



Abschlussbericht

Berichtszeitraum 1.10.1999-30.06.03

Langzeitüberwachung und Betriebsoptimierung großer solarintegrierter Wärmeversorgungsanlagen

Zusammenfassung des Abschlussberichtes

Ziel dieses Forschungsvorhabens war die Entwicklung und Untersuchung eines Konzeptes zur Langzeitüberwachung und Optimierung großer solarintegrierter Wärmeversorgungsanlagen. Hierbei sollte das Systemlayout bereits im Planungsstadium mit Hilfe von Optimierungsrechnungen an die jeweiligen Verbrauchs- und Einstrahlungsbedingungen angepasst werden. Nach der Installation sollte eine möglichst kostengünstige Funktionskontrolle eine dauerhafte Anlagenüberwachung gewährleisten und hierbei ohne großen Personalaufwand Anlagenfehler selbstständig detektieren und wenn möglich identifizieren können. Weitere Optimierungsrechnungen während des Betriebs sollten die Betriebsweise der Anlage an veränderte Randbedingungen anpassen.

Zur Durchführung einer Langzeitüberwachung ist eine Erfassung von Einstrahlungs-, Temperatur- und Volumenstrommesswerten erforderlich, an denen eine Überprüfung und Auswertung der Anlagenfunktion vorgenommen werden kann. Durch die Integration der Messwerterfassung in den Solarregler sowie durch umfangreiche Untersuchungen zu geeigneten Sensoren konnte hierfür eine preiswerte Lösung realisiert werden. Ferner konnten einige Sensoren durch geschickte Auswertung anderer Messkanäle eingespart werden. Zur Zeit arbeitet das System derart, dass sämtliche Auswertungen der Messdaten aller Messobjekte auf einem zentral in den Räumen der Universität Kassel untergebrachten PC-System vorgenommen werden. Dieses PC-System steht über Modems mit den drei Mess-PCs an den Solarsystemen in Kontakt. Es erfolgt eine automatisierte Aufbereitung der Datensätze jeweils für den Vortag, wobei die Daten

mit Hilfe von neu entwickelten Algorithmen auf verschiedene Fehlfunktionen untersucht werden. Werden dabei Fehler identifiziert, wird eine Meldung in Form einer Email generiert.

Darüber hinaus wird ein täglicher Vergleich von Solarerträgen und Nachheizenergien zwischen Messung und dem unter gleichen Randbedingungen nachsimulierten System durchgeführt. Hierbei kann festgestellt werden, ob möglicherweise eine Fehlfunktion vorliegt, die, warum auch immer, nicht durch Analyse der Messdaten identifiziert werden konnten. Der Projektpartner Fa. Wagner & Co. steht z.Z. in Kontakt mit einigen Reglerherstellern im Hinblick auf die Umsetzbarkeit eines Solarreglers gemäß den Spezifikationen des erstellten Pflichtenheftes.

Bezüglich der Systemoptimierungen wurden verschiedene numerische Optimierungsverfahren in Kombination mit thermischen Simulationen (TRNSYS) eingesetzt. Hierbei ergab sich, dass automatisiert durchgeführte Optimierungsrechnungen den Personalaufwand im Planungsprozess reduzieren können und dass durch numerische Parameteroptimierungen Verminderungen des solaren Wärmepreises in der Größenordnung von 16 % möglich sind. Für eine verlässliche Systemplanung ist eine möglichst genaue Kenntnis des zu erwartenden Warmwasserverbrauchs erforderlich, bei Unsicherheiten sollte das System stets auf einen niedrigen Verbrauch ausgelegt werden. Nach der Installation einer Anlage führen nachträgliche Optimierungen von Regelungsparametern und Volumenströmen nur dann zu einer deutlichen Systemertragsverbesserung, wenn sich der Verbrauch im tatsächlichen Betrieb sehr stark verändert hätte oder wenn das System schlecht geplant wurde. Eine kontinuierliche Anpassung von Regelparametern und Volumenströmen kann trotz hoher erreichbarer Genauigkeiten in den Einstrahlungs- und Verbrauchsvorhersagen aufgrund geringer Verbesserungspotenziale nicht empfohlen werden. Ob diesbezüglich eine deutliche Verbesserung erreicht werden könnte wenn auch die fossile Nachheizung in das Optimierungskonzept integriert würde, bliebe noch zu untersuchen. Zur Durchführung von Optimierungsrechnungen im Planungsstadium sollten evolutionäre Algorithmen verwendet werden. Klassische Algorithmen zeigten nur dann ein zuverlässiges Verhalten, wenn bereits im Vorhinein Vermutungen über das ungefähre Optimierungsergebnis in dem Prozess eingebracht werden konnten. Aufgrund der reduzierten Parameterzahl sollten dagegen bei einer Betriebsoptimierung tendenziell klassische Algorithmen eingesetzt werden.

Motivation

Solarintegrierte Wärmeversorgungsanlagen (SWA) sind im Ein- und Zweifamilienhausbereich in großer Anzahl im Einsatz. Obwohl die spezifischen Systemkosten mit zunehmender Größe der Solaranlagen abnehmen, sind Anlagen mit über 100 m² Kollektorfläche, wie sie z.B. in Abb. 1 schematisch dargestellt sind, bisher noch nicht in gleichem Maße verbreitet. Diese Systeme werden im Gegensatz zu den o.g. Kleinanlagen weniger „von der Stange“ gekauft, sondern meist individuell geplant und sind aufgrund zeitvariabler Wetter- und Verbrauchsrandbedingungen, der daraus resultierenden Betriebsdynamik und notwendigen Speicherprozessen in ihrem Verhalten hochkomplex. Daher ist eine besondere Sorgfalt bei der Dimensionierung und Abstimmung der einzelnen Anlagenkomponenten aufeinander wichtig. Zusätzlich muss eine geeignete, eventuell kontinuierliche Anpassung des Anlagenbetriebs auf alle veränderlichen Randbedingungen vorgenommen werden.

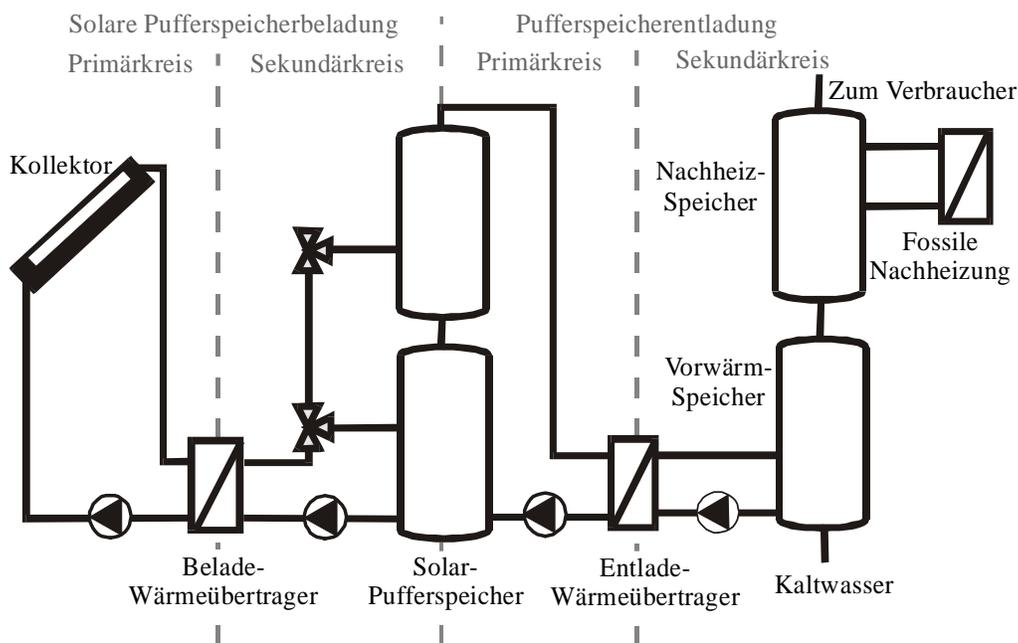


Abb. 1: Vereinfachtes Prinzipschaltbild einer großen solarintegrierten Wärmeversorgungsanlage, hier am Beispiel eines Systems mit Vorwärmespeicher. Die vom Flachkollektorfeld gewonnene thermische Energie wird über einen externen Wärmeübertrager dem Pufferspeicher wahlweise in verschiedenen Schichten zugeführt. Die Entladung des Pufferspeichers erfolgt wiederum über einen externen Wärmeübertrager. Bei diesem Beispiel des Vorwärmespeicherprinzips wird eine Entladung, bestehend aus zwei Pumpenkreisläufen, durchgeführt, wenn die Temperatur im unteren Bereich des Vorwärmespeichers unter die Temperatur im heißesten Pufferspeicher fällt. Dieser Entlademechanismus wird bei der Anlage an der orthopädischen Klinik in Frankfurt eingesetzt.

Im Programm Solarthermie 2000 (Teilprogramm 2) wurden solche Systeme detailliert vermessen und untersucht. Dabei wurden an einer Vielzahl von Anlagen Mängel gefunden, die den Systemertrag stark negativ beeinflussen können. Weiter wurde festgestellt, dass viele dieser Mängel ohne intensive Vermessung und zeitaufwändige Auswertung der Messdaten womöglich nie erkannt worden wären. Da diese detaillierte Betreuung nur im Rahmen von

Forschungsprojekten möglich ist, ist ein kostengünstiges Verfahren zur Langzeitüberwachung großer SWA erforderlich. Bisherige Lösungsansätze zur Langzeitüberwachung brachten keine befriedigende Lösung. Zum großen Teil sind sie nicht automatisierbar (und damit dauerhaft kostenintensiv), decken nur Teilbereiche der Anlagen ab, oder sind schon in der Sensorik zu kostspielig.

Aufbauend auf diesen Überlegungen war das Ziel dieses Projektes, die Verbesserungsmöglichkeiten an großen SWA zu untersuchen und entsprechende Verfahren für die Durchführung zu entwickeln. Die Untersuchungen und Entwicklungen bezogen sich hierbei auf die beiden folgenden Teilgebiete:

- a) Langzeit-Betriebsüberwachung mit Fehlerdetektion.
- b) Anlagenoptimierung sowohl im Planungsstadium als auch während der Betriebsphase.

Hierfür wurde ein Gesamtoptimierungskonzept entwickelt, welches sich über den kompletten Lebenszyklus der Anlage erstreckt und durch Abb. 2 verdeutlicht wird.

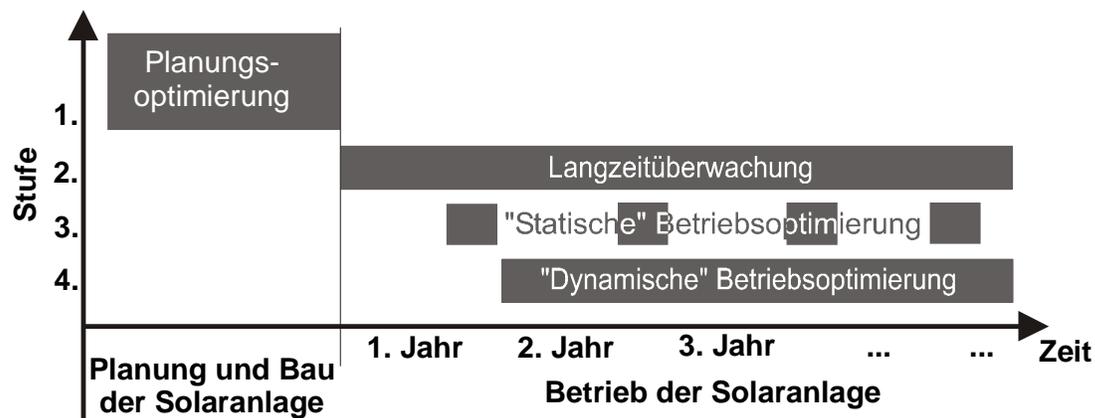


Abb. 2: Vierstufiges Konzept zur Überwachung und Optimierung von Solaranlagen. In der Planungsphase vor dem Bau der Solaranlage sollte das gesamte System mit allen Komponenten auf die örtlichen Gegebenheiten optimiert werden. Nach der Fertigstellung sollte während des kompletten Betriebes der Solaranlage eine Langzeitüberwachung zur Sicherstellung eines einwandfreien Betriebes durchgeführt werden. Nach ca. einem Jahr Betriebserfahrungen (und dann eventuell jährlich) kann eine "statische" Betriebsoptimierung von in diesem Moment noch veränderbaren Anlagenparametern vorgenommen werden. Bei hohen Sensitivitäten des Systemverhaltens auf die Einstrahlungs- und Verbrauchsrandbedingungen kann dann mit Hilfe von Wetter- und Verbrauchsvorhersagen z.B. täglich eine dynamische Optimierung dieser Regelungsparameter durchgeführt werden.

Stufe 1: Schon im ersten Schritt muss die Dimensionierung sowohl der Gesamtanlage als auch der einzelnen Komponenten an die örtlichen und verbraucher-spezifischen Anforderungen angepasst werden. Zurzeit werden für den Planungsprozess oftmals Auslegungsrichtlinien basierend auf Systemerfahrungen angewendet. Diese Auslegungsempfehlungen werden dann i.d.R. mit einfachen systemorientierten Simulationsprogrammen, z.B. T*Sol, an die speziellen Gegebenheiten der Anlage angepasst. Komponentenorientierte Programme bieten aufgrund ihrer Flexibilität und Genauigkeit dagegen die Möglichkeit, eine Optimierung der

Anlagenauslegung unter Verwendung von numerischen Optimierungsverfahren durchzuführen.

Stufe 2: Nach der Inbetriebnahme der Anlage sollte in einem zweiten Schritt eine Langzeitüberwachung eingerichtet werden, die über die gesamte Lebenszeit der Solaranlage deren Funktionsweise kontrolliert. Eine solche Langzeitüberwachung kann dann die Aufnahme der Randbedingungsgrößen wie z.B. Einstrahlung und Verbrauch ermöglichen, mit deren Hilfe nach z.B. einem Jahr Betriebserfahrungen eine weitere Optimierung der Betriebsparameter möglich ist.

Stufe 3: Diese Optimierung kann in den Fällen sinnvoll sein, wenn z.B. der tatsächlich eingetretene Verbrauch deutlich von dem im Planungsprozess angenommenen Wert abweicht. Hierbei können nun jedoch nur noch die Parameter verändert werden, bei denen die reale Umsetzung keine oder nur sehr geringe zusätzliche Kosten verursacht. Daher beschränkt sich die Auswahl auf Regelungsparameter und Volumenströme, in besonders ungünstigen Fällen könnte auch der Austausch von z.B. Wärmeübertragern in Betracht gezogen werden.

Stufe 4: Bei hohen Sensitivitäten des Systemverhaltens auf die Einstrahlungs- und Verbrauchsrandbedingungen kann mit Hilfe von Wetter- und Verbrauchsvorhersagen unter Berücksichtigung des aktuellen Speicherzustandes zusätzlich eine dynamische Betriebsoptimierung durchgeführt werden. Diese könnte z.B. täglich (bzw. nachts) erfolgen, wobei die einzustellenden optimalen Regelungsparameter und Volumenströme, letzterer jedoch nur bei regelbaren Pumpen, für den kommenden Tag zu ermitteln wären. Da hierbei ein Austausch von Komponenten nicht mehr möglich ist, muss eine kontinuierlich Parameteranpassung ergänzend zu Stufe 3 angesehen werden und ersetzt diese nicht vollständig.

Zur besseren Verständlichkeit werden von diesem Schema abweichend im Folgenden zuerst Möglichkeiten für eine Langzeit-Betriebsüberwachung diskutiert und im Anschluss daran Möglichkeiten und Potenziale der drei Optimierungsstufen untersucht.

Langzeit-Betriebsüberwachung

Im Rahmen dieses Forschungsprojektes wurde ein neues Funktionskontrollverfahren entwickelt, wobei hierfür sowohl eine kostengünstige Messtechnik als auch ein möglichst hoher Automatisierungsgrad bei der Anlagenüberwachung im Vordergrund stand. Dazu wurden zwei Wege beschritten, die sich gegenseitig ergänzen können. Ein Weg besteht darin, die Anlagenverschaltung in einer Simulationsumgebung abzubilden, und zur Funktionskontrolle Messdaten mit unter gleichen Randbedingungen erzeugten Simulationsdaten zu vergleichen. Dieser Weg erfordert aufgrund der Simulation große Rechenleistung und ist daher nach heutigem Stand weniger geeignet, in den Solarregler integriert zu werden. Beim anderen Weg wird versucht, durch geschickte Aufbereitung der Messdaten direkt auf Fehlfunktionen schließen zu können. Für beide Verfahren ist eine Messdatenaufnahme erforderlich, was eine Abschätzung der

Genauigkeiten von zur Verfügung stehenden Messsensoren in Relation zu den jeweiligen Kosten nötig macht. Für den Fall der Durchführung von Simulationen muss zusätzlich ein geeignetes Simulationsprogramm ausgewählt werden, für welches die Simulationsgenauigkeit abgeschätzt werden muss.

Auswahl von Messsensoren und deren Genauigkeit

Zur Überwachung und Bilanzierung von SWA sind Strahlungssensoren, Temperatursensoren und Volumenstrommesser bzw. Wärmemengenzähler notwendig. Unter diesen Messgeräten stellt der Strahlungssensor die entscheidende zusätzliche Investition dar. Ein Vergleich verschiedener Strahlungssensoren zeigte, dass mit gut kalibrierten PV-Zellen (ca. 300 €) in Verbindung mit geeigneten Umrechnungsalgorithmen die vom Kollektor absorbierte Strahlung ähnlich gut bestimmt werden kann, wie das mit teuren Pyranometern (ca. 1500 €) möglich ist, hierbei also auf eine kostengünstige Lösung zurückgegriffen werden kann. Details siehe [12] u. [13].

Für die gewünschte Funktionskontrolle wurde bezüglich der Temperatursensoren hauptsächlich auf die ohnehin für die Regelung der Anlage benötigten Sensoren zurückgegriffen. Lediglich einige zusätzliche Fühler (z.B. am Wärmeübertrager der solaren Pufferspeicherbeladung) erwiesen sich als notwendig. Trotzdem muss für alle Sensoren ein Kompromiss zwischen der Genauigkeit und dem Preis der verwendeten Sensoren gefunden werden.

Bei den am häufigsten verwendeten Solarreglern werden entweder Platin-Widerstands-Temperatursensoren (Pt1000) oder sogenannte KTY-Sensoren (Halbleiterfühler) eingesetzt. Um herauszufinden, inwiefern die beiden Fühlertypen für den Einsatz bei einer Langzeitüberwachung geeignet sind, wurde eine Vergleichsmessung von 4 KTY und 5 Pt1000 Temperatursensoren mit einem Referenz Pt100 Temperaturfühler durchgeführt, deren Ergebnisse in Abb. 3 zu sehen sind. Hierbei ergab sich, dass sowohl die absoluten Abweichungen als auch die Temperaturschwankungen der einzelnen KTY-Fühler deutlich über denen der Pt1000-Fühlern liegen und für den Einsatz bei einer Funktionskontrolle daher nur letztere in Frage kommen.

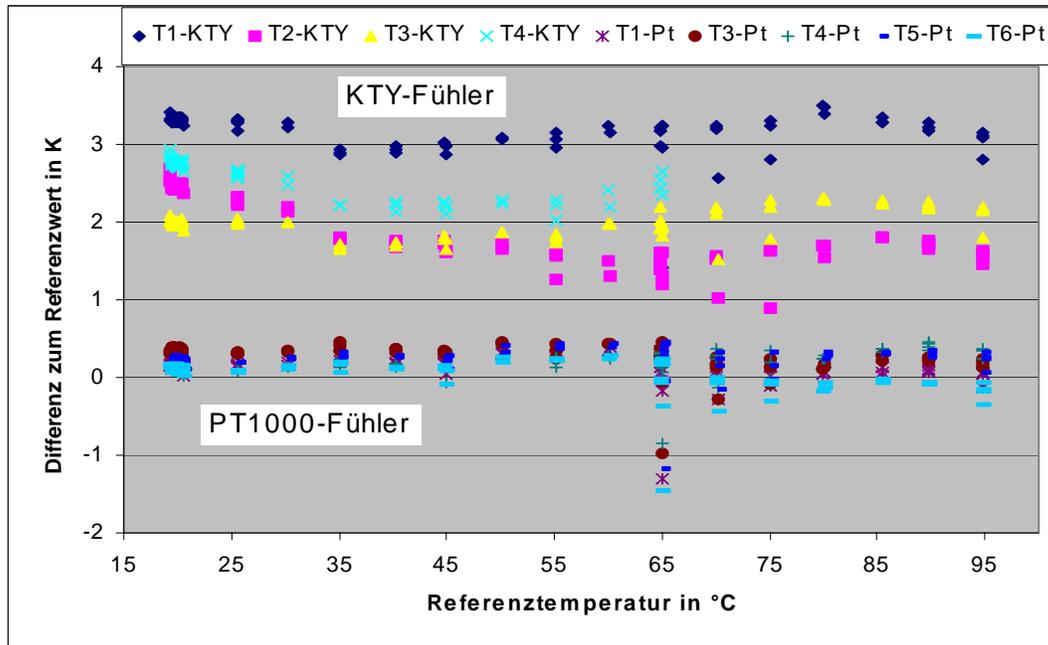


Abb. 3: Vergleich von 4 KTY (obere Reihen) und 5 Pt1000 (untere Reihen) Temperatursensoren mit einem Referenz Pt100 Temperatursensor im Rahmen einer Testmessung. Die absoluten Abweichungen aber auch die Temperaturschwankungen der einzelnen KTY-Fühler liegen deutlich über denen der Pt1000-Fühler. KTY-Fühler sind daher eher nicht für eine Anlagenüberwachung geeignet.

Volumenstromsensoren mit Flügelradzählern stellen keine hohe zusätzliche Investition dar. Um jedoch auch hier Kosten zu sparen, wurde ein neuartiger Ansatz untersucht, bei der die Volumenstrombestimmung im Solarkreis alleine durch die Laufzeitmessung natürlicher, z.B. durch Einstrahlungsschwankungen aufgrund von Wolkenzug, erzeugter Temperaturschwankungen zwischen zwei (bereits in der Anlage installierten) Temperatursensoren bestimmt werden soll. Es zeigte sich, dass mit diesem Verfahren der Volumenstrom mit hoher Genauigkeit ermittelt werden kann (an den untersuchten Tagen war eine annähernd kontinuierliche Volumenstrombestimmung mit einem relativen Fehler zwischen 2 und 4 % möglich). Allerdings wäre für die Anwendung ein sehr komplexer und rechenintensiver Algorithmus erforderlich, dessen Implementierung in einen Solarregler womöglich hohe und spezielle Anforderungen an die Leistungsfähigkeit der Elektronikbauteile stellen würde. Siehe [10], [11].

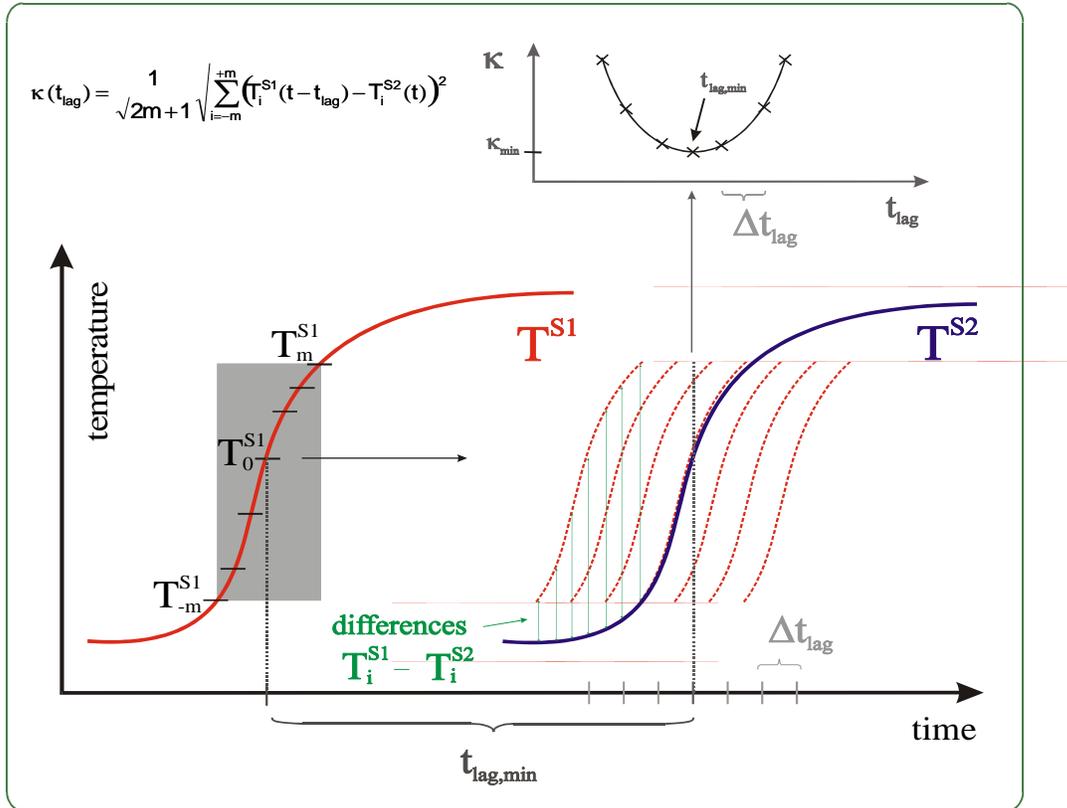


Abb. 4: Skizze der Methode zur Bestimmung des Volumenstroms aufgrund der Ausbreitungsgeschwindigkeit von Temperaturverläufen. Dargestellt sind zwei angenommene Temperaturverläufe T^{S1} am ersten Detektor und T^{S2} am zweiten Detektor. Im Falle sekundengenauer Auflösung könnte mit $m=3$ ein Bereich von ± 3 Sekunden um T_0 herum ausgeschnitten (grau unterlegt) und in Zeitschritten von d jeweils um t_{lag} verschoben werden. Die einzelnen Verschiebungen des Abschnitts sind rot gestrichelt dargestellt; von jeder Verschiebung wird über die Temperaturdifferenzen (grün) der Abstand K zur Referenzkurve T^{S2} bestimmt. Derjenigen Verschiebung, wo κ minimal wird (also der Abstand zwischen verschobenem Abschnitt und Referenzkurve am kleinsten), entspricht die Verschiebungszeit $t_{lag,min}$. Eine denkbare Beurteilung von κ über t_{lag} für die dargestellten Verschiebungen ist im oberen Teil der Abbildung skizziert.

Messdatenaufnahme und Datenübertragung

Messdatenaufnahmen wurden an den Solaranlagen des Studentenwohnheims Marburg-Wehrda, an denen zweier Mehrfamilienhäuser in Marburg, an den Anlagen der Orthopädischen Klinik Frankfurt sowie des Maingau-Krankenhauses installiert.

Das Messsystem in Marburg-Wehrda der Fa. HiTechZang umfasst ca. 100 Messstellen. Dieses nimmt alle 15 Sekunden Momentanwerte aller Messstellen auf, bildet hiervon Minutenmittelwerte und archiviert diese.

Um eine derart kostenintensive Messdatenaufnahme zu umgehen, wurde an den übrigen SWA ein eigenes System implementiert, bei dem der Solarregler die benötigten Temperatur- und Energiedaten aufnimmt. Diese werden über eine serielle Schnittstelle an einen handelsüblichen Mess-PC (geringe Prozessorleistung) weitergegeben und dort zwischengespeichert. Die

Archivierung und Auswertung der Messdaten erfolgt zentral auf einem PC in den Räumen der Universitäten Marburg sowie später Kassel, wohin die Messdaten der einzelnen Anlagen automatisiert einmal am Tag übertragen werden. Eine schematische Darstellung des Messdatenaufnahme- und Archivierungssystems zeigt Abb. 5.

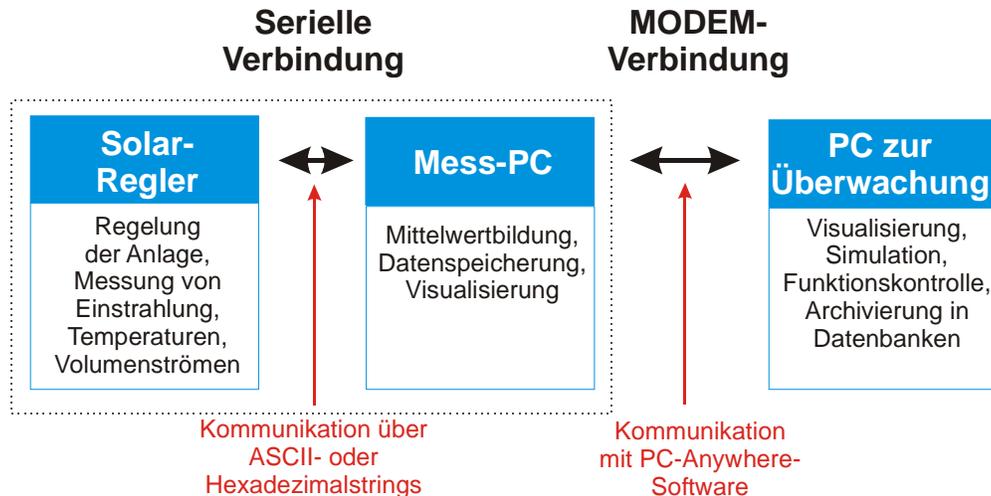


Abb. 5: Schema der Messdatenaufnahme- und Archivierungssystems.

Obwohl bei einer zukünftigen Standardlösung nicht an jeder Solaranlage ein PC stehen dürfte, wurde diese einfache und stabile Lösung gewählt, da als Ziel des Entwicklungsvorhabens die Entwicklung von Fehlererkennungsalgorithmen und die Erstellung eines Pflichtenheftes für einen Regler war. Aufgrund der rasanten Entwicklungen im Elektronikmarkt ist zu erwarten, dass zukunftsnahe Komponenten zur Verfügung stehen, mit deren Hilfe eine praxisnahe Lösung realisiert werden kann.

Für den eingesetzten Mess-PC wurde in der Programmiersprache Delphi 4 ein Programm entwickelt, welches die Daten des Solarreglers analysiert, visualisiert, Minuten-Mittelwerte bildet und archiviert sowie eine bidirektionale Kommunikation mit dem Regler ermöglicht. Die Visualisierung ermöglicht es, entweder direkt an der Anlage am Bildschirm, oder mit Hilfe einer Standard-Fernsteuerungssoftware (z.B. PCAnywhere) von einem an einem beliebigen Ort installierten Überwachungsrechner einen Eindruck von der Funktionsweise der Solaranlage zu bekommen. Als Beispiel ist eine Momentaufnahme in Abb. 6 zu sehen.

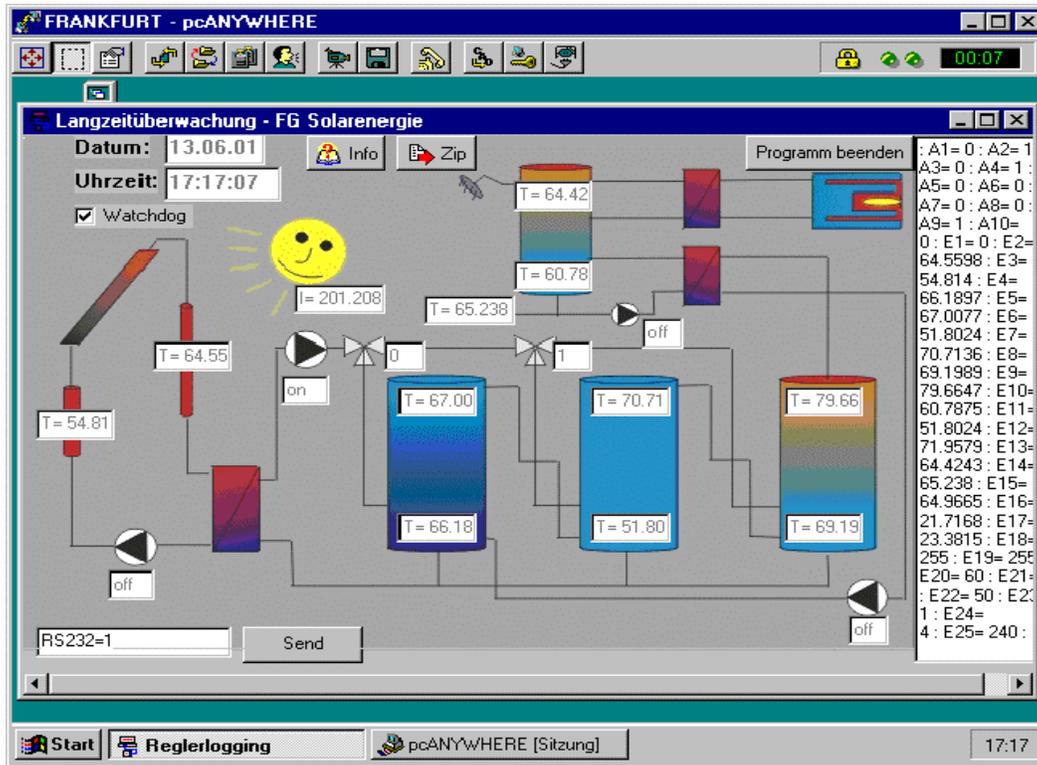


Abb. 6: Visualisierung des Anlagenbetriebs der Solaranlage der orthopädischen Klinik in Frankfurt mit Hilfe einer Fernsteuerungssoftware an einem Überwachungs-PC. Zu sehen ist im rechten weißen Kasten der Datenstring, wie er von dem Solarregler ausgegeben wird. In den weißen Feldern der Graphik, die die Systemverschaltung verdeutlicht, sind die daraus analysierten Temperaturen, der Betrag der Solarstrahlung und die Schaltsignale des Solarreglers dargestellt.

Simulationsgenauigkeit

Um durch den Vergleich von z.B. gemessenen und simulierten Solarerträgen eine Funktionskontrolle der Solaranlagen durchführen zu können, müssen sowohl an die Messgeräte als auch an das Simulationsprogramm hinreichende Anforderungen bezüglich der Genauigkeit gestellt werden. Auf der Simulationsseite wurde das Simulationsprogramm TRNSYS ausgewählt, da bei diesem sowohl international als auch in der Marburger bzw. Kasseler Arbeitsgruppe die meiste Erfahrung besteht.

Die Güte des Programms ist zum einen durch eine große Anzahl von Arbeiten zur Validierung von Einzelkomponenten (wie z.B. Speicher, Kollektoren usw.) als auch von Gesamtsystemen belegt. Zum anderen wurden bezüglich der Simulationsgenauigkeit auch innerhalb dieses Projektes eigene Untersuchungen durchgeführt. So wurde im Rahmen des Forschungsvorhabens überprüft, ob Kollektormodelle existieren, die auch einen Betrieb des Solarkreises mit variablen Volumenströmen abbilden können. Hierbei ergab sich, dass die Abweichungen zwischen Simulation und Messung bei zwei Kollektormodellen fast im gesamten untersuchten Zeitraum geringer als die Abweichungen waren, die sich alleine durch die Messunsicherheiten ergeben.

Bei einem zu Beginn des Projektes durchgeführten Vergleich von großen Gesamtsystemen ergab sich u.a., dass bei korrekter numerischer Implementierung der Simulation in 90 % der Fälle die Abweichung zwischen gemessenem und simuliertem solaren Tagesertrag unterhalb von 0.1 kWh/m², bezogen auf die Kollektorfläche, lagen. Aber auch im dynamischen Betrieb auf kurzen Zeitskalen kann durch eine korrekte Anpassung der Anlagenparameter in der Simulation eine sehr gute Übereinstimmung zwischen Messung und Simulation erreicht werden.

Funktionskontrolle

Diese Abschätzungen über Simulations- und Messunsicherheiten ermöglichen nun eine Beurteilung des Vergleiches von Simulation und Messung im Rahmen einer Funktionskontrolle. Nachdem die Solaranlagen innerhalb des Simulationsprogramms TRNSYS korrekt abgebildet und alle Parameter der Anlage (wie z.B. kA-Werte der Wärmeübertrager) bestimmt worden sind, lassen größere Abweichungen zwischen Simulationsergebnissen und Messergebnissen auf ein Fehlverhalten der realen Anlage schließen, allerdings kann auf den ersten Blick auch ein Fehlverhalten eines Messensors nicht ausgeschlossen werden.

Einen solchen automatisch erzeugten Vergleich für vier Tage zeigt Abb. 7. Zu sehen ist dort, dass an Tagen mit hoher Einstrahlung (2. und 4. Tag) der Solarertrag der realen Anlage nach den Mittagsstunden völlig einbricht, während der simulierte Ertrag unverändert weiterbesteht und wie erwartet erst mit nachlassender Einstrahlung zurückgeht. Eine daran anschließende (in diesem Falle noch nicht automatisierte) weitergehende Untersuchung ergab, dass der Volumenstrom im Solarkreis ab den Mittagsstunden völlig zusammenbrach. Dieser Einbruch ging einher mit einem rapiden Anstieg der Kollektor-Vorlauftemperatur. Eine Temperaturmessung an den vier Kollektorfelder ergab dann, dass die einzelnen Kollektorfelder ungleichmäßig durchströmt werden und sich zudem offenbar eine gewisse Menge Luft in der Anlage befand. Dies führte dann dazu, dass das Wasser-Glykol-Gemisch in einigen Feldern verdampfte, wodurch auch die übrigen Kollektorfelder in den Stillstand gingen. Da sich die Anlage aber am Abend wieder selbständig befüllte, ging sie somit am nächsten Tag wieder normal in Betrieb (s. 3. Tag in Abb. 7), ohne dass an der späteren Funktionsweise der Ausfall bemerkt werden konnte. Aber auch an anderen Stellen des Solarsystems treten Probleme auf, die allerdings nicht zu einem kompletten Ausfall der Anlage zu bestimmten Zeiten, sondern nur zu einer Ertragsverminderung führen (und somit schwieriger zu erkennen sind). Auf diese Probleme, die unter anderem die Regelungsimplementierung betreffen, soll hier allerdings nicht näher eingegangen werden.

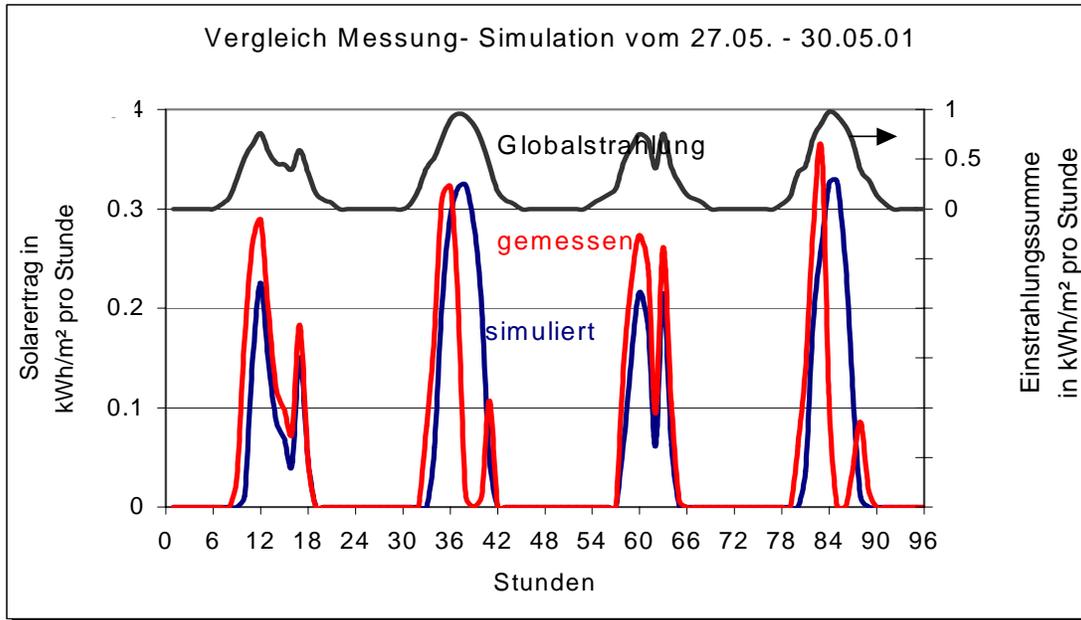


Abb. 7: Ergebnis der automatischen Langzeitüberwachung der Solaranlage Frankfurt. Dargestellt sind vier Tage mit relativ hoher Einstrahlung. Zu sehen ist, dass am zweiten und vierten Tag der gemessene Solarertrag ab Mittags völlig einbricht, während der simulierte Ertrag dieses Verhalten nicht zeigt. Diese Abweichung lässt somit auf eine Fehlfunktion der Anlage schließen. Da die Anlage aber trotz der Fehlfunktion am zweiten Tag am dritten Tag wieder gut funktioniert, kann jedoch kein Totalausfall einer Komponente vorliegen.

Dieses Beispiel zeigt, dass nur durch eine ständige Funktionskontrolle der korrekte Betrieb einer Solaranlage gewährleistet werden kann. Dieses „ständige“ kann aber nur durch eine Automatisierung gesichert werden. Daher ist es das Ziel, dass auch die anschließende Fehleridentifizierung möglichst weitgehend in einen automatisierten Prozess eingebunden wird, siehe auch [4].

Identifizierung von Fehlfunktionen

Ziel des Funktionskontrollverfahrens ist es, ein möglichst breites Spektrum denkbarer Fehlfunktionen detektieren und identifizieren zu können. Um die auftretenden Fehler einzugrenzen muss zunächst untersucht werden, welche Anlagenfehler bei großen Solarsystemen prinzipiell auftreten können und welchen Einfluss jeder dieser Fehler auf das Systemverhalten haben kann. Eine Zusammenstellung der im Projektverlauf gesammelten Störfälle ist in Abb. 8 zu sehen.

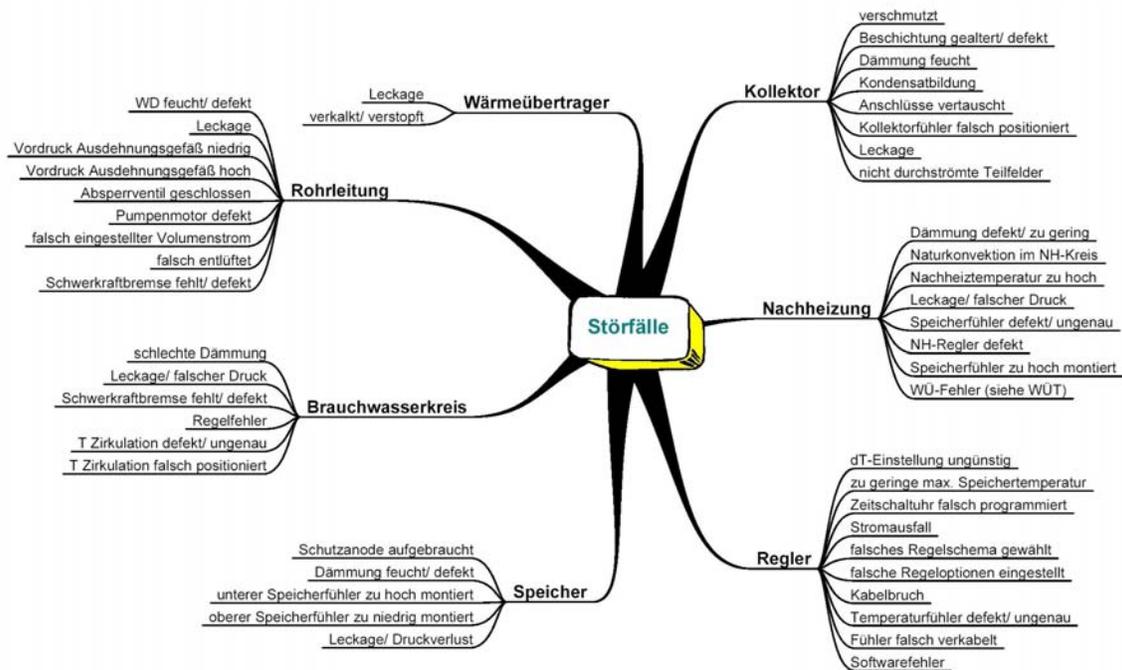


Abb. 8: Zusammenstellung möglicher Störfälle einer Solaranlage, aufgeteilt auf die verschiedenen Teilbereiche der Anlage.

Ausgehend von dieser Auflistung musste im Projektverlauf untersucht werden, inwiefern die Auswirkungen der einzelnen Fehler beschrieben werden können. Darauf aufbauend lassen sich Algorithmen entwickeln, mit denen ein Fehlverhalten des Solarsystems entdeckt und lokalisiert werden kann. Dabei können, je nach Systemfehler, Identifizierungsalgorithmen in unterschiedlichen Komplexitätsstufen verwendet werden. So ist beispielsweise ein Kabelbruch an einem Temperatursensor infolge der dadurch auftretenden ungewöhnlichen Messwerte relativ einfach zu detektieren, während es zur Identifikation des Ausfalls einer Pumpe bereits der Verknüpfung mehrerer Messkanäle bedarf. Zusätzlich zu der Ermittlung des Volumenstroms in dem jeweiligen hydraulischen Abschnitt muss dazu z.B. noch detektiert werden, ob die Einschaltbedingungen für die betreffende Pumpe überhaupt erfüllt waren. Noch schwieriger zu ermitteln sind Anlagenfehler, die einen „schleichenden“ Energieverlust bewirken, wie z.B. eine mangelhafte Speicherisolierung, und möglicherweise selbst mit aufwändigen Energiebilanzen nicht detektiert und identifiziert werden können.

Durch diese Beispiele wird deutlich, dass eine Fehlersuche in mehreren aufeinander folgenden Schritten erfolgen sollte, entsprechend der Komplexität der erforderlichen Detektionsalgorithmen. Dazu wurden Anlagenfehler in drei Kategorien einteilen:

1. Kategorie: Sensorausfälle
2. Kategorie: Fehler, die durch Verknüpfung zeitgleicher Signale mehrerer Messkanäle detektiert werden können
3. Kategorie: Komplexe Fehler (alle übrigen Anlagenfehler).

Ausschließlich anhand der Auswertung von Messdaten lassen sich die Fehler der 1. und 2. Kategorie weitgehend feststellen und eingrenzen. Hierauf lag auch der Schwerpunkt der

Untersuchungen. Die dazu benötigte Rechenleistung kann möglicherweise schon von der nächsten Solarreglergeneration bereitgestellt werden, so dass über eine Integration in den Solarregler nachgedacht werden kann. Für die Identifizierung von Fehlern der 3. Kategorie ist zusätzlich eine Nachsimulation des dynamischen Verhaltens der Anlage vermutlich unumgänglich. Dazu ist allerdings die Übertragung der Daten (Tagesdatensätze) auf ein Auswertungssystem, wie es im momentanen Forschungsstadium durchgeführt wird, notwendig.

Identifizierung von Fehlfunktionen durch Überprüfung der Messdaten

Die Messdaten werden mit Hilfe mathematischer Algorithmen auf Auftreten von Fehlern der ersten und zweiten Kategorie untersucht.

1. Kategorie: Identifizierung von Sensorausfällen.

Die Untersuchung bezieht sich auf alle Sensoren, die an das Messsystem angeschlossen sind (Einstrahlungs-, Temperatur- und Volumenstromsensoren). Dabei sind zwei Fehlerzustände eines Sensors denk- und detektierbar.

Zum einen registriert das Messsystem beim Bruch eines Messkabels kein auswertbares Signal des jeweiligen Sensors mehr. Je nach Reglerhersteller werden dann unterschiedliche, unrealistische Messwerte ausgegeben. Zum anderen kann ein Sensordefekt auftreten, bei dem zwar theoretisch denkbare Messwerte registriert werden, die aber für den jeweiligen Betriebszustand außerhalb der zu erwartenden Grenzen liegen. Bei der Implementierung der Funktionskontrolle muss also für jeden einzelnen Sensor ein vertrauenswürdiger Messbereich festgelegt werden, da z.B. in Kollektoren höhere Temperaturen auftreten dürfen als in Speichern. Ein einmaliges Über- oder Unterschreiten dieses Bereichs wird als „Ausfallmesswert“ registriert. Ob der Sensor komplett ausgefallen ist oder das Messsystem nur eine kurze Störung aufwies, wird anhand der vorherigen und der nachfolgenden Messwerte überprüft.

Da bei dieser Untersuchung jeweils nur die Messwerte eines Sensors überprüft werden, können somit auch gleichzeitig aufgetretene Sensordefekte identifiziert werden.

2. Kategorie

Neben diesen einfachen Sensorausfall-Prüfungen lassen sich durch Verknüpfung von Messwerten unterschiedlicher Sensoren weitere Untersuchungen durchführen.

Zur Detektion der im Anschluss genannten Fehlfunktionen sollten die Solarstrahlung möglichst in der Kollektorebene, an den Wärmeübertrager alle vier Temperaturen sowie einer der beiden Volumenströme (beim Solarwärmeübertrager möglichst auf der Sekundärseite¹) erfasst werden. Der jeweils andere Volumenstrom kann dann über eine Energiebilanzierung am Wärmeübertrager berechnet werden.

Mit den genannten Sensoren lassen sich Ausfälle der Sensoren, der Umwälzpumpen, fehlerhafte Volumenströme, abweichende Leistungsfähigkeit der Wärmeübertrager (durch UA-Wert-Kontrolle) sowie eine fehlende oder defekte Schwerkraftbremse ermitteln. Damit lassen sich die

¹ Die Stoffeigenschaften von Wasser sind genauer bekannt als die des Frostschutzgemisches im Kollektorkreis.

schwerwiegendsten Funktionsstörungen großer thermischer Solarsysteme identifizieren. Die Identifikation eine Reihe „kleinerer“ Funktionsstörungen konnte nicht umgesetzt werden, da dazu der nötige Messaufwand zu groß gewesen wäre. Wenn beispielsweise die Wärmedämmung in einem Kollektormodul eines großen Kollektorfeldes mit über 40 Modulen feucht ist, sind die Auswirkungen für das Gesamtsystem eher klein, mit entsprechenden Schwierigkeiten für die Identifizierung.

Umsetzung und Beispiele

Die Entwicklung und Erprobung der Algorithmen erfolgte anhand der aufgenommenen Messdaten. Bei der Erprobung der umgesetzten Algorithmen stellte sich heraus, dass für die Untersuchung die Verwendung der Messdaten in verschiedenen Zeitaufösungen erforderlich ist. Während für die Detektion von Temperatursensorausfällen am besten die hochaufgelösten Minutenmittelwerte verwendet werden, ist zur Kontrolle der Volumenströme, abhängig von der Impulswertigkeit des Volumenstromsensors die Verwendung einer gröberen Datenauflösung sinnvoll, da die berechneten Mittelwerte auf 1-Minutenbasis großen Schwankungen unterliegen und dadurch schlecht auswertbar sind. Letzteres gilt auch für die Ermittlung des UA-Wertes des Wärmeübertragers. Abb. 9 zeigt z.B. den berechneten UA-Wert am Solarwärmeübertrager der Anlage der orthopädischen Klinik in Frankfurt auf zwei Zeitbasen.

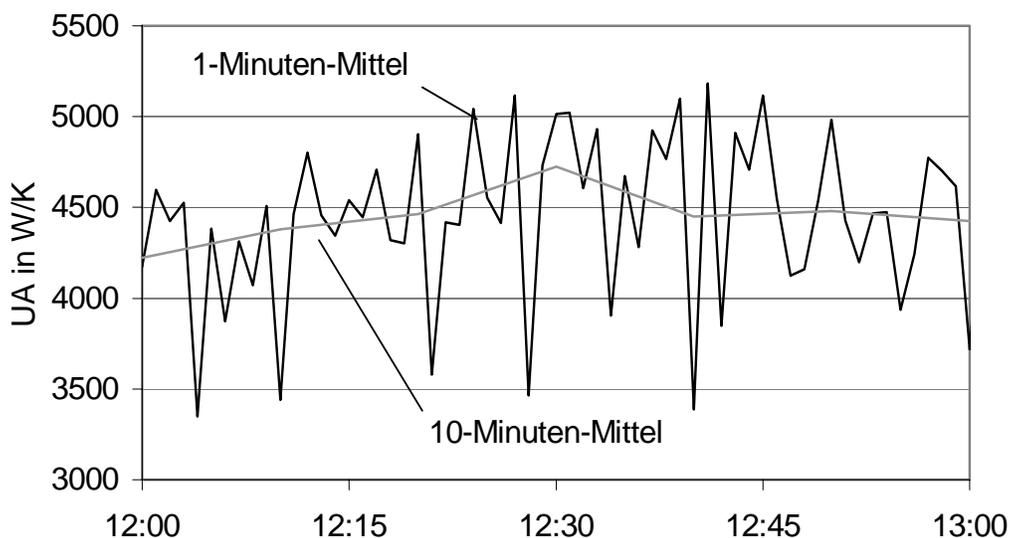


Abb. 9: Dargestellt ist der für den Solarkreiswärmeübertrager berechnete UA-Wert auf Basis von 1- und 10-Minutenmittelwerten der Anlage der orthopädischen Klinik in Frankfurt. Die Impulswertigkeit des dazu benutzten Volumenstromsensors betrug 10 l/Impuls bei einem Nennvolumenstrom von ca. 36 l/Minute.

Aufgrund der Impulswertigkeit des bei dieser Anlage verwendeten Volumenstromsensors von 10 l/Impuls ergeben sich starke Schwankungen im empfangenen Messsignal die zu einer ungenauen Bestimmung des UA-Wertes bei der Verwendung der Minutenmittelwerte führen.

Durch Zusammenfassung zu 10-Minutenmittelwerten kann eine deutliche Glättung und damit eine bessere Auswertbarkeit der Kurve erreicht werden.

Ein Beispiel für die Detektion eines fehlerhaften Volumenstroms bei o.g. Anlage zeigt Abb. 10. Der hier aufgetretene Fehler ist auf die selbe Problematik zurückzuführen wie im Beispiel weiter von. Anders als dort fällt hier der primäre Volumenstrom nicht ganz auf null ab und „erholt“ sich relativ schnell wieder. Im Gegensatz zu einem Anlagenfehler, der dauerhaft auftritt und somit bei jeder, zu einem beliebigen Zeitpunkt stattfindenden, Kontrolle detektierbar wäre (z.B. ein Kabelbruch eines Sensors), ist der hier gezeigte Fehler ohne automatisierte Funktionskontrolle kaum feststellbar, da er nur temporär und unter bestimmten Betriebsrandbedingungen aufgetreten ist.

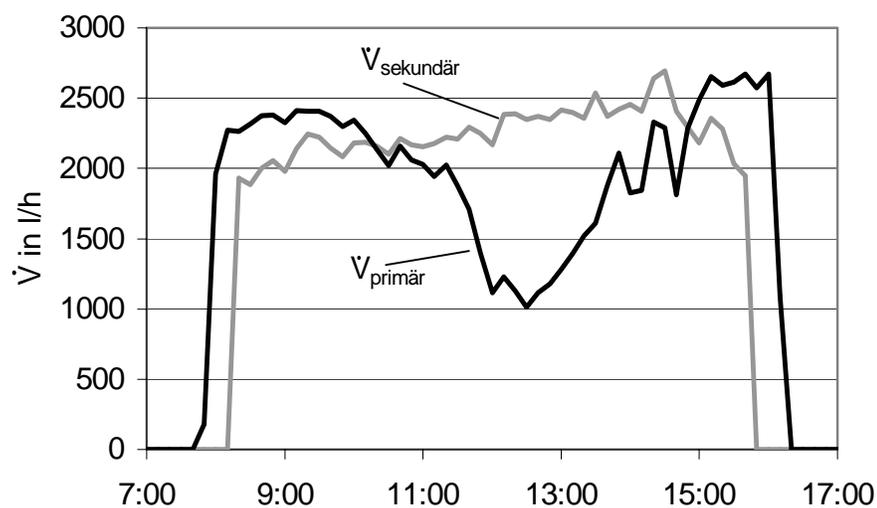


Abb. 10: Gemessener primär- und berechneter sekundärseitiger Volumenstrom am Solarkreiswärmeübertrager einer solaren Trinkwarmwasseranlage in Frankfurt (M).

Der anhand der Energiebilanz am Wärmeübertrager berechnete sekundärseitige Volumenstrom liegt dennoch im Bereich des bei der Auslegung geplanten Nennwertes. Die Berechnung liefert auch für die Zeiten eines eigentlich zu geringen primärseitigen Volumenstroms vertrauenswürdige Werte. Anhand eines gemessenen Volumenstromes kann daher der jeweils andere mit hinreichender Genauigkeit über Temperaturmessungen ermittelt werden.

Anlagenoptimierung sowohl im Planungsstadium als auch während der Betriebsphase

Zur Durchführung von Optimierungsrechnungen ist die Verwendung von komponentenorientierten Simulationsprogrammen, wie z.B. TRNSYS zwingend erforderlich. Da diese aufgrund langer Einarbeitungszeiten für Planer meist ungeeignet sind, wurde eine dem

Vorbild von T*Sol[®] nachempfundene Bedienoberfläche erzeugt, die eine einfache Bedienbarkeit von komponentenorientierten Simulationsprogrammen ermöglicht und in Abb. 11 dargestellt ist. Hiermit können System- und Simulationsmodelle erzeugt werden, die eine Verwendung von numerischen Optimierungsverfahren ermöglichen.

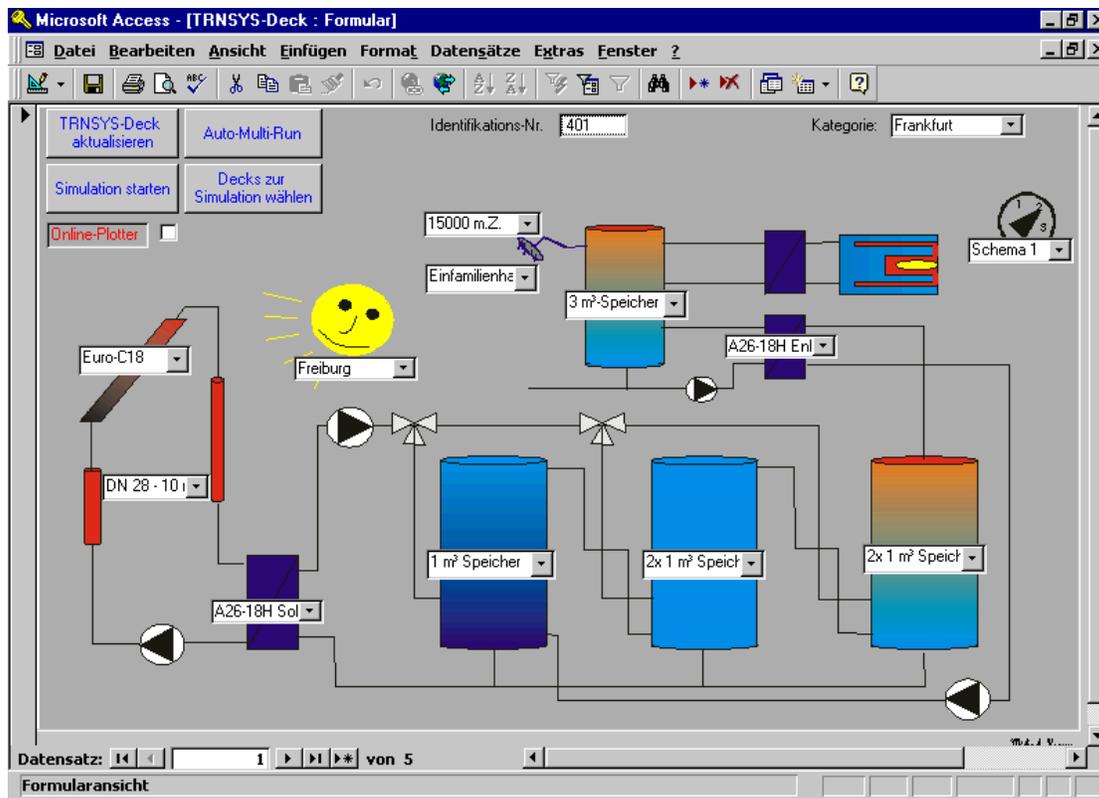


Abb. 11: Screenshot der in Access erstellten Benutzeroberfläche für die Systemsimulationen mit TRNSYS. Ziel dieser Oberfläche ist die einfache Benutzung des komplexen Simulationsprogramms TRNSYS mit Hilfe von Komponentendatenbanken und einer anschließenden Auswertungsroutine zu ermöglichen.

Für die Verwendung von Optimierungsverfahren in Kombination mit TRNSYS-Systemsimulationen existiert zur Zeit kein Werkzeug, welches die Verwendung sowohl klassischer Verfahren (z.B. Gradientenverfahren) und evolutionärer Verfahren (z.B. Genetischer Algorithmus) ermöglicht. Daher wurde in der Programmiersprache Visual C++ ein Programm entwickelt, welches unter Verwendung von Access-Datenbanken den Optimierungsvorgang für sieben verschiedene Algorithmen (Konjugiertes Gradientenverfahren, Quasi-Newton-Verfahren, Simplex-Algorithmus, Powell-Algorithmus, Algorithmus der Simulierten Abkühlung, Genetischer Algorithmus, Evolutionsstrategie) organisiert. Ein Beispiel hierfür zeigt Abb. 12.

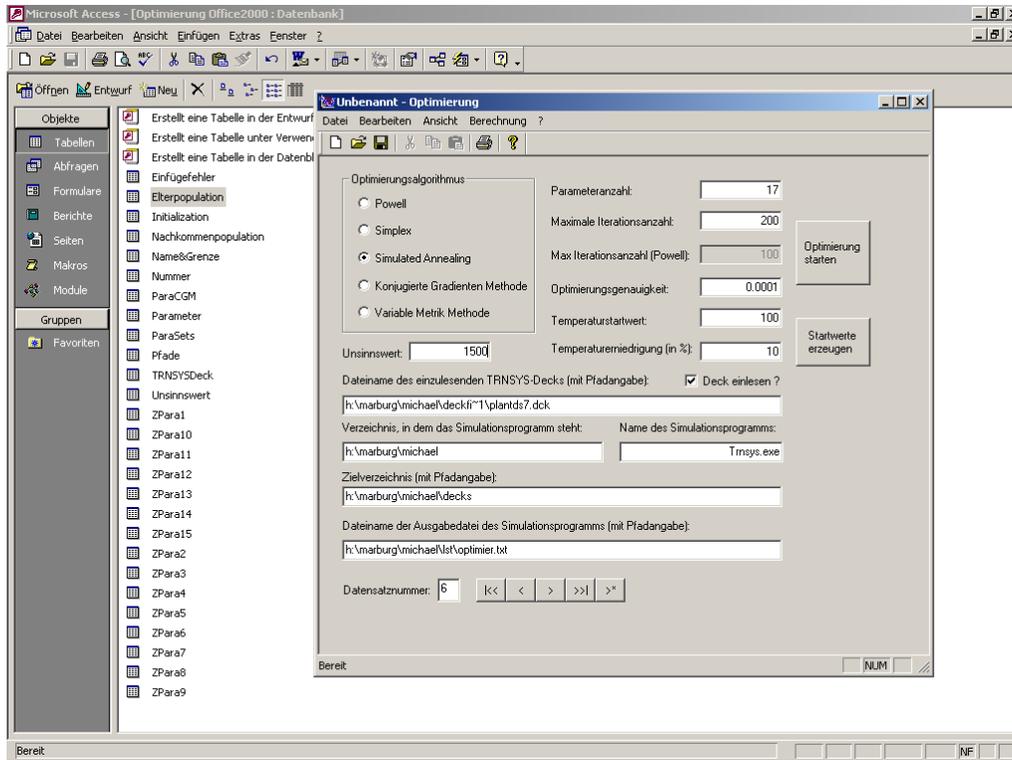


Abb. 12: Screenshot des Optimierungstools und der Datenbank, die für Initialisierung, Parametrisierung und die Ausgabe der Optimierungsergebnisse zuständig ist, hier am Beispiel der klassischen Algorithmen.

Planungsoptimierungen

Speziell im Planungsstadium müssen eine Vielzahl von Parameter optimal auf die Einstrahlungs- und Verbrauchsrandbedingungen der jeweiligen Systeme angepasst werden. Eine Optimierung auf z.B. einen maximalen solaren Ertrag bietet sich hierbei allerdings nur bedingt an, da dies zu überdimensional großen Systemen führen würde. Eine weit sinnvollere Variante wäre die Minimierung des Gesamtprimärenergieaufwandes, was aber leider kein Kriterium für potentielle Investoren ist und darüber hinaus mit großen Unsicherheiten in der Bewertung jedes Einzelteils der Anlage behaftet ist. Daher wurde die Minimierung des solaren Wärmepreises betrachtet. Dieser wird durch Gleichung 1 definiert und berücksichtigt zusätzlich zum solaren Ertrag auch über die Bestimmung der Annuität noch die Investitionssumme des Systems. Hierfür war allerdings neben der thermischen Simulation auch noch eine Wirtschaftlichkeitsberechnung notwendig, die die Erstellung von geeigneten Kostenfunktionen für alle Komponenten erforderte.

$$\text{Solarer Wärmepreis} = \frac{\text{Annuität}}{\text{Jährlicher solarer Nutzertrag}} \quad (1)$$

Von allen zu bestimmenden Systemparametern bieten sich bei diesem Vorgehen bis zu 20 Parameter an, die sinnvoll in einem automatisierten Optimierungsprozess angepasst werden könnten. Hierfür galt es zu untersuchen, welche numerischen Optimierungsverfahren am besten

eingesetzt werden können und wie groß das Optimierungspotenzial, verglichen mit einem konventionell geplanten Systems, ist.

Abb. 13 zeigt das Ergebnis einer nachträglich durchgeführten Planungsoptimierung der Solaranlage an der Maingau Klinik in Frankfurt/Main. Zu erkennen ist, dass durch die Optimierungen (speziell mit evolutionären Algorithmen) verglichen mit dem Wert des real installierten Systems eine Verbesserung von ca. 16 % erreicht werden kann. Diese ist im Wesentlichen auf eine Verringerung des Rohrdurchmessers, die Verringerung der Volumenströme im Kollektorkreis und eine Vergrößerung des UA-Wertes des Wärmeübertragers im Solarkreis zurückzuführen. Eine Optimierung des Systems an der orthopädischen Klinik in Frankfurt ergab mit ca. 18 % eine ähnliche Verbesserung, so dass trotz des schwierigen Vergleichs mit bereits installierten Systemen die hier bestimmten Optimierungspotenziale einen Hinweis auf die tatsächlichen Verbesserungsmöglichkeiten geben.

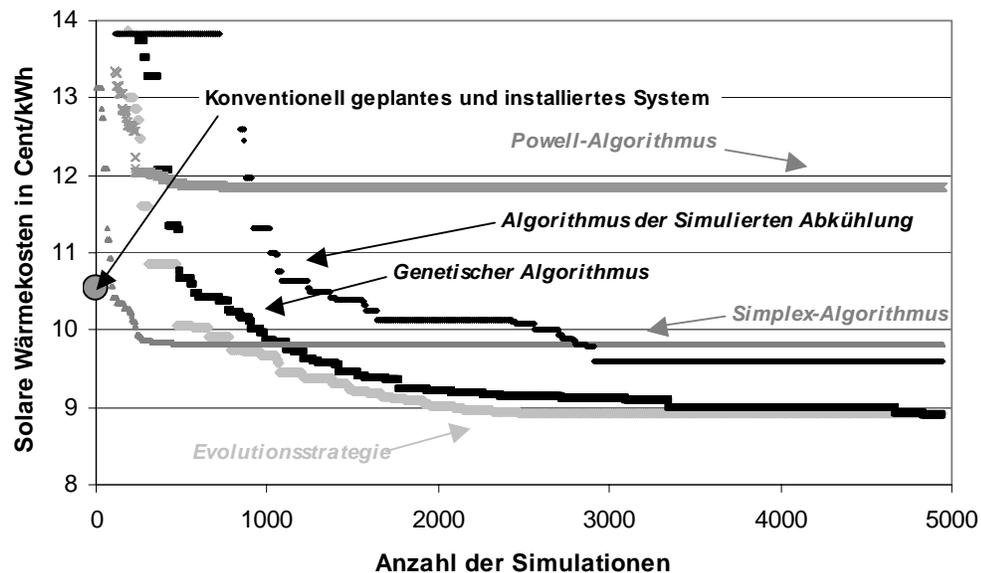


Abb. 13: Entwicklung der solaren Wärmekosten in Abhängigkeit von der Anzahl der Simulationen für verschiedene Optimierungsalgorithmen während einer nachträglich durchgeführten Planungsoptimierung der solaren Wärmeversorgungsanlage der Maingau-Klinik in Frankfurt. Dargestellt sind aus Gründen der Übersichtlichkeit für jeden Algorithmus nicht die Zielfunktionswerte aller getesteter Parametervektoren im Optimierungsverlauf, sondern nur diejenigen, die nach der entsprechenden Anzahl von Simulationen die jeweils besten Zielfunktionswerte aller bis dahin getesteter Parametervektoren hatten. Der graue Wert auf der y-Achse repräsentiert die geschätzten solaren Wärmekosten für das auf konventionelle Art und Weise geplante und so auch installierte System.

Bezüglich der Konvergenzgeschwindigkeit hat die Evolutionsstrategie verglichen mit dem Genetischen Algorithmus auf den ersten Blick leichte Vorteile. Die klassischen Algorithmen konvergieren zwar wesentlich schneller als die evolutionären Algorithmen, bleiben jedoch in lokalen Minima stecken. Der beste Parametervektor, den der Powell-Algorithmus ermittelt hat, weist einen solarer Wärmepreis auf, der um ca. 33 % über dem vom Genetischen Algorithmus ermittelten „optimalen“ Wert liegt; der beste Parametervektor des Simplex-Algorithmus hat

immerhin noch eine Abweichung von 11 %. Der Algorithmus der Simulierten Abkühlung benötigt sehr lange zur Konvergenz, erreicht dann aber von den klassischen Algorithmen die besten Werte.

Es konnte aber zusätzlich gezeigt werden, dass auch mithilfe der klassischen Algorithmen (Simplex und Powell-Algorithmus) zufriedenstellende Ergebnisse erzielt werden können. Wird bereits während der Optimierung Wissen über ein vermutetes Optimierungsergebnis verwendet (Normierung von Parametern, Eingrenzung erlaubter Variationsbereiche), konvergieren, wie detailliert in [5] gezeigt, klassische Algorithmen deutlich schneller als die aufwändigen evolutionären Algorithmen und erreichen auch ähnlich gute Kostenminima. Trotzdem sollten aufgrund ihrer größeren Zuverlässigkeit evolutionäre Algorithmen zur Optimierung während des Planungsstadiums eingesetzt werden.

Einfluss des Warmwasserbedarfs

Um zu untersuchen, welchen Einfluss eine Veränderung des Warmwasserbedarfs auf die optimale Auslegung hat, wurden ebenfalls für das System an der Maingau-Klinik drei Optimierungsrechnungen mit drei verschiedenen Verbrauchsmengen durchgeführt. Anschließend wurden überprüft, welche Verschlechterung des jeweils optimalen solaren Wärmepreises in Kauf genommen werden muss, wenn die Anlagen mit einer auf einen abweichenden Verbrauch optimierten Auslegung betrieben wurden. Zu erkennen ist in Abb. 14, dass, wie zu erwarten, das System mit dem höchsten Verbrauch auf die niedrigsten solaren Wärmekosten, das mit dem niedrigsten Verbrauch auf die höchsten Wärmekosten kommt. Die Hauptaussage liefern jedoch die Cross-Predictions, die im rechten Teil von Abb. 14 zu erkennen sind. Bei diesen wurden die mit den drei Verbrauchsmengen ermittelten optimalen Parametervektoren jeweils in Simulationen mit den beiden anderen Profilen eingesetzt. Mit ca. 24 % maximaler Abweichung vom optimalen solaren Wärmepreis (bei halbem Verbrauch und einer auf doppelten Verbrauch optimierten Auslegung, d.h. der Verbrauch ist nur ein Viertel des Geplanten) hat der Warmwasserbedarf einen deutlichen Einfluss auf den solaren Wärmepreis.

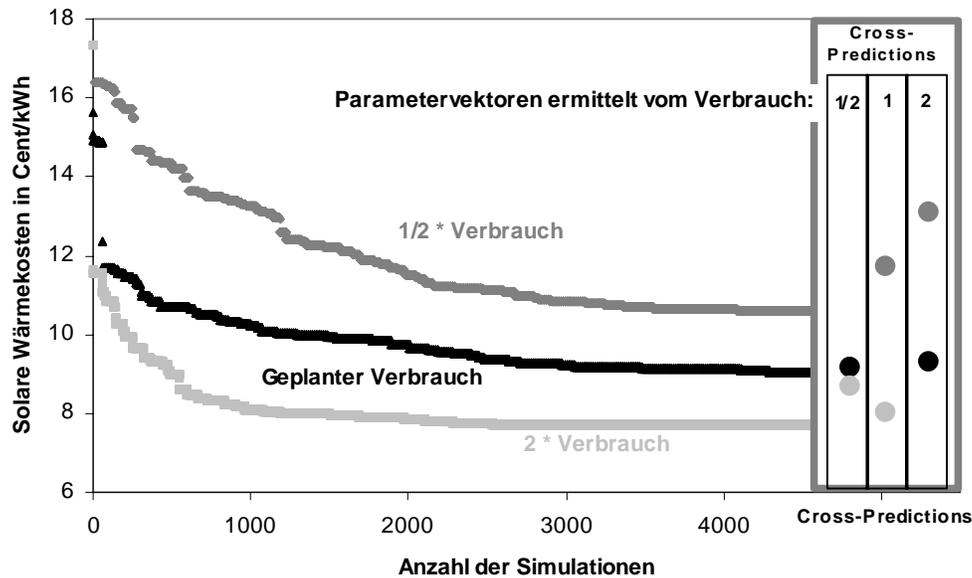


Abb. 14: Einfluss des Warmwasserbedarfs auf die optimale Dimensionierung eines Solarsystems. Die Rechnungen wurde mit einem Genetischen Algorithmus durchgeführt. Dargestellt sind die Optimierungen für den ursprünglich geplanten Warmwasserverbrauch (schwarze Kurve), zusätzlich wurden Optimierungsrechnungen mit einem doppelt so hohem (hellgraue Linie) und mit einem halb so hohem Verbrauch (dunkelgraue Linie) durchgeführt. Somit wurde für jeden der drei Verbrauchsmengen ein optimaler Parametervektor ermittelt. Im rechten Teil des Diagramms sind zusätzlich Ergebnisse von sog. Cross-Predictions dargestellt, bei denen die drei ermittelten optimalen Parametervektoren in Simulationen mit den beiden jeweils anderen Verbrauchsmengen eingesetzt wurden. Die Spalte gibt hierbei an, bei welchem Verbrauch der Parametervektor ermittelt wurde, die Farbe der Punkte bezeichnet den Verbrauch, an dem dieser Parametervektor dann überprüft wurde.

Die Abweichungen sind jedoch nicht symmetrisch zu beiden Seiten, sondern bezogen auf die solaren Wärmekosten führt ein auf einen zu großen Verbrauch dimensioniertes System aufgrund höherer Systemverluste zu einer stärkeren Erhöhung der Wärmekosten als ein zu klein dimensioniertes System. Bei einer Halbierung des Verbrauchs ergab sich eine maximale Abweichung von 11 %, falls bei der gleichen Auslegung ein doppelt so hoher Verbrauch angenommen wurde, ergab sich mit dieser Dimensionierung eine Abweichung von lediglich 4 % verglichen mit einer optimalen Auslegung für den doppelten Verbrauch. Allerdings kann ein auf einen zu niedrigen Verbrauch dimensioniertes System geringe solare Deckungsraten nach sich ziehen. Trotzdem sollten aber bei Unsicherheiten bezüglich des zu erwartenden Warmwasserverbrauchs während der Planung von Solarsystemen besser niedrigere Werte angenommen werden. Zudem haben Erfahrungen mit installierten Systemen gezeigt, dass es wesentlich häufiger vorkommt, dass der spätere Verbrauch geringer ist als während der Planung angenommen. Weitere Details hierzu sind in [5] dargestellt.

Statische Betriebsoptimierung

Auch wenn eine Solaranlage im Planungsstadium optimiert worden ist, wird diese eventuell aufgrund veränderter Randbedingungen trotzdem nicht optimal betrieben. Speziell das Warmwasserverbrauchsprofil ist vor der Installation einer Solaranlage oft nur mit großen Unsicherheiten bekannt, aber auch die Einstrahlungsbedingungen können sich, z.B. durch nicht vorhersehbare Abschattungen, von den Annahmen im Vorfeld unterscheiden. Oftmals unterscheiden sich im späteren Betrieb auch die Eigenschaften einiger Komponenten von den Herstellerangaben, was eventuell eine Anpassung von anderen Anlagenparametern erforderlich macht. Die Erkennung all dieser Abweichungen ist Aufgabe einer Langzeitüberwachung.

Allerdings können nach der Installation eines Solarsystems nur noch an wenigen Parametern Veränderungen durchgeführt werden. Dies betrifft im Wesentlichen Regelungsparameter (Ein- und Ausschaltkriterien von Pumpen) sowie bei Einsatz von verstellbaren Pumpen die jeweiligen Volumenströme. Zusätzlich zu den oben genannten Parametern könnten auch Sensorhöhen verändert oder der Austausch einer Komponente, z.B. eines zu klein dimensionierten Wärmeübertragers, in Betracht gezogen werden. Speziell vor dem Hintergrund, dass die letzteren Variationsmöglichkeiten nur in besonderen Fällen durchgeführt werden würden, ist die Anzahl der möglichen Systemveränderungen relativ eingeschränkt. Daher sollte untersucht werden, inwiefern eine Optimierung z.B. nach einer einjährigen Betriebsphase sinnvoll ist und welche Algorithmen in dem hier vorliegenden Fall einer reduzierten Anzahl von freien Parametern zur Durchführung empfohlen werden können.

Als Zielfunktion kann, da i.d.R. keine finanziell aufwändigen Veränderungen durchgeführt werden, der Einfachheit halber eine Maximierung des solaren Nutzertrages oder eine Minimierung der fossilen Nachheizenergie durchgeführt werden. Jedoch erfordert beides eine energetische Berücksichtigung der elektrischen Hilfsenergie der Pumpen.

Aufgrund der reduzierten Anzahl freier Parameter ist in diesem Fall zu vermuten, dass die klassischen Algorithmen Vorteile gegenüber den evolutionären Algorithmen haben. Dies wird durch Abb. 15 bestätigt, in der der solare Ertrag abzüglich der primärenergetisch bewerteten Pumpenenergie gegen die Anzahl der benötigten Simulationen bei den jeweiligen Algorithmen aufgetragen ist.

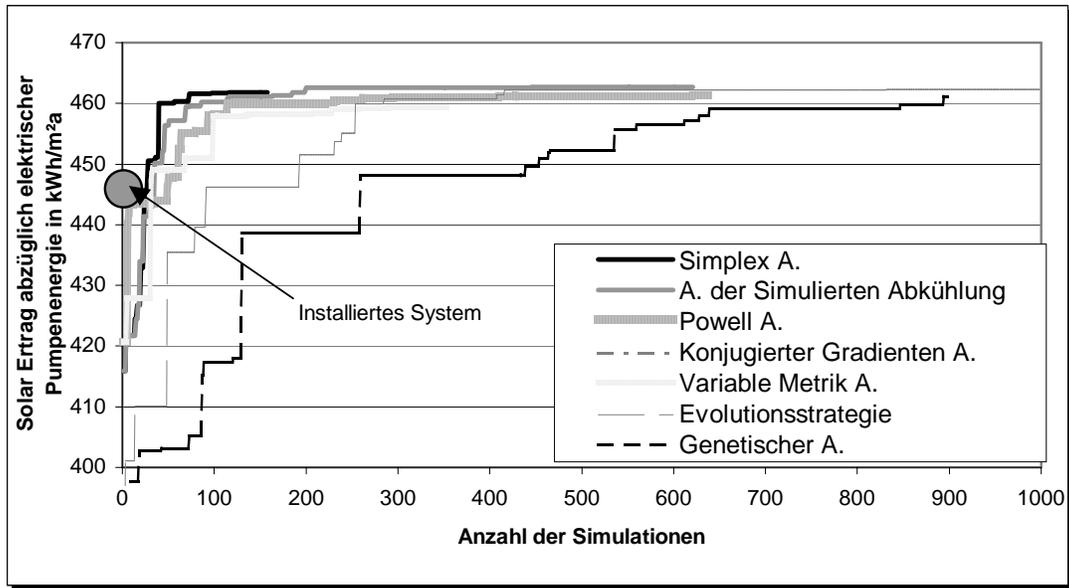


Abb. 15: Entwicklung des simulierten solaren Ertrages abzüglich der primärenergetisch gewichteten elektrischen Pumpenenergie der solaren Wärmeversorgungsanlage des Studierendenwohnheims in Zwickau in Abhängigkeit der durchgeführten Simulationen. Dargestellt sind aus Gründen der Übersichtlichkeit für jeden Algorithmus nicht die Zielfunktionswerte aller getesteter Parametervektoren im Optimierungsverlauf, sondern nur diejenigen, die nach der entsprechenden Anzahl von Simulationen die jeweils besten Zielfunktionswerte aller bis dahin getesteter Parametervektoren hatten.

Eine Abschätzung des Optimierungspotenzials einer nachträglichen Anpassung des Systems an veränderte Randbedingungen wurde wiederum durch den Vergleich mit dem installierten System vorgenommen. Hierbei ergab sich für die Wärmeversorgungsanlage in Zwickau lediglich eine Verbesserung von etwa 4 %. Diese wurde im Wesentlichen durch eine Verkleinerung der Volumenströme erreicht, die übrigen Parameter hatten einen nur sehr geringen Einfluss auf den Solarertrag. Nur wenn Regelparameter sich außerhalb des sinnvollen Bereiches befinden, hat dies eine deutliche Verringerung des solaren Ertrages zur Folge.

Während bei dem System in Zwickau nur eine geringe Betriebsverbesserung durch eine nachträgliche Anpassung möglich schien, ergab sich bei der Optimierung der solaren Wärmeversorgungsanlage an der orthopädischen Klinik in Frankfurt, wie in [6] gezeigt, eine Erhöhung des solaren Ertrags (wiederum unter Berücksichtigung des Pumpenstromverbrauchs) um 13 %. Bei diesem speziellen System ergab sich aber nach der Installation ein von den Planungsannahmen deutlich abweichender (auf ca. 40 % gesunkener) Warmwasserverbrauch, was zu einer Überdimensionierung des installierten Systems führte. Da das System in der Planungsphase nicht optimiert wurde, kann aufgrund der Überdimensionierung durch die Reduzierung der Volumenströme eine deutliche Verbesserung des Solarertrags erreicht werden.

Dynamische Betriebsoptimierung

Auch wenn bei einem Solarsystem eine automatische Planungsoptimierung und nach der Installation zusätzlich eine Anpassung der Regelparameter und Volumenströme an eventuell veränderte Randbedingungen vorgenommen wurde, besteht die Möglichkeit, dass das System nicht an jedem Tag optimal betrieben wird. Die täglichen Veränderungen der Wetterbedingungen, des Verbrauchsprofils sowie des Speicherzustandes machen eventuell für die Erlangung eines optimalen Betriebes eine ständige (z.B. kontinuierliche, stündliche oder tägliche) Anpassung von Systemparametern notwendig. Hierbei können aber natürlich nur solche Parameter angepasst werden, die automatisiert ohne Wartungspersonal veränderbar sind, weshalb demzufolge ein Austausch einzelner Komponenten entfällt.

Eine regelmäßige Anpassung von Regelungsparametern macht jedoch nur Sinn, wenn in den Algorithmus zur Bestimmung der idealen Parameter zum einen Informationen über das aktuelle Temperaturniveau im Speicher, welches direkt vom Regler gemessen werden kann, als auch Vorhersagen über die zu erwartenden Randbedingungen Einstrahlung (und Außentemperatur) sowie Warmwasserverbrauch eingehen. Neben den Schwierigkeiten der Durchführung von regelmäßigen Optimierungsrechnungen unter Berücksichtigung von Wetter- und Verbrauchsvorhersagen stellt sich hier wiederum die Frage nach dem energetischen Verbesserungspotenzial. In einem ersten Schritt müssen daher die Unsicherheiten in den Vorhersagewerten untersucht werden.

Vorhersagegenauigkeiten der Einstrahlung

In Abb. 16 sind die Abweichungen der Einstrahlungsvorhersagen dargestellt. Die Werte für den aktuellen Tag und die Vorhersagen für die drei Folgetage repräsentieren die Daten vom Deutschen Wetterdienst. Zu erkennen ist, dass ca. 55 % der Tageseinstrahlungswerte der DWD-Vorhersage Abweichungen von weniger als 0.5 kWh/m²d aufweisen. Lediglich in ca. 5 % der Fälle trat eine Abweichung von mehr als 2 kWh/m²d auf, große Abweichungen waren daher sehr selten. Diese Genauigkeiten fallen bis zur Vorhersage für den dritten Folgetag auf 40 % für weniger als 0.5 kWh/m²d Abweichung ab.

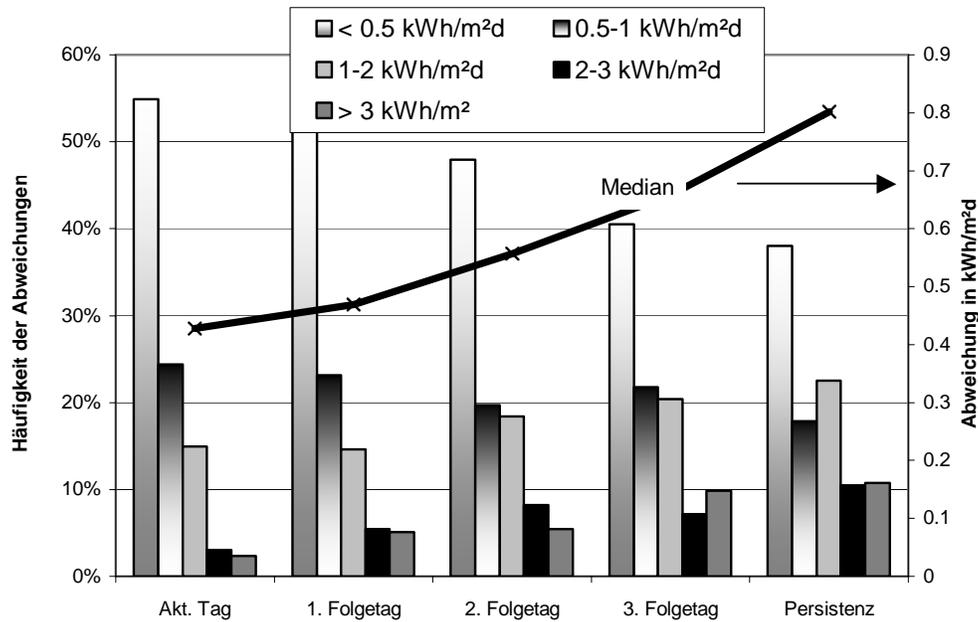


Abb. 16: Häufigkeitsverteilungen der Abweichungen von gemessenen und vorhergesagten Einstrahlungswerten. Dargestellt sind die Abweichungen in der täglichen Einstrahlungssumme für den Standort Zwickau im Zeitraum Februar 1999 - März 2000. Die Vorhersagewerte für den aktuellen Tag und die drei Folgetage repräsentieren die vom Deutschen Wetterdienst übermittelten Daten. Zusätzlich ist die Abweichung der Persistenz-Vorhersage dargestellt, bei der angenommen wird, dass die Einstrahlung am nächsten Tag gleich der gemessenen vom aktuellen Tag ist. Auf der rechten Diagrammachse sind die Werte des Median (unterhalb dessen 50 % der Abweichungen liegen) für die jeweilige Vorhersage dargestellt.

Verbrauchsvorhersagen

Im Gegensatz zu den Einstrahlungsvorhersagen gibt es zur Vorhersage von Verbrauchsprofilen keine expliziten Hinweise, aufgrund derer eine Prognose von einem Tag auf die nächsten Tage möglich ist. Daher ist eine Vorhersage nur aus der Ableitung bestimmter Regeln für das Verbraucherverhalten möglich. Bei den untersuchten Systemen handelt es sich zum einen um Krankenhäuser und zum anderen um Studierendenwohnheime, sodass sich bei beiden die Verbrauchsprofile aus vielen sich zeitlich überlagernden Einzelzapfungen zusammensetzen. Dies führt dazu, dass sowohl über den Tagesverlauf als auch über das Jahr eine Glättung der Profile zu erwarten ist, was die Ableitung von festen Regeln ermöglichen könnte.

Abb. 17 zeigt die über drei repräsentative Wochen gemittelten Tagesverläufe des Zapfprofils im Studierendenwohnheim in Zwickau. Zu erkennen ist, dass an den Wochentagen Montag bis Donnerstag sowohl morgens als auch spät abends ein hoher Warmwasserverbrauch vorliegt, der hohe Abendverbrauch jedoch Freitags nicht auftaucht. An den Wochenenden tritt der morgendliche, in diesem Fall wesentlich geringere, Verbrauch deutlich später auf und das gesamte Tagesprofil ist gleichmäßiger über den Tag verteilt. Speziell Studierendenwohnheime zeichnen sich dadurch aus, dass die Bewohner nicht an allen Tagen anwesend sind, was sich im Verbrauchsprofil widerspiegelt.

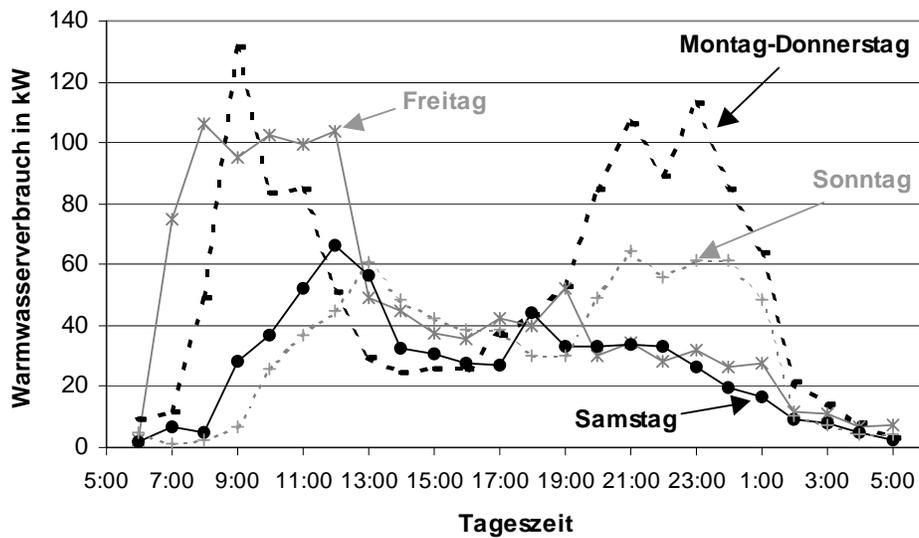


Abb. 17: Tagesverläufe des Zapfprofils im Studierendenwohnheim in Zwickau, gemittelt über drei repräsentative Wochen im Semester und aufgeteilt nach den einzelnen Tage der Woche. Hierbei wurden aufgrund ihrer Ähnlichkeit die Wochentage Montag bis Donnerstag zu einer Kurve zusammengefasst. Ein Tag wurde definiert als der Zeitraum über 24 Stunden von 5 Uhr morgens bis 5 Uhr am Morgen des nächsten Tages.

Verglichen mit Studierendenwohnheimen haben Warmwasserprofile an Krankenhäusern, wie in Abb. 18 zu sehen, eine einfachere Struktur. Dargestellt ist der mittlere stündliche Warmwasserverbrauch an der orthopädischen Klinik in Frankfurt im Zeitraum von Januar bis Dezember 2001, getrennt für die einzelnen Tage. Zu erkennen ist, dass lediglich zwischen Wochentag und Wochenende ein Unterschied zwischen der gezapften Warmwassermenge besteht, die Profile von Montag bis Freitag jedoch annähernd identisch sind. Allen Tagen gemeinsam ist ein hoher Verbrauch zwischen sieben und neun Uhr. An den Wochenenden geht der Verbrauch kurze Zeit später auf ein niedriges Niveau zurück, während die Woche über auch nachmittags durch den normalen Arbeitsbetrieb noch ein deutlicher Verbrauch zu verzeichnen ist. Die Verteilung über das Jahr ist abgesehen von einem leichten Rückgang im Sommer unabhängig von Urlaubszeiten und dadurch relativ konstant.

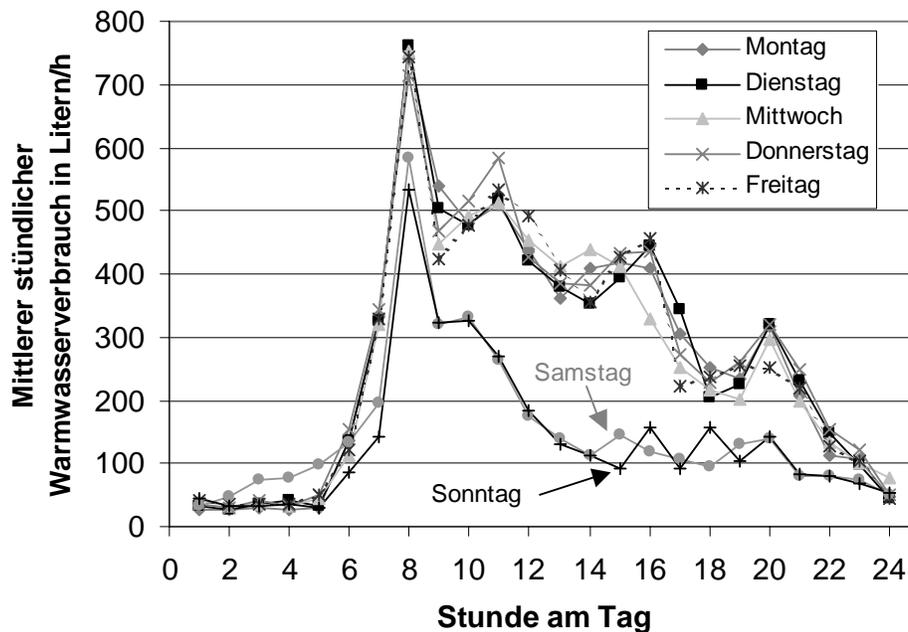


Abb. 18: Darstellung des Tagesverlaufs des stündlichen Warmwasserverbrauchs an der orthopädischen Klinik in Frankfurt getrennt für die einzelnen Wochentage und gemittelt über den Zeitraum von Januar bis Dezember 2001.

Potenzialabschätzung der dynamischen Betriebsoptimierung

Somit scheint es aufgrund guter Genauigkeiten der zur Verfügung stehenden Vorhersage für die Einstrahlung und der Ableitung fester Regeln für das Verbrauchsverhalten möglich, diese in Optimierungsrechnungen zu integrieren. Daher muss in einem nächsten Schritt untersucht werden, welche Anlagenverbesserung aufgrund einer kontinuierlichen Regelparameter- und Volumenstromanpassung möglich wird. Abb. 19 stellt die Ergebnisse einer dynamischen Betriebsoptimierung für den Zeitraum von acht speziell ausgewählten Tagen dar. Diese Tage wiesen eine hohe Variabilität in den Randbedingungen Einstrahlung, Warmwasserverbrauch und Speicherzustand auf. Zur Vereinfachung wurden hier nur die Solarvolumenströme verändert. Hierbei wird ersichtlich, dass nicht an allen Tagen eine Optimierung der Volumenströme wichtig ist, Tage mit einer nur sehr geringen Einstrahlung haben aufgrund sehr geringer Pumpenlaufzeiten keinen Einfluss auf den Solarertrag. Eine ähnliche Argumentation trifft zu, wenn der Energieverbrauch für die Warmwasserbereitung deutlich über dem solaren Ertrag eines Tages liegt, somit die solare Deckungsrate sehr gering ist. In diesem Moment bringt eine Temperaturschichtung nur einen geringen Vorteil, da ohnehin nur wenig Energie im Pufferspeicher zwischengespeichert wird. Deutlich wird aber, dass mit einer stetigen Aufheizung des Speichers vom 1. bis zum 4. Tag (bedingt durch einen geringen Warmwasserverbrauch bei gleichzeitig geringer solarer Einstrahlung) auch jeweils geringere Volumenströme zu einem optimalen Solarertrag führen.

In [3] konnte jedoch gezeigt werden, dass durch die Variation der Volumenströme verglichen mit einem konstanten Volumenstrom über alle Tage mit ca. 0.6 % lediglich eine sehr geringe Erhöhung des Solarertrages (abzüglich der Pumpenenergie) ermöglicht wird. Dies bestätigt die Ergebnisse der statischen Betriebsoptimierung, dass bei gut dimensionierten Systemen die optimalen Parametereinstellungen nicht sehr stark von den Randbedingungen abhängen, durch eine Variation der Regelparameter daher auch nur geringe Ertragsverbesserungen erreicht werden können.

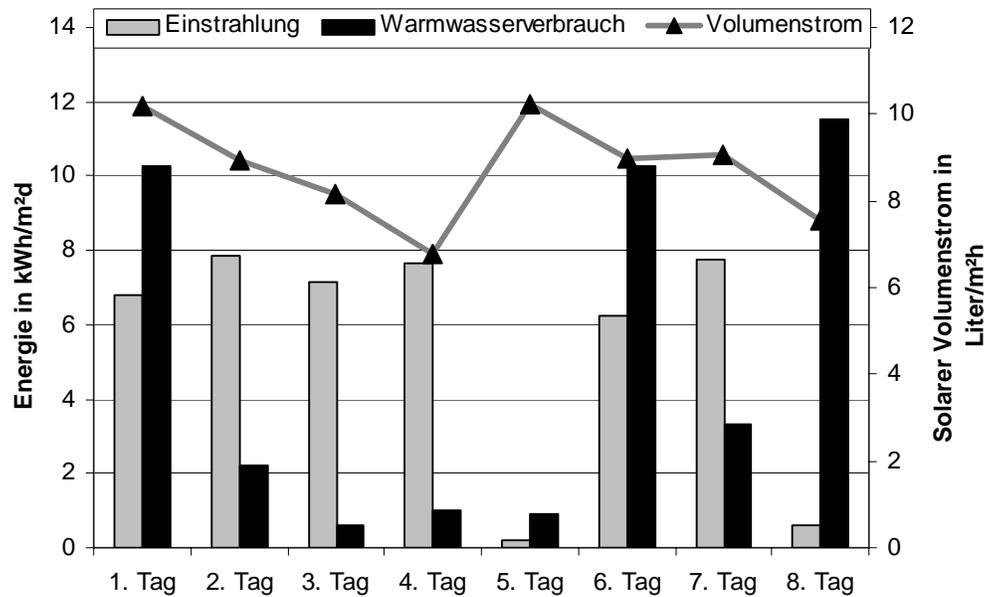


Abb. 19: Darstellung der optimierten primären Solarvolumenströme für alle acht untersuchten Tage, aufgetragen auf der rechten Diagrammachse. Zusätzlich sind auf der linken Achse die Randbedingungen Einstrahlung und Warmwasserverbrauch als Tagesenergien aufgeführt. Die jeweiligen Speicherzustände sind nicht dargestellt, ein Eindruck hierüber kann aber ungefähr aus der Verteilung von Einstrahlung und Warmwasserverbrauch abgeleitet werden.

Entstandene Veröffentlichungen

1. M. Krause, K. Vajen, F. Wiese, H. Ackermann: *Sensitivity Analysis for Optimizing Large Solar Thermal Systems*, Solar World Congress, 14.-19.6. 2003, Göteborg, Sweden, in print.
2. F. Wiese, M. Krause, K. Vajen: *Ansätze zur automatisierten Fehlerdetektion bei großen thermischen Solarsystemen*, 13. Symposium Thermische Solarenergie, 14.-16.5. 2003, Staffelstein, Germany, pp. 357-361.
3. M. Krause, K. Vajen, F. Wiese, H. Ackermann: *Investigations on Optimizing Large Solar Thermal Systems*, Solar Energy Journal, Vol (73), No. 4, pp. 217-225, 2002
4. F. Wiese, M. Krause, K. Vajen: *Verfahren zur simulationsgestützten Funktionskontrolle großer thermischer Solarsysteme*, 13. Internationales Sonnenforum, Berlin, Germany, 12. - 13.09.2002, CD-ROM.
5. M. Krause, K. Vajen, F. Wiese, H. Ackermann: *Planning of Solar Thermal Systems: Automatic Optimizations*, EuroSun `02, 23.-26.6.2002, Bologna, Italy, CD-ROM.
6. M. Krause, K. Vajen, F. Wiese, H. Ackermann: *Investigations on Optimizing Large Solar Thermal Systems*, Solar World Congress, 26.-30.11. 2001, Adelaide, Australia, CD-ROM.
7. E. Frank, M. Krause, F. Wiese, M. Uecker, K. Vajen, H. Ackermann: *Quasi-Continuous Flow Rate Determination Based on Analyzing Temperature Courses*, Solar World Congress, 26.-30.11. 2001, Adelaide, Australia, CD-ROM.
8. S. Heidt: *Validierung und Vergleich von TRNSYS-Kollektor-Modellen*, Wissenschaftliche Hausarbeit für das erste Staatsexamen, Universität Marburg, 2001.
9. M. Krause: *Einsatz von TRNSYS-Simulationen zur Langzeitüberwachung und Optimierung solarthermischer Wärmeversorgungsanlagen*, Arbeitstreffen Solarer Energiesysteme, 18.-19.6. 2001, Oldenburg, Germany.
10. E. Frank, M. Krause, F. Wiese, M. Uecker, K. Vajen, H. Ackermann: *Quasikontinuierliche Volumenstrombestimmung anhand von Temperaturverläufen*, 11. Symposium Thermische Solarenergie, 9.-11.5. 2001, Staffelstein, Germany, pp. 263-267
11. E. Frank: *Untersuchungen zur Bestimmung von Kollektorkreis-Volumenströmen durch Auswertung von Temperaturverläufen*, Wissenschaftliche Hausarbeit für das erste Staatsexamen, Universität Marburg, 2000.
12. M. Uecker, M. Krause, K. Vajen, H. Ackermann: *Monitoring of solar systems – theoretical and experimental investigation on measurements of solar radiation*, EuroSun `00, 19.-22.6.2000, Copenhagen, Denmark
13. M. Uecker, M. Krause, K. Vajen, H. Ackermann: *Funktionskontrolle größerer Solaranlagen-Theoretische und experimentelle Untersuchungen zur Einstrahlungsmessung*, Tagungsbericht, 10. Symposium Thermische Solarenergie, 8.5.-10.5.00, Staffelstein, S.304-308