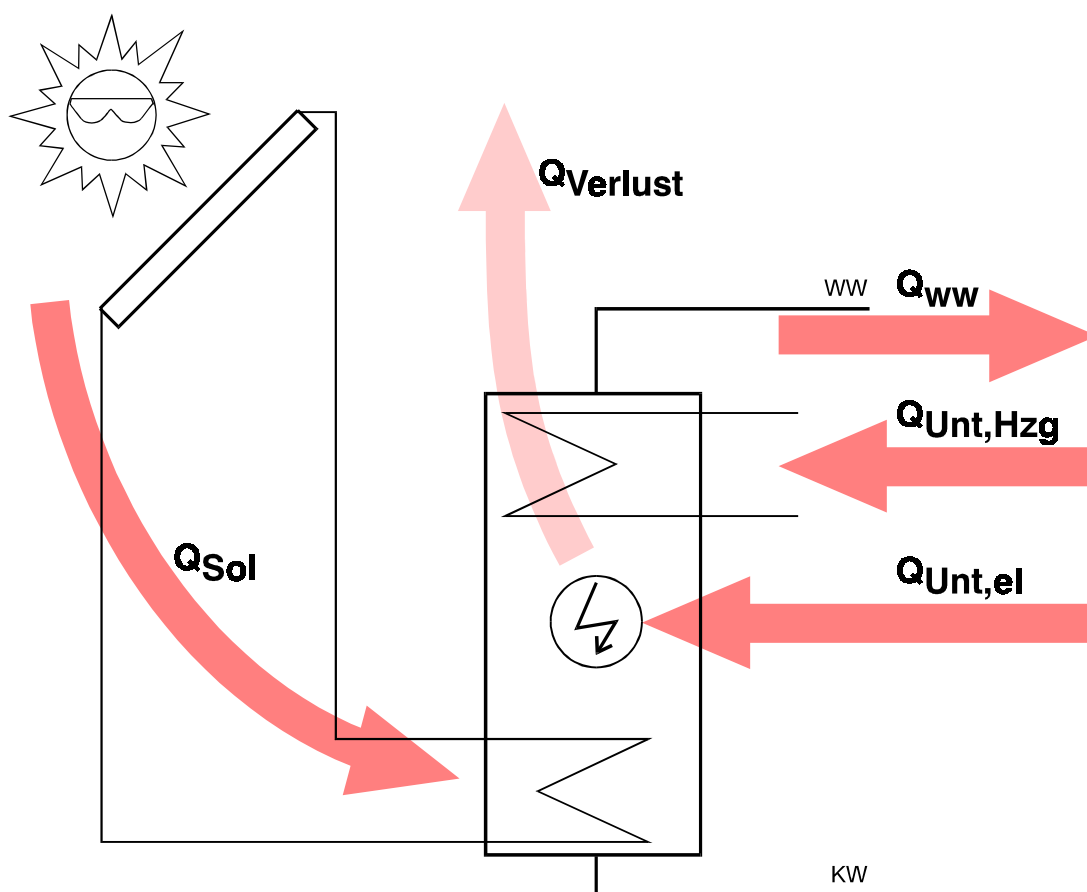


zum Schwerpunktprogramm Aktive Sonnenenergie:

Schlussbericht zum Forschungsprojekt:

Qualitätssicherung bei Solaranlagen: Permanente Funktionskontrolle

Kriterien und Pflichtenheft



SYNETRUM AG, Murten

Dezember 1998

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung, Projektbegründung	6
1.1 Thermische Solarenergie in der Schweiz	6
1.2 Marktmechanismen für Solarenergie	6
2 Aufgabenstellung	8
3 Projektumfeld.....	9
3.1 Ältere und verwandte Projekte zum Thema.....	9
3.2 Der GRS-Ansatz.....	10
3.2.1 Das Konzept	10
3.2.2 Praktische Erfahrungen	10
3.2.3 Anwendbarkeit in der Schweiz.....	11
3.3 Akzeptanz bei Herstellern und Kunden	11
3.3.1 Resultate einer Herstellerbefragung	11
3.3.2 Marktfähiger Mehrpreis für Funktionskontrolle	13
3.4 Die europäischen Normen	14
3.4.1 Aufbau und Organisation	15
3.4.2 In-Situ-Leistungsprüfung von kundenspezifisch gefertigten Anlagen	15
3.4.3 Stellungnahme des SOFAS.....	16
3.4.4 Aktueller Stand der Dinge in CEN-Gremien	16
4 Funktionskontrolle: Problemstellung	18
4.1 Definitionen.....	18
4.1.1 Systeme und Energieflüsse	18
4.1.2 Ziel der permanenten Funktionskontrolle	19
4.1.3 Systemgrenzen der Funktionskontrolle	20
4.2 Funktionskriterien	21
4.2.1 Die vollkommene Lösung:	21
4.2.2 Teillösungen:	21
5 Funktionskontrolle: Lösungsansätze	22
5.1 Energiedifferenzberechnung [Böh 97], [Kau 98].....	22
5.1.1 Funktionsweise	22
5.1.2 Praktische Ergebnisse	24
5.1.3 Detektierbare Störungen	24
5.1.4 Beurteilung.....	24
5.1.5 Offene Fragen	25
5.2 Spektralmethode	25
5.2.1 Ausgangslage	25
5.2.2 Funktionsweise	26
5.2.3 Beurteilung.....	29
5.2.4 Offene Fragestellungen	30
5.3 Detektion spezifischer Fehler	30
5.3.1 Undichte Rückschlagklappe im Kollektorkreis.....	30

5.3.2 Fühlerdefekte.....	31
5.4 Simulation unter gemessenen Bedingungen	31
5.4.1 Ausgangslage.....	32
5.4.2 Funktionsweise	32
5.4.3 Praktische Ergebnisse	33
5.4.4 Beurteilung.....	33
5.5 Zusammenfassende Gegenüberstellung	33
6 Ertragsgarantie oder Funktionskontrolle?	36
6.1 Wo liegt der Unterschied?	36
6.2 Garantiekriterium und Grenzen der Funktionskontrolle	37
6.2.1 Garantiekriterium 'Relative Unterstützungsenergieeinsparung'	37
6.2.2 Garantiekriterium 'Solarer Ertrag'	38
6.3 Anwendbarkeit in der Schweiz und Perspektiven	38
7 Technische Lösung zur permanenten Funktionskontrolle	40
7.1 Konzeptwahl	40
7.1.1 Für die Pilot- und Validierungsphase	40
7.1.2 Für die serienmässige Anwendung	40
7.2 Pflichtenheft für eine praktische Umsetzung	41
7.2.1 Schnittstelle zum Anlagenbetreiber	41
7.2.2 Sensorik.....	41
7.2.3 Hardware	44
7.2.4 Software.....	44
8 Projektweiterführung: Praktische Umsetzung u. Validierung	46
9 Abkürzungen.....	47
10 Expertengespräche	47
11 Literaturverzeichnis.....	48

Anhang:

1. leerer Fragebogen der Meinungsumfrage
2. Auswertung der erhaltenen Antworten
3. Begriffsdefinition der Langzeitenergiebilanz bei Solaranlagen

Zusammenfassung

Die thermische Solarenergie in der Schweiz ist längst dem Pionierstadium entwachsen. Dennoch hat sie den Durchbruch zur Konkurrenzfähigkeit gegenüber konventionellen Energieträgern und damit den Durchbruch zur breiten Markteinführung noch nicht geschafft. Die Gründe dazu sind vielfältig. Einer davon sind Zweifel an der technischen Ausgereiftheit und Sicherheit der Anlagen.

Die hierzulande übliche Einbindung der Solarenergie in ein Wärmeerzeugungssystem, welches klimabedingt nebst solarer Energie auch mit Unterstützungsenergie¹ arbeitet, birgt insofern ein Problem, als eine Störung des solaren Anlageteils nicht unmittelbar wahrgenommen wird. Erst eine hohe Rechnung für den erhöhten Bedarf an Unterstützungsenergie gibt dem aufmerksamen Anlagebesitzer einen Hinweis auf eine Störung.

Dieser einfache Sachverhalt ist für die breite Markteinführung von Solaranlagen hinderlich, weil dem potentiellen Käufer nicht genügend Sicherheit und keinen Investitionsschutz geboten werden. Dies wäre gegeben, wenn sich die Anlage bei Störungen möglichst unverzüglich melden würde.

Auf diesen Überlegungen basiert die vorliegende Arbeit. Sie hat zum Ziel, wirtschaftlich tragbare technische Lösungen zur permanenten Funktionskontrolle zu finden.

Dieser Gedanke ist im Grunde nicht neu, nur wurde er in dieser Form noch nie näher evaluiert. Der bekannteste Ansatz in diese Richtung ist ein europaweites Projekt mit der Bezeichnung GRS (Garantierte Resultate von Solaranlagen). Dort geht man allerdings noch einen Schritt weiter, indem der Anlagelieferant den Kunden einen definierten Solarenergieertrag garantiert. Dieses Konzept erfordert aber eine umfangreichen Messtechnik und ist daher nur für grössere Anlagen vertretbar. Für kleine und mittlere Anlagen fehlen bislang jedoch solche Ansätze. In der Schweiz wurde dieses Problem mit anderen Ansätzen angegangen: Die Solarbranche schloss sich im SOFAS zu einem Fachverband zusammen und erarbeitete unter anderem Empfehlungen zur Nutzung Sonnenenergie ENS. Dort ist festgehalten, auf welche Weise Solaranlagen aufgebaut sein müssen, damit sie möglichst zuverlässig funktionieren. Im Weiteren wurde an der Hochschule Rapperswil das Institut für Solartechnik Prüfung Forschung SPF eingerichtet, welches einzelne Komponenten oder vorgefertigte Kompaktanlagen auf deren Leistungsfähigkeit und/oder Qualität hin prüft und zertifiziert. Damit wurde die Sicherheit für den Kunden zwar verbessert, aber von Störungen befreit sind die Anlagen dadurch noch lange nicht.

Die Suche nach einem (oder mehreren) Funktionskriterium, durch dessen permanente Überwachung möglichst zuverlässig und kostengünstig Störungen erkannt werden können, führte letztlich zu zwei Lösungsansätzen:

- Simulation unter gemessenen Bedingungen: Permanenter Vergleich von gemessenen Betriebsdaten der Anlage mit denjenigen eines mathematischen Modells. Bei grenzwertüberschreitenden Abweichungen wird eine Störungsmeldung ausgegeben.
Probleme: - Das mathematische Modell muss mit den aktuellen Betriebsbedingungen versorgt werden und erfordert daher eine aufwendige Messtechnik.
- Das Modell ist komplex, weil das System nichtlinear ist und viele Freiheitsgrade aufweist.
- Permanente Überprüfung bestimmter Betriebsdaten oder Betriebsmuster bei wiederkehrenden Vorgängen im Kollektorkreis. Je nach Anlagentyp und Betriebsart sind dabei verschiedene Funktionskriterien auf unterschiedliche Weise zu überprüfen. Basis für die Definition der

¹In diesem Bericht gelten folgende Begriffsbestimmungen:

- *Unterstützungsenergie* ist Energie, die zur Deckung des Energiebedarfs nötig ist, wenn die Sonne nicht scheint.
- *Zusatzenergie* ist Energie, welche zum Betrieb einer Anlage nötig ist.

Funktionskriterien bilden die typischen Auswirkungen und Muster von den in der Praxis häufig festgestellten Anlagemängeln.

Probleme: - Die Funktionskontrolle ist beschränkt auf den Kollektorkreis.

Vorteil: - Es sind sehr kostengünstige Lösungen erreichbar.

Der erste Ansatz ist in der Technik bestens bekannt und machbar, scheitert aber zumindest bei Kleinanlagen am Aufwand. Daher wurde das Schwergewicht der Arbeiten auf die Suche nach Kontrollalgorithmen gemäss dem zweiten Ansatz gelegt. Dazu konnten für die Betriebsphase der Anlage wiederum zwei vielversprechende Ansätze gefunden werden:

- *Energiedifferenzberechnung:* Wird das Einschaltkriterium der Kollektorkreispumpe nicht allein nach einer fix eingestellten Temperaturdifferenz zwischen Speicher und Kollektor bestimmt, sondern modulierend unter Einbezug der Temperatur der stehenden Kollektorleitungen, dann kann mittels einer Wärmemengenmessung beim Wärmetauschereingang am Speicher überprüft werden, ob die Pumpeneinschaltung zu dem erwarteten Energiegewinn führte.
- *Spektralmethode:* Mit lediglich *einem* zusätzlichen Temperaturfühler kann der transiente Temperaturverlauf an der Kollektorleitung vor dem Wärmetauschereingang nach Pumpeneinschaltung aufgezeichnet und mittels Fouriertransformation im Frequenzbereich abgebildet werden. Ein Vergleich dieser Impulsantwort mit einer aufgezeichneten Referenzimpulsantwort der fehlerfreien Anlage erlaubt Rückschlüsse auf mögliche Anlagestörungen.

In Form eines Pflichtenheftes sind die Angaben zur praktischen Umsetzung dieser Kontrollfunktionen im Rahmen eines Pilotprojektes aufgeführt.

Ein Kapitel wurde der Frage gewidmet, inwiefern eine permanente Funktionskontrolle analog dem GRS-Ansatz als Ertragsgarantie-Kriterium verwendet werden könnte. Die Antwort ist grundsätzlich positiv, weil die vorgeschlagenen Funktionskontrollalgorithmen eine Störung des Solarkreises melden, ähnlich wie bei der aufwendigen Messtechnik nach GRS-Konzept mit anschliessender Auswertung und Beurteilung durch einen Experten. Mit dem Unterschied allerdings, dass es sich bei der Spektralmethode um eine rein relative Beurteilung handelt und daher eine qualitativ und quantitativ fehlerfreie Inbetriebnahme der Anlage voraussetzt. Es müsste demnach eine Abnahmemessung der Leistungsfähigkeit durchgeführt werden. In diesem Kapitel wurde jedoch auch die Frage nach der zu garantierenden Betriebsgrösse aufgeworfen und dabei festgestellt, dass der solare Ertrag - und nur der könnte mit einer permanenter Funktionskontrolle gemäss Energiedifferenzmessung und Spektralmethode garantiert werden - keineswegs ein geeigneter Leistungsindikator für thermische Solaranlagen ist.

1 Einleitung, Projektbegründung

1.1 Thermische Solarenergie in der Schweiz

Ausgelöst durch die Energiekrise im Jahr 1972 wurden Themen wie effiziente Energienutzung und alternative Energiequellen aktuell. Die Architektur begann die passive Solarenergienutzung zu verbessern und erste Pioniere begannen mit der Entwicklung von einfachen Solarkollektoren. Im Jahre 1974 wurde im Glauben an die Zukunft der Solarenergie die Schweizerische Vereinigung für Sonnenenergie SSES gegründet. Am damaligen Eidgenössischen Institut für Reaktorforschung EIR (heute PSI) wurden die ersten wissenschaftlichen Kollektortests durchgeführt, welche zu massiven Verbesserungen des Kollektorwirkungsgrades beigetragen haben.

Mit der Gründung des Sonnenenergiefachverbandes Schweiz SOFAS im Jahr 1978 begann die Sonnenenergienutzung auch bei Planern, Installateuren und Architekten Fuss zu fassen. Nach wie vor aber wurden Solarenergieanlagen praktisch ausschliesslich von Idealisten und Freaks bestellt und installiert und konnten kein wirklich relevantes Marktsegment innerhalb der Haustechnik erschliessen.

In den achziger Jahren wurden vor allem für Schwimmbäder - meist unverglaste - Kollektoren installiert. Denn ab 1990 wurde per Gesetz festgelegt, dass keine fossilen Energieträger mehr zu diesem Zweck eingesetzt werden durften. Zur gleichen Zeit wurde auch das Programm Energie 2000 lanciert, worin für die Sonnenenergienutzung klare Ziele definiert und finanzielle Mittel für Förderbeiträge bereitgestellt wurden [Hob 98]. Damit avancierte die Solarbranche zu einem Wachstumsmarkt, der immer breitere Akzeptanz erfuhr.

Heute ist die Solarenergie längst aus dem Prototypen-Stadium herausgewachsen und geniesst breite Anerkennung. Die Selbstverständlichkeit, wie sie beispielsweise ein Elektroboiler geniesst, haben Solaranlagen indes noch lange nicht erlangt. Dazu fehlen noch mindestens zwei Dinge:

- Die Kostenwahrheit bei den nicht erneuerbaren Energien, bzw. Senkung der Anlagekosten.
- Die absolute Gewissheit der Bauherren über die fehlerfreie Funktion und den quantifizierten Nutzen einer Solarenergieanlage. (Qualitätssicherung der Funktion)

oder anders ausgedrückt:

Die breite Markteinführung der Solarenergie stösst auf mindestens zwei grosse Hemmnisse: [Lub 98]

- höhere Kosten
- technisches Risiko

1.2 Marktmechanismen für Solarenergie

Es versteht sich von selbst, dass eine Senkung der Kosten von Solarenergieanlagen eine Verbesserung der Konkurrenzfähigkeit zur Folge hätte. Diesem Ziel wurde mit der Lancierung von kleinen Kompaktanlagen schon ein gutes Stück näher gerückt. Bei grösseren Anlagen ist ebenfalls einiges in Bewegung um die Kosten zu senken. Wir denken dabei besonders an den Ansatz des Elementbaus wo ganze Kollektorfelder als vorgefertigte, integrierte Dachelemente auf den Rohbau aufgesetzt werden.

Bei all diesen Ansätzen der Kostenreduktion bleibt allerdings der eigentliche Nutzen der Solarenergie, nämlich den Ersatz von gekaufter Endenergie durch kostenlose Sonnenstrahlung, diffus und relativ ungenau. Dies aus mehreren Gründen:

- Es gibt keine Wettergarantie.

- Fast jede Anlage ist wegen ihres einmaligen Standortes (und der Abhängigkeit davon) ein Unikat.
- Die normalerweise unumgängliche Kombination mit einer Anlage zur Unterstützungsenergieerzeugung kann dazu führen, dass ein Mangel an der Solaranlage lange unbemerkt bleibt, weil trotzdem immer warmes Wasser oder genügend Raumwärme vorhanden ist.
- Die Sonne stellt keine Stromrechnung. Es kann deshalb nicht unmittelbar beurteilt werden, wieviel Sonnenenergie bezogen wurde.

Dieser Mangel an Sicherheit über die Kosteneinsparung bei der konventionell erzeugten Unterstützungsenergie verursacht denn auch Zurückhaltung beim Entscheid zur Mehrinvestition für Solarenergienutzung.

Die allgemein gängigen Marktmechanismen begegnen solchen Unsicherheiten immer mit einer Garantiegebung. Betrachten wir dazu folgender Vergleich: Ein potentieller Kunde evaluiert Auto A und B zum Kauf. Das Auto A verfügt über keine, das Auto B hingegen über eine zehnjährige Garantie gegen Durchrostung. Der Kunde wird in dieser Situation mit grosser Wahrscheinlichkeit gerne für das Auto B einen höheren Preis bezahlen, weil er damit die Sicherheit hat, dass ihm keine Rost-Reparaturkosten in den nächsten zehn Jahren anfallen. Sinngemäss entsprechen die Mehrkosten für das Auto B den Mehrkosten für eine Solaranlage gegenüber einer konventionellen Anlage ohne Kollektorfeld. Die mit der Garantie gesparten Rost-Reparaturkosten entsprechen dabei der Kosteneinsparung durch Unterstützungsenergieeinsparung.

Bislang fehlt in der Solarbranche eine solche Garantie weitgehend. Die Verkäufer argumentieren zwar mit Angaben zum solaren Deckungsgrad oder mit Amortisationsfristen der Mehrinvestition. Wenn die Anlage dann in Betrieb ist, läuft eine branchenübliche Garantiefrist für Installationsmängel ab. Dabei soll die korrekte Funktion der Anlage sichergestellt werden. Ob jedoch die Zusatzenergiekosteneinsparung im vorher angepriesenen Mass überhaupt - und vor allem längerfristig - eintritt, ist nicht Gegenstand der Garantie.

Das bedeutet letztendlich, dass die Investition in Solarenergieanlagen nach wie vor nur diejenigen Bauherren tätigen, die aus idealistischen oder umweltschützerischen Gründen von der Nutzung alternativer Energieträger überzeugt sind. Der Löwenanteil der Bauherren hingegen, die sich kaum Gedanken um solche Aspekte machen, sehen in einer Solaranlage lediglich eine Mehrinvestition, welche sich nur langfristig oder gar nie zurückbezahlt. Dies zu ändern, ist eine von mehreren Voraussetzungen, die noch zu schaffen sind, um der Solarenergie zu dem zu verhelfen, was sie sein sollte: eine Selbstverständlichkeit.

2 Aufgabenstellung

In diesem Projekt sollen praxisorientierte Kriterien (wenn möglich reduziert auf ein einziges Kriterium) für die in-Situ-Überprüfung der Funktionsqualität heutiger Solaranlagen gefunden werden. Technische Lösungen einer permanenten Überwachung der Funktion und Wirksamkeit von Solaranlagen sind als erste Etappe in Form eines Pflichtenheftes, welche eine industrielle Umsetzung (Prototyp) ermöglichen soll, zu erarbeiten.

Die Aufgabe wird in folgenden Schritten angegangen:

1. Recherche:

Literaturrecherche und Expertengespräche hinsichtlich dem Thema Funktionskontrolle bei Solaranlagen

2. Qualitätskriterien:

Es sollen Kriterien hergeleitet werden, welche zur Beurteilung der Funktionsqualität permanent überwacht werden können. Dabei sind drei Anlagentypen zu berücksichtigen:

- Kompaktsolaranlagen
- heizungsintegrierte Solaranlagen
- Solaranlagen zur Brauchwasservorwärmung

3. Anlagenbeschreibung:

Beschrieb der notwendigen Ausrüstung für die permanente Funktionskontrolle unter Angabe einer Kostenschätzung sowie der jeweiligen Vor- und Nachteile.

4. Praktische Erprobung:

Vorschläge für eine Projektweiterführung in Form einer praktischen Erprobung des neuen Konzeptes mit einer Industriebeteiligung.

Ein Konzept für die Garantie des Anlageertrages einer Solaranlage ist zu entwickeln auf Grund von Erfahrungen aus der Schweiz und anderen Ländern. Die Ertragsgarantie soll als Teilresultat der Überwachungsfunktion erscheinen.

3 Projektumfeld

3.1 Ältere und verwandte Projekte zum Thema

- Auf internationaler Ebene wurde Ende der achtziger Jahre im Rahmen des IEA-Task III ein Verfahren mit dem Titel „*Inspection procedure for domestic hot water heating systems*“ ausgearbeitet. Darin wird Checklisten-ähnlich ein Verfahren für die Kontrolle von installierten Anlagen bezüglich deren einwandfreien Funktion anhand der Prüfung nach der korrekten Installation aller Komponenten definiert. Damit konnte die Funktion der Anlage nach der Inbetriebnahme verifiziert werden. Mindererträge durch Defekte oder Luft einschlüsse im Laufe der Zeit konnten damit freilich nicht erkannt oder vermieden werden. [Sut 90]
- Im Herbst 86 wurde vom Bundesamt für Energie das Forschungsprojekt *Kurztestmethode für Sonnenenergieanlagen KTSA* lanciert. Das Ziel war, mittels einer kurzen Messperiode an einer in Betrieb stehenden Solaranlage für Warmwasser und Raumheizung auf den jährlichen Zusatzenergiebedarf zu schliessen. Die Arbeiten brachten einige Erkenntnisse auf den Gebieten Simulation (SIWW-Programme) und Parameteridentifikation mittels dynamischen Fitmethoden. Das Projekt wurde Ende 1992 ohne Nachweis der Tauglichkeit der Methode abgeschlossen. [Egg 92]
- Dass der Ansatz richtig war, zeigen die Ergebnisse erfolgreicher Projekte im Ausland: Am achten Symposium thermische Solarenergie im Frühling 98 konnte das ZAE Bayern eine Messtation zeigen, die in der clamp-on-Technik auf installierte Kollektorfelder montiert werden kann und Messdaten über etwa vier Wochen aufzeichnet. Diese werden periodisch via D2-Funk an das Institut übermittelt und dort ausgewertet. Die Simulation der Anlage durch TRNSYS mit den aus den Messdaten gewonnenen Anlageparametern ergab eine Genauigkeit in der Ertragsvorhersage von besser als fünf Prozent. Das Verfahren ist validiert und die Messungen werden kommerziell angeboten. [Bei 98]
- In Deutschland wird derzeit an einem Projekt gearbeitet, das die Fehleridentifikation bei kleinen Solaranlagen zum Ziel hat. Das Projekt heisst *FUKS* (FUNKtionskontrolle bei Kleinen thermischen Solaranlagen). Die Aufgabenstellung ist nahezu identisch mit dem vorliegenden Projekt. Einzig die Beschränkung auf kleine Anlagen (deren Begründung uns unbekannt ist) sowie die Gewichtung der Identifikation von Störungen weichen von der unseren ab. Leider waren bis zum Zeitpunkt der Berichtverfassung keine offiziellen Projektergebnisse erhältlich. Durch Informationen aus Kreisen der beteiligten Industriepartner kann jedoch geschlossen werden, dass dabei vor allem auf den Ansatz der *Energiedifferenzberechnung* abgestützt wird. (siehe Abschnitt 5.1) [Alt 98], [Böh]
- Die europäische Union hat auf Anfang dieses Jahres das Projekt *FAUSOL* (FAUlt Detection and Diagnosis Tool for SOLar Domestic Hot Water Systems) lanciert. Diese hat zum Ziel, Checklisten und Software-Tools zu entwickeln, welche es Anlagenbesitzern und Installateuren ermöglichen soll, eine Funktionsprüfung thermischer Solaranlagen durchzuführen. Die Eingabegrößen sollen hierbei möglichst standardmässig zugängliche Betriebsdaten sein, die wenn notwendig durch Resultate temporär angebrachter Messtechnik ergänzt werden können. Es handelt sich dabei also nicht um eine permanente Funktionskontrolle. Die untersuchten Zusammenhänge könnten jedoch zur Ergänzung des vorliegenden Projektes dienen. Das Projekt läuft bis Ende 1999. [Alt 98]

3.2 Der GRS-Ansatz

3.2.1 Das Konzept

In Frankreich wurden in den Anfängen der thermischen Solarenergie viele, zum Teil recht grosse Anlagen installiert, welche aber oft mehr schlecht als recht funktionierten. Bald erlitt die Solarbranche durch diesen Vertrauensschwund einen massiven Umsatzeinbruch. Für die Investoren war das technische Risiko zu hoch. Aus dieser Situation entstammt die Idee, die Erträge von Solaranlagen gegenüber dem Kunden zu garantieren. Das Kürzel *GRS* stammt denn auch aus dem Französischen: *Garantie des Résultats Solaires*. [Rod 98]

Später wurde das Konzept als ein von der Europäischen Union unterstütztes Forschungsprojekt aufgenommen und in anderen Ländern umgesetzt. Die Projektabwicklung kann wie folgt zusammengefasst werden:

1. Zwischen dem Lieferant der Anlage (in der Regel ist dies eine solidarisch haftende Arbeitsgemeinschaft bestehend aus Planer, Komponentenlieferant und des Installateur) und dem Kunden wird ein Garantievertrag aufgesetzt, der den minimalen *solaren Jahresertrag* der Anlage als Garantiekriterium enthält.
2. Dieser minimale Ertragswert entstammt einer Anlagesimulation mit einem allgemein anerkannten Simulationsprogramm unter Referenzbedingungen minus 10 Prozent.
3. Die Anlage wird darauf mit einer Messeinrichtung versehen, welche sowohl den solaren Energieeintrag in den Speicher, wie auch den Wärmebezug aus dem Speicher in physikalischen Grössen misst. Die Messresultate werden dann periodisch (z.B. monatlich) abgelesen, um mit dem garantierten Wert zu vergleichen.
4. Wenn der gemessene Ertrag unter dem garantierten Wert liegt, dann gibt es grundsätzlich zwei mögliche Gründe:
 - Es liegt ein *Defekt* vor oder die Anlage weist einen *Mangel* auf: Der Garantiegeber kann diesen beheben oder ein Teil des Kaufpreises dem Kunden zurückerstatten.
 - Der *Wärmebezug liegt unter dem in der Simulation eingesetzten Referenzwert*: Der Garantiegeber kann eine Nachsimulation mit angepassten Verbrauchswerten vornehmen, um zu verifizieren, ob ein Fehler vorliegt oder ob allein der Minderverbrauch den tiefen Ertragswert verursacht hat.

3.2.2 Praktische Erfahrungen

In Frankreich werden GRS-Verträge meist direkt zwischen dem Lieferanten und dem Endverbraucher der Solarenergie abgeschlossen. Die Anlageüberwachung durch die permanente Messung gibt dem Kunden dabei die Sicherheit, dass seine Anlage funktioniert, bzw. Störungen nicht unerkannt bleiben.

In Deutschland wurden die bisherigen Verträge ausschliesslich zwischen der anlageliefernden Arbeitsgemeinschaft und dem Betreiber der Anlage abgeschlossen, welcher seinerseits als Contractor fungiert und die Energie dem Endverbraucher verkauft. Dies sind in der Regel die städtischen Energieversorgungsunternehmen, welche auf diese Weise ihr finanzielles Risiko in technischen Belangen weitgehend ausschliessen können. Diese Konstellation kommt daher, dass die hohen Kosten für die permanente Messung, Datenübermittlung, Auswertung und Interpretation letztlich nur bei grossen Anlagen überhaupt in Frage kommen, welche kaum von privaten Investoren finanziert werden. Als minimale Anlagengrösse, ab der sich der Aufwand überhaupt lohnt, nennt Luboschik Anlagen mit einer Investitionssumme von über DM 200'000.-. Die Kosten für die Anlageüberwachung nach dem Konzept des *garantierten solaren Ertrages* belaufen sich auf insgesamt etwa DM 20'000.-, also ca. 10 Prozent der Anlagekosten. Bei den in Deutschland bisher überwachten 21 Anlagen haben insgesamt nur vier den garantierten Wert nicht erreicht, weil dieser entweder zu optimistisch oder aber der Verbrauch zu hoch in die Simulation eingesetzt wurde. [Lub 98]

Damit ist auch das grosse Problem des Konzepts beim Namen genannt: nicht beeinflussbare Störgrössen des Systems, wie der Wärmebezug, haben grossen Einfluss auf die physikalische Grösse des Garantiekriteriums. Damit kann beim Unterschreiten der 'Grenze' nicht einfach auf eine Störung geschlossen werden, sondern es bedarf weiterer Untersuchungen, um abzuklären, ob es sich effektiv um ein Problem handelt, oder ob schlicht die Wärmebezüger in den Ferien waren. Es gibt also nicht einfach einen Betriebsparameter oder eine Korrelation von mehreren Parametern, die eindeutig auf die Funktionsqualität der Anlage schliessen lassen.

3.2.3 Anwendbarkeit in der Schweiz

In der Schweiz sind Solaranlagen in der Regel Eigentum privater Bauherren und werden nicht von institutionellen Investoren als Wärmeverkäufer (Contractor) betrieben. Diese sind damit oft nur klein und dementsprechend kostenempfindlich. Allein aus diesem Grund ist es absolut undenkbar, dass ein Überwachungskonzept, das weit mehr als Fr. 10'000.- kostet, nennenswerte Verbreitung findet. Dazu kommt, dass sich zwischen dem privaten Bauherrn und dem Installateur ein ganz anderes Vertrauensverhältnis bilden kann, als dies zwischen institutionellen Investoren und Arbeitsgemeinschaften der Fall sein kann. Das GRS-Konzept ist unseres Erachtens aus diesen Gründen in der Schweiz kaum anwendbar.

3.3 Akzeptanz bei Herstellern und Kunden

3.3.1 Resultate einer Herstellerbefragung

Um einen Eindruck der Haltung der Schweizer Solarenergiebranche zum Thema Ertragsgarantie und Funktionskontrolle zu gewinnen, sowie um einen Katalog der in der Praxis anzutreffenden Anlagestörungen zu erstellen, verfassten wir einen kurzen Fragebogen mit 5 Fragen, welcher an 29 Adressen von Kollektor-, und Anlagehersteller in der Schweiz verschickt wurde.

Die Fragen lauten:

1. Wie lautet Ihre grundsätzliche Meinung zu dem Konzept eines garantierten Anlageertrages bei thermischen Solaranlagen?
2. Wie lautet Ihre grundsätzliche Meinung zu einer permanenten Funktionskontrolle von thermischen Solaranlagen?
3. Welche Fehlfunktionen können bei Solaranlagen auftreten? (in Stichworten)
4. Wie würden Sie (bzw. ev. der Installateur) Ihren Kunden die Leistungswerte einer Solaranlage garantieren?
5. Wie hoch dürften die Mehrkosten sein, um folgende Funktion(en) zu realisieren:
 - a) Permanente Überwachung des absoluten, solaren Ertrages im Sinne des Nachweises zur Erfüllung einer Ertragsgarantie, unter Berücksichtigung des Zusatzenergieverbrauchs und des Wärmeverbrauchs.
 - b) Permanente Überwachung der relativen Funktionsqualität einer Solaranlage im Sinne einer Fehlerfrüherkennung und -Meldung.

Von den verschickten Fragebogen wurden 16 ausgefüllt retourniert. Bei weiteren vier wurden die Antworten per Telefoninterview eingeholt. Das ergibt eine Rücklaufquote von knapp 70 Prozent. Die Auswertung zeigt ein heterogenes Meinungsbild der Fachleute von der Marktfrent. Dennoch kann die Haltung in etwa wie folgt zusammengefasst werden: (kompletter Fragebogen mit einer Auswertung der Antworten siehe Anhang)

zu Frage 1: Im Allgemeinen wird die Überprüfbarkeit eines garantierten Anlageertrages angezweifelt, weil die zu berücksichtigenden Einflüsse zu vielfältig seien und die dadurch notwendige Messeinrichtung viel zu teuer käme. Zudem ist eine Angst spürbar, dass sich die Sonnenenergiebranche dann zunehmend mit juristischen Fragen konfrontiert sähe, was dem Ziel, der breiten Anwendung der erneuerbaren Energie, abträglich wäre.

Oder in einem Satz:

„Eine Ertragsgarantie wollen wir nicht, weil die dazu notwendige Messtechnik viel zu teuer ist und das ganze mehr Fragen aufwirft als beantwortet.“

zu Frage 2: Zur Funktionskontrolle kann bereits eine positivere Haltung ausgemacht werden. Zwar ist die Skepsis ob der Machbarkeit gross, doch scheint dieses Vorgehen plausibler. Es wird aber auch vorgeschlagen, diese Zusatzleistung im Sinne eines Serviceabonnements (analog Brennerservice) dem Kunden anzubieten.

Oder in einem Satz:

„Eine Funktionskontrolle wäre gut, aber wie kann sie zu vernünftigen Kosten realisiert werden?“

zu Frage 3: Aus der eingegangenen Sammlung an Stichworten zu der in Praxis festgestellten Fehlfunktionen und Störungen lässt sich der folgende Fehlerkatalog extrahieren: (die Reihenfolge entspricht dabei qualitativ der Auftretenshäufigkeit)

1. Fluidverlust und Luft im System durch Undichtigkeiten
2. Fluidverlust und Luft im System nach Überhitzung
3. Reglerdefekte
4. Pumpendefekte
5. Temperaturfühlerdefekte
6. Kollektorgehäuse undicht und in der Folge beschlagene Glasabdeckung
7. thermische Rückwärtszirkulation durch undichte Rückschlagklappe im Kollektorkreis
8. Solarleitung verstopft

zu Frage 4: Entsprechend der Antwort zur einleitenden Frage wird hier auch oft kein Garantiekriterium genannt. Unter denjenigen Befragten, die eine Garantie geben würden, wird am häufigsten der *solare Energieertrag in kWh pro Jahr* als Garantiekriterium genannt. An zweiter Stelle wird die Angabe des solaren Deckungsgrades genannt. Nur viermal wird der international anerkannteste Indikator für die Effizienz thermischer Solaranlagen genannt, nämlich die *relative Unterstützungsenergieeinsparung*.

Oder in einem Satz:

„Höchstens als solarer Energieertrag in kWh pro Jahr unter klar definierten Bedingungen.“

zu Frage 5: Erwartungsgemäss fallen die Antworten bzw. die genannten Mehrpreise sehr unterschiedlich aus. Dennoch wird klar, und das mag erstaunen, dass aus Sicht der Anlagenhersteller die permanente Funktionskontrolle als Verkaufsargument angesehen wird. Diese darf folglich auch etwas kosten. Analog der Haltung zur Frage 1 wird bei der Mehrkostenschätzung fast ausschliesslich nur die *permanente Funktionskontrolle* genannt.

Nachdem die unteren und oberen Extremwerte des ganzen Spektrums ignoriert wurden, ergibt sich pro Anlagentyp je ein Mittelwert, der als tragbarer (verkäuflicher) Mehrpreis angesehen werden kann. Rund *ein Drittel der Befragten* schätzen demnach, dass sie eine permanente Funktionskontrolle als zusätzliche Merkmal ihrer Solaranlage für folgende Beträge verkaufen könnten:

- für Kompaktanlagen: rund Fr. 250
 - für heizungsintegrierte Anlagen: rund Fr. 450
 - für Brauchwarmwasservorwärmanlagen: rund Fr. 550
- (Für diese Anlagen wurde auch mehrmals einen Betrag pro Quadratmeter genannt)

Klar im Widerspruch zu dieser recht deutlichen Meinung der Fachleute aus der Praxis äussert sich ein anerkannter Experte auf diesem Gebiet, der praktisch keine Mehrpreise im unteren Preissegment bis zu Anlagekosten von etwa Fr. 50'000.- sieht. [Frei]

Fazit:

Die Umfrage in der Solarbranche hat mit kleinem Aufwand gezeigt, dass zwar eine grosse Skepsis gegenüber Ertragsgarantie oder Funktionskontrolle vorherrscht. Diese ist aber vor allem darauf begründet, dass die notwendigen Mittel zum Zweck unbekannt sind und davon ausgegangen wird, dass diese sowieso zu teuer sind. Oder anders ausgedrückt: wenn eine Apparatur existieren würde, die kostengünstig und verlässlich die Funktion einer Solaranlage permanent überwacht und im Störfall einen Alarm auslöst, dann wäre dies ein wünschenswerter Beitrag zur Qualitätssicherung von Solaranlagen. Dieses Funktionsmerkmal liesse sich auch verkaufen, wenn auch nicht für hohe Beträge.

'Funktionskontrolle bereits integriert'

Erwartungsgemäss wurden in den eingegangenen Antwortschreiben auch Hinweise gefunden, dass die Funktionskontrolle in den betreffenden Kompaktanlagen oder Steuergräten bereits enthalten sei. Dazu ist folgendes anzumerken:

- Es gibt käufliche Solarregler, die Störungen der angeschlossenen Sensoren und Aktoren (Fühler und Ventile) als Alarmmeldung anzeigen.
- Es gibt Solarregler, die mit einer Wärmemengenmessung des Solarkreises ausgestattet sind. Dies ist aber nur eine Anzeige (oder Integration und Speicherung) des Solarenergieeintrages in den Speicher *ohne automatische Beurteilung* der gemessenen Grösse. Es handelt sich demnach um eine *Information* an den interessierten Benutzer, aber keinesfalls um eine *Funktionskontrolle* wie sie im Rahmen dieses Projektes diskutiert wird.
- Als Marktneuheit wurde von einer Westschweizer Firma an der Batitec '98 in Lausanne eine Kompaktanlage mit integriertem Öl- oder Gasbrenner vorgestellt. Das Regelgerät dieser Anlage ist mit einer Wärmemengenmessung im Solarkreis ausgestattet und enthält nach Angaben des Herstellers Algorithmen zur Funktionskontrolle mit einer Alarmfunktion in Form einer roten Lampe. Auf eine Anfrage unsererseits wurde klargestellt, dass die technischen Informationen zur realisierten Funktionskontrolle dem Betriebsgeheimnis unterliegen und deshalb keine Angaben dazu gemacht werden können. Zum Zeitpunkt der Berichtverfassung lag auch noch keine Bedienungsanleitung für den Benutzer vor, aus der ersichtlich wäre, welche Störungen das Gerät erkennen kann.

3.3.2 Marktfähiger Mehrpreis für Funktionskontrolle

Im vorgängigen Abschnitt wurde nach der Höhe des maximal zulässigen Mehrpreises gefragt. Die Fachleute aus der Praxis beantworteten diese Frage mit der Kenntnis der Preissensitivität durch ihre Akquisitionserfahrungen. In diesem Abschnitt soll der Frage mit einem anderen Ansatz nachgegangen werden. Wie hoch dürfte dieser Mehrpreis sein, wenn man modellhaft eine Störung der Solaranlage annimmt und die dadurch verursachten Mehrkosten an Unterstützungsenergie abschätzt?

Anlage 1: kleine Kompaktsolaranlage mit 5.3 m² Kollektorfläche und 400 l-Speicher
Unterstützungsenergie im Sommer: Elektroeinsatz 6kW für 160l im oberen
Speicherbereich. Unterstützungsenergie während der Heizperiode: Wärmetauscher ab
Ölheizung im oberen Speicherbereich.

Standort: Seeland (Meteodaten Payerne, freier Horizont)

Verbrauch: Fünfköpfiger Einfamilien-Haushalt mit einem durchschnittlichen Tagesbedarf von 180 l.

- Störung:** Defekte Rückschlagklappe im Kollektorkreis, dadurch ungewollte Zirkulation mit Wärmeaustrag aus dem unteren Speicherbereich bei unbestrahltem Kollektor.
- Wärmeverlust:** Die Auskühlung des unteren Speicherbereiches kann näherungsweise mit einem erhöhten Verlustbeiwert am Kaltwasseranschluss gleichgesetzt werden. Eine Anlagensimulation mit PolySun einmal ohne Speicherverlust am Kaltwasseranschluss und einmal mit 5 W/K Kaltwasseranschluss-Verlustbeiwert und 10°C Speicherraumtemperatur gerechnet, ergab ein Mehrverbrauch von etwa acht Prozent.
- Anlage 2:** Warmwasservorwärmanlage mit 25 m² Kollektorfläche und insgesamt 3'200 l Speichervolumen in zwei Speichern. Unterstützungsenergie ganzjährig: Wärmetauscher im zweiten Speicher ab Gaskessel.
- Standort:** Stadt Bern (Meteodaten Bern, freier Horizont)
- Verbrauch:** Tagesbedarf 3'000 l
- Störung:** Stehende Luftblase (Airlog) in einem parallelen Strang à 3 Kollektoren.
- Minderertrag:** Ist die Luftblase einmal gross genug, dann wird sie nicht mehr ausgespült, sondern bleibt in einem Strang stehen und verkleinert dadurch das Kollektorfeld um die Anzahl nicht mehr durchströmter Kollektoren. Eine Anlagensimulation mit PolySun einmal mit vollem Kollektorfeld und einmal mit 3 Kollektoren weniger (wirksames Kollektorfeldfläche 20.6 m²) ergab eine Differenz des Unterstützungsenergieverbrauchs von ca. vier Prozent.

Auswertung:**Grundlegendaten:**

Heizölpreis	3.2	Rp./kWh	
Gaspreis	5.5	Rp./kWh	
Elektrizitätspreis	11	Rp./kWh	(nur Niedertarif)
Jahresnutzungsgrad Heizöl	85	%	(des konv. Anlageteils)
Jahresnutzungsgrad Gas	90	%	(des konv. Anlageteils)

Betriebsdaten	Einheit	Anlage 1		Anlage 2	
		fehlerfrei	defekt	fehlerfrei	defekt
Unterstützungsenergiebedarf Heizöl	kWh/a	1'900	2'000	55'670	57'880
Kosten Heizöl	Fr./a	72	75	3'402	3'537
Unterstützungsenergiebedarf Strom	kWh/a	150	210	0	0
Kosten Strom	Fr./a	17	23	0	0
Unterstützungsenergiekosten Total	Fr./a	88	98	3'402	3'537

Die Resultate dieser einfachen Kostenberechnungen ohne Berücksichtigung von Kapitalkosten und Energiepreissteigerungen beinhalten zwei Aspekte:

- Die erhöhten Unterstützungsenergiekosten sind klein. Es ist daher schwierig, Mehrkosten für eine permanente Funktionskontrollereinrichtung mit einer Kosten/Nutzen-Argumentation zu begründen.
- Gerade weil die erhöhten Unterstützungsenergiekosten klein sind, werden Störungen dieser Art ohne Funktionskontrollereinrichtung mit Sicherheit vom Anlagebetreiber nicht bemerkt.

3.4 Die europäischen Normen

3.4.1 Aufbau und Organisation

Seit Ende Oktober 1997 liegen vom Europäischen Komitee für Normung (CEN) sieben Normentwürfe zu thermischen Solaranlagen vor. Diese sind wie folgt aufgeteilt:

<i>Kollektoren</i> (Nr. 12975)	Teil 1: Allgemeine Anforderungen Teil 2: Prüfverfahren
<i>Vorgefertigte Anlagen</i> (Nr. 12976)	Teil 1: Allgemeine Anforderungen Teil 2: Prüfverfahren
<i>Kundenspezifisch gefertigte Anlagen</i> (Nr. 12977)	Teil 1: Allgemeine Anforderungen Teil 2: Prüfverfahren Teil 3: Leistungsprüfung von Warmwasserspeicher für Solaranlagen

Ziel aller Normen ist es letztendlich, klar definierte Qualitätsstandards sowohl für Komponenten als auch für Prüfverfahren festzulegen, damit das technische Risiko (siehe auch Abschnitt 1.1) für den Endkunden kleiner wird. Das ist den auch der Grund, weshalb diese Normentwürfe im Rahmen dieses Projektes im ersten Arbeitsschritt auf Aspekte permanenter Funktionskontrollen hin studiert wurden.

3.4.2 In-Situ-Leistungsprüfung von kundenspezifisch gefertigten Anlagen

In den Anhängen E und F des Entwurfs 12977 Teil 2 sind Prüfverfahren definiert, welche sich wie folgt einteilen und beschreiben lassen: [CEN 77]

Anhang E: *Kurzzeit-Systemtestverfahren*:

- Verfahren a): Vergleich des gemessenen Solarenergieertrages mit dem berechneten Ertrag einer Anlagesimulation unter Verwendung realer (gemessener) Betriebsbedingungen.
- Verfahren b): Vergleich mehrerer gemessener Betriebsdaten von Kollektorkreis und Speicher mit den Werten aus einer Anlagesimulation unter gemessenen Betriebsbedingungen. In einem zweiten Schritt können aus den Messdatenreihen des Kollektorkreises dessen Modell-Parameter identifiziert werden, womit dann Ertragsvorhersagen berechnet sowie Systemfehlerdiagnosen erstellt werden können.

In beiden Verfahren wird als Beurteilungskriterium der Funktionsqualität festgelegt, dass der gemessene Solarenergieertrag mindestens 90 Prozent des per Simulation berechneten Ertrages erreichen muss.

Anhang F: *permanente Anlageüberwachung* (Long-term monitoring):

Die permanente Anlageüberwachung beginnt nach dem Abschluss des Kurzzeit-Systemtests, wenn dieser die Funktionsqualität der Anlage bestätigt hat. Die dazu minimal erforderliche Sensorik soll festen Bestandteil der Anlage sein und besteht aus:

- Messung des gesamten Wärmebezugs
- Messung des solaren Energieeintrages
- Messung der Globalstrahlung in die Kollektorebene

Die so gemessenen Daten werden periodisch verglichen mit der vom Anlagelieferanten angegebenen (und mittels Kurzzeit-Systemtest bestätigten) Leistungscharakteristik. Diese Charakteristik zeigt den Solarenergieeintrag des Kollektorfeldes in Funktion der Einstrahlung und des Wärmebezugs von der Anlage. Die Grenzen, innerhalb derer die Anlage als fehlerfrei funktionierend bezeichnet werden kann, müssen zwischen Anlageersteller und dem Kunden festgelegt werden.

Kommentar:

Diese Vorschläge zur Überwachung der Leistungsfähigkeit stellen keine Lösungen im Sinne einer permanenten Funktionskontrolle dar, wie sie in der Aufgabenstellung gesucht ist. Es fehlt das Element

der *automatischen Erkennung einer Unterschreitung der minimalen Leistungsfähigkeit* mit entsprechender Alarmierung. Die Beurteilung des Funktionskriteriums, der Vergleich gemessener Daten mit Simulationsresultaten, ist nach wie vor die Aufgabe von Experten.

Die permanente Anlagenüberwachung entspricht zudem im Wesentlichen dem, was heute in der Schweiz bei grösseren Anlagen mittels einem zentralen Prozessleitsystem ohnehin oft schon realisiert wird.

3.4.3 Stellungnahme des SOFAS

Im Rahmen des internationalen Vernehmlassungsverfahrens zu den vorliegenden Normentwürfen hat auch der SOFAS Anfang dieses Jahres zu Händen der Schweizerischen Normenvereinigung eine Stellungnahme abgegeben. Diese enthalten im Zusammenhang mit der Leistungsdefinition und -prüfung folgende Positionsbestimmungen: [SOF 98]

- Als Leistungsfähigkeitsindikator soll nicht der *Solare Deckungsgrad* sondern die *relative Zusatzenergieeinsparung* aufgeführt werden.
(Definition: Einsparung an konventioneller Energie in Prozent oder kWh eines Systems mit Solarteil gegenüber einem eindeutig definierten Referenzsystem ohne Solarteil.)
- Auf eine vorgeschriebene Leistungsprüfung kundenspezifischer wie auch vorgefertigter Anlagen soll in den Normen verzichtet werden.

Kommentar:

Die Vertreter des SOFAS geben in ihrer Stellungnahme der Sorge Ausdruck, dass Angaben zur Leistungsfähigkeit von Solaranlagen zu falschen Erwartungshaltungen der Anlagenbesitzer führen können, weil diese wichtige Einflussgrössen wie das Benutzerverhalten nicht genügend berücksichtigen können. Für die Leistungsberechnung seien Planungsrichtlinien (z.B. ENS-Ordner) und PC-Programme (z.B. PolySun) zu verwenden, die anhand von einzelnen Komponenten Richtwerte für den Ertrag angeben. Ziel der Normen soll sein, Anforderungen an solche Planungshilfsmittel zu formulieren, damit diese vergleichbar werden. Zudem argumentieren sie, dass die Kosten für Test- und Zertifizierungsverfahren nicht so hoch sein dürfen, dass Verbesserungen dadurch verhindert werden, weil deren Zertifizierung zu kostspielig ist.

Diese Haltung widerspiegelt sich auch in den erhaltenen Antworten zur einleitenden Frage in der Herstellerbefragung (siehe Abschnitt 3.3.1), wo grosse Ablehnung gegenüber garantierten Leistungsangaben deutlich wurde. Die im Rahmen dieses Projektes anvisierte permanente Funktionskontrolle hingegen steht nicht im Widerspruch zur Haltung des SOFAS, weil sie nicht in erster Linie zu einem Garantie-Verhältnis gegenüber dem Kunden führt, sondern lediglich ein Alarmsystem zur frühen Erkennung von Störungen darstellt. (vergl. Kapitel 6)

3.4.4 Aktueller Stand der Dinge in CEN-Gremien

Zum Thema Leistungstests lautete der Konsens der betreffenden internationalen Arbeitsgruppe, dass zwar die vorgeschlagenen Testverfahren in der Norm bleiben, aber nicht mehr vorgeschrieben sind, also den Status *freiwillig* statt *normativ* erhalten.

Dies soll jedoch nicht für die werkgefertigten Systeme gelten, wo ein neu formuliertes Forschungsprojekt eine objektive Beurteilung und einen Vergleich zweier bekannter Prüfmethoden liefern soll. Dabei handelt es sich um: [Sut]

- *DST Dynamic System Testing*: Kurzzeitmessung über alle möglichen Betriebszustände mit möglichst grosser Dynamik und anschliessender Anlageparameteridentifikation nach dem Verfahren von Dr. Spirk. Dann Simulation mit in den in den Normen definierten System mit Referenzwetter- und Referenzverbrauchsdaten. Grundlage: ISO 9459 Teil 5, (z.Zt. im Druck)

- *CSTG Collector and System Testing Group* (oder ISPRA-Methode): Es wird ein spezielles Verbrauchsmuster (Speicher über Nacht leeren) gefahren, damit keine Übertragung von Betriebsparametern von einem Tag zum anderen stattfindet. Danach werden die gemessenen Daten extrapoliert (gängig für Anlagen mit wenig Unterstützungsenergieverbrauch). Grundlage: ISO 9459, Teil 2

4 Funktionskontrolle: Problemstellung

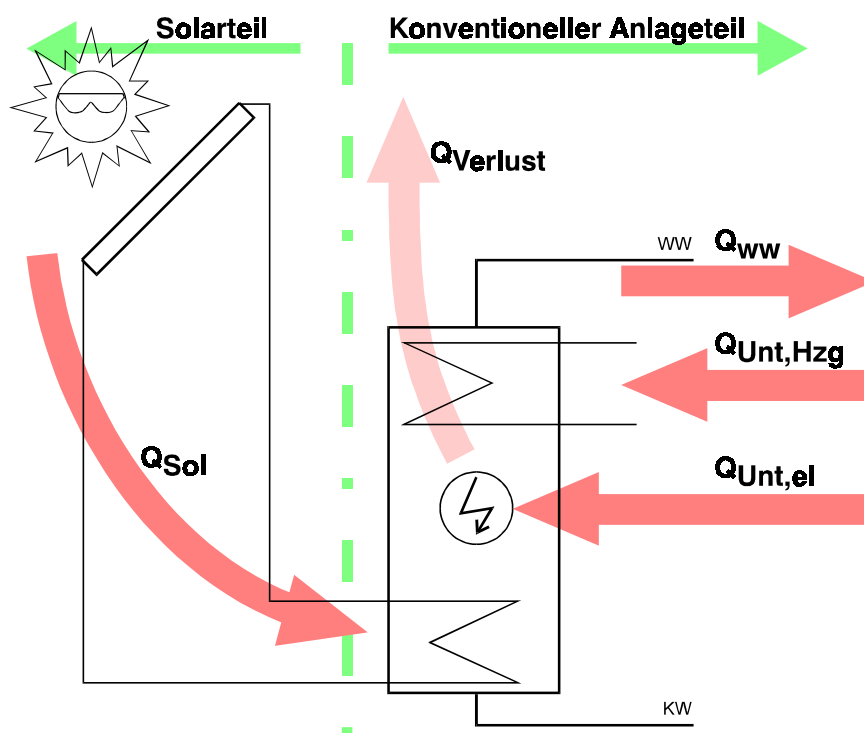
4.1 Definitionen

4.1.1 Systeme und Energieflüsse

Bevor auf die Besonderheiten der gesuchten Funktionskontrolle eingegangen werden kann, muss eine begrifflich und systematisch klare Definition der untersuchten Systeme und Energieflüsse erfolgen. Während in der Aufgabenstellung eine Aufteilung der Anlagen in drei Typen gefordert ist (s. Abschnitt 2), können bei der rein qualitativen Betrachtung der relevanten Energieflüsse die Kompaktanlagen und die Brauchwasservorwärmanlagen unter dem Begriff Wassererwärmungsanlagen zusammengefasst werden.

Die Heizungsintegrierten Anlagen weisen einen zusätzlichen Energiefluss auf und sind daher zu unterscheiden. Diese Aufteilung wird auch im Swissolar-Ordner *Empfehlungen zur Nutzung von Sonnenenergie* ENS verwendet. Dort sind zusätzlich Anlagen zur Freibadheizung und zur Prozesswärmeerzeugung definiert, die jedoch an dieser Stelle nicht von Bedeutung sind und deshalb nicht aufgeführt werden.

Wassererwärmungsanlagen:

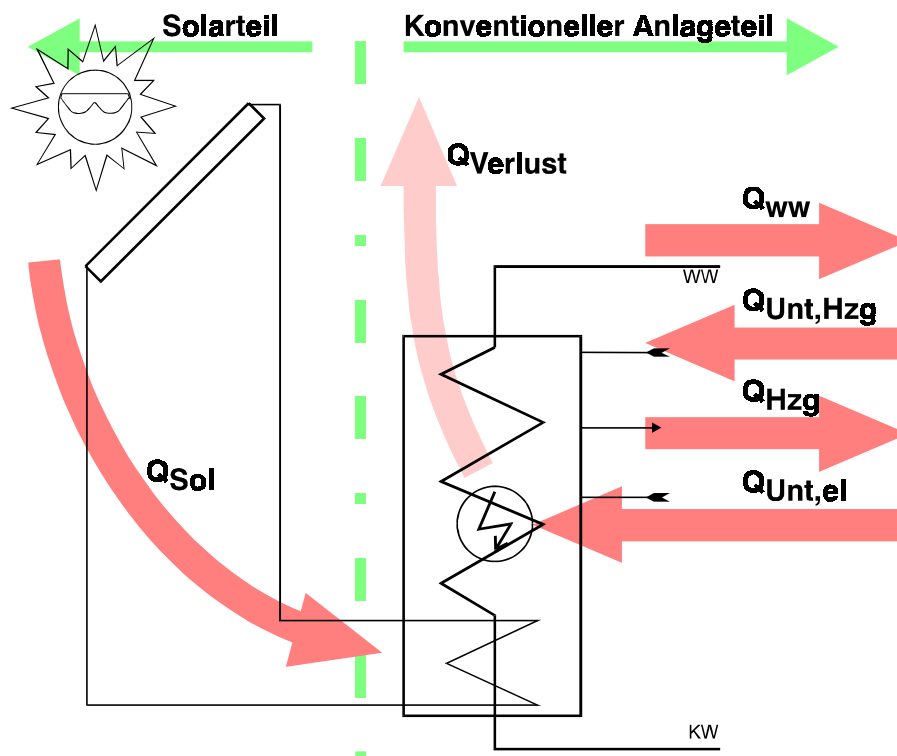


Varianten:

- Oft ist sowohl bei grossen Vorwärmanlagen, wie auch bei kleinen Kompaktanlagen nur eine Unterstützungsenergiequelle eingesetzt. Bei den ersteren sind dies in der Regel fossile Energieträger, die via Kesselanlage Wärme zuführen und bei den kleinen Anlagen ist es elektrische Energie.

- Bei grossen Vorwärmanlagen werden u.a. aus Platzgründen oft zwei Speicher in Serie geschaltet eingesetzt. Der erste wird nur solar beheizt und der zweite dient der Nacherwärmung mit der Unterstützungsenergie. (siehe Systeme e) bis h) in [ENS 97])

Heizungsintegrierte Anlagen:



Varianten:

- Neuste Produkte auf dem Markt verschmelzen das Konzept der Kompaktanlagen mit fossil befeuerten Kleinst-Heizkesseln. Damit ergibt sich eine heizungsintegrierte Anlage in der Grösse von Kompaktanlagen, wo die Unterstützungsenergieerzeugung direkt im Speicher eingebaut ist.

4.1.2 Ziel der permanenten Funktionskontrolle

Die Zielformulierung kann verdeutlicht werden, wenn zunächst der Zweck von Solaranlagen in Erinnerung gerufen wird: Dieser ist, einen möglichst hohen Anteil vom Energieeintrag in den Speicher aus konventionellen, nichterneubaren Energieträgern durch Solarenergie zu ersetzen. Die Höhe dieses Anteils, der *Deckungsgrad*, hängt von der Auslegung der Anlage (Kollektorfeld- und Speichergösse) und den Betriebsbedingungen (Wetter, Wärmebedarf) ab. Ein störungsfrei arbeitender Kollektorkreis liefert immer seiner Auslegung und Betriebsbedingung entsprechend den grösstmöglichen Solarenergieanteil an den Speicher.

Das Ziel einer permanenten Funktionskontrolle muss demnach sein: Eine Alarmmeldung zu erzeugen, wenn nach erfolgreicher Inbetriebnahme dieser grösstmögliche Anteil des Energieeintrages in den Speicher kleiner wird oder dieser ganz wegfällt. Kann diese Alarmmeldung zuverlässig und vollkommen automatisch erzeugt werden, verringert sich für den Investor das technische und finanzielle Risiko.

4.1.3 Systemgrenzen der Funktionskontrolle



Zur Frage, welche Komponenten und Energieflüsse einer Anlage nebst dem Solarteil in die Funktionskontrolle miteinbezogen werden sollen, bedarf es zunächst einiger Feststellungen:

Finanzielle Aspekte:

- In der Regel ist der relative Investitionskostenanteil für die rein solarspezifischen Anlagekomponenten am grössten. In der Literatur finden sich folgende Werte: [Man 98]

Anlagenteil	Kostenanteil 1994 [%]	Kostenanteil 1997 [%]
Kollektorfeld (5m ²)	36	35
Solarkreishydraulik mit Regler	8	8
Speicher und WT	26	24
Sonstiges	9	6
Montage	21	27

- Der Solarteil hat bei mitteleuropäischen Klimabedingungen den Charakter einer Zusatzinvestition, weil die Installationen für die Unterstützungsenergie dadurch nicht ersetzt werden können. (Im Gegensatz etwa zu südlichen Ländern, wo der solar beheizte Boiler allein die Warmwasseraufbereitung übernimmt und keine Unterstützungsenergie benötigt.)
- Der konventionelle Anlagenteil verfügt oft nicht über eine Sensorik für Regelungszwecke, die gleichzeitig - also ohne Zusatzkosten - zur Funktionskontrolle benutzt werden kann.

Weitere Aspekte:

- Die Komponenten der konventionellen Haustechnik wurden über Jahrzehnte immer wieder weiterentwickelt, verbessert und erwecken beim Kunden in der Regel keine Skepsis.
- Fällt der konventionelle Anlagenteil auf Grund einer Störung aus, merkt der Benutzer auch ohne Alarmmeldung, dass es kalt wird.

Die obigen Überlegungen sprechen alle dafür, die Systemgrenzen der Funktionskontrolle lediglich um den Solarteil zu legen. Gründe für eine Erweiterung der Systemgrenzen gibt es dennoch:

- Berücksichtigung bzw. Überwachung der Speicherverluste
- Wenn aus anderen Gründen bereits eine aufwendige Sensorik vorhanden ist (z.B. VHKA für Heizung und Warmwasser).
- Wenn das Anlagekonzept eine einfache und kostengünstige Sensorik zulässt:
 - Werkgefertigte, heizungsintegrierte Kompaktanlagen
 - Warmwasseranlagen mit zwei in Serie geschalteten, für Solar- und Unterstützungsenergie getrennten, Speichern.
- Wenn Anlagekosten sehr hoch sind und daher die relativen Mehrkosten für die Sensorik klein werden. (mit SPS-Steuerung und Prozessleitsystem)

Es kann also nicht allgemein gültig definiert werden, wann die permanente Funktionskontrolle lediglich den Solarteil überwachen soll und wann die ganze Anlage. Dieser Entscheid hängt von zu vielen anlagespezifischen Faktoren ab.

Frei meint dazu, dass höchstens bei heizungsintegrierten Anlagen mit einem solaren Deckungsgrad bis zu etwa 20 Prozent eine Funktionskontrolle der ganzen Anlage denkbar wäre, weil die jahreszeitlich bedingten Schwankungen des Solarteils mit noch überblickbaren Kontrollalgorithmen erfasst werden könnten. Bei Anlagen mit höherem Deckungsgrad seien die Zeitkonstanten zu gross und die Zusammenhänge zu komplex um mit vernünftigem Aufwand eine umfassende Funktionskontrolle zu realisieren. [Frei]

4.2 Funktionskriterien

Analog zur Schlussfolgerung des vorgängigen Abschnittes, gibt es auch für die Beurteilung der Funktionsfähigkeit der Anlage nicht nur ein gültiges Kriterium. Es müssen Kompromisse eingegangen werden und es muss unterschieden werden z.B nach:

- um welchen Anlagentyp handelt es sich?
- was darf es kosten?

Im Folgenden soll nun die Kernfrage des Projektes zusammenfassend beantwortet und später in den folgenden Kapiteln detailliert behandelt werden.

4.2.1 Die vollkommene Lösung:

Eine Lösung, welche für beide Varianten der Systemgrenzenlegung angewendet werden kann, ist die *Simulation unter gemessenen Bedingungen*. Die zu überwachenden Funktionskriterien sind hierbei Grenzwertüberschreitungen der gemessenen Betriebsparameter, im Vergleich zu den parallel dazu mit dem mathematischen Modell der Anlage berechneten Betriebsdaten. Dabei ist es für den Überwachungsalgorithmus unwichtig, in welchem Betriebszustand sich die Anlage gerade befindet, weil das Modell in der Lage sein muss, alle Betriebsarten korrekt simulieren zu können.

Die tolerierbare Abweichung, z.B. 10 Prozent, hängt von der Genauigkeit der Sensorik und des mathematischen Modells ab. Tritt an der realen Anlage eine Störung auf, dann ergibt sich eine Differenz zwischen den gemessenen Betriebsparametern (einer oder mehrere), mit den entsprechenden Parametern des Rechenmodells. Diese Differenz kann detektiert werden um eine Alarmmeldung zu erzeugen (siehe Abschnitt 5.4).

4.2.2 Teillösungen:

Sobald nicht mehr mit einem mathematischen Modell gearbeitet wird, dessen Resultate zum Vergleich mit Messdaten herangezogen werden können, gibt es keine einheitliche Überwachungsmöglichkeit mehr. Vielmehr müssen in Abhängigkeit der Betriebsart der Anlage verschiedene Kriterien untersucht und beurteilt werden. Dazu können teilweise unterschiedliche technische Lösungsansätze verwendet werden. Darauf soll in den folgenden Abschnitten detailliert eingegangen werden.

5 Funktionskontrolle: Lösungsansätze

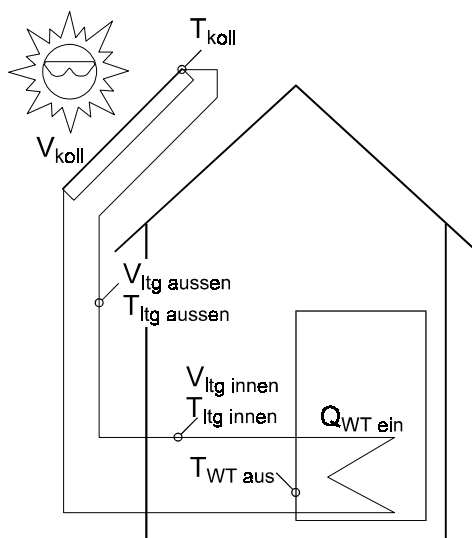
5.1 Energiedifferenzberechnung [Böh 97], [Kau 98]

5.1.1 Funktionsweise

Grundlagen:

Der Ansatz beruht auf der Überlegung, dass die Kollektorkreispumpe erst einschalten soll, wenn sich dadurch für den Speicher auch wirklich einen Energiegewinn ergibt. Bei herkömmlichen Temperaturdifferenzregelungen ist dies dann nicht unbedingt der Fall, wenn nach Beginn eines Pumpintervalls der kalte Inhalt der Kollektorleitung dem Speicher mehr Wärme entzieht als das nachfolgend warme Fluid diesem wieder zuführt. Wird der Energieinhalt der Kollektorleitung mittels einem zusätzlichen Temperaturfühler erfasst und die Regelung kennt die Volumina von Kollektorfeld und Kollektorleitung, kann diese die Grenztemperatur für die Pumpeneinschaltbedingung so einstellen, dass die Pumpe nur dann einschaltet, wenn sich dadurch ein positiver Energiegewinn für den Speicher ergibt. Die Temperaturdifferenz zwischen Speicher-Wärmetauscher und Kollektorausstritt als Pumpeneinschaltkriterium ist also nicht mehr fest im Regler eingestellt, sondern wird in Abhängigkeit der Energiebilanz laufend angepasst. Man spricht daher auch von modulierter Schalttemperaturdifferenz.

Die Energiebilanz ist wie folgt definiert:



c: spez. Wärmekapazität des Wärmeträgermediums

Die im Pumpintervall über den Wärmetauscher in den Wärmespeicher geführte Energie $Q_{WT, ein}$ beträgt:

$$Q_{WT, ein} = cV_{koll}T_{koll} + cV_{ltg, aussen}T_{ltg, aussen} + cV_{ltg, innen}T_{ltg, innen} \quad [1]$$

Die im Pumpintervall über den Wärmetauscher dem Wärmespeicher entnommene Energie $Q_{WT, aus}$ beträgt:

$$Q_{WT, aus} = c(V_{koll} + V_{ltg, aussen} + V_{ltg, innen})T_{WT, aus} \quad [2]$$

Wenn ein Pumpintervall auf den Speicher keinen Einfluss hat, kann man schreiben:

$$Q_{WT, ein} = Q_{WT, aus} \quad [3]$$

Werden die Gleichungen 1 und 2 in 3 eingesetzt, zeigt sich, dass c eliminiert werden kann. Die Energiedifferenzregelung wird damit *unabhängig* von der spezifischen Wärmekapazität des Mediums.

Die Auflösung der Gleichung 3 nach der Kollektortemperatur führt zu:

$$T_{koll} = \left(\frac{V_{ltg,aussen}}{V_{koll}} \right) (T_{WT,aus} - T_{ltg,aussen}) + \left(\frac{V_{ltg,innen}}{V_{koll}} \right) (T_{WT,aus} - T_{ltg,innen}) + T_{WT,aus} \quad [4]$$

Um einen positiven Eintrag in den Speicher zu erhalten, muss die Null-Bilanzbedingung um das additive Glied DT_1 erweitert werden. Dieses Glied bestimmt die Wärmemenge Q_{Gewinn} :

$$Q_{Gewinn} = c V_{koll} \Delta T_1$$

Diese Wärmemenge wird beim Pumpen dem Speicher zugeführt. Damit kann die Kollektor-Mindesttemperatur, welche als Pumpen-Einschaltbedingung gilt, berechnet werden:

$$T_{koll,einschalt} > \left(\frac{V_{ltg,aussen}}{V_{koll}} \right) (T_{WT,aus} - T_{ltg,aussen}) + \left(\frac{V_{ltg,innen}}{V_{koll}} \right) (T_{WT,aus} - T_{ltg,innen}) + T_{WT,aus} + \Delta T_1 \quad [5]$$

Die Terme $(V_{ltg,aussen}/V_{koll})$ und $(V_{ltg,innen}/V_{koll})$ sind anlagenspezifische Konstanten und können durch k_1 und k_2 ausgedrückt werden:

$$T_{koll,einschalt} > k_1 (T_{WT,aus} - T_{ltg,aussen}) + k_2 (T_{WT,aus} - T_{ltg,innen}) + T_{WT,aus} + \Delta T_1 \quad [6]$$

Die Einschalt-Temperaturdifferenz Kollektor-Speicher moduliert also nur in Abhängigkeit von den Leitungstemperaturen. Die Modulationsbreite wird bei der Programmierung festgelegt (z.B. +4°C bis +20°C)

Funktionskriterium:

Bei der Betrachtung dieser Energiebilanz wird denn auch bald einmal offensichtlich, dass man diesen Ansatz weiterverwenden kann um eine recht einfache Funktionskontrolle zu realisieren:

Der oben beschriebene Regelalgorithmus gewährleistet, dass die Pumpe nur einschaltet, wenn dadurch ein positiver Energiegewinn für den Speicher resultiert. Zur Kontrolle der einwandfreien Funktion des Systems muss lediglich überprüft werden, ob nach einem Pumpintervall dieser Gewinn auch tatsächlich stattgefunden hat oder nicht. Dies bedingt allerdings den zusätzlichen Messaufwand zur Erfassung der in den Speicher eingebrachten Solarenergie.

Wärmemengenmessung:

Wir sind also bei diesem Lösungsansatz darauf angewiesen, die in den Speicher eingebrachte Wärmemenge messtechnisch zu erfassen. Dass dies für Wasser-Glykol-Gemische sowie die zum Teil recht kleinen Durchflussmengen problematisch sein kann, ist hinreichend bekannt (stark temperaturabhängige spezifische Wärmekapazität, Messfehler von Flügelrad-Durchflussmessgeber bei viskosen Wasser-Glykol-Gemischen, ungenügend hohe Auflösung bei kleinen Durchflüssen, ...). (vergl. Abschnitt 7.2.2)

Aus diesen Gründen hat der Erfinder der Energiedifferenzregelung ein neues Verfahren zur Volumenstrommessung entwickelt. Dabei wird periodisch durch die Regelung ein hohes Temperaturgefälle zwischen Kollektoraustritt und der Temperatur des stehenden Fluids in der Leitung provoziert. Nach dem Einschalten der Pumpe wird die Durchlaufzeit der Temperaturanstiegsflanke entlang eines längen- und volumenmässig definierten Leitungsabschnittes gemessen. Die beiden Temperaturmess-Stellen sind dabei durch das Konzept der Regelung, die ja bekanntlich die Temperatur der aussenliegenden wie auch der innenliegenden Kollektorkreisleitungsabschnitte in den Regelalgorithmus miteinbezieht, bereits vorhanden. Wichtig dabei ist, dass für die Zeitmessung der Wendepunkt in den jeweiligen Temperaturanstiegsflanken dedektiert wird. Nachdem mit diesem Vorgang der von der Pumpe geförderte Volumenstrom ermittelt wurde, reduziert sich die

Wärmemengenmessung der dem Speicher zugeführten Solarenergie auf die Verrechnung der Parameter Pumpenlaufzeit und Temperaturgefälle über dem Wärmetauschereintritt zum -Austritt und der absoluten Temperatur des Fluids zur Korrektur dessen variablen spezifischen Wärme.

Dieses Verfahren wurde am Testzentrum Saarbrücken TZSB der Hochschule für Technik und Wirtschaft des Saarlandes überprüft und als funktionstüchtig bezeichnet. Eine eigentliche Validierung steht noch aus. [Böh]

5.1.2 Praktische Ergebnisse

Bei kleinen Anlagen mit Low-Flow Kollektoren, wo der Kollektorkreis-Leitungsinhalt praktisch nicht ins Gewicht fällt, liegt durch die Energiedifferenzregelung im Vergleich zur konventionellen Temperaturdifferenzregelung kaum ein Vorteil vor. Dies gilt auch für die Zeit hochsommerlicher Wetterverhältnisse. Der höhere solare Energiegewinn durch die Energiedifferenzregelung kann bei grösseren Anlagen mit respektablen Kollektorkreis-Leitungslängen sowie bei wechselhaftem Wetter und in der Übergangszeit etwa 6 Prozent ausmachen. [Kau 98] Es versteht sich von selbst, dass bei schlecht wärmegeprägten Kollektorkreisleitungen die Energiedifferenzregelung, relativ gesehen, immer besser abschneidet. Simulationsrechnungen ergaben schon Mehrerträge von über 10 Prozent. [Böh 97]

Bezüglich der Funktionskontrolle liegen noch keine publizierten, praktische Ergebnisse vor. Da das Konzept jedoch einleuchtend und einfach ist, kann davon ausgegangen werden, dass diesbezüglich keine grösseren Schwierigkeiten zu erwarten sind. Der Hersteller geht denn auch davon aus, dass ab Frühjahr 1999 die ersten Regler mit diesem Kontrollalgorithmus auf den Markt kommen sollen.

5.1.3 Detektierbare Störungen

Mit der Energiedifferenzberechnung können nur Störungen erfasst werden, welche in der Betriebsphase des Kollektorkreislaufs auftreten. Diese sind:

- Stehende Luftblase im Kollektorfeld (Airlog)
- Pumpenschöpfleistung reduziert
- Verkalkung oder Verschammung des Wärmetauschers

5.1.4 Beurteilung

Das Konzept der Bildung einer Energiebilanz über Kollektorkreis und Speicher als Pumpeneinschaltkriterium ist einleuchtend. Langfristige und breit abgestützte Praxiserprobungen fehlen allerdings noch. Die Angabe der Höhe des Mehrertrages ist demnach sicher mit Vorsicht zu werten. Bezüglich der Funktionskontrolle kann der Ansatz wie folgt bewertet werden:

Vorteile:

- Nur *ein* Funktionskriterium: Nach Pumpintervall muss folgende Bedingung erfüllt sein, sonst liegt mit Sicherheit eine Störung vor:
$$Q_{WT, \text{ein}, \text{gemessen}} \geq Q_{WT, \text{ein}, \text{berechnet}}$$
- Die zusätzliche Sensorik beschränkt sich (unter Verwendung der Volumenstrommessung über die Pumpenlaufzeit) auf mindestens zwei zusätzliche Temperaturfühler.
- Der Rechenaufwand und damit die Anforderungen an die Hardware des Regelgerätes sind gering.
- Das Konzept kann auf alle Kollektorkreis-Variationen (ausser Termosyphon-Anlagen) angewendet werden.

- Die Verwendung der Energiedifferenzregelung ist eine Optimierung der herkömmlichen Temperaturdifferenzregelung und verspricht höhere Erträge.
- Das Konzept ist relativ einfach und teilweise erprobt.

Nachteile:

- Der Speicher und die Unterstützungsenergie bleiben unbeachtet. Die Störungsdetektion beschränkt sich auf den Kollektorkreis und die dazugehörige Regelung.
- Die Energiedifferenzberechnung allein lässt keine Differenzierung verschiedenartiger Störungen zu (ist in diesem Projekt auch nicht explizit gefordert).
- Es bedingt zusätzliche Sensorik (wenn auch wenig)

5.1.5 Offene Fragen

Das Konzept der Energiedifferenzregelung und die teilweise damit verbundene Funktionskontrolle des Solarkreises im Betrieb ist neu und in dessen Zuverlässigkeit und Praxistauglichkeit noch längst nicht fertig erprobt. Es stellt sich insbesondere die Frage nach dem von den Entwicklern angegebenen Mehrertrag, der sicherlich nur unter bestimmten Bedingungen so hoch sein kann. Diese sind: [Frei]

- die Anlage weist überdurchschnittlich lange und voluminöse Kollektorleitungen auf (also keine Low-Flow-Anlage)
- der Speicher schichtet schlecht
- die Kollektorleitungen sind nicht optimal gedämmt
- das Wetter ist wechselhaft (viele Ein-/ Aus-Zyklen)

Im Zusammenhang mit der Möglichkeit der Funktionskontrolle ist das Konzept selbst verständlich auch ohne Mehrertrag interessant. Dies insbesondere unter Verwendung der Volumenstrommessung mittels Temperaturflanken-Durchlaufzeit-Messung. Es wurde gezeigt, dass diese Methode der Volumenstrommessung funktioniert. Zur Zuverlässigkeit der Funktionskontrolle hingegen liegen noch keine Erfahrungswerte vor. Hier ist noch Handlungsbedarf, dieses Konzept dementsprechend zu prüfen und zu validieren.

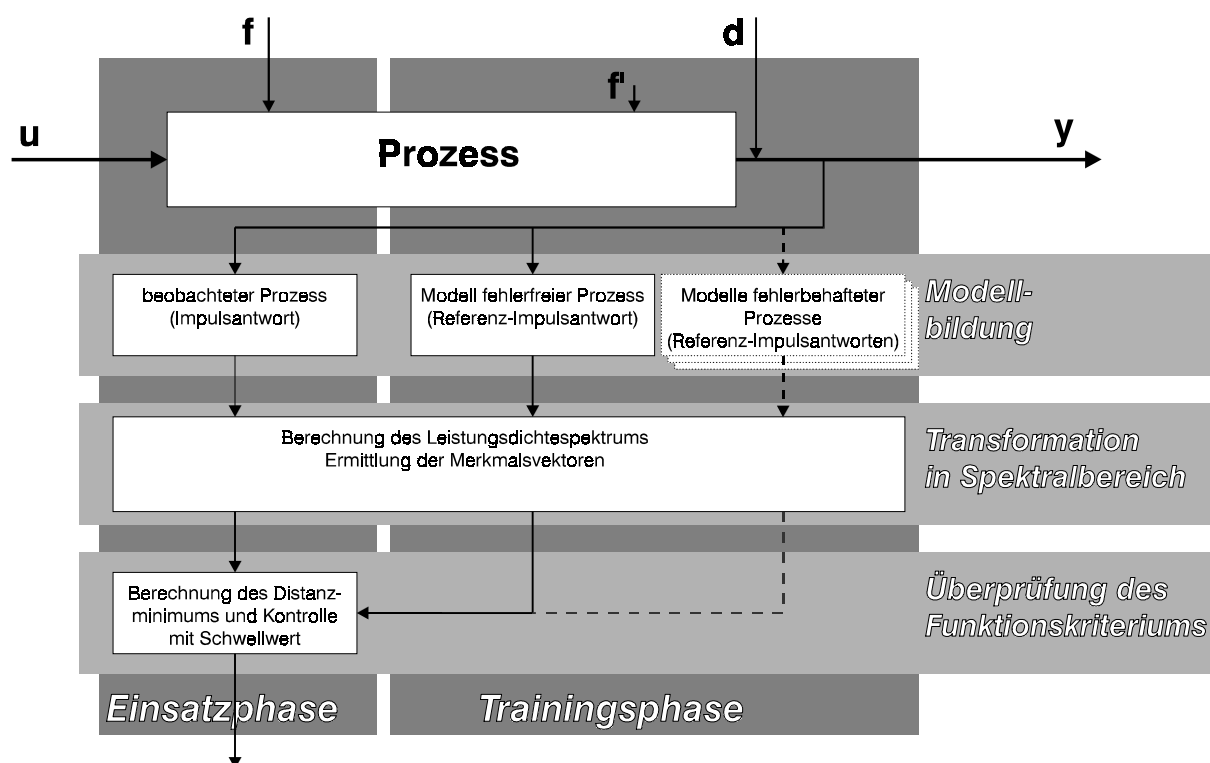
5.2 Spektralmethode**5.2.1 Ausgangslage**

Der grundlegende Ansatz basiert auf der Überlegung, dass in einem dynamischen Prozess sogenannte Sprungantworten einen charakteristischen Verlauf aufweisen, der für die Beurteilung des Verhaltens - ob fehlerfrei oder störungsbehaftet - verwendet werden kann. Eine Sprungantwort ist dabei z.B. der kurzfristige Temperaturverlauf an einer definierten Stelle im System, nach dem Einschalten einer Umwälzpumpe. Die Beurteilung der Sprungantwort basiert dann auf dem Vergleich zu einem Referenzmuster, welches anlagespezifisch ist und deshalb vorgängig messtechnisch ermittelt werden muss. Konkret bedeutet dies, dass an einer neuen, fehlerfrei arbeitenden Anlage eine Trainingsphase durchlaufen werden muss, welche die notwendigen Referenzmuster liefert. Die Funktionskontrolle in der nachfolgenden Betriebsphase ist dann rein relativ, d.h. es werden nur *Abweichungen* gegenüber dem ursprünglichen Zustand erkannt. Wenn dies jedoch zuverlässig funktioniert und die Trainingsphase auf einem mit Sicherheit fehlerfreien System erfolgte, dann bedeutet dies keinen Nachteil.

An der ETH Zürich wurde zu diesem Thema im Sommer 1997 eine Dissertation verfasst [Räb 97], die zum Ziel hatte, diesen Ansatz der Beurteilung von Sprungantworten in dynamischen Systemen für die Tauglichkeit in wärmetechnischen Anlagen zu untersuchen. Dazu wurden Lösungswege für die praktische Umsetzung in elektronischen Systemen aufgezeigt, sowie die Methode am Beispiel einer Wärmepumpe validiert. Dabei konnte gezeigt werden, dass die Messung der Sprungantwort (Temperatur) an *einer einzigen Messtelle* genügte, um normales und vier verschiedene fehlerbeeinflusste Betriebsverhalten mit einer Zuverlässigkeit von über 90 Prozent zu erkennen. Dieses erstaunliche Resultat und die Tatsache, dass die Methode mit sehr wenig Sensorik auskommt, war für uns der Grund, das Verfahren näher zu evaluieren. Ob es sich für solarthermische Systeme auch wirklich einsetzen lässt, ist jedoch noch offen und muss durch Simulationen oder/und Versuche abgeklärt werden.

5.2.2 Funktionsweise

Der Name der Methode weist auf den verwendeten Ansatz hin. Das Verhalten von Betriebsparametern wird nicht mehr in Funktion der Zeit untersucht und beurteilt, sondern im Spektralbereich d.h. im Frequenzbereich bzw. im Leistungsspektrum. Dies hat den Vorteil, dass der qualitative Verlauf einer Temperatur in Funktion der Zeit letztendlich lediglich in Form einer Distanz zwischen zwei oder mehreren Punkten in einem mehrdimensionalen Raum beurteilt oder klassifiziert werden kann. Das Konzept lässt sich am besten mit einem Signalfussbild erklären:



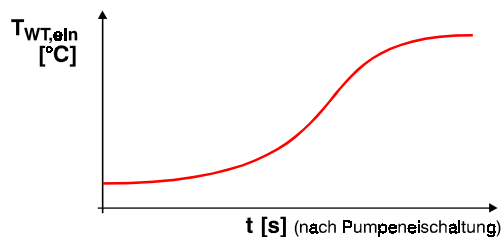
- u Eingangsgrößen (Modell-Betriebsbedingungen)
- d Störgrößen (reale, äussere Einflüsse wie Einstrahlungsschwankungen und Wärmebezugsschwankungen)
- y Ausgangsgrößen (gemessene Betriebsdaten)
- f Fehlereinflussgrößen (Störungen)
- f' provozierte Fehlereinflussgrößen (implizierte Störungen)

Es stellt sich nun die Frage nach der Wahl der Ausgangsgrösse, deren Sprungantwort untersucht werden soll. Diese muss so gewählt werden, dass erstens eine möglichst hohe Dynamik erfasst

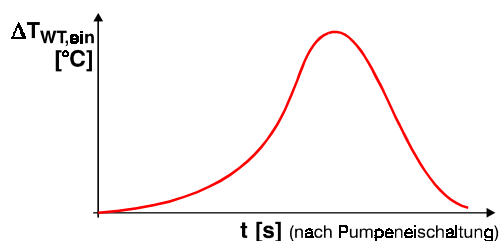
werden kann und zweitens die Funktionsqualität der Anlage möglichst gut repräsentiert wird. Im klassischen Kollektorkreislauf sehen wir dazu in erster Linie einen Temperaturfühler am Wärmetauschereingang, der die Sprungantwort der Temperatur nach Einschalten der Kollektorkreispumpe erfasst. Dies würde lediglich *ein einziger* zusätzlicher Fühler bedeuten, der nahe am Speicher installiert ist und dadurch geringe Mehrkosten verursacht.

Die Signalverarbeitung:

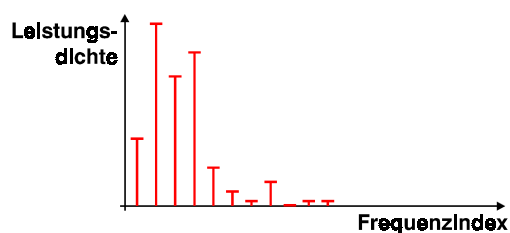
Messung: Die Ausgangsgrösse y wird in zeitlich hoher Auflösung abgetastet, damit eine exakte Abbildung des transienten Temperaturverlaufes, die Sprungantwort des Systems auf die Pumpeneinschaltung, entsteht. (Grafik rein Qualitativ)



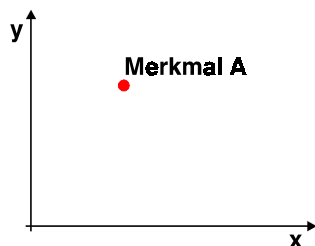
Modellbildung: Der Temperaturverlauf wird nach der Zeit abgeleitet um die Impulsantwort zu erhalten. Das Resultat entspricht dem Temperaturänderungsverlauf in Funktion der Zeit (Grafik rein Qualitativ).



Transformation in Spektralbereich: Mittels diskreter Fouriertransformation wird die Impulsantwort im Spektralbereich abgebildet. Das Resultat in Amplitude und Frequenz wird Leistungsdichtespektrum genannt. (Grafik rein Qualitativ)

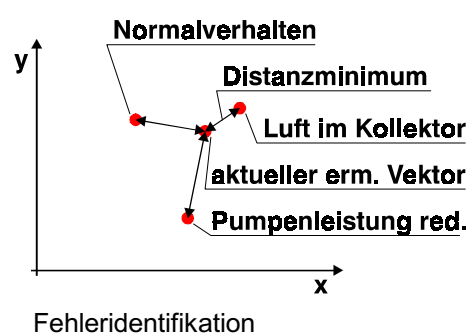
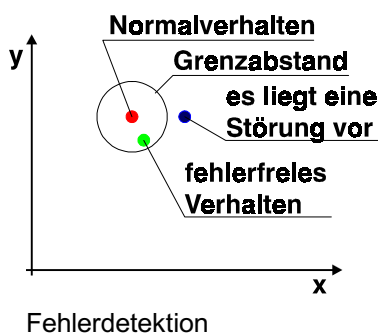


Das numerische Resultat des Leistungsdichtespektrums ist ein Vektor, dessen Anzahl Elemente der Anzahl Abtastungen des Signals entspricht. Bei den Elementen handelt es sich um die Leistungsdichten des Signals bei den entsprechenden Frequenzen. Diese Vektoren können als Punkt in einem mehrdimensionalen Raum, dem Merkmalsraum, interpretiert werden. D.h. die charakteristische *Form* eines gemessenen Temperaturverlaufs kann letztendlich als Vektor dargestellt werden, der deshalb auch Merkmalsvektor genannt wird.



Überprüfung des Funktionskriteriums: Nach der Trainingsphase liegt ein Merkmalsvektor vor, der das fehlerfreie Verhalten der Anlage charakterisiert. In der Einsatzphase werden nun laufend die gemessenen Sprungantworten entsprechend dem obigen Verfahren als Punkte im Merkmalsraum eingetragen. Überschreitet die euklidische Distanz vom aktuell ermittelten Punkt zu demjenigen des Normalverhaltens einen Grenzabstand, dann liegt mit grosser Wahrscheinlichkeit eine Störung vor. Die Frage nach dem Grenzabstand muss während der Trainingsphase mit statistischen Auswertungen ermittelt werden. Wird er zu gross gewählt, dann werden Störungen schlecht oder gar nicht erkannt, wird er klein gewählt, erhöht sich die Häufigkeit von Fehlalarmen.

Falls die praktische Möglichkeit bestünde, an der Anlage Störungen zu provozieren, könnten auch Referenzimpulsantworten für verschiedene charakteristische Störfälle aufgenommen werden. Wir gehen allerdings davon aus, dass dies höchstens unter Laborbedingungen machbar wäre. Wenn auf diese Weise das Anlageverhalten im Störfall gezielt in Form einer eindeutigen Impulsantwort aufgenommen werden könnte, wäre nicht nur eine Fehlerdetektion möglich, sondern auch eine Fehleridentifikation. Die Überprüfung des Funktionskriteriums ist in diesem Fall nicht mehr eine Frage eines Grenzabstandes, sondern eine Frage nach dem Distanzminimum zu einem Punkt im Merkmalsraum. Derjenige Merkmalsvektor, der dem aktuell ermittelten am nächsten liegt, weist auf die vorliegende Störung (oder Normalverhalten) der Anlage hin. Es könnte demnach also zwischen verschiedenartigen Störungen unterscheiden werden. Dies ist aber nicht unbedingt notwendig, weshalb in der konzeptionellen Darstellung der Spektralmethode dieser Teil mit nicht ausgezogen Linien gezeichnet ist.



Der zeitliche Ablauf:

Voraussetzung: Eine einwandfreie Inbetriebnahme der Anlage und eventuell (besonders bei grossen Anlagen) Durchführung einer Abnahmemessung. Dazu kann beispielsweise das neue Verfahren von der ZAE Bayern (siehe Abschnitt 3.1) angewendet werden. Allfällige Mängel werden danach behoben und es folgt ein erneutes Abnahmeverfahren.

Trainingsphase: In der Trainingsphase geht es darum, die Referenzimpulsantwort für den fehlerfreien Betrieb zu ermitteln (und allenfalls diejenigen für implizierte Störungen).

Die Dauer der Trainingsphase richtet sich nach der in dieser Zeitspanne erfassten Dynamik der Eingangs- und Störgrössen. Diese ist abhängig von den Witterungsbedingungen und der Wärmeentnahme aus dem Speicher. Wir gehen davon aus, dass die Abbruchbedingung der Trainingsphase in etwa gleichzusetzen ist, wie die Abbruchbedingungen für herkömmliche

Parameterbestimmungsverfahren. Bosanac z.B. nennt eine notwendige Variabilität, welche mindestens 90 Prozent aller Messwerte erfasst. Die Häufigkeitsverteilung muss dazu vorher per Simulation für Strahlungswerte $> 400\text{W/m}^2$ evaluiert werden. [Bos 97]

Die signifikanten Einflussgrößen sind dann:

- Temperaturdifferenz zwischen mittlerer Kollektortemperatur und Umgebungstemperatur

- Reduzierte Temperatur: $T^* = \left(\frac{T_m - T_a}{G} \right)$ wobei: T_m mittlere Kollektortemperatur
 T_a Aussentemperatur
 G Globalstrahlung

- Windgeschwindigkeit: mind. 1 - 5 m/s

- Einfallswinkel der direkten Strahlung in die Kollektorebene (dies ist vor allem ausserhalb der Mittagszeit von Bedeutung): mind. 10 - 70°

Wenn die Abbruchbedingungen erfüllt sind, müssen die ermittelten und aufgezeichneten Merkmalsvektoren statistisch ausgewertet werden, um den Referenzpunkt für das Normalverhalten sowie den Grenzabstand für die Alarmauslösung zu ermitteln.

Einsatzphase: In der Einsatzphase wird jede auftretende Sprungantwort in Form eines Punktes im Merkmalsraum eingetragen, um anschliessend zu überprüfen, ob der Grenzabstand überschritten ist oder nicht. Wird der Grenzabstand überschritten, liegt eine Störung vor und es wird ein Alarm ausgelöst.

5.2.3 Beurteilung

Dass die Spektralmethode funktioniert, ist experimentell bewiesen. Die Validierung erfolgte allerdings an einem Wärmepumpensystem. Die Frage, ob sich die Methode auch bei Solaranlagen einsetzen lässt, kann an dieser Stelle nicht schlüssig beantwortet werden. Wir sind jedoch der Ansicht, dass die Methode bei einigen Störungen durchaus grosse Chancen hat diese zu erkennen.

Die folgenden einfachen Überlegungen führen dazu: Wenn wir den Temperaturanstiegsverlauf am Eingang des Wärmetauschers ($T_{WT, \text{ein}}$) nach dem Einschalten der Solarkreispumpe betrachten, dann können wir im Vergleich zum störungsfreien Betrieb feststellen:

- wenn die Temperaturanstiegs-Flanke flacher ist, dann können folgende Störungen vorliegen:
 - Pumpenleistung reduziert
 - Luft im Kollektorkreis
 - die Wärmedämmung der Kollektorleitung ist defekt
 -
- wenn die Temperaturanstiegs-Flanke steiler ist, dann können folgende Störungen vorliegen:
 - die Temperaturdifferenzeinstellung des Reglers verstellt (zu hoch)
 - ein Fühler ist defekt oder hat Temperaturdrift nach einer Überhitzung
 -

Vorteile:

- Es wird nur *ein* zusätzlicher Temperaturfühler verwendet.
- Wesentliche Fehlfunktionen, die während der Betriebsphase des Solarkreises Auswirkungen haben, können erkannt werden.
- Dank dem Vergleich zum Referenzpunkt können auch langsam auftretende Störungen (graduelle Fehler) immer zuverlässig erkannt werden.
- Die Anforderungen an die Hardware sind gering.

Nachteile:

- Die Trainingsphase ist heikel, weil sie eine absolut fehlerfreie Anlage voraussetzt.

- Für die statistische Auswertung der aufgenommenen Merkmalsvektoren nach Abschluss der Trainingsphase muss zusätzlich Zeit aufgewendet werden (ev. auch lösbar durch autonom ablaufende Algorithmen).
- Die Software kann je nach Grad der Auswertungsautonomie nach der Trainingsphase aufwendiger werden.

5.2.4 Offene Fragestellungen

Es muss grundsätzlich die Frage beantwortet werden, ob die Sektralmethode für die Funktionskontrolle im Kollektorkreis taugt oder nicht. Dazu müssen die Antworten zu folgenden Fragestellungen gefunden werden:

- Ergibt sich nach der Trainingsphase überhaupt eine auswertbare Punktwolke im Merkmalsraum, die eine Referenzvektorbestimmung mit Grenzabstandfestlegung zulässt? Bzw. unterscheiden sich die Impulsantworten bei fehlerhaftem System signifikant?
- Muss die Impulsantwort zusätzlich normiert d.h. unabhängig von der absoluten Betriebstemperatur des Kollektorkreises gemacht werden?
- Welchen Einfluss haben die jahreszeitlich bedingten Störgrößen?

Erst wenn diese grundsätzlichen Problemstellungen gelöst sind, kann die Tauglichkeit der Methode beurteilt werden. Wir stellen uns vor, dass man in einem ersten Schritt mit Hilfe von leistungsfähigen Simulationsprogrammen das transiente Verhalten in einem mathematisch modellierten Kollektorkreis untersuchen kann. Damit können aufwendige Laborversuche umgangen werden. MatLab zum Beispiel setzt bezüglich zeitlicher Auflösung gegen unten keine Grenzen. Es ist dort lediglich eine Frage der geeigneten Differentialgleichungssystemen um das reale Anlageverhalten genügend genau abzubilden. [Gin]

Anschliessend kann man versuchen das Verfahrens zu optimieren:

- Muss wirklich ein zusätzlicher Temperaturfühler eingesetzt werden oder kann auch die Impulsantwort am Kollektorfühler untersucht werden?
- Könnten in der Trainingsphase Störungen auf einfache (automatische) Art simuliert werden um eine Fehleridentifikation zu ermöglichen?
- Kann die Ermittlung des Referenzvektors und des Grenzabstandes nach der Trainingsphase vom Gerät an der Anlage autonom erfolgen oder braucht es in jedem Fall die Beurteilung eines Experten?
- Wie lauten die Abbruchbedingungen der Trainingsphase, damit diese möglichst kurz gehalten werden kann?

5.3 Detektion spezifischer Fehler

5.3.1 Undichte Rückschlagklappe im Kollektorkreis

Das Problem:

Die Frage an die Solarfachleute der Praxis nach den angetroffenen Störungen bei Solaranlagen (s. Abschnitt 3.3.1) ergab, dass nicht selten die Rückschlagklappe im Kollektorkreis defekt bzw. undicht ist. Prinzipiell verursacht dieser Defekt eine thermische Rückwärtszirkulation des Fluids im Kollektorkreis, sobald der Kollektor kälter als die senkrechten Leitungsabschnitte wird. Dies ist

entweder bei Nacht oder bedeckter Witterung der Fall. Dann beginnt das Fluid aufgrund der temperaturabhängigen Dichtedifferenz zu zirkulieren. Diese Störung hat je nach Anlage sehr unterschiedliche Auswirkungen. Im schlimmsten Fall, wenn der Solarwärmetauscher über eine grosse Höhe des Speichers eingebaut ist, kann sogar Unterstützungsenergie verloren gehen. In der Regel liegt aber der Solarwärmetauscher nur unten im Speicher und kann deshalb auch nur diesen Bereich auskühlen.

Die Detektion:

Diese ungewollte Speicherauskühlung kann unseres Erachtens nur erkannt werden, wenn nachts die Temperaturänderung am Kollektorfühler überwacht wird. Der Funktionskontrollalgorithmus muss demnach über folgende Informationen verfügen:

- Datum und Tageszeit bzw. Sonnenauf- und -untergangszeit für jeden Tag im Jahr. (fällt beispielsweise bei Globalstrahlungsberechnungen mit Meteonorm bei modifiziertem Horizont sozusagen als Nebenprodukt an).
- Kollektortemperatur (Fühler ist nicht zusätzlich)
- Information darüber, ob der Regler auf Betriebsart Nachtauskühlung geschaltet hat (dann ist die Rückkühlung gewollt).

Das Funktionskriterium:

Während der Nacht und *nicht* bei Betriebsart *Nachtauskühlung* darf die Kollektortemperatur nicht ansteigen, bzw. die zeitliche Ableitung des Kollektortemperaturverlaufs $T_{koll}(t)$ muss negativ sein:

$$\frac{dT_{koll}(t)}{dt} \leq 0$$

5.3.2 Fühlerdefekte

Temperaturfühler können verschiedene Störungen aufweisen:

Das Problem	Die Folge	Die Detektion
Defekt des Fühlerelementes	Widerstand wird Null, unendlich oder bleibt auf einem fixen Wert stehen	laufende, softwaremässige Überprüfung des anliegenden Messwertes am Analogeingangsmodule:
Kabelbruch oder defekte Lötstelle:	Widerstand wird Null (Kurzschluss) oder unendlich (Leitungsunterbruch)	Alarm wenn Grenzwertüberschreitung
schlechter Wärmeübergang vom Medium zum Fühlerelement:	Temperaturmessung wird träge und falsch	wird durch Funktionskontrolle des Kollektorkreises erkannt
Drift des Fühlerelementes nach Überhitzung:	Temperaturmessung hat einen Offset	

5.4 Simulation unter gemessenen Bedingungen

5.4.1 Ausgangslage

Einleitend zu diesem Kapitel hielten wir fest, dass die *Simulation unter gemessenen Bedingungen* zwar eine vollständige Lösung zur permanenten Funktionskontrolle wäre, jedoch in der Regel aufgrund der viel zu hohen Kosten für Sensorik und der teilweise sehr aufwendigen Simulationsalgorithmen in der Praxis kaum in Frage kommen dürfte. Es gibt dennoch Gründe, weshalb an dieser Stelle detaillierter auf dieses Prinzip eingegangen werden soll:

- Es gibt auf dem Markt ein Produkt, das ein Stück weit nach diesem Ansatz konzipiert wurde. Allerdings fehlt dabei die online-Simulation. Das Gerät vergleicht monatlich den gemessenen Solarertrag mit den entsprechenden im Speicher abgelegten Ertragswerten, welche aus einer Simulation mit Referenzdaten (Wetter und Wärmebezug) stammen. Diese sind als Zielwerte zu verstehen. Es handelt sich daher eher um einen weiterentwickelten Datenlogger für GRS-Messdatenerfassung als eine effektiv autonom funktionierende Funktionskontrolle, die Alarmer auslösen kann.

Letzteres könnte allerdings nach Angaben des Herstellers problemlos eingebaut werden. Dabei müsste lediglich bei einer Unterschreitung des gemessenen Ertrages zum Zielwert (z.B. um 10 Prozent) eine Alarmmeldung ausgegeben werden. [Bro 96]

Das Gerät kostet inkl. der notwendigen Sensorik etwa Fr. 5'200.-

- Das Prinzip ansich ist validiert und wird bei Wasserturbinen bereits erfolgreich eingesetzt. Dort geht es darum, die sehr teuren Maschinen gezielt zu warten. Die (aus diesem Grund sog.) modellbasierte Zustandsüberwachung liefert dazu zuverlässige Informationen über den Zustand der Wellenlager mittels Beurteilung der *Betriebstemperaurentwicklung* derselben. [Mil 98]
- Das am ZAE entwickelte *Kurzzeittestverfahren* (siehe Abschnitt 3.1) liefert im Grundsatz die Methodik und Sensorik. Man bräuchte 'nur' noch eine weitergehende Integration der Messdatenauswertung, Parameteridentifikation und Simulation in ein autonom arbeitendes stand-alone-System, welches permanent in Betrieb sein kann. [Bei 98]

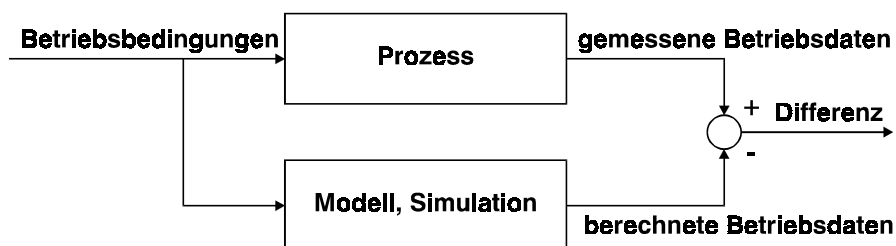
Gespräche mit Solarenergie-Experten an verschiedenen Instituten ergaben, dass dieses Prinzip nicht unbekannt ist, sich jedoch noch niemand mit dem konkreten Ziel der Integration aller notwendigen Teilaspekte zum Zweck der Funktionskontrolle detaillierter befasst hatte.

Einige Meinungen dazu:

- Frei findet den Ansatz viel zu aufwendig gemessen am Ziel und betont die allgemeine Kostensensitivität von Zusatzinvestitionen bei solarthermischen Anlagen. [Frei]
- Mangold sieht die Anwendung klar beschränkt auf grosse Anlagen mit integriertem Prozessleitsystem. Er sieht dabei aber hauptsächliche Probleme bei der einheitlichen Messdatenauslesung von verschiedenen Sensoren und nicht in der Implementation der mathematischen Modellbildung (!). Er hofft auf ein einheitliches Datenprotokoll bis in etwa 2 bis 3 Jahren, damit die Messdatenerfassung vereinfacht wird. Für Regler bzw. stand-alone-Systeme mit Funktionskontrolle nach diesem Konzept sieht er allerdings kaum eine Zukunft, weil der Aufwand zu gross, und der Markt zu klein ist. [Man]
- Beikircher kennt den notwendigen Aufwand zur Realisation der Kurzzeitmessung mit anschliessender Parameteridentifikation und Anlagesimulation für die Ertragsvorhersage mit Referenzwetterdaten. In einem Anschlussprojekt will er den Kurzzeittest für Kollektorfelder erweitern und den Speicher miteinbeziehen (Systemgrenze erweitern). Dieses Mess- und Simulationskonzept in ein permanent und autonom arbeitendes System zu integrieren, steht jedoch nicht im Vordergrund. [Bei]

5.4.2 Funktionsweise

Das Prinzip ist einfach und lässt sich am besten an einem Signalfliessbild erklären:



Vorausgesetzt, man verfügt über ein mathematisches Modell, das den Prozess genügend genau in allen Betriebspunkten abbildet, so reduziert sich die Beurteilung der Funktionsqualität auf die Überwachung der Differenz der gemessenen Betriebsdaten des realen Prozesses mit den berechneten Betriebsdaten des Modells. Überschreitet die Differenz einen zu definierenden Grenzwert, dann liegt am realen Prozess eine Störung vor und es wird ein Alarm erzeugt.

5.4.3 Praktische Ergebnisse

Praktische Ergebnisse vom Feldbetrieb solcher Systeme liegen, wie Eingangs erwähnt, vorerst bei kostenintensiven Technologien wie hydro-elektrische Maschinen vor. In der Solarbranche ist das Verfahren ansich ebenfalls validiert, nur sind die notwendigen Komponenten nicht im autonom betreibbaren Gerät vereint.

5.4.4 Beurteilung

Das Verfahren stellt hohe Anforderungen an Hardware, Software und Sensorik und ist daher teuer. Das bedeutet, dass für kleine und mittelgrosse Anlagen der zusätzliche Aufwand zu gross ist. Bei grossen Anlagen, die so oder so über ein Prozessleitsystem gesteuert und überwacht werden, können wir uns durchaus vorstellen, dass mittel- bis langfristig Softwarekomponenten auf geeignete Weise miteinander verknüpft werden können, damit eine vollkommene Funktionskontrolle der ganzen Anlage möglich ist. Insbesondere dann, wenn solarthermische Anlagen vermehrt unter contracting-Bedingungen erstellt werden. Der Contractor muss seine Investition schützen und wird deshalb vom Anlagenlieferant Garantien verlangen.

5.5 Zusammenfassende Gegenüberstellung

Nachdem nun die verschiedenen Lösungsansätze besprochen sind, stellt sich die Frage, mit welchem Verfahren in welcher Betriebsart welche Störungen zuverlässig erkannt werden können. Wie in Abschnitt 4.2 bereits erkannt wurde, gibt es die vollkommene Lösung - *Simulation unter gemessenen Bedingungen* - und *Teillösungen*, die erst zusammen eine mehr oder weniger umfassende Funktionskontrolle ermöglichen. Nachdem die vollkommene Lösung aus Kostengründen vorerst wegfällt, stellt sich die Frage nach der geeigneten Wahl von Teillösungen. Diese beschränken sich auf Störungen im Solarteil einer Anlage, was aber entsprechend der Begründung im Abschnitt 4.1.3 eine vertretbare Einschränkung ist.

Die Angaben in den drei Spalten rechts geben Antwort auf die Frage, ob die betreffende Störung erkannt werden kann oder nicht:

Störung \ Methode	Energiedifferenz- berechnung s. Abschnitt 5.1	Spektralmethode s. Abschnitt 5.2	Detektion spez. Fehler s. Abschnitt 5.3
1 bewegte Luftblasen in Kollektorkreisleitungen	ja	ja	
2 stehende Luftblase im Kollektorfeld (airlog)	ja	bedingt: nur wenn Kollektorstrang mit Fühler betroffen	
3 reduzierte Pumpenleistung	ja	ja	
4 undichte Rückschlagklappe	nein	nein	ja, siehe 5.3.1
5 Temperaturfühler-Defekt oder Kabelbruch	bedingt, je nach betroffenem Fühler	bedingt, je nach betroffenem Fühler	ja, siehe 5.3.2
6 Kollektorfühler-Drift	ja	ja	
7 Temperaturdifferenzeinstellung des Reglers verstellt	kann systembedingt nicht vorkommen	ja	
8 Wärmetauscher verkalkt oder verschlammmt	ja	Verschlammung ja, wenn dadurch Pumpenleistung reduziert wird	
9 Kondensatbildung an Kollektorglasabdeckung	ja, wenn Kollektorfeld nur teilweise betroffen	nein	

Kommentar, Beurteilung:

Der Kommentierung dieser Zusammenstellung muss vorausgeschickt werden, dass die Angaben zur Spektralmethode gewissermassen spekulativen Charakter haben, weil die Tauglichkeit dieses Konzeptes für Solaranlagen erst noch bewiesen werden muss. Wenn wir diese Tauglichkeit einmal voraussetzen, dann zeigt die obige Tabelle, dass die Spektralmethode in der Fehlererkennungsmöglichkeit dem Konzept der Energiedifferenzberechnung etwas nachsteht. Im einzelnen handelt es sich dabei um folgende Probleme:

Fehler 2: Die Energiedifferenzberechnung hat in diesem Fall den klaren Vorteil, dass das Kollektorvolumen als anlagespezifische Konstante im Regel- und Kontrollalgorithmus figuriert und deshalb diese Störung zuverlässig erkennen kann (vergl. Formelherleitung 1 - 6 im Abschnitt 5.1.1). Durch einen stehenden Lufteinschluss irgendwo im Kollektorfeld ist die am Kollektorfühler anstehende Temperatur nicht beeinflusst (ausser wenn die Luftblase gerade in diesem Strang steht). Die Sprungantwort nach der Einschaltung der Kollektorkreispumpe fällt demnach wie erwartet aus.

Fehler 8: Eine Verschlammung des Wärmetauschers ist in der Regel eine langfristige Folge von Korrosionserscheinungen, die ihrerseits wiederum eine Folge von Lufteinschlüssen und/oder Überhitzungen sind. Die Spektralmethode kann diese Störung entweder in einer frühen Phase an Lufteinschlüssen (siehe Fehler 1) erkennen oder an reduzierter Pumpenleistung (siehe Fehler 3).

Eine Verkalkung des Wärmetauschers bei reinen Warmwasseranlagen wird von der Spektralmethode nicht erkannt.

Beide Störungen haben eine verminderte Leistungsfähigkeit des Wärmetauschers zur Folge, was die Energiedifferenzberechnung insofern erkennt, weil die berechnete Energiemenge nicht an den Speicher abgegeben werden kann.

Fehler 9: Ein Kollektordefekt mit Kondensatbildung am Glas kann die Spektralmethode nicht erkennen, weil die Impulsantwort nach Einschaltung der Kollektorkreispumpe lediglich in dessen Amplitude kleiner ist, was bei geringerer witterungsbedingter Einstrahlung genauso der Fall ist. Im Gegensatz dazu erwartet die Energiedifferenzberechnungsmethode eine definierte Energiemenge vom Kollektor, die dann eben nicht in der erwarteten Höhe im Speicher eintrifft. Bedingung ist dann allerdings, dass nicht das ganze Kollektorfeld betroffen ist, weil sonst auch diese Methode den Defekt nicht vom bedeckten Himmel unterscheiden kann.

Stellt man die beiden Konzepte gegenüber, so werden dennoch Vorteile der Spektralmethode deutlich:

	Energiedifferenzberechnung s. Abschnitt 5.1	Spektralmethode s. Abschnitt 5.2
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> • erkennt mehr Störungen • Regelkonzept verspricht optimalere Regelung mit höheren Erträgen 	<ul style="list-style-type: none"> • erfordert nur einen einzigen zusätzlichen Temperaturfühler • kann bei jeder Anlagegrösse eingesetzt werden (ausser bei Thermosyphonanlagen und bei Low-Flow-Kollektorkreisen mit PV-betriebener Pumpe)
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> • erfordert mindestens 3 zusätzliche Temperaturfühler (mit Wärmemengenmessung) • erfordert Volumenstrommessung im Kollektorkreis (für Wärmemengenmessung des solaren Speichereintrages) • kann für kleine Low-Flow Anlagen mit minimalen Durchflüssen kaum eingesetzt werden 	<ul style="list-style-type: none"> • Tauglichkeit ist noch nicht erwiesen • erkennt eine relevante Störung nicht oder nur im Ausnahmefall (stehende Luftblase in Kollektorstrang) • erkennt eine seltene Störung nicht (Kondensatbildung am Kollektorglas)

Vor allem auf Grund des minimalen Mehraufwandes an Sensorik sehen wir durchaus Chancen für eine sinnvolle Anwendung der Spektralmethode besonders für kleine Anlagen, deren Preissensitivität sehr hoch ist.

6 Ertragsgarantie oder Funktionskontrolle?

6.1 Wo liegt der Unterschied?

In der Aufgabenstellung ist nach einem Konzept gefragt, wie der Anlageertrag garantiert werden könnte. Die Frage nach der Ertragsgarantie ist jedoch nicht primär im Projektziel definiert, sondern lediglich im Sinne einer Zusatzfrage formuliert. Dies impliziert richtigerweise den Unterschied der beiden Begriffe

Der Begriff Ertragsgarantie wurde in den Vordergrund gerückt, als vor mehreren Jahren das GRS-Projekt in den EU-Ländern lanciert wurde (siehe Abschnitt 3.2). Man ging deshalb unbeirrt von der zu garantierenden Grösse aus, die es zu messen und zu beurteilen galt. Dieser Ansatz hat mindestens zwei gewichtige Nachteile:

- Es erfordert eine umfangreiche, teure Sensorik (Globalstrahlung, solarer Energieeintrag, Wärmebezug)
- Die Beurteilung erfolgt durch einen Vergleich zum simulierten Ertrag, der jedoch aus Referenz-Betriebsbedingungen und nicht realen Betriebsbedingungen errechnet ist. Es ergeben sich zwangsläufig Differenzen, die erklärungsbedürftig sind.

Das Ziel jeder Garantiegebung ist, das Risiko einer Investition zu begrenzen. Hätte man dieses Ziel, das genauso für die Ertragsgarantiegebung bei Solaranlagen gilt, in den Vordergrund gestellt, dann käme man schon damals auf die Idee der Funktionskontrolle. Mit einer permanenten Funktionskontrolle garantiert man zwar nicht in erster Linie einen bestimmten Ertrag, dafür aber eine einwandfreie Funktion der Anlage über deren ganze Lebensdauer. Der Verkäufer oder Planer einer Anlage hat ja schon immer dem Kunden eine Anlage angeboten, die X kWh solare Wärme liefert oder Y kWh konventionelle Unterstützungsenergie ersetzt. Je nach Situation, Wunsch und Budget des Kunden sind diese Werte grösser oder kleiner. Letztendlich entscheidet sich der Kunde für eine vom Planer definierte jährliche Solarenergiemenge zu einem bestimmten Preis. Wenn nach der Inbetriebnahme der Anlage die angegebenen Leistungswerte nicht erreicht werden, dann ist das eine Frage der fehlerfreien Inbetriebnahme bzw. eines Planungsfehlers. Liegen Fehler vor, dann müssen diese auch nach ganz normalem Vertragsrecht vom Lieferanten oder Installateur behoben werden. Wenn alles nach rechten Dingen abläuft, erhält demnach der Kunde seine jährliche Solarenergiemenge zum vereinbarten Preis.

Das Problem des Investitionsrisikos stellt sich also erst, nachdem die Anlage abgenommen und die normale Garantiefrist auf Installationsfehler usw. abgelaufen ist. Wenn dann z.B. nach einer Überhitzung der Kollektoren Luft ins System gelangt, die einen Teil des Kollektorfeldes blockiert, dann dauert es möglicherweise bis zur übernächsten Heizöllieferung, bis der Kunde bemerkt, dass etwas nicht stimmen kann. Die verursachten Kosten sind dann schon aufgelaufen und es kann in der Regel niemanden mehr für den entstandenen Schaden belangt werden.

Genau diese Situation kann nun sowohl mit einer GRS-Messung wie auch mit einer permanenten Funktionskontrolle vermieden werden. Das Ziel ist dasselbe. Eine permanente Funktionskontrolle hat jedoch die zur Ertragsgarantie genannten Nachteile nicht, sondern:

- Sie erfordert einen *minimalen Mehraufwand an Sensorik*.
- Die *Beurteilung* der Funktion der Anlage erfolgt *vollkommen autonom* und jeder Betriebsbedingung angepasst.

6.2 Garantiekriterium und Grenzen der Funktionskontrolle

Die Frage nach dem als Leistungsindikator einer Anlage verwendeten Garantiekriterium wurde auch in der Herstellerbefragung gestellt (siehe Abschnitt 3.3.1 und Anhang). Die Auswertung der Antworten zeigte, dass man am ehesten den *solaren Energieertrag in kWh pro Jahr* garantieren würde. Das mag etwas erstaunen, denn erstens hat der SOFAS die im CEN-Normenentwurf [CEN 97] vorgeschlagene Verwendung des *solaren Deckungsgrades* kritisiert und stattdessen die *relative Unterstützungsenergieeinsparung* vorgeschlagen [SOF 98] und zweitens kommt es sehr wohl darauf an, welche Grösse man garantiert. Der solare Deckungsgrad und der solare Ertrag beispielsweise können sehr gute, hohe Werte annehmen, auch wenn (oder gerade deswegen) der Speicher katastrophal schlecht ist (siehe dazu Begriffsdefinition der Langzeitenergiebilanz bei Solaranlagen im Anhang).

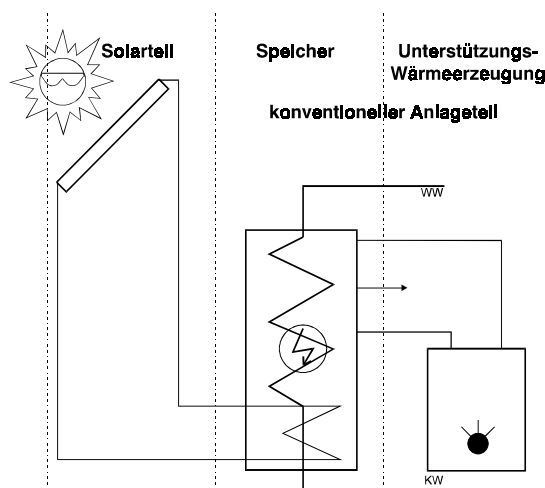
6.2.1 Garantiekriterium 'Relative Unterstützungsenergieeinsparung'

Analog der vom SOFAS geäußerten Meinung, sind wir auch der Ansicht, dass dies der geeignetste Leistungsindikator ist. Die Verwendung dieser Angabe erfordert aber die folgenden Voraussetzungen:

- Der Unterstützungsenergieverbrauch muss gemessen werden (konv. erzeugte Wärme).
- Der Zusatzenergieverbrauch muss gemessen werden.
(Stromverbrauch Kollektorkreisumpen, Regler usw.)
- Es muss ein Referenzsystem definiert sein.
(Dies ist Aufgabe der internationalen Normungsgremien)
- Der Nutzenergieverbrauch wird für die Verbrauchsberechnung konventioneller Energieträger im Referenzsystem festgelegt und vorgegeben.

Wie aber kann mit einer permanenten Funktionskontrolle dieses Kriterium überwacht werden? Die Beantwortung dieser Frage führt auf die Problematik der Systemgrenzlegung. Dieses Thema wurde im Abschnitt 4.1.3 ausführlich diskutiert, jedoch nicht aus der Sicht der Garantiegebung. Das Garantiekriterium *relative Unterstützungsenergieeinsparung* verlangt definitionsgemäss eine Systemgrenzlegung um die *ganze* Wärmerzeugungsinstallation. Mit den bisher beschriebenen Teillösungen für eine kostengünstige Funktionskontrolle ist der Miteinbezug des Speichers nicht möglich, weil die gefundenen Überwachungsfunktionen nur den Kollektorkreis betreffen. Die folgende Darstellung zeigt, welcher Ansatz zur Funktionskontrolle imstande ist, welchen Anlagenteil miteinzubeziehen:

GRS-Messung	Ja	Ja	bedingt ²
Simulation unter gemessenen Bedingungen	Ja	Ja	Ja
Teillösungs-Funktionskontrolle	Ja	nein	nein



² ist im Prinzip möglich, erfordert aber weitergehende Sensorik als für GRS-Messungen üblich.

Ist deshalb eine

Teillösung, die nur den Kollektorkreis betrachtet, unbrauchbar für die geforderte Garantiekriterium-Überwachung? Im Prinzip ja, weil der Speicher und damit die ganze Verbraucherseite nicht miteinbezogen werden kann. Um das zu bewerkstelligen wird eine umfangreiche Sensorik benötigt, damit entweder nach dem Prinzip von *GRS* oder mittels *Simulation unter gemessenen Bedingungen* Störungen auch im Bereich des Speichers oder der Unterstützungsenergieerzeugung erkannt werden können.

6.2.2 Garantiekriterium 'Solarer Ertrag'

Wenn der Anlagenlieferant dem Kunden den solaren Ertrag garantieren will, dann muss nach Fertigstellung der Anlage eine Abnahmemessung zeigen, ob die Installation diesen Energieertrag entsprechend den gemachten Angaben liefert oder nicht. Dieser erste Schritt unterscheidet sich also nicht vom Vorgehen nach dem bekannten GRS-Prinzip.

Das Problem bei GRS-Garantieverträgen ist ja bekanntlich die Tatsache, dass auch eine einwandfrei funktionierende Anlage den garantierten Ertrag in kWh unterschreiten kann, nur weil der Wärmebezug kleiner als vorausgesetzt ausfällt. Aus diesem Grund werden GRS-Messresultate gelegentlich erklärungsbedürftig. Wenn umgekehrt aus irgend einem Grund der Wärmebezug zunimmt (und sei dies wegen einer Störung am Speicher), dann wird der solare Ertrag auch grösser.

Daraus folgt, dass die eigentliche Garantief Frage mit dem erfolgreichen Abschluss der Abnahmemessung beantwortet ist. Was dann der Kunde braucht, ist im Grunde die Garantie für den störungsfreien Betrieb des Kollektorkreises. Ist dies gewährleistet, dann ist auch der solare Ertrag in Abhängigkeit der Betriebsbedingungen garantiert. Demnach ist eine permanente Funktionskontrolle des Kollektorkreises geeignet zur Überwachung des Garantiekriteriums *solarer Ertrag*.

6.3 Anwendbarkeit in der Schweiz und Perspektiven

Die ganze Thematik der Garantiegebung wird etwas relativiert, wenn wir die Marktstrukturen der Solarbranche in der Schweiz betrachten. Wir denken da vor allem an die Tatsache, dass kaum Anlagen von institutionellen Investoren bzw. Contractoren erstellt werden, welche die Wärme weiterverkaufen. Genau dort wäre aber das wichtigste Anwendungsgebiet von Garantieverträgen. Diese Situation widerspiegelt sich auch in der Antwort zur ersten Frage der Herstellerbefragung (siehe Abschnitt 3.3 und Anhang), wo die Garantief Frage deutlichen Widerstand erfuhr. Die meisten Solaranlagen in der Schweiz werden von privaten Bauherren bestellt, deren Preissensitivität sehr hoch

ist und wo die vertretbaren Mehrkosten lediglich im Bereich von einigen hundert Franken liegen. Damit sind aufwendigere Ansätze für die Realisierung der Funktionskontrolle als die hier beschriebenen Teillösungen von vornherein nicht anwendbar.

Fazit: Wir sehen mit der kostengünstigen Funktionskontrolle einen Gewinn für die Solarbranche, weil damit der Skepsis vieler potentieller Kunden den Boden genommen wird. Ob sich dann die Hersteller und Installateure auf eine Garantiegebung einlassen, wird nach unserer Ansicht der Markt entscheiden. Es versteht sich von selbst, dass ein Anbieter mit einer Anlage mit Überwachungsfunktion einen Marktvorteil hat. Derjenige, der die überwachte Funktion sogar garantiert, senkt aus der Sicht des Kunden nochmals dessen finanzielles Risiko.

7 Technische Lösung zur permanenten Funktionskontrolle

Dieses Kapitel soll die folgenden Fragen beantworten:

- Wie können die bisher beschriebenen Anlageüberwachungsfunktionen in einer Pilotphase umgesetzt und validiert werden?
- Wie könnte die permanente Funktionskontrolle später serienmässig Anwendung finden?

Wichtig:

Entgegen der Aufgabenstellung haben sich mehrere Lösungskonzepte abgezeichnet, welche in einer Pilotphase erprobt werden sollten. Die nachfolgenden Abschnitte erläutern diese Umsetzung, deren Durchführung Gegenstand eines detaillierteren Antrages für die Projektphase 2 sein wird.

7.1 Konzeptwahl

7.1.1 Für die Pilot- und Validierungsphase

Aus den im Kapitel 5 beschriebenen Lösungsansätzen schlagen wir vor, die Spektralmethode, die Energiedifferenzberechnung und die spezifischen Fehlererkennungsalgorithmen in die Pilotphase miteinzubeziehen. Das Konzept der *Simulation unter gemessenen Bedingungen* (siehe Abschnitt 5.4) bedarf zuvor weitergehende Machbarkeitsstudien, die vor allem Know-how aus universitären Institutionen erfordern. Ein Weg in diese Richtung ist am ZAE bereits eingeschlagen.

Die Spektralmethode und die Energiedifferenzberechnung sind bezüglich Aufwand und Anwendungsmöglichkeiten durchaus miteinander vergleichbar (siehe auch Abschnitt 5.5). Da aber beide Konzepte noch ihre Tauglichkeit unter Beweis stellen müssen (insbesondere die Spektralmethode), sowie Vor- und Nachteile aufweisen, wäre ein Ausschluss des einen Konzeptes zum jetzigen Zeitpunkt verfrüht.

Die Umsetzung und Validierung spezifischer Fehlererkennungsalgorithmen (siehe Abschnitt 5.3) ist selbstverständlich und auch mit wenig zusätzlichem Aufwand verbunden.

7.1.2 Für die serienmässige Anwendung

Die Ergebnisse aus der Pilotphase, insbesondere der experimentelle Vergleich der Spektralmethode mit der Energiedifferenzberechnung, werden die Grundlage für die Evaluation des geeigneten Konzeptes. Wir vermuten, dass eine Synthese beider Konzepte die Lösung sein wird.

Für eine serienmässige Anwendung wird aber auch eine Unterscheidung nach den zu überwachenden Anlagentypen notwendig sein. So wird beispielsweise die Energiedifferenzberechnung bei Low-Flow-Kompaktanlagen keinen Sinn machen, jedoch die Spektralmethode bei grossen Anlagen mit ohnehin weiterführender Sensorik kaum Vorteile gegenüber der Energiedifferenzberechnung bringen.

Wichtig scheint uns, dass die Entwicklung dieser zukunftsorientierten Elemente im Kontext zu den auf dem Markt der Gebäudeautomation sich abzeichnenden Tendenzen stehen. Diese Tendenzen sind zusammengefasst:

im Einfamilienhausbereich:

- Modularisierung und Vorfertigung der Haustechnikkomponenten mit Integration der Regelgeräte
- Regelgeräte in Digitaltechnik mit Erweiterungs- und Anschlussmöglichkeiten für alle möglichen Komponenten und Funktionen

im Wohnungsbaubereich (Neubau- und Sanierungstätigkeit):

- Einzelraumregelungssysteme mit dezentralen Geräten, die an eine zentrale Steuerung angeschlossen sind (Bustechnik). Die zentrale Steuerung ist im Prinzip eine SPS, die speziell für diese Anwendung ausgelegt und erweiterbar ist.

im Geschäftsbereich:

- DDC-Technik mit zentralen Leitsystemen. Dort wird zunehmend die Intelligenz der Steuerungsfunktionen vom PC in die autonom betreibbare SPS verlagert.

Die Kontrollfunktionen müssten dementsprechend dahingehend entwickelt werden, dass die in jeder Situation mit minimalem zusätzlichem Aufwand anwendbar sind. D.h. im Einfamilienhausbereich integriert im digitalen Regler (ev. auch nur als Softwaremodul) und bei zentralen Steuerungen für grössere Anlagen als Softwaremodul(e) entweder für die SPS oder für den PC.

7.2 Pflichtenheft für eine praktische Umsetzung

7.2.1 Schnittstelle zum Anlagenbetreiber

Die einzige Schnittstelle der permanenten Funktionskontrolle zum Anlagenbetreiber soll nebst den üblichen Kontroll- und Anzeigeorganen lediglich eine geeignete Anzeige sein, welche die Information „*Störungsfreier Betrieb*“ bzw. „*Störung*“ vermittelt. Das kann beispielsweise eine grüne und rote Lampe sein, ev. zusätzlich ein akustisches Signal für „*Störung*“.

Wenn das Regelgerät schon über eine Anzeigemöglichkeit für Text oder Grafik verfügt, dann kann selbstverständlich die Meldung „*Störung*“ durch die rote Lampe mit zusätzlicher Information über die Art der Störung versehen werden. Das ist möglich, wenn die Störung durch ein eindeutig identifizierbares Vorkommnis ausgelöst wird. Die Fehleridentifikation wie es das Projekt *FUKS* zum Ziel hat (vergl. Abschnitt 3.1), steht jedoch nicht im Vordergrund und ist mittels den hier besprochenen Lösungsansätzen auch nur beschränkt möglich.

Nebst der Vor-Ort-Anzeige ist eine serielle Schnittstelle denkbar, die den Anschluss eines Notebooks erlaubt. Mit einer entsprechenden Software auf dem Notebook kann so jederzeit, aber insbesondere nach dem Auftreten einer Störungsmeldung, der Status der Funktionskontrollalgorithmen abgerufen werden. Dies ist ein Hilfsmittel zur Fehlersuche nach dem Auftreten einer nicht näher definierten Störungsmeldung. Wenn die ganze Steuerungsintelligenz auf einer SPS implementiert ist, dann ist diese Schnittstelle standardmässig schon vorhanden. Handelt es sich um ein Konzept, wo die gesamte Intelligenz der Steuerung und Überwachung auf einem PC ist, dann ist die Diagnosemöglichkeit am einfachsten, weil die Datenschnittstelle PC-intern realisiert werden kann.

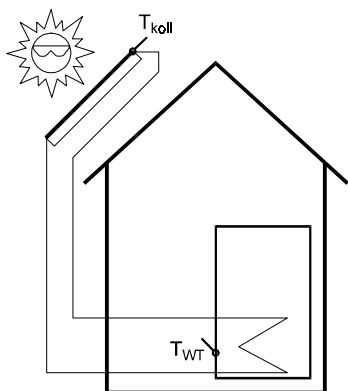
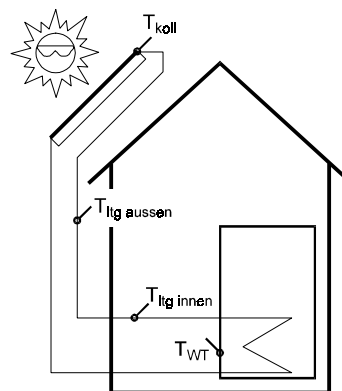
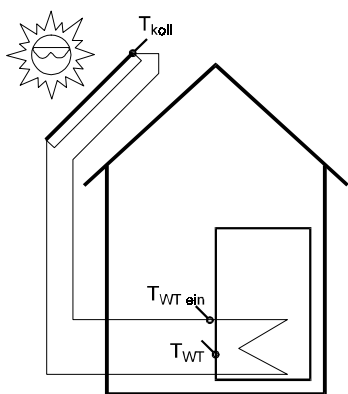
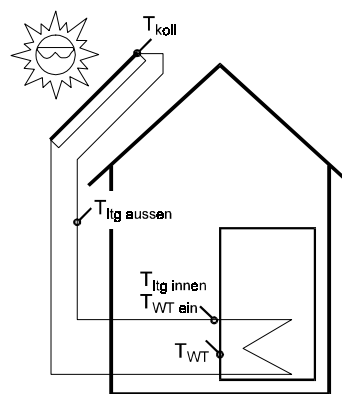
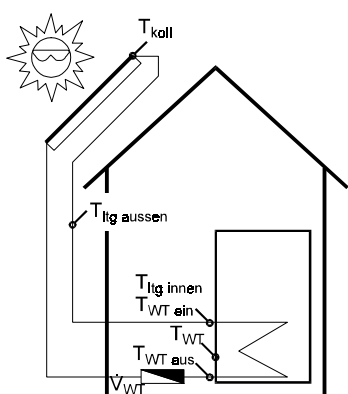
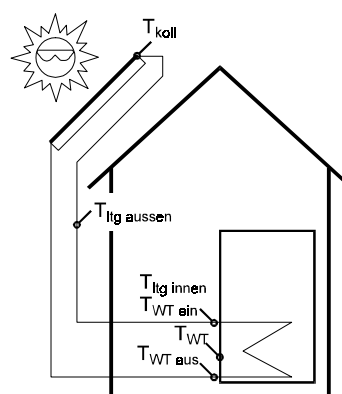
Kosten:

- minimal (für eine grüne und rote Lampe): Fr. 10.- (geschätzt)

7.2.2 Sensorik

Anzahl und Platzierung:

Der Umfang der erforderlichen Messtechnik ist aufgrund deren Mehrkosten mitunter entscheidend für die Anwendungschancen eines Konzeptes. Ausgehend von der Sensorik, die für die Regelung des Solarkreises ohnehin notwendig ist, sind folgende zusätzliche Messtellen für eine Funktionskontrolle möglich bzw. notwendig:

Ausgangslage: Sensorik für Regelung ohne Funktionskontrolle*herkömmliche Temperaturdifferenzregelung**Energiedifferenzregelung***zusätzliche Sensorik:** für Funktionskontrolle nach dem Konzept der Spektralmethode*bei herkömmlicher Temperaturdifferenzregelung**bei einer Energiedifferenzregelung***zusätzliche Sensorik:** für Funktionskontrolle nach dem Konzept der Energiedifferenzberechnung*mit herkömmlicher Volumenstrommessung**mit Volumenstromberechnung
nach Zeitmessung
(vergl. Abschnitt 5.1.1)*

Temperaturmessung:

Die Anwendung von Temperaturfühler für die Funktionskontrolle stellt bezüglich Empfindlichkeit und Wiederholgenauigkeit nicht höhere Anforderungen als diejenige für die herkömmliche Regelung. Eine A/D-Signalwandlung in einem herkömmlichen, gemultiplexten analog-Eingangsmodul einer SPS ist in der Regel nicht sonderlich gegen umgebungstemperaturbedingte Schwankungen kompensiert. (Beispiel aus einem technischen Datenblatt: bei +10 .. +30°C: max. $\pm 0.4^\circ\text{C}$; bei 0 .. +55°C: max. $\pm 1^\circ\text{C}$). Eine weitere Erhöhung der Genauigkeit kann mit einem Kompensationsverfahren preiswert realisiert werden.

Volumenstrommessung:

Die Anwendung von herkömmlichen Flügelrad- Durchflussmessgeber für Wasser-Glykol-Gemische ist aufgrund der variablen Viskosität problematisch. Während von den Frostschutzmittelherstellern die Viskosität in Funktion von Temperatur und Konzentration definiert wird, fehlt das bei den Herstellern von Flügelradzählern teilweise. Es gibt Geber, deren Messfehler in Funktion der Viskosität mittels ausgemessenen Korrekturfaktoren kompensiert werden können. Andere geben einen Viskositätsbereich an, innerhalb dessen Grenzen eine Messtoleranz und eine Wiederholgenauigkeit definiert ist.

Für einen kleinen Flügelrad-Messgeber aus der Industrie mit dem Messbereich 0.3 - 800 l/h beispielsweise, wird ein Viskositätsbereich von 0.5 - 20mm²/s angegeben, in dem eine Messtoleranz (Serienstreuung) von $\leq \pm 2\%$ und eine Wiederholgenauigkeit (bei einem Geber) von $\leq \pm 0.8\%$ definiert ist. Wird bei der Messwerterfassung die angegebene Nichtlinearität des Ausgangssignals berücksichtigt, kann mit einer Messgenauigkeit der Volumenstrommessung von mindestens $\pm 3\%$ gerechnet werden. Diese kann auf etwa $\pm 1\%$ verbessert werden, wenn die Möglichkeit zum Abgleich der Serienstreuung der Messgeber besteht. Diese Messgenauigkeit gilt dann beispielsweise für ein Fluid mit einer Glythermin GP 42 - Konzentration von 60% im Temperaturbereich von 0 bis über 100°C.

Auf dem Markt als Zubehör erhältliche Wärmemengenmessungen für Kollektorkreise arbeiten oft mit gewöhnlichen Flügelrad-Messgebern aus der Haustechnikbranche und geben eine Messgenauigkeit von etwa $\pm 5\%$ ohne Berücksichtigung der Viskosität an. Dies genügt für eine ungefähre Angabe und Überwachung des solaren Ertrages, scheint uns jedoch zuwenig genau für die Messung im Zusammenhang mit der Funktionskontrolle nach dem Konzept der Energiedifferenzberechnung.

Die Idee der Volumenstromberechnung aufgrund der Durchlaufzeitmessung der Temperaturflanke nach dem Einschalten der Kollektorkreispumpe über einen definierten Leitungsabschnitt erübrigt die Sorge um die Messgenauigkeit einer mechanischen Volumenstrommessung höher viskoser Flüssigkeiten. Und man spart dabei erst noch die Kosten für den Messgeber und kann praktisch eine beliebig hohe Auflösung anwenden.

Wir schlagen vor, im Rahmen der Umsetzungsphase dieses Messprinzip anzuwenden, um dessen Genauigkeit und Anwendungsgrenzen zu untersuchen. Nachfolgend sind ergänzend einige Kostenschätzungen zu mechanischen Flügelrad-Messwertgeber aufgeführt. Als grober Richtwert kann ca. Fr. 50.- pro Messtelle sowohl für eine Temperatur-, wie auch für eine Volumenstrommessung veranschlagt werden.

- pro Temperaturfühler (inkl. Montage, Einbindung, Messwerterfassung)
ca. Fr. 50.- [Frei]
- Durchflussmessgeber aus der Haustechnikbranche mit Impulsausgang für Durchflüsse ab 0.6m³/h (z.B. 1 Impuls pro Liter)
ab ca. Fr. 140.- (Katalogpreis)
- Durchflussmessgeber aus der Industrie mit Impulsausgang für Durchflüsse bis 0.8m³/h (z.B. 10'000 Impulse pro Liter)
ca. Fr. 30.- (Katalogpreis)
- ein zusätzlicher digitaler Eingang einer SPS
ca. Fr. 10.- (Katalogpreis)

- mechanische Einbindung des Durchflussmessgebers beim Bau der Anlage
ca. Fr. 20.- (eigene Schätzung)

7.2.3 Hardware

Für die Pilotphase sehen wir den Einsatz einer handelsüblichen SPS vor. Diese sind zuverlässig, frei programmierbar, kostengünstig, flexibel und genügend genau. Folgende Anforderungen müssen mindestens erfüllt sein:

- Echtzeit-Uhr mit Datum
- echte Fliesspunktarithmetik
- genügend Analogeingänge für Temperaturmesswerterfassung
- mehrere Digitaleingänge für:
 - Volumenstrommessung
 -
- mehrere Digitalausgänge für:
 - Kollektorkreisumpensteuerung
 - Alarmausgang
- serielle Kommunikationsschnittstelle
- genügend RAM/EPROM-Kapazität, (für DFT-Algorithmus und Datenlogger)

Für einen serienmässigen Einsatz wird die Hardwareplattform in Abhängigkeit der Rahmenbedingungen der Anlage gewählt. (vergl. Abschnitt 7.1.2)

7.2.4 Software

Für die Pilotphase sollen sowohl die Funktionskontrollalgorithmen nach dem Konzept der Energiedifferenzberechnung wie auch nach der Spektralmethode entwickelt werden, um deren Eigenschaften miteinander vergleichen zu können. Auf einer leistungsfähigen SPS können die Algorithmen beider Konzepte zusammen implementiert werden.

Die Module im einzelnen sind dann:

Nr.	Inhalt, Thema	Bemerkungen, Begründung
1	Messwerterfassung (Kontrolle der Grenzwerte)	Fühlerdefekt-Detektion mit Alarmausgang
2	Temperaturdifferenzregelung	herkömmliche Regelfunktion
3	Energiedifferenzregelung	optimierte Regelfunktion für Vergleich
4	Volumenstrommessung im Solarkreis über Flügelrad-Durchflussmessgeber	
5	Volumenstrommessung im Solarkreis über Temperaturflankendurchlaufzeitmessung	
6	Wärmemengenberechnung nach beiden Volumenströmen über Pumpenintervall	zum statistischen Vergleich der Volumenstrommessresultate aus den Modulen 4 und 5
7	Funktionskontrolle nach Energiedifferenzberechnung	Energiebilanzkontrolle aus den Resultaten der Module 3 und 4
8	Bildung der Impulsantwort aus der Sprungantwort	zeitliche Ableitung des Temperaturverlaufs beim Wärmetauschereingang nach Einschaltung der Kollektorkreisumpe
9	Berechnung der Leistungsdichtespektren der Impulsantworten	DFT-Algorithmus
10	Echtzeituhr mit Datum und Sonnenauf-, bzw. Sonnenuntergangszeiten	für Überwachung der Kollektortemperaturentwicklung über Nacht (Detektion undichter Rückschlagklappe) mit Alarmausgang

11	Datenloggerfunktion für: <ul style="list-style-type: none"> - Merkmalsvektoren aus Modul 9 - Wärmemengenberechnungen nach den beiden Volumenstrommessarten aus Modul 6 - Energiebilanzdaten aus Modul 7 - modulierte Temperaturdifferenz der Energiedifferenzregelung zum Pumpeneinschaltzeitpunkt aus Modul 3 - Speichertemperatur auf 2/3 Höhe des WT - Kollektortemperatur 	mit Datums- und Zeitstempel mit Datums- und Zeitstempel mit Datums- und Zeitstempel mit Datums- und Zeitstempel ca. in Stundenauflösung ca. in 5 Minuten-Auflösung
----	---	---

Aus dieser Auflistung wird ersichtlich, dass die Funktionskontrollalgorithmen noch ohne Kriteriumsüberwachung figurieren. Dies begründet sich darin, dass die Grenzwerte, die der Kriteriumsüberwachung zugrunde liegen, noch nicht bekannt sind. Diese sind das Resultat von statistischen Auswertungen der aufgezeichneten Messdatenreihen. Das betrifft insbesondere die Auswertung der Merkmalsvektoren, die Zwischenresultate der Spektralmethode. Hier soll die Frage geklärt werden, wie ein autonomer Auswertungsalgorithmus funktionieren muss, um den Referenzvektor mit dem Grenzabstand für den fehlerfreien Betrieb selbständig nach Erfüllung der Abbruchbedingung der Trainingsphase zu bestimmen.

Bei der Energiedifferenzberechnung kann zwar das Kriterium *'Pumpenintervall muss dem Speicher einen positiven Gewinn bringen'* überwacht werden, doch sind Fragen der Messgenauigkeit und somit wieder Fragen der Grenzwerte erst noch zu beantworten.

Sozusagen als Nebenprodukt können die beiden Methoden der Volumenstrommessung nach Temperaturflankendurchlaufzeitmessung und mittels handelsüblichem Flügelradmes sgeber überprüft und beurteilt werden. Dazu ist allerdings noch eine dritte Messmethode als Referenz notwendig. Grosses Know-how zu diesem Thema liegt am ZAE, wo ein Versuchsaufbau zur Validierung vom Wärmemengenmessungen an Glykol-Kreisen im Aufbau begriffen ist. [Bei]

8 Projektweiterführung: Praktische Umsetzung u. Validierung

Ertragsgarantien oder permanente Funktionskontrollen bei thermischen Solaranlagen sind in der Schweizer Solarenergieszene weitgehend unbekannt. Dies zeigte sich unter anderem auch in der skeptischen Haltung der befragten Branche. Die Gründe dazu sind vielfältig. Einer davon ist sicherlich die Tatsache, dass es sich dabei um ein neues Gebiet handelt, wo noch kaum Erfahrungen vorliegen oder technische Lösungen erprobt wurden.

Die vorliegende Arbeit zeigt, dass eine kostengünstige permanente Funktionskontrolle des Kollektorkreises machbar ist. Es gibt in der internationalen Fachwelt zur Zeit mehrere Projekte, die sich ganz oder teilweise mit dieser Problemstellung auseinandersetzen, was unter anderem darauf hindeutet, dass der eingeschlagene Weg richtig ist. Die in dieser Arbeit aufgezeigten Lösungsansätze sind dementsprechend abgestützt und sind Ansätze, die jetzt noch einer Prüfung ihrer Praxistauglichkeit bedürfen.

Ziel des vorliegenden Projektes war, Funktionskriterien und Lösungsansätze für eine permanente Funktionskontrolle zu finden. Es liegen nun Vorschläge dazu vor, die in einem Pilotprojekt ausgeführt, weiter experimentiert und verglichen werden können.

Inhalte des Pilotprojektes:

- Überprüfen der Anwendbarkeit der Spektralmethode an thermischen Solaranlagen.
- Realisierung einer geeigneten Kombination der gefundenen Lösungsansätze (Energiedifferenzberechnung, Spektralmethode) unter Verwendung von Industriekomponenten (SPS, PC, etc.), pro Anlagentyp.
- Validierung der Zuverlässigkeit und des Umfanges der Fehlerdetektion.
- Technisches Pflichtenheft für die industrielle Umsetzung.

Eine intensive Zusammenarbeit mit Partnern aus der Industrie und aus akademischen Instituten ist angezeigt. Aus beiden Bereichen konnten im Rahmen des vorliegenden Projektes Kontakte geknüpft werden, die bei Bedarf weiter ausgebaut werden können. Insbesondere ist auch die Industrie an diesem Projekt interessiert.

9 Abkürzungen

SSES	Société Suisse pour l'Energie Solaire, Schweizerische Vereinigung für Solarenergie
SOFAS	SOnnenenergie FAchverband Schweiz
IEA	International Energy Agency
ZAE	Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung
GRS	Garantie des Résultats Solaires, Garantierte Resultate von Solaranlagen
SIWW	Simulation WarmWasser
CEN	Comité Européen de Normalisation
ENS	Empfehlungen zur Nutzung von Sonnenenergie (Planungsrichtlinien herausgegeben von Swissolar)
VHKA	Verbrauchsabhängige HeizKostenAbrechnung
DDC	Direct Digital Control
SPS	Speicher-Programmierbare-Steuerung
SPF	Institut für Solartechnik Prüfung Forschung
DFT	Diskrete Fourier-Transformation

10 Expertengespräche

[Frei]	U. Frei, Geschäftsführer Institut für Solartechnik Prüfung Forschung SPF an der Hochschule Rapperswil, Gespräch in Zürich am 27.10.98
[Räb]	R. Räber, Leiter technische Informatik bei Sulzer Innotec AG, Winterthur, Gespräch in Winterthur am 27.10.98
[Sut]	J.-M. Suter, Präsident CH-Normungskommission für thermische Solaranlagen und Experte für Solarthermie beim Büro n+1, Bern, mehrere Telefongespräche im Okt. und Nov. 98
[Böh]	V. Böhringer, Geschäftsführer esaa GmbH Innovative Solartechnik, D-Mühlacker, Telefongespräche von Sept. bis Nov. 98
[Man]	D. Mangold, Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik ITW an der Universität Stuttgart, D-Stuttgart, Telefongespräche im Okt. 98
[Bei]	T. Beikircher, Bayerisches Zentrum für angewandte Energieforschung ZAE, Abt. Solarthermie und Biomasse, Telefongespräche im Sept. 98
[Gin]	S. Ginsburg, Institut für Mess- und Regelungstechnik, EHT-Zürich, Telefongespräch im Dez. 98

11 Literaturverzeichnis

- [Lub 96] U. Luboschik, P. Schalajda: *Garantierte Wärmelieferung*, aus 'Sonnenenergie 4/96', IST-Energietechnik GmbH, D-Kandern-Wollbach, 1996
- [Lub 98] U. Luboschik, P. Schalajda: Ergebnisse des EG-Projektes: *GRS Garantierte Resultate von Solaranlagen*, aus Otti-Tagungsband zu achtem Symposium Thermische Solarenergie, IST-Energietechnik GmbH, D-Kandern-Wollbach, 1998
- [Alt 96] H. Altgeld, M. Brunotte, D. Theis: *Garantierte solare Erträge (GSR) bei kleinen thermischen Solaranlagen*, aus Otti-Tagungsband zu sechstem Symposium Thermische Solarenergie, HTW des Saarlandes D-Saarbrücken, 1996
- [Alt 98] H. Altgeld, M. Mahler, F. Schuster, D. Theis: *Fehlererkennung bei thermischen Solaranlagen*, aus Otti-Tagungsband zu achten Symposium Thermische Solarenergie, HTW des Saarlandes D-Saarbrücken, 1998
- [Spi 96] W. Spirkel, P. Kronthaler, W. Schölkopf, J. Spehr: *Results from an In-Situ Dynamic Solar Collector Test*, aus 'EuroSun '96', Universität D-München, 1996
- [Räb 97] R. Räber: *Spektralmethode zur Fehlerfrüherkennung in wärmetechnischen Anlagen*, Diss ETH Nr. 12234, ETH-Zürich, 1997
- [Bos 97] M. Bosanac, J. A. Nielsen: *In Situ Check of Collector Array Performance*, Pergamon PII: S 0038-092X(96)00138-7, DTI Danish Technological Institute, DK-Taastrup, 1997
- [Fre 97] U. Frei, F. Flückiger: *Messbericht SOLKIT*, ENET 9300751-1, SPF-Rapperswil, 1997
- [Fre 98] U. Frei: *Der Einfluss der Systemtechnik auf den Gesamtertrag einer Solaranlage*, Vortrag am 24.04.98 in Elgg bei SOLTOP, SPF-Rapperswil, 1998
- [Böh 97] V. Böhringer: *Ertragsoptimierung thermischer Solaranlagen durch modulierte Schalttemperaturdifferenz*, VDI-Verlag 'Heizung Lüftung/Klima Haustechnik' 48/97, esaa GmbH, D-Mühlacker, 1997
- [Kau 98] B. Kaufmann, V. Böhringer: *Energie-Differenz-Regelung zur Optimierung des Ertrages thermischer Solaranlagen*, aus Otti-Tagungsband zu achtem Symposium Thermische Solarenergie, esaa GmbH, D-Mühlacker, 1997
- [Bau 98] M. Bauer, N. Morel, M. El-Khoury, J. Krauss: *NEUROBAT Predictive Neuro-fuzzy Building Control System*, Schlussbericht BFE-Forschungsprojekt, CSEM Neuchâtel, EPFL Lausanne, 1998
- [Bro 96] G. Brouwer: *Erfahrungen mit dem Projekt 'Guaranteed solar results of collective solar systems aus den Niederlanden'*, anlässlich Seminar am 29./30.10.96 in Osnabrück, sowie Technischer Bericht über 'SolGarant', Brouwer Energy Consult, N-Apledoorn, 1996
- [Hob 98] H. Hobi: *Innovative Umsetzungsstrategien in der Schweiz*, aus Otti-Tagungsband zu achtem Symposium Thermische Solarenergie, Hobi+Partner GmbH, Wetzikon, 1998
- [Sut 90] U. Frei, J. Keller, R. Brunner: *Inspection procedure for domestic hot water heating systems*, IEA-Task III: Performance Testing of solar collectors, J.-M. Suter, PSI Villigen, 1990
- [Egg 92] A. Egger, H. Weber u. A.: *Kurztestmethode für Sonnenenergieanlagen KTSA*, BFE-Forschungsprojekt Nr. REN 86/05, Eggenberger Bauphysik AG Burgdorf, 1992
- [Bei 98] T. Beikircher, M. Gut, P. Kronthaler, C. Oberdorf, W. Schölkopf: *Kurzzeittest für installierte thermische Kollektorfelder*, aus Otti-Tagungsband zu achtem Symposium Thermische Solarenergie, Bayerisches Zentrum für angewandte Energieforschung, D-München, 1998

- [Man 98] D. Mangold, E Hahne: *Aktuelle und künftige Kosten thermischer Solaranlagen*, aus Otti-Tagungsband zu achtem Symposium Thermische Solarenergie, Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik ITW an der Universität Stuttgart, D-Stuttgart, 1998
- [Rod 98] D. Roditi: Referat anlässlich der SOFAS-ERFA-Veranstaltung am 3. September 1998 in Zürich, tecsol, F-Perpignan, 1998
- [Mil 98] J. Milek, H. Güttinger: *Modellbasierte Zustandsüberwachung für Wasserturbinen*, Referat anlässlich einem Symposium über diagnostische Überwachungen in Wasserkraftwerken, Sulzer Innotec AG, Winterthur, 1998
- [CEN 77] Normenentwurf prEN 12977-2: *Thermal solar systems and components - Custom built systems - Part 2: Test methods*, Europäisches Komitee für Normung, B-Brussels, 1997
- [SOF 98] P. Schlauffer, B. Schläpfer, F. Schuppiser, J. Jenni: *Stellungnahme zu den Normenentwürfen*, Schreiben an die Schweizerische Normenvereinigung z.H. von Hr. Dr. J.-M.Suter, Bern, 13.02.98
- [ENS 97] Autorenkollektiv: *Empfehlungen zur Nutzung von Sonnenenergie*, Ordner als Planungshilfsmittel, Swissolar, Baden, 1997