

Simulationsstudie einer solar unterstützten Nahwärmeversorgung mit Langzeit-Wärmespeicher im Gebäudebestand in Eggenstein-Leopoldshafen

A. Schenke¹⁾, D. Mangold¹⁾, H. Müller-Steinhagen^{1) 2) 3)}

¹⁾Solar- und Wärmetechnik Stuttgart (SWT) –
ein Forschungsinstitut der Steinbeis-Stiftung
Pfaffenwaldring 10, D-70550 Stuttgart

Tel: +49-(0)711-685-3896, Fax: +49-(0)711-685-3242

Email: schenke@swt-stuttgart.de

²⁾ Universität Stuttgart, Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW)

³⁾ DLR Stuttgart, Institut für Technische Thermodynamik (ITT)

1. Einleitung

Die solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit Langzeit-Wärmespeicher wird in Deutschland seit 1995 erfolgreich umgesetzt. Bis zu 50 % an Primärenergie für Trinkwarmwasser und Heizung werden mit diesem Konzept solar gedeckt. Die bisher umgesetzten Demonstrationsanlagen wurden jedoch nur beim Neubau von Wohnsiedlungen realisiert. In Eggenstein-Leopoldshafen soll dieses Konzept bei Bestandsgebäuden umgesetzt werden. Ziel ist, den jetzigen Primärenergiebedarf von 2200 MWh/a durch Sanierung der Gebäude und Erneuerung der Anlagentechnik auf ca. 1300 MWh/a zu senken. Die Solaranlage soll 50 % dieses zu erreichenden Rest-Wärmebedarfs decken, so dass insgesamt ca. 70 % an fossilen Energieträgern im Vergleich zum jetzigen Bestand eingespart werden können. Die Simulation mit TRNSYS [1] soll eine optimale Abstimmung der einzelnen Systemparameter zueinander liefern.

2. Aktueller Gebäudebestand und Sanierung

Das Versorgungsgebiet mit einer Nutzfläche A_N von 17420 m² umfasst eine Grund- und Hauptschule (Baujahr 1970), eine Sporthalle (1971), ein Hallenbad (1975) sowie eine Feuerwehr. Damit entspricht es einem typischen Versorgungsgebiet der siebziger Jahre, wie es in vielen Gemeinden existiert. Die Gebäude wurden bis jetzt über ein Nahwärmenetz versorgt, das mit der Wärmeenergie zweier Gaskessel (je 750 kW) aus der Heizzentrale in der Schule gespeist wurde. Mit dem Bau einer zusätzlichen Sporthalle wurde im Jahr 2003 begonnen.

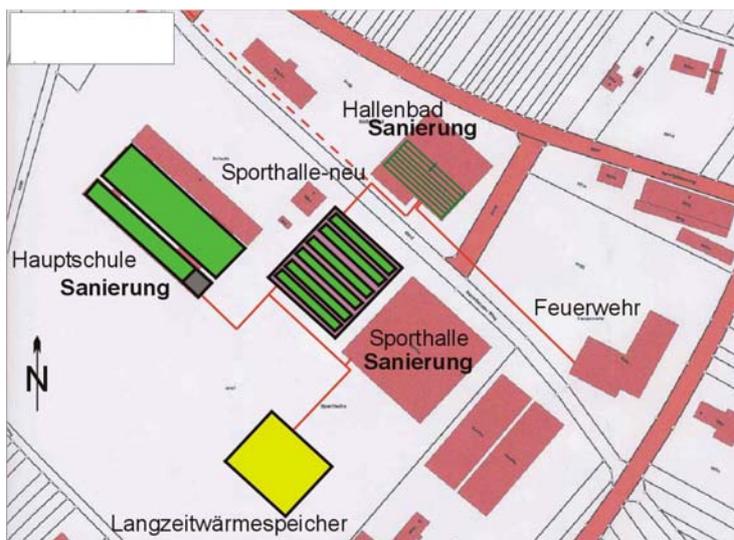


Bild 1: Lageplan des Schulzentrums in Eggenstein-Leopoldshafen im geplanten Endausbau [Quelle: PKi [2]]

Die Netzvor- bzw. Netzurücklauftemperaturen sind aktuell auf 70°C bzw. 40 °C ausgelegt. Da es Probleme mit der Regelung gibt, wird mit einer konstanten Vorlauftemperatur von 70 °C in das Netz gespeist.

Geplant sind die schrittweisen Sanierungen der Schule, der alten Sporthalle und des Hallenbades. Mit der Sanierung der Schule soll noch in diesem Jahr begonnen werden. Die Sanierung der anderen Gebäude ist in den darauf folgenden zwei bis vier Jahren geplant. Die ersten Kollektoren (600 m²) wurden bereits auf der neuen Sporthalle installiert. Die übrigen Kollektoren werden auf den Dächern der Bestandsgebäude installiert. Die Netzvorlauftemperatur soll auf 60 °C abgesenkt werden.

3. Wärmebedarf

Der Gesamtwärmebedarf des Versorgungsgebiets im Bestand beträgt 1766 MWh/a (siehe Tabelle 1, Messwerte aus den Wärmemengenzählern). Durch den Anschluss der neuen Sporthalle an das Nahwärmenetz wird der Bedarf auf 1950 MWh/a ansteigen. Nach der Sanierung der Schule, der bestehenden Sporthalle und des Hallenbades sinkt der Gesamtjahreswärmebedarf auf 1150 MWh/a.

Tabelle 1: Messdaten der Wärmeverbräuche des Schulzentrums (Mittelwerte der Jahreswärmeverbräuche der Jahre 1988-1998)

Gebäude	Einheit	Messdaten (1988-1998)
Schule	MWh/a	695,9
Sporthalle	MWh/a	347,8
Hallenbad	MWh/a	504,0
Feuerwehr	MWh/a	150,2
Netzverluste	MWh/a	141,7
Summe	MWh/a	1765,9
Ölverbrauch	l/a	100598,4
Ölverbrauch	MWh/a	1006,0
Gasverbrauch	m ³ /a	111161,5
Gasverbrauch	MWh/a	1186,3
Gesamt Öl/Gas	MWh/a	2192,3
Nutzungsgrad Kessel		0,81

4. Simulation

Bei der Simulation wurde das thermische Verhalten der Gebäude im unsanierten und sanierten Zustand mit Prebid [3] abgebildet. Die Wärmelasten der einzelnen Gebäude wurden anschließend mit TRNSYS ermittelt. Mit dem Wärmebedarf aus der Lastsimulation wurde das Nahwärmenetz im sanierten Zustand simuliert. Dabei wurden Kollektoren, ein saisonaler Heißwasser-Wärmespeicher sowie ein Kessel zur Nachheizung berücksichtigt. Für den erdvergrabenen Heißwasser- Wärmespeicher wurde das Modell XST [4] verwendet, welches nach [5] angepasst wurde. Durch die Simulation wird das optimale Verhältnis zwischen Kollektorfläche und Speichervolumen ermittelt.

5. Ergebnisse der Simulation

5.1 Lastsimulation

Auffällig ist die jährliche Lastverteilung des Schulzentrums. Sie unterscheidet sich von der eines reinen Wohngebiets, wie es z.B. in Friedrichshafen besteht (siehe Bild 2). Der Simulation liegt der in [5] entwickelte Wetterdatensatz Franken zugrunde.

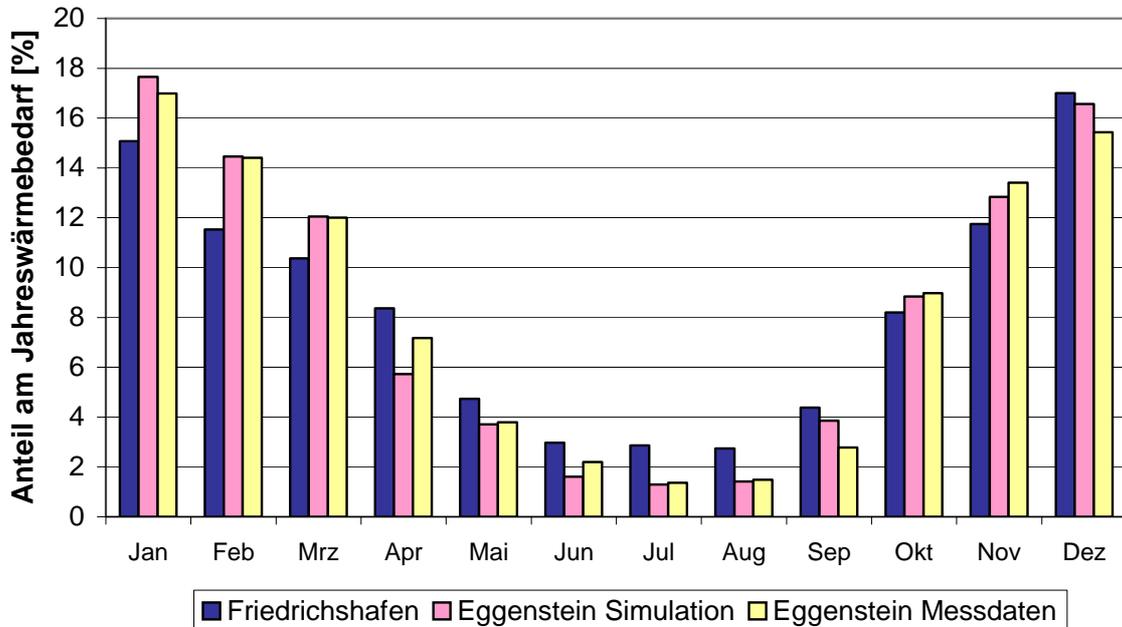


Bild 2: Vergleich der Lastverteilung über das Jahr in Friedrichshafen (Messdaten 2002) und Eggenstein (Simulation unsaniert; Messdaten gemittelt über die Jahre 1988-98)

Der Anteil der Last ist in Eggenstein im Winter deutlich höher als in Friedrichshafen. Besonders am Anfang des Jahres, wenn nicht mehr viel Wärme im Langzeit-Wärmespeicher vorhanden ist, liegt der Anteil der Wärmelast 20-25 % über dem Anteil in Friedrichshafen. Im Sommer liegt dafür der Anteil der Last in Eggenstein 50 % – 55 % unter der Last in Friedrichshafen, was sich negativ auf das Anlagenverhalten (Stagnationszeit Kollektorfeld) auswirkt.

5.2 Simulation der Anlagentechnik

Die Simulation der Anlagentechnik ergab bei Variation der Parameter Kollektorfeldgröße (AColl) und Speichergröße (VolSP) die in Bild 3 dargestellten Ergebnisse. Durch die geringe Lastabnahme im Sommer muss zur Vermeidung von Stillstand des Kollektorfeldes das Verhältnis VolSP/AColl relativ groß sein.

Für eine genauere Auslegung wurde zusätzlich um die in Bild 3 gekennzeichneten Bereiche detailliert simuliert. Für ein System mit 35 % solarem Deckungsanteil am Gesamtwärmebedarf ergibt sich eine energetisch optimale Auslegung für eine Kollektorfläche von 1150 m² und einem Speichervolumen von 1950 m³. Der Speicher erreicht dort seine Maximaltemperatur von 98 °C im Sommer und es findet gerade keine Stagnation im Kollektorfeld statt. Für ein System mit 50% solarem Deckungsanteil ergeben sich die Parameter zu 1650 m² Kollektorfläche und 3630 m³

Speichervolumen. Der Speicher erreicht hier ebenfalls die Maximaltemperatur von 98 °C und eine Stagnation des Kollektorfeldes wird vermieden.

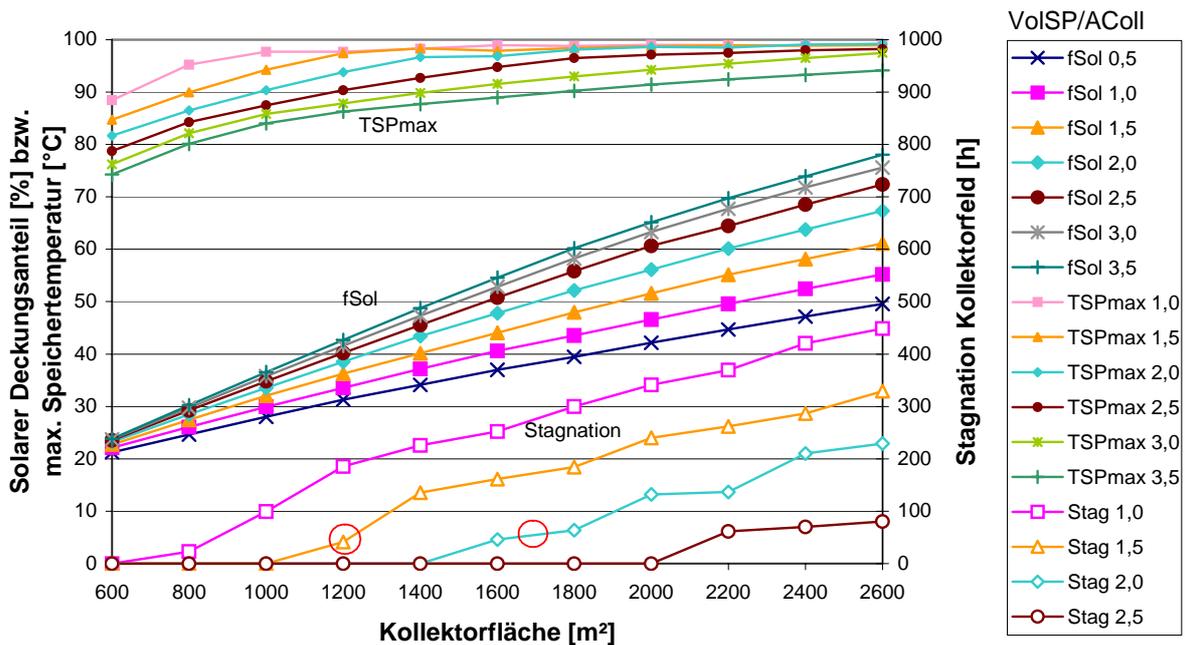


Bild 3: Solarer Deckungsanteil und Stagnation des Kollektorfeldes in Abhängigkeit der Kollektorfeld- und Speichergöße

6. Kostenberechnung

Die Abhängigkeit der solaren Nutzwärmekosten von der Kollektorfeldgröße und dem Speichervolumen ist in Bild 4 dargestellt. Interessant ist die Auffächerung der solaren Nutzwärmekosten bei kleiner Kollektorfläche und die Umkehrung bei großen Kollektorflächen. Dies ist hauptsächlich darin begründet, dass die auf das Volumen bezogenen Kosten [€/m³] des Speichers mit zunehmender Speichergöße abnehmen. Die Kosten für die oben ausgewählten Systemgrößen sind in Tabelle 2 zusammengefasst. Die letzte Spalte gibt einen Ausblick auf die solaren Nutzwärmekosten, wenn sich die Speicherkosten zukünftig reduzieren [6].

Tabelle 2: Kosten der oben ausgewählten Anlagensysteme für 35 % und 50 % solaren Deckungsanteil für die Klimaregion Franken bzw. Würzburg

Klima-region	solarer Deckungs-anteil	Kollektor-fläche [m²]	Speicher-volumen [m³]	Investitions-kosten [T€] (mit MWST u. Planung)	jährl. Gesamt-kosten [€/a] (mit Betrieb u. Wartung)	solare Nutzwärme-kosten [€/kWh]	solare Nutzwärme-kosten Zukunft [€/kWh]
Fran-ken	35%	1150	1950	960	79300	0,190	0,150
	50%	1650	3630	1360	111800	0,191	0,151
Würz-burg	35%	1100	2750	1060	86550	0,213	0,163
	50%	1550	5100	1490	121440	0,211	0,161

Die Simulation mit dem TRY-Wetterdatensatz Würzburg zeigt den Einfluss der Klimadaten auf die notwendige Auslegung für Eggenstein bei den unterschiedlichen solaren Deckungsanteilen. Die Investitionskosten liegen ca. 10 % höher, die solaren

Nutzwärmekosten ca. 12 % höher als bei Verwendung des Klimadatensatzes Franken (siehe auch [5]). Des Weiteren tritt Stagnation im Kollektorfeld auf (ca. 60 h/a).

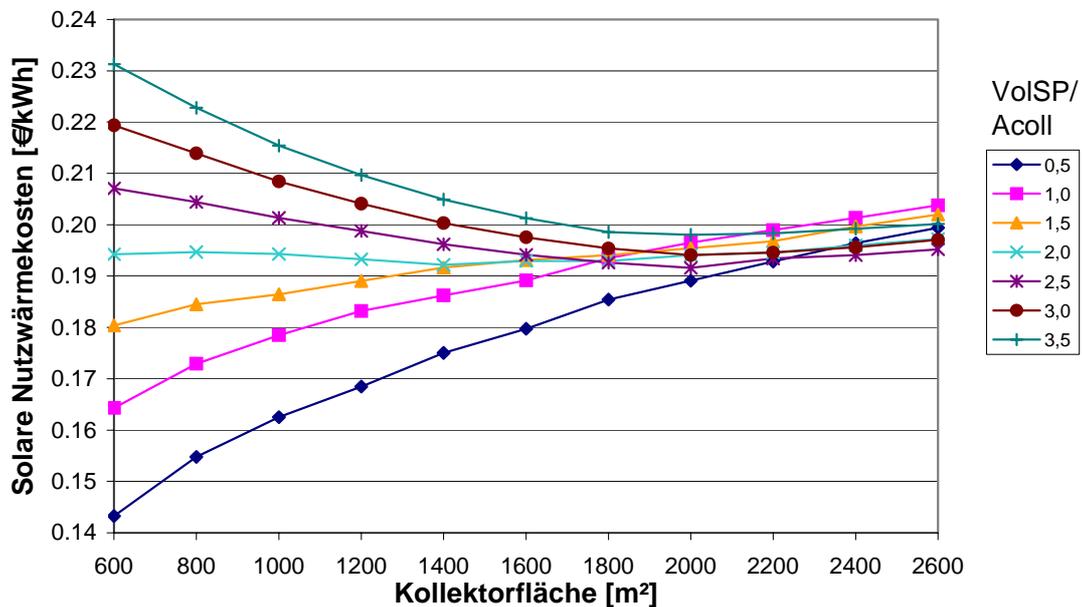


Bild 4: Solare Nutzwärmekosten in Abhängigkeit von Kollektorfläche und Speichergöße

7. Ausblick

In einer weiteren Untersuchung soll die Ergänzung des Systems durch eine Wärmepumpe untersucht werden.

Probleme bei der Auslegung bereitet vor allem die unsichere Ausführung der geplanten Sanierungen. So ist z. B. die Sanierung des Hallenbads auf unbestimmte Zeit verschoben. Dies führt zu höheren Netzurücklauftemperaturen, was den solaren Nutzwärmeertrag mindern und die solaren Nutzwärmekosten weiter erhöhen wird.

8. Literatur

- [1] TRNSYS Version 15.0 – User Manual. Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison und Transsolar, Stuttgart.
- [2] Pfeil, M.; Koch, H.: Energieversorgung Schulzentrum Eggenstein-Leopoldshafen, Vorplanungsstudie, PKI, Stuttgart 7/2001
- [3] Prebid: An Interface for Creating the Building Description of TYPE 56, Version 4.1.1, Transsolar, Stuttgart
- [4] TRNSYS-Type 142: XST – Multi-Flows Stratified Temperature Storage Model with Full-Mixed Storage Layers [Mazarella 1994]
- [5] Raab, S.; Mangold, D.; Heidemann, W.; Müller-Steinhagen, H.: Einfluss des Klimas auf die Leistungsfähigkeit und Wirtschaftlichkeit solar unterstützter Nahwärmesysteme, 14. Symposium Thermische Solarenergie. 12. – 14. Mai 2004, Bad Staffelstein.
- [6] BMU-Projekt: Weiterentwicklung der Erdbecken-Wärmespeichertechnologie, Förderkennzeichen: 0329607E; ITW, Universität Stuttgart, 2004

Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) unter dem Förderkennzeichen 0329607F gefördert. Die Autoren danken für die Unterstützung. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.