

Dimensionierung solarer Kombisysteme

Robert Haberl, Peter Vogelsanger*, Elimar Frank, Stefan Brunold

SPF Institut für Solartechnik
Oberseestr. 10, CH-8640 Rapperswil
+41 (0)55 222 4832, fax -4844
robert.haberl@solarenergy.ch
www.solarenergy.ch

* Ingenieurbüro
Nidelbadstrasse 94, CH-8038 Zürich
+41 (0)44 480 05 88
peter@vogelsanger.ch

Einleitung

Das primäre Ziel einer Solaranlage ist die Bereitstellung von Wärme. Um dies zu erreichen, ist eine von der Größe der Anlage abhängige Investition nötig. Betrachtet man diese nach rein ökonomischen Gesichtspunkten, muss sie im Vergleich zu einer nicht-solaren Alternative wirtschaftlich günstiger sein, was bei den derzeitigen Energiepreisen und ohne die Berücksichtigung von staatlichen Zuschüssen meist nicht der Fall ist. Wählt man hingegen ökologische Kriterien zur Dimensionierung, so werden große Kollektorflächen in Kombination mit einem großen Speicher bevorzugt, was zu hohen Einsparungen fossiler Energieträger führt. Diese Lösung ist allerdings keine ökonomisch optimale – und ggf. auch nicht die ökologisch optimale Lösung, da eine große Kollektorfläche auch einen hohen Materialbedarf mit den daraus resultierenden Konsequenzen für Umwelt und Ressourcen bedeutet.

Um sowohl die ökonomischen als auch die ökologischen Gesichtspunkte zu berücksichtigen, wurde eine neue Bewertungsgrundlage zur optimalen Dimensionierung solarer Kombisysteme entwickelt und am Beispiel zweier Systeme zur Warmwassererzeugung und Heizungsunterstützung, die im Rahmen des Task 32 (Advanced Storage Concepts for Solar and Low Energy Buildings) des Solarthermieprogramms der IEA modelliert wurden, exemplarisch angewendet. Grundlage der Dimensionierung ist jeweils ein TRNSYS Modell der Anlagen, bei denen die Parameter Kollektorfläche und Speichergröße variiert wurden. Die Optimierung der Zielfunktion erfolgt mittels der Optimierungssoftware GenOpt [1].

TRNSYS Modell

Die Speicher der untersuchten Kombianlagen zur Wassererwärmung und Heizungsunterstützung in einem Einfamilienhaus¹ werden direkt durch einen 10 kW-Gaskessel und verglaste Flachkollektoren beheizt. Das Trinkwarmwasser wird mittels eines externen Wärmeübertragers erwärmt. Der Solarkreis der Anlage A verfügt über

¹ 70 m² Wohnfläche, 60 kWh/(m²a)

einen Wärmetauscher. Die Anlage B arbeitet als Drainback-System mit dem Heizungswasser des Speichers, der drucklos sein kann. Der Raumwärmekreis arbeitet mit hoher Temperaturspreizung und entsprechend geringem Durchfluss.

Um die Anlagen mit verschiedenen Speichervolumina simulieren zu können, sind die Ein- und Auslässe des Solarspeichers relativ zur Höhe so definiert, dass jeweils ein bestimmtes Bereitschaftsvolumen zur Verfügung steht. In den Abbildungen 1 und 2 sind Skizzen zu den beiden Anlagen zu sehen. Die Anlagenvarianten und Simulationsparameter sind detailliert in [2] bzw. [3] beschrieben.

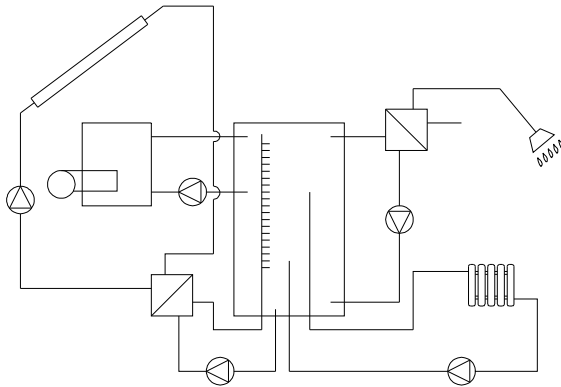


Abb. 1: Schema der Anlage A: Herkömmliches Kombisystem [2].

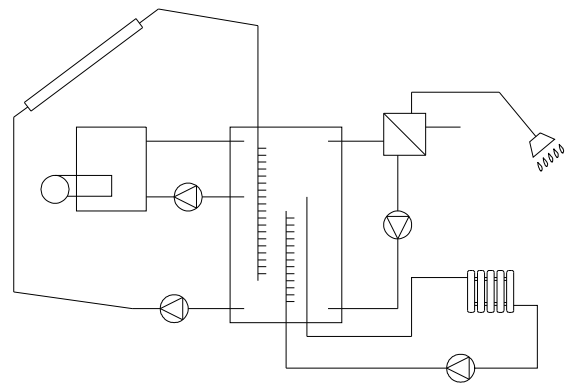


Abb. 2: Schema der Anlage B: Direkt mit Wasser betriebenes Drainback-System mit drucklosem Speicher und lowflow Raumwärmekreis [3].

Zielfunktion

Die Investition wurde aufgeteilt in Installations-, Kollektor- und Speicherkosten. Die Fixkosten wurden in erster Näherung konstant mit 2150 € abgeschätzt [4]. Basierend auf einer Auswertung der Marktübersicht Solarspeicher 2007 [5] wurden die spezifischen Speicherkosten c_{speicher} für beide Anlagen bestimmt:

$$c_{\text{speicher}} = 3347 \frac{\text{€}}{\text{m}^3} \left(\frac{V_{\text{speicher}}}{\text{m}^3} \right)^{-0.3464}$$

Die spezifischen Kosten für Kollektoren betragen einschließlich der Verrohrung 309 €/m² [6]. Unter Einbeziehung der Mehrwertsteuer von 19 % resultiert für die Investitionskosten I_0 :

$$I_0 = 2559 \text{ €} + \frac{A_{\text{Kollektor}}}{\text{m}^2} * 368 \text{ €} + 3983 \text{ €} \left(\frac{V_{\text{Speicher}}}{\text{m}^3} \right)^{0.6536}$$

Zu diesen einmalig anfallenden Kosten kommen Wartungskosten von 30 €/a hinzu. Die Betriebskosten B_{sol} , die mit den aktuellen Erdgas- und Strompreisen von 5.8 ct/kWh_{th} bzw. 14.5 ct/kWh_{el} berechnet werden, reduzieren sich im Vergleich zu den Betriebskosten B_{ref} des Referenzsystem um die Differenz der Energiekosten. Um eine Energiepreissteigerung mit einzubeziehen, wurden, basierend auf einer

konservativen Schätzung der inflationsbereinigten Energiepreissteigerung über die nächsten 20 Jahre [7] von 0.3 %/a für Strom und 1.3 %/a für Erdgas, Mittelwertfaktoren zur Bestimmung der durchschnittlichen Kosten berechnet. Die Primärenergieeinsparung wird als Differenz zum Energiebedarf des Referenzsystems berechnet. Diese wird mit Primärenergiefaktoren nach DIN 4701-10 auf Primärenergie umgerechnet. Die im System zusätzlich enthaltene graue Energie wird abgezogen. Diese wird mit Zahlen von Ecoinvent 2000 [8] nach dem Gewicht des Solarspeichers sowie einem spezifischen Energiegehalt der Kollektoren von 250 kWh/m² berechnet.

Bei der Dimensionierung solarer Kombisysteme anhand der Annuität werden die Primärenergieeinsparungen nicht berücksichtigt sondern die niedrigsten durchschnittlichen Zahlungen eines Jahres angestrebt, wobei die Investition auf die Anlagenlaufzeit aufgeteilt und zu den Betriebskosten addiert wird. Dies erscheint nicht sinnvoll, da die niedrigsten Kosten durch den Verzicht auf eine Solaranlage erzielt werden.

Bei den im Folgenden beschriebenen Optimierungsrechnungen wurde davon ausgegangen, dass das beste Verhältnis von Zusatzkosten zu Nutzen anzustreben ist. Die Zusatzkosten bestehen dabei aus der Annuität des solaren Kombisystems abzüglich der Referenzbetriebskosten B_{ref} . In Abb. 3 ist der Zusammenhang von jährlichen Zusatzkosten und Primärenergieeinsparung dargestellt. Im Bereich kleiner Primärenergieeinsparungen dominieren die Fixkosten des Systems während nur eine marginale Senkung der Betriebskosten im Vergleich zu dem Referenzsystem erreicht wird. Erhöht man die Investition (größere Kollektorfläche und Speichervolumen) und somit die Primärenergieeinsparung, so sinkt zunächst die Annuität, da die zusätzlichen Energieein-

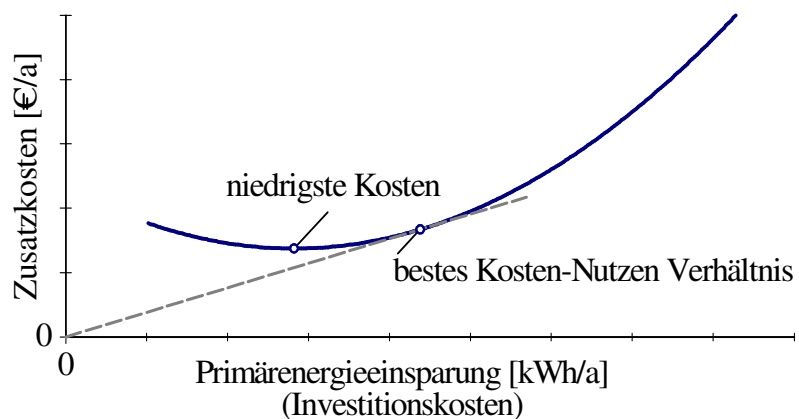


Abb. 3: Qualitative graphische Darstellung zum Vergleich der möglichen Optimierungskriterien „niedrigste Kosten“ bzw. geringstes Verhältnis von (zusätzlichen) Kosten zu Nutzen (Primärenergieeinsparung).

sparungen anteilig größer sind als die Steigerung der Investitionskosten. Der tiefste Punkt der Kurve bedeutet die nach der Annuitätsmethode optimale Dimensionierung der Anlage. Bei einer weiteren Steigerung der Investition dominieren die spezifischen Kosten der Anlage und der spezifische Kollektorertrag sinkt. Die in diesem Beitrag vorgestellte Zielfunktion soll die Bereitschaft zu Mehrausgaben mit dem Ziel

möglichst hoher Energieeinsparung verbinden, indem der Quotient aus Zusatzkosten und Primärenergieeinsparung, also das Kosten/Nutzen-Verhältnis, gebildet wird (mit a = Annuitätsfaktor):

$$\text{Zielfunktion} = \frac{a \cdot I_0 + B_{\text{sol}} - B_{\text{ref}}}{E_{\text{prim.,spar}}} \text{ in } \frac{\text{€}}{\text{kWh}_{\text{primär}}}$$

Die in Abb. 3 gestrichelt dargestellte Ursprungsgerade tangiert die eingezeichnete Kurve an dem Punkt, der einer bezüglich Kosten/Nutzen-Verhältnisses günstigsten – d. h. der optimal dimensionierten – Anlage entspricht. Dies bedeutet, dass pro zusätzlich investiertem Euro das Maximum an Primärenergieeinsparung erreicht wird. Die Suche nach dem minimalen Zielfunktionswert der Jahressimulationen erfolgt anhand der Kopplung von TRNSYS mit GenOpt.

Ergebnisse

Für die vorgestellten Berechnungen wurde der Algorithmus “Hybrid for Continuous and Discrete” verwendet, der zuerst zufällig gewählte Kombinationen der Eingangsgrößen variiert, um dann den besten Punkt als Startpunkt für den zweiten Teil der Optimierung zu verwenden, vgl. Abb. 4.

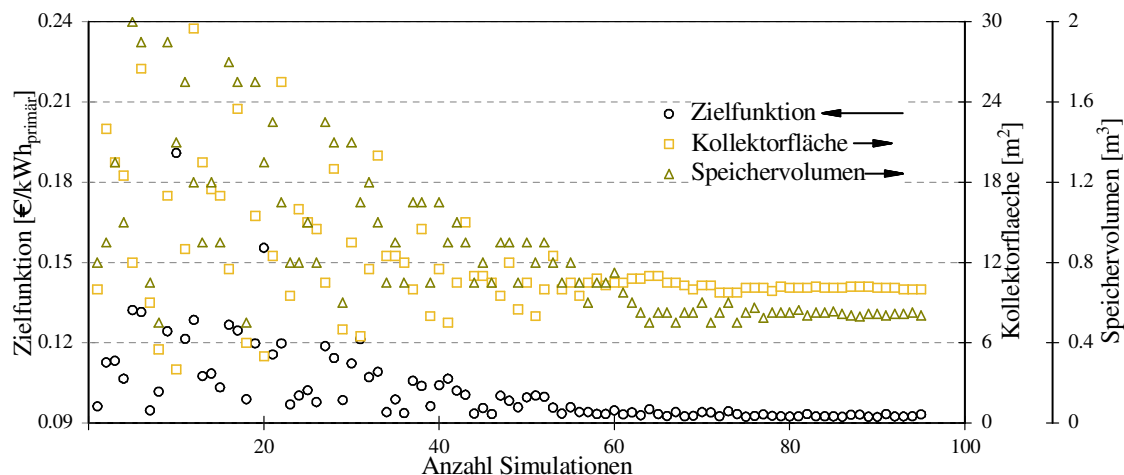


Abb. 4: Verlauf des Optimierungsvorgangs zur Dimensionierung des Systemkonzeptes A mit GenOpt. Zufällige Parameterkombinationen werden simuliert, bis ein günstiger Ausgangspunkt für die Suche nach dem lokalen Minimum erreicht ist. Die Dimensionierung des Systemkonzeptes B verläuft ähnlich, erreicht aber einen niedrigeren Zielfunktionswert.

In Abb. 5 sind die Resultate nach Zusatzkosten und Primärenergieeinsparung sortiert. Die dunklen Punkte repräsentieren die einzelnen Simulationen zur Dimensionierung der Anlage A, die hellen Punkte zeigen Anlage B.

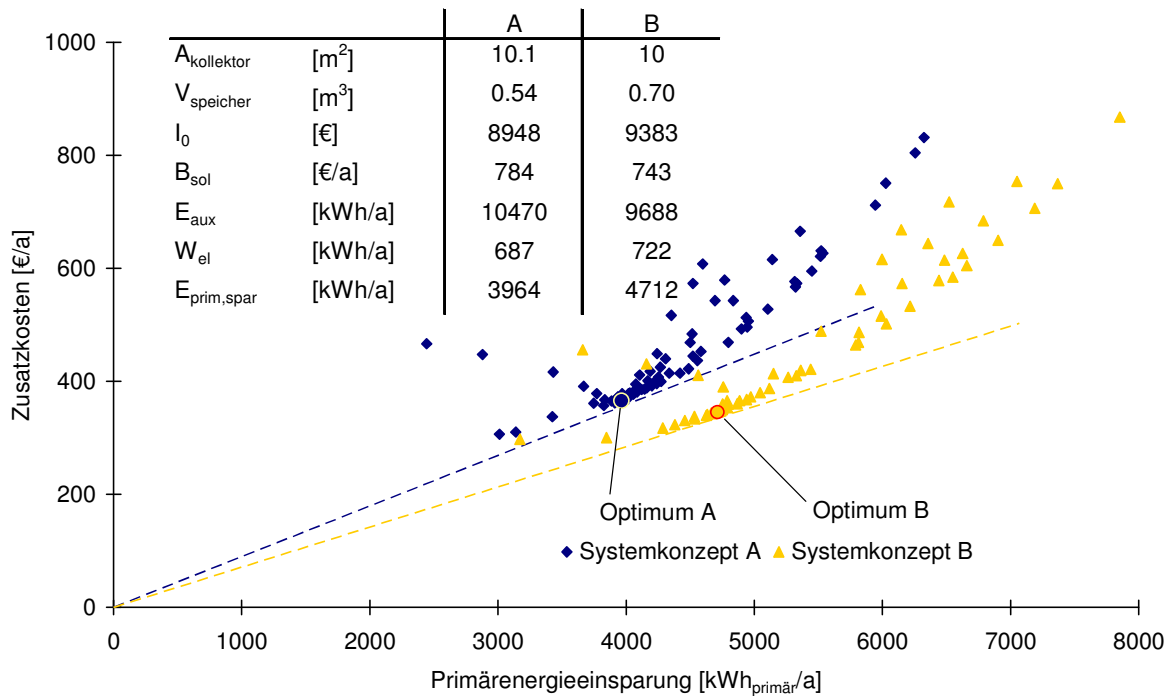


Abb. 5: Resultate der Dimensionierung beider Systeme graphisch dargestellt nach Primärenergieeinsparung und Zusatzkosten. Die Zusatzkosten berücksichtigen die Betriebskosteneinsparung durch die Reduktion des Zusatzenergieverbrauchs, Eine allfällige Ersatzinvestition (die Kosten einer Anlage ohne Solarenergienutzung) wurde dagegen nicht in Abzug gebracht. Ferner wurde die graue Energie der Anlagen gleich berechnet, der eventuelle Vorteil eines Material sparenden drucklosen Speichers ist nicht berücksichtigt. Es wurde die Primärenergieeinsparung und nicht die Umweltentlastung optimiert.

Diejenigen Punkte, die für eine bestimmte Anlagengrösse niedrige Zusatzkosten aufweisen, verfügen über ein ideales spezifisches Speichervolumen und können mit denjenigen der idealen Kurve aus Abbildung 3 verglichen werden. Punkte, die für eine bestimmte Anlagegrösse hohe Zusatzkosten aufweisen verfügen über ein ungünstiges spezifisches Speichervolumen und weichen von der idealen Linie ab. Jeder der Punkte liegt auf einer Ursprungsgerade der Form:

$$g: y = m \cdot x$$

Dabei entspricht die Steigung m dem Kosten/Nutzen-Verhältnis bzw. dem Wert der Zielfunktion einer Jahressimulation. Der gesuchte Punkt ist derjenige, der die kleinste Steigung der Geraden zeigt, also die Tangente an die Punktgruppe. Die optimalen Punkte sind in Abb. 5 mit der jeweils zugehörigen Ursprungsgerade eingezeichnet. Ausgewählte Ergebnisse der Dimensionierungen sind in Abb. 5 aufgeführt. Beide Anlagen sind nach der gewählten Zielfunktion mit 10 m^2 Kollektorfläche optimal dimensioniert. Das auf die Kollektorfläche bezogene spezifische Speichervolumen ist in Anlage A mit Solarkreiswärmeübertrager mit 55 l/m^2 dagegen deutlich kleiner als in Anlage B mit 70 l/m^2 wobei die Primärenergieeinsparung in Anlage B bei ähnlichen Zusatzkosten deutlich höher ist.

Zusammenfassung

Die aufgezeigte Vorgehensweise eignet sich zur Dimensionierung von Solaranlagen nach umfassenden Kriterien. Durch die Optimierung von verschiedenen Anlagen nach denselben Kriterien führt sie – bei vertretbarem Aufwand – zu einer transparenten und anschaulichen Bewertung von verschiedenen Systemkonzepten.

Danksagung

Das SPF dankt dem Bundesamt für Energie für die Unterstützung der dargestellten Forschungsaktivitäten.

Literatur

- [1] Wetter, M.: GenOpt Generic Optimization Program User Manual Version 2.0.0; <http://gundog.lbl.gov/GO/download.html>, 2004
- [2] Heimrath R., Haller, M.: Project Report A2 of Subtask A, The Reference Heating System, The Template Solar System, A report of the IEA-SHC Task 32, http://www.iea-shc.org/task32/publications/IEA_SHC_Task_32_Report_A2_May_2007.pdf, 2007
- [3] Haberl, R., Vogelsanger, P.: Project Report of Subtask D, Simulation and Optimization of the MaxLean System, A report of the IEA-SHC Task 32, http://www.iea-shc.org/task32/publications/IEA_SHC_Task_32_Report_D2_Sep_2007.pdf, 2007
- [4] Vogelsanger, P., Laipple, S., Bales, C., Nielsen, J. E.: Summary report on today's system technology, NEGST, http://www.swt-technologie.de/NEGST1_D1.pdf, 2006
- [5] Hüttmann, M., Kohl, J., Forman, C.: Marktübersicht Solarspeicher 2007, solid GmbH, Fürth, 2006
- [6] SPF Info-CD 2004, <http://www.solarenergy.ch>, 2008
- [7] Schulz, W (Ed.): Energiereport IV, Die Entwicklung der Märkte bis zum Jahr 2030, Prognos AG, Köln, Basel, http://www.prognos.ch/pdf/Energiereport%20IV_Kurzfassung_d.pdf, 2005
- [8] Ecoinvent 2000, aus: Hanke S. (Ed.): Schweizer Energiefachbuch 2007, KünzlerBachmann Medien AG, St.Gallen, 2007