

# Wie vergleicht man ein PVT-System mit einem PV- bzw. einem PV&Solarthermie-System? - Beispiel Pilotanlage Sotchà in Scuol

Daniel Zenhäusern<sup>1</sup>, Aleksis Baggenstos<sup>1</sup>, Carlo Vassella<sup>2</sup> und Andreas Häberle<sup>1</sup>,

<sup>1</sup>Hochschule für Technik Rapperswil (HSR), Institut für Solartechnik (SPF), CH-8640 Rapperswil,  
www.spf.ch, daniel.zenhaeusern@spf.ch

<sup>2</sup>Vassella Energie GmbH, Via di Palazz 2, CH-7742 Poschiavo,  
www.vassella-energie.ch, info@vassella-energie.ch

## 1 Einleitung

Das Interesse an Photovoltaisch-Thermischen (PVT) Kollektoren hat in den vergangenen Jahren deutlich zugenommen. Deren Hauptvorteil gegenüber anderen Arten der Solarenergienutzung liegt darin, dass sie nutzbare Wärme und Strom auf der gleichen Fläche produzieren. Zudem können je nach System Synergieeffekte genutzt werden, wie z.B. die Steigerung des PV-Zellwirkungsgrads durch die aus der Wärmeabnahme resultierende Reduktion der Zelltemperatur, oder mögliche Einsparungen beim Installationsaufwand gegenüber side-by-side Systemen (PV und Solarthermie nebeneinander).

PVT-Kollektoren sind jedoch aktuell noch ein Nischenprodukt. Es existieren noch verhältnismässig wenige Anlagen und entsprechend wenig Erfahrung damit, wie die Vor- und Nachteile von PVT-Systemen gegenüber konventionellen Systemen beziffert werden können.

Am Beispiel der Überbauung Sotchà in Scuol, wo drei baugleiche Häuser mit drei unterschiedlichen Solar-Wärmepumpensystemen ausgerüstet wurden, wird gezeigt, wie ein System mit PVT-Kollektoren, ein System mit nur PV und ein System mit PV und Solarthermie side-by-side verglichen werden können. Dies geschieht anhand von Kennzahlen, sogenannten Key Performance Indicators (KPI's), welche für die Bewertung von PV-Anlagen und Solarthermieanlagen gängig sind, aber auch mit solchen KPI's, welche den Aspekt der kombinierten Erzeugung von Strom und Wärme, wie sie durch PVT-Kollektoren möglich ist, speziell miteinbeziehen.

Diese Arbeit erfolgt im Zusammenhang mit dem IEA SHC Task 60 „PVT Systems“.<sup>1</sup> Im Fokus steht nicht nur die Anlage in Scuol, sondern insbesondere auch die Auswahl und Interpretation sinnvoller KPI's für PVT-Anlagen. Die Arbeit soll einen Vorschlag

---

<sup>1</sup> <http://task60.iea-shc.org/>

dafür darstellen, was geeignete KPI's für den energetischen Vergleich mit von PVT-Anlagen mit anderen Anlagen sein könnten, und damit auch die Diskussion zu diesem Thema anregen, welche schliesslich zu einer möglichst einheitlichen Definition von geeigneten KPI's im Rahmen von Task 60 führen soll.

In Abschnitt 2 werden die Überbauung Sotchà und ihre unterschiedlichen Solarsysteme beschrieben. In Abschnitt 2 folgt der Vergleich der Systeme anhand verschiedener KPI's. Abschnitt 3 enthält ein kurzes Fazit.

## 2 Systembeschreibung

Im Rahmen eines öffentlich geförderten Pilot- und Demonstrationsprojekts wurden drei identische Mehrfamilienhäuser der Überbauung Sotchà in Scuol (CH) mit drei unterschiedlichen Solar-Wärmepumpensystemen ausgerüstet (Abbildung 1). Die drei Gebäude (A, B, C) sind baugleich, praktisch gleich ausgerichtet, und haben eine Energiebezugsfläche von je 1226 m<sup>2</sup>, aufgeteilt in jeweils 8 Wohnungen. Die Systeme sind mit einem detaillierten Monitoringsystem ausgerüstet.



**Abbildung 1: Teil der Überbauung Sotchà in Scuol (CH).**

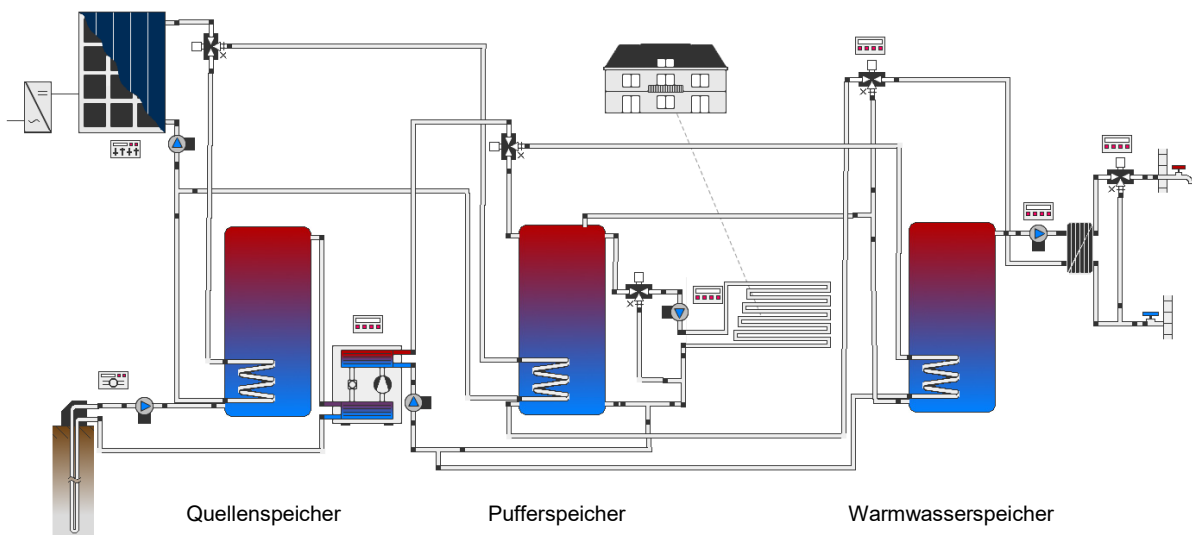
Alle drei Häuser verfügen über eine Sole/Wasser-Wärmepumpe (30 kW Heizleistung), die jeweils an ein eigenes Erdsondenfeld (je 5 Sonden à 170 m) gekoppelt ist. Die weiteren Eigenschaften der drei Wärmeversorgungssysteme sind wie folgt:

Haus A: PV-Anlage (132 m<sup>2</sup>, 21.1 kWp elektrisch) mit Stromspeicher (28 kWh). Dieses Gebäude, ohne Erdsondenregeneration, dient als Referenzsystem.

Haus B: Indach-PVT-Anlage (130 m<sup>2</sup>, 21.8 kWp elektrisch) mit nichtabgedeckten rückseitengedämmten PVT-Kollektoren. Die Solarwärme wird via einen Solespeicher zur Erdsondenregeneration und als Quelle für die Wärmepumpe genutzt, oder direkt für die Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung.

Haus C: Thermische Solaranlage (42 m<sup>2</sup>) mit Flachkollektoren. Die restliche Dachfläche ist mit PV (90 m<sup>2</sup>, 15.1 kWp) belegt.

Alle Solaranlagen sind nach Süden ausgerichtet. Der Systemaufbau mit Einbindung der PVT-Kollektoren (Haus B) (gleich wie für die thermischen Solarkollektoren in Haus C) ist schematisch in Abbildung 2 dargestellt.



**Abbildung 2: Schematische Darstellung des Heizungs- und Warmwassersystems von Haus B (PVT), entspricht ebenfalls dem System von Haus C (PV & Solarthermie), wobei dort das PVT-Feld durch ein Solarthermie-Feld ersetzt ist und ein separates PV-Feld vorhanden ist. Das System von Haus A (nur PV) ist gleich bis auf den Unterschied, dass keine Solarwärmeeinbindung und kein Speicher auf der Quellenseite der Wärmepumpe vorhanden sind. (Abbildung erstellt mit der Software Polysun.)**

Das Volumen des Solespeichers auf der Quellenseite der Wärmepumpe (links) beträgt 1000 Liter. Der Pufferspeicher (Mitte) und der Warmwasserspeicher (rechts) haben je 2000 Liter Volumen.

Die Solarwärme wird in erster Priorität in den Pufferspeicher eingebracht, d.h. für Brauchwarmwassererwärmung und Heizungsunterstützung verwendet, und in zweiter Priorität in den Solespeicher, d.h. zur Erdsondenregeneration und als direkte Quelle für die Wärmepumpe verwendet.

In allen drei Systemen sind die Erdsonden über einen Sole/Luft-Wärmetauscher auch mit dem Gebäude-Lüftungssystem verbunden, und werden für die Gebäudekühlung (Sommer) und die Vorwärmung der Zuluft (Winter) verwendet. Diese Funktionen tragen jedoch nur einen sehr kleinen zur Energiebilanz der Erdsonden bei und werden deshalb hier vernachlässigt.

Zudem wird in der vorliegenden Arbeit, da der Haushaltsstromverbrauch und die Energieflüsse der elektrischen Batterie nicht im Detail erfasst werden, nur das Wärmesystem (Warmwasser und Gebäudeheizung) berücksichtigt, und die Batterie wird nicht als Teil des Systems betrachtet. Es wird also angenommen, dass sämtliche elektrische Energie, die nicht direkt (gleichzeitig mit einem Bedarf des Wärmesystems) vom PV- oder PVT-Feld geliefert wird, aus dem Elektrizitätsnetz stammt. Und umgekehrt wird auch angenommen, dass sämtlicher Strom der von den PV- und PVT-Feldern generiert wird und nicht direkt vom Wärmesystem genutzt werden kann ins Netz eingespeist wird.

### **3 Messdaten und Key Performance Indicators**

Die drei Systeme sind nunmehr seit rund zweieinhalb Jahren in Betrieb. Für den Vergleich der Systeme wird die Einjahres-Messperiode von August 2017 bis Juli 2018 verwendet, da zuvor noch gewisse Änderungen an der Systemregelung durchgeführt wurden. Als Grundlage für die nachfolgende Diskussion der KPI's sind in Abbildung 3 die von den drei Wärmesystemen jährlich aufgenommenen Energiemengen und die Wärmeverbräuche für Heizung und Warmwasser dargestellt (entsprechende Zahlenwerte in Tabelle 1). Zusätzlich ist auch der ins Netz eingespeiste Strom dargestellt.

Es ist ersichtlich, dass die Wärmeverbräuche der drei Häuser unterschiedlich sind, was beim Vergleich der KPI's nicht vergessen werden darf. Der Heizwärmeverbrauch von Haus C beispielsweise ist deutlich höher (ca. 15 %) als derjenige der anderen Gebäude. Und der Warmwasser-Energieverbrauch von Haus A ist fast doppelt so gross wie die entsprechenden Werte der anderen Häuser. Letzteres ist darauf zurückzuführen, dass es sich bei den Gebäuden um Ferienhäuser handelt, und dadurch die Belegung der Wohnungen stark variieren kann. Der Warmwasserverbrauch ist zudem gegenüber einem typischen Verbrauch eines Wohngebäudes derselben Grösse ziemlich gering. Für 8 Wohnungen mit einem Tagesverbrauch von je 200 Liter/Tag bei 50 °C würde sich ein Energiebedarf (ohne Zirkulationsverluste) von knapp 30'000 kWh/a ergeben. Auch der Warmwasserverbrauch von Haus A entspricht nur rund der Hälfte dieses Werts.

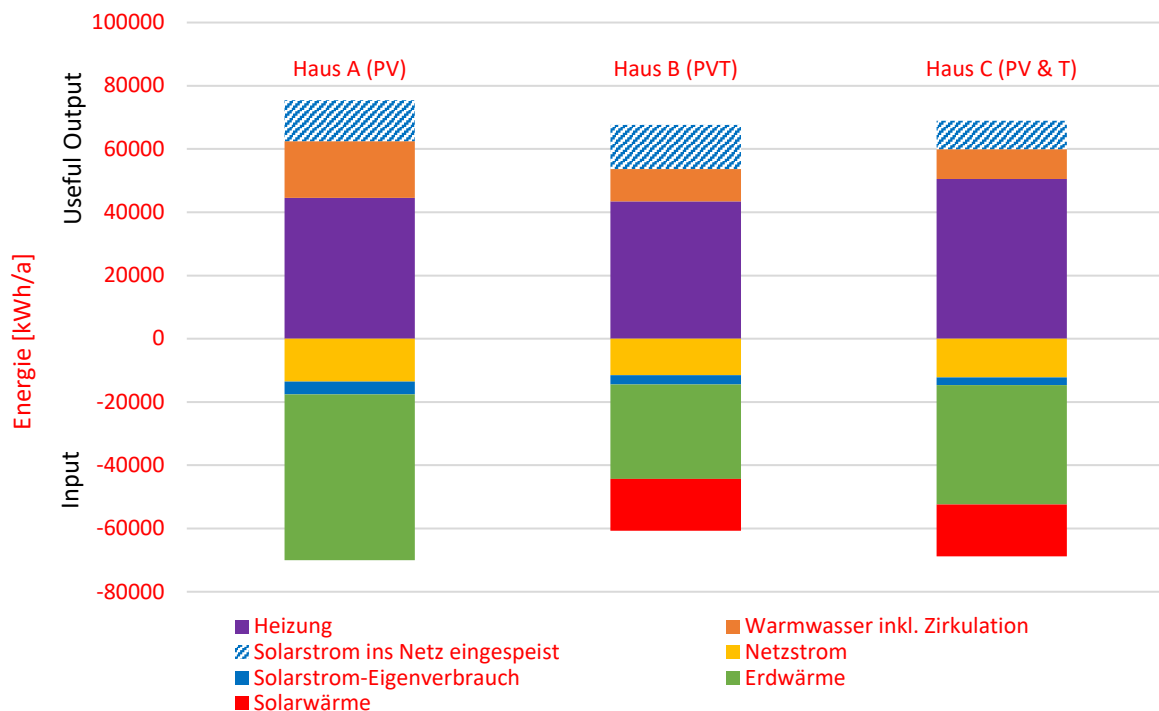


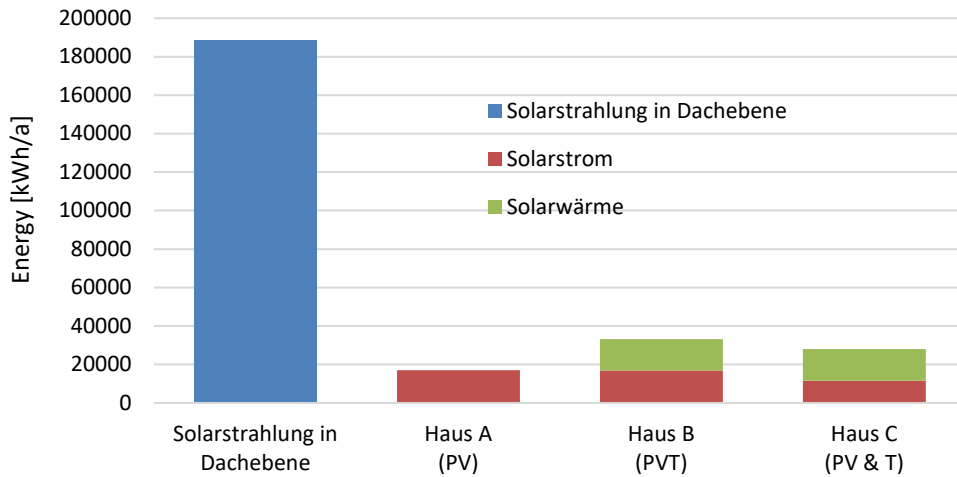
Abbildung 3: Jährliche von den drei Wärmesystemen aufgewendete Energiemengen und verbrauchte Nutzwärme. Zusätzlich ist jeweils der ins Netz eingespeiste Strom dargestellt (schraffiert).

Tabelle 1: Jahreswerte für Wärme- und Stromverbrauch, sowie Solarerträge.

[kWh/a]	Heizung	Warmwasser (davon Zirkulation)	Solarstrom ins Netz eingespeist	Netzstrom	Solarstrom-Eigenverbrauch	Erdwärme	Solarwärme
Haus A (PV)	44'603	17'865 (4'072)	12'970	13'551	4'032	52'434	0
Haus B (PVT)	43'410	10'269 (3'973)	13'910	11'494	2'917	29'921	16'335
Haus C (PV & T)	50'521	9'389 (3'181)	9'004	12'178	2'517	37'701	16'454

Ein Vergleich der thermischen und elektrischen Solarerträge der drei Anlagen, sowie die Solarstrahlung sind in Abbildung 4 dargestellt. Für die Solarstrahlung wurde der lokal gemessene Wert, welcher aufgrund von zeitweiser Schneebedeckung nicht der effektiv auf das Dach treffenden Strahlung entspricht, mit Hilfe von Messdaten einer nahen Messstation für die Schneehöhe in Scuol aufskaliert.<sup>2</sup>

<sup>2</sup> Der gemessene Wert, mit zeitweiser Schneebedeckung, ist 13 % tiefer.



**Abbildung 4: Solarerträge der drei Anlagen und Solarstrahlung, welche auf die von den Solaranlagen bedeckte Fläche auftrifft.**

### 3.1 Vergleich anhand von Kennzahlen auf Komponentenebene

Zur Quantifizierung der Effizienz der Solaranlagen eignet sich der **solare Nutzungsgrad**, d.h. das Verhältnis aus deren Energieertrag und der eintreffenden Solarstrahlung. Der Nutzungsgrad kann entweder für die einzelnen Komponenten (z.B. PV-Feld, PVT-Kollektorfeld oder thermisches Solarkollektorfeld) oder für die komplette Solaranlage angegeben werden, und es kann unterschieden werden zwischen dem thermischen, dem elektrischen und dem energetischen Nutzungsgrad (siehe folgende Tabelle).

**Tabelle 2: Definitionen für den solaren Nutzungsgrad**

Komponente	Komplette Solaranlage
$\omega_{PVT/T,th}^{gross} = \frac{Q_{PVT/T}}{A_{PVT/T}^{gross} \cdot \int G_{col} dt}$	$\omega_{sol,th}^{gross} = \frac{Q_{PVT} + Q_T}{\int G_{col} dt \cdot (A_{PVT}^{gross} + A_{PV}^{gross} + A_T^{gross})}$
$\omega_{PVT/PV,el}^{AC,gross} = \frac{E_{PVT/PV}^{AC}}{A_{PVT/PV}^{gross} \cdot \int G_{col} dt}$	$\omega_{sol,el}^{AC,gross} = \frac{E_{PVT}^{AC} + E_{PV}^{AC}}{\int G_{col} dt \cdot (A_{PVT}^{gross} + A_{PV}^{gross} + A_T^{gross})}$
$\omega_{PVT,en}^{AC,gross} = \frac{Q_{PVT} + E_{PVT}^{AC}}{A_{PVT}^{gross} \cdot \int G_{col} dt}$	$\omega_{sol,en}^{AC,gross} = \frac{Q_{PVT} + Q_T + E_{PVT}^{AC} + E_{PV}^{AC}}{\int G_{col} dt \cdot (A_{PVT}^{gross} + A_{PV}^{gross} + A_T^{gross})}$

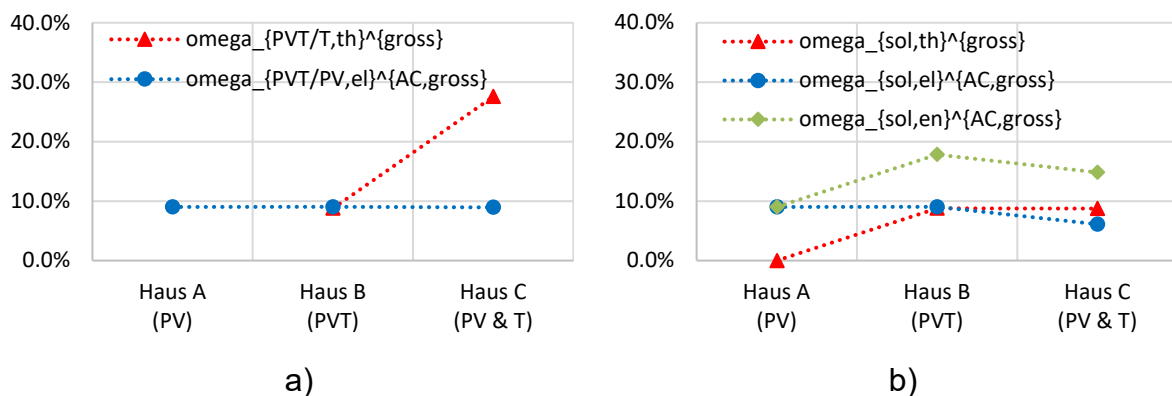
Wärmemengen werden hier und nachfolgend mit dem Buchstaben  $Q$  bezeichnet, elektrische Energie mit einem  $E$ . Die Indices „PVT“, „PV“ und „T“ stehen für PVT-Feld, PV-Feld bzw. thermisches Kollektorfeld. Die Nutzungsgrade sind jeweils auf die Bruttofläche  $A^{gross}$  bezogen, das heisst die Dachfläche, welche durch die Komponente abgedeckt wird. Hier und nachfolgend sind alle Energiemengen als Jahreswerte zu verstehen, und die Integration der auf die Dachebene eintreffenden flächenspezifischen Solarstrahlung  $G_{col}$  erfolgt ebenfalls über den Zeitraum eines

Jahres. Die Schrägstriche „/“ bedeuten, dass entweder der Index vor oder derjenige nach dem Schrägstrich eingesetzt werden kann.

Der Vergleich der drei Solaranlagen in Sothà anhand der solaren Nutzungsgrade ist in Abbildung 5 dargestellt, (a) bezogen auf die einzelnen Komponenten (PVT, PV, T) und (b) bezogen auf die komplette solar genutzte Dachfläche. Wie in Abbildung 5 a) zu sehen ist, sind die elektrischen solaren Nutzungsgrade der PVT- bzw. PV-Felder aller drei Häusern praktisch identisch. Der thermische solare Nutzungsgrad der Flachkollektoren von Haus C ist deutlich höher als derjenige der PVT-Kollektoren von Haus B.

Die solaren Deckungsgrade bezogen auf die komplette solar genutzte Dachfläche zeigen ein anderes Bild (Abbildung 5 b)). Der elektrische solare Deckungsgrad ist am kleinsten für Haus C, aufgrund dessen kleinerer PV-Fläche. Der thermische solare Nutzungsgrad von Haus A ist natürlich null. Den höchsten Wert hat hier Haus C, jedoch nur leicht höher als Haus B. Der energetische solare Nutzungsgrad ist mit 17.8 % am höchsten für Haus B (PVT), gegenüber 14.8 % für Haus C (PV & T) und 9 % für Haus A (PV). Auf der Basis von diesem KPI schliesst also die PVT-Anlage am besten ab.

Beim energetischen solaren Nutzungsgrad, und ähnlichen nachfolgenden Grössen, werden hier Solarwärme und Solarstrom als gleichwertig betrachtet. Je nach Kontext kann es sinnvoll sein, hier eine Gewichtung vorzunehmen, um dem Strom einen höheren Wert zu geben. Beispielsweise könnte eine Gewichtung basierend auf dem ökonomischen Wert von Wärme und Strom vorgenommen werden.



**Abbildung 5: Solare Deckungsgrade der Anlagen in Sothà für den Zeitraum August 2017 bis Juli 2018.**

Für PV-Anlagen wird häufig die sogenannte **Performance Ratio** angegeben. Diese entspricht dem elektrischen solaren Nutzungsgrad geteilt durch die elektrische (DC) Effizienz des PV/PVT-Feldes bei Standardtestbedingungen, d.h. bei einer Einstrahlung von 1000 W/m<sup>2</sup> und einer Modultemperatur von 25 °C. Im vorliegenden Fall, wo alle PVT-Kollektoren und PV-Module dieselbe Nennleistung haben, bringt dieser Indikator für den Vergleich keine Zusatzinformation. In Fällen, wo Module mit

unterschiedlichen Spezifikationen eingesetzt werden, ermöglicht dieser Indikator, den Einfluss des unterschiedlichen STC-Wirkungsgrads für den Vergleich der Systeme zu eliminieren und dadurch andere Einflüsse besser sichtbar zu machen, beispielsweise den Einfluss der Modultemperaturen.

Für den Vergleich von thermischen Solarerträgen bzw. zur Bewertung von thermischen solaren Nutzungsgraden kann die Angabe einer „**typischen**“ **Betriebstemperatur** der thermischen Anlage sinnvoll sein. Hier wird diese definiert als das mit der thermischen Leistung gewichtete arithmetische Mittel der mittleren Fluidtemperatur  $v_m = (v_{in} + v_{out})/2$  des Kollektorfelds,

$$\overline{v_m} = \frac{\int dt v_m \cdot \dot{Q}_{PVT/T}}{\int dt \dot{Q}_{PVT/T}}. \quad \text{Gl. 1}$$

Wiederum über das gesamte betrachtete Jahr gerechnet und basierend auf Minutenwerten ergibt sich für die PVT-Anlage von Haus B  $\overline{v_m} = 36.7^\circ\text{C}$  und für die thermische Anlage von Haus C  $\overline{v_m} = 38.9^\circ\text{C}$ . Die beiden Solaranlagen liefern also Wärme auf sehr ähnlichem Temperaturniveau.

Einen ähnlichen Ansatz für die Definition einer typischen Betriebstemperatur stellt die in (Lämmle u. a. 2017) vorgeschlagene „charakteristische Temperatur“ dar. Dort wird die Gewichtung nicht mit der thermischen Leistung, sondern mit der solaren Einstrahlung vorgenommen.

In den hier verglichenen Systemen, wie auch sonst häufig, werden Solarwärme und Solarstromanlagen in Kombination mit Wärmepumpen eingesetzt. Da sich die verschiedenen Komponenten gegenseitig beeinflussen, ist bei solchen Systemen auch die Arbeitszahl, bzw. hier die **Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe** eine wertvolle Kenngrösse (siehe z.B. (Hadorn 2015)). Sie wird definiert als

$$JAZ_{WP} = \frac{Q_{WP}}{E_{WP}}, \quad \text{Gl. 2}$$

wo  $Q_{WP}$  für die über das gesamte Jahr von der Wärmepumpe (WP) abgegebene Wärme (gemessen an den Anschlüssen) und  $E_{WP}$  für die von der WP aufgenommene elektrische Energie steht. Die entsprechenden Werte der hier untersuchten Anlagen sind in Abbildung 6 dargestellt und werden im nächsten Abschnitt gemeinsam mit den Systemnutzungsgraden diskutiert.

### 3.2 Vergleich anhand von Kennzahlen auf Systemebene

#### Definitionen

In den folgenden Abschnitten werden verschiedene nützliche Kenngrößen für die Bewertung von Gesamtsystemen mit deren Definitionen aufgelistet, bevor



anschliessend die entsprechenden Werte für die drei untersuchten Häuser diskutiert werden.

Aussagekräftige Kenngrössen für die Bewertung von Systemen mit Solarenergienutzung sind die solaren Deckungsgrade, wo zwischen dem thermischen, dem elektrischen und dem energetischen solaren Deckungsgrad unterschieden werden kann.

Für den **thermischen solaren Deckungsgrad** sollen hier zwei mögliche Definitionen angegeben werden:

$$f_{sol,th}^{total} = \frac{Q_{PVT/T}}{Q_{primär} + Q_{PVT/T,sekundär}}, \quad \text{Gl. 3}$$

$$f_{sol,th}^{sekundär} = \frac{Q_{PVT/T,sekundär}}{Q_{WP} + Q_{PVT/T,sekundär}}, \quad \text{Gl. 4}$$

wo  $Q_{primär}$  für alle auf der Primärseite der WP ins System eingebrachte Wärme steht, d.h. z.B. Solarwärme oder Erdwärme als Quelle der Wärmepumpe, oder Wärme zur Regeneration von Erdwärmesonden,  $Q_{PVT/T,sekundär}$  für die auf der Sekundärseite der Wärmepumpe eingebrachte Solarwärme (also beispielsweise Solarwärme, welche einem Warmwasserspeicher zugeführt wird) und  $Q_{WP}$  wiederum für die von der WP abgegebene Wärme. Die zweite Definition,  $f_{sol,th}^{sekundär}$ , ist gängig, sie wurde beispielsweise in IEA SHC Task 44 zu Solar-Wärmepumpensystemen verwendet (Hadorn 2015). Sie ist insbesondere sinnvoll, wenn der Grossteil der Solarwärme sekundärseitig eingebracht wird. Solarwärme, welche auf der Quellenseite eingebracht wird, was insbesondere bei Systemen mit nicht-abgedeckten PVT-Kollektoren häufig der Fall ist, wird nicht berücksichtigt. Insbesondere für solche Systeme ist es sinnvoll, zusätzlich  $f_{sol,th}^{total}$  anzugeben. Ein grosser Wert kann hier beispielsweise bedeuten, dass Erdreich als Wärmequelle nur wenig beansprucht bzw. belastet wird.

Beim **elektrischen solaren Deckungsgrad** soll hier zwischen einer lokalen und einer netto Bilanzierung des Netzstromverbrauchs unterschieden werden, gemäss folgenden Definitionen

$$f_{sol,el}^{lokal} = \frac{E_{PVT/PV,sys}^{AC}}{E_{sys}}, \quad \text{Gl. 5}$$

$$f_{sol,el}^{net} = \frac{E_{PVT/PV}^{AC}}{E_{sys}}, \quad \text{Gl. 6}$$

wo  $E_{PVT/PV,sys}^{AC}$  für den von der Solaranlage ans System abgegebenen Solarstrom (Eigenstromverbrauch) steht und  $E_{PVT/PV}^{AC}$  für den gesamten erzeugten Solarstrom, d.h.

inklusive des Teils, der ins Netz eingespeist wurde.<sup>3</sup>  $E_{sys}$  steht für den gesamten Stromverbrauch aller Systemkomponenten (Wärmepumpe, Umwälzpumpen, etc.).  $f_{sol,el}^{lokal}$  wird häufig auch als elektrischer Autarkiegrad bezeichnet. Hier einen hohen Wert anzustreben kann beispielsweise aus wirtschaftlicher Sicht sinnvoll sein. Ein Wert von  $f_{sol,el}^{net}$  über 1 bedeutet, dass das System übers Jahr gesehen mehr Strom produziert als verbraucht, also in dieser Hinsicht ein Netto-Plusenergiesystem ist.

Der Anteil am gesamten Energieverbrauch, der durch die Solaranlagen bereitgestellt wird, kann mit dem **energetischen solaren Deckungsgrad** beschrieben werden, wobei auch hier eine lokale und eine netto Bilanzierung des Stromverbrauchs gemacht werden kann

$$f_{sol,en}^{lokal} = \frac{Q_{PVT/T} + E_{PVT/PV,sys}^{AC}}{Q_{sys} + E_{sys}}, \quad \text{Gl. 7}$$

$$f_{sol,en}^{net} = \frac{Q_{PVT/T} + E_{PVT/PV}^{AC}}{Q_{sys} + E_{sys}}. \quad \text{Gl. 8}$$

$Q_{sys}$  bezeichnet die gesamte vom System aufgenommene Wärme, im vorliegenden Fall also die dem Erdreich entzogene Wärme und die von der Solaranlage ans System abgegebene Wärme.  $f_{sol,en}^{lokal}$  beschreibt den Anteil der vom System verbrauchten Energie der von der Solaranlage bereitgestellt wird<sup>4</sup>, während  $f_{sol,en}^{net}$  den gesamten Solarertrag (inklusive ins Netz eingespeisten Strom) dem Energieverbrauch des Systems gegenüberstellt.

Um zu beziffern, in welchem Mass die Anlage den lokal produzierten Solarstrom selber verbrauchen kann, ist es gängig, den **elektrischen Eigenverbrauchsanteil** anzugeben.

$$f_{el,self} = \frac{E_{PVT/PV,sys}^{AC}}{E_{PVT/PV}^{AC}}. \quad \text{Gl. 9}$$

Aus wirtschaftlicher Sicht ist hier ein hoher Wert häufig von Vorteil.

Wenn nicht nur die Solarenergienutzung im Zentrum steht, sondern allgemein die Frage, wie viel der vom System benötigten Energie durch lokal vorhandene erneuerbare Energien abgedeckt werden kann, lässt sich dies, analog zum solaren Deckungsgrad, durch den **lokalen erneuerbaren Energieanteil** beziffern, welcher definiert wird als

---

<sup>3</sup> Der Eigenstromverbrauch wurde hier auf Stundenbasis bilanziert.

<sup>4</sup> Dieser KPI wird z.B. auch in Ref. (Herrando, Ramos, und Zabalza 2018) für die Analyse von PVT-Anlagen verwendet.

$$f_{ren}^{lokal} = \frac{Q_{sys}^{(lokal,erneuerbar)} + E_{PVT/PV,sys}^{AC}}{Q_{sys} + E_{sys}}, \quad \text{Gl. 10}$$

$$f_{ren}^{net} = \frac{Q_{sys}^{(lokal,erneuerbar)} + E_{PVT/PV}^{AC}}{Q_{sys} + E_{sys}}, \quad \text{Gl. 11}$$

wo  $Q_{sys}^{(lokal,erneuerbar)}$  zusätzlich zur lokal bereitgestellten Solarwärme z.B. auch die vom System aufgenommene Erdwärme beinhaltet.

Schliesslich ist eine zentrale Kennzahl zur Bewertung von Solar-Wärmepumpensystemen der **Systemnutzungsgrad SNG**. Dieser wird definiert wie die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe, jedoch mit einem grösseren Betrachtungsrahmen (Systemgrenzen). Verschiedene Varianten zur Wahl von Systemgrenzen für Solar-Wärmepumpensysteme wurden im Rahmen von Task 44 detailliert beschrieben (Hadorn 2015). Hier wird die dort mit „SHP+“ bezeichnete Systemgrenze verwendet. Gemäss dieser Definition wird die vom System bereitgestellte Nutzwärme ( $Q_{nutz}$ ) an der Schnittstelle des Systems zum Wärmeverteilungssystem (Heizungsverteilung) und an der Warmwasserzapfstelle bestimmt. Die aufgewendete elektrische Energie beinhaltet den Stromverbrauch aller Systemkomponenten, inklusive Umwälzpumpen, Ventilatoren, etc. Es ist aufschlussreich, den SNG einmal mit dem gesamten Stromverbrauch zu bestimmen und einmal nur mit dem vom Netz bezogenen Strom (siehe z.B. (Schmidt, Schäfer, und Kramer 2018))

$$SNG_{SHP+}^{total} = \frac{Q_{nutz}}{E_{sys}}, \quad \text{Gl. 12}$$

$$SNG_{SHP+}^{Netz} = \frac{Q_{nutz}}{E_{sys,Netz}}. \quad \text{Gl. 13}$$

Bei letzterer Definition werden Solarwärme und Solarstrom, welche innerhalb der Systemgrenzen produziert werden, gleichermassen miteinbezogen, weshalb die Angabe dieses Werts besonders sinnvoll ist. Häufig ist jedoch  $E_{sys,Netz} = E_{sys} - E_{PVT/PV,sys}^{AC}$  nicht klar bestimmbar, da die Aufteilung des lokal nutzbaren Solarstroms auf Haushaltelektrizität und Wärmesystem in der Regel nicht ohne weiteres möglich ist.<sup>5</sup> Deshalb scheint auch die Angabe von  $SNG_{SHP+}^{total}$  sinnvoll.

---

<sup>5</sup> Ein möglicher Ansatz wäre hier die Aufteilung des lokal nutzbaren Eigenstroms auf Haushaltselektrizität und Wärmesystem entsprechend deren Anteil am gesamten Stromverbrauch (z.B. auf Stundenbasis).

Mit der **relativen Stromeinsparung** lässt sich schliesslich ausdrücken, wie viel weniger Strom, beziehungsweise Netzstrom ein System gegenüber einem Referenzsystem mit gleichem (oder sehr ähnlichem) Nutzwärmeverbrauch verbraucht.

$$f_{sav,el}^{(SHP+,total)} = 1 - \frac{(SNG_{SHP+}^{total})_{Referenzsystem}}{(SNG_{SHP+}^{total})_{Betrachtetes System}}, \quad \text{Gl. 14}$$

$$f_{sav,el}^{(SHP+,Netz)} = 1 - \frac{(SNG_{SHP+}^{Netz})_{Referenzsystem}}{(SNG_{SHP+}^{Netz})_{Betrachtetes System}}. \quad \text{Gl. 15}$$

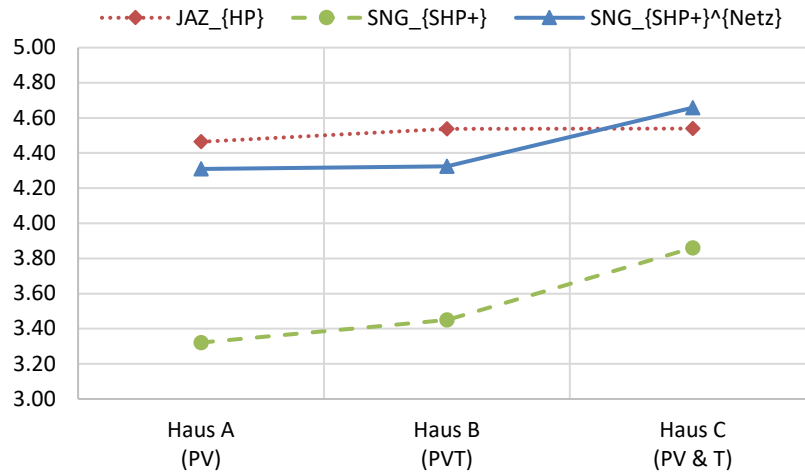
## Resultate und Diskussion

Die Jahresarbeitszahlen der Wärmepumpen sowie die Systemnutzungsgrade der drei untersuchten Häuser sind in Abbildung 6 dargestellt. Die Jahresarbeitszahlen der drei Wärmepumpen sind praktisch gleich (weniger als 2 % Unterschied). Dieses Resultat wäre so nicht unbedingt zu erwarten. Auf der einen Seite reduziert nämlich in der Regel ein höherer Anteil des Warmwassers am gesamten Wärmeverbrauch, wie es für Haus A der Fall ist, die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe. Das Einbringen von Solarwärme auf der Sekundärseite der Wärmepumpe, wie es bei den Häusern B und C der Fall ist, wird die Jahresarbeitszahl ebenfalls reduzieren, da dadurch die durchschnittliche Senktemperatur der Wärmepumpe erhöht wird. Auf der anderen Seite führt das Einbringen von Solarwärme auf der Primärseite der Wärmepumpe zu einer Erhöhung der WP-Jahresarbeitszahl. Diese unterschiedlichen Einflüsse scheinen sich im Fall der drei Sotchà-Gebäude zu kompensieren.

Gegenüber dem WP-JAZ enthält der Systemnutzungsgrad zusätzliche Wärmeverluste (insbesondere Verluste des Wärmespeichers und Zirkulationsverluste) und den Stromverbrauch von verschiedenen Umwälzpumpen, was die Werte reduziert. Einen positiven Effekt auf die Werte hat auf der Sekundärseite eingebrachte Solarwärme. Dieser Einfluss der Solarwärme widerspiegelt sich in den Werten für  $SNG_{SHP+}^{total}$ , wo Haus C klar am besten abschneidet, vor Haus B und Haus A. Bei  $SNG_{SHP+}^{Netz}$  wird der eigenverbrauchte Solarstroms vom Stromverbrauch des Systems abgezogen, wodurch die Werte erhöht werden, am stärksten für Haus A, etwas weniger für Haus B und noch etwas weniger für Haus C. Beim Systemnutzungsgrad bezogen auf den Netzstromverbrauch resultiert damit für Haus A und B derselbe Wert von 4.3 und für Haus C ein Wert von 4.65. Bezogen auf den Netzstromverbrauch erzielt damit Haus B (PVT) gegenüber Haus A keine Einsparung. Demgegenüber verbraucht Haus C 7.5 % weniger Netzstrom pro gelieferte Einheit Nutzwärme.

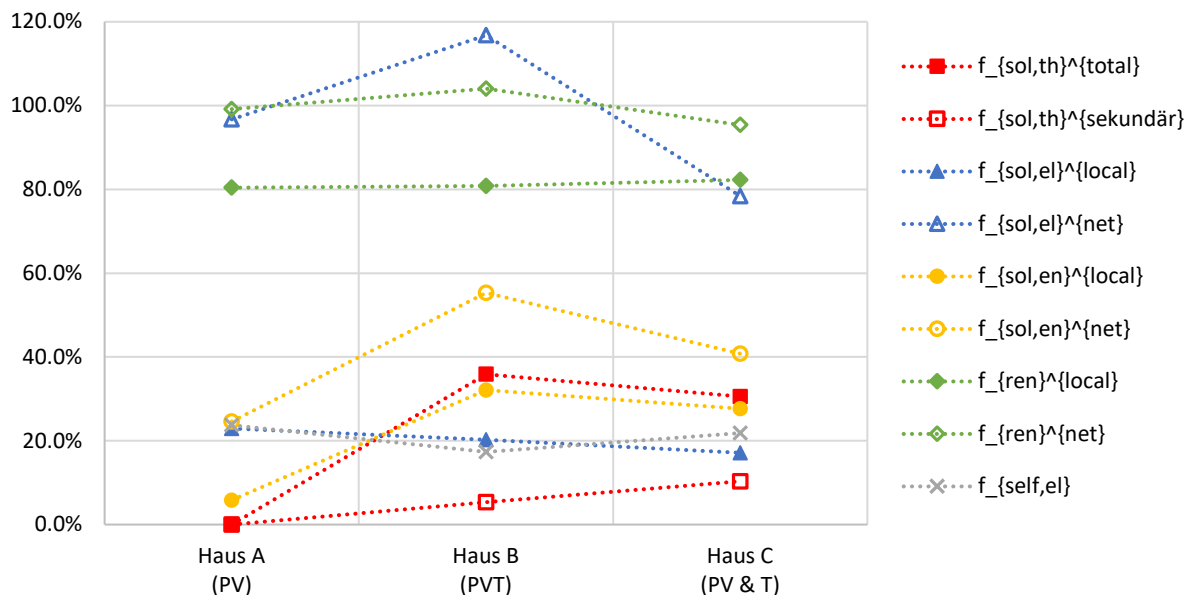
Aus diesen Resultaten kann jedoch keine definitive Antwort auf die Frage nach der, bezüglich des Netzstromverbrauchs, besten Systemvariante abgeleitet werden. Zum einen muss berücksichtigt werden, dass die Verbräuche der drei Gebäude unterschiedlich sind. Weiter werden bei Haus B und C, im Gegensatz zu Haus A, die

Erdsonden zu einem gewissen Teil regeneriert. Längerfristig wird dies bei Haus A im Vergleich mit den anderen Häusern tendenziell zu einer stärkeren Absenkung der Erdreichtemperatur führen, und damit auch zu einer stärkeren Absenkung des Systemnutzungsgrades über die Zeit.



**Abbildung 6: Jahresarbeitszahlen der Wärmepumpen, sowie Systemnutzungsgrade, einmal bezogen auf den verbrauchten Netzstrom und einmal bezogen auf den insgesamt verbrauchten Strom.**

Die Resultate für die weiteren KPI's sind in der folgenden Abbildung dargestellt und werden anschliessend diskutiert.



**Abbildung 7: Solare Deckungsgrade, erneuerbare Energieanteile, sowie elektrische Eigenverbrauchsanteile der drei untersuchten Anlagen.**

Haus B (PVT) hat den höchsten thermischen solaren Deckungsgrad  $f_{sol,th}^{total}$ , also gemäss der Definition bei der die Wärmeflüsse auf der Primärseite der Wärmepumpe mitberücksichtigt werden (Wärmepumpe innerhalb Systemgrenzen). Hier muss erwähnt werden, dass Haus C einen höheren Heizwärmeverbrauch hat, was sich negativ auf  $f_{sol,th}^{total}$  auswirkt. Werden nur die Wärmeinputs auf der Sekundärseite berücksichtigt ( $f_{sol,th}^{sekundär}$ ), so erreicht Haus C (PV & T) den höchsten Wert, da die Flachkollektoren von Haus C rund doppelt so viel Wärme in den Pufferspeicher bringen wie die unabgedeckten PVT-Kollektoren in Haus B.

Die Werte für den lokalen elektrischen solaren Deckungsgrad (elektrischer Autarkiegrad)  $f_{sol,el}^{lokal}$  der drei Häuser liegen alle in einem ähnlichen Bereich. Haus B (PVT) hat einen etwas höheren Wert als Haus C (PV&T), wobei die beiden Häuser einen praktisch gleichen Stromverbrauch haben. Der höhere Autarkiegrad entsteht also durch einen höheren Eigenverbrauch bei Haus B, welcher durch die grössere PVT-Fläche gegenüber der PV-Fläche von Haus C ermöglicht wird. Gegenüber dem reinen PV-System (Haus A) hat das PVT-System einen tieferen Autarkiegrad. Haus A hat sowohl einen höheren Stromverbrauch als auch einen höheren Eigenverbrauch (wobei die Solarstromproduktion etwa gleich ist). Um die Gründe für den etwas höheren Autarkiegrad zu ermitteln, wäre eine detailliertere Analyse nötig. Der netto-bilanzierte elektrische solare Deckungsgrad  $f_{sol,el}^{net}$ , welcher auch den ins Netz eingespeisten Solarstrom berücksichtigt, weist für Haus B (PVT) den klar höchsten Wert auf. Der Wert für Haus C (PV&T) ist klar am tiefsten, aufgrund der kleinsten PV-Fläche. Der Vergleich der Häuser B und C mit Haus A bedarf hier einer gewissen Vorsicht, da Haus A einen deutlich höheren Stromverbrauch aufweist.

Der lokale energetische solare Deckungsgrad  $f_{sol,en}^{lokal}$  verhält sich ähnlich wie  $f_{sol,th}^{total}$ , mit dem Unterschied dass der Wert von Haus A nicht null ist, jedoch klein. Bei Netto-Bilanzierung des Solarstroms,  $f_{sol,en}^{net}$ , erhöhen sich alle drei Werte, derjenige von Haus C jedoch am wenigsten, aufgrund dessen geringerer Solarstromproduktion.

Die Werte für den lokalen erneuerbaren Energieanteil  $f_{ren}^{lokal}$  liegen alle nah beieinander, im Bereich von 80 %. Die hohen Werte kommen dadurch zustande, dass ein grosser Teil des Energieinputs Erdwärme ist, welche als erneuerbar angenommen wird. Mit einer Netto-Bilanzierung des Solarstroms,  $f_{ren}^{net}$ , ergeben sich noch höhere Werte. Am stärksten steigt der Wert für Haus B (PVT), aufgrund dessen höchster Netzeinspeisung. Alle drei Häuser haben Werte im Bereich von 100 %. Sie stellen also alle etwa gleich viel erneuerbare Energie bereit, wie sie Energie verbrauchen, und davon etwa 80 % zeitgleich mit dem Verbrauch.

## 4 Fazit und Ausblick

Eine Reihe von Kennzahlen für Solaranlagen und Solar-Wärmepumpensysteme wurde vorgestellt, und anhand von diesen wurden drei baugleiche Häuser mit unterschiedlicher Solarenergienutzung (PV, PVT, PV&T) verglichen. Es wurden dabei insbesondere auch Kennzahlen verwendet/eingeführt, welche die kombinierte Erzeugung und Nutzung von Solarstrom und Solarwärme berücksichtigen.

Die Kenngrößen machen viele Aspekte der System-Performance gut sichtbar. Beim Vergleich der Kennzahlen muss jedoch berücksichtigt werden, dass, obwohl es sich hier um drei baugleiche Objekte handelt, deren Wärmeverbräuche nicht gleich sind, was einen Einfluss auf die Kennzahlen hat. Ein Vergleich der Systeme unabhängig des Einflusses der unterschiedlichen Verbräuche könnte beispielsweise durch Systemsimulationen realisiert werden.

Die in dieser Arbeit besprochenen Kennzahlen und der Systemvergleich betrafen lediglich energetische Aspekte. Für einen kompletteren Vergleich von Systemen müssten auch ökologische und wirtschaftliche Aspekte untersucht werden. Bei der in IEA SHC Task 60 geplanten Bewertung von PVT-Systemen und deren Gegenüberstellung mit anderen Systemen sollen werden deshalb auch Kennzahlen aus diesen Bereichen eingesetzt werden.

## Danksagung

Dieses Projekt wurde unterstützt vom Bundesamt für Energie der Schweizerischen Eidgenossenschaft.

## Literaturverzeichnis

- Hadorn, J.C., Hrsg. 2015. *Solar and Heat Pump Systems for Residential Buildings*. Solar Heating and Cooling. Wiley.
- Herrando, María, Alba Ramos, und Ignacio Zabalza. 2018. «Cost competitiveness of a novel PVT-based solar combined heating and power system: Influence of economic parameters and financial incentives». *Energy Conversion and Management* 166 (Juni): 758–70.  
<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.04.005>.
- Lämmle, Manuel, Axel Oliva, Michael Hermann, Korbinian Kramer, und Wolfgang Kramer. 2017. «PVT collector technologies in solar thermal systems: A systematic assessment of electrical and thermal yields with the novel characteristic temperature approach». *Solar Energy* 155 (Oktober): 867–79.  
<https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.07.015>.
- Schmidt, C., A. Schäfer, und K. Kramer. 2018. «Single source “solar thermal” heat pump for residential heat supply: Performance with an array of unglazed PVT collectors». In . Rapperswil, Switzerland.