



Solarthermiekollektoren und Erdbecken-Wärmespeicher in Gram, Dänemark

Quelle: Fjernvarme Gram

Nomogramme zur Grobauslegung von Solarthermieanlagen und Wärmespeichern

Die Auslegung von in Wärmenetze eingebundenen Solarthermieanlagen ist von einigen Parametern abhängig. Basierend auf umfangreichen Simulationsrechnungen wurden hierfür Richtwerte zu Auslegungsgrößen und erwartbaren solaren Nutzwärmeerträgen erarbeitet und für unterschiedliche Randbedingungen in Form von Nomogrammen dargestellt. Diese erleichtern die Ersteinschätzung zur technischen und ökonomischen Machbarkeit solcher Anlagen und sind somit ein bedeutsames Hilfsmittel für die frühen Planungsschritte.

Bis 2030 sollen Wärmenetze in Deutschland zu 30 % und bis 2045 zu 100 % mit erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme betrieben werden. Aktuell liegt der Anteil erneuerbarer Energien an der Fernwärme in Deutschland bei rd. 20 % [1]. Großflächige Solarthermieanlagen bieten bereits heute eine realisierbare, langfristig wirtschaftliche und flexible Möglichkeit, bestehende Wärmenetze zu transformieren und neue Netze

nachhaltig mit erneuerbarer Wärme zu versorgen [2]. Deutschlandweit sind derzeit 61 in Wärmenetze eingebaute Solarthermieanlagen mit einer Bruttokollektorfläche von rd. 173 000 m² in Betrieb, weitere 193 000 m² sind in Planung und Bau [3]. Prognosen zufolge soll die in Wärmenetzen genutzte Solarwärme bis 2045 auf 4 TWh/a steigen [4], was einer Bruttokollektorfläche von rd. 10 Mio. m² entspricht. Richtwerte zu Auslegungsgrößen und erwart-

baren solaren Nutzwärmeerträgen erleichtern die Ersteinschätzung zur technischen und ökonomischen Machbarkeit der Einbindung von Solarthermieanlagen in Wärmenetze und können somit zum großflächigen Ausbau der Solarthermie beitragen. Die solare Nutzwärme ist definiert als die Summe der von den Solarthermiekollektoren erzeugten Wärme abzüglich der Wärmeverluste der Wärmeverteilung und -speicherung.

Auslegung von Großanlagen hängt von einigen Randbedingungen ab

Die Wärmeleistung und der Wärmeertrag einer Solarthermieanlage hängen vom Produkt, der solaren Einstrahlung, der Betriebsart und den Betriebstemperaturen ab. Es ist zu beachten, dass der jährliche Nutzwärmeertrag je m^2 Kollektorfläche mit zunehmendem solarem Deckungsanteil bei sonst gleichen Randbedingungen abnimmt. Ebenso ist das optimale Verhältnis von Kollektorfläche und Wärmespeichervolumen abhängig vom solarem Deckungsanteil sowie von diversen Randbedingungen. Der solare Deckungsanteil gibt den Anteil des Jahresgesamtwärmebedarfs an, der solarthermisch gedeckt wird.

Aus den genannten Gründen können für den Wärmeertrag einer Solarthermieanlage bzw. für die Auslegungsgrößen keine festen, technologiespezifischen Werte z. B. je m^2 angegeben werden. Die Abhängigkeit des Wärmeertrags von mehreren Parametern erfordert eine Auslegung der Solarthermieanlage und Wärmespeicher durch

Berechnungs- oder Simulationsprogramme. Diese geben den zu erwartenden jährlichen solaren Nutzwärmeertrag und den solaren Deckungsanteil aus [5]. Für Wärmenetzbetreiber und Planungsbüros ohne solarthermische Expertise stellt die Anwendung von Berechnungsprogrammen zur Anlagenauslegung vor allem in den frühen Planungsphasen eine erhebliche Hürde dar. Ziel dieser Arbeit ist daher die Erarbeitung und übersichtliche Darstellung von Richtwerten zur Auslegung von in Wärmenetze eingebundenen Solarthermieanlagen und Wärmespeichern. Dabei werden vor allem deren Abhängigkeiten vom solarem Deckungsanteil sowie von den weiteren Randbedingungen berücksichtigt.

Nomogramme ermöglichen die übersichtliche Darstellung der Abhängigkeiten

Zur Darstellung von Richtwerten für die Auslegung von Solarthermieanlagen wurden bereits im Rahmen des Forschungsprojekts „Delfin“ mit einer Simulationsstudie mehrere Nomogramme erarbeitet

[6]. Diese betreffen jedoch die dezentrale Einbindung von Solarthermieanlagen in Wärmenetze. Da die bereits realisierten Anlagen überwiegend zentral auf der Erzeugerseite von Wärmenetzen eingebunden sind, wurden die Auslegungsnomogramme erweitert und ergänzt.

Die Darstellung der Abhängigkeiten zwischen Auslegungsgrößen (Bruttokollektorfläche und Wärmespeichervolumen) und Simulationsergebnissen (solarer Nutzwärmeertrag und solarer Deckungsanteil) in Nomogrammen wurde weiterverfolgt, da aus diesen umfangreiche Ergebnisse entnommen werden können. Die Kurvenverläufe zeigen zudem grundsätzliche Abhängigkeiten auf, sodass hieraus ein Verständnis für die thermodynamischen Zusammenhänge der systembeschreibenden Parameter entwickelt werden kann [6].

Die in diesem Fachaufsatz dargestellten Nomogramme zeigen grundlegende Zusammenhänge. Die Darstellung in Nomogrammen erfordert Vereinfachungen und Vereinheitlichungen mancher Randbedingungen. Daher sind die einzel-

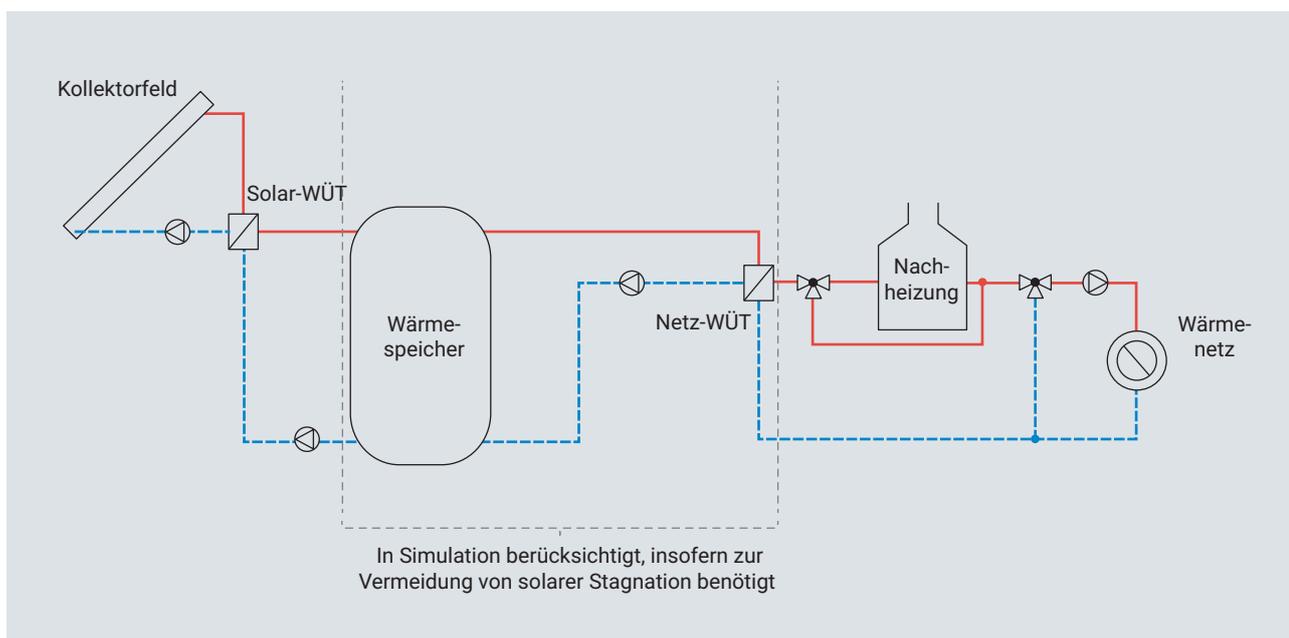


Bild 1. Vereinfachtes Hydraulikschema für die mit SCFW 2.0 durchgeführten Simulationsrechnungen

nen Zahlenwerte als Richtwerte zu verstehen und lediglich für eine Ersteinschätzung zur Auslegung einer in ein Wärmenetz eingebundenen Solarthermieanlage mit Wärmespeicher zu verwenden. Für eine spezifische zu planende Anlage kann nur eine detaillierte Simulation alle notwendigen Randbedingungen und Parameter berücksichtigen, um die Einbindung einer Solarthermieanlage in das Gesamtsystem technisch und wirtschaftlich optimal zu realisieren [6].

Nomogramme basieren auf mit SCFW 2.0 durchgeführten Simulationsrechnungen

Zur Erstellung der Auslegungsnomogramme wurde das Berechnungsprogramm Scenocalc Fernwärme (SCFW) 2.0 verwendet [7]. Wie in Bild 1 dargestellt, wurden die Systemkomponenten Solarthermiekollektorfeld, Anbinderrohrleitungen und Solarwärmeübertrager (WÜT) berücksichtigt. Zudem wurden ein Wärmespeicher und ein Netz-WÜT simuliert, insofern diese zur Vermeidung von solarer Stagnation benötigt werden. Die Nomogramme gelten für eine zentrale Einbindung der Kollektoren mit Regelung im Vorwärmbetrieb. Dabei übernimmt eine Nachheizung die Wärmebereitstellung, wenn die Kollektoren zu wenig Solarwärme zur Deckung des Wärmebedarfs liefern. Zudem kann die Nachheizung die Wärme, die aus dem Wärmespeicher entnommen wird, bei Bedarf auf die Soll-Vorlauftemperatur des Wärmenetzes erhitzen [7].

Es wurden Auslegungsnomogramme für verschiedene Parameterkonstellationen erstellt. Die variierten Parameter umfassen dabei die Temperatur an der Einbindestelle in das Wärmenetz und den Kollektortyp. Es wurden die bei Großanlagen bislang am häufigsten verwendeten Kollektortypen berücksichtigt. Die-

se umfassen Hochtemperatur-Flachkollektoren (HT-FK), Vakuumröhrenkollektoren (VRK) und Vakuumröhrenkollektoren mit CPC-Spiegeln (CPC). Für die Kollektorkennwerte des HT-FK wurden Marktdurchschnittswerte verwendet

(Tafel 1). Für VRK und CPC wurden Werte eines spezifischen Produkts gewählt, da für diese Kollektortypen die geringe Anzahl im Wärmenetz-bereich einsetzbarer Produkte keine Berechnung von repräsentativen Marktdurchschnittswerten zulässt.

Eigenschaft	Annahme
Wärmespeichertyp	für $V < 10\,000\text{ m}^3$: Pufferspeicher mit Standardwerten aus [7] für $V \geq 10\,000\text{ m}^3$: erdvergrabener Wärmespeicher ohne Dämmung von Seiten und Boden (Parametrierung des Speichers und des Erdreichs aus [13]; für SCFW wurde anhand der Parameter eine Korrelation für den Verlustkoeffizient des Wärmespeichers als Funktion des Speichervolumens ermittelt)
nutzbare Temperaturdifferenz des Wärmespeichers	nutzbare Temperaturdifferenz von der Rücklauf-temperatur des Netzes plus 3 K Grädigkeit des WÜT zur maximalen Betriebstemperatur des Speichers von 95 °C
Betriebstemperaturen des Wärmenetzes	Cosinus-Verläufe mit Maximum der Vorlauf-temperatur bei Jahresstunde 0 und Minimum bei Jahresstunde 4380 mit den in den Nomogrammen angegebenen Temperaturen (für die Rücklauf-temperatur sind die Zeitpunkte für Maximum und Minimum invertiert)
Wetterdaten	Deutscher Wetterdienst, Testreferenzjahr 2015 für ein mittleres Jahr [8]. Die Globalstrahlungssumme für Würzburg beträgt 1 086 kWh/(m ² a) und entspricht damit dem deutschlandweiten Mittel für den Zeitraum 1991 – 2020 [9].
kollektorinterne Verrohrung	Standardwerte aus [7]
Auslegung der Anbindeleitung	Rohrleitungslänge, Durchmesser und Verlustfaktor in Abhängigkeit der Bruttokollektorfläche mit in Delfin [6] erarbeiteten Korrelationen
Grädigkeit der WÜT	3 K (gilt für Solar- und Netz-WÜT)
Verschattung	Reihenverschattung der Kollektoren wird berücksichtigt mit einem Flächennutzungsgrad von 40 %, definiert als Verhältnis der Bruttokollektorfläche zur Aufstellfläche. Objektverschattung wird nicht betrachtet.
Kollektorausrichtung	Kollektorneigung: 30°; Azimut: 0° (Südausrichtung)

Tafel 1. Übersicht über die für die Simulationsrechnungen getroffenen Annahmen

Die Nomogramme wurden jeweils für Netzvorlauftemperaturen an der Einbindestelle zwischen 70 und 80 °C (mittlerer Temperaturbereich, Bild 2) und zwischen 85 und 100 °C (hoher Temperaturbereich, Bild 3) erstellt. In den Nomogrammen sind die Betriebstemperaturen des Wärmenetzes im folgenden Format angegeben: minimale Vorlauftemperatur/maximale Rücklauftemperatur im Sommer; maximale Vorlauftemperatur/minimale Rücklauftemperatur im Winter.

Es wurden Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes für Testreferenzjahre (TRY) [8] verwendet, um langjährige Mittelwerte zu berücksichtigen und ungewöhnliche Wetterereignisse einzelner Jahre auszuschließen. Als Standort wurde

Würzburg gewählt, da die Globalstrahlungssumme dem langjährigen deutschlandweiten Mittelwert [9] entspricht.

Außerdem kam das in [10] und [11] beschriebene Wärmelastprofil zur Anwendung, das repräsentativ für Wärmenetze mit durchschnittlichem sommerlichem Wärmebedarf ist, die überwiegend Wohngebäude versorgen. Die weiteren, den Simulationen zugrunde liegenden Annahmen sind in Tafel 1 dokumentiert.

Optimales Verhältnis zwischen Bruttokollektorfläche und Speichervolumen

Für jedes Nomogramm wurde eine Vielzahl von SCFW-Berechnungen unter Variation von Bruttokollektor-

fläche, Speichervolumen und Wärmebedarf im Wärmenetzsystem durchgeführt. Als unterer Grenzwert wurde ein Wärmebedarf von 2 GWh/a gewählt, sodass die sich ergebenden Kollektorflächen und Wärmespeichervolumina jeweils praxisrelevante Mindestgrößen aufweisen [6]. Die Simulationsrechnungen wurden für Wärmebedarfe bis 40 GWh/a am Einbindepunkt der Solarthermieanlage durchgeführt. Die Grundzusammenhänge bleiben jedoch auch für höhere Wärmebedarfe bestehen.

Das optimale Verhältnis aus Speichervolumen und Bruttokollektorfläche ist abhängig vom anvisierten solaren Deckungsanteil [6]. Daher wurde für jede Bruttokollektorfläche das benötigte Speichervolumen

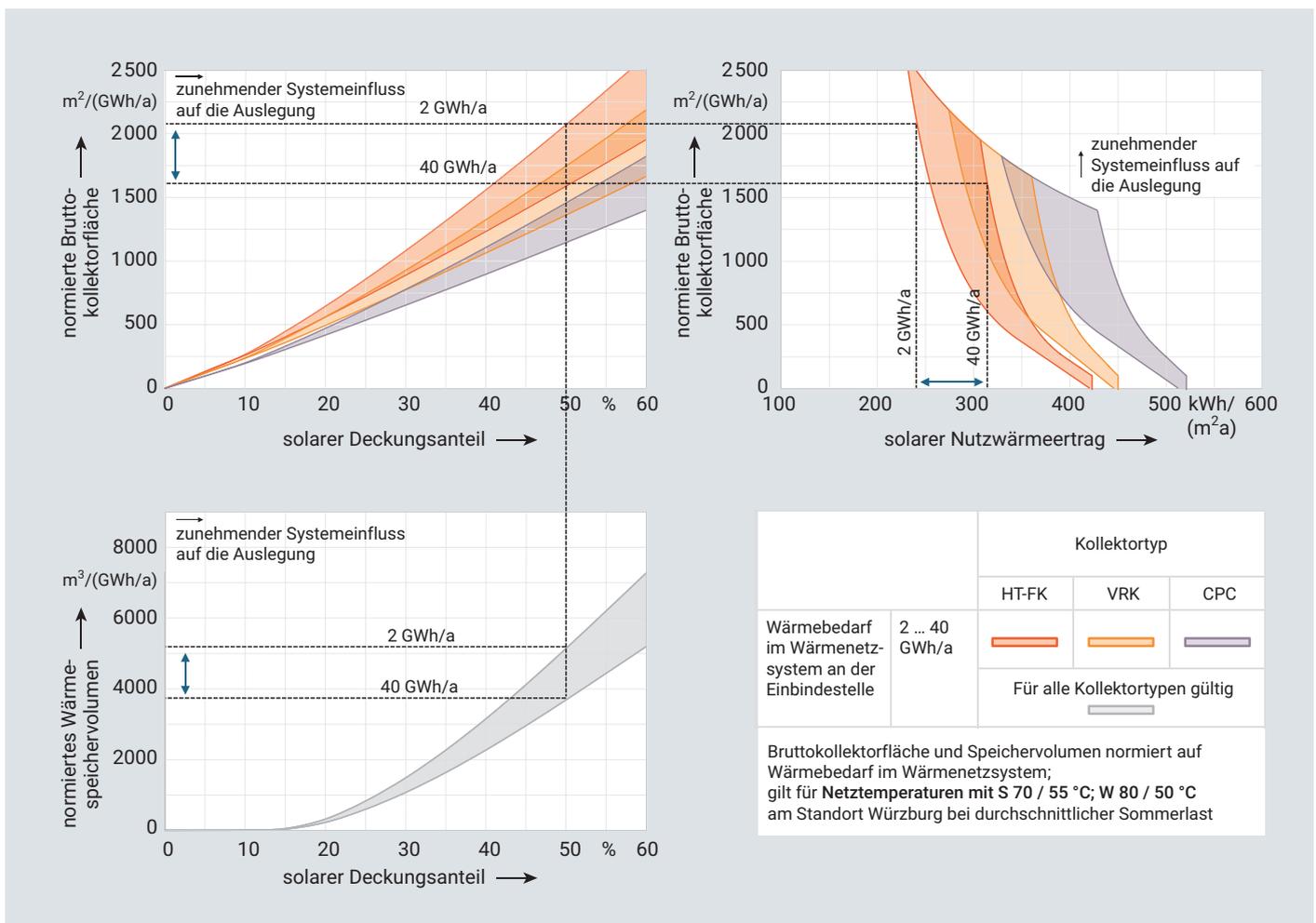


Bild 2. Nomogramme für mittlere Betriebstemperaturen des Wärmenetzes (Vorlauftemperaturen zwischen 70 °C und 80 °C) mit Ablesebeispiel für HT-FK bei einem solaren Deckungsanteil von 50 %

bei einem festgelegten Gesamtwärmebedarf schrittweise erhöht. Ist der Wärmespeicher für eine vollständige Speicherung aller solaren Wärmeerträge zu klein, entsteht solare Stagnation durch Überschreitung der Maximaltemperatur im Kollektorkreis. Untersuchungen aus Delfin haben gezeigt, dass eine einstellige Anzahl der Tage je Jahr, an denen Stagnation auftritt, das wirtschaftliche Optimum für die Auslegung des Wärmespeichers darstellt [6]. Dadurch wird zwar ein kleiner Anteil des theoretisch möglichen solaren Wärmeertrags nicht genutzt, jedoch kann das Volumen des Wärmespeichers etwas kleiner dimensioniert werden. Die investiven Einsparungen für den Wärmespeicher überwiegen in diesen

Fällen die Wärmeerzeugungsverluste der Solarthermieanlage. Somit wurde als Zielwert zur Auslegung des Wärmespeichers eine Anzahl von vier bis acht Stagnationstagen definiert.

Insofern die Anzahl der Stagnationstage auch ohne Wärmespeicher maximal acht Tage beträgt, wird die Solaranlage ohne Wärmespeicher und ohne zweiten WÜT betrachtet. Durch eine schrittweise Erhöhung der Bruttokollektorfläche mit Wiederholung des beschriebenen Vorgehens zur Ermittlung des benötigten Speichervolumens ergibt sich eine Punkteschar, anhand der Kennlinien für den solaren Deckungsanteil und den solaren Nutzwärmeertrag in Abhängigkeit der Bruttokollektorfläche ermittelt wurden.

Bei Erhöhung des Wärmebedarfs im Wärmenetzsystem und den damit verbundenen Erhöhungen des Wärmespeichervolumens sowie der Durchmesser der Anbindeleitungen reduzieren sich die spezifischen Wärmeverluste des Wärmespeichers und der Anbindeleitungen. Entsprechend erhöht sich bei steigendem Wärmebedarf der auf die Bruttokollektorfläche bezogene solare Nutzwärmeertrag bei gleichbleibender Bruttokollektorfläche. Um die Nomogramme für verschiedene Wärmebedarfe anwenden zu können, sind die in den Nomogrammen dargestellten Auslegungsgrößen auf den Wärmebedarf in GWh/a normiert.

In den Nomogrammen zeigt die jeweils untere Kurve einer Fläche



Bild 3. Nomogramme für hohe Betriebstemperaturen des Wärmenetzes (Vorlauftemperaturen zwischen 85 °C und 100 °C)

den kleinsten Jahreswärmebedarf (2 GWh/a) am solaren Einbindpunkt, die jeweils obere Kurve einer Fläche den größten Jahreswärmebedarf (40 GWh/a). In der gleichfarbigen Fläche dazwischen kann entsprechend des gesuchten Jahreswärmebedarfs näherungsweise linear interpoliert werden. Der Abstand zwischen der oberen und unteren Begrenzung der Fläche vergrößert sich jeweils bei einer Erhöhung des solaren Deckungsanteils, da das Gesamtsystem die Auslegung dann zunehmend beeinflusst.

Die Wertebereiche sind wie in Bild 2 für einen solaren Deckungsanteil von 50 % beispielhaft gezeigt abzulesen. Beginnend im oberen linken Diagramm, wird bei Verwendung von HT-FK eine Bruttokollektorfläche zwischen 1600 und 2100 m²/(GWh/a) benötigt. Der solare Nutzwärmeertrag ist im oberen rechten Diagramm abzulesen und beträgt zwischen 240 und 310 kWh/(m²/a).

Im Diagramm links unten wird sichtbar, dass ein Speichervolumen zwischen 3700 und 5100 m³/(GWh/a) benötigt wird. Dieses ist in der Darstellung für die drei betrachteten Kollektortypen zusammengefasst, da sich die jeweiligen Bereiche nur unwesentlich voneinander abheben. Der in Grau dargestellte Wertebereich ist auf das Minimum und Maximum aus den Si-

mulationsergebnissen der drei Kollektortypen begrenzt.

Zur Bestimmung der dargestellten Bereiche anhand des beschriebenen Vorgehens wurde eine vierstellige Anzahl an Simulationen je Nomogramm durchgeführt. Zur Durchführung der Simulationen wurde SCFW 2.0 verwendet, da die Berechnungszeit im Vergleich zu Software für detaillierte Systemsimulationen (z. B. TRNSYS) deutlich geringer ist. Da es sich bei SCFW um ein vereinfachtes Berechnungstool handelt, das für erste Abschätzungen des solaren Nutzwärmeertrags von in Wärmenetzen eingebundenen Solarthermieanlagen entwickelt wurde [7], wurden die Berechnungsergebnisse aus SCFW mit einem validierten TRNSYS-Simulationsmodell verglichen. Dazu wurden acht TRNSYS-Simulationen je Nomogramm mit variierter Bruttokollektorfläche und Wärmebedarf durchgeführt. Die Abweichungen der TRNSYS-Ergebnisse zu den SCFW-Ergebnissen aus Bild 2 betragen zwischen -9 und +12 % mit einer mittleren absoluten Abweichung von 5 %.

Grundsätzliche Abhängigkeiten in den Nomogrammen

Bei einer Solarthermieanlage, die auf eine Deckung des sommerlichen Wärmebedarfs ausgelegt ist,

entspricht der solare Deckungsanteil etwa 15 % für den Fall aus Bild 2 und Bild 3. Für diese Auslegung ist ein Pufferspeicher ausreichend, dessen Volumen in den Nomogrammen aufgrund der verhältnismäßig kleinen Werte kaum ablesbar ist. Bei solaren Deckungsanteilen von über 15 % nimmt das notwendige Speichervolumen überproportional zu. Dies ist auf die Speicherung der überschüssigen solaren Wärmeerzeugung in den Sommermonaten zurückzuführen, die im Wärmenetz nicht abgenommen werden können.

Aufgrund der steigenden Speichervolumina erhöhen sich die Wärmeverluste des Speichers. Zudem nehmen die Betriebszeiten zu, in denen die Solarthermieanlage hohe Betriebstemperaturen erreicht, sodass sich der Kollektorstufige Wirkungsgrad und damit der auf die Bruttokollektorfläche bezogene Wärmeertrag reduzieren. Aufgrund dieser beiden Effekte sinkt der spezifische solare Nutzwärmeertrag bei steigenden solaren Deckungsanteilen, sodass die benötigte Bruttokollektorfläche für einen bestimmten solaren Deckungsanteil überproportional zunimmt.

Die mit zunehmendem solaren Deckungsanteil größer werdenden Bereiche der Auslegungsgrößen zeigen den zunehmenden Systemeinfluss, der sich aus den anwendungsfallsspezifischen Randbedin-

Netztemperaturen	solarer Deckungsanteil	durchschnittliche Einsparung an Bruttokollektorfläche gegenüber HT-FK mit folgenden Kollektortypen	
		VRK	CPC
S 70/55 °C; W 80/50 °C (mittlerer Temperaturbereich)	15 %	12%	25 %
	50 %	15 %	29 %
S 100/65 °C; W 85/70 °C (hoher Temperaturbereich)	15 %	19 %	33 %
	50 %	26 %	41 %

Tafel 2. Einsparung der Bruttokollektorfläche mit VRK und CPC gegenüber HT-FK

gungen, z. B. Wärmebedarf im Wärmenetzsystem, Geometrie und Wärmedämmung des Speichers, Eigenschaften des Erdreichs usw., ergibt.

Alle Darstellungen sind auf einen solaren Deckungsanteil bis 60 % begrenzt. Grund dafür ist, dass das vereinfachte Rechenmodell des Wärmespeichers in SCFW 2.0 bei höheren solaren Deckungsanteilen zu einer zu großen Ungenauigkeit der Berechnungsergebnisse führt.

Zudem wird darauf hingewiesen, dass in bereits realisierten Systemen mit hohen solaren Deckungsanteilen (z. B. Dronninglund in Dänemark) häufig Wärmepumpen eingebunden werden, die den Wärmespeicher auf Temperaturen entladen, die deutlich tiefer sind als die Rücklauftemperaturen des Wärmenetzes. Dadurch kann die nutzbare Temperaturdifferenz des Wärmespeichers erhöht und dessen Volumen signifikant reduziert werden. Diese Entlade-Wärmepumpen, die häufig die Wirtschaftlichkeit von Systemen mit hohem solarem Deckungsanteil verbessern, sind in den hier dargestellten Nomogrammen nicht berücksichtigt.

Flächeneffizienz ist stark abhängig von Kollektortyp und Netztemperaturen

Bild 2 gilt für unterschiedliche Kollektortypen bei Vorlauftemperaturen an der Einbindestelle im Wärmenetz zwischen 70 und 80 °C (mittlerer Temperaturbereich). VRK und CPC-Kollektoren sind ab einer gewissen Kollektortemperatur effizienter als HT-FK, jedoch ist deren Verwendung in der Regel mit höheren Investitionskosten verbunden [12]. Welcher Kollektortyp für einen konkreten Anwendungsfall das wirtschaftliche Optimum darstellt, ist stark von den Betriebsrandbedingungen und letztendlich vom Angebotspreis abhängig. Bild 2

zeigt, dass zum Erreichen eines bestimmten solaren Deckungsanteils bei Verwendung von VRK gegenüber HT-FK eine geringere Kollektorfläche benötigt wird. Zurückzuführen ist dies auf die höheren solaren Nutzwärmeerträge. Mit VRK können bei einem solaren Deckungsanteil von 15 % gegenüber HT-FK durchschnittlich 12 % Bruttokollektorfläche eingespart werden, bei einem solaren Deckungsanteil von 50 % erhöht sich die Einsparung auf 15 % (Tafel 2). Mit Erhöhung des solaren Deckungsanteils deutlich über 15 % hinaus sinkt die Flächeneffizienz, weil die mittleren Kollektortemperaturen steigen. Grund dafür ist die zeitweise zu speichernde Solarwärme, die durch das Wärmenetzsystem nicht direkt abgenommen werden kann. Der höhere Wirkungsgrad der VRK kommt dadurch verstärkt zur Geltung.

Bei CPC-Kollektoren ist der Bedarf an Bruttokollektorfläche für die drei betrachteten Kollektortypen am niedrigsten. Gegenüber HT-FK können bei einem solaren Deckungsanteil von 15 % mit CPC-Kollektoren durchschnittlich 25 % Bruttokollektorfläche eingespart werden (Tafel 2).

Bild 3 zeigt die Auslegungsnomogramme für unterschiedliche Kollektortypen bei Vorlauftemperaturen an der Einbindestelle im Wärmenetz zwischen 85 und 100 °C (hoher Temperaturbereich). Der solare Nutzwärmeertrag verringert sich bei steigenden Netztemperaturen aufgrund der geringeren Kollektoreffizienz bei allen betrachteten Kollektortypen. Ein weiterer Grund für die geringeren solaren Nutzwärmeerträge ist der höhere Wärmeverlust aufgrund des größeren Speichervolumens, das für einen bestimmten solaren Deckungsanteil erforderlich ist, da die nutzbare Temperaturdifferenz des Speichers mit steigenden Netztem-

peraturen abnimmt. Bei einem solaren Deckungsanteil von 50 % ist für den hohen Temperaturbereich im Mittel ein rund zweifaches Speichervolumen nötig, verglichen mit dem mittleren Temperaturbereich. Die zum Erreichen eines solaren Deckungsanteils von 15 % benötigte HT-FK-Fläche erhöht sich beim Vergleich hoher zu mittlerer Netztemperaturen um 34 %; bei einem solaren Deckungsanteil von 50 % beträgt die Erhöhung sogar 58 %. Der Effizienzgewinn von VRK und CPC gegenüber HT-FK vergrößert sich bei hohen Netztemperaturen gegenüber den mittleren Netztemperaturen (Tafel 2).

Um weitere Einflüsse zu berücksichtigen, wurden zudem Nomogramme für unterschiedliche Standorte und Lastverläufe erstellt. Diese sind über die Internetseite www.scfw.de verfügbar.

Fazit

Die Nomogramme zeigen die grundsätzlichen Zusammenhänge zwischen den Auslegungsgrößen und den solaren Nutzwärmeerträgen. Aus diesen können für verschiedene Parameterkonstellationen erste Richtwerte zur Auslegung von Kollektorfläche und Speichervolumen abgelesen werden. Für eine spezifische zu planende Anlage und Systeme mit unterschiedlichen Energieerzeugern ist eine detaillierte Simulation zu empfehlen, die alle spezifischen Parameter, Randbedingungen und Systemeinbindungsoptionen des betrachteten Systems berücksichtigt.

Literatur

- [1] Die Bundesregierung (2024): Kommunale Wärmeplanung für ganz Deutschland. www.bundesregierung.de/bregde/aktuelles/waermeplanungsgesetz-2213692
- [2] Solites (2024): SolnetPlus: Infoflyer solare Wärmenetze. Online ver-

füßbar unter www.solare-waermetetze.de.

- [3] Solites (2025): Projektlandkarte solare Wärmenetze. Stand: März 2025, online verfügbar unter www.solare-waermetetze.de.
- [4] Agora Energiewende, Prognos, GEF (2024): Wärmenetze – klimaneutral, wirtschaftlich und bezahlbar. Wie kann ein zukunftssicherer Business Case aussehen?
- [5] AGFW, Solites, Hamburg Institut, Difu (2023): FAQ – Fragen und Antworten zur solaren Fernwärme. Online verfügbar unter www.solare-waermetetze.de.
- [6] AGFW, TU Dresden, Solites (2020): Delfin – Decentralized Feed-In Prognose der Auswirkungen dezentraler Einbindung von Wärme aus erneuerbaren Energien und anderen Wärmeerzeugern in Fernwärmenetze: Abschlussbericht zum Verbundvorhaben.
- [7] Solites (2017): Scenocalc Fernwärme 2.0 – Handbuch. Online verfügbar unter www.scfw.de.
- [8] Deutscher Wetterdienst (2017): Ortsgenaue Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere, extreme und zukünftige Witterungsverhältnisse.
- [9] Deutscher Wetterdienst: Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland, Mittlere Jahressummen. www.dwd.de/DE/leistungen/solarenergie/strahlungskarten_mv.html
- [10] Walser, T. et al. (2025): Standard Load Profiles for DH Networks Based on Measurement Data from 30 Networks. EUROHEAT&POWER II/2025, S. 42 – 49.
- [11] Walser, T. et al. (2025): Erstellung von Standardlastprofilen für Wärmenetze basierend auf Messdaten von 30 Netzen. Tagungsband Symposium Zukunft Wärme 2025.
- [12] AGFW (2021): Praxisleitfaden Solarthermie.
- [13] International Energy Agency (2024): IEA ES TCP Task 39 – Large Thermal Energy Storages for District Heating, Subtask C: Round Robin Simulations, Deliverable C2a: Modelling guidelines – Round robin test case description (for comparative simulations).

Thilo Walser,
Dirk Mangold,
Magdalena Berberich
Solites – Forschung, Beratung & Transfer für zukunftsfähige thermische Energiesysteme im Steinbeis-Verbund, Stuttgart
walser@solites.de
www.solites.de

Anzeige



VDE ACADEMY

Online-Seminar

Effiziente Nutzung von Energiespeichern im Energiemarkt

Zukunftsfähiger Einsatz von Batteriespeichern im Energiemarkt

- ▶ Sinkende Kosten, neue Gesetze und Digitalisierung schaffen neue Einsatzmöglichkeiten
- ▶ Potenziale in Gebäuden, Industrie, Gewerbe und Energiewirtschaft
- ▶ Automatisierte Prozesse ermöglichen wirtschaftliche Marktteilnahme
- ▶ Ganzheitliche Ansätze steigern Kundennutzen und Absatzpotenzial

www.essociation.de/event/S018966

Jetzt auf
association.de
buchen!

