

Dimensionierungsrichtlinien für solar unterstützte Nahwärmesysteme mit einem solaren Deckungsanteil von etwa 35%

S. Raab¹⁾, W. Heidemann¹⁾, H. Müller-Steinhagen^{1), 2)}

¹⁾ Universität Stuttgart, Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik

Pfaffenwaldring 6, D-70550 Stuttgart

Tel.: 0711 / 685-3536; Fax: 0711 / 685-3503

E-mail: raab@itw.uni-stuttgart.de, Internet: www.itw.uni-stuttgart.de/sun

²⁾ DLR Stuttgart, Institut für Technische Thermodynamik

1. Einleitung

Solar unterstützte Nahwärmesysteme mit solaren Deckungsanteilen von ca. 35% am Gesamtwärmebedarf ermöglichen die Substitution eines beträchtlichen Anteils fossiler Brennstoffe bei gleichzeitig moderaten Investitionskosten – verglichen mit Systemen mit einem solaren Deckungsanteil von 50% – durch den Verzicht auf eine saisonale Wärmespeicherung. Eine ausführliche Literaturstudie hat gezeigt, dass bisher keine Auslegungsrichtlinien für solar unterstützte Nahwärmesysteme mit erdvergrabenen oder oberirdischen Heißwasser-Wärmespeichern bei einem solaren Deckungsanteil von 35% existieren. In diesem Beitrag werden derartige Dimensionierungsrichtlinien für Systeme mit erdvergrabenen Heißwasser-Wärmespeichern, die auf Basis der Ergebnisse umfangreicher Simulationsrechnungen erstellt wurden, vorgestellt. Die Dimensionierungsrichtlinien für Systeme mit oberirdischen Heißwasser-Wärmespeichern werden in Kürze veröffentlicht.

2. Grundlagen

Zur realitätsnahen Simulation des thermischen Verhaltens typischer solar unterstützter Wärmenetze wurden zwei Wärmelasttypen mit Hilfe von TRNSYS-Simulationen definiert. Der Standardlastfall 68/41 mit volumenstromgewichteten jährlichen Vor- und Rücklaufemperaturen von 68 bzw. 41 °C dient zur Simulation des thermischen Verhaltens eines Wärmenetzes mit Trinkwarmwasser-Bereitung mit Speicherladesystemen [1]. Zur Simulation des thermischen Verhaltens eines Wärmenetzes mit Trinkwarmwasser-Bereitung im Durchflussprinzip wird der Wärmelasttyp 60/30 verwendet. Die Heizungsauslegung beträgt für beide Lastfälle 60/30 °C (VL/RL). Beide Wärmelasttypen wurden mit Messdaten bestehender Wärmenetze validiert.

Die Wetterdaten haben als Eingangsgröße für die Simulation solarthermischer Systeme eine hohe Bedeutung. Deshalb wurden verschiedene kommerziell erhältliche Wetterdatensätze für einen deutschen Standort mit relativ niedriger (Hamburg), mittlerer (Frankfurt/Main) und relativ hoher (Würzburg) jährlicher solarer Einstrahlung untersucht. Die Datensätze wurden mit monatlichen Messdaten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) von 1985 bis 2004 verglichen. Die Datensätze des DWD – TRY 1986 und 2004 – bilden für die gewählten Standorte sehr häufig extreme monatliche Strahlungsverläufe ab [2, 3]. Die auf langjährigen Messdaten basierenden Meteororm-Datensätze [4] bilden ein durchschnittliches Jahr am jeweiligen Standort nach und werden im Folgenden verwendet [5].

Um das thermische Verhalten eines solar unterstützten Nahwärmesystems mit erdvergrabenem Heißwasser-Wärmespeicher detailliert zu beschreiben, wurde ein TRNSYS-Modell erstellt und mit Messdaten des Systems in Hannover validiert. Die gemessenen und berechneten Wärmemengen weichen um weniger als $\pm 5\%$ voneinander ab [6].

Anschließend wurde das System auf Grundlage der Ergebnisse einer Sensitivitätsanalyse optimiert (u. a. Hydraulik, Regelung) und ein Referenzsystem definiert. Die Resultate der Sensitivitätsanalyse ermöglichen die einfache Bestimmung der Veränderung des solaren Deckungsanteils, wenn die tatsächlichen Bedingungen der zu errichtenden Anlage von den Referenzbedingungen abweichen (z. B. Neigung des Kollektorfeldes oder Wärmedämmung des Wärmespeichers).

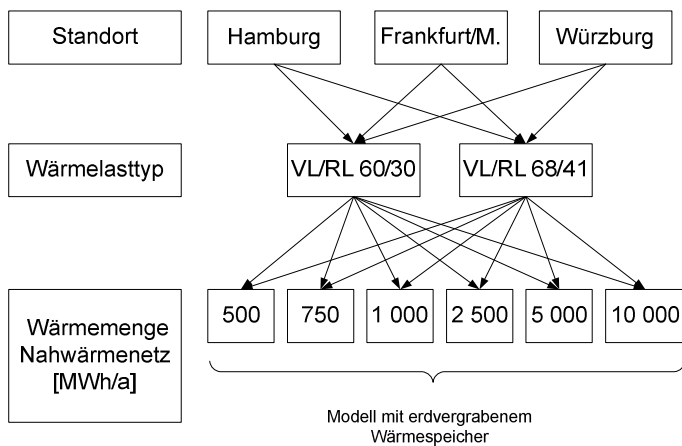


Bild 1: Matrix der berechneten Konstellationen

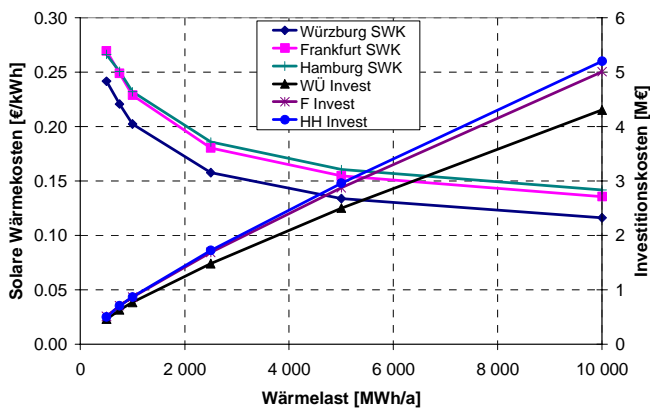


Bild 2: Solare Wärmekosten und Investitionskosten bei verschiedenen Größen des Nahwärmenetzes für die Standorte Hamburg (HH), Frankfurt (F) und Würzburg (WÜ) bei einem solaren Deckungsanteil von 35% und dem Wärmelasttyp 68/41

Investitionskosten und die solaren Wärmekosten (SWK) jeder Anlage auf Basis von abgerechneten Kosten bereits errichteter Systeme ermittelt. Die Matrix der berechneten Konstellationen ist in Bild 1 dargestellt.

3. Vorgehen

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Berechnung des thermischen Verhaltens solar unterstützter Nahwärmesysteme mit erdvergrabenem Heißwasser-Wärmespeicher dargestellt. Die Berechnungen werden für die Standorte Hamburg, Frankfurt/Main und Würzburg durchgeführt, um repräsentative Ergebnisse für die meisten Regionen in Deutschland und den angrenzenden Ländern zu erhalten. Die jährlich in das Nahwärmenetz gelieferten Wärmemengen werden von 500 bis 10 000 MWh/a variiert. Das Verhältnis von Wärmespeichervolumen und Kollektorfläche (V_{Sp}/A_{koll}) wird von 0,125 bis 2,0 m^3/m^2 in Schritten von 0,125 m^3/m^2 variiert.¹ Die Kollektorfläche wird in Abhängigkeit von der Wärmemenge des Nahwärmenetzes in einem weiten Bereich (0,8 bis 5,0 $m^2/(MWh/a)$) variiert, um Anlagen mit einem solaren Deckungsanteil von 35% zu erreichen. Zusätzlich werden die

¹ Die gewählten Grenzen ergeben sich aus Voruntersuchungen.

4. Simulationsergebnisse

In Bild 2 sind die solaren Wärmekosten und die Investitionskosten für die drei untersuchten Standorte Hamburg (HH), Frankfurt (F) und Würzburg (WÜ) bei unterschiedlichen Größen des Nahwärmenetzes für den Wärmelasttyp 68/41 dargestellt. Die gezeigten Anlagen sind die kostengünstigsten Anlagen ohne Stagnation² in den Kollektorfeldern. Für den Standort Würzburg sinken die solaren Wärmekosten mit zunehmender Wärmelast von 24,2 Ct./kWh bei 500 MWh/a auf 11,6 Ct./kWh bei 10 000 MWh/a. Der Abfall der Wärmekosten mit steigender Systemgröße ist im Wesentlichen auf einen steigenden Nutzungsgrad des Wärmespeichers und auf die zunehmende Degression der flächen- bzw. volumenbezogenen Kosten bei größerem Kollektorfeld bzw. Wärmespeicher zurückzuführen. Für gleichermaßen leistungsfähige Anlagen in Frankfurt betragen die solaren Wärmekosten zwischen 27,0 Ct./kWh bei 500 MWh/a und 13,6 Ct./kWh bei 10 000 MWh/a. Die solaren Wärmekosten und die Investitionskosten liegen damit für den Standort Würzburg um 10 bis 14% niedriger als für den Standort Frankfurt. Die solaren Wärmekosten für Anlagen in Hamburg be-

Tabelle 1: Auslegungen für verschiedene jährliche Wärmelasten Q_{netz} (68/41)

Q_{netz} [MWh/a]	Standort	A_{koll} [m ²]	V_{Sp}/A_{koll} [m ³ /m ²]	A_{koll}/Q_{netz} [m ² /(MWh/a)]	Invest. [§] [€/(MWh/a)]	SWK [§] [Ct./kWh]
500	Hamburg	1 080	0,250	2,16	1 080	26,6
	Frankfurt	995	0,375	1,99	1 025	27,0
	Würzburg	795	0,500	1,59	926	24,2
2 500	Hamburg	4 570	0,375	1,83	690	18,6
	Frankfurt	4 190	0,500	1,68	675	18,0
	Würzburg	3 370	0,625	1,35	593	15,8
10 000	Hamburg	17 120	0,375	1,71	520	14,2
	Frankfurt	15 720	0,500	1,57	501	13,6
	Würzburg	12 640	0,625	1,26	431	11,6

[§]: Investitionskosten der Anlage bezogen auf die ins Nahwärmenetz gelieferte Wärmemenge; [§]: SWK: solare Wärmekosten

tragen von 26,6 Ct./kWh bei 500 MWh/a bis 14,2 Ct./kWh bei 10 000 MWh/a. Damit sind die solaren Wärmekosten bis 5% höher als für den Standort Frankfurt. Ausgehend von der Wärmelast mit 500 MWh/a halbie-

ren sich die auf die Wärmelast bezogenen Investitionskosten der Anlagen proportional zu den solaren Wärmekosten bis zu einer Wärmelast von 10 000 MWh/a. Ausgewählte Dimensionierungen der verschiedenen Anlagen aus Bild 2 sind in Tabelle 1 zusammengefasst. Für eine definierte Wärmelast werden die größte Kollektorfläche und das kleinste flächenbezogene Wärmespeichervolumen am Standort Hamburg benötigt. Am Standort Würzburg werden aufgrund der vergleichsweise höchsten jährlichen Einstrahlung die kleinste Kollektorfläche und zur Stagnationsvermeidung das größte flächenbezogene Wärmespeichervolumen nötig.

Im Vergleich zu den Anlagen mit dem Wärmelasttyp 68/41 sind die solaren Wärmekosten beim Wärmelasttyp 60/30 am Standort Würzburg zwischen 10% (500 MWh/a) und 8% (10 000 MWh/a), am Standort Frankfurt zwischen 12% (500 MWh/a) und 9% (10 000 MWh/a) und am Standort Hamburg zwischen 10% (500 MWh/a) und 7% (10 000 MWh/a) geringer. Dies ist auf einen effizienteren Betrieb der Kollektoren im Vergleich zu den Anlagen mit dem Wärmelasttyp 68/41 zurückzuführen. Mit zunehmender An-

² Als Stagnationszeit des Kollektorfeldes wird der Zeitraum definiert, in dem die Einschaltbedingung für die Solarkreispumpe erfüllt ist, der Betrieb der Solarkreispumpe aber aufgrund eines vollständig geladenen Wärmespeichers ($\vartheta_{max} > 98 \text{ °C}$) von der Regelung unterdrückt wird.

lagengröße ist für alle Standorte ein Ansteigen des Verhältnisses V_{Sp}/A_{koll} zu verzeichnen. Wesentlicher Grund hierfür sind höhere Nutzungsgrade der Wärmespeicher durch ein günstigeres Verhältnis von Oberfläche zu Volumen. Die Zyklenzahlen der Wärmespeicher betragen zwischen 4,0 und 6,5 a⁻¹ und beschreiben eine Wärmespeicherung über einen Monatszeitraum.

5. Sensitivität der Kosten

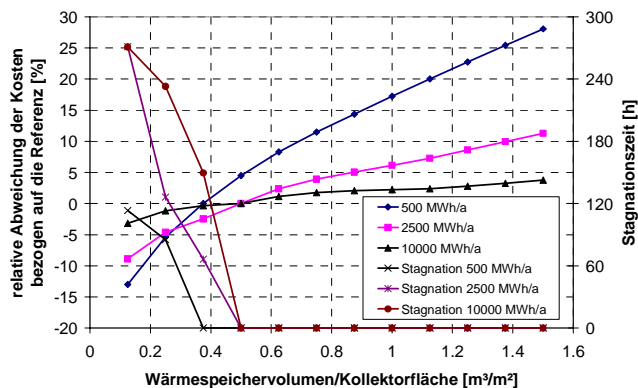


Bild 3: Relative Abweichung der solaren Wärmekosten bezogen auf die Referenzauslegung (ohne Stagnation) sowie Stagnationszeiten bei Variation von V_{Sp}/A_{koll} für verschiedene Größen des Nahwärmenetzes und einen f_{sol} von 35% am Standort Frankfurt

In Bild 3 ist die relative Abweichung der solaren Wärmekosten bezogen auf das Referenzsystem (gerade noch ohne Stagnation des Kollektorfeldes) für verschiedene Größen des Nahwärmenetzes (Wärmelasttyp 68/41) bei einem solaren Deckungsanteil von 35% am Standort Frankfurt dargestellt. Bei weiterer Verringerung des flächenbezogenen Wärmespeichervolumens und Tolerierung von Stagnation sinken die solaren Wärmekosten. Die Kostensensitivität ist beim System mit 500 MWh/a am höchsten.

Bei Tolerierung von Stagnation (V_{Sp}/A_{koll} : 0,125 m³/m²) sind Kostensenkungen von ca. 13% gegenüber dem Referenzsystem möglich. Bei einer Wärmelast von 2 500 MWh/a liegt die Kostenreduzierung bei etwa 9%. Das System mit 10 000 MWh/a ist relativ insensitive gegenüber Abweichungen von der Referenzauslegung. Die möglichen Einsparungen bei Tolerierung von Stagnation betragen weniger als 3%. Bei einer Wärmelast von 500 MWh/a und bei einem Verhältnis V_{Sp}/A_{koll} von 0,125 m³/m² ist die Stagnationszeit am geringsten. Die Systeme mit einer Wärmelast von 2 500 MWh/a und 10 000 MWh/a weisen eine um den Faktor 2,3 höhere Stagnationszeit auf. Diese ist auf den steigenden Nutzungsgrad des Wärmespeichers aufgrund eines günstigeren Verhältnisses von Oberfläche zu Volumen bei größeren Volumina und damit geringeren relativen Wärmeverlusten zurückzuführen. Dadurch sinkt die obere Temperatur im Wärmespeicher (als Kriterium für den Zustand Stagnation) vergleichsweise langsam ab.

Bei einer Vergrößerung des Verhältnisses V_{Sp}/A_{koll} gegenüber dem Referenzsystem ergeben sich bei dem kleinsten untersuchten System (500 MWh/a) die größten, beim größten System (10 000 MWh/a) die geringsten relativen Kostensteigerungen. Weitere Untersuchungen zeigten, dass die Kostensensitivität bei Systemen mit dem Wärmelasttyp 60/30 im Vergleich zu den mit dem Wärmelasttyp 68/41 ausgelegten Systemen in Bezug auf eine Veränderung des Verhältnisses V_{Sp}/A_{koll} etwas geringer ist. Bei einer Verringerung von V_{Sp}/A_{koll} ergeben sich ähnliche Kostensenkungen, bei einer Erhöhung von V_{Sp}/A_{koll} auf einen Wert von 1,5 m³/m² enden die Kurven um etwa 5 Prozentpunkte niedriger als in Bild 3 gezeigt.

Bei einer Änderung von V_{Sp}/A_{koll} um denselben Betrag gegenüber der Referenzauslegung ergeben sich unabhängig vom Standort ähnliche relative Abweichungen.

6. Dimensionierungsrichtlinien

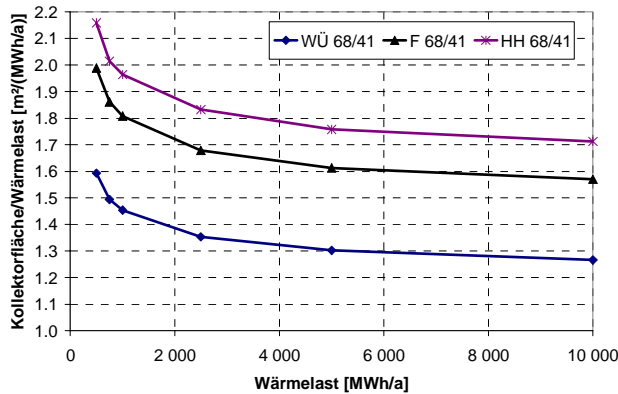


Bild 4: Abhängigkeit der auf die Wärmelast bezogenen Kollektorfläche von der jährlichen Wärmelast des Nahwärmenetzes (68/41) für verschiedene Standorte bei erdvergrabener Wärmespeicher

Q_{netz} und das Temperaturniveau von Vor- und Rücklauftemperaturen des Nahwärmenetzes. In Bild 4 ist das Verhältnis der Kollektorfläche zur jährlichen Wärmelast des Nahwärmenetzes für die Standorte Würzburg, Frankfurt und Hamburg bei variierender Wärmelast (68/41) und konstantem f_{sol} von 35% dargestellt. In den Kollektorfeldern tritt dabei keine Stagnation auf. Das Verhältnis sinkt mit zunehmender Wärmelast des Nahwärmenetzes,

Tabelle 3: Vergleich der flächenbezogenen Wärmespeichervolumina (Kollektorfeld ohne Stagnation) für verschiedene Q_{netz} (68/41) und Standorte

Standort	Hamburg	Frankfurt	Würzburg
Q_{netz} [MWh/a]	V_{Sp}/A_{koll} [m³/m²]		
500	0,250	0,375	0,500
750 – 10 000	0,375	0,500	0,625

z. B. am Standort Würzburg von 1,59 m²/(MWh/a) bei 500 MWh/a auf 1,27 m²/(MWh/a) bei 10 000 MWh/a. Verglichen mit den Werten für den Standort Frankfurt sind am Standort Würzburg um 20% geringere auf die Wärmelast bezogene Kollektorflächen, am Standort Hamburg um 8 bis 9% größere Kollektorflächen notwendig. Die Verhältnisse V_{Sp}/A_{koll} für den Wärmelasttyp 68/41 sind in Tabelle 3 zusammengefasst. Gegenüber dem Wärmelasttyp 68/41 weisen die mit dem Wärmelasttyp 60/30 dimensionierten Systeme abhängig von der Systemgröße am Standort Würzburg um 16% bis 8% niedrigere wärmelastbezogene Kollektorflächen auf. Am Standort Frankfurt unterscheiden sich die Werte um 17% bis 13%, am Standort Hamburg um 13% bis 10%. Die Unterschiede der Abweichungen zwischen den einzelnen Standorten sind auf die verschiedenen Verhältnisse V_{Sp}/A_{koll} bei verschiedenen Systemgrößen zurückzuführen.

Tabelle 2: Vergleich der flächenbezogenen Wärmespeichervolumina (Kollektorfeld mit maximal 100 h Stagnation) für verschiedene Q_{netz} (68/41) und Standorte

Standort	Hamburg	Frankfurt	Würzburg
Q_{netz} [MWh/a]	V_{Sp}/A_{koll} [m³/m²]		
500	0,125	0,250	0,375
2 500	0,250	0,375	0,625
10 000	0,375	0,500	0,625

Basierend auf den Simulationsergebnissen aus den vorangegangenen Abschnitten werden Dimensionierungsrichtlinien für solar unterstützte Nahwärmesysteme mit erdvergrabener Wärmespeicher bei einem solaren Deckungsanteil von 35% erarbeitet und im Folgenden dargestellt. Wichtigste Bezugsgröße bei der Dimensionierung des solar unterstützten Nahwärmesystems sind der üblicherweise in der Planungsphase vorliegende jährliche Wärmebedarf des Nahwärmenetzes

Wie in Abschnitt 5 gezeigt, können die Investitions- und solaren Wärmekosten gegenüber den Referenzsystemen ohne Stagnation in den Kollektorfeldern besonders bei Systemgrößen von 500 MWh/a (um 13%) bis 2 500 MWh/a (um 9%) reduziert werden, indem das Verhältnis V_{Sp}/A_{koll}

verringert wird. Dabei sollten Stagnationszeiten durch regelungstechnische oder konstruktive Maßnahmen möglichst vermieden werden. Da zum einen noch keine Langzeit-Erfahrungen von solarthermischen Anlagen mit häufigen Stagnationszeiten vorliegen und die vorgestellten Systeme mit Wetterdatensätzen ausgelegt wurden, die auf einem durchschnittlichen jährlichen Witterungsverlauf basieren, sollten die jährlichen Stagnationszeiten der Systeme unter Referenzbedingungen 100 Stunden nicht überschreiten. Bei Jahren mit extremer Einstrahlung (abgebildet durch die TRY 1986 und TRY 2004 am Standort Würzburg) führt dies je nach Standort ohne regelungstechnische Vermeidungsmaßnahmen zu Stagnationszeiten von bis zu 280 h. Eine Verringerung von V_{Sp}/A_{koll} um $0,125 \text{ m}^3/\text{m}^2$ führt zu einer Erhöhung der Kollektorfläche um 2,5% für den Wärmelasttyp 68/41. Im Falle des Wärmelasttyps 60/30 führt eine Verringerung um $0,125 \text{ m}^3/\text{m}^2$ zu einer Erhöhung der Kollektorfläche um 3,0% an den Standorten Würzburg und Frankfurt und um 4,0% am Standort Hamburg. Die Verringerung von V_{Sp}/A_{koll} ist lediglich für Systemgrößen bis 1 000 MWh/a empfehlenswert. Bei größeren Systemen führt eine weitere Verringerung von V_{Sp}/A_{koll} zu Stagnationszeiten von deutlich über 100 h bei Kosteneinsparungen von weniger als 3% gegenüber der Referenz. Die minimalen empfohlenen Verhältnisse von V_{Sp}/A_{koll} sind in Tabelle 2 aufgeführt.

7. Ausblick

Lerneffekte und weiterentwickelte Technologien werden bis zum Jahr 2015 zu Senkungen der Investitionskosten gegenüber dem gegenwärtigen Stand von 20% bei Kollektoren und von 30% bei erdvergrabenen Heißwasser-Wärmespeichern führen. Damit ergeben sich Senkungen der solaren Wärmekosten gegenüber dem Ist-Stand von 22% (Systeme mit 500 MWh/a) bis 24% (10 000 MWh/a) bei Systemen mit erdvergrabenen Wärmespeichern.

8. Literatur

- [1] Schönbauer, S.; 2000: Durchführung von Simulationsrechnungen zum Lastverhalten von solar unterstützten Nahwärmenetzen unter Berücksichtigung verschiedener Varianten zur Wärmeübergabe. Studienarbeit Nr. 9901, Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik der Universität Stuttgart, Stuttgart.
- [2] Blümel, K.; Hollan, E.; Kähler, M.; Peter, R.; 1986: Entwicklung von Testreferenzjahren für die Klimaregionen der Bundesrepublik Deutschland. BMFT-Forschungsbericht T 86-051 FU Berlin, Berlin.
- [3] Christoffer, J.; Deuschländer, T.; Webs, M.; 2004: Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse TRY. Selbstverlag des Deutschen Wetterdienstes, Offenbach am Main. ISBN 3-88148-398-5
- [4] Meteotest; 1999: Meteororm 4.0 (November 1999). Bern (Schweiz).
- [5] Raab, S.; Mangold, D.; Heidemann, W.; Müller-Steinhagen, H.; 2004: Einfluss des Klimas auf die Leistungsfähigkeit und Wirtschaftlichkeit solar unterstützter Nahwärmesysteme. 14. Symposium Thermische Solarenergie, Kloster Banz, 12. – 14. Mai.
- [6] Raab, S.; Mangold, D.; Müller-Steinhagen, H.; 2005: Validation of a computer model for solar assisted district heating systems with seasonal hot water heat store. Solar Energy 79 (5), pp. 531-543.

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

Design guidelines for solar assisted district heating systems with a solar fraction of approximately 35%

S. Raab¹⁾, W. Heidemann¹⁾, H. Müller-Steinhagen^{1), 2)}

¹⁾ Universität Stuttgart, Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik
Pfaffenwaldring 6, D-70550 Stuttgart
Tel.: 0711 / 685-3536; Fax: 0711 / 685-3503

E-mail: raab@itw.uni-stuttgart.de, Internet: www.itw.uni-stuttgart.de/sun

²⁾ DLR Stuttgart, Institut für Technische Thermodynamik

Abstract

Solar assisted district heating systems with a solar fraction of approximately 35% based on the total heat demand can save a significant amount of fossil fuels. Compared to systems with solar fractions of 50% the investment costs are moderate because seasonal heat storage is not required. Literature research showed that no design guidelines for solar assisted district heating systems with ground buried or aboveground hot water heat stores and a solar fraction of approximately 35% are available up to now.

To provide these guidelines, extensive simulation studies were carried out based on validated simulation models. The thermal behaviour of solar assisted district heating systems with a solar fraction of 35% was calculated for three different German climates (Hamburg (relatively low solar irradiation), Frankfurt/Main (medium solar irradiation), Würzburg (relatively high solar irradiation)), various district heating net temperatures and sizes (approximately 40 to 800 single-family houses). The ratios of heat store volume to collector area and of collector area to heat load of the district heating nets were varied to determine the most cost-efficient and energy-efficient design ratios.

Based on the results of the simulation studies design guidelines were worked out. Depending on the location the design guidelines are also valid for systems that may be built in neighbouring countries of Germany, such as Austria, the Netherlands or Belgium. The results of a sensitivity analysis allow simple determination of the influence of a deviation from the reference boundary conditions on the solar fraction, e. g. tilt of the collector area, quality of the thermal insulation of the heat store. The investment costs and the solar heat costs of the systems are also presented. The results of this work allow designing energy- and cost-efficient solar assisted district heating systems with a solar fraction of approximately 35% without complex and costly dynamic simulations over a wide range of parameters.