

Kurzfassung

zum Teil der Fachhochschule Düsseldorf
des Verbundprojekts:

Solare-Prozesswärme-Standards

Kurztitel: Sol-Pro-St

Projektträger: Projektträger Jülich

Förderprogramm: Solarthermie 2000plus (BMU)

Fördernummer: 0329609F (FHD)

Projektlaufzeit: 1.Juli 2009 bis 31.Mai 2013 (inkl. Verlängerung)

Projektleiter: Prof. Dr.-Ing. Christian Faber / Anette Anthrakidis

Projektkoordinator: Fachhochschule Aachen
Solar-Institut Jülich (SIJ)
Heinrich-Mußmann-Str. 5
52428 Jülich

Hochschulpartner: Fachhochschule Düsseldorf (FHD)
E² - Erneuerbare Energien und Energieeffizienz
Prof. Dr.-Ing. Mario Adam
Josef-Gockeln-Str. 9
40474 Düsseldorf

Industriepartner : Bosch Solarthermie GmbH
Sotec-Solar
Steinbach & Vollmann GmbH & Co
Zentis GmbH und Co. KG
Metoba Metalloberflächenbearbeitung GmbH
Heinz Arens GmbH
C+C Cours GmbH



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

KURZFASSUNG

Hauptziel des Projekts waren Ansätze zur Standardisierung solarer Prozesswärmeanlagen, insbesondere zur Prozessanalyse und zur Dimensionierung und hydraulischen Systemintegration der Solaranlage. Beiträge hierfür lieferten Anlagenprojektierungen bei vier, an neuen Pilotanlagen interessierten Firmen (Arens*, Metoba*, C+C Cours* und Zentis**) und das Monitoring von vier existierenden Solaranlagen (bei den Firmen Steinbach & Vollmann*, Hustert*, Viessmann* und Merl**), jeweils drei aus der Galvanik/Metall*- und einem aus der Lebensmittelbranche**. Das Ziel der Anlagenprojektierungen, neue Pilotanlagen zu initiieren und einem Monitoring zu unterziehen, konnte nicht erreicht werden. Die durchgeführten Analysen bei den vier Industriepartnern führten im Ergebnis zu unattraktiv langen Amortisationszeiten von über 15 Jahren. Vorgeschlagene Maßnahmen zur Energieeinsparung und konkurrierende Effizienztechnologien wie Blockheizkraftwerke waren für die Firmen deutlich lukrativer. Die drei vorhandenen Solaranlagen der Galvanikunternehmen speisen in geschlossene Wärmeverteilkreise ein, die der Bäderbeheizung dienen, mit Rücklauf-Temperaturniveaus von ca. 60 bis 80 °C. Das Lebensmittelunternehmen betreibt die Solaranlage zur Erwärmung von Frischwasser für Reinigungszwecke. Zwei der Anlagen liefen problemlos, die beiden anderen wiesen erhebliche Planungs- und Funktionsmängel auf, die bei Kenntnis und Anwendung des Standes der Technik hätten vermieden werden können.

Simulierte Solarerträge

Simulationen mit der Software Matlab®/Simulink® und der Toolbox CARNOT ergaben für die vier projektierten Solaranlagen in Abhängigkeit der Dimensionierung Erträge zwischen 240 und 430 kWh/m²a. Abbildung 0-1 zeigt beispielhaft die prognostizierten Solarerträge für den Industriepartner Arens bei verschiedenen Kollektorfeld- und Speicherauslegungen. Das Kollektorfeld wurde für Arens in den Simulationen zwischen 100 und 500 m² und das Speichervolumen zwischen 5 und 30 m³ variiert. Gemäß Abbildung 0-1 ist in Abhängigkeit der Anlagendimensionierung ein spezifischer Kollektorsertrag zwischen 360 kWh/m²a bei solaren Deckungsgraden zwischen 2 und 8 % und 320 kWh/m²a bei solaren Deckungsgraden zwischen 5 und 20% zu erwarten. Eine mittlere Dimensionierung von 300 m² Kollektorfläche und 17,5 m³ Speicher führt zu einem spezifischen Kollektorsertrag von 320 kWh/m²a und einem solaren Deckungsgrad von rund 12% (weißer Punkt in der Mitte der Diagramme).

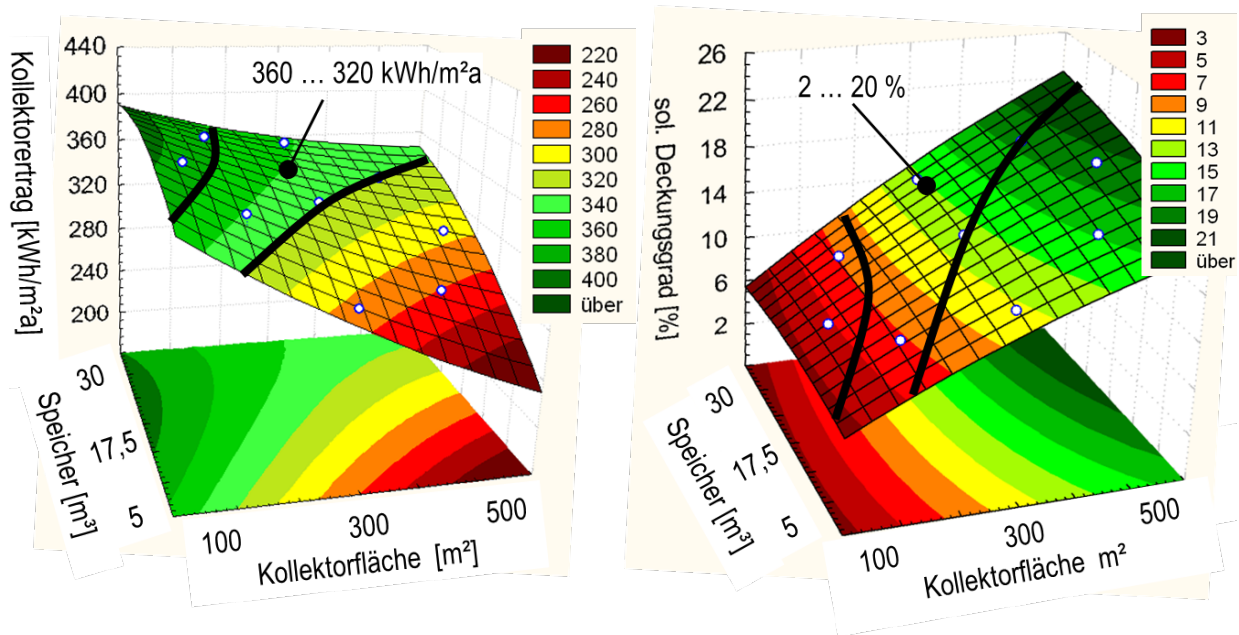


Abbildung 0-1: Simulationsergebnisse für die projektierte solare Prozesswärmanlage bei Fa. Arens - spezifischer Kollektoretrag (links) und solarer Deckungsgrad (rechts).

Wirtschaftliche Konkurrenzsituation

Solare Prozesswärmanlagen stehen in Konkurrenz zu konventionellen Wärmeversorgungssystemen wie Gaskessel, BHKW, Wärmepumpe oder Hackschnitzel-Kessel. In Abbildung 0-2 sind die Ergebnisse einer wirtschaftlichen und ökologischen Bewertung einer solaren Prozesswärmanlage im Vergleich zu Konkurrenztechnologien am Beispiel des Industriepartners Zentis GmbH und Co. KG dargestellt.

Als wirtschaftliche Kennzahl fungiert die dynamische Amortisationszeit. Die zum Analysezeitpunkt gegebenen staatlichen Förderungen für solare Prozesswärmanlagen (30 % Investitionszuschuss) und BHKW (Einspeisevergütung, Befreiung von Erdgassteuer, etc.) und ein KfW-Zinssatzes von 3,5 % sind eingerechnet. Zur ökologischen Bewertung werden stellvertretend die Emissionseinsparungen an CO₂- und SO₂-Äquivalenten verwendet, welche mit der Software GEMIS¹ ermittelt wurden. Vergleichssystem ist der bei Zentis vorhandene Gas-Dampfkessel mit einem auf den Heizwert bezogenen Wirkungsgrad von 75 %. Alle Anlagen wurden so ausgelegt, dass sie die gleiche Nutzenergie liefern wie die mögliche Solaranlage auf der bei Zentis statisch geeigneten Dachfläche von 345 m².

Bei „Solarauslegung“ (Abbildung 0-2) und unter Fortschreibung der Energiepreise auf konstantem Niveau des Jahres 2009 (= Symbole mit dunkler Farbfüllung ohne Schatten) hat das BHKW mit Eigennutzung des produzierten Stroms vor Ort mit 4 Jahren die weitaus geringste Amortisationszeit. Danach folgen die Hackschnitzelfeuerung mit 5 Jahren, die Wärmepumpe mit 7 Jahren, das BHKW mit Einspeisung des produzierten Stroms ins öffentliche Netz mit 10 Jahren, und die Solaranlage mit 18 Jahren Amortisationszeit.

¹ GEMIS (Globales-Emissions-Modell-Integrierter-Systeme) ist ein Programm zur vergleichenden Analyse von Umwelteffekten der Energiebereitstellung und -nutzung, welches vom Öko-Institut und der Gesamthochschule Kassel entwickelt wurde.

Setzt man bei der Berechnung der Amortisationszeiten 50 % höhere Energiepreise als die aktuellen ein (= Symbole mit dunkler Farbfüllung und Schatten), profitiert davon in erster Linie die Solaranlage. Die Amortisationszeiten der analysierten Systeme sinken auf 3 bis 12 Jahre.

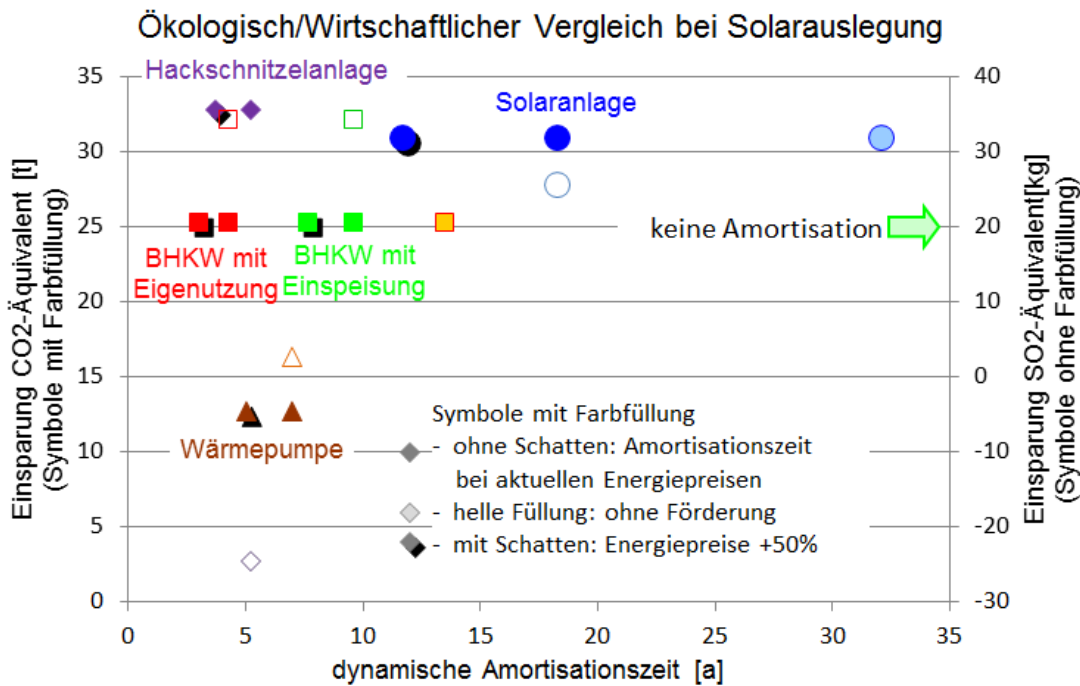


Abbildung 0-2: Ergebnis der wirtschaftlichen und ökologischen Bewertung bei der Fa. Zentis.

Der von zukünftigen Energiepreissteigerungen unabhängige solare Wärmepreis beträgt unter den Randbedingungen bei Zentis 5,7 ct/kWh (siehe Abbildung 0-3). Die solare Wärme ist also preiswerter als die aktuellen Brennstoffkosten zur Nutzwärmebereitstellung mit dem vorhandenen Dampfkessel von 6,0 ct/kWh Wärme (Stand 2010).

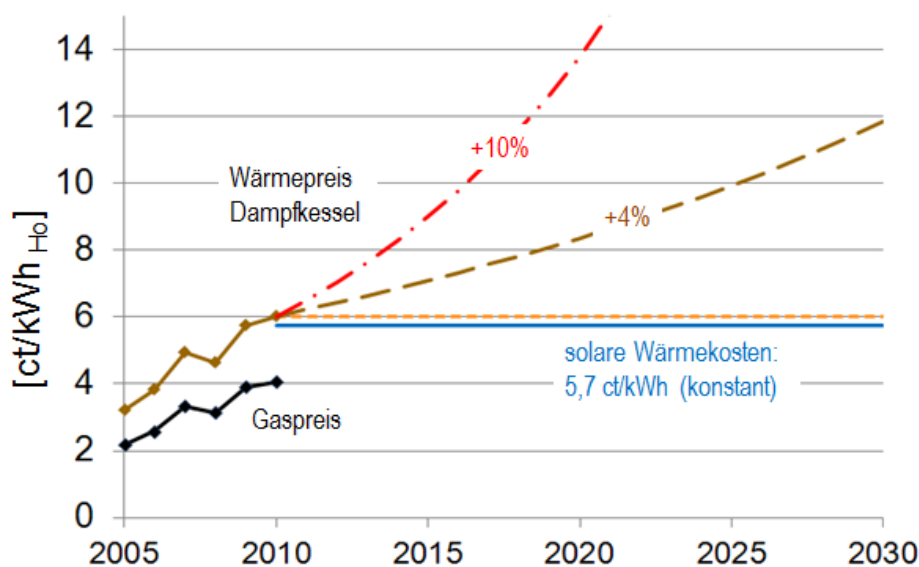


Abbildung 0-3 Gas- und Wärmepreise bei der Fa. Zentis

Zur zusätzlichen Information sind in Abbildung 0-2 auch die Amortisationszeiten ohne die Förderung bei BHKW und Solartechnik eingetragen (= Symbole mit heller Farbfüllung). Die Solaranlage hätte ohne Förderung eine Amortisationszeit von über 30 Jahren, das BHKW mit Stromeinspeisung ins öffentliche Netz läge sogar noch darüber.

Die Solaranlage spart mit 31 t/a direkt nach der Hackschnitzelfeuerung die meisten Treibhausgase ein (= Symbole mit Farbfüllung). Auch die SO₂-äquivalenten Emissionseinsparungen sind mit 26 kg/a nach denen der BHKW am höchsten (= Symbole ohne Farbfüllung). Die Bewertung der Hackschnitzelfeuerung ist bezüglich der klassischen Luftschadstoffe vergleichsweise ungünstig. Sie produziert sogar mehr SO₂-äquivalente Emissionen als der vorhandene Gaskessel.

Bei einer deutlich größeren Auslegung aller Effizienztechnologien auf die bei Zentis vorliegende thermische Grundlast von 200 kW verringern sich die Amortisationszeiten aller Technologien aufgrund der günstigeren spezifischen Investitionskosten bei Anlagen größerer Leistung. Größere BHKW besitzen zudem höhere Stromwirkungsgrade, woraus sich zusammen bei vollständiger Stromeigennutzung BHKW-Amortisationszeiten von ein bis zwei Jahren ergeben.

Die berechnete Amortisationszeit einer solaren Prozesswärmeanlage für den Industriepartner Metoba lag unter der Berücksichtigung des Gaspreises von 6,1 ct/kWh_{Hu} (Zentis: 4,5 ct/kWh_{Hu}), einem Kesselwirkungsgrad von 90% (Zentis: 75%) und einem Nutzungsgrad der Solaranlage von 38% (Zentis: 36%) bei 16 Jahren (Zentis: 18 Jahre).

Energieeinsparmaßnahmen

Energieeinsparmaßnahmen sind vor dem Bau einer Solaranlage oftmals sinnvoll, da hierdurch der Wärmebedarf des Prozesses und die im Prozess benötigten Temperaturniveaus absenkt werden können, mit entsprechend positiven Effekten auf Effizienz und Deckungsgrad der Solaranlage.

Beispiele für mögliche Energieeinsparmaßnahmen bei Zentis:

- Wärmerückgewinnung beim 70°C heißen Abwasser der Mandelbrühung durch Wärmeübertragung auf Frischwasser
- Reduzierung der Wärmeverteilverluste durch Stilllegung ungenutzter Leitungsstränge nachts und am Wochenende
- Erhöhung des mittleren Wirkungsgrades des Gas-Dampfkessels durch häufigere Wartung
- Erhöhung des Wirkungsgrades der fossilen Wärmebereitstellung durch Ersatz des alten Gas-Dampfkessels mit 75 % Wirkungsgrad durch ein neues Modell mit Wirkungsgraden bis über 90 %.

Beim Galvanikunternehmen Metoba wurden 19 mögliche Energieeinsparmaßnahmen mit unterschiedlichen Nutzen/Aufwand-Verhältnissen erkannt. Beispiele hieraus:

- Richtiger Anschluss des NT-Kessels (Vor- und Rücklauf waren vertauscht)
- Einbau eines Reglers, um die bislang nicht genutzte Modulationsfähigkeit des Brenners im 500 kW Kessel auszunutzen
- Einstellung automatischer Absenkezeiten des Kessels in Produktionspausen z.B. nachts, am Wochenende und bei längeren Produktionspausen

- Abschaltung von Wärmeverbrauchern, welche in Produktionspausen nicht weiterbeheizt werden müssen
- später beginnendes Wiederaufheizen der Bäder

Gründe gegen den Bau neuer Pilotanlagen

Alle vier analysierten Firmen mit ursprünglich starkem Interesse am Bau einer solaren Prozesswärmeanlage entschieden sich letztendlich dagegen. Die ökologischen Vorzüge der Solartechnik, ihre Unabhängigkeit von zukünftigen Energiepreissteigerungen, ihr werbewirksames Image und ein Monitoring der Pilotanlagen aus Projektmitteln konnten nicht überzeugen.

Bei der Fa. Zentis kann aufgrund geringer, statisch geeigneter Dachfläche nur ein solarer Deckungsgrad unter 1% erwartet werden. Auf anderen Dachflächen wäre eine relativ aufwendige Unterkonstruktion aus Metallträgern für das Kollektorfeld notwendig geworden. In einem Werk (in Aachen-Zentrum), welches nicht für die Integration solarer Prozesswärme in Frage kam, wurden in den letzten Jahren erfolgreich Umstrukturierungen zur Energieeinsparung durchgeführt, welche nun auch im analysierten Werk in Eilendorf gegenüber der solarthermischen Nutzung den Vorzug erhalten. Auch von den Hochschulen wurde auf Einsparpotenziale, wie z.B. die Installation einer Wärmerückgewinnung beim Abwasser des Mandelbrühers mit einem Abwassertemperaturniveau von ca. 70°C, hingewiesen. Mit ausschlaggebend war auch, dass das Firmenmanagement Amortisationszeiten von unter drei Jahren verlangt.

Bei der Fa. Metoba ließen eine Vielzahl von möglichen Maßnahmen zur Energieeinsparung im Betrieb (siehe oben), der eventuelle Bau einer neuen Produktionshalle in den kommenden Jahren sowie der ökonomische Vorteil eines BHKW die Firmenleitung eine negative Investitionsentscheidung treffen.

Die Fa. C+C Cours stellte ihre Bäderbeheizung von elektrischen Heizstäben auf Warmwasser-Wärmeübertrager um und entschied sich letztendlich aus wirtschaftlichen Gründen ebenfalls für eine BHKW-Anlage.

Die Galvanisierung der Fa. Arens erfordert sehr hohe Heizkreistemperaturen von ca. 100°C und macht nur den Veredelungsschritt in der gesamten Kette der produzierten Beschläge aus. Die Firmenleitung konnte nicht ausschließen, dass sie sich in den kommenden Jahren von der Galvanisierung trennt und sich so der Wärmebedarf drastisch ändert. Dies war aus Sicht der Firmenleitung, neben der hohen Amortisationszeit für die thermische Solaranlage, ein weiteres Argument für Photovoltaik, mit der bei einer ersten Anlage schon gute Erfahrungen gesammelt wurden und deren Ertrag unabhängig vom zukünftigen Eigenverbrauch an Wärme und Strom durch das EEG gewährleistet ist.

Generell wurden bei den Verantwortlichen der zuständigen Fachabteilungen in den Firmen mehr oder weniger große Skepsis gegenüber neuen Technologien wie thermischen Solaranlagen und Veränderungen an der bestehenden Anlagentechnik beobachtet. Wie weit das auf die Entscheidungsträger hemmend wirkte, kann nicht beurteilt werden.

Monitoring existierender solarer Prozesswärmeanlagen

Das Monitoring von vier existierenden solaren Prozesswärmeanlagen bei drei Galvanik- und einem Lebensmittelhersteller wies bei zwei der vier Anlagen (Steinbach & Vollmann, Merl) erhebliche Mängel bei der Einbindung der Solar-speicher, der Hydraulik im Kollektorfeld und bei der Stagnationsbeherrschung nach, mit einem enorm ertragsmindernden und komponentenverschleißenden Betrieb. Die beiden anderen Anlagen (Hustert, Viessmann) liefen problemlos.

Die schwerwiegendsten Fehler wurden bei der Speicherintegration begangen (Parallelschaltungen, unsinnige Anbindungen, etc.). Dabei handelt es sich um „einfache“ Fehler, die bei Kenntnis und Anwendung des Standes der Technik leicht vermeidbar gewesen wären. Die Folgen waren u.a. eine schlechte Ausnutzung des Puffervolumens, Stagnation einzelner Kollektorfelder, Wärmeabgabe über die Kollektorfelder oder die Verschleppung konventionell erzeugter Wärme in den Solarspeicher.

Die zwei Anlagen mit gutem Betriebsverhalten, waren speicherlose Anlagen.

Da bei den untersuchten Solaranlagen kein ausreichendes Monitoring installiert ist, wurden viele dieser Schäden und die fehlerhaften Installationen erst durch Messungen, Betriebsanalysen und Anlagenbegehungen im Rahmen des vorliegenden Projektes aufgedeckt. Ein Grund hierfür ist, dass Störungen einer solaren Prozesswärmeanlage ohne Funktionskontrolle sich nur indirekt bemerkbar machen. Ein in aller Regel parallel angebundenes Backup-System gewährleistet die Energieversorgung des Prozesses und kompensiert Ausfälle der Solaranlage. Das Betriebspersonal besitzt in der Regel nicht die notwendige Kompetenz und Zeit, noch liegt es in seinem Zuständigkeitsbereich, die Solaranlage zu kontrollieren. Die Notwendigkeit eines automatischen und fest integrierten Monitoringsystems zeigt sich deutlich.

Die Projektanalysen wurden zudem erschwert durch eine lückenhafte bis fehlerhafte Dokumentation der Anlage. Die neue Förderbedingung im MAP, welche eine ausführliche Dokumentation neuer solarer Prozesswärmeanlagen vorsieht, wird daher besonders begrüßt.

Lastprofile

Die Erfassung des Lastprofils ist der wichtigste Aspekt bei der Dimensionierung einer solaren Prozesswärmeanlage. Im Rahmen des Projekts wurden deshalb umfangreiche Messungen bei allen Industriepartnern durchgeführt.

Die Lastprofile der sechs Galvanikunternehmen weisen trotz leichter Unterschiede in Verlauf und Temperaturniveau eine vergleichbare Charakteristik auf. Das Temperaturniveau liegt zwischen 60°C und 90°C. Als für die Galvanisierung typisch kann das in Abbildung 0-4 dargestellte Lastprofil bei Steinbach & Vollmann herangezogen werden.

Charakteristisch ist eine konstante Grundlast, da einige Bäder auch in Produktionspausen warmgehalten werden (müssen), und vor Produktionsbeginn morgens während der Werktage Lastspitzen zum Hochheizen der Bäder. Der größte Anheizpeak ist Montagmorgen nach dem produktionsfreien Wochenende zu verzeichnen. Freitags ist schon mittags nach der letzten Schicht ein Abfallen auf Grundlastniveau zu erkennen und am Wochenende eine etwas geringere Grundlast als während der Woche.

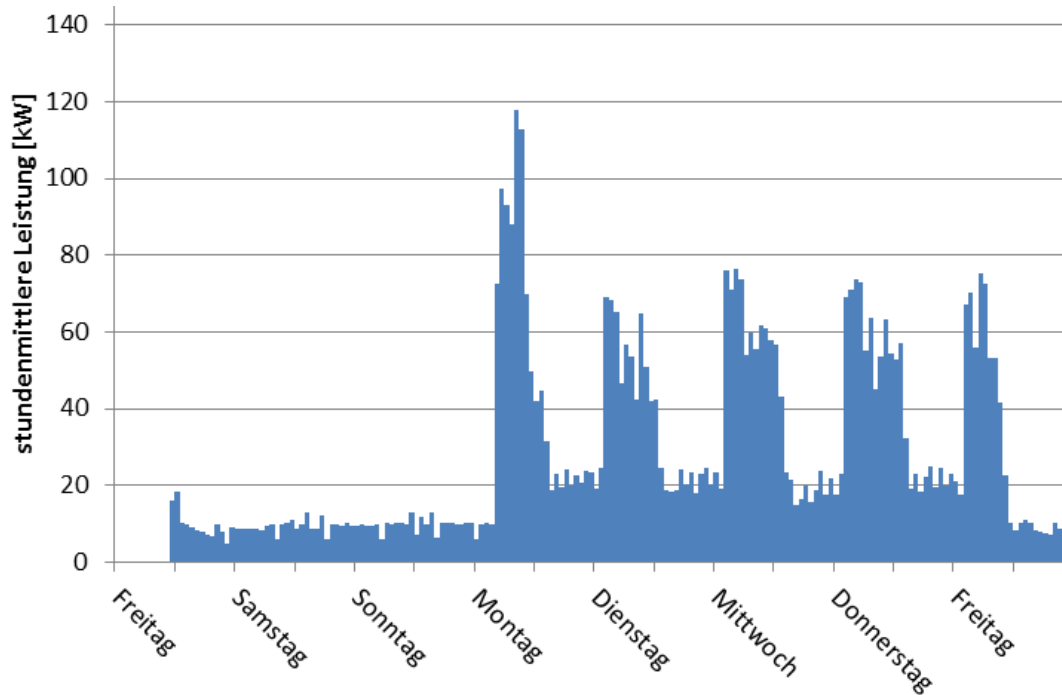


Abbildung 0-4: Lastprofile bei Steinbach & Vollmann, Woche: 13.5. – 20.5.11.

Dimensionierung von Solarspeichern und speicherlose Systeme

Für den Anwendungsfall solarer Prozesswärme mit hohen Nutzttemperaturen auch im Rücklauf der Verbraucher ist im Gegensatz zu herkömmlichen solaren Warmwasseranlagen zu berücksichtigen, dass die effektive Pufferkapazität aufgrund einer geringen Temperaturdifferenz zwischen Verbraucherrücklauf-temperatur (bspw. 75°C) und Speichermaximaltemperatur (bspw. 95°C) verhältnismäßig gering sein kann. Daher rückt bei der Speicherauslegung neben dem spezifischen Volumen eines Speichers (l/m^2) auch die beim jeweiligen Anwendungsfall nutzbare spezifische Wärmekapazität (kWh/m^2) in den Blickpunkt. Auch die Güte der Wärmedämmung in Verbindung mit der Oberfläche der Speicher spielt eine viel wichtigere Rolle als bei niedrig temperierten Speichern.

Der Vorteil eines Solarspeichers, überschüssige Solarenergie bis zur Wärmeabnahme zwischen zu speichern, muss den Vorteilen eines speicherlosen Systems gegenübergestellt werden. Speicherlose Systeme haben folgende Vorteile:

- sehr einfache hydraulische Einbindung und Regelung der Solarenergieein-
kopplung
- geringe thermische Masse (je nach Speichereinbindung muss das Spei-
chervolumen zunächst ausreichend erwärmt werden, bevor es zur eigentli-
chen Unterstützung/Versorgung des Prozesses kommen kann)
- entfallende Wärmeverluste am Speicher, welche ansonsten den Systemer-
trag verringern
- Reduktion der Investitionskosten

Um die energetischen Unterschiede zwischen Systemen ohne und mit Speichern zu quantifizieren, wurden Simulationen für ein Solarsystem ohne und mit unter-
schiedlich großen Speichern und unterschiedlich großen Wärmeabnahmelücken

durchgeführt. Die Kollektorfläche ist so ausgelegt, dass solarer Überschuss nur in Zeiten ohne Wärmebedarf entsteht.

Es wurden vier verschiedene Wochenlastprofile simuliert, die übers Jahr als konstant angenommen wurden (siehe Abbildung 0-5):

- durchgängiger Wärmebedarf
- Wärmebedarf von 6:00 bis 14:00 Uhr
- Wärmebedarf von 6:00 bis 14:00 Uhr, 6 Tage pro Woche
- Wärmebedarf von 6:00 bis 14:00 Uhr, 5 Tage pro Woche

Ein 1-Schichtbetrieb von 6 bis 14 Uhr stellt für eine Solaranlage eine eher ungünstige bzw. für den Einsatz eines Speichers eine eher günstige Konstellation dar, da ein wesentlicher Teil der Solarstrahlung nach 14 Uhr anfällt. Wärmebedarf an nur 6 bzw. 5 Tagen entspricht der vielfachen Betriebsrealität, dass sonntags und samstags nicht produziert wird.

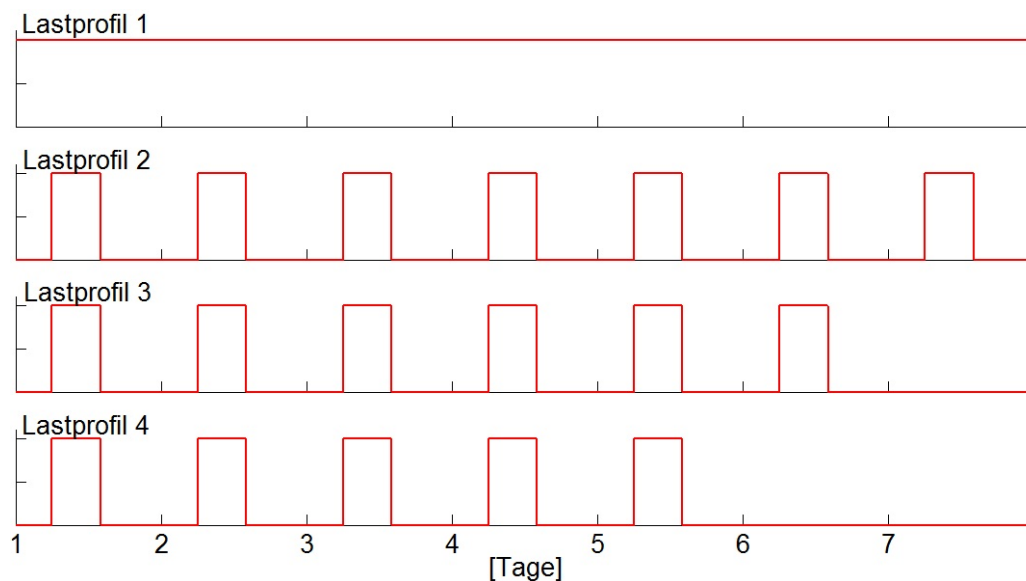


Abbildung 0-5: simulierte Lastprofile bei der Analyse zu solaren Mehr- bzw. Mindererträgen durch Speicher

Bei den Simulationen wurden die Verbraucher-Rücklauf­temperatur zwischen 60 und 80 °C, der Wärmeverlustkoeffizient des Speichers zwischen 0,4 und 1,4 W/m²K und die Kollektorfläche zwischen 150 und 1500 m² bei konstantem Speichervolumen bzw. das spezifische Speichervolumen zwischen 10 und 100 l/m² Kollektorfläche variiert. Die variierten Parameter spannen zwischen ihren Grenzen den sogenannten „Versuchsraum“ auf (Begriff wird unten weiter verwendet). Die Bandbreiten der Parameter resultieren aus folgenden Aspekten:

- Verbraucher-Rücklauf­temperatur: Die Werte orientieren sich an üblichen Rücklauf­temperaturen in geschlossenen Versorgungskreisläufen wie bei Galvanikbädern (im Gegensatz zu Frischwasservorwärmungen). Die Rücklauf­temperatur beeinflusst unter anderem das Betriebstemperaturniveau und den Wirkungsgrad der Solarkollektoren als auch die Wärmeverluste und die nutzbare Speicherkapazität von Wasserspeichern bis zu ihrer Temperaturgrenze bei rund 100°C.
- Wärmeverlustkoeffizient: Der niedrigste Wert entspricht einem einzelnen, sehr gut isolierten Speicherbehälter (20 cm, $\lambda=0,045$ W/mK), was sicherlich als ein in der Realität kaum erreichtes Optimum angesehen werden kann. Der höchste Wert entspricht einer schlechter isolierten (10 cm, $\lambda=0,045$ W/mK) Batterie aus fünf einzelnen, kleinen Speichern mit ent-

sprechend vergrößerter Oberfläche, wie sie an den Praxisanlagen vorgefunden wurden. Hinzu kämen Wärmeverluste an den Speicheranschlüssen (Einrohrzirkulation) und den verbindenden Rohrleitungen, welche im Simulationsmodell nicht berücksichtigt sind.

- Speichervolumen: Es wurde eine breite Variationsspanne von 10 bis 100 l/m²_{KF} gewählt, da in Abhängigkeit der Systembedingungen keine bis sehr große Puffervolumina als Optimum zu erwarten sind. Umgesetzt wurde dies aus simulationstechnischen Gründen durch die Variation der Kollektorfläche bei konstantem Speichervolumen. Die Verbraucherlast wurde entsprechend der Kollektorfläche angepasst.

Die Simulationsergebnisse machen deutlich, dass der erzielbare solare Mehrertrag durch den Einsatz eines Speichers stark von den variierten Randbedingungen abhängt. In Abbildung 0-6 sind für die vier Lastprofile die simulierten Solarerträge eines speicherlosen Systems und die Ertragsspannen, die sich durch den Einsatz der unterschiedlich großen und gedämmten Speicher bei den verschiedenen Prozesstemperaturen ergeben, dargestellt.

Bei einer stetigen Lastabnahme (Lastprofil 1) mindert der Einsatz eines Speichers den Ertrag in jedem Falle. Die maximal erzielbaren Solarerträge liegen bei Lastprofil 1 ohne Speicher zwischen rund 375 und 450 kWh/m²a, je nach Prozesstemperatur. Bei Produktionslücken (Lastprofile 2 bis 4) können Speicher im gewählten Versuchsraum zu Mehr- aber auch zu Mindererträgen führen. Die maximal erzielbaren Solarerträge sinken im Lastprofil 4 auf rund 250 bis 375 kWh/m²a.

Die erzielbaren Mehrerträge durch Speicher steigen mit zunehmenden Produktionslücken (Lastprofil 2 -> 4) und sinkenden Prozesstemperaturen. Bei hohen Prozesstemperaturen ist der erzielbare Vorteil nicht so erheblich. Im Falle von 80°C Prozesstemperatur steigt der Mehrertrag lediglich von 31 kWh/m²a auf 44 kWh/m²a (Lastprofil 2 -> 4, rot), bei 60°C hingegen von 72 kWh/m²a auf 124 kWh/m²a (blau). Voraussetzung für maximalen Mehrertrag sind geringe Speicherwärmeverluste und eine auf die Kollektorfläche, die Prozesstemperatur und das Lastprofil abgestimmte Dimensionierung des Speichervolumens von 62 bis 69 l/m² bei Lastprofil 2 (mit nur geringfügiger Abhängigkeit von der Prozesstemperatur) und 83 bis 100 l/m² bei hohen bis niedrigen Prozesstemperaturen und Lastprofil 4. Die Abhängigkeit des optimalen spezifischen Speichervolumens von der Prozesstemperatur nimmt also mit der Länge der Produktionslücken zu. Mindererträge durch Speicher resultieren aus zu groß dimensionierten Speichern und/oder Behälter mit hohen Wärmeverlusten. Ausnahme sind lange Produktionslücken und niedrige Prozesstemperaturen (Lastprofil 4, blau), hier führen selbst ungünstige Speicherparameter (in den Grenzen des Versuchsraums) zu einem Mehrertrag.

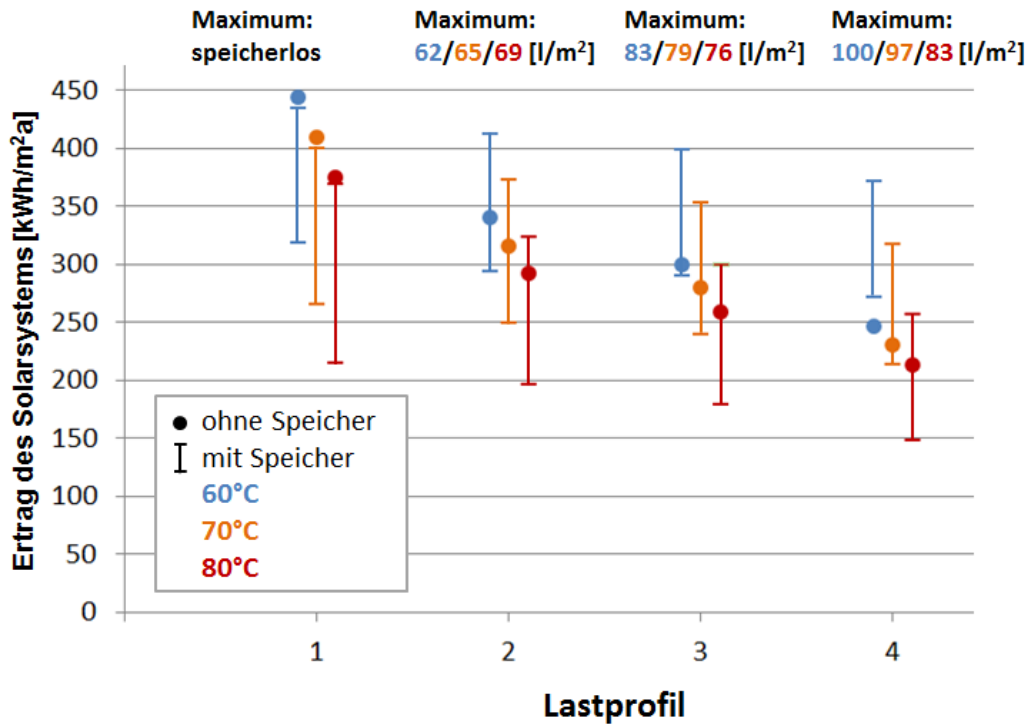


Abbildung 0-6: Simulationsergebnisse, Solarertrag bei verschiedenen Lastprofilen, Prozesstemperaturen, spezifischen Speichervolumina und Dämmeigenschaften der Speicher.

Speicher mit dynamischem Beladebereich

Ein konventionelles Speichermanagement mit temperaturabhängiger Einspeisung der Solarwärme in unterschiedliche Speicherhöhen kann bei mäßiger Solarstrahlung und großen Speichern dazu führen, dass das gesamte Speichervolumen lediglich auf mittleres Temperaturniveau erwärmt und das Nutz-Temperaturniveau eines Versorgungsnetzes mit hohen Rücklauftemperaturen nicht oder erst spät erreicht wird. Ein verbessertes Konzept zur hydraulischen und reglungstechnischen Einbindung von Solarspeichern mit dynamischem Beladebereich löst dieses Problem. Bis zum Erreichen der Solltemperatur ist nur ein kleiner Teil des Speichervolumens eingebunden. Erst danach werden durch das Öffnen eines Temperaturmischers im Solarrücklauf die restlichen Speicheranteile weiter durchgeladen. Abbildung 0-7 stellt dieses Konzept der Speichereinbindung schematisch dar.

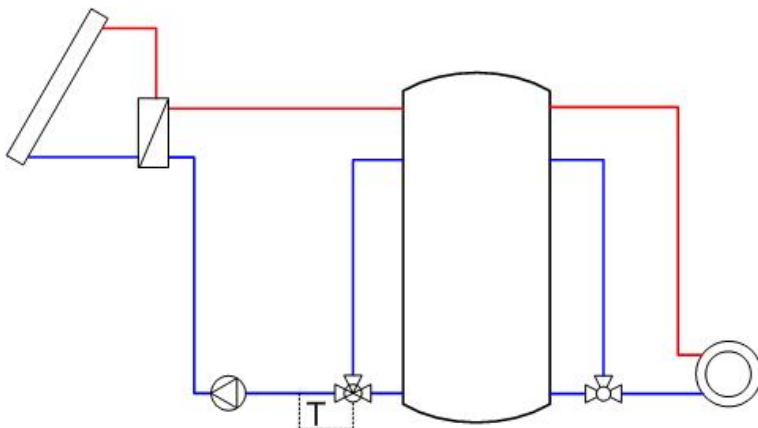


Abbildung 0-7: Speichereinbindung mit dynamischem Beladebereich.

Bei dem Industriepartner Steinbach & Vollmann (Galvanik) wurde dieses Speicherkonzept im Oktober 2012 umgesetzt. Die Hydraulik- und Regelkomponenten sind so gewählt, dass zum Vergleich zwei verschiedene Hydraulikeinbindungen der Speicher möglich sind (siehe Abbildung 0-8):

- Zum einen das Speicher-Prinzip mit dynamischem Beladebereich, mit dem Ziel, zu Gunsten des Systemertrags (allerdings auf Kosten des Kollektorertrags) schnell Nutztemperaturniveau zu erreichen. In diesem Falle ist das Ventil im Solarvorlauf außer Kraft und konstant auf den heißesten Speicher (Speicher 5) geschaltet. Die Stellung des Umschaltventils im Verbraucherrücklauf ist an den Betrieb der Solarladepumpe gekoppelt: Einspeisung oben, wenn die Solarladepumpe läuft, Einspeisung unten, wenn sie nicht läuft (= Entladung).
- Zum anderen die Speicheranbindung nach Stand der Technik, wo ein Drei-Wege-Ventil in der Solarvorlaufleitung die Solarwärme temperaturabhängig in den heißesten Speicher 5 oder in den kühleren Speicher 3 einspeist. In diesem Falle ist der Mischer im Rücklauf der Solarleitung stillgelegt und das Rücklaufwasser zu den Solarwärmeübertragern wird immer aus dem kältesten Speicher (Speicher 1) entnommen.

In dem Schema der Anlagenhydraulik sind die von der Solarregelung genutzten Sensoren und angesteuerten Komponenten farblich hervorgehoben. Der grau gezeichnete Stagnationskühler im primären Solarkreis wurde vom Anlagenbauer ohne Rücksprache mit den Hochschulen installiert.

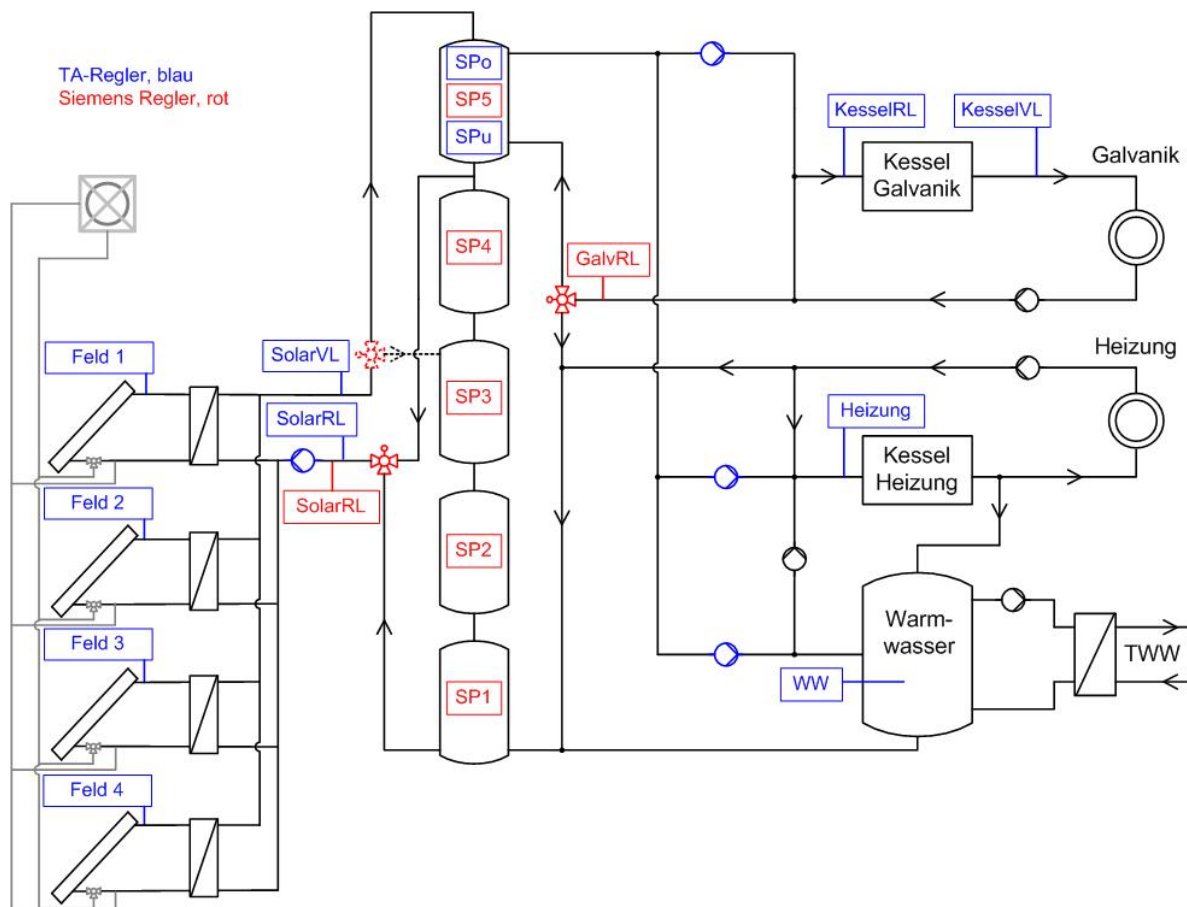


Abbildung 0-8: Anlagenschema bei Steinbach & Vollmann, Stand Oktober 2012.

Abbildung 0-9 zeigt exemplarische Messwerte vom 27. Oktober 2012, die das Funktionieren der neuen Solarregelung und der Speichereinbindung mit dynamischem Beladebereich belegen.

Erst nachdem der heiße Speicher 5 um 12:30 Uhr 80°C bzw. der Solarrücklauf 75°C erreicht hat, beginnt der Mischer zu öffnen und der Solarrücklauf wird durch Beimischung kühleren Wassers aus Speicher 1 konstant auf 75°C gehalten. Dadurch werden die weiteren Speicher eingebunden und nacheinander auf Nutztemperaturniveau gebracht.

Um ca. 16:00 Uhr schaltet die solare Galvanikunterstützung aufgrund sinkender Speichertemperaturen endgültig ab. Nun werden die Speicher bis auf das Temperaturniveau der Raumheizung durch die Heizungsunterstützung geschichtet entladen.

Die starken Temperaturschwankungen zwischen 16:00 und 17:00 Uhr im Solarrücklauf sind durch das Ausschalten der Solarpumpe verursacht. Noch ist der Regler so programmiert, dass er bei Abschalten der Solarpumpe in die Stellung „Entnahme aus dem kalten Speicher“ fährt. Der Temperatursensor sitzt unmittelbar hinter dem sehr schnell reagierenden Mischer (Stellzeit <2s), so dass beim Abschalten der Pumpe durch die Nachzirkulation noch ein Schwall kaltes Wasser erfasst wird.

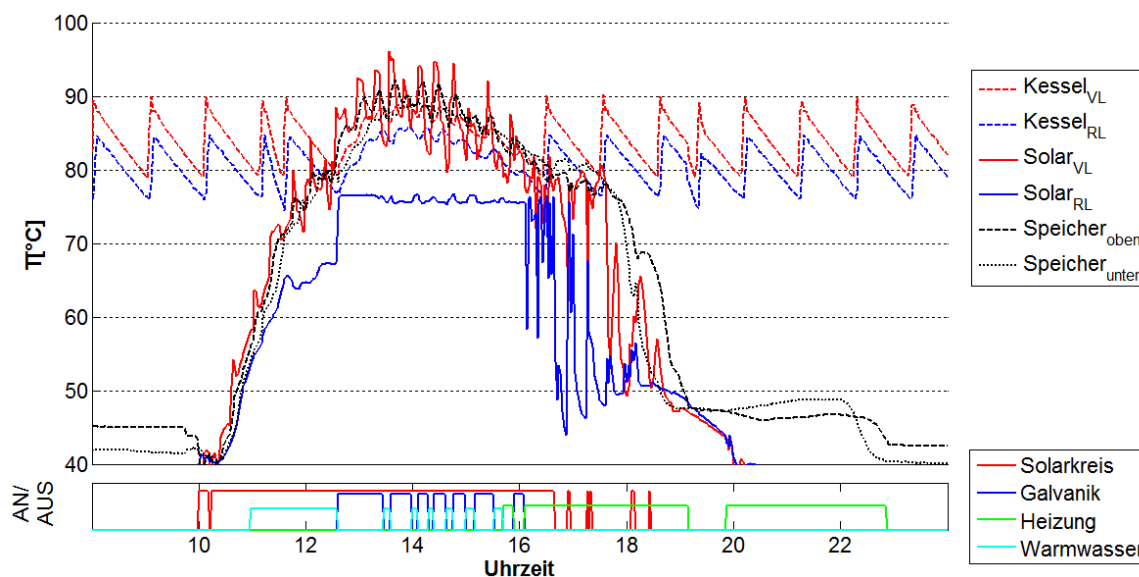


Abbildung 0-9: Messdaten von Steinbach & Vollmann vom 27.10.2012.

Rechnersimulationen über 2 Wochen in der Übergangszeit im Frühjahr zeigen bei $100 \text{ l/m}^2_{\text{Koll}}$ Speichervolumen und 90 °C Prozesstemperatur einen um 100 % höheren solaren Systemertrag bei einem Speicher mit dynamischem Beladebereich gegenüber einem Speicher mit temperaturgeschichteter Einspeisung des Solarrücklaufs. Bei $50 \text{ l/m}^2_{\text{Koll}}$ und 70 °C liegt der Vorteil bei noch etwa 10%.

Verbraucheranbindung an den Solarspeicher

Abbildung 0-10 zeigt eine sinnvolle Systemschaltung einer Solaranlage zur Prozesswärmeerzeugung mit dem getrennten Anschluss von verschiedenen temperierten Lastkreisen.

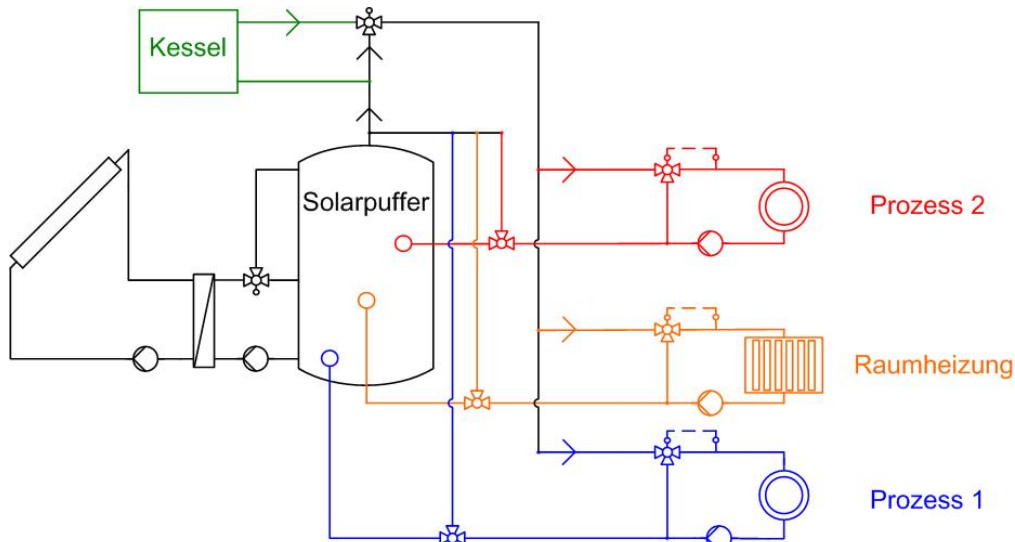


Abbildung 0-10: Anbindung von Lastkreisen unterschiedlicher Temperatur an eine Solaranlage.

Wichtige Merkmale dieser Verschaltung sind:

- Alle Verbraucher mit unterschiedlichen Rücklauftemperaturen sind mit getrennten Rücklaufleitungen an das Solarsystem angeschlossen. Die Einschichtung der Rückläufe in den Solarpuffer erfolgt je nach Temperaturniveau in unterschiedlichen Höhen, damit sich Temperaturschichtungen im Solarpuffer möglichst optimal ausbilden können. Unterschiedliche Rücklauftemperaturen der Lastkreise werden nicht schon im Pufferzulauf vermischt.
- Ein Eintrag von konventionell erzeugter Kesselwärme über die Lastkreise in den Solarpuffer ist durch die Pufferumgehungen ausgeschlossen.
- Durch das Solarsystem entstehen an keiner Stelle zusätzliche (durch konventionelle Energie zu deckende) Verluste.

In welcher Höhe im Puffer ein Lastkreis sinnvoll eingekoppelt wird, hängt nicht nur mit der Rücklauftemperatur zusammen, sondern auch mit dem Anteil an der Gesamtlast, die von der Solaranlage versorgt werden soll. So muss einem Prozess mit hohem Lastanteil genügend Puffervolumen zur Verfügung stehen, auch wenn dessen Rücklauftemperatur im Vergleich zu den anderen höher ist.

Das Prinzip der separaten hydraulischen Anbindung von einzelnen Lastkreisen hat dort seine praktischen Grenzen, wo es auf der Versorgungsebene nur ein 2-Leiter-Verteilnetz mit einem gemeinsamen Vorlauf und einem gemeinsamen Rücklauf gibt. Dies ist in Industriebetrieben aufgrund der großen räumlichen Verteilung von einzelnen Verbrauchern häufig vorzufinden. Je nach Temperaturniveau im Verteilnetz kann es dann sinnvoller sein, die Solarwärme direkt in einen oder mehrere Heizkreise von Prozessen einzukoppeln, wie dies in Abbildung 0-11 zu sehen ist. Das linke Anlagenschema mit Rücklaufanhebung des Kessels ist bei der Anlage der Fa. Viessmann in Faulquemont in Frankreich umgesetzt. In Abbildung 0-11 ist die Solaranlage nur schematisch mit Kollektor und Wärmeübertrager dargestellt. Sie kann auch durch einen Solarspeicher ergänzt werden.

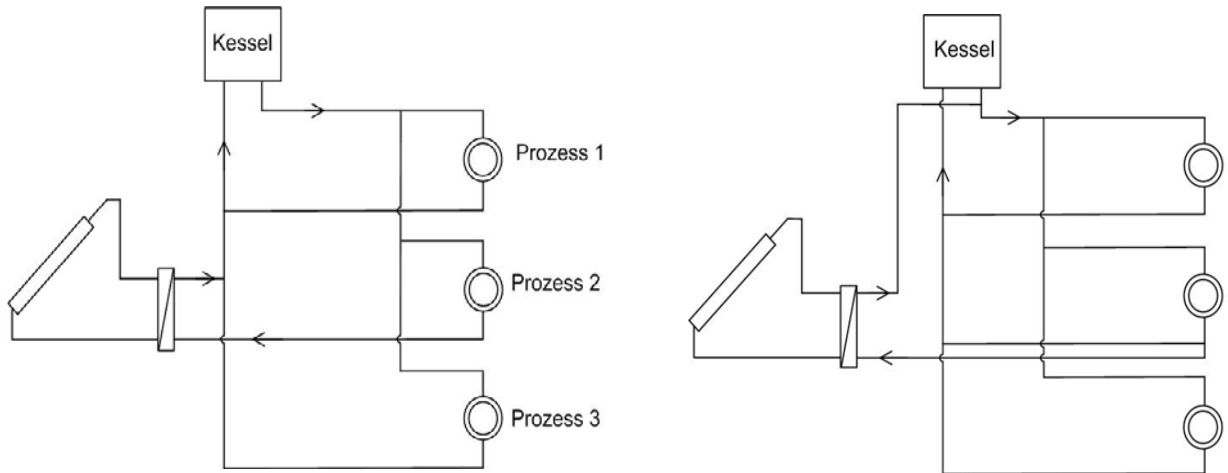


Abbildung 0-11: Solaranlage im Rücklauf des Wärmeverteilers eines einzelnen Prozesses
 - Rücklaufanhebung (links) oder Parallelanbindung zum Kessel (rechts).

Weitere Aspekte

- Kommerzielle Monitoringtools am Markt:
 Resol (Input-Output-Controller, Beschränkung der Messtechnik auf das Nötigste); Ritter XL Solar (Monitoring mittels firmeneigener Regler inkl. Datenlogger und Datenübertragungseinheit, Ertragsgarantie)
 Monitoringtools in Entwicklung (Stand Juli 2012):
 IP-Solar (Softwaretool zur automatisierten Funktionskontrolle, erfasst die Messdaten übers Internet, kann mit verschiedensten Reglern umgehen);
 FSAVE Solartechnik (dem IP-Solar ähnliches Fehlerdetektionssystem);
 INGA (Input-Output-Verfahren, webbasierte Ertragskontrolle, lediglich in zwei Demo-Anlagen installiert)
- Stagnationsprophylaxe durch aktive nächtliche Wärmeabfuhr aus den Speichern an die Umgebung: reicht nicht aus

Fazit

Die in diesem Projekt gemachten Erfahrungen zeigen, dass die solare Prozesswärme noch technische und wirtschaftliche Hürden überwinden muss, um sich am industriellen Wärmemarkt konkurrenzfähig zu platzieren und ihr Potential auszuschöpfen.

Mit Bezug auf die wirtschaftlichen Hemmnisse ist die verbesserte MAP-Förderung mit nun 50% anstatt 30% Investitionszuschuss aus Sicht der Hochschulen sinnvoll und notwendig. Zur Vermeidung technischer Fehler sind die neuen Förderbedingungen im MAP zur Vorabprüfung der Anlagenhydraulik und zur ausführlichen Dokumentation der Solaranlage ebenfalls sehr zu begrüßen.

Zukünftig muss der Aufbau funktionierender Pilotanlagen und die Standardisierung der Anlagentechnik weiter vorangetrieben werden, um best-practise-Beispiele publizieren zu können und weitere technische Erfahrungen zu sammeln. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt ist die wissenschaftliche Begleitung bei der Planung und dem Monitoring von neuen solaren Prozesswärmeanlagen sehr ratsam. Negativbeispiele, wie sie in diesem Projekt vorgefunden wurden, schädigen die Technologieakzeptanz und hemmen die Markterschließung ggfs. nachhaltig.

Technisch betrachtet ist besonderes Augenmerk auf die Auslegung und die hydraulische Einbindung der Solarspeicher zu legen. Speicher mit dynamischem Beladebereich besitzen bei hohen Prozesstemperaturen vor allem in der Übergangszeit Vorteile. Die Vor- und Nachteile eines Speichereinsatzes sind gegenüber einem speicherlosen System zu prüfen