Dezentrale Solarthermieanlage in Düsseldorf

Quelle: Solites

Betriebsergebnisse einer dezentral in das Düsseldorfer Fernwärmenetz einspeisenden Solarthermieanlage

Dezentral einspeisende Solarthermieanlagen sind ein wichtiger Baustein, um den Anteil erneuerbarer Energien in städtischen Fernwärmenetzen zu erhöhen. Im Rahmen des Forschungsprojekts SWD.SOL II wurde eine Versuchsanlage mit rd. 230 m² Bruttokollektorfläche der Stadtwerke Düsseldorf umfangreich erprobt. Im Folgenden wird die Betriebsdatenauswertung von über einem Jahr Regelbetrieb dargestellt.

Wärmenetze sollen bis 2030 zu 30 % und bis 2040 zu 80 % aus erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme gespeist werden. Der derzeitige Erneuerbare-Energien-Anteil der Fernwärme liegt in Deutschland bei etwa 20 % [1]. Große Solarthermieanlagen stellen eine bereits heute machbare, langfristig wirtschaftliche und flexible Lösung zur Transformation bestehender und zur Versorgung neu entstehender Wärmenetze mit erneuerbarer Wärme dar.

Derzeit sind deutschlandweit 58 in Wärmenetze eingebundene Solarthermieanlagen mit einer Bruttokollektorfläche (BKF) von rd. 163 000 m² und einer Leistung von 114 MW in Betrieb [2]. Die meisten dieser Anlagen sind zentral eingebunden, sodass die Kollektorfelder üblicherweise in örtlicher Nähe zur primären Wärmeerzeugung errichtet sind und die Überführung der solaren Wärme in das Wärmenetz am Ort des primären Wärmeerzeugers stattfindet. In urbanen Gebieten ist die Verfügbarkeit von geeigneten Flächen für Solarthermieanlagen in der Nähe der Heizzentrale des Netzes oft begrenzt. Gerade für städtische Fernwärmenetze bieten sich daher dezentral eingebundene Solarthermieanlagen, die beispielsweise auf Dachflächen größerer Gebäude errichtet werden, als Alternative zur zentralen Einbindung an. Wie in Bild 1 schematisch dargestellt, wird die solare Wärme bei der dezentralen Einbindung in näherer Umgebung

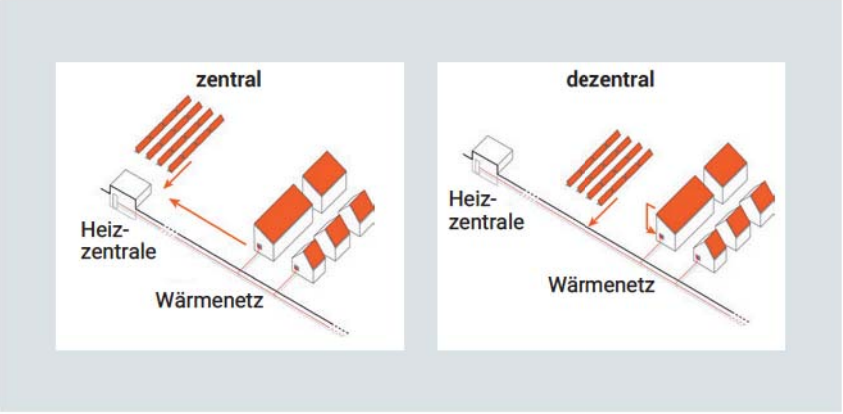

Bild 1. Schematische Darstellung der zentralen und dezentralen Einbindung von Solarthermieanlagen in Wärmenetze Quelle: Solites

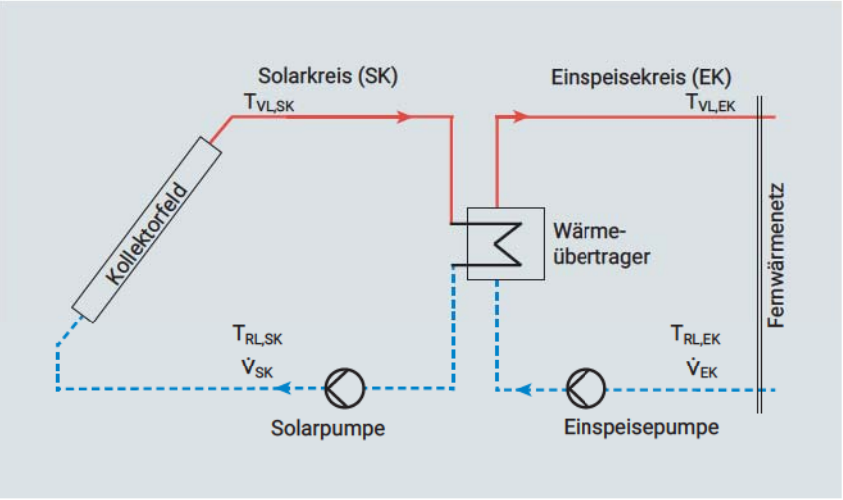

Bild 2. Vereinfachtes Hydraulikschema der dezentral in das Düsseldorfer Fernwärmenetz einspeisenden Solarthermieanlage Quelle: Solites

zur Solarthermieanlage in das Wärmenetz eingespeist.

Herausforderungen der dezentralen Einbindung von Solarthermie

Bei der dezentralen Einbindung von Solarthermie besteht die Herausforderung, dass die Temperatur, mit der in das Fernwärmenetz eingespeist wird, nur geringfügig vom Zieltemperaturniveau abweichen darf – auch bei wetterbedingt fluktuierenden Wärmeerzeugungsleistungen. Die Zieltemperatureinhaltung ist herausfordernder als bei der zentralen Einbindung, da größere Wärmespeicher aus Platzgründen in der Regel nicht zu realisieren sind und keine Nacherwärmung zur Verfügung steht. Hinzu kommen schwankende Randbedingungen durch fluktuierende Drücke und Temperaturen an der Einspeisestelle. Bei der Wärmeeinspeisung vom Wärmenetzrücklauf in den Vorlauf muss die Druckdifferenz zwischen der Vor- und Rücklaufleitung des Wärmenetzes überwunden werden, um einen Einspeisevolumenstrom zu fördern. Diese Druckdifferenz kann sich, je nach Lage der Einspeisestelle, sehr stark und schnell ändern. In Summe ergibt sich eine Vielzahl an volatilen Randbedingungen, die zu einer anspruchsvollen Regelaufgabe führen.

Aufgrund der genannten technischen Herausforderungen besteht noch kein standardisiertes Konzept für die dezentrale Einbindung von Solarthermie in Wärmenetze. Fernwärmeversorger und Komponentenhersteller sind daher zurückhaltend gegenüber der Einbindung von dezentralen Solarthermieanlagen.

Forschungsprojekt zur Erprobung unter Realbedingungen

Das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderte Forschungsprojekt SWD. SOL II (Laufzeit: 2019 – 2022) beschäftigte sich mit dem Abbau von Hemmnissen und der Klärung ungelöster technischer Fragestellungen zur dezentralen Einbindung von Solarthermie in Wärmenetze [3]. Hierzu haben die Stadtwerke Düsseldorf in Zusammenarbeit mit dem Steinbeis Forschungsinstitut Solites und dem Umweltamt der Stadt Düsseldorf eine Versuchsanlage mit unterschiedlichen Einspeisekonzepten und Regelansätzen unter realen Betriebsbedingungen und vergleichbaren Randbedingungen realisiert und erprobt. Die Solarthermieanlage mit rd. 230 m^2 BKF Hochtemperatur-Flachkollektoren wurde auf einem Mehrfamilienhaus der Rheinwohnungsbau-GmbH in Düsseldorf-Herdt errichtet. Die Netzeinspeisestation (NEST), in der die Wärme an das Düsseldorfer Fernwärmenetz übergeben wird, befindet sich im Keller des Gebäudes.

Bild 2 zeigt das vereinfachte Hydraulikschema der Anlage, die aus zwei Hydraulikkreisen besteht. Im Solarkreis wird durch eine Solarpumpe ein Wasser-Glykol-Gemisch gefördert und durch die Solarthermiekollektoren erwärmt. Im Einspeisekreis zirkuliert das dem Rücklauf des Fernwärmenetzes entnommene Fernwärmewasser, das nach Erwärmung in den Vorlauf

des Fernwärmenetzes rückgespeist wird. In dieser Hydraulikvariante ist die Einspeisepumpe das einzige Regelorgan im Einspeisekreis, das auf schnelle Änderungen von Störeinflüssen reagieren können muss, um die Vorlauftemperatur im Einspeisekreis nahe dem Zielwert zu halten. Neben der dargestellten Hydraulikvariante wurden auch Varianten mit zusätzlichen Regelorganen, z. B. die Anhebung der Rücklauftemperatur im Einspeisekreis über einen Bypass, sowie die Regelung einer weiteren Pumpe im Einspeisekreis in Verbindung mit einer hydraulischen Weiche erprobt. Diese Varianten ergaben unter den vorliegenden Randbedingungen des Wärmenetzes keine Betriebsvorteile [4].

Geregelt wird die Anlage mit der frei programmierbaren Bedien- und Automationseinheit Trovis 6611-2 des Frankfurter Unternehmens Samson AG. Durch die einfach Integration dieses Tafeleinbaugeräts in das digitale Samson-Portal Sam District Energy kann dieses Gerät – neben der Lösung der anspruchsvollen Regelaufgaben aller Hydraulikvarianten – auch die grafische Darstellung, Bedienung und Überwachung der Anlage im Web übernehmen.

Die Regelaufgabe lässt sich grob wie folgt skizzieren: Die Solarpumpe wird mit einer vorgegebenen Startdrehzahl in Betrieb genommen, sobald die Globalstrahlung in Kollektorebene I_t einen umgebungstemperaturabhängigen Grenzwert überschreitet (Bild 3 um 8 Uhr). Sobald die Vorlauftemperatur im Solarkreis $T_{VL,SK}$ eine parametrierbare Zieltemperatur erreicht, wird die Drehzahlregelung der Solarpumpe aktiviert und die Einspeisepumpe eingeschaltet (Bild 3 um 9.30 Uhr). Der Rücklauf im Einspeisekreis wird über den Wärmeübertrager erhitzt und als Vorlauf mit der Temperatur $T_{VL,EK}$ in das Fernwärmenetz eingespeist. Die Einspeisepumpe wird mit PID-Regelung drehzahlgeregelt mit $T_{VL,EK}$ als Regelgröße.

Vermindert sich die solare Einstrahlung stark und die beiden Pumpen erreichen ihre Mindestdrehzahl, unterschreitet $T_{VL,EK}$ den Zielwert um mehr als 8 K. Dann wird zunächst die Einspeisepumpe außer Betrieb genommen (Bild 3 um 18 Uhr). Nimmt die solare Einstrahlung weiter ab, wird die Solarpumpe mit parametrierbarem Nachlauf abgeschaltet (Bild 3 um 19 Uhr). Sollte die Strahlung in einer definierbaren Zeit wieder zunehmen, wird die Regelung im Solarkreis erneut aktiviert.

Im Unterschied zu zentralen Solarthermieanlagen, die häufig mit Vorwärmregelung betrieben werden, wird die dezentrale Solarthermieanlage zieltemperaturgeregelt. Dadurch ist die Einspeisung nur so lange aktiv, wie die Vorlauftemperatur im Einspeisekreis einen vorgegebenen Temperaturbereich nahe der Zieltemperatur einhält.

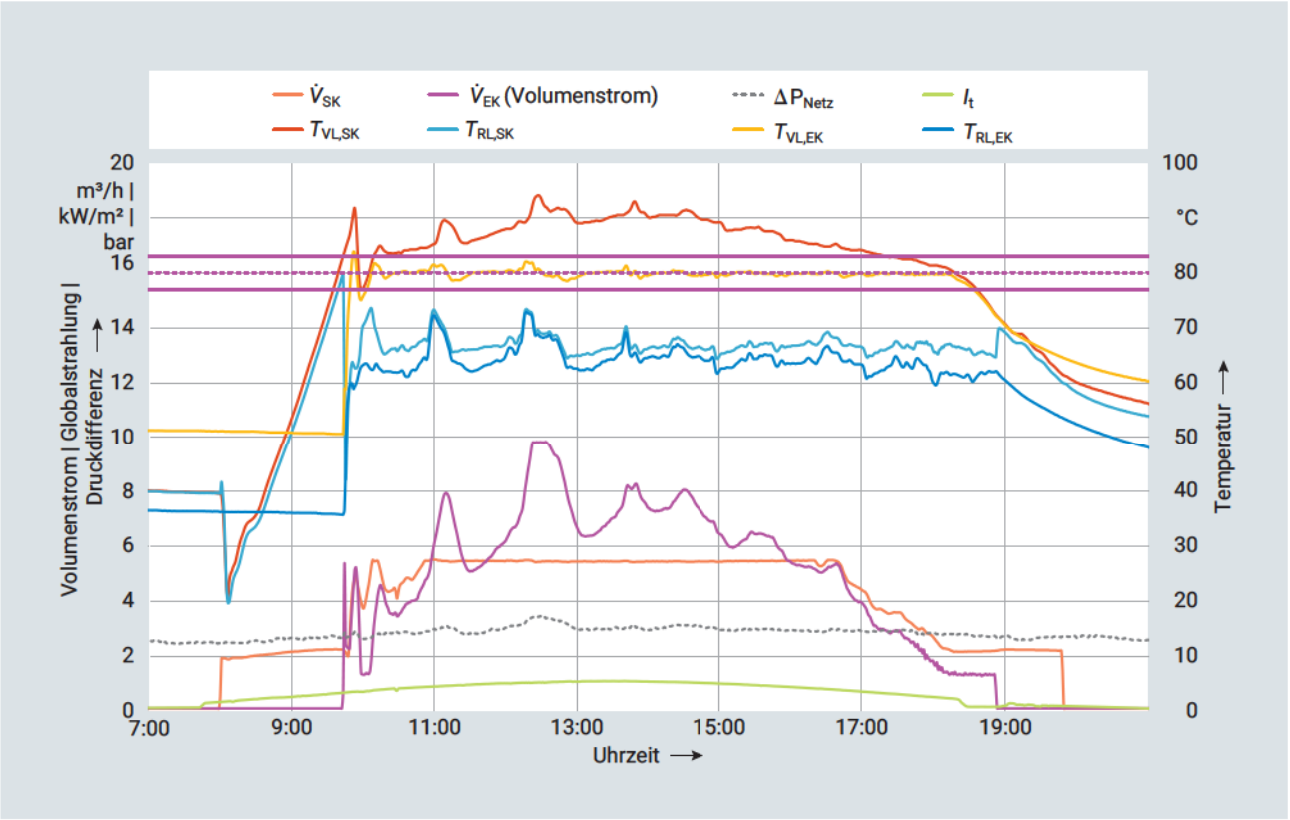

Bild 3. Messdaten für den 7. August 2022 als Beispiel für einen wolkenlosen Sommertag Quelle: Solites

Betriebsverhalten ist abhängig von Einstrahlungsbedingungen

Die beschriebene Anlage wurde im Rahmen von SWD.SOL II umfangreich erprobt. Dabei konnte eine deutliche Betriebsoptimierung gegenüber dem Projektbeginn erzielt werden. Die im Folgenden gezeigten Betriebsergebnisse entsprechen dem Stand nach der Optimierung in der Hydraulik der NEST und deren Regelung.

An einstrahlungsreichen Tagen mit geringer Bewölkung herrschen günstige Bedingungen für den Betrieb der dezentralen Solarthermieanlage, sodass lange Einspeisezeiträume mit geringen Zieltemperaturabweichungen möglich sind. Bild 3 zeigt die Anlagenmessdaten für den 7. August 2022 als repräsentativen Tag für günstige Einstrahlungsbedingungen. Der Differenzdruck des Netzes (ΔP) zeigt im Tagesverlauf keine großen Schwankungen. Aufgrund der um 9.30 Uhr startenden Wärmeabnahme waren die Vorlauftemperaturen anschließend für einen kurzen Zeitraum unterhalb der Zielwerte. Nach einem erneuten Temperaturanstieg konnte die Vorlauftemperatur im Einspeisekreis um 10 Uhr wieder erreicht und bis 17:30 Uhr im Zielbereich von 80 °C ± 3 K gehalten werden. Es wurde über 8,5 Stunden mit einer durchschnittlichen Zieltemperaturabweichung von 0,9 K Solarwärme in das Fernwärmenetz eingespeist. Die auf die Kollektorfläche bezogene täglich eingespeiste Wärmemenge betrug 3,4 kWh/(m^2_{BKF} d) bei einer Tagessumme der solaren Einstrahlung in Kollektorebene von 7,4 kWh/(m^2 d).

Bild 4 zeigt die Anlagenmessdaten für den 6. August 2022, an dem die Einstrahlungsmesswerte aufgrund von Bewölkung fluktuieren. Verglichen mit dem 7. August herrschten somit ungünstigere Randbedingungen für den Betrieb der dezentralen Solarthermieanlage, sodass während 1,6 Stunden mit Temperaturen außerhalb des Zielbereichs eingespeist wurde. Kürzere Phasen mit Bewölkung haben am 6. August dazu geführt, dass die Grenztemperatur zum Weiterbetrieb der Einspeisepumpe im Vorlauf des Einspeisekreises unterschritten wurde. Es konnte trotz der ungünstigeren Einstrahlungsbedingungen über vier Zeiträume mit einer Gesamtdauer von 7,7 Stunden und einer durchschnittlichen Zieltemperaturabweichung von 2 K in das Fernwärmenetz eingespeist werden. Die eingespeiste Wärmemenge betrug 2,2 kWh/(m^2_{BKF} d) bei 6,0 kWh/(m^2 d) solarer Einstrahlung in Kollektorebene.

Datenauswertung für ein ganzes Betriebsjahr nach Betriebsoptimierung

Im Jahr 2023 wurde die Anlage ganzjährig mit der optimierten An-

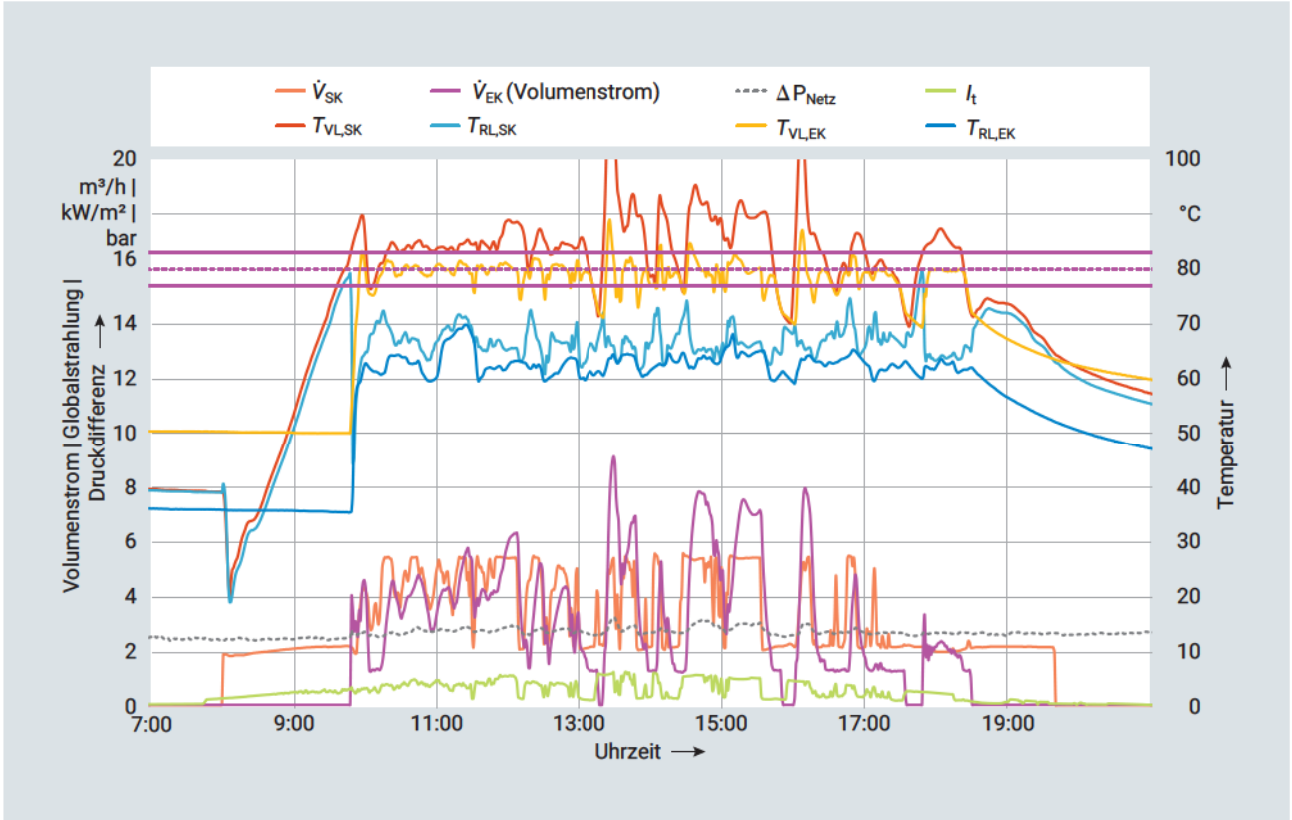

Bild 4. Messdaten für den 6. August 2022 als Beispiel für einen bewölkten Sommertag

Quelle: Solites

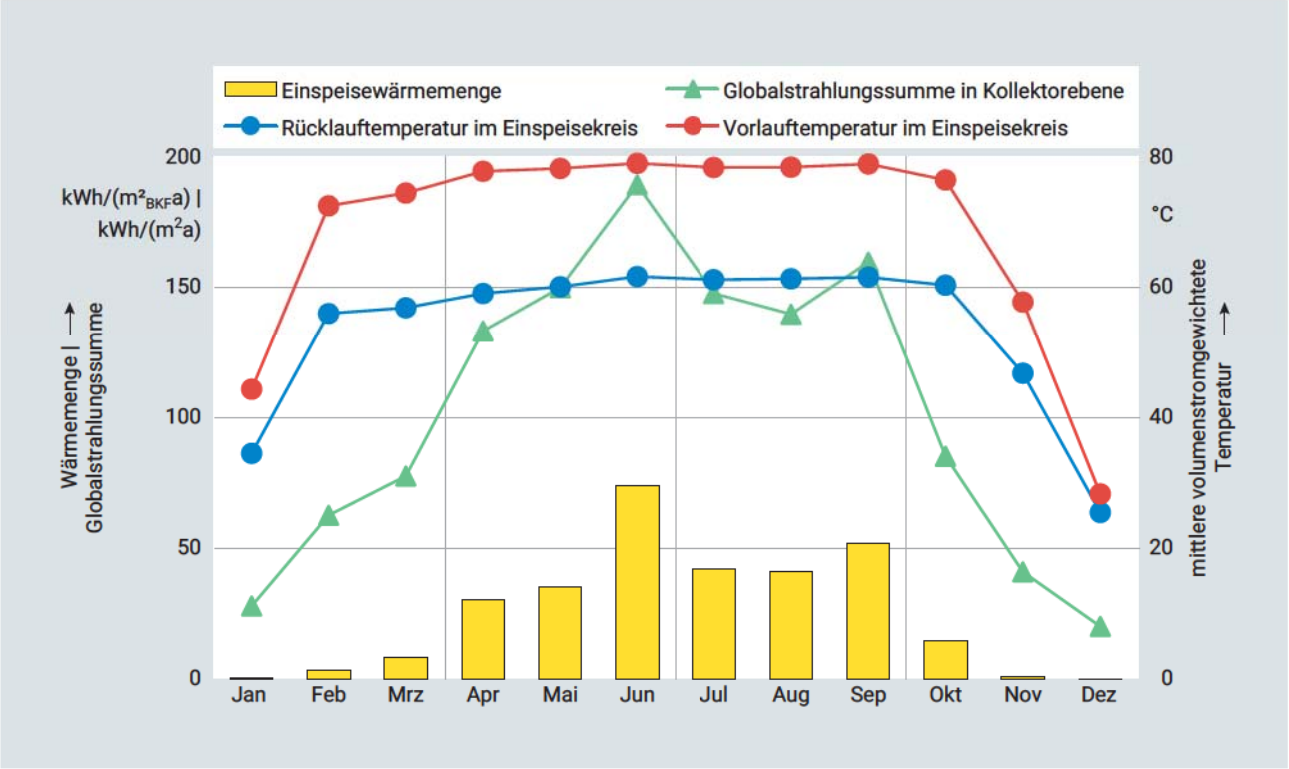

Bild 5. Monatsdiagramm der Messdatenauswertung für 2023 Quelle: Solites

lagenregelung betrieben, sodass sich dieses Jahr für eine Jahresauswertung der Anlagenmessdaten eignet. Die monatlich ins Fernwärmenetz eingespeiste Wärmemenge korreliert mit der Globalstrahlungssumme in Kollektorebene (Bild 5). Im Monatsmittel entspricht die solar gelieferte Vorlauftemperatur im Einspeisekreis in den Sommermonaten in etwa dem Zielwert von 80 °C bei durchschnittlichen Rücklauftemperaturen von etwa 60 °C. In den Wintermonaten wird die Einspeisung aufgrund der geringen Einstrahlungsleistung überwiegend über sehr kurze Zeiträume vorgenommen, in denen überwiegend abgekühltes Fluid aus den Hausanbindeleitungen des Fernwärmenetzes in den Rücklauf des Einspeisekreises gelangt. Entsprechend ist die Rücklauftemperatur deutlich niedriger als in den Sommermonaten, sodass die Zielvorlauftemperatur während der kurzen Einspeisevorgänge häufig nicht erreicht wird.

Formelzeichen	Definition
I_t	globale solare Einstrahlung in Kollektorebene
ΔP_{Netz}	Differenzdruck an der Einbindestelle des Wärmenetzes
$T_{RL,EK}$	Rücklauftemperatur im Einspeisekreis
$T_{RL,SK}$	Rücklauftemperatur im Solarkreis
$T_{VL,EK}$	Vorlauftemperatur im Einspeisekreis
$T_{VL,SK}$	Vorlauftemperatur im Solarkreis
$\dot{V}_{EK}$	Volumenstrom im Einspeisekreis
$\dot{V}_{SK}$	Volumenstrom in Solarkreis

Im Jahr 2023 wurden insgesamt 70,2 MWh Solarwärme in das Fernwärmenetz eingespeist, was einem kollektorflächenbezogenen Wert von 304 kWh/(m^2_{BKF} a) entspricht (Tafel 1). Eine mit einem in SWD. SOL II erstellten und validierten TRNSYS-Simulationsmodell durchgeführte Simulationsstudie zeigt, dass bei niedrigeren Temperaturen des Wärmenetzes oder bei der Verwendung von Vakuumröhrenkollektoren Einspeisewärmemengen von über 450 kWh/(m^2_{BKF} a) möglich sind [4].

Zu 176 Stunden wurde mit Temperaturen außerhalb des Zieltemperaturbereichs von 80 °C ± 3 K eingespeist. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Einspeisung erst bei einer Unterschreitung der Zieltemperatur um mehr als 8 K unterbrochen wird, um ein häufigeres Takten der Einspeisepumpe zu verhindern.

Bruttokollektorfläche (BKF) [m^2]	231
Globalstrahlungssumme auf horizontale Fläche [kWh/(m^2a)]	1 146
Globalstrahlungssumme in Kollektorebene [kWh/(m^2a)]	1 237
Einspeisewärmemenge [kWh/(m^2_{BKF}a)]	304
Pumpenstromverbrauch [kWh/(m^2_{BKF}a)]	18
mittlere Rücklauftemperatur im Einspeisekreis [°C] *	61
mittlere Vorlauftemperatur im Einspeisekreis [°C] *	78
Laufzeit der Solarpumpe [h/a] *	1 918
Laufzeit der Einspeisepumpe [h/a] *	964
Anzahl der Pumpenstarts im Solarkreis [–] *	720
Anzahl der Pumpenstarts im Einspeisekreis [–] *	509
durchschnittliche Zieltemperaturabweichung während der Einspeisung [K] *	2,0
Zeitraum mit Einspeisung außerhalb des Zieltemperaturbands [h] *	176

* aufgrund von fehlender Datenübertragung liegen für 16 von 365 Tagen (davon 11 Tage im Februar und 5 Tage im Mai) keine Werte der Temperatur- und Volumenstrommessung vor. Bei der Auswertung der gekennzeichneten Kenngrößen konnten lediglich die Tage berücksichtigt werden, für die Daten vorliegen.
Die Messung der Energiemengen liegt dagegen für 365 Tage vor, da Summenzähler vorhanden sind.

Tafel 1. Kenngrößen der Messdatenauswertung für 2023

Für die Umwälzpumpen wurden 2023 bezogen auf die Kollektorfläche 18 kWh/(m^2_{BKF} a) an Strom verbraucht (davon 77 % für die Solarpumpe). Der Strombedarf ist mit 6 % des solaren Nutzwärmeertrags vier- bis sechsmal so hoch wie bei zentralen Anlagen [5]. Dies ist auf den notwendigen Differenzdruck zur Einspeisung vom Fernwärmerücklauf in den -vorlauf und auf den hohen Druckverlust in den mit 130 m Gesamtlänge relativ langen Anbindeleitungen als Summe der Kollektorverrohrung auf dem Dach und der Steigleitung zum Keller zurückzuführen.

Mit dem Simulationsmodell wurden Wärmeverluste der Rohrleitungen im Solar- und Einspeisekreis von 19 % der jährlich von den Solarthermiekollektoren erzeugten Wärme ermittelt. Dieser verhältnismäßig hohe Wert ist ebenfalls auf die langen Anbindeleitungen zurückzuführen. Zudem ist die Laufzeit der Solarpumpe aufgrund der dezentralen Einspeisung fast doppelt so hoch wie die Laufzeit der Einspeisepumpe, womit sich die hohen Rohrleitungswärmeverluste erklären lassen. Bei Dächern, auf denen eine kompaktere Anordnung der Kollektorreihen möglich ist, sind niedrigere Rohrleitungswärmeverluste und Druckverluste zu erwarten.

Durch die umfangreiche Erprobung der NEST in Düsseldorf konnte im Rahmen von SWD.SOL II eine Anlagenregelung entwickelt werden, mit der auch bei stark fluktuierenden Einstrahlungskurven ein gutes Betriebsverhalten einer dezentral in ein Wärmenetz einspeisenden Solarthermieanlage erreicht wird. Die Betriebsergebnisse zeigen, dass in der Jahresbetrachtung für die vorliegenden Temperaturverhältnisse hohe Einspeisewärmemengen erzielt werden. Außerdem sind die Abweichungen von der Zielvorlauftemperatur sowie die Anzahl der Start-Stopp-Vorgänge der Pumpen jeweils gering. Damit zeigt die Versuchsanlage, dass dezentral einspeisende Solarthermieanlagen eine technisch sinnvolle Lösung zur Erhöhung des regenerativen Anteils in der Fernwärme darstellen.

KI-basierte Regelung soll weitere Verbesserungen erzielen

Weiteres Verbesserungspotenzial besteht bezüglich der Parametrierung der Regelung. Die Erprobung hat gezeigt, dass die Betriebsergebnisse sehr sensitiv auf Änderungen einzelner Regelparameter, vor allem die der PID-Regler, reagieren. Derzeit sind die Regelparameter statisch. Durch eine dynamische Anpassung an äußere Einflüsse, wie variierende Wetterbedingungen und Randbedingungen des Wärmenetzes, könnte eine weitere Optimierung bezüglich der Zielgrößen erzielt werden, vor allem für Tage mit fluktuierender Einstrahlung (Bild 4) oder in Netzsträngen mit stärker schwankenden Differenzdrücken als im Fall der Versuchsanlage in Düsseldorf.

In dem im September 2023 gestarteten und vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) geförderten Forschungsvorhaben „saM_soL" entwickelt Solites in Zusammenarbeit mit Samson ein auf maschinellem Lernen basierendes Verfahren, um Regelparameter selbstlernend zu optimieren [6]. Dadurch soll zudem eine automatisierte anlagenindividuelle

Anpassung der Regelparameter ermöglicht werden, sodass zukünftig entstehende dezentrale NEST schnell und kostengünstig in Betrieb genommen werden können. Neben der Verbesserung des Regelverhaltens sind die Reduktion des Wartungsaufwands und die Erhöhung der Energieeffizienz weitere mögliche Vorteile der selbstlernenden Regelung. Das KI-basierte Verfahren wird mit einem digitalen Zwilling der Realanlage entwickelt und später in der NEST in Düsseldorf getestet werden. Das Verfahren soll später auf Netzeinspeisestationen jeglicher Art übertragbar sein und auch in Fernwärmeübergabestationen eingesetzt werden können.

Literatur

[1] www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/waermeplanungsgesetz-2213692

[2] www.solare-waermenetze.de/projektbeispiele/projektlandkarte-solare-waermenetze/ (Stand: Mai 2024)

[3] SWD.SOL II – Evaluierung der dezentralen Einbindung von solarer Wärme in das KWK-Fernwärmesystem der Stadtwerke Düsseldorf AG. BMWi-Vorhaben 03EN3004; Verbundpartner Stadtwerke Düsseldorf AG, Solites, Umweltamt Landeshauptstadt Düsseldorf.

[4] Schramedei, R.; Schwutke, R.; Ott, S.; Walser, T.; Klöck, M.; Schmidt, T.: SWD.SOL II – Evaluierung der dezentralen Einbindung von solarer Wärme in das KWK-Fernwärmesystem der Stadtwerke Düsseldorf AG. Endbericht, 2023.

[5] Praxisleitfaden Solarthermie, März 2021, AGFW.

[6] saM_soL – Selbstlernende PID-Regler für sich selbst optimierende Netzeinspeisestationen – z. B. für Solarthermieanlagen. BMWK-Vorhaben 03EN6027; Verbundpartner Samson AG und Solites.

Thilo Walser
wissenschaftlicher Mitarbeiter, Solites – Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme, Stuttgart
walser@solites.de
www.solites.de

Markus Schlaich
Product Manager Automation Solution, Samson AG , Frankfurt a. M.
markus.schlaich@samsongroup.com
www.samsongroup.com

Anzeige