 insbesondere an der Regelung für die solare Eisspeicherbeladung und der Enteisungsfunktion. Bei Feldtestanlage 2 wurde nachträglich ein Energiemanager implementiert, nachdem dieser in der bestehenden Anlagenkonfiguration von den Eigentümern nicht mitbeauftragt worden war. Zusätzlich wurde die in der Wärmepumpe integrierte elektrische Zusatzheizung vorübergehend deaktiviert – die hier herstellerseitig im Wärmepumpenregler implementierte Regelstrategie, die Zusatzheizung bei Warmwassernachheizung stets mit einzuschalten erwies sich als energetisch sehr ungünstig. Einige hydraulische Unzulänglichkeiten wurden mithilfe des Monitorings identifiziert (s.o.); grundsätzlich gilt für Wärmepumpensysteme, dass

³² In der Veröffentlichung [Ase19] im Rahmen der HLK-Briefe 2019 finden sich weitere Erläuterungen und Simulationsergebnisse speziell für den ersten Messzeitraum 2018/2019.

³³ Die Bypassströmungen treten ausschließlich bei der Anlage Sonnenbühl auf; Anpassungen an der Hydraulik dieser Anlage wurden ausgearbeitet und werden noch umgesetzt.

Vermischungen im Speicher bzw. von Strömen auf unterschiedlichem Temperaturniveau möglichst zu vermeiden sind, so dass das Temperaturniveau des Wärmeerzeugers (Wärmepumpe) immer möglichst nah am Nutztemperaturniveau (Heizung/Warmwasser) liegt³⁴. Darüber hinaus wurden bei beiden Anlagen die Einstellungen zur Warmwasserbereitung und – bei Feldtestanlage 1 – zur Zirkulation nochmals individuell angepasst.

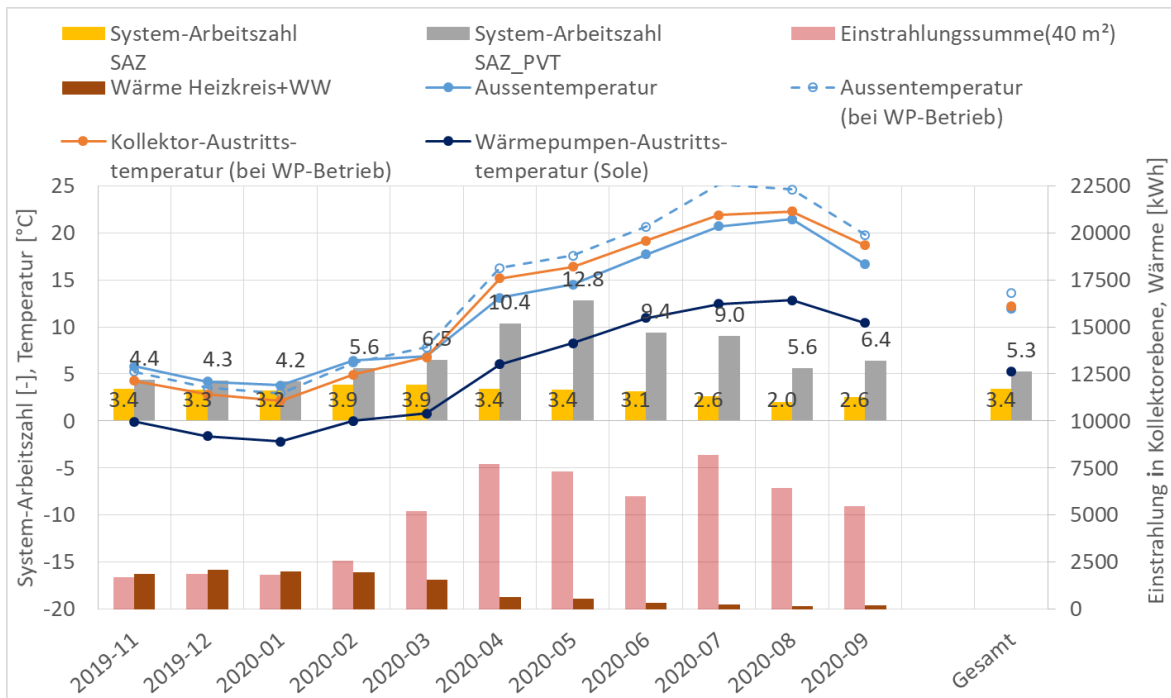


Abbildung 76: Aktuelle Monatsergebnisse der Feldtestanlage Korb.

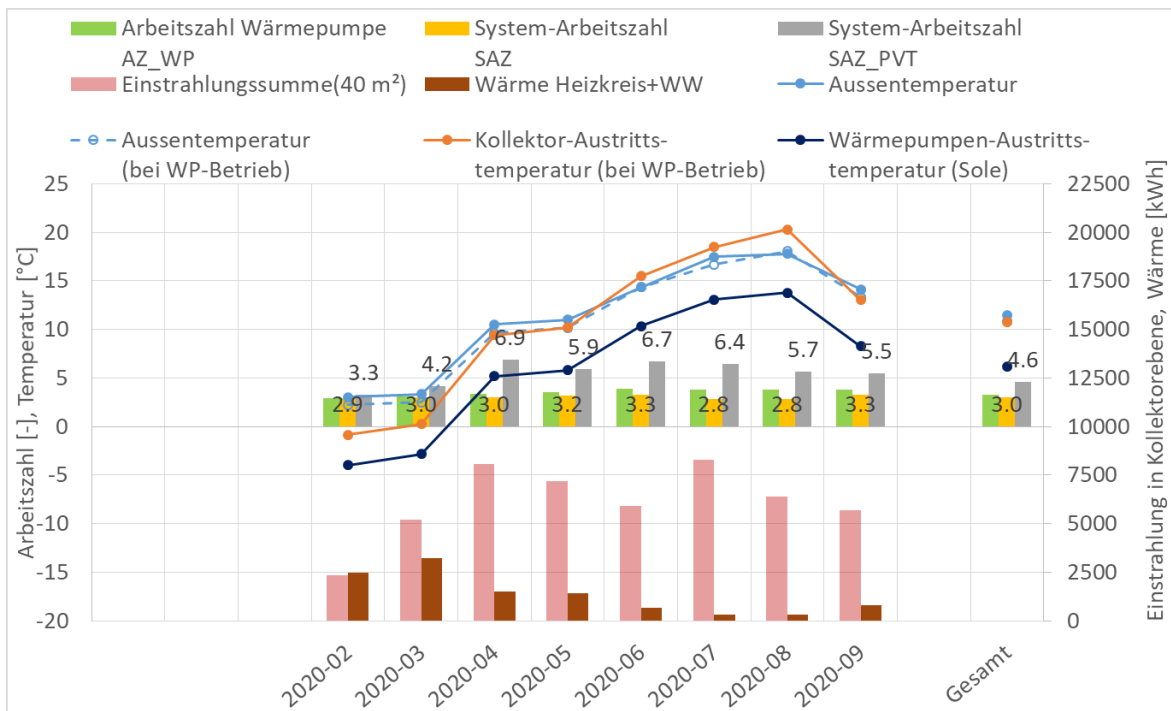


Abbildung 77: Aktuelle Monatsergebnisse der Feldtestanlage Sonnenbühl.

³⁴ Eine Ausnahme ist die Lastverschiebung mit dem Energiemanager: durch steigende Speicher- und Wärmeerzeugertemperaturen sinkt auch hier die Effizienz der Wärmepumpe (COP) bzw. des Systems (SJAZ); die Nutzung von eigenem PV-Strom (im Idealfall ohne Netzbezug) führt aber insgesamt zu einem Anstieg der SJAZ_{PVT}.

Tabelle 17: Ergebnisübersicht Feldtestanlagen-Monitoring und Simulation (grün).

Anlage		Feldtestanlage 1: Korb / Stuttgart			Feldtestanlage 2: Sonnenbühl / Reutlingen	
Datensatz		Mess1-19 unbewohnt, ohne WRG, ohne EM	Mess1-20 regulärer Betrieb	Sim-1 Trnsys (Auslegung V0-578)	Mess2-20 regulärer Betrieb	Sim-2 Polysun (2-Speicher V4-81)
Zeitraum		1 Jahr 03/18 - 02/19	11 Monate 11/19 - 09/20	1 Jahr	8 Monate 02/20 - 09/20	1 Jahr
Heizsystem						
PVT-Kollektorfeld - Größe - Ausrichtung / Neigung		40 m ² / 6,8 kWp Süd / 26° Parallel-Dach			40 m ² / 6,8 kWp Süd / 30° Freiaufst.	
WP Nennleistung Abgabe / Aufnahme	kW / kW	B0/W35: 6,9 / 1,6 B-12/W35: 4,9 / 1,6			B0/W35: 11,8 / 2,7 B-12/W35: 8,0 / 2,5	
Auslegungsfaktor F	m ² /kW	8,0			4,9	
Speicher		Kombispeicher 1000l Eisspeicher 300l			Puffer 800l + TWW 300l Eisspeicher 300l	
Wetterdaten						
Standort		Korb	Korb	Würzburg	Sonnenbühl	Reutlingen
Einstrahlung in Kollektorebene	kWh/m ²	1484	1381	1247	1226	1281
Umgebungstemperatur min / mittel	°C / °C	-6 / 13	-7 / 12	-12 / 9	-7 / 11	-13 / 9
Wind in Kollektorebene *bzw. 2m über Flachdach	m/s	0,6	0,7	1,6	1,4*	1,4
Wärmeabgabe						
- Warmwasser	kWh	0	1989	2517	898	2523
- Raumheizung	kWh	13581	9781	8604	9817	19048
- gesamt	kWh	13581	11770	11121	10715	21571
elektrische Energie						
- Verbrauch Heizsystem / Haushalt / gesamt	kWh / kWh / kWh	3521 / n.a. / n.a.	3467 / n.a. / n.a.	3235 / 3000 / 6235	3551 / 1802 / 5353	6126 / 3000 / 9126
-- davon E-Heizstab	kWh	92	3	0	94	134
- PV-Ertrag (AC) absolut / spezifisch	kWh / kWh/kW _p	8128 / 1195	7539 / 1109	7122 / 1047	6932 / 1019	7443 / 1095
- PV-Direktverbrauch Heizsystem / gesamt	kWh / kWh	612 / n.a.	1243 / n.a.	900 / 2265	1213 / 1948	962 / 2187
- Netzbezug Heizsystem / gesamt	kWh / kWh	2909 / n.a.	2224 / n.a.	2335 / 4273	2338 / 3405	5164 / 6939
Bewertungsgrößen						
System-Arbeitszahlen SAZ / SAZ _{PVT}	- / -	3,9 / 4,7	3,4 / 5,3	3,6 / 5,2	3,0 / 4,6	3,5 / 4,2
Auslegungsverhältnis: PV-Ertrag/Stromverbrauch Heizsystem / gesamt	- / -	2,3 / n.a.	2,2 / n.a.	2,2 / 1,0	2,0 / 1,3	1,2 / 0,8
Nutzungsgrad PV	-	14%	14%	14%	14%	14%
PV-Eigenverbrauchsanteil Heizsystem / gesamt	- / -	7,5% / n.a.	16% / n.a.	13% / 32%	17% / 28%	13% / 29%
Autarkiegrad Heizsystem / gesamt	- / -	17% / n.a.	36% / n.a.	28% / 31%	34% / 36%	16% / 24%
Einsparung Endenergie im Betrieb (ggü. Gas) Heizsystem / gesamt	- / -	83% / n.a.	85% / n.a.	83% / 76%	83% / 78%	80% / 76%
Einsparung CO ₂ -Emissio- nen im Betrieb (ggü. Gas) Heizsystem / gesamt	- / -	54% / n.a.	60% / n.a.	55% / 54%	50% / 47%	47% / 46%

Mithilfe der Kameraüberwachung konnten Einblicke in die Vereisung des Kollektors bzw. der Wärmeübertrager-Lamellen im realen Anlagenbetrieb gewonnen werden: diese zeigte sich im Vergleich zu den im Testfeld zeitweise beobachteten Extremzuständen durchweg unauffällig, vgl. Abbildung 78 und Abbildung 79.

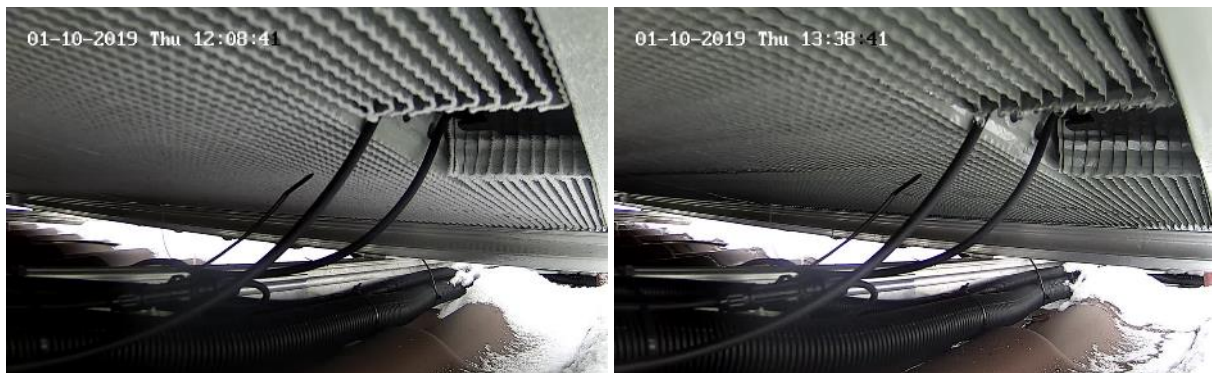


Abbildung 78: Bilder von Kamera 2 im Zwischenraum zwischen Dach und Wärmeübertrager des PVT-Kollektors zur Analyse des Kondensations- und Vereisungsverhaltens der **Feldtestanlage Korb**: Wärmeübertrager-Lamellen vor (Bild links) und nach (Bild rechts) Betrieb der Schneeabrutsch- und Enteisungsfunktion.



Abbildung 79: Kamerabilder der **Feldtestanlage Sonnenbühl** zu Schnee und Vereisung (Feb. 2020):
 - starker nächtlicher Schneefall (oben links) und Schneereste nach Abrutschfunktion (oben rechts)
 - leichte bis mäßige Vereisung der Verrohrung und der Wärmeübertrager-Lamellen (rot markiert; kein signifikanter Einfluss auf Wärmeübertragungsvermögen beobachtet, vgl. auch Abschnitt 3.4.4.4)

3.12 Öffentlichkeitsarbeit

Innerhalb der Projektlaufzeit wurde eine umfangreiche Öffentlichkeitsarbeit geleistet.

Die Projektergebnisse wurde auf den Symposien Thermische Solarenergie 2018, 2019 und 2020 in Posterbeiträgen oder Vorträgen vorgestellt. Auf der Basis dieser Veröffentlichungen erfolgten zahlreiche Publikationen in Fachzeitschriften wie (Auszug):

- IKZplus, Sept. 2017, PVT-Kollektor mit Umwelttechnikpreis ausgezeichnet
- Enbasa, PVT-Kollektor versorgt Wärmepumpe, Juli 2017
- Architektur aktuell, Okt. 2018, Serienproduktion gestartet
- HLH Bd. 69, Juni 2018, Energieschub für Wärmepumpen
- SBZ, Fachartikel 2018
- Enbasa, Consolar geht mit neuartigem Hybridmodul in Serie, Mai 2018
- IKZ-Haustechnik, Sonne und Umgebungsluft als einzige Wärmequelle, Dez. 2019
- Sonnenenergie, Juni-August 2018, Energieschub für Wärmepumpen
- Erneuerbare Energien, Erprobung eines PVT-Wärmepumpensystems, 2020
- SBZ, März 2020, PVT-Wärmepumpensystem SOLINK
- G/I Praxiswissen, April 2020 PVT-Wärmepumpensystem SOLINK

Weiterhin wurde SOLINK auf dem „Symposium Solarenergie und Wärmepumpen – Fokusthema Solares Kühlen“ am 30. Oktober 2019 in Rapperswil vorgestellt. Zum Thema Kühlen mit SOLINK erfolgte auch eine Veröffentlichung in österreichischen Fachzeitschrift *nachhaltige Energie* 2/2020 von AEE.

4 Fazit und Ausblick

Die in dem Projekt „Hocheffiziente, auf intelligenter Verknüpfung von PVT- und Wärmepumpentechnik basierende Wärmeversorgung für Gebäudebestand und Neubau“ erreichten Ergebnisse sind äußerst positiv zu bewerten. Innerhalb der Projektlaufzeit konnten die notwendigen Schritte erfolgreich gegangen werden – von der Konzeption und den ersten Prototypen in der Phase 1 zu umfangreichen positiven Felderfahrungen, die über die im Projekt wissenschaftlich betreuten Anlagen hinausgehen.

Das innerhalb des Projekts aufgebaute Wissen zu vielen neuen, bislang nicht erforschten Zusammenhängen ist umfangreich und stellt eine solide Basis für die breite Markteinführung dar.

Unabhängig davon wurde mit diesen neuen Klassen von Solar-Luftwärmeübertrager-Kollektoren und PVT-Wärmepumpensystemen eine Reihe von Fragen und Themen deutlich, die in weiteren Forschungsprojekten untersucht werden sollten. Ein großes Potential auch hinsichtlich weiterer Verbesserung der Kostenstruktur bei Komponenten und v. a. System sowie Montage und Betrieb kann durch steigende Stückzahlen, größere Verbreitung und Etablierung realisiert werden.

5 Dank

Der Deutschen Bundestiftung Umwelt sei herzlich gedankt für die finanzielle Unterstützung des Projekts und die inhaltlich kompetente und kritische Begleitung.

6 Literatur

- [Ase19] S. Asenbeck, S. Fischer: Anlagen-Monitoring und Simulation eines Wärmepumpen-Heizsystems mit PVT-Kollektoren als Wärmequelle, HLK-Briefe 2019 Artikel 202, Verein der Förderer der Forschung im Bereich Heizung, Lüftung, Klimatechnik e.V., Stuttgart, 2019
- [Ase20] S. Asenbeck: Simulationsstudien SOLINK (Projektteil 2), interne Dokumentation (2020-09-29_Simulationsstudien.docx), IGTE, Universität Stuttgart, Stand 29.09.2020
- [bafa17] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle: Innovationsförderung Wärmepumpen mit verbesserter Systemeffizienz, ee_waermepumpen_innovationsfoerderung_anlagenkonzepte.pdf (abgerufen im Mai 2018 auf www.bafa.de), Stand 24.11.2017
- [bafa19] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle: Merkblatt zu den CO2-Faktoren, eew_merkblatt_co2.pdf (abgerufen im Juli 2019 auf www.bafa.de), Stand 01.01.2019
- [Bis18] Datenblatt BISOL XL series – Monocrystalline PV Modules / BXO 335 – 365 Wp, Fa. Bisol (abgerufen im Juli 2018 auf www.bisol.com), Stand März 2018
- [Con19] Consolar Solare Energiesysteme: Technische Dokumentation SOLINK, Frankfurt, Stand 08.11.2019
- [DIN19] Solar Keymark Zertifikat, Register-Nr. 011-7S2894 P, DIN CERTCO, 2019, www.dincertco.tuv.com/registrations/60139204?locale=de
- [Eis18] R. Eismann: "HYDRA - VBA/EXCEL Program for Pipe Network Analysis of Solar Thermal Plants," University of Applied Science Northwestern Switzerland, 2018
- [Hel18] S. Helbig, M. Kirchner, F. Giovanneti, C. Lampe, M. Littwin, O. Kastner: PVT-Kollektoren als bisolare Wärmepumpenquelle – Ein Simulationsvergleich zwischen Polysun und TRN-SYS, Symposium Thermische Solarenergie 2018, Bad Staffelstein, 13. – 15. Juni 2018
- [Hen18] Hans-Martin Henning: Energiesystem Deutschland 2050 – Zur Rolle von Erdgas und „grünem“ Gas in der Energiewende, Berliner Energietage 2018, Berlin, 9. Mai 2018
- [IGTE19_1] Prüfbericht Wärmeleistung eines Sonnenkollektors, Prüfberichtsnummer 19COL1436 vom 20.03.2019 zur Solar-Keymark-Prüfung (SOLINK-PVT-Kollektor der Fa. Consolar) am IGTE, Universität Stuttgart, 2019
- [IGTE19_2] Prüfbericht Zuverlässigkeit und Dauerhaftigkeit eines Sonnenkollektors, Prüfberichtsnummer 19COL1436Q vom 16.01.2019 zur Solar-Keymark-Prüfung (SOLINK-PVT-Kollektor der Fa. Consolar) am IGTE, Universität Stuttgart, 2019
- [IGTE19_3] Bericht für die Werksinspektion im Rahmen der Solar KEYMARK-Zertifizierung, Berichtsnummer FI-Triple Solar-2018 vom 15.10.2018, IGTE, Universität Stuttgart, 2019
- [ISO17] ISO 9806:2017 "Solar energy — Solar thermal collectors — Test methods"
- [ITW11_1] Prüfbericht zur Speicherprüfung, Prüfberichtsnummer 07STO144 (Eisspeicher der Firma Consolar) am ITW, Universität Stuttgart, 2011
- [ITW11_2] Prüfbericht zur Speicherprüfung, Prüfberichtsnummer 07STO145 (Kombispeicher SOLUS II 1050L der Fa. Consolar) am ITW, Universität Stuttgart, 2011
- [Klo07] Thimo Klotzbücher, Andreas Kappler, Kristina L. Straub, Stefan B. Haderlein: Biodegradability and groundwater pollutant potential of organic anti-freeze liquids used in borehole heat exchangers, Geothermics 36, 348–361, 2007
- [Kof14] Philipp Kofler, Beate Traub, Stephan Fischer, Harald Drück, Ermittlung der thermischen Wechselbelastung von Flachkollektoren in unterschiedlichen Klimazonen, Tagungsband zum 24. Symposium Thermische Solaranlagen, Seiten 122-123 (Kurzfassung), Kloster Banz, Bad Staffelstein, 07. – 09.05.14, ISBN 978-3-943891-35-5
- [Lam19] Carsten Lampe, Maik Kirchner, Matthias Littwin, Federico Giovannetti, Sebastian Asenbeck, Stephan Fischer: Experimentelle Untersuchungen an Testfeldern mit SOLINK-photovoltaisch-thermischen Kollektoren, Symposium Thermische Solarenergie 2019, Bad Staffelstein, 21. - 23. Mai. 2019

- [Lei15] U. Leibfried, A. Wagner, A. Abdul-Zahra: SOLINK – PVT-Energieversorgungssystem für Wärmepumpen, Tagungsband 27. Symposium Thermische Solarenergie OTTI, Kloster Banz, Bad Staffelstein, 10. – 12. Mai 2015
- [Lei17] U. Leibfried, A. Wagner, A. Abdul-Zahra: Hocheffiziente, auf intelligenter Verknüpfung von PVT- und Wärmepumpentechnik basierende Wärmeversorgung für Gebäudebestand und Neubau, Teil 1, Abschlussbericht DBU-Projekt 33226/01, 4. August 2017
- [Lei20] U. Leibfried, S. Asenbeck, S. Fischer: Kühlen mit PVT-Kollektoren und Wärmepumpe, Symposium Thermische Solarenergie 2020, Online Symposium Solarthermie und innovative Wärmesysteme, 13./14. Mai 2020
- [Lit20] M. Littwin, U. Leibfried: PVT-Kollektoren mit Wärmepumpe für Heizen und Kühlen: Hardware-in-the-loop Tests, Jahressimulationen und Feldergebnisse, Symposium Thermische Solarenergie 2020, Online Symposium Solarthermie und innovative Wärmesysteme 13./14. Mai 2020

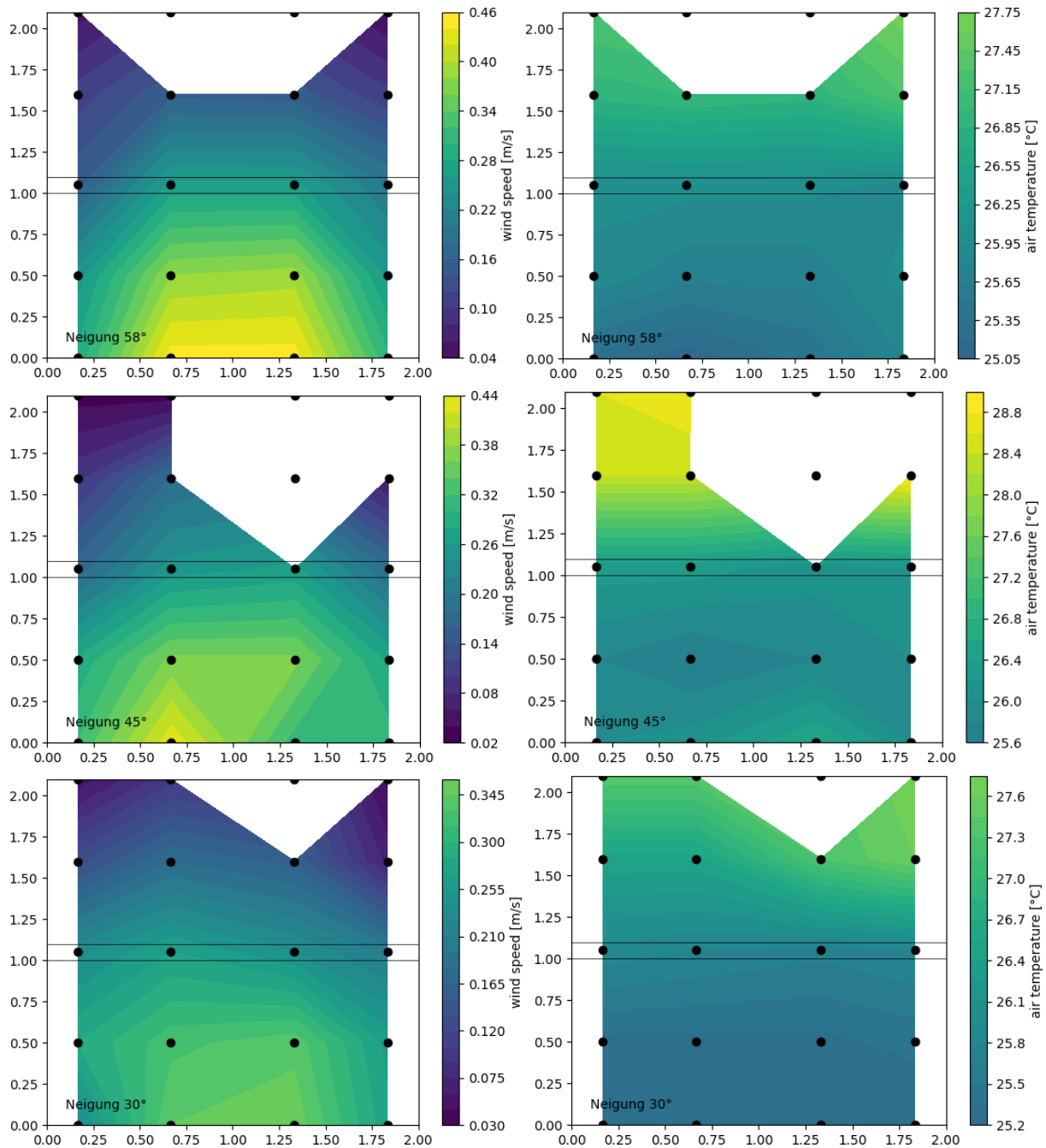
7 Anhang

7.1 PVT-Kollektor – experimentelle Untersuchungen

Detail-Ergebnisse zur Strömungsmessung im Dachzwischenraum ohne Wind, Abschnitt 3.3.6.2

Messung 30.7. - 31.7.2019 (Messdatenfile "C1490-C1491_190730_k1_01.txt")

- Aufbau: 2 Kollektoren übereinander, 11cm Dachabstand, ohne Seitenbleche
- Kollektorkreis: $T_{ci} \approx 16^\circ\text{C}$, $T_{co} \approx 22^\circ\text{C}$
- Entzugsleistung: 600 .. 700 W (15° .. 58°) bzw. 500 W (0°)
→ 150 .. 175 W/m² (15° .. 58°) bzw. 125 W/m² (0°)
- nach Winkelverstellung jeweils Konditionierung mit Klimatisierung ($28 \pm 0.5^\circ\text{C}$)
- der Strömungssensor⁵ war immer 40 mm von der Holzplatte entfernt



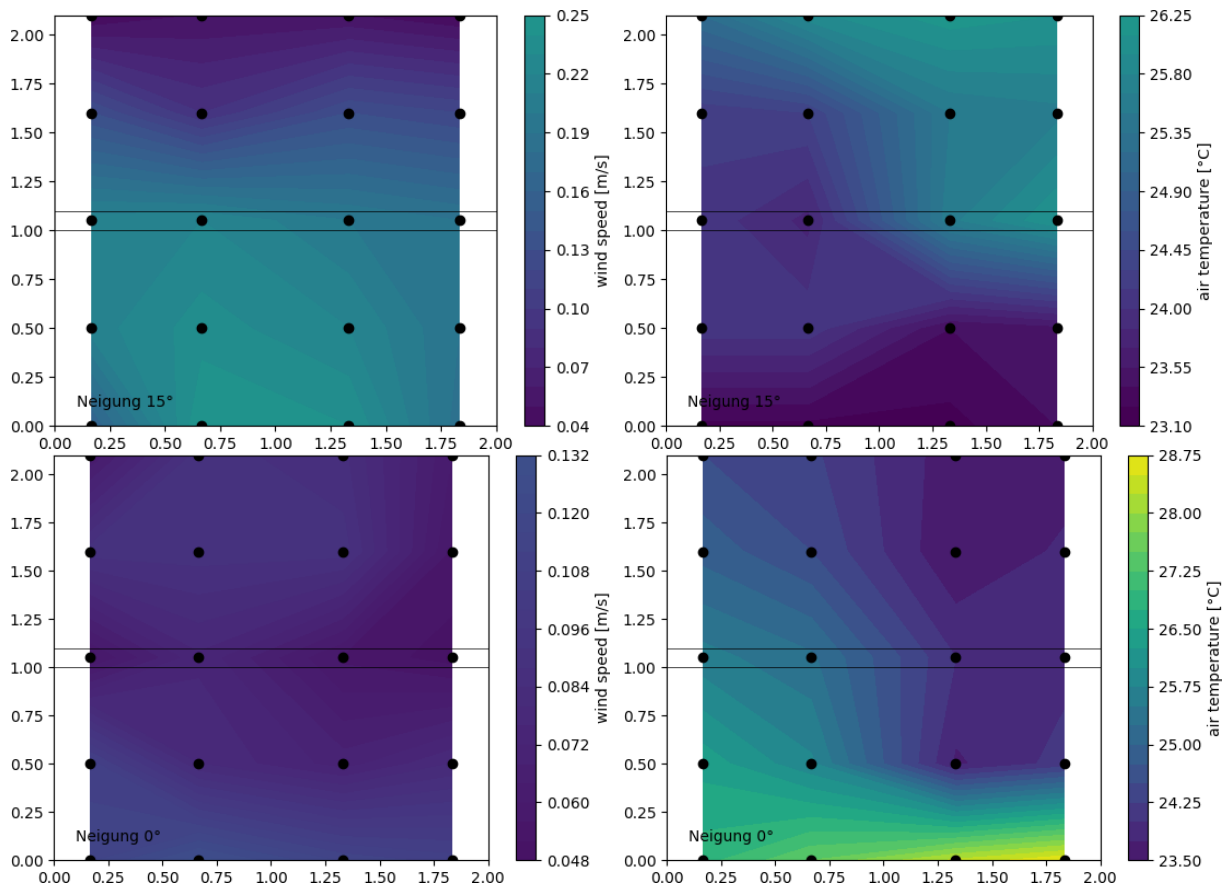


Abbildung 80: Visualisierung der Strömungsmessung im Luftspalt zwischen Dach und PVT-Kollektor, für Neigungswinkel 58°, 45°, 30°, 15°, 0° (Bilder von oben nach unten) und Dachabstand 11 cm: Verteilung von Strömungsgeschwindigkeit (links) und Lufttemperatur (rechts), ermittelt aus 4x5 Messpunkten, jeweils im Abstand von 4 cm über der Dachhaut (teilweise Datenlücken im oberen Bereich). Innenraum-Messung ohne Wind.

Detail-Ergebnisse zum Einfluss von Neigungswinkel, Dachabstand und Entzugsleistung auf das Wärmeübertragungsvermögen, Abschnitt 3.3.6.2

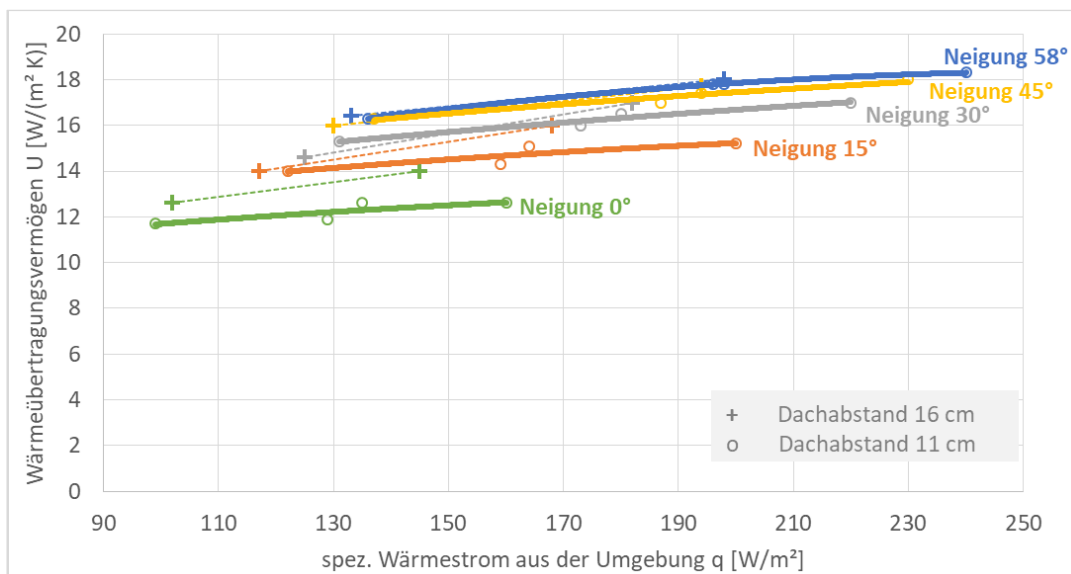


Abbildung 81: Ermittelter Einfluss der Kollektorneigung auf das Wärmeübertragungsvermögen für zwei unterschiedliche Dachabstände in Abhängigkeit des aus der Umgebung übertragenen Wärmestroms. Innenraum-Messung ohne Wind, mit zwei Kollektoren und seitlichem Begrenzungsblech in Parallel-Dachmontage.

7.2 PVT-Feld – experimentelle Untersuchungen

Ergänzungen zum Einfluss von Schneebedeckung und Vereisung auf die Wärmeübertragung zur Umgebung (Abschnitt 3.4.4.4):

exemplarischer Messtag mit Kollektor-Enteisung, Fotos siehe *Abbildung 45*

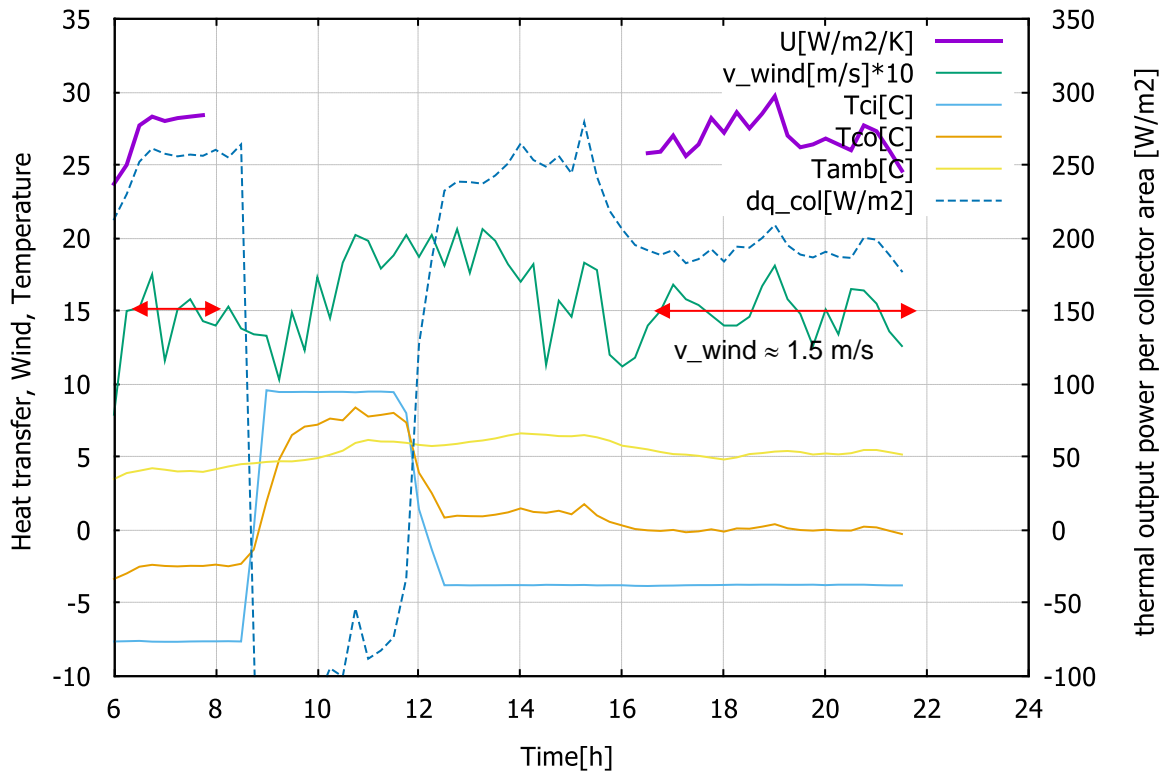


Abbildung 82: Messdaten (15min-Mittelwerte) und berechneter U-Wert zur Umgebung vor und nach der Kollektorenteisung (9 - 12 Uhr) am 20.12.2018; U-Wert-Berechnung erfolgt nur zu Zeiten ohne Einstrahlung (vor 8:00 bzw. nach 16:00); Zeiträume mit vergleichbarer Windgeschwindigkeit sind rot markiert

Diskussion zu den Messdaten in *Abbildung 82*, zum Einfluss der Vereisung auf das Wärmeübertragungsvermögen U des PVT-Testfelds zur Umgebung (Fotos vor/nach Enteisung siehe *Abbildung 45*):

- der U -Wert zur Umgebung wurde nur für Zeiten ohne Einstrahlung berechnet, hier vor 8 Uhr und nach 16:30 Uhr
- der U -Wert korreliert stark mit der Windgeschwindigkeit; ein direkter Vergleich ist deshalb nur bei vergleichbaren Windverhältnissen aussagekräftig
- für die rot markierten Zeiträume mit vergleichbaren mittleren Windgeschwindigkeiten ($v_{\text{wind}} \approx 1,5 \text{ m/s}$) sind nur geringe Unterschiede im U -Wert und keine eindeutigen Veränderungen durch die Vereisung zu beobachten (von 6-8 Uhr mit Vereisung im Mittel $U \approx 28 \text{ W/m}^2 \text{ K}$ und von 17-21 Uhr ohne Vereisung im Mittel $U \approx 27 \text{ W/m}^2 \text{ K}$)
- allerdings ist zu berücksichtigen, dass die Eintrittstemperatur in den Kollektor (T_{ci}) hier nach der Enteisung etwas höher eingestellt wurde als vor der Enteisung (vor 9 Uhr: $T_{\text{ci}} = -8 \text{ °C}$ bei $T_{\text{amb}} \approx 4 \text{ °C}$; nach 16 Uhr: $T_{\text{ci}} = -4 \text{ °C}$ bei $T_{\text{amb}} \approx 5 \text{ °C}$); in der Folge stellt sich nach der Enteisungsphase eine etwas kleinere Temperaturdifferenz zur Umgebung und ein geringerer Wärmeentzug dq_{col} ein; der U -Wert ist aber nach bisherigen Erkenntnissen leistungsabhängig, durch den um etwa 50 W/m^2 geringeren Wärmeentzug dq_{col} ist nach *Abbildung 39* mit einer Reduzierung des U -Werts um max. $2 \text{ W/m}^2 \text{ K}$ zu rechnen; der zu erwartende leistungsbereinigte U -Wert ohne Vereisung wäre demnach im Mittel $U \approx 29 \text{ W/m}^2 \text{ K}$ (in guter Übereinstimmung mit Ergebnissen der Parameteridentifikation, siehe Tabelle 10)

Fazit: leistungsbereinigt ist im vorliegenden Fall keine signifikante Reduzierung des U -Werts bei Vereisung des Kollektors zu beobachten (Reduzierung kleiner 5%)

Details zur vertikalen Verteilung der Wärmeströme im Kollektorfeld (Abschnitt 3.4.4.5)

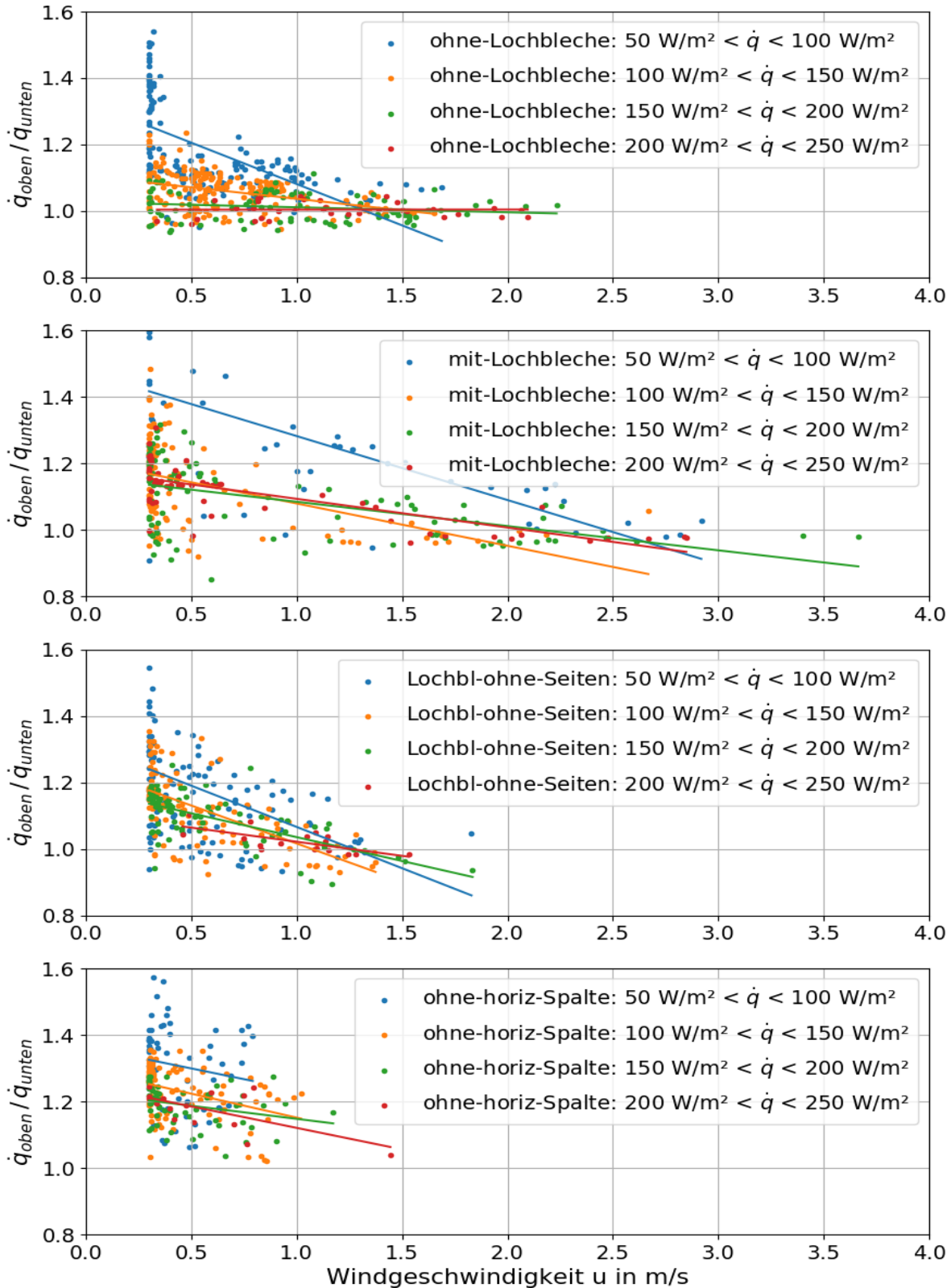


Abbildung 83: Analyse der vertikalen Ungleichverteilung der Wärmeströme aus der Umgebung an ein 3x3 PVT-Kollektorfeld (Paralleldach-Montage) in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit (u) in Kollektorebene und des übertragenen Wärmestroms (\dot{q}). Aufgetragen sind Stundenmittelwerte des Wärmestrom-Verhältnisses zwischen der oberen und der unteren Kollektorreihe ($\dot{q}_{oben} / \dot{q}_{unten}$), in Zeiten ohne Einstrahlung und bei stationärer Kollektortemperatur. Für Konfiguration B, D, C und C3 (Diagramme von oben nach unten).

7.3 Validierung Systemsimulation

Ergänzungen zu Abschnitt 3.8.2

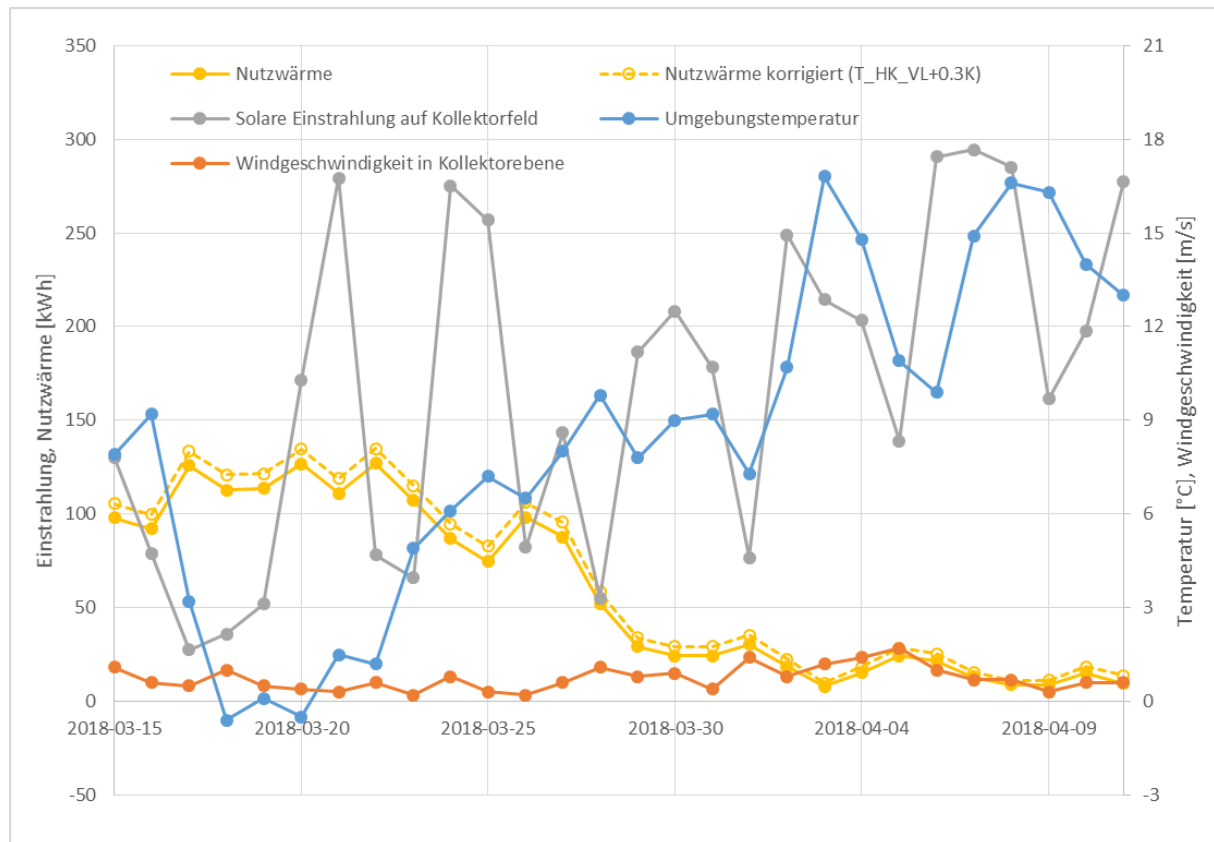


Abbildung 84: in-situ Messdaten der Feldestanlage 1: tageweise Wetterdaten und abgeführte Nutzwärme im Validierungszeitraum

Tabelle 18: Monatliche Wetterdaten und Wärmelast für die Referenz-Jahressimulationen der Feldestanlage 1 (Windgeschwindigkeit hier in 10 m Höhe angegeben: für die Simulation wird eine Umrechnung auf Dach- bzw. Kollektorebene vorgenommen, in Anlehnung an [Hel18] mit einem Windkorrekturfaktor von $f_{wind} = 0,5$)

	Einstrahlung in Kollektorebene	Umgebungstemperatur	Windgeschwindigkeit	Wärmebedarf Warmwasser	Wärmebedarf Raumheizung
	kWh/m ²	C	m/s	kWh	kWh
Jan	41	-0.4	3.6	232	2378
Feb	61	1.3	3.9	211	1421
Mrz	101	4.8	3.5	231	847
Apr	132	8.5	3.0	217	198
Mai	163	13.6	2.8	215	12
Jun	163	16.8	2.7	199	0
Jul	166	17.8	3.0	199	0
Aug	153	18.7	2.6	198	0
Sep	121	14.0	2.9	195	0
Okt	79	9.3	3.3	209	204
Nov	39	3.7	3.1	211	1480
Dez	30	0.9	3.5	227	2074
	1247	9.1	3.2	2544	8613



Abbildung 85: Aufgeständerte Kollektormontage bei der Feldtestanlage 1: das geschlossene Aufständersprofil (Oberkante Kollektor, rot markiert) behindert die Hinterlüftung des Kollektors.

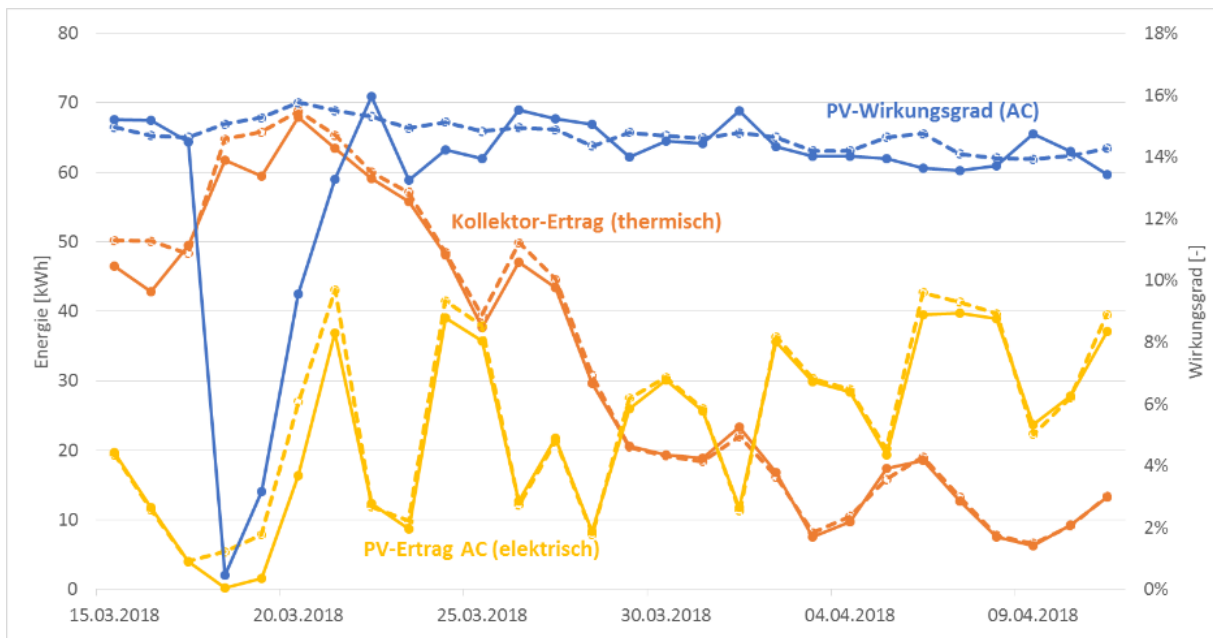


Abbildung 86: Validierung des PVT-Simulationsmodells, mit angepassten Kollektor-Kennwerten für Feldtestanlage 1 (Simulationsfall B): Vergleich Messung (durchgezogen) und Simulation (gestrichelt), deutlich erkennbare Abweichungen bedingt durch schneebedeckten Kollektor im Zeitraum 18.-21.3.; ab 20.3. teilweises Abtauen im Tagesverlauf, auch durch SOLINK-Enteisungsfunktion; 24./25.3. und 5./6.4. morgens deutliche Reifschicht

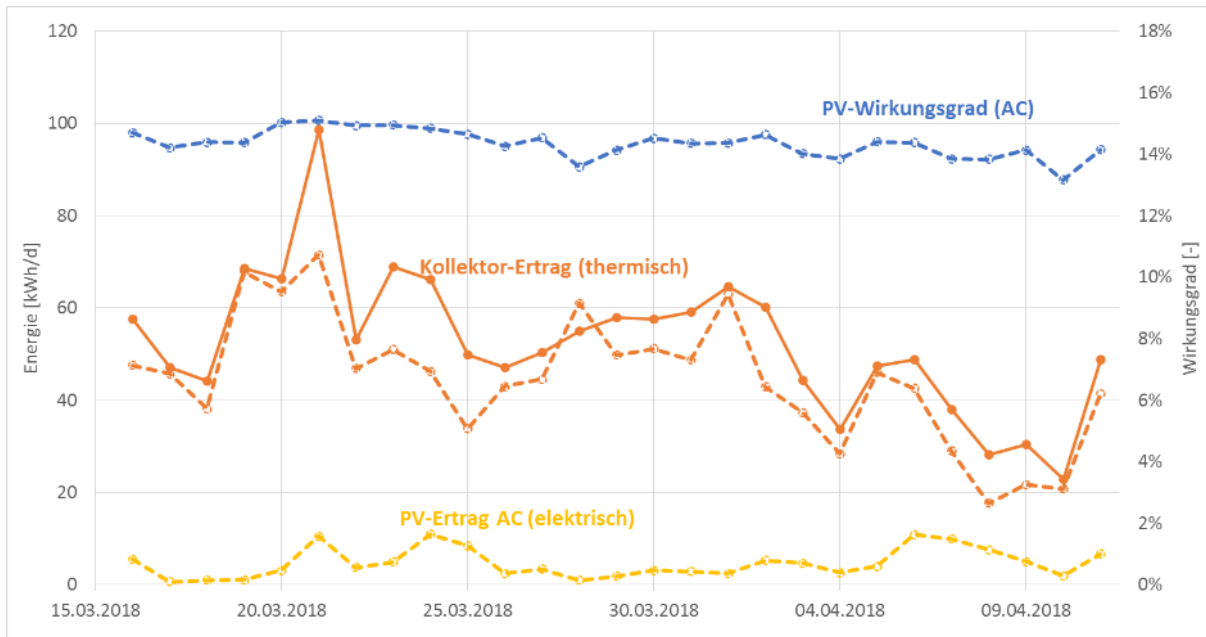


Abbildung 87: Überprüfung des PVT-Simulationsmodells mit den Standard-Kollektorkennwerten (Solar-Keymark-Prüfung [IGTE19_1], entspricht Simulationsfall A), auf Basis von Messdaten einer Testanlage in Lörach: Vergleich des täglichen thermischen Kollektorertrags von Messung (durchgezogen) und Simulation (gestrichelt)³⁵

³⁵ Messdaten der Fa. Consolar, für eine Testanlage mit 8 SOLINK-PVT-Kollektoren (Kollektorfläche 16 m², Anstellwinkel 60°); Windgeschwindigkeit entnommen aus nahegelegener Wetterstation und umgerechnet auf Kollektorebene mit einem Windkorrekturfaktor von $f_{\text{wind}} = 0,5$ in Anlehnung an [Hel18]; hier nur thermische Auswertung der Messdaten möglich, da PV-Ertrag nicht separat erfasst.