BINE Informationsdienst

projektinfo 12/09

Nahwärme solar nachrüsten

- Nachgerüstetes Solarsystem deckt 12,6% des Gesamtwärmebedarfs im Nahwärmenetz
- Einfacher Aufbau des Solarsystems für zuverlässigen Betrieb
- Besondere Anforderungen durch Insellage, Windlast und korrosives Klima
- Temperaturmanagement mit Speicherregelventil bewährt sich
- Erhöhte Speicherverluste werden weiter untersucht

Abb. 1

Das Kollektorfeld auf der Nordseeinsel Norderney trotzt mit einer Stahlbau-Unterkonstruktion jeder Windlast. Auch der Korrosionsschutz ist dem Inselklima angepasst.

Bei Nahwärmenetzen liegen Wärme- und Warmwasserversorgung für eine Vielzahl von Verbrauchern in einer Hand. Ein Betreiber sorgt für den Brennstoffeinkauf, den störungsfreien Betrieb und die Instandhaltung der Wärmezentrale. Wichtiger als der Komfortgewinn für die Nutzer sind die technischen und ökonomischen Vorteile, die der Zusammenschluss zu einem Großabnehmer und die professionelle Betriebsführung bieten. Es können Techniken eingesetzt werden, die für einzelne Verbraucher zu teuer oder zu groß sind. Kraft-Wärme-Kopplung, Verfeuerung von Hackschnitzeln und Abwärmenutzung sind hierfür Beispiele. Im Vergleich zu Einzelanlagen kann besser auf veränderte Rahmenbedingungen reagiert werden und Energiesparpotenziale lassen sich mit Modernisierungsmaßnahmen an zentraler Stelle kostengünstig realisieren. Für die Einbindung der Solarenergie bieten Nahwärmenetze besondere Chancen, denn die spezifischen Kosten pro m² Kollektorfläche sind günstiger als bei mehreren kleineren Solaranlagen auf jedem Einzelgebäude. Zudem können auch Gebäude, die sonst keine Möglichkeiten zur Solarnutzung haben, solar versorgt werden.

Wie sich ein Solarsystem in ein bestehendes Nahwärmenetz nachrüsten lässt, zeigt eine Demonstrationsanlage auf der Nordseeinsel Norderney. Seit 2002 versorgt dort eine im Bauhof der Wirtschaftsbetriebe Norderney untergebrachte Heizzentrale Wohn- und Gewerbegebäude des Ortes. In den Rücklauf des Nahwärmenetzes „Gorch-Fock-Weg“ integrierte der Betreiber im Sommer 2007 eine Solaranlage. Geplant war, den Wärmebedarf der angeschlossenen Siedlung zu etwa 17% mit solarer Wärme zu decken.

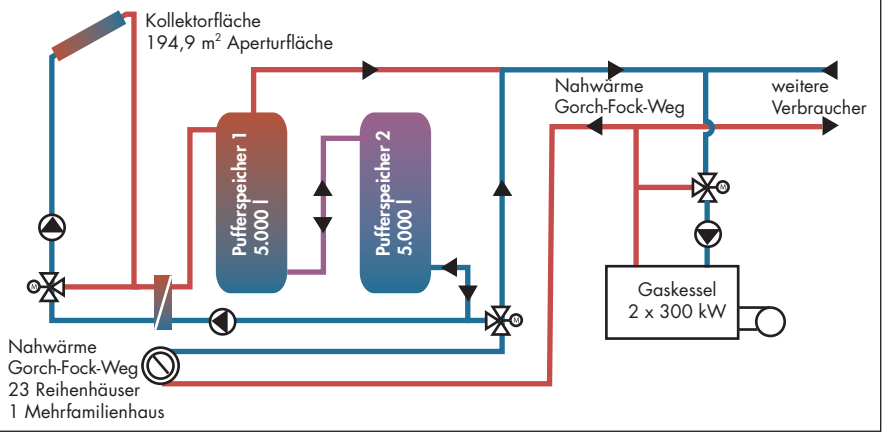
Besonderen Wert legten die Planer auf ein möglichst einfaches Anlagenkonzept und eine klare Regelstrategie. Damit sollte eine hohe Verfügbarkeit und die Betriebssicherheit auch für die Zeit nach der intensiven Messphase gewährleistet werden. Ein spezielles Augenmerk wurde auch dem Inselklima gewidmet – schließlich soll die Anlage über Jahre hohen Windlasten und einem korrosiven Seeklima trotzen. Das Bundesumweltministerium förderte das Projekt im Rahmen des Forschungsprogramms Solarthermie2000plus. Jetzt liegen die Ergebnisse einer einjährigen Messphase vor.

Anlagenkonzept

Abb. 2: Kenndaten des Solarsystems

Kollektoren	Ausrichtung / Neigung	Südsüdwest /30° vordere Kollektorreihe, 35° hintere Kollektorreihe
	aktive Kollektorfläche	84 x 2,32 m² = 194,88 m² Aperturfläche
Wärmetauscher	Fläche	10,73 m²
Pufferspeicher	Volumen	2 x 5.000 l
	Material Behälterwand	Stahl (Kesselblech HII)
	Wärmedämmung	160 mm PU-Weichschaum; PVC-Ummantelung
	Wärmeleitfähigkeit der Wärmedämmung	0,039 W/mK bei 40 °C

Abb. 3: Vereinfachter Schaltplan der Wärmeversorgung



Die Siedlung „Gorch-Fock-Weg“ ist über eine Nahwärmeleitung (Zweileitersystem) an die Heizzentrale im Betriebsgebäude der Wirtschaftsbetriebe Norderney angeschlossen. Neben der Siedlung versorgt die Heizzentrale weitere Objekte. Das Konzept sah vor, nur die Rücklauftemperatur des Nahwärmenetzes mit solarer Wärme anzuheben. Der Gesamtwärmebedarf der 23 Reihenhäuser und des Mehrfamilienhauses betrug laut der Planung etwa 440 MWh/a ab Heizzentrale.

Das Wärmeversorgungssystem

Die zwei vorhandenen Gaskessel der Heizzentrale mit einer Leistung von je 300 kW wurden durch die Solaranlage mit einer Kollektorfläche 195 m² und einem Pufferspeichervolumen von 2 x 5.000 l ergänzt (Abb. 2). Aufgrund seiner massiven Bauweise war der Bauhof, ein ehemaliges Bunkergebäude, für die Aufstellung eines Kollektorfeldes auf dem Dach gut geeignet.

Der Kollektorkreis überträgt die solare Wärme über einen externen Plattenwärmetauscher auf den Speicherladekreis, der wiederum die beiden in Reihe geschalteten solaren Pufferspeicher lädt (Abb. 3). Wenn die Temperatur im oberen Teil des ersten Pufferspeichers die Rücklauftemperatur aus dem Wärmenetz um einen vorgegebenen Wert übersteigt, leitet ein Ventil den Rücklauf durch die solaren Pufferspeicher. Die Temperatur des Wärmenetzrücklaufs steigt und die Pufferspeicher werden entladen. Das Umschaltventil ist in der Lage, auch als Beimischventil zu arbeiten, so dass die Temperatur in der Rücklaufleitung zum Gaskessel (nach Einspeisung der Solarenergie) ca. 75 °C nicht übersteigt. Die Gaskessel, die von einem Rücklaufsammler gespeist werden, heben die Temperatur des Netzrücklaufes, soweit nötig, wieder auf die gewünschte Vorlauftemperatur an.

Auslegung

Ausgehend von einer Belegung der Reihenhäuser mit je 4 Personen und der Wohnungen im Mehrfamilienhaus mit 2,3 Personen ergeben sich rechnerisch 124 Bewohner. Mit einem angenommenen Warmwasserverbrauch von 28 l/Person bei 60 °C resultiert ein Gesamtbedarf von 3,5 m³/d. Der Warmwasserspeicher des Mehrfamilienhauses fasst 400 l, die der Reihenhäuser jeweils 120 l. Die zu beheizende Nutzfläche beträgt etwa 2.960 m², bei einem spezifischen Heizwärmebedarf von rund 100 kWh/m²a.

Aus diesen Planungsgrößen errechneten die Planer den Energiebedarf:

Heizenergiebedarf RH + MFH:	300 MWh/a
Energiebedarf für Warmwasser inkl. Zirkulation und Speicherverluste:	100 MWh/a
Verluste Nahwärmenetz:	40 MWh/a
Summe	**440 MWh/a**

Betriebserfahrungen

Die Anlage ging im September 2007 in den Probebetrieb. Nachdem sich ein stabiles Betriebsverhalten eingestellt hatte, konnte von Januar bis Dezember 2008 ein vollständiges Messjahr mit belastbaren Daten aufgezeichnet werden (Abb. 5, Abb. 6). Wie mit einem einfachen Anlagenaufbau und Regelstrategie angestrebt, verlief das Messjahr weitgehend störungsfrei. Dennoch betrug der solare Deckungsanteil am Energiebedarf des Netzes lediglich 12,6% gegenüber dem Planwert von etwa 17%. Auch der Systemnutzungsgrad erreichte statt geplanter 31,6 nur 22,9%. Als Ursachen konnten neben erhöhten Speicherverlusten Abweichungen von den zugrunde gelegten Randbedingungen ermittelt werden, die der Anlage nicht zuzuschreiben sind (siehe: „Garantierter Solarertrag“)

Thermische Verluste des Pufferspeichers

Knapp 20% der eingespeisten Energie gingen während der Messperiode in den Pufferspeichern und in den anschließenden Rohrleitungen verloren (Abb. 5). Dies ist etwa das 2,6-fache der mit einem Simulationsprogramm errechneten Verluste. Schleichströmungen über das Kollektorfeld konnten als Ursache ausgeschlossen werden. Ob Schwachstellen im Speichermantel oder Verluste über die Rohrleitungen eine Rolle spielen, soll jetzt untersucht werden.

Netzrücklauftemperatur

Die Rücklauftemperaturbegrenzer der Anschlussstationen in den Wohngebäuden sind auf 50 °C eingestellt. Entsprechend wurde diese Netzrücklauftemperatur bei

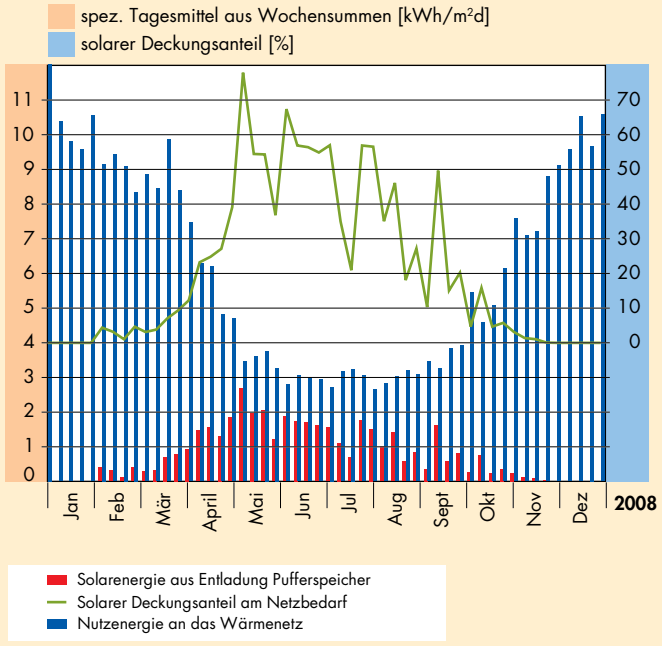
Abb. 4: Pufferspeicher bei der Montage. Noch fehlt die Rohrdämmung

der Planung zugrunde gelegt. Tatsächlich lag sie im Jahresmittel jedoch bei 57 °C. Die erhöhte Netzrücklauftemperatur senkt den solaren Systemnutzungsgrad von berechneten 26,6% auf gemessene 22,9%. Dies entspricht einer Ertragsminderung um ca. 16%. Es wird weiterhin daran gearbeitet, die Ursachen für die zu hohen Netzrücklauftemperaturen zu finden, mit dem Ziel, eine Absenkung zu erreichen.

Abb. 5: Messwerte und Kennzahlen aus dem Jahr 2008

Bezeichnung	Messwerte absolut	Messwerte bezogen
Strahlungsenergie in die Kollektorfläche	243,7 MWh/a	1.250 kWh/m²a
Solarenergie aus Kollektorkreis (Primärseite WT)	68,22 MWh/a	350,1 kWh/m²a
Solarenergie aus Kollektorkreis (Sekundärseite WT) bzw. Solarenergie zur Beladung Pufferspeicher	69,21 MWh/a	355,1 kWh/m²a
Solarenergie aus Entladung Pufferspeicher	55,79 MWh/a	286,3 kWh/m²a
Nutzenergie an das Wärmenetz Planwert Messwert	 440,0 MWh/a 442,9 MWh/a	
Elektrische Energie für das Solarsystem	0,36 MWh/a	1,845 kWh/m²a
Temp. Wärmenetz Vorlauf im Jahresmittel	69,1 °C	
Temp. Wärmenetz Rücklauf im Jahresmittel Planwert Messwert	 50,0 °C 57,0 °C	
Temperatur Wärmenetz Rücklauf im Jahresmittel nach Beimischung Solarenergie	58,8 °C	
Jahresarbeitszahl	155	
Solarer Deckungsanteil am Netzbedarf Planwert Messwert	 17,0 % 12,6 %	
Systemnutzungsgrad (Solarertrag ab Pufferspeicher/ Einstrahlung) Planwert Messwert	 31,6 % 22,9 %	

Abb. 6: Ertrag aus Solarsystem, Energie für Netzbedarf und solarer Deckungsanteil am Netzverbrauch



Garantierter Solarertrag

Die Förderbedingungen im Forschungsprogramm Solarthermie2000plus sehen bei Angebotsabgabe eine solare Ertragsgarantie des Bieters vor. Der garantierte Ertrag wird dann unter Berücksichtigung der realen Betriebsbedingungen (u. a. tatsächliche Strahlung, Netzrücklauftemperatur, Energieverbrauch Wärmenetz) nach Abschluss einer Messperiode mit Hilfe eines Simulationsprogramms korrigiert.

Ertragsmindernde Abweichungen von den in der Planungsphase für die Solaranlage zugrunde gelegten Randbedingungen (z. B. im Anlagenbetrieb dann höhere Netzrücklauftemperaturen als geplant) wirken sich somit nicht nachteilig auf die zugesagte Ertragsgarantie aus. Trotz der ungeklärten Speicherverluste konnte die Anlage den Garantiewert – wenn auch knapp – erfüllen.

Sonne, Wind und Wetter

Auf Norderney herrscht das typische Klima einer Nordseeinsel. Die mittlere Sonnenscheindauer übersteigt mit 1.630 Stunden im Jahr den deutschen Durchschnitt um 120 Stunden. Gleichzeitig müssen bei der Konstruktion der Solaranlage die hohen Windlasten und die korrosive Seeluft berücksichtigt werden. Durch eine zentrale Zuführung der Steigleitung und eine interne Verschaltung der Kollektoren konnten die Rohrleitungen auf dem Dach sehr kurz gehalten werden. Außen liegende Leitungen wurden mit Edelstahl verkleidet (**Abb. 7**). Die massive Stahlaufständerung ist durch eine Verzinkung geschützt.

Abb. 7: Angriffspunkte für Wind und Seeluft sind minimiert

▶ Kosten

Wie sich die Kosten für das Solarsystem zusammensetzen, zeigt Abb. 8. Die Insellage erhöhte die Transportkosten und machte zusätzliche Aufwendungen für den Korrosionsschutz und einen verstärkten Stahlunterbau erforderlich. Die Gebäudegeometrie erforderte zudem eine lange Verrohrung zu den Solarspeichern. Ein in Bau befindlicher Aufzugsschacht erwies sich hingegen als glücklicher Umstand. Durch ihn konnten vorgefertigte Speicher in den Keller gebracht werden. Zu einem späteren Zeitpunkt hätten sie im Keller geschweißt werden müssen.

Bei einem garantierten Solarertrag von 73.000 kWh/a ergeben sich für das Solarsystem solare Nutzwärmekosten von 0,25 €/kWh. Dabei wurde eine Verzinsung von 6% und eine Anlagenlebensdauer von 20 Jahren zugrunde gelegt. Dies entspricht einer Annuität von 8,72%.

Abb. 8: Kosten für das Solarsystem nach Ausschreibung bei Vergabe

Komponente	Preis (gerundet) in €
Kollektoren	39.000
Befestigungs- bzw. Aufständerungskonstruktion für Kollektoren, ohne Stahlbau	3.500
Montage der Kollektoren auf der Aufständerungskonstruktion	9.400
Verrohrung der Kollektoren untereinander inkl. Dämmung	5.750
Verrohrung vom Kollektorfeld ab Sammelleitung bis zum WT Kollektorkreis	19.600
Wärmetauscher Kollektorkreis/Pufferspeicher	1.700
Solarspeicher inkl. Dämmung	12.700
Aufstellung und Verrohrung der Komponenten im Keller	12.200
Regelung inkl. Schaltschrank, Elektronik, Fühler, Pumpen, gesteuerte Ventile	13.900
Wärmeträgerfüllung	1.400
Sonstige Komponenten Montage	3.350
Inbetriebnahme	2.350
Summe Solaranlage	**125.000**
Planung	21.800
Stahlbau, Dacheinbindung	28.700
Summe Solarsystem	**175.500**
MwSt. 19%	33.350
Summe Solarsystem inkl. MwSt.	**208.850**

Fazit

Erfahrungen aus früheren Forschungsprojekten zeigen, dass ein komplexer Aufbau des Solarsystems kaum Vorteile bringt, aber die Kosten und den Aufwand für die Wartung und Instandhaltung in die Höhe treibt. Auch die Wahrscheinlichkeit von Fehlfunktionen steigt, insbesondere wenn die intensive und fachkundige Betreuung der Evaluierungsphase beendet ist, oder im Falle eines Personalwechsels.

Die Solaranlage auf Norderney ist bewusst einfach aufgebaut und erwirtschaftet dennoch hohe solare Erträge. Sie kann als gutes Beispiel gelten, wie durch eine einfache Anlagenschaltung und eine übersichtliche Regelung ein stabiler Anlagenbetrieb erreicht werden kann. Die gemessene Jahresarbeitszahl belegt auch eine gute Abstimmung der elektrischen Verbraucher des Solarsystems.

Sowohl der Probebetrieb als auch die einjährige Messphase verliefen weitgehend störungsfrei. Das Solarsystem und die Gaskessel arbeiten wie geplant im Nahwärmenetz zusammen. Insbesondere die Einspeisung der Solarenergie in den Netzrücklauf sowie die Begrenzung der Temperatur des Netzrücklaufes nach der Einspeisestelle auf nicht mehr als 75 °C hat den Erwartungen entsprechend funktioniert. Der garantierte Ertrag wurde erreicht, obwohl noch einzelne Schwachstellen der Anlage optimiert werden müssen. Diese konnten durch das projektbegleitende Monitoring und Messprogramm erkannt werden. Die Erfahrungen belegen: Große Solaranlagen benötigen, auch wenn sie nicht der Forschung dienen, eine hinreichende Basisausstattung an Messtechnik für die Optimierung und Betriebskontrolle.

Bei der Balance zwischen möglichst hohen solaren Deckungsanteilen und niedrigen Wärmegestehungskosten wird im Forschungsprogramm Solarthermie2000plus der ökologische Nutzen stärker gewichtet als in früheren Projekten. Innerhalb des Messjahres konnten durch die Solaranlage etwa 6.000 m^3 Erdgas eingespart werden. Dies entspricht einer Emissionsminderung um 12 t CO_2. Die Insellage, sowie zusätzliche Aufwendungen, um die Solaranlage den klimatischen Bedingungen anzupassen, wirken kostentreibend. Die solaren Nutzwärmekosten liegen bei 0,25 Euro/kWh.

Trotz der insgesamt positiven Betriebserfahrungen sind die Forscher mit dem solaren Ertrag noch nicht zufrieden. Gemeinsam mit dem Betreiber des Nahwärmenetzes soll geprüft werden, wie die Netzrücklauftemperatur gesenkt werden kann. Ein weiterer Schwachpunkt sind die thermischen Verluste des Pufferspeichers, die erheblich über den berechneten Werten liegen. Die Gründe hierfür sind noch nicht bekannt und sollen in Zusammenarbeit mit dem Speicherhersteller ermittelt werden.

PROJEKTADRESSEN

Durchführung des Messprogramms

- ZfS – Rationelle Energietechnik GmbH
  Michael Mies, Ulrich Rehrmann
  Verbindungsstraße 19
  40723 Hilden

Planung

- Ingenieurgesellschaft Bannert mbH
  Flughafenallee 3
  28199 Bremen

Betreiber

- Wirtschaftsbetriebe Norderney GmbH
  Horst Wirdemann
  Jann-Berghaus-Straße 34
  26548 Norderney

ERGÄNZENDE INFORMATIONEN

Internet

- www.zfs-energietechnik.de

Literatur

Weitere BINE-Projektinfos zur solaren Nahwärme

- Solare Nahwärme – Neubausiedlung Speyer (11/06)
- Solare Nahwärme in neuen Wohnsiedlungen (01/05)

Einen aktuellen Überblick über die laufenden Forschungsprojekte zur solarunterstützten Nahwärme und alle anderen erneuerbaren Energietechniken bietet das Portal www.forschungsjahrbuch.de

Abbildungsnachweis

- Abb. 1-8: ZfS – Rationelle Energietechnik GmbH
- Hintergrundbilder: Wirtschaftsbetriebe Norderney GmbH

Service

- Dieses Projektinfo gibt es auch als online-Dokument unter www.bine.info im Bereich Publikationen/Projektinfos. In der Rubrik „Service“ finden Sie ergänzende Informationen wie weitere Projektadressen und Links.

PROJEKTORGANISATION

- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)
  11055 Berlin

  Projektträger Jülich
  Geschäftsbereich Erneuerbare Energien
  Forschungszentrum Jülich GmbH
  Dr. Peter Donat
  Zimmerstraße 26-27
  10969 Berlin

- **Förderkennzeichen**
  0329604H

IMPRESSUM

- **ISSN**
  0937 – 8367
- **Version in Englisch**
  Dieses Projekt-Info bieten wir Ihnen als PDF auch in englischer Sprache unter www.bine.info an.
- **Herausgeber**
  FIZ Karlsruhe
  Hermann-von-Helmholtz-Platz 1
  76344 Eggenstein-Leopoldshafen
- **Nachdruck**
  Nachdruck des Textes nur zulässig bei vollständiger Quellenangabe und gegen Zusendung eines Belegexemplares; Nachdruck der Abbildungen nur mit Zustimmung der jeweils Berechtigten.
- **Autor**
  Dr. Franz Meyer

BINE Informationsdienst Energieforschung für die Praxis

BINE Informationsdienst berichtet zu Energieeffizienztechnologien und Erneuerbaren Energien.

In kostenfreien Broschüren, unter www.bine.info und per Newsletter zeigt die BINE-Redaktion, wie sich gute Forschungsideen in der Praxis bewähren.

BINE Informationsdienst ist ein Service von FIZ Karlsruhe und wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) gefördert.

Kontakt
Haben Sie Fragen zu diesem **projekt***info*?
Wir helfen Ihnen weiter:

Tel. 0228 92379-44

BINE Informationsdienst

FIZ Karlsruhe, Büro Bonn
Kaiserstraße 185 – 197
53113 Bonn

kontakt@bine.info
www.bine.info

KERSTIN CONRADI · Mediengestaltung, Berlin