

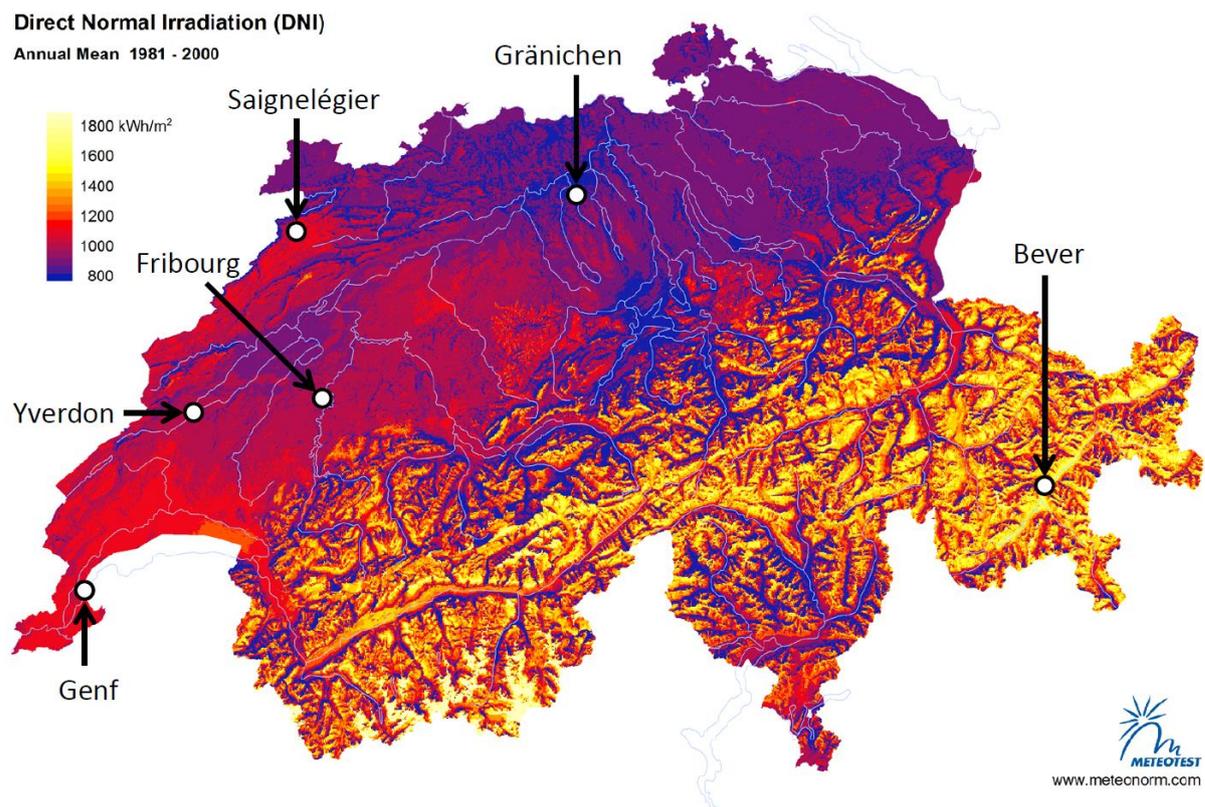


Schlussbericht 2017

EvaSP

Evaluation solarer Prozesswärmeanlagen in der Schweiz

© XY 2017





Datum: 14. Dezember 2017

Ort: Bern

Auftraggeberin:

Bundesamt für Energie BFE
Forschungsprogramm Hochtemperatur Solarwärme
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Auftragnehmer:

SPF Institut für Solartechnik
Hochschule für Technik HSR
Oberseestr. 10, CH-8640 Rapperswil
www.spf.ch

Autoren:

Mercedes Rittmann-Frank, mh.rittmann-frank@spf.ch
Marco Caflisch, marco.caflisch@spf.ch

BFE-Bereichsleitung: Stefan Oberholzer, stefan.oberholzer@bfe.admin.ch

BFE-Programmleitung: Stefan Oberholzer, stefan.oberholzer@bfe.admin.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/501214-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

Bundesamt für Energie BFE

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen; Postadresse: CH-3003 Bern
Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch

Zusammenfassung

Das Potential der solaren Prozesswärme wurde in der Schweiz von einigen Unternehmen in den letzten Jahren erkannt. Mit der Unterstützung des BFE wurden eine Reihe innovativer solarthermischer Pilot- und Demonstrationsanlagen (P+D) zur Bereitstellung von Prozesswärme errichtet. Sechs dieser Anlagen wurden vom SPF Institut für Solartechnik im Rahmen dieser Evaluationsstudie ab 2014 begleitet und unter techno-ökonomischen Gesichtspunkten evaluiert. Die Anlagen befinden sich an unterschiedlichen Standorten, nutzen unterschiedliche Kollektortechnologien und Betriebstemperaturen. Die Untersuchung der P+D Anlagen ermöglicht es innovative Technologien (z.B. Parabolrinnen) im industriellen Umfeld zu erproben und Erfahrung für Folgeprojekte zu sammeln. Durch die Überwachung der Anlagen, die umfassende energetische Auswertung aller verfügbaren Betriebsdaten und den daraus folgenden Erfahrungen konnten unter anderem Schwachstellen aufgedeckt und korrigiert werden, sowie konkrete Anlagenverbesserungen erreicht werden. Um die Effizienz der Solaranlagen zu bewerten wurden die gemessenen Kollektorfelderträge mit den im GainBuddy Tool berechneten Kollektorfelderträgen verglichen. Für die ökonomische Betrachtung wurden die Gesamtinvestitionskosten und die Kostenaufteilung zusammengetragen. Insgesamt liefern die solaren Prozesswärmeanlagen zufriedenstellende Ergebnisse. Jedoch muss die solare Prozesswärme weiterhin einige Hindernisse überwinden um in Zukunft als eine alternative und verlässliche industrielle Wärmequelle zu gelten.

Résumé

Le potentiel de la chaleur de processus solaire en Suisse a été reconnu ces dernières années par certaines entreprises. Avec le soutien de l'OFEN, une série de programmes solaires thermiques pilotes et de démonstration (P+D) innovantes pour la production de chaleur industrielle ont été mises en place. Six de ces installations ont été accompagnées et évaluées dans le cadre de cette étude d'évaluation à partir de 2014 sous l'aspect technico-économique par le SPF Institut für Solartechnik. Les installations sont situées à différents endroits, utilisent différentes technologies de capteurs et des différentes températures de fonctionnement. L'étude des programmes de P+D nous permet de tester des technologies innovantes (par ex. auge parabolique) dans l'environnement industriel et d'acquérir de l'expérience pour des projets de suivi. La surveillance des installations, l'évaluation énergétique complète de toutes les données d'exploitation disponibles et l'expérience acquise ont permis, entre autres, d'identifier et de corriger les points faibles et de concrètement améliorer l'installation. Afin d'évaluer l'efficacité des systèmes solaires, les rendements mesurés des champs de capteurs ont été comparés avec les rendements calculés par l'outil GainBuddy.

Le total des coûts d'investissement et la répartition des coûts ont été compilés pour l'analyse économique. Dans l'ensemble, les centrales thermiques solaires de processus fournissent des résultats satisfaisants. Toutefois, pour être considérée comme une source de chaleur industrielle alternative et fiable à l'avenir, la chaleur de processus solaire doit continuer à surmonter certains obstacles.

Summary

The potential of solar process heat has been recognized in Switzerland by some companies. With the support of the SFOE, a number of innovative solar thermal pilot and demonstration plants (P+D) have been set up to provide process heat. Six of these plants were supported by the SPF Institute for Solar Technology in the context of this evaluation study starting from 2014 and investigated under the techno-economic aspect. The plants are located at different locations, using different collector technologies and various operating temperatures. The investigation of the P+D facilities enables innovative technologies (such as parabolic troughs) to be tested in industrial settings and to gain experience for follow-up projects. By monitoring the plants, it was possible to detect and correct weak points and to achieve concrete plant improvements among other achievements. In order to evaluate the efficiency of the solar systems, the measured collector field yields were compared with the collector field yields calculated by the GainBuddy tool. For the economic analysis, the total investment costs and the cost allocation were compiled. Overall, the solar process heat plants provide satisfactory results. However, solar process heat still has to overcome some obstacles to become an alternative and reliable source of industrial heat in the future.

Inhalt

Zusammenfassung	3
Résumé	3
Summary	3
1 Ziele und Vorgehen	5
2 Methodik	6
2.1 Anlagen für solare Prozesswärme in der Schweiz	6
2.2 Monitoring und Messdatenerfassung	7
2.3 Grundlagen der energetischen Auswertung	8
3 Evaluationsergebnisse der solaren Prozesswärmeanlagen	11
3.1 Lesa in Bever.....	11
3.2 Emmi in Saignelégier.....	16
3.3 Cremo in Fribourg.....	23
3.4 Zehnder in Gränichen	29
3.5 Colas in Yverdon	33
3.6 Universitätskrankenhaus (HUG) in Genf	37
3.7 Ökonomische Auswertung	39
3.8 Fazit	41
4 Zusammenfassung und Ausblick	43

1 Ziele und Vorgehen

Das Interesse an solarer Prozesswärme für industrielle Anwendungen steigt weltweit. In der Schweiz wurde das Potential erkannt und innerhalb der letzten Jahre wurden im Rahmen von P&D Projekten mehrere Anlagen zur Einbindung von Solarwärme in Industrieprozesse umgesetzt. Ziel dieses Projektes war es, basierend auf der Auswertung der Messdaten verschiedener Anlagen, die Evaluation Solarer Prozesswärmesysteme in der Schweiz durchzuführen um Erkenntnisse und Empfehlungen für Folge- und Begleitprojekte zu gewinnen. Dafür wurden die Anlagen unter folgenden Aspekten betrachtet:

- Energetische Auswertung der realisierten Anlagen: Es wurden die wesentlichen Kennzahlen der Anlagen (Erträge, Wirkungsgrade, Verluste etc.) definiert und ermittelt. Mit Hilfe des Bruttowärmeertrag-Simulationstools GainBuddy wurde überprüft inwiefern der berechnete Feldertrag vom tatsächlichen abweicht.
- Fehlerlisten: Für die realisierten Anlagen wird eine Analyse der Probleme/Besonderheiten/Erfahrungen bei der Installation und im Betrieb durchgeführt sowie werden Lösungsvorschläge erarbeitet und in einer Liste zusammengefasst.
- Ökonomische Evaluation der Anlagen.
- Durch die Evaluationsstudie werden „lessons learnt“ formuliert, die für die weiterführende technische Verbesserung der Leistung und die Reduktion der Kosten für die Realisierung von solaren Prozesswärmeanlagen wichtig sind.

2 Methodik

2.1 Anlagen für solare Prozesswärme in der Schweiz

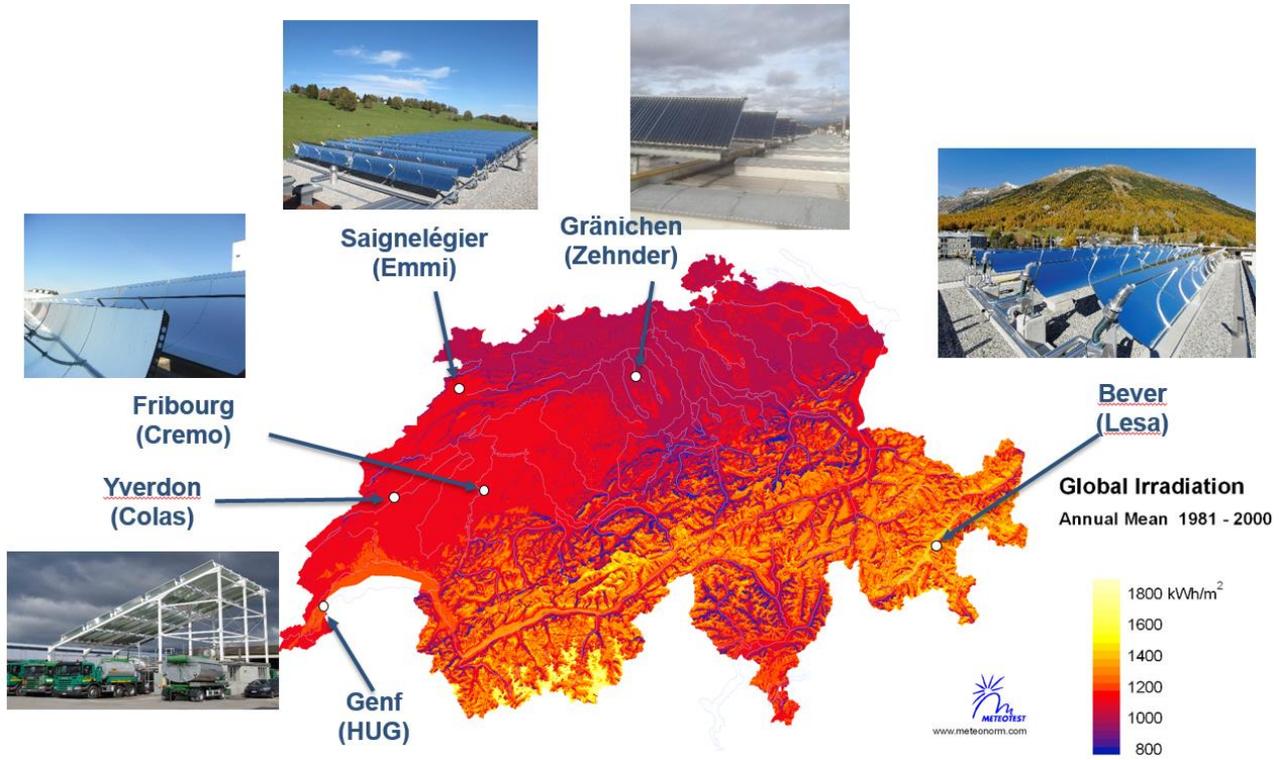


Abbildung 1 Darstellung der Standorte der EvaSP Anlagen auf der Schweizerlandkarte. Farbkodierung stellt die örtlich verfügbare Globale Strahlung dar.

Im EvaSP Projekt wurden insgesamt sechs solare Prozesswärmeanlagen begleitet. Die Anlagen befinden sich an unterschiedlichen Standorten (siehe Abbildung 1), nutzen verschiedene Kolleorteknologien und liefern Wärme bei unterschiedlichen Betriebstemperaturen für diverse Prozesse.

	Emmi Saignelégier	Cremo Fribourg	Les Bever	Colas Yverdon	Zehnder Gränichen	HUG Genf
Industriebranche	Milchverarbeitung			Strassen-bau	Heizkörper-hersteller	Krankenhaus
Prozesswärmenutzung	Reinigung, Produktion			Gebäude Bitumen	Lackier-anlage	Sterilisation
Temperaturen	117°C	120/160°C	190°C	90°C/160°C	90°C/110°C	110/180°C
Kollektorart	Parabolrinnenkollektor			Vakuum-flach-kollektor	Vakuumröhrenkollektor	
Anlagengrösse	627 m ²	581 m ²	115 m ²	360 m ²	184 m ²	462 m ²

Alle untersuchten Anlagen erfüllen folgende Kriterien:

- Die Anlagen verfügen über ein detailliertes Messkonzept bzw. wichtige Messgrößen (für Solarkreis und Kollektorfeld) werden durch zuverlässige Sensoren aufgenommen und gespeichert. Die Messdaten werden mit Minutenzeitauflösung eingelesen.
- Die untersuchten Anlagen wurden mindestens über ein Jahr untersucht, ausser die Anlage in Genf. Diese wird erst Anfang 2018 in Betrieb genommen und wird im Folgeprojekt EvaSP II untersucht.
- Die Messdaten der Anlage sowie das hydraulische Schema und die Beschreibung der Sensoren stehen dem SPF Institut für die Auswertung zur Verfügung.

Die Anlage in Yverdon wurde von Lesbat genauer begleitet und die Ergebnisse werden hier zusammenfassend dargestellt.

2.2 Monitoring und Messdatenerfassung

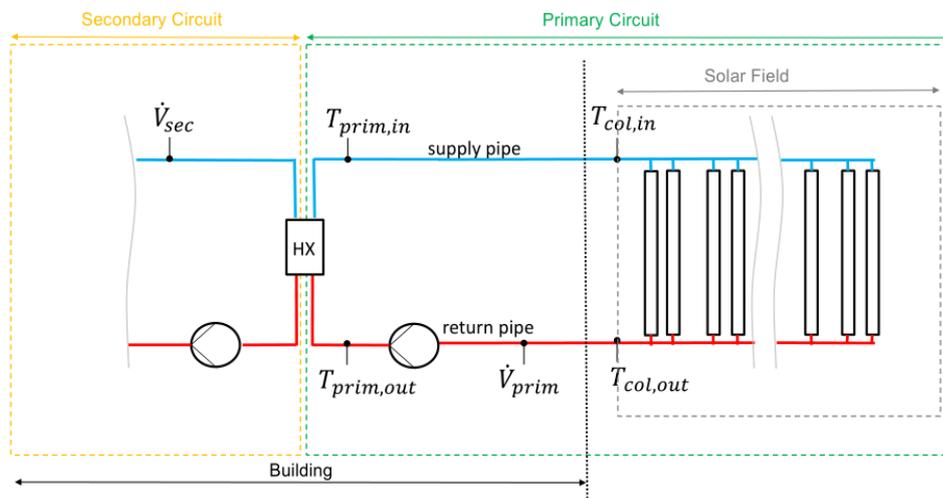


Abbildung 2 Schematische Darstellung einer Prozesswärmanlage und ihr Bezeichnung [1]

Tabelle 1 Übersicht Monitoring Sensoren für die Anlagen

Bever			
Messgerät	Messung	Messwert	Messgenauigkeit
Pyranometer SPN1	Global- und Diffusstrahlung (horizontal)	G [W/m^2] G_d [W/m^2]	Global: $\pm (10 W + 0.03 G)$ Diffus: $\pm (10 W + 0.05 G_d)$
Vortex-Durchfluss-Messgerät (Proline Prosonic Flow 92F)	Volumenstrom Primärkreislauf	\dot{V}_{prim} [m^3/h]	$\pm 0.5 \%$ für $Re > 10.000$
Pt 100, 3-Leiter, Klasse B	Fluidtemperaturen	T_x [$^{\circ}C$]	$\pm (0.3 + 0.005 T)$
Saignelégier			
Messgerät	Messung	Messwert	Messgenauigkeit
Pyranometer SPN1	Global- und Diffusstrahlung (horizontal)	G [W/m^2] G_d [W/m^2]	Global: $\pm (10 W + 0.03 G)$ Diffus: $\pm (10 W + 0.05 G_d)$
Vortex-Durchfluss-messgerät	Volumenstrom Primärkreislauf	\dot{V}_{prim} [m^3/h]	$< 0.75 \%$ für $Re > 20.000$ $< 10 \%$ für $Re < 20.000$
Ultraschall Durchfluss-messgerät	Volumenstrom Sekundärkreislauf	\dot{V}_{sec} [m^3/h]	$\pm 1 \%$
Pt 100, 2-Leiter, Klasse B	Fluidtemperatur, Umgebungstemperatur	T_x [$^{\circ}C$]	$\pm (0.3 + 0.005 T)$

Fribourg			
Messgerät	Messung		Messgenauigkeit
SPN1	Horizontale Global- und Diffusstrahlung	G [W/m ²] G_d [W/m ²]	Global: ± 5% Diffus: ± 8%
Kurzhub Rotameter	Volumenstrom Solarkreis	\dot{V}_{prim} [m ³ /h]	± 2.5%
Pt 100, 2-Leiter, Klasse A	Fluidtemperatur	T_x [°C]	Fehler = $T \times 0.002 + 0.15$
Gränichen			
Messgerät	Messung		Messgenauigkeit
Spektron 320	Globalstrahlung auf geneigte Kollektorfläche	G [W/m ²]	± 5% Jahresmittel
Ultraflow 54	Volumenstrom Solarkreis	\dot{V}_{prim} [m ³ /h]	Max. ± 5%
Pt 500, 2-Leiter, Klasse A	Fluidtemperatur	T_x [°C]	Fehler = $T \times 0.002 + 0.15$

2.3 Grundlagen der energetischen Auswertung

An dieser Stelle werden die wichtigsten Berechnungsgrundlagen der Analyse dargestellt und erläutert.

2.3.1 Berechnungsgrundlagen

2.3.1.1 Berechnung der Direktstrahlung in Kollektorebene für konzentrierende Systeme:

Um die über der Effizienz und Leistung der solarthermischen Anlagen Aussagen machen zu können, wird untersucht wieviel der verfügbaren Strahlung in Wärmeenergie umgewandelt wird. Nicht-nachgeführte Systeme, wie die Vakuumröhren- und Vakuumflachkollektoren bei Zehnder und Colas wandeln die Direkt- sowie die Diffusstrahlung unter der Berücksichtigung des Kollektorwirkungsgrades in Wärmeenergie um. Konzentrierende Kollektoren, wie die Parabolrinnenkollektoren in den Anlagen bei Emmi, Lesa und Cremo, wandeln ausschliesslich die Direktstrahlung in Wärmeenergie um.

Bei den untersuchten nicht-nachgeführten Systemen wird die Globalstrahlung in der Ebene der Kollektoren gemessen. Bei konzentrierenden nachgeführten Systemen eignet sich am besten ein nachgeführtes Pyrheliometer um die Direktstrahlung zu messen. Allerdings ist dieses Messgerät sehr kosten- und wartungsintensiv und deshalb weniger geeignet für das Monitoring dieser Anlagen. Stattdessen wurde eine kostengünstigere Alternative eingesetzt, das Strahlungs-pyranometer SPN1. Das fix installierte Strahlungs-pyranometer SPN1 misst Global- und Diffusstrahlungsleistungen, G bzw. G_d in $\frac{W}{m^2}$, auf der Horizontalen. Daraus lässt sich die horizontale Direktstrahlungsleistung bestimmen zu:

$$G_b = G - G_d \quad (1)$$

Daraus kann die Direktstrahlungsleistung unter Verwendung des solaren Zenithwinkels θ_s ermittelt werden:

$$G_{bn} = \frac{G}{\cos(\theta_s)} \quad (2)$$

Der solare Zenith- und Azimuthwinkel wurde mit Hilfe der von (Reda & Andreas, 2008) vorgeschlagenen Algorithmen ermittelt.

Zur Bestimmung der Direktstrahlungsleistung in der einachsigen nachgeführten Kollektorebene wird der Einfallswinkel der Solarstrahlung θ verwendet.

$$G_{bT} = G_{bn} \cos(\theta) \quad (3)$$

Der Einfallswinkel wurde nach (Marion & Dobos, 2013) bestimmt.

Ausserdem werden noch die optischen Verluste Reihenverschattung, Endverluste und Incident Angle Modifier (IAM) berechnet, um die „Nettodirektstrahlungsleistung“ $G_{bT,net}$, die den Absorber erreicht, zu bestimmen. Weitere optische Verluste, wie Degradierung, Verschmutzungen oder Verbiegungen werden hier nicht berücksichtigt.

Die Anteil der verschatteten Kollektorfläche an der gesamten Kollektorfläche ergibt sich nach (Quaschnig, 2013) zu

$$f_{\text{Reihenverschattung}} = \max\left(0; \frac{m-1}{m} \cdot \frac{d_k - d_R \cdot \cos\rho}{d_k}\right) \quad (4)$$

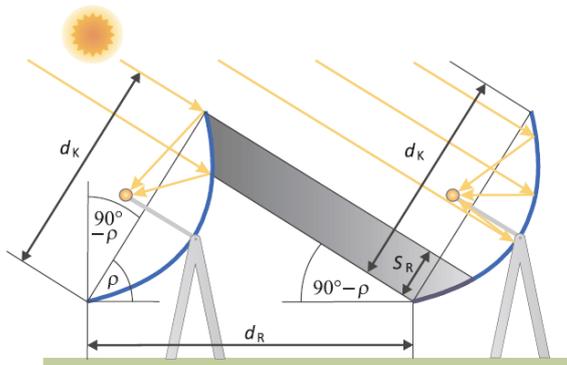


Abbildung 3: Reihenverschattung von parallelen Parabolrinnenkollektoren (Quaschnig, 2013)

Die Endverluste werden nach (Quaschnig, 2013) über die Fokallänge f und Kollektorlänge l_K bestimmt:

$$f_{\text{Endverluste}} = \frac{f \cdot \tan\theta}{l_K} \quad (5)$$

Zum Schluss werden noch die optischen Verluste durch den schrägen Einfallswinkel (IAM) bestimmt. Der IAM beschreibt die Winkelabhängigkeit des optischen Wirkungsgrades, der durch Messungen am Kollektor die Eigenschaften der Absorberschicht und des Hüllrohres berücksichtigt. Die Kollektorleistung in Abhängigkeit des Einfallswinkels θ wurde im vorangegangenen Projekt CST (Rommel, et al., 2014) für die in den Solaren Prozesswärmeanlagen verwendeten Parabolrinnenkollektoren empirisch ermittelt und kann über die von (Duffie & Beckman, 2006) vorgeschlagene Korrelation für die verschiedenen Einfallswinkel approximiert werden. Für die Berechnung des Parameters r wird die Stützstelle $\theta = 50^\circ$ herangezogen

$$IAM = K_{\theta b} = 1 - \left[\tan\left(\frac{\theta}{2}\right)\right]^{\frac{1}{r}} \quad (6)$$

Reduziert man die Direktstrahlungsleistung in der Kollektorebene um die Verlustfaktoren durch Reihenverschattung, Endverluste und IAM ergibt sich die Nettodirektstrahlungsleistung in Kollektorebene:

$$G_{bT,net} = G_{bT} * (1 - f_{\text{Reihenverschattung}}) * (1 - f_{\text{Endverluste}}) * IAM \quad (7)$$

Die Strahlung wird erst ab einem solaren Zenithwinkel $\theta_s < 80^\circ$ berücksichtigt, da Messungenauigkeiten bei hohen θ_s zu grossen Fehlern bei der Umrechnung von Global- und Diffusstrahlungsleistung in Direktnormalstrahlungsleistung (siehe Formeln (1) - (3)).

Die Messungenauigkeit der Messwerte des SPN1 müssen weiter überprüft werden. Ausserdem muss den Einfluss der Strahlungsvernachlässigung für Sonnenzenithwinkeln über 80° auf die Effizienzbeurteilung und Abschätzung der optischen Verluste untersucht werden.

2.3.1.2 Berechnung der solaren Energieerträge

Die nutzbaren Energieerträge des Kollektorfeldes können für die Betriebszeiten ermittelt werden, in denen Wärmeenergie an den Sekundärkreis übertragen werden. In diesem Fall können quasi-stationäre Betriebsbedingungen angenommen werden und die solar erzeugte thermische Leistung wird über die Gleichung

$$\dot{Q}_{prim} = \rho_{fl}(T_{pump}) \dot{V}_{prim} c_{p,fl}(T_{m,fl}) (T_{prim,out} - T_{prim,in}) \quad (8)$$

bestimmt. Dies stellt die gemittelte Leistung über den jeweiligen Zeitschritt der Messdaten dar (je nach Anlage und Messzeitraum 1-10min). In der Gleichung (8) werden die temperaturabhängigen Stoffdaten der jeweiligen Wärmeträgermedien (Wasser, Wasser-Glycol und Thermoöl) verwendet. Auf ähnliche Weise können auch die Energieerträge im Solarfeld \dot{Q}_{sol} mit der Temperaturdifferenz ($T_{col,out} - T_{col,in}$) berechnet werden, sofern eine separate Betrachtung möglich ist

Analog zur Strahlungsberechnung, werden solare Energieerträge über bestimmte Zeitintervalle kumuliert, und das Zeitintervall in der Dimension spezifiziert. Flächenspezifische Kollektorfelderträge werden über q_{prim} angegeben.

2.3.1.3 Darstellung Input/Output Diagramme

Zur Beurteilung der Effizienz der Anlage wurden Input/Output - Diagramme auf Monats- und Jahresbasis erstellt. Sie zeigen Tageserträge in Abhängigkeit der täglichen Direktstrahlung in der Kollektorebene. Als Orientierungshilfe für die Anlageneffizienz sind Kollektorwirkungsgrade mit gestrichelten Linien im Diagramm aufgetragen. Diese Darstellungsweise ermöglicht eine schnelle Abschätzung der Anlagenperformance in Abhängigkeit der täglich zur Verfügung stehenden Strahlungsmengen. Je höher die tägliche Direktstrahlungssumme in Kollektorebene, umso besser sollte die Effizienz der Anlage sein. Weicht ein Tagespunkt stark von diesem Verlauf auf, können auf diese Weise leicht technische Probleme oder Fehlfunktionen identifiziert werden. Zusätzlich wurden die Tagespunkte nach Jahreszeiten sortiert.

2.3.2 Simulation des Bruttowärmeertrags mit GainBuddy

Der Vergleich zwischen gemessenem Kollektorfeldertrag (ermittelt aus den Messdaten und den Grössen: Strahlung, Massenstrom, Wärmekapazität und Temperatureintritt und -austritt) und dem mit GainBuddy berechneten Kollektorfeldertrag dient zur Bewertung der Funktionalität und Effizienz der analysierten Solaranlagen.

Die Kernaufgabe des Ertragsrechners „GainBuddy“ ist das Berechnen von Bruttowärmeerträgen von Kollektorfeldern. Neuartig an diesem Ertragsrechner ist, dass der Rechner Bruttowärmeerträge für Kollektorfelder und nicht nur für Kollektoren rechnen kann. Der Rechner kann zudem auch Erträge von Parabolrinnen- und Fresnel-Kollektoranlagen berechnen. Zudem können die Berechnungen mit realen Wetterdaten und selber definierbaren Kollektorparametern durchgeführt werden.

Die wichtigsten Vorteile von GainBuddy sind:

- Schnelles und einfaches Abschätzen von Erträgen geplanter Anlagen in der Phase der Machbarkeitsuntersuchung
- Schnelles und einfaches Ermitteln der Plausibilität von Erträgen realisierter Anlagen mit ausreichend umfangreicher und detaillierter Messdatenerfassung.

3 Evaluationsergebnisse der solaren Prozesswärmeanlagen

3.1 Lesa in Bever



 Aussefühler
 Windmessung
 Strahlungsmessung

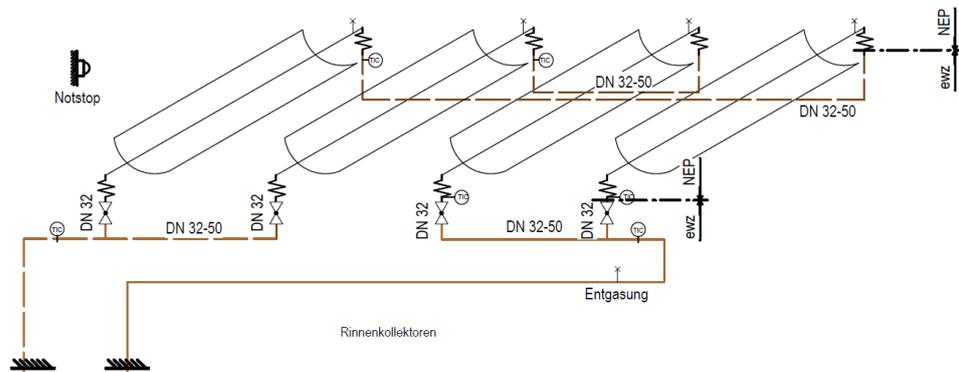


Abbildung 4 Foto und Hydraulisches Schema der solaren Prozesswärmeanlage in Bever

3.1.1 Anlageninformation

Allgemeine Information

Standort und Adresse:	Bever Via Charels Sout 18 7502 Bever
Webseite:	http://www.lesa.ch/
Unternehmen:	Lataria Engiadinaisa SA (Käserei)
Anlagenbetreiber:	ewz
Anlage im Betrieb seit:	Oktober 2011

Information Kollektorfeld

Kollektor:

Kollektortyp:	Parabolrinnenkollektor
Bezeichnung:	PolyTrough 1200
Kollektorhersteller:	NEP Solar AG

Kollektorfeld:

Anzahl der Kollektoren:	4
Gesamte Aperturfläche:	115,2 m ²
Anzahl Kollektorreihen:	4
Reihenabstände:	2,45 m/ 3,42 m
Art der Aufstellung:	Auf dem Dach

Ausrichtung:	NS 18,8° (geg. USZ)
Wärmeträgermedium:	Thermoöl (Fragoltherm FG-8)
Austrittstemperatur:	190 °C
Druck:	3,5 bar

Integration

Integration:	Dampferzeugung
Prozesstemperatur:	152°C-165°C
Druck im Verteiler:	4-6 barü

Information Wärmebedarf

Jährlicher Wärmebedarf:	60 MWh _{th}
Angestrebte Solardeckung:	7 %
Nutzung von solare Wärme:	Reinigung, Herstellung
Sonstiger Wärmelieferant:	Heizkessel
Brennstoff:	Öl

3.1.2 Energetische Auswertung

Obwohl die Anlage in Bever im Betrieb gute Tageserträge im Betrieb erzielte, dominierten die technischen Herausforderungen, die zu langdauernden Ausfällen führten. Inzwischen wurde die Anlage repariert und der Betrieb wird fortgesetzt.

In Tabelle 2 sind die Felderträge und die Strahlungswerte für die Anlage am Standort Bever aufgelistet. Aus der Tabelle erkennt man einen begrenzten und nicht kontinuierlichen Monitoring Zeitraum der Anlage, bedingt durch lange Betriebsausfälle aufgrund von technischen Problemen, z.B. Leckagen.

Tabelle 2 Übersichte Strahlungswerte und Felderträge der Anlage in Bever

	Monitoring-zeitraum	Betriebs-temperatur	DNI [kWh/m ²]	Feldertrag [kWh/m ²]	Kollektorfeld-wirkungsgrad
Bever	Aug.- Dec. 2012	190°C	426	128	30%
	Jan.- Dec.2013		1162	353	30%
	Jan.- Aug. 2014		833	195	23%
	2015-2017		Kein durchgängiger Betrieb, Ausfälle wegen Leckagen und Reparaturarbeiten		
	2018		voraussichtlich wieder in Betrieb		

In Abbildung 5 werden die Felderträge für die untersuchten Jahre und die gemessenen Strahlungswerte dargestellt. Im Jahr 2012 wird von August bis Dezember ein durchschnittlicher Kollektorfeldwirkungsgrad von 30% erzielt und ein Kollektorfeldertrag von 15 MWh. Der höchste erzielte monatliche Wirkungsgrad liegt im August bei 37%, der niedrigste im Dezember bei 6 %. Im Jahr 2013 August wird eine maximale Effizienz von 39 % erreicht. Die von Meteoronorm prognostizierte Direktnormalstrahlungssumme (1'841 kWh/m²) wird jedoch bei weitem nicht erreicht. Im Jahr 2014 wird ein Feldertrag von 22 MWh erreicht bevor es zum langen Betriebsausfall kommt.

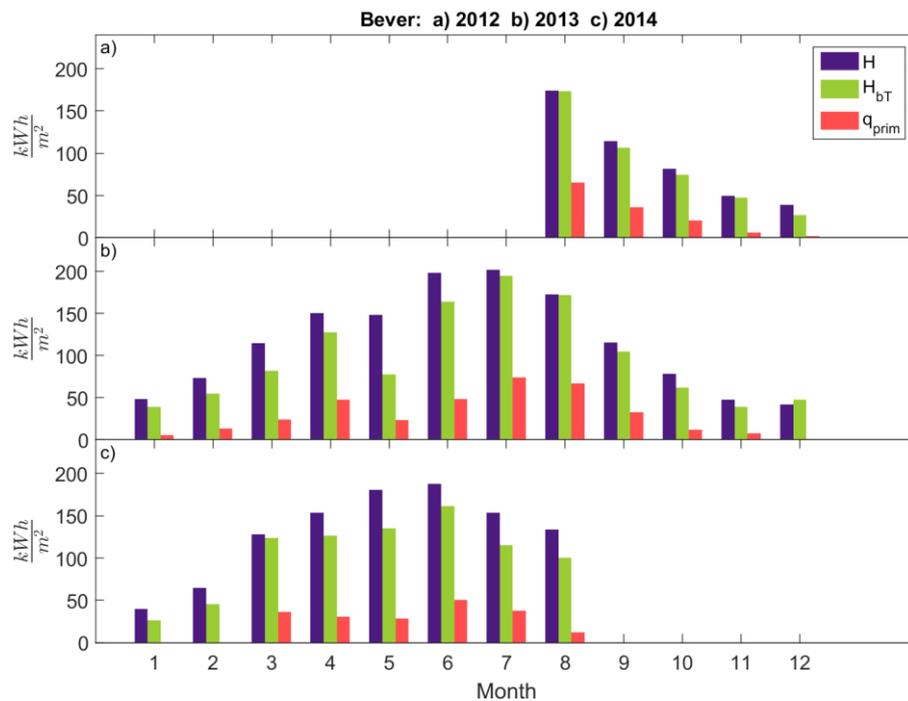


Abbildung 5 Jahresdarstellung der Felderträge q_{prim} , Globalstrahlung H und Direktstrahlung auf einachsigt nachgeführten Aperturfläche H_{bT}

Abbildung 6 oben) sind die Input-Output Diagramme für alle Jahre dargestellt (2012-2014) und nach Jahreszeiten aufgeschlüsselt. In diesen Input-Output Graphiken wird der spezifische Kollektorfeldertrag in Abhängigkeit von der flächenspezifischen Direktstrahlungssumme auf die einachsigt nachgeführte Aperturfläche in Bever dargestellt. Jeder einzelne Punkt entspricht einem Tag.

Diese Darstellung ermöglicht es besonders auffällige Tage zu identifizieren die trotz hoher Strahlung wenig oder gar keine Wärme lieferten. Im Jahr 2014 fallen die vielen Punkte auf der Abszissenachse auf, die auf häufigere Betriebsausfälle zurückzuführen sind.

In der unteren Abbildung 6 werden für einen besseren Vergleich nur die Sommermonate der untersuchten Jahre der leistungsstärksten Jahresperiode in einer Grafik dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Anlage im Sommer zwischen 40% und 50% Feldwirkungsgrad erreichte. Die Anlage erreicht somit gute Leistungswerte trotz der hohen Betriebstemperaturen bei 190°C zur Dampferzeugung. Die jährliche Leistung des Systems wird aber durch die technische Unzuverlässigkeit stark geschwächt.

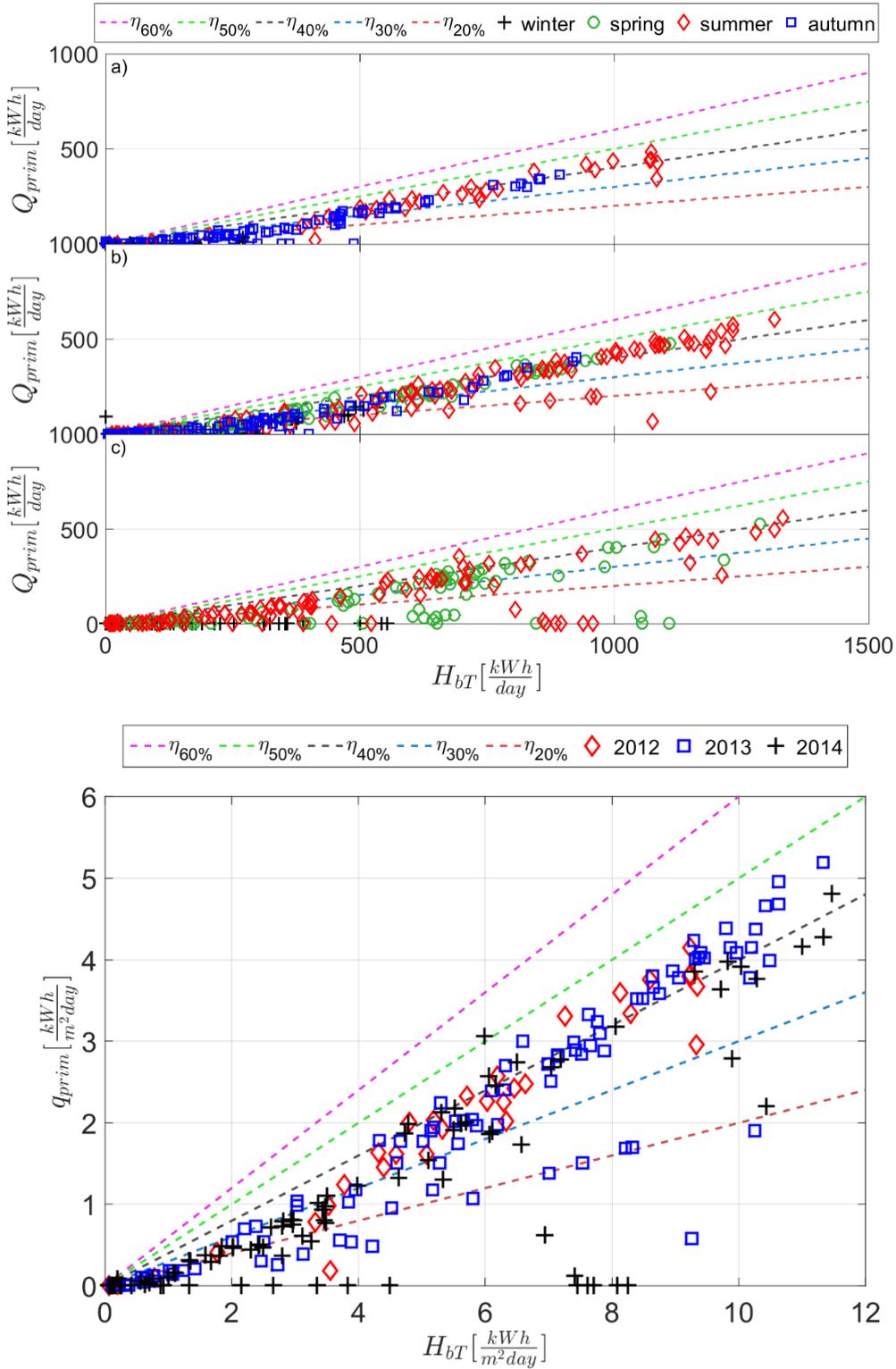


Abbildung 6 Oben: Die täglichen Kollektorfelderträge des Kollektorfeldes in Bever der Jahre 2012 bis 2014 sind Jahreszeiten zugeordnet und über die Direktstrahlungssumme in der einachsig nachgeführten Aperturfläche $H_{bT,day}$ aufgetragen. Zur Orientierung sind die Kollektorwirkungsgrade mit gestrichelten Linien eingezeichnet. Unten: Die Felderträge für den Sommer für die untersuchten Jahre

Technische Probleme und Lösungen

Aufgrund der hohen Betriebstemperaturen von 190°C zur Dampferzeugung wird die Anlage in Bever mit Thermoöl betrieben. Die hohen Temperaturen, die Dampfintegration sowie der Umgang mit Öl verursachen technische Herausforderungen, die zu langen Betriebsausfällen der Anlage führten. Die verschiedenen Ursachen die zu Mindererträgen oder Betriebsausfällen führten wurden im Detail protokolliert [2] und nach ihrer Häufigkeit dargestellt (Abbildung 7).

Von Oktober 2011 bis Juli 2012 gibt es Probleme mit den Messdaten, da es bei der Verkabelung zu elektromagnetischen Störungen kommt. Ab August 2012 bis August 2014 stehen Messdaten ohne Lücken in Minutenaufösung zur Verfügung, die für die folgenden Auswertungen verwendet wurden. Ab August 2014 wurde die Anlage für Reparaturen von Leckagen ausser Betrieb genommen.

Ein weiterer Grund für die langen Ausfälle liegt an der weiten Entfernung (Zürich-Bever) der Anlage vom Anlagenbetreiber ewz. Kleinere Probleme können von Technikern vor Ort einfach behoben werden. Aber für grössere Probleme, sowie kompliziertere Fehlersuchen usw. müssen die Verantwortlichen von Zürich anreisen, was oft zu Zeitverzögerungen führt.

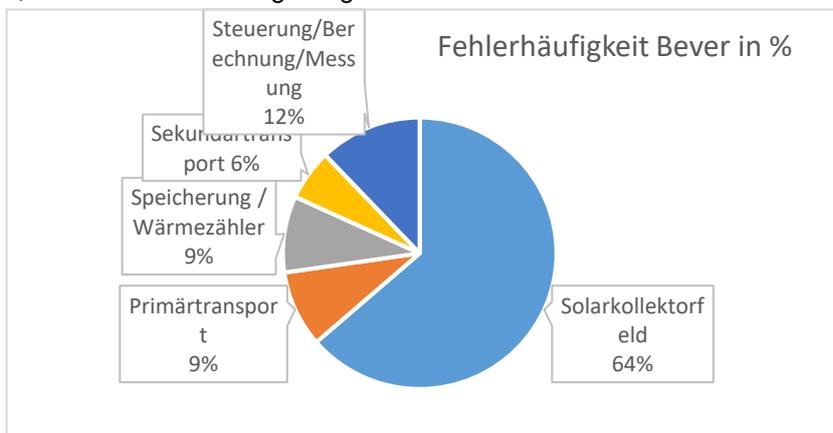


Abbildung 7 Darstellung der Lokalisierungen der technischen Fehler die zu Mindererträge oder Ausfällen der Bever Anlage führte.

3.1.3 Vergleich gemessener vs simulierter Feldertrag in Bever

Die Kollektorvorlauftemperatur beträgt in Bever 190 °C. Abbildung 8 zeigt den Vergleich von Simulation mit GainBuddy und Messwerten. In den Monaten Juni und Juli ist die Abweichung zwischen Simulation und Messung am höchsten. Dieser Unterschied ist aufgrund eines Schlauchrisses und der folgenden Ausserbetriebnahme der betroffenen Kollektorreihe zu erklären. Die Kollektorreihe wurde Anfang Juli wieder in Betrieb genommen. Der Vergleich mit der GainBuddy Simulation bei einer Betriebstemperatur von 160°C, zeigt wie sich der Feldertrag bei niedrigerer Vorlauftemperatur erhöhen würde.

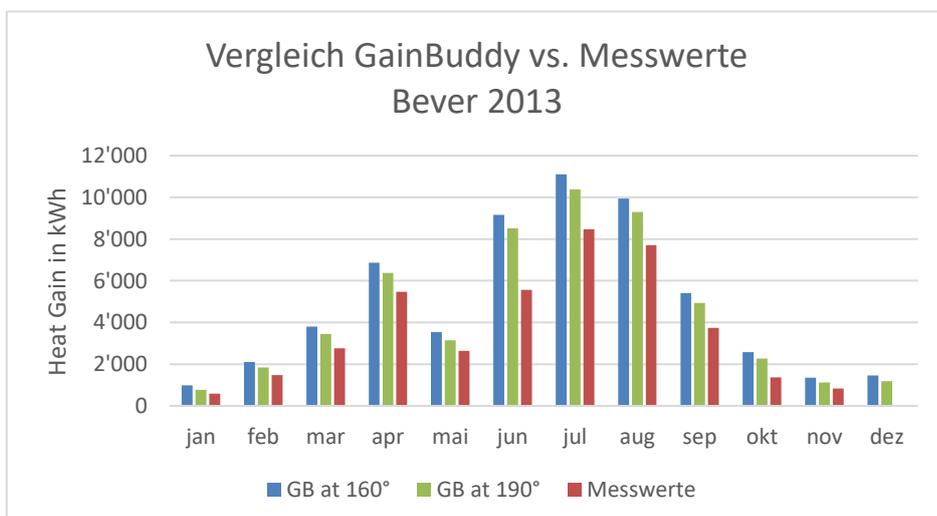
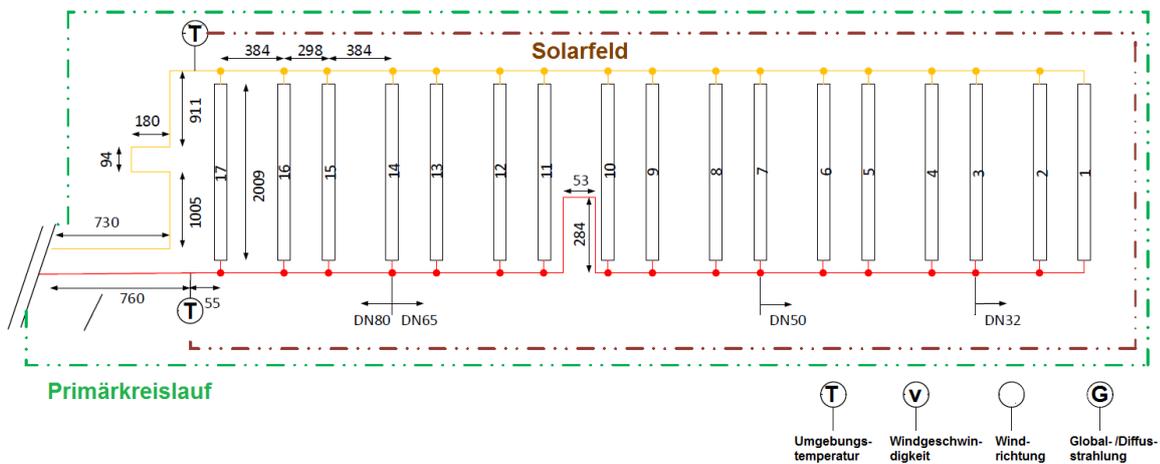


Abbildung 8 Vergleich der Messwerte und der GainBuddy Simulation bei verschiedene Betriebstemperaturen

3.2 Emmi in Saignelégier



3.2.1 Anlageninformation

Allgemeine Information	
Standort und Adresse:	Saignelégier Chemin du Finage 19 2350 Saignelégier
Webseite :	http://www.tetedemoine.ch/de/
Unternehmen:	Emmi Schweiz AG (Käserei)
Anlagenbetreiber:	Emmi Schweiz AG
Anlage im Betrieb seit:	Oktober 2012
Information Kollektorfeld	
Kollektor:	
Kollektortyp:	Parabolrinnenkollektor
Bezeichnung:	PT 1800
Kollektorhersteller:	NEP Solar AG
Kollektorfeld:	
Anzahl der Kollektoren:	17
Gesamte Aperturfläche:	627,3 m ²
Anzahl Kollektorreihen:	17
Reihenabstände:	2,98 m/ 3,84 m (alternierend)
Art der Aufstellung:	Auf dem Dach
Ausrichtung Achse:	161.6° (NS-Achse = 0° im UZS)

Wärmeträgermedium:	Wasser-Glykol (25 Vol.-% Glykol)
Austrittstemperatur:	117 °C
Druck:	3,5 bar
Nennleistung:	360 kW _{th}
Direktnormalstrahlung DNI:	1183 kWh/(m ² a)

Integration

Integration:	Druckbeaufschlagtes Heisswassernetz
Prozesstemperatur:	102 °C
Druck im Verteiler:	6,7 bar
Speicher:	Wasser, 15m ³

Information Wärmebedarf

Jährlicher Wärmebedarf:	2200 MWh _{th}
Angestrebte Solardeckung:	12%
Nutzung von solare Wärme:	Reinigung, Herstellung
Sonstiger Wärmelieferant:	Heizkessel

3.2.2 Energetische Auswertung

In Tabelle 3 werden die durchschnittlichen Jahreserträge während der Messperiode dargestellt. Das solare Prozesswärmesystem in Saignelégier erzielt 2015 mit 418 kWh/m² (263 MWh) die höchsten jährlichen Energieausbeuten der gesamten Messperiode und entspricht genau der geschätzten Energieausbeute und einem solaren Deckungsgrad von 12% des gesamten Wärmebedarfs des Industriestandortes. Durch den Einsatz von Solarwärme konnte der Anlagenbetreiber Emmi im Jahr 2015 69 t CO₂ einsparen.

Tabelle 3 Übersichte Strahlungswerte und Felderträge der Anlage in Saignelégier

	Monitoring-zeitraum	Betriebs-temperatur	DNI [kWh/m ²]	Feldertrag [kWh/m ²]	Jahreskollektorfeld-wirkungsgrad
Saignelégier	2014	117°C	945	344	36%
	2015		1138	418	37%
	2016		928	297	32%
	3.-7.2017		343	116	34%
	8.-12.2017		08. Datenserverumstellung, Daten werden noch zur Verfügung gestellt		

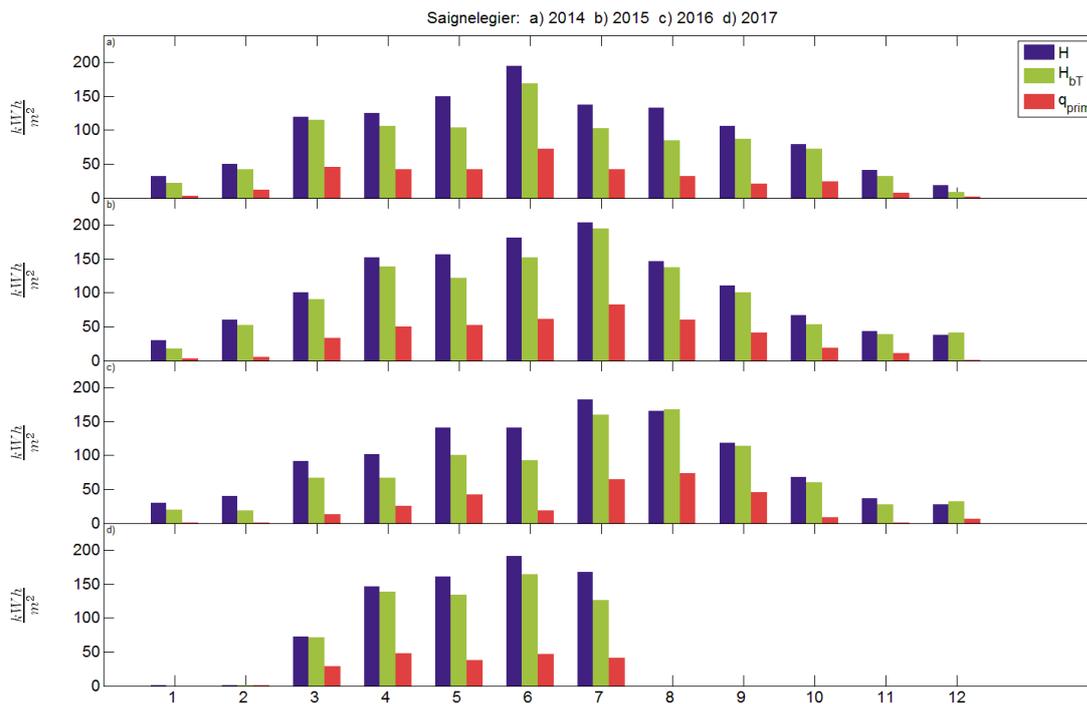


Abbildung 9 Jahresdarstellung der Felderträge q_{prim} , Globalstrahlung H und Direktstrahlung auf einachsigt nachgeführten Aperturfläche H_{bt}

In Abbildung 9 werden die Felderträge zusammen mit der Globalstrahlung H auf die horizontale Ebene und der Direktstrahlungssumme H_{bt} auf der nachgeführten Ebene dargestellt. Im Dezember 2015 und Januar bis Februar 2016 und 2017 wurde die Anlage im Winter ausser Betrieb genommen um Schäden durch Schnee zu vermeiden. Im August 2017 wurde der Datenserver umgestellt und neue Daten werden innerhalb des Folgeprojektes EvaSP II weiter ausgewertet. Der erwartete Energieertrag von 260MWh konnte im Jahr 2014 aufgrund der niedrigen Sonneneinstrahlung nicht erreicht werden.

Im Jahr 2015 wurde im Juli der höchste Monatsfeldertrag von 83 kWh/m² mit einem durchschnittlichen Wirkungsgrad von 47% gemessen. Im Input-Output Diagramm für Juli 2015 (Abbildung 10) sieht man wie ab einer täglichen Direktstrahlung in der Kollektorebene von 8 kWh/m² (5 MWh) der erzielte Feldertrag q_{prim} nicht mehr ansteigt. Dies ist auf Überproduktion zurückzuführen, die von der Molkerei nicht abgenommen werden kann und zur Abschaltung der Anlage führt. Besonders in den Sommermonaten kommt es häufiger zur Überproduktion der Anlage, wie in Abbildung 10 durch die Abflachung (rote Linie) der Punkte bei einer Tageseinstrahlung von ca. 9 kWh/m² zu sehen ist. Der abgeschätzte jährliche Verlust durch ungenutzte solarthermische erzeugter Energie liegt zwischen 6% und 8% [3].

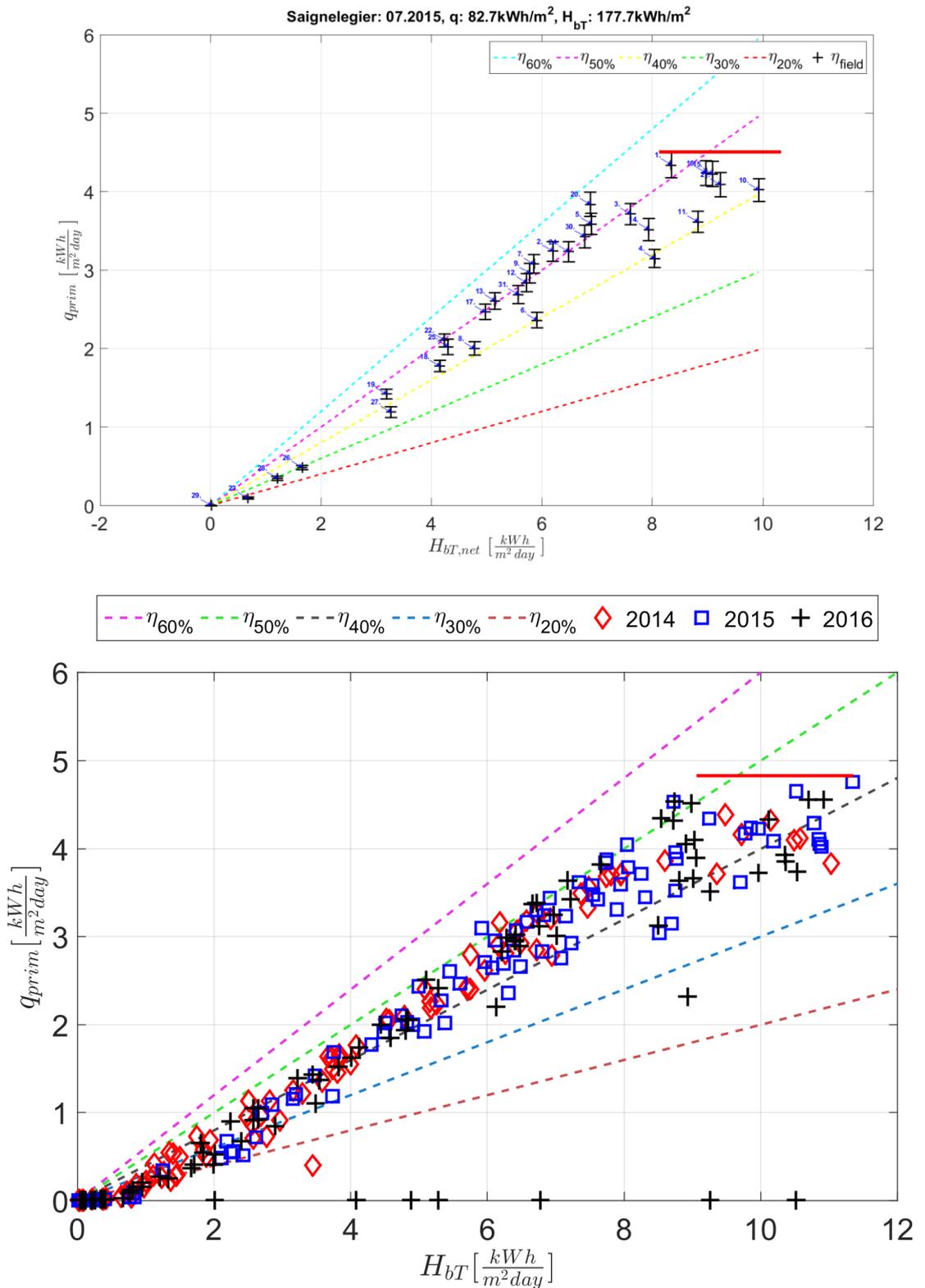


Abbildung 10 Oben: Die täglichen Kollektorfelderträge des Kollektorfeldes in Saignelégier im Juni 2015 über die Direktstrahlungssumme in der einachsig nachgeführten Aperturfläche $H_{bT,day}$ aufgetragen. Zur Orientierung sind die Kollektorwirkungsgrade mit gestrichelten Linien eingezeichnet.
Unten: Die Felderträge für den Sommer für die untersuchten Jahre

Technische Probleme und Lösungen

Die häufigste Ursache, die zu Betriebsausfällen und Mindererträgen der Anlage in Saignelégier führten, sind gerissene Verbindungsschläuche im Kollektorfeld (Abbildung 11), die die Kollektorreihen mit dem Rohrsystem verbinden. Nach dem Ersetzen der Schläuche konnte der Betrieb der Anlage wieder aufgenommen werden. Ein weiteres Problem waren Schneelasten und Eisblockbildung, die das Nachführen der Kollektoren behinderte. Des Weiteren kam es auch zu Leckagen im Primärkreislauf im Rohrsystem des Gebäudes durch eine gelockerte Pressverbindung. Detaillierte Fehleruntersuchungen können in [3] nach gelesen werden.

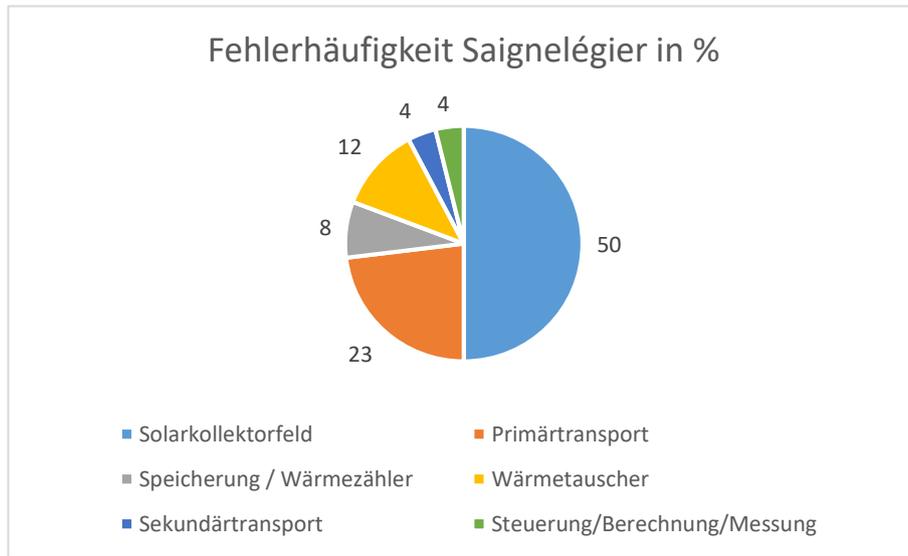


Abbildung 11 Darstellung der Lokalisierungen der technischen Fehler die zu Mindererträgen oder Ausfällen der Anlage in Saignelégier führten.

3.2.3 Vergleich gemessener vs simulierter Feldertrag

Mit dem Simulationstool GainBuddy zur Ermittlung des Bruttowärmeertrags wurde die Anlage in Saignelégier nachgebildet und mit realen Messdaten verifiziert (siehe Abbildung 12). Die Abweichung zu den realen Messdaten liegt bei 12.7 %. Diese Abweichung wird relativiert, da in der Simulation keine Aufheizung der Anlage berücksichtigt wird, welche den Unterschied weiter reduziert. Grössere prozentuale Abweichungen in den Monaten Januar, September, November und Dezember sind auf Anlagenstillstände zurückzuführen.

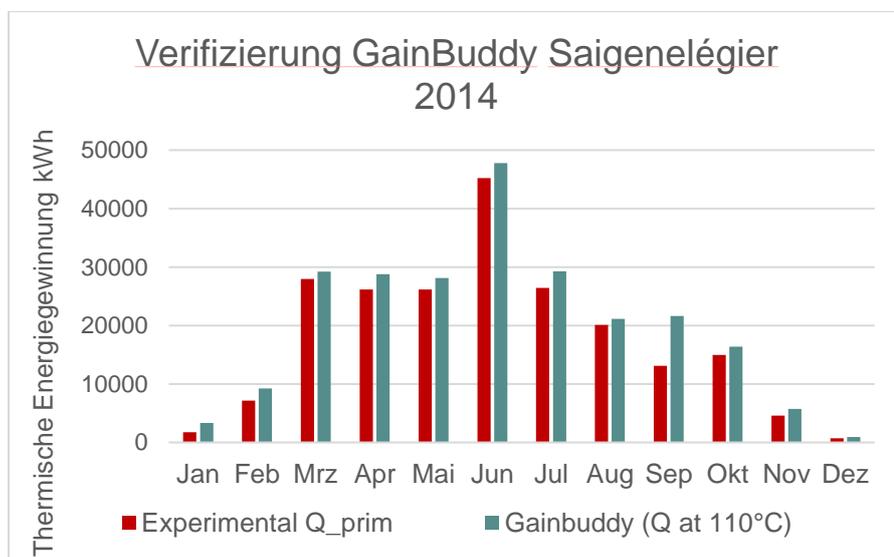


Abbildung 12 Verifikation der Anlage in Saignelégier mit Messdaten aus dem Jahr 2014

PTC vs VRK in Saignelégier

Abbildung 13 vergleicht für den Standort Saignelégier den Wärmeertrag von Parabolrinnenkollektoren mit Ritter Solar XL Kollektoren, die in Gränichen installiert sind. In den Sommermonaten würde der Wechsel zu Vakuumröhrenkollektoren deutliche Ertragseinbussen bedeuten. Die Begründung dieses Unterschiedes liegt in der fixierten Montage von Vakuumröhrenkollektoren. In den Sommermonaten überwiegt der Vorteil der einachsigen Nachführung des Parabolrinnenkollektors, so kann auch Strahlung die nur die Rückseite oder unter steilem Auftrittswinkel den fix montieren Kollektor trifft, genutzt werden.

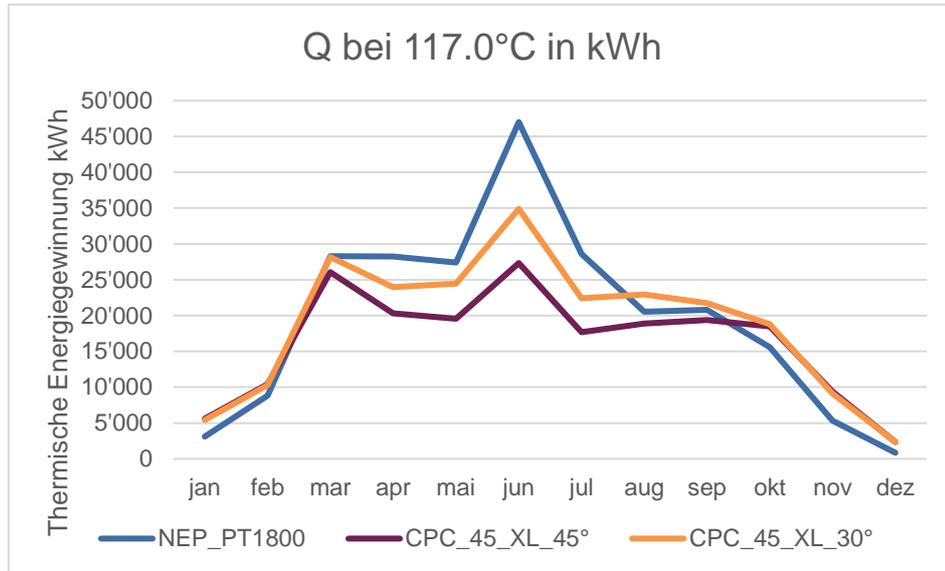


Abbildung 13 Vergleich des Energieertrages mit Parabolrinnen- und Vakuumröhrenkollektor am Standort Saignelégier

Verschiedene Standorte

Auf Anfrage von Emmi wurden Gainbuddy Simulationen der Anlage in Saignelégier (d.h. Grösse und Kollektortechnologie) an verschiedenen internationalen Standorten von Emmi simuliert. Am Standort in Tunis wäre durch die besseren Einstrahlungsbedingungen mit identischer solarer Prozesswärmeanlage ein zusätzlicher Energiegewinn von 60 % verglichen mit Saignelégier möglich (siehe Abbildung 14). Diese Ergebnisse zeigen das grosse Potential solcher konzentrierenden Prozesswärmeanlagen an Standorten mit einem höheren Direktstrahlungsanteil als in der Schweiz.

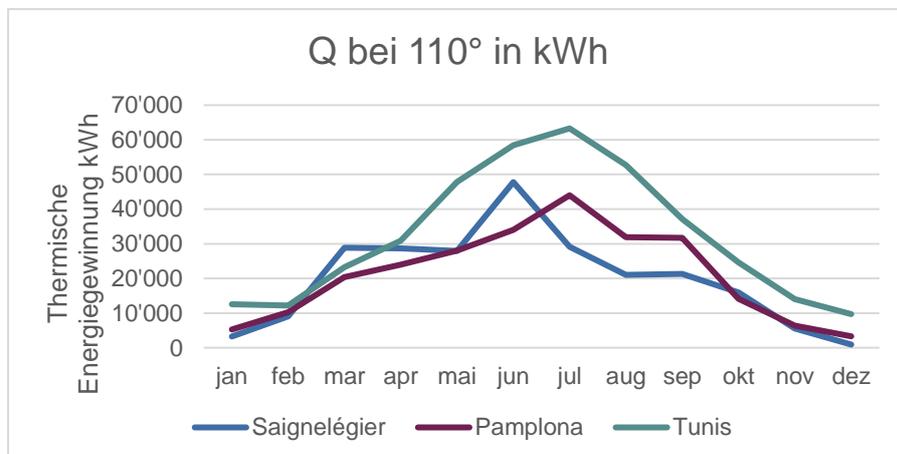


Abbildung 14 Änderung des Wärmeertrages bei Standortveränderung der Anlage von Emmi in Saignelégier.

Verschiedene Ausrichtungen

Die Ausrichtung der Anlagen ist meist von den örtlichen Gegebenheiten und Dachkonstruktion bestimmt und kann nicht gross beeinflusst werden. In Abbildung 15 zeigt sich beim Drehen des Kollektorfeldes, dass die Nord-Süd Ausrichtung den höchsten Ertrag erzielt. Die geringfügige Abweichung der realen Anlage in Saignelégier von 161.1° (oder -18.9°, siehe Inset) zur idealen Orientierung weist nur eine geringe Abweichung auf. Diese Berechnungen zeigen, dass selbst die ungeeignetste Ausrichtung von 90° den Feldertrag nur um 6% einbüsst.

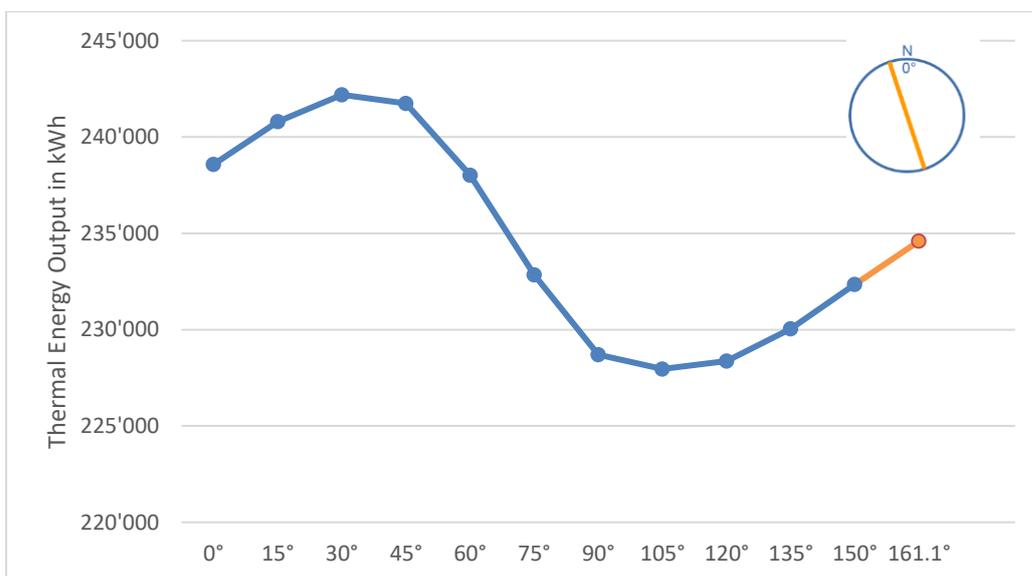
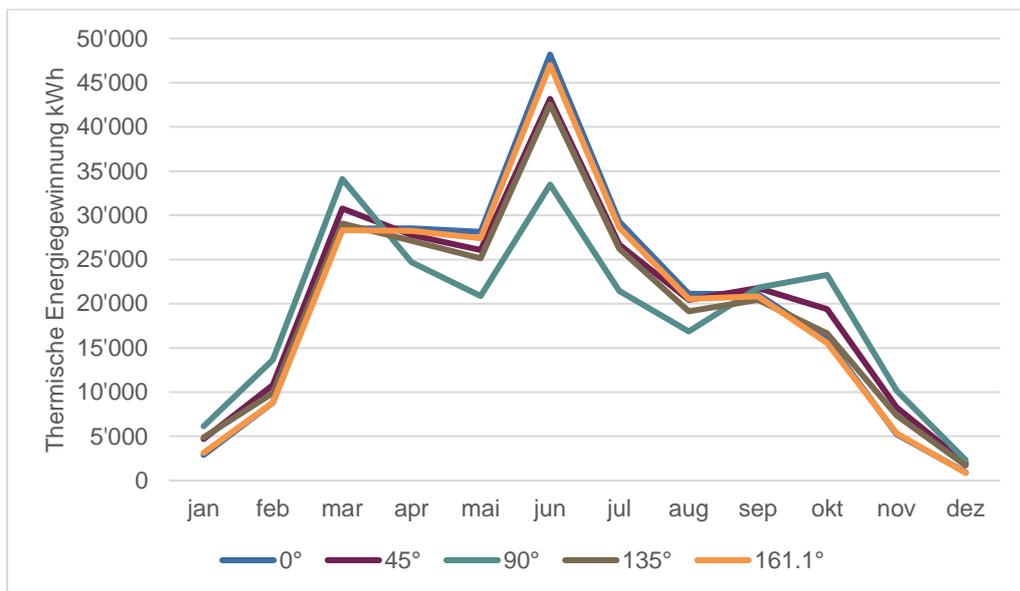
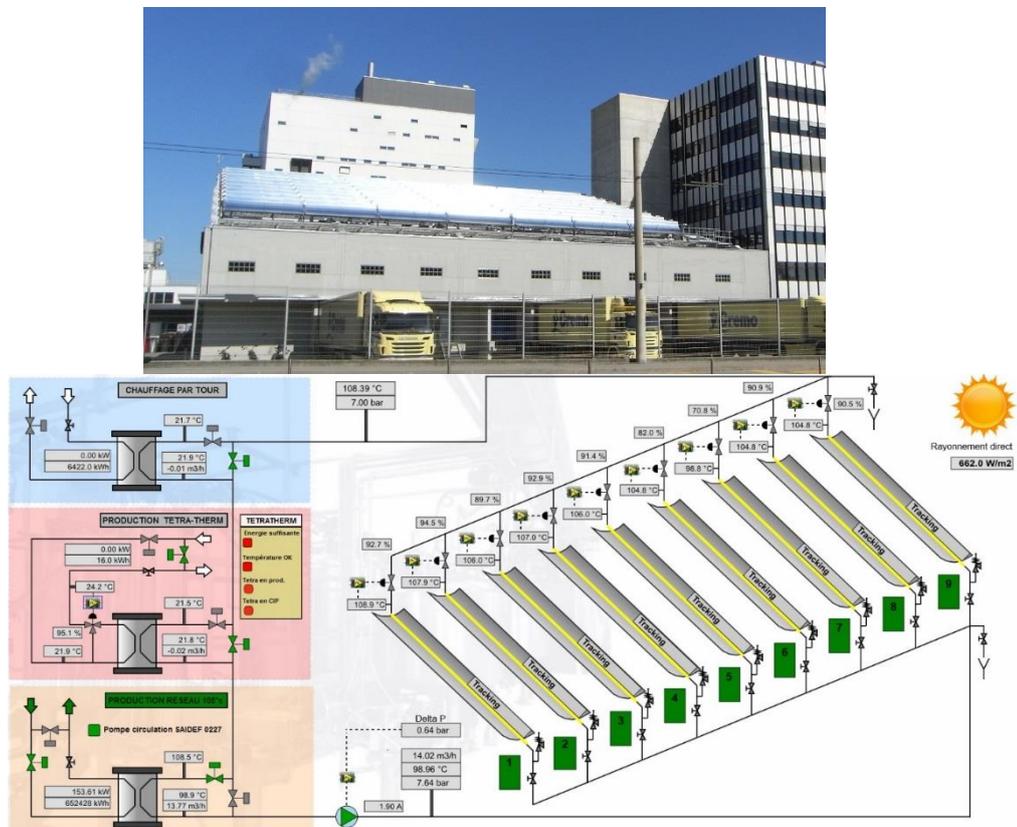


Abbildung 15 Oben: GainBuddy berechnete Felderträge bei 117°C Betriebstemperatur in Abhängigkeit von der Ausrichtung. Orangene Linie stellen die reale Achsenorientierung dar. Oben: Monatliche Felderträge bei verschiedenen Anlagenausrichtung. Unten: Jahreserträge über verschiedene Ausrichtungswinkel aufgetragen. Inset: Veranschaulichung der Ausrichtung der realen Anlage bei 161°

3.3 Cremo in Fribourg



3.3.1 Anlageninformation

Allgemeine Information

Standort und Adresse:	Fribourg Route de Moncor 6 1752 Villars-sur-Glâne
Webseite:	http://www.cremo.ch/DE/index.asp
Unternehmen:	Crema AG
Anlagenbetreiber:	Crema AG
Anlage im Betrieb seit:	2014

Information Kollektorfeld

Kollektor:

Kollektortyp:	Parabolrinnenkollektor
Bezeichnung:	PT 1800
Kollektorhersteller:	NEP Solar AG

Kollektorfeld:

Anzahl Kollektorenreihen:	9
Gesamte Aperturfläche:	581,2 m ²
Total Anzahl Kollektoren:	9
Reihenabstände:	2,35 m
Art der Aufstellung:	Stahl Tribüne auf Dach

Ausrichtung:	OW 14,3° (geg. UZS)
Wärmeträgermedium:	Wasser
Austrittstemperatur:	120 °C /160 °C
Druck:	6,5 bar
Nennleistung:	300 kW
Direktnormalstrahlung DNI:	1258 kWh/m ²

Integration

Integration:	Produktionsprozess
Prozesstemperatur:	105 °C / 130 °C
Druck im Verteiler:	3 bar
Speicher:	Kein Speicher

Information Wärmebedarf

Jährlicher Wärmebedarf:	
Angestrebte Solardeckung:	
Nutzung von solare Wärme:	Reinigung/ Sterilisation Kaffeecreme
Sonstiger Wärmelieferant:	Dampfkessel
Brennstoff:	Gas/Öl

3.3.2 Energetische Auswertung

Die Anlage in Fribourg wurde vom betriebseigenen Cremo Haustechniker-Team in das existierende System integriert und durch die Techniker zusammen mit den anderen Prozess- und Wärmebereitstellungsanlagen überwacht. Dadurch konnten Probleme mit der Anlage schnell erkannt und behoben werden und das führte in den ersten Jahren zur kontinuierlichen Effizienzsteigerung der Anlage, wie in Tabelle 4 zu erkennen ist. Die Anlage läuft mit Wasser ohne Frostschutzmittel und wird im Winter durch Wärme, die vom angeschlossenen Fernwärmenetz bereitgestellt wird, vor dem Gefrieren geschützt.

Tabelle 4 Übersichte Strahlungswerte und Felderträge der Anlage in Fribourg

	Monitoring-zeitraum	Betriebs-temperatur	DNI [kWh/m ²]	Feldertrag [kWh/m ²]	Jahreskollektorfeld-wirkungsgrad
Fribourg	2014	120°C /160°C	928	340	37%
	2015		976	380	39%
	2016		843	336	40%
	03-09.2017		738	275	37%

Zu Beginn der Evaluationsstudie 2014 wurden die Messwerte alle 10 Minuten gemittelt und der Mittelwert ausgelesen. Im Mai 2015 wurde die zeitliche Messauflösung auf zwei-minütige Mittelwerte erhöht. Jedoch führte diese Umstellung zu einer Datenlücke für diesen Monat (siehe Abbildung 16). In den Sommermonaten liegt der tägliche Feldwirkungsgrad zwischen 40% und 50%, wie im Input-Output Diagramm Abbildung 17 zu erkennen ist, dort wird der spezifische Kollektorfeldertrag in Abhängigkeit von der flächenspezifischen Direktstrahlungssumme auf die einachsige nachgeführte Aperturfläche in Fribourg dargestellt. Jeder einzelne Punkt entspricht einen Tag.

In Abbildung 17 ist eine Minderung der Einstrahlungswerte ab 2016 deutlich zu erkennen, d.h. zu Beginn der Messaufzeichnung 2014 konnten Tagesstrahlungswerte von 5MWh (8.6 kWh/m² pro Tag) aufgezeichnet werden, die mit Meteonorm Daten übereinstimmen. Ab 2016 sind die aufgezeichneten Direktstrahlungswerte deutlich geringer. Im Vergleich Abbildung 18 zeigt, dass der Diffusanteil, welches vom SPN1 Strahlungsmessgerät bei der Anlage gemessen wird, niedriger ist als die Meteonorm Diffuswerte. Dies führt zu niedrigeren Direktstrahlungswerte bei unserer Auswertung, da der Direktstrahlungsanteil von der Differenz zwischen Global- und Diffusstrahlung ermittelt wird. Die niedrigere Direktstrahlung hat zur Folge, dass der Feldwirkungsgrad der Anlage überschätzt wird. Um verlässliche Aussagen zu der Leistung dieser Anlage zu machen, muss zunächst das eingesetzte SPN1 Gerät überprüft werden. Wenn möglich, wird versucht durch eine genauere Strahlungsuntersuchung eine Korrekturfunktion herzuleiten um die Strahlungsmessungen nachträglich zu korrigieren.

Die ermittelten Felderträge sind von den abweichenden Strahlungswerten nicht beeinflusst, da diese hauptsächlich von den gemessenen Temperaturen abhängen. Bei dieser Anlage konnte der Wärmemengenzähler mit dem berechneten Feldertrag verglichen werden (Abbildung 19), die eine gute Übereinstimmung zeigen. Eine Abweichung wird in den Wintermonaten erkennbar.

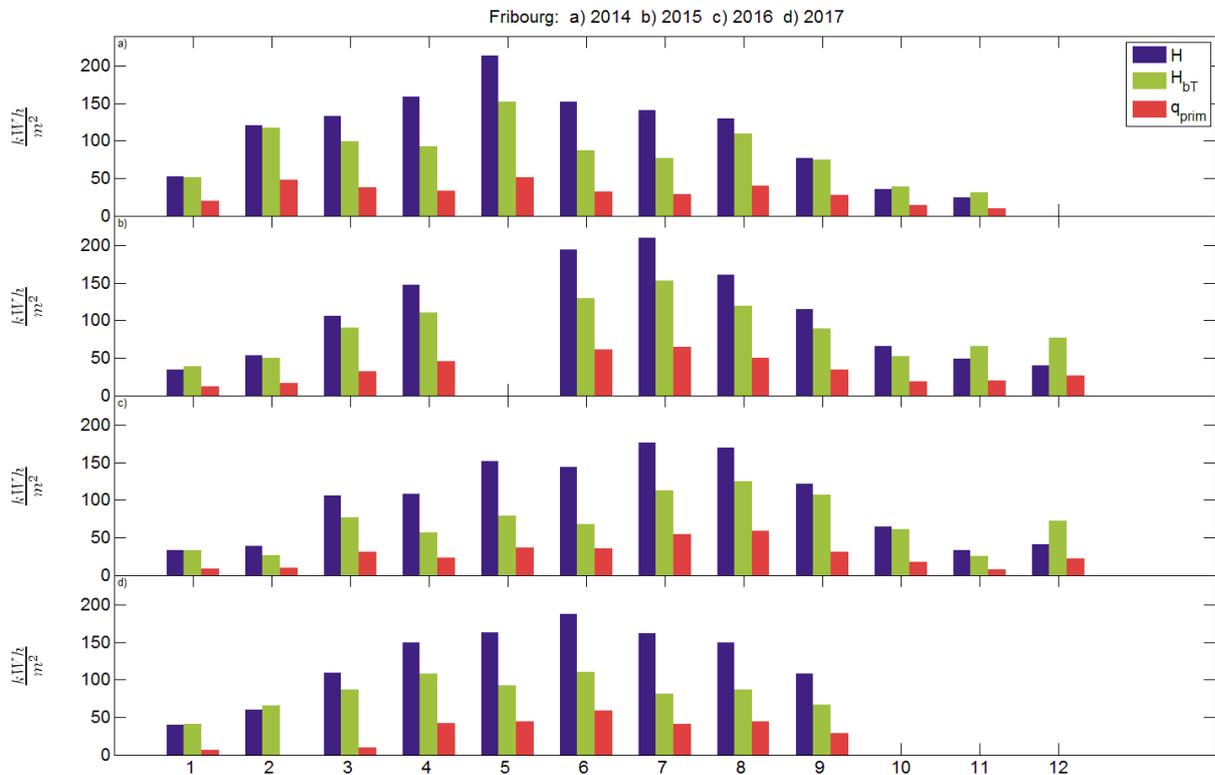


Abbildung 16 Jahresdarstellung der Felderträge q_{prim} , Globalstrahlung H und Direktstrahlung auf einachsrig nachgeführten Aperturfläche H_{bt}

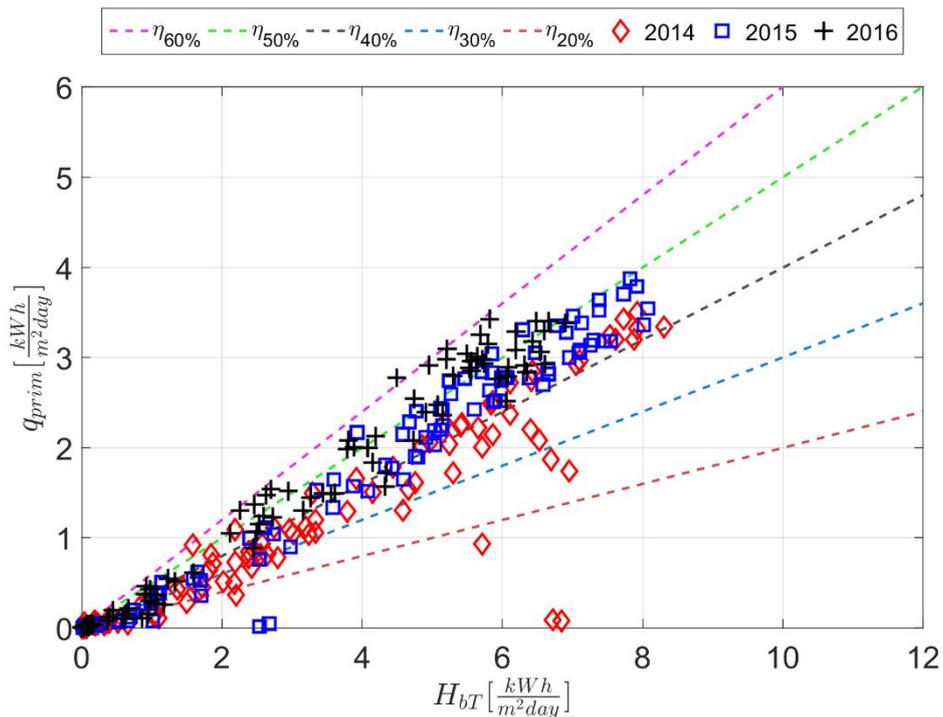


Abbildung 17 Die täglichen Kollektorfelderträge für den Sommer der untersuchten Jahre des Kollektorfeldes in Fribourg dargestellt über die Direktstrahlungssumme in der einachsig nachgeführten Aperturfläche $H_{bT,day}$. Zur Orientierung sind die Kollektorstufen mit gestrichelten Linien eingezeichnet.

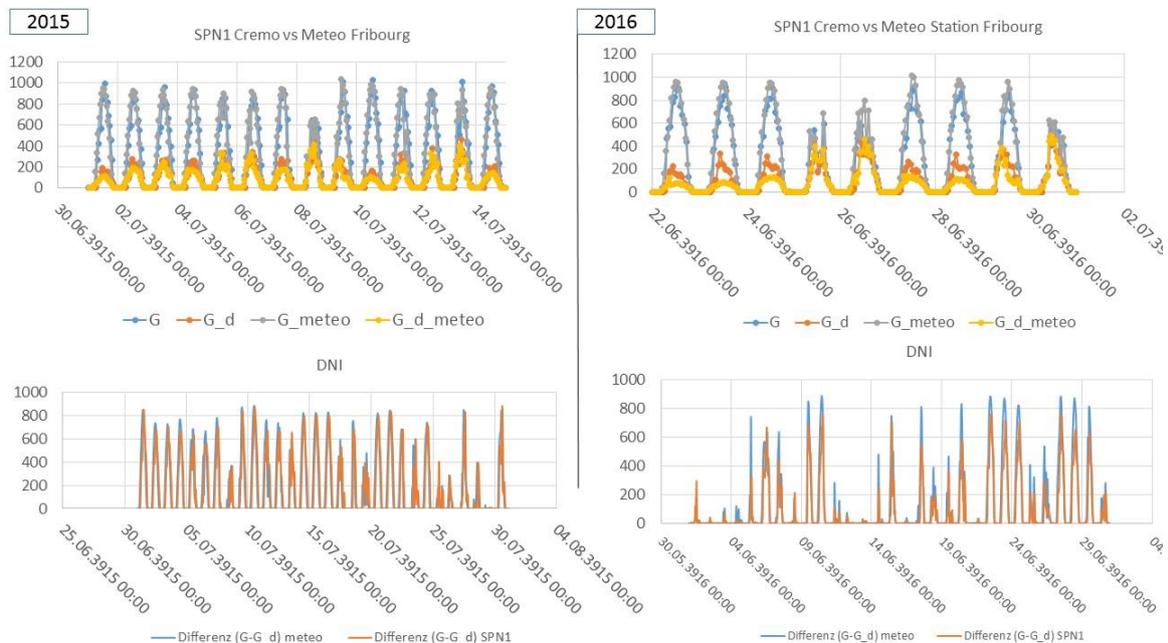


Abbildung 18 Oben: Vergleich der Global G und Diffusstrahlung G_d aufgenommen im Jahr 2015 und 2016 von der Meteostation in Fribourg und dem SPN1 Messgerät in Cremona. Unten: Vergleich Differenz Global minus Diffusstrahlung der Meteowetterstation und dem SPN1

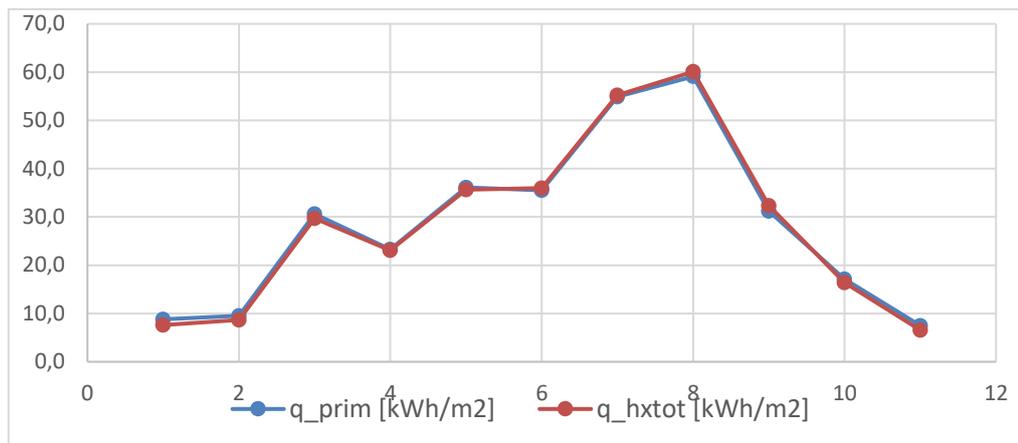


Abbildung 19 Vergleich monatlich gemittelter Kollektorfeldertrag q_{prim} vs gemessene Wärmemengenzähler q_{hxtot} bei Fribourg 2016

Technische Probleme und Verschattung des Kollektorfeldes

Hauptsächlich zwei Fehler führten zum Abschalten oder zur Nichtinbetriebnahme der Anlage. Entweder zu hohe Windgeschwindigkeiten oder zu tiefer Anlagendruck. Letzteres konnte durch eine Set-point Anpassung behoben werden. Ein weiteres Problem, das zwar den Betrieb nicht beeinflusst aber das Monitoring, ist das fehlerhafte SPN1 Strahlungsmessgerät, welches dringend überprüft werden muss.

Verschattung der Anlage durch das Hauptgebäude

Ein Verminderungsfaktor der Direktstrahlung auf die Kollektorfläche ist das Hauptgebäude der Käserei Cremo. Das Kollektorfeld auf dem Dach des Produktionsgebäudes wird in den frühen Morgenstunden vom östlich stehenden Hauptgebäude verschattet (Abbildung 20). Der Einfluss dieser Verschattung auf den Energieertrag ist durch die Erhebung der Kollektorfeldes auf der Tribüne kompliziert zu beziffern. In der folgenden Abbildung, die mithilfe des Programmes Google Sketchup visualisiert wurde, ist der Schattenwurf des Hauptgebäudes auf die Kollektorfläche zu erkennen. Die Verschattung führt zu längeren Aufheizphasen. Jedoch wird durch die Tribüne der Einfluss des Verschattungsfaktor kleiner als bei einem flachen, aufgestellten Feld.

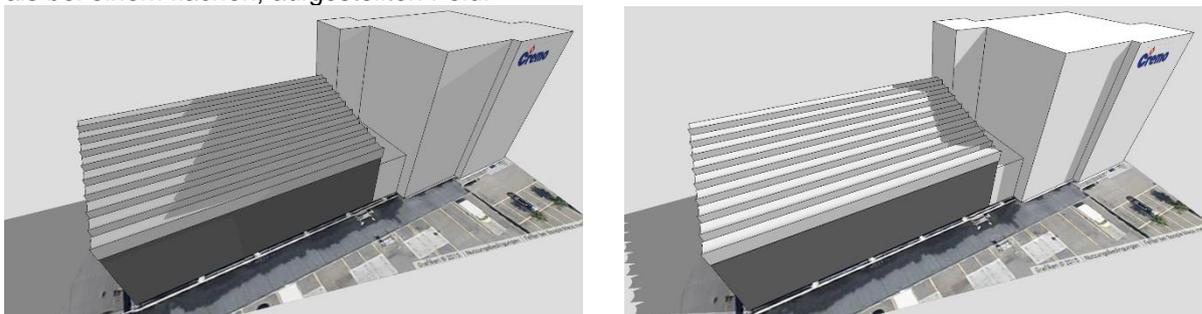


Abbildung 20 Verschattung des Kollektorfeldes um 8 Uhr (Abb. links) und 10 Uhr (Abb. rechts) am 21. Juni 2014

3.3.3 Vergleich gemessene vs simulierte Feldertrag

Eine Simulation der Anlage in Fribourg ist mit GainBuddy nur schwierig abzubilden, da die Kollektoren auf einer Tribüne montiert sind und zusätzlich das Kollektorfeld vom östlich gelegenen Hauptgebäude teilweise verschattet wird, diese Einflüsse können in GainBuddy nicht abgebildet werden. Aufgrund von der Datenstruktur die Gainbuddy braucht (äquidistante Zeitschritte) und der grosse Aufwand für die Datenaufbereitung, wurden hier nur zwei Monate verifiziert werden. Ein Vergleich wurde für einen Winter- und einen Sommermonat durchgeführt. Dabei wurde der Kollektorreihenabstand auf der Tribüne auf eine horizontale Ebene projiziert mit Reihenabstand 2.7 m anstelle der 2.35 m in der schiefen Ebene. Der Vergleich zwischen Simulationsergebnissen und Messwerten ist in Abbildung 21 dargestellt. Im Januar stimmen Realität und Simulation nicht überein, da der Ertrag in der Simulation ohne Berücksichtigung der Aufheizphasen nicht unter dem realen Ertrag liegen kann. Im Juli 2016 ist der simulierte Wert grösser als der gemessene Wärmeertrag, was auch der Erwartung entspricht. Ein Grund für die Abweichung der Simulation von den Messwerten liegt an den nicht zuverlässigen Strahlungsdaten im 2016 und neue GainBuddy Berechnung werden für 2015 durchgeführt. Des Weiteren ist es wichtig zu beachten, dass GainBuddy für ein komplexes Kollektorfeld mit Verschattung und Tribüne nicht konzipiert ist. Es ist jedoch geplant, GainBuddy zu erweitern um solche Fälle besser abbilden zu können.

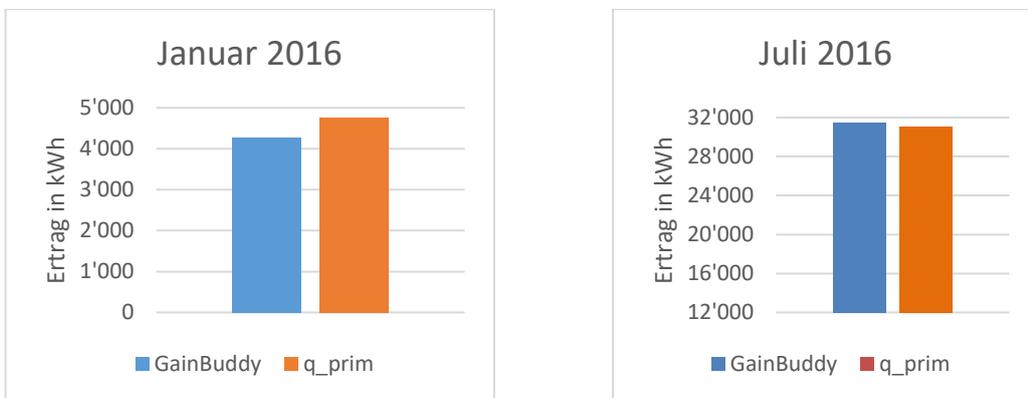
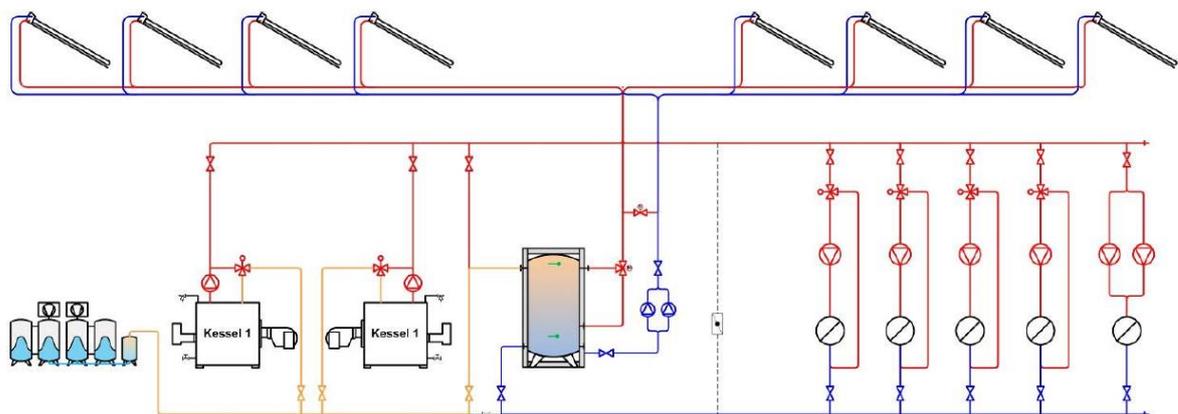


Abbildung 21 Vergleich des gemessenen Wärmeertrags in Fribourg mit der GainBuddy Simulation eines Winter- und Sommermonats

3.4 Zehnder in Gränichen



3.4.1 Anlageninformation

Allgemeine Information

Standort und Adresse:	Gränichen Moortalstrasse 3 5722 Gränichen
Webseite:	http://www.zehnder-systems.ch/
Unternehmen:	Zehnder Group Schweiz AG (Lackiererei)
Anlagenbetreiber:	Zehnder Group Schweiz AG
Anlage im Betrieb seit:	2012

Information Kollektorfeld

Kollektor:

Kollektortyp:	Vakuumröhrenkollektoren
Bezeichnung:	CPC 45 Star azzurro
Kollektorhersteller:	Ritter XL Solar

Kollektorfeld:

Anzahl der Kollektoren:	80
Gesamte Aperturfläche:	360 m ²

Anzahl Kollektorreihen:	8
Reihenabstände:	6,00 m
Art der Aufstellung:	Auf dem Dach
Ausrichtung:	70° (N=0° im UZS)
Wärmeträgermedium:	Wasser
Austrittstemperatur:	70 - 90 °C
Druck:	2,5 bar
Nennleistung:	235 kW _{th}

Integration

Integration:	Unterstützung Prozesswärmekreislauf
Prozesstemperatur:	40 °C - 50 °C
Speicher:	Wasser, 5 m ³

Information Wärmebedarf

Jährlicher Wärmebedarf:	448.3 MWh (2014)
Angestrebte Solardeckung:	50 %
Nutzung von solare Wärme:	Erwärmung Vorbehandlungsbecken
Sonstiger Wärmelieferant:	Gaskessel
Brennstoff:	Flüssiggas (LPG)

3.4.2 Energetische Auswertung

Die Anlage in Zehnder benutzt Vakuumröhrenkollektoren, die Kollektortechnologie, die in der Schweiz das meiste Potential verspricht. Für die erfasste Messperiode zeigt die Anlage einen Feldwirkungsgrad von 39% bis 41% und im Sommer einen durchschnittlichen Tagesertrag bis zu 50%.

Die Solarthermieanlage in Gränichen ist wie im Anlagenschema zu erkennen, direkt mit dem Speicher verbunden. Somit ist nicht wie bei Prozessen die eine fixe Temperatur benötigen, ein Aufheizen des Kollektorfeldes im Kurzschluss nötig. Die Wärmeproduktion beginnt, sobald am Kollektorfeldaustritt eine um 10K höhere Temperatur als im Speicher gemessen wird.

Tabelle 5 Übersicht einfallende Einstrahlung auf die Anlage und Felderträge in Gränichen

	Monitoring-zeitraum	Betriebs-temperatur	Global-strahlung [kWh/m ²]	Feldertrag [kWh/m ²]	Jahreskollektorfeld-wirkungsgrad
Gränichen	2015	70°C- 90°C	876	340	39%
	Jan- April 2016		222	90	41%
	Mai2016-heute		Probleme mit Datenspeicherung, ab 2018 Daten verfügbar		

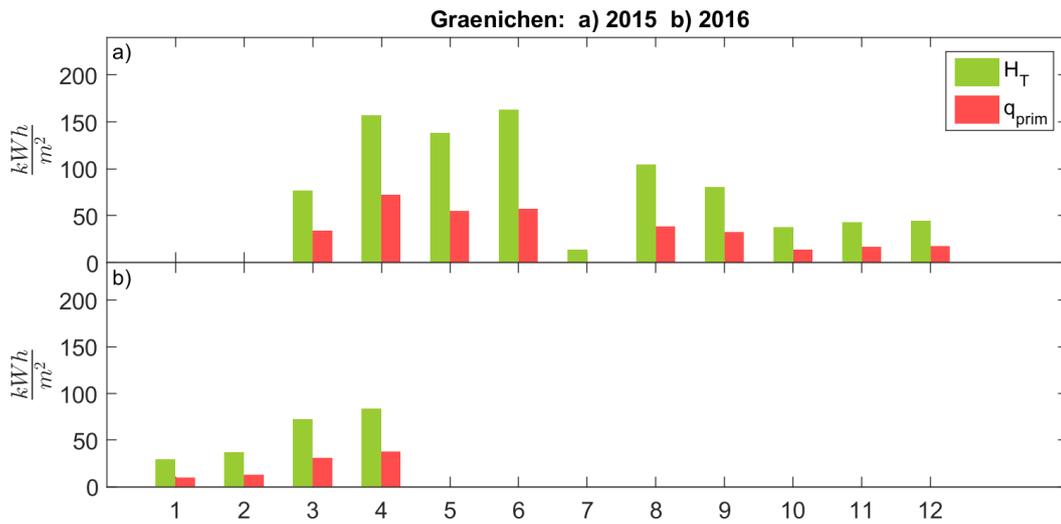


Abbildung 23 Jahresdarstellung der Felderträge q_{prim} , Globalstrahlung H auf der geneigten Fläche.

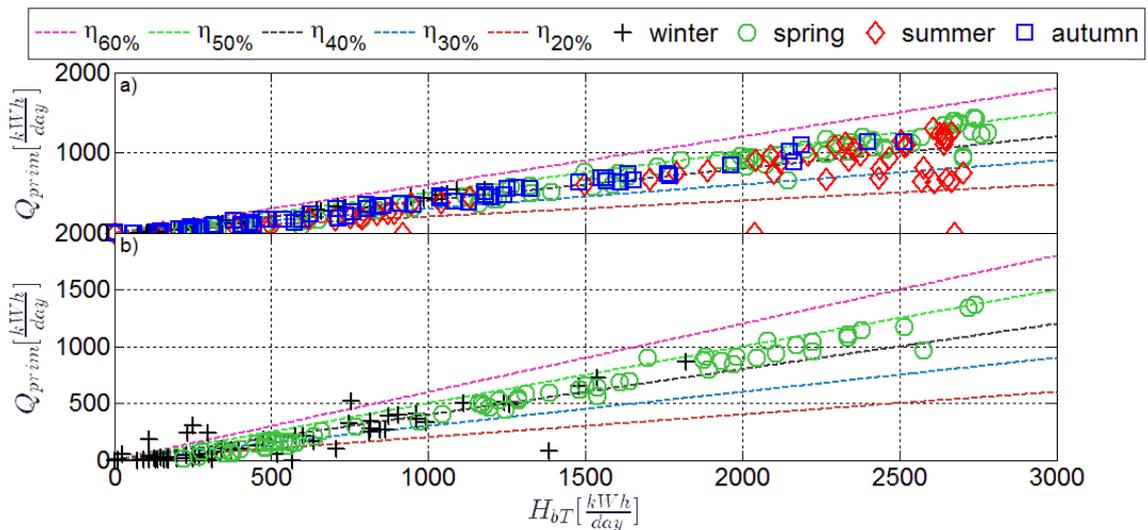


Abbildung 22 Die täglichen Kollektorfelderträge des Kollektorfeldes in Bever der Jahre 2012 bis 2014 sind Jahreszeiten zugeordnet und über die Direktstrahlungssumme in der einachsigen nachgeführten Aperturfläche $H_{bT,day}$ aufgetragen. Zur Orientierung sind die Kollektorwirkungsgrade mit gestrichelten Linien eingezeichnet.

In Abbildung 23 sind die monatlichen Felderträge und Strahlungswerte dargestellt. Im Frühling und Sommer erreicht der Feldwirkungsgrad bis zu 50%, wie aus Abbildung 22 durch die Darstellung der Tageserträge über die einfallende Strahlung ersichtlich wird. Im Sommer 2015 kommt es vermehrt zu Mindererträgen trotz hoher Einstrahlung (rote Rauten). An diesen Tagen wurde die Anlage wegen Wärmeüberproduktion abgestellt, da der Speicher voll beladen war und es zu keiner Wärmeabnahme mehr kam.

In der Anlage in Gränichen kommt es immer wieder zu fehlenden Messdaten, das jedoch vom Personal vor Ort selten erkannt wird, da sie sich keine Daten anschauen. Dadurch kam es zu Datenverlusten, die leider nachträglich nicht behoben werden können. Im Austausch mit der verantwortlichen Steuerungsfirma, wurde versucht das Problem zu beheben. Momentan können die Daten jeweils nur über einen Zeitraum von einer Woche gespeichert werden.

3.4.3 Vergleich gemessener vs simulierter Feldertrag

Die Anlage in Gränichen liefert Wärme sobald die Temperaturdifferenz von 10K zwischen Kollektor und Speicher erreicht wird. Somit herrscht keine konstante Bezugstemperatur, wie bei den anderen Anlagen, was die Simulation mit GainBuddy erschwert und die Verifizierung schwierig macht. Die Wetterdaten für die Simulation stammen von der IDAWEB Wetterstation Buchs aus dem Jahr 2015, da GainBuddy horizontal gemessene Globalstrahlungswerte benötigt und im Monitoring nur die Strahlung auf die geneigte Fläche aufgenommen wird. Es wurde sichergestellt, dass die gemessenen Strahlungswerte von der Wetterstation und der an der Anlage in Gränichen miteinander übereinstimmen.

In Abbildung 24 werden die GainBuddy Berechnungen mit den gemessenen Felderträgen der Anlage verglichen. Die gemessenen Werte liegen deutlich unter den simulierten Werten. Zum einen liegt das daran, dass die Aufheizphasen des Kollektors von GainBuddy nicht berücksichtigt werden. Zum anderen sieht man besonders in den Monaten Mai bis August eine grössere Abweichung zu den GainBuddy Resultaten, da in diesen Monaten durch Wärmeüberproduktion die Anlage abgeschaltet wurde.

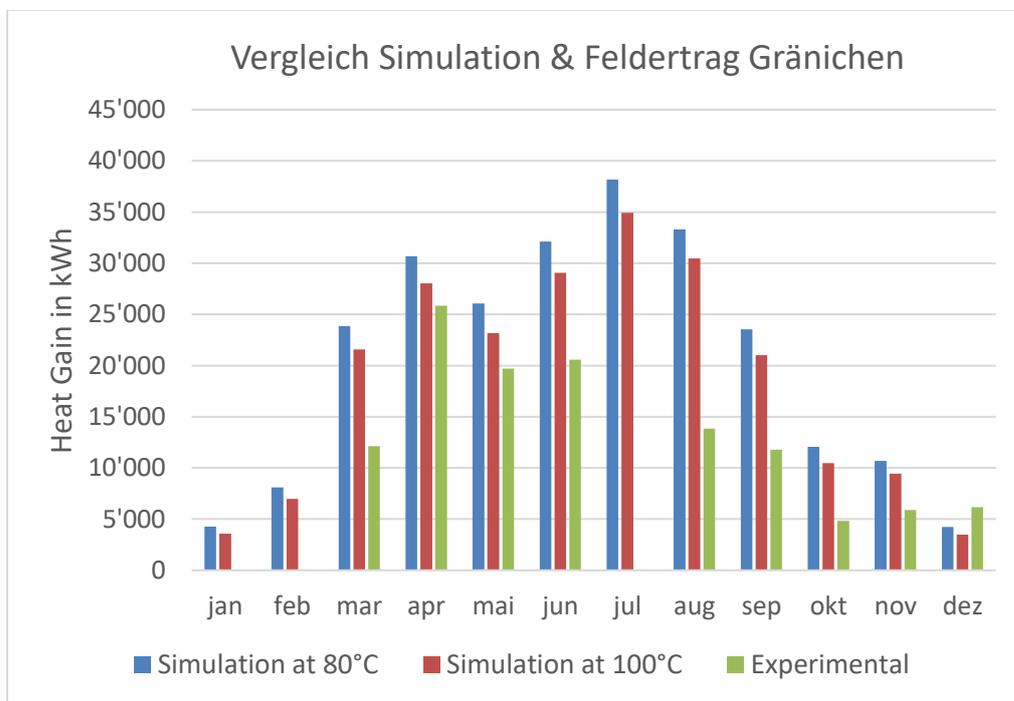
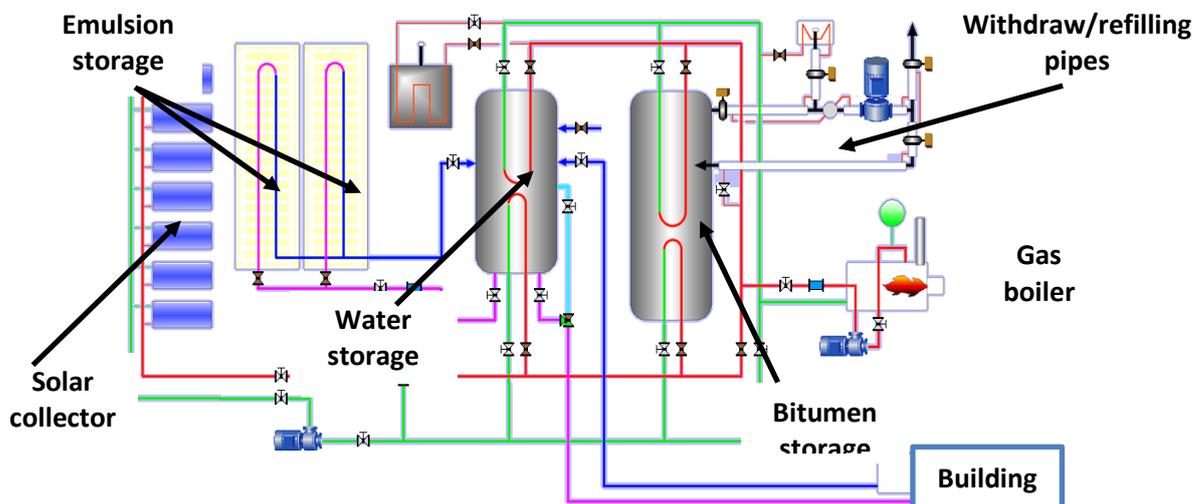


Abbildung 24 Vergleich zwischen GainBuddy Simulationsergebnissen bei fixen Betriebstemperaturen bei 80°C und 100°C mit gemessenem Feldertrag bei Temperaturen zwischen 70°C und 90°C der Anlage in Zehnder, Gränichen.

3.5 Colas in Yverdon



3.5.1 Anlageninformation

Allgemeine Information

Standort und Adresse:	Pittet Châtelan Rue des Petits Champs 17 1400 Yverdon-les-Bains
Webseite:	http://www.colas.ch/
Unternehmen:	Colas Suisse SA
Anlagenbetreiber:	Pittet Châtelan SA
Anlage im Betrieb seit:	April 2014

Information Kollektorfeld

Kollektor:

Kollektortyp:	Vakuumflachkollektor
Bezeichnung:	SRB C2
Kollektorhersteller:	SRB energy

Kollektorfeld:

Anzahl der Kollektoren:	35
Gesamte Aperturfläche:	184 m ²
Anzahl Kollektorreihen:	7
Reihenabstände:	0 cm
Art der Aufstellung:	Gerüst
Ausrichtung:	50 ° OW
Wärmeträgermedium:	Thermoöl (Shell Thermia Oil B)
Austrittstemperatur:	90°C; > 160 °C
Druck:	Atmosphärendruck
Nennleistung:	96 kW _{th}

Integration

Prozesstemperatur:	80°C für Gebäudeheizung 160°C-200°C für Bitumen Speicher
Druck im Verteiler:	Athmosphärischer Druck 2X50 m ³ Bitumen-wasseremulsion Speicher
Speicher:	70m ³ Bitumen Speicher 27m ³ Wasserspeicher

Information Wärmebedarf

Jährlicher Wärmebedarf:	~46'000 kWh
Angestrebte Solardeckung:	60 %
Nutzung von solarer Wärme:	Gebäudeheizung und Bitumenspeicher
Sonstiger Wärmelieferant:	Gaskessel 350 kW
Brennstoff:	Gas

3.5.2 Energetische Auswertung

Die Anlage in Yverdon wurde von Lesbat Heig-VD innerhalb eines P+D Projektes begleitet und ausgewertet. Die Ergebnisse werden hier kurz zusammengefasst. Eine detaillierte Beschreibung hierzu kann in [4] gefunden werden.

Es ist zu beachten, dass die Prozessanwendung des Strassenbaus nur von April bis Oktober aktiv ist und nicht ein volles Jahr. Daher ist diese Branche besonders attraktiv für den Einsatz von Solarwärme.

Tabelle 6 Übersicht der Felderträge und Einstrahlung für die Anlage in Yverdon

	Monitoring-zeitraum	Betriebs-temperatur	Globalstrahlung [kWh/m ²]	Feldertrag [kWh/m ²]	Jahreskollektor-wirkungsgrad
Yverdon	Apr.-Dec 2015	80°C/180°C	747	92	12%
	Jan-Oct 2016		198	83	7%
	2017				
	2018		Monitoring planned		

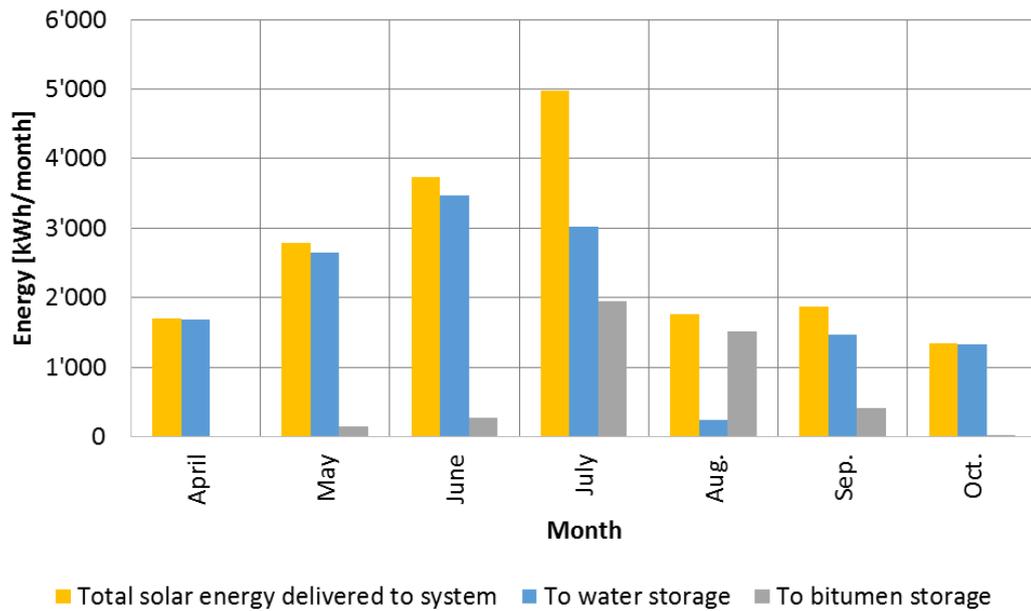
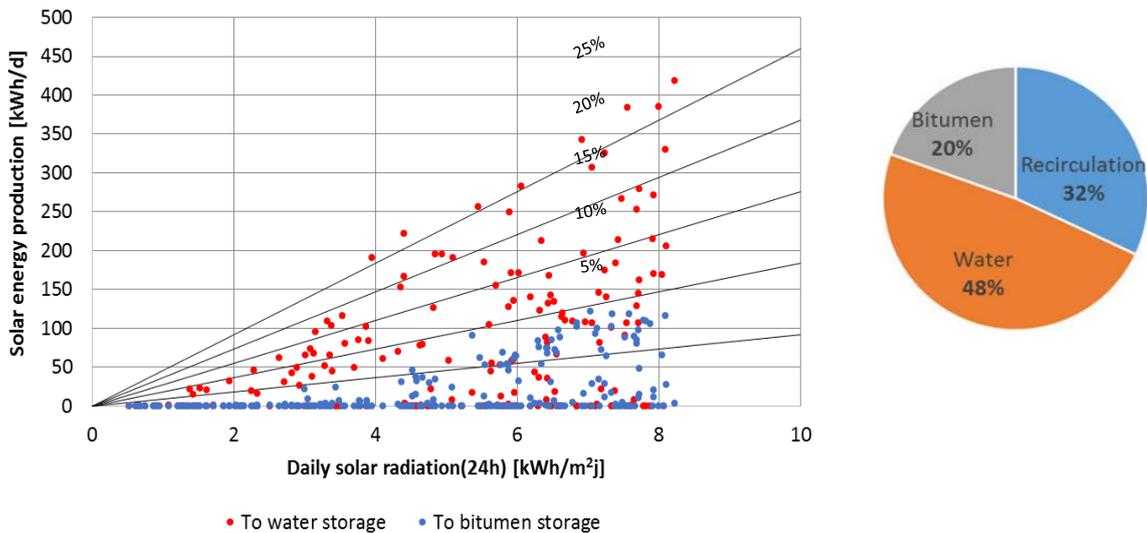


Abbildung 25 Monatliche Solarerträge, die an das System geliefert wurden [4]

In Tabelle 6 werden die jährlichen Felderträge und Strahlungswerte dargestellt. Die erreichten Felderträge liegen mit 17 MWh weit unter den erwarteten 28 MWh. Der Grund sind grosse technische Schwierigkeiten bei der Systemintegration. Die Solarwärme wird zum einen genutzt um einen Wasserspeicher bei 80°C und zum anderen um einen Bitumenspeicher bei 180°C zu heizen, wie durch den blauen und grauen Balken zusammen mit der Gesamtfeldertrag in Abbildung 25 dargestellt ist. Im August ist ein drastischer Rückgang zu erkennen, bedingt durch Luft im Heizkreis zum Wasserspeicher. Somit wird die genutzte Sonnenenergie im August deutlich verringert, da der Kollektorwirkungsgrad bei Betrieb über 200 ° C viel niedriger ist.



a

b

Abbildung 26 (a) Input-Output Diagramm mit täglichen Felderträge dargestellt über die einfallende Einstrahlung (b) Anteil des Stromverbrauchs der Solarpumpe, aus [4]

Der maximale tägliche Solarertrag wurde mit 419 kWh und einem Wirkungsgrad von 27% gemessen. In Abbildung 26 ist ein deutlicher Unterschied im Wirkungsgrad der Solarkollektoren zu beobachten, wenn der Wasserspeicher (rote Punkte) und der Bitumenspeicher (blaue Punkte) beladen werden. Die zahlreichen Punkte bei 0% Wirkungsgrad, entsprechen den Tagen, an denen die Solarpumpe zwar eingeschaltet wird, aber die Temperatur, die zum Laden der Speicher benötigt wird, nicht erreicht wird.

Die Steuerung des Solarkreises muss daher verbessert werden, um dieses Szenario zu vermeiden und den Stromverbrauch der Solarpumpe zu reduzieren. In dieser Konfiguration wird 1/3 des Stroms verbraucht, ohne dass Solarenergie an das System geliefert wird.

3.5.3 Vergleich gemessener vs simulierter Feldertrag

Lesbat hat ein vereinfachtes numerisches Modell des Heizsystems mit der Simulationssoftware Polysun abgebildet [4]. Die Komplexität der Installation verhindert die Verwendung eines der Standardmodelle von Polysun. Daher wurde ein spezifisches Modell entwickelt, um das Verhalten der Installation in Yverdon zu reproduzieren und seine jährliche Simulation zu simulieren. Abbildung 27 gibt einen Überblick über das Simulationsmodell und seine verschiedenen Komponenten. Die ersten Ergebnisse zeigen einen jährlichen Solarertrag von 22'360 kWh. Dieser Wert ist fast 2 mal niedriger als der ursprünglich von COLAS erwartete Ertrag (238 kWh/m²). Die Simulation wird derzeit gegen experimentelle Ergebnisse validiert.

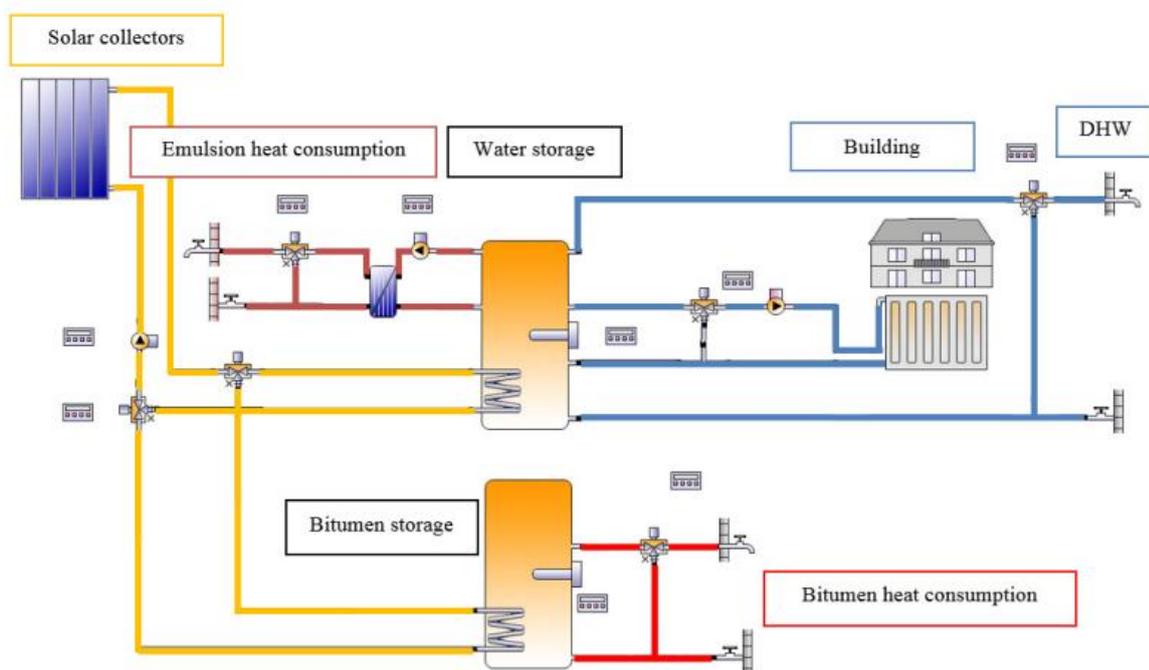
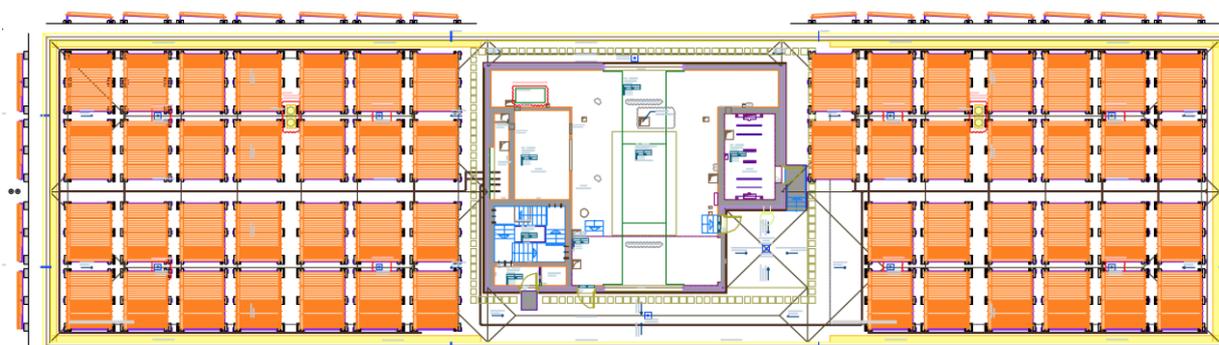


Abbildung 27 Überblick über das Simulationsmodell der Anlage und seine verschiedenen Komponenten in Yverdon [4]

3.6 Universitätskrankenhaus (HUG) in Genf



3.6.1 Anlageninformation

Allgemeine Information

Standort und Adresse:	Avenue de la Roseraie 78, CH-1211 Genève 14
Webseite:	
Unternehmen:	Hôpitaux Universitaires de Genève (HUG)
Anlagenbetreiber:	HUG
Anlage im Betrieb seit:	2018

Information Kollektorfeld

Kollektor:

Kollektortyp:	Vakuumpöhrnenkollektoren
Bezeichnung:	Sunstar DF120-6

Kollektorfeld:

Anzahl der Kollektoren:	198
Gesamte Aperturfläche:	462 m ²
Anzahl Kollektorreihen:	27
Reihenabstände:	-
Art der Aufstellung:	Auf dem Dach
Ausrichtung:	2° OW
Wärmeträgermedium:	Thermo-öl

Austrittstemperatur: 110°C-180°C

Integration

Integration: Sterilisation bei 140°C

Prozesstemperatur: 140°C

Die Anlage wird voraussichtlich erst März 2018 in Betrieb genommen.

3.7 Ökonomische Auswertung

Für jede solare Prozesswärmeanlage in dieser Studie wurden die Informationen über die Gesamtinvestitionskosten und die Kostenzuordnung per Fragebogen erfasst. Dabei wurden die folgenden Kostenpunkte und ihre Unterteilung (in Klammern) erfragt

- Gesamtkosten (inkl. Planungskosten, Dachvorbereitung, Gesamtkosten Solaranlage, Systemintegration und Diverses) und Subventionen
- Betriebskosten (Personal- und Materialkosten)
- Planungsphase (Inklusive Aufwand von Energieberatung, Ingenieure, Planer usw.)
- Dachvorbereitung (Personalaufwand und Materialkosten)
- Gesamtinvestitionskosten für die Solaranlagen (Kollektormodul pro Einheit, Aufständigung oder Nachführung, Steuerungssystem, Sensoren und Verkabelung, Hydrauliksystem, Transportkosten, Personalkosten Installation)
- Systemintegration (Hydrauliksystem zur Einbindung ins existierende System, Isolierung, Steuerung/ Instrumentierung, Bauliche Materialkosten, Personenaufwand)
- Diverses

Aus Gründen der Anonymität werden hier nur die prozentuale Kostenaufteilung dargestellt oder allgemeine Aussagen formuliert. Die Gesamtinvestitionskosten dieser P+D Anlagen reichen von 1'115 CHF/m² bis zu 5'189 CHF/m². Da jede Anlage ihre Besonderheiten hat, sind die Aufteilung der Gesamtkosten auch sehr unterschiedlich wie in Abbildung 28 dargestellt. Bei beiden Anlagen mit Vakuumröhrenkollektoren in HUG und Zehnder sind die Kosten für die Solaranlage der grösste Kostenpunkt. Bei den restlichen Anlagen stellt die Systemintegration 20% bis 40% der Gesamtkosten dar. Insbesondere fällt Bever auf, da dort die Systemintegrationskosten die Solaranlagenkosten übersteigen. Dieses System hat die höchsten Kosten für die Systemintegration aufgrund der Komplexität, die von der Dampfintegration und dem Ölhandlung herrühren. In diesem Fall werden die anfallenden Reparaturkosten nicht einmal aufgeführt, was zu einem noch höheren Kostenaufwand führen würde. Die Kollektoren in Fribourg wurden auf einer Tribüne installiert, was die Kosten für die Dachvorbereitung und damit die Gesamtinvestitionskosten erheblich erhöhte.

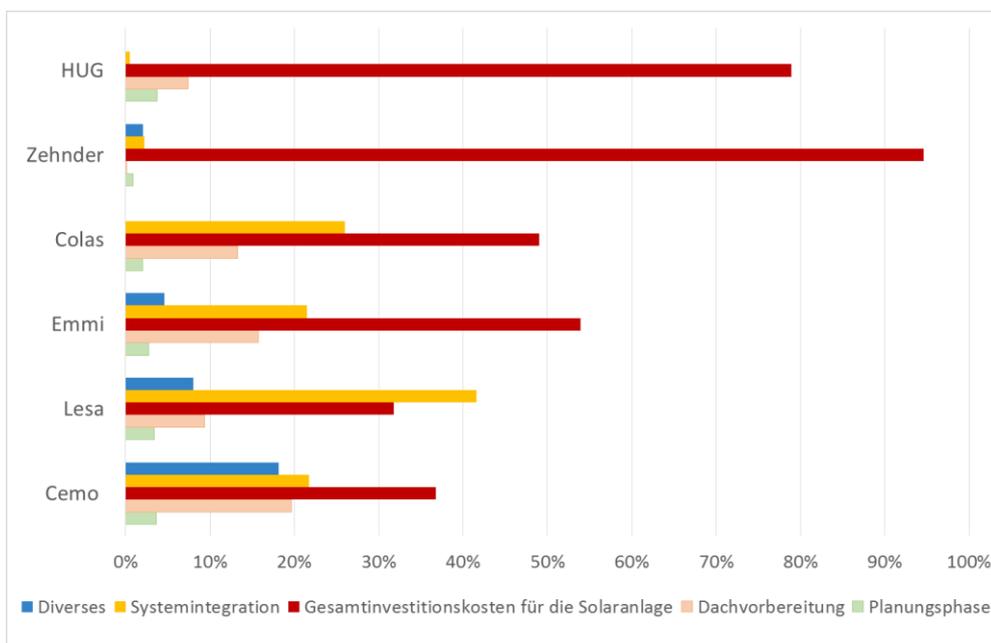


Abbildung 28 Kostenaufteilung der Gesamtinvestitionskosten für die untersuchten P&D Anlagen

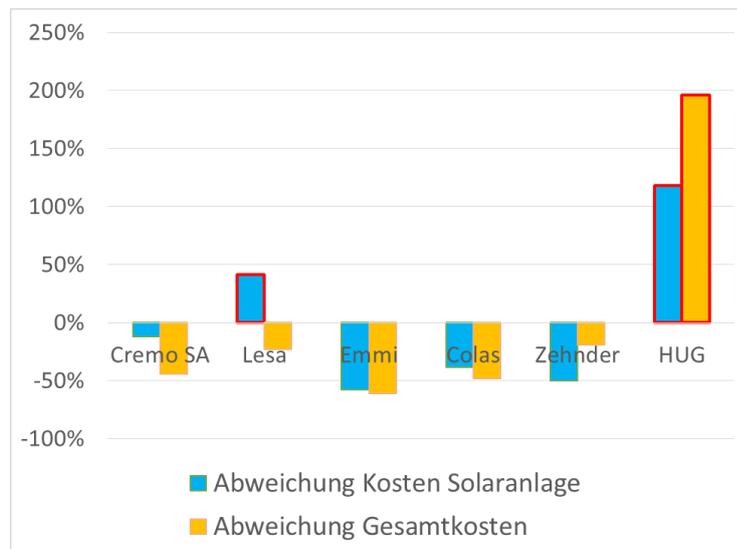


Abbildung 29 Abweichung für die solaren Prozesswärmeanlagen von durchschnittlichem Gesamtinvestitionskostenwert und durchschnittlichen Kosten für die Solaranlage.

Um einen besseren Vergleich der Anlagenkosten ziehen zu können ist es üblich nur die Kosten für die Solaranlage zu betrachten, die für die hier untersuchten Anlagen von 600 CHF/m² bis 4'600 CHF/m² reichen. Die Abweichungen von den einzelnen Gesamtinvestitionskosten von dem durchschnittlichen Gesamtinvestitionskosten für alle sechs Anlagen werden in Abbildung 29 dargestellt, zusammen mit der Abweichung der Kosten für die Solaranlagen vom Durchschnittswert. Negative Werte bedeuten, dass die Kosten der jeweiligen Anlage unter dem Durchschnittswert liegen. Das teuerste System ist die Anlage in Genf bei HUG. Ursprünglich sollte diese Anlage mit Vakuumflachkollektoren und Öl als Wärmeträgermedium eingesetzt werden, doch wurde dann zu einem späteren Zeitpunkt entschieden Vakuumröhrenkollektoren einzusetzen, diese Planänderung führte zu hohen Kosten.

Das wirtschaftlichste System (auch mit dem höchsten Energieertrag) ist die Anlage in Saignelégier. Die Leistung dieser Anlage könnte sogar durch zusätzliches Speichervolumen noch verbessert werden. Die Gesamtinvestitionskosten für die Anlage in Bever liegt unter dem Durchschnitt, doch vergleicht man die Kosten für die Solaranlage, übersteigen diese den Mittelwert. Betrachtet man nur die Parabolrinnenanlagen erkennt man, dass die Kosten für die Solaranlagen mit wachsender Anlagengröße sinken. Die durchschnittlichen Kosten für die untersuchten Parabolrinnenkollektoren liegen bei ca. 880 CHF/m² und liegen in dieser Studie unter den Kosten für die konventionellen Vakuumröhrenkollektoren.

Wie bereits erwähnt, handelt es sich bei allen solaren Prozesswärmeanlagen in dieser Studie um Pilot- und Demonstrationsanlagen mit hohem Risiko für die Investoren. Jede Anlage wurde individuell gestaltet, was zu hohen Kosten führte. Um von dieser Pilot- und Demonstrationsphase zu kommerziellen Systemen zu gelangen, müssen solare Prozesswärmeanlagen mit standardisierten Lösungen zuverlässiger und wirtschaftlicher werden. Obwohl die durchschnittlichen Kosten für die untersuchten Parabolrinnenkollektoren ungefähr 880 CHF / m² (oder 780 Euro / m²) betragen und nicht viel höher sind als die konventioneller Vakuumröhrenkollektoren bei 705 Euro / m² im internationalen Vergleich [5], besteht immer noch die Notwendigkeit die Gesamtkosten zu senken, um eine attraktive und wettbewerbsfähige Technologie als Energiequelle für industrielle Zwecke zu werden. Durch die Installation von größeren Anlagen wie der in Saignelégier, die bereits fast nur halb so viel kostet wie die kleine Anlage in Bever mit einer Fläche von 115 m², können bereits heute geringere Kosten pro m² erzielt werden.

3.8 Fazit

Tabelle 7 Zusammenfassung der Ergebnisse für die untersuchten solaren Prozesswärmeanlagen in der Schweiz. Das Werk in Genf ist noch nicht in Betrieb

	Monitoring period	Operating temperatur	DNI [kWh/m ²]	Energy yield [kWh/m ²]	Annual collector field efficiency
Bever	Aug.- Dec. 2012	190°C	426	128	30%
	Jan.- Dec.2013		1162	353	30%
	Jan.- Aug. 2014		833	195	23%
Saignelégier	2014	117°C	945	344	36%
	2015		1138	418	37%
	2016		928	297	32%
Fribourg	2014	120°C /160°C	928	340	37%
	2015		976	380	39%
	2016		843	336	40%
			Global irradiation [kWh/m²]		
Gränichen	2015	70°C- 90°C	876	340	39%
	Jan- April 2016		222	90	41%
Yverdon	Apr.-Dec 2015	80°C /180°C	747	92	12%
	Jan.-Oct. 2016		1198	83	7%

Um die energetische Bewertung zusammenzufassen, wird in Tabelle 7 ein Überblick über die Energieerträge der bewerteten Anlagen gegeben. Der Monitoringzeitraum gibt an, in welchem Zeitraum das solare Prozesswärmesystem in Betrieb war und verwertbare Daten aufgezeichnet wurden. Die Sonneneinstrahlung in Tabelle 7 ist in der jeweiligen Messgröße angegeben, DNI für die Parabolrinnenkollektoren, Globalstrahlung für die nicht konzentrierenden Systeme. Die jährliche Kollektorfeldeffizienz beschreibt das Verhältnis zwischen dem jährlichen Energieertrag und der verfügbaren Sonnenenergie auf der Aperturfläche.

Lesas in Bever

- Die Anlage in Bever ist die kleinste Anlage mit der höchsten Betriebstemperatur (190°C) in dieser Evaluationsstudie.
- Die Anlage fiel auf Grund technischer Probleme, hauptsächlich Leckagen des Wärmeträgermediums Thermoöl, über lange Zeiträume aus.
- Im Betrieb zeigt die Anlage gute Leistung, doch dominierten die technischen Herausforderungen und diese Anlage hat den erwarteten Ertrag von 76 MWh pro Jahr nicht erreicht
- Die Anlage läuft unter einem Contractingvertrag und wird von ewz betrieben
- Trotz finanzielle Verluste seitens ewz wird die Anlage im nächsten Jahr weiter betrieben

Emmi in Saignelégier

- Die Anlage weist mit 418 kWh/m² (263 MWh) den höchsten jährlichen Energieertrag auf und erreicht genau den erwarteten Energieertrag
- Der solare Deckungsgrad entspricht 12% des gesamten Wärmebedarfs des Industriebetriebs und 69 t CO₂ konnten eingespart werden.
- Im Sommer kommt es durch Wärmeüberproduktion zur Abschaltung der Anlage. Durch einen grösseren Speicher könnte der jährliche Feldertrag um etwa 6% erhöht werden.

Crema in Fribourg

- Die Anlage wurde vom hausinternen Technikerteam in das existierende System eingebunden. Dadurch konnten grobe Systemintegrationsfehler vermieden werden. Kleine Fehler wurden sofort erkannt und von den mit der Anlage vertrauten Technikern direkt behoben.
- Die Anlage in Fribourg erfüllte die Schätzung von 197 MWh und übertraf diese im Jahr 2015 mit 221 MWh, was einer eingesparten Menge von 50 t CO₂ entspricht.
- Die Strahlungsmessungen mit dem SPN1 Strahlungsmessgerät liefern seit Mitte 2016 zu niedrige Direktstrahlungswerte, die zu einer Überschätzung des Feldwirkungsgrads führt. Das SPN1 wird demnächst untersucht und es wird versucht eine Korrekturfunktion herzuleiten.

Zehnder in Gränichen

- Die eingesetzten Vakuumröhrenkollektoren stellen für die Schweiz die Kollektortechnologie mit dem grössten Potential dar
- Der erwartete Energieertrag von 158 MWh wurde allerdings nicht erreicht.
- Im Sommer kommt es oft zur Wärmeüberproduktion und folglich zum Abschalten der Anlage da es zu keiner Wärmeabnahme mehr kommt. Durch Erweiterung der verfügbaren Wärmesenken könnte man die Effizienz erhöhen.
- Durch Probleme mit dem Datenserver kam es im Jahr 2016 und 2017 zu massiven Datenverlusten.

Colas in Yverdon (von Lesbat Heig-VD ausgewertet)

- Colas ist ein idealer Konsument für solare Prozesswärme, da die Strassenbaubranche hauptsächlich zwischen April bis Oktober tätig ist.
- Die Anlage in Yverdon ist die Anlage mit der geringsten Effizienz dieser Studie.
- Die Gründe für die niedrigen Kollektorausbeuten sind hauptsächlich auf unerforschte Technologie (SRB-Kollektoren) und Probleme mit Systemlayout und -integration zurückzuführen, die in [4] ausführlich erläutert werden.
- Simulationsergebnisse mit Polysun weisen auf eine Überschätzung des erwarteten Energieertrags hin, die Simulation wird zur Zeit noch mit experimentellen Messwerten validiert

HUG in Genf:

- Geplant war die Anlage ursprünglich (2014) mit SRB Vakuumflachkollektoren
- Planungsänderungen führten zur Bauverzögerung
- Die jetzt geplante Inbetriebnahme der Anlage mit Vakuumröhrenkollektoren ist im März 2018

GainBuddy

- GainBuddy ist ein simples, statisches Berechnungstool zur Berechnung von Bruttowärmeerträgen von Solarthermie Kollektorfeldern, das jedoch die thermische Kapazität nicht abbilden kann
- Die Anlagen in Bever und Saignelégier konnten gut mit GainBuddy abgebildet werden
- Die restlichen Anlagen konnten wegen komplizierter Feldgeometrie (Tribüne, Fribourg) oder variablem Austrittstemperaturen (Gränichen) nur ungenügend dargestellt werden.

Ökonomische Evaluation

- Es wurden mittels Fragebogen die Investitionskosten und Kostenaufteilung der Anlagen zusammengetragen

- In dieser Studie werden Pilot- und Demonstrationsanlagen mit hohem Risiko für die Investoren evaluiert. Jede Anlage wurde individuell gestaltet, was zu hohen Kosten führte.
- Um von diesen P+D Anlagen zu kommerziellen Systemen zu gelangen, müssen solare Prozesswärmeanlagen standardisiert, zuverlässiger und wirtschaftlicher werden.
- Der Durchschnittspreis für alle Anlagen liegt bei ca. 1'150 CHF/m² und der Durchschnittspreis für die drei Parabolrinnenanlagen liegt bei ca. 880 CHF/m²

4 Zusammenfassung und Ausblick

Seit 2011 wurden in der Schweiz mehrere solarthermische Anlagen zur Versorgung von industrieller Prozesswärme installiert, von denen eine Auswahl vom SPF Institut für Solartechnik seit 2014 evaluiert wird. Jede Anlage befindet sich an einem anderen Standort, benutzt unterschiedliche Kollektortechnologien (nachgeführte Parabolrinnenkollektoren, Vakuumröhrenkollektoren, Vakuumflachkollektoren) und arbeitet bei unterschiedlichen Temperaturen (70°C bis 190°C). Die kleinste Anlage in Bever (mit Parabolrinnenkollektoren) hat die meisten Probleme im Betrieb gezeigt, was aufgrund des hohen Temperaturniveaus von 190°C zur Dampferzeugung zu technischen Problemen und langen Ausfallzeiten geführt hat. Die beiden anderen Anlagen mit Parabolrinnenkollektoren in Saignelégier und in Fribourg haben die Erwartungen erfüllt und lieferten 264 MWh bei 117°C und insgesamt 220 MWh bei 120°C bzw. 160°C. Das Werk in Fribourg hat im Laufe der Jahre eine konstante Steigerung des Energieertrags gezeigt. Diese Anlage wurde komplett von den gleichen Haustechnikern installiert, in Betrieb genommen und in das bestehende Industriesystem integriert, die seitdem das System bedient und gewartet haben. Die daraus resultierende Vertrautheit mit dem System führt zu weniger Spielraum für Fehler, schnellere Fehlerreaktion und damit weniger Ausfallzeiten. Die Schätzung für den Energieertrag von 158 MWh für das Kollektorfeld in Gränichen wurde nicht erreicht. Die Datenerfassung der Anlagendaten war jedoch nicht zuverlässig und die Anlage wurde im Sommer wegen Wärmeüberproduktion mehrmals abgeschaltet. Die Anlage mit der geringsten Effizienz ist die Anlage in Yverdon. Die Gründe für die niedrigen Kollektorausbeuten sind hauptsächlich auf unerforschte Technologie (SRB-Kollektoren) und Probleme mit Systemlayout und -integration zurückzuführen, die in [4] ausführlich erläutert werden.

Zusammenfassend haben die solaren Prozesswärmeanlagen grösstenteils eine zufriedenstellende Leistung bis zu 160°C gezeigt und die Erwartungen erfüllt. Parabolrinnenkollektoren werden jedoch ihr Potenzial an Standorten mit einem höheren DNI während des gesamten Jahres voll ausschöpfen können, was zu höheren jährlichen Energieerträgen führen wird. Das größte Hindernis für solare Prozesswärmeanlagen im Allgemeinen, unabhängig von der Kollektortechnologie, sind die hohen Investitionskosten, die sich nicht wie in der Industrie oft in weniger als 3 Jahren amortisieren lassen. Es müssen Kosten gesenkt und neue Finanzierungsmethoden gefunden werden, um das Risiko für Investoren zu senken.

Um die Solarthermie als eine zukünftige zuverlässige Energiequelle für industrielle Zwecke zu stärken, werden im Folgeprojekt EvaSP II die aktuellen Hindernisse angegangen. Um das Vertrauen in die Technologie der solaren Prozesswärme zu stärken, werden die solaren Prozesswärmeanlagen weiterhin gemonitored um in einer Langzeitstudie diese auf Zuverlässigkeit, Robustheit und Degradierung zu überprüfen. Des Weiteren bedingt die Nutzung von solarer Prozesswärme hohe Anfangsinvestitionen und passt daher nicht zu aktuellen industriellen Geschäftsstrategien. Es ist daher notwendig, Möglichkeiten zu neuen Finanzierungsmethoden aufzuzeigen, die das Risiko für die Endkunden senken, und auf die Schweizer Wirtschaft zugeschnittene Modelle vorzustellen.

Referenzen

- [1] J. Möllenkamp, M.H. Rittmann-Frank et al. „Evaluation of Thermal Losses in Parabolic Trough Collector Fields of Solar Process Heat Plants in Switzerland“, 11th ISES EuroSun Conference - International Conference on Solar Energy for Buildings and Industry, Mallorca,2016
- [2] BFE Jahresbericht 2016 „EvaSP-Evaluation solarer Prozesswärmesysteme in der Schweiz“
- [3] J. Möllenkamp, M.H. Rittmann-Frank et al. „Untersuchung und Evaluierung eines Parabolrinnenkollektorfeldes für Prozesswärme in einer Schweizer Molkerei“ 25. OTTI Symposium Thermische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2015
- [4] M. Bunea et al. „Analysis of a medium temperature solar thermal installation with heat storage for industrial applications“ Energy Procedia 91 (2016) 601 – 610
- [5] D. Ritter et al. 27. Symposium Thermische Solarenergie, 10. – 12. Mai 2017 in Bad Staffelstein