

OPTISOL

Messtechnisch begleitete Demonstrationsprojekte für optimierte und standardisierte Solarsysteme im Mehrfamilienwohnbau

C. Fink, R. Riva, M. Pertl, W. Wagner

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

50/2006

Impressum:

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien
Leiter: DI Michael Paula

Liste sowie Bestellmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe unter <http://www.nachhaltigwirtschaften.at>
oder unter:

Projektfabrik Waldhör
Währingerstraße 121/3, 1180 Wien
Email: versand@projektfabrik.at

OPTISOL

Messtechnisch begleitete Demonstrationsprojekte für
optimierte und standardisierte Solarsysteme im
Mehrfamilienwohnbau

Ing. Christian Fink
Ing. Richard Riva
DI (FH) Michael Pertl
Ing. Waldemar Wagner

AEE - Institut für Nachhaltige Technologien

Gleisdorf, März 2006

Ein Projektbericht im Rahmen der Programmlinie



Impulsprogramm Nachhaltig Wirtschaften

Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie

Vorwort

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines beauftragten Projekts aus der Programmlinie *Haus der Zukunft* im Rahmen des Impulsprogramms *Nachhaltig Wirtschaften*, welches 1999 als mehrjähriges Forschungs- und Technologieprogramm vom Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie gestartet wurde.

Die Programmlinie *Haus der Zukunft* intendiert, konkrete Wege für innovatives Bauen zu entwickeln und einzuleiten. Aufbauend auf der solaren Niedrigenergiebauweise und dem Passivhaus-Konzept soll eine bessere Energieeffizienz, ein verstärkter Einsatz erneuerbarer Energieträger, nachwachsender und ökologischer Rohstoffe, sowie eine stärkere Berücksichtigung von Nutzungsaspekten und Nutzerakzeptanz bei vergleichbaren Kosten zu konventionellen Bauweisen erreicht werden. Damit werden für die Planung und Realisierung von Wohn- und Bürogebäuden richtungsweisende Schritte hinsichtlich ökoeffizientem Bauen und einer nachhaltigen Wirtschaftsweise in Österreich demonstriert.

Die Qualität der erarbeiteten Ergebnisse liegt dank des überdurchschnittlichen Engagements und der übergreifenden Kooperationen der Auftragnehmer, des aktiven Einsatzes des begleitenden Schirmmanagements durch die Österreichische Gesellschaft für Umwelt und Technik und der guten Kooperation mit der Österreichischen Forschungsförderungsgesellschaft bei der Projektabwicklung über unseren Erwartungen und führt bereits jetzt zu konkreten Umsetzungsstrategien von modellhaften Pilotprojekten.

Das Impulsprogramm *Nachhaltig Wirtschaften* verfolgt nicht nur den Anspruch, besonders innovative und richtungsweisende Projekte zu initiieren und zu finanzieren, sondern auch die Ergebnisse offensiv zu verbreiten. Daher werden sie in der Schriftenreihe publiziert, aber auch elektronisch über das Internet unter der Webadresse <http://www.HAUSderZukunft.at> Interessierten öffentlich zugänglich gemacht.

DI Michael Paula

Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Kurzfassung

Das Know-how Transferprojekt OPTISOL richtete sich innerhalb eines Breitentests - zehn optimierte solarunterstützte Wärmenetze für Geschößwohnbauten wurden mit wissenschaftlicher Begleitung umgesetzt - einerseits an Wohnbauträger sowie andererseits speziell an die beteiligten Fachplaner und ausführenden Unternehmen (Haustechnikplaner, Architekten, Installateure und Anlagenbetreiber). Dabei lag der Schwerpunkt darin, nicht nur die Solaranlage als einzelne Komponente zu sehen, sondern vielmehr das gesamte Wärmeversorgungssystem zu optimieren und neue Qualitätsstandards für solarunterstützte Wärmeversorgungssysteme zu definieren. Gleichzeitig konnte der Beweis angetreten werden, dass solarunterstützte Wärmenetze, errichtet nach dem Stand der Technik, auch gemessen an wirtschaftlichen Kriterien einen durchwegs erfolgversprechenden Betrieb ermöglichen.

Von weit über 20 interessierten Wohnbauträgern wurden schlussendlich zehn konkrete Bauvorhaben ausgewählt, die im Rahmen von OPTISOL über die gesamte Planungs- und Umsetzungsphase wissenschaftlich betreut (Planungsaudits auf Basis des integralen Ansatzes, Begleitung bei Ausschreibung und Vergabe, gemeinsame Baustellentermine während der Bauphase sowie Assistenz bei der Inbetriebnahme) wurden.



*Eines der zehn im Detail untersuchten Projekte – 63 Wohnungen und Geschäftslokale,
Projekt „Lange Gasse“, Graz*

Die Bandbreite der Gebäudegrößen der schlussendlich begleiteten Bauprojekte reicht von kleinen Wohnanlagen mit 6 Wohnungen und reihenhausartiger Bebauung bis hin zu Geschößwohnbauten mit über 60 Wohnungen in Kombination mit Büro- und Geschäftslokalen. Die größte Solaranlage umfasst 240 m² Kollektorfläche, die kleinste 30 m². Insgesamt wurden im Rahmen von OPTISOL knapp 1.200 m² Kollektorfläche und rund 100 m³ Speichervolumen für die Wärmeversorgung von 402 Wohnungen installiert. Die ausgearbeiteten und zur Umsetzung gelangten solarunterstützten Wärmenetze basieren alle auf dem Prinzip des „Zwei-Leiter-Netzes“ mit dezentraler Brauchwassererwärmung in der Wohnung über sogenannte Wohnungsstationen.

Ein weiterer zentraler Projektschwerpunkt war die messtechnische Begleitung (Monitoring) der Demonstrationsgebäude über einen repräsentativen Zeitraum. Acht Gebäude konnten im Rahmen des Projektes hinsichtlich sämtlicher Wärmeflüsse über mindestens ein volles Betriebsjahr vermessen werden.

Als zentrales Instrument zur Steigerung der gesamten Systemqualität etablierte sich die sogenannte „Optimierungsphase“. Sämtliche über die Anlagenregelung bzw. über das Monitoringsystem aufgezeichnete Systemtemperaturen wurden in den ersten Betriebswochen analysiert und darauf aufbauend Optimierungsschritte eingeleitet. Die Erfahrung aus dem Projekt zeigte, dass dadurch eine Vielzahl von ansonsten unentdeckten Schwachstellen erkannt und darauf basierend die Optimierungsschritte durchgeführt werden konnten. Dabei bleibt zu erwähnen, dass diese Schwachstellen in keinsten Weise nur das Solarsystem betreffen sondern gleichermaßen auch den konventionellen Wärmeerzeuger, die Gesamtregelung oder auch das Wärmeverteilsystem. All diese Schwachstellen wirken sich negativ auf die erzielbaren Jahressystemnutzungsgrade der Wärmeversorgungsanlagen aus, bleiben aber in der Regel über Jahre hindurch unbemerkt und werden durch wesentlich höheren Primärenergieeinsatz kompensiert. Die Erfahrungen aus den „Optimierungsphasen“ im Projekt OPTISOL zeigen deutlich, dass der Großteil der Schwachstellen durch wenig aufwendige Systemanalysen in den ersten beiden Betriebsmonaten erkannt und auch im Rahmen der Gewährleistungsfristen ohne Zusatzkosten für den Auftraggeber behoben werden kann.

Nach der „Optimierungsphase“ ging das Monitoring im Projekt OPTISOL in die „Routineanlagenüberwachung“ über. Hierbei wurde speziell darauf geachtet, dass auch das Solarsystem an für konventionelle Wärmeversorgungs-systeme bereits übliche Störmeldungen gekoppelt wird. Die so erzielten Messergebnisse zeigten ein äußerst zufriedenstellendes Betriebsverhalten aller untersuchten solarunterstützten Wärmeversorgungsanlagen.

Der in den Vergabeverträgen der Bau-träger fixierte Garantiewert (bei allen Projekten mit 350 kWh/m²a festgelegt) konnte in der Praxis bei allen Anlagen überschritten werden. Obwohl die solaren Deckungsanteile am Gesamtwärmebedarf (Brauchwasser und Raumwärme) bei den meisten Geschoßwohnbauten zwischen 12 und 20% liegen, erreichen die spezifischen Solarerträge trotzdem beachtliche Jahreswerte zwischen 360 kWh/m² und 440 kWh/m² Bruttokollektorfläche. Die erzielten Jahressystemnutzungsgrade der Wärmeversorgungs-systeme liegen bei ausgezeichneten Werten zwischen 70 und 85%.

Weiters zeigen die Ergebnisse aus OPTISOL, dass solarunterstützte Wärmenetze auf diesem Qualitätsstandard auch nach betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten absolut interessant sind. So konnten für die betrachteten Solarsysteme, in Abhängigkeit des substituierten Energieträgers und der gewährten Förderung, dynamisch ermittelte Amortisationszeiten zwischen 10 und 20 Jahren ermittelt werden. Und das bei einer prognostizierten Lebensdauer von mindestens 25 Jahren.

Basierend auf den erzielten Projektergebnissen konnte das Planungshandbuch „Solarunterstützte Wärmenetze im Geschoßwohnbau – Ein Planungshandbuch mit ganzheitlichem Ansatz“ (95 Seiten) inhaltlich zusammengestellt und gedruckt werden.

Auch im Bereich der Ordnungs- und Förderpolitik gelang im Rahmen des Projektes ein entscheidender Schritt. So waren doch die Aktivitäten und Ergebnisse des Projektes entscheidend, dass in der Steiermark Solarsysteme im Wohnbau zukünftig Voraussetzung für den Erhalt von Wohnbauförderungsmitteln sind.

Über 160 Teilnehmer bei den beiden Know-how Transfer Veranstaltungen im Rahmen des Projektes zeigen deutlich das Interesse an der Technologie und an den erzielten Ergebnissen.

Summary

The know-how transfer project OPTISOL was carried out as a wide range of tests with building associations and especially assisting planners and executive companies (HVAC planners, architects, installer and system operators) as target groups. Ten optimised solar-supported heating networks for multi-storey residential buildings were implemented with scientific monitoring and support. The emphasis lay not only on optimising the solar thermal system as a single component, but more to optimise the entire energy supply system and to define new quality standards for solar-supported energy supply systems. At the same time, it was shown that solar-supported heating networks (erected with state-of-the-art technology) throughout enable a promising operation, also measured with economical criteria. 10 concrete construction projects, which were to be supported throughout their entire planning and implementation phases (planning audits, based on integral approach, support during the proposal and contract procedures, entire construction site appointments during the construction phase as well as assistance during the initial operation) in the framework of OPTISOL were chosen from more than 20 interested building associations.



*One of the ten analysed projects – 63 apartments and business offices,
project “Lange Gasse” in Graz*

The building projects which were chosen to be assisted within OPTISOL range from housing estates with 6 apartments and semidetached buildings to multi-storey residential buildings with more than 60 apartments in combination with business offices. The largest solar thermal system includes 240 m² collector area and the smallest system 30 m². In the framework of OPTISOL was a total of just under 1,200 m² collector area and about 100 m³ storage tank volume for the heat supply of 402 apartments installed. The elaborated and implemented solar-supported heating networks all based on a 2-pipe-system with a decentralised domestic hot water preparation in the apartments with the means of the so called “apartment units”.

A further central project emphasis was the monitoring of the demonstration buildings during a defined period of time. All heat flows in eight buildings could be measured over at least an entire operating year during the project time frame. The so called “optimisation phase” was established as a central instrument to increase the total system quality. All system

temperatures, which were registered by the monitoring system, were analysed during the first operation weeks. Thereafter were optimisation measures initialised, based on the monitoring results. The experiences from the project showed that otherwise undiscovered weak spots could be found and serve as base for the optimisations steps. It should be mentioned that the weak spots did not at all only apply to the solar thermal systems, but in equal amount to the conventional heat supply system, to the overall plant controller or also to the distribution system. All these weak spots have a negative effect on the reachable annual system efficiency of the entire heat supply system but remain unnoticed over years and are compensated through higher primary energy input. The experiences from the optimisation phase in the OPTISOL project clearly show that a big part of the weak spots can be noticed with little effort in a system analyses during the first two operating months and that the client has no added costs for the adjustments within this time frame of the warranty.

After the “optimisation phase” the monitoring merged to “routine supervision” in the OPTISOL project. It was especially seen to that the solar thermal system was connected with the central for automatically default messages of the conventional heating system. The hereby attained monitoring results show an extremely satisfactorily operating behaviour by all the analysed solar-supported heat supply systems.

The predefined performing guarantee value in the building contract (all projects fixed to 350 kWh/m²a) could practically be exceeded in all cases. Although the solar fraction of the total energy demand (domestic hot water and space heating) in most of the multi-storey residential buildings lie between 12 and 20%, the specific solar fraction reach the remarkable yearly value of between 360 kWh/m² and 440 kWh/m² gross collector area. The achieved annual system efficiency reach excellent values between 70 and 86%.

Further, the results from OPTISOL show that solar-supported heating networks of this quality standard are absolutely interesting also from an economical point of view. The analysed systems were shown to reach a dynamically calculated payback time between 10 and 20 years, depending on the substituted heating system and the granted subsidy. This under the consideration of a forecast life time of minimum 25 years.

A planning handbook, “Solar-supported heating networks multi-storey residential building - a planning handbook with a holistic approach” (95 pages) could be compiled and printed based on the reached project results.

Also in the area of housing subsidy could an important step be taken within the frameworks of this project. The activities and results of this project were determining to the fact that solar thermal systems in new erected residential buildings will be future prerequisite to receive subsidies in the federal state of Styria.

More than 160 participants at the two know-how-transfer events carried out within the project framework clearly show the interest in this technology and the reached goals of OPTISOL.

INHALT

1	Einleitung und Zielformulierung des Projekts	9
1.1	Problemanalyse.....	9
1.2	Aufgabenstellung und Zielsetzung	10
2	Organisation, Zielgruppen und Maßnahmen	11
2.1	Information der Wohnbauträger und Auswahl der Demonstrationsprojekte.....	11
2.2	Integrale Planung, Qualitätssicherung und Steigerung der Projektidentifikation	14
2.3	Umsetzungs- und Anlagenmonitoring	16
3	Grundlagen für die Auslegung von optimierten solarunterstützten Wärmenetzen ...	17
3.1	Solarunterstützte Wärmeversorgungskonzepte - Systemvergleiche	17
3.1.1	Systemvergleich nach energetischen Aspekten	20
3.1.2	Systemvergleich nach ökonomischen Aspekten	21
3.1.3	Systemvergleich anhand unterschiedlicher Arten der Wärmeverrechnung	23
3.2	Dimensionierungsnomogramme.....	25
4	Das messtechnische Konzept	28
4.1	Verwendete Messgeräte.....	30
4.2	Messdatenübertragung.....	31
4.3	Routineprüfung der Messdaten	31
4.4	Störmeldungen	32
5	Übersicht über die Demonstrationsobjekte	34
5.1	Zeitpläne zu den Demonstrationsobjekten	34
5.2	Dimensionierung der Solarsysteme mit Nomogrammen	35
5.3	Detailauslegung der Demonstrationsanlagen mittels Simulation.....	36
5.4	Kurzbeschreibung der einzelnen Demonstrationsobjekte	37
5.4.1	Schwarzparkstraße.....	37
5.4.2	Nittnergasse.....	40
5.4.3	Eggersdorf	43
5.4.4	Theodor Körner Straße	46
5.4.5	Seiersberg	49
5.4.6	Markt Hartmannsdorf	51
5.4.7	Schwarzer Weg	54
5.4.8	Eggenberger Allee	56
5.4.9	Lange Gasse	59
5.4.10	Sandgasse.....	62
6	Inbetriebnahme und Optimierungsphase der Anlagen	65
6.1	Die am häufigsten erkannten Schwachstellen im Wärmeversorgungssystem	66
6.2	Festgestellte Anlagenschwachstellen sowie deren Abhilfe im Detail	67
6.2.1	Anlage Nittnergasse	67
6.2.2	Anlage Seiersberg	68
6.2.3	Eggersdorf	72
6.2.4	Markt Hartmannsdorf	74
6.2.5	Schwarzer Weg	78
6.2.6	Eggenberger Allee	82
6.2.7	Theodor Körner Straße.....	84
6.2.8	Schwarzparkstraße.....	87
6.2.9	Lange Gasse	87

6.2.10	Sandgasse“.....	88
7	Gemessene Wärmemengen und erstellte Energiebilanzen.....	89
7.1	Energetische Betrachtung der einzelnen Demonstrationsobjekte	89
7.1.1	Energetische Betrachtung „Nittnergasse“	89
7.1.2	Energetische Betrachtung „Seiersberg“	92
7.1.3	Energetische Betrachtung „Eggersdorf“	94
7.1.4	Energetische Betrachtung „Markt Hartmannsdorf“	97
7.1.5	Energetische Betrachtung „Schwarzparkstraße“	100
7.1.6	Energetische Betrachtung „Schwarzer Weg“	102
7.1.7	Energetische Betrachtung „Eggenberger Allee“	104
7.1.8	Energetische Betrachtung „Theodor Körner Straße“	106
7.1.9	Energetische Betrachtung „Lange Gasse“	108
7.1.10	Energetische Betrachtung „Sandgasse“	109
7.2	Energetische Betrachtung der Demonstrationsobjekte im Vergleich.....	109
7.2.1	Vergleich der spezifischen Kollektorerträge	110
7.2.2	Vergleich der solaren Deckungsgrade.....	111
7.2.3	Vergleich der Jahressystemnutzungsgrade.....	112
7.2.4	Vergleich der spezifischen Raumwärmeverbräuche	113
7.2.5	Vergleich der Wärmeverteiltetztemperaturen	113
8	Kostenanalysen, Förderungen und Wirtschaftlichkeit	115
8.1	Kostenanalysen	115
8.1.1	Solarsystemkosten	115
8.1.2	Kosten der konventionellen Wärmeerzeuger.....	118
8.1.3	Kosten der Wohnungsübergabestationen	118
8.1.4	Gesamtkosten des Wärmeversorgungssystems	119
8.2	Förderungen für Solarsysteme in Österreich.....	120
8.2.1	Vergleichsgebäude bzw. Solaranlagengrößen	121
8.2.2	Solarförderungen der Bundesländer im Vergleich.....	122
8.3	Wirtschaftlichkeit von Solarsystemen im Geschoßwohnbau	124
8.3.1	Methodik und Rahmenbedingungen.....	124
8.3.2	Amortisationszeiten und solare Wärmepreise	126
9	Erfolgsfaktoren zur Sicherstellung eines hohen Qualitätsstandards solarunterstützter Wärmeversorgungsanlagen.....	130
10	Know-how Transfer - Tätigkeitsbericht	132
10.1	Organisierte und durchgeführte Workshops.....	132
10.2	Fachliteratur, Artikel in Fachzeitschriften und Vorträge bei Fachtagungen	133
11	Literaturverzeichnis	137
12	Anhang	138
12.1	Veranstaltung „Solare Kombianlagen im europäischen Vergleich“	138
12.1.1	Veranstaltungs- und Einladungsfalter	138
12.1.2	Teilnehmerliste	140
12.2	Veranstaltung „Solarwärme im Geschoßwohnbau“	142
12.2.1	Veranstaltungs- und Einladungsfalter.....	142
12.2.2	Teilnehmerliste	144

1 Einleitung und Zielformulierung des Projekts

Mit Ende des Jahres 2005 waren in Österreich 2,4 Millionen Quadratmeter an solarthermischen Flach- und Vakuumkollektoren installiert, was einer Spitzenleistung von rund 1,7 GW entspricht (Faninger, 2006). Der überwiegende Teil kommt in Ein- und Zweifamilienhäusern zur Brauchwassererwärmung bzw. Heizungsunterstützung zum Einsatz. Bereits 15% der österreichischen 1.312.600 Hauptwohnsitze (Statistik Austria, 2002) in Ein- und Zweifamilienhäusern verfügen über eine thermische Solaranlage.

Nicht annähernd diese Marktdurchdringung konnte bisher im Geschoßwohnbau erreicht werden. Mit insgesamt rund 1500 errichteten Anlagen in diesem Segment liegt die installierte Kollektorfläche hier bei etwa 80.000 m². Bezieht man die installierte Kollektorfläche auf die 1.947.000 Hauptwohnsitze im Geschoßwohnbau, ergibt sich eine Marktdurchdringung von knapp 2%.

Diese Zahlen zeigen deutlich, dass Mehrfamilienhäuser ein großes Potenzial zur Nutzung von thermischen Solaranlagen aufweisen und hinsichtlich des nahezu konstanten Warmwasserverbrauchs übers Jahr besonders günstige Rahmenbedingungen für die Solarenergienutzung bedeuten. Zusätzlich zeigen diese Zahlen aber auch, dass im Vergleich mit Anwendungen in Einfamilienhäusern nicht annähernd eine ähnliche Marktdurchdringung erreicht werden konnte. Die Ursachen der vergleichsweise geringen Marktdurchdringung im Mehrfamilienwohnbau werden nachfolgend dargestellt.

1.1 Problemanalyse

Im Unterschied zum privaten Bau eines Einfamilienhauses, wo die Entscheidung für eine Solaranlage zumeist emotionell (Imagegewinn, ökologische Gedanken, Versorgungssicherheit, Komfort, etc.) getroffen wird, dominiert im Mehrfamilienwohnbau - unterstützt durch die schlechte Baukonjunktur der letzten Jahre - der wirtschaftliche Aspekt. Niedrige Preise pro Quadratmeter Wohnnutzfläche werden hier häufig niedrigen Betriebskosten vorgezogen. Zusätzlich zu den wirtschaftlichen Faktoren (auch die Wohnbauförderungen der Bundesländer berücksichtigen solarthermische Anlagen nicht immer optimal) kommt, dass Know-how Defizite bei den beteiligten Akteuren existieren und kein einheitlicher Qualitätsstandard für größere Solarwärmenutzungen (im Vergleich zu Anwendungen in Einfamilienhäusern) besteht.

Zahlreiche messtechnische Untersuchungen an solarunterstützten Wärmeversorgungs-konzepten für Geschoßwohnbauten zeigen deutlich, dass die in der Planungsphase prognostizierten Systemkennzahlen (Spezifischer Ertrag, solarer Deckungsanteil, Systemnutzungsgrad) häufig im Betrieb nicht erreicht werden können (Fink, Purkarthofer, 2000). Die Ursachen hierfür liegen einerseits bei Defiziten im Planungsprozess, in der Ausführung und Einjustierung sowie andererseits in der Qualitätssicherung und Anlagenüberwachung. Die Folge ist, dass sich bisher nur wenige Wohnbauträger dazu entscheiden konnten, thermische Solaranlagen in ihr Standard-Energieversorgungskonzept aufzunehmen.

Die AEE INTEC beschäftigt sich schon seit Jahren mit der Nutzung von Solarwärme in Geschoßwohnbauten und hat im Rahmen von Forschungsprojekten sowie zahlreichen Demonstrationsprojekten umfassendes Know-how hierzu erarbeitet.

Um zukünftig effiziente solarunterstützte Wärmenetze breit umzusetzen, gilt es einerseits das punktuell vorhandene technische Know-how zu den beteiligten Akteuren (Fachplaner, Anlagenbetreiber) zu transferieren sowie andererseits die Identifikation mit der Technologie bei Wohnbauträgern und Fachplanern zu stärken. Hierzu ist die Definition eines hohen Qualitätsstandards genau so wichtig wie die Festlegung von Instrumenten zur Qualitätssicherung. Genau diesen Ansatz verfolgt das gegenständliche Projekt OPTISOL.

1.2 Aufgabenstellung und Zielsetzung

Das Know-how Transferprojekt OPTISOL richtete sich innerhalb eines Breitentests - 10 optimierte solarunterstützte Wärmenetze für Geschloßwohnbauten wurden in Planung, Umsetzung und Betrieb wissenschaftlich begleitet - einerseits an Wohnbauträger sowie andererseits speziell an die beteiligten Fachplaner (Haustechnikplaner, Architekten, Anlagenbetreiber). Dabei lag der Schwerpunkt darin, nicht nur die Solaranlage als einzelne Komponente zu sehen, sondern vielmehr das gesamte Wärmeversorgungssystem gesamtheitlich zu optimieren und einen modellhaften Ablaufplan für weitere Projekte zu definieren. Neben der erfolgreichen Motivation von Wohnbauträgern hat sich vor allem die Identifikation von Fachplanern mit der Technologie als entscheidender Erfolgsfaktor herausgestellt.

Das Projekt OPTISOL verfolgte die Zielsetzung, neben der Weitergabe von Know-how an die beteiligten Gewerke, einen entsprechend hohen Qualitätsstandard bei Planung, Ausführung und Betrieb von solarunterstützten Wärmenetzen zu definieren. Hierzu war es erklärtes Projektziel, auch die nötigen qualitätssichernden Instrumente auszuarbeiten und auf ihre breite Umsetzbarkeit zu prüfen. In Folge sollte der Beweis angetreten werden, dass durch die erzielten hohen Qualitätsstandards auch aus betriebswirtschaftlicher Sicht ein interessanter Betrieb von solarunterstützten Wärmenetzen absolut gegeben ist.

2 Organisation, Zielgruppen und Maßnahmen

Die ambitionierte Zielsetzung, die Anzahl der Projektpartner (Zielgruppen) sowie die Vielschichtigkeit der Inhalte (Planungs- und Umsetzungsabläufe, technisches Fachwissen, Moderation, etc.) erforderte eine detaillierte Organisation und Planung der Arbeitsschritte. Nachfolgend werden in Abbildung 1 die wesentlichen Maßnahmen und die Zielgruppen dargestellt. Als wesentliche Etappen im Umsetzungsprozess wurden darin „die Information der Wohnbauträger“, „die integrale Planung“ sowie „das Monitoring“ definiert.

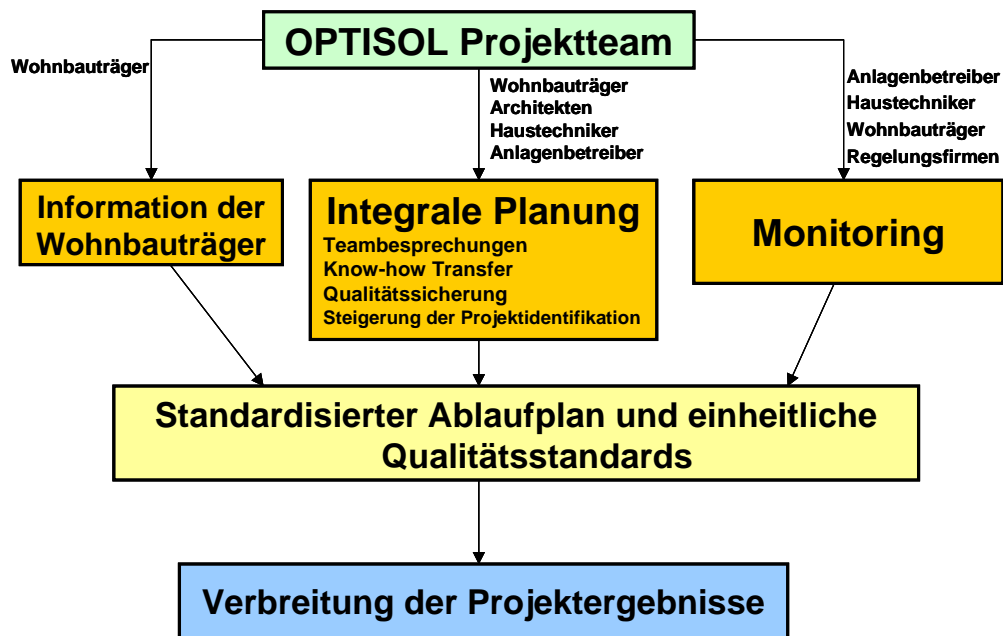


Abbildung 1: Zielgruppen und Maßnahmen für das Projekt OPTISOL dargestellt in einem Ablaufplan

Anhand der Erfahrungen aus den begleiteten Umsetzungsprozessen der zehn Demonstrationsprojekte bzw. der Analyse der Messergebnisse wurde als Basis zur breiten Umsetzung von qualitativ hochwertigen solarunterstützten Wärmenetzen im Rahmen des Projektes ein Planungshandbuch verfasst. Das Planungshandbuch trägt den Titel „Solarunterstützte Wärmenetze im Geschoßwohnbau – Ein Planungshandbuch mit ganzheitlichem Ansatz“ und kann unter ISBN 3-901425-11-x bestellt werden (Fink et al., 2004).

2.1 Information der Wohnbauträger und Auswahl der Demonstrationsprojekte

Da das Land Steiermark einer der Auftraggeber dieses Projektes ist, wurden primär steirische Wohnbauträger kontaktiert. Aber auch ausgewählte Wohnbauträger aus anderen Bundesländern wurden gezielt angesprochen. Die Information der Wohnbauträger erfolgte, wie in Abbildung 2 dargestellt, in drei Schritten.

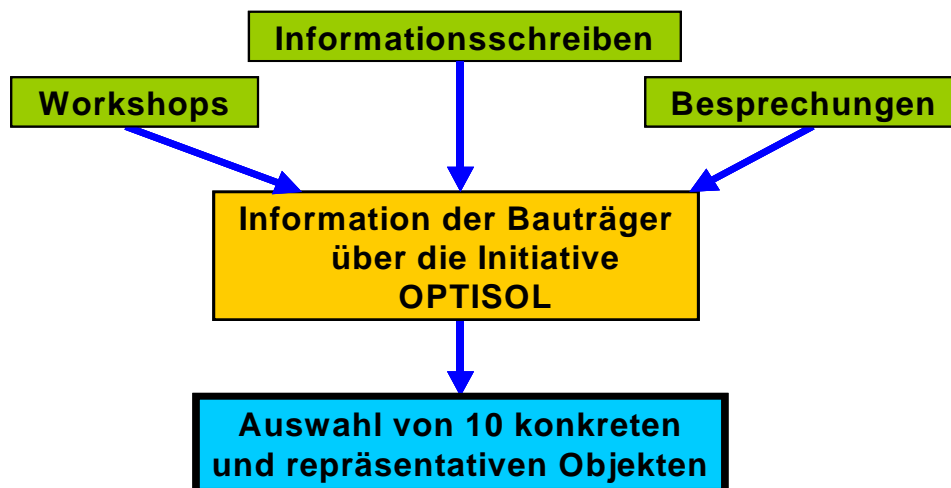


Abbildung 2: Information der Wohnbauträger und Auswahl der Demonstrationsobjekte

Im ersten Schritt wurden die Wohnbauträger mittels Informationsschreiben über die Initiative OPTISOL informiert und zur Beteiligung am Projekt eingeladen.

Im zweiten Schritt wurden sämtliche steirischen Wohnbauträger zusätzlich zu einem Workshop eingeladen, an dem die sechs größten Bauträger der Steiermark, nachfolgend angeführt, teilnahmen.

- ÖWGes. Gemeinnützige Wohnbaugesellschaft m.b.H., Graz
- Neue Heimat Gemeinnützige Wohnungs- und Siedlungsgesellschaft in Steiermark Ges.mb.H, Graz
- Gemeinnützige Wohn- und Siedlungsgenossenschaft Ennstal reg.Gen.m.b.H., Liezen
- GWS - Gemeinnützige Alpenländische Gesellschaft für Wohnungsbau und Siedlungswesen m.b.H., Graz
- Gemeinn. Wohn- und Siedlungsgesellschaft Schönere Zukunft Steiermark Ges.m.b.H., Graz
- Siedlungsgenossenschaft Rottenmann reg. Gen.m.b.H., Rottenmann

Ziel dieses Workshops waren die Diskussion der Projektinhalte, die mögliche Adaptierung des Arbeitsprogramms sowie die Klärung der Bereitschaft der Wohnbauträger das Projekt mit Demonstrationsobjekten zu unterstützen. Das Interesse am Projekt erwies sich als groß, da sich alle teilnehmenden Wohnbauträger bereit erklärten, ihre aktuellen Bauvorhaben nach repräsentativen (Größe, Art der Bebauung, etc.) und in den Zeitplan passenden Demonstrationsobjekten zu prüfen.

Im dritten Schritt wurden mit allen interessierten Bauträgern Gespräche geführt und die Eignung der vorgeschlagenen Demonstrationsobjekte bzw. die weitere Vorgangsweise diskutiert. Insgesamt wurden im Rahmen des Projektes OPTISOL in 22 Bauvorhaben der Einsatz von solarunterstützten Wärmenetzen mit den zuständigen Wohnbauträgern bzw. den Fachplanern bearbeitet. In 18 Bauobjekten gelangte das solarunterstützte Wärmenetz auch tatsächlich zur Umsetzung. Von den 22 Bauobjekten wurden 10 als Demonstrationsobjekte (Planungsunterstützung, Monitoring, Analyse) ausgewählt. Darunter sind neun steirische Projekte und ein Salzburger Projekt. Was die steirischen Projekte betrifft, war neben den Kriterien „Bauzeit und Bezugszeitpunkt“, „Objektgröße und Bauart“ das „Interesse des Wohnbauträgers“ entscheidendes Argument bei der Auswahl der Demonstrationsobjekte. Hintergrund der

Überlegungen war, bereits sensibilisierten und motivierten Wohnbauträgern jene Unterstützung zukommen zu lassen, die nötig ist, damit die ersten Projekte in der Planungs- und Umsetzungsphase wie auch im Betrieb möglichst optimal realisiert werden und sich daraus ein standardisierter Ablauf entwickeln kann.

Beispielsweise haben sich die Grazer Wohnungsunternehmen „Neue Heimat Gemeinnützige Wohnungs- und Siedlungsgesellschaft in Steiermark Ges.mb.H.“ und „Siedlungsgesellschaft Schönerer Zukunft Steiermark Ges.m.b.H.“ selbst entschlossen, jedes neue Bauvorhaben mit einer solarunterstützten Wärmeversorgung auszustatten. Das Projektteam OPTISOL hat diesen beiden Wohnungsunternehmen besondere Unterstützung bei der Umsetzung ihrer Projekte zugesagt, damit dieses ambitionierte Vorhaben auch wirklich über Jahre hindurch beibehalten werden kann. Diese beiden Wohnbauträger übernehmen eine Vorreiterrolle und können mittelfristig bewirken, dass die standardisierte Installation von solarunterstützten Wärmeversorgungsanlagen Schule macht und auch andere Wohnbauträger zunehmend solarunterstützte Wärmeversorgungsanlagen einsetzen.

Die Bauart der zehn ausgewählten Demonstrationsobjekte (Tabelle 1) reicht vom Reihenhaustyp bis hin zum 5-geschoßigen Wohnbau. Die kleinste Anlage umfasst 6 Wohnungen, die größte 68 Wohnungen.

Tabelle 1: Die zehn Demonstrationsobjekte im Projekt OPTISOL

Wohnbauträger	Bauvorhaben	Anzahl der Wohnungen
Neue Heimat Gemeinnützige Wohnungs- und Siedlungsgesellschaft in Steiermark Ges.mb.H., Graz	Nittnergasse, Graz	6
Neue Heimat Gemeinnützige Wohnungs- und Siedlungsgesellschaft in Steiermark Ges.mb.H, Graz	Seiersberg	48
Neue Heimat Gemeinnützige Wohnungs- und Siedlungsgesellschaft in Steiermark Ges.mb.H, Graz	Theodor Körner Straße, Graz	61 +1500 m ² Büro
Neue Heimat Gemeinnützige Wohnungs- und Siedlungsgesellschaft in Steiermark Ges.mb.H, Graz	Eggenberger Allee, Graz	62
Neue Heimat Gemeinnützige Wohnungs- und Siedlungsgesellschaft in Steiermark Ges.mb.H, Graz	Schwarzer Weg, Graz	40
Neue Heimat Gemeinnützige Wohnungs- und Siedlungsgesellschaft in Steiermark Ges.mb.H, Graz	Lange Gasse, Graz	63
Gemeinn. Wohn- und Siedlungsgesellschaft Schönerer Zukunft Steiermark Ges.m.b.H., Graz	Eggersdorf	12
Gemeinn. Wohn- und Siedlungsgesellschaft Schönerer Zukunft Steiermark Ges.m.b.H., Graz	Sandgasse, Graz	68
Salzburg Wohnbau Planungs-, Bau- und Dienstleistungs GesmbH., Salzburg	Schwarzparkstraße, Salzburg	42
Privater Wohnbauträger	Markt Hartmannsdorf	6 + Arztpraxis

Die weiters im Projekt OPTISOL informierten und betreuten Wohnbauunternehmen sind in Tabelle 2 mit ihren Projekten angeführt. Zumindest gelangten auch acht dieser zwölf Bauvorhaben mit solarunterstützter Wärmeversorgung zur Umsetzung.

Tabelle 2: Im Rahmen von OPTISOL zusätzlich informierte Wohnbauunternehmen und ihre Bauvorhaben

Wohnbauträger	Bauvorhaben	Anzahl der Wohnungen
ÖWGes. Gemeinnützige Wohnbaugesellschaft m.b.H., Graz	Ragnitz an der Stiefing	8
GWS - Gemeinnützige Alpenländische Gesellschaft für Wohnungsbau und Siedlungswesen m.b.H., Graz	Seiersberg	74
GWS - Gemeinnützige Alpenländische Gesellschaft für Wohnungsbau und Siedlungswesen m.b.H., Graz	Prohaskagasse, Graz	72
Neue Heimat Gemeinnützige Wohnungs- und Siedlungsgesellschaft in Steiermark Ges.mb.H, Graz	Lechgasse, Graz	21
Eigentümerversorger, Graz-Ragnitz	Berthold Linderweg, Graz	61
WAG – Wohnungsanlagen Ges.m.b.H., Linz	Solar-City, Linz	190
WAG – Wohnungsanlagen Ges.m.b.H., Linz	Prohaskagasse, Graz	65
Gemeinnützige Wohn- und Siedlungsgenossenschaft Neunkirchen reg.Gen.m.b.H., Neunkirchen	Wiener Neustadt	33
Holzbau Hubmann GmbH & CoKG, Weissbriach	Spittal/Drau	8
Siedlungsgenossenschaft Rottenmann reg.Gen.m.b.H., Rottenmann	Ardning	12
EBS Wohnungsgesellschaft mbH, Linz	Solar-City, Linz	93
Holzbau Lehmsitzer Ges.mbH., Lieboch	Lieboch	5

2.2 Integrale Planung, Qualitätssicherung und Steigerung der Projektidentifikation

Nach Auswahl der Demonstrationsobjekte wurde, entsprechend des Zeitplans für das jeweilige Bauvorhaben, von den Wohnbauunternehmen das Planungsteam definiert und dem OPTISOL Projektteam für die weitere Projektarbeit bekannt gegeben. Als zugehörig zum Planungsteam wurden definiert:

- Vertreter des Wohnbauunternehmers (zumeist der Bauleiter)
- Architekt
- Haustechniker (HLK und Regelung)
- Anlagenbetreiber (Professionist, der nach Übergabe der Wohnungen den Betrieb der gesamten Heizungsanlage aufrechterhält)
- Zukünftige Hausverwaltung

Bei Bedarf wurden Sonderfachleute wie beispielsweise Elektroplaner, Energieversorger (Fernwärme, Gas), Vertreter von Förderstellen, etc. zugezogen.

In der Planungsphase stand die Unterstützung des Planungsteams durch das OPTISOL-Projektteam im Vordergrund. Hierfür wurden in Kooperation mit dem Wohnbauunternehmen frühzeitig Teamsitzungen organisiert, in denen versucht wurde, eine möglichst integrale Gebäudeplanung (Kostenminimierung durch Nutzung von maximalen Synergien, überlagerte Betrachtung von Zeitplänen sämtlicher Gewerke, Schnittstellenabklärung, etc.) zu erreichen. Neben den üblichen solarspezifischen Fragestellungen (Dimensionierung, Kollektor- und Speicheranordnung, Rohrleitungsführung, etc.) waren die Spezifikation des gesamten Wärmeverteilnetzes, die Wärmeabgabe an den Endkunden (Brauchwasser, Raumwärme) sowie die Betriebsführung und Betriebsüberwachung die wesentlichen Schwerpunkte.



Abbildung 3: Inhalte, Organisation und Zielgruppen für einen „integralen Planungsprozess“

Bei der Auswahl der Wärmeverteilnetze wurde auf Ergebnisse eines abgeschlossenen Forschungsprojektes der AEE INTEC zurückgegriffen (siehe Kapitel 3). In diesem Projekt wurde schwerpunktmäßig der Einfluss von unterschiedlichen Wärmeverteilnetzen auf die Effizienz des Solarsystems und die Auswirkung auf die Dimensionierung (Solarsystem, Wärmeverteilung, Wärmeabgabe) behandelt. Zwei-Leiter-Netze erwiesen sich in dieser Untersuchung als besonders effizient. Im gegenständlichen Projekt musste aber festgestellt werden, dass beispielsweise bei der Dimensionierung eines Zwei-Leiter-Netzes der Großteil der beteiligten Planer Neuland betrat. Ein richtig ausgelegtes und geregeltes Verteilnetz stellt aber die Basis für einen hohen Systemwirkungsgrad der gesamten Wärmeversorgung dar und ist gleichzeitig Voraussetzung für hohe Erträge aus der Solaranlage. Um maximale Synergien herzustellen, erfolgte die Kopplung der Monitoringanforderungen mit den Anforderungen an die regeltechnische Anlage. Hierfür wurde für die Demonstrationsobjekte ein Standardmonitoringkonzept (Fernüberwachung) entwickelt. Parallel zu den technischen Serviceleistungen für Architekten und Haustechniker wurden die Bauträger auch bei der Einhaltung des Kostenrahmens und bei der Vergabe an die ausführenden Unternehmen betreut.

All diese Arbeiten erfolgten unter dem Gesichtspunkt die Identifikation des Projektteams mit der Technologie zu maximieren, da sich doch das gesamte Planungsteam aus potenziellen Multiplikatoren von solaren Wärmenetzen zusammensetzt.

2.3 Umsetzungs- und Anlagenmonitoring

Die sorgfältigste Planungsarbeit verliert an Bedeutung, wenn sich die Qualitätssicherung bei der Umsetzung und im Betrieb als suboptimal darstellt. Aus diesem Grund wurde vom OPTISOL-Team ein zweistufiges Monitoring definiert.

Umsetzung und Bauüberwachung:

Auch in der Bauphase bot OPTISOL den Bauträgern, Architekten und Haustechnikplanern Unterstützung. Die Teilnahme an Meetings des Projektteams vor Ort sowie Anpassungen der Zeit- und Montagepläne waren in dieser Phase die Schwerpunkttätigkeiten. Ergänzt wurden diese Aktivitäten durch technische Prüfung der Produkte bzw. der Montagearbeiten der ausführenden Unternehmen sowie durch Unterstützung beim hydraulischen Abgleich und der Inbetriebnahme (siehe Abbildung 4).

Die Bauüberwachung ist wesentlich für die Qualitätssicherung bei den einzelnen Projekten. Zusätzlich liefern die Erfahrungen und Diskussionen während der Umsetzungsphase des Projektteams wichtige Beiträge bei der Definition des „neuen“ Qualitätsstandards von solaren Wärmenetzen.

Monitoring (bestehend aus „Optimierungsphase“ und „Routineanlagenüberwachung“):

Nach Inbetriebnahme des Wärmeversorgungssystems und dem Bezug der Wohnungen erfolgte für die Demonstrationsobjekte eine intensive Monitoring- oder Optimierungsphase (ca. 2 Monate). Dadurch konnten hydraulische und regelungstechnische Schwachstellen rasch erkannt und deren Behebung in Kooperation mit dem Projektteam veranlasst werden.

War der Anlagenbetrieb weitestgehend optimiert, erfolgte das weiterführende Monitoring zum Zwecke der „Routineanlagenüberwachung“ und der Erstellung von Energiebilanzen über ein Betriebsjahr mit reduzierter Intensität.

Bei Wärmeversorgungsanlagen für größere Gebäude werden für die Betriebsführung in der Regel Professionisten zugezogen. Aus Gründen des bestmöglichen Know-how Transfers war es erklärtes Projektziel, diese in die Monitoringarbeiten (sowohl in die Optimierungsphase als auch in die Routineanlagenüberwachung) weitestgehend einzubinden.

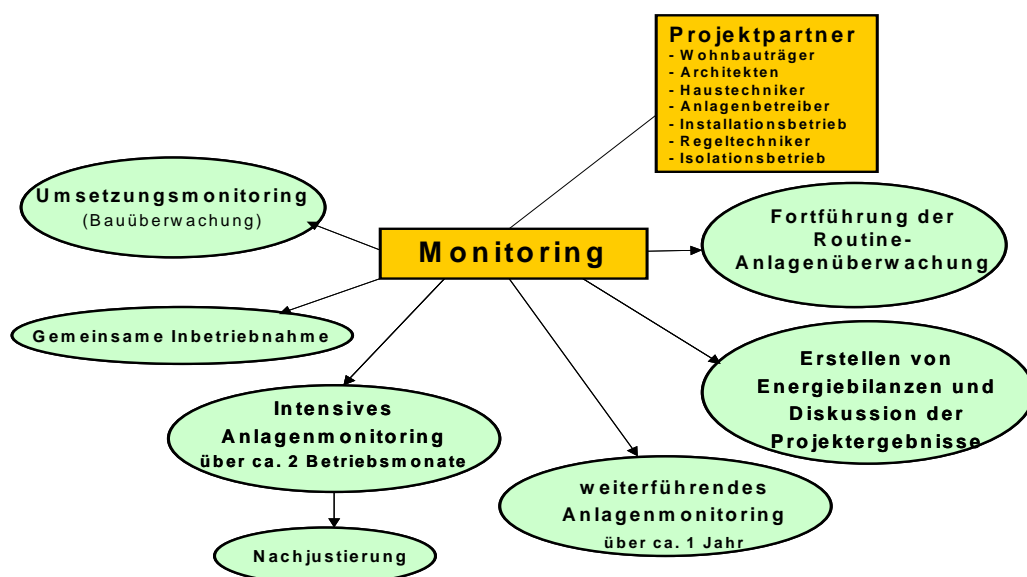


Abbildung 4: Inhalte, Organisation und beteiligte Gruppen zur Erreichung eines hohen Qualitätsstandards in der Umsetzungs- und Betriebsphase

3 Grundlagen für die Auslegung von optimierten solarunterstützten Wärmenetzen

Die Basis für den Know-how-Transfer im Rahmen des OPTISOL-Projektes bilden die Ergebnisse von Forschungs- bzw. Demonstrationsprojekten des Auftragnehmers der letzten zehn Jahre zu diesem Thema bzw. Arbeiten anderer auf diesem Sektor tätigen Institutionen. Eine diesbezüglich wesentliche Forschungsarbeit des Auftragnehmers - das Projekt „Solarunterstützte Wärmenetze“, beauftragt vom Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie - wurde mit Ende des Jahres 2001 abgeschlossen (Fink et al., 2002). Der Endbericht hierzu kann unter www.hausderzukunft.at heruntergeladen werden.

Die nachfolgende Zusammenfassung der Projektergebnisse kann als Grundlage für die Planung und Umsetzung von optimierten solarunterstützten Wärmenetzen gesehen werden, welcher sich das OPTISOL-Projektteam bedient hat.

3.1 Solarunterstützte Wärmeversorgungskonzepte - Systemvergleiche

Im Vergleich zu Solarsystemen im Bereich der Einfamilienhäuser ist die Komplexität der Systemhydraulik bzw. der Dimensionierung eine wesentlich höhere. Ist bei thermischen Solaranlagen für Einfamilienhäuser ein entsprechender Standard vorhanden, so existieren für solarthermische Systeme im Geschoßwohnbau eine Vielzahl von unterschiedlichen Hydraulikkonzepten und Dimensionierungsansätzen.

Im Zuge einer Literaturrecherche konnten 15 verschiedene Hydraulikkonzepte für solarunterstützte Wärmenetze im Geschoßwohnbau dokumentiert und analysiert werden. Diese solarunterstützten Wärmenetze spiegeln die Bandbreite der in Europa entwickelten Strategien zur Integration von thermischen Solarsystemen im Geschoßwohnbau wieder. Als besonders wichtig erwies sich die Betrachtung des gesamten Wärmeversorgungsnetzes (vom Kollektor bis zur Wärmeverteilung) und nicht nur die isolierte Betrachtung des Solarsystems. Neben unterschiedlichen Hydrauliken im Solarsystem existieren große Unterschiede in der Art und Weise der Wärmeverteilung. Von Zwei-Leiter-Netzen über Drei-Leiter-Netze bis hin zu Vier-Leiter-Netzen reicht die Bandbreite der Wärmeverteilungssysteme. Da aber gerade das Konzept der Wärmeverteilung entscheidend für die Betriebstemperatur des Solarkreislaufes ist, können unterschiedlichste Betriebsergebnisse für Solaranlagen erzielt werden. Bezogen auf österreichische Verhältnisse sind Zwei-Leiter-Netze und Vier-Leiter-Netze besonders interessant, weshalb in detaillierten Systemsimulationen in der dynamischen Simulationsumgebung TRNSYS jeweils zwei unterschiedliche Ausführungen dieser Kategorien betrachtet wurden (Abbildung 5 und Abbildung 6). Charakteristisch für Vier-Leiter-Netze ist die Verteilung von Wärme für Brauchwasser und Raumheizung über zwei Leitungspaare. Die Brauchwassererwärmung erfolgt zentral. Bei Zwei-Leiter-Netzen erfolgt der Wärmetransfer über ein Rohrleitungspaar und das Brauchwasser wird dezentral in den Wohnungen erwärmt. Das Solarsystem der Referenzhydraulikkonzepte wurde als ident betrachtet.

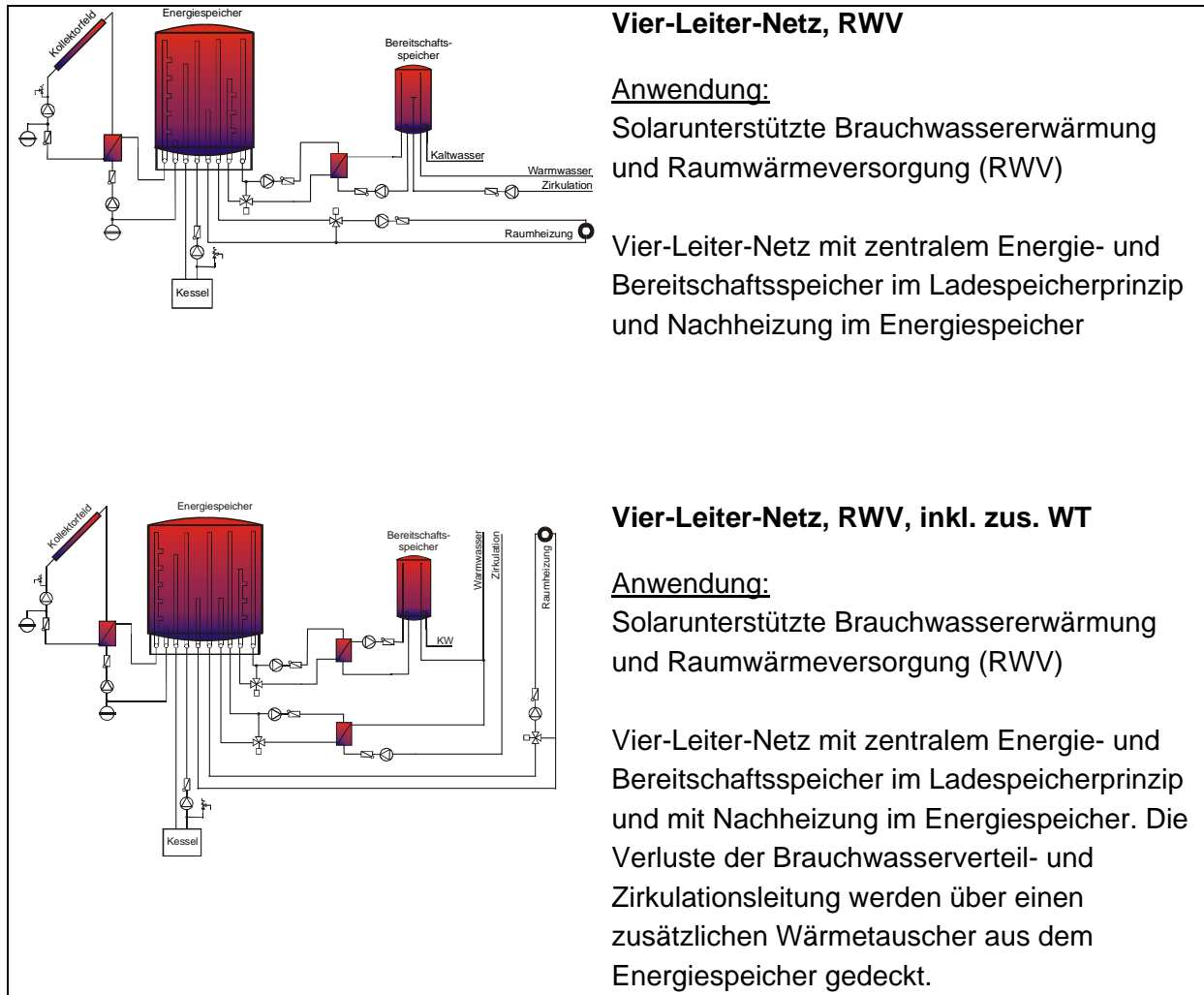


Abbildung 5: Referenzkonzepte in der Kategorie „Vier-Leiter-Netze“

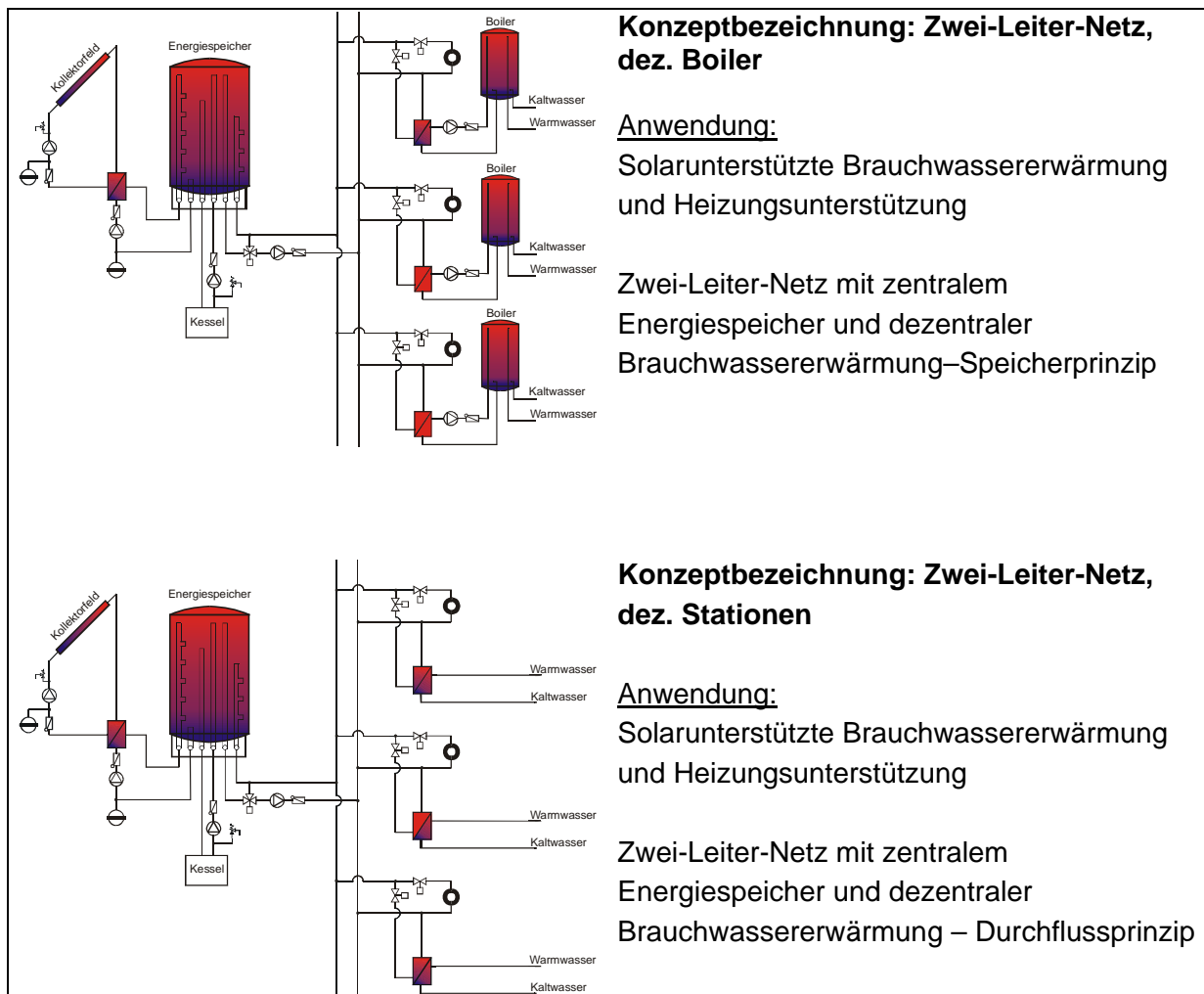


Abbildung 6: Referenzkonzepte in der Kategorie „Zwei-Leiter-Netze“

In den weiteren Betrachtungen erfolgte einerseits ein ökologischer Vergleich (Mit welchem Konzept kann der größte Anteil an Nachheizenergie substituiert werden?) und andererseits ein ökonomischer Vergleich (Mit welchem Konzept kann der geringste Gesamtwärmepreis erzielt werden?).

Da bei Systemvergleichen auch die Art (Bebauungsdichte, Energiedichte) und Größe des Gebäudes (Anzahl der Wohneinheiten) eine wesentliche Rolle spielen, wurden repräsentative Referenzgebäude definiert. Anhand von Recherchen zu in Österreich realisierten Gebäuden (Häufigkeiten von Gebäudegrößen und Bauarten sowie zum energietechnischen Standard) wurden jeweils ein Referenzgebäude mit 5 Wohnungen (reihenhausartige Bebauung), eines mit 12 Wohnungen (dreigeschoßig) und eines mit 48 Wohnungen (sechsgeschoßig) gewählt.

Die Modellierung der Referenzgebäude und der Referenzhydraulikkonzepte erfolgte in der dynamischen Simulationsumgebung TRNSYS. Jedes Referenzhydraulikkonzept wurde jedem Referenzgebäude zugeordnet und die Wärmeversorgungssituation (Brauchwasser und Raumwärme) simuliert.

Die Systemvergleiche erfolgten im Wesentlichen anhand der Kennzahlen „Nachheizenergiebedarf“ und „Gesamtwärmepreis“. Der Nachheizenergiebedarf ist jene Wärmemenge, die vom konventionellen Energieträger, zusätzlich zu den Solarerträgen, dem System zugeführt werden

muss. Der Gesamtwärmepreis beschreibt die Kosten je benötigter Wärmeeinheit unter Berücksichtigung aller Aufwände und Einsparungen.

3.1.1 Systemvergleich nach energetischen Aspekten

Über die Bandbreite der Referenzgebäudegrößen (5, 12 und 48 Wohnungen) zeigten sich wesentliche energetische Vorteile für Zwei-Leiter-Netze. Beim Referenzgebäude mit 5 Wohnungen (reihenhausartiger Bebauung) und relativ geringen Energieabnahmedichten ergaben sich die größten Unterschiede im Nachheizenergiebedarf zwischen Zwei- und Vier-Leiter-Netzen.

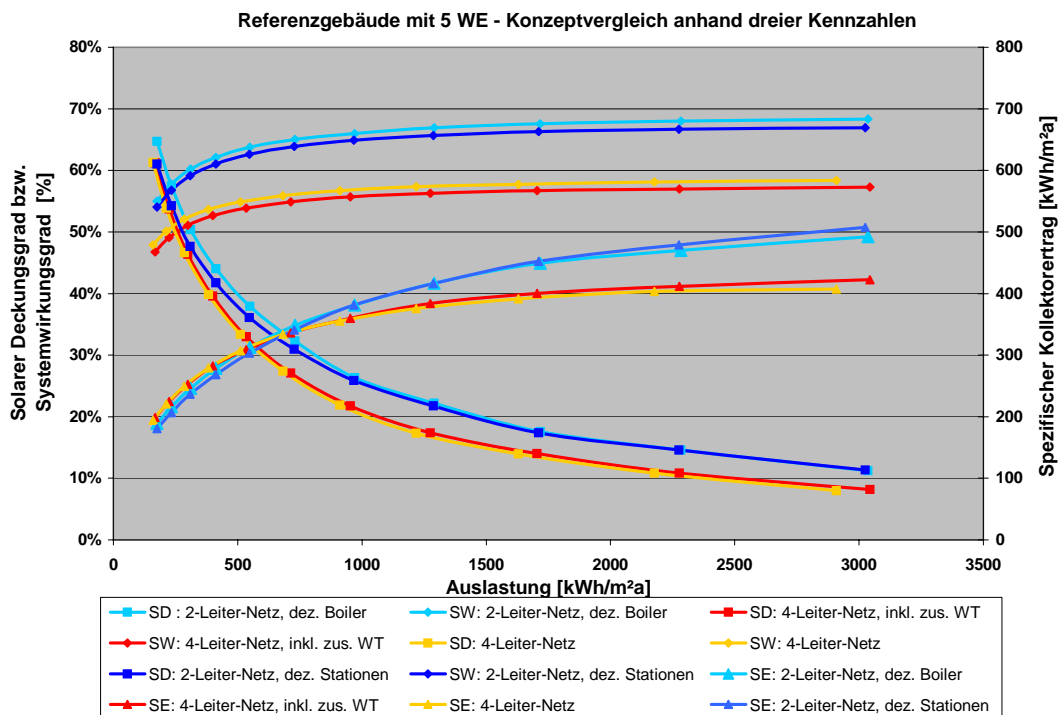


Abbildung 7: Vergleich der 4 Referenzhydraulikkonzepte am Referenzgebäude mit 5 Wohnungen anhand der Kennzahlen Solarer Deckungsgrad (SD), Systemwirkungsgrad (SW) und Spezifischer Solarertrag (SE)

Beim Referenzgebäude mit 48 Wohnungen und relativ hohen Energieabnahmedichten stellten sich pro Meter Netzlänge die geringsten Unterschiede im Nachheizenergiebedarf ein.

Generell kann daher gesagt werden: Je kompakter die Gebäude, desto geringer die Unterschiede im Nachheizenergiebedarf zwischen Zwei- bzw. Vier-Leiter-Netzen.

Innerhalb der Kategorie der Zwei-Leiter-Netze ergibt sich folgende Anwendungsempfehlung: Zwei-Leiter-Netze mit dezentralen Brauchwasserspeichern bieten sich aufgrund der sehr effizienten Betriebsweise des Verteilnetzes (wechselnder Betrieb zwischen Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung) bei wenig kompakten Gebäuden mit geringen Energieabnahmedichten an. Zwei-Leiter-Netze mit dezentralen Durchflusserwärmern hingegen bieten sich eher bei höheren Energieabnahmedichten (kompakte Gebäude) an.

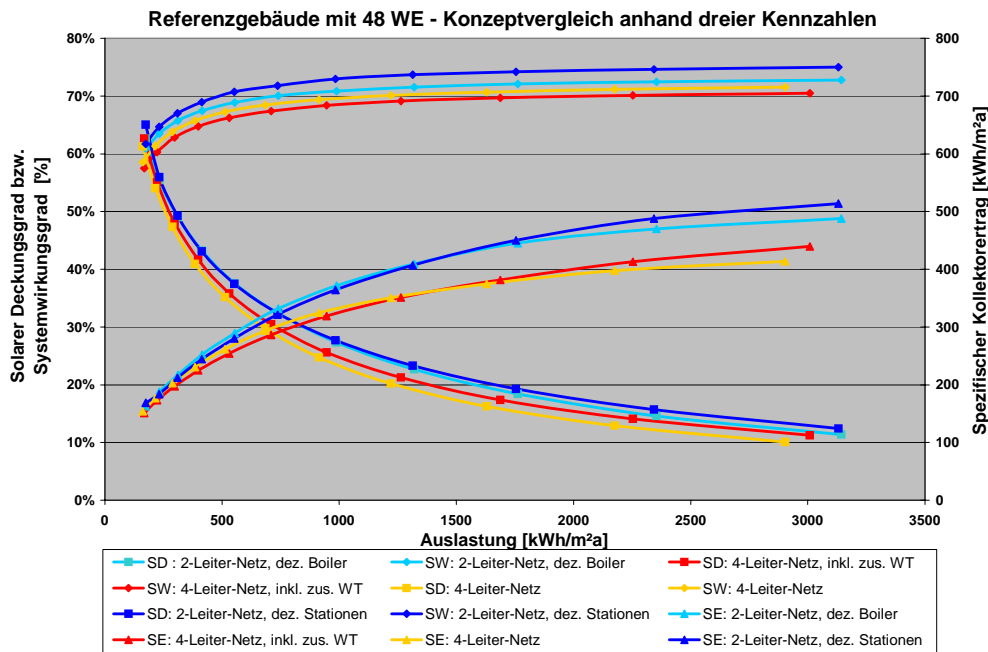


Abbildung 8: Vergleich der 4 Referenzhydraulikkonzepte am Referenzgebäude mit 48 Wohnungen anhand der Kennzahlen Solarer Deckungsgrad (SD), Systemwirkungsgrad (SW) und Spezifischer Solarertrag (SE)

Die wesentlichen Vorteile des Zwei-Leiter-Netzes liegen einerseits beim effizienteren Verteilungssystem sowie andererseits bei den tieferen Rücklauftemperaturen aus dem Wärmeverteilnetz. Aufgrund der dezentralen Brauchwassererwärmung und dem daraus resultierenden Wegfall der Zirkulationsleitung, können bei Zwei-Leiter-Netzen konstante Netzrücklauftemperaturen von etwa 30°C und somit tiefere Speichertemperaturen im untersten Bereich des Energiespeichers erreicht werden. Für die Kollektoranlage bedeutet dies tiefere Kollektorrücklauftemperaturen und daraus resultierend höhere Kollektorwirkungsgrade, was sich in höheren Spezifischen Erträgen widerspiegelt.

Systemkonzepte, die zusätzlich zur Brauchwassererwärmung die Solarwärme auch zur Heizungsunterstützung nutzen können, erzielen bei gleicher Größe um bis zu 10% höhere Solarerträge als Konzepte, die nur zur Brauchwassererwärmung verwendet werden können.

3.1.2 Systemvergleich nach ökonomischen Aspekten

Neben der Höhe des verbleibenden Nachheizenergiebedarfes ist der Gesamtwärmepreis die entscheidende Größe beim Vergleich von Wärmeversorgungskonzepten. Ökonomische Vergleiche zwischen den vier Referenzhydraulikkonzepten wurden anhand der erzielbaren Gesamtwärmepreise durchgeführt. Dabei wurden diese nach der Annuitätenmethode der VDI 2067, unter Berücksichtigung von kapital-, verbrauchs- und betriebsgebundenen Kosten des gesamten Wärmeversorgungssystems (Kollektoranlage, Zusatzheizung, Wärmeverteilung, Wärmeabgabe, Brauchwassererwärmung und Wärmeverrechnung), ermittelt. Diese Art der Wärmepreisberechnung beruht auf der Bestimmung der durchschnittlichen jährlichen Kosten bzw. Kosteneinsparungen über die Nutzungsdauer und berücksichtigt die Veränderung des

Zeitwertes des Geldes (dynamische Methode). Die Basis für die Errechnung der Wärmepreise bildeten umfangreiche Kostenanalysen realisierter Systeme sowie Musterausschreibungen.

Je kompakter (höhere Energieabnahmedichten) das Gebäude, desto größer werden die Vorteile von Vier-Leiter-Netzen hinsichtlich des erzielbaren Gesamtwärmepreises.

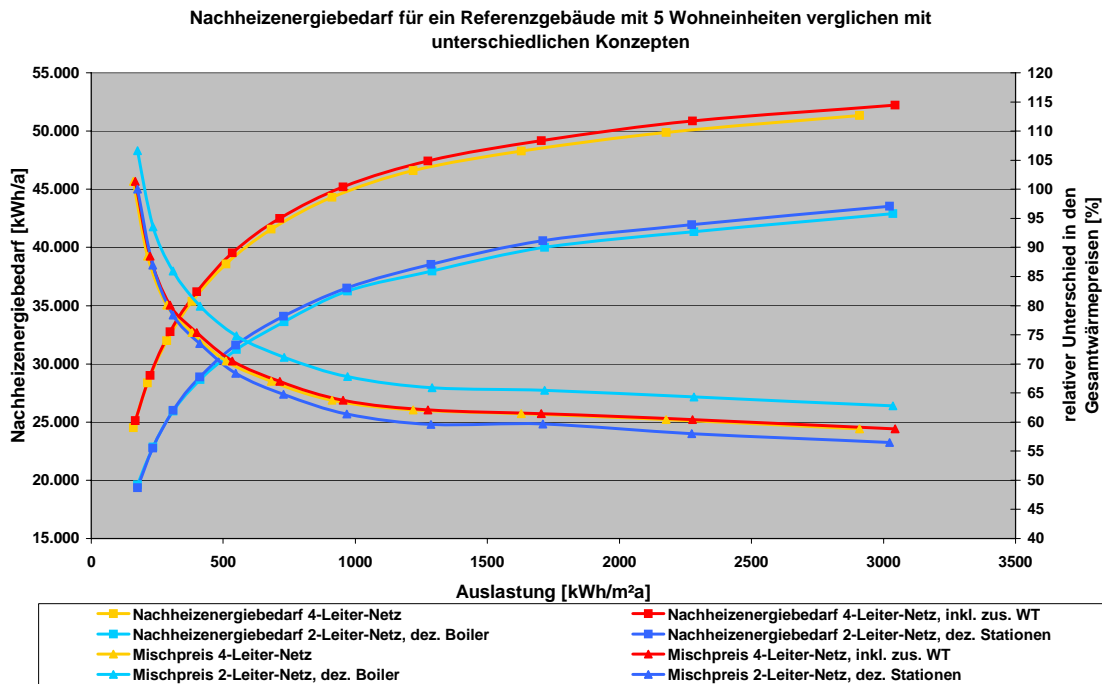


Abbildung 9: Der Unterschied der Gesamtwärmepreise sowie der Nachheizenergiebedarf der Referenzhydraulikkonzepte über der Auslastung – Basis ist das Referenzgebäude mit 5 Wohnungen

Können bei wenig kompakten Gebäuden (beispielsweise bei den Referenzgebäuden mit 5 und 12 Wohnungen) die energetischen Vorteile von Zwei-Leiter-Netzen die höheren Investitionskosten noch kompensieren, so können Zwei-Leiter-Netze bei sehr kompakten Gebäuden (beispielsweise beim Referenzgebäude mit 48 Wohnungen) den Gesamtwärmepreis von Vier-Leiter-Netzen nicht mehr erreichen. Innerhalb der Kategorie der Zwei-Leiter-Netze liegt das Konzept mit dezentralen Boilern aufgrund der höheren Investitionskosten deutlich über dem Konzept mit dezentralen Durchflusserwärmern.

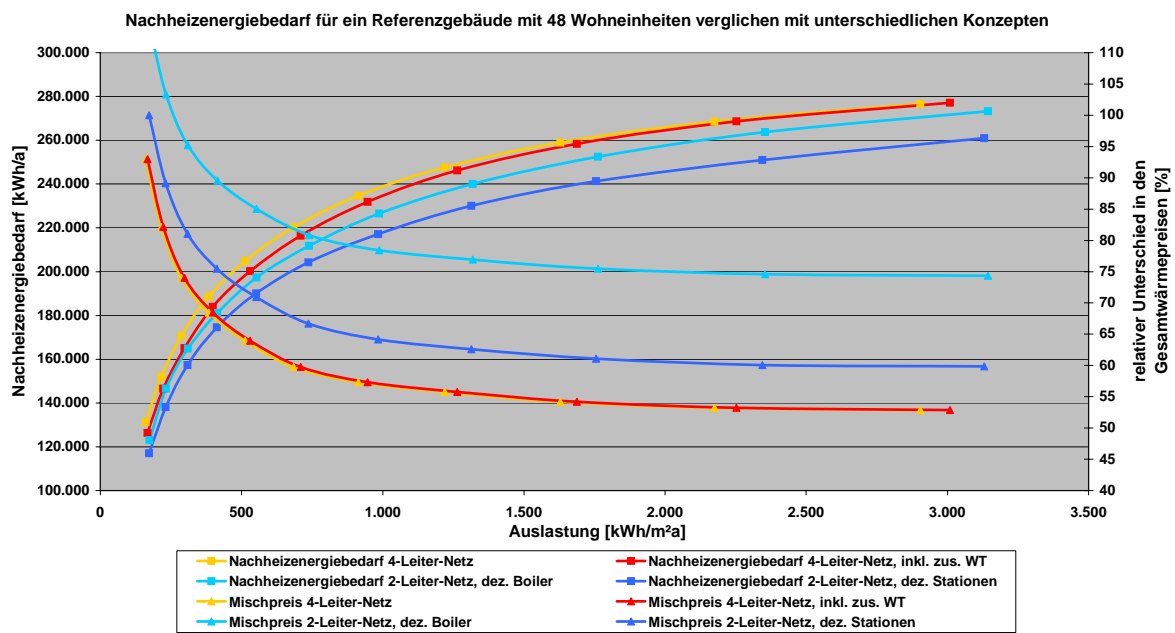


Abbildung 10: Der Unterschied der Gesamtwärmpreise sowie der Nachheizenergiebedarf der Referenzhydraulikkonzepte über der Auslastung – Basis ist das Referenzgebäude mit 48 Wohnungen

Bei kleinen bis mittelgroßen Geschößbauten sind in ökologischer und ökonomischer Hinsicht Zwei-Leiter-Netze Vier-Leiter-Netzen vorzuziehen. Werden bei großen, kompakten Geschöß- und Siedlungsbauten jedoch ökologische Aspekte vor ökonomische gestellt, sollten solarunterstützte Wärmenetze nach dem Prinzip des Zwei-Leiter-Netzes umgesetzt werden.

Zu berücksichtigen bleibt, dass diese Systemvergleiche im Jahr 2001 durchgeführt wurden und die in den letzten fünf Jahren aufgetretenen Energiepreissteigerungen darin klarerweise keine Berücksichtigung fanden, aber diese sich deutlich zugunsten der wesentlich effizienteren Zwei-Leiter-Netze auswirken.

3.1.3 Systemvergleich anhand unterschiedlicher Arten der Wärmeverrechnung

Ein zentraler Aspekt bei der Bewertung von solarunterstützten Wärmeversorgungskonzepten ist der Aspekt der Wärmeverrechnung mit den Bewohnern. Hier gibt es eine Vielzahl von Rahmenbedingungen, die auch berücksichtigt werden müssen:

- ❖ Wie die Wärmeverrechnung auch erfolgt, sie muss rechtlich durch das Heizkostenabrechnungsgesetz (BGBl. Nr. 827/1992) gedeckt sein.
- ❖ Die Wärmeverrechnung wird zumeist von Hausverwaltungen (entweder als eigene Abteilungen integriert in die Unternehmen von Wohnbauträgern oder von privaten Verwaltungsanbietern) durchgeführt. Diese wiederum lagern häufig die Wärmeverrechnung an professionelle Messtechnik- bzw. Betreiberunternehmen aus. Durch diese Verstrickungen bzw. langjährige Tätigkeit in der Verwaltung sind häufig starre Strukturen

entstanden, die Veränderungen (ausgelöst durch andere Hydraulikkonzepte) nicht unbedingt erleichtern.

- ❖ Die Akzeptanz (Zuverlässigkeit) der Art und Weise der Wärmeverrechnung beim Kunden sollte hoch sein. Beispielsweise sollte entsprechendes Nutzerverhalten für den Kunden direkt erkennbar sein und sich in der Wärmeverrechnung widerspiegeln.
- ❖ Die Kosten, die für Wärmeverrechnung entstehen, sollten so gering wie möglich sein.
- ❖ Die Bewohnerbelästigung bei Zählerablesung sollte so gering wie möglich sein.

In Abhängigkeit der zum Einsatz kommenden Hydraulikkonzepte ergeben sich somit unterschiedliche Möglichkeiten der Erfassung der verbrauchten Wärme (Brauchwasser und Raumwärme) und daraus resultierend auch der Wärmeverrechnung.

Verbrauchsmessung bei Vier-Leiter-Netzen

Als standardisiert zum Einsatz kommen bei Vier-Leiter-Netzen im Geschoßwohnbau für die Messung des Raumwärmeverbrauchs sogenannte Verdunstungszähler. Diese werden direkt an allen Heizkörpern montiert und besitzen aufgrund des sehr ungenauen Messprinzips keine allzu hohe Akzeptanz bei den Bewohnern. Der Warmwasserverbrauch wird üblicherweise über Wasserzähler gemessen, der aus Kostengründen nur die Wassermenge misst und auf die Aufnahme der Temperatur (im Vergleich zu Wärmemengenzählern) verzichtet. Dieses Messprinzip setzt konstante Brauchwassertemperaturen im Verteilnetz voraus, was in der Praxis bei diesem System aber häufig nicht der Fall ist.

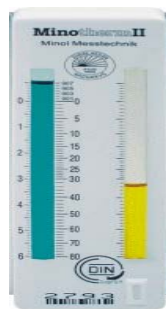


Abbildung 11: Eine häufig zum Einsatz kommende Variante zur Erfassung des Raumwärmebedarfs über sogenannte Verdunstungszähler (Bildquelle: Minol)

Eine weiters häufig praktizierte Art der Wärmeverrechnung bei Vier-Leiter-Netzen ist die Aufteilung des Wärmeverbrauchs entsprechend der Wohnfläche. Entsprechendes Nutzerverhalten findet auf die Wärmeverrechnung keinen Einfluss. Die Warmwasserverbräuche werden in diesem Fall ebenso mittels Wasserzähler erfasst.

Verbrauchsmessung bei Zwei-Leiter-Netzen

Im Gegensatz zu Vier-Leiter-Netzen wird die gesamte verbrauchte Wärme (Brauchwasser und Raumwärme) über einen Wärmemengenzähler in der Wohnungsstation gemessen. In Ergänzung hierzu wird standardmäßig ein Wasserzähler zur Zählung des Brauchwasserbedarfs (systembedingt aber mit konstantem Temperaturniveau) eingesetzt. Die Erfahrung zeigte, dass die Akzeptanz der Wärmeverbrauchsmessung über Wärmemengenzähler beim Bewohner eklatant höher ist und auch die Möglichkeit, günstiges Nutzerverhalten direkt am Zähler

mitzuverfolgen, sich häufig in reduziertem Wärmeverbrauch zeigt. Die Investitionskosten und auch die Kosten für den laufenden Betrieb sind nur geringfügig höher (zu beachten bleibt, dass beim Systemvergleich nach ökonomischen Gesichtspunkten in Kapitel 3.1.2 die Kosten für die Wärmemengenmessung bereits berücksichtigt wurden) als bei in Vier-Leiter-Netzen üblichen Abrechnungsmethoden. Begünstigend kommt noch hinzu, dass Wärmemengenzähler sehr einfach und kostengünstig über M-Bus Systemlösungen fernausgelesen werden können. Einige Bauträger, die standardmäßig Zwei-Leiter-Netze umsetzen, nutzen bereits die Vorteile der M-Bus-Auslesung, andere sehen zumindest die technische Möglichkeit einer späteren Nachrüstung vor.



Abbildung 12: Standard bei der Erfassung des Wärmebedarfs in Zwei-Leiter-Netzen – Wärmemengenzähler und Wasserzähler in jeder Wohnungsstation (Bildquelle: Danfoss)

Innerhalb der Projektarbeiten musste festgestellt werden, dass es seitens von Hausverwaltungen bzw. Messtechnikunternehmen vielfach nicht die prompte Bereitschaft gibt auf andere Arten der Verbrauchsmessung umzusteigen, sondern diese erst nach und nach motiviert werden konnten. Eine frühzeitige Einbindung der Hausverwaltungen ist aus diesen Gründen aber in jedem Fall zu empfehlen.

3.2 Dimensionierungsnomogramme

Aufbauend auf den erstellten Simulationsmodellen (Referenzhydraulikkonzepte und Referenzgebäude) wurden praxiserhaltende Nomogramme zur raschen Dimensionierung der Eckdaten von Solarsystemen im Geschoßwohnbau erstellt. Diese sind Bestandteil des im Rahmen des gegenständlichen Projektes erstellten Planungshandbuchs (Fink et al., 2004).

Für die flexible Vorauslegung von Solarsystemen ist es erforderlich, möglichst allgemeingültige Werkzeuge zur Verfügung zu haben. Um bei den erstellten Dimensionierungsnomogrammen möglichst breite Gültigkeit zu erreichen, waren einerseits umfassende Validierungsarbeiten nötig und andererseits mussten spezifische Zusammenhänge (beispielsweise die „Auslastung“) gebildet werden. Bei Solarsystemen zur Brauchwassererwärmung ist die Auslastung ein Maß für den täglichen Verbrauch an Warmwasser pro m² Kollektorfläche, bei Solarsystemen zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung ist die Auslastung ein Maß für den jährlichen Gesamtwärmebedarf bezogen auf die m² Kollektorfläche. Ist der Wärmebedarf für Brauchwassererwärmung bzw. Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung bekannt, können Kollektorfläche sowie Speichervolumen frei gewählt werden und mittels spezifischem Nomogramm der erzielbare Solare Deckungsgrad ermittelt werden.

Mit der Einführung einer spezifischen Größe wie der „Auslastung“, verlieren Dimensionierungsnomogramme zwar an Transparenz, sie gewinnen jedoch an Allgemeingültigkeit für die Dimensionierung.

Voraussetzung für die Verwendung eines allgemeingültigen spezifischen Dimensionierungsnomogramms ist aber ein annähernd gleichbleibendes Verhältnis zwischen Brauchwasser- und Raumwärmebedarf. Abbildung 13 zeigt das spezifische Dimensionierungsnomogramm für Solarsysteme zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung für Zwei-Leiter-Netze.

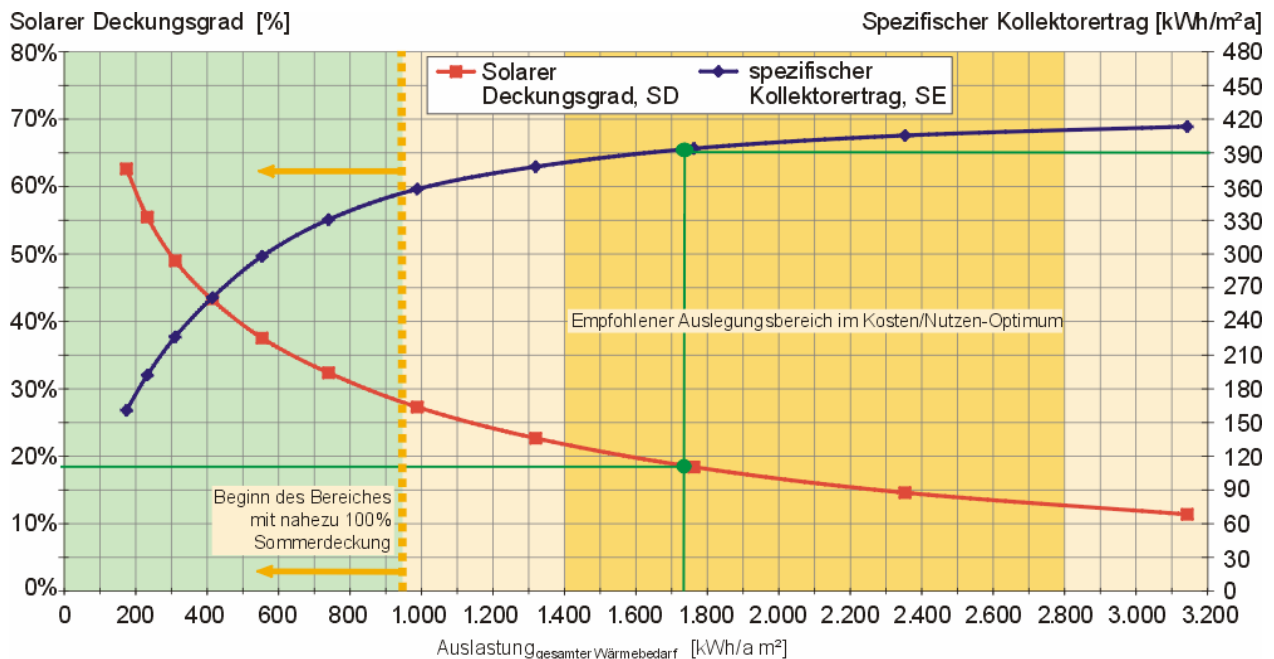


Abbildung 13: Nomogramm zur Bestimmung der Bruttokollektorfläche bzw. des solaren Deckungsgrades bei gleichzeitiger Ermittlung des spezifischen Ertrags. Die Grafik basiert auf einem spezifischen Solarspeichervolumen von 50 Liter je m^2 Bruttokollektorfläche. Der orange hinterlegte Bereich zeigt den empfohlenen Auslegungsbereich. Bei Auslastungen unter 950 kWh/a und m^2 Bruttokollektorfläche (Gesamtdeckungsanteile über 30%) kann eine nahezu 100% Sommerdeckung erreicht werden. Die blauen Linien sind Hilfslinien für ein Dimensionierungsbeispiel.

In diesem Nomogramm sind die Last (Brauchwasser- sowie Raumwärmebedarf) und die Kollektorfläche flexibel zu definieren. Das Energiespeichervolumen wird mit 50 l/m^2 Kollektorfläche direkt zugeordnet. Um die Dimensionierung der Eckdaten für Solarsysteme mit Nomogrammen völlig flexibel gestalten zu können, wurde noch ein ergänzendes „Kompakt“-Nomogramm (Abbildung 14) definiert. In Abhängigkeit von der Auslastung und vom Energiespeichervolumen kann einfach und rasch ein Solarer Deckungsgrad ermittelt werden. Die Dimensionierung der Eckdaten des Solarsystems (Kollektorfläche, Energiespeichervolumen) kann jedoch auch ausgehend von einem gewünschten Solarer Deckungsgrad, in Abhängigkeit von der Last, durchgeführt werden.

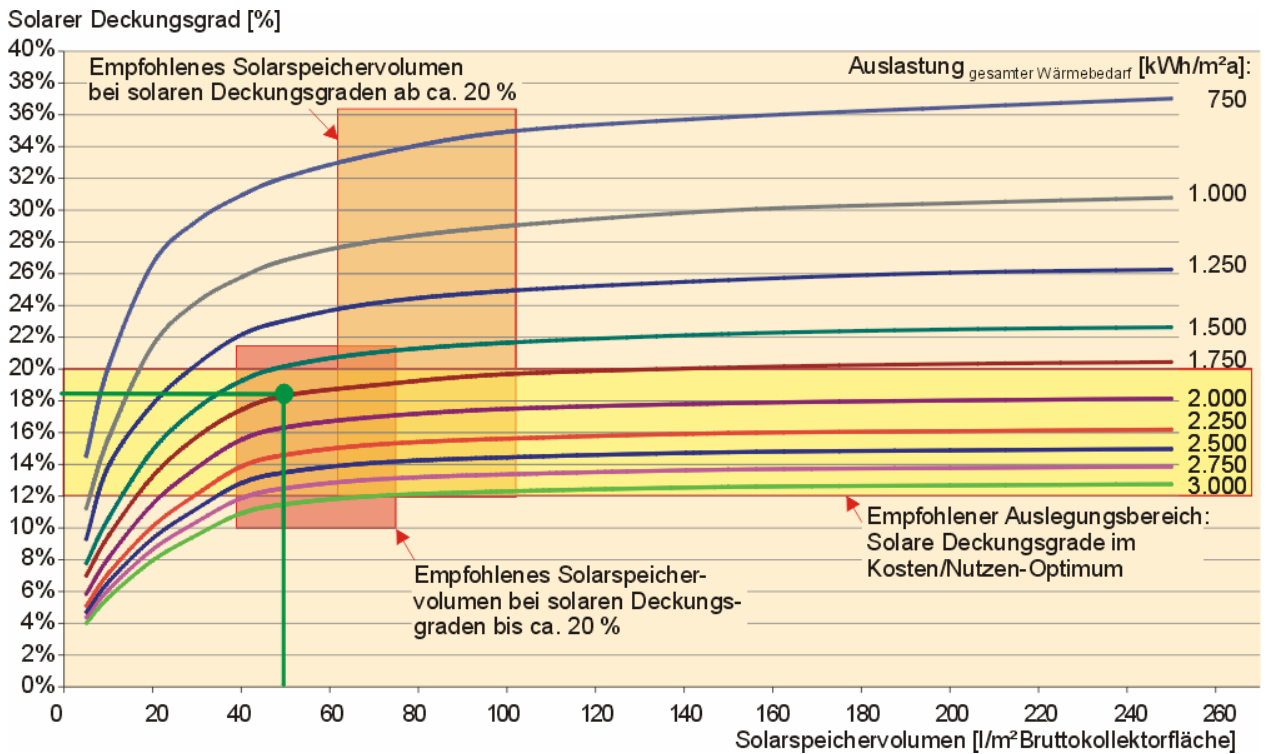


Abbildung 14: „Kompakt“-Nomogramm zur Bestimmung der Bruttokollektorfläche und des Solarspeichervolumens in Verbindung mit dem solaren Deckungsgrad. Der orange hinterlegte Bereich zeigt den empfohlenen Auslegungsbereich im Kosten/Nutzen-Optimum. Die sinnvollen Bereiche zur Bestimmung des spezifischen Solarvolumens wurden in Abhängigkeit des solaren Deckungsgrades mit Rechtecken hinterlegt. Die blauen Linien sind Hilfslinien für ein Dimensionierungsbeispiel.

Die spezifischen Dimensionierungsrichtlinien für die zwei häufigsten Auslegungsfälle „Dimensionierung im Kosten/Nutzen-Optimum“ sowie „Dimensionierung mit nahezu 100% Sommerdeckung“ sind in Tabelle 3 übersichtlich zusammengefasst.

Tabelle 3: Dimensionierungsempfehlung für die häufigsten Auslegungspunkte

	Solarer Deckungsgrad am gesamten Wärmebedarf [%]	Solarer Deckungsgrad am Warmwasserbedarf [%]	Kollektorfläche [m² pro Person]	Speichervolumen [Liter / m² Kollektorfläche]
Dimensionierung im Kosten/Nutzen-Optimum	ca. 15 bis 20	ca. 50 bis 60	0,9 bis 1,4	50 bis 70
Dimensionierung mit nahezu 100% Sommerdeckung	ca. 25 bis 30	ca. 70 bis 75	1,8 bis 2,2	60 bis 100

4 Das messtechnische Konzept

Mittels einer messtechnischen Überwachung der zehn Demonstrationsprojekte und der Analyse der erhaltenen Messergebnisse wurden die Qualität der Planung und der Umsetzung kontrolliert, ein problemloser Routinebetrieb sichergestellt und ein insgesamt hoher Qualitätsstandard erreicht. Dabei wurden folgende Anforderungen definiert:

- Es werden sämtliche Messdaten in entsprechender zeitlicher Auflösung aufgezeichnet, die für eine Beurteilung der Funktion des solarunterstützten Wärmeversorgungs-konzeptes notwendig sind (Temperaturen, Betriebszustände, etc.). Die Messdatenerfassung erfolgte weitestgehend automatisiert und die Übertragung über ein Telefonnetz.
=> Einjustierungsphase oder Optimierungsphase (über ca. zwei Monate)
- Um geschlossene Energiebilanzen erstellen zu können, wurden Wärmemengen in den entsprechenden hydraulischen Kreisen gemessen (Solarerträge, Nachheizung, Wärmeverbrauch). Ebenso ermöglichten Temperaturmessungen die Beurteilung der Funktion des solarunterstützten Wärmenetzes sowie konnten im Störfall entsprechende Alarme weitergeleitet werden. Die Messdatenerfassung bzw. die Störmeldung erfolgte automatisiert und die Übertragung über ein Telefonnetz.
=> Routine-Anlagenüberwachung inkl. energetischer Bilanzierung über ein Betriebsjahr
- Die Routine-Anlagenüberwachung des solarunterstützten Wärmenetzes wird nach Ende der Projektes durch den professionellen Anlagenbetreiber weitergeführt. Neben der konventionellen Wärmeversorgungsanlage wurde auch das Solarsystem an das Störmeldesystem gekoppelt.
=> Routine-Anlagenüberwachung

Um Kosten und Ressourcen zu sparen, sollten nach Möglichkeit alle Monitoringanforderungen (siehe oben) sowie die Regelung der Gesamtanlage von einem Gerät aus erfolgen. Diese Aufgaben können grundsätzlich freiprogrammierbare Regelungen sowie Systeme der Gebäudeleittechnik übernehmen. Bei kleineren Wohnbauten wird aus Kostengründen in der Regel keine Gebäudeleittechnik verwendet. Deshalb wird im OPTISOL-Projekt bei dementsprechenden Wohnbauten ein freiprogrammierbarer Regler (EMC 2000, Alternative Energietechnik, Graz) zur Deckung sämtlicher oben definierter Anforderungen verwendet. Sämtliche Temperaturmesspunkte, die auch zur Regelung verwendet werden, stehen auch für Monitoringzwecke zur Verfügung. Ebenso werden auch Energiemengen mittels Impulsmodulen vom Datenlogger aufgezeichnet. Die am Regler zwischengespeicherten Daten können je nach nötiger Detaillierung (in der Monitoringphase beispielsweise täglich) zeitverzögert über ein Telefonnetz ausgelesen werden. Störmeldungen (Systemtemperaturen bzw. Temperaturverhältnisse) können selbsttätig an entsprechende Stellen versendet werden.

Sind bei größeren Wohnbauten Systeme der Gebäudeleittechnik (für die Regelung) finanziell durchwegs interessant, so bringen sie (obwohl grundsätzlich geeignet) vor allem bei der messtechnischen Nutzung (Nutzung als Datenlogger) aber Probleme. Einerseits sind die Speicherintervall-Zeiträume zumeist viel zu groß (z.B. M-Bus max. 1x täglich) und andererseits ist die Kompatibilität zu anderen Messdatenerfassungssystemen nur bedingt gegeben. Aus diesen Gründen wird im gegenständlichen Projekt bei Wohnbauten mit Systemen zur

Gebäudeleittechnik für das detaillierte Monitoring zusätzlich die oben erwähnte freiprogrammierbare Regelung (EMC 2000) als Datenlogger verwendet. Die Regelung sowie das Routinemonitoring (Versenden von Störmeldungen) erfolgt durch die Gebäudeleittechnik.

Anhand des beispielhaften Blockschaltbildes wird in Abbildung 15 das Messkonzept sowie die messtechnische Ausstattung der zehn Demonstrationsobjekte dargestellt.

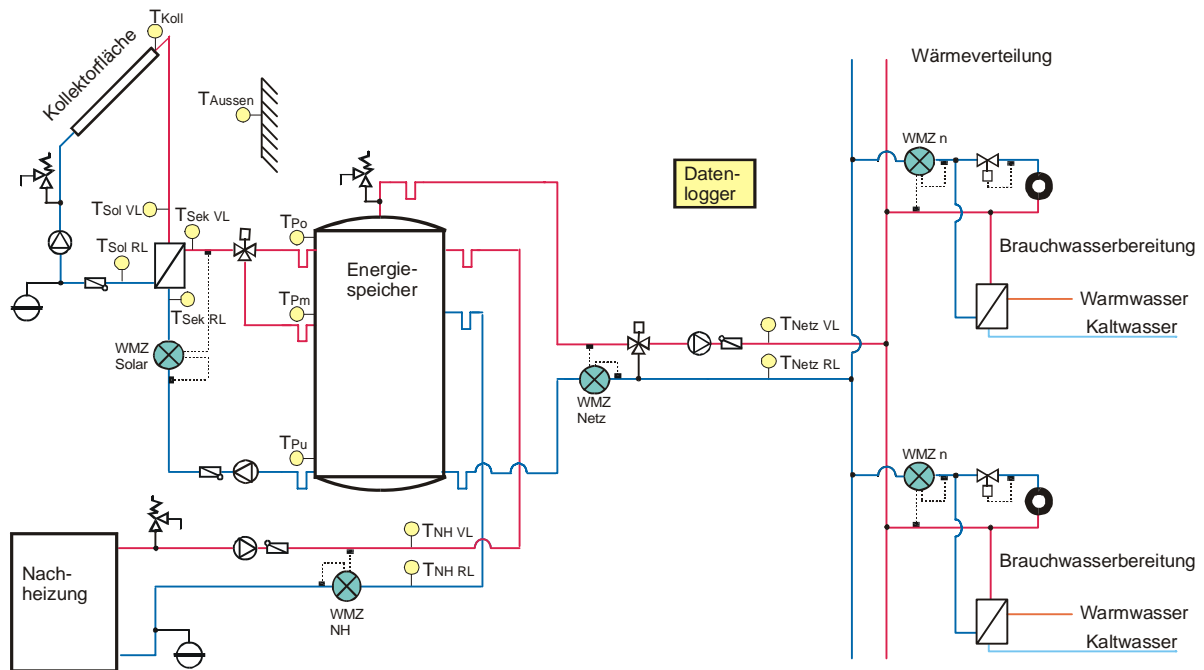


Abbildung 15: Beispielhafte Darstellung des Messkonzeptes und der messtechnischen Ausstattung der zehn Demonstrationsobjekte im OPTISOL-Projekt

Wärmemengen:

- WMZ Solar - Wärmemengenzähler im Sekundärkreis der Solaranlage
- WMZ NH - Wärmemengenzähler im Nachheizungskreislauf
- WMZ Netz - Wärmemengenzähler im Wärmeverteilstrom
- WMZ_n - Wärmemengenzähler direkt in jeder Wohnung

Temperaturen:

- Kollektortemperatur
- Vor- und Rücklauf im Primärkreis der Solaranlage
- Vor- und Rücklauf im Sekundärkreis der Solaranlage
- Vor- und Rücklauf im Nachheizungskreislauf
- Vor- und Rücklauf im Wärmeverteilstrom
- Speichertemperaturen
- Außentemperatur (je nach Möglichkeit)

Datenlogger (bzw. in einigen Projekten auch Regelung der Wärmeversorgungsanlage):

EMC 2000, freiprogrammierbare Regelung, 8 Ausgänge und 16 Eingänge

4.1 Verwendete Messgeräte

Als Temperaturfühler wurden PT100 Sensoren eingesetzt. Diese zeichnen sich vor allem durch ihre beinahe lineare Widerstandskennlinie über den gesamten Messbereich aus (siehe Abbildung 16). Aufgrund dieser Kennlinie sind keine komplexen Regelalgorithmen notwendig, was den Aufwand hinsichtlich der eingesetzten Regler reduziert.

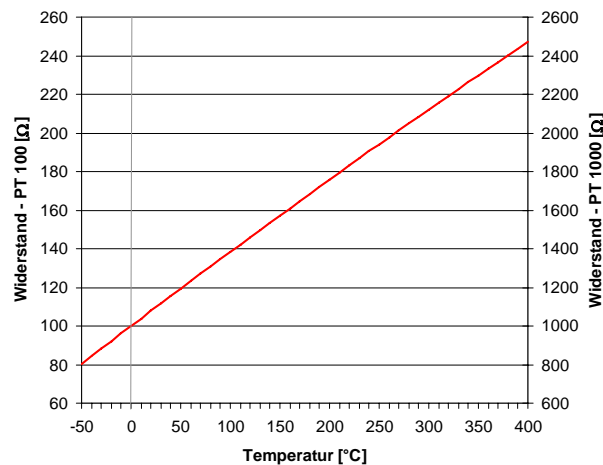


Abbildung 16: Widerstandskennlinie eines PT100 bzw. PT1000 Sensors

In den wichtigen Messbereichen von Solaranlagen liegt ihre Genauigkeit je nach Klasse zwischen $\pm 0,6^\circ\text{C}$ und $\pm 1,3^\circ\text{C}$.

Für die Wärmemengenzählung wurden Wärmemengenzähler, welche auf Basis der durchgeflossenen Wassermenge und der Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf, die durchgesetzte Wärmeenergie berechnen, eingesetzt. Die Wärmemengenzähler bestehen im wesentlichen aus Volumengeber, Rechenwerk und den Temperaturfühlern. Abbildung 17 zeigt einen Wärmemengenzähler mitsamt Temperaturfühler.



Abbildung 17: Wärmemengenzähler (Bildquelle: Fa. Messtechnik)

4.2 Messdatenübertragung

Die Übertragung der Messdaten erfolgte weitestgehend automatisiert mittels Modem über ein Telefonnetz. Bei drei kleineren Anlagen wurden die Regelung und der Datenlogger aus einem Gerät realisiert. Abbildung 18 zeigt eine solche Regelung die auch als Datenlogger fungiert.

Bei den größeren Anlagen, welche mit einer Gebäudeleittechnik ausgestattet sind, wurde derselbe Datenlogger zusätzlich zur Regelung der Anlage eingebaut.

Wobei an dieser Stelle zu erwähnen bleibt, dass auch bei großen Geschößwohnbauten die Regelungsaufgaben bei Zwei-Leiter-Netzen aufwendige und kostenintensive Gebäudeleittechniksysteme nicht rechtfertigen. Vielfach sind diese ab einer gewissen Wohnungsanzahl Ausführungsstandard, obwohl die Regelungs- und Monitoringaufgaben auch mit wesentlich einfacheren Produkten gelöst werden könnten. Innerhalb des gegenständlichen Projektes wurde dieser Aspekt häufig als Kostensenkungspunkt eingeworfen.

Von sämtlichen Temperaturmesswerten wird ein 15-Minütiger Mittelwert erfasst, die Wärmemengen wurden mittels Impulsen übertragen, wobei pro Kilowattstunde ein Impuls aufgezeichnet wurde.



Abbildung 18: Ansicht des Datenloggers

4.3 Routineprüfung der Messdaten

Die erhaltenen Temperatur- und Energiedaten wurden wöchentlich aktualisiert und einer Routineprüfung unterzogen. So konnten Fehler im Anlagenbetrieb rasch erkannt und behoben werden. In Abbildung 19 ist der Wochentemperaturverlauf eines Demonstrationsobjektes dargestellt.

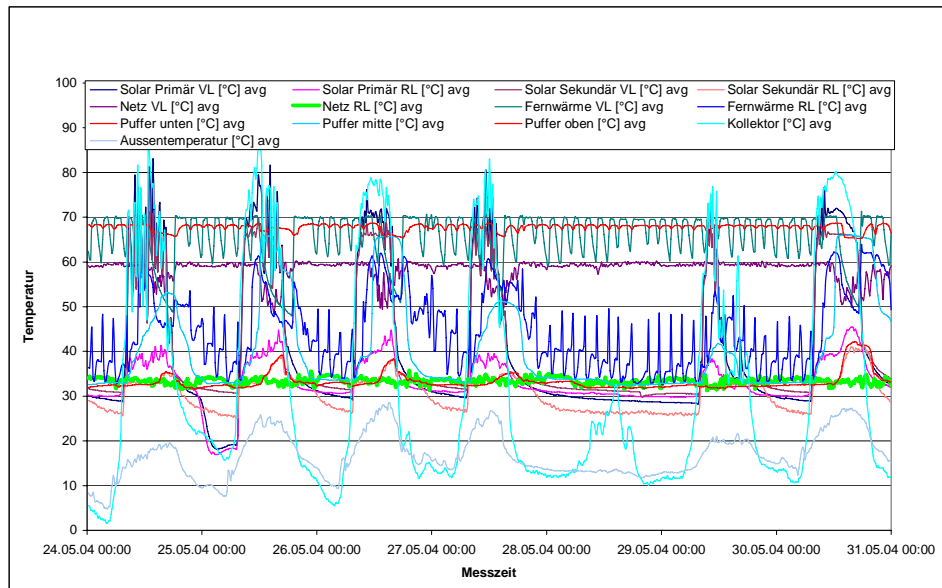


Abbildung 19: Beispielhafte Darstellung eines Wochentemperaturverlaufs eines Demonstrationsobjektes

Am Ende jedes Monats wurden Monatsberichte erstellt und an die für den reibungslosen Anlagenbetrieb verantwortlichen Personen gesendet. In diesen Monatsberichten wurde das Betriebsverhalten der Anlage im vergangenen Monat beziehungsweise etwaige Fehler und Probleme beschrieben. Weiters wurde die Energiebilanz der vergangenen Monate abgebildet und diskutiert.

Diese Monatsberichte trugen wesentlich zu einer guten Zusammenarbeit unter den beteiligten Akteuren bei, da alle Verantwortlichen immer genau informiert und so in den Optimierungsprozess der Anlagen eingebunden waren.

4.4 Störmeldungen

Vor Inbetriebnahme der Anlage wurden folgende Temperaturgrenzen definiert, bei deren Über- bzw. Unterschreitung automatisch eine Störmeldung (z.B. als Email) generiert wurde. Darin ist die Art des Fehlers, die Uhrzeit des Fehlerauftritts und die Höhe der Unter- bzw. Überschreitung der definierten Temperatur angegeben.

Folgende Temperaturkriterien wurden im gegenständlichen Projekt als Basis für Störmeldungen definiert:

- ⇒ Wärmeverteilstrom vorlauf kleiner 55°C
- ⇒ Energiespeicher im oberen Bereich kleiner 60°C und größer 100°C
- ⇒ Wärmeverteilstrom rücklauf größer 40°C
- ⇒ Kollektortemperatur um 20 K über Energiespeichertemperatur (unten) und Speichermaximaltemperatur (80°C) nicht erreicht ist.
- ⇒ Primärvorlauf der Solaranlage größer 100°C

Bei der Auswahl der Temperaturgrenzen für die Störmeldungen wurde besonderes Augenmerk auf die Versorgungs- und Ausfallssicherheit der Anlage gelegt.

Abbildung 20 zeigt beispielhaft ein solches E-Mail (Anlage Seiersberg) in dem auf eine Unterschreitung der geforderten Mindesttemperatur des Wärmeverteilsnetzvorlaufs hingewiesen wird.

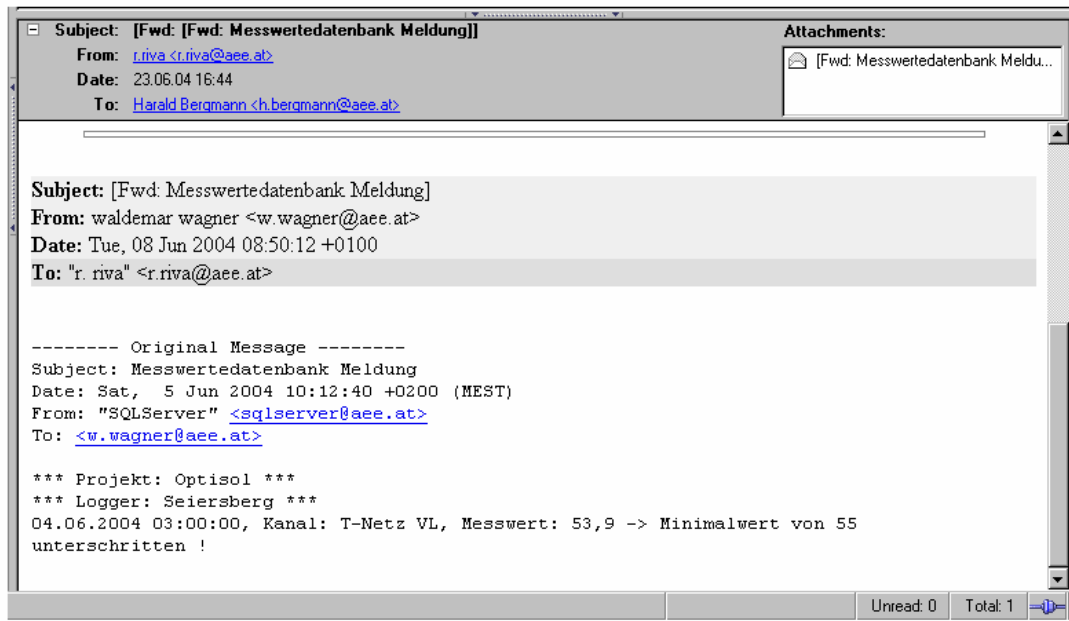


Abbildung 20: Beispiel für ein automatisch generiertes Fehlermail

5 Übersicht über die Demonstrationsobjekte

Wie in Kapitel 2 beschrieben, wurden zehn konkrete Demonstrationsobjekte ausgewählt. Nachfolgendes Kapitel beschreibt die Demonstrationsobjekte im Überblick.

Aufgrund der entscheidenden energetischen Vorteile von Zwei-Leiter-Netzen zur Wärmeversorgung wurden in allen zehn Demonstrationsobjekten auch bereits Zwei-Leiter-Netze umgesetzt. In neun Demonstrationsobjekten erfolgt die Brauchwassererwärmung dezentral im Durchflussprinzip, in einem Demonstrationsobjekt (Eggersdorf) aufgrund der Reihenhausbauung über ein dezentrales Speicherladesystem.

5.1 Zeitpläne zu den Demonstrationsobjekten

Entsprechend der sehr unterschiedlichen Starttermine für Projektierung und der aufgrund der Dimension der Wohnbauten sehr unterschiedlichen Umsetzungszeiträume, konnten einige Objekte messtechnisch länger, andere wiederum etwas kürzer begleitet werden. Acht Gebäude konnten über mindestens ein Jahr vermessen werden, für ein weiteres Objekt (Lange Gasse, 63 Wohnungen, Graz) konnte die Optimierungsphase abgeschlossen sowie die Routine-Anlagenüberwachung begonnen werden. Das zehnte Objekt (Sandgasse, 68 Wohnungen, Graz) wurde zur Zeit der Berichterlegung gerade bezogen, weshalb eine messtechnische Begleitung zeitlich nicht mehr möglich war. Bei diesem Objekt waren mehrere Faktoren verantwortlich für die enorme zeitliche Verschiebung. In erster Linie aber waren es kosten- bzw. fördertechnische Aspekte betreffend das Gesamtbauvorhaben.

In Abbildung 21 ist der gesamte Umsetzungszeitplan der OPTISOL Projekteinhalte in Bezug auf die zehn Demonstrationsobjekte dargestellt. Für jedes Bauprojekt wurden vier unterschiedliche Phasen definiert. Die orange gefärbten Balken stehen für den Zeitraum der Planungsphase, die türkis gefärbten Balken für die Bauphase, die violett gefärbten Balken für die Phase der Wohnungsübergabe sowie die grünen Balken für das einjährige Anlagenmonitoring.

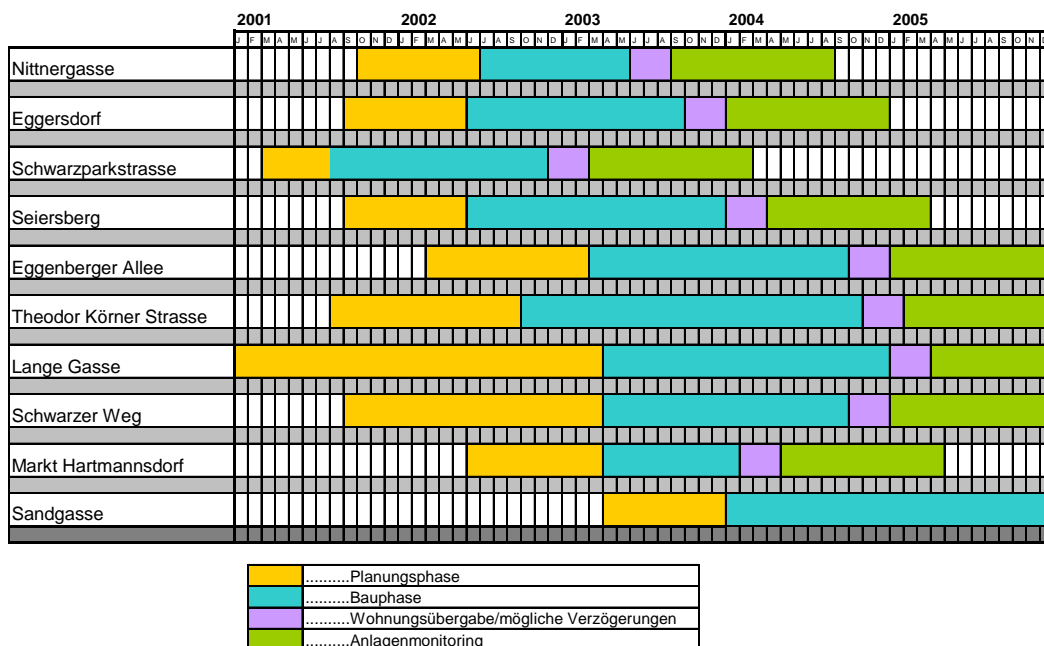


Abbildung 21: Umsetzungszeitpläne zu den Demonstrationsobjekten

Die Planungsphasen erstreckten sich je nach Objekt zwischen 5 (Schwarzparkstraße, Salzburg, 42 WE) und 25 Monaten (Lange Gasse, Graz 68 WE), die Bauphasen zwischen 11 (Nittnergasse, Graz, 6 WE) und 26 Monaten (Sandgasse, Graz, 68 WE).

5.2 Dimensionierung der Solarsysteme mit Nomogrammen

Im Rahmen des gegenständlichen Projektes erfolgte die Dimensionierung der Solaranlage in enger Kooperation mit den beteiligten Haustechnikplanern. Im Vordergrund stand bei der Dimensionierung (Kollektorfläche und Speichervolumen) ein ökonomisch sinnvoller Anlagenbetrieb. Diese Zielformulierung bedeutet, dass der solare Deckungsgrad am Wärmebedarf bei den Demonstrationsobjekten unter einem Bereich von ca. 20% liegen sollte, da die solaren Wärmepreise bei höheren solaren Deckungsgraden stark zunehmen. Dies liegt an der geringeren „Auslastung“ der Kollektorfläche bei höheren Deckungsanteilen, was mit höheren Betriebstemperaturen (schlechterer Kollektorwirkungsgrad) und häufigeren Stillstandszeiten erklärt werden kann.

Um nicht bereits in der Vorplanungsphase detaillierte Simulationsrechnungen durchführen zu müssen, wurden die bereits in Kapitel 3 erwähnten Dimensionierungsnomogramme herangezogen. Neben den Eckdaten der Solarsysteme wurde damit für die auszulegenden Projekte gleichzeitig der zu erwartende solare Deckungsgrad sowie der spezifische Solarertrag ermittelt.

Der wichtigste Parameter für die Dimensionierung der Kollektorfläche ist der Wärmebedarf. Neben dem Energieverbrauch für die Raumheizung zählt hierzu der Wärmebedarf zur Brauchwassererwärmung. Für die Berechnung des Wärmebedarfs zur Brauchwassererwärmung wurde ein Verbrauch von 30 l pro Person und Tag mit einer Temperatur von 60°C angenommen. Der Raumwärmebedarf wurde in Anlehnung an die ÖNORM M7500 ermittelt.

Bei Solarsystemen zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung ist die „Auslastung“ ein Maß für den jährlichen Gesamtwärmebedarf bezogen auf den m² Kollektorfläche. Ist der Wärmebedarf für Brauchwassererwärmung bzw. Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung bekannt, können Kollektorfläche sowie Speichervolumen anhand der spezifischen Dimensionierungsnomogramme ermittelt werden (siehe Kapitel 3). Abbildung 22 zeigt die solaren Deckungsgrade der Demonstrationsobjekte aufgetragen über der Auslastung. Die einzelnen ermittelten solaren Deckungsgrade liegen zwischen 11% (Seiersberg, Eggenberger Allee, Eggersdorf, Schwarzer Weg) und 21% (Lange Gasse).

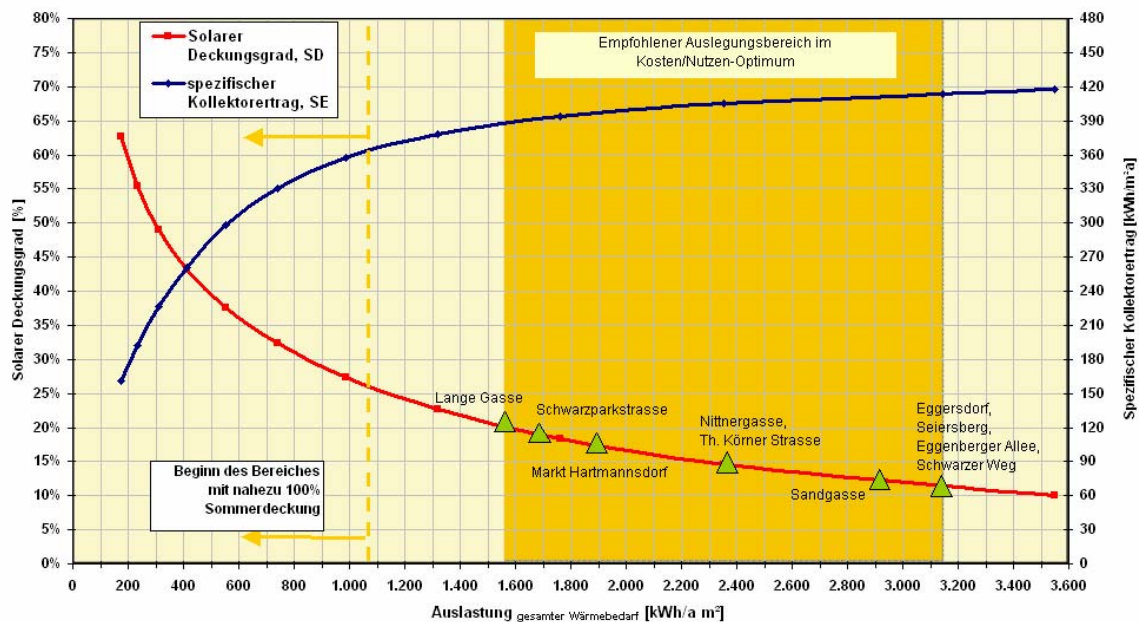


Abbildung 22: Der solare Deckungsgrad der einzelnen Demonstrationsobjekte dargestellt über der Auslastung in einem spezifischen Dimensionierungsnomogramm

Neben ökonomischen Gesichtspunkten nahmen aber auch die Problemstellungen bei der Gebäudeintegration sowie bestehende Förderungsrichtlinien der Länder Einfluss auf die Dimensionierung. Die schlussendliche Dimensionierung der Bruttokollektorflächen lag zwischen 0,9 m² pro Person (bei den größeren Demonstrationsobjekten) und 2 m² pro Person (bei den kleineren Demonstrationsobjekten). Das Speichervolumen (Gesamtspeichervolumen) variiert bei den Demonstrationsobjekten zwischen 60 Liter pro m² und 100 l/m² Bruttokollektorfläche.

5.3 Detailauslegung der Demonstrationsanlagen mittels Simulation

In der Detailplanungsphase wurden die Anlagen im dynamischen Simulationsprogramm T-Sol 4 abgebildet.

Diese Simulationsrechnungen bildeten einerseits die Basis zur Prüfung der Belastbarkeit der Dimensionierungsnomogramme sowie ermöglichten andererseits die individuelle Prognose spezifischer Solarerträge sowie solarer Deckungsgrade.

Das Simulationsprogramm T-SOL 4

T-SOL 4® ist ein Simulationsprogramm unter Windows mit einer graphischen Benutzeroberfläche, die das Schema einer Kollektoranlage für Warmwasser bzw. für Warmwasser und Raumheizung zeigt. Es kann aus verschiedenen Anlagenschemen, die sich durch Speicherkonzepte und den Anschluss an die Gebäudeheizung unterscheiden, gewählt werden. Des Weiteren kann der Warmwasserbedarf mittels Tagesprofil, getrennt für Montag-Freitag, Samstag und Sonntag, wahlweise mit monatlich wechselndem Bedarf eingegeben werden. Die Heizlast wird über ein Heizkennlinienprofil definiert. Die Wetterdaten von 51 österreichischen Messstationen können eingelesen werden.

Als Simulationszeitraum ist jedes Intervall (von einem Tag an aufwärts) mit beliebigem Startpunkt einstellbar. Während der Simulation können die Temperaturen, Leistungen usw. on-line angezeigt werden (Abbildung 23).

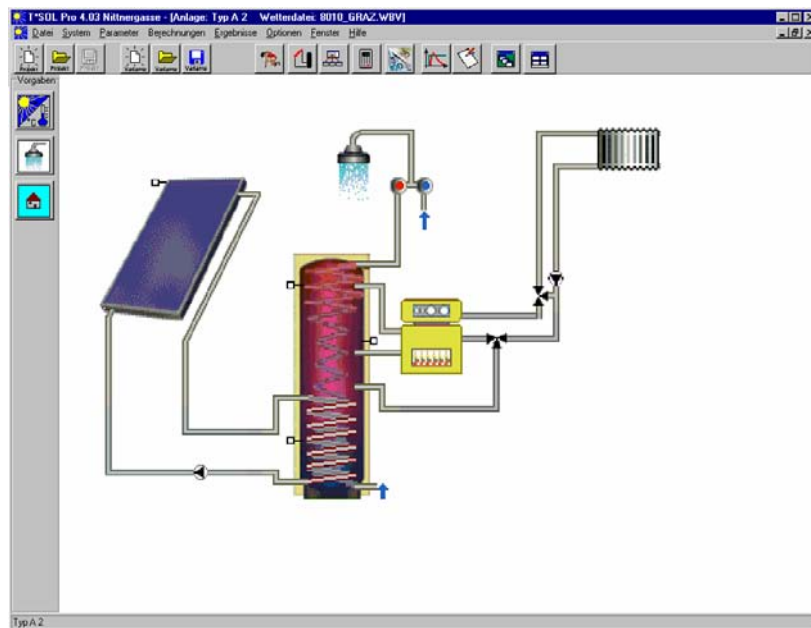


Abbildung 23: Bildschirmscreen des Simulationsprogramms T-SOL 4®

Als Ergebnisse erhält man alle Energieflüsse der Anlage, d.h. Kollektorertrag, Deckungsgrad der Solaranlage, Gesamtenergiebedarf, Nachheizenergiebedarf, etc. sowie Berechnungen über CO₂-Einsparpotential aufgrund der Energielieferung der Solaranlage.

Hat man in T-Sol einmal eine abgestimmte Simulationsplattform für solarunterstützte Wärmenetze im Geschößwohnbau aufgebaut, können Anlagensimulationen einfach und schnell durchgeführt werden. Auch im Vergleich mit den Simulationsergebnissen haben sich die erstellten Dimensionierungsnomogramme als äußerst zuverlässig erwiesen.

5.4 Kurzbeschreibung der einzelnen Demonstrationsobjekte

In der Folge werden die einzelnen Demonstrationsobjekte beschrieben bzw. kurz vorgestellt.

5.4.1 Schwarzparkstraße

Im Herbst 2002 wurde von der Salzburg Wohnbau Planungs-, Bau- und Dienstleistungs GesmbH die Errichtung von 42 Wohneinheiten (Bauabschnitt 1: 31 Wohneinheiten, Bauabschnitt 2: 11 Wohneinheiten) in der Stadt Salzburg fertiggestellt. Die Siedlung setzt sich aus 5 kompakten Objekten, bestehend aus 4 bzw. 5 Wohnungen, und 10 reihenhausartigen, vorgelagerten Wohnungen zusammen (siehe Abbildung 24). Die Wärmeversorgung erfolgt aus einem zentralen Heizhaus, das im Keller des mittleren dreigeschoßigen Gebäudes situiert ist. Die 70 bis 92 m² großen Wohnungen wurden großteils schon Ende des Jahres 2002 bezogen.



Abbildung 24: Übersichtsbild der Wohnanlage Schwarzparkstraße (Computersimulation: Architekturbüro Halle 1, Salzburg)

Die Eckdaten zum gegenständlichen Projekt sowie die beteiligten Partner werden nachfolgend in Tabelle 4 angeführt.

Tabelle 4: Projektpartner und Eckdaten zum Demonstrationsobjekt „Schwarzparkstraße“

Wohnbauträger:	Salzburg Wohnbau Planungs-, Bau- und Dienstleistungs GesmbH
Architektur:	Architektur: Halle 1, Salzburg
Haustechnik:	RFG Engineering, Salzburg
Betrieb der Heizungsanlage:	Salzburg AG, Salzburg
Objektgröße:	42 Wohneinheiten
Heizlast:	146 kW
Kollektorfläche:	156 m ²
Energiespeichervolumen:	16 m ³
Solarer Deckungsgrad am Gesamtwärmebedarf (errechnet):	19%
Nachheizung:	Grundlast: Pelletskessel Spitzen- und Schwachlast: Gas-Brennwertkessel
Wärmeverteilnetz:	Zwei-Leiter-Netz, Brauchwassererwärmung im Durchflussprinzip
Wärmeabgabe:	Radiatoren (65/40)

Das Wärmeversorgungs-konzept basiert auf einem Pelletskessel für den Grundlastbetrieb, einer thermischen Solaranlage mit 156 m² und einem Gas-Brennwertkessel zur Spitzen- und

Schwachlastversorgung (Abbildung 25). Als hydraulische Weiche zum Wärmeverteilnetz (Zwei-Leiter-Netz) fungiert ein Energiespeicher mit einem Volumen von 16 m³.

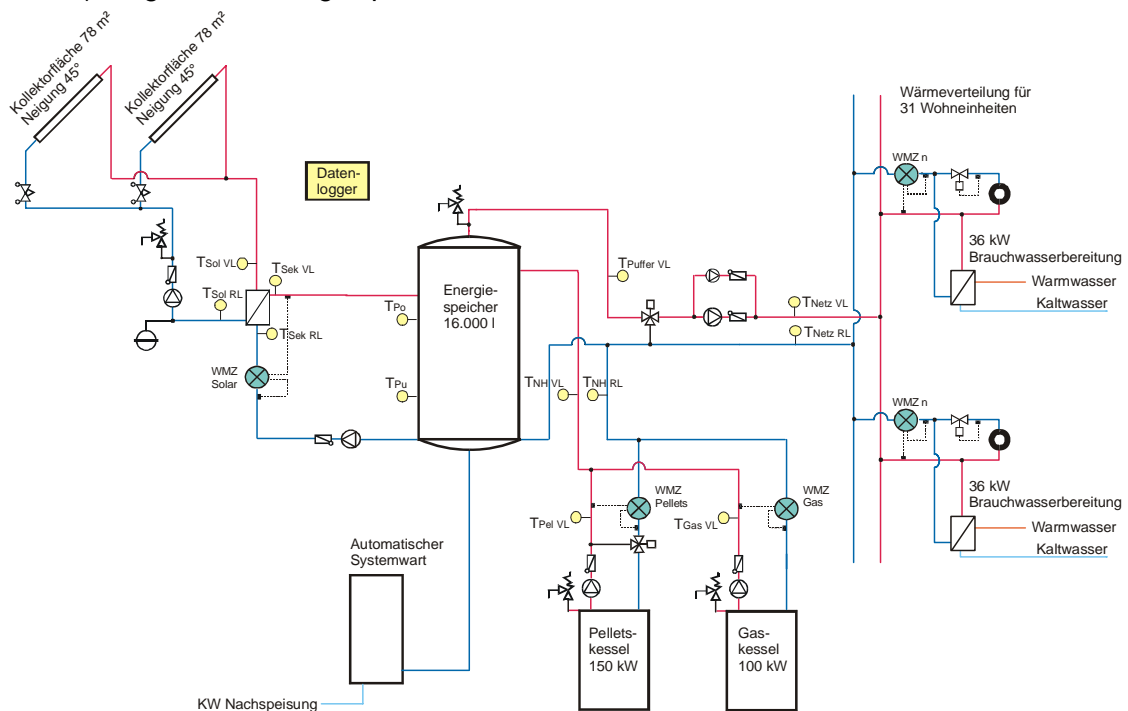


Abbildung 25: Blockschaltbild zur solarunterstützten Wärmeversorgung inklusive der messtechnisch erfassten Größen



Abbildung 26: Pelletskessel zur Grundlastabdeckung



Abbildung 27: Detail zu Rohrführung und Dämmstandard im Heizhaus

Die Sonnenkollektoren wurden aufgrund der Bauweise mit Flachdach mittels Eigenkonstruktion auf zwei Gebäudeteilen angeordnet und entsprechend des Low-Flow-Betriebes hydraulisch verbunden (Abbildung 28 und Abbildung 29).



Abbildung 28: Anordnung der Kollektoren am Flachdach



Abbildung 29: Südansicht des zentralen Gebäudes



Abbildung 30: Ansicht des fertig verdrahteten Datenloggers



Abbildung 31: Ansicht einer installierten Wohnungsstation inkl. Wärmemengenzähler

5.4.2 Nittnergasse

Ende Juni 2003 wurden von der Neue Heimat, gemeinnützige Wohnungs- und Siedlungsgenossenschaft in Steiermark Gmbh sechs Wohnungen im Westen von Graz an die zukünftigen Bewohner übergeben. Vier Wohnungen mit rund 90 m² sind im Erdgeschoß angeordnet, zwei Wohnungen mit etwa 80 m² befinden sich im zweigeschoßigen Bereich der Wohnanlage. Eine Übersicht über die Wohnanlage bietet Abbildung 32 (Computersimulation) sowie Abbildung 33 (bereits nach Fertigstellung).



Abbildung 32: Ansicht des Demonstrationsobjektes „Nittnergasse“ (Computersimulation: Architekt Schifko, Graz)



Abbildung 33: Südansicht des Demonstrationsobjektes „Nittnergasse“ nach Baufertigstellung

Die Eckdaten zum gegenständlichen Projekt sowie die beteiligten Partner werden nachfolgend in Tabelle 4 angeführt.

Tabelle 5: Projektpartner und Eckdaten zum Demonstrationsobjekt „Nittnergasse“

Wohnbauträger:	Neue Heimat, gemeinnützige Wohnungs- und Siedlungsgenossenschaft in Steiermark Gmbh, Graz
Architektur:	Architekt Schifko, Graz
Haustechnik:	TB Pickl & Partner, Graz
Betrieb der Heizungsanlage:	Steirische Gas - Wärme GmbH, Graz
Objektgröße:	6 Wohneinheiten
Heizlast:	31 kW
Kollektorfläche:	30 m ²
Energiespeichervolumen:	2,5 m ³
Solarer Deckungsgrad am Gesamtwärmebedarf (errechnet):	15%
Nachheizung:	Gas-Brennwertkessel
Wärmeverteilnetz:	Zwei-Leiter-Netz, Brauchwassererwärmung im Durchflussprinzip
Wärmeabgabe:	Radiatoren (65/40)

Das solarunterstützte Wärmeversorgungskonzept basiert auf einer 30 m² großen Kollektoranlage und einem Gas-Brennwertkessel mit Kopplung an einen 2,5 m³ fassenden Energiespeicher. Der Solaranlage steht der gesamte Inhalt des Energiespeichers zur Verfügung, von der Gasbrennwerttherme werden bei mangelndem Solarertrag die obersten 500 l auf 65°C gehalten. Der errechnete solare Deckungsgrad an Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung liegt beim Projekt Nittnergasse bei 15%.

Die Wärmeverteilung erfolgt über ein Zwei-Leiter-Netz mit dezentralen Wohnungsübergabestationen (Raumwärmeversorgung und Brauchwassererwärmung). Die Regelung der gesamten Wärmeversorgungsanlage, die Anlagenüberwachung sowie die Datenaufzeichnung werden in diesem Demonstrationsobjekt von einem Gerät (EMC 2000) durchgeführt. Das Hydraulikkonzept sowie die vom Meßsystem aufgezeichneten Größen werden in nachfolgender Abbildung dargestellt.

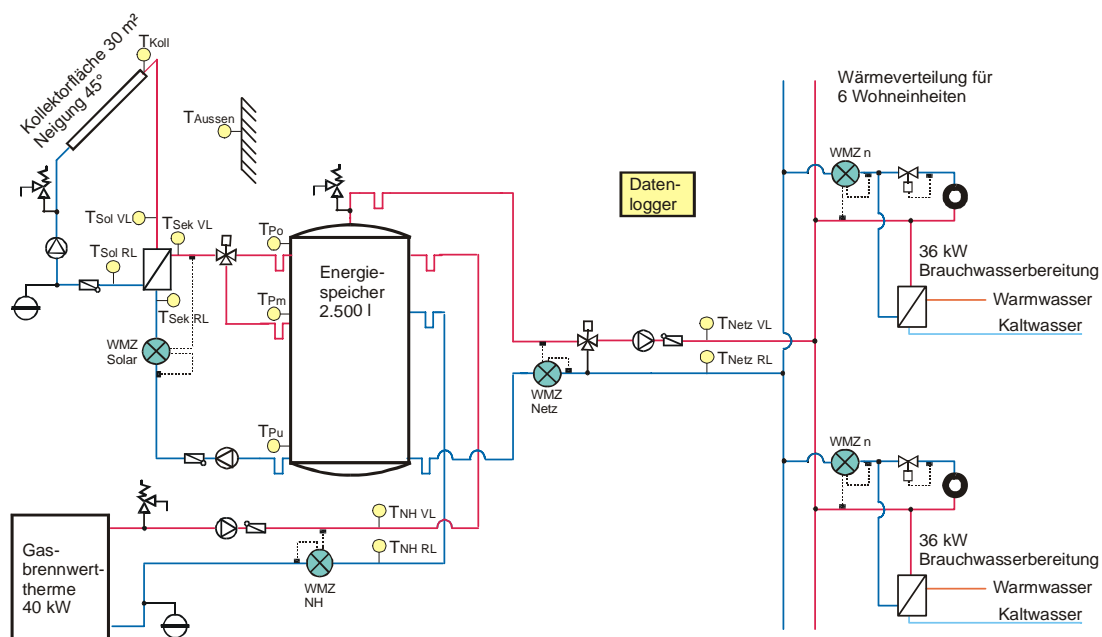


Abbildung 34: Blockschaubild zur solarunterstützten Wärmeversorgung inklusive der messtechnisch erfassten Größen

Die gesamte Wärmeversorgungsanlage sowie das Monitoringsystem sind bereits seit Juni 2003 in Betrieb.



Abbildung 35: Ansicht der am Flachdach positionierten Kollektoranlage



Abbildung 36: Detailansicht aus dem Heizhaus – der Energiespeicher ist bereits gedämmt, die Rohrleitungen waren zum Teil noch ungedämmt.

5.4.3 Eggersdorf

Die Gemeinnützige Wohn- und Siedlungsgesellschaft Schönerer Zukunft Steiermark Ges.m.b.H. errichtet in Eggersdorf eine Reihenhausanlage mit 12 Wohnungen. Die drei Reihenhauszeilen bestehen jeweils aus vier zweigeschoßigen Wohnungen mit etwa 90 m² Wohnfläche. Die Wärmeversorgung erfolgt aus einem externen zentralen Heizhaus, das nahezu stirnseitig an das Gebäude 1 angrenzt. Die 48 m² große Kollektoranlage ist am Gebäude 1, das die kürzeste Distanz zum Heizhaus besitzt, angeordnet, unterstützt aber trotzdem die gesamte

Wärmeversorgung der Siedlung (errechneter Gesamtdeckungsgrad für Brauchwasser und Raumwärme: 11%). Abbildung 37 (Südansicht) zeigt eine Zeile der Reihenhausanlage.

Die Komplementärenergiequelle ist bei diesem Demonstrationsobjekt mit Hackgut ebenfalls ein erneuerbarer Energieträger. Zentrale der Wärmeversorgungsanlage ist ein 6m³ fassender Energiespeicher, der sowohl von der Hackgutanlage (Lastausgleich und Erhöhung der Kessellaufzeiten) als auch von der Solaranlage geladen wird.



Abbildung 37: Südansicht des Demonstrationsobjektes „Eggersdorf“ mit den Kollektorflächen

Die Wärmeverteilung aus dem Energiespeicher erfolgt über ein Zwei-Leiter-Netz mit dezentralen Brauchwasserspeichern, die nach dem Ladespeicherprinzip geladen werden. Im Vergleich zu den anderen Demonstrationsobjekten, die alle mit dem System des Durchflussprinzips zur Brauchwassererwärmung ausgestattet werden, weist dieses Wohnprojekt vergleichsweise geringe Energiedichten (aufgrund der Reihenhausbauweise) auf. Um die Wärmeverluste des (vergleichsweise langen) Verteilnetzes möglichst zu minimieren, werden die Brauchwasserspeicher zweimal täglich in sogenannten „Ladefenstern“ (13-14 Uhr und 3-4 Uhr) erwärmt. Die restliche Zeit wird das Netz mit Außentemperaturgeführten Vorlauftemperaturen zur Raumwärmeversorgung betrieben, bzw. kann in den Sommermonaten auskühlen. Dieses Prinzip bedeutet zwar etwas höhere Investitionskosten, reduziert die Verteilverluste des Wärmenetzes aber erheblich. Die Eckdaten zum gegenständlichen Projekt sowie die beteiligten Partner werden nachfolgend in Tabelle 6 angeführt, das Blockschaltbild ist in Abbildung 38 dargestellt.

Tabelle 6: Projektpartner und Eckdaten zum Demonstrationsobjekt „Eggersdorf“

Wohnbauträger:	Gemeinn. Wohn- und Siedlungsgesellschaft Schönere Zukunft Steiermark Ges.m.b.H., Graz
Architektur:	Architekt Fiedler, Graz
Haustechnik:	Zivilingenieurkanzlei DI Fischer
Betrieb der Heizungsanlage:	Bäuerliche Heizgenossenschaft
Objektgröße:	12 Wohneinheiten
Heizlast:	95 kW
Kollektorfläche:	48 m ²
Energiespeichervolumen:	6 m ³
Solarer Deckungsgrad am Gesamtwärmebedarf (errechnet):	11%
Nachheizung:	Hackgutkessel
Wärmeverteilnetz:	Zwei-Leiter-Netz, Brauchwassererwärmung mittels Ladespeicherprinzip
Wärmeabgabe:	Radiatoren (65/40)

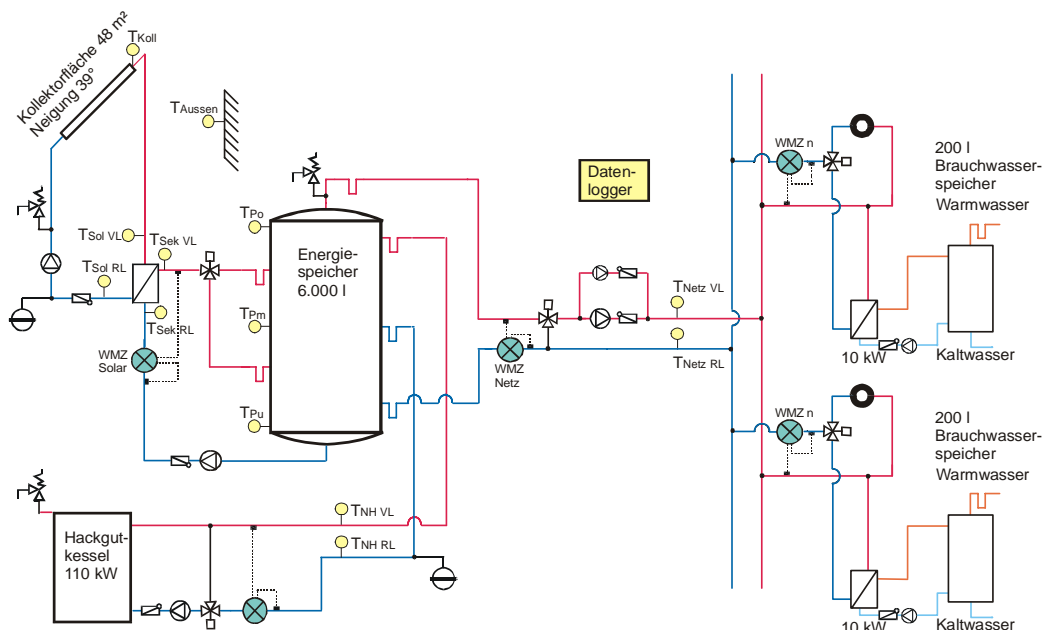


Abbildung 38: Blockschaltbild zur solarunterstützten Wärmeversorgung inklusive der messtechnisch erfassten Größen

Die Regelung des Solarsystems, die Anlagenüberwachung sowie die Datenaufzeichnung werden in diesem Demonstrationsobjekt von einem Gerät (EMC 2000) durchgeführt. Die 12 Wohnungen wurden im September 2003 an ihre Bewohner übergeben.



Abbildung 39: Ungedämmter Energiespeicher mit Rohranschlüssen und Thermosiphon



Abbildung 40: Mit 25 bis 35 cm starker Zelluloseeinblasdämmung isolierter Energiespeicher

5.4.4 Theodor Körner Straße

Die Neue Heimat, gemeinnützige Wohnungs- und Siedlungsgenossenschaft in Steiermark Gmbh, startete im Herbst 2002 die Bauarbeiten zum Projekt „Theodor Körner Straße“ im Norden von Graz. Zusätzlich zu 61 Wohneinheiten (40 m² bis 90 m² große Wohnungen) entstand hier auch das Büro der Neue Heimat, gemeinnützige Wohnungs- und Siedlungsgenossenschaft in Steiermark Gmbh, das etwa 1.300 m² Nutzfläche umfasst. Ein zusätzliches Geschäftslokal sowie eine Cafeteria vervollständigen dieses Bauprojekt. Die Siedlung besteht aus drei Gebäudeteilen (drei-, vier- und fünfgeschoßig), wobei im Hauptgebäudeteil (viergeschoßig) das Büro des Wohnbauträgers integriert ist. Die Büro- und Geschäftslokale verfügen über eine kontrollierte Be- und Entlüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung und Vorkonditionierung über einen luftdurchströmten Erdkollektor. Die zwei Sonnenkollektorflächen (aufgeteilt auf die vier- und fünfgeschoßigen Bauteile) wurden trotz Flachdachbauweise in das Gebäudekonzept integriert und übernehmen Sonnen- und Regenschutzfunktionen. Eine Computersimulation des gesamten Bauprojektes verdeutlicht die Anordnung der Baukörper sowie die Architektur (Abbildung 41).



Abbildung 41: Ansicht des Demonstrationsobjektes „Theodor Körner Straße“ (Computersimulation: Architekt Fandler, Graz)

Eine 240 m² große Sonnenkollektoranlage unterstützt die Fernwärmeversorgung aus dem Fernwärmenetz der Stadt Graz. Als hydraulisches Zentrum fungiert ein 20m³ Energiespeicher, der einerseits von der Solaranlage zur Gänze geladen werden kann und andererseits bei geringem Solarangebot im obersten Bereich von der Fernwärmeversorgung auf Nutztemperatur (65°C) gehalten wird. Die Wärmeverteilung erfolgt über ein Zwei-Leiter-Netz mit dezentralen Wohnungsstationen und Brauchwassererwärmung im Durchflussprinzip.



Abbildung 42: Ansicht des Demonstrationsobjekt während der Bauphase



Abbildung 43: Ansicht des Demonstrationsobjekt nach Fertigstellung.

Die Eckdaten zum gegenständlichen Projekt sowie die beteiligten Partner werden nachfolgend in Tabelle 7 angeführt, das Blockschaftbild ist in Abbildung 44 dargestellt.

Tabelle 7: Projektpartner und Eckdaten zum Demonstrationsobjekt „Theodor Körner Straße“

Wohnbauträger:	Neue Heimat, gemeinnützige Wohnungs- und Siedlungsgenossenschaft in Steiermark GmbH, Graz
Architektur:	Architekt Fandler, Graz
Haustechnik:	Ingenieurbüro Hof & Partner, Graz
Betrieb der Heizungsanlage:	Steirische Gas - Wärme GmbH, Graz
Objektgröße:	61 Wohneinheiten ca. 1500 m ² Bürofläche Cafeteria
Heizlast:	330 kW
Kollektorfläche:	240 m ²
Energiespeichervolumen:	20 m ³
Solarer Deckungsgrad am Gesamtwärmebedarf (errechnet):	14%
Nachheizung:	Fernwärme der Stadt Graz
Wärmeverteilnetz:	Zwei-Leiter-Netz, Brauchwassererwärmung im Durchflussprinzip
Wärmeabgabe:	Radiatoren (65/40) In den Büroflächen zentrale Lüftungsanlage mit Erdkollektoren und Wärmerückgewinnung

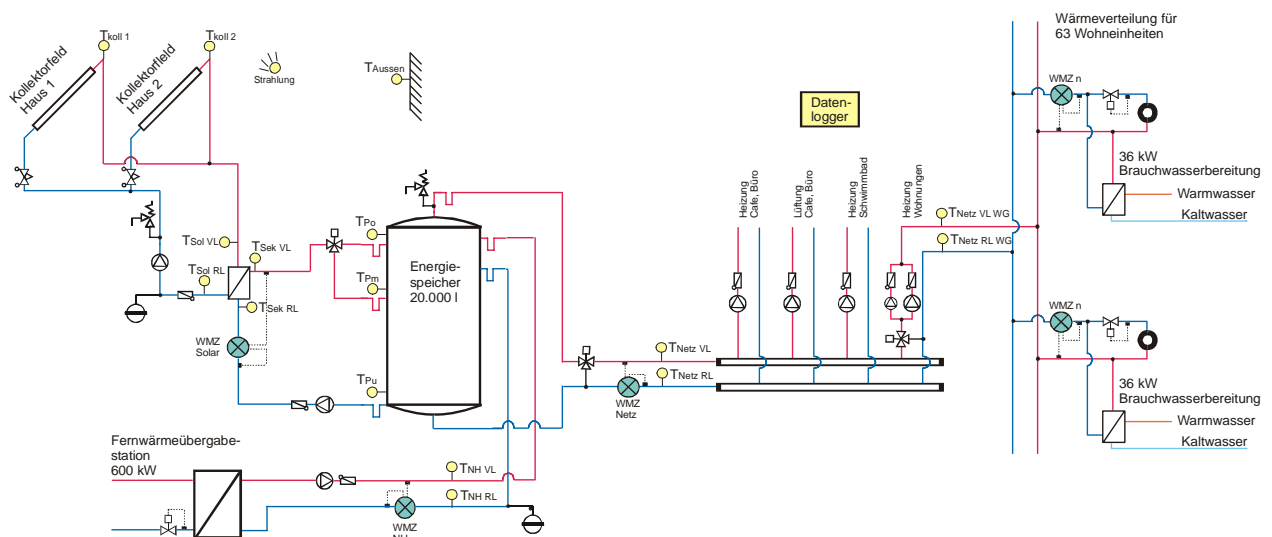


Abbildung 44: Blockschaltbild zur solarunterstützten Wärmeversorgung inklusive der messtechnisch erfassten Größen

Die Regelung der Gesamtanlage sowie das Routine-Anlagenmonitoring (nach Ende des Detailmonitorings) erfolgt über ein Gebäudeleittechnik-System, die Datenaufzeichnung während

der Phase des Detailmonitorings wird von einem eigenen Datenlogger (EMC 2000) durchgeführt.

Aufgrund der Größe des Objektes erstreckte sich die Bauphase über zwei Jahre. Abbildung 45 zeigt die Notwendigkeit der frühzeitigen Integration des Energiespeichers in den Bauablauf bei dementsprechend großen Speichervolumina. Die Fertigstellung und Übergabe an die künftigen Nutzer und Bewohner erfolgte im Dezember 2004.



Abbildung 45: Lieferung des 20 m³ fassenden Energiespeichers



Abbildung 46: Bereits im Technikraum positionierter Energiespeicher mit sämtlichen Rohranschlüssen und Tauchhülsen für die Temperatursensoren.

5.4.5 Seiersberg

Die Wohnanlage „Am Anger“ in Seiersberg ist der erste von insgesamt drei Bauabschnitten mit 48 von gesamt 125 Mietkauf- und Eigentumswohnungen. Das fünfgeschoßige Wohnhaus (siehe Abbildung 47) wird in Massivbauweise vom Wohnbauträger Neue Heimat, gemeinnützige Wohnungs- und Siedlungsgenossenschaft in Steiermark GmbH, errichtet. Der Baubeginn hierzu erfolgte im Sommer 2002, die Fertigstellung war im Dezember 2003.

Die 96 m² große Kollektoranlage, bestehend aus zwei hydraulischen Teilfeldern, speist einen zentralen Energiespeicher (8m³, siehe Abbildung 49) und wird aufgrund der Flachdachbauweise mittels Eigenkonstruktion am Flachdach angeordnet. Während der Heizperiode bildet eine Fernwärmeversorgung die Komplementärenergiequelle. Außerhalb der Heizperiode wird vom Fernwärmeversorger keine Wärme angeboten, sodass die Brauchwassererwärmung bei geringem Solarenergieangebot mit elektrischem (Nachtstrom-)Strom sichergestellt werden muss. Sowohl die Fernwärmeversorgung als auch die Strom-Nachheizung sind in den zentralen Energiespeicher eingebunden.



Abbildung 47: Ansicht des Demonstrationsobjektes „Seiersberg“

Die Eckdaten zum gegenständlichen Projekt sowie die beteiligten Partner werden nachfolgend in Tabelle 8 angeführt, das Blockschaltbild ist in Abbildung 48 dargestellt.

Tabelle 8: Projektpartner und Eckdaten zum Demonstrationsobjekt „Seiersberg“

Wohnbauträger:	Neue Heimat, gemeinnützige Wohnungs- und Siedlungsgenossenschaft in Steiermark GmbH, Graz
Architektur:	Architekt Mesnaritsch, Graz
Haustechnik:	TB Pickl & Partner, Graz
Betrieb der Heizungsanlage:	Wärmebetriebe Gesellschaft m.b.H., Graz
Objektgröße:	48 Wohneinheiten
Heizlast:	188 kW
Kollektorfläche:	96 m ²
Energiespeichervolumen:	8 m ³
Solarer Deckungsgrad am Gesamtwärmebedarf (errechnet):	11%
Nachheizung:	Im Winter Fernwärme, Versorger: Steirische Gas - Wärme GmbH, Graz Im Sommer: elektrischer Strom
Wärmeverteilnetz:	Zwei-Leiter-Netz, Brauchwassererwärmung im Durchflussprinzip
Wärmeabgabe:	Radiatoren (65/40)

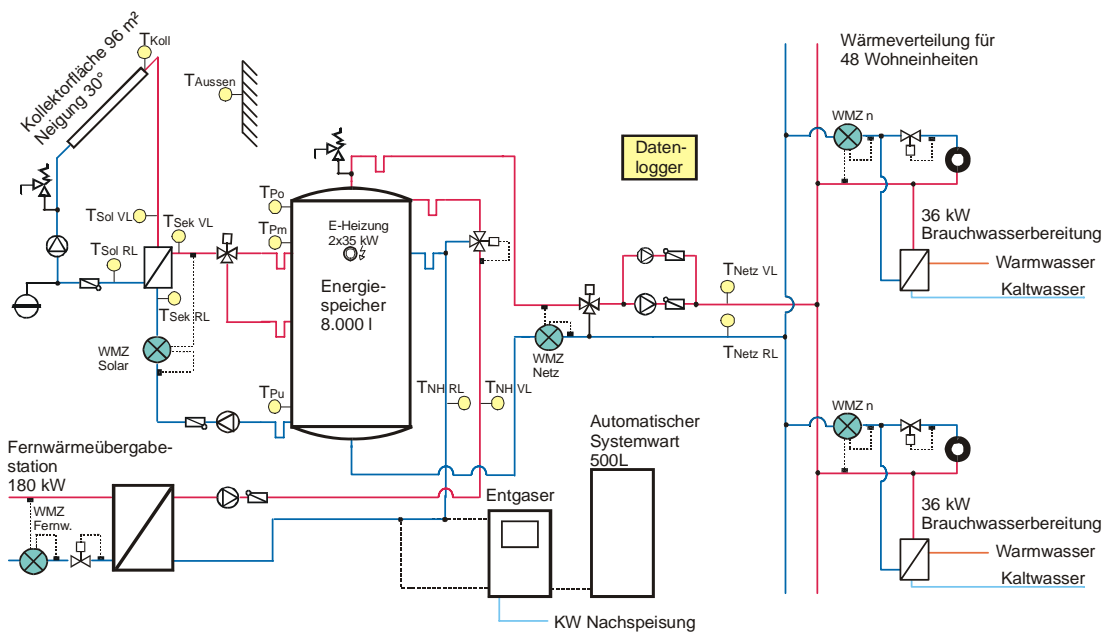


Abbildung 48: Blockschaltbild zur solarunterstützten Wärmeversorgung inklusive der messtechnisch erfassten Größen

Die Wärmeverteilung erfolgt über ein Zwei-Leiter-Netz mit dezentralen Wohnungsstationen und Brauchwassererwärmung im Durchflussprinzip. Die Regelung der Gesamtanlage sowie die Routine-Anlagenüberwachung (nach Ende des Detailmonitorings) erfolgt über ein Gebäudeleittechnik-System, die Datenaufzeichnung während der Phase des Detailmonitorings wird von einem eigenen Datenlogger (EMC 2000) durchgeführt.



Abbildung 49: Ansicht der 96 m² großen Kollektorfläche am Flachdach des Demonstrationsobjektes „Seiersberg“



Abbildung 50: Bereits fertiggestellter Technikraum samt Speicher- und Rohrinsolierung

5.4.6 Markt Hartmannsdorf

Das Demonstrationsobjekt „Markt Hartmannsdorf“ wurde von einem privaten Bauträger errichtet und besteht aus einem renovierten Hauptgebäude und einem neu errichteten Zubau. Das Hauptgebäude, dessen Bausubstanz etwa 60 Jahre alt ist, bietet Platz für 6 Wohnungen mit

einer Größe zwischen 45 und 80m². Im neu errichteten Zubau befindet sich eine Arztpraxis und das zentrale Heizhaus.



Abbildung 51: Ansicht des Demonstrationsobjektes „Markt Hartmannsdorf“

Die Wärmeversorgung erfolgt aus dem zentralen Technikraum über ein Zwei-Leiter-Netz mit dezentralen Wohnungsstationen und Brauchwassererwärmung im Durchflussprinzip. Das Demonstrationsprojekt „Markt Hartmannsdorf“ ist das Einzige, das im Rahmen des Breitentests mit einem Flächenheizsystem (Wand- und Fußbodenheizung) ausgestattet wurde. Neben einer Kollektoranlage mit 30 m² Kollektorfläche erfolgt die Wärmeversorgung über ein örtliches Nahwärmenetz. Die Kollektoranlage wurde auf das bereits bestehende Dach des Altbaues integriert. Als hydraulische Weiche für die Energieversorgung sowie für die Solaranlage fungiert ein 3m³ fassender Energiespeicher, welcher im zentralen Heizhaus untergebracht ist.

Die Eckdaten zum gegenständlichen Projekt sowie die beteiligten Partner werden in *Tabelle 9* angeführt, das Blockschaltbild ist in *Abbildung 52* dargestellt.

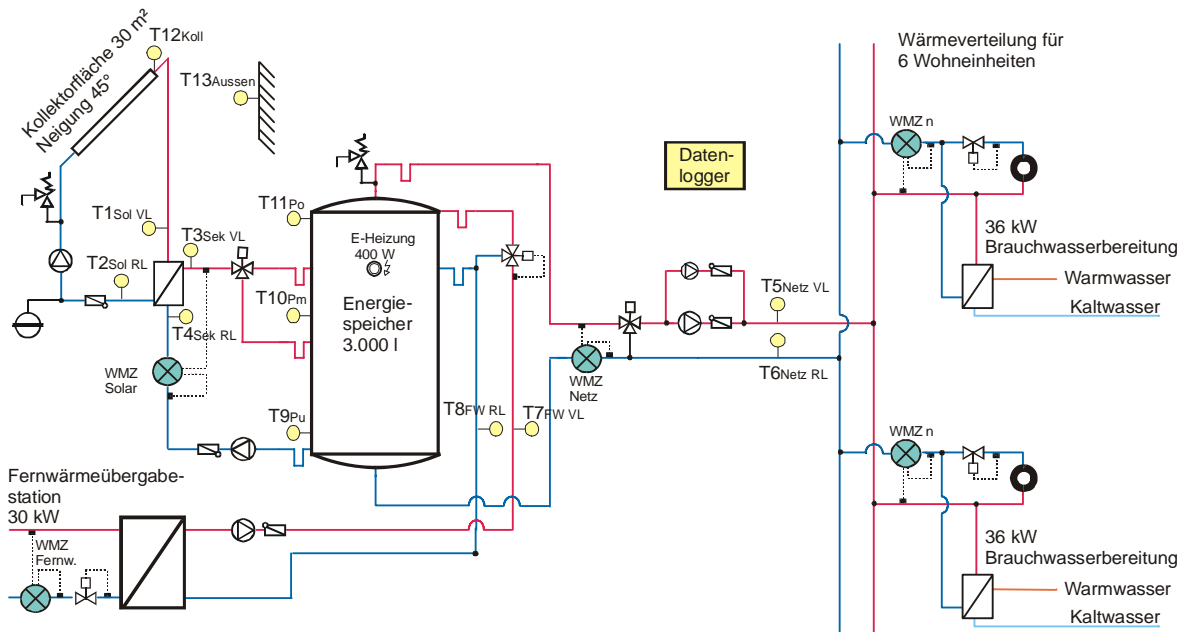


Abbildung 52: Blockschaltbild zur solarunterstützten Wärmeversorgung inklusive der messtechnisch erfassten Größen

Tabelle 9: Projektpartner und Eckdaten zum Demonstrationsobjekt „Markt Hartmannsdorf“

Wohnbauträger:	Privater Wohnbauträger
Architektur:	-----
Haustechnik:	TB Bierbauer, Passail
Betrieb der Heizungsanlage:	privat
Objektgröße:	6 Wohneinheiten + Arztpraxis
Heizlast:	32 kW
Kollektorfläche:	30 m ²
Energiespeichervolumen:	3 m ³
Solarer Deckungsgrad am Gesamtwärmebedarf (errechnet):	17 %
Nachheizung:	Fernwärme „Markt Hartmannsdorf“
Wärmeverteilnetz:	Zwei-Leiter-Netz, Brauchwassererwärmung im Durchflussprinzip
Wärmeabgabe:	Wand- und Fußbodenheizung (35/25)

Die Regelung der gesamten Wärmeversorgungsanlage, die Anlagenüberwachung sowie die Datenaufzeichnung werden in diesem Demonstrationsobjekt von einem Gerät (EMC 2000) durchgeführt.

Der Baubeginn erfolgte im Frühjahr des Jahres 2003, die Fertigstellung und somit die Übergabe der Wohnungen an die Bewohner erfolgte im Frühjahr 2004.



Abbildung 53: Wohnungsübergabestation in Unterputzausführung



Abbildung 54: Nahezu unauffällige Wohnungsübergabestation in Unterputzausführung mit geschlossener Abdeckung

5.4.7 Schwarzer Weg

Die Neue Heimat, gemeinnützige Wohnungs- und Siedlungsgenossenschaft in Steiermark Gmbh, errichtete am Schwarzen Weg in Graz eine Wohnhausanlage mit insgesamt 40 Wohnungen (Zwei-, Drei- und Vierzimmerwohnungen mit einer Größe von 50 m² bis 95 m²). Die Wohnanlage wurde so ausgerichtet, dass sechs Gebäudeteile einen Innenhof umschließen (siehe Abbildung 55). Die Wärmeversorgung dieser Wohnsiedlung erfolgt aus einem zentralen Heizhaus über ein Wärmeverteilnetz nach dem Prinzip des Zwei-Leiter-Netzes mit dezentralen Wohnungsstationen und Brauchwassererwärmung im Durchflussprinzip.

Auf einem Gebäude mit südseitig orientierter Längsseite sind die Kollektoren für die gesamte Wohnsiedlung angeordnet. Die Befestigung der Kollektoren erfolgt teilweise mittels Eigenkonstruktion am Flachdach und teilweise an der Überdachung von Dachterrassen.



Abbildung 55: Ansicht des Demonstrationsobjektes „Schwarzer Weg“

Die Eckdaten zum gegenständlichen Projekt sowie die beteiligten Partner werden nachfolgend in Tabelle 10 angeführt, das Blockschaltbild ist in Abbildung 56 dargestellt.

Tabelle 10: Projektpartner und Eckdaten zum Demonstrationsobjekt „Schwarzer Weg“

Wohnbauträger:	Neue Heimat, gemeinnützige Wohnungs- und Siedlungsgenossenschaft in Steiermark Gmbh, Graz
Architektur:	Architekt Rudorfer, Graz
Haustechnik:	RFG Engineering, Salzburg
Betrieb der Heizungsanlage:	Steirische Gas - Wärme GmbH, Graz
Objektgröße:	40 Wohneinheiten
Heizlast:	112 kW
Kollektorfläche:	96 m ²
Energiespeichervolumen:	12 m ³
Solarer Deckungsgrad am Gesamtwärmebedarf (errechnet):	11%
Nachheizung:	Gas-Brennwertkessel
Wärmeverteilnetz:	Zwei-Leiter-Netz, Brauchwassererwärmung im Durchflussprinzip
Wärmeabgabe:	Radiatoren (65/40)

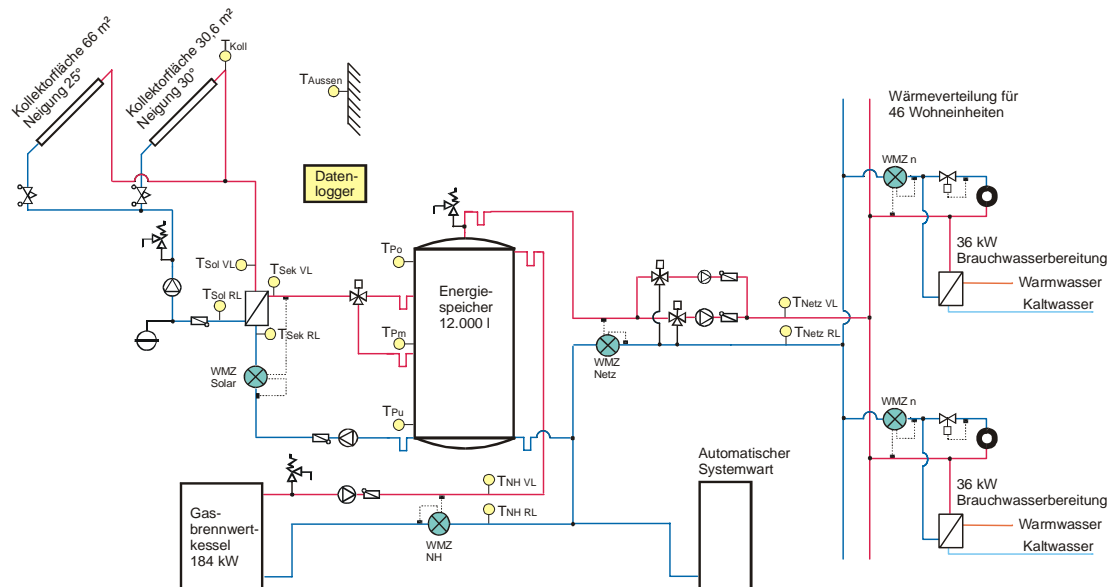


Abbildung 56: Blockschaltbild zur solarunterstützten Wärmeversorgung inklusive der messtechnisch erfassten Größen

Die Regelung der Gesamtanlage sowie das Mindest-Monitoring (nach Ende des Detailmonitorings) erfolgt über ein Gebäudeleittechnik-System, die Datenaufzeichnung während der Phase des Detailmonitorings wird von einem eigenen Datenlogger (EMC 2000) durchgeführt.



Abbildung 57: Ansicht des zentralen Energiespeichers während der Fertigstellung der Speicherdämmung



Abbildung 58: Ansicht der 88 m² großen Kollektorfläche am Demonstrationsobjekt „Schwarzer Weg“

Der Baubeginn erfolgte zu Beginn des Jahres 2003, die Fertigstellung und somit die Übergabe der Wohnungen an die Bewohner wurde mit Oktober 2004 getätigt.

5.4.8 Eggenberger Allee

Nur einige hundert Meter vom traditionellen Eggenberger Schloss entfernt, errichtete die Neue Heimat, gemeinnützige Wohnungs- und Siedlungsgenossenschaft in Steiermark GmbH, eine

Wohnhausanlage mit insgesamt 52 Wohnungen und diversen Büroflächen. Die Zwei-, Drei- u. Vierzimmerwohnungen mit einer Größe zwischen 50 m² und 95 m² werden in Miete angeboten. Das Bauprojekt besteht aus drei Gebäudeteilen, wobei sich Gebäude 1 aus 25 Wohnungen, Gebäude 2 aus 19 Wohnungen und Gebäude 3 aus acht Reihenhäusern zusammensetzt. Die Wärmeversorgung erfolgt aus einem zentralen Heizhaus (positioniert in Gebäude 1) über ein Zwei-Leiter-Netz mit dezentralen Wohnungsstationen und Brauchwassererwärmung im Durchflussprinzip. Neben einer Kollektoranlage mit 120 m² Kollektorfläche basiert die Wärmeversorgung auf einem Gas-Brennwertkessel. Die Kollektoranlage wurde auf Gebäude 1 angeordnet und aufgrund der Flachdachbauweise mittels Eigenkonstruktion befestigt. Als hydraulische Weiche sowie für die Solaranlage als Energiespeicher fungiert ein 9,5 m³ fassender Energiespeicher, angeordnet im zentralen Heizhaus. Eine Computeranimation zeigt das Bauprojekt in Abbildung 59.



Abbildung 59: Ansicht des Demonstrationsobjektes „Eggenberger Allee“ (Computersimulation: Architekt Riepl, München)

Die Eckdaten zum gegenständlichen Projekt sowie die beteiligten Partner werden in Tabelle 11 angeführt, das Blockschaltbild ist in Abbildung 62 dargestellt.

Die Regelung der Gesamtanlage sowie die Routine-Anlagenüberwachung (nach Ende des Detailmonitorings) erfolgt über ein Gebäudeleittechnik-System, die Datenaufzeichnung während der Phase des Detailmonitorings wird von einem eigenen Datenlogger (EMC 2000) durchgeführt.

Der Baubeginn erfolgte im Frühjahr des Jahres 2003, die Fertigstellung und somit die Übergabe der Wohnungen an die Bewohner erfolgte im Oktober 2004.



Abbildung 60: Ansicht der am Flachdach montierten 120 m² Kollektorfläche



Abbildung 61: Detailansicht im Technikraum

Tabelle 11: Projektpartner und Eckdaten zum Demonstrationsobjekt „Eggenberger Allee“

Wohnbauträger:	Neue Heimat, gemeinnützige Wohnungs- und Siedlungsgenossenschaft in Steiermark GmbH, Graz
Architektur:	Architekt Riepl, München
Haustechnik:	TB Pickl & Partner, Graz
Betrieb der Heizungsanlage:	noch offen
Objektgröße:	52 Wohneinheiten zuzüglich Geschäftsflächen
Heizlast:	250 kW
Kollektorfläche:	120 m ²
Energiespeichervolumen:	9,5 m ³
Solarer Deckungsgrad am Gesamtwärmebedarf (errechnet):	10%
Nachheizung:	Gas Brennwertkessel
Wärmeverteilnetz:	Zwei-Leiter-Netz, Brauchwassererwärmung im Durchflussprinzip
Wärmeabgabe:	Radiatoren (65/40)

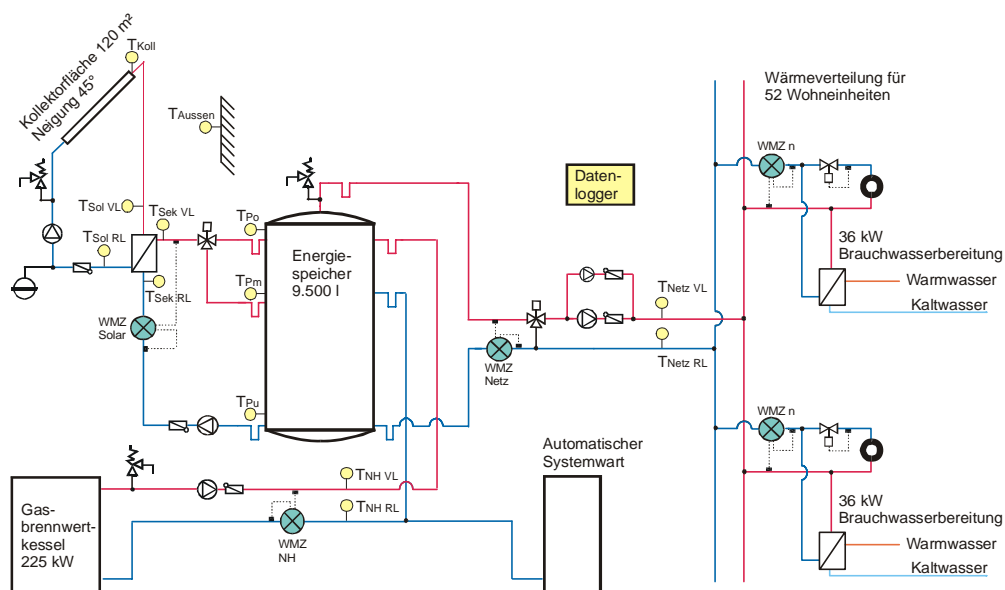


Abbildung 62: Blockschaltbild zur solarunterstützten Wärmeversorgung inklusive der messtechnisch erfassten Größen

5.4.9 Lange Gasse

Im Zentrum von Graz (im Bezirk Geidorf) wurde vom Wohnbauunternehmen Neue Heimat, gemeinnützige Wohnungs- und Siedlungsgenossenschaft in Steiermark GmbH, ein Objekt mit 63 Wohnungen und einer Geschäftsfläche von rund 800 m² (Supermarkt) errichtet. Die gesamte beheizte Fläche beträgt rund 4.300 m², bei den Eigentumswohnungen handelt es sich um Zwei- bzw. Dreizimmerwohnungen.

Sowohl die Wohnungen als auch der Supermarkt wird über ein Zwei-Leiter-Netz mit Wärme versorgt. Die 63 Wohnungen besitzen eine dezentrale Wohnungsstation mit Brauchwassererwärmung im Durchflussprinzip. Die Eckpfeiler des Solarsystems bilden ein Kollektorfeld von 214 m² und ein Energiespeicher mit 16 m³ Inhalt. Die Komplementärenergie wird über das Fernwärmenetz der Stadt Graz zur Verfügung gestellt.

Die Kollektorfläche wurde aus architektonischen Gründen etwas größer gewählt, als rein nach ökonomischen Gesichtspunkten üblich wäre. In diesem Fall bilden die Großflächenkollektoren die witterungsdichte Dachhaut der gesamten nach Süden geneigten Dachfläche und liefern einerseits ein einheitliches Erscheinungsbild und andererseits keine Schnittstellen zur konventionellen Dachdeckung. Die Ansicht des Bauprojektes ist in Abbildung 63 dargestellt.



Abbildung 63: Ansicht des Demonstrationsobjektes „Lange Gasse“, Graz

Die Eckdaten zum gegenständlichen Projekt sowie die beteiligten Partner werden nachfolgend in Tabelle 12 angeführt, das Blockschaltbild ist in Abbildung 66 dargestellt.

Die Regelung der Gesamtanlage sowie die Routine-Anlagenüberwachung (nach Ende des Detailmonitorings) erfolgt über ein Gebäudeleittechnik-System, die Datenaufzeichnung während der Phase des Detailmonitorings wird von einem eigenen Datenlogger (EMC 2000) durchgeführt.

Der Baubeginn erfolgte im Frühjahr des Jahres 2003, die Fertigstellung und somit die Übergabe der Wohnungen an die künftigen Bewohner ist mit Frühjahr 2005 geplant.



Abbildung 64: Ansicht des externen Solarwärmetauschers im Heizhaus.



Abbildung 65: Ansicht eines Gebäudekomplexes mit integrierter Kollektorfläche.

Tabelle 12: Projektpartner und Eckdaten zum Demonstrationsobjekt „Lange Gasse“

Wohnbauträger:	Neue Heimat, gemeinnützige Wohnungs- und Siedlungsgenossenschaft in Steiermark GmbH, Graz
Architektur:	Architekt Regner, Graz
Haustechnik:	RFG Engineering, Salzburg
Betrieb der Heizungsanlage:	Wärmebetriebe Gesellschaft m.b.H., Graz
Objektgröße:	63 Wohneinheiten 800 m ² Geschäftsfläche
Heizlast:	160 kW
Kollektorfläche:	214 m ²
Energiespeichervolumen:	16 m ³
Solarer Deckungsgrad am Gesamtwärmebedarf (errechnet):	21%
Nachheizung:	Fernwärme der Stadt Graz
Wärmeverteilnetz:	Zwei-Leiter-Netz, Brauchwassererwärmung im Durchflussprinzip
Wärmeabgabe:	Radiatoren (65/40)

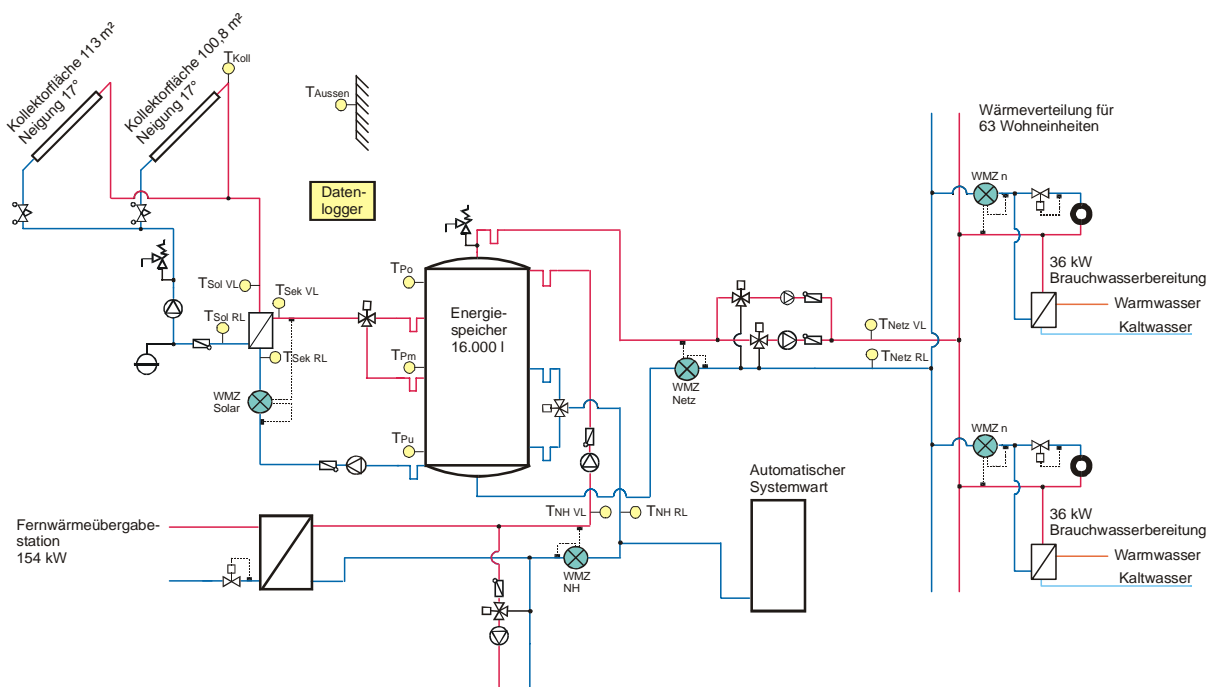


Abbildung 66: Blockschaltbild zur solarunterstützten Wärmeversorgung inklusive der messtechnisch erfassten Größen

5.4.10 Sandgasse

Im Zentrum von Graz (im Bezirk St. Peter) wurde vom Wohnbauunternehmen Gemeinn. Wohn- und Siedlungsgesellschaft Schönerer Zukunft Steiermark Ges.m.b.H., Graz, ein Objekt mit 68 Wohnungen errichtet. Die nach dem Modell des Mietkaufs vermarkteten Wohnungen weisen Größen zwischen 45 und 90m² auf. Das Bauvorhaben besteht aus einem viergeschoßigen Hauptbaukörper (mit Dachterrassen) und drei fünfgeschoßigen Seitenbaukörpern.

Die Wärmeversorgung erfolgt aus einem zentralen Heizhaus (positioniert im Hauptgebäude) über ein Zwei-Leiter-Netz mit dezentralen Wohnungsstationen und Brauchwassererwärmung im Durchflussprinzip. Neben einer Kollektoranlage mit 120 m² Kollektorfläche basiert die Wärmeversorgung auf einem Anschluss an das Fernwärmenetz der Stadt Graz. Die Kollektoranlage wird auf die drei mit der Längsseite nach Süden orientierten Seitenbaukörper angeordnet und aufgrund der Flachdachbauweise mittels Eigenkonstruktion befestigt. Die Komplementärenergiequelle ist Fernwärme. Abbildung 67 zeigt die Ostansicht sowie den Grundriss zum Demonstrationsobjekt „Sandgasse“.

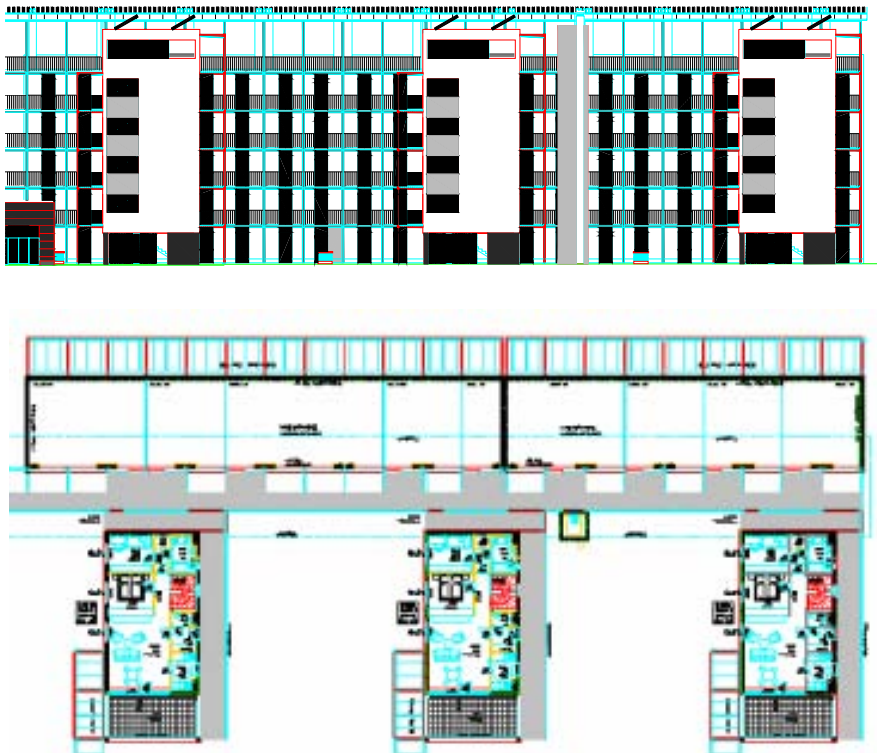


Abbildung 67: Ostansicht und Grundriss des Demonstrationsobjektes „Sandgasse“ (Bildquelle: Architekt Tschom)

Abbildung 68 und Abbildung 69 zeigen Fotos der Anlage „Sandgasse“ aus der Umsetzungsphase. Zum Einen ist die Teilansicht der Kollektorfläche zu erkennen und zum Anderen ist der noch ungedämmte und hydraulisch nicht angeschlossenen Energiespeicher dargestellt.



Abbildung 68: Teilansicht der 160 m² umfassenden Kollektorfläche



Abbildung 69: Ansicht des in der Technikzentrale befindlichen Energiespeichers

Die Eckdaten zum gegenständlichen Projekt sowie die beteiligten Partner werden nachfolgend in Tabelle 13 angeführt, das Blockschaltbild ist in Abbildung 70 dargestellt.

Tabelle 13: Projektpartner und Eckdaten zum Demonstrationsobjekt „Sandgasse“

Wohnbauträger:	Gemeinn. Wohn- und Siedlungsgesellschaft Schönere Zukunft Steiermark Ges.m.b.H., Graz
Architektur:	Architekt Tschom, Graz
Haustechnik:	Zivilingenieurkanzlei DI Fischer
Betrieb der Heizungsanlage:	Gemeinn. Wohn- und Siedlungsgesellschaft Schönere Zukunft Steiermark Ges.m.b.H., Graz
Objektgröße:	68 Wohneinheiten
Heizlast:	307 kW
Kollektorfläche:	160 m ²
Energiespeichervolumen:	12 m ³
Solarer Deckungsgrad am Gesamtwärmebedarf (errechnet):	12 %
Nachheizung:	Fernwärme der Stadt Graz
Wärmeverteilnetz:	Zwei-Leiter-Netz, Brauchwassererwärmung im Durchflussprinzip
Wärmeabgabe:	Radiatoren (65/40)

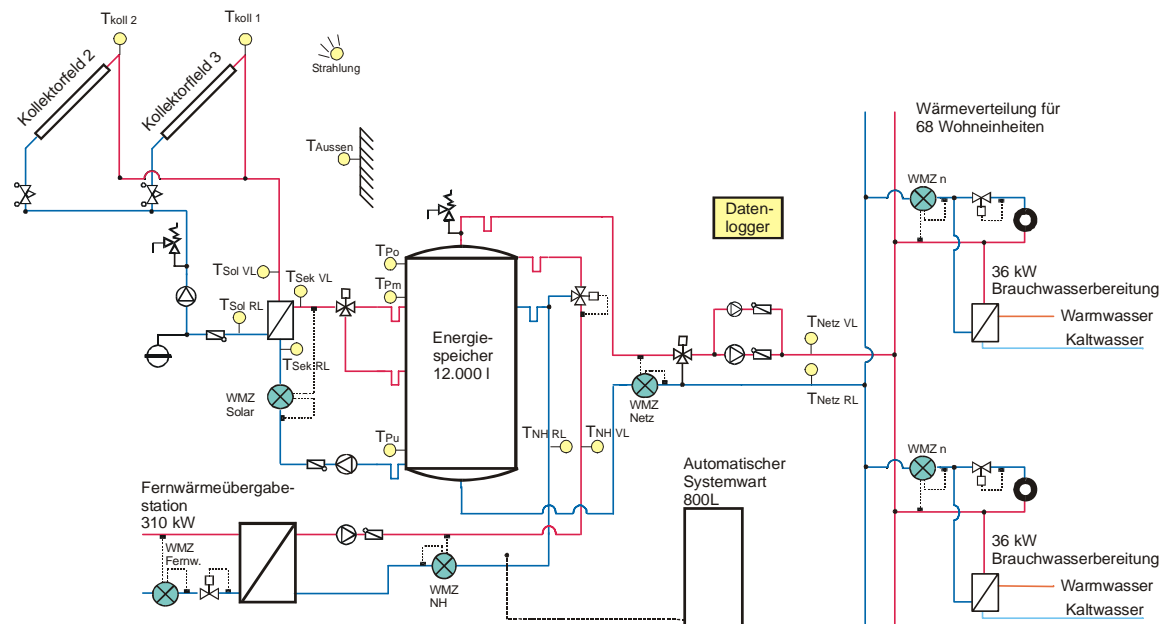


Abbildung 70: Blockschaltbild zur solarunterstützten Wärmeversorgung inklusive der messtechnisch erfassten Größen

Die Regelung der Gesamtanlage sowie die Routine-Anlagenüberwachung (nach Ende des Detailmonitorings) erfolgt über ein Gebäudeleittechnik-System, die Datenaufzeichnung während der Phase des Detailmonitorings wird von einem eigenen Datenlogger (EMC 2000) durchgeführt.

Der Baubeginn sollte im Herbst des Jahres 2003 erfolgen, wurde aber aufgrund kosten- bzw. fördertechnischer Aspekte betreffend das Gesamtbauvorhaben erheblich verschoben. Die Fertigstellung und somit die Übergabe der Wohnungen an die künftigen Bewohner ist schlussendlich für Frühjahr 2006 avisiert.

6 Inbetriebnahme und Optimierungsphase der Anlagen

Die Inbetriebnahme der solarunterstützten Wärmeversorgungskonzepte bedeutete im Projekt einen zentralen Meilenstein. Denn nach der erfolgten Inbetriebnahme (an dieser Stelle wurden bereits qualitätssichernde Instrumente seitens der Projektpartner wie beispielsweise Einregulierprotokoll zu jedem hydraulischen Kreis, Protokoll der Regelungseinstellungen und Abnahmeprotokoll durch das technische Büro, eingefordert) startete die sogenannte „Optimierungsphase“. Aufgrund der intensiven Umsetzungsbetreuung durch das Projektteam wurden zwar keine eklatanten Schwachstellen erwartet, die Erfahrung des Projektteams ließ aber trotzdem einen Bedarf an Optimierungsarbeiten erwarten.

Ein Aufzeichnen von sämtlichen über die Regelung erfassten Systemtemperaturen bzw. Schaltzuständen über repräsentative Zeiträume bildete die Basis für die Optimierungsarbeiten.

Das Erkennen und Beheben von Fehlern aufgrund einer messtechnischen Analyse gestaltete sich als schwieriger aber als durchaus sinnvoller Prozess. Dabei wurde nach folgendem Ablaufplan vorgegangen:

1. Erkennen vorhandener Anlagenschwachstellen anhand der Temperaturprofile der jeweiligen solarunterstützten Wärmeversorgungssysteme.
2. Problemlokalisierung anhand der Messdaten
3. Falls eine Problemlokalisierung anhand der Messdaten nicht möglich ist, wurde eine gemeinsame Begehung (Vertreter des Bauträgers, ausführendes Unternehmen, Haustechnikplaner, Regelungsunternehmen sowie ein Vertreter des Projektteams OPTISOL) direkt vor Ort durchgeführt.
4. Problemlokalisierung vor Ort und – wenn nötig – Klärung, wie hoch die entstehenden Kosten sind und wer die Kosten für die Instandsetzung im Rahmen der Gewährleistung zu tragen hat.
5. Behebung des Problems von den zuständigen Professionisten.
6. Analyse der Messdaten nach der Behebung der Schwachstellen zur Überprüfung des Optimierungserfolgs.
7. Sollten die erfolgten Maßnahmen nicht den erhofften Erfolg gebracht haben, musste der Optimierungsprozess nochmals von Beginn an durchgeführt werden.
8. Waren die Optimierungsmaßnahmen erfolgreich, wurden alle Projektbeteiligten darüber informiert.
9. War das Betriebsverhalten weitestgehend optimiert, wurde der Routine-Anlagenbetrieb wirksam.

Der beschriebene Ablauf eines messtechnisch unterstützten Optimierungsprozesses, erwies sich im Zuge von OPTISOL als äußerst sinnvoll und erfolgreich. Es zeigte sich, dass vor allem die permanente Information an die Projektbeteiligten über die Wirksamkeit der Maßnahmen sehr wichtig ist, um diese von der Sinnhaftigkeit weiterer Optimierungsschritte zu überzeugen.

6.1 Die am häufigsten erkannten Schwachstellen im Wärmeversorgungssystem

Als zentrales Instrument zur Steigerung der gesamten Systemqualität etablierte sich die sogenannte „Optimierungsphase“. Sämtliche über die Anlagenregelung bzw. über das Monitoringsystem aufgezeichnete Systemtemperaturen wurden in den ersten Betriebswochen analysiert und darauf aufbauend Optimierungsschritte eingeleitet.

Die Erfahrung aus dem Projekt zeigte, dass dadurch eine Vielzahl von ansonsten unentdeckten Schwachstellen erkannt und darauf basierend die Optimierungsschritte durchgeführt werden konnten. Dabei bleibt zu erwähnen, dass diese Schwachstellen in keinsten Weise nur das Solarsystem (zu klein dimensionierte oder fehlerhafte Wärmetauscher, Lufteinschlüsse in parallelen Kollektorfeldern, unsachgemäße Fühlerpositionierung, etc.) betreffen sondern gleichermaßen auch den konventionellen Wärmeerzeuger (unnötig hohe Vorlauftemperaturen, unnötig große auf Temperatur gehaltene Bereitschaftsvolumina im Energiespeicher, extreme Taktbetriebe, reduzierte Brennwerteffekte, etc.) die Gesamtregelung (fehlerhafte Programmierung, unsachgemäße Fühlerpositionierungen, etc.) oder auch das Wärmeverteilsystem (unnötig hohe Netzrücklauftemperaturen aufgrund unsachgemäßer Einregulierung oder defekter Regulierventile, schwankende Netzvorlauftemperaturen, etc.).

All diese Schwachstellen wirken sich negativ auf die erzielbaren Jahressystemnutzungsgrade der Wärmeversorgungsanlagen aus, bleiben aber in der Regel über Jahre hindurch unbemerkt und werden durch wesentlich höheren Primärenergieeinsatz kompensiert.

Dieses Kapitel zeigt eine Bandbreite von Schwachstellen an den Wärmeversorgungsanlagen im Breitentest und beinhaltet mit hoher Wahrscheinlichkeit die auch bei anderen Anlagen am häufigsten auftretenden Betriebsdefizite. Entsprechend ihrer Häufigkeit wurden die festgestellten Schwachstellen bei den zehn Wärmeversorgungssystemen nachfolgend gereiht.

<u>6 mal aufgetreten:</u>	Einbindung bzw. Betrieb des konventionellen Wärmeerzeugers
<u>5 mal aufgetreten:</u>	Ein unnötig großes Bereitschaftsvolumen im Energiespeicher
<u>4 mal aufgetreten:</u>	Erhöhte Rücklauftemperaturen des Wärmeverteilsnetzes
<u>3 mal aufgetreten:</u>	Suboptimale Drehzahlregelung der Solarprimär- und Sekundärpumpe
<u>3 mal aufgetreten:</u>	Unnötigerweise zu hohe Temperaturen im Energiespeicher seitens der konventionellen Wärmeerzeugung
<u>3 mal aufgetreten:</u>	Mängel am Solarwärmetauscher (zu klein dimensioniert, defekt)
<u>3 mal aufgetreten:</u>	Suboptimale Einregulierung der Solarkreisläufe
<u>3 mal aufgetreten:</u>	Fehlerhafte Regulierventile
<u>3 mal aufgetreten:</u>	Suboptimale Speicher- bzw. Rohrleitungsdämmung
<u>1 mal aufgetreten:</u>	Lufteinschlüsse in einem parallelen Kollektorkreis
<u>1 mal aufgetreten:</u>	Unsachgemäß positionierter Kollektorfühler

Die Erfahrungen aus den „Optimierungsphasen“ im Projekt OPTISOL zeigen deutlich, dass der Großteil der Schwachstellen durch wenig aufwendige Systemanalysen in den ersten beiden Betriebsmonaten erkannt und auch im Rahmen der Gewährleistungsfristen ohne Zusatzkosten für den Auftraggeber behoben werden kann.

6.2 Festgestellte Anlagenschwachstellen sowie deren Abhilfe im Detail

In den nachfolgenden Abschnitten werden beispielhafte Anlagenschwachstellen der untersuchten Demonstrationsanlagen und deren Behebung dargestellt. Wiederholungen werden hier vermieden.

6.2.1 Anlage Nittnergasse

Hier zeigte sich ein Problem im Anlagenbetrieb unmittelbar nach Beginn der Heizperiode. Lagen die Netzurücklauftemperaturen im Sommerbetrieb bei rund 30°C, stiegen diese zu Beginn der Heizperiode auf bis zu maximal 50°C an.

Höhere Netzurücklauftemperaturen verursachen:

- ⇒ Höhere Verteilnetzverluste
- ⇒ Schlechtere Ausnutzung des Energiespeichers
- ⇒ Höhere Abstrahlverluste des Energiespeichers
- ⇒ Höhere Kollektormitteltemperaturen und dadurch niedrigere Kollektorwirkungsgrade
- ⇒ Niedrigere Wirkungsgrade des Gas-Brennwertkessels, da der Brennwerteffekt nur selten erreicht werden kann.

Nachdem das Problem anhand der Messdaten erkannt wurde (siehe Abbildung 71, linke Seite), die Ursache aber nicht festgestellt werden konnte, musste die Anlage vor Ort überprüft werden. Im Zuge der Anlagenüberprüfung stellte sich heraus, dass ein einzelner Heizkörper, der den Gemeinschaftswaschraum des Gebäudes beheizt, ohne hydraulische Einregulierung an die Hauptversorgungsleitung des Wärmeverteilnetzes angeschlossen war. Dadurch konnte ein zu großer Massenstrom über diesen Heizkörper strömen, was zu den erhöhten Temperaturen im Wärmeverteilnetzrücklauf führte.

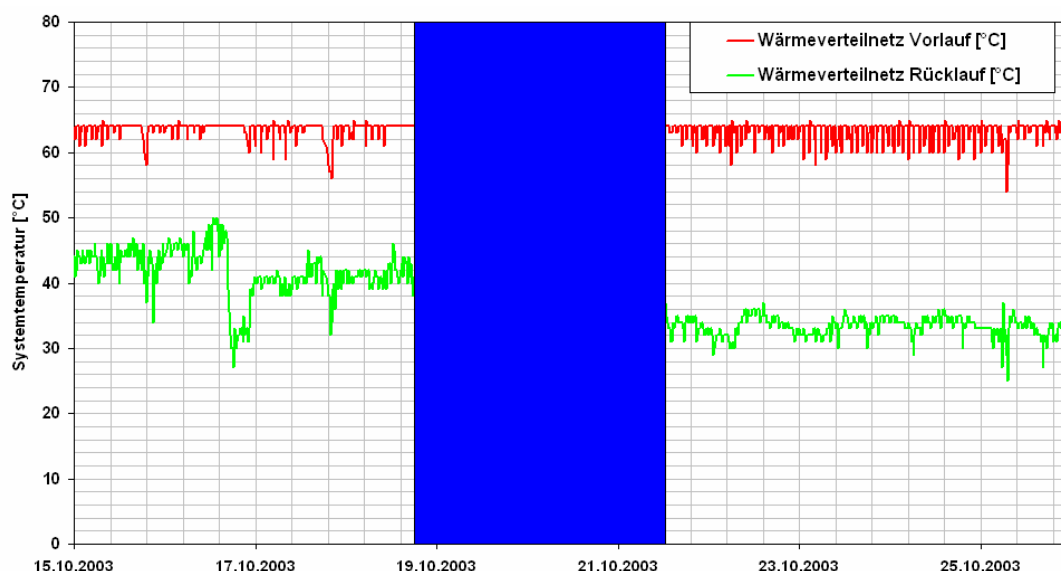


Abbildung 71: Anlage Nittnergasse/ Temperaturen im Wärmeverteilnetzvor- und Rücklauf/ links sind deutlich die zu hohen Rücklauftemperaturen, rechts sind die auf die Solltemperatur von rund 30°C reduzierten Rücklauftemperaturen nach der Problembekämpfung zu erkennen

Der Einbau eines voreinstellbaren Thermostatventils an diesem Radiator durch den zuständigen Installateur, führte zur Senkung der Netzurücklauftemperatur auf das gewünschte Temperaturniveau von rund 30°C (siehe Abbildung 71, rechte Seite).

6.2.2 Anlage Seiersberg

Dieses solarunterstützte Heizungssystem wurde im Jänner 2004 in Betrieb genommen. Gleichzeitig mit der Auswertung von Temperaturprofilen wurden Ertragsdaten bilanziert. Dabei stellte sich heraus, dass die Energieausbeute der Solaranlage im Jänner und Februar 2004, im Vergleich zu anderen Anlagen, zu geringe spezifische Kollektorerträge lieferte. Auch im Vergleich zu den simulierten Erträgen war der tatsächliche Ertrag über zwei Monate deutlich zurückgelegen (Abbildung 72).

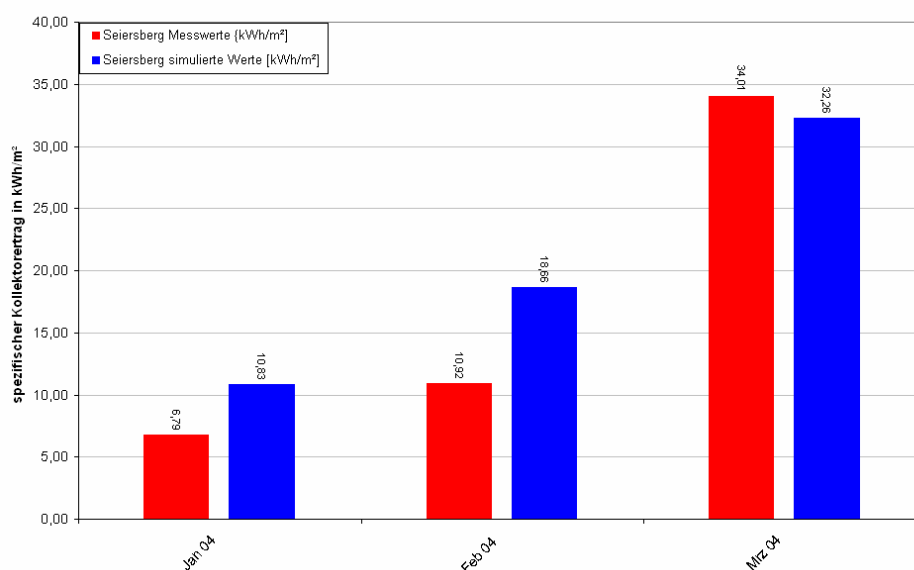


Abbildung 72: Anlage Seiersberg / Simulationsergebnisse im Vergleich mit Messwerten / Zeitraum: Jan. 04 bis März 04 / Problem: spezifischer Kollektorertrag im Jan. und Februar zu gering / im März waren die Probleme bereits gelöst, wie deutlich am Ertragsvergleich zwischen Messung und Simulation erkannt werden kann.

Für dieses Verhalten der Solaranlage konnten nach genauer Überprüfung der Anlage mehrere Faktoren verantwortlich gemacht werden, die nachfolgend genauer beschrieben werden.

Nachentlüftung der Solaranlage

Eine erste Vermutung zur Erklärung der vergleichsweise geringen monatlichen Solarerträge war, dass eines der beiden parallelen Kollektorfelder, aufgrund von Lufteinschlüssen überhaupt nicht, oder nur schlecht durchströmt war.

Da aufgrund der gemessenen Kollektortemperaturen (Anordnung der Temperaturmessfühler) nicht mit Sicherheit ausgeschlossen werden konnte, dass sich Luft in einem der parallelen Kollektorfelder befand, wurde eine Überprüfung der Kollektoren vor Ort durchgeführt.

Bei konstanter Einstrahlung und gleicher Durchströmung der Kollektoren sollten diese auch annähernd die gleiche Temperatur aufweisen. Vor Ort konnte schnell festgestellt werden, dass

ein Kollektorfeld (und zwar das linke Kollektorfeld in Abbildung 73) wesentlich heißer als das andere war.

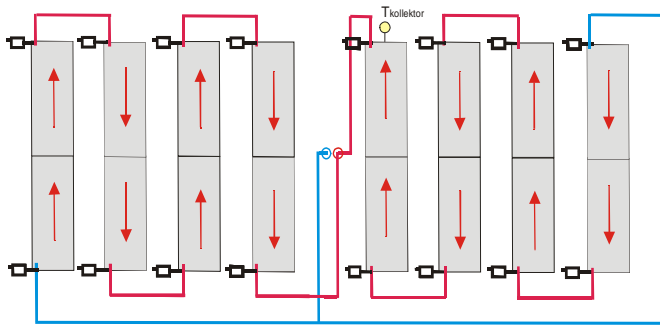


Abbildung 73: Kollektorverschaltung Anlage Seiersberg. Im rechten Kollektorfeld kam es zu Luftansammlungen.



Abbildung 74: Ansicht der Kollektorfläche bei der Anlage in Seiersberg

Ein wiederholtes Spülen und Entlüften des Kollektorfeldes führte zum gewünschten Erfolg. Bei parallelen Kollektorgruppen empfiehlt es sich daher in jedem hydraulischen Kreis einen Kollektorfühler zu positionieren und diesen an die Routineanlagenüberwachung zu koppeln.

Suboptimale Drehzahlregelung der Solarkreisumpen

Weiters zeigte die Analyse der Systemtemperaturverläufe eine zu große Temperaturdifferenz zwischen Primär- und Sekundärkreis der Solaranlage. Die Temperaturen in Vor- und Rücklauf des Primärkreises der Solaranlage lagen um bis zu 15 K über den Temperaturen in Vor- und Rücklauf des Sekundärkreises (Abbildung 75). Im Vergleich hierzu liegen Solltemperatur- bzw. Auslegungstemperaturdifferenzen bei 5 bis 6 K.

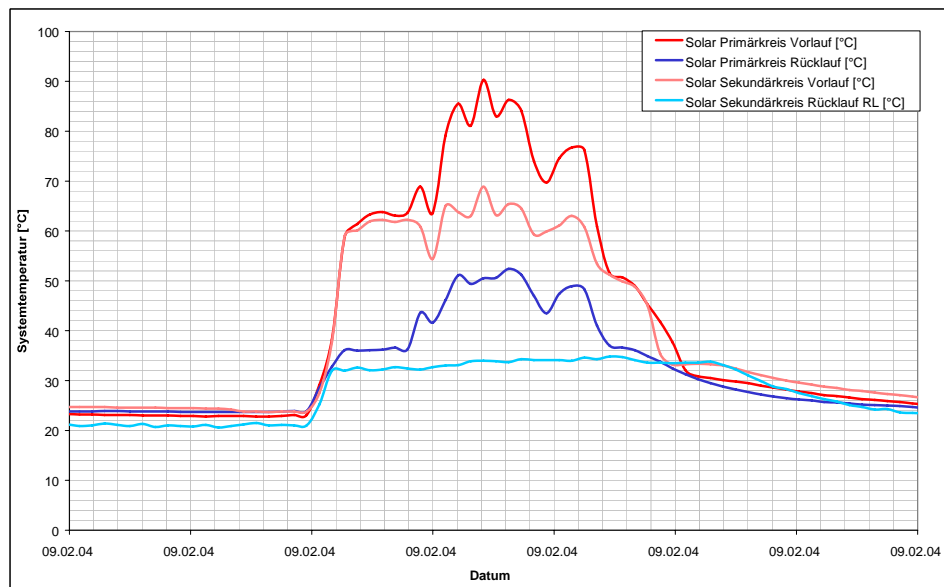


Abbildung 75: Anlage Seiersberg/ Temperaturen in Primär- und Sekundärkreis der Solaranlage an einem sonnigen Tag/ Zeitraum 1 Tag / Problem: Temperaturdifferenz zwischen Primär- und Sekundärkreis ist zu groß

Zu hohe Temperaturen im Primärkreis der Solaranlage bedeuten:

- ⇒ höhere Kollektormitteltemperaturen und somit eine deutliche Verschlechterung des Kollektorwirkungsgrades
- ⇒ Im Extremfall kann es durch zu hohe Kollektortemperaturen unnötigerweise zum Stagnationsfall (Verdampfen des Kollektormediums) kommen.

Als Problemursache kamen zwei Punkte in Frage. Entweder wurde der externe Plattenwärmetauscher zwischen Primärkreis und Sekundärkreis des Solarsystems zu klein ausgelegt oder die Massenströme in Primär- und Sekundärkreis der Solaranlage sind nicht richtig aufeinander abgestimmt, was an einer suboptimalen Funktion der Drehzahlregelung der Pumpen liegen kann.

Da anhand der Messdatenanalyse keine der beiden Ursachen ausgeschlossen werden konnte, wurde eine Anlagenüberprüfung vor Ort durchgeführt. Dabei mussten zur Prüfung der Funktion des Wärmetauschers Eingriffe in die Hydraulik - bei gleichzeitiger Messdatenaufzeichnung - vorgenommen werden.

- Die Drehzahlregelung der Pumpen im Solarprimär- und im Solarsekundärkreis wurde außer Betrieb gesetzt.
- Die beiden Pumpen wurden von Hand auf entsprechende Drehzahl gestellt und mittels Strangregulierventilen auf die berechneten Nenndurchflüsse eingestellt.
- Nach erfolgter Einregulierung wurde mit der Aufzeichnung der Temperaturen begonnen, wobei alle Temperaturen des Solarsystems in 5-Minuten Intervallen erfasst wurden.

Die sich einstellenden Temperaturverläufe zeigten, dass der Wärmetauscher in der Lage ist, die geforderte Grädigkeit von maximal 6 K zu erreichen und somit als Fehlerquelle ausgeschlossen werden kann (siehe Abbildung 76).

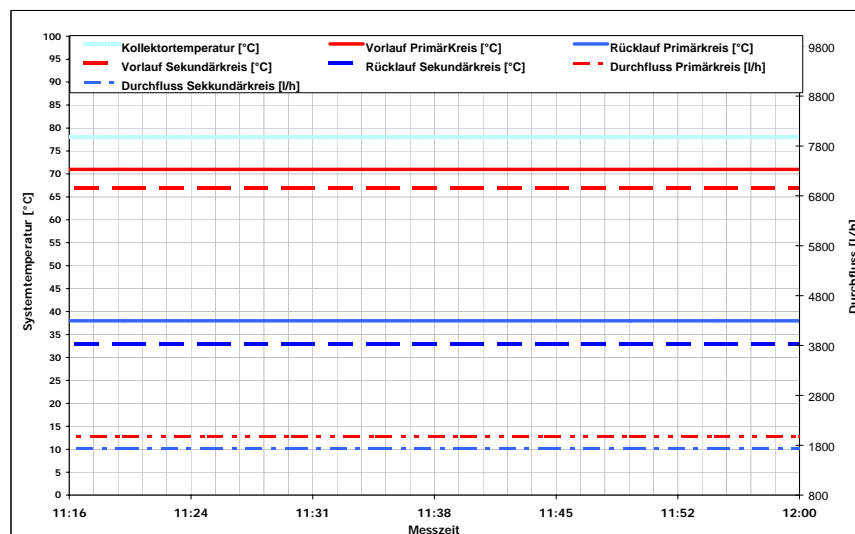


Abbildung 76: Anlage Seiersberg/ Temperaturen der Solaranlage bei Betrieb von Primär- und Sekundärkreis mit Auslegungsmassenstrom/ Zeitraum 1 Stunde / Grädigkeit des Wärmetauschers zeigt 5 bis 6 K und ist demnach in Ordnung

Somit blieb als mögliche Fehlerquelle noch eine suboptimal funktionierende Drehzahlregelung, die als nächstes im Detail betrachtet wurde. Detailanalysen zeigten, dass diese großen Temperaturunterschiede in Primär- und Sekundärkreis der Solaranlage vor allem bei einer raschen Veränderung der Sonneneinstrahlung auftraten. Aus diesem Grunde lag der Schluss nahe, dass die Drehzahlregelung der Solarpumpen zu langsam auf Veränderungen der Einstrahlungsintensität reagierte.

Zur Problembeseitigung musste die Regelungsfirma hinzugezogen werden, die herausfand, dass nicht das gesamte Spektrum des Reglerausgangssignals (0 bis 10 Volt) zur Verfügung stand. Die Drehzahlregelung der Pumpen konnte somit bei einer raschen Änderung der Einstrahlungsintensität, die Drehzahl nicht schnell genug verändern.

Nach der Problemidentifikation konnte die Problembeseitigung rasch erfolgen, wie die Temperaturverläufe in Abbildung 77 zeigen.

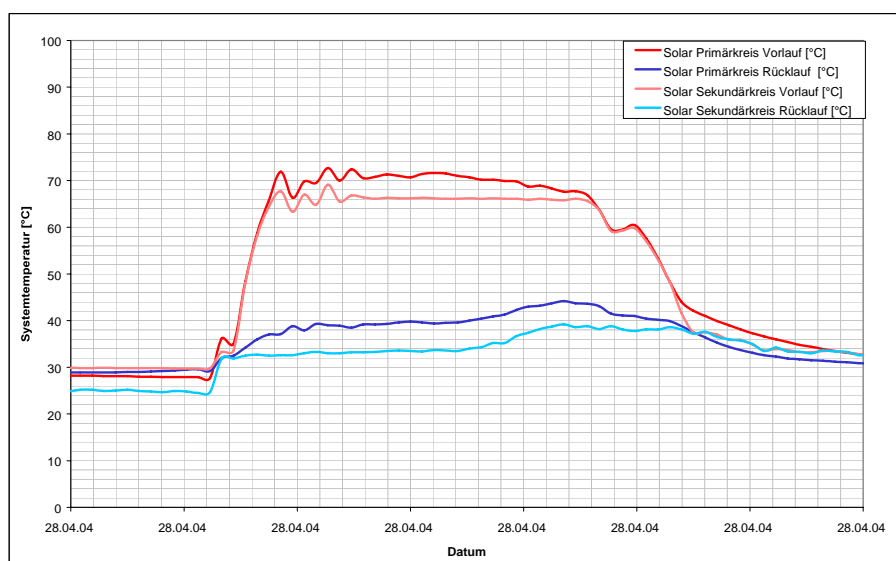


Abbildung 77: Anlage Seiersberg/ Temperaturen in Primär- und Sekundärkreis der Solaranlage an einem sonnigen Tag/ Zeitraum 1 Tag / Temperaturdifferenz zwischen Primär- und Sekundärkreis ist in Ordnung

Deutlich zu erkennen ist, dass die Temperaturen im Primärkreis der Solaranlage nach erfolgter Optimierung der Drehzahlregelung nur noch um die Grädigkeit des Wärmetauschers (etwa 5 bis 6 K) über den Temperaturen des Sekundärkreises lagen.

Zu großes Bereitschaftsvolumen im Energiespeicher auf Temperatur

Eine weitere Schwachstelle im Anlagenbetrieb stellte bei der Anlage Seiersberg das zu große und seitens der Fernwärmenachladung auf Temperatur gehaltene Bereitschaftsvolumen dar. Das Bereitschaftsvolumen sollte, in Abhängigkeit von Nachheizleistung und Regelung so gewählt werden, dass die Versorgungssicherheit des Gebäudes in jedem Fall gewährleistet ist, aber trotzdem nicht unnötiges Speicherreservoir auf Temperatur gehalten wird.

Zu große Bereitschaftsvolumina im Energiespeicher führen zu:

- ⇒ erhöhten Energiespeicherverlusten
- ⇒ einem geringeren nutzbaren Speichervolumen für die Solaranlage und daraus resultierend zu geringeren Solarerträgen

⇒ größerem Nachheizenergiebedarf

Die Berechnungen zur Versorgungssicherheit ergaben ein Bereitschaftsvolumen von rund 1.500 Litern. Das Schaltvolumen sollte 500l betragen und die restlichen 6.000 Liter sollten für die Beheizung durch die Solaranlage reserviert sein. Die Temperaturverläufe aus den Messergebnissen (Abbildung 78) zeigten aber, dass der Energiespeicher von der Fernwärmeversorgung bis zur Speichermitte aufgeheizt wurde, d. h., dass ein Volumen von 4.000 Litern regelmäßig auf rund 70°C aufgeheizt wurde (die blaue Linie entspricht der Temperatur auf Höhe Speichermitte, also bei rund 4.000 Litern).

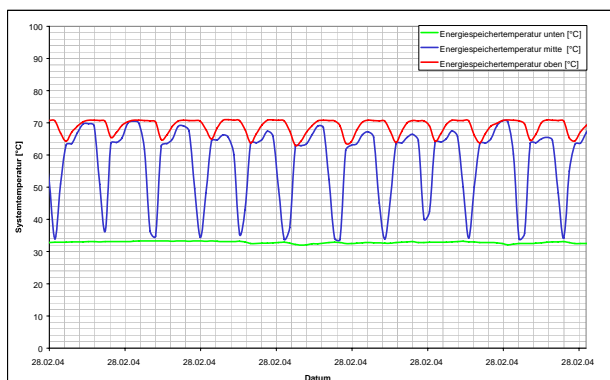


Abbildung 78: Anlage Seiersberg/ Temperaturen im Energiespeicher/ Zeitraum: 1 Tag/ Problem: der Speicher wird bis zur Mitte aufgeheizt (siehe blaue Linie).

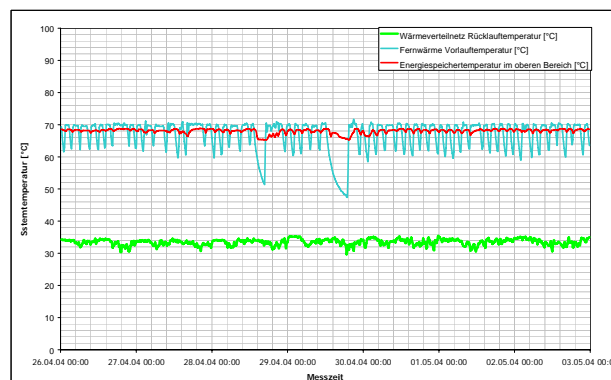


Abbildung 79: Anlage Seiersberg/ Temperaturen im Energiespeicher/ Zeitraum: 1 Tag/ Problem: der Speicher wird bis zur Mitte aufgeheizt.

Um die Problemursache zu finden, musste die Anlage vor Ort überprüft werden. Im Rahmen dieser Überprüfung konnte eine falsche Ventilstellung des Fernwärmerücklaufes festgestellt werden. Durch Korrektur der Ventilstellung konnte, wie in Abbildung 79 ersichtlich, die Zeit der Fernwärmeladung und somit auch das aufgeheizte Volumen, erheblich (um mehr als 2.000 Liter) reduziert werden. Gleichzeitig konnte das Versorgungstemperaturniveau auf unter 70°C abgesenkt werden. Diese Maßnahmen führten zu einer erheblichen Reduktion der Speicherverluste.

Nachdem diese vorhin genannten Optimierungsschritte am System Ende Februar 2004 durchgeführt wurden, konnte ab März 2004 eine deutliche Steigerung des spezifischen Kollektorertrages beobachtet werden (siehe hierzu Abbildung 72, rechte Seite). Die Erträge stiegen ab März deutlich und lagen nach den erfolgten Optimierungsschritten bereits über den Werten, welche laut Simulation zu erwarten waren.

6.2.3 Eggersdorf

Nach erfolgter Optimierungsphase (Jänner bis März 2004) zeigte die gesamte Wärmeversorgungsanlage in dem verbleibenden Untersuchungszeitraum (April 2004 bis Dezember 2005) ein absolut zufriedenstellendes Betriebsverhalten. Innerhalb der Optimierungsphase konnten zwei zentrale Maßnahmen zur Verbesserung der Systemqualität gesetzt werden.

Fehlerhafter Solarwärmetauscher

Im Zuge der Auswertung der Temperaturprofile wurde eine zu hohe Grädigkeit des externen Wärmetauschers der Solaranlage festgestellt. Zwei Möglichkeiten kommen hierzu als Fehlerquelle in Frage. Entweder der Wärmetauscher ist zu klein dimensioniert bzw. fehlerhaft (Produktionsfehler, verlegte Kanäle, etc.) oder eine suboptimale Drehzahlregelung ist für das Fehlverhalten verantwortlich.

Zu hohe Grädigkeiten am Solarwärmetauscher bedeuten:

- ⇒ höhere Kollektormitteltemperaturen und somit eine deutliche Verschlechterung des Kollektorwirkungsgrades
- ⇒ höherer Nachheizenergiebedarf

Da anhand der Messdatenanalyse keine der beiden Ursachen ausgeschlossen werden konnte, wurde eine Anlagenüberprüfung vor Ort durchgeführt. Dabei mussten zur Prüfung der Funktion des Wärmetauschers Eingriffe in die Hydraulik - bei gleichzeitiger Messdatenaufzeichnung - vorgenommen werden.

- Die Drehzahlregelung der Pumpen im Solarprimär- und im Solarsekundärkreis wurde außer Betrieb gesetzt.
- Die beiden Pumpen wurden von Hand auf entsprechende Drehzahl gestellt und mittels Strangreguliertventilen auf die berechneten Nenndurchflüsse eingestellt.
- Nach erfolgter Einregulierung wurde mit der Aufzeichnung der Temperaturen begonnen, wobei alle Temperaturen des Solarsystems in 5-Minuten Intervallen erfasst wurden.

Die sich einstellenden Temperaturverläufe zeigten (siehe Abbildung 80, linke Seite), dass der Wärmetauscher nicht in der Lage ist, die geforderte Grädigkeit von maximal 6 K zu erreichen und somit deutlich als Fehlerquelle identifiziert wurde.

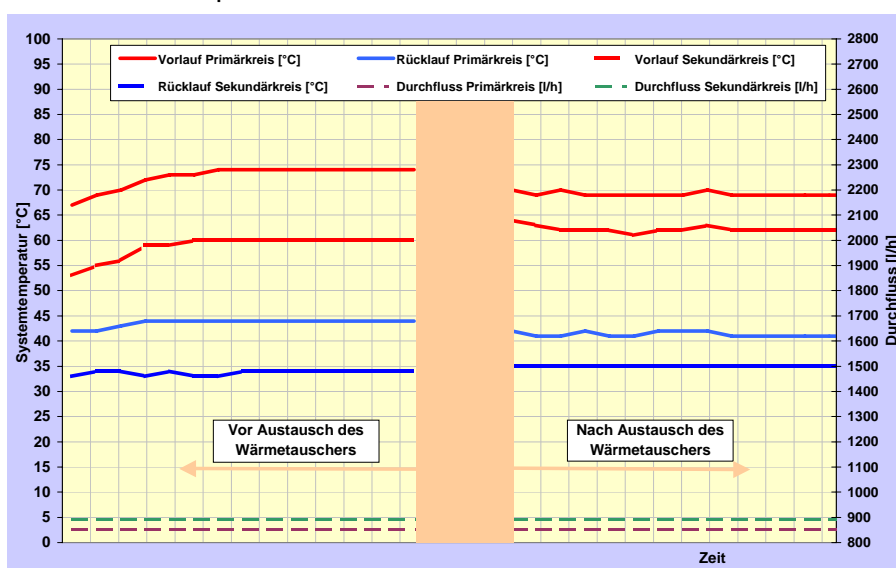


Abbildung 80: Darstellung der gemessenen Wärmetauschergrädigkeiten vor (rechts, ca. 12 K) und nach dem Wechsel des Wärmetauschers (links, ca. 7 K).

Nach einer Überprüfung des ursprünglich eingebauten Wärmetauschers durch den Hersteller stellte sich heraus, dass ein Produktionsfehler vorlag, der das Erreichen der „Soll“-Grädigkeit verhinderte. Das fehlerhafte Produkt wurde vom Hersteller durch ein neues Produkt gleicher Größe ersetzt und neuerlich mit konstant einregulierten Massendurchsätzen vermessen. Wie die Messergebnisse in Abbildung 80 (rechte Seite) zeigen, konnte die Grädigkeit deutlich (auf rund 7 K) reduziert werden.

Temperatur des Bereitschaftsvolumens im Energiespeicher zu hoch

Mittels Analyse des Speichertemperaturprofils konnten bei dieser Anlage leicht überhöhte Temperaturen im Bereitschaftsteil des Energiespeichers festgestellt werden.

Überhöhte Temperaturen im Bereitschaftsteil des Energiespeichers führen zu:

- ⇒ erhöhten Energiespeicherverlusten
- ⇒ einem geringeren nutzbaren Speichervolumen für die Solaranlage und daraus resultierend zu geringeren Solarerträgen
- ⇒ größerem Nachheizenergiebedarf

Da diese überhöhten Speichertemperaturen zwischen 75 und 80°C auch zu einstrahlungslosen Zeiten auftraten, konnte die Ursache hierfür nur beim konventionellen Wärmeerzeuger, in diesem Fall ein Hackgutkessel, liegen. In Abbildung 81 sind die Temperaturen des oberen Bereichs des Energiespeichers sowie die Vorlauftemperatur des Hackgutkessels abgebildet.

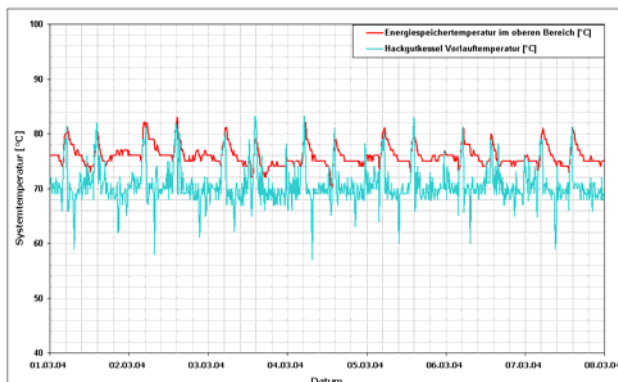


Abbildung 81: Die erzielten Temperaturen des Bereitschaftsvolumens müssten hinsichtlich Versorgungssicherheit nicht ganz so hoch sein

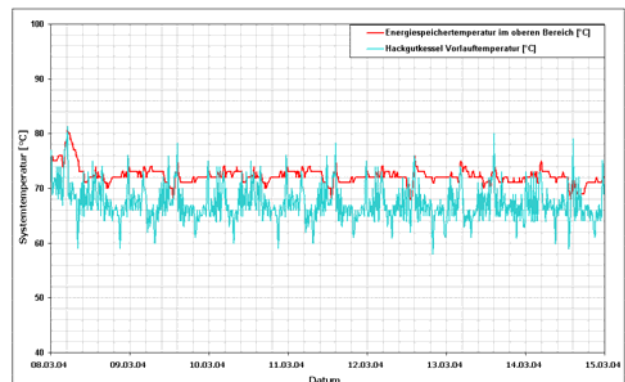


Abbildung 82: Die Bereitschaftstemperaturen im Energiespeicher konnten dauerhaft um etwa 5K reduziert werden, was sich mit geringeren Speicherverlusten auswirkt

Zur Minderung der Problemstellung wurde in Kooperation mit dem Regelungsprogrammierer die Vorlauftemperatur des Hackgutkessels auf die vom Hersteller vorgegebene Mindesttemperatur reduziert und daraus resultierend die Bereitschaftstemperatur des Energiespeichers um 5 K abgesenkt (siehe Abbildung 82).

6.2.4 Markt Hartmannsdorf

Die Wärmeversorgungsanlage dieses Projektes ging im Frühjahr 2004 in Betrieb. Das anfängliche Betriebsverhalten zeigte sich als grundsätzlich zufriedenstellend. Erst durch

systembedingte Änderungen in der Betriebsweise mit Ende der Heizperiode, stellten sich einige suboptimale Effekte ein.

Hohe Rücklauftemperaturen aus dem Wärmeverteilnetz

Im Gegensatz zu den anderen 9 Demonstrationsobjekten erfolgt hier die Wärmeabgabe über Flächenheizsysteme mit einer Auslegungstemperaturpaarung von 35 °C/30 °C. Dadurch kann die durchschnittliche Rücklauftemperatur aus dem Wärmeverteilnetz auch unter 30°C abgesenkt werden.

Im Rahmen der Messdatenanalyse konnte hier ein Anstieg der Netzzücklauftemperatur auf bis zu 45°C in unmittelbarem Zusammenhang mit der Außentemperatur, also zu Zeiten, an denen keine Raumwärmeversorgung erfolgte, festgestellt werden). Das beschriebene Verhalten ist deutlich in Abbildung 83 zu erkennen.

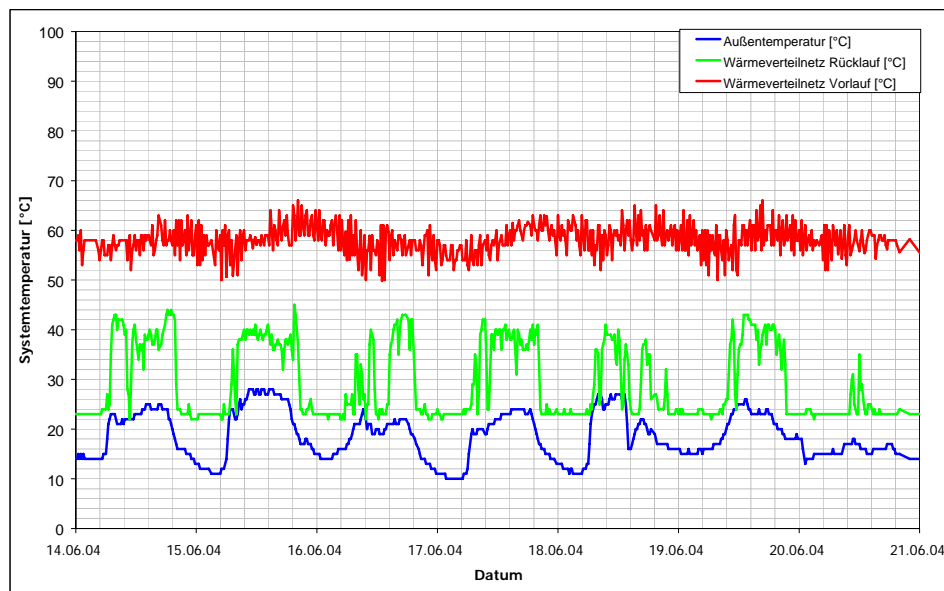


Abbildung 83: Anlage Markt Hartmannsdorf/ Temperaturen im Energiespeicher und Außentemperatur im Juni/ Zeitraum: 1 Woche/ Problem: bei Temperaturen über 20 °C steigen die Wärmeverteilnetzrücklauftemperaturen stark an

Höhere Netzzücklauftemperaturen verursachen:

- ⇒ Höhere Verteilnetzverluste
- ⇒ Schlechtere Ausnutzung des Energiespeichers
- ⇒ Höhere Abstrahlverluste des Energiespeichers
- ⇒ Höhere Kollektormitteltemperaturen und dadurch niedrigere Kollektorwirkungsgrade
- ⇒ Ungünstigere Rahmenbedingungen für den Betrieb des Nahwärmenetzes.

Nachdem das Problem durch Fernanalyse nicht lokalisiert werden konnte, erfolgte eine Begehung der Anlage vor Ort.

Im Zuge dieser Begehung konnte ein Hydraulikfehler in der Wärmeübergabestation der Therapieräume als Ursache für die erhöhten Netzzücklauftemperaturen festgestellt werden. Das Fehlen eines Zwei-Wege-Ventils (Position 8 in Abbildung 84) im Heizungsrücklauf ermöglichte einen Massendurchsatz über die Wohnungsstation, obwohl kein Verbrauch in den

Therapieräumen (Warmwasser und Raumwärme) vorherrschte. Genau dieser Effekt führte zu einer Anhebung der Rücklauftemperatur im gesamten Wärmeverteilnetz.

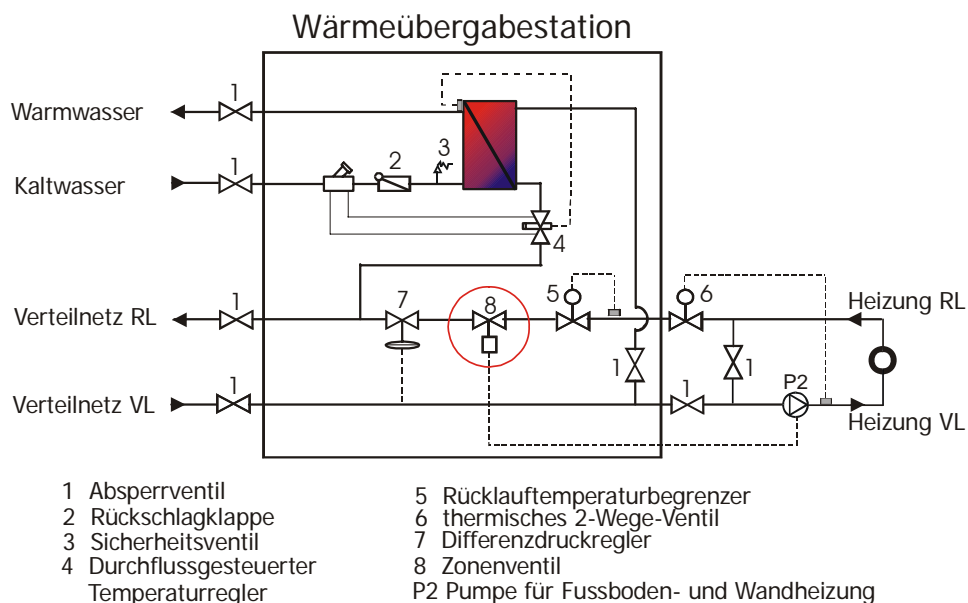


Abbildung 84: Hydraulikschema der Wohnungsstation „Therapieräume“

Um der Fehlströmung entgegen zu wirken, wurde das Zonenventil 8 (roter Kreis in Abbildung 84) eingebaut und zur Pumpe P2 parallel geschaltet, d.h. das Ventil 8 öffnet nur dann, wenn die Pumpe P2 läuft. Somit ist die direkte Strömung zwischen Netzvor- und Rücklauf unterbunden.

Abbildung 85 zeigt die Temperaturverläufe, die sich nach Einbau des Zonenventils 8 eingestellt haben. Deutlich ist zu erkennen, dass der Wärmeverteilnetzrücklauf wieder konstant unter 30°C liegt.

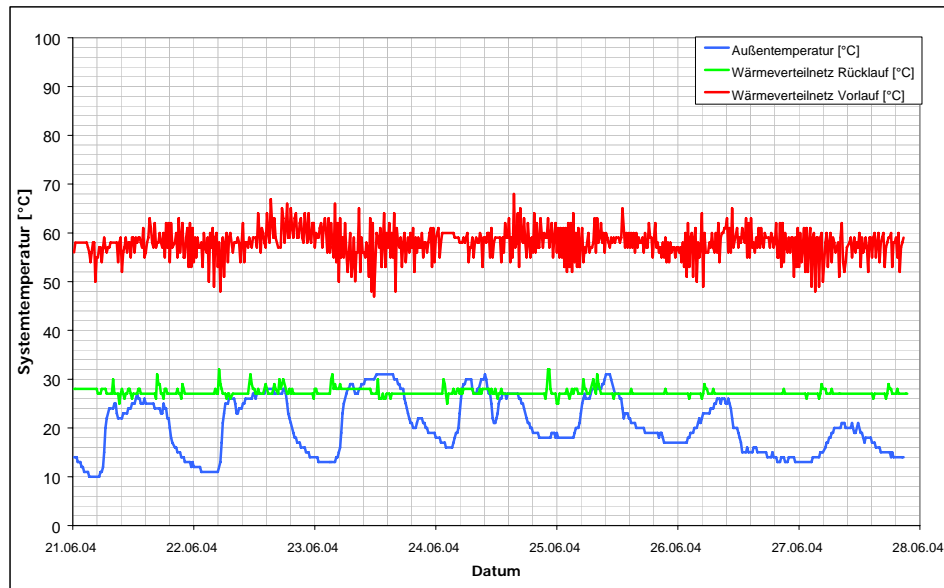


Abbildung 85: Anlage Markt Hartmannsdorf / Temperaturen im Energiespeicher und Außentemperatur im Juni nach erfolgter Optimierung / Zeitraum: 1 Woche / nach erfolgtem Einbau des Zwei-Wege-Ventils liegen die Netzzücklauftemperaturen wieder unter 30°C

Fehlerhafte Regelungsumschaltung auf Sommerbetrieb sowie Abkühlung des Energiespeichers über das Nahwärmenetz im Sommer

Wie auch bei einer Vielzahl von anderen Nahwärmenetzen, erfolgt auch in Markt Hartmannsdorf in den Sommermonaten kein Betrieb des Nahwärmenetzes. Um die Versorgungssicherheit mit Warmwasser für die Bewohner an den einstrahlungsschwachen Sommertagen zu garantieren, wurde eine ergänzende Beheizung des Energiespeichers mit Nachtstrom realisiert. Eine automatische Erkennung ob Fernwärme verfügbar ist bzw. die Nachtstromladung benötigt wird, hätte seitens der Regelungsfirma programmiert werden sollen. Die Umsetzung dieser Programmierung war nachweislich fehlerhaft. In der Folge konnte aber ein interessantes Phänomen festgestellt werden.

Da die Regelung das Ausschalten der Fernwärme nicht erkannte, wurde am ersten Tag, an dem die Solaranlage nicht ausreichend Ertrag lieferte, die Nachheizungspumpe seitens der Nahwärmestation eingeschaltet. Wie in Abbildung 86 dargestellt, führte das Einschalten der Nachheizungspumpe zu einer kontinuierlichen Restentladung großer Teile des Energiespeichers. Aufgrund einer vorherrschenden Zirkulation des Wärmeträgers im Nahwärmenetz wurde also die Restwärme des Speichers in den Rücklauf des Nahwärmenetzes eingespeist.

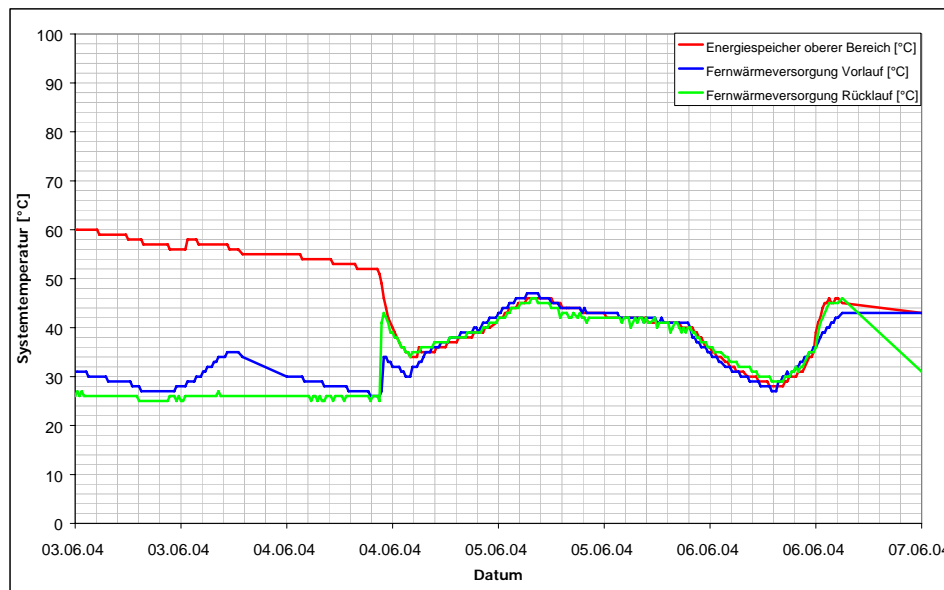


Abbildung 86: Temperaturverlauf des Energiespeichers und des Nachheizungskreislaufes der Anlage Markt Hartmannsdorf über eine Woche. Deutlich ist die Restentladung des Energiespeichers über das Nahwärmenetz zu erkennen

Nach der Problemlokalisierung wurde die Programmierung der Regelung auf eine automatische Erkennung hinsichtlich „Nahwärmeangebot“ und „Umschaltung auf Nachtstrom“ geändert.

Der nachfolgende Anlagenbetrieb bis Ende des Jahres 2005 erwies sich bei diesem Projekt als absolut zufriedenstellend und zeigte keinerlei Auffälligkeiten.

6.2.5 Schwarzer Weg

Die Wärmeversorgungsanlage des gegenständlichen Projekts ging im Dezember 2004 in Betrieb. Innerhalb der ersten Betriebsmonate konnten im Rahmen der Schwachstellenanalyse einige Punkte an Optimierungspotential aufgezeigt werden.

Extremer Taktbetrieb des Gasbrennwertkessels

Die Nachheizung des Bereitschaftsvolumens im Energiespeicher erfolgt über den Gasbrennwertkessel. Die Kesselanforderung wurde so definiert, dass das Bereitschaftsvolumen auf einer durchschnittlichen Temperatur von rund 65 °C ist. Lag eine Kesselanforderung vor, ging in der ursprünglichen Ausführung der Gasbrennwertkessel mit voller Leistung von 200 kW in Betrieb und erwärmte den Kessel. Diese Leistung reicht aus, damit das Bereitschaftsvolumen von etwa 1 m³ in nur wenigen Minuten voll durchgeladen werden kann. Neben erheblichen Durchmischungen im Speicher, hohen Kesselrücklauftemperaturen (häufig kein Brennwerteffekt) führte dieser Betrieb zu häufigen Brennerstarts (siehe Abbildung 87, linke Seite), was zu erheblichen Kesselverlusten und somit zu unnötigem Gasverbrauch führte.

Zur Problemlösung wurde ein modulierender Betrieb des Gasbrennwertkessels, in Abhängigkeit der vorherrschenden Temperaturzustände im Bereitschaftsteil, in Verbindung mit einer Drehzahlregelung der Kesselladepumpe vorgeschlagen. Um den Kessel modulierend betreiben zu können, muss der Gasbrennwertkessel mit einem 0–10 Volt Signal angesteuert werden. Dies konnte mit einem nachträglich eingebauten Steuermodul auf effiziente Weise erreicht werden.

Nach der Umsetzung der Verbesserungsvorschläge konnten, wie in Abbildung 87 (rechte Seite) zu erkennen ist, erhebliche Laufzeitverlängerungen sowie wesentlich tiefere Kesselrücklauftemperaturen (im Betrachtungszeitraum durchschnittlich um die 30°C) erreicht werden. Gerade der zweite Aspekt ist entscheidend bei der Nutzung des Brennwerteffektes des Gaskessels.

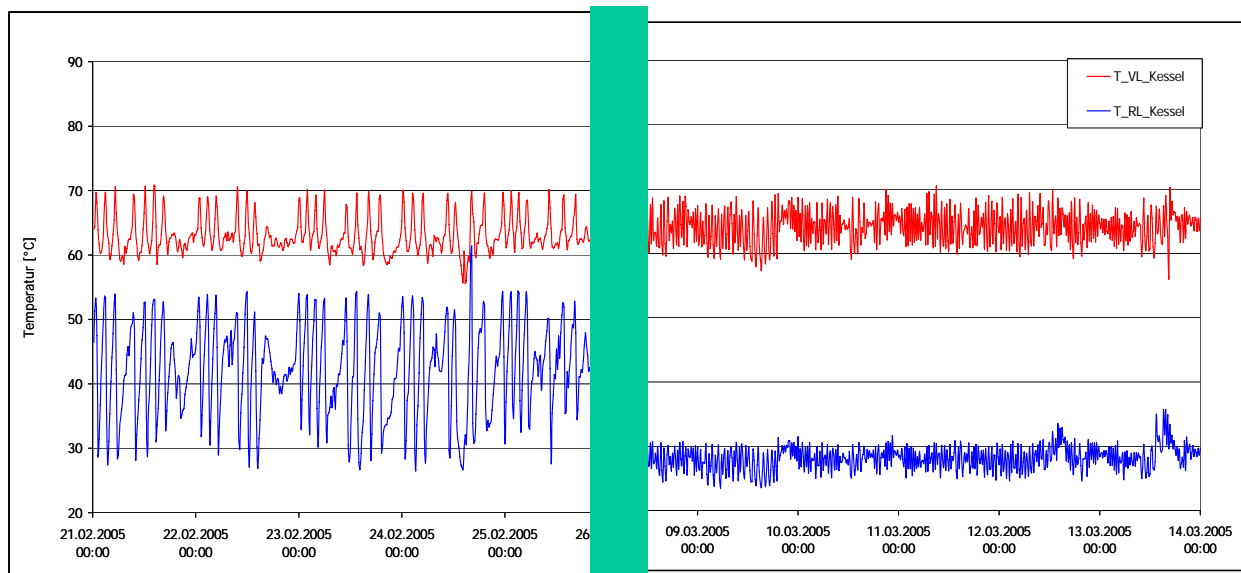


Abbildung 87: Vor- und Rücklauftemperaturen des Gasbrennwertkessels der Anlage „Schwarzer Weg“ vor (links) und nach (rechts) der Optimierung

Zu großes Bereitschaftsvolumen im Energiespeicher auf Temperatur

Ein weiteres an der Anlage „Schwarzer Weg“ festgestellte Systemdefizit betraf ein zu großes, seitens des Gaskessels auf Temperatur gehaltenes, Bereitschaftsvolumen. Grundsätzlich soll das Bereitschaftsvolumen, in Abhängigkeit von Nachheizleistung und Regelung so gewählt werden, dass die Versorgungssicherheit des Gebäudes in jedem Fall gewährleistet ist, aber trotzdem nicht unnötiges Speicherreservoir auf Temperatur gehalten wird.

Zu große Bereitschaftsvolumina im Energiespeicher führen zu:

- ⇒ erhöhten Energiespeicherverlusten
- ⇒ einem geringeren nutzbaren Speichervolumen für die Solaranlage und daraus resultierend zu geringeren Solarerträgen
- ⇒ größerem Nachheizenergiebedarf

Wie in Abbildung 88 (linke Seite) zu erkennen ist, wurde der Energiespeicher bis über die Speichermitte (grüne Linie) auf einer Temperatur von ungefähr 66 °C gehalten. Die Höhe der Bereitschaftstemperatur ist mit 66°C zwar ok, die ständig auf Temperatur gehaltene große Wassermenge von insgesamt ~3.500 Litern birgt aber erhebliches Optimierungspotenzial. Denn aus Gründen der Versorgungssicherheit wäre für dieses Projekt ein Volumen von rund 1.000 Liter völlig ausreichend.

Nach Rücksprache mit der Regelungsfirma stellte sich heraus, dass für die Regelung bzw. für die Regelungsprogrammierung ein falscher Fühler berücksichtigt wurde. Die Richtigstellung in der Programmierung konnte prompt durchgeführt werden und führte auch im Ergebnis zum gewünschten Erfolg, wie in Abbildung 88 (rechte Seite) deutlich zu erkennen ist.

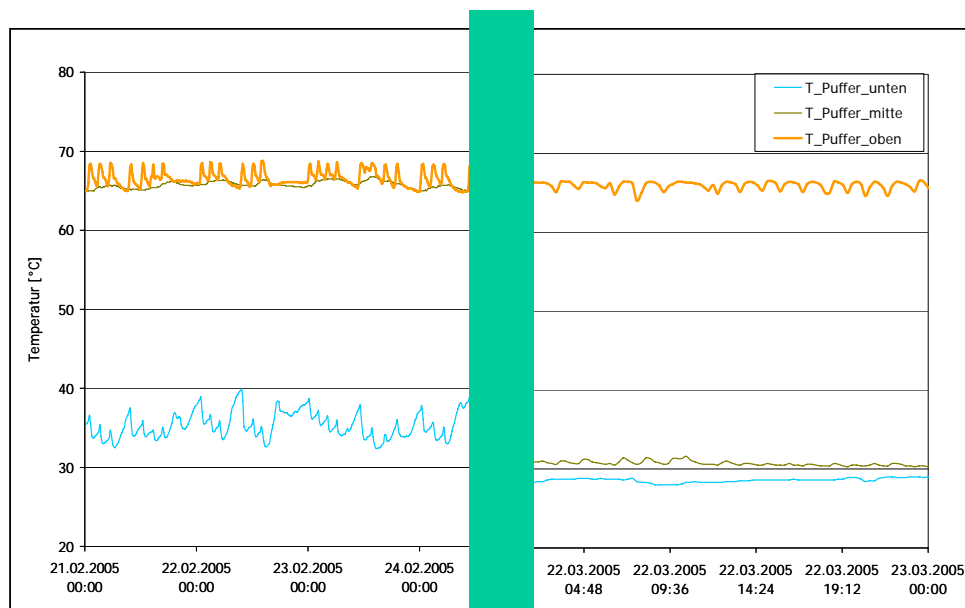


Abbildung 88: Energiespeichertemperaturen der Anlage „Schwarzer Weg“ vor (linke Seite) und nach (rechte Seite) der Optimierung

Regelung des Solarsystems und Fühlerpositionierung

Auch am Solarsystem konnten in den ersten Betriebswochen zwei Defizite festgestellt werden. In beiden Fällen (falsche Fühlerpositionierung bzw. suboptimale Drehzahlregelung) betrafen die Schwachstellen die Regelung des Solarsystems.

Im Rahmen der Messdatenanalyse konnte ein sehr großer Zeitunterschied zwischen dem Temperaturanstieg am Kollektor und im Solarprimärkreislauf erkannt werden (siehe Abbildung 89, Detail A). Daraus kann abgeleitet werden, dass die Anlage immer zu spät eingeschaltet wurde.

Verantwortlich für die Zeitverzögerung war ein falsch positionierter Kollektorfühler. Da der gelieferte Regelungsfühler einen größeren Durchmesser aufwies als das vorgesehene Fühlerröhrchen am Kollektor, wurde dieser seitens der Regelungsfirma an anderer Stelle provisorisch montiert.

Der Tausch des Fühlers gegen einen in das Fühlerröhrchen passenden Fühler sorgte hier für entsprechende Abhilfe, wie in Abbildung 90 deutlich zu sehen ist.

Weiters ist in Abbildung 89, Detail B zu erkennen, dass die Temperaturunterschiede zwischen den Rückläufen auf der Primär- und Sekundärseite stark schwanken. Als Ursache für dieses Verhalten konnte die suboptimale Drehzahlregelung der beiden Solarkreise festgestellt werden.

Die Drehzahlregelung der beiden Solarkreise (primär und sekundär) erfolgte in einer Art und Weise, dass der Primärkreis mit konstantem Massenstrom und der Sekundärkreis auf Solltemperatur drehzahl geregelt wurde. Aufgrund dieser Konstellation kam es in einzelnen Betriebspunkten zu den großen Grädigkeiten.

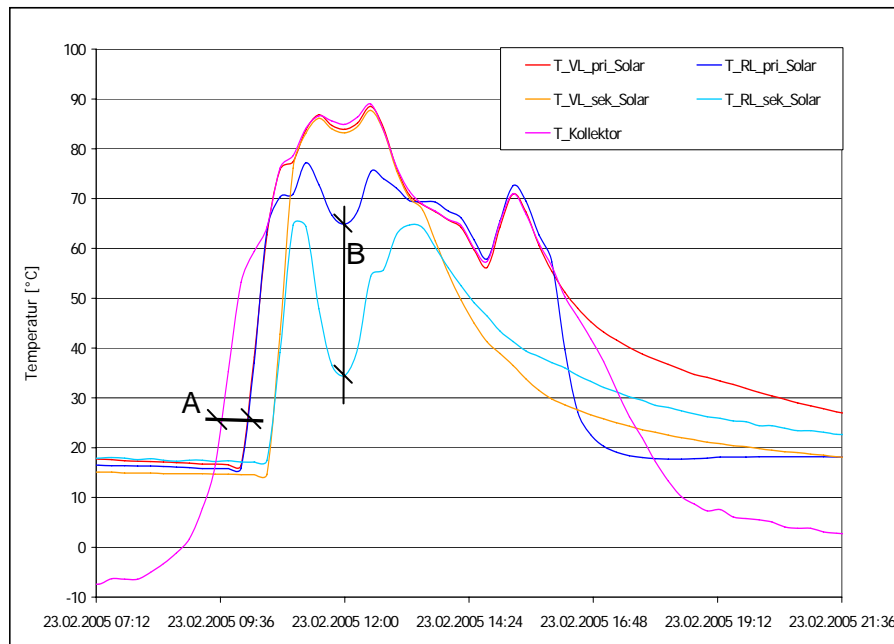


Abbildung 89: Temperaturen im Solarsystem der Anlage „Schwarzer Weg“ vor der Optimierung

Die Umsetzung einer vollständigen Drehzahlregelung (sowohl für Primärkreislauf als auch Sekundärkreislauf) durch die Regelungsfirma sorgte in diesem Fall für eine zufriedenstellende Problemlösung (siehe Abbildung 90).

In der Folge zeigte die Wärmeversorgungsanlage am „Schwarzen Weg“ ein sehr zufriedenstellendes Verhalten.

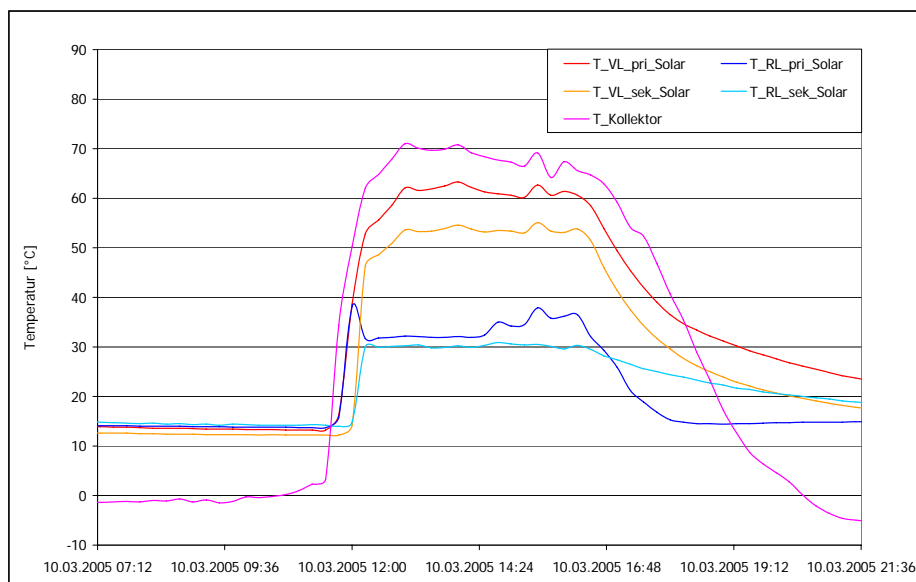


Abbildung 90: Temperaturen im Solarsystem der Anlage „Schwarzer Weg“ nach der Optimierung

6.2.6 Eggenberger Allee

Die Wärmeversorgungsanlage „Eggenberger Allee“ nahm den Probebetrieb im Dezember 2004 auf. In den ersten Monaten konnten im Rahmen der Messdatenanalyse zwei Anlagedefizite (zu großes Bereitschaftsvolumen auf Temperatur bzw. extremer Taktbetrieb des Gaskessels) erkannt und verbessert werden. Ein weiteres Systemfehlverhalten (nämlich stark schwankende Netzvorlauftemperaturen) zeigte sich aber erst im Sommer 2005.

Zu großes Bereitschaftsvolumen im Energiespeicher auf Temperatur

Das erste an der Anlage „Eggenberger Allee“ festgestellte Systemdefizit betraf ein zu großes, seitens des Gaskessels auf Temperatur gehaltenes, Bereitschaftsvolumen. Grundsätzlich soll das Bereitschaftsvolumen, in Abhängigkeit von Nachheizleistung und Regelung so gewählt werden, dass die Versorgungssicherheit des Gebäudes in jedem Fall gewährleistet ist, aber trotzdem nicht unnötiges Speicherreservoir auf Temperatur gehalten wird.

Zu große Bereitschaftsvolumina im Energiespeicher führen zu:

- ⇒ erhöhten Energiespeicherverlusten
- ⇒ einem geringeren nutzbaren Speichervolumen für die Solaranlage und daraus resultierend zu geringeren Solarerträgen
- ⇒ größerem Nachheizenergiebedarf

Wie in Abbildung 91 (linke Seite) zu erkennen ist, wurde der Energiespeicher bis über die Speichermitteltemperatur (orange Linie) auf einer Temperatur von ungefähr 67 °C gehalten. Die Höhe der Bereitschaftstemperatur ist mit 67°C zwar ok, die ständig auf Temperatur gehaltene große Wassermenge von insgesamt ~4.500 Litern birgt aber erhebliches Optimierungspotenzial. Denn aus Gründen der Versorgungssicherheit wäre ein Volumen von rund 1.500 Liter völlig ausreichend.

Nach Rücksprache mit der Regelungsfirma stellte sich heraus, dass für die Regelung bzw. für die Regelungsprogrammierung ein falscher Fühler berücksichtigt wurde. Die Richtigstellung in der Programmierung konnte prompt durchgeführt werden und führte auch im Ergebnis zum gewünschten Erfolg, wie in Abbildung 91 (rechte Seite) deutlich zu erkennen ist.

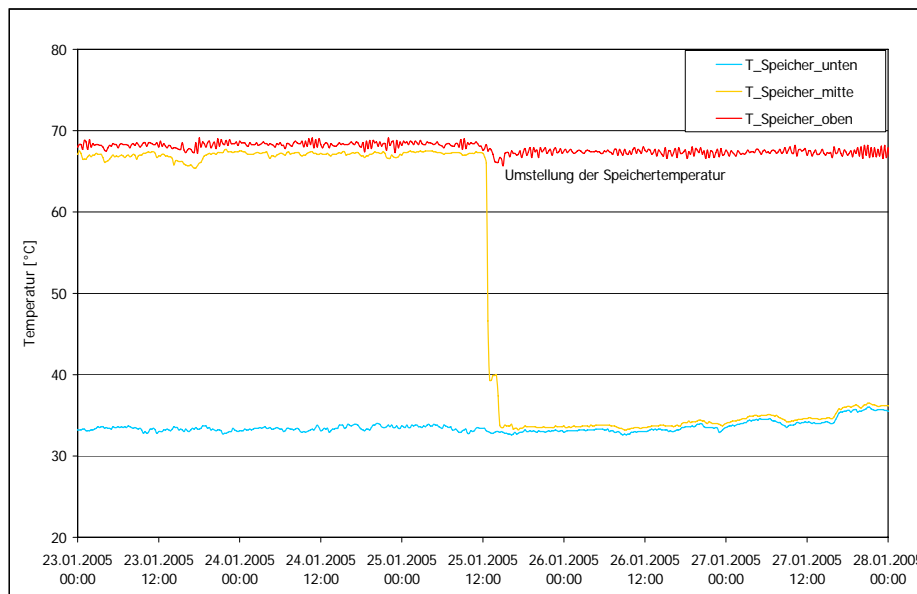


Abbildung 91: Energiespeichertemperaturen der Anlage „Eggenberger Allee“ in einer Jännerwoche. Deutlich zu erkennen ist die erfolgte Umprogrammierung der Regelung anhand des reduzierten Bereitschaftsvolumens (die Temperatur in der Speichermitte bleibt bei Beladung des Energiespeichers durch den Gaskessel kühl, siehe den Verlauf der orangen Linie)

Extremer Taktbetrieb des Gasbrennwertkessels

Die Nachheizung des Bereitschaftsvolumens im Energiespeicher erfolgt über den Gasbrennwertkessel. Die Kesselanforderung wurde so definiert, dass das Bereitschaftsvolumen auf einer durchschnittlichen Temperatur von rund 67 °C ist. Lag eine Kesselanforderung vor, ging in der ursprünglichen Ausführung der Gasbrennwertkessel mit voller Leistung von 300 kW in Betrieb und erwärmte den Kessel. Diese Leistung reicht aus, damit das Bereitschaftsvolumen von etwa 1,5 m³ in nur wenigen Minuten voll durchgeladen werden kann. Neben erheblichen Durchmischungen im Speicher, hohen Kesselrücklauftemperaturen (häufig kein Brennwerteffekt) führte dieser Betrieb zu häufigen Brennerstarts, was zu erheblichen Kesselverlusten und somit zu unnötigem Gasverbrauch führte.

Zur Problemlösung wurde ein modulierender Betrieb des Gasbrennwertkessels, in Abhängigkeit der vorherrschenden Temperaturzustände im Bereitschaftsteil, in Verbindung mit einer Drehzahlregelung der Kesselladepumpe vorgeschlagen. Um den Kessel modulierend betreiben zu können, muss der Gasbrennwertkessel mit einem 0–10 Volt Signal angesteuert werden. Dies konnte mit einem nachträglich eingebauten Steuermodul auf effiziente Weise erreicht werden.

Nach der Umsetzung der Verbesserungsvorschläge konnten erhebliche Laufzeitverlängerungen sowie wesentlich tiefere Kesselrücklauftemperaturen (im Betrachtungszeitraum durchschnittlich um die 30°C) erreicht werden. Gerade der zweite Aspekt ist entscheidend bei der Nutzung des Brennwerteffektes des Gaskessels.

Stark schwankende Netzvorlauftemperaturen

Nach einigen Monaten problemlosen Anlagenbetrieb konnte beim Projekt „Eggenberger Allee“ während des reinen Sommerbetriebs ein weiteres Defizit festgestellt werden. Messergebnisse zeigen deutlich, dass es zu starken Schwankungen der Netzvorlauftemperatur kommt.

Stark schwankende Netzvorlauftemperaturen verursachen:

- ⇒ Komforteinbußen, da möglicherweise das Brauchwassertemperaturniveau nicht erreicht werden kann
- ⇒ erhöhte Netzurücklauftemperaturen, da sich das Temperaturniveau praktisch parallel verschiebt

Die Netzvorlauftemperaturen sollten bei einem Zwei-Leiter-Netz in Abhängigkeit der Auslegungstemperaturen (Warmwasserwärmetauscher und Radiatoren) grundsätzlich konstant mit 55–65°C betrieben werden. Gibt es starke Temperaturschwankungen in der Netzvorlaufleitung kann es einerseits zu erhöhten Netzurücklauftemperaturen und andererseits zu geringen Warmwasserzapftemperaturen kommen.

Die Ursache für die stark schwankenden Netzvorlauftemperaturen in den Sommermonaten liegen in einem Vorlauftemperaturmischer, der grundsätzlich für die Anforderungen in Zwei-Leiter-Netzen ungeeignet ist. Besonders deutlich wird die Fehlfunktion in den Sommermonaten, wo extrem schwankende Volumenströme (entsprechend des Tagesverbrauchsprofils an Warmwasser) sowie sehr hohe Energiespeichertemperaturen (durch das Solarsystem auf bis zu 95°C) auftreten.

Als Problemlösung wurde der Austausch des mittels Mischermotors angetriebenen Ventils durch einen Thermomischer vorgeschlagen und auch umgesetzt. Seit dieser Nachjustierung im Sommer 2005 wurden in der nachfolgenden Anlagenbegleitung keine weiteren Mängel festgestellt.

6.2.7 Theodor Körner Straße

Die Wärmeversorgungsanlage für die Wohnsiedlung „Theodor-Körner-Straße“ ging im Dezember 2004 in Betrieb. Die Messdatenanalyse zeigte in den ersten Betriebswochen einige Optimierungsmöglichkeiten auf.

Fehlerhafte Netzvorlauftemperaturregelung und zu hohe Netzurücklauftemperaturen

Da die Warmwasserbereitung in der „Theodor-Körner-Straße“ mittels dezentralen Plattenwärmetauschern in den Wohnungsübergabestationen im Durchflusprinzip erfolgt, muss das Verteilnetz 24 Stunden am Tag mit einer konstanten Temperatur von 60–65 °C betrieben werden. Wie in Abbildung 92 dargestellt, war von der Regelungsfirma einerseits die Netzvorlauftemperatur mit 55°C tagsüber zu gering vorgegeben worden, andererseits wurde eine Nachtabenkung auf rund 45°C programmiert. Dadurch konnte weder der Raumheizungsbedarf noch der Brauchwasserbedarf abgedeckt werden.

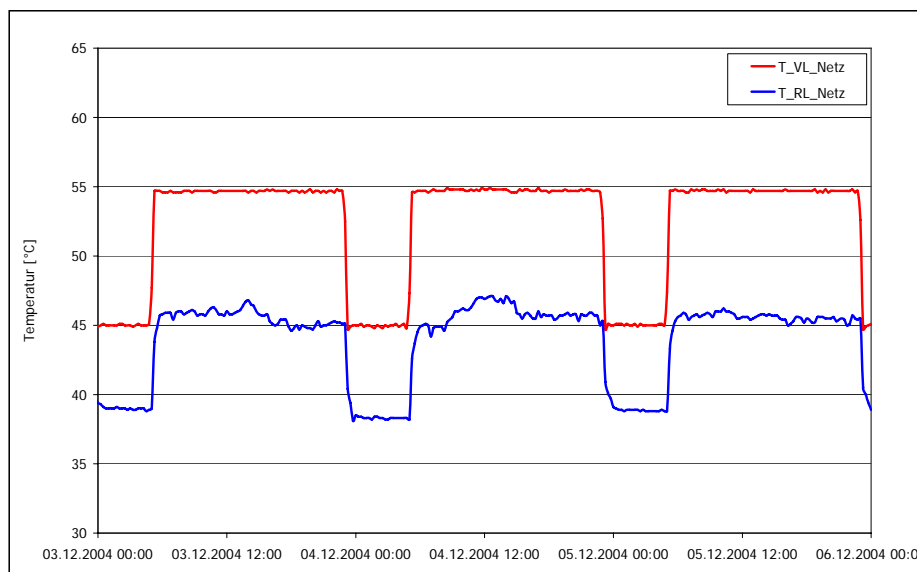


Abbildung 92: Vor- und Rücklauftemperaturen des Wärmeverteilnetzes „Theodor Körner Straße“ vor der Optimierung

Die Netzvorlauftemperaturregelung konnte durch Umprogrammierung einfach und schnell behoben werden, wie Abbildung 93 zeigt.

Neben den suboptimalen Netzvorlauftemperaturen zeigten sich auch die Netzurücklauftemperaturen (siehe Abbildung 92) für Zwei-Leiter-Netze mit Werten um bis zu 47°C als viel zu hoch.

Die Ursache für die hohen Netzurücklauftemperaturen war ein Unterverteiler in der Lüftungszentrale, der als druckloser Verteiler ausgeführt ist. Ein druckloser Verteiler zeichnet sich dadurch aus, dass zwischen Vorlauf- und Rücklaufverteiler kein Differenzdruck vorherrscht, da diese miteinander verbunden sind. Deshalb konnte über diesen Subverteiler Medium auf Vorlauftemperatur unabgekühlt den anderen Rücklaufsträngen beigemischt werden, was die Erhöhung der Netzurücklauftemperaturen auf bis 47°C verursachte.

Höhere Netzurücklauftemperaturen bedeuten:

- ⇒ Höhere Verteilnetzverluste
- ⇒ Schlechtere Ausnutzung des Energiespeichers
- ⇒ Höhere Abstrahlverluste des Energiespeichers
- ⇒ Höhere Kollektormitteltemperaturen und dadurch niedrigere Kollektorwirkungsgrade
- ⇒ Ungünstigere Rahmenbedingungen für den Betrieb des Fernwärmenetzes.

Der Lösungsansatz in diesem Fall war der Einbau eines Rücklauftemperaturbegrenzers in der Verbindungsleitung zwischen Vor- und Rücklaufverteiler in der Lüftungszentrale. Dadurch konnten die Rücklauftemperaturen aus diesem Unterverteiler auf maximal 40°C reduziert werden. Die Auswirkungen dieser Maßnahme auf die gesamte Netzurücklauftemperatur sind in Abbildung 93 dargestellt. Von ursprünglichen 47°C Netzurücklauftemperatur konnte dieser auf durchschnittlich 35°C gesenkt werden.

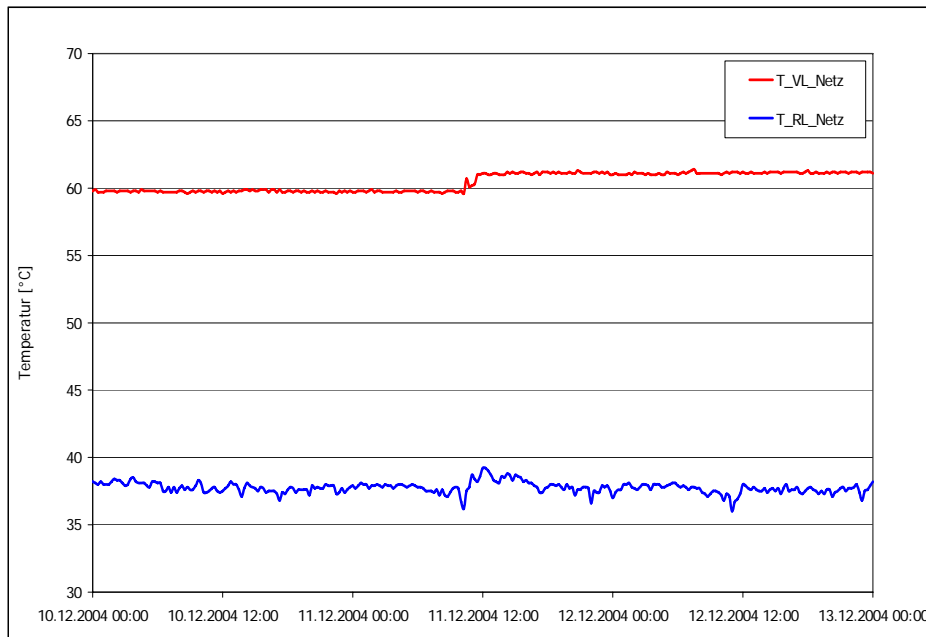


Abbildung 93: Vor- und Rücklauftemperaturen des Wärmeverteilsnetzes „Theodor Körner Straße“ nach der Optimierung

Betrieb der Solarsekundärkreispumpe während der Nacht

Aus Abbildung 94 ist deutlich erkennbar, dass die Solarpumpe im Sekundärkreis (gelbe Linie) in den Morgen- beziehungsweise Nachtstunden eingeschaltet war und mit Temperaturen zwischen 33 und 55°C (aus dem Energiespeicher) beaufschlagt wurde. Und dies, obwohl klarerweise kein Energieertrag zu erwarten war bzw. auch die Primärkreispumpe außer Betrieb war. Auch für dieses Fehlverhalten zeichnete die Anlagenregelung verantwortlich. Ein Unterbinden des Sekundärpumpenbetriebs bei nicht in Betrieb befindlicher Primärkreispumpe war zwar ursprünglich programmiert, aber in der Freischaltung nicht aktiviert worden. Erst das Nachholen dieses Versäumnisses brachte den gewünschten Erfolg.

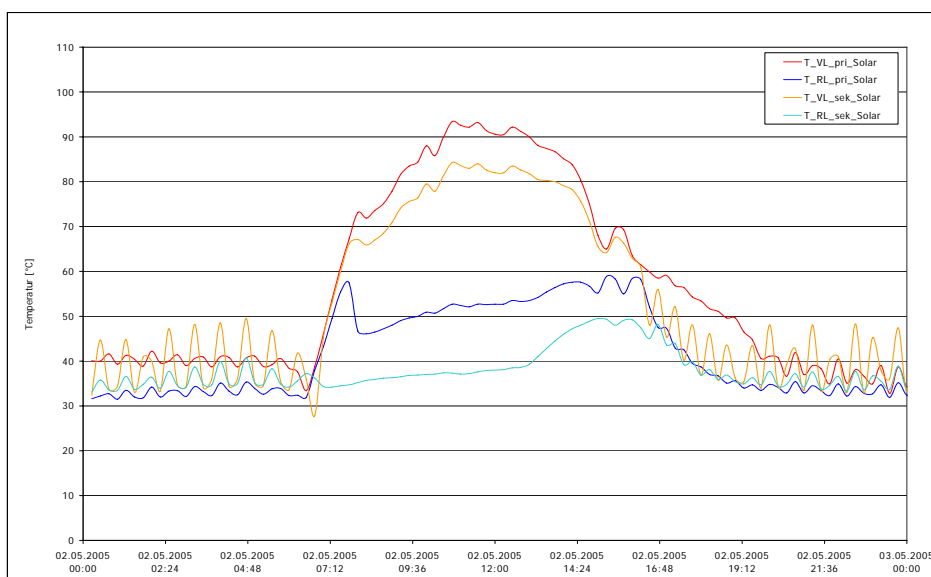


Abbildung 94: Temperaturen in Primär- und Sekundärkreislauf des Solarsystems der Anlage „Theodor-Körner-Straße“ über einen Tag - vor der Optimierung

Grädigkeit des Solarwärmetauschers zu hoch

Bei genauer Betrachtung und Analyse der Temperaturprofile in Abbildung 94 wurde des weiteren eine viel zu hohe Grädigkeit des Solarwärmetauschers festgestellt. Betrag der Auslegungswert rund 5 K so, wurde messtechnisch ein Wert von mehr als 10 K nachgewiesen. Des Weiteren ist aus der Abbildung 94 ersichtlich, dass die Grädigkeit des Wärmetauschers nicht dem Auslegungswert von 5 K entspricht.

Da die Drehzahlregelung entsprechend zufriedenstellend funktionierte, lag die Ursache in einem zu klein dimensionierten Solarwärmetauscher. Nach erfolgtem Tausch desselben liegt die Grädigkeit knapp über den geforderten 5 K (siehe Abbildung 95).

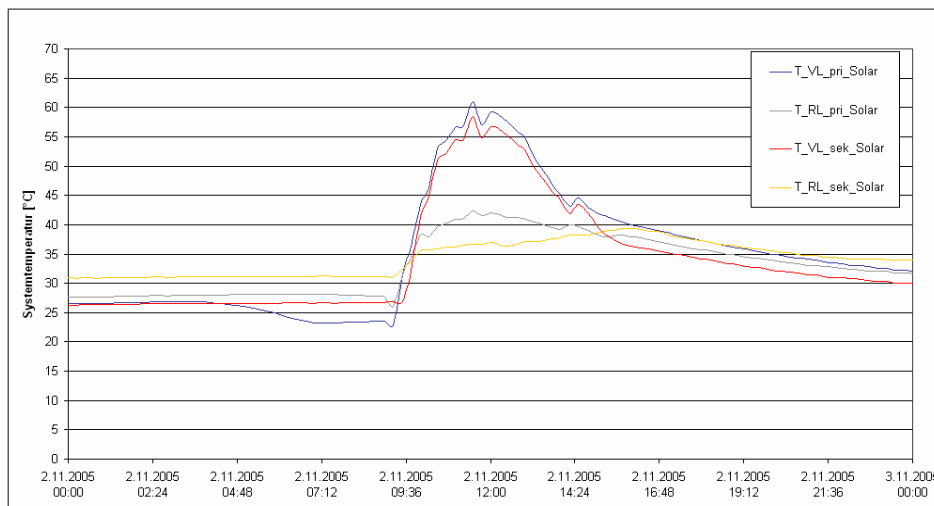


Abbildung 95: Temperaturen in Primär- und Sekundärkreislauf des Solarsystems der Anlage „Theodor-Körner-Straße“ über einen Tag - nach der Optimierung

6.2.8 Schwarzparkstraße

Die Wärmeversorgungsanlage „Schwarzparkstrasse“ wurde seit der Inbetriebnahme und dem vollständigen Bezug der Wohnungen nahezu optimal betrieben. Bis auf einige Kleinigkeiten (kurzzeitig höhere Netzrücklauftemperaturen wegen Bezug des zweiten Bauabschnittes, kleiner Feinjustierungen, etc.) konnten hier keine nachhaltigen Anlagenschwachstellen festgestellt werden.

6.2.9 Lange Gasse

Die Wärmeversorgungsanlage „Lange Gasse“ wurde im Frühjahr 2005 in Betrieb genommen (Probetrieb). Auch bei dieser Anlage konnten durch Analyse der Messdaten einige Defizite lokalisiert werden.

Bei den festgestellten Schwachstellen handelte es sich durchwegs um ähnliche Optimierungspotenziale wie bereits bei den vorgenannten Anlagen beschrieben.

Durchgeführte Optimierungsmaßnahmen:

- Nachträgliche Einregulierung des Solarsystems (zwei getrennte Kollektorflächen)
- Neuprogrammierung der Drehzahlregelung des Solarsystems

- Leistungsregelung der Nachheizung und dadurch Minimierung der Energiespeicherverluste
- Austausch des Netzvorlaufmischers gegen einen geeigneten thermischen Mischer

6.2.10 Sandgasse“

Die Wärmeversorgungsanlage „Sandgasse“ befand sich, wie bereits erwähnt, zur Zeit der Berichtslegung in der Endphase der Umsetzung. Ergebnisse zur Optimierungsphase liegen somit noch nicht vor.

7 Gemessene Wärmemengen und erstellte Energiebilanzen

Nach Abschluss der im vorigen Kapitel behandelten Optimierungsphase, startete für Demonstrationsanlagen die Routineanlagenüberwachung. In dieser Phase galt das Hauptaugenmerk einerseits der Überwachung der grundsätzlichen Anlagenfunktion (Störungsmeldefunktion) sowie der Aufzeichnung von monatlichen Energieflüssen. Erklärtes Projektziel war es, die Routineanlagenüberwachung bei allen Anlagen möglichst über ein volles Betriebsjahr durchzuführen. Aufgrund von Verzögerungen bei den Bauzeitplänen, konnten von den zehn Solarsystemen acht über ein volles Betriebsjahr untersucht werden.

Da in allen hydraulischen Kreisen Wärmemengenzähler positioniert waren, konnten folgende Kennzahlen gebildet werden:

- Spezifischer Jahressolarertrag (für acht Anlagen)
- Solare Deckungsgrad (für acht Anlagen)
- Gesamtsystemnutzungsgrad (für fünf Anlagen, bei drei Anlagen waren zum Zeitpunkt der Berichtslegung die Einzelwohnungsverbräuche noch nicht verfügbar, weshalb kein Systemnutzungsgrad gebildet werden konnte)

Des Weiteren wurden die in der Planungsphase durchgeführten Simulationsrechnungen (Spezifischer Jahressolarertrag, Solare Deckungsgrad) mit den Messergebnissen als auch mit dem „Garantiewert“ verglichen. Der Garantiewert ist der Mindestjahressolarertrag, der seitens des ausführenden Unternehmens dem Bauträger vertraglich garantiert wird. Der Garantiewert wurde bei allen Demonstrationsanlagen mit 350 kWh/m²a festgelegt. Durch die Vergleiche zwischen Simulationswert, Garantiewert und Messwert, konnten wichtige Erkenntnisse über die erzielbare Planungssicherheit gewonnen werden.

An dieser Stelle muss erwähnt werden, dass auch bei optimaler Anlagenfunktion Unterschiede zwischen Messung und Simulation durchaus auftreten können, da in der Simulation mit Klimadaten gearbeitet wird, die den langjährigen Jahresdurchschnitt widerspiegeln. In der Realität können aber doch erhebliche Abweichungen hinsichtlich Einstrahlung und Außentemperatur (stellvertretend für den Raumwärmebedarf) vom langjährigen Jahresdurchschnitt auftreten.

Bei der Interpretation der Jahressystemnutzungsgrade (Wärmebilanzen) muss darauf hingewiesen werden, dass hierin, aufgrund der komplexen messtechnischen Aufgabe (eine Vielzahl von Wärmemengenzählern, große Bandbreiten bei den auftretenden Netzvolumenströmen, etc.), Potenzial für Ungenauigkeiten schlummert. Für tendenzielle Bewertungen besitzen aber auch die Ergebnisse der Wärmebilanzen ausreichende Genauigkeit.

7.1 Energetische Betrachtung der einzelnen Demonstrationsobjekte

7.1.1 Energetische Betrachtung „Nittnergasse“

Für die Anlage „Nittnergasse“ (6 Wohneinheiten, 30m² Bruttokollektorfläche, 2,5 m³ Energiespeicher) liegen vollständige Jahresmesswerte vor.

Abbildung 96 zeigt den Jahresverlauf des gemessenen spezifischen Kollektorertrages im Vergleich zu den Simulationswerten. Es zeigte sich, dass die gemessenen Erträge deutlich über

den Simulationen liegen. Neben einem optimierten Anlagenbetrieb ist der einstrahlungsreiche Sommer 2003 ein weiterer Grund für die Überschreitung des simulierten spezifischen Ertrags von mehr als 14%. Im Vergleich zum langjährigen Mittel (liegen dem Simulationsprogramm zu Grunde) wurden im Jahr 2003 um bis zu 10 % höhere Einstrahlungswerte erreicht.

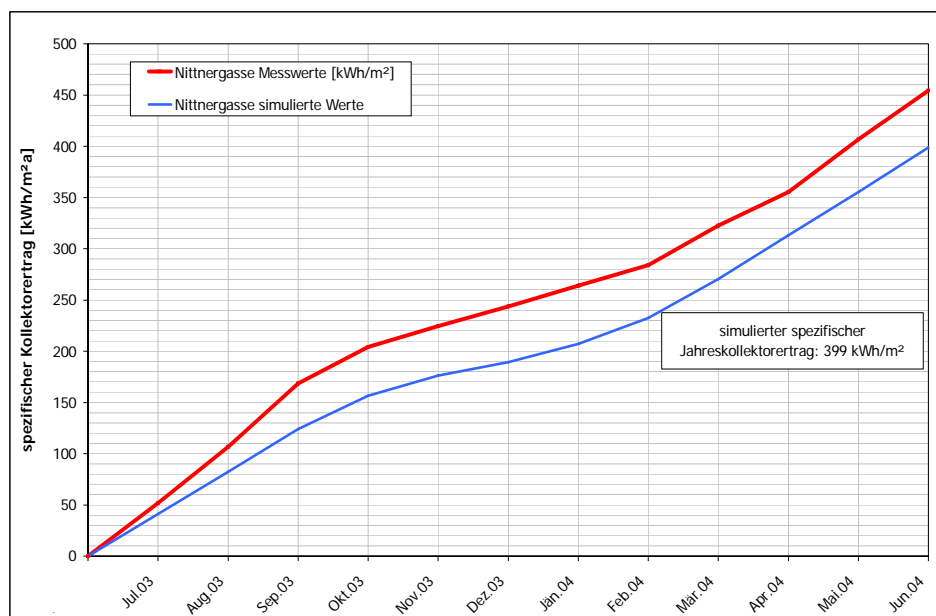


Abbildung 96: Spezifischer Kollektorertrag „Nittnergasse“ - Vergleich Simulation ($399 \text{ kWh/m}^2_{\text{BKF a}}$) und Messung ($454 \text{ kWh/m}^2_{\text{BKF a}}$)

Hierbei ist deutlich zu erkennen, dass sich der Messwert (rote Linie) in den Monaten Juli und August 2003 von der simulierten Kurve (blau) abhebt. In den darauf folgenden Monaten ist der Verlauf beider Kurven nahezu parallel.

Auch beim Vergleich des solaren Deckungsgrades Abbildung 97 zeigt sich zwischen Messwerten und Simulationen ein ähnliches Bild. Wesentlich höhere Messergebnisse in den Monaten Juli und August als in der Simulation. Trotzdem stimmt die Jahresbilanz zwischen Simulation (15% solare Deckung am Gesamtwärmebedarf) und Messung (14%) sehr gut überein. Ausgleichender Faktor war hier der im Vergleich zur Planung etwas höhere reale Energieverbrauch für die Raumwärmeversorgung.

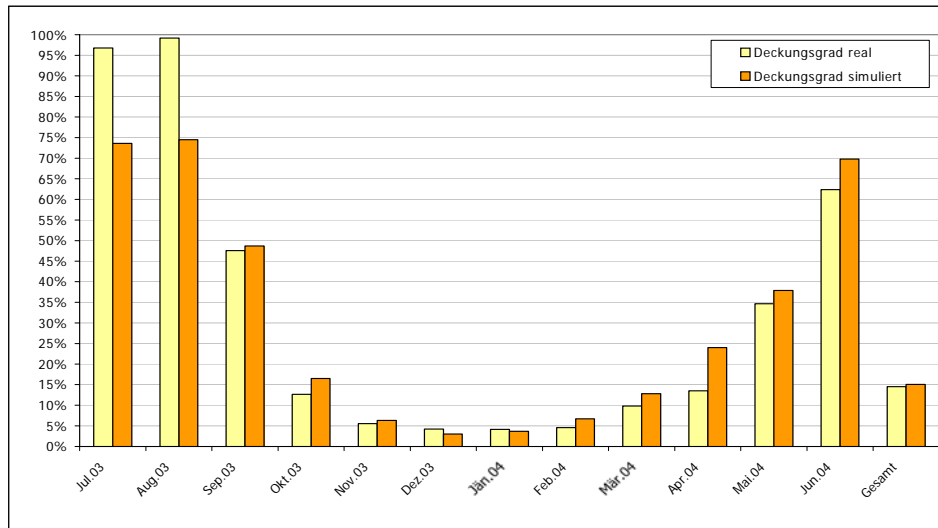


Abbildung 97: Solarer Deckungsgrad „Nittnergasse“ - Vergleich Simulation (15%) und Messung (14%)

Aufgrund der Anordnung von Wärmemengenzählern in jedem hydraulischen Kreis konnte für das Messjahr eine geschlossene Energiebilanz erstellt werden. In Abbildung 98 sind die gesamten Wärmeflüsse im Messjahr dargestellt. Durch dieses Wärmeflussbild wird deutlich gemacht, wie viel von dem Wärmeeinput in das System (Solar und Gasbrennwert) auch direkt für den Bewohner nutzbar gemacht wird (Gesamtsystemnutzungsgrad über das Messjahr). Darüber hinaus kann darin auch dargestellt werden, wie effizient oder wenig effizient einzelne Systemabschnitte (Wärmespeicherung, Wärmeverteilung) funktionieren.

Der Jahressystemnutzungsgrad für die gesamte Wärmeversorgungsanlage im Projekt „Nittnergasse“ erreicht mit 86 % einen sehr guten Wert. Die Hauptgründe hierfür liegen neben den systembedingten Vorteilen von Zwei-Leiter-Netzen vor allem am optimierten Anlagenbetrieb, an den kurzen Wärmeverteilungen sowie an der entsprechenden Dämmgüte.

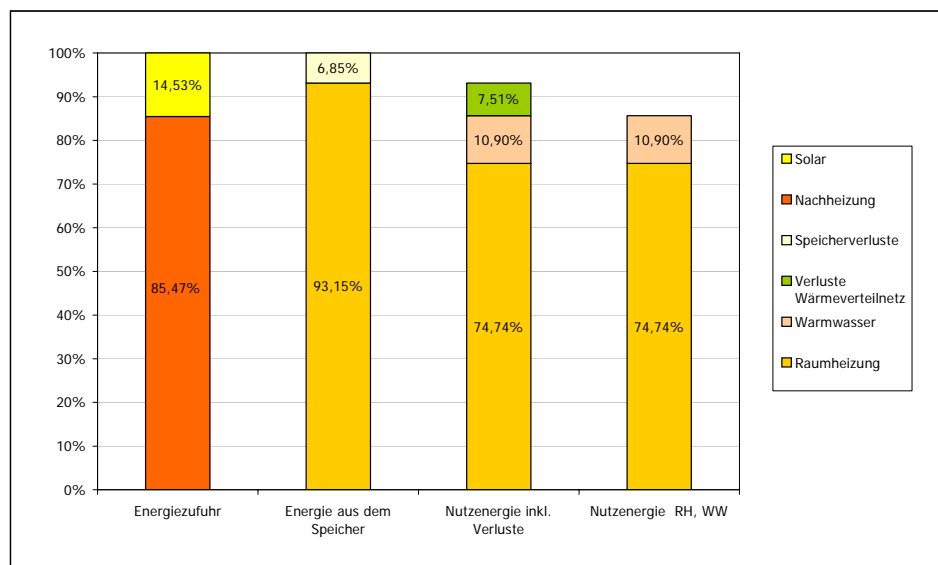


Abbildung 98: Wärmeflussbild „Nittnergasse“

Als vergleichsweise hoch stellte sich der spezifische jährliche Raumwärmebedarf dar. Entgegen den errechneten $76 \text{ kWh/m}^2_{\text{BGFa}}$ betrug der Messwert $115 \text{ kWh/m}^2_{\text{BGFa}}$. Als Hauptgrund für den

doch deutlich höheren realen Raumwärmebedarf ist der großzügige Innenhof des Projektes „Nittnergasse“ zu sehen. Analysen der vom Haustechniker durchgeführten Heizlastberechnungen ergaben, dass der Innenhof als unbeheizter Raum in der Berechnung berücksichtigt wurde, tatsächlich aber Außentemperatur aufweist.

Nach 2,5 Jahren messtechnischer Begleitung beim Projekt „Nittnergasse“ kann gesagt werden, dass das gesamte Wärmeversorgungssystem absolut zufriedenstellend funktioniert. Alle wärmetechnisch relevanten Zahlenwerte sind in Tabelle 14 zusammengefasst.

Tabelle 14: Zusammenfassung Nittnergasse

Solare Deckung - Messung	14 %
Solare Deckung - Simulation	15 %
Spezifischer Solarertrag - Messung	454 kWh/m ² _{BKF} a
Spezifischer Solarertrag - Simulation	399 kWh/m ² _{BKF} a
Energiespeicherverluste	6,9%
Wärmeverteilstnetzverluste	7,5 %
Spezifischer Raumwärmebedarf - Messung	115 kWh/m ² _{BGF} a
Spezifischer Raumwärmebedarf - Berechnung	76 kWh/m ² _{BGF} a
Spezifischer Gesamtwärmebedarf - Messung	131 kWh/m ² _{BGF} a
Jahressystemnutzungsgrad	86 %

7.1.2 Energetische Betrachtung „Seiersberg“

Für die Anlage „Seiersberg“ (48 Wohneinheiten, 96m² Bruttokollektorfläche, 8 m³ Energiespeicher) liegen vollständige Jahresmesswerte vor.

Abbildung 99 zeigt den Jahresverlauf des gemessenen spezifischen Kollektorertes im Vergleich zu den Simulationen. Es zeigte sich, dass die gemessenen Erträge sehr gut mit den Simulationen übereinstimmen.

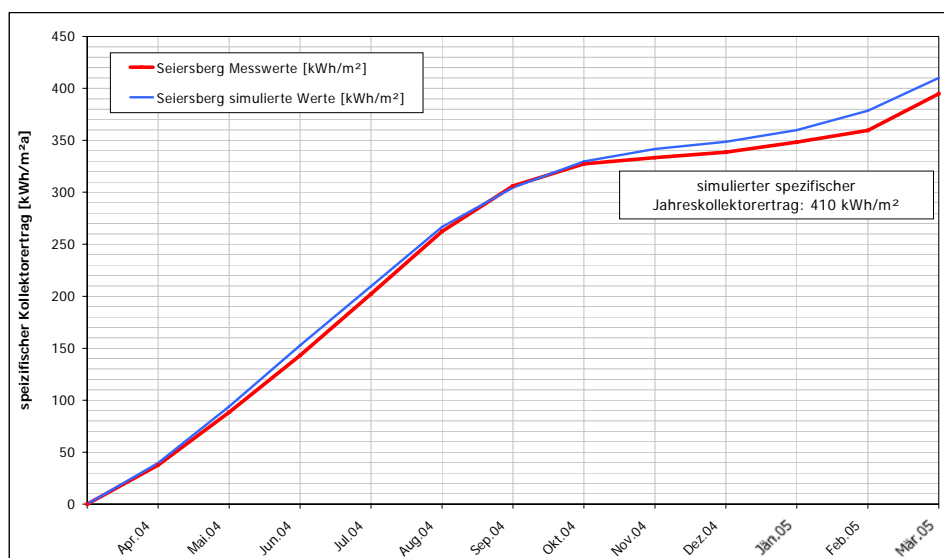


Abbildung 99: Spezifischer Kollektorertag „Seiersberg“ - Vergleich Simulation (410 kWh/m²_{BKF} a) und Messung (395 kWh/m²_{BKF} a)

Einzig die Monate November und Dezember im Jahr 2004 zeigten etwas geringere solare Erträge als simuliert. Diese geringen Differenzen (statt 410 kWh/m²_{BKFA} konnten 395 kWh/m²_{BKFA} erreicht werden) können einerseits auf Adaptierungsarbeiten in diesen

Monaten und andererseits auf Unterschiede zwischen „realem Wetter“ und „Simulationsdatensatz“ zurückgeführt werden. Trotzdem liegt der gemessene spezifische Jahressolarertrag der Anlage „Seiersberg“ deutlich über dem geforderten Garantiewert von $350 \text{ kWh/m}^2_{\text{BKFA}}$.

Auch beim Vergleich des solaren Deckungsgrades in Abbildung 100 zeigt sich zwischen Messwerten und Simulationswerten eine gute Übereinstimmung. Der in der Simulation prognostizierte solare Deckungsgrad am gesamten Wärmebedarf (Warmwasser und Raumwärme) von rund 11% konnte auch im Messjahr erreicht werden. Ausgleichender Faktor war hier der im Vergleich zur Planung etwas geringere reale Energieverbrauch für die Raumwärmeversorgung.

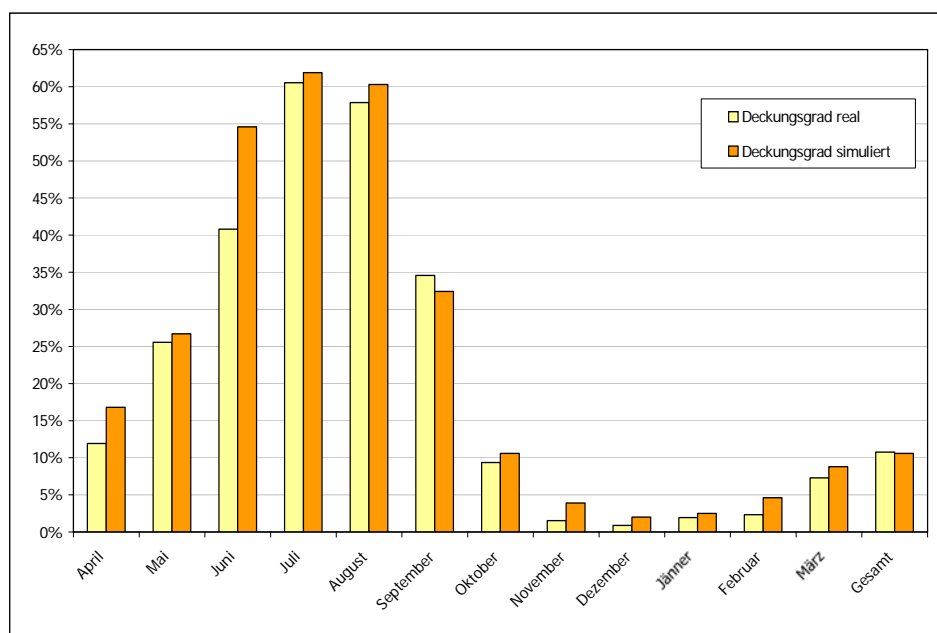


Abbildung 100: Solarer Deckungsgrad „Seiersberg“ - Vergleich Simulation (11%) und Messung (11%)

Aufgrund der Anordnung von Wärmemengenzählern in jedem hydraulischen Kreis konnte für das Messjahr eine geschlossene Energiebilanz erstellt werden. In Abbildung 101 sind die gesamten Wärmeflüsse im Messjahr dargestellt. Durch dieses Wärmeflussbild wird deutlich gemacht, wie viel von dem Wärmeinput in das System (Solar, Fernwärme bzw. Nachtstrom im Sommer) auch direkt für den Bewohner nutzbar gemacht wird (Gesamtsystemnutzungsgrad über das Messjahr). Darüber hinaus kann darin auch dargestellt werden, wie effizient oder wenig effizient einzelne Systemabschnitte (Wärmespeicherung, Wärmeverteilung) funktionieren.

Der gemessene Jahressystemnutzungsgrad für die gesamte Wärmeversorgungsanlage im Projekt „Seiersberg“ beträgt 74% (siehe Abbildung 101).

Hierbei betragen die Wärmeverluste des Energiespeichers rund 5% und die Verluste des Wärmeverteilsystems rund 21% des gesamten Wärmeeinsatzes. Liegen die Energiespeicher-verluste im durchschnittlichen Bereich, zeigt sich die Wärmeverteilung im Projekt „Seiersberg“ in der Prozentdarstellung als stärker verlustbehaftet. Die Ursachen hierfür liegen einerseits in dem vergleichsweise geringen spezifischen Raumwärmebedarf ($46 \text{ kWh/m}^2_{\text{BGFa}}$) und der daraus resultierenden geringeren Energiedichte des Wärmeverteilsystems sowie andererseits in einem weit verzweigten Leitungsnetz mit überdurchschnittlich hohem Anteil der Leitungsführung in unbeheizten Räumlichkeiten.

Trotz der überdurchschnittlich hohen Verluste des Wärmeverteilnetzes, erwies sich die Wärmeversorgungsanlage „Seiersberg“ insgesamt als sehr effizient.

Als sehr positiv stellten sich die Messergebnisse des spezifischen jährlichen Raumwärmebedarfs dar. Diese lagen mit $46 \text{ kWh/m}^2_{\text{BGFa}}$ deutlich unter den Prognosen von $68 \text{ kWh/m}^2_{\text{BGFa}}$. Diese doch erheblichen Unterschiede können lediglich auf entsprechend günstiges Nutzerverhalten zurückgeführt werden.

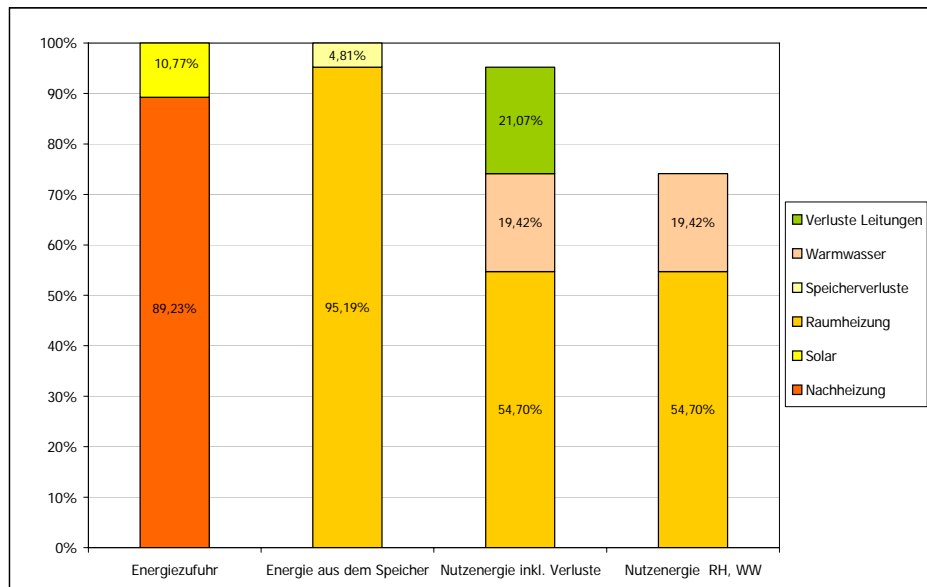


Abbildung 101: Wärmeflussbild „Seiersberg“

Nach 2 Jahren messtechnischer Begleitung beim Projekt „Seiersberg“ kann gesagt werden, dass das gesamte Wärmeversorgungssystem absolut zufriedenstellend funktioniert. Alle wärmetechnisch relevanten Zahlenwerte sind in Tabelle 15 zusammengefasst.

Tabelle 15: Zusammenfassung „Seiersberg“

Solare Deckung - Messung	11 %
Solare Deckung - Simulation	11 %
Spezifischer Solarertrag - Messung	$395 \text{ kWh/m}^2_{\text{BKF a}}$
Spezifischer Solarertrag - Simulation	$410 \text{ kWh/m}^2_{\text{BKF a}}$
Energiespeicherverluste	4,8%
Wärmeverteilnetzverluste	21,1 %
Spezifischer Raumwärmebedarf - Messung	$46 \text{ kWh/m}^2_{\text{BGF a}}$
Spezifischer Raumwärmebedarf - berechnet	$68 \text{ kWh/m}^2_{\text{BGF a}}$
Spezifischer Gesamtwärmebedarf	$60 \text{ kWh/m}^2_{\text{BGF a}}$
Jahressystemnutzungsgrad	74 %

7.1.3 Energetische Betrachtung „Eggersdorf“

Für die Anlage „Eggersdorf“ (12 Wohneinheiten, 48 m^2 Bruttokollektorfläche, 6 m^3 Energiespeicher) liegen vollständige Jahresmesswerte vor.

Abbildung 102 zeigt den Jahresverlauf des gemessenen spezifischen Kollektorertrages im Vergleich zu den Simulationswerten. Es zeigte sich, dass die gemessenen Erträge sehr gut mit den Simulationswerten übereinstimmen. Die gemessenen spezifischen Solarerträge liegen mit

rund $395 \text{ kWh/m}^2_{\text{BKFA}}$ nicht nur über dem Simulationswert von $392 \text{ kWh/m}^2_{\text{BKFA}}$ sondern auch weit über dem festgelegten Garantiewert von $350 \text{ kWh/m}^2_{\text{BKFA}}$.

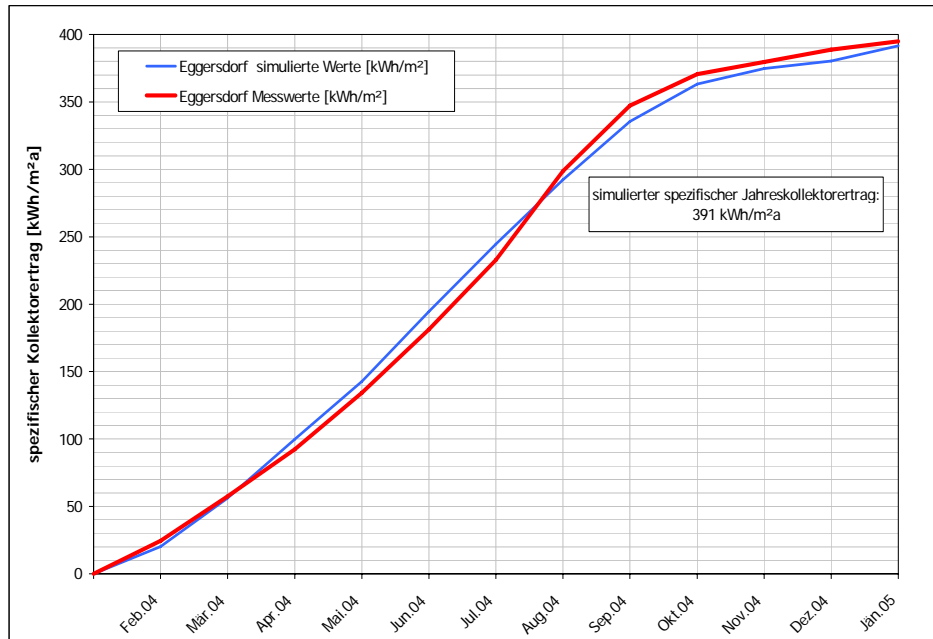


Abbildung 102: Spezifischer Kollektorsertrag „Eggersdorf“ - Vergleich Simulation ($392 \text{ kWh/m}^2_{\text{BKFA}}$ a) und Messung ($395 \text{ kWh/m}^2_{\text{BKFA}}$ a)

Auch beim Vergleich des solaren Deckungsgrades in Abbildung 103 zeigt sich zwischen Messwerten und Simulationswerten eine gute Übereinstimmung. Der in der Simulation prognostizierte solare Deckungsgrad am gesamten Wärmebedarf (Warmwasser und Raumwärme) von rund 11% konnte in der Messung mit 13% geringfügig überschritten werden.

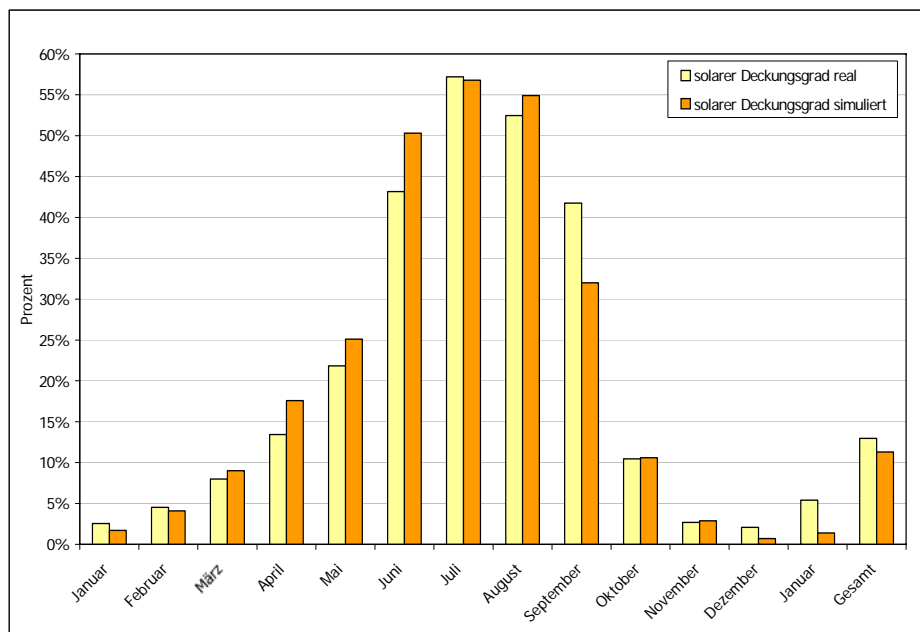


Abbildung 103: Solarer Deckungsgrad „Eggersdorf“ - Vergleich Simulation (11%) und Messung (13%)

Aufgrund der Anordnung von Wärmemengenzählern in jedem hydraulischen Kreis konnte für das Messjahr eine geschlossene Energiebilanz erstellt werden. In Abbildung 104 sind die

gesamten Wärmeflüsse im Messjahr dargestellt. Durch dieses Wärmeflussbild wird deutlich gemacht, wie viel von dem Wärmeinput in das System (Solar und Biomasse-Hackgut) auch direkt für den Bewohner nutzbar gemacht wird (Gesamtsystemnutzungsgrad über das Messjahr). Darüber hinaus kann darin auch dargestellt werden, wie effizient oder wenig effizient einzelne Systemabschnitte (Wärmespeicherung, Wärmeverteilung) funktionieren.

Der Jahressystemnutzungsgrad für die gesamte Wärmeversorgungsanlage im Projekt „Eggersdorf“ erreicht mit 86 % einen ausgezeichneten Wert. Die Hauptgründe hierfür liegen neben den systembedingten Vorteilen von Zwei-Leiter-Netzen vor allem am optimierten Anlagenbetrieb sowie an der entsprechenden Dämmgüte. Zu erwähnen bleibt, dass hier ein Zwei-Leiter-Netz mit dezentralen Brauchwasserspeichern zum Einsatz kam, weshalb im Wärmeflussbild ein weiterer Speicherverlust zu berücksichtigen ist.

Hierbei betragen die Wärmeverluste des Energiespeichers rund 4,5% (Energiespeicher ist mit Zellulosefasern gedämmt), die Verluste des Wärmeverteilsystems rund 4% (hauptsächlich erdverlegte, vorisolierte Rohrsysteme) und die Verluste der dezentralen Warmwasserspeicher etwa 5,5% des gesamten Wärmeeinsatzes.

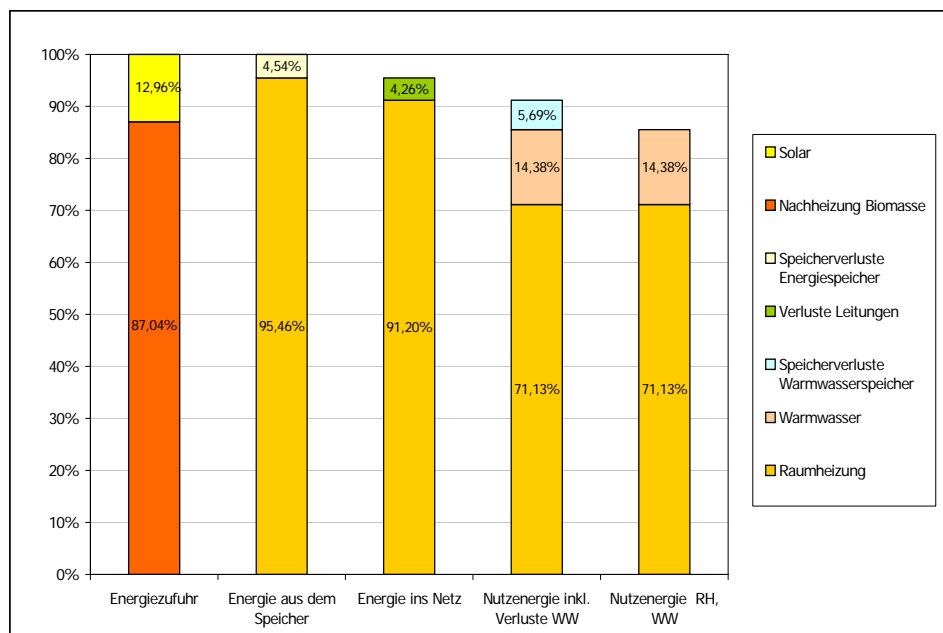


Abbildung 104: Wärmeflussbild „Eggersdorf“

Eine sehr gute Übereinstimmung zeigte sich zwischen dem errechneten und dem gemessenen Raumwärmebedarf. Wurde für das Objekt „Eggersdorf“ ein spezifischer Raumwärmebedarf von 71 kWh/m²_{BGFA} (exklusive Keller) prognostiziert, so wurden 79 kWh/m²_{BGFA} gemessen.

Nach 2 Jahren messtechnischer Begleitung beim Projekt „Eggersdorf“ kann gesagt werden, dass das gesamte Wärmeversorgungssystem absolut zufriedenstellend funktioniert. Alle wärmetechnisch relevanten Zahlenwerte sind in Tabelle 16 zusammengefasst.

Tabelle 16: Zusammenfassung „Eggersdorf“

Solare Deckung - Messung	13 %
Solare Deckung- Simulation	11 %
Spezifischer Solarertrag - Messung	395 kWh/m ² _{BKF} a
Spezifischer Solarertrag - Simulation	392 kWh/m ² _{BKF} a
Energiespeicherverluste	4,5 %
Wärmeverteilstnetzverluste	4,3 %
Spezifischer Raumwärmebedarf - Messung	79 kWh/m ² _{BGF} a
Spezifischer Raumwärmebedarf - berechnet	71 kWh/m ² _{BGF} a
Spezifischer Gesamtwärmebedarf	98 kWh/m ² _{BGF} a
Jahressystemnutzungsgrad	86 %

7.1.4 Energetische Betrachtung „Markt Hartmannsdorf“

Für die Anlage „Markt Hartmannsdorf“ (6 Wohneinheiten, 30m² Bruttokollektorfläche, 3 m³ Energiespeicher) liegen vollständige Jahresmesswerte vor.

Abbildung 105 zeigt den Jahresverlauf des gemessenen spezifischen Kollektorertrages im Vergleich zu den Simulationswerten. An dieser Stelle muss erwähnt werden, dass die letzten Wohnungen erst im Laufe des Sommers 2004 bezogen wurden, was natürlich einen reduzierten Gesamtenergieverbrauch mit sich brachte und deshalb Auswirkungen auf alle energetischen Kennzahlen zur Folge hatte.

Die gemessenen spezifischen Kollektorerträge (390 kWh/m²_{BKF} a) bei einem gleichzeitig hohen solaren Deckungsgrad von 28 % (bei Vollbelegung wurde ein solarer Deckungsanteil von 17% errechnet) sind auf die niedrigen Rücklauftemperaturen aus dem Wärmeverteilstnetz zurückzuführen. Diese Rücklauftemperaturen bewegen sich zwischen 25 und 30 °C (neben der Brauchwassererwärmung im Durchflussprinzip erfolgt die Raumwärmeversorgung über Niedertemperaturabgabesysteme). Umso beachtlicher ist, dass einerseits sowohl die in Bezug auf einen solaren Deckungsanteil von 17% simulierten spezifischen Solarerträge (383 kWh/m²_{BKF} a) als auch der festgelegte Garantiewert von 350 kWh/m²_{BKF} a überschritten wurde.

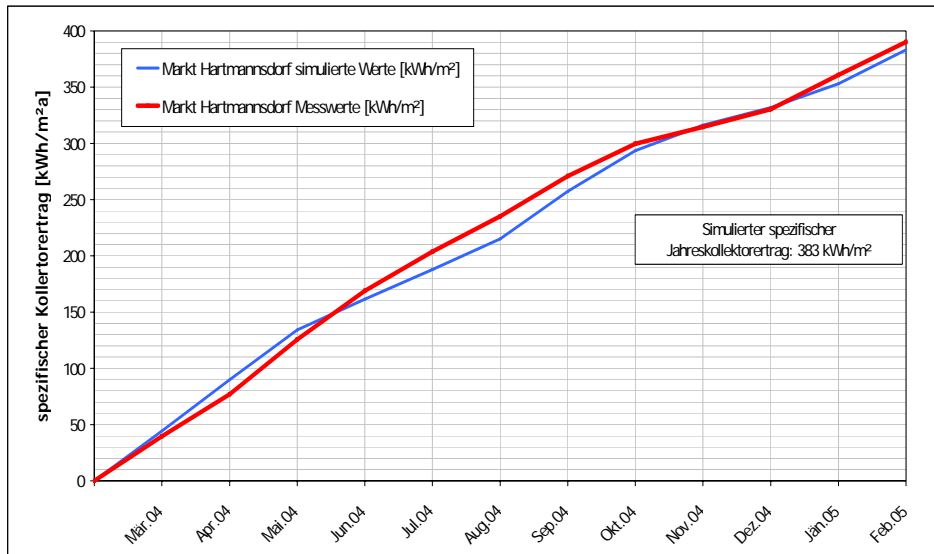


Abbildung 105: Spezifischer Kollektoretrag „Markt Hartmannsdorf“ - Vergleich Simulation (390 kWh/m²_{BKFA}) und Messung (383 kWh/m²_{BKFA})

Im Vergleich der simulierten und der gemessenen solaren Deckungsgrade zeigte der reduzierte Wärmebedarf infolge der reduzierten Belegung im ersten Betriebshalbjahr deutliche Auswirkungen (Abbildung 106). Wurden 17% errechnet, so konnten 28% in der Messung nachgewiesen werden.

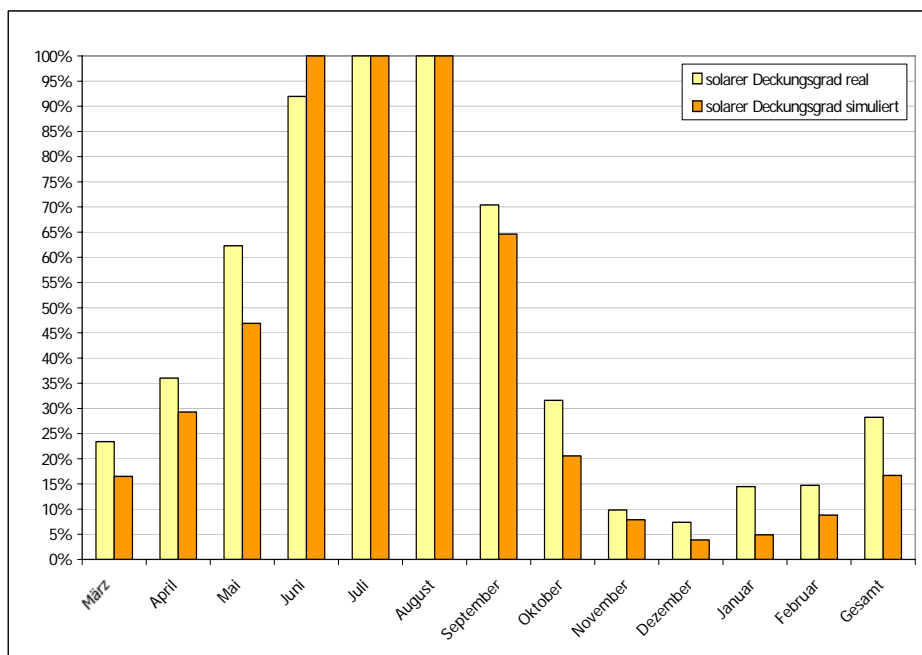


Abbildung 106: Solarer Deckungsgrad „Markt Hartmannsdorf“ - Vergleich Simulation (17%) und Messung (28%)

Aufgrund der Anordnung von Wärmemengenzählern in jedem hydraulischen Kreis konnte für das Messjahr eine geschlossene Energiebilanz erstellt werden. In (Abbildung 107) sind die gesamten Wärmeflüsse im Messjahr dargestellt. Durch dieses Wärmeflussbild wird deutlich gemacht, wie viel von dem Wärmeinput in das System (Solar, Fernwärme sowie Nachtstrom im Sommer) auch direkt für den Bewohner nutzbar gemacht wird (Gesamtsystemnutzungsgrad

über das Messjahr). Darüber hinaus kann darin auch dargestellt werden, wie effizient oder wenig effizient einzelne Systemabschnitte (Wärmespeicherung, Wärmeverteilung) funktionieren.

Der Jahressystemnutzungsgrad für die gesamte Wärmeversorgungsanlage im Projekt „Eggersdorf“ erreicht angesichts des hohen solaren Deckungsgrades (28%) mit 82 % einen sehr guten Wert. Die Hauptgründe hierfür liegen neben den systembedingten Vorteilen von Zwei-Leiter-Netzen vor allem am optimierten Anlagenbetrieb sowie an der entsprechenden Dämmgüte.

Hierbei betragen die Wärmeverluste des Energiespeichers rund 8% und die Verluste des Wärmeverteilsystems rund 10% des gesamten Wärmeeinsatzes.

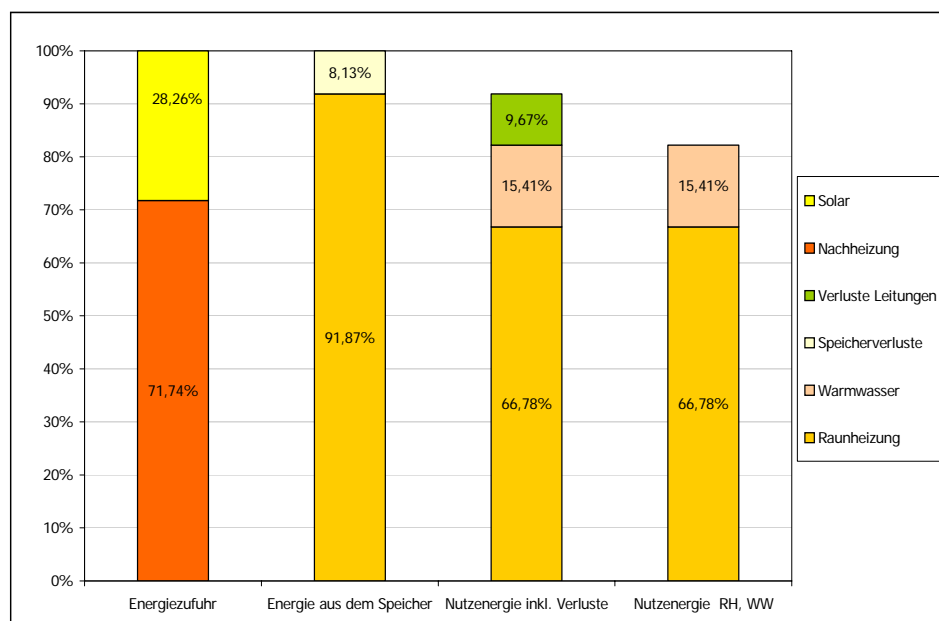


Abbildung 107: Wärmeflussbild „Markt Hartmannsdorf“

Aufgrund der Teilbelegung der Wohnungen zeigten sich zwischen dem errechneten und dem gemessenen Raumwärmebedarf Diskrepanzen. Wurde für das Objekt „Markt Hartmannsdorf“ ein spezifischer Raumwärmebedarf von $80 \text{ kWh/m}^2_{\text{BGFa}}$ prognostiziert, so wurden $46 \text{ kWh/m}^2_{\text{BGFa}}$ gemessen.

Nach 2 Jahren messtechnischer Begleitung beim Projekt „Markt Hartmannsdorf“ kann gesagt werden, dass das gesamte Wärmeversorgungssystem absolut zufriedenstellend funktioniert. Alle wärmetechnisch relevanten Zahlenwerte sind in Tabelle 17 zusammengefasst.

Tabelle 17: Zusammenfassung „Markt Hartmannsdorf“

Solare Deckung - Messung	28 %
Solare Deckung - Simulation	17 %
Spezifischer Solarertrag - Messung	$390 \text{ kWh/m}^2_{\text{BKF a}}$
Spezifischer Solarertrag - Simulation	$383 \text{ kWh/m}^2_{\text{BKF a}}$
Energiespeicherverluste	8,1 %
Wärmeverteilsystemverluste	9,7 %
Spezifischer Raumwärmebedarf - Messung	$46 \text{ kWh/m}^2_{\text{BGF a}}$
Spezifischer Raumwärmebedarf - berechnet	$80 \text{ kWh/m}^2_{\text{BGF a}}$
Spezifischer Gesamtwärmebedarf	$57 \text{ kWh/m}^2_{\text{BGF a}}$
Jahressystemnutzungsgrad	82 %

7.1.5 Energetische Betrachtung „Schwarzparkstraße“

Für die Anlage „Schwarzparkstraße“ (42 Wohneinheiten, 156m² Bruttokollektorfläche, 16 m³ Energiespeicher) liegen vollständige Jahresmesswerte vor.

Abbildung 108 zeigt den Jahresverlauf des gemessenen spezifischen Kollektorertrages im Vergleich zu den Simulationswerten. Waren die realen Einstrahlungswerte im Mai und im Juni 2004 wesentlich höher als bei dem in der Simulation verwendeten Klimadatensatz für Salzburg, so verhielt es sich im November und im Dezember genau gegenteilig. Übers Jahr hindurch zeigte sich, dass die gemessenen Erträge sehr gut mit den Simulationswerten übereinstimmen.

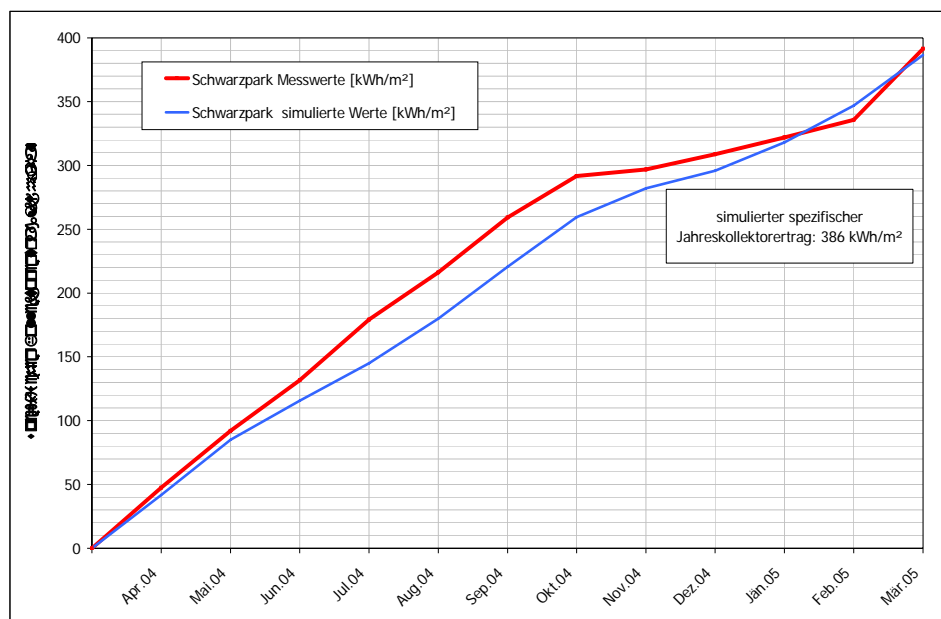


Abbildung 108: Spezifischer Kollektorertrag „Schwarzparkstraße“ - Vergleich Simulation (392 kWh/m²_{BKFA}) und Messung (386 kWh/m²_{BKFA})

Auch beim Vergleich des solaren Deckungsgrades in Abbildung 109 zeigte sich zwischen Messwerten und Simulationswerten eine gute Übereinstimmung. Der in der Simulation prognostizierte solare Deckungsgrad am gesamten Wärmebedarf (Warmwasser und Raumwärme) von rund 19% wurde im Messjahr mit rund 17% nur knapp unterschritten.

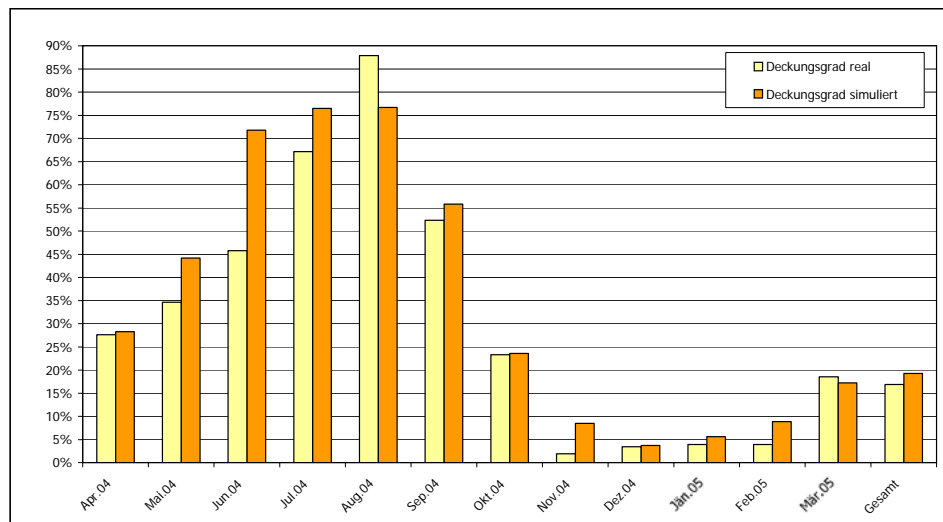


Abbildung 109: Solarer Deckungsgrad „Schwarzparkstraße“ - Vergleich Simulation (19%) und Messung (17%)

Aufgrund der Anordnung von Wärmemengenzählern in jedem hydraulischen Kreis konnte für das Messjahr eine geschlossene Energiebilanz erstellt werden. In Abbildung 110 sind die gesamten Wärmeflüsse im Messjahr dargestellt. Durch dieses Wärmeflussbild wird deutlich gemacht, wie viel von dem Wärmeinput in das System (Solar, Biomasse-Pellets bzw. Gas) auch direkt für den Bewohner nutzbar gemacht wird (Gesamtsystemnutzungsgrad über das Messjahr). Darüber hinaus kann darin auch dargestellt werden, wie effizient oder wenig effizient einzelne Systemabschnitte (Wärmespeicherung, Wärmeverteilung) funktionieren.

Der gemessene Jahressystemnutzungsgrad für die gesamte Wärmeversorgungsanlage im Projekt „Schwarzparkstraße“ beträgt 69% (siehe Abbildung 101).

Hierbei betragen die Wärmeverluste des Energiespeichers rund 8% und die Verluste des Wärmeverteilensystems rund 23% des gesamten Wärmeeinsatzes. Liegen die Energiespeicher-verluste im durchschnittlichen Bereich, zeigt sich die Wärmeverteilung im Projekt „Schwarzparkstraße“ in der Prozentdarstellung als stärker verlustbehaftet. Die Ursachen hierfür liegen einerseits in dem vergleichsweise geringen spezifischen Raumwärmebedarf ($44 \text{ kWh/m}^2_{\text{BGFa}}$) und der daraus resultierenden geringeren Energiedichte des Wärmeverteilensystems sowie andererseits in einem weit verzweigten Leitungsnetz (Kombination aus kompakten Geschoßwohnbauten mit Reihenanlagen) mit überdurchschnittlich hohem Anteil der Leitungsführung in unbeheizten Räumlichkeiten.

Trotz der überdurchschnittlich hohen Verluste des Wärmeverteilensystems, kann die Wärmeversorgungsanlage „Schwarzparkstraße“ insgesamt als effizient bezeichnet werden.

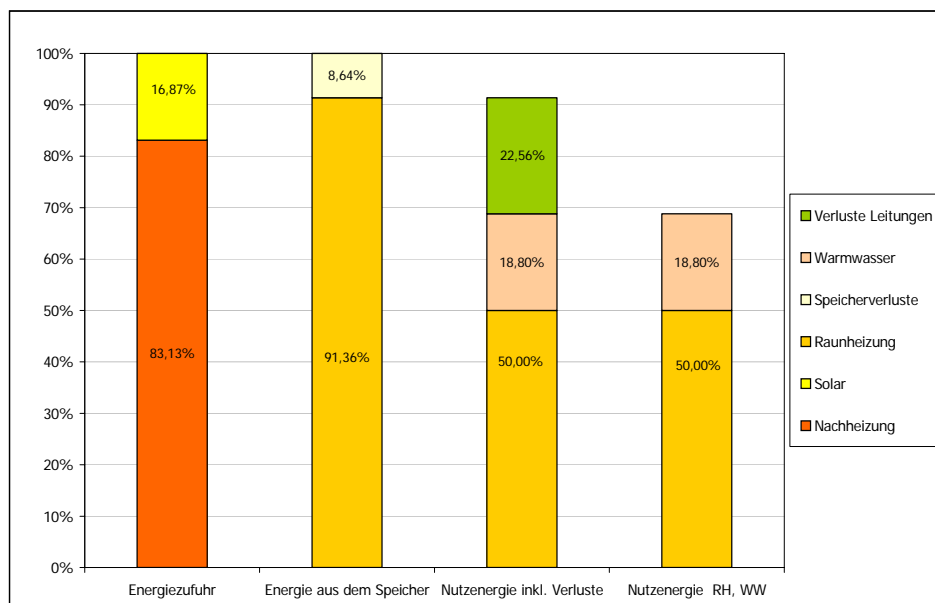


Abbildung 110: Wärmeflussbild „Schwarzparkstraße“

Als sehr positiv stellten sich die Messergebnisse des spezifischen jährlichen Raumwärmebedarfs dar. Diese lagen mit $44 \text{ kWh/m}^2_{\text{BGFa}}$ deutlich unter den Prognosen von $53 \text{ kWh/m}^2_{\text{BGFa}}$. Diese doch erheblichen Unterschiede können lediglich auf entsprechend günstiges Nutzerverhalten zurückgeführt werden.

Nach 2 Jahren messtechnischer Begleitung beim Projekt „Schwarzparkstraße“ kann gesagt werden, dass das gesamte Wärmeversorgungssystem absolut zufriedenstellend funktioniert. Alle wärmetechnisch relevanten Zahlenwerte sind in Tabelle 18 zusammengefasst.

Tabelle 18: Zusammenfassung „Schwarzparkstraße“

Solare Deckung - Messung	16,9 %
Solare Deckung - Simulation	19 %
Spezifischer Solarertrag - Messung	392 kWh/m ² BKF a
Spezifischer Solarertrag - Simulation	386 kWh/m ² BKF a
Energiespeicherverluste	8,6%
Wärmeverteilstnetzverluste	22,6 %
Spezifischer Raumwärmebedarf - Messung	44 kWh/m ² BGF a
Spezifischer Raumwärmebedarf - berechnet	53 kWh/m ² BGF a
Spezifischer Gesamtwärmebedarf	60 kWh/m ² BGFa
Jahressystemnutzungsgrad	69 %

7.1.6 Energetische Betrachtung „Schwarzer Weg“

Für die Anlage „Schwarzer Weg“ (40 Wohneinheiten, 96 m² Bruttokollektorfläche, 12 m³ Energiespeicher) liegen für den spezifischen Solarertrag sowie den solaren Deckungsgrad vollständige Jahresmesswerte vor. Die Wärmeverbräuche in den einzelnen Wohnungen waren zum Zeitpunkt der Berichtslegung noch nicht verfügbar (sind aus Kostengründen nicht an die Fernüberwachung gekoppelt und werden von den Anlagenbetreibern bzw. den Hausverwaltungen am Ende jedes Abrechnungsjahres abgelesen), weshalb das Wärmeflussbild nicht vollständig dargestellt werden konnte.

Abbildung 111 zeigt den Jahresverlauf des gemessenen spezifischen Kollektorbeitrages im Vergleich zu den Simulationen. Es zeigte sich, dass die gemessenen Erträge sehr gut mit den Simulationen übereinstimmen. Die gemessenen spezifischen Solarerträge liegen mit rund $439 \text{ kWh/m}^2_{\text{BKFA}}$ nicht nur über dem Simulationenwert von $408 \text{ kWh/m}^2_{\text{BKFA}}$ sondern auch weit über dem festgelegten Garantiewert von $350 \text{ kWh/m}^2_{\text{BKFA}}$.

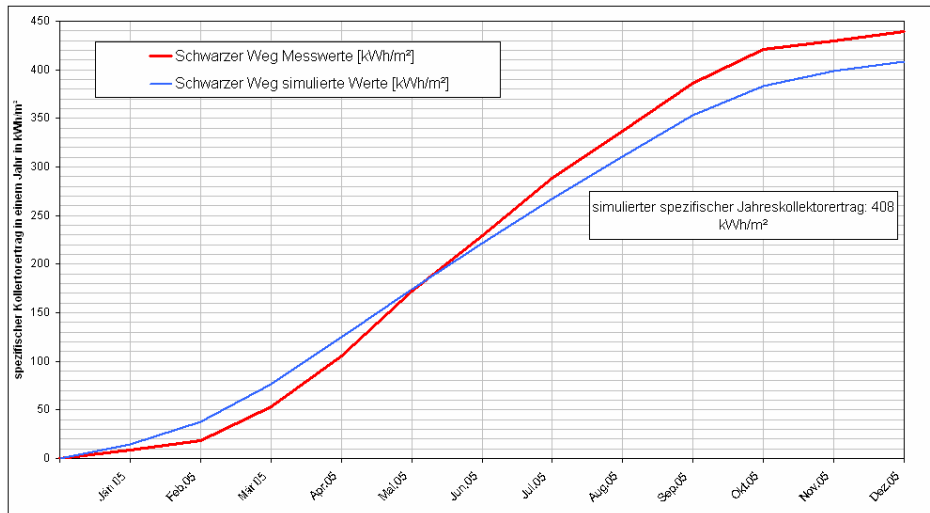


Abbildung 111: Spezifischer Kollektorbeitrag „Schwarzer Weg“ - Vergleich Simulation ($439 \text{ kWh/m}^2_{\text{BKFA}}$) und Messung ($408 \text{ kWh/m}^2_{\text{BKFA}}$)

Auch beim Vergleich des solaren Deckungsgrades in Abbildung 112 zeigte sich zwischen Messwerten und Simulationen eine gute Übereinstimmung. Der in der Simulation prognostizierte solare Deckungsgrad am gesamten Wärmebedarf (Warmwasser und Raumwärme) von 11% konnte im Messjahr mit rund 13% sogar überschritten werden.

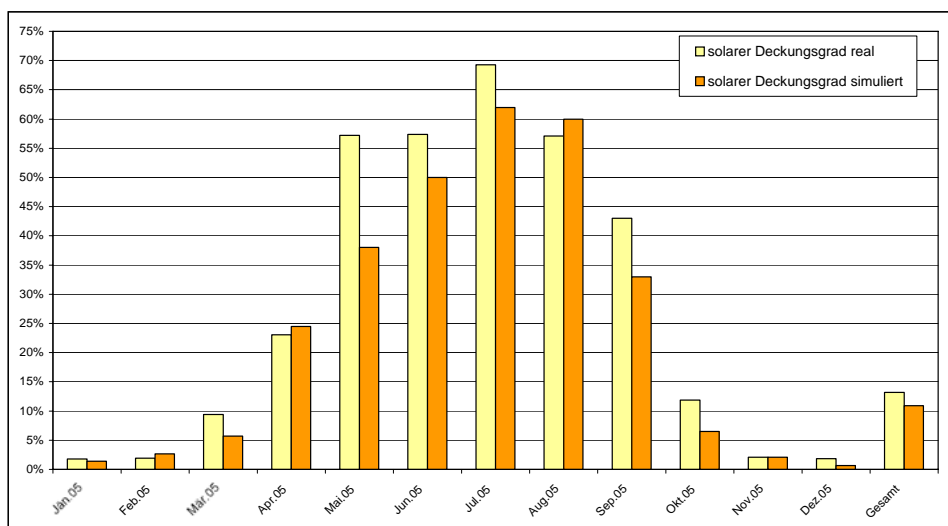


Abbildung 112: Solarer Deckungsgrad „Schwarzer Weg“ - Vergleich Simulation (11%) und Messung (13%)

Zum Zeitpunkt der Berichtslegung waren zur Anlage „Schwarzer Weg“ keine Wärmeverbrauchszahlen der einzelnen Wohnungen verfügbar, weshalb die Wärmebilanzen nicht vollständig geschlossen werden konnten. In Abbildung 113 sind die verfügbaren Wärmeflüsse im Messjahr dargestellt. Durch dieses Wärmeflussbild wird deutlich gemacht, wie viel als Wärmeinput in das

System (Solar, Biomasse-Pellets bzw. Gas) bzw. wie viel als Output dem Energiespeicher entzogen wurde. Die Differenz (im Falle des Projektes „Schwarzer Weg“ rund 6%) bildet den Speicherverlust.

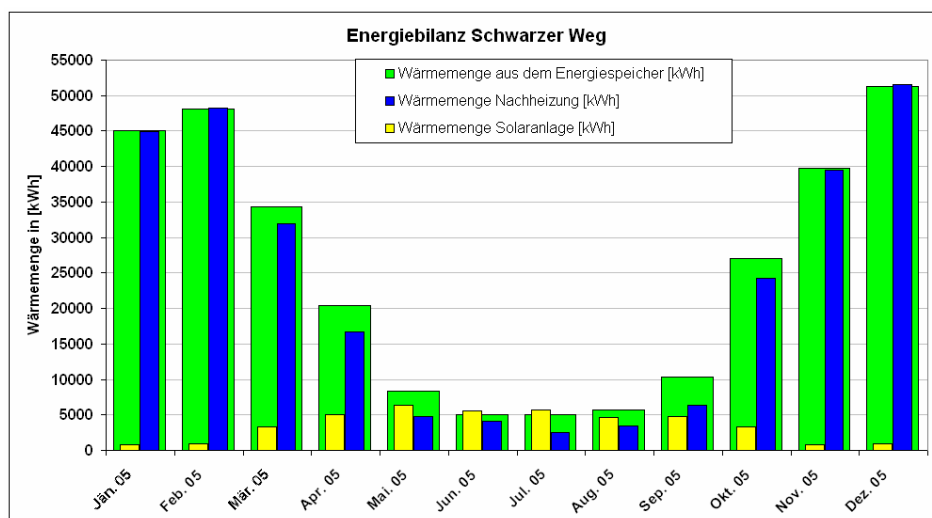


Abbildung 113: Wärmeflüsse in und aus dem Energiespeicher - „Schwarzer Weg“

Nach einem Jahr messtechnischer Begleitung beim Projekt „Schwarzer Weg“ kann gesagt werden, dass das gesamte Wärmeversorgungssystem absolut zufriedenstellend funktioniert. Alle wärmetechnisch verfügbaren und relevanten Zahlenwerte sind in Tabelle 19 zusammengefasst.

Tabelle 19: Zusammenfassung „Schwarzer Weg“

Solare Deckung - Messung	13,2 %
Solare Deckung - Simulation	11 %
Spezifischer Solarertrag - Messung	439 kWh/m ² _{BKF a}
Spezifischer Solarertrag - Simulation	408 kWh/m ² _{BKF a}
Energiespeicherverluste	6,3 %
Spezifischer Raumwärmebedarf - berechnet	41 kWh/m ² _{BGF a}

7.1.7 Energetische Betrachtung „Eggenberger Allee“

Für die Anlage „Eggenberger Allee“ (62 Wohneinheiten zuzüglich Geschäftsflächen, 120 m² Bruttokollektorfläche, 9,5 m³ Energiespeicher) liegen für den spezifischen Solarertrag sowie den solaren Deckungsgrad vollständige Jahresmesswerte vor. Die Wärmeverbräuche in den einzelnen Wohnungen waren zum Zeitpunkt der Berichtslegung noch nicht verfügbar (sind aus Kostengründen nicht an die Fernüberwachung gekoppelt und werden von den Anlagenbetreibern bzw. den Hausverwaltungen am Ende jedes Abrechnungsjahres abgelesen), weshalb das Wärmeflussbild nicht vollständig dargestellt werden konnte.

Abbildung 114 zeigt den Jahresverlauf des gemessenen spezifischen Kollektorertrages im Vergleich zu den Simulationen. Es zeigte sich, dass die gemessenen Erträge sehr gut mit den Simulationen übereinstimmen. Die gemessenen spezifischen Solarerträge liegen mit

rund 426 kWh/m²_{BKFA} nicht nur über dem Simulationswert von 407 kWh/m²_{BKFA} sondern auch weit über dem festgelegten Garantiewert von 350 kWh/m²_{BKFA}.

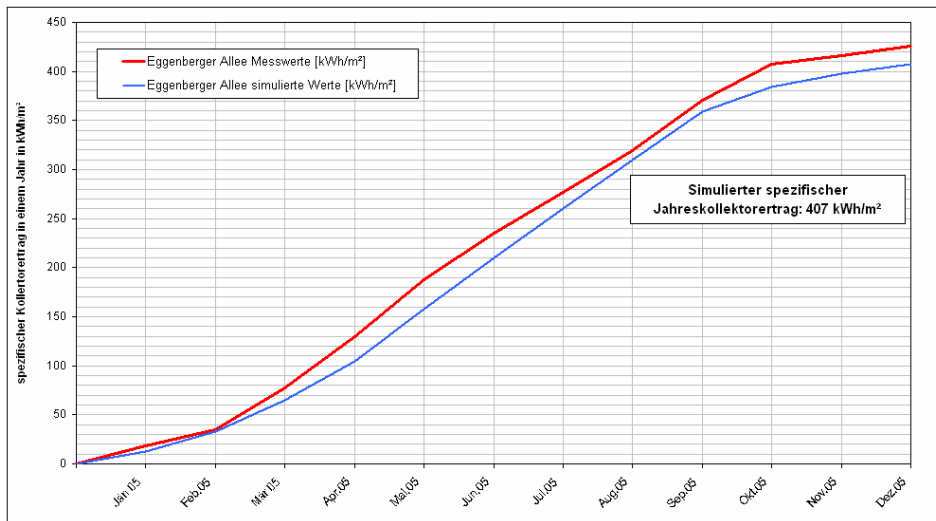


Abbildung 114: Spezifischer Kollektorsertrag „Eggenberger Allee“ - Vergleich Simulation (407 kWh/m²_{BKFA}) und Messung (426 kWh/m²_{BKFA}) Vergleich Simulationswerte mit Messwerte

Auch beim Vergleich des solaren Deckungsgrades in Abbildung 115 zeigte sich zwischen Messwerten und Simulationswerten – mit Ausnahme der Sommermonate - eine gute Übereinstimmung. Aufgrund eines defekten Mischventils zur Vorlauftemperaturbegrenzung musste die Energiespeichertemperatur in den Sommermonaten seitens der Solaranlage auf 70°C begrenzt werden. Aus diesem Grund kam es während dieser Zeit zu Ertragseinbußen, da der Energiespeicher nicht voll ausgenutzt (Temperaturen bis zu 95°C) werden konnte. Trotzdem wurde der in der Simulation prognostizierte solare Deckungsgrad am gesamten Wärmebedarf (Warmwasser und Raumwärme) von 11% im Messjahr mit rund 10% nur knapp unterschritten.

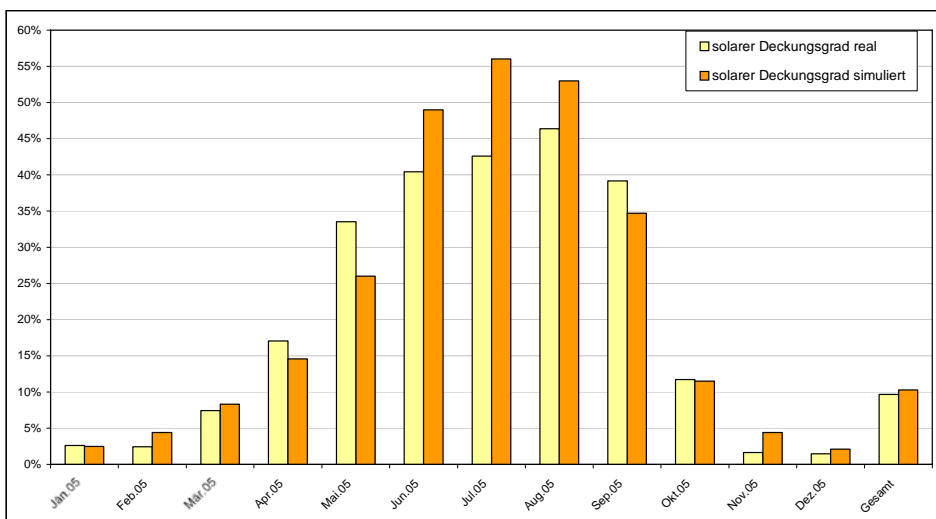


Abbildung 115: Solarer Deckungsgrad „Eggenberger Allee“ - Vergleich Simulation (11%) und Messung (10%)

Zum Zeitpunkt der Berichtslegung waren zur Anlage „Eggenberger Allee“ keine Wärmeverbrauchszahlen der einzelnen Wohnungen verfügbar, weshalb die Wärmebilanzen nicht vollständig geschlossen werden konnten. In Abbildung 116 sind die verfügbaren

Wärmeflüsse im Messjahr dargestellt. Durch dieses Wärmeflussbild wird deutlich gemacht, wie viel als Wärmeinput in das System (Solar, Gas) bzw. wie viel als Output dem Energiespeicher entzogen wurde. Die Differenz (im Falle des Projektes „Eggenberger Allee“ rund 3%) bildet den Speicherverlust.

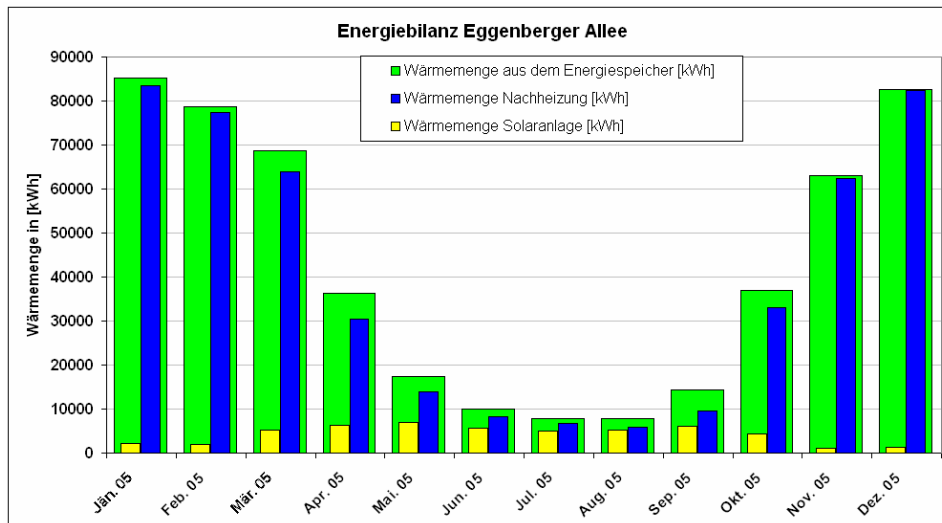


Abbildung 116: Wärmeflüsse in und aus dem Energiespeicher - „Eggenberger Allee“

Nach einem Jahr messtechnischer Begleitung beim Projekt „Eggenberger Allee“ kann gesagt werden, dass das gesamte Wärmeversorgungssystem absolut zufriedenstellend funktioniert. Alle wärmetechnisch verfügbaren und relevanten Zahlenwerte sind in Tabelle 20 zusammengefasst.

Tabelle 20: Zusammenfassung „Eggenberger Allee“

Solare Deckung - Messung	9,7 %
Solare Deckung - Simulation	11 %
Spezifischer Solarertrag - Messung	426 kWh/m ² _{BKF} a
Spezifischer Solarertrag - Simulation	407 kWh/m ² _{BKF} a
Energiespeicherverluste	3 %
Spezifischer Raumwärmebedarf - berechnet	63 kWh/m ² _{BGF} a

7.1.8 Energetische Betrachtung „Theodor Körner Straße“

Für die Anlage „Theodor Körner Straße“ (61 Wohneinheiten zuzüglich Geschäftsflächen, 240 m² Bruttokollektorfläche, 20 m³ Energiespeicher) liegen für den spezifischen Solarertrag sowie den solaren Deckungsgrad vollständige Jahresmesswerte vor. Die Wärmeverbräuche in den einzelnen Wohnungen waren zum Zeitpunkt der Berichtslegung noch nicht verfügbar (sind aus Kostengründen nicht an die Fernüberwachung gekoppelt und werden von den Anlagenbetreibern bzw. den Hausverwaltungen am Ende jedes Abrechnungsjahres abgelesen), weshalb das Wärmeflussbild nicht vollständig dargestellt werden konnte.

Abbildung 117 zeigt den Jahresverlauf des gemessenen spezifischen Kollektorertrages im Vergleich zu den Simulationswerten. Aufgrund der Komplexität des gesamten Haustechniksystems musste die Regelung mehrfach adaptiert werden, was sich in einigen Punkten auch negativ auf die solaren Erträge auswirkte. Die gemessenen spezifischen Solarerträge liegen mit rund 357 kWh/m²_{BKF}a etwas unter dem Simulationswert

(395 kWh/m²_{BKFA}) aber trotzdem noch über dem festgelegten Garantiewert von 350 kWh/m²_{BKFA}.

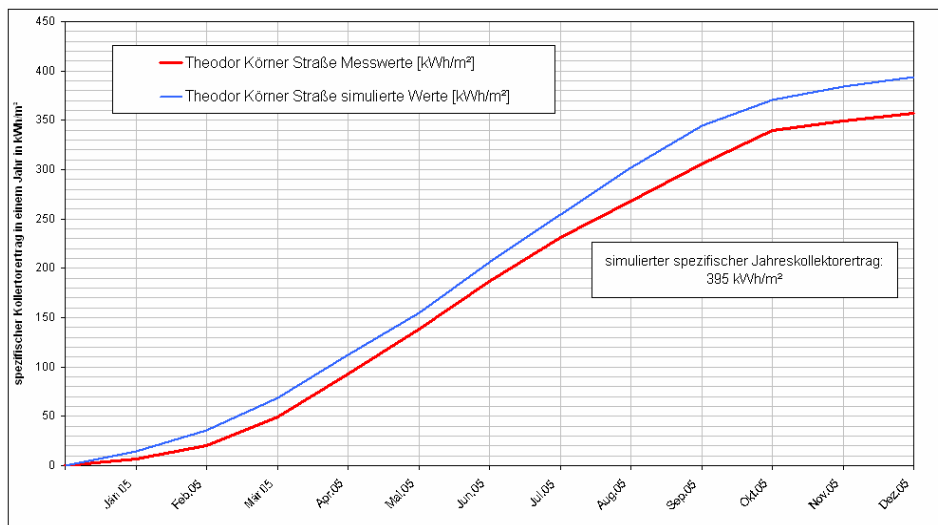


Abbildung 117: Spezifischer Kollektorbeitrag „Theodor Körner Strasse“ - Vergleich Simulation (395 kWh/m²_{BKFA}) und Messung (357 kWh/m²_{BKFA})

Obwohl die spezifischen Erträge im Betrachtungszeitraum etwas unter dem Möglichen lagen, zeigte sich beim Vergleich zwischen Messwerten und Simulationswerten eine gute Übereinstimmung. Der in der Simulation prognostizierte solare Deckungsgrad am gesamten Wärmebedarf (Warmwasser und Raumwärme) von 14% wurde im Messjahr mit rund 13% nur knapp unterschritten.

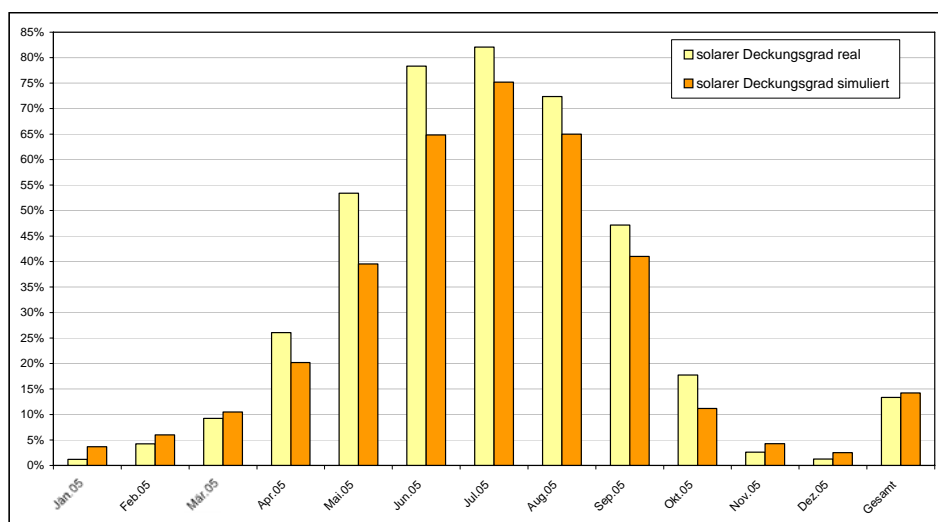


Abbildung 118: Solarer Deckungsgrad „Theodor Körner Strasse“ - Vergleich Simulation (14%) und Messung (13%)

Zum Zeitpunkt der Berichtslegung waren zur Anlage „Theodor Körner Strasse“ keine Wärmeverbrauchsdaten der einzelnen Wohnungen verfügbar, weshalb die Wärmebilanzen nicht vollständig geschlossen werden konnten. In Abbildung 119 sind die verfügbaren Wärmeflüsse im Messjahr dargestellt. Durch dieses Wärmeflussbild wird deutlich gemacht, wie viel als Wärmeinput in das System (Solar, Fernwärme) bzw. wie viel als Output dem

Energiespeicher entzogen wurde. Die Differenz (im Falle des Projektes „Theodor Körner Strasse“ rund 3%) bildet den Speicherverlust.

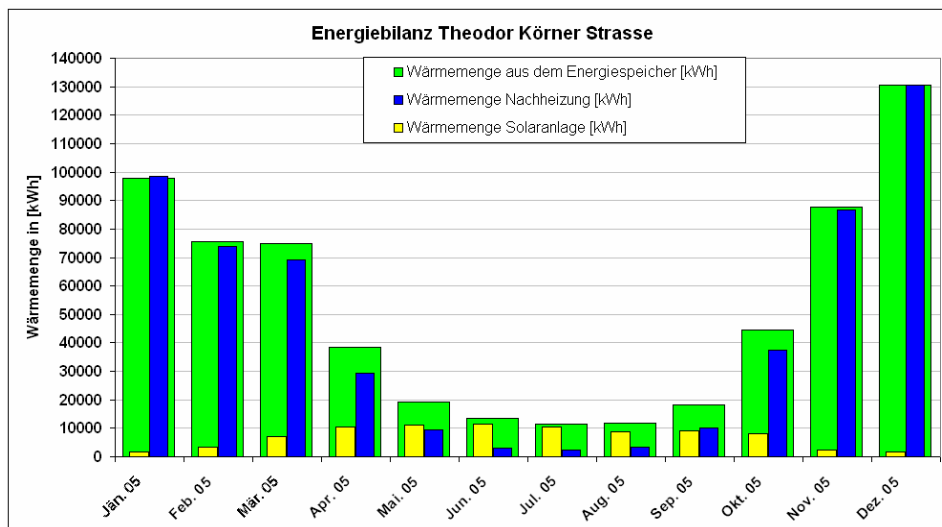


Abbildung 119: Wärmeflüsse in und aus dem Energiespeicher - „Theodor Körner Strasse“

Nach einem Jahr messtechnischer Begleitung beim Projekt „Theodor Körner Strasse“ kann gesagt werden, dass die gesamte Wärmeversorgungsanlage mittlerweile weitestgehend optimiert wurde. Aus diesem Grund sind für das nächste Betriebsjahr sogar höhere spezifische solare Erträge zu erwarten, als dies im Messjahr 2005 der Fall war. Alle wärmetechnisch verfügbaren und relevanten Zahlenwerte sind in Tabelle 21 zusammengefasst.

Tabelle 21: Zusammenfassung „Theodor Körner Strasse“

Solare Deckung - Messung	13,4 %
Solare Deckung - Simulation	14 %
Spezifischer Solarertrag - Messung	356,7 kWh/m ² BKF a
Spezifischer Solarertrag - Simulation	395 kWh/m ² BKF a
Energiespeicherverluste	3 %
Spezifischer Raumwärmebedarf - berechnet	59 kWh/m ² BGF a

7.1.9 Energetische Betrachtung „Lange Gasse“

Für die Anlage „Lange Gasse“ (63 Wohneinheiten zuzüglich Geschäftsflächen, 214 m² Bruttokollektorfläche, 16 m³ Energiespeicher) liegen aufgrund der verspäteten Baufertigstellung für den spezifischen Solarertrag bzw. den solaren Deckungsgrad zum Zeitpunkt der Berichtslegung keine vollständigen Jahresmesswerte vor. Ebenso waren die Wärmeverbräuche in den einzelnen Wohnungen zum Zeitpunkt der Berichtslegung noch nicht für ein Jahr verfügbar, weshalb für dieses Projekt keine Wärmebilanz erstellt werden konnte.

Abbildung 117 zeigt den Jahresverlauf des simulierten spezifischen Kollektorertrages im Vergleich mit den bis Dezember 2005 verfügbaren gemessenen spezifischen Solarerträgen. Die ersten sieben Betriebsmonate zeigen, dass Simulationswert (377 kWh/m²BKFa) und Messwert gut übereinstimmen und die Anlage nach den getätigten Optimierungsmaßnahmen ein zufriedenstellendes Betriebsverhalten aufweist.

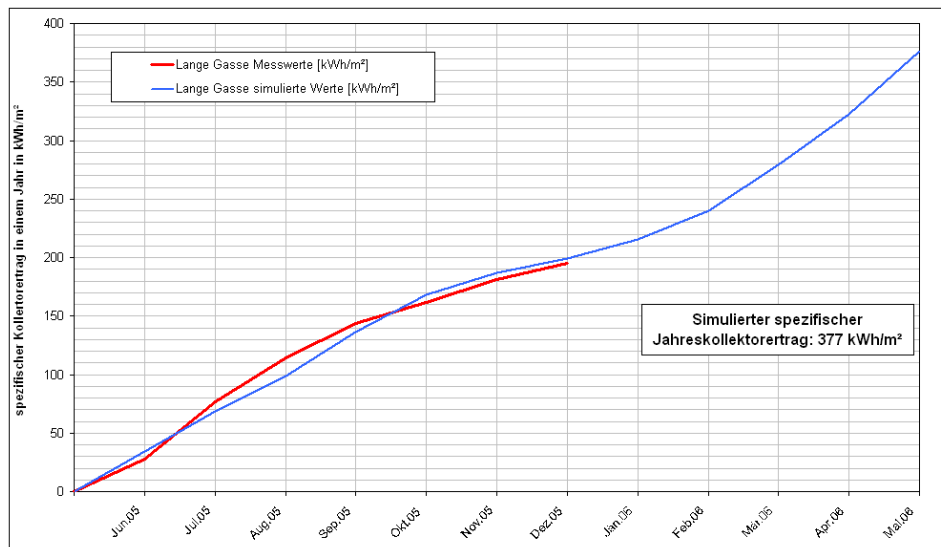


Abbildung 120: Spezifischer Kollektorertrag „Lange Gasse“ - Vergleich Simulation (377 kWh/m²_{BKF a}) und Messung (bis Dezember 2005)

Alle wärmetechnisch verfügbaren und relevanten Zahlenwerte sind in Tabelle 22 zusammengefasst.

Tabelle 22: Zusammenfassung „Lange Gasse“

Solare Deckung – Simulation	21 %
Spezifischer Solarertrag – Messung	195 kWh/m ² _{BKF a} (Juni – Dezember)
Spezifischer Solarertrag – Simulation	377 kWh/m ² _{BKF a}
Spezifischer Raumwärmebedarf - Berechnet	46 kWh/m ² _{BGF a}

7.1.10 Energetische Betrachtung „Sandgasse“

Für die Anlage „Lange Gasse“ (68 Wohneinheiten zuzüglich Geschäftsflächen, 160 m² Bruttokollektorfläche, 12 m³ Energiespeicher) liegen aufgrund der verspäteten Baufertigstellung für den spezifischen Solarertrag bzw. den solaren Deckungsgrad zum Zeitpunkt der Berichtslegung keine Messwerte vor.

Alle wärmetechnisch verfügbaren und relevanten Zahlenwerte sind in Tabelle 23 zusammengefasst.

Tabelle 23: Zusammenfassung „Sandgasse“

Solare Deckung - Simulation	11,8 %
Spezifischer Solarertrag - Simulation	405 kWh/m ² _{BKF a}
Spezifischer Raumwärmebedarf - berechnet	77 kWh/m ² _{BGF a}

7.2 Energetische Betrachtung der Demonstrationsobjekte im Vergleich

In Ergänzung zu den Wärmebilanzen im letzten Kapitel für jede einzelne Anlage, werden nachfolgend die wesentlichen Kennzahlen bzw. Systemtemperaturen im Vergleich untereinander dargestellt. Verglichen werden:

- Spezifische Solarerträge

- Solare Deckungsgrade
- Jahressystemnutzungsgrade
- Spezifische Jahresraumwärmeverbräuche
- Betriebstemperaturen des Zwei-Leiter-Netzes

Wie schon in den vorigen Kapiteln erwähnt, sind nicht alle Kennzahlen für alle Anlagen verfügbar (Verschiebungen im Bauzeitplan, noch keine Jahreswärmeabrechnung der Wohnungen verfügbar). Aus diesem Grund variiert die Anzahl der Vergleichsanlagen in den folgenden Abbildungen.

7.2.1 Vergleich der spezifischen Kollektorerträge

Abbildung 121 zeigt die Übersicht der erzielten spezifischen Jahressolarerträge der acht Messanlagen, die über mindestens ein Jahr vermessen wurden. Die erzielten spezifischen Erträge liegen hier zwischen 357 (Anlage „Theodor Körner Straße“) und 454 kWh/m²_{BKF-A} (Anlage „Nittnergasse“) und zeigen eine sehr gute Übereinstimmung mit den in der Detailplanungsphase durchgeführten Simulationsergebnissen. Dies ist ein deutliches Indiz für die hohe erzielbare Planungssicherheit bei der Auslegung von solarthermischen Systemen.

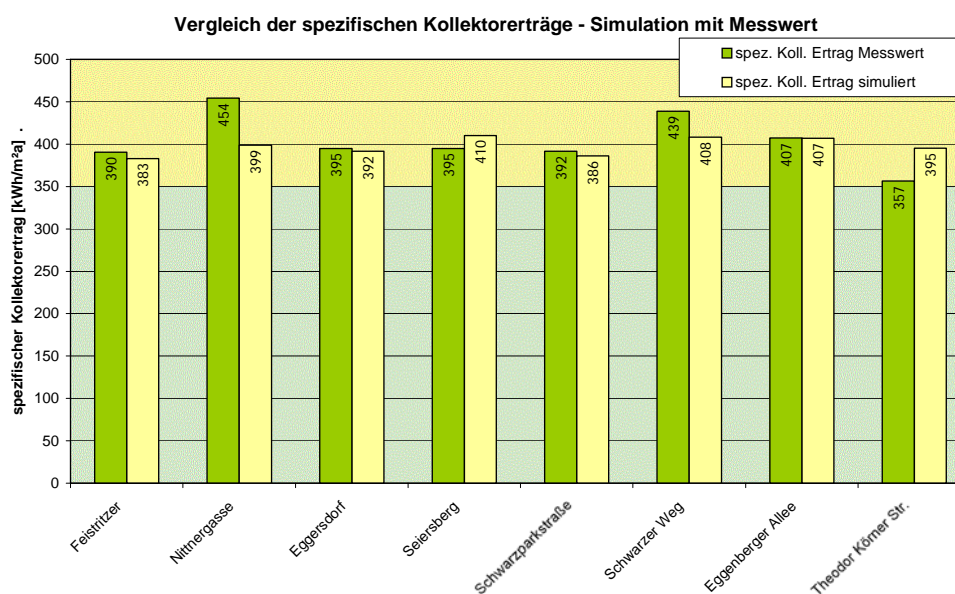


Abbildung 121: Vergleichende Darstellung der spezifischen Jahressolarerträge der Messanlagen (von acht Anlagen verfügbar) sowie der jeweiligen Simulationsergebnisse.

Deutlich zu erkennen ist in Abbildung 122, dass Solarsysteme mit solaren Gesamtdeckungsanteilen zwischen 10 und 20% am Wärmebedarf (Warmwasser und Raumheizung) keine Probleme haben, den geforderten spezifischen Solarertrag (Garantiewert) zu erreichen. Im Anlagenschnitt (ach Anlagen mit Jahresmesswert) liegt der durchschnittliche spezifische Solarertrag um 15% höher als der Garantiewert. Dies beschreibt die vorherrschende „Sicherheit“ für Professionisten und Planer bei der Gewährung von garantierten Anlagenerträgen. Werden die Anlagen wesentlich größer ausgelegt (Deckungsanteile über 30%) müsste der Garantiewert nach unten angepasst werden.

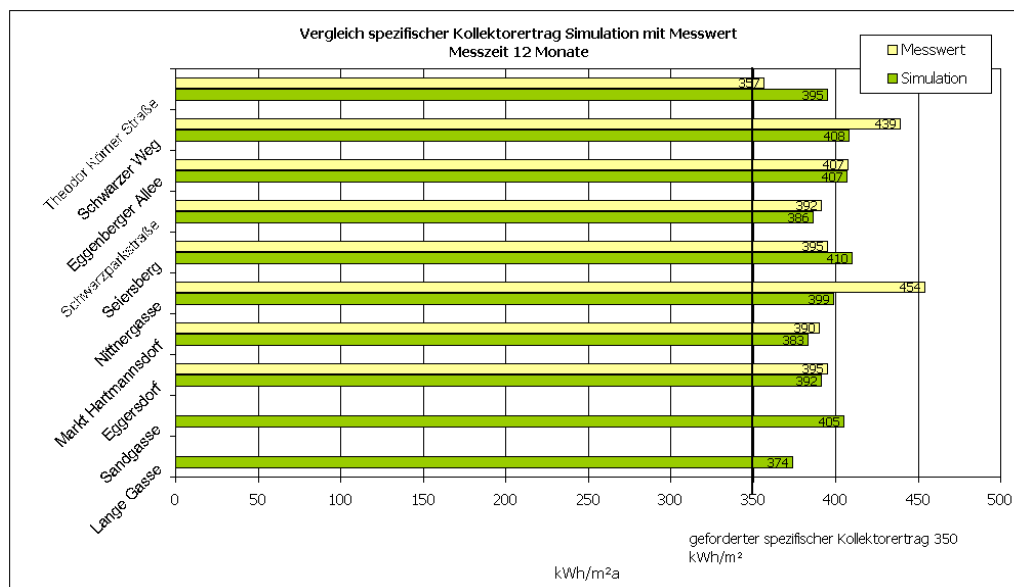


Abbildung 122: Vergleichende Darstellung der spezifischen Jahressolareträge aus Simulation und Messung (von acht Anlagen verfügbar) mit dem Garantiewert von $350 \text{ kWh/m}^2_{\text{BKFA}}$.

7.2.2 Vergleich der solaren Deckungsgrade

Wie schon im vorigen Kapitel erwähnt, besteht der unmittelbare Zusammenhang zwischen spezifischem Solarertrag und dem solaren Deckungsgrad. Je größer der Deckungsgrad desto kleiner der spezifische Ertrag. Gerade im Geschößwohnbau dominiert die Auslegung im „Kosten-Nutzen-Optimum“ (solare Deckungsgrade am gesamten Wärmebedarf von rund 10 bis 20%), um günstige solare Wärmepreise zu erzielen. Auch die zehn Demonstrationsanlagen wurden in diesem Bereich ausgelegt. Abbildung 123 zeigt hier die im Messjahr erzielten solaren Deckungsgrade (von acht Anlagen verfügbar) im Vergleich.

Die erzielten solaren Deckungsgrade liegen hier zwischen 10% (Anlage „Eggenberger Allee“) und 28% (Anlage „Markt Hartmannsdorf“). Bis auf die Anlage „Markt Hartmannsdorf“ (reduzierte Wärmeverbräuche aufgrund von geringerer Belegung) zeigen die Messergebnisse eine sehr gute Übereinstimmung mit den in der Detailplanungsphase durchgeführten Simulationsergebnissen. Dies ist wiederum ein deutliches Indiz für die hohe erzielbare Planungssicherheit bei der Auslegung von solarthermischen Systemen. Am Beispiel der Anlage „Markt Hartmannsdorf“ ist aber auch zu erkennen, dass trotz des hohen erreichten solaren Deckungsgrades der spezifische Solarertrag mit $390 \text{ kWh/m}^2_{\text{BKFA}}$ noch weit über dem Garantiewert ($350 \text{ kWh/m}^2_{\text{BKFA}}$) liegt.

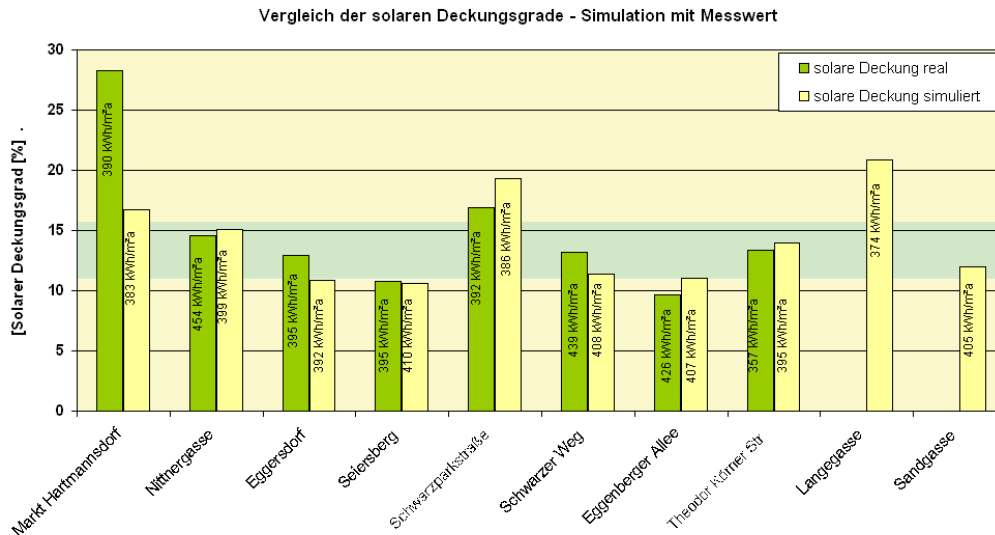


Abbildung 123: Vergleichende Darstellung der solaren Jahresdeckungsgrade aus Simulation und Messung (von acht Anlagen verfügbar). Für die Anlagen „Lange Gasse“ und „Sandgasse“ sind nur die Simulationswerte dargestellt.

7.2.3 Vergleich der Jahressystemnutzungsgrade

Das entscheidende Maß für die Effizienz von gesamten Wärmeversorgungsanlagen ist der Jahressystemnutzungsgrad. Dieser beschreibt, wie viel von der eingesetzten Energie auch tatsächlich beim Nutzer ankommt. Entscheidende Einflussgrößen für diese Kennzahl sind eine kompakte Systemtechnik, ein optimierter Anlagenbetrieb sowie eine hohe Wärmedämmgüte. Zwei-Leiter-Netze mit angepasster Solartechnik (Einbindung, Dimensionierung) und optimiertem Anlagenbetrieb besitzen hier bestmögliche Rahmenbedingungen für das Erreichen von hohen Systemnutzungsgraden. Abbildung 124 zeigt die aus den Wärmebilanzen von fünf Anlagen errechneten Jahressystemnutzungsgrade.

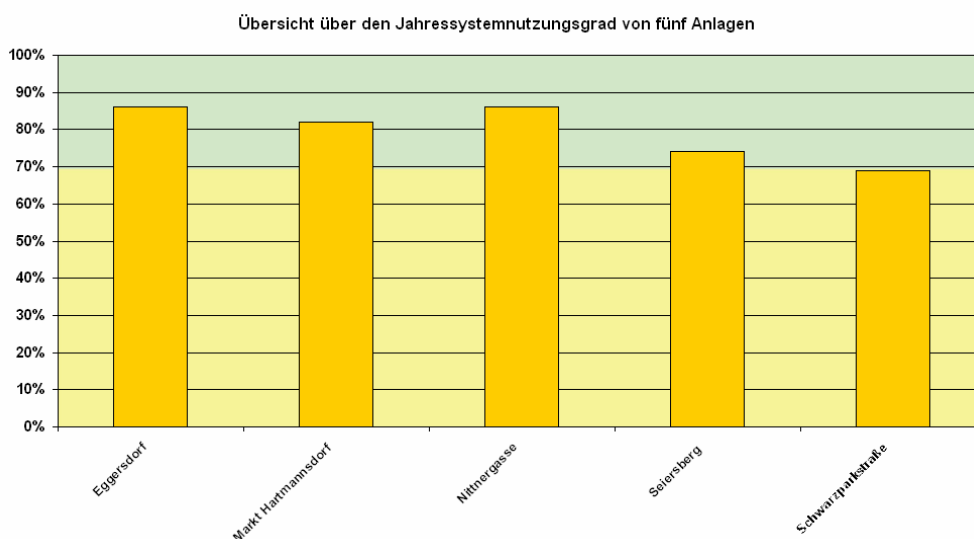


Abbildung 124: Vergleichende Darstellung der aus der gesamten Wärmebilanz ermittelten Jahressystemnutzungsgrade (von fünf Anlagen verfügbar).

Die erreichten Systemnutzungsgrade liegen bei den betrachteten fünf Anlagen zwischen 69% (Anlage „Schwarzparkstraße“) und 86% (Anlage „Eggersdorf“). Diese Ergebnisse sind

grundsätzlich sehr zufriedenstellend und zeigen, dass Systemnutzungsgrade über 80% bei optimiertem Anlagenbetrieb und entsprechender Wärmedämmgüte durchaus erreicht werden können.

7.2.4 Vergleich der spezifischen Raumwärmeverbräuche

Abbildung 124 zeigt die Übersicht der gemessenen spezifischen Raumwärmeverbräuche von fünf Messanlagen, die zum Zeitpunkt der Berichtslegung verfügbar waren. Zu Vergleichszwecken sind auch die Berechnungsergebnisse aller zehn Demonstrationsanlagen dargestellt. Die gemessenen Wärmeverbräuche liegen hier zwischen 44 (Anlage „Schwarzparkstraße“) und 115 kWh/m²_{BGFA} (Anlage „Nittnergasse“), wobei die große Bandbreite grundsätzlich einfach zu erklären ist. Handelt es sich beim Projekt „Schwarzparkstraße“ um eine sehr kompakte, nach Niedrigenergiehausstandard errichtete Wohnsiedlung, so entspricht die Anlage „Nittnergasse“ hinsichtlich Wärmedämmstandard einem wenig kompakten Regelbau mit sechs Wohnungen und besitzt aufgrund des Lichthofs einen hohen Anteil an Außenoberflächen.

Bis auf die beiden Anlagen „Markt Hartmannsdorf“ (zum Teil unbeheizte Wohnungen im Messjahr) und „Nittnergasse“ (Berechnungsannahme entsprach nicht der schlussendlichen Ausführung) konnte eine gute Übereinstimmung zwischen Berechnung und Messung festgestellt werden.

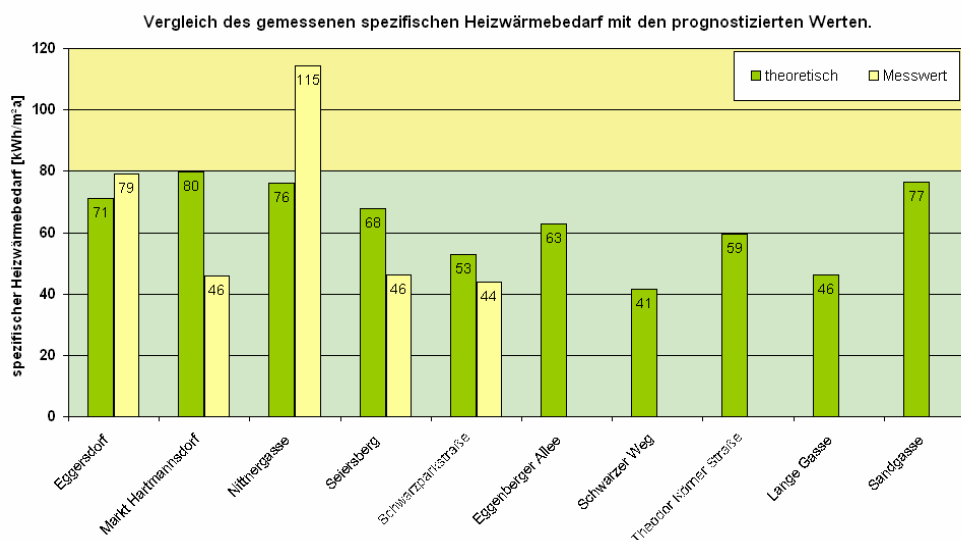


Abbildung 125: Vergleichende Darstellung der spezifischen Wärmeverbräuche aus Simulation und Messung (von fünf Anlagen verfügbar). Für die weiteren fünf Anlagen („Eggenberger Allee“ bis „Sandgasse“) sind nur die Simulationswerte dargestellt.

7.2.5 Vergleich der Wärmeverteiltetztemperaturen

Wie schon mehrfach erwähnt, liegt die Effizienz von solarunterstützten Wärmeversorgungs-konzepten zu einem großen Teil im optimalen Betrieb des Wärmeverteiltetzes nach dem Prinzip von Zwei-Leiter-Netzen. Im gegenständlichen Breitentest konnten nach einzelnen Nachjustierungsarbeiten in der Optimierungsphase bei allen Demonstrationsobjekten ausgezeichnete Ergebnisse hinsichtlich Netzbetrieb erzielt werden. Abbildung 126 zeigt hierzu

Vor- und Rücklauftemperaturen der untersuchten Demonstrationsobjekte über einen Zeitraum von einer Woche.

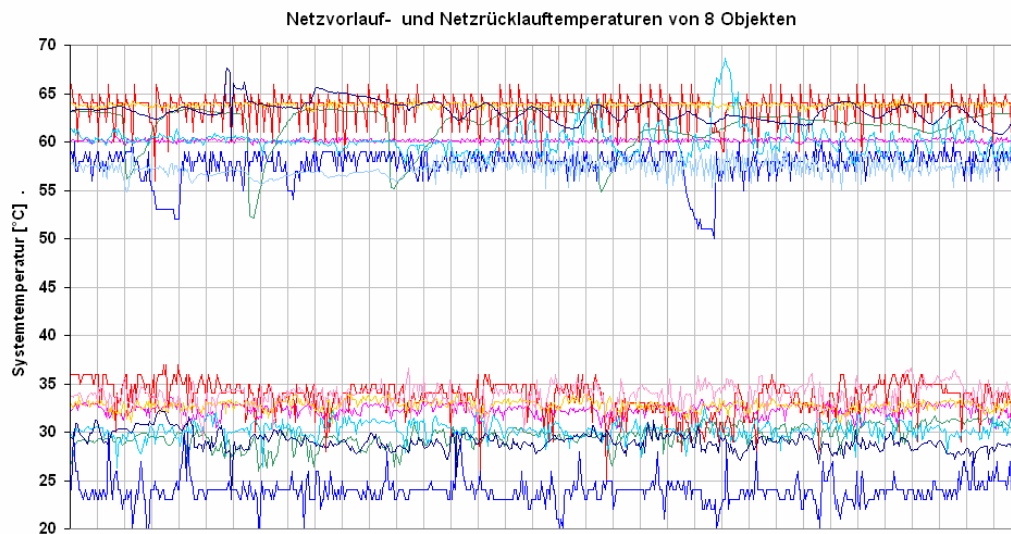


Abbildung 126: Vor- und Rücklauftemperaturen der in Betrieb befindlichen Wärmeverteilnetze (alles Zweileiter-Netze) über einen Zeitraum von einer Woche.

Die Vorlauftemperaturen liegen, in Abhängigkeit der jeweiligen Auslegung der Wärmetauscher für die Brauchwassererwärmung bzw. der Auslegung der Radiatoren zwischen 55°C und 65°C. Bei den Rücklauftemperaturen konnte mit Werten zwischen 25 und 35°C ein Spitzenergebnis erzielt werden, was die Basis für effiziente Solarsysteme als auch verlustarme Verteilnetze darstellt.

8 Kostenanalysen, Förderungen und Wirtschaftlichkeit

Sind im Bereich von Solaranwendungen in Einfamilienhäusern zumeist emotionale Aspekte für die Kaufentscheidung verantwortlich, so dominiert im Geschoßwohnbau der betriebswirtschaftliche Aspekt. Um hier Transparenz zu schaffen, werden in diesem Kapitel Kostenanalysen zu den Demonstrationsanlagen gezeigt, eine Übersicht über die aktuelle Fördersituation in den österreichischen Bundesländern gegeben sowie auch die erzielbaren Amortisationszeiten von Solarsystemen im Geschoßwohnbau dargestellt.

8.1 Kostenanalysen

Die Basis für die Durchführung von Kostenanalysen waren einerseits die Ergebnisse aus den Ausschreibungsverfahren zu den zehn Demonstrationsobjekten und andererseits die tatsächlich zwischen Bauträger und Professionisten abgerechneten Summen entsprechend des Vergabevertrags.

Von den zehn Demonstrationsanlagen waren für acht ausführliche Aufstellungen der tatsächlichen Kosten vorhanden. Bei den Anlagen „Schwarzparkstraße“ und „Eggenberger Allee“ wurde der gesamte Bau an einen Generalunternehmer vergeben, was eine Pauschalabrechnung zur Folge hatte. Konnten beim Projekt „Eggenberger Allee“ die einzelnen Bereichszahlen (Solaranlage, Wärmeverteilung, Nachheizung, Wärmeabgabe) noch mühevoll eruiert werden, war es beim Projekt „Schwarzparkstraße“ nur möglich, die Solaranlagenkosten herauszufiltern.

Die in den nachfolgenden Grafiken dargestellte Kosten beinhalten keine Planungskosten, keine Umsatzsteuer aber auch keine Förderungen.

8.1.1 Solarsystemkosten

Um Solarsysteme und deren Kosten zu beschreiben, wird der spezifische Systempreis herangezogen. Darin werden die Investitionskosten für das Solarsystem (Kollektorfläche, Verrohrung inklusive Dämmung, Energiespeicher inklusive Dämmung, Regelung, Montage und Inbetriebnahme) auf die Bruttokollektorfläche bezogen. Grundsätzlich sinkt der spezifische Systempreis mit zunehmender Kollektorfläche.

In Abbildung 127 sind die erreichten spezifischen Solarsystempreise sämtlicher Anlagen dargestellt. Die Bandbreite der spezifischen Systempreise wird durch die beiden blauen Linien vorgegeben. Die Grundlage hierfür bildeten Kostenanalysen an zahlreichen, bereits realisierten, Projekten. Die untere Linie steht für optimale Systempreise, welche unter günstigen Rahmenbedingungen erreicht werden können. Die obere Linie ergibt sich aus ungünstigeren Rahmenbedingungen, wie beispielsweise Kollektoraufständigung, lange Erd- oder freiverlegte Rohrleitungen oder aufwendige Mehrspeichersysteme.

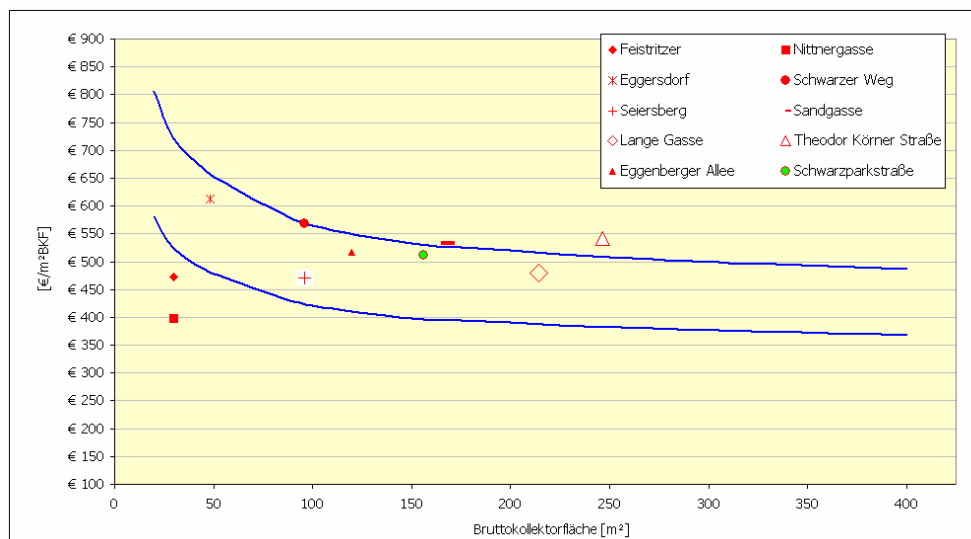


Abbildung 127: Die Punkte zeigen die bei den Demonstrationsprojekten erzielten spezifischen Solarsystempreise über der Bruttokollektorfläche. Die beiden blauen Linien zeigen den möglichen Einfluss projektspezifischer Rahmenbedingungen.

Es bleibt deutlich zu erkennen, dass die in den Demonstrationsprojekten erzielten spezifischen Systempreise sehr gut mit den Erfahrungswerten aus einer Vielzahl bereits realisierter Projekte übereinstimmen. Die Bandbreite der erreichten Systempreise liegt zwischen € 400 (Projekt „Nittnergasse“) und € 600 (Projekt Eggersdorf). Das gerade die kleinste Anlage (Projekt „Nittnergasse“) mit 30 m² Bruttokollektorfläche den geringsten spezifischen Systempreis erzielt hat, ist technisch nicht zu erklären und muss auf die eigenen Gesetze von Ausschreibungsverfahren zurückgeführt werden, die durchaus einzelne Kostenausreißer nach unten oder nach oben mit sich bringen können.

Wie, bzw. aus welchen Komponenten, sich der durchschnittliche spezifische Systempreis bei den Demonstrationsanlagen zusammensetzt, kann Abbildung 128 entnommen werden. Der höchste Kostenpunkt liegt mit 43% beim Kollektor, zuzüglich der Montagekosten von rund 9%. 21% macht Material und Montage des Primärkreises der Solaranlage aus, rund 9% beträgt der Material- und Montageanteil des Energiespeichers (inkl. Dämmung).

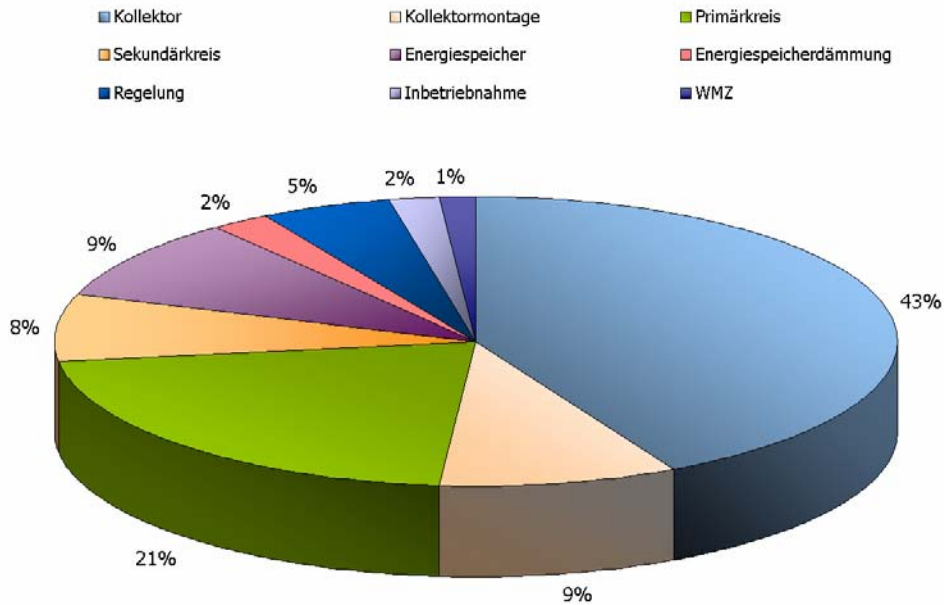


Abbildung 128: Aufteilung der Kosten des Solarkreislaufes auf einzelnen Komponenten

Sind die spezifischen Systemkosten für Haustechniker die gebräuchlichste und aussagekräftigste Zahl, interessieren Wohnbauträger viel mehr die spezifischen Kosten je m² Wohnfläche. Wie in Abbildung 129 dargestellt, liegen diese für die zehn Demonstrationsanlagen in einem Bereich von €10/m²_{BGF} und €24/m²_{BGF}. Aufgrund des nicht vorhandenen linearen Zusammenhangs nehmen die spezifischen Kosten mit größer werdender Bruttogeschossfläche ab.

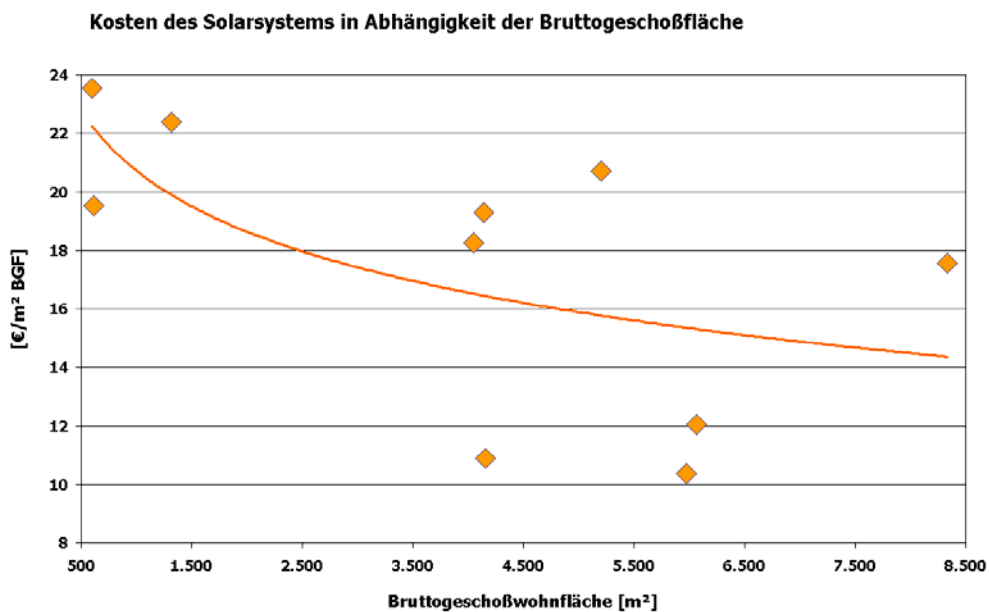


Abbildung 129: Kosten der zehn Solarsysteme in Bezug auf die Bruttogeschossflächen

8.1.2 Kosten der konventionellen Wärmeerzeuger

In Ergänzung zum Solarsystem werden in diesem Kapitel die Kosten der konventionellen Wärmeerzeuger für die Demonstrationsanlagen dargestellt. Abbildung 130 zeigt diese in Bezug auf die Heizlast der Demonstrationsprojekte. Die Nachheizungen basieren bei acht Projekten auf Gas bzw. Fernwärme. Bei einem Projekt (Schwarzparkstraße) erfolgt die Versorgung über eine Biomassegrundlastheizung (Pellets) in Verbindung mit einem Gas-Spitzenlastkessel, bei einem weiteren über einen Hackgutkessel. Deutlich zu erkennen bleibt in dieser Darstellung die Reduktion der Kosten mit zunehmender Heizlast.

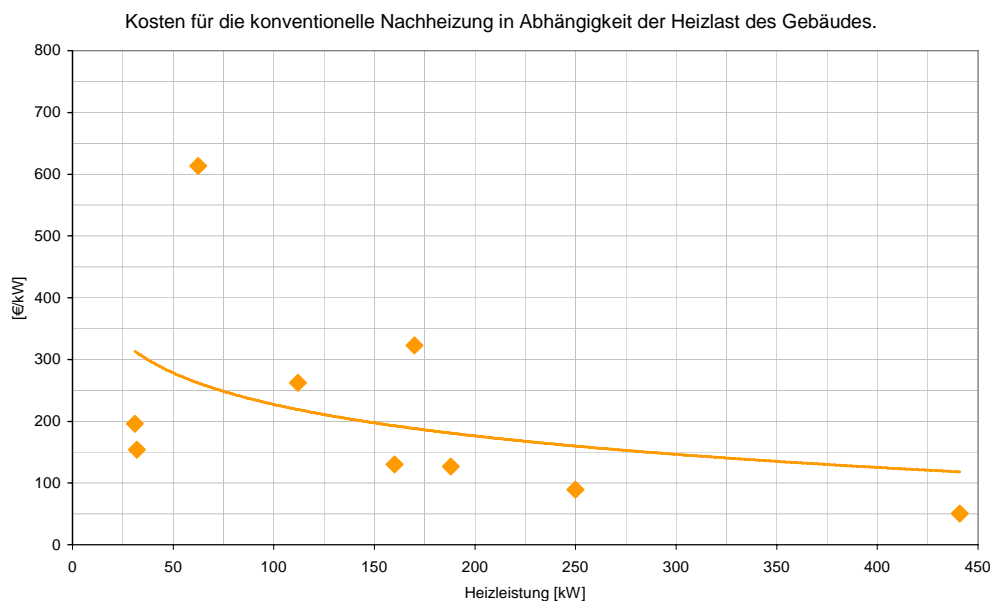


Abbildung 130: Kosten der konventionellen Nachheizung in Abhängigkeit der Heizlast des Gebäudes

8.1.3 Kosten der Wohnungsübergabestationen

Wohnungsstationen übernehmen in Zwei-Leiter-Netzen sowohl hydraulisch als auch hinsichtlich Verrechnungstechnik zentrale Funktionen und sind aus der effizienten Wärmeversorgung von Geschosswohnbauten nicht mehr wegzudenken. Diese werden von mehreren Herstellern in unterschiedlichen technischen Ausführungen industriell produziert. Die im Rahmen des gegenständlichen Breitentests erzielten Preise für Wohnungsstationen sind in Abbildung 131 dargestellt. Zwei Dinge können in dieser Darstellung deutlich erkannt werden. Einerseits besteht eine direkte Abhängigkeit der Wohnungsstationskosten von der Projektgröße, sprich um so größer die Anzahl der zu versorgenden Wohneinheiten, um so geringer die Kosten. Andererseits gibt es aufgrund unterschiedlicher technischer Ausstattungen im Projektvergleich Abweichungen bei den Investitionskosten. Beispielsweise war es im Projekt „Markt Hartmannsdorf“ aufgrund der Niedertemperaturwärmeabgabesysteme nötig, in die Wohnungsstation einen Pumpenkreislauf mit Beimischschaltung einzubauen, was erhöhte Kosten der Wohnungsstation mit sich brachte. Ein zweites Beispiel bezüglich Flexibilität der Stationshersteller stellen die Projekte „Theodor Körner Straße“ und „Sandgasse“ dar. Bei diesen beiden Projekten erfolgt die konventionelle Nachheizung über das Fernwärmenetz der Stadt Graz. Da dieses in den Sommermonaten mit maximalen Vorlauftemperaturen von 60°C betrieben wird, mussten bei diesen beiden Projekten die Wärmetauscher zur

Warmwasserbereitung in allen Wohnungsstationen so ausgelegt werden, dass auch bei Vorlauftemperaturen von 55°C die Warmwassererwärmung in ausreichender Form gewährleistet ist. Die minimalen Mehrkosten der Wohnungsstationen bei diesen Projekten sind auf diesen Aspekt zurück zu führen. Wohnungsstationen mit Standardausstattung sollten Nettopreise von € 900 bis € 1.200 nicht übersteigen.

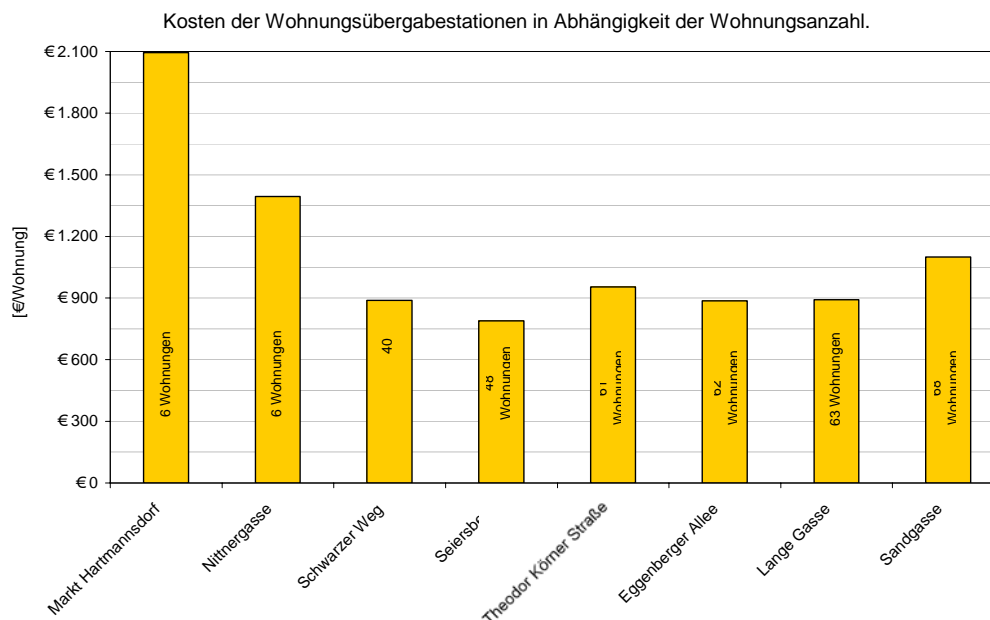


Abbildung 131: Kosten der Wohnungsübergabestationen in Abhängigkeit der Wohnungsanzahl

8.1.4 Gesamtkosten des Wärmeversorgungssystems

Für Wohnbauträger sind schlussendlich die gesamten Kosten für solarunterstützte Wärmeversorgungskonzepte von zentralem Interesse. Im Rahmen des gegenständlichen Projektes konnte für neun Demonstrationsobjekte die Kostensumme aller Abschnitte (Solarsystem, konventionelle Nachheizung, Wärmeverteilnetz, Wohnungsstationen und Radiatoren, Regelung) zur Wärmeversorgung inklusive Montage ermittelt werden. Als aussagekräftig erscheint für die Darstellung der Gesamtkosten die Betrachtung in Bezug auf die Bruttogeschoßfläche. Abbildung 132 zeigt die spezifischen Kosten der solarunterstützten Wärmeversorgungsanlagen für neun Demonstrationsobjekte. Deutlich erkennbar ist die Reduktion der spezifischen Gesamtkosten mit zunehmender Bruttogeschoßfläche. Die erzielten Kosten lagen im gegenständlichen Breitentest zwischen € 40 und € 90 je m²_{BGF}.

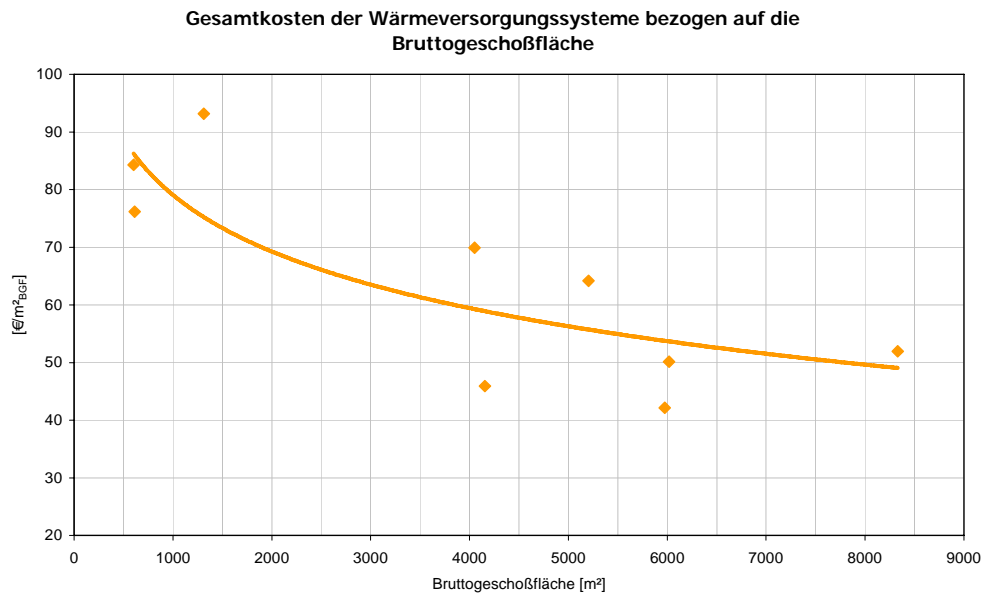


Abbildung 132: Gesamtkosten des Heizungssystems in Bezug auf die Bruttogeschosßfläche.

8.2 Förderungen für Solarsysteme in Österreich

Der Bau von thermischen Solaranlagen im Geschosßwohnbau wird von allen österreichischen Bundesländern gefördert. Dabei werden sowohl Solaranlagen im Neubaubereich, als auch nachträglich im Rahmen von Sanierungen errichtete Anlagen finanziell unterstützt. Die Art und Höhe der Förderung ist in allen Bundesländern unterschiedlich. In der Regel werden Neubauprojekte oder Sanierungsvorhaben mittels einer oder mehrerer der folgenden Förderungsarten unterstützt:

- Direktzuschüsse
- rückzahlbare (verzinst) Annuitätzuschüsse
- nicht rückzahlbare Annuitätzuschüsse
- Förderdarlehen
- Zinszuschüsse
- Wohnbeihilfen, Bürgschaften, etc.

Direktförderungen stellen hierbei eine wichtige und einfache, bzw. eine für alle Beteiligten sehr transparente Förderungsform dar. Abbildung 133 zeigt hierzu die in den österreichischen Bundesländern gewährten Direktförderungen in Bezug auf die Gesamtkosten des Solarsystems. Die gewährten Direktförderungsanteile an den anrechenbaren Solarsystemkosten liegen zwischen 9% und 40%. Hinzu kommen vielfach noch Direktförderungen von Gemeinden, die sehr unterschiedlich sein können, durchschnittlich aber ungefähr 5% der Solarsystemkosten ausmachen.

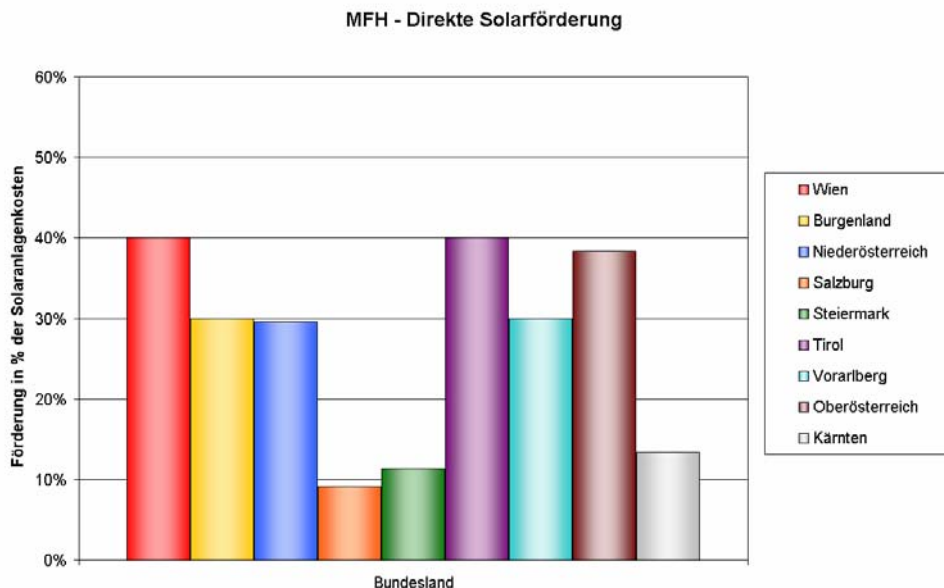


Abbildung 133: Direktförderungen der Bundesländer für Solaranlagen im Geschößwohnbau (Stand: Jänner 2006)

Als besonders schwierig stellte sich in der Vergangenheit ein Vergleich der unterschiedlichen Fördermethoden oder eine Darstellung des tatsächlichen Förderbetrags bei Förderungskombinationen dar. Um dem entgegen zu wirken, wurden im Rahmen einer von der AEE INTEC betreuten Diplomarbeit (Trummer, 2005) einerseits die aktuellen Förderungen in all ihrer Vielfalt und Kombinierbarkeit dokumentiert und andererseits ein Berechnungsmodell entwickelt, das aufgrund von Barwertberechnungen den Vergleich der sehr unterschiedlichen Förderkonzepte möglich macht.

Bei der Barwertberechnung werden alle zukünftigen Zahlungen auf den Investitionszeitpunkt (Jahr 1) abgezinst. Für den Vergleich wird daher ein einheitlicher Fremdkapitalmarkt (Bedingungen für Darlehen) mit folgenden Konditionen angenommen:

- Effektiver Zinssatz: 3,25 %
- Dekursive Verzinsung
- Typ: Hypothekendarlehen

Der Vergleich wird zwischen einem Darlehen nach den Konditionen des standardisierten Fremdkapitalmarkts und einem Darlehen nach den jeweiligen Förderungskonditionen gezogen. Das Ergebnis ist der Barwertvorteil, der durch die Förderung der Solaranlage entsteht. Somit gibt der Barwertvorteil die Zinersparnis für das Darlehen durch die Förderung wieder. Der jeweilige Barwertvorteil wird in den nachfolgenden Grafiken in Prozent der jeweiligen Solaranlagenkosten angegeben.

8.2.1 Vergleichsgebäude bzw. Solaranlagengrößen

Die Auswirkungen der Errichtung einer thermischen Solaranlage auf die Förderhöhe eines Mehrfamilienhauses wurde im Rahmen der Diplomarbeit anhand von vier verschiedenen Gebäuden verglichen.

Gebäude A beinhaltet 5 Wohneinheiten, Gebäude B 12, Gebäude C 24 und Gebäude D beinhaltet 48 Wohneinheiten. Jede Wohneinheit wird mit einer Wohnnutzfläche von 80 m² und einer Belegung von durchschnittlich 2,5 Personen angenommen. Damit ist die Förderungswürdigkeit der Wohnungen in allen Bundesländern gegeben und der Vergleich erfolgt auf gleicher Basis.

Um die Vergleichbarkeit der Förderungen gewährleisten zu können, wird für jedes Gebäude eine Referenzsolaranlage definiert. Dafür wurde von einer Heizlast von 3,5 kW pro Wohneinheit ausgegangen. Zusammen mit der angenommenen durchschnittlichen Bewohneranzahl von 2,5 Personen und der Heizlast von 3,5 kW pro Wohnung wurde die Solaranlage für einen Deckungsgrad von ca. 15 bis 17% dimensioniert und damit die Kosten errechnet.

Tabelle 24: Eckdaten zu den Referenzgebäuden und Solarsystemen

Bezeichnung	Wohneinheiten	Kollektorfläche in Quadratmeter
Gebäude A	5	16
Gebäude B	12	37
Gebäude C	24	75
Gebäude D	48	150

8.2.2 Solarförderungen der Bundesländer im Vergleich

Nachfolgend werden die Ergebnisse der Barwertberechnung sowie die Prüfung der Kombinierbarkeit der einzelnen Förderungen in den Bundesländern (Wohnbauförderung, Direktförderung) für den Wohnungsneubau im Bereich „Miete“ und im Bereich „Eigenheim“ dargestellt. Zu berücksichtigen bleibt, dass aufgrund der in vielen Fällen möglichen Kombinierbarkeit von Direktförderungen mit der konventionellen Wohnbauförderung deutliche Erhöhungen im Vergleich zur in Abbildung 133 dargestellten Direktförderung erreichbar sind. Weiters bleibt bei der Interpretation zu berücksichtigen, dass aufgrund von Einflüssen aus dem Bereich der Wohnbauförderung Förderungsbandbreiten (Min und Max) erzielbar sind. Als Beispiele hierzu können die Bundesländer Kärnten, Salzburg, Burgenland und Niederösterreich genannt werden. Hängt in Kärnten und in Salzburg der erzielbare Barwert für Solaranlagen aus der Wohnbauförderung auch vom „LEK-Wert“ ab, so ist im Burgenland der „Heizwärmebedarf“ ein Indikator für die Höhe des Barwertes. In der niederösterreichischen Wohnbauförderung hingegen ist die Wohnnutzfläche ein entscheidendes Kriterium.

Aufgrund dieser komplexen Zusammenhänge und sehr ambitionierter Zielsetzungen muss bedacht werden, dass die in der Folge für diese Bundesländer dargestellte maximale Förderung zwar grundsätzlich möglich ist, aber in der Praxis nur äußerst schwierig zu erreichen ist, bzw. die Mehrförderung aufgrund von höheren Baustandards nicht immer unmittelbar auf das Solarsystem umgelegt werden kann.

Abbildung 134 zeigt die Übersicht der Bundesländerförderungen für die vorhin genannten Referenzsysteme aufgrund von möglichen Kombinationen aus Direktförderung und Wohnbauförderung für den Mietwohnungsbereich.

Im Österreichdurchschnitt kann für unterschiedliche Wohnungsgrößen und die unterschiedlichen Bundesländermodelle von einem erreichbaren Förderungssatz von 35% ausgegangen werden (Stand: Jänner 2006).

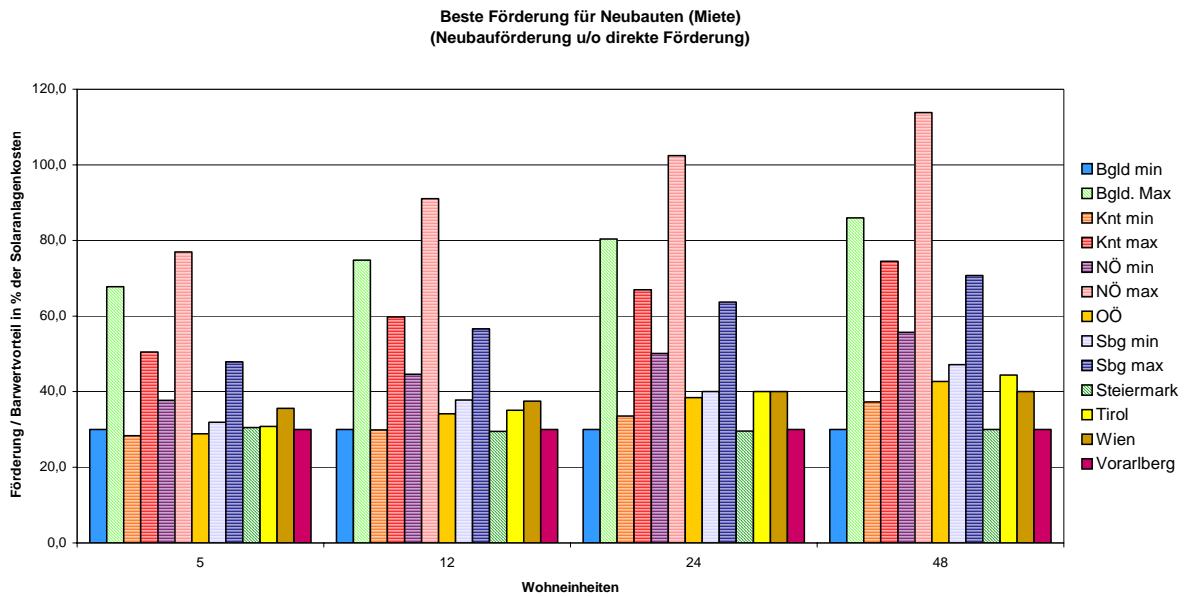


Abbildung 134: Vergleich der möglichen Bundesländerförderungen im Bereich „Mietwohnungen“ (Stand: Jänner 2006)

Abbildung 135 zeigt die Übersicht der Bundesländerförderungen für die vorhin genannten Referenzsysteme aufgrund von möglichen Kombinationen aus Direktförderung und Wohnbauförderung für den Eigentumswohnungsbereich.

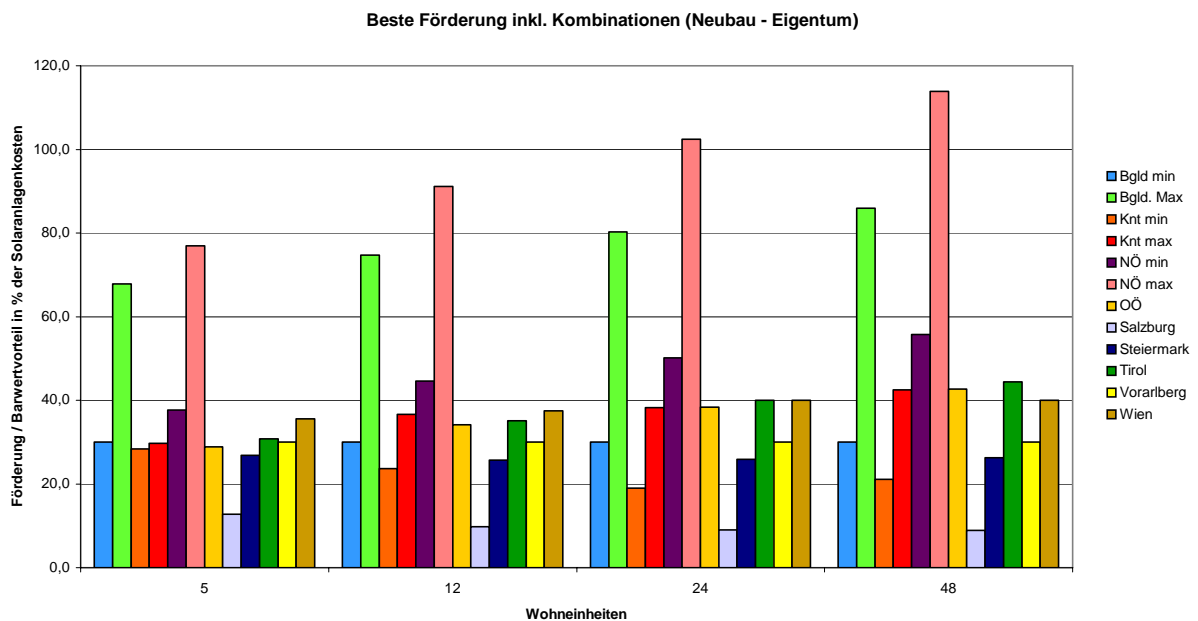


Abbildung 135: Vergleich der möglichen Bundesländerförderungen im Bereich „Eigentumswohnungen“ (Stand: Jänner 2006)

8.3 Wirtschaftlichkeit von Solarsystemen im Geschoßwohnbau

Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen beschäftigen sich grundsätzlich mit der Fragestellung, wann sich geplante Investitionen aus betriebswirtschaftlicher Sicht rechnen. An dieser Stelle muss erwähnt werden, dass in diesen Betrachtungen nach betriebswirtschaftlichen Kriterien die gesamten volkswirtschaftlichen Effekte (Umwelt- und Klimaschutz, Versorgungsunabhängigkeit, Arbeitsplätze, regionale Wertschöpfung, etc.) nicht berücksichtigt werden. Vor allem unter dem Gesichtspunkt einer nachhaltigen Entwicklung müssen diese Faktoren aber zukünftig zunehmend an Bedeutung gewinnen.

8.3.1 Methodik und Rahmenbedingungen

Für die Berechnungen im gegenständlichen Projekt wird auf die Methodik der dynamischen Investitionsrechnung – konkret auf die Kapitalwertmethode - zurück gegriffen. Bei der dynamischen Investitionsrechnung werden die Zeitabläufe ausdrücklich in der Berechnung berücksichtigt, womit mehrere Variablen zu verschiedenen Zeitpunkten zu betrachten sind.

Erforderliche Eingangsdaten für eine solche Wirtschaftlichkeitsberechnung sind im wesentlichen:

- Die Investitionskosten des untersuchten Vorhabens (Maßnahme)
- Die Nutzungsdauer der Investition
- Der Zinssatz (Hypothekarzins)
- Die jährliche Teuerungsrate
- Die erwartete jährliche Energiepreissteigerung
- Die jährlichen verbrauchsgebundenen Kosten der Investition
- Die jährlichen betriebsgebundenen Kosten der Investition (Wartung und Instandhaltung)
- Die jährlichen Energieeinsparungen gegenüber dem Ist-Zustand

In dieser Berechnungsmethodik werden alle Ein- und Auszahlungen durch Umrechnung in Barwerte auf den heutigen Zeitpunkt bezogen. Die Berechnung der Einzahlungen erfolgte über die tatsächlich gelieferten Erträge (Messergebnisse) der Solaranlagen. Für die beiden Anlagen, bei denen noch keine Jahreserträge vorliegen („Sandgasse“ und „Lange Gasse“), wird mit den Simulationswerten gerechnet. Die laufenden Aufwendungen (verbrauchsgebundene Kosten und betriebsgebundene Kosten) wurden ebenso über Messungen bzw. nach Simulationsergebnissen ermittelt bzw. wurden die Wartungskosten entsprechend der Angaben der VDI 2067 berücksichtigt.

Bei Solarsystemen nach heutigem Stand der Technik können getrost Mindestlebensdauern von 25 Jahren erwartet werden. Die Problematik bei dynamischen Amortisationsrechnungen ist jetzt die möglichst realistische Annahme betreffend der Entwicklung der „dynamischen“ Parameter über die Lebensdauer, wie beispielsweise Energiepreissteigerungen, Kreditzinsentwicklungen, Inflationsraten, etc.. Für die durchgeführten Amortisationsrechnungen wurden die in Tabelle 25 angeführten Eckdaten zugrunde gelegt.

Tabelle 25: Eckdaten der Wirtschaftlichkeitsberechnung

Kreditzins	4 %
Laufzeit des Kredits	25 Jahre
jährliche Inflation	2,3 %
jährliche Energiepreissteigerung Öl, Gas	4 %
Jährliche Energiepreissteigerung Strom, Fernwärme, Biomasse	2,3 %
Lebensdauer der Solaranlage	25 Jahre
Wartung & Instandhaltung	1 % der Investitionskosten

Für die anfallenden Betriebskosten der Solarpumpen wurde ein Wert von 0,004 kWh / kWh_{th} berücksichtigt. Das bedeutet, dass die Solarpumpen (Primär, Sekundär) für jede kWh an Solarenergie eine Stromaufnahme von 0,004 kWh haben. Dieser Wert stammt aus Messungen einer Vielzahl von Anlagen und entspricht einem Durchschnittswert für Anlagen von einer Größe von 20 bis 400 m². Der Preis für die kWh Strom für die Solarpumpen wurde mit 0,14026 €/kWh angenommen.

Aktuelle Energiepreise sowie Umwandlungswirkungsgrade der durch die Solarsysteme substituierten Energieformen werden in Tabelle 26 dargestellt.

Tabelle 26: Energiepreise und Umwandlungswirkungsgrade (alle Preise inkl. Ust.)

Energieträger	Wirkungsgrad [%]	Preis [€/kWh]
Nachtstrom	100	0,0980
Fernwärme	100	0,053
Gas	85	0,051
Öl	80	0,066

Solarförderungen wurden in zwei unterschiedlichen Varianten berücksichtigt:

- Die Amortisationszeiten für alle Anlagen wurden unter Berücksichtigung der tatsächlich lukrierten Landesförderungen (steirische Direktförderung, Annuitätenzuschuss aus der Wohnbauförderung) ermittelt, was einem Förderungsanteil an den Investitionskosten von rund 25% bedeutet. Dem hinzu gerechnet wurde noch die von der jeweiligen Gemeinde gewährte Direktförderung. Aus Vergleichbarkeitsgründen wurde auch die Anlage aus Salzburg („Schwarzparkstraße“) mit den steirischen Landesförderungsmitteln in der Berechnung berücksichtigt.
- Die Amortisationszeiten für alle Anlagen wurden unter Berücksichtigung des österreichischen Durchschnittswertes an Förderungen (rund 35%) berechnet. Ebenso hinzugerechnet wurde der durchschnittliche Gemeindeförderungssatz von rund 5%.

8.3.2 Amortisationszeiten und solare Wärmepreise

Mit den oben angeführten Rahmenbedingungen und Eckdaten wurden für die zehn Demonstrationsanlagen die Amortisationszeiten für unterschiedliche, durch die Solaranlage substituierte Energieträger, errechnet. Abbildung 136 zeigt anhand der Rahmenbedingungen des Projektes „Seiersberg“ beispielhaft die kumulierten Zahlungsflüsse über 25 Jahre, wenn durch die Solaranlage Nachstrom, Heizöl, Gas oder Fernwärme substituiert würden. Als Förderung wurde in diesem Beispiel der österreichische Förderschnitt zuzüglich Gemeindeförderung berücksichtigt.

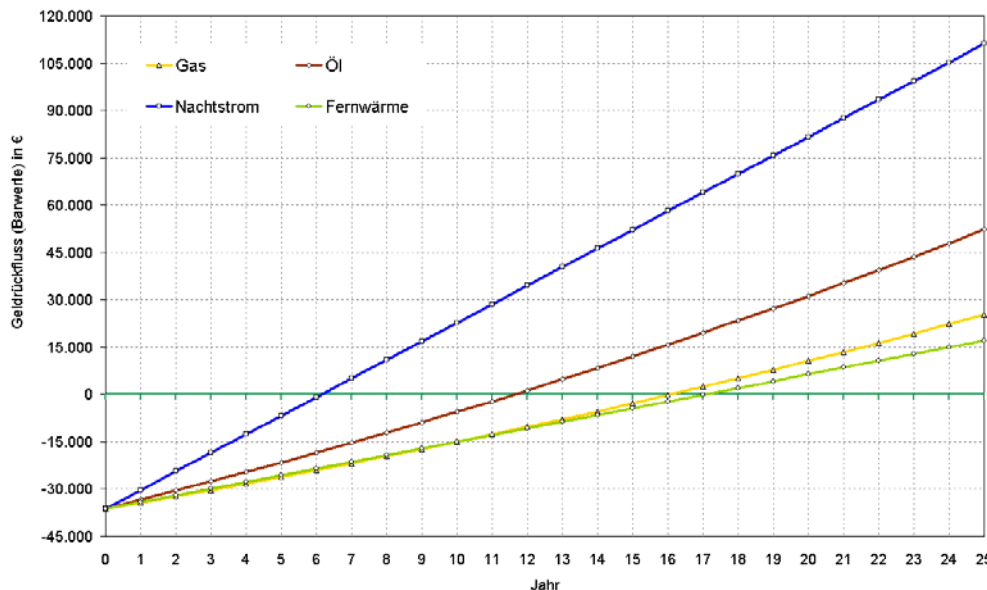


Abbildung 136: Amortisationszeiten des Solarsystems beim Projekt „Seiersberg“ in Verbindung mit vier unterschiedlichen, durch das Solarsystem substituierte Energieformen (Nachtstrom, Heizöl, Gas und Fernwärme).

Da ohne Solarsystem grundsätzlich Nachstromspeicher zur Warmwasserbereitung in steirischen Geschoßwohnbauten herangezogen werden (so auch beim Projekt „Seiersberg“) und die im gegenständlichen Projekt betrachteten Solarsysteme hinsichtlich des gesamten Deckungsgrades anteilmäßig größtenteils die Warmwassererwärmung übernehmen, kann in Amortisationsrechnungen direkt mit dem Preis für Nachtstrom verglichen werden. Als vereinfachend ist der Umstand zu betrachten, dass die Investitionskosten für Nachstromspeicher durchschnittlich in der gleichen Höhe liegen, wie die in Kombination mit Solarsystemen zum Einsatz kommenden Wohnungsstationen.

Wird Nachtstrom substituiert, liegt die Amortisationszeit beim Projekt „Seiersberg“ bei rund 6 Jahren. Wird Heizöl substituiert, liegt die Amortisationszeit bei knapp unter 12 Jahren, bei Erdgas kann nach rund 16 Jahren von einer Amortisation gesprochen werden. Wird, wie auch im tatsächlichen Ausführungsstandard, Fernwärme substituiert, liegt die Amortisationszeit bei knapp 17 Jahren.

Die Differenz zwischen Amortisationszeit und verbleibender Lebensdauer (mindestens 25 Jahre) bedeutet die Anzahl der Jahre, in denen das Solarsystem stattliche Gewinne erwirtschaftet. Die anhand dieses Beispiels erzielten Amortisationszeiten entsprechen internen Zinssätzen zwischen 6 (Fernwärme) und 18 Prozent (Nachtstrom).

Analog hierzu wurden für alle zehn Demonstrationsprojekte die kumulierten Zahlungsflüsse sowie daraus die Amortisationszeiten errechnet. In der Folge werden aus Einfachheitsgründen alle Demonstrationsprojekte in einer Grafik dargestellt. Variiert wird nur der durch die Solaranlage substituierte Energieträger.

Die Berechnungsergebnisse zeigen, dass bei allen zehn Demonstrationsanlagen, wenn sie Nachtstrom substituieren, die Amortisationszeiten leicht im Rahmen der Lebensdauer erreicht werden können (siehe Abbildung 137). Bei Ausschöpfung aller steirischen Förderungsmöglichkeiten liegt die durchschnittliche, dynamisch errechnete Amortisationszeit bei 12,8 Jahren, unter Berücksichtigung des österreichischen Förderungsschnittes bei rund 11 Jahren.

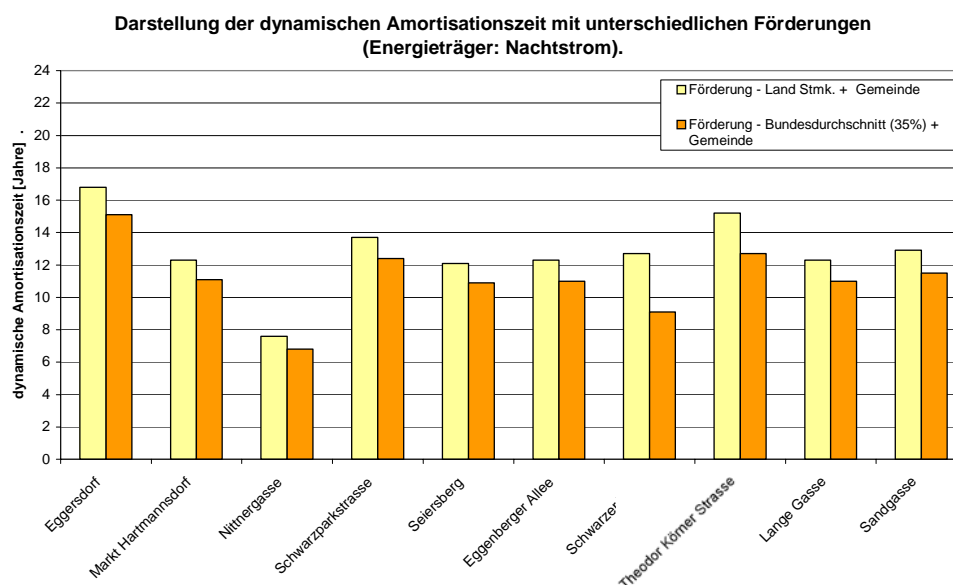


Abbildung 137: Darstellung der dynamischen Amortisationszeit sämtlicher Demonstrationsprojekte in Verbindung mit der durch die Solaranlage substituierten Energieform Nachtstrom. Verglichen werden die Amortisationszeiten der tatsächlichen Förderung (steirische Direktförderung, Annuitätenzuschuss im Rahmen der steirischen Wohnbauförderung sowie die jeweilige Gemeindeförderung) mit dem bundesweiten Förderungsdurchschnitt.

Wird als Energieform Heizöl-Extraleicht substituiert, ergeben sich die in Abbildung 138 dargestellten Amortisationszeiten. In Abhängigkeit der beiden zugrunde gelegten Förderszenarien liegen die durchschnittlichen, dynamisch ermittelten Amortisationszeiten der zehn Anlagen zwischen 12 und 13,6 Jahren. Also auch bei Substitution des Energieträgers Öl liegen die Amortisationszeiten deutlich innerhalb der Lebensdauer des Solarsystems.

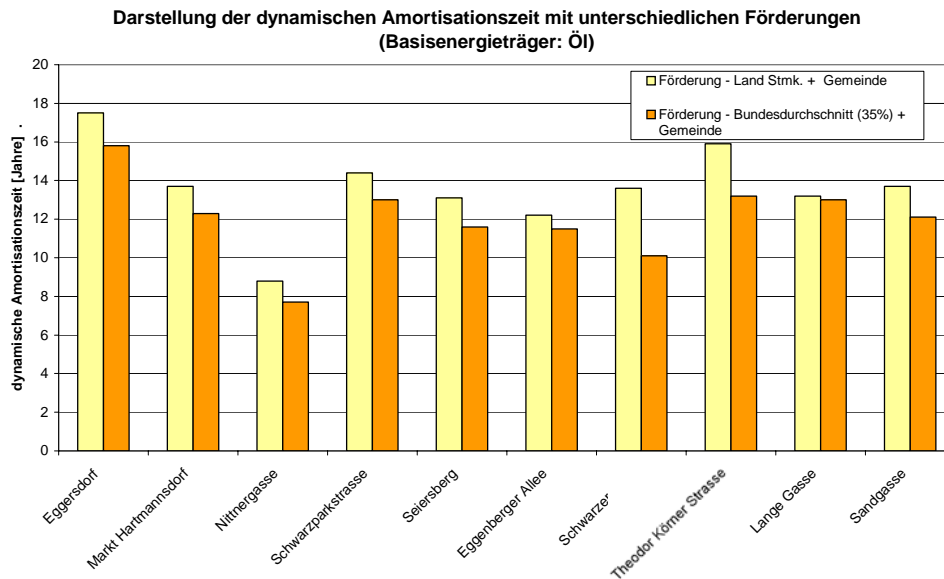


Abbildung 138: Darstellung der dynamischen Amortisationszeit sämtlicher Demonstrationsprojekte in Verbindung mit der durch die Solaranlage substituierten Energieform Heizöl. Verglichen werden die Amortisationszeiten der tatsächlichen Förderung (steirische Direktförderung, Annuitätenzuschuss im Rahmen der steirischen Wohnbauförderung sowie die jeweilige Gemeindeförderung) mit dem bundesweiten Förderungsdurchschnitt.

In einer weiteren Variante wurden die Amortisationszeiten der zehn Demonstrationsprojekte bei der Substitution der Energieform Erdgas errechnet. Analog zu den vorigen Varianten für die Substitution von Nachtstrom und Heizöl-Extraleicht wurden zwei Förderszenarien (Förderung Steiermark oder der österreichische Bundesdurchschnitt) berücksichtigt. Die daraus resultierenden Amortisationszeiten liegen im Durchschnitt zwischen 17 und 18,8 Jahren. Also auch bei der Substitution des Energieträgers Erdgas liegen die Amortisationszeiten innerhalb der Lebensdauer.

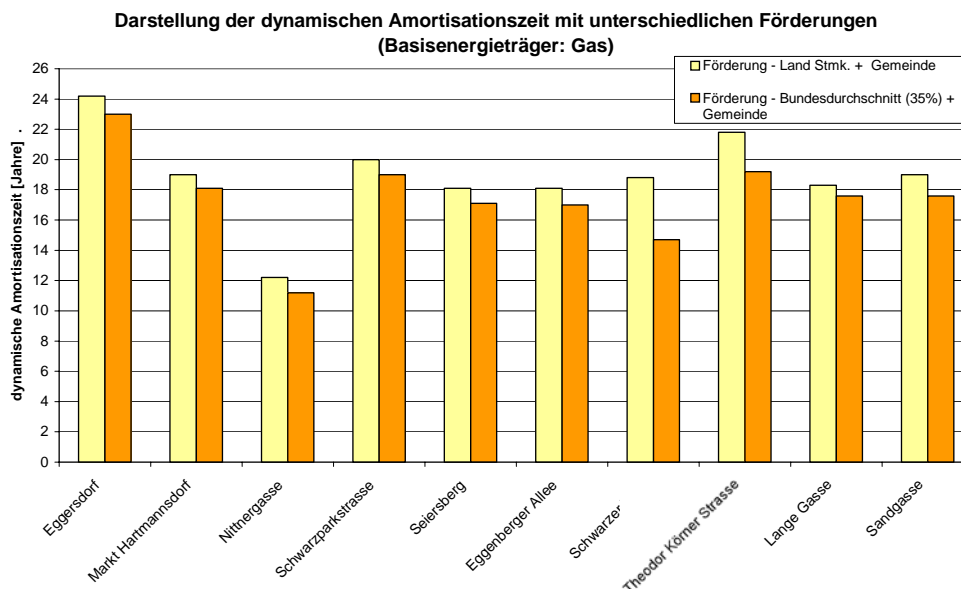


Abbildung 139: Darstellung der dynamischen Amortisationszeit sämtlicher Demonstrationsprojekte in Verbindung mit der durch die Solaranlage substituierten Energieform Erdgas. Verglichen werden die Amortisationszeiten der tatsächlichen Förderung (steirische Direktförderung, Annuitätenzuschuss im Rahmen der steirischen Wohnbauförderung sowie die jeweilige Gemeindeförderung) mit dem bundesweiten Förderungsdurchschnitt.

In einer letzten Variante wurden die Amortisationszeiten der zehn Demonstrationsprojekte bei der Substitution der Energieform Fernwärme errechnet. Die sich durch die Substitution dieser Energieform ergebenden Amortisationszeiten liegen im Durchschnitt zwischen 17,8 und 20,5 Jahren, also auch noch deutlich innerhalb der Lebensdauer.

In Anlehnung an die Berechnungsmethodik der Amortisationszeit von Solarsystemen wurde auch der solare Wärmepreis jeder einzelnen Demonstrationsanlagenlage unter dynamischen Rahmenbedingungen berechnet (siehe Tabelle 27). Der solare Wärmepreis bezieht sich auf jene solare Wärmemenge, die in den Energiespeicher geliefert wurde. Der Messpunkt für diese im gegenständlichen Projekt gemessenen Wärmemengen befindet sich im Sekundärkreis des Solarsystems, unmittelbar vor dem Energiespeicher. Werden die in der Steiermark erzielbaren Förderungen berücksichtigt, liegen die solaren Wärmepreise zwischen €0,043 (Nittnergasse) und €0,086 (Eggersdorf). Wird der bundesweite Förderungsschnitt zugrunde gelegt, liegen die solaren Wärmepreise zwischen €0,038 und €0,065.

Tabelle 27: Erzielte solare Wärmepreise der vermessenen zehn Demonstrationsanlagen in Abhängigkeit der beiden betrachteten Förderszenarien.

Anlage	Solarer Wärmepreis (mit Förderung Land Stmk. + Gemeinde) in €/kWh	Solarer Wärmepreis (mit Förderung Bundesdurchschnitt + Gemeinde) in €/kWh
Eggersdorf	0,086	0,064
Markt Hartmannsdorf	0,067	0,050
Nittnergasse	0,043	0,038
Schwarzparkstrasse	0,071	0,063
Seiersberg	0,064	0,057
Eggenberger Allee	0,065	0,057
Schwarzer Weg	0,067	0,060
Theodor Körner Strasse	0,078	0,065
Lange Gasse	0,065	0,060
Sandgasse	0,067	0,060

9 Erfolgsfaktoren zur Sicherstellung eines hohen Qualitätsstandards solarunterstützter Wärmeversorgungsanlagen

Die Ergebnisse des gegenständlichen Projektes zeigten es ganz deutlich. Solarunterstützte Wärmenetze, ausgeführt nach dem letzten Stand der Technik, sind effizient, im Betrieb zuverlässig und auch aus betriebswirtschaftlicher Sicht absolut lukrativ. Einige zentrale Faktoren sind bei der erfolgreichen Umsetzung solarunterstützter Wärmenetze mit höchster Effizienz und Wirtschaftlichkeit aber einzuhalten.

Integraler Planungs- und Umsetzungsansatz

Ein häufig gemachter Fehler bei der Planung und Umsetzung von solarunterstützten Wärmenetzen ist die isolierte Betrachtung des Solarsystems. Vergessen wird dabei, dass es sich bei Solarsystemen um einen integralen Bestandteil von Gebäuden bzw. Wärmeversorgungskonzepten handelt und somit eine Vielzahl von Faktoren für ein erfolgreiches Projekt verantwortlich sind.

Ein integraler Ansatz behandelt das Zusammenspiel mit Architektur, konventionellem Wärmeerzeuger, der Wärmeverteilung sowie der Wärmeabgabe an die Verbraucher. Die Erfahrung zeigte, dass auf all diese Erfordernisse sowohl bereits in der Planungsphase (integrale Planung) als auch in der Umsetzung höchste Aufmerksamkeit gelegt werden muss. Dies erfordert angepasste Abläufe sowohl im Planungs- als auch im Umsetzungsprozess. Entscheidend ist die gesamtheitliche Betrachtung bei frühzeitiger Einbindung aller energierelevanten Beteiligten des Planungs-, Umsetzungs- und Betriebsführungsprozesses. Damit können besondere Erfordernisse rechtzeitig berücksichtigt, Schnittstellen klar definiert und Verantwortungsbereiche (inkl. Gewährleistungen) aufgeteilt werden. Die integrale Planung und Umsetzung ist Voraussetzung für effiziente bzw. wirtschaftliche solarunterstützte Wärmeversorgungssysteme.

Hydraulik und Dimensionierung

Solarunterstützte Wärmenetze nach dem Prinzip von Zwei-Leiter-Netzen sind Stand der Technik. Nicht nur Effizienz und Kosten sind besonders vorteilhaft, sondern auch die Aspekte Nutzerkomfort und Verbrauchsermittlung (Wärmeabrechnung) unterstreichen die Stärken von Zwei-Leiter-Netzen. Da im Geschößwohnbau der betriebswirtschaftliche Aspekt eine besondere Rolle spielt, sollten Solarsysteme im Kosten/Nutzen-Optimum dimensioniert werden. Das bedeutet solare Deckungsgrade zwischen 12 und 20% am gesamten Wärmebedarf und erfordert bei durchschnittlichen Gebäuden Bruttokollektorflächen zwischen 0,9 m² bis 1,4 m² pro Person.

Inbetriebnahme und Nachjustierung in den ersten Betriebswochen

Ein zentraler Erfolgsfaktor ist eine dokumentierte Inbetriebnahme der gesamten Wärmeversorgungsanlage und eine sorgfältige Nachjustierung in den ersten Betriebswochen. Als wichtige Voraussetzung für Optimierungsschritte wird ein Einregel- und Inbetriebnahmeprotokoll benötigt, welches den tatsächlichen Anlagen Status Quo zur Übergabe beschreibt und in welchem alle getätigten Änderungen ergänzt werden müssen. Als zentrales Instrument zur Steigerung der gesamten Systemqualität etablierte sich die sogenannte „Nachjustierungs- oder Optimierungsphase“. Sämtliche über die Anlagenregelung aufgezeichnete Systemtemperaturen werden darin in den ersten Betriebswochen analysiert und

darauf aufbauend gegebenenfalls Optimierungsschritte eingeleitet. Dadurch können zumeist eine Vielzahl von ansonsten unentdeckten Schwachstellen erkannt werden und der Energieeinsatz wird über Jahre hindurch reduziert. Die Aufwände für die Systemanalysen sind im Vergleich zum erzielbaren Erfolg sehr gering. Bereits einfache und kostengünstige Regelungen können die Systemtemperaturen aufzeichnen und erlauben ebenso ein Auslesen. Auch der Personalaufwand eines Technikers (der zuständige Haustechnikplaner oder beispielsweise ein Verantwortlicher im Unternehmen des Wohnbauträgers) für die Analyse der Messdaten steht in keinem Verhältnis zum Einsparpotenzial. Voraussetzung für eine erfolgreiche Analyse ist aber eine entsprechende Fachkompetenz.

Kopplung des Solarsystems an die Routineanlagenüberwachung inkl. Wartung

Bei Solarsystemen handelt es sich um Wärmeerzeuger, die den Wärmebedarf bivalent, in Verbindung mit konventionellen Heizkesseln oder Fernwärmeanschlüssen abdecken. Fällt das Solarsystem aus, übernimmt die Wärmeversorgung die konventionelle Nachheizung. Da die Nutzer den Ausfall des Solarsystems nicht durch Komforteinbußen feststellen, kann es oft lange Zeit dauern (in manchen Fällen bis zur nächsten Heizkostenabrechnung), bis der Defekt bemerkt wird. Abhilfe schafft hier die Kopplung des Solarsystems an die in vielen Fällen vorhandene Summenstörmeldung der konventionellen Nachheizung. Ist keine Summenstörmeldung vorhanden (zumeist bei kleinen Wohnprojekten), muss der Defekt mittels Visualisierung (blinkende Lampe, Regelungsdisplay, etc.) den verantwortlichen Personen vermittelt werden. Weiters empfiehlt es sich, Solarsysteme in die zumeist zwischen Hausverwaltungen und Installationsbetrieb bestehenden Wartungsverträge für die konventionellen Heizungsanlagen aufzunehmen.

Vertragliche Regelung von Garantiewerten

Als zentraler Erfolgsfaktor zur Steigerung der Anlagenqualität haben sich Garantiewerte (vom ausführenden bzw. planenden Unternehmen an den Bauträger) gezeigt. In der Regel wird der jährliche spezifische Solarertrag (zumeist $350\text{kWh/m}^2\text{a}$, kann aber auch entsprechend der Gegebenheiten angepasst werden) herangezogen, es können aber auch weitere wichtige Systemparameter, wie beispielsweise eine maximale Rücklauftemperatur aus dem Wärmeverteilnetz, als Garantiewert zur Qualitätssicherung herangezogen werden. Werden Garantiewerte vergeben, empfiehlt es sich, diese bereits als Bestandteil der Projektausschreibung zu deklarieren. Fixiert werden die Garantiewerte sowie die Modalitäten (Nachweiszeitraum, Vorgangsweise bei Nichterreichung, etc.) zum Nachweis zumeist im Vergabevertrag.

10 Know-how Transfer - Tätigkeitsbericht

Neben dem Know-how Transfer innerhalb der zahlreichen Projektmeetings zwischen den Projektpartnern (Planungsteams der einzelnen Bauträger) wurde eine Vielzahl weiterer Maßnahmen zum Wissenstransfer getätigt. Dieses Kapitel widmet sich der Darstellung der dokumentierten Arbeiten im Bereich der Verbreitungsaktivitäten.

An dieser Stelle noch zu erwähnen, dass das OPTISOL Projektteam als besondere Anerkennung für den erzielten Projekterfolg den Energy-Globe Styria im Jahr 2005 überreicht bekam (Abbildung 140).



Abbildung 140: Das erfolgreiche „OPTISOL“-Projektteam der AEE INTEC mit dem „Energy Globe“

10.1 Organisierte und durchgeführte Workshops

Entsprechend des Arbeitsprogramms im Rahmen des gegenständlichen Projektes wurden einerseits zwei Planerworkshops zum Thema organisiert und durchgeführt sowie andererseits ein Workshop mit der steirischen Wohnbauförderungsstelle abgehalten.

Planerworkshop im November 2003:

Die Veranstaltung „Solare Kombianlagen für Mehrfamilienhäuser im europäischen Vergleich“ besuchten rund 90 Teilnehmer, die hinsichtlich ihres Tätigkeitsgebietes aus den Bereichen Haustechnik, Architekten, Wohnbauträger, Energieversorger, Energieberater, Contracting-Unternehmen, Solarindustrie, Installateure sowie Forschung und Entwicklung kamen. Das Veranstaltungsprogramm inkl. Einladungsfalter und Teilnehmerliste kann dem Kapitel 12 („Anhang“) entnommen werden.

Planerworkshop im Dezember 2005:

Wurden beim ersten Planerworkshop Zwischenergebnisse aus dem gegenständlichen Projekt präsentiert, so konnten beim zweiten Projektworkshop „Solarwärme im Geschoßwohnbau – Erfahrungen aus einem Breitentest“ die schlussendlichen Projektergebnisse vorgestellt werden. Die Veranstaltung sowie die begleitende Fachausstellung (zehn Unternehmen) besuchten rund 70 Teilnehmer aus den Branchen Haustechnikplanung, Energiedienstleistung, Bautechnik-Bauabwicklung und Förderstellen. Das Veranstaltungsprogramm inkl. Einladungsfalter und Teilnehmerliste kann dem Kapitel 12 („Anhang“) entnommen werden.

Workshop mit der Wohnbauförderstelle des Landes Steiermark im Dezember 2005:

Im Rahmen eines internen Workshops wurden einerseits die gegenständlichen Projektergebnisse mit der Wohnbauförderungsabteilung des Landes Steiermark (ca. 10 Personen aus dem technischen Referat zuzüglich der Abteilungsleitung) und andererseits die Integration von einzelnen Aspekten in die neue steirische Wohnbauförderung besprochen. Eine gemeinsame Exkursion zu einem in OPTISOL untersuchten Messprojekt („Eggenberger Allee“) rundete die Veranstaltung ab. Diese Veranstaltung sowie entsprechende Lobbyingaktivitäten waren mitverantwortlich für den Beschluss, dass in der Steiermark künftig nur mehr Wohnbauförderungsmittel genehmigt werden, wenn das jeweilige Bauvorhaben über ein entsprechendes Solarsystem verfügt.

10.2 Fachliteratur, Artikel in Fachzeitschriften und Vorträge bei Fachtagungen

Desweiteren wurden die „OPTISOL-Projektergebnisse“ durch erstellte Fachliteratur (Planungshandbuch), Datenblätter (Datenblätter zu den 10 Demonstrationsprojekten, Kapitel 12 „Anhang“), Artikel in Fachzeitschriften sowie zahlreichen Vorträgen bei Fachtagungen und Kongressen transferiert. Eine Aufstellung der hierzu durchgeführten Arbeiten kann der nachfolgenden Tabelle entnommen werden.

Tabelle 28: Liste mit Veröffentlichungen und Vorträgen im Rahmen des Projektes OPTISOL

Art der Veröffentlichung	Veranstaltung / Fachzeitschrift	Titel der Veröffentlichung
In Buch- und Broschürenform		
Planungshandbuch	Veröffentlicht im Mai 2004 ISBN 3-901425-11-x	„Solarunterstützte Wärmenetze im Geschoßwohnbau – Ein Planungshandbuch mit ganzheitlichem Ansatz
Projektdatenblätter		
Projektdatenblätter zu jedem der zehn Demonstrationsprojekte verfügbar	Veröffentlichung im Dezember 2005	
Präsentationen		
Präsentation und Beitrag im Tagungsband	13. Symposium „Thermische Solarenergie“ Mai 2003, Staffelstein, Deutschland	„Erfolgreiche Umsetzungsstrategien für effiziente solarunterstützte Wärmenetze im Geschoßwohnbau“

Präsentation und Beitrag als „hand out“	Workshop „Qualitätssicherung bei großen thermischen Solaranlagen“ Mai 2003, Arsenal Research, Wien	„Qualitätsstandard und Monitoring von solarunterstützten Wärmenetzen“
Präsentation und Beitrag als „hand out“	Workshop bei der Wohnbaugenossenschaft ÖWGES in Graz Jänner 2004, Graz	Entwicklung bei solarunterstützten Wärmenetzen in den letzten zehn Jahren
Präsentation und Beitrag als „hand out“	Heizen mit der Sonne April 2004, Gleisdorf	Aktuelle Maßnahmen zur Qualitätssicherung von thermischen Solarsystemen
Präsentation und Beitrag als „hand out“	Sonnenaufgang im steirischen Wohnbau Mai 2004, Graz	Solarunterstützte Wärmenetze der dritten Generation – Erste Ergebnisse zum Projekt OPTISOL
Präsentation und Beitrag als „hand out“	Innovatives Bauen Juni 2004, Wien	Solarunterstützte Wärmenetze der 3. Generation – neue Konzepte in der Wärmeversorgung im mehrgeschoßigen Wohnbau
Präsentation und Beitrag im Tagungsband	Gleisdorf Solar 2004 September 2004, Gleisdorf	Solarunterstützte Wärmenetze der 3. Generation im Geschoßwohnbau – Technik, Messergebnisse und Umsetzungsaktivitäten
Präsentation und Beitrag im Tagungsband	15. Symposium „Thermische Solarenergie“ April 2005, Staffelstein, Deutschland	Solarunterstützte Wärmenetze der 3. Generation im Geschoßwohnbau – Technik, Messergebnisse und Umsetzungsaktivitäten
Präsentation und Beitrag als „hand out“	Workshop bei der Wohnbaugenossenschaft Ennstal-Neue Heimat-Wohnbauhilfe in Graz November 2005, Graz	Projektergebnisse zum Breitentest „OPTISOL“
Präsentation und Beitrag im Tagungsband	16. Symposium „Thermische Solarenergie“ Mai 2006, Staffelstein, Deutschland	Umsetzungsstandard von solarunterstützten Wärmenetzen im Geschoßwohnbau – Technik, Messergebnisse, Wirtschaftlichkeit

Präsentation und Beitrag im Tagungsband	Gleisdorf Solar 2006 September 2006, Gleisdorf	Umsetzungsstandard von solarunterstützten Wärmenetzen im Geschoßwohnbau – Technik, Messergebnisse, Wirtschaftlichkeit
Artikel in Fachzeitschriften und Presse		
Fachartikel	Architektur & Wirtschaft Dezember 2001	Effiziente Solarsysteme für Mehrfamilien-Wohnhausanlagen
Pressebericht	Solarthemen , Deutschland Dezember 2003	Solare Kombianlagen – Standard im Wohnblock
Pressebericht	Umwelt - Kommunale ökologische Briefe , Deutschland Jänner 2004	Durchbruch mit Zwei-Leiter-Systemen
Fachartikel	Der österreichische Installateur Jänner/Februar 2004	Zukunftsthema Geschoßwohnbau: Solarunterstützte Wärmenetze im Geschoßwohnbau – Entwicklungen der letzten 10 Jahre in der Systemhydraulik
Pressebericht	Korso August 2004	Die Zukunft liegt in der Sonne – auch im Geschoßwohnbau
Fachartikel	TGA Solar August 2004	Solarunterstützte Wärmenetze im Geschoßwohnbau – Die dritte Generation
Pressebericht	Wohnen Plus September 2004	Solar-Update für Wohnbau-Praktiker
Fachartikel	erneuerbare energie September 2004	Solarunterstützte Wärmenetze im Geschoßwohnbau – Technik, Dimensionierung und Kosten
Fachartikel	erneuerbare energie September 2004	Optimierte und standardisierte Solarsysteme – Messtechnisch begleitete Demonstrationsprojekte im Geschoßwohnbau
Fachartikel	Klipp Steiermark September 2004	Sonnenenergienutzung als Antwort auf die aktuellen Preissteigerungen bei Erdöl

Pressebericht	Kronen Zeitung (österreichweit) Oktober 2005 (im Rahmen der „Energy Globe“ Verleihung)	Energie-Steirer sind Spitze
Pressebericht	Steirische Wirtschaft November 2005 (im Rahmen der „Energy Globe“ Verleihung)	Preis ist heiß: Solaranlagen verdoppelt
Pressebericht	HLK (Heizung, Lüftung, Klima) Dezember 2005 (im Rahmen der „Energy Globe“ Verleihung)	AEE INTEC gewinnt mit „OPTISOL“ steirischen Energy Globe 2005
Pressebericht	Ökonews Dezember 2005 (im Rahmen der „Energy Globe“ Verleihung)	Steirischer Energy Globe 2005 für Projekt „OPTISOL“
Pressebericht	Wohnen Plus Jänner 2006 (im Rahmen der „Energy Globe“ Verleihung)	Solarkollektoren liefern eine thermische Spitzenleistung

11 Literaturverzeichnis

Faninger 2006:

Gerhard Faninger: „Entwicklung des Solarmarktes in Österreich“, iff-Universität Klagenfurt; Klagenfurt, 2003

Fink, Purkarthofer, 2000:

Christian Fink, Gottfried Purkarthofer: Endbericht zum EU-Projekt „Garantierte Wärmelieferung aus thermischen Solaranlagen im Wohnbau“, Contract N° 4.1030/Z97-014, AEE INTEC, Gleisdorf, 2000

Fink et al, 2002:

Christian Fink, Richard Riva, Richard Heimrath, Thomas Mach: Endbericht zum Projekt “Solarunterstützte Wärmenetze”, Projektteil “Thermische Solaranlagen für Geschoßwohnbauten, AEE INTEC und Institut für Wärmetechnik an der TU-Graz, Gleisdorf, 2002

Fink et al., 2004

Christian Fink, Richard Riva: Solarunterstützte Wärmenetze im Geschoßwohnbau, Ein Planungshandbuch mit ganzheitlichem Ansatz, 2004, Verlag: Arbeitsgemeinschaft ERNEUERBARE ENERGETIK GMBH, Gleisdorf, ISBN 3-901425-11-X

Statistik Austria, 2002

Homepage der Statistik Austria, Kategorie “Wohnungswesen”, Statistik Austria, Wien, 2002

12 Anhang

12.1 Veranstaltung „Solare Kombianlagen im europäischen Vergleich“

12.1.1 Veranstaltungs- und Einladungsfalter



Tagungsbetrag

Inkl. Tagungsunterlagen, Mittagessen und Pausengetränke
 € 45,- bzw. für Mitglieder der AEE und Studenten mit Studenten-
 ausweis € 20,-



ALLE VERBUNDENHEITEN UNTERZUGEN
 ZUSAMMENGEFASSTEN BILLETTSCHLÜSSEL

Bitte in jedem Fall diesen
 Faltzettel zusammen mit dem Ticket
 einbringen

MITTE VOLLSTÄNDIG UND LEBENSLENG ANFORDERLICH

Ich bestätige meine Teilnahme verbindlich an der Tagung
 „Solare Kombianlagen im europäischen Vergleich“ am
 14. November 2003 in Graz

Name und Nachname	
PLZ	
Str./Nr.	
Ort	
Land	
Telefon	
E-Mail	
Unterschrift	

Anmeldung per e-Mail: office@aee.at / Fax: +43 (0)3122 54 65-16

AEE INTEC
 Falkenberg 19
 Postfach 142
 A-4300 Eisenstadt

Bitte
 einbringen

Solare Kombianlagen für Mehrfamilienhäuser im europäischen Vergleich

Foto: austria solar / Hellab Solartechnik

Die bisher errichteten Solaranlagen für Warmwasser und Raumheizung im großvolumigen Wohnbau haben die Erwartungen nicht nur erfüllt, sondern in vielen Fällen auch übertroffen. Nun gilt es, die Erfahrungen aus diesen Demonstrationsanlagen breit umzusetzen.

Wenn die seit Jänner 2003 in Kraft befindliche „Europäische Gebäuderichtlinie“ entsprechend in österreichisches Recht umgesetzt wird, bietet sich die Chance dafür.

AEE INTEC

Im November 2002 wurde die mit dem Europäischen Parlament abgestimmte „Gebäuderichtlinie“ vom Europäischen Rat verabschiedet, seit Jänner 2003 ist sie in Kraft. Nun müssen die einzelnen Mitgliedstaaten, also auch Österreich, diese Richtlinie in nationales Recht umsetzen.

Zunächst gibt die Richtlinie einen allgemeinen Rahmen für die gesamtheitliche energetische Beurteilung von Gebäuden vor: Egal, welche Methode zur Berechnung der Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden angewendet wird, sie muss neben Gebäudehülle, Heizungsanlage und Warmwasserversorgung auch Klimaanlage, Belüftung und eingebaute Beleuchtung berücksichtigen.



Foto: GSWB, Salzburg

Auf Basis dieses umfassenden Ansatzes müssen die Mitgliedstaaten Mindestanforderungen für die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden festlegen, und bei neuen Gebäuden mit einer Gesamtnutzfläche von mehr als 1.000 m² muss zukünftig vor Baubeginn die technische, ökologische und wirtschaftliche Einsetzbarkeit von nachhaltigen Energieversorgungssystemen – wie z.B. erneuerbaren Energieträgern – überprüft werden. Hier ergeben sich gute Möglichkeiten, Wärmeversorgungskonzepte basierend auf Solarenergie und Biomasse breit einzusetzen. Um dies zu erreichen, ist es jetzt notwendig, die Leistungsfähigkeit dieser Anlagen umfassend darzustellen und die entsprechenden Schritte zu unternehmen, dass Solarenergienutzung in der „Österreichischen Gebäuderichtlinie“ den entsprechenden Niederschlag findet.



Foto: AEE, Wien

Status-Tagung

Solare Kombianlagen für Mehrfamilienhäuser im europäischen Vergleich

14. 11. 2001, 09.00 – 18.30 h Hotel Europa, Graz, Bahnhofgürtel 89

Programm

- 11:15** Begrüßung
Ing. **Werner Weis**, AEE WTIÖÖ / Stalsdorf
- 11:20** Das „OPET Building Netzwerk“ der Europäischen Union
Dr. **Ingrid Bauer**, BT / Wien
- 11:25** Die Programmlinie Haus der Zukunft
Dipl.-Ing. **Robert Freund**, ÖGUT / Wien
- 11:30** Die europäische Gebäuderichtlinie
Dipl.-Ing. **Bertrand Lang**, E.ON. / Wien
- 11:40** Solare Maßnahmen in Europa – Vergleich von unterschiedlichen Systemkonzepten und Leistungsdaten
Ing. **Werner Weis**, AEE WTIÖÖ / Stalsdorf
- 11:45** Status der solaren Maßnahmen in Deutschland
Dipl.-Ing. **Dirk Naegele**, ITW / Universität Stuttgart
- 11:55** Solares Heizen im Norden Europas: Ekokivild – Stadtteilentwicklung mit Solarenergie
Ann Rothqvist-Gabriel, NDTMA Oy / Finland
- 11:50** Diskussion
- 12:30** Einfluss des Wärmeverhältnisses auf den Solaretrag, den Systemwirkungsgrad und den Wärmepreis
Ing. **Christoph Fleck**, AEE WTIÖÖ / Stalsdorf
- 12:55** Kompakte Wärmeverteilnetze und Wohnungsstationen als Schlüssel zur Systemoptimierung
Ing. **Helmut Rats**, RFS Engineering / Salzburg
- 14:20** OPTISOL – eine erfolgreiche Umsetzungsstrategie für Solaranlagen im Geschosswohnungsbau
Ing. **Richard Riva**, AEE WTIÖÖ / Stalsdorf
- 15:15** Qualitätssicherung und Funktionsgarantien – Erfahrungen eines Wohnbauträgers
Dipl.-Ing. **Manfred Despeits**, Neue Heimat / Graz
- 15:40** Die europäische Gebäuderichtlinie – ein Instrument zur Qualitätssicherung und breiten Umsetzung thermischer Solaranlagen im Geschosswohnungsbau
Dipl.-Ing. **Franz Mair**, Amt der Salzburger Landesregierung
- 16:05** Podiumsdiskussion: Instrumente zur breiten Umsetzung thermischer Solaranlagen im Geschosswohnungsbau
Dipl.-Ing. **Bertrand Lang**, E.ON. / Wien
Dipl.-Ing. **Franz Mair**, Amt der Salzburger Landesregierung
Dipl.-Ing. **Wolfgang Alak**, Landesenergiebeauftragter Stmk.
Mag. **Andrea Deber**, Salzbau GmbH

12.1.2 Teilnehmerliste

Teilnehmerliste
„Solare Kombianlagen für Mehrfamilienhäuser
im europäischen Vergleich“
14. November 2003
Hotel Europa, Graz

Ing. Walter Ambros	Lindenbauergasse 80/1/6, 1110 Wien
Dr. Ingrid Bauer BIT	Donau City Straße 1, 1220 Wien
Harald Bergmann	Puschachen 48, 8731 Gaal
Dipl.-Ing. Susanne Brunner-Lienhart	Moserhofgasse 47/23, 8010 Graz
Dipl.-Ing. Michael Buder-Stroisnigg PCCL GmbH	Parkstraße 11, 8700 Leoben
Dipl.-Ing. Markus Deopito Neue Heimat	Wasiangasse 7, 8010 Graz
Gottfried Derler W.E.I.Z.	Franz-Pichler-Strasse 30, 8160 Weiz
Mag. Andrea Dober Solution GmbH	Im Oke- und Gewerbeparkzentrum, 4580 Kirchdorf
Dipl.-Ing. Martin Dursberger REHAU GmbH	Industriestraße 17, 2353 Guntramsdorf
Dipl.-Ing. Franz Ebner Ing. Büro Ebner	Tretram 3a, 8071 Köttmannsdorf
Martin Ellmer	Rochelgasse 18, 8020 Graz
Ing. Thomas Engelmaier TB Engelmaier	Reitingweg 9, 8770 St. Michael
Mag. Maria Fellner Kanzlei Dr. Bruck	Prinz Eugen Straße 88/8, 1040 Wien
Ing. Christian Fink AEE INTEC	Feldgasse 19, 8200 Gleisdorf
Karl-Heinz Fladenhofer	Grasbergstraße 38, 8020 Graz
Ing. Werner Freiler BEWAG	Kasernstraße 9, 7000 Eisenerz
Dipl.-Ing. Robert Freund OGUT	Holland Straße 10, 1020 Wien
Franz Friesenbichler Viessmann	Feldkirchenstraße 32, 8401 Kalsdorf
Oliver Gamper SONNENKRAFT	Industriepark, 9300 St. Veit/Glan
Ulrike Gedl TCMcad Zeichenbüro	Mitterhoferweg 2, 8430 Leibnitz
Mag. Katharina Guschlbauer-Hronek AEE NO/Wien	Bahngasse 48, 2700 Wr. Neustadt
Ing. Norbert Haas Techn. Büro Haas	Mosegasse 23, 2620 Neunkirchen
Dipl.-Ing. Roger Hackstock Verband austria solar	Mariahilferstraße 89/22, 1080 Wien
Christoph Handler TB Ing. Repnik	Münzgrabenstraße 131 a, 8010 Graz
Otmar Handler	Auf der Weide 27, 8605 Parschlug
Dipl.-Ing. Richard Heimrath IWT	Infeldgasse 25, 8010 Graz
Ing. Josef Hoffmann UNS	Steyrergasse 5, 8010 Graz
Barbara Horst Mag. Graz-Umweltamt	Kaiserfeldgasse 1/IV, 8054 Graz
Dipl.-Ing. Charlotta Isaksson AEE INTEC	Feldgasse 19, 8200 Gleisdorf
Dipl.-Ing. Wolfgang Jilek Landesenergiebeauftragter Stmk.	Burggasse 8/II, 8010 Graz
Hubert Joram Sonnenkraft	Industriepark, 9300 St. Veit/Glan
Ing. Edmund Klamlinger Neue Heimat	Wasiangasse 7, 8010 Graz
Wolfgang Kotler EBS	Burggasse 8/II, 8010 Graz
Ing. Hermann Kogler Neue Heimat	Wasiangasse 7, 8010 Graz
Hubert Kohlbacher Viessmann	Feldkirchenstraße 32, 8401 Kalsdorf
Dipl.-Ing. Alfred Krejza	Leonhardgürtel 30, 8010 Graz
Günter Labugger	Mayerdorf 29, 8151 Hitzendorf
Bmsr. Ing. Andreas Lackner Singer & Co BaugesmbH	Singergasse 4, 8230 Hartberg
Hermann Lampert ETG Energie- und Sanitärtechnik	Nallaweg 4, 6830 Rankweil
Dipl.-Ing. Gerhard Lang E.V.A.	Otto Bauer Gasse 6, 1080 Wien
Michael Leitner INOCAL	Friedhofstraße 4, 4020 Linz
Irene Lerchegger	Grasbergstraße 56, 8020 Graz
Anton Liendl Ing. Büro Ebner	Tretram 3a, 8071 Köttmannsdorf
Helmut Lödler WDS Wärmedirektservice Graz	Steyrergasse 118, 8010 Graz
Dipl.-Ing. Franz Mair Szbq. Landesregierung	Michael Pacher Straße 36, 5020 Salzburg
Harald Mitterhammer	Niederschöckelstraße 103, 8044 Weintzen
Antonio Montilla arsenal Research	Faradaygasse 3, 1030 Wien
Dipl.-Ing. Thomas Müller AEE INTEC	Feldgasse 19, 8200 Gleisdorf
Robert Münzer	Hofeigartenweg 26, 8521 Treiten
Dipl.-Ing. Nassar	
Ing. Manfred Nestelbacher Connex GmbH	Conrad v. Hätzendorfsstraße 103 a, 8010 Graz
Gert Pabstmann Hussmüller Architekten	Zinsendorfgasse 1, 8010 Graz
Arch. Markus Pernthaler	Beethovenstraße 22, 8010 Graz
Ing. Werner Pink Bahältertechnik Pink Ges.m.b.H.	Bahnhofstrasse 22, 8665 Langerwang

Ing. Anita Preisler Arsenal research	Faradaygasse 3, 1030 Wien
Rudolf Rauscher Wien Energie Gasnetz	Josefstädterstraße, 1080 Wien
Elisabeth Reitbauer AEE INTEC	Feldgasse 19, 8200 Gleisdorf
Ing. Richard Riva AEE INTEC	Feldgasse 19, 8200 Gleisdorf
Ana Rodriguez-Gabriel MOTIVA Oy	Urho Kekkonen katu 4-6 A, Fin-00101 Helsinki
Ing. Heinrich Ruhs RFG Engineering	Dr. Hans Lechnerstraße 510, 8071 Wals
Dipl.-Ing. Armin Sailer Hof & Partner GmbH	Wiener Straße 180, 8051 Graz
Herbert Sauer	Föhrenweg 6, 8313 St. Georgen am Längsee
GF Achmat Schahpar INOCAL	Friedhofstraße 4, 4020 Linz
Karl Schinnerl Austria Email AG	Austriastraße 6, 8720 Knittelfeld
Ing. Bernd Schlossnik HYDRO Ingenieure	Steiner Landstraße 27a, 3104 Krems
Dipl.-Ing. Thomas Schmidt ITW Stuttgart	Pfaffenwaldring 6, D-70550 Stuttgart
Ing. Helmut Schmiedbauer-Wenig Solution GmbH	Im Öko- und Gewerbeparkzentrum, 4560 Kirchdorf
Dipl.-Ing. Christoph Schmelzer	Preitacker Weg 3/14, 8071 Hausmannstätten
Dipl.-Ing. Rudolf Schobesberger	Bergham 22, 4851 Gamporn
Anton Schwanner Weiß & Partner Anlagenplanung	Strauchergasse 12a, 8020 Graz
Ing. Günther Schwärzler ÖAR Regionalberatung	Weißgasse 19/26, 1150 Wien
Anton Schweighofer Solution GmbH	Im Öko- und Gewerbeparkzentrum, 4560 Kirchdorf
Ing. Ewald Selwicka AEE INTEC / NOEST	Feldgasse 19, 8200 Gleisdorf
Hermann Spornbauer Huemer Solar GmbH	Neue Landstraße 70, 4855 Vorschdorf
Rosa-Magdalena Stranzl AEE INTEC	Feldgasse 19, 8200 Gleisdorf
Dr. Reinhard Stumpe Bautechnisches Institut	Karl Leitl Straße 2, 4040 Linz
Ing. Andrea Supanz Neue Heimat	Wastiangasse 7, 8010 Graz
Ing. Ronald Thierschädl Neue Heimat	Wastiangasse 7, 8010 Graz
Ing. Frederik Thönnessen Wienerberger Ziegelwerke	Apfelberg 36, 8720 Knittelfeld
Dipl.-Ing. Christine Tomas NÖ Landesreg.	Bahnstraße 2, 2340 Mödling
Peter Viktorin SONNENKRAFT	Industriepark, 9300 St. Veit/Glan
Dipl.-Ing. Gernfried Wagner Connex GmbH	Conrad v. Hötzendorfstraße 103 a, 8010 Graz
Ing. Werner Weiß AEE INTEC	Feldgasse 19, 8200 Gleisdorf
Arch. Manfred Woisetschläger	Neubaugasse 7/32, 1070 Wien
Ing. Erich Wrentschur	Josefweg 45 H, 8043 Graz
Thomas Zejlenig TOMcad Zeichenbüro	Mitterhoferweg 2, 8430 Leibnitz
Jürgen Zeiringer Fa. Zeiringer	Vorstadt 26, 8832 Oberwölz
Otto Zupanko BEWAG	Kasernstraße 9, 7000 Eisenerz

In den letzten 10 Jahren gab es bei Solarsystemen in Geschöfwohnbauten erhebliche technische Weiterentwicklungen. Wurden ursprünglich Solarsysteme ausschließlich in Verbindung mit Vier-Leiter Netzen umgesetzt, so werden in den letzten Jahren verstärkt moderne gartzeifliche Konzepte für effiziente Wärmeversorgungssysteme in Form von Zwei-Leiter Netzen realisiert. Zwei-Leiter Netze in Verbindung mit dezentralen Wohnungstationen bilden aufgrund der geringen Systemtemperaturen (Wärmeverteilerzvor- und Rücklauf) geradezu ideale Bedingungen für den Einsatz eines Solarsystems. Wie Ergebnisse aus dem Projekt OPTISOL, welches von der AEE INTEC in den vergangenen fünf Jahren durchgeführt wurde, zeigen, sind neben einer hervorragenden Anlageneffizienz, die Betriebssicherheit und zuverlässig erzielte Solarerträge wesentliche Erfolgsfaktoren. Bei den betrachteten Demoprojekten konnten die tatsächlichen solaren Erträge die prognostizierten Erträge sogar noch übertreffen.

Durch höchst effiziente Zwei-Leiter Netze ist ein wirtschaftlicher Betrieb des Solarsystems möglich. Richtig dimensionierte Solarsysteme in Geschöfwohnbauten erreichen nach etwa 9 bis 15 Jahren (in Abhängigkeit vom substituierten Energieträger) die Gewinnschwelle, wobei die Investition eine interne Verzinsung zwischen 8,5 und 13 Prozent erreichen kann.

Durch die zuletzt stark steigenden Ölpreise und der in den Startlöchern befindlichen EU Gebäuderichtlinie ist das Thema Solarwärme im Geschöfwohnbau aktueller denn je. Aufgrund der erzielten Ergebnisse wurde das Projekt OPTISOL mit dem Energy Globe Styria 2005 ausgezeichnet.



www.aee-intec.at

WORKSHOP Solarwärme im Geschöfwohnbau - Erklärungen aus einem Breitenfest

Termin: Freitag, 2. Dezember 2005
von 09:00 bis 15:30 Uhr

WIFI Graz, 8021 Graz, Körblergasse 111-113

Programm:

- | | |
|---------------|---|
| 9:00 – 9:15 | Begrüßung, bei Kaffee und Kuchen |
| 9:15 – 9:55 | Angepasste Anlagenhydrauliken und Auslegungsfaktoren als zentrale Erfolgsfaktoren.
Ing. Christian Fink - AEE INTEC |
| 9:55 – 10:00 | Höchster Komfort bei höchster Effizienz – Wohnungsalgorithmen machen es möglich.
Ing. Michael Leitner - Danfoss Österreich |
| 10:00 – 10:00 | Pause, Besichtigung der Fachausstellung |
| 10:00 – 11:00 | Messergebnisse und Betriebsbefahrungen zum Breitenfest – Definition eines neuen Qualitätsstandards.
Ing. Richard Riva - AEE INTEC |
| 11:00 – 11:00 | Qualitätsicherung von solarthermischen Wärmehelien in Geschöfwohnbauten.
Weiner Gebauer und Harald Latschiller - IUF Contact |
| 11:00 – 12:00 | Solarwärme versorgt geöfltes städtisches Wohnbauprojekt – Hferrnkolster Graz, 800 Wohnknhellen
Ing. Anton Berger - HStB Planungen |
| 12:00 – 12:15 | Allgemeine Fragen |
| ab 12:15 | Einführung zum Mittagbuffet und Besichtigung der Fachausstellung |
| 14:00 – 15:30 | Die 'Ausbildung zum zertifizierten Solarwärmepfeher bzw. zertifizierten Solarwärmeeinstalleur' |

Tagungsbeitrag

inkl. Tagungsunterlagen, Mittagbuffet und Fousengetränke € 25,- bzw. € 15,- für Mitglieder der AEE. Studenten mit Studienfousen € 15,-

Anfahrtsbeschreibung WIFI Graz unter: www.stmk.wifi.at

Ausbildung zum zertifizierten Solarwärmepfeher bzw. zertifizierten Solarwärmeeinstalleur

Aufgrund der steigenden Umsetzung von Solarsystemen gewinnt die sachgemäße Planung und Ausführung sowie ein hohes Qualitätsbewusstsein bei Kunden immer mehr an Bedeutung. Um mit der nötigen Kompetenz und Qualität auf die aktuellen Tendenzen antworten zu können, hat sich in den letzten Jahren die Qualitätsmarke 'Zertifizierter Solarwärmepfeher und -installeur' entwickelt. Die Basis dafür bildet ein umfangreiches Aus- und Weiterbildungsangebot im Solarwärmebereich nach dem neuesten Stand der Technik. Nähere Informationen zum Ausbildungskurs in der Steiermark (Termine, Ausbildungsinhalte, Kosten, Zertifizierung usw.) erhalten Sie im Anschluss an den Pönerworkshop ab 14:00 Uhr im WIFI Graz.

12.2.2 Teilnehmerliste



Teilnehmerliste
Workshop „Solarwärme im Geschoßwohnbau“
2.12.2005 in der Wirtschaftskammer Steiermark

Ing. Anton Berger	Hötel Planungen	8010 Graz
Ing. Wilhelm Binter	BH Baubezirksamt	9630 Hermagor
DI Josef Buchinger	arsenal research	1210 Wien
DI Harald Dahner	ASIC	4600 Wals
Anton Doppalhofer	Gasckel	4372 Dornbach
DI Franz Ebner	Ing. Büro Ebner	9071 Kottmannsdorf
DI Gernot Ebner	Ing. Büro Ebner	9071 Kottmannsdorf
Karin Ertl	GEO-TEC	9524 St. Magdalen
Ing. Christian Fink	AEE INTEC	8200 Glesdorf
Ing. Thomas Fischbacher	Vallant Austria GmbH	8020 Graz
Siegfried Frauwallner	Fa. Frauwallner	8344 Bad Gleichenberg
Ing. Matthias Fritze	Pro Sonne Solartechnik	8043 Graz
Oliver Gampar	Sonnenkraft	9300 St. Veit
Günter Glauringer	Oderfer Haustechnik	8051 Graz
Ing. Robert Glettler	Regionalenergie Stmk.	8160 Weiz
Ing. Roland Gössler		8501 Leibach
Siegfried Gröbner	Signathem	8020 Graz
Josef Graf	Fa. Krobath	7400 Oberwart
Ing. Friedrich Grafenberger	Implex	4600 Wals
Werner Grebner	LUF Controls	5020 Salzburg
DI Paul Grossfurthner	Hoval	4614 Marchtrenk
Dr. Wolfgang Gumpenberger	Sonnenkraft	9300 St. Veit
Erich Hagen		6068 Hils
Roman Halbmaier	Solarfocus	3241 Kirchberg
Otmar Handlar		8605 Parachlug
Ing. Peter Häusler	Peter Häusler GmbH	8943 Aigen/Ennstal
Josef Holler	Fa. Krobath	8330 Feldbach
Ing. Wolfgang Hüttenbrenner	LPS GmbH	8650 Kirchberg
Ing. Johann Kandlerbauer	Amt der OÖ Landesreg.	4021 Linz
Gerald Kovacic	Taufel & Schwarz	8793 Gm
Mag. Christian Kramer	OWG	8010 Graz
Ing. Heinz Krauszlinder	Techem Messtechnik GmbH	8010 Graz
Johann Krambacher	Signathem	8020 Graz
Thomas Krizanits	Fa. Bayer	1040 Wien
Franz Lamrecht	Solartechnik Waltersdorfer&Lamrecht	8354 Straden
DI Piotr Lapinski	LAPA Bauprojekt	1220 Wien
Franz Legerstein	Vallant Austria GmbH	1230 Wien
Alfred Lehner	Fa. Gattlinger	4360 Grain
Harald Leismüller	LUF Controls	5020 Salzburg
Ing. Michael Leitner	Denfosa Österreich	2353 Guntramsdorf
Anton Liendl	Ing. Büro Ebner	9071 Kottmannsdorf
Michael Mali	Pro Sonne Solartechnik	8570 Voitsberg
Ing. Thomas Machkounig	Ing. Büro Ebner	9071 Kottmannsdorf
Günther Moser	Fa. Krobath	8630 Mariazell
Ing. Karl Pechmann	TB Pechmann	8062 Kumberg
Bmat. Hugo-Gerd Pendl		8042 Graz
Alfred Pichler	Ing. Büro Ebner	9071 Kottmannsdorf
DI Helga Rally	LEV	8010 Graz
Elisabeth Reitbauer	AEE INTEC	8200 Glesdorf
DI Christian Remer	Steirische Gas Wärme	8041 Graz
Gottfried Schanil	Solarfocus	8230 Hartberg
Jan Schindl	arsenal research	1210 Wien
Thomas Schindler	Solarfocus	3241 Kirchberg
Ing. Helmut Schmedbauer-Wenig	Solution Solartechnik	8010 Graz
DI Karin Schreyer	GEA	8010 Graz
Ing. Arthur Sief	Siko Solar	6200 Jenbach
Ing. Martin Spirk	ECON Projektmanagement	8330 Feldbach
Rosa Stranzl	AEE INTEC	8200 Glesdorf
Rudolf Szeke	Oderfer Haustechnik	8051 Graz
Erich Tamper	Fa. Gattlinger	4360 Grain
Gerhard Tunnaritscher	Steirische Gas Wärme	8041 Graz
Ing. Peter Viktorin	Sonnenkraft	9300 St. Veit
Karl Vincenz Waltersdorfer	Solartechnik Waltersdorfer&Lamrecht	8345 Straden