

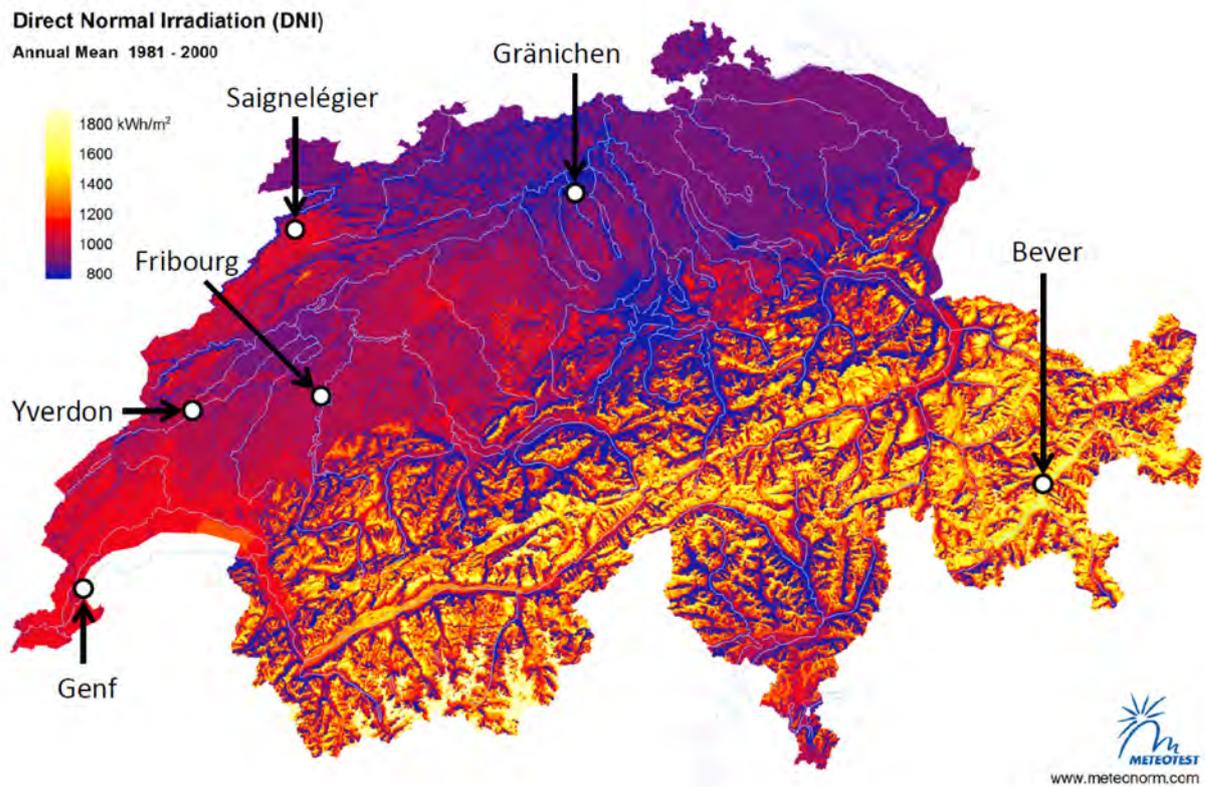


Schlussbericht 2020

EvaSP II

Evaluation solarer Prozesswärmeanlagen in der Schweiz

© XY 2017





INSTITUT FÜR
SOLARTECHNIK



Datum: 5. November 2020

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.



Zusammenfassung

Ziel des Projektes EvaSP II ist es, die Solarthermie als zukünftige Hauptenergiequelle für industrielle Zwecke weiterhin zu stärken, indem die aktuellen Hindernisse angegangen werden. Das Ziel des EvaSP II Projektes die existierenden Anlagen in einer Langzeitstudie auf Zuverlässigkeit, Robustheit und Degradierung zu überprüfen. Im Laufe des Projektes EvaSP II werden die aktuellen Förderungsmöglichkeiten in der Schweiz untersucht und die Schwächen und Chancen von aktuelle Wirtschaftlichkeits- und Finanzierungsmodelle untersucht. Aus der Studie konnten folgende Schlussfolgerungen gezogen werden

- Es wurden 5 Anlagen im regelmässig energetisch ausgewertet. Alle Anlagen sind Pilot & Demonstrationsanlagen. Bis auf eine Anlage, die Vakuumröhrenkollektoren einsetzt, nutzen alle anderen Anlagen Kollektortechnologien, die nicht im Wohnbereich gebräuchlich sind. Eine Anlage nutzt evakuierte Flachkollektoren. Drei von diesen Anlagen setzen kleine Parabolische konzentrierende Kollektoren ein, die Temperaturen bis 180°C liefern können.
- Die konzentrierenden Kollektoren werden üblicherweise in sonneicheren Regionen eingesetzt (z.B. Spanien, Italien), da dort im Jahr mehr Direktstrahlung zur Verfügung steht. Jedoch konnten diese Anlagen bei uns in der Schweiz (mitteleuropäische Region) zufriedenstellende Energieerträge liefern und erreichten auch die gewünschten Temperaturen von 190°C. Die Anlagen wurden im Winter stillgelegt und Schädigung durch Schneelasten zu vermeiden. Das grösste technische Problem wurde durch die beweglichen Teile (Schläuche) verursacht, die nach einiger Zeit immer wieder ausgetauscht werden mussten um Leckagen des Wärmeträgermediums zu verhindern. Mittlerweile gibt es weiterentwickelte Parabolrinnenkollektoren für Prozesswärme, die dieses Problem nicht mehr haben.
- Weitere Probleme, die die meisten Anlagen betraf waren Fehler in der Systemintegration der Solaranlage in das bestehende Industrieenergiesystem. Dort waren teilweise Bauteile, Ventile usw. falsch eingebaut was zu einem Minderertrag führte. Jedoch konnten diese Fehler durch das detaillierte Monitoring erkannt und behoben werden. Jedoch zeigt diese Erfahrung, dass die Systemintegration viel Know-How von den Installateuren bedarf und einfachere, standardisierte Integrationskonzepte von Nöten sind.
- Ein weiteres Problem ist die Datenübertragung und Speicherung, die teilweise ausfiel. Dieses Problem ist unabhängig von der solaren Prozesswärmeanlage und muss immer wieder überprüft werden und zuverlässige Datensysteme müssen gefunden werden.
- Sehr positiv war die Leistung der Anlage mit den herkömmlichen Vakuumröhrenkollektoren. Die gelieferte Wärme hat teilweise den erwarteten Wert übertroffen. Diese Technologie ist sehr zuverlässig und wurde Jahrzehnte schon im Wohnbereich erprobt.
- Die Degradationsuntersuchung zeigen keine eindeutigen Hinweise einer Alterung der Anlage, Kollektoren oder ihren Komponenten. Dabei wurde der Feldwirkungsgrad unter stationären Bedingungen mit dem des im Labor getesteten Kollektors verglichen. Die Abweichungen lagen innerhalb der Fehlerbalken und weitere Degradierungsuntersuchungen über den nächsten Jahren werden weiter durchgeführt. Die geringe Abweichung könnte darauf hinweisen, dass die Verschmutzung an den untersuchten Standorten keine bedeutende Rolle spielt. Die Kollektoren wurden selten oder nicht regelmässig gereinigt (ausser vom Regen)
- Die untersuchten Anlagen zeigen vielversprechende Ergebnisse und die Schweiz sollte das Potential für diese CO₂-neutrale Wärmezeugung nutzen.



Résumé

L'objectif du projet EvaSP II est de renforcer encore l'énergie solaire thermique en tant que future source d'énergie principale à des fins industrielles en s'attaquant aux obstacles actuels. L'objectif du projet EvaSP II est de tester les centrales existantes dans le cadre d'une étude à long terme pour en vérifier la fiabilité, la robustesse et la dégradation. Dans le cadre du projet EvaSP II, les possibilités actuelles de promotion en Suisse seront étudiées et les faiblesses et les opportunités des modèles économiques et financiers actuels seront examinées. Les conclusions suivantes peuvent être tirées de l'étude

- 5 installations ont été régulièrement évaluées énergétiquement. Toutes les usines sont des usines pilotes et de démonstration. À l'exception d'un système qui utilise des capteurs à tubes sous vide, tous les autres systèmes utilisent des technologies de capteurs qui ne sont pas couramment utilisées dans le secteur résidentiel. Une usine utilise des collecteurs plats sous vide. Trois de ces systèmes utilisent de petits collecteurs concentrateurs paraboliques, qui peuvent fournir des températures allant jusqu'à 180°C.
- Les collecteurs à concentration sont généralement utilisés dans les régions les plus ensoleillées (par exemple l'Espagne, l'Italie), car le rayonnement direct disponible est plus important chaque année. Cependant, ces systèmes ont pu fournir des rendements énergétiques satisfaisants en Suisse (région d'Europe centrale) et ont également atteint les températures souhaitées de 190°C. Les usines ont été fermées en hiver pour éviter les dommages causés par les charges de neige. Le plus gros problème technique était causé par les pièces mobiles (tuyaux), qui devaient être remplacées encore et encore après un certain temps pour éviter les fuites du fluide caloporteur. Entre-temps, il existe des collecteurs cylindro-paraboliques perfectionnés pour la chaleur industrielle qui n'ont plus ce problème.
- D'autres problèmes qui ont affecté la plupart des systèmes étaient des erreurs dans l'intégration du système solaire dans le système énergétique industriel existant. Dans certains cas, des composants, des vannes, etc. ont été mal installés, ce qui a entraîné une baisse de rendement. Toutefois, ces erreurs pourraient être détectées et corrigées par le suivi détaillé. Toutefois, cette expérience montre que l'intégration du système exige un grand savoir-faire de la part des installateurs et qu'il faut des concepts d'intégration plus simples et standardisés.
- Un autre problème est celui du transfert et du stockage des données, qui a partiellement échoué. Ce problème est indépendant de l'installation de chaleur industrielle solaire et doit être vérifié encore et encore et des systèmes de données fiables doivent être trouvés.
- Les performances du système avec les collecteurs à tubes sous vide classiques ont été très positives. La chaleur fournie a partiellement dépassé la valeur attendue. Cette technologie est très fiable et a déjà été testée pendant des décennies dans des zones résidentielles.
- L'enquête sur la dégradation ne montre aucun signe évident de vieillissement du système, des collecteurs ou de leurs composants. L'efficacité sur le terrain dans des conditions stationnaires a été comparée à celle du collecteur testé en laboratoire. Les écarts se situent à l'intérieur des barres d'erreur et d'autres enquêtes sur la dégradation seront menées au cours des prochaines années. Le faible écart pourrait indiquer que la pollution ne joue pas un rôle significatif sur les sites étudiés. Les collecteurs étaient rarement ou pas régulièrement nettoyés (sauf par la pluie)
- Les installations étudiées montrent des résultats prometteurs et la Suisse devrait exploiter le potentiel de cette production de chaleur neutre en CO₂.



Summary

The aim of the EvaSP II project is to further strengthen solar thermal energy as the future main energy source for industrial purposes by addressing the current obstacles. The aim of the EvaSP II project is to test the existing plants in a long-term study for reliability, robustness and degradation. In the course of the EvaSP II project, the current funding opportunities in Switzerland will be investigated and the weaknesses and opportunities of current economic and financing models will be examined. The following conclusions could be drawn from the study

- 5 installations were regularly evaluated energetically. All plants are pilot & demonstration plants. With the exception of one system that uses vacuum tube collectors, all other systems use collector technologies that are not commonly used in the residential sector. One plant uses evacuated flat collectors. Three of these systems use small parabolic concentrating collectors, which can supply temperatures up to 180°C.
- The concentrating collectors are usually used in sunnier regions (e.g. Spain, Italy), as there is more direct radiation available in the year. However, these systems were able to deliver satisfactory energy yields in Switzerland (Central European region) and also reached the desired temperatures of 190°C. The plants were shut down in winter to avoid damage from snow loads. The biggest technical problem was caused by the moving parts (hoses), which had to be replaced again and again after some time to prevent leakage of the heat transfer medium. In the meantime, there are further developed parabolic trough collectors for process heat which no longer have this problem.
- Other problems that affected most plants were errors in the system integration of the solar plant into the existing industrial energy system. Some components, valves, etc. were incorrectly installed, resulting in a reduced yield. However, these errors could be detected and corrected by detailed monitoring. However, this experience shows that the system integration requires a lot of know-how from the installers and simpler, standardised integration concepts are needed.
- Another problem is the data transfer and storage, which partially failed. This problem is independent of the solar process heat plant and has to be checked again and again and reliable data systems have to be found.
- The performance of the system with conventional vacuum tube collectors was very positive. The delivered heat partly exceeded the expected value. This technology is very reliable and has already been tested for decades in the residential sector.
- The degradation investigation does not show any clear evidence of ageing of the system, collectors or their components. The field efficiency under stationary conditions was compared with that of the collector tested in the laboratory. The deviations are within the error bars and further degradation investigations will be carried out over the next few years. The small deviation could indicate that pollution does not play a significant role at the investigated sites. The collectors were rarely or not regularly cleaned (except by rain)
- The plants investigated show promising results and Switzerland should exploit the potential for this CO₂-neutral heat generation.



Inhalt

Zusammenfassung	3
Résumé	4
Summary	5
1 Einleitung	7
1.1 Ausgangslage und Hintergrund	7
1.2 Motivation des Projektes	7
1.3 Projektziele.....	8
2 Vorgehen und Methode	9
2.1 Energetische Auswertung	9
2.2 Finanzierungsmodelle und Wirtschaftlichkeit.....	9
3 Evaluationsergebnisse der solaren Prozesswärmeanlagen	11
3.1 Lesa in Bever	11
3.2 Emmi in Saignelégier.....	18
3.3 Cremo in Fribourg	26
3.4 Zehnder in Gränichen.....	34
3.5 Colas in Yverdon	41
3.6 Universitätskrankenhaus (HUG) in Genf.....	46
3.7 Anlagenübergreifender Vergleich.....	48
4 Resultate Finanzierung und Wirtschaftlichkeit	52
4.1 Staatliche Förderungen von solaren Prozesswärmesystemen.....	52
4.2 Geschäftsmodelle für solare Prozesswärme	57
4.3 Geschäftsmodellumgebung.....	64
5 Schlussfolgerungen und Fazit	73
6 Ausblick und zukünftige Umsetzung	74



1 Einleitung

1.1 Ausgangslage und Hintergrund

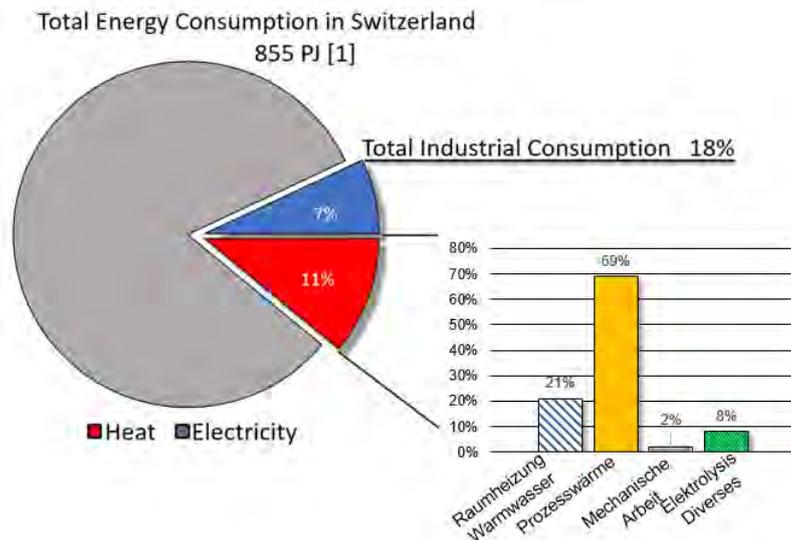


Abbildung 1 Energieverbrauch in der Schweiz und Übersicht der Verteilung des Wärmeverbrauchs in der Industrie. Energiedaten aus [BFE2016]

Der Gesamtenergieverbrauch in der Schweiz liegt bei etwa 237 TWh, von welchen die Industrie allein 18% verbraucht. Mehr als die Hälfte davon wird für die Bereitstellung für Wärme benutzt und hauptsächlich durch fossile Brennstoffe erzeugt. Um die Ziele der Energiestrategie 2050 zu erreichen und um auch in Zukunft wettbewerbsfähig zu bleiben, müssen mehr industrielle Betriebe CO₂ neutral werden. Dabei spielen die Steigerung der Energieeffizienz, insbesondere Abwärmenutzung, sowie der Einsatz alternativer, klimafreundlichere Wärmequelle eine bedeutende Rolle. Solarthermie zeigt daher ein grosses Potenzial als erneuerbare Wärmequelle für den industriellen Einsatz, da sie eine nachhaltige, CO₂-freie Technologie ist und durch ihren vorhersehbaren Wärmepreis bis zu 20 Jahre Planungssicherheit gewährleistet. Die verschiedenen solarthermischen Kollektortypen können einen weiten Temperaturbereich abdecken (Abbildung2)

Üblicherweise werden im mitteleuropäischen Breitengrade konventionelle Flach- und Vakuumröhrenkollektoren eingesetzt, die jedoch nur Temperaturen bis 120°C erreichen können. Die Schweiz ist einer der wenigen Länder, die mehrere Solare Prozesswärmeanlagen mit kleinen¹ konzentrierenden Parabolrinnenkollektoren, die Temperaturen bis 190°C liefern. Diese und auch weitere Anlagen mit konventionellen Kollektoren wurden im Rahmen dieses Projektes begleitet.

1.2 Motivation des Projektes

Solare Prozesswärme wird trotz ihres grossen Potenzials in der Industrie noch selten als Energieversorgung in Betracht gezogen oder gar genutzt. Deshalb ist es das Ziel im EvasP II Projekt der Industrie wichtige Informationen und die richtigen Instrumente zu übergeben, um Investitionsentscheidungen über die Nutzung der Solarthermie treffen zu können. Das EvasP II Projekt ist eine Weiterführung des Endes September 2017 abgeschlossenen BFE-Projektes EvasP und baut auf seine Ergebnisse auf.

¹ klein im Gegensatz zu den Parabolrinnen die im CSP eingesetzt werden



Im EvaSP II Projekt wurden insgesamt sechs solare Prozesswärmanlagen begleitet. Die Anlagen befinden sich an unterschiedlichen Standorten (siehe Abbildung 3), nutzen verschiedene Kolleorttechnologien und liefern Wärme bei unterschiedlichen Betriebstemperaturen für diverse Prozesse.

Im Vorlauf Projekt EvaSP wurde das GainBuddy Tool mit gemessenem Kollektorfeldertrag (ermittelt aus den Messdaten und den Grössen: Strahlung, Massenstrom, Wärmekapazität und Temperatureintritt und -austritt) validiert. Die Kernaufgabe des Ertragsrechners „GainBuddy“ ist das Berechnen von Bruttowärmeerträgen von Kollektorfeldern. Im EvaSP II wurde dieses Tool im vergangenen Projektjahr 2018 anwenderfreundlicher gestaltet um auch ausserhalb der Forschung die Nutzung dieses Tool ohne viel Fachwissen zu ermöglichen.

Für jede hier untersuchte solare Prozesswärmanlage wurden die Informationen über die Gesamtinvestitionskosten und die Kostenverteilung per Fragebogen erhoben. Da es sich um individuell konzipierte Pilot- und Demonstrationsanlagen handelt, führte dies zu hohen Kosten. Um von diesen P+D-Anlagen zu kommerziellen Systemen zu gelangen, muss ihre Wirtschaftlichkeit betrachtet und angepasst werden, z.B. durch neue Finanzierungs- und Fördermodelle.

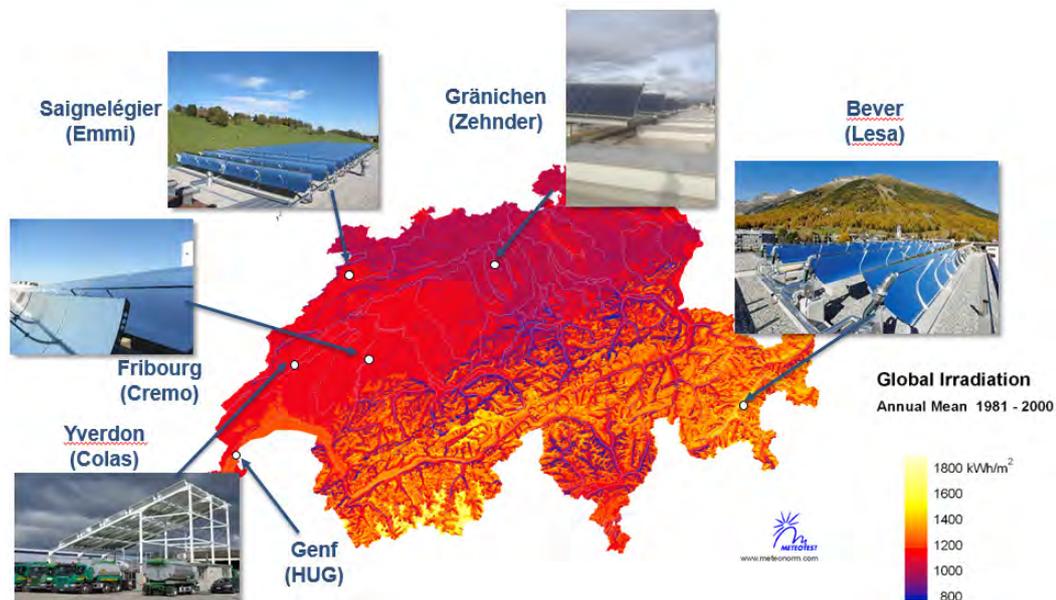


Abbildung 2 Darstellung der Standorte der EvaSP II Anlagen in der Schweiz. Farbkodierung stellt die örtlich verfügbare Globale Strahlung dar.

1.3 Projektziele

Dabei wurden folgende Punkte bearbeitet:

- 1) Die langjährige Performance und Stabilität der Prozesswärme Anlagen zu untersuchen
- 2) Erfahrungen mit konzentrierenden Anlagen im mitteleuropäischen Regionen sammeln
- 3) Weiterentwicklung von Tools und Guidelines für solaren Prozesswärmanlagen
- 4) Wirtschaftliche Aspekte und Finanzierungsmöglichkeiten einer solaren Prozesswärmanlage werden beleuchtet und untersucht.

Das übergeordnete Ziel des EvaSP Projektes ist die Verbreitung und Etablierung der solaren Prozesswärme in der Schweiz zu unterstützen.



2 Vorgehen und Methode

Im Rahmen des EvaSP II Projektes wurden der Fokus auf zwei Schwerpunkte gesetzt 1) der engertei- schen Auswertung der existierenden SHIP Anlagen und 2) die finanzielle Betrachtung.

2.1 Energetische Auswertung

In Tabelle 1 sind die solare Prozesswärmeanlagen aufgelistet, die im EvaSP II Projekt untersucht wer- den. Details zur Messdatenerfassung, hydraulischen Schemata sowie zu den eingesetzten Sensoren wurden in [1] beschrieben. Für die Ergebnisse der Anlage bei Colas in Yverdon wird mit Lesbat Heig- VD kooperiert, die die Anlage im Rahmen eines separaten BFE Projektes untersuchte. Die HUG-Anlage wurde nicht wie geplant in Betrieb genommen.

Tabelle 1 Überblick über die im EvaSP II untersuchten solaren Prozesswärmeanlagen in der Schweiz

	Emmi Saignelégier	Cremo Fribourg	Lesabever	Colas Yverdon	Zehnder Gränichen	HUG Genf
Industriebereich	Milchverarbeitung			Strassenbau	Heizkörper-herstel- ler	Kranken- haus
Prozesswärmenut- zung	Reinigung, Produktion			Gebäude Bitumen	Lackier- anlage	Sterilisa- tion
Temperaturen	117°C	120/160°C	190°C	90°C/160°C	90°C/110°C	110/180°C
Kollektorart	Parabolrinnenkollektor			Vakuumflach-kollek- tor	Vakuumröhrenkollektor	
Anlagengrösse	627 m ²	581 m ²	115 m ²	360 m ²	184 m ²	462 m ²

Um Aussagen über die Effizienz und Leistung der solarthermischen Anlagen 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, Lesabever und Cremo, wandeln ausschliesslich die Direktstrahlung in Wärmeenergie um. Die Berechnungsgrundlagen wurden in [1] genauer aufgeführt.

2.2 Finanzierungsmodelle und Wirtschaftlichkeit

Damit sich die solare Prozesswärme durchsetzen kann, sind verbesserte Finanzierungslösungen für grosse solarthermische Anlagen für die Bereitstellung von Prozesswärme erforderlich. Im ersten Schritt wurde untersucht, wie bestehende Anlagen finanziert und betrieben werden, welche aktuellen Finanzierungsmöglichkeiten es gibt und wo die Beteiligten die grössten Hindernisse für den weiteren Ausbau solarer Prozesswärmeanlagen sehen. Dafür wurde eine Umfrage unter Anlagenbetreibern, Banken, Contractoren sowie Herstellern, Planern und Generalunternehmern in Deutschland, Österreich und der Schweiz durchgeführt (Jahresbericht 2018). Dabei spielt die Förderung eine wichtige Rolle. Daher wur-



den weitere Untersuchungen durchgeführt, um einen Überblick über die Förderung der solaren Prozesswärme in der Schweiz zu erstellen und mit den Förderbedingungen in Österreich und Deutschland zu vergleichen.

In einem nächsten Schritt wurden Geschäftsmodelle für solare Prozesswärme untersucht. Dafür wurden mit Hilfe einer Literaturrecherche verschiedene Geschäftsmodelle für solare Prozesswärme, aber auch für verschiedene andere erneuerbare Energien und für Energieeffizienz identifiziert und auf ihre Übertragbarkeit auf solare Prozesswärme überprüft. Daraus wurden drei mögliche Geschäftsmodell-Cluster für solare Prozesswärme gebildet, die in Kapitel 4.2 vorgestellt werden. In Kapitel 4.3 werden das Umfeld und die Rahmenbedingungen betrachtet, in denen sich die Geschäftsmodelle bewegen. Es werden mit Hilfe einer Literaturrecherche und der Umfrageergebnisse verschiedene Hindernisse für die vorgestellten Geschäftsmodelle identifiziert und einige wesentliche und für solare Prozesswärme spezifische Hemmnisse näher analysiert sowie mögliche Lösungsansätze und Massnahmen vorgestellt, diese zu überwinden.



3 Evaluationsergebnisse der solaren Prozesswärmeanlagen

3.1 Lesa in Bever

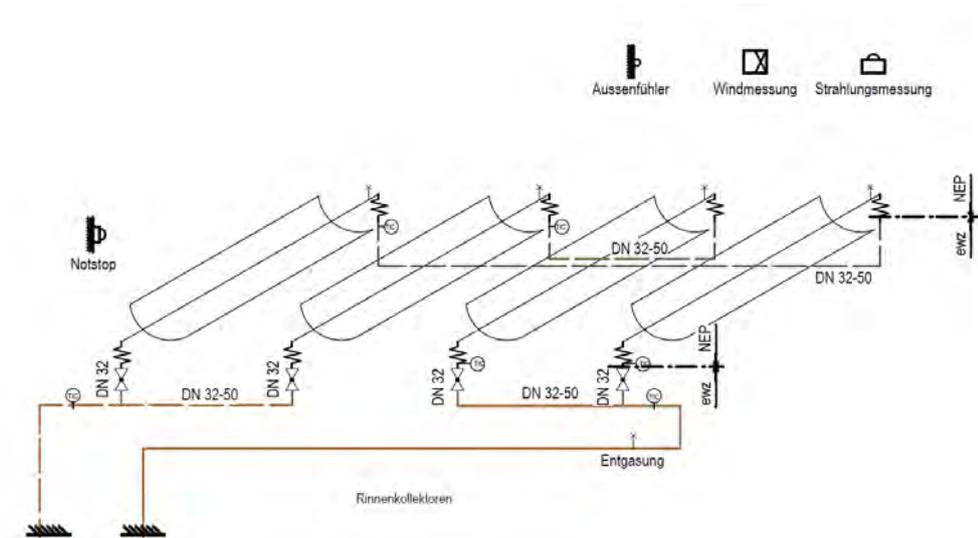


Abbildung 3 Foto und Hydraulisches Schema der solaren Prozesswärmeanlage in Bever



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

Die Anlage in Bever erzielte im Betrieb, trotz der hohen Prozesstemperatur von 190°C, gute Tageserträge jedoch dominierten die technischen Herausforderungen, die zu langdauernden Ausfällen führten. Nach guten Messjahren von Sommer 2012 bis Sommer 2014 gab es lange Ausfälle, bis die Anlage 2018 wieder in Betrieb genommen wurde. Aufgrund von Steuerungsproblemen konnten aber nur zwei der insgesamt vier Kollektorreihen betrieben werden. Im Jahr 2019 lief die Anlage die Anlage von Sommer bis Herbst wieder störungsfrei. Ein Problem für die energetische Analyse des Anlagenbetriebs ist die seit der Wiederaufnahme des Betriebs im Jahr 2018 reduzierte Anzahl an auslesbaren Messfühler, was die Auswertung von Fehlerträgen erschwert.



In Tabelle 2 sind die Felderträge und die Strahlungswerte für die Anlage am Standort Bever zusammengefasst. In der Tabelle ist ein begrenzter und nicht kontinuierlicher Monitoring Zeitraum der Anlage zu erkennen, bedingt durch Winterpausen und lange Betriebsausfälle aufgrund von technischen Problemen, z.B. Leckagen.

Tabelle 2 Übersichte Strahlungswerte und Felderträge der Anlage in Bever

Monitoring-zeitraum	Betriebs-temperatur	Direktstrahlung in ein-achsig nachgeführte Kollektorebene [kWh/m ²]	Feldertrag [kWh/m ²]	Kollektorfeld-wirkungsgrad
Aug.- Dec. 2012	190°C	430	129	30%
2013		1'172	356	30%
Jan.- Aug. 2014		840	196	23%
2015-2017		Kein durchgängiger Betrieb, Ausfälle wegen Leckagen und Reparturarbeiten		
Jun. – Aug. 2018		546	40	7%
Jun. – Okt. 2019		625	137	22%

Für den Vergleich der Anlageperformance über die Messjahre werden in Abbildung 4 die Messergebnisse mit den Planungsannahmen verglichen.

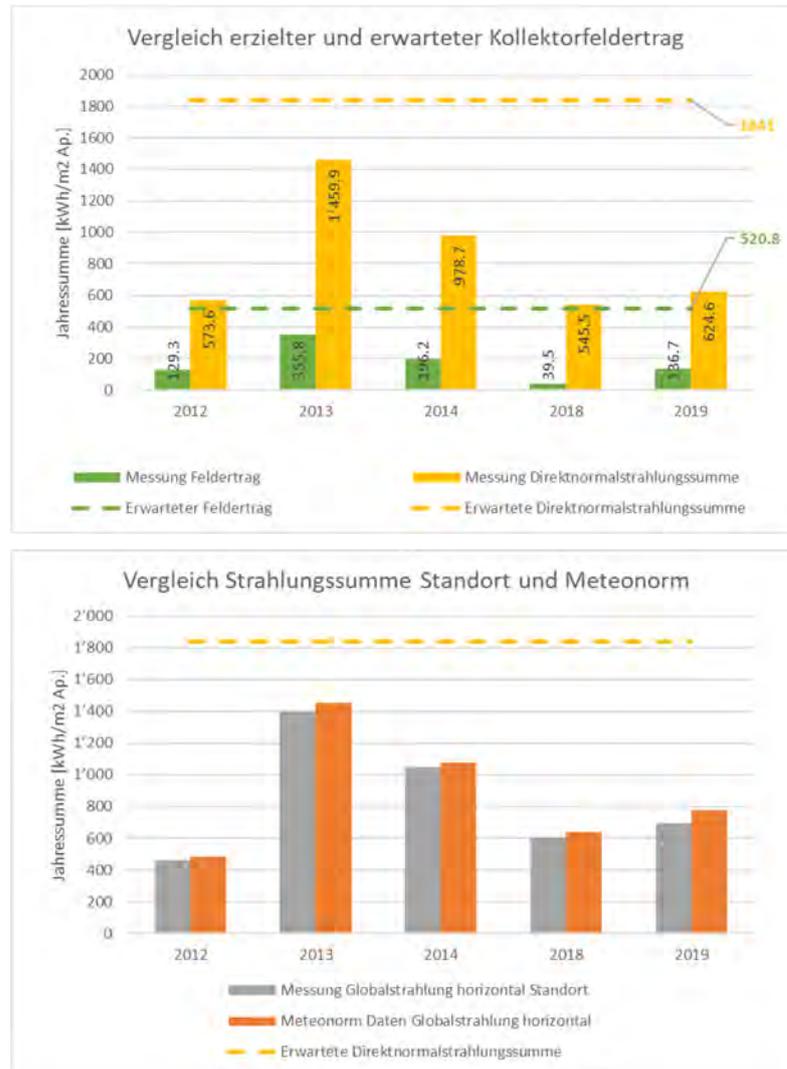


Abbildung 4 Grafik oben: Vergleich zwischen den erwarteten und gemessenen Einstrahlungssummen und Felderträgen. Grafik unten: Vergleich zwischen der gemessenen Globalstrahlungssumme und den interpolierten Meteonorm Daten für den Standort Bever.

Aufgrund der vielen Betriebsunterbrüche in der Solarenwärmeproduktion konnten die erwarteten Felderträge aus Abbildung 4 nie erreicht werden. Der höchste Feldertrag konnte im einzigen vollständigen Messjahr 2013 mit einer Jahressumme von 355.8 kWh/m² erzielt werden. Auffällig ist jedoch die in der Planung erwartete Direktnormalstrahlungssumme am Standort Bever von 1841 kWh/m², welche deutlich verfehlt wurde. Beim Vergleich der gemessenen Globalstrahlungssumme des SPN1 Messgerätes am Standort mit den Messdaten der Meteonorm Datenbank für die Betriebsmonate und speziell für das vollständige Messjahr 2013 zeigt sich, dass diese Strahlungssummen mit geringer Messfehlertoleranz vergleichbar sind. Durchgeführte Vergleichsuntersuchungen der Direktstrahlungsmessung des SPN1 zeigten eine allgemeine Unterschätzung der Direktstrahlung mit einem Messfehler von bis zu 11%, was im vollständigen Jahr 2013 zu einer Direktnormalstrahlungssumme von ca. 1'621 kWh/m² führt. Die bei der Anlagenplanung erwartete Strahlungssumme für den Standort Bever wurde deutlich überschätzt. Dennoch erzielt die Solaranlage in den Jahren 2012 bis 2014 gute Felderträge. Im Jahr 2018 erzielte die Anlage mit der Hälfte der Kollektorreihen und diversen Steuerungsproblemen nur einen geringen Feldertrag bei einem Kollektorfeldwirkungsgrad von 7%.



In der folgenden Abbildung 5 werden die effektiven Anlagenmesswerte der Einstrahlung und Felderträge für die untersuchten Jahre gegenübergestellt.

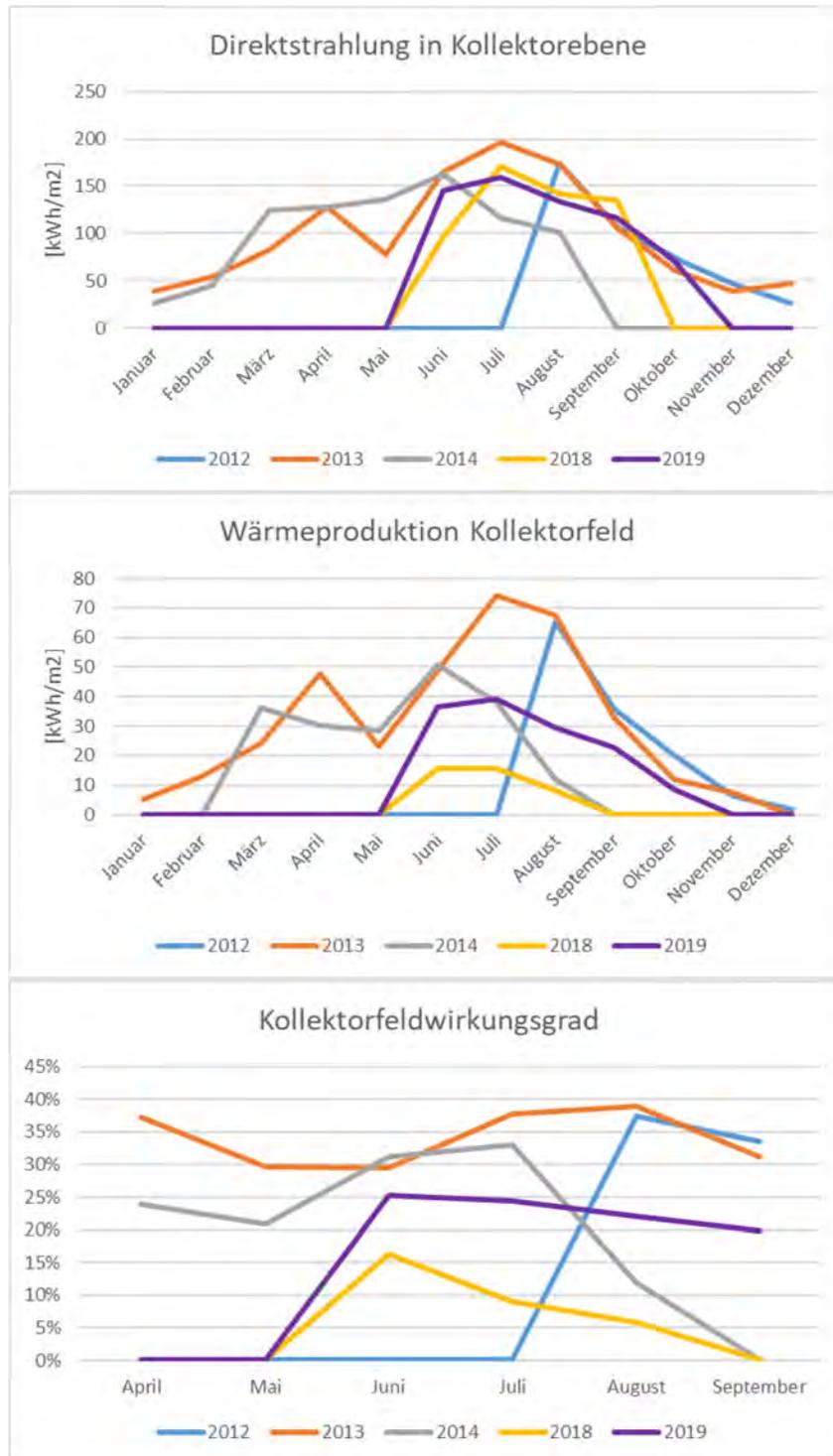


Abbildung 5 Jahresdarstellung der Direktstrahlung auf einachsig nachgeführten Aperturfläche Hbt (oben) der Felderträge q_{prim} (mitte) und dem Kollektorfeldwirkungsgrad (unten)

Der höchste erzielte monatliche Wirkungsgrad liegt im August 2013 bei 39%, im Gegensatz dazu werden in den Betriebsmonaten im Jahr 2018 auffallend niedrige Kollektorfeldwirkungsgrade erreicht. Diese



tiefen Erträge sind auf den durchgehenden Ausfall der Hälfte der Kollektorreihen aufgrund von Steuerungsproblemen zurückzuführen. Auch im Jahr 2019 liegen die Wärmeerträge und der Feldwirkungsgrad deutlich unter dem Vergleichsjahr 2013. Aufgrund der fehlenden Messdaten ab dem Jahr 2018 kann aber nicht nachgewiesen werden welche Fehler zur Abnahme des Wirkungsgrades führten.

In Abbildung 6 wird der spezifische Kollektorfeldertrag in Abhängigkeit von der flächenspezifischen Direktstrahlungssumme auf die einachsig nachgeführte Aperturfläche in Bever dargestellt. In diesen Input-Output Graphiken werden die Tagessummen für alle Jahre dargestellt und nach Jahreszeiten aufgeschlüsselt. Diese Darstellung ermöglicht es besonders auffällige Tage zu identifizieren, die trotz hoher Strahlungssumme wenig oder gar keine Wärme lieferten.

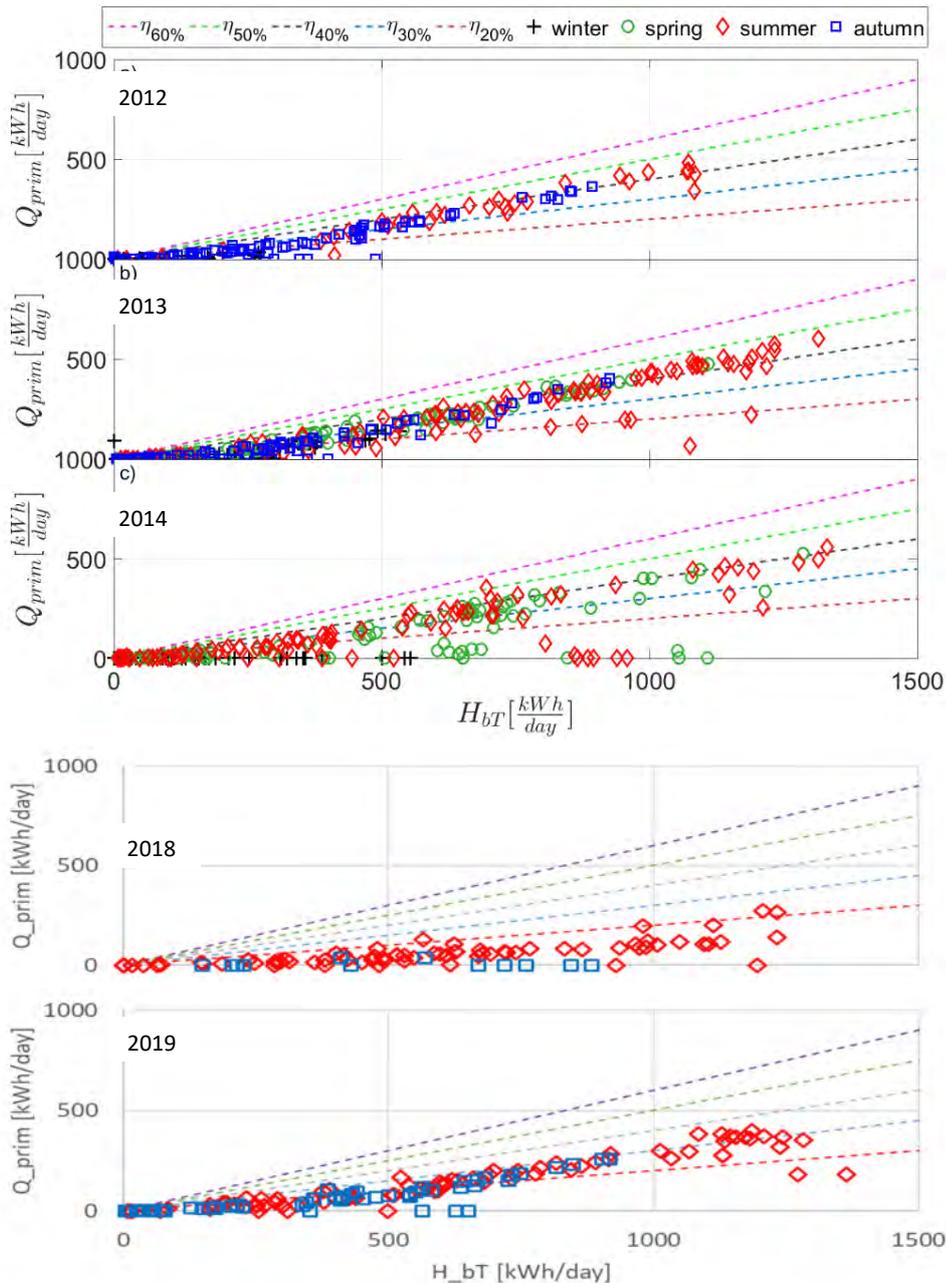


Abbildung 6 Die täglichen Kollektorfelderträge des Kollektorfeldes in Bever der Jahre 2012 bis 2014 und 2018 bis 2019 sind Jahreszeiten zugeordnet und über die Direktstrahlungssumme in der einachsig nachgeführten Aperturfläche $H_{bT,day}$ aufgetragen. Zur Orientierung sind die Kollektorwirkungsgrade mit gestrichelten Linien eingezeichnet.



In der Abbildung ist zu erkennen, dass die Anlage in den Sommermonaten zwischen 2012 bis 2014 Feldwirkungsgrade zwischen 40% und 50% erreichte. Die Anlage erreichte somit gute Leistungswerte trotz der hohen Betriebstemperatur von 190°C zur Dampferzeugung. Die jährliche Leistung des Systems wird aber durch die technische Unzuverlässigkeit stark geschwächt. In den Jahren 2014 und 2018 fallen die vielen Punkte auf der Abszissenachse auf, die auf häufigere Betriebsausfälle zurückzuführen sind. Die Feldwirkungsgrade bewegten sich in den Sommermonaten 2019 zwischen 25% und 35% womit sie deutlich tiefer ausfallen als vor der langen Reperaturphase von 2015 bis 2017. Die Analyse der tieferen Tageserträge im 2019 wird, wie bereits beschrieben, durch das Fehlen der nicht mehr auslesbaren Messdaten vom Volumenstrom und der Kollektorposition verunmöglicht.

Technische Probleme

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 EvaSP I Schlussbericht dokumentiert. In Abbildung 7 ist die prozentuale Betriebs- und Ausfallzeit sowie die Winterpause aufgrund der alpinen Lage und der grossen Schneemenge für die Betriebsjahre der Anlage in Bever dargestellt.

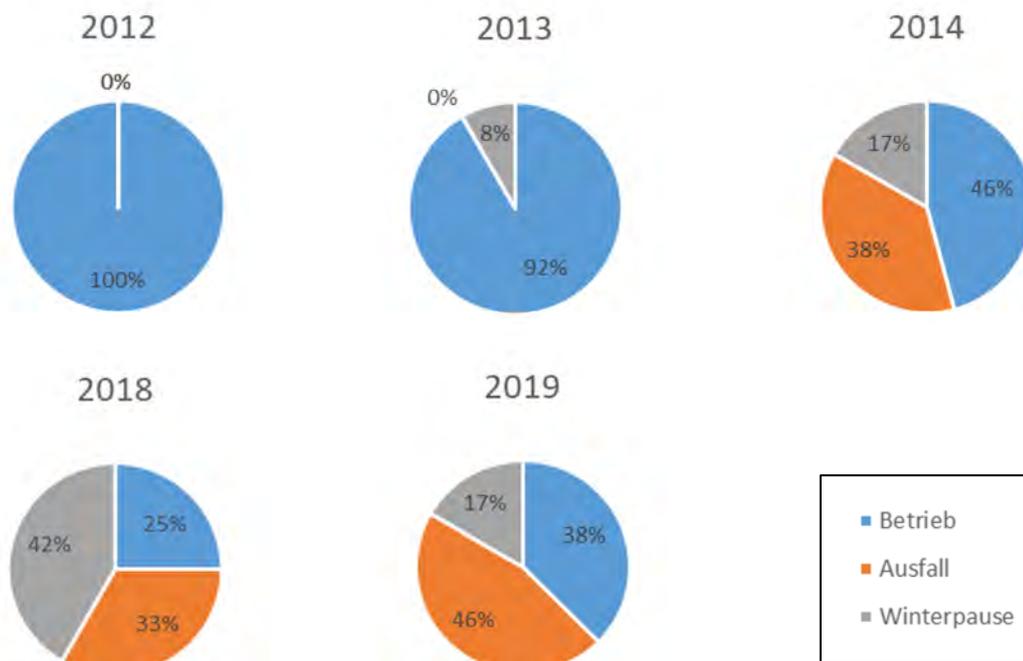
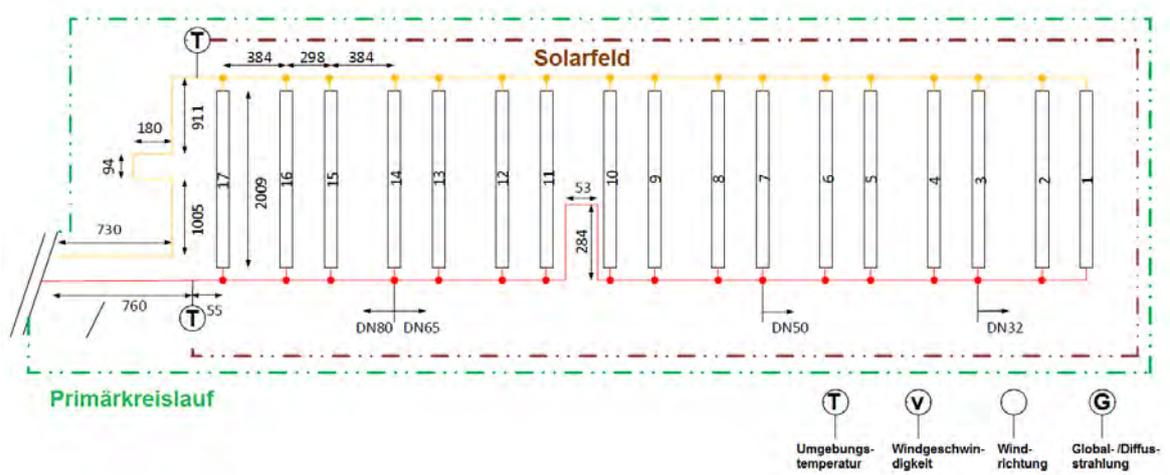


Abbildung 7 Prozentuale Unterteilung der Betriebsjahre in Betrieb, Ausfall und Winterpause

Im Jahr 2014 begannen die Probleme im Anlagenbetrieb mit der mechanischen Beschädigung der Thermoölschläuche, welche immer wieder zu Leckagen und Betriebsstopps führten. Nach der Behebung dieser Probleme ging die Anlage 2018 nach der Winterpause wieder für kurze Zeit in Betrieb, bevor Ende August bereits wieder ein Leck an einem Thermoölschlauch auftrat, was zu einem Ausfall der Anlage bis Sommer 2019 führte. Im Jahr 2019 lief die Anlage über die Sommermonate ohne erneute Probleme, bis Anlage im Oktober für die Winterpause ausser Betrieb genommen wurde.



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

Die Anlage in Saignelégier erzielte im Monitoring Zeitraum hohe Solarerträge obwohl dar starke Schneefall in dieser Region und Leckagen bei den Verbindungsschläuchen zu mehreren Betriebsunterbrüchen führte. In Tabelle 3 sind 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 Energie-



ausbeute 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	Direktstrahlung in ein- achsig nachgeführte Kol- lektorebene [kWh/m²]	Feldertrag [kWh/m²]	Kollektorfeld- wirkungsgrad
Saignelégier	2014	117°C	945	344	36%
	2015		1'138	418	37%
	Mrz. – Dez. 2016		890	298	33%
	Mrz. – Mai. 2017		344	114	33%
	Apr. – Okt. 2018		955	289	30%
	Apr. – Aug. 2019		719	276	38%

In Abbildung 8 werden die Felderträge und Wirkungsgrade mit dem bei der Anlagenplanung erwarteten Einstrahlungssumme und Feldertrag verglichen.

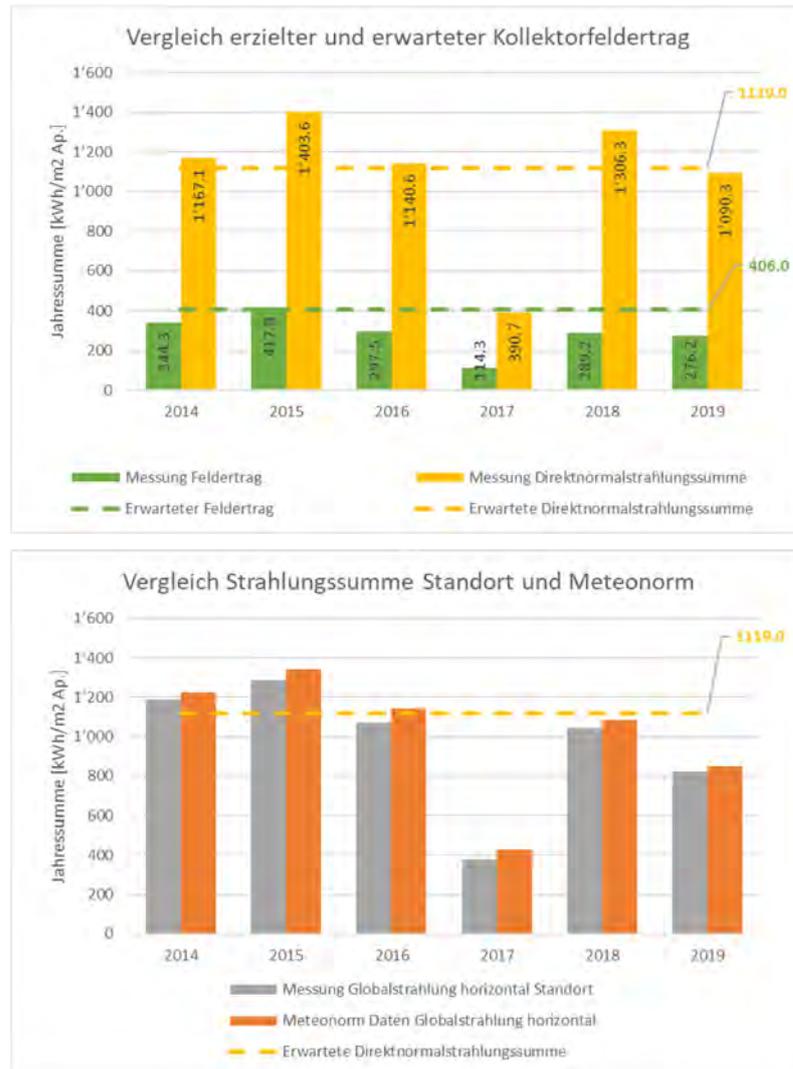


Abbildung 8 Grafik oben: Vergleich zwischen den erwarteten und gemessenen Einstrahlungssummen und Felderträgen. Grafik unten: Vergleich zwischen der gemessenen Globalstrahlungssumme und den interpolierten Meteonorm Daten für den Standort Saignelégier.

In Abbildung 8 ist zu erkennen, dass die Anlage in Saignelégier mit Ausnahme des von Reparaturarbeiten geprägten Jahres 2017 gute Strahlungssummen und Kollektorfelderträge erreicht. Die für die Anlagenplanung erwartete durchschnittliche Direktnormalstrahlungssumme gemäss Meteonorm wurde mit Ausnahme des Jahres 2017 erreicht. Die Korrektheit der SPN1 Strahlungsmessdaten am Standort lassen sich durch einen Vergleich der gemessenen Globalstrahlungssumme am Standort und den Meteonorm Daten für die Betriebsmonate überprüfen. Die Abweichung zwischen den Messdaten und Meteonorm Daten liegen für alle Jahre im Bereich des nachgewiesenen Messfehlers des SPN1 Strahlungsmessgerätes. Die Felderträge liegen in den Jahren 2014 und 2015 zuerst im prognostizierten Bereich und fallen danach unter die Erwartung. Diese tieferen Erträge in der Messperiode 2016 bis 2019 sind erstens auf den Entscheid die Solaranlage nach den Jahren 2014 und 2015 nicht mehr ganzjährig zu Betreiben und zweitens auf Anlagenbetriebsprobleme zurückzuführen. Die grossen Schneemassen in Saignelégier haben beim Winterbetrieb der Anlage vermehrt zu defekten geführt, worauf der Anlagenbetrieb auf April bis Oktober begrenzt wurde, was zu den Mindererträgen in der Abbildung führte. Im Jahr 2018 wurde trotz hoher Einstrahlungssumme der erwartete Feldertrag deutlich verfehlt, entsprechend wurde gemäss Tabelle 3 mit 30% der geringste Kollektorfeldwirkungsgrad in der Messperiode erzielt. Dieser tiefe Feldertrag ist auf den ganzjährigen Ausfall von einzelnen Kollektorreihen aufgrund



von Schlauchrisse zurückzuführen. In den anderen Messjahren erreichte die Solaranlage in Saignelégier gute Jahreswirkungsgrade von 33% bis 38%.

In der folgenden Abbildung 9 werden die effektiven Anlagenmesswerte der Einstrahlung und Felderträge für die untersuchten Jahre gegenübergestellt.

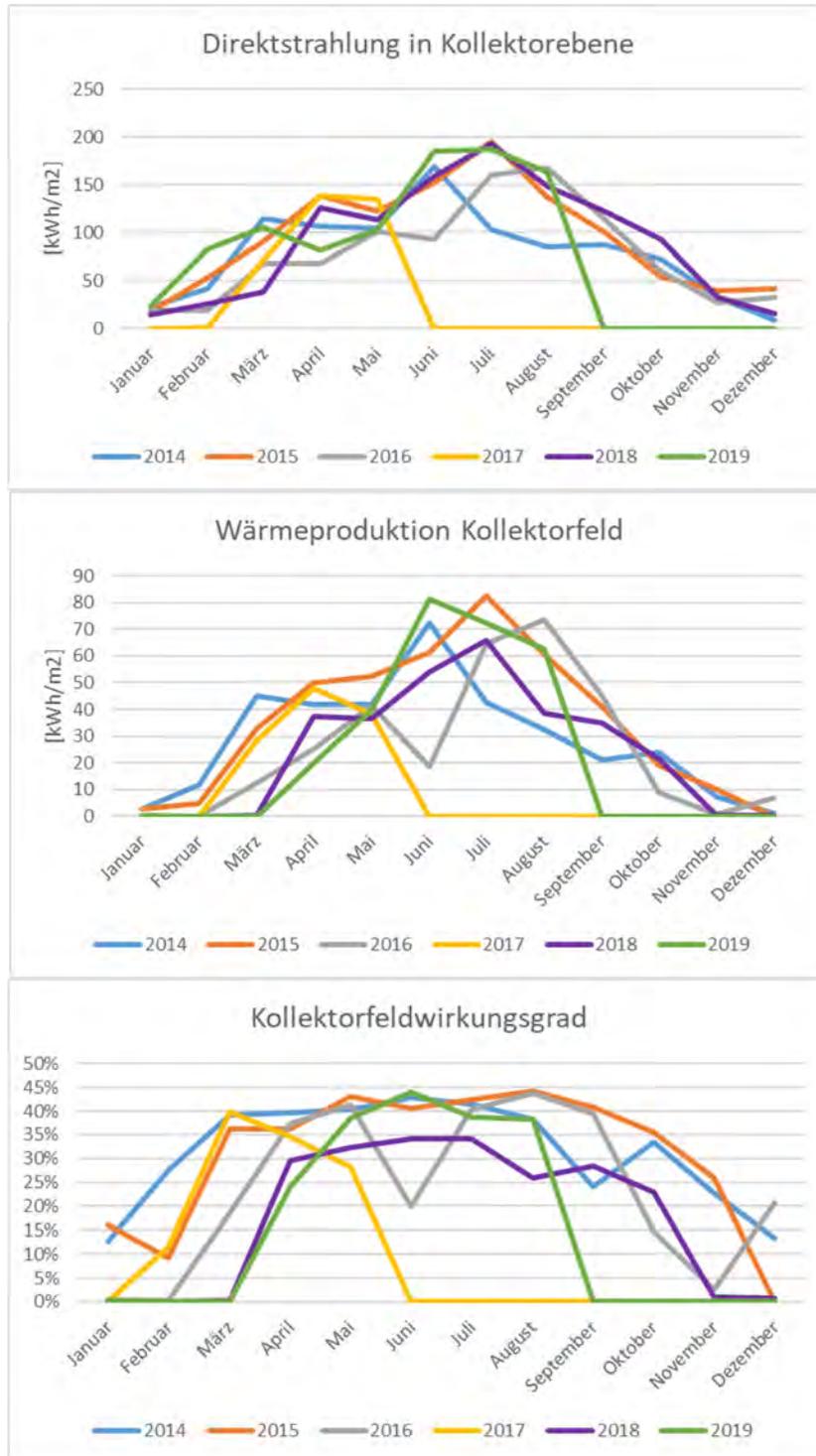


Abbildung 9 Jahresdarstellung der Direktstrahlung auf einachslich nachgeführten Aperturfläche H_{bt} (oben) der Felderträge q_{prim} (mitte) und dem Kollektorfeldwirkungsgrad (unten)



Die höchsten erzielte monatlichen Wirkungsgrade liegen in den Sommermonaten der Jahre 2015, 2016 und 2019 bei über 40%. Im Gegensatz dazu weisen die Betriebsmonate des Jahres 2018, aufgrund der einzelnen ausgefallenen Kollektorreihen, einen niedrigen Kollektorfeldwirkungsgrad auf.

In Abbildung 10 wird der spezifische Kollektorfeldertrag in Abhängigkeit von der Direktstrahlungssumme auf die einachsigt nachgeführte Aperturfläche in Saignelegier dargestellt.

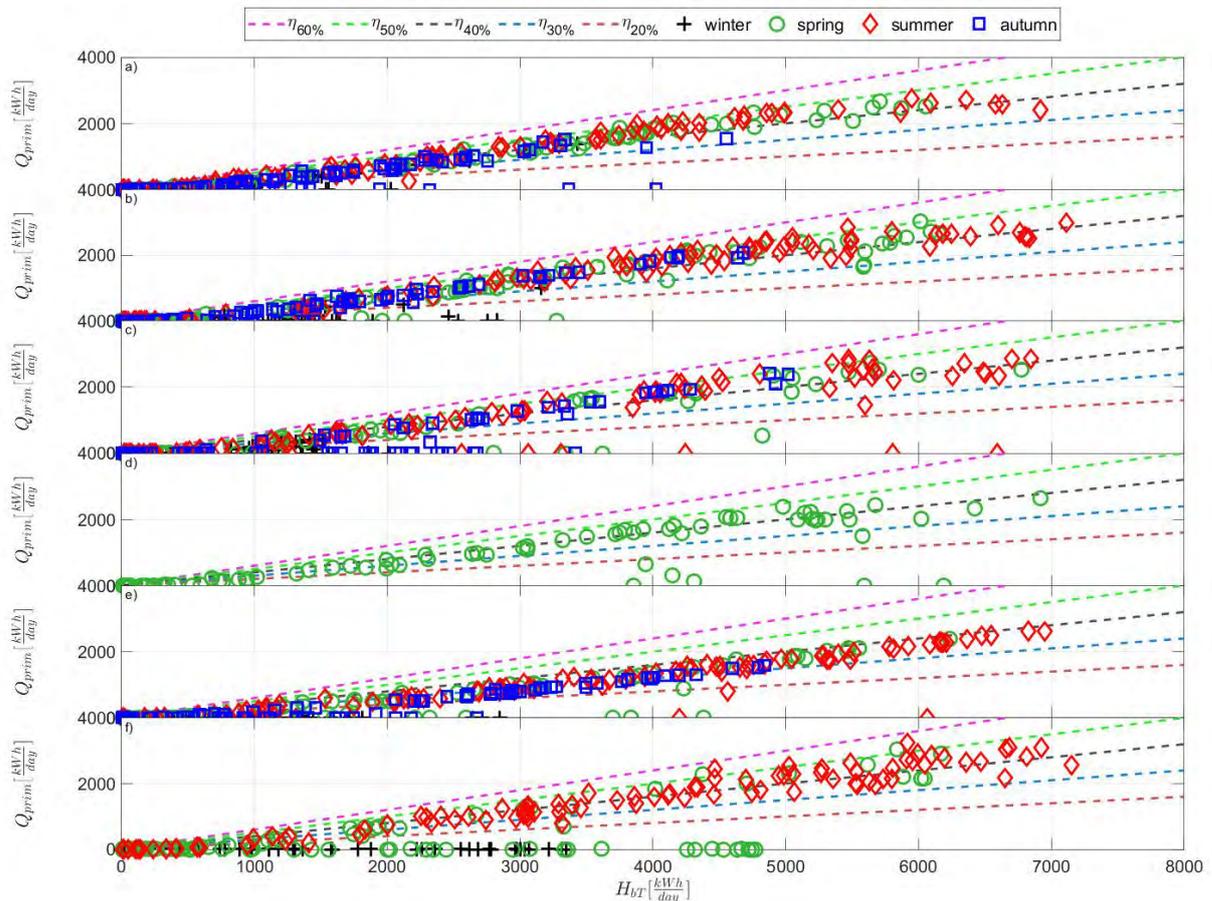


Abbildung 10 Die täglichen Kollektorfelderträge des Kollektorfeldes in Saignelegier der Jahre a) 2014, b) 2015, c) 2016, d) 2017, e) 2018 und f) 2019 sind Jahreszeiten zugeordnet und über die Direktstrahlungssumme in der einachsigt nachgeführten Aperturfläche $H_{bT,day}$ aufgetragen. Zur Orientierung sind die Kollektorfeldwirkungsgrade mit gestrichelten Linien eingezeichnet.

In der Abbildung ist zu erkennen, dass die Anlage in den Sommermonaten einen Feldwirkungsgrad von 40%-50% erreichte. In den Jahren 2017 und 2018 konnten diese hohen Wirkungsgrade in den Sommermonaten aufgrund der technischen Probleme nicht erzielt werden. Des Weiteren sind in der Abbildung viele Punkte auf der Abszissenachse ohne Feldertrag zu erkennen. An diesen Tagen war die Anlage aufgrund der Winterpause abgestellt oder es fanden Reparaturarbeiten statt. Im Jahr 2015 wurde im Juli der höchste Monatsfeldertrag von 83 kWh/m² mit einem durchschnittlichen Wirkungsgrad von 47% gemessen. Diese hohen Sommererträge führten vermehrt zum Stillstand der Anlage aufgrund von Überproduktion. In Abbildung 10 ist diese Überproduktion anhand des nicht mehr ansteigenden Feldertrags ab einer täglichen Direktstrahlungssumme in der Kollektorebene von 5'000 kWh/Tag erkennbar. Der abgeschätzte jährliche Verlust durch ungenutzte solarthermisch erzeugte Energie liegt zwischen 6% und 8%.



Für die Solaranlage in Saignelegier wurde für die bisherige Laufzeit von sechs Jahren in Abbildung 11 eine Degradierungsuntersuchung des Kollektorfelds durchgeführt. Für die Vergleichsuntersuchung wurden für die Jahre 2015 und 2019 geeignete Messdatenreihen zur Mittagszeit von 15 Minuten Länge bei quasi-stationären Bedingungen identifiziert. Diese Bedingungen beziehen sich auf die Einstrahlung, den Kollektordurchfluss und die Aussentemperatur sowie des zu ignorierenden IAM-Verlustes aufgrund senkrecht stehenden Sonne zur Mittagszeit.

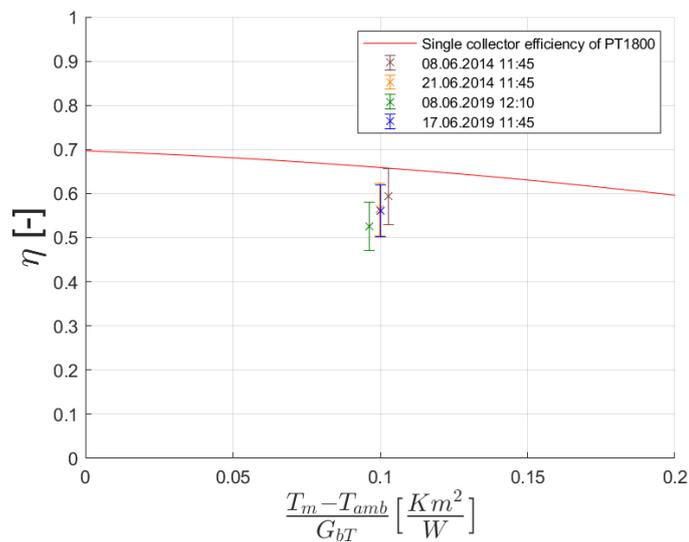


Abbildung 11 Vergleich der Kollektorfeldwirkungsgrade mit dem Kollektorwirkungsgrad mit Messdatenreihen aus dem Jahr 2015 und dem Jahr 2019

Der Vergleich der quasi-stationären Kollektorfeldwirkungsgrade der Jahre 2014 ~~und 2019 in Abbildung 11~~ zeigt, dass bei gleichen Bedingungen im Jahr 2019 vergleichbare (blauer und oranger Messpunkt haben eine minimale Abweichung) bis leicht tiefere Feldwirkungsgrade erzielt wurden. Der tiefere Vergleichswerte liegt jedoch immer noch im Bereich der statistischen Fehlerbalken sodass keine eindeutige Aussage zu Degradierungsverlust im Kollektorfeld möglich ist.



Technische Probleme

Die häufigsten Betriebsausfallursachen der Anlage in Saignelegier sind auf gerissene Verbindungsschläuche im Kollektorfeld und Schneelasten zurückzuführen. In Abbildung 12 ist die prozentuale Betriebs- und Ausfallzeit sowie die Winterpause aufgrund der grossen Schneemenge für die Betriebsjahre der Anlage in Saignelegier dargestellt.

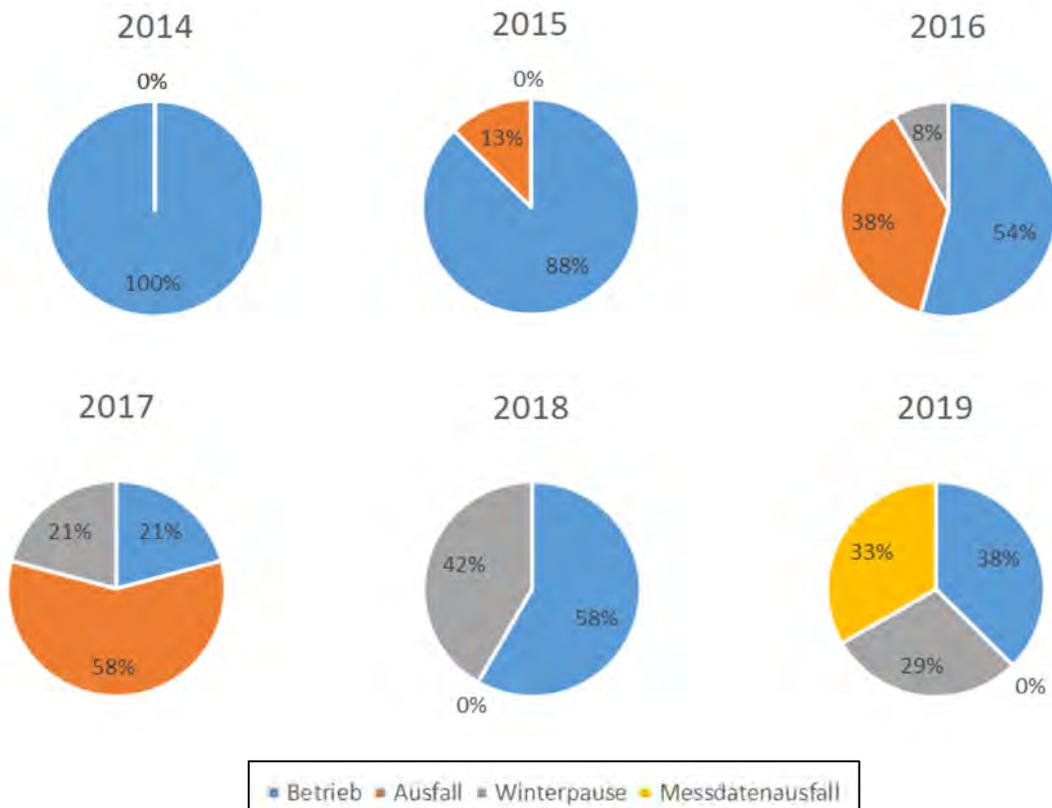
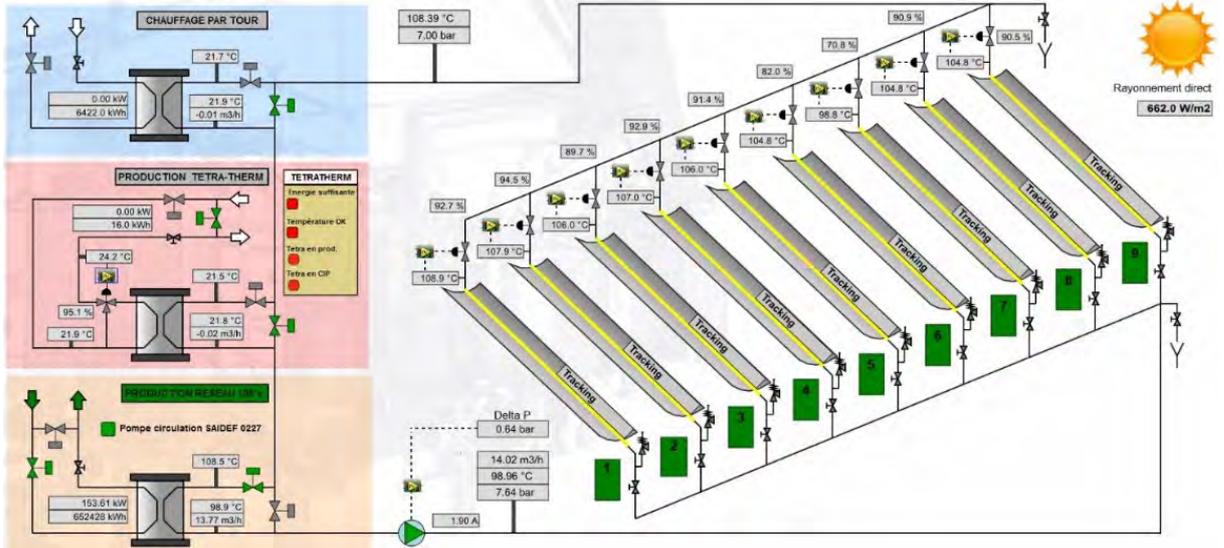


Abbildung 12 Prozentuale Unterteilung der Betriebsjahre in Betrieb, Ausfall, Winterpause und Messausfall

In den Jahren 2015 bis 2017 gab es immer wieder Probleme mit Schlauchrissen und Leckagen im Kollektorkreis. Zusätzlich führte im Jahr 2015 Eisbildung am Kollektor zu einer Beschädigung einer Kollektorreihe aufgrund der mechanischen Drehung. Durch diesen Vorfall wurde ab dem Jahr 2016 die Anlage in den Wintermonaten stillgelegt, um Schäden zu verhindern. Seit 2018 läuft die Anlage wieder ohne Störungen mit Ausnahme der Messperiode September bis Dezember im Jahr 2019. In diesem Zeitraum wurde aufgrund eines Kurzschlusses der Messdatenserver beschädigt, sodass für diesen Zeitraum keine Messdaten vorliegen, obwohl die Anlage bis zur Winterpause in Betrieb war.



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:	Cremo AG
Anlagenbetreiber:	Cremo 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 wird von der Technikzentrale zusammen mit den anderen Prozess- und Wärmebereitstellungsanlagen überwacht. Dadurch konnten Probleme mit der Anlage schnell erkannt und behoben werden, was zu einem mehrheitlich ausfallfreien Betrieb führte. Die Anlage läuft mit Wasser ohne Frostschutzmittel und wird im Winter durch Wärme, die vom angeschlossenen Fernwärmenetz bereitgestellt wird, vor dem Erstarren geschützt. Für die Solaranlage wurden zwei Wärmetauscher geplant um auf den Temperaturniveaus 160°C oder 120°C Wärme an den Betrieb von Cremo abzugeben. Die Wärmeabgabe auf 160°C wurde jedoch in der Messperiode nur vereinzelt getestet aber nie im normalen Betrieb umgesetzt. In Tabelle 4 sind die Einstrahlungssummen und Felderträge bei 120°C Abgabetemperatur über die Messperioden zusammengetragen.

Tabelle 4 Übersichte Strahlungswerte und Felderträge der Anlage in Fribourg

	Monitoring-zeitraum	Betriebs-temperatur	Direktstrahlung in einachsig nachgeführte Kollektorebene [kWh/m ²]	Feldertrag [kWh/m ²]	Kollektorfeld-wirkungsgrad
Fribourg	2014	120°C	928	340	37%
	2015		976	380	39%
	2016		843	336	40%
	2017		904	332	37%
	Jul.-Dez. 2018		496	171	34%
	2019		1025	362	35%

In Abbildung 13 werden die Felderträge mit den bei der Anlagenplanung erwarteten Einstrahlungssumme und dem Feldertrag verglichen.

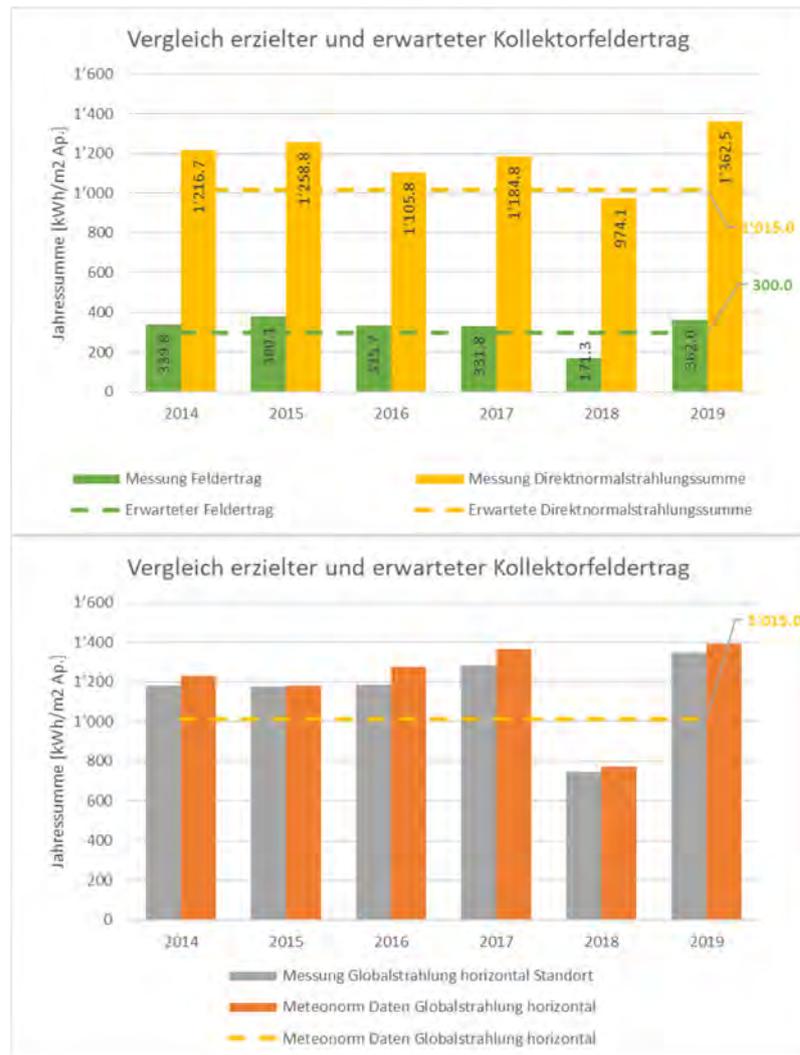


Abbildung 13 Grafik oben: Vergleich zwischen den erwarteten und gemessenen Einstrahlungssummen und Felderträgen. Grafik unten: Vergleich zwischen der gemessenen Globalstrahlungssumme und den interpolierten Meteorom Daten für den Standort Freiburg.

In Abbildung 13 ist zu erkennen, dass die gemessene Direktnormalstrahlungssumme und die Kollektorfelderträge mit Ausnahme des Jahres 2018 immer die Erwartungen übertrafen. Im Jahr 2018 wurde mit Ausnahme des Zeitraums Mitte Mai bis Mitte Juli die Einstrahlung auf das Kollektorfeld gemessen jedoch begann die Solaranlage erst nach Reparatuarbeiten aufgrund von Leckagen ab Juli mit der Wärmeproduktion, was den geringen Feldertrag in diesem Jahr begründet. In den anderen Messjahren liegen die Anlagenwirkungsgrade gemäss Tabelle 4 mit 35% bis 40% auf einem hohen Niveau. Bei weiterer Betrachtung von Tabelle 4 und Abbildung 13 ist der hohe Feldertrag im vergleichsweise weniger sonnigen Jahr 2016 bezüglich der Direktstrahlungssumme auffallend. Dieser hohe Jahreswirkungsgrad kam aufgrund einer falschen Einstrahlungsmessung des SPN1 Messgerätes in den Sommermonaten zustande, dieser Messfehler konnte auch in den Sommermonaten des Jahres 2017 festgestellt werden. Das Messgerät unterschätzte aufgrund der angesammelten Feuchtigkeit in der Messkuppel des Strahlungsmessgerätes (siehe Untersuchung des SPN1 Messgerätes im Jahresbericht 2018 und Schlussbericht 2017) die Global- und die Direkteinstrahlung, wodurch die Wirkungsgrade überschätzt wurden. Dieser Messfehler ist auch beim Vergleich der Messresultate der Globalstrahlungssumme des SPN1 Messgerätes mit den Meteorom Daten ersichtlich. Die konstant tiefere jährlich Strahlungssumme des Messgerätes aufgrund der bekannten Messfehlerabweichung fällt in den Jahren 2016



und 2017 wegen der Feuchtigkeit im Messgerät stärker aus. Nach der Untersuchung des SPN1 Messgerätes zu Beginn des Jahres 2018 sank die Abweichung zwischen der Globalstrahlungsmessung am Standort und den Meteoronorm Daten wieder auf den Anfangszustand in den Jahren 2014 bis 2015.

In Abbildung 14 werden die Felderträge für die untersuchten Jahre und die gemessenen Strahlungswerte dargestellt.

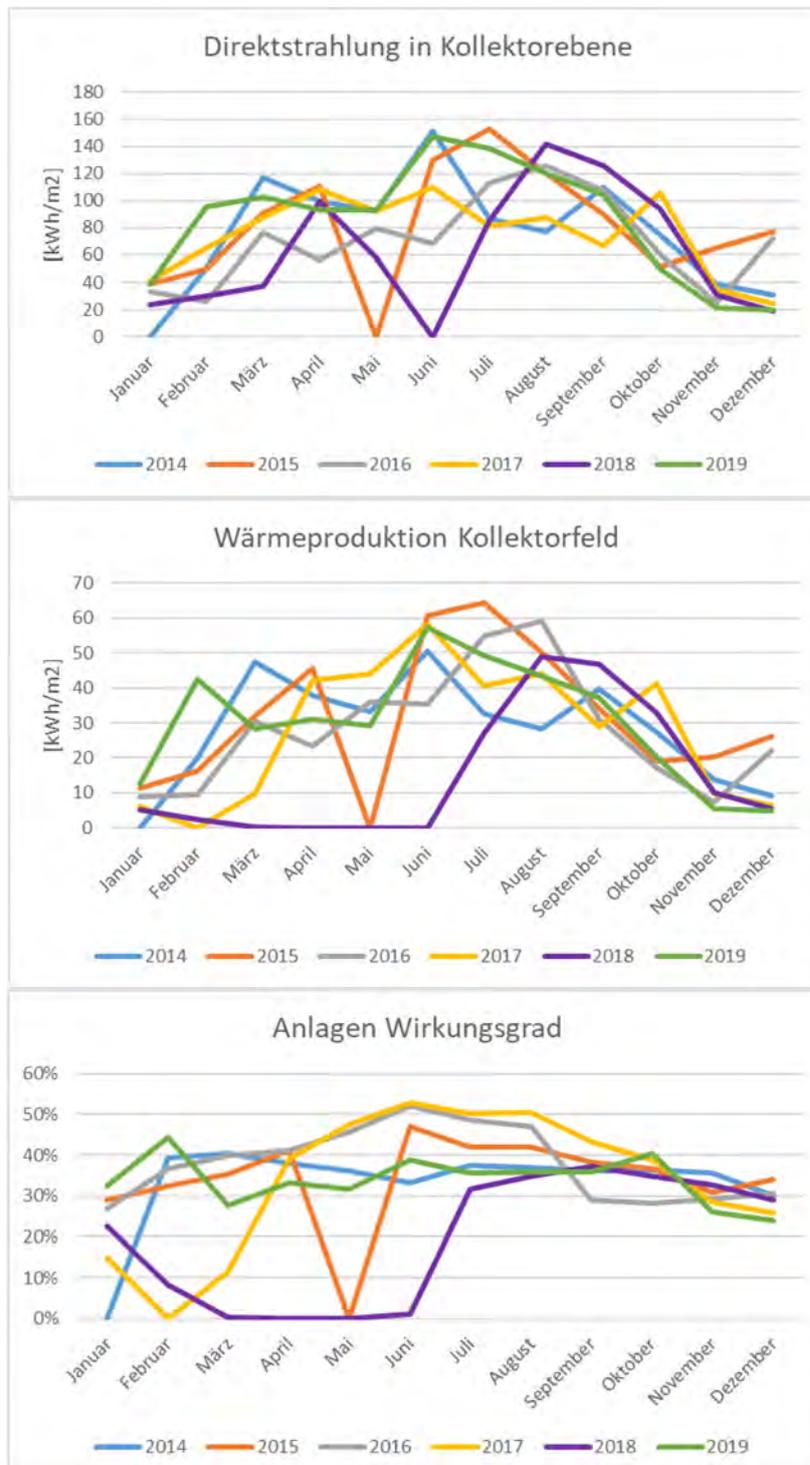


Abbildung 14 Jahresdarstellung der Direktstrahlung auf einachsig nachgeführten Aperturfläche H_{bt} (oben) der Felderträge q_{prim} (mitte) und dem Kollektorfeldwirkungsgrad (unten)



In Abbildung 14 ist zu erkennen, dass die Anlage über alle Messjahre gute Felderträge und Wirkungsgrade erzielt. Die normalen monatlichen Kollektorfeldwirkungsgrade der Anlage in Fribourg liegen zwischen 35 und 45%, mit Ausnahme der höheren Wirkungsgrade in den Sommermonaten im Jahr 2016 und 2017, welche auf die Messfehler des SPN 1 Messgerätes zurückzuführen sind.

In Abbildung 15 wird der spezifische Kollektorfeldertrag in Abhängigkeit von der Direktstrahlungssumme auf die einachsigt nachgeführte Aperturfläche in Fribourg dargestellt.

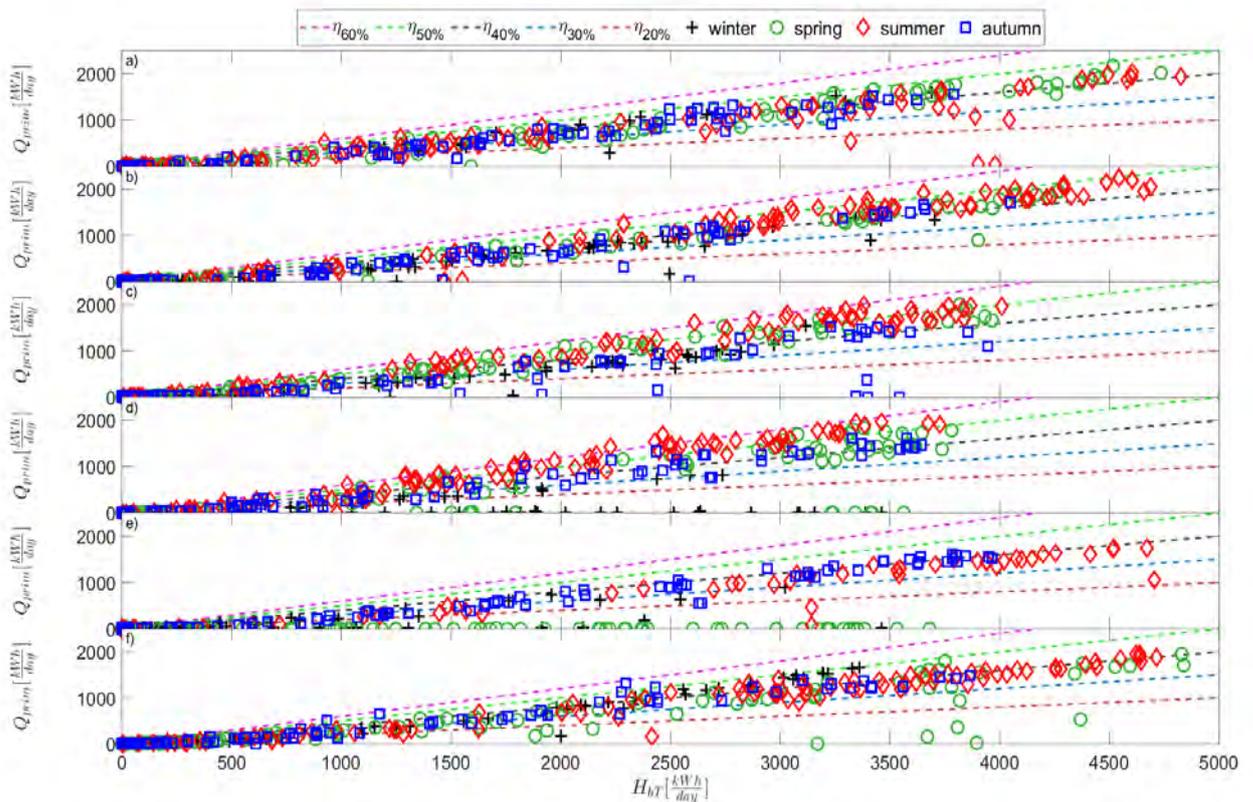


Abbildung 15 Die täglichen Kollektorfelderträge des Kollektorfeldes in Fribourg der Jahre a) 2014, b) 2015, c) 2016, d) 2017, e) 2018 und f) 2019 sind Jahreszeiten zugeordnet und über die Direktstrahlungssumme in der einachsigt nachgeführten Aperturfläche $H_{bT, \text{day}}$ aufgetragen. Zur Orientierung sind die Kollektorfeldwirkungsgrade mit gestrichelten Linien eingezeichnet.

In den Sommermonaten liegt der tägliche Feldwirkungsgrad zwischen 40% und 50%, wie im Input-Output Diagramm zu erkennen ist. In der Abbildung sind in den Jahren 2017 und 2018 viele Punkte auf der Abszissenachse ohne Feldertrag zu erkennen. Diese Punkte sind hauptsächlich auf eine Winterpause (2017) und Reparaturarbeiten (2018) zurückzuführen. Zusätzlich kam es an einzelnen Tagen zu Notabschaltungen der Anlage aufgrund eines falsch ausgelösten Alarms bezüglich des Anlagendrucks.

Aufgrund des abnehmenden durchschnittlichen Kollektorfeldwirkungsgrades im Jahr 2019 wurde in Abbildung 16 eine Degradierungsuntersuchung des Kollektorfeldes durchgeführt. Für die Vergleichsuntersuchung wurden für die Jahre 2015 und 2019 geeignete Messdatenreihen zur Mittagszeit von 15 Minuten Länge bei quasi-stationären Bedingungen identifiziert. Diese Bedingungen beziehen sich auf die Einstrahlung, den Kollektordurchfluss und die Aussentemperatur sowie des zu ignorierenden IAM-Verlustes aufgrund senkrecht stehenden Sonne zur Mittagszeit.

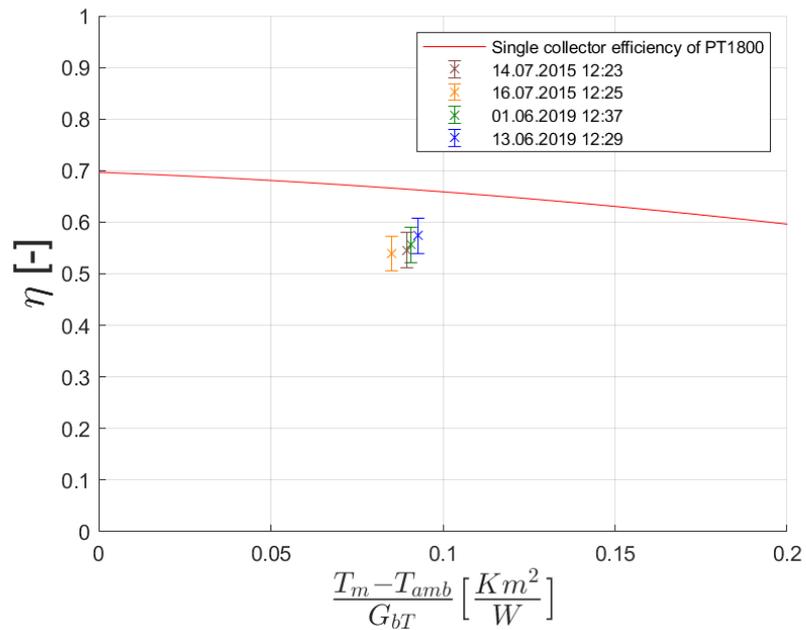


Abbildung 16 Vergleich der Kollektorfeldwirkungsgrade mit dem Kollektorstandwert mit Messdatenreihen aus dem Jahr 2015 und dem Jahr 2019

Der Vergleich der Kollektorfeldwirkungsgrade in Abbildung 16 zeigt, dass bei gleichen Bedingungen im Jahr 2019 immer noch vergleichbare Feldwirkungsgrade wie im Jahr 2015 erzielt wurden. Die Messdatenreihen der untersuchten Jahre liegen allesamt im Bereich der statistischen Fehlerbalken, wodurch keine nachweislichen Degradierungsverluste im Kollektorfeld festzustellen sind.



Technische Probleme

Die Anlage von Cremo in Fribourg liegt in der Messperiode von 2014 bis heute mehrheitlich zuverlässig. Die Anlage hatte mit Ausnahme des Schlauchrisses im Verbindungsschlauch einer Kollektorreihe nur kleine Probleme mit teilweise falsch ausgelösten Druckalarm im Kollektorkreis oder den erwähnten falschen Messergebnissen des SPN1 Strahlungsmessgerätes. In Abbildung 17 ist die prozentuale Betriebs- und Ausfallzeit sowie die Winterpause aufgrund eines sehr kalten Winters 2018 für die Betriebsjahre der Anlage in Fribourg dargestellt.

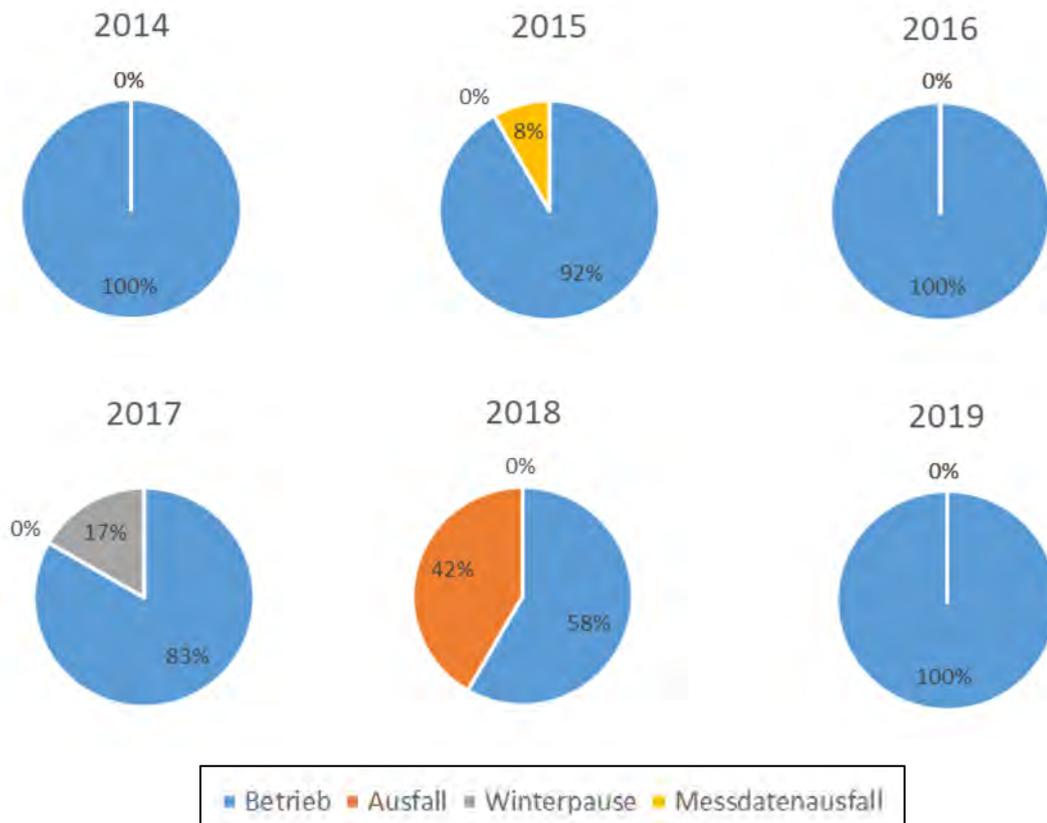
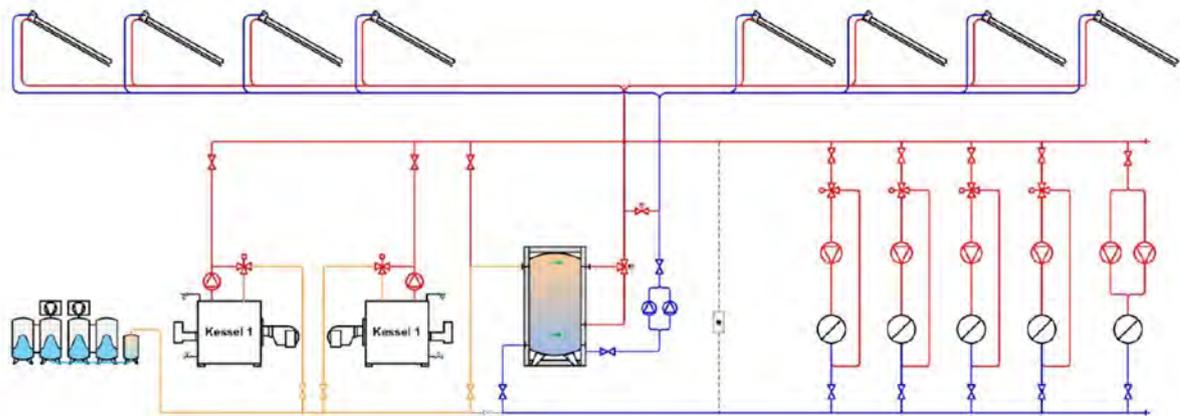


Abbildung 17 Prozentuale Unterteilung der Betriebsjahre in Betrieb, Ausfall, Winterpause und Messausfall



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:	Vakuurröhrenkollektoren
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

Im Gegensatz zu den zuvor ausgewerteten Parabolrinnen Anlagen installierte die Firma Zehnder eine Solaranlage mit Vakuurröhrenkollektoren. Die mit Wasser befüllte Solaranlage wird an kalten Tagen vom System nachgeheizt, um die Frostgefahr zu verhindern. Die Solarthermieanlage in Gränichen ist wie im Anlagenschema zu erkennen, direkt mit dem Speicher verbunden, somit gibt es keine feste Kollektoraustrittstemperatur wie bei einem Prozess. In Tabelle 5 sind die durchschnittlichen Jahreserträge während der Messperiode zusammengefasst. Für die erfasste Messperiode zeigt die Anlage einen hohen Feldwirkungsgrad von 39% bis 44%.



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
2015	70°C- 90°C	876	340	39%
Jan- April 2016		222	90	41%
Gränichen 2017		Keine Messdaten		
2018		1'247	535	43%
2019		1'336	593	44%

In Abbildung 18 werden die Felderträge mit den bei der Anlagenplanung erwarteten Einstrahlungssumme und dem Feldertrag verglichen.



Abbildung 18 Vergleich zwischen den erwarteten und gemessenen Einstrahlungssummen, Felderträgen (Grafik oben) und Wirkungsgraden (Grafik unten) am Standort Gränichen

In Abbildung 18 ist zu erkennen, dass nach der Anfangszeit der Anlage von 2015 bis 2017 mit mehreren Messausfällen, in welcher die Anlage aber weiterhin Wärmeertrag lieferte, in den Jahren 2018 und 2019 die Messdaten vollständig sind. In diesen beiden Jahren wurde auch die in der Anlagenplanung abgeschätzte Erwartung des Kollektorfeldwärmeertrags von 438 kWh/m² deutlich übertroffen. In allen Messjahren konnte auch der in der Anlagenplanung erwartete Kollektorfeldwirkungsgrad von 35% mit >40% deutlich übertroffen werden.



In Abbildung 19 werden die Felderträge für die untersuchten Jahre und die gemessenen Strahlungswerte dargestellt.

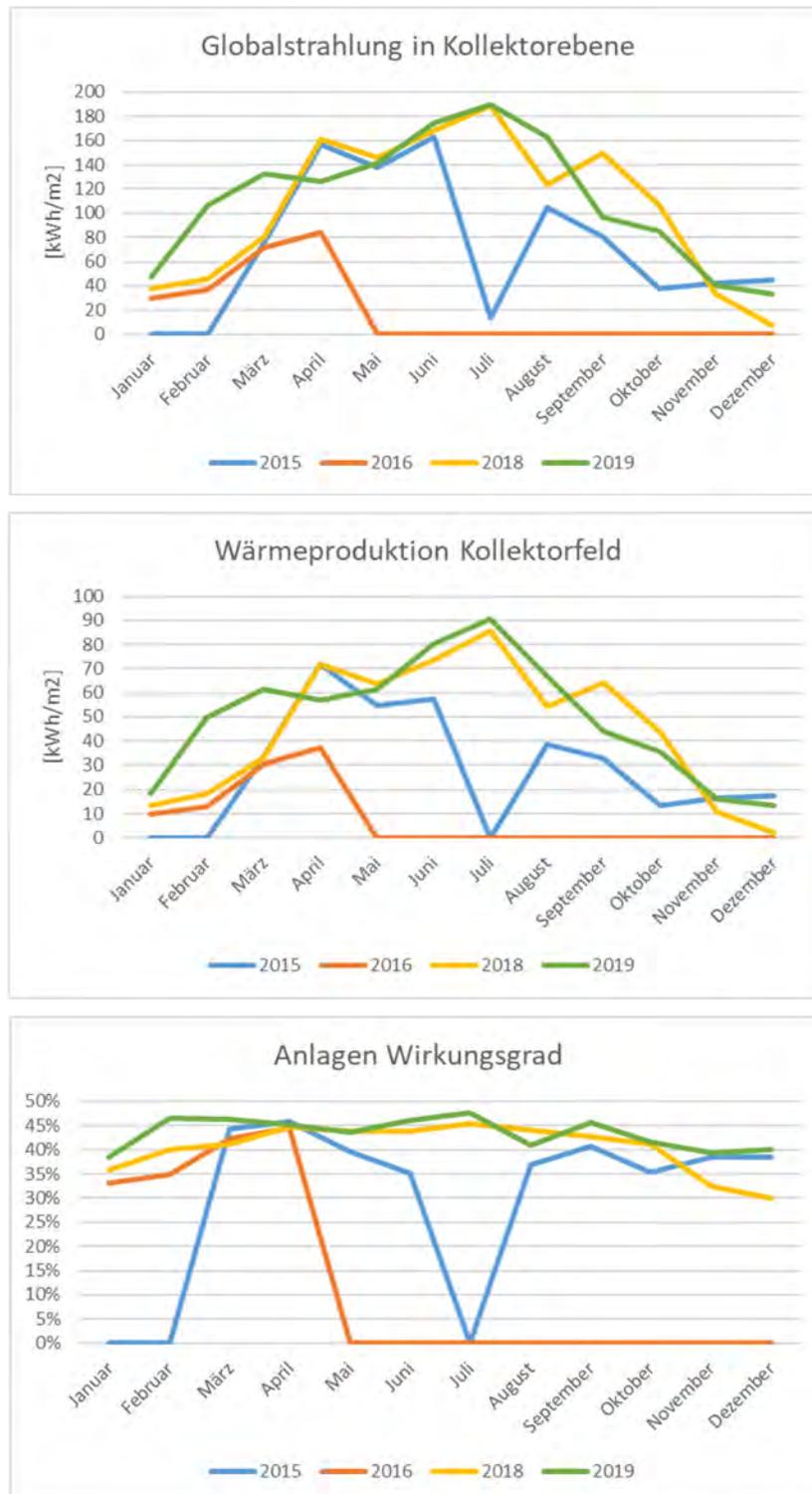


Abbildung 19 Jahresdarstellung der Globalstrahlung auf die geneigte Kollektorebene (oben) der Felderträge q_{prim} (mitte) und dem Kollektorfeldwirkungsgrad (unten)

Bei der Betrachtung des Wirkungsgrad-Diagramms sind die konstant hohen Wirkungsgrade in den Jahren 2018 und 2019 auffallend. Die Anlage mit Vakuumröhrenkollektoren nutzt die zur Verfügung stehende Globalstrahlung das ganze Jahr sehr effizient zur Wärmeerzeugung für die Produktion in der



Zehnder AG. Die vielen Nullereinträge in den Jahren 2015 und 2016 sind nicht auf einen Anlagenstillstand sondern auf Messausfälle zurückzuführen.

In Abbildung 20 wird der spezifische Kollektorfeldertrag in Abhängigkeit von der Globalstrahlungssumme auf die geneigte Aperturfläche in Gränichen dargestellt.

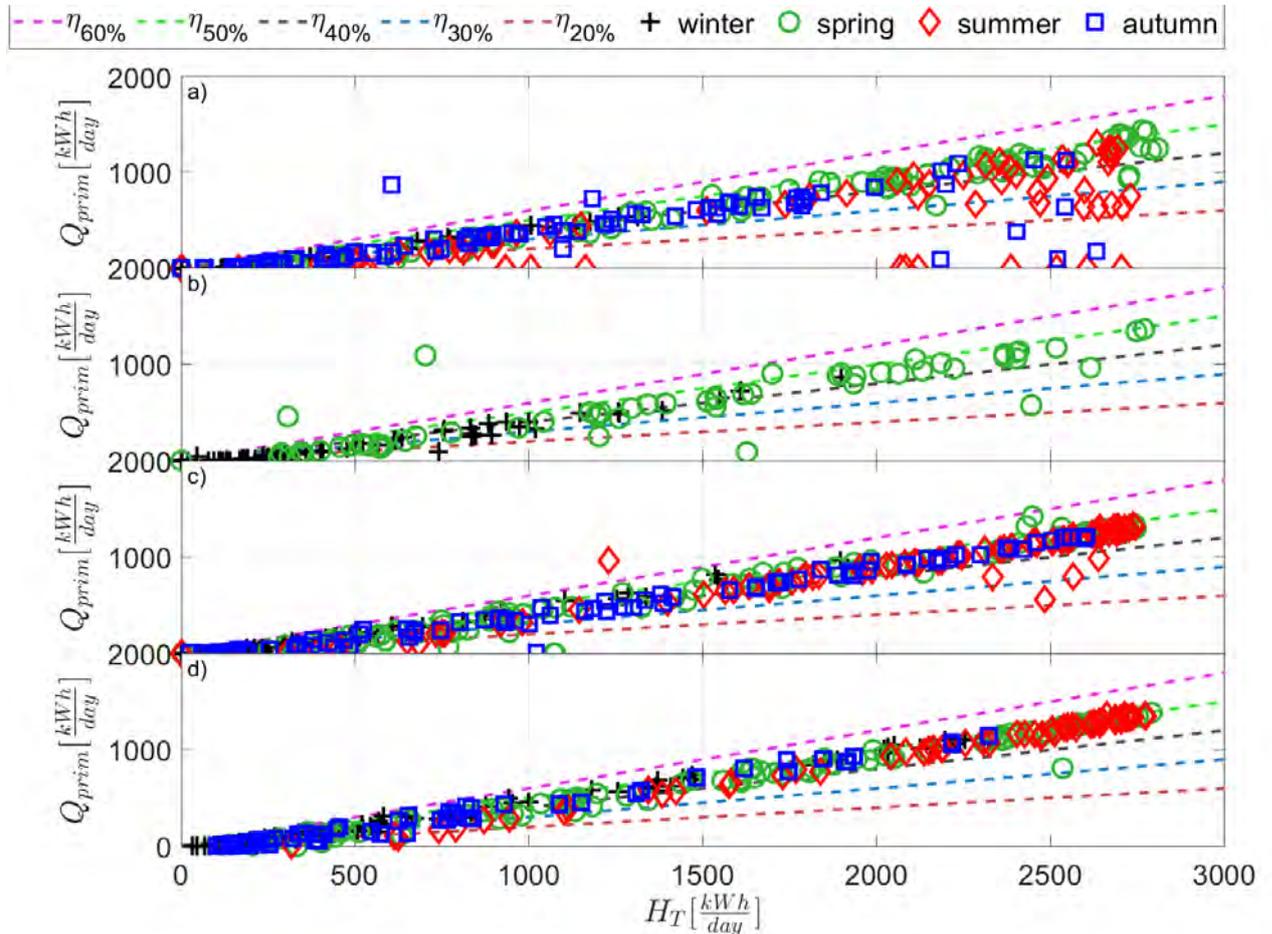


Abbildung 20 Die täglichen Kollektorfelderträge des Kollektorfeldes in Gränichen der Jahre a) 2015, b) 2016, c) 2018 und d) 2019 sind Jahreszeiten zugeordnet und über die geneigte Globalstrahlungssumme auf die Aperturfläche $H_{T,day}$ aufgetragen. Zur Orientierung sind die Kollektorstufenwirkungsgrade mit gestrichelten Linien eingezeichnet.

Im Frühling und Sommer erreicht die Anlage Feldwirkungsgrade von bis zu 50%, wie in Abbildung 20 durch die Darstellung der Tageserträge über die einfallende Strahlung ersichtlich wird. Im Sommer 2015 und 2018 kommt es vermehrt zu Minderträgen trotz hoher Einstrahlung (rote Rauten). An diesen Tagen wurde der Anlagenbetrieb aufgrund von Wärmeüberproduktion eingestellt.

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 Messdaten analysieren. Dadurch kam es zu Datenverluste, die leider nachträglich nicht behoben werden können.



Technische Probleme

Die Solaranlage in Gränichen lieferte mit einem Ausfall im Juli 2015 den erwarteten Wärmeertrag. Das Hauptproblem bei der Anlage in Gränichen sind die immer wieder auftretenden Messdatenausfälle, welche vom Personal vor Ort selten erkannt werden. Seit 2018 können die Messdaten nicht mehr über den Zeitraum eines Monats, sondern nur noch über 10 Tage gespeichert und heruntergeladen werden. In Abbildung 21 ist die prozentuale Betriebs- und Ausfallzeit für die Betriebsjahre der Anlage in Gränichen dargestellt.

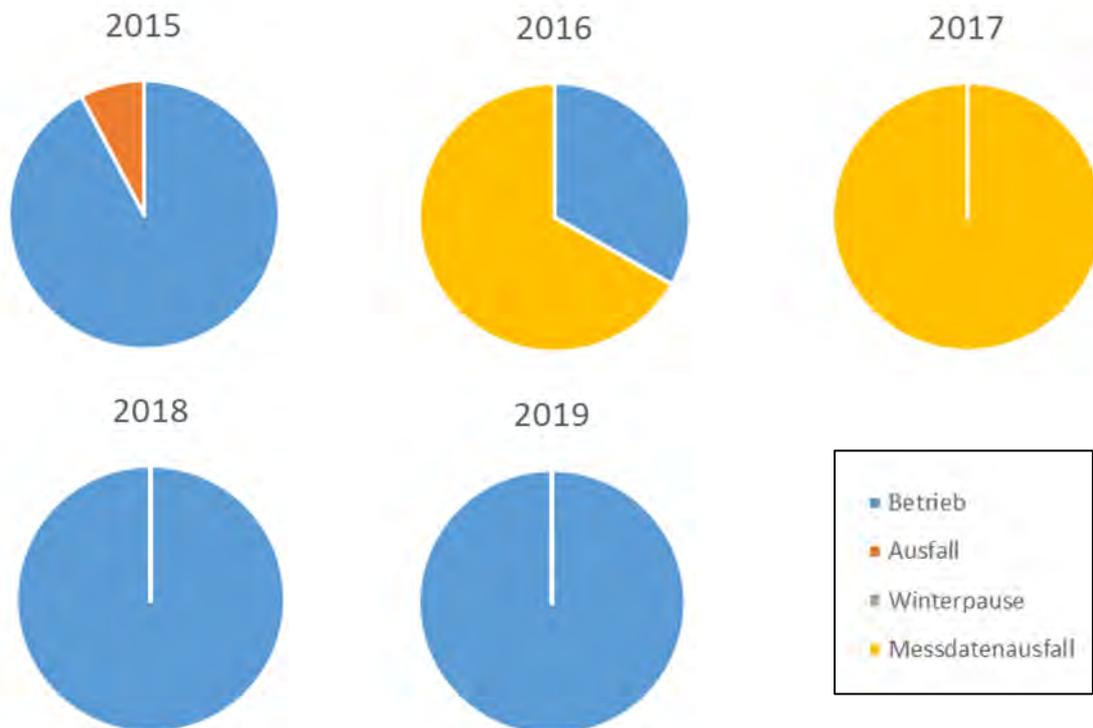
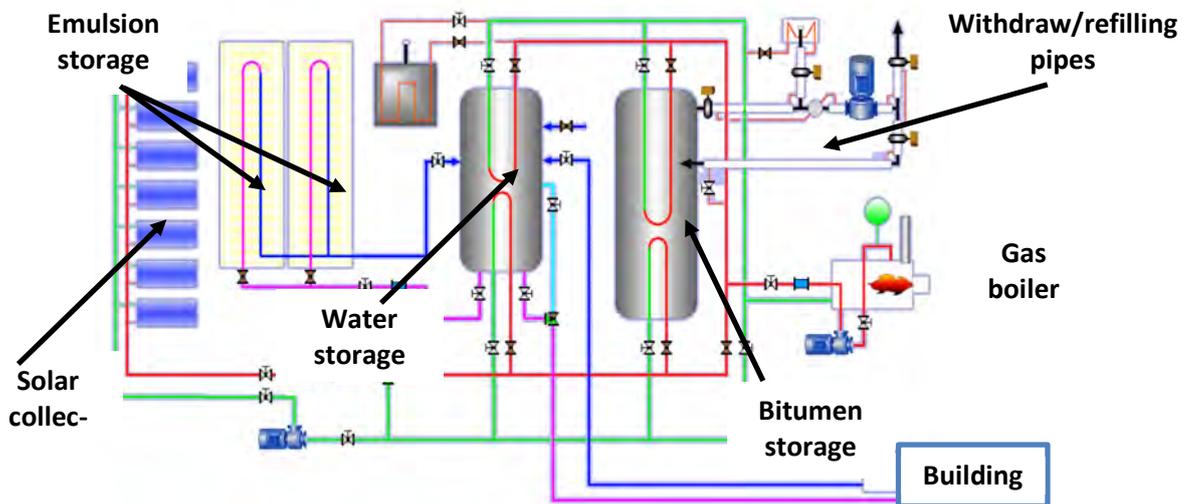


Abbildung 21 Prozentuale Unterteilung der Betriebsjahre in Betrieb, Ausfall und Messausfall



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
Speicher:	2X50 m ³ Bitumen-wasseremulsion 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		

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 20 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.

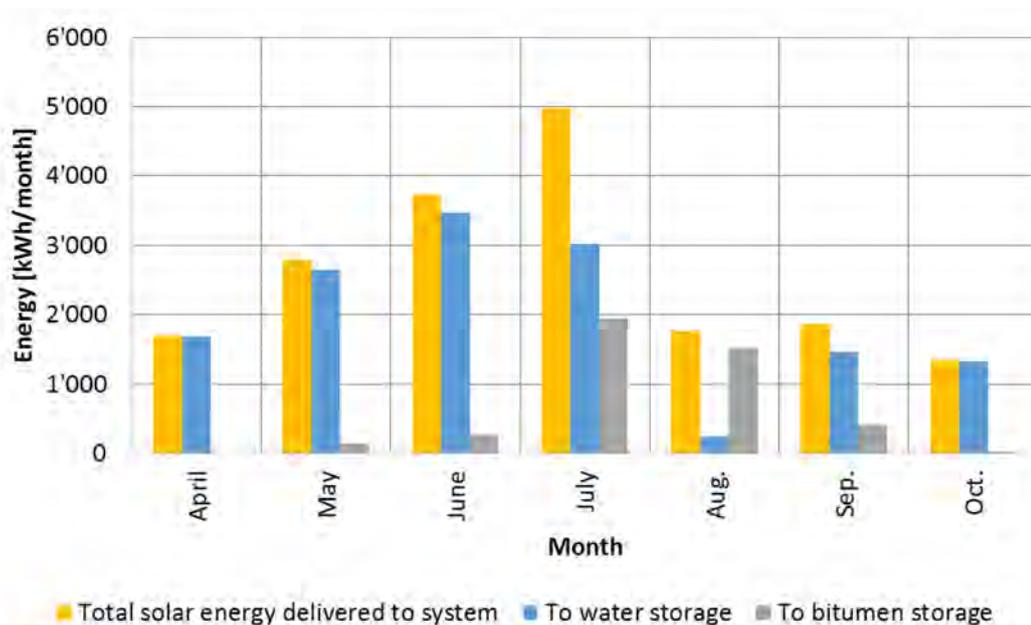


Abbildung 22 Monatliche Solarerträge, die an das System geliefert wurden [4]

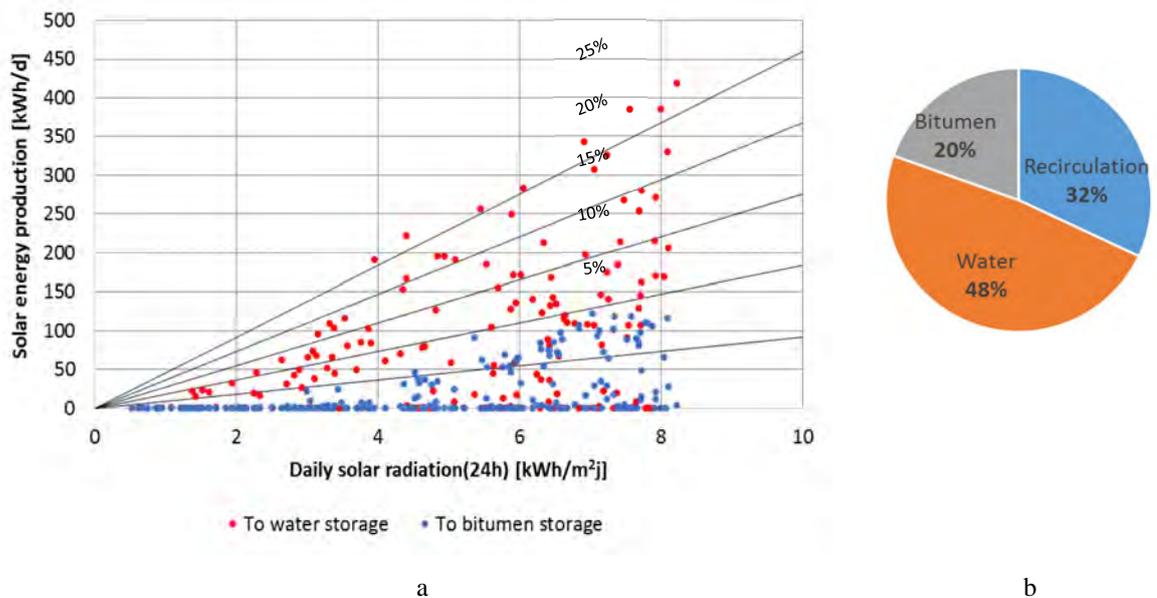


Abbildung 23 (a) Input-Output Diagramm mit täglichen Felderträge dargestellt über die einfallende Einstrahlung (b) Anteil des Stromverbrauchs der Solarpumpe, aus [4]

Der maximale tägliche Solarertrag wurde mit 419 kWh und einem Wirkungsgrad von 27% gemessen. In Abbildung 23 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 22 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.

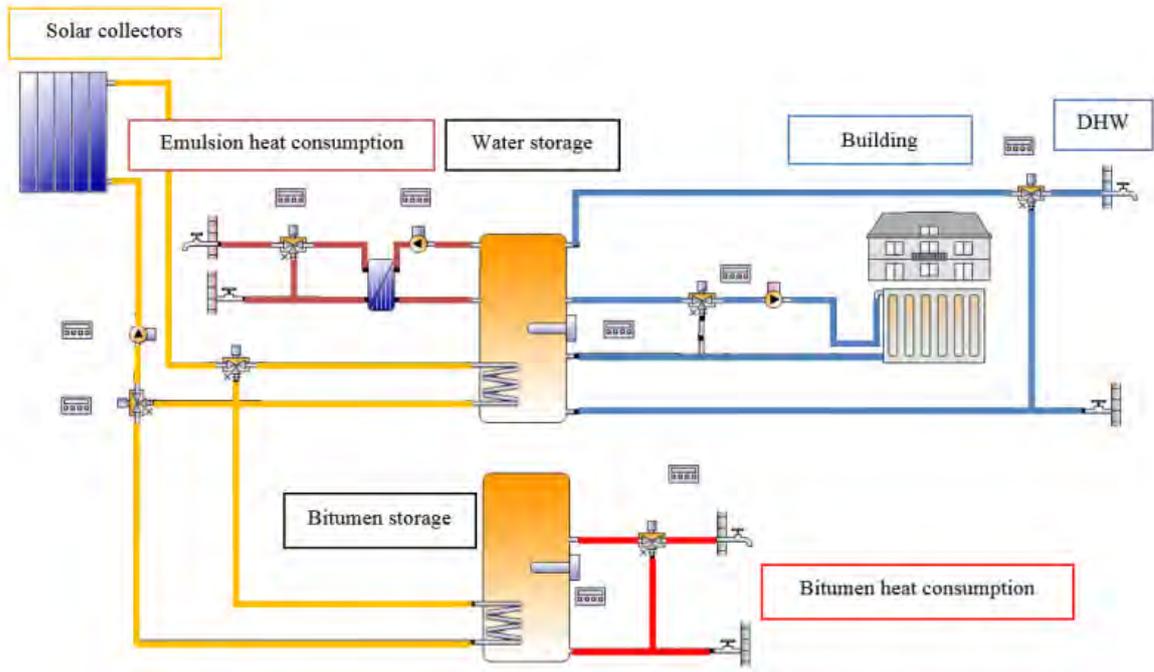
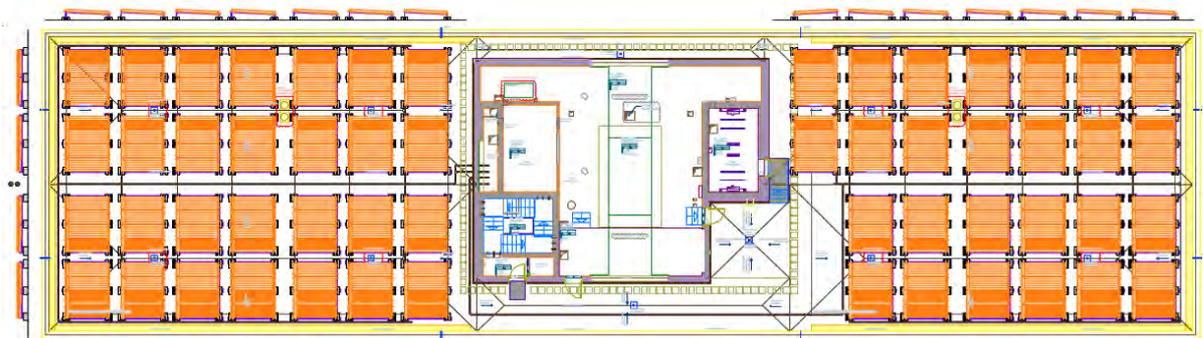


Abbildung 24 Überblick über das Simulationsmodell der Anlage und seine verschiedenen Komponenten in Yverdon [4]



3.6 Universitätskrankenhaus (HUG) in Genf





3.6.1 Anlageninformation

Allgemeine Information

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

Information Kollektorfeld

Kollektor:

Kollektortyp:	Vakuumröhrenkollektoren
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 Ende 2020 Frühling in Betrieb genommen.



3.7 Anlagenübergreifender Vergleich

Im EvaSP li Projekt wurden die Messdaten von insgesamt fünf Anlagen bei sehr unterschiedlichen Gegebenheiten ausgewertet. In Tabelle 7 werden die Resultate dieser Anlagen übersichtlich zusammengefasst.

Tabelle 7 Zusammenfassung der Felderträge und Einstrahlung für alle Anlagen

	Monitoring Zeitraum	Betriebs-temperatur	Direkteinstrahlung Kollektorebene	Feldertrag		Kollektorfeld-wirkungsgrad
			[kWh/m ²]	kWh/m ²	MWh	
Bever	Aug.- Dec. 2012	190°C	430	129	15	30%
	Jan.- Dec.2013		1'172	356	41	30%
	Jan.- Aug. 2014		840	196	23	23%
	2015-2017		Kein durchgängiger Betrieb, Ausfälle wegen Leckagen und Reparaturarbeiten			
	Jun.- Aug. 2018		546	40	5	7%
	Jun.- Okt. 2019		625	137	16	22%
Saignelégier	2014	117°C	945	344	216	36%
	2015		1'138	418	262	37%
	Mrz. - Dez. 2016		890	298	187	33%
	Mrz.-Mai 2017		344	114	72	33%
	Apr.-Okt. 2018		955	289	181	30%
	Apr.-Aug. 2019		719	276	173	38%
Fribourg	2014	120°C /160°C	928	340	197	37%
	2015		976	380	221	39%
	2016		843	336	195	40%
	2017		904	332	193	37%
	Jul.- Dez. 2018		496	171	100	34%
	2019		1'025	362	171	35%
			Globalstrahlung Kollektorebene			
			[kWh/m ²]	kWh/m ²	MWh	
Gränichen	2015	70°C- 90°C	876	340	122	39%
	Jan- April 2016		222	90	33	41%
	2017		Keine Messdaten			
	2018		1'247	535	192	43%
	2019		1'336	593	214	44%
Yverdon	Apr.-Dec 2015	80°C /180°C	747	92	17	12%
	Jan.-Oct. 2016		1'198	83	15	7%



Alle Anlagen erzielten im Betrieb immer wieder sehr gute Wärmeerträge. Jedoch hatten auch alle Anlagen mit unterschiedlichen technischen Problemen zu kämpfen. Ein Vergleich der Anlagen untereinander ist nur sehr schwer möglich, da die Gegebenheiten (Standort, Ausrichtung; Kolleorttechnologie, Prozesstemperatur, Steuerung, etc.) bei keiner der Anlagen identisch ist. Dennoch sollen einige Messergebnisse der vier vom SPF untersuchten Anlagen gegenübergestellt werden.

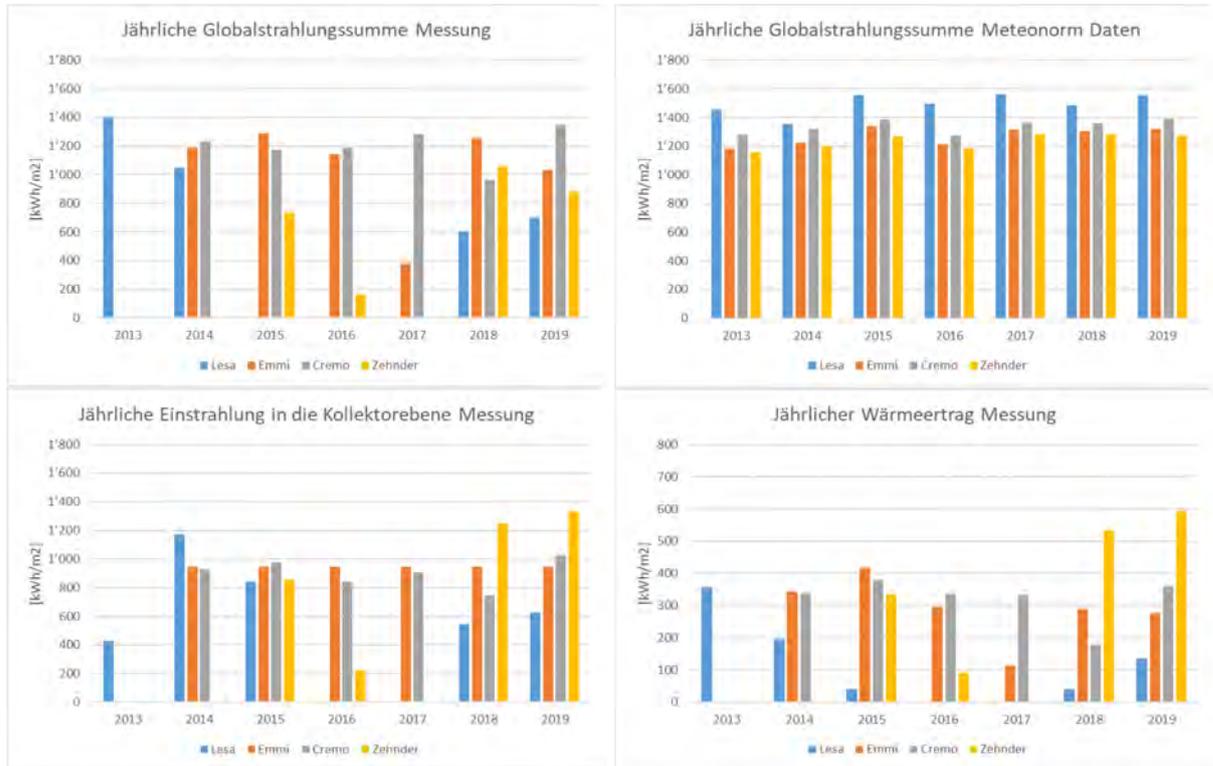


Abbildung 25 Jährliche Globalstrahlungssumme der Messung (oben links), der Meteornorm Daten (oben rechts), Messung der einfallenden Strahlungssumme in die Kollektorebene (unten links) und der Messung des jährlichen Wärmeertrags (unten rechts)

Aus Abbildung 25 ist zu lesen, dass der Standort Bever die höchste und die anderen drei Standorte eine vergleichbare Globalstrahlungssumme gemäss Meteornorm aufweisen. Die Messwerte der Strahlungssumme (Abbildung 25 oben links) erreichen in den Jahren mit vollständigen Messdaten eine vergleichbare Strahlungssumme mit den Meteornorm Daten. Eine deutliche Abweichung der Messdaten zu den Meteornorm Daten ist bei der Anlage von Zehnder zu erkennen. Diese Abweichung liegt an den fehlenden Messdaten von Mai 2016 bis Januar 2018, trotz normalen Anlagenbetrieb, und an der Ungenauigkeit der PV-Messzelle zur Messung der Einstrahlung in die Kollektorebene. Die Ungenauigkeit der PV-Messzelle und die Umrechnung der Globalstrahlung von der Kollektorebene auf die horizontale Fläche führt neben den fehlenden Messdaten zu der Abweichung in Abbildung 25. Bei der nutzbaren Einstrahlung (Grafik unten links) hat die Kollektortechnologie einen grossen Einfluss. Die höchsten Werte werden von der Vakuumröhren Anlage von Zehnder erzielt, welche den gesamten Globalstrahlungsanteil (direkt und diffus Strahlung) nutzen kann. Die Parabolrinnenanlagen von Lesas, Emmi und Cremo können nur die direkt Strahlung zur Wärmeproduktion nutzen, was die tieferen Strahlungssummen begründet. Beim Vergleich des Wärmeertrags in Abbildung 25 (unten rechts) ist zu erkennen, dass die Lesas Anlage den tiefsten und die Zehnder Anlage den höchsten Wärmeertrag in einem vollständigen Monitoringjahr lieferte. Dieser Unterschied liegt an der verlangten Kollektorausstrittstemperatur für die Wärmeabgabe. Die Anlage von Lesas liefert Wärme bei 190°C zur



Dampfproduktion während die Anlage von Zehnder einen Wärmespeicher bis maximal 90°C aufwärmt. Eine tiefe Zieltemperatur resultiert in einem hohen Kollektorwirkungsgrad und führt entsprechend auch zu einem grösseren Feldertrag, was in Abbildung 25 erkennbar ist.

Der Vergleich der Anlagen auf Monatsbasis kann aufgrund der unterschiedlichen technischen Probleme nur mit verschiedenen Jahren für die Anlagen durchgeführt werden. Beim Vergleich der besten Monitoringjahre wurde für die Lesa Anlage das Jahr 2013, für die Emmi und Cremo Anlage das Jahr 2015 und für die Zehnder Anlage das Jahr 2018 miteinander verglichen.

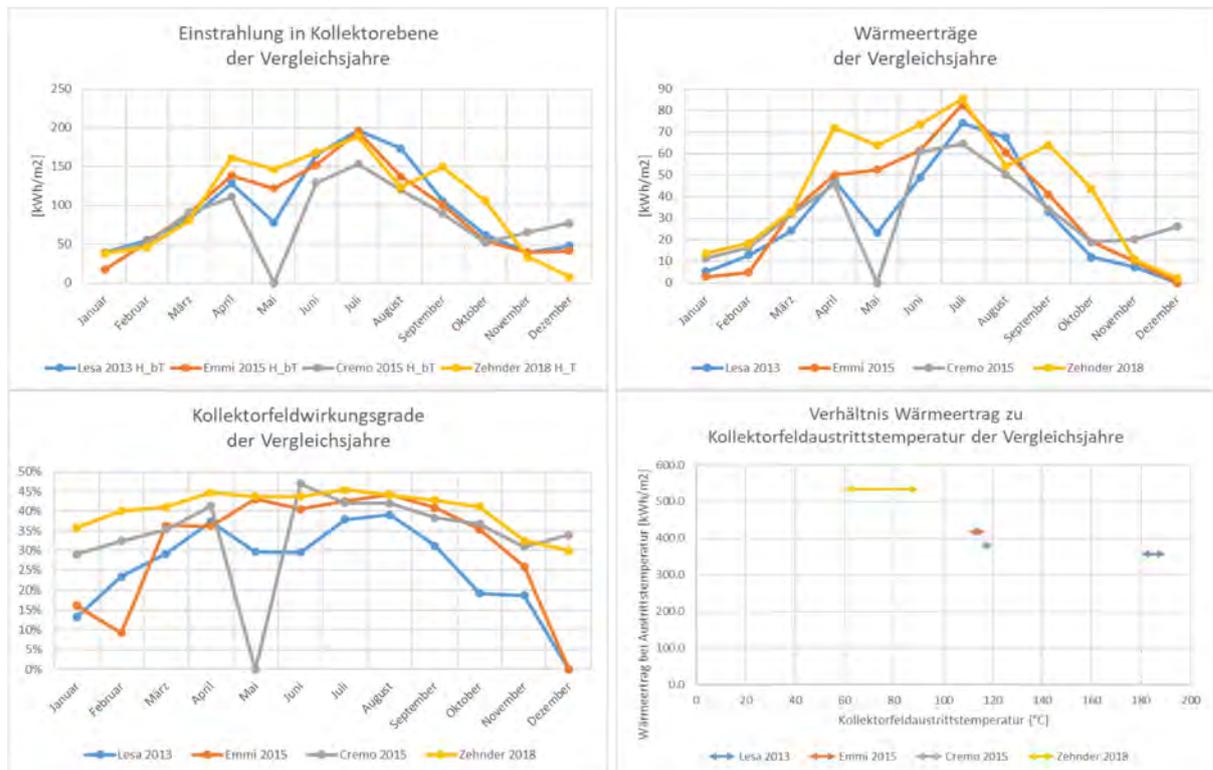


Abbildung 26 Vergleich der Einstrahlungssumme in die Kollektorebene (oben links), der Wärmeenergieerträge (oben rechts) und des Kollektorfeldwirkungsgrades (unten links) auf Monatsbasis mit den unterschiedlichen Messjahren 2013 (Lesan), 2015 (Emmi, Cremon) und 2018 (Zehnder) sowie dem Vergleich des Wärmeenergieertrags im Bezug zur Kollektorausstrittstemperatur (unten rechts).

Alle Anlagen erreichen in den Vergleichsjahren gute Wärmeenergieerträge und Wirkungsgrade, wobei die Vakuumröhrenanlage auf dem Dach der Firma Zehnder die besten Ergebnisse erzielt. Das Vergleichsjahr 2018 der Zehnder Anlage lieferte eine hohe Strahlungssumme, wobei in dieser Grafik die Globalstrahlungssumme für die Vakuumröhrenkollektoren mit der Direktstrahlungssumme für die einachsigen nachgeführten Parabolrinnenkollektoren miteinander verglichen werden. Der ganzjährig hohe Wirkungsgrad von 35% – 45% aufgrund der vergleichsweise tiefen Kollektorausstrittstemperatur von 70°C – 90°C führt bei der Zehnder Anlage zu einem sehr hohen Wärmeenergieertrag und teilweiser Überproduktion in den Sommermonaten. Auch das Vergleichsjahr 2015 der Anlage von Emmi weist in Abbildung 26 eine hohe nutzbare Direktstrahlungssumme auf die nachgeführten Parabolrinnenkollektoren auf. Die Emmi Anlage erzielt in den Monaten Juli und August bei vergleichbarem Strahlungsangebot mit der Zehnder Anlage ähnliche Wirkungsgrade und Wärmeenergieerträge bei einer deutlich höheren Kollektorausstrittstemperatur von 117°C. Die tiefen Wirkungsgrade der Emmi Anlage in den Wintermonaten sind auf den starken Schneefall am Standort Saignelegier zurückzuführen, welche den durchgängigen Betrieb in diesen Monaten verunmöglicht. Ansonsten erzielt die Anlage von Emmi sehr gute Wärmeenergieerträge auf einer hohen Prozessstemperatur. Die Anlage von Cremon weist im direkten Anlagenvergleich die ähnlichsten Bedingungen mit der Anlage von Emmi auf. Beide Anlagen verwenden den gleichen Kollektortyp und haben eine



ähnliche Kollektoraustrittstemperatur (Cremo 120°C, Emmi 117°C). Der Vergleich der Anlagen ist dennoch aufgrund der unterschiedlichen Standorte und Kollektorausrichtung nur mit grosser Achtsamkeit zu ziehen. Die Anlage von Cremo erzielt in der Jahreszeit Herbst und Winter mit der Anlage von Emmi vergleichbare bis höhere Strahlungssummen und Wärmeerträge. Im Frühling und Sommer mit früherem Sonnenaufgang fällt aufgrund der Verschattung des Kollektorfelds durch das Hauptgebäude von Cremo die Direktstrahlungssumme und die Wärmeerträge geringer aus. Zusätzlich gab es Mai 2015 eine Umstellung des Monitoringsystems, wodurch für diesen Monat keine Messdaten vorhanden sind. Die erreichten Wirkungsgrade dieser beiden Anlage fallen mit Ausnahme der Monate Januar und Februar (Winterpause bei Emmi), sowie Mai (keine Messdaten von Cremo) zwischen 36% - 46% sehr ähnlich aus. Die Anlage von Lesa unterscheidet sich von ihren Gegebenheiten nochmals deutlich von den drei bereits untersuchten Anlagen. Im Vergleichsjahr 2013 der Anlage von Lesa herrscht mit Ausnahme des Monats Mai ein sehr hohes Strahlungsangebot im Vergleich mit den anderen Anlagen. Dieses vergleichsweise hohe Strahlungsangebot kommt aufgrund des südlichen Anlagenstandorts in Bever zustande und bestätigt sich auch beim Vergleich der Globalstrahlung aus den Meteonorm Daten für alle Standorte und Jahre in Abbildung 25. Die Anlage von Lesa erzielt auch bei der sehr hohen Kollektoraustrittstemperatur von 190°C gute Wärmeerträge. Dies kann anhand des Monats März mit ähnlichem Strahlungsangebot bei allen Anlagen aufgezeigt werden. Der Wärmeerträge der Lesa Anlage liegt nur 9 kWh/m² tiefer als bei den anderen Anlagen, obwohl die geforderte Kollektoraustrittstemperatur 70°C – 100°C höher liegt. Der Wirkungsgrad der Anlage von Lesa liegt zwischen 29% - 39% mit Ausnahme der Winterpause von Oktober bis Februar aufgrund des vielen Schneefalls. In Abbildung 26 unten rechts wird das im Anlagenvergleich mehrfach erwähnte Verhältnis zwischen Kollektoraustrittstemperatur und Wärmeertrag nochmals übersichtlich dargestellt. Die Grafik fasst die Aussage, dass mit ansteigender Kollektoraustrittstemperatur der Wärmeertrag abnimmt, für die vier untersuchten Anlagen nochmals übersichtlich zusammen.

Als Schlussfazit zum anlagenübergreifenden Vergleich lässt sich zusammenfassen das alle Anlagen bei sorgfältigem Monitoring und Fehlerbehebung gute Solarwärmeerträge bei Kollektoraustrittstemperaturen von bis zu 190°C erzielen. Der Vorteil der Vakuumröhrentechnologie bei der Anlage von Zehnder ist das grössere nutzbare Strahlungsangebot (direkt und diffus Strahlung) im Vergleich zur Parabolrinnentechnologie. Der Vorteil der Parabolrinnentechnologie sind mögliche Kollektoraustrittstemperaturen von bis zu 400°C mit guten Kollektorwirkungsgrad. Bei den weiterentwickelten Parabolrinnenkollektoren im Vergleich zu den untersuchten Pilotanlagen ist auch die Anfälligkeit auf Leckagen reduziert worden. Diese Analyse zeigt, dass die Wahl der geeigneten Kollektortechnologie hauptsächlich abhängig von der benötigten Kollektoraustrittstemperatur bleibt, aber es möglich ist Prozesswärme bis 200°C mit Solarthermiekollektoren an die Industrie zu liefern.



4 Resultate Finanzierung und Wirtschaftlichkeit

4.1 Staatliche Förderungen von solaren Prozesswärmesystemen

Aufgrund der höheren Risiken bei der Finanzierung von solarer Prozesswärme und der Ausfall von dem Wärmeabnehmer sind die Finanzierungskosten höher sowie Finanzierungsanteile und Laufzeiten geringer. Daher ist Risikominimierung ein wichtiger Ansatzpunkt für eine erfolgreiche Finanzierung, Kostensenkung und einen vermehrten Einsatz solarer Prozesswärme. Dabei spielt Förderung eine wichtige Rolle, die in diesem Abschnitt für die Schweiz im Vergleich zu den Nachbarländern Deutschland und Österreich untersucht wurde (Tabelle 8). Diese Zusammenstellung von mehreren verschiedenen Finanzierungs- und Förderprogrammen dient als Grundlage für die Entwicklung und Empfehlungen von Finanzierungs- und Förderprogrammen in der Schweiz.

Eine weitverbreitete Art von Förderung sind Investitionszuschüsse. Der Vorteil des Investitionszuschusses besteht darin, dass die Zuschüsse spezifisch sind und die Rückzahlung von Investitionen in Energieeffizienz und erneuerbare Energien verbessern können. Sehr oft erhöht die Verfügbarkeit von Zuschüssen das Bewusstsein für bestimmte Technologien. Dieses Instrument ist vor allem bei neuen Technologien sehr nützlich. Der Nachteil ist, dass sie eine Belastung für die öffentlichen Haushalte darstellen, und diese stehen sehr oft nur für einen kurzen Zeitraum zur Verfügung, was die mittel- bis langfristige Planung für Investoren erschwert.

Tabelle 8 Übersicht Förderung für solare Prozesswärme in der Schweiz, Deutschland und Österreich

Förderung	Deutschland	Österreich	Schweiz
Förder-organisation	<ul style="list-style-type: none">- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)	<ul style="list-style-type: none">- Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus (BMNT)- Bundesministerium Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT)	<ul style="list-style-type: none">- Bund (BFE, BAFU)- Kantone
Programm/ Instrument	<ul style="list-style-type: none">- Marktanreizprogramm (2012)- Richtlinie "Förderung der Energieeffizienz und Prozesswärme aus EE in der Wirtschaft" (2019)	Klima- und Energiefond (2010) "Solarthermie- solare Grossanlagen"	<ul style="list-style-type: none">- CO2-Abgabe (2008)- Gebäudeprogramm über das Harmonisierte Fördermodell (HFM)



Was wird gefördert	<ul style="list-style-type: none"> - Querschnittstechnologien - Prozesswärme aus erneuerbaren Energien - Mess- und Regeltechnik, Sensorik und Energiemanagement-Software - energietechnische Optimierung von Anlagen und Prozessen 	<ul style="list-style-type: none"> - solare Prozesswärme - solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgungen - hohe solare Deckungsgrade (über 20% des Gesamtwärmebedarfs) in Gewerbe und Dienstleistungsbetrieben - Solarthermie in Kombination mit Wärmepumpe - neue Technologien und innovative Ansätze 	<ul style="list-style-type: none"> - CO₂-Befreiung - Unternehmen befreit von CO₂-Abgabe müssen Emissionsminderungsmaßnahmen umsetzen (<4J. Prozess, <8J. Gebäude) - Gebäude: <ul style="list-style-type: none"> - Sanierung, Optimierung, Einsatz erneuerbare im Gebäude → keine Förderung für befreite Unternehmen - Nicht alle Kantone fördern SHIP
Wie wird gefördert	Zuschuss von Investitionskosten zwischen 45% bis 10% vom BAFA oder KfW	Nach Prüfung werden nicht rückzahlbare Investitionszuschüsse erteilt (700 Euro/MWh (+25%))	Kantonspezifisch: Grundbetrag (1'000-4'000CHF)+ 500 - 650 CHF/kW+extra Auflagen (z.B. max. 50% Investitionskosten)

Förderung von solarer Prozesswärme in der Schweiz

Die Schweiz unterstützt international das Pariser Klimaabkommen und hat angekündigt, die inländischen Treibhausgasemissionen bis 2030 um 50 % und bis 2050 um 70% bis 85% gegenüber 1990 zu reduzieren. Um die Ziele der Energiestrategie 2050 zu erreichen planen der Bund und die Kantone Massnahmen im Bereich Energieeffizienz, erneuerbare Energie und dem Atomausstieg. Im Gegensatz zur Strompolitik, die auf Bundesebene stattfindet, ist die Schweizer Wärmepolitik eine Mehrebenenpolitik, d.h. sie findet sowohl auf Bundesebene als auch in den Kantonen und Gemeinden statt. Das Zusammenspiel der drei Bundesebenen bestimmt den Erfolg oder Misserfolg der Schweizer Energiepolitik. In der Wärmepolitik entscheidet der Bund über wärmerrelevante Massnahmen wie die CO₂-Abgabe, Mineralölsteuern und Steuerabzüge. Zudem unterstützt und setzt sie die Wärmepolitik durch die Forschungsförderung und das Programm EnergieSchweiz um. Der Bund vereinbart auch mit Kantonen und Gemeinden Ziele, um die Klimaziele des Bundesrates umzusetzen. Die Kantone sind für die operative Umsetzung des Energieprogramms verantwortlich. In der Mehrebenenpolitik sind es die Kantone die den Wärmesektor dominieren. Sie verfügen über weitreichende Entscheidungs- und Umsetzungsbefugnisse, insbesondere in Bezug auf die Energiegesetzgebung und die Förderung der erneuerbaren Wärmeerzeugung und der Wärmeeffizienz hauptsächlich im Gebäudebereich.

Als zentrale Grundlage für die finanzielle Förderung gilt das "Harmonisiertes Fördermodell der Kantone" (HFM 2015), das seit 2017 von fast allen Kantonen eingesetzt wird. Das HFM ist hauptsächlich für Gebäudeanwendungen konzipiert und beinhaltet auch einen Abschnitt zu der Förderung von Solarkollektoren. Es bildet auch die Grundlage für die Förderung von dem Einsatz von Solarthermischen Kollektoren für Prozesswärme, es fehlt jedoch spezifische Förderprogramme für Prozesswärme durch den Einsatz von erneuerbaren (nicht elektrisch) Wärmequellen. Das HFM ist die Grundlage für die Kantone, diese können jedoch ihre Förderung anpassen. Im Rahmen des EvaSPII haben wir eine Übersicht über



die Förderungsmöglichkeiten in allen Kantonen erstellt. Jedoch sind von der CO₂-Abgabe befreite Unternehmen im Rahmen des Gebäudeprogramms nicht förderberechtigt und bekommen daher keine Förderung für solare Prozesswärme, da dies als Doppelförderung durch den Bund gilt.

Um die Energieeffizienz im Industriesektor zu erhöhen und zugleich den CO₂-Ausstoss zu senken, werden Zielvereinbarungen zwischen Bund und Unternehmen oder Kanton und Unternehmen eingesetzt. Sie sind entweder als freiwillige oder für Grossverbraucher (>0.5 GWh/a Strom oder > 5GWh/a Wärme) als verpflichtende Zielvereinbarung konzipiert. Die Grossverbraucher haben die Wahl zwischen den unterschiedlichen Vollzugsinstrumenten des Bundes (Universalzielvereinbarung mit Energieeffizienzziel oder Massnahmenziel) oder in wenigen Fällen auch mit dem Vollzugsinstrument der Kantone (Kantonale Zielvereinbarung oder Energieverbrauchsanalyse). Durch eine Universalzielvereinbarung mit dem Bund erhalten Grossverbraucher die Möglichkeit durch Einhalten des vereinbarten Zielpfades sich von der CO₂-Abgabe befreien zu lassen, Netzzuschläge rück zu erstatten sowie sich von kantonalen Detailvorschriften befreien zu lassen. Die vom Bund beauftragten Organisationen, das Cleantech Agentur act und die Energieagentur der Wirtschaft EnAW, bieten verschiedene Zielvereinbarungsmodelle an, die sich am wirtschaftlichen Potenzial des Unternehmens orientieren. Grossverbraucher ermitteln die Energieeffizienz und die CO₂-Intensität und nutzen diese als Ziele. KMU mit einfachen Produktionsprozessen definieren ein Einsparziel.

Ziel ist es, dass Unternehmen, insbesondere Grossverbraucher und mittlere Unternehmen, zumindest ihr wirtschaftliches Potenzial vollständig ausschöpfen. Allerdings müssen bisher nur Massnahmen mit einer Amortisationszeit von <8 Jahren (für Gebäude und Infrastruktur [2]) umgesetzt werden und werden teure, klimafreundlichere Technologien mit längeren Amortisationszeiten nicht gefördert. Darüber hinaus wird der Stromeffizienz und der Elektrifizierung der Wärme mehr Aufmerksamkeit geschenkt als der Nutzung erneuerbarer Wärmequellen. Diese einseitige Fokussierung birgt das Risiko, dass die Stromnachfrage in Zukunft in allen Bereichen steigen wird und sie mit erneuerbarer, CO₂-neutraler Energie gedeckt werden muss. Eine Herausforderung, die bis heute noch nicht bewältigt ist.

Förderung in Deutschland

In Deutschland fördert das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) seit 2012 die solare Prozesswärme über das Marktanreizprogramm (2012-2019) und seit 2019 auf Basis der Richtlinie „Förderung der Energieeffizienz und Prozesswärme aus Erneuerbaren Energien in der Wirtschaft“ [3]. Die Richtlinien unterstützt dabei vier Module: (1) Querschnittstechnologien, (2) Prozesswärme aus erneuerbaren Energien, (3) Mess- und Regeltechnik, Sensorik und Energiemanagementsoftware und (4) energietechnische Optimierung von Anlagen und Prozessen. Die solare Prozesswärme kann so sowohl im Modul 4 als im Rahmen einer umfassenden Energieoptimierung gefördert werden oder im Modul 2, als Einzelmassnahme oder in Kombination mit einer Wärmepumpe oder einem Biomasse-System. Im Modul 2 kann zwischen einem direkten Zuschuss zu den Investitionskosten vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) und einem zinsgünstigen Kredit mit Tilgungszuschuss von der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) gewählt werden. Die Höhe des Zuschusses beträgt 45 % der förderfähigen Investitionskosten, wobei KMU einen zusätzlichen Zuschuss in Höhe von 10 % erhalten.

Seit dem Start der Förderung im Jahr 2012 wurden 317 neue solare Prozesswärmeanlagen mit einer Gesamtfläche von 33.000 m² installiert. Die verlässlichen Rahmenbedingungen haben einen aufstrebenden Markt erreicht, der mehrere spezialisierte Planungs- und Installationsfirmen hervorgebracht hat, obwohl die Marktentwicklung von 2016 bis 2017 aufgrund des Rückgangs der Ölpreise schwach war.

Förderung in Österreich

In Österreich haben das Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus (BMNT) und das Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT) die Förderaktion des Klima- und Energiefonds ins Leben gerufen um das Ziel "Zero Emission Austria" durch den Ausbau von erneuerbaren Energien, Mobilitätslösungen und strukturelle Wandel zu erreichen [4]. Das Klima- und Energiefond fördert seit 2010 die solare Prozesswärme durch das Förderprogramm "Solarthermie- solare Grossanlagen". Im Jahr 2017 erhielt das Programm von der Internationalen Energieagentur den SHC SOLAR



AWARD für die Unterstützung des Marktausbaus von solarthermischen Anlagen. Gefördert werden Solaranlagen mit Kollektorflächen zwischen 100 m² und 10'000 m² für folgende Anwendungen:

- solare Prozesswärme
- solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgungen
- hohe solare Deckungsgrade (über 20% des Gesamtwärmebedarfs) in Gewerbe und Dienstleistungsbetrieben
- Solarthermie in Kombination mit Wärmepumpe
- neue Technologien und innovative Ansätze

Es werden innovative Projekte gefördert, die technisch und ökonomisch multiplizierbar sind. Die Anträge werden vor dem Einreichen von österreichischen Solarthermie-Experten am AEE-INTEC² geprüft. Besonders innovative Projekte müssen zusätzlich am Monitoringprogramm der Begleitforschung teilnehmen. Diese Projekte werden nach Start des Regelbetriebs ein Jahr lang wissenschaftlich betreut und erhalten Feedback zur Anlagenoptimierung von der Begleitforschung. Die Fördermittel werden als nicht rückzahlbare Investitionszuschüsse gewährt. Solare Prozesswärme erhält im Schnitt 700 Euro/MWh des direkt nutzbaren Solarertrags. Bei Projekten im Begleitprogramm erhöht sich dieser Förderbeitrag um 25 %. Gefördert werden die Kosten für die Solarthermieanlage inklusiv Verrohrung, Pufferspeicher, Einbindung in den Prozess und die Messinstrumente und Datenübermittlung für das Monitoring. Seit 2012 -2018 wurden 279 solarthermische Anlagen installiert, davon 12 % im Bereich der solaren Prozesswärme. Die meisten Anlagen wurden im Bereich der "Solareinspeisung im Wärmenetz" gefördert .

4.1.1 Spezifische Kosten

Die Nettokosten der solaren Prozesswärmeanlagen in Deutschland, Österreich und der Schweiz geben eine sehr weite Streuung. Die Kosten einer solaren Prozesswärmeanlage variieren stark in Abhängigkeit von der Kollektortechnologie, von dem Integrationskonzept und von der Anlagengrösse. Generell gilt, je grösser die Anlage desto geringer die Kosten pro m².

Die Gesamtkosten einer solarthermischen Anlage setzen sich normalerweise aus

- Kosten für Solarfeld (Kollektoren, Verrohrung, Aufständigung...)
- Kosten für die Integration (Speicher, ...)
- Personalkosten (Planung, Montage, Inbetriebnahme)

² AEE - Institut Für Nachhaltige Technologien, D-A-CH Projektpartner im BillySolar

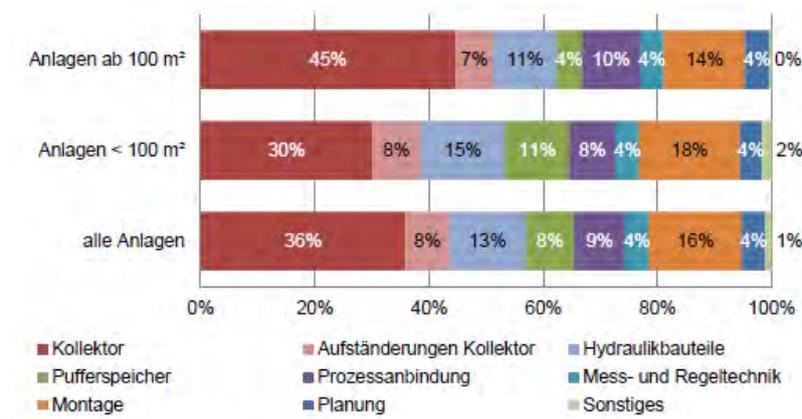


Abbildung 27 Kostenanteile solarer Prozesswärmeanlagen in Deutschland aus [5].

Die Kostenanalyse für die Schweiz basiert auf existierende Studien zu Grossanlagen und Prozesswärmeanlagen. Bei der Studie vom SPF Institut "Machbarkeit solarunterstützter Wärmenetze im Kanton St.Gallen" wurden Kostenbandbreiten für Vakuumröhren- und Flachkollektoren anhand von Offerenten und der SHIP Datenbank (www.ship-plants.info) eruiert. Die Verteilung der Gesamtkosten von Grossanlagen wird in Abbildung 28 dargestellt. Die Kosten der EvaSP Anlagen wurden auch in die Abbildung zum Vergleich eingetragen. Das wirtschaftlichste System (auch mit dem höchsten Energieertrag) ist die Anlage in Saignelégier. 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.

Es ist zu beachten, dass es bei hier bei allen EvaSP 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. Dennoch liegen die mit ungefähr 880 CHF / m² (oder 780 Euro / m²) nicht viel höher sind als die konventionellen Vakuumröhrenkollektoren bei 705 Euro / m² im internationalen Vergleich [5].

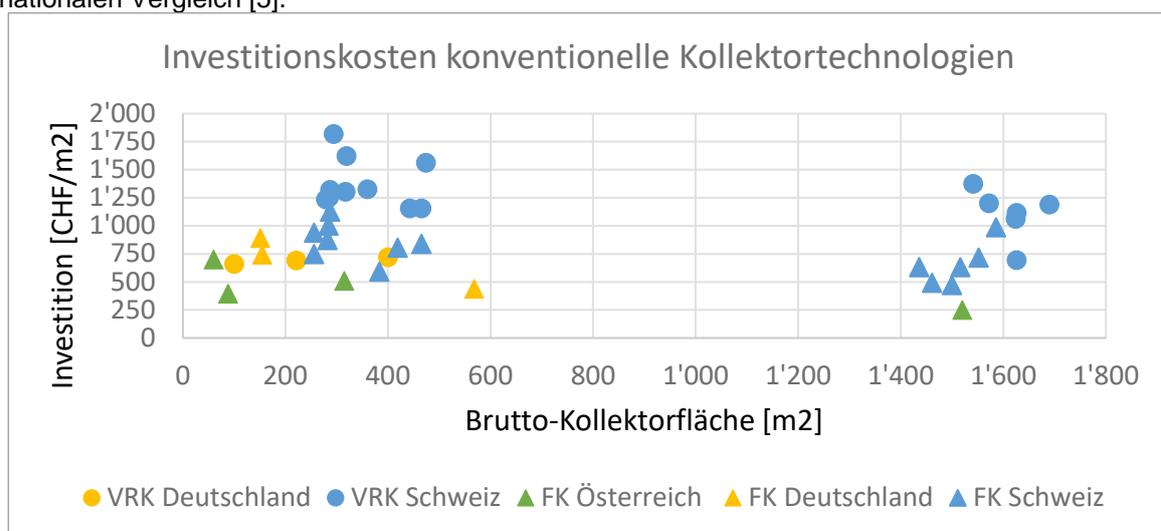


Abbildung 28 Darstellung der Gesamtkosten für unterschiedliche Technologien und Anbieter und Anlagengrössen. VRK: Vakuumröhrenkollektoren, FK: Flachkollektoren (Daten aus [6])



Diese Ergebnisse wurden mit einer deutschen Studie der Uni Kassel verglichen [7]. Abbildung 29 zeigt die spezifischen Investitionskosten solarer Prozesswärmeanlagen inkl. Planung, Bau, Komponenten und Integration, die innerhalb der letzten Jahre hauptsächlich in Deutschland, aber auch einigen anderen europäischen Ländern realisiert wurden. Es wird deutlich, dass bei kleineren Anlagen unter 100 m² die Kosten sehr stark streuen, da sich hier die Systemintegration anteilig stärker auf den spezifischen Preis auswirkt. Es ist zu berücksichtigen, dass beide Studien Kostenbereiche darstellen, die als erste Annäherung herangezogen werden können.

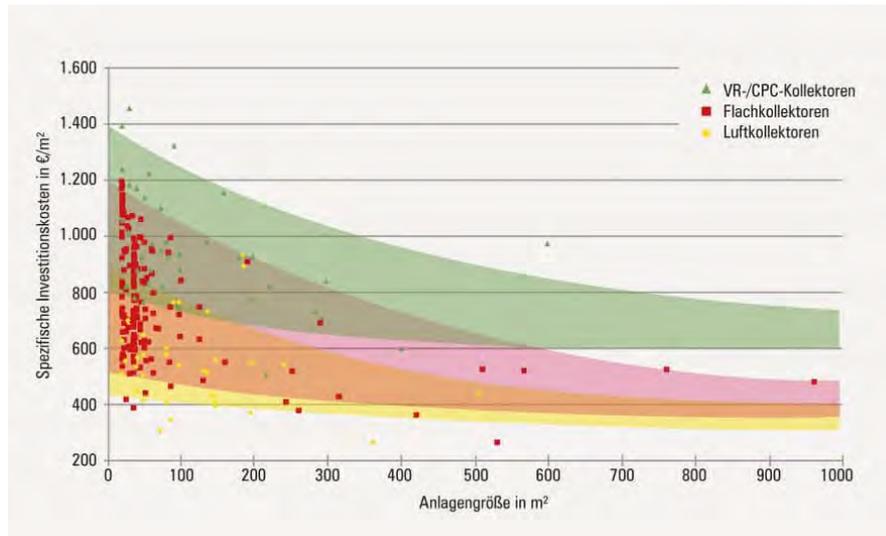


Abbildung 29 Spezifische Netto-Investitionskosten solarer Prozesswärmeanlagen inkl. Planung, Komponenten, Installation und Integration (Quelle [7])

- Uni Kassel konnte durchschnittliche Kosten der Anlagen in Abhängigkeit der Grösse ermitteln
- Anlagen von 20 m² bis weniger als 40 m²: 865 €/m²
 - Anlagen von 40 m² bis weniger als 100 m²: 836 €/m²
 - Anlagen mit mindestens 100 m²: 699 €/m²

4.2 Geschäftsmodelle für solare Prozesswärme

Ein Geschäftsmodell beschreibt nach Osterwalder und Pigneur [1] das Grundprinzip, nach dem eine Organisation Werte schafft, vermittelt und erfasst. Es werden neun Bausteine definiert, die die vier wichtigsten Bereiche eines Unternehmens abdecken, Kunden, Angebot, Infrastruktur und finanzielle Überlebensfähigkeit (Abbildung 30).

4.2.1 Bausteine eines Geschäftsmodells

Als ersten Baustein beschreiben die **Kundensegmente** verschiedene Gruppen von Personen oder Organisationen, die ein Unternehmen erreichen und bedienen will. Diese können in verschiedene Segmente mit gemeinsamen Bedürfnissen, gemeinsamen Verhaltensweisen oder anderen Merkmalen eingeteilt werden. Im Geschäftsmodell können ein oder mehrere Segmente bedient werden, wobei eine bewusste Entscheidung getroffen werden muss, welche Segmente bedient und welche ignoriert werden sollen.



Das **Wertangebot** umfasst die Produkte und Dienstleistungen, die die Anforderungen eines bestimmten Kundensegments befriedigt. Es beschreibt den Nutzen, den ein Unternehmen seinen Kunden anbietet und ist der Grund, weshalb Kunden sich eher dem einen Unternehmen zuwenden als dem anderen.

Um das Wertangebot zu vermitteln, kann ein Unternehmen verschiedene **Kanäle** nutzen, um seine Kundensegmente zu erreichen und anzusprechen. Die verschiedenen Kommunikations-, Distributions- und Verkaufskanäle bilden die Verbindung zwischen einem Unternehmen und seinen Kunden, von der Lenkung der Aufmerksamkeit des Kunden auf ein bestimmtes Produkt bis zur Kundenbetreuung nach einem Kauf. Mit **Kundenbeziehung** wird die Art von Beziehung beschrieben, die ein Unternehmen mit den jeweiligen Kundensegmenten eingeht. Diese können persönlich bis automatisiert sein und dienen der Kundenakquise, -pflege und Verkaufssteigerung.

Einnahmequellen sind die Einkünfte, die ein Unternehmen aus den verschiedenen Kundensegmenten erzielt. Die Kernfrage ist, wofür das jeweilige Kundensegment wirklich zu zahlen bereit ist. Einnahmequellen können entweder Transaktionseinnahmen aus einmaligen Zahlungen oder wiederkehrende Einnahmen sein, wobei verschiedene Preisfestlegungsmechanismen wie Festpreise oder Auktionen angewendet werden können.

Unter **Schlüsselressourcen** werden die wichtigsten Wirtschaftsgüter verstanden, die es einem Unternehmen ermöglichen, ein Wertangebot zu schaffen und zu vermitteln sowie Einkünfte zu erzielen. Dazu zählen physische Ressourcen wie Produktionsstätten, intellektuelle wie Marken oder Patente, menschliche wie Mitarbeitende mit speziellen Kenntnissen sowie finanzielle wie Eigen- und Fremdkapitalquellen. **Schlüsselaktivitäten** sind die für das Gelingen eines Geschäftsmodells notwendigen Handlungen eines Unternehmens. Wie Schlüsselressourcen dienen sie dazu ein Wertangebot zu schaffen, an den Markt zu bringen und Einkünfte zu erzielen. Sie können in die Kategorien Produktion (vom Entwurf bis zur Auslieferung eines Produktes), Problemlösung (insbesondere bei Dienstleistern) und Plattform/Netzwerk (mit plattform- oder netzwerkbezogenen Schlüsselaktivitäten wie Plattformentwicklung und -pflege) eingeteilt werden.

Zu den **Schlüsselpartnerschaften** gehören diejenigen Lieferanten und Partner, die für das Gelingen des Geschäftsmodells entscheidend sind. Ziel einer Partnerschaft kann die Optimierung des Geschäftsmodells sein, etwa durch die Erreichung eines Mengenvorteils, die Risikominimierung oder die Akquise von Ressourcen. Partnerschaften können zwischen Nicht-Wettbewerbern oder Wettbewerbern, als Joint-Ventures oder als Käufer-Anbieter-Beziehung eingegangen werden.

Die **Kostenstruktur** beinhaltet alle Kosten, die bei der Ausführung eines Geschäftsmodells anfallen. Unterschieden wird zwischen kostenorientierten und wertorientierten Geschäftsmodellen. Im Bereich der Schlüsselressourcen und -aktivitäten können fixe oder variable Kosten anfallen, wobei Mengen- und Verbundvorteile die Kosten reduzieren können [1].



Abbildung 30: Die Bausteine eines Geschäftsmodells (Canvas) aus Osterwalder und Pigneur [1]

4.2.2 Geschäftsmodelle für solare Prozesswärme in der Literatur

Geschäftsmodelle für erneuerbare Wärme werden in der Literatur wesentlich seltener betrachtet als erneuerbare Stromanwendungen (vgl. Abbildung 31). Nur wenige Artikel beschäftigen sich mit Geschäftsmodellen für solarthermische Anwendungen (Abbildung 32). Werden grössere solarthermische Anlagen betrachtet, sind diese meist für Nah- und Fernwärmenetze, solare Prozesswärme kommt nur sehr selten vor [2,3]. Viele Angaben und Schlussfolgerungen sind daher von Geschäftsmodellen für den Photovoltaikbereich, für erneuerbare Stromerzeuger allgemein oder von Geschäftsmodellen für Energieeffizienzmassnahmen abgeleitet. Sie beziehen sich im Wesentlichen auf den europäischen Markt.

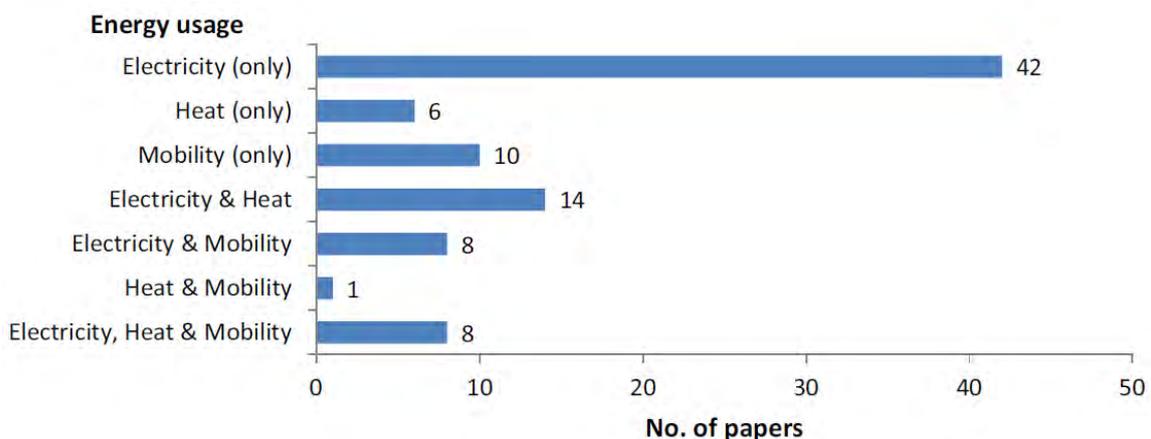


Abbildung 31: Häufigkeit der Betrachtung von Energieanwendungen in Veröffentlichungen zu Geschäftsmodellen für erneuerbare Energien im Zeitraum bis 2013 laut Literatur Review von Engelken et al. [4]

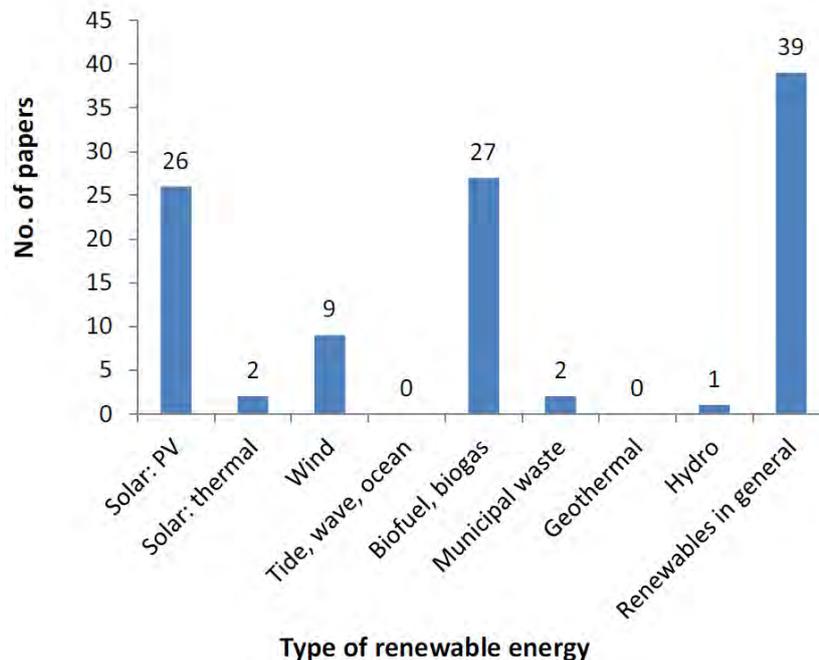


Abbildung 32: Häufigkeit der Betrachtung verschiedener Erneuerbarer Energien in Veröffentlichungen zu Geschäftsmodellen für erneuerbare Energien im Zeitraum bis 2013 laut Literatur Review von Engelken et al. [4]

4.2.3 Modell 1: Anlagenverkauf

Das traditionelle Geschäftsmodell im Bereich der solaren Prozesswärme ist der klassische Verkauf der schlüsselfertigen Solaranlage an den Industriekunden. Dies beinhaltet die Planung und den Bau der Anlage bis zur Abnahme durch den Kunden. Das angesprochene **Kundensegment** sind Industriebetriebe mit einem signifikanten Wärmebedarf im Bereich bis 120 °C. Typische Anlagengrößen liegen bei Kollektorfeldgrößen zwischen 100 m² und mehreren 1'000 m² bei Investitionssummen ab ca. CHF 50'000 (vgl. Kapitel 4.1). Es werden bei den Geschäftsmodellen keine Wärmenetze betrachtet bzw. keine Betriebe mit der Möglichkeit eines Wärmenetzanschlusses.

Die schlüsselfertige SHIP-Anlage liefert als **Wertangebot** für den Kunden eine für die nächsten 20-25 Jahre nahezu kostenlose solare (Teil-)Wärmeversorgung. Ziel ist, dass die Wärmegestehungskosten niedriger liegen als bei fossilen Energieträgern, zusätzlich wird eine höhere Unabhängigkeit von fossilen Rohstoffen und von Preissteigerungen Rohstoffbereich erreicht. Dies kann beispielsweise durch eine Ertragsgarantie gestützt werden. Der ökologische Mehrwert der Anlage kann einerseits in der Kommunikation genutzt werden sowie soweit im jeweiligen Markt vorhanden beispielsweise zur Erfüllung von Zielen für Anteile an erneuerbaren Energien, Vermeidung einer CO₂-Abgabe oder grüne Zertifikate. Dem gegenüber stehen hohe Anfangsinvestitionen für den Kunden, die oft eine wesentliche Hürde für das Geschäftsmodell darstellen.

Die Kundenansprache (**Kanal**) erfolgt meist direkt über den eigenen Vertrieb. Dies bedarf meistens sehr viel Überzeugungsarbeit, da bei den Industriekunden erneuerbare Energien nicht zum Kerngeschäft gehören und die Befassung mit dem Thema daher geringe Priorität genießt. Investitionen erfolgen bevorzugt in die eigenen Kernbereiche. Eine hohe Kapitalbindung und lange Amortisationszeiten, teils gepaart mit fehlenden Finanzierungsmöglichkeiten, lassen eine Investition unattraktiv erscheinen. Auch ist das Vertrauen in die Technologie teils nicht gegeben [5]. Vereinfacht werden kann der Kundenzugang unter Umständen durch Partnerunternehmen, die bereits über andere Aufgaben mit dem Indust-



riekunden verbunden sind, wie etwa Planer oder Serviceunternehmen für die Wartung der konventionellen Wärmeerzeuger. Eine wichtige Rolle können auch Facilitatoren wie etwa Energieagenturen spielen, die unabhängige Informationen zur Verfügung stellen und so ein Bewusstsein und Vertrauen in die Technologie schaffen können [6]. Die Art der **Kundenbeziehung** beruht auf (individueller) persönlicher Unterstützung. Sie ist in der Akquisephase besonders intensiv, dagegen während der Nutzungsphase, ausser bei allenfalls notwendigen Reparaturen und dem Angebot von Services, weniger relevant.

Die **Einnahmequelle** ist eine einmalige Transaktionseinnahme aus dem Anlagenverkauf. Falls Tätigkeiten für Monitoring und Wartung angeboten werden, kommen wiederkehrende Einnahmen für den Service, meist als Festpreis, hinzu, die aber eine eher untergeordnete Rolle spielen.

Physische **Schlüsselressourcen** sind Büroräume und je nach Fertigungstiefe eine oder mehrere Produktionsstätten für Kollektoren, Montagesystem, Speicher etc. Intellektuelle Ressourcen können insbesondere die Marke verknüpft mit Referenzanlagen sein, bei menschlichen Ressourcen sind technisches Know-how und ein guter Vertrieb gefragt. In der Regel müssen ausreichend finanzielle Ressourcen zur Verfügung stehen, beispielsweise über Kreditrahmen oder Eigenkapital, um die Anlage vorfinanzieren zu können, je nach Zahlungsplan mit dem Kunden. **Schlüsselaktivitäten** sind neben der Produktion oder dem Einkauf der einzelnen Komponenten die Planung und Installation der SHIP-Anlage inklusive der Einbindung bzw. die Ausschreibung verschiedener dieser Tätigkeiten. **Schlüsselpartner** sind je nach Fertigungstiefe Hersteller verschiedener Komponenten, Montageunternehmen und Partner für die Zwischenfinanzierung, in der Regel Banken. Wesentliche **Kosten** entstehen bei der Fertigung und dem Einkauf von Komponenten, für Gehälter bei Akquise und Planung sowie für die Installation.

Insgesamt werden mit dem Modell Anlagenverkauf die geringsten Wärmegestehungskosten erreicht. Die Transaktionskosten sind wesentlich geringer als bei den folgenden Modellen, da ein Anlagenbetreiber als zusätzliche Partei entfällt. Aufwand und Kosten für die Finanzierung sind geringer, da das Modell bei Finanzinstituten bekannt ist und die Finanzierung über die übliche Unternehmensfinanzierung läuft [7].

4.2.4 Modell 2: Betreibermodelle

Die zweite Gruppe von Geschäftsmodellen ist dadurch gekennzeichnet, dass die SHIP-Anlage nicht durch den Industriekunden selbst, sondern von einem Dritten, einer Betreibergesellschaft betrieben wird. Dies kann beispielsweise eine Energy Service Company (ESCO) sein. Das **Wertangebot** ist bei Betreibermodellen nicht mehr die SHIP-Anlage selbst, sondern die Lieferung von solarer Wärme für einen bestimmten Zeitraum. Zusätzlich kann der Kunde beispielsweise von einer höheren Anlagenverfügbarkeit und einer professionellen Überwachung profitieren [8].

Beim "Energy Supply Contracting" (in der Folge bezeichnet als "Contracting") wird Nutzenergie in Kilowattstunden pro Jahr geliefert und abgerechnet [9]. Eine alternative Form sind Leasing-Modelle, bei denen der Leasinggeber die Nutzung der SHIP-Anlage dem Leasingnehmer gegen eine regelmässige Gebühr für eine bestimmte Zeit überträgt [10]. Leasing-Modelle unterscheiden sich darin, wem der Leasing-Gegenstand gehört, wer das Investitionsrisiko trägt und für laufende Kosten zuständig ist, bei wem er bilanziert wird und welche Steuerregeln gelten. Dabei sind die Laufzeit und ob es eine Kauf- und/oder Verlängerungsoption gibt wesentliche Regelungen. Sowohl der Hersteller, ein Dritter als auch ein Finanzinstitut können als Leasinggeber fungieren [11]. Eine Spezialform ist die Variante Sale and Lease Back, bei der das Unternehmen die Anlage zunächst kauft, an eine Leasinggesellschaft verkauft und dann zurück least. Auch Mietkauf kann eine Möglichkeit sein. Wesentlich für die Wahl des genauen Modells sind meist regulatorische, steuerliche und bilanzielle Überlegungen. Der wesentliche Vorteil für den Industriekunden ist die Vermeidung sowohl der Anfangsinvestition mit einer entsprechenden Finanzierung als auch die Erhöhung der Bilanzsumme. Auch übernimmt die ESCo in der Regel einen Grossteil des Betriebs-, Investitions- und Finanzierungsrisikos.



Die ESCo kann die Solaranlagen entweder direkt über die eigene Gesellschaft oder eine oder mehrere Anlagen jeweils über eine gesonderte Projektgesellschaft, eine SPV (Special Purpose Vehicle, manchmal auch SPE Single Purpose Entity genannt), betreiben. Die Vorteile eines solchen Modells sind, dass der Kredit über die SPV läuft und bis zu einem gewissen Grad nicht die Bilanz der ESCo belastet [2,7]. Mehrere SPVs können unterschiedlich gestaltet werden, insbesondere in der Finanzierung, z.B. als Bürgersolaranlage mit lokaler Beteiligung. Auch kann eine SPV mit gewissen Einschränkungen als Ganzes verkauft werden, sodass beispielsweise der Hersteller oder EPC-Anbieter (Engineering-Procurement-Construction) die SPV bereits aufsetzen, teil- bzw. fremdfinanzieren und als Gesamteinheit an einen Betreiber, Finanzinstitution o.ä. verkaufen kann. Neben dem zusätzlichen Aufwand, der sich nur bei grösseren Anlagen oder einem Cluster von mehreren mittelgrossen Anlagen lohnt, stellt die Finanzierung häufig das grösste Hindernis für ein solches Modell dar. Auf die unterschiedlichen Finanzierungsmöglichkeiten für die verschiedenen Varianten wird in Kapitel 4.3.2 eingegangen. Bei grösseren solcher Gesellschaften, die verschiedene grössere Erneuerbare Energien (EE) Anlagen bündeln und deren Anteile auch am Finanzmarkt gehandelt werden, spricht man von Yieldcos [12]. Das Hauptrisiko bei EE-Anlagen liegt in der Planungs- und Umsetzungsphase, im Betrieb haben sie einen relativ konstanten Cash-Flow bei relativ geringem Risiko [13,14].

Die **Zielkundengruppe** sind wie im ersten Modell Industrieunternehmen mit einem signifikanten Wärmebedarf im Bereich bis 120 °C. Da mit der ESCo eine zusätzliche Partei involviert ist, mit wesentlichen zusätzlichen Aktivitäten, die unabhängig von der Anlagengrösse weitgehend konstant sind, sollten die Anlagen grösser sein oder ein Pool von mehreren Anlagen zusammen betrachtet werden. Als Mindestgrösse wird eine thermische Last von 100 kW bzw. jährliche Energiekosten von mehr als EUR 20'000 genannt [15].

Kundenbeziehungen und **Kanäle** sind in der Akquisephase ähnlich wie im ersten Modell. Die zu leistende Überzeugungsarbeit ist weiterhin sehr hoch. Zwar entfällt für den Kunden die Hürde der hohen Anfangsinvestition, dennoch bleibt die Priorität für die Befassung mit dem Thema gering und allenfalls fehlt auch Vertrauen in die Technologie und die ESCo. Zusätzliche Hürden entstehen durch zusätzlichen organisatorischen Aufwand, die Prüfung und Ausgestaltung von Verträgen sowie eine lange Bindung an diese Verträge. Bereits im ersten Modell, noch stärker aber bei ESCo-Modellen spielen Facilitatoren eine Rolle, die Vertrauen schaffen, einen Teil der zusätzlichen Arbeit abnehmen und eine entscheidende Vermittlerrolle einnehmen können (siehe Kapitel 4.3.3). Im Gegensatz zum ersten Modell bleibt die Kundenbeziehung über die Akquise- und Umsetzungsphase hinaus während der gesamten Nutzungsphase intensiv und wichtig.

Zu den **Schlüsselaktivitäten** kommen gegenüber dem ersten Modell zusätzlich der Betrieb der Anlage mit Monitoring, Wartung und Instandhaltung sowie die kaufmännische Betriebsführung mit Überwachung und Abrechnung der Leistungen gegenüber dem Industriekunden und den Geldgebern.

Zusätzlich zu den **Kosten** für die Planung, Installation und Inbetriebnahme der SHIP-Anlage entstehen bei Betreibermodellen Kosten für die Ausgestaltung des Contracting- oder Leasingsystems (Verträge, allenfalls Gründung einer SPV etc.) und für die Finanzierung. Die **Einnahmen** verschieben sich von einmaligen Transaktionseinnahmen auf wiederkehrende Einnahmen über einen längeren Zeitraum. Da Einnahmequellen und Kosten zu unterschiedlichen Zeitpunkten anfallen, ist die **Schlüsselressource** Finanzierung besonders wichtig. Finanzierer werden im Betreibermodell zur wichtigsten und kritischsten **Schlüsselpartnerschaft**. Eine Finanzierung ist häufig schwer zu finden, es ist schwierig eine Partnerschaft aufzubauen und Finanzierer sind diejenigen, die die meisten Forderungen an andere Partner stellen, wie etwa Track Records oder Sicherheiten [16]. Die langfristige Finanzierung ist meistens der kritischste Punkt bei Betreibermodellen, daher wird er in Kapitel 4.3.2 gesondert behandelt. Zwar muss die Finanzierung der SHIP-Anlage nicht zwangsläufig bei der ESCo liegen, sondern kann auch durch den Kunden erfolgen. Allerdings ist in der Regel die Vermeidung der Anfangsinvestition mit der entsprechenden Finanzierung ein Hauptgrund für die Wahl eines Betreibermodells, weshalb solche Formen nicht weiter betrachtet werden. Als weitere Schlüsselpartnerschaft werden Versicherer im zweiten Modell wichtiger. Neben der eigenen Absicherung verlangen Finanzierer meistens Versicherungen oder die Konditionen der Finanzierung können verbessert werden.



Der Vorteil bei Betreibermodellen ist, dass sich die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit durch ESCos, Banken und Investoren von Erwartungen an (kurze) Amortisationszeiten zu eher langfristigen Renditeerwartungen verschiebt, was deutlich besser zur Technologie passt. Ein Nachteil kann sein, dass nur sehr selten neue, innovative Technologien zum Einsatz kommen. Eine wichtige Voraussetzung für Betreibermodelle ist, dass "bankfähige" Technologien zum Einsatz kommen, die eine lange Erfolgsgeschichte haben und für die von Lieferanten mit starken Bilanzen glaubwürdige Garantien gegeben werden können. Die Erfahrung mit Betreibermodellen zeigt, dass wenn eine passende Technologiekonfiguration gefunden wurde und EPCs, Versicherungsunternehmen, Finanzierungspartner und Aufsichtsbehörden gelernt haben mit dieser zu arbeiten, sie möglichst nicht mehr geändert wird. Die Beibehaltung dieser Konfiguration hält die Lernkosten niedrig und ermöglicht standardisierte Transaktionen [17].

4.2.5 Modell 3: Servicingmodelle

Dieses Modell geht noch eine Stufe weiter als das zweite Modell: Es geht nicht mehr um den Einsatz einer Technologie, sondern die Nutzerbedürfnisse stehen im Vordergrund. Als **Wertangebot** wird nicht nur Wärme verkauft, sondern ein umfassender Service angeboten, wobei die Zurverfügungstellung von solarer Wärme einen Teil davon ausmacht. Beispielsweise kann der Service "(ökologische) Gesamtwärmeversorgung" angeboten werden. Wärme wird damit zum Rundumsorglos-Paket bzw. One-Stop Shop. Die dafür umzusetzenden Massnahmen liegen beim Anbieter, dies kann durch Energieeffizienzmassnahmen, Abwärmennutzung, Solarenergie etc. erfolgen. Im Vordergrund steht die Vereinbarung eines bestimmten Service, den der Kunde benötigt und damit der Kundennutzen. Der Nutzen kann dabei beispielsweise im Bereich Komfort, Sicherheit, Zuverlässigkeit und der Übertragung von regulatorischen Pflichten liegen. Ein ökologischeres System kann für den Kunden unter Umständen nur ein Nebennutzen sein. Der Fokus liegt auf dem gesamten Weg des Kunden von der Orientierungsphase über die Transaktion bis hin zur Nutzungsphase und darüber hinaus. Dabei muss das Modell während der Nutzungsphase allenfalls angepasst werden, falls sich die Bedürfnisse ändern [18]. Für den Anbieter besteht das Risiko eines späteren Ausfalls des Abnehmers im Extremfall oder einer Änderung des Bedarfs. Der Vorteil für den Kunde ist, dass er sich durch dieses Outsourcing der Wärmebereitstellung auf seine Kernkompetenzen konzentrieren kann [19].

Das **Kundensegment** sind prinzipiell die gleichen Industriebetriebe wie in den ersten beiden Modellen. Es kann allenfalls erweitert werden, da die SHIP-Anlage nicht mehr im Zentrum steht und auch nicht die einzige Investition darstellt. Die **Kanäle** sind ebenfalls ähnlich wie in den vorhergehenden Modellen, wobei Facilitatoren auch hier eine wichtige Rolle spielen können. Ein Servicing Modell ist ein für den Kunden ungewohntes Konzept, mit dem er sich erst vertraut machen muss. Für ihn bedeutet es eine teilweise Aufgabe der Kontrolle über den Wärmebereitstellungsprozess, ein solches Konzept greift tief in das Unternehmen ein. Die Ausgestaltung ist sehr individuell und mit hohem Aufwand für beide Seiten verbunden bis es zu einem Vertragsabschluss kommen kann. Daher muss die **Kundenbeziehung** nochmals intensiver und individueller und damit auch zeit- und kostenintensiver sein als bei den vorhergehenden Modellen. Zu Beginn der Beziehung steht die Frage, was der Kunde wirklich braucht, nicht der Verkauf eines bestimmten Produkts. Es gibt mehr Interaktion und Feedback des Kunden über mehrere Iterationsphasen hinweg. Dabei trägt der Kunde zur Anpassung des Service und des Geschäftsmodells bei. Die Kundenbeziehung bleibt über den gesamten Lebenszyklus hinweg intensiv, vom Design über die Umsetzung und die gesamte Nutzungsphase [20].

Ein solches Modell wird der Servicing-Anbieter wahrscheinlich nicht allein auf Basis von Lieferantenbeziehungen umsetzen können. Die **Schlüsselpartnerschaften** verschieben sich daher auf engere Kooperationen mit Partnern, wofür strategische Allianzen aufgebaut und allenfalls Joint Ventures gegründet werden müssen. Der Servicing-Anbieter muss als Kernunternehmen fungieren, das die anderen zusammenbringt. Es braucht ein Eigeninteresse oder einen Zusatznutzen für die weiteren Geschäftspartner, damit sie sich beteiligen. Das Geschäftsmodell funktioniert auf Systemebene durch enge Verbindungen zu anderen Unternehmen und der Schaffung von Abhängigkeiten zu diesen, wodurch die gesamte Wertschöpfung im System erhöht wird. Das bedeutet, dass keines der Unternehmen allein in



der Lage ist, die Ziele auf Systemebene zu erreichen, sondern dass dies nur innerhalb eines funktionierenden Ökosystems möglich ist.

Eine wesentliche zusätzliche **Schlüsselaktivität** ist daher dieses neue Geschäftsökosystem zunächst zu schaffen, was einen sehr hohen Aufwand bedeuten kann [21]. Es muss an den bestehenden Systemgrenzen gearbeitet werden. Dies beinhaltet die Ermittlung aktueller Grenzen und Grenzunstimmigkeiten, die Vermittlung von Grenzen und die Durchführung von Grenzveränderungen, was häufig iterativ in mehreren Schritten erfolgt [22]. Auch die Partnerfirmen müssen ihre Geschäftsmodelle anpassen. Eine zusätzliche Herausforderung liegt in der Vielfalt der Akteure, die an einem solchen Modell beteiligt sind und in ihrer traditionellen Unverbundenheit mit den Geschäften der anderen. Die Gestaltung des Systems kann durch eine verstärkte Zusammenarbeit mit bestimmten relevanten Unternehmen erreicht werden, wobei die Komplementarität der Beteiligten als primäre Wertquelle im Vordergrund steht. Dabei kann es Unsicherheiten geben, wer als erstes investiert und damit ein erhöhtes Risiko trägt. Die Profitabilität der eigenen Investition hängt von Investitionen anderer ab. Auch in der erhöhten Abhängigkeit von den Partnern besteht ein Risiko. Daher muss ein hohes Vertrauen in die Zuverlässigkeit der Partner bestehen [18]. Sind die Partnerschaften gebildet und der Rahmen geschaffen, stehen im weiteren Prozess oder teils bereits parallel die genaue Analyse der Situation vorort, die individuelle Planung der Massnahmen, Ausarbeitung der Verträge, Ausschreibung und Umsetzung der Massnahmen, Betrieb und allenfalls Anpassungen im Betrieb an.

Insbesondere in der Phase der Entwicklung des Geschäftsmodells und Schaffung des Ökosystems werden als **Schlüsselressource** Mitarbeitende, die die Kompetenzen für einen solchen Prozess mitbringen, nochmals wichtiger. Wie im zweiten Modell bleiben Finanzierer zentral, wobei die Schwierigkeiten im Wesentlichen die gleichen sind. Zusätzlich muss eine längere und aufwändigere Phase der Planung und Abstimmung als in den anderen Modellen finanziert werden können, was insbesondere für kleinere Unternehmen eine zusätzliche Herausforderung darstellt (siehe Kapitel 4.3.4). Die **Kostenstruktur** bleibt abgesehen von dieser längeren Anfangsphase ähnlich wie in den vorangehenden Modellen. Die wesentlichen Kosten entstehen zu Beginn, sei es für Effizienzmassnahmen oder die SHIP-Anlage, im Betrieb sind dagegen die Kosten gering. Die **Einnahmen** für die Zurverfügungstellung von Wärme sind dagegen periodisch, typischerweise monatlich.

Das Servicingmodell greift aktuelle Trends im Energiebereich zu Outsourcing und Servitisation, zu kundenzentrierten Modellen und zu komplexen Werten für mehrere Stakeholder auf [4,23,24].

4.3 Geschäftsmodellumgebung

Die Möglichkeiten und der Erfolg eines Geschäftsmodells hängen wesentlich vom äusseren Umfeld ab, wie beispielsweise den regulatorischen Rahmenbedingungen, vorhandenen Förderungen etc. (Abbildung 33).

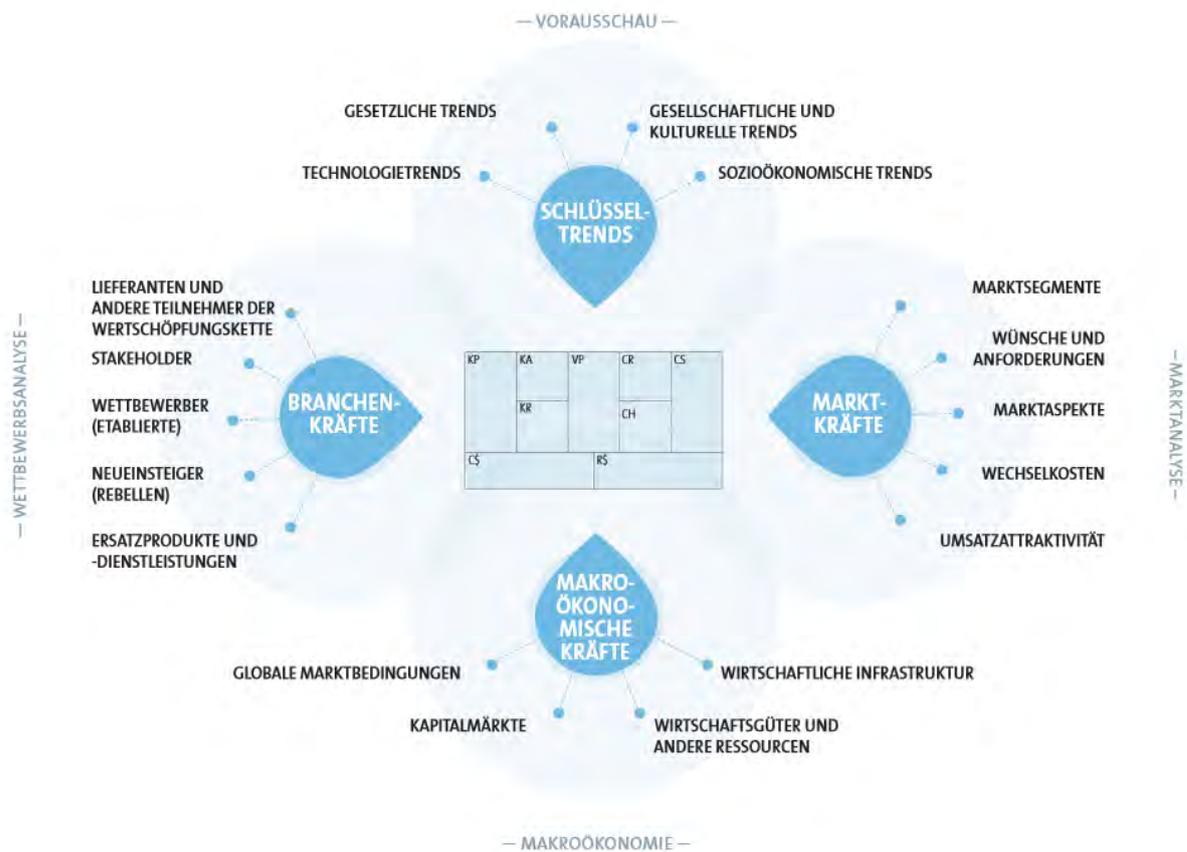


Abbildung 33: Geschäftsmodellumgebung, Einflussfaktoren auf die Entstehung und den Erfolg von Geschäftsmodellen [1]

4.3.1 Hemmnisse

In der Literatur wird eine Reihe von Hemmnissen für erneuerbare Energien allgemein und solare Prozesswärme in der Industrie im Besonderen genannt. Es besteht eine starke Konkurrenz zu anderen Energiequellen, eine Wirtschaftlichkeit im Sinne von niedrigeren Wärmegestehungskosten ist häufig nicht gegeben, die Renditerwartungen der Contractoren oder Anleger werden nicht erfüllt. Für Direktinvestitionen der Industrie (Modell 1) sind die Amortisationszeiten meistens zu lang. Ausserdem stehen nur limitierte Eigenmittel zur Verfügung, sodass die Investition in Konkurrenz zu anderen Investitionen eher im Kernbereich des Unternehmens steht, die für das Unternehmen wichtiger und meist auch rentabler sind. Darüber hinaus besteht teils wenig Vertrauen in die neue Technologie, auch weil viele Anbieter nur einen kurzen Track-Record aufweisen, gepaart mit der Befürchtung, dass die Anlage negative Auswirkungen auf die eigenen Prozesse haben kann. Bei einem (teilweisen) Outsourcing der Wärmeversorgung kommt ein teilweiser Kontrollverlust hinzu. Ausserdem sind die dafür notwendigen Verträge sehr komplex und mit hohem zeitlichen Aufwand verbunden. Somit ergibt sich häufig ein geringer Nutzen, bei einem wahrgenommenen hohen Risiko und bei einem generell oft geringem Interesse an diesem Bereich [25].

Generell werden die hohen Anfangsinvestitionen als Hemmnis genannt, die entweder beim Kunden oder bei der ESCo bzw. dem Service-Anbieter anfallen. Diese werden zum Problem, wenn eine geeignete Langfristfinanzierung fehlt. Häufig ist es schwierig "Bankability" zu erreichen, also die Voraussetzungen für einen langfristigen Bankkredit. Da es mit dem Industriekunden nur einen Abnehmer für die Wärme gibt, wird das Risiko durch die Banken als hoch eingeschätzt. Hinzu kommt häufig eine fehlende



Expertise bei den Banken für eine adäquate Risikobewertung. Es geht um relativ kleine Investitionskosten je Projekt bei verhältnismässig hohen Transaktionskosten. Potenzielle Investoren sind generell risikoscheu [26].

Von Unternehmen wird als Hemmnis auch das Fehlen von geeigneter finanzieller Unterstützung und Förderung genannt. Hinzu kommt ein limitierter Zugang zu Informationen zu sowohl Förderungs- und Finanzierungsinstrumenten als auch zu vorhandenen Technologien und Geschäftsmodellen wie Contracting, teils auch eine schwere Zugänglichkeit zu Förderprogrammen [3,26]. Die regulatorischen Rahmenbedingungen werden als nicht ausreichend gesehen und teils gibt es rechtliche Hindernisse, beispielsweise bei der Vertragsgestaltung. Zum Teil fehlt auch eine langfristige Planungssicherheit [27].

Für den Anbieter ist der Aufwand für die Planung hoch, auch weil oft wenige Daten zur Verfügung stehen und das Wissen zum Wärmebedarf im Unternehmen gering ist. Daher ist die Planung auch häufig umsonst [2]. Zum Teil wird auch ein Mangel an qualifizierten Mitarbeitenden und der Mangel an verfügbaren Informationen und Wissen als Hindernis genannt [4]. Von Modell 2 zu 3 wird es komplexer, Partner und Kunden müssen für solche Modelle aufgeschlossen sein und zumindest in Teilen ihre eigenen Geschäftsmodelle dafür anpassen. Dagegen steht die Tendenz bei Mitarbeitenden und in Unternehmen am Bestehenden festzuhalten [22].

Ein weiterer Punkt ist die Macht der etablierten Unternehmen, die versuchen den Status Quo mit ihren Bereichen und Geschäftsmodellen zu halten. Insbesondere bei diesen Unternehmen gibt es kognitive Barrieren bei verantwortlichen Einzelpersonen. Sie sind eher zurückhaltend und erkennen daher möglicherweise keine neuen Geschäftsmöglichkeiten aus sich ändernden Rahmenbedingungen [4]. Allenfalls kann eine Zusammenarbeit mit diesen Unternehmen sinnvoll sein, um einerseits nicht gegen ihre Marktmacht bestehen zu müssen, andererseits kann dies auch bei der Finanzierung helfen [19].

Viele der genannten Punkte wie etwa die hohen Anfangsinvestitionen treffen auf erneuerbare Energien allgemein zu. Im Vergleich beispielsweise zur Photovoltaik unterscheiden sich vor allem der notwendige Zugang zur Industrie mit den genannten Vorbehalten beim Kunden sowie die häufig fehlende Finanzierung, da das Risiko bei den Banken höher eingestuft wird. Ausserdem haben es neue Geschäftsmodelle generell schwierig, sich gegen etablierte durchzusetzen. Daher soll im Folgenden auf diese drei Punkte und mögliche Ansatzpunkte für eine Überwindung dieser Hemmnisse gesondert eingegangen werden.

4.3.2 Finanzierung und De-Risking

Eigen-, Fremd- und Mezzaninekapital

Eine gesicherte langfristige Finanzierung ist für alle Betreiber- und Servicingmodelle entscheidend. Die Finanzierung kann prinzipiell durch Eigen-, Fremd- und Mezzaninekapital erfolgen. Eine Betreibergesellschaft wird möglichst kein oder nur kurzfristig Eigenkapital einsetzen, da dies die Anzahl möglicher Projekte auf das zur Verfügung stehende Eigenkapital begrenzt. Sind die Anlagen in einer Projektgesellschaft (SPV) organisiert, kann diese beispielsweise an einen Fonds oder eine Genossenschaft übertragen oder auch nur einzelne Anteile vermarktet werden. Anteilseigner haben Mitbestimmungsrechte, die entsprechend geregelt werden müssen. Mezzaninekapital als Mischform zwischen Eigen- und Fremdkapital kann Eigenkapital mit Rückzahlungsverpflichtung oder unbesichertes Fremdkapital sein [28].

Im Bereich Eigen- und Mezzaninekapital für erneuerbare Energien Projekte wurden zahlreiche unterschiedliche Modelle entwickelt und umgesetzt. Insbesondere bei den sehr erfolgreichen sogenannten Bürgerbeteiligungsmodellen gibt es diverse Ansätze über Genossenschaftsanteile, Genussrechte, Crowdinvesting, partiarische oder Nachrangdarlehen oder über Fonds. Je nach Land und Vorhaben kommen dafür verschiedene Rechtsformen zum Einsatz wie GmbH, AG, GmbH & Co.KG (insbesondere in Deutschland) etc [29,30]. Fonds sind auch für institutionelle Anleger interessant, bei grösseren Fonds spricht man auch von Yieldcos.



Prinzipiell können Projekte vollständig eigen- bzw. mit Mezzaninekapital finanziert werden. Die Einwerbung von Eigen- und Mezzaninekapital ist allerdings aufwändig und teurer als Fremdkapital. Daher wird generell versucht einen möglichst hohen Leverage (Verhältnis Fremd- zu Eigenkapital) zu erreichen, so dass Eigen- und Mezzaninekapital eine höhere Verzinsung erfahren und um mit einer begrenzten Menge Eigen- oder Mezzaninekapital möglichst viele Projekte umsetzen zu können.

Fremdkapital sind in der Regel Bankdarlehen gegen die Stellung von Sicherheiten und mit festen Laufzeiten, Tilgungsraten und Zinsen. Diese liegen aufgrund der zu stellenden Sicherheiten niedriger als bei unbesichertem Mezzaninekapital. Ein wesentlicher Unterschied zwischen Photovoltaikanlagen und SHIP-Anlagen liegt in der Zugänglichkeit zu Fremdkapital. Dies zeigt die Gegenüberstellung der Finanzierungsprogramme von je einer Schweizer und einer deutschen Bank mit ökologischer Ausrichtung (Tabelle 8). Die Umfrage wurde 2018 durchgeführt. In beiden Ländern waren PV-Finanzierungen zu dieser Zeit über eine feste Einspeisevergütung getrieben (KEV bzw. EEG), daher sind die Aussagen sehr ähnlich. Noch nicht enthalten sind sich allenfalls ändernde Finanzierungsbedingungen für grössere PV-Anlagen nach Auslaufen der KEV.

Tabelle 9: Ableitung der wesentlichen Unterschiede bei der Finanzierung von PV- und SHIP-Anlagen aus den Angaben von zwei Banken

	Photovoltaik	Solare Prozesswärme
Programm	Spezifische Programme zur Finanzierung von PV-Anlagen / Projektfinanzierungen	Finanzierung über Baufinanzierungen oder Gewerbeimmobilienfinanzierungen
Sicherheiten	Sicherungsübereignung der PV-Anlage und Abtretung der Einspeisevergütung	I.d.R. Besicherung im Rahmen der Baufinanzierung über Grundschulden
Unterschied Risiken	Garantierte Einspeisevergütung KEV (CH) / EEG (D)	Ausfall des Abnehmers
Typischer Finanzierungsanteil	D: 80% CH: 60-70%	Individuell
Typisches Zinsniveau	D: 1.7-3.0% (je nach Grösse) CH: 2.5-3.5%	Individuell, risikogerecht
Typische Kreditlaufzeit	D: 18-19 Jahre CH: 15 Jahre	5-10 Jahre

Bei solarer Prozesswärme führt das Ausfallrisiko des Wärmeabnehmers (Industrie/Gewerbe) zu deutlich kürzeren Finanzierungslaufzeiten und entsprechend kurzen Soll-Amortisationszeiten. Dies bedeutet ein Dilemma in der Finanzierung: Das kurzfristige Ausfallrisiko des Abnehmers steht einer eigentlich langfristig zu finanzierenden Investition gegenüber. Auch ist das Zinsniveau in der Regel höher, der Finanzierungsanteil geringer und durch die individuellen Regelungen der Prozess weniger standardisiert, was den Aufwand erhöht. Alle drei Punkte verteuern die Finanzierung und verschlechtern damit die Wirtschaftlichkeit. Der gravierendste Unterschied besteht allerdings in der Forderung nach Sicherheiten. Während für PV-Finanzierungen die PV-Anlage und eine Abtretung der Einspeisevergütung als Sicherheiten ausreichen, gilt dies für die SHIP-Anlage mit Wärmeabnahmeverträgen nicht und es werden zusätzliche Sicherheiten gefordert. Weitere Sicherheiten sind für ESCOs in der Regel nicht vorhanden, weshalb sie es schwer haben, Bankkredite zu erhalten [7].



Projektfinanzierung

Ein Projektträger hat einerseits die Möglichkeit, ein Projekt auf die eigene Bilanz zu nehmen, also über eine Unternehmensfinanzierung zu realisieren. Bei dieser nutzt er alle Vermögenswerte und Cashflows des bestehenden Unternehmens, um den von den Kreditgebern bereitgestellten Kredit zu garantieren. Dies ist der klassische Weg zur Finanzierung von Investitionen und macht ca. 85-90 % der gesamten Kapitalinvestitionen in entwickelten Ländern aus [31]. Die andere Möglichkeit ist eine Projektfinanzierung. Bei dieser wird das Projekt oder ein Cluster von mehreren Projekten in eine Projektgesellschaft (SPV) ausgelagert. Diese ist rechtlich und wirtschaftlich in sich geschlossen und dient ausschliesslich der Realisierung des Projekts. Die Kreditgeber sind in diesem Fall allein von den Cashflows des neuen Projekts abhängig und haben keinen oder nur einen sehr begrenzten Zugriff auf das Vermögen des Projektträgers.

Verglichen mit der klassischen Art der Unternehmensfinanzierung ist die Nutzung von Projektfinanzierungen mit deutlich höheren Transaktionskosten verbunden. Da sich ein potenzieller Kreditgeber nur auf die Projektperformance verlassen kann, müssen die prognostizierten Cashflows und Kosten sorgfältig geprüft werden. So kann der Aufwand für technische, kommerzielle und rechtliche Berater bis zu 5-10 % des Gesamtprojektwertes ausmachen. Daher wurde die Projektfinanzierung traditionell hauptsächlich für grosse, risikoreiche Projekte eingesetzt, bei denen die Projektträger ihre Kernfirma vor einem potenziellen Projektversagen schützen wollen [32,33].

Die Gründe für Projektfinanzierungen im Bereich der erneuerbaren Energien in stabilen Märkten und für relativ kleine Anlagen sind dagegen andere. Erstens kann ein Schuldenüberhang für den Projektträger vermieden werden. Bei einer Unternehmensfinanzierung hängt die Fähigkeit, neue Projekte zu finanzieren, von der Stärke der Bilanz ab und kann eingeschränkt sein, wenn die Schuldenquote bereits hoch ist. Dies ist insbesondere der Fall, wenn viele neue Projekte hintereinander geplant sind. Je nach Unternehmensstruktur des Projektträgers kann bei einer Projektfinanzierung eine wesentlich höhere Fremdkapitalquote erreicht und damit mit dem gleichen zur Verfügung stehen Eigenkapital mehr Projekte realisiert werden. Zweitens können in einer Gesellschaft mit ausschliesslich EE-Projekten, die mit niedrigem Risiko eingestuft sind, diese zu günstigeren Konditionen finanziert werden. Drittens werden viele Projekte mit Bürgerbeteiligung realisiert. Dabei ist die Motivation, einen Beitrag an die Energiewende zu leisten, häufig mit einem möglichst lokalen Projekt mit hoher Identifikation. Eine rechtliche Unabhängigkeit des Projekts vom Projektträger ist dafür entscheidend. Die Projektbewertungen und Anforderung von Seiten der Banken an solche EE-Projekte wurden weitgehend standardisiert, sodass Transaktionskosten reduziert werden konnten.

Laut einer Analyse des deutschen Marktes der Jahre 2010 bis 2015 wurden 96 % aller PV- und 88 % aller Onshore-Windprojekte über 10 MW über Projektfinanzierungen realisiert, dagegen waren es bei nicht erneuerbaren Energien nur je nach Technologie zwischen 0 % und 22 % der Anlagen. Dabei werden Projektfinanzierungen mit Werten über 95 % vor allem von Projektentwicklern, Finanzinvestoren und bei Bürgerprojekten eingesetzt [31].

Projektfinanzierung ermöglicht es somit einer grossen Gruppe von Projektträgern (Projektentwickler, Finanzinvestoren und Bürgerprojekte), Projekte trotz einer schwachen eigenen Bilanz zu realisieren. Zur Erreichung eines hohen Wachstums bei EE-Projekten ist es daher hilfreich, ein regulatorisches und Finanzmarktumfeld zu schaffen, das eine Projektfinanzierung zu niedrigen Transaktionskosten ermöglicht. Die entscheidende Voraussetzung für eine Projektfinanzierung ist eine hohe Sicherheit der Einnahmequellen. Innerhalb des Finanzsektors müssen die Akteure Instrumente entwickeln, die eine Projektstrukturierung und -bewertung zu einem für kleinere Anlagen angemessenen Preis ermöglichen, z.B. durch die Standardisierung von Abläufen und Due-Diligence-Kriterien. Ein günstiges "Projektfinanzierungs-Ökosystem" ist notwendig, damit neue Akteure wie ESCos eine grosse Pipeline neuer Projekte aufbauen können, ohne durch einen Schuldenüberhang eingeschränkt zu werden [31]. Verschiedene De-Risking Massnahmen können dazu beitragen.



De-Risking

De-Risking Massnahmen haben bei erneuerbaren Energien verglichen mit konventionellen Energien einen deutlich grösseren Einfluss. Aufgrund der Kapitalstruktur mit hohen Investitionskosten und niedrigen laufenden Kosten haben ein hohes Risiko und damit hohe Kosten für Eigen- und Fremdkapital einen wesentlichen Einfluss auf die Strom- bzw. Wärmegestehungskosten [34,35].

Politische Massnahmen können das Investitionsrisiko verringern oder die Rendite eines Projektes erhöhen. Nur wenn beides zusammenpasst, wird investiert. Je höher das Risiko desto höher sind auch die Risikoaufschläge potenzieller Investoren auf die erwartete Rendite. Risikomindernde Massnahmen können daher eine Technologie wirtschaftlich und damit attraktiv für Investoren machen. Nach Polzin et al. [36] sind Instrumente, die das Risiko reduzieren und Investoren eine hohe Sicherheit bieten, besonders wirksam, um private Investitionen auszulösen. Besonders Genossenschaften und Bürgerprojekte haben eine hohe Risikoaversion [37]. In der PV haben Einspeisevergütungen diesen Effekt. Sie reduzieren das Preisrisiko für Investoren, da sie eine stabile Rendite über einen bestimmten Zeitraum garantieren und dem Bedürfnis von Investoren nach vorhersehbaren Renditen entgegenkommen, wobei Stabilität und Vorhersagbarkeit wesentlich sind. Dabei sind Gestaltungselemente wie Vorlaufzeiten, Tarifriflaufzeiten, Obergrenzen oder Netzanschlüsse entscheidende Erfolgsfaktoren. Nach Polzin et al. [36] sind sie unter 96 untersuchten Massnahmen das effektivste Mittel um Investitionsrisiken zu senken. Folglich tragen Einspeisevergütungen dazu bei, die Finanzierungskosten zu senken und erleichtern Projektfinanzierungen wesentlich.

Daneben haben auch erneuerbare Portfolio Anforderungen ein besonders hohes Potenzial, private Investoren anzuziehen. Auch staatliche Investitionsbanken können eine wichtige Rolle für die Bereitstellung von Kapital und zum De-Risking spielen. Darüber hinaus können sie bei der Mobilisierung privater Investitionen weitere wichtige Funktionen übernehmen, darunter die Ermöglichung von Lernprozessen im Finanzsektor, die Schaffung von Vertrauen in die Projekte und die Übernahme einer First- oder Early-Mover-Rolle, um Projekten zu einem Track Record zu verhelfen [38].

Von Seiten von Verbänden oder anderen Kooperationen können sowohl gemeinsame Garantien für Produkte und eine Garantie für Kunden, den Projektbetrieb im Falle eines ESCo-Versagens fortzusetzen, als auch die Übernahme des Kreditrisikos der Kunden helfen [6]. Generell tragen Garantien und Versicherungen zum De-Risking bei. Standardisierte Vertragsvorlagen, die Anforderungen der Banken berücksichtigen, sowie Checklisten für die Due Diligence halten Transaktionskosten niedrig und helfen, Vertrauen zu schaffen.

Auf der technischen Seite können Wärmenetze mit mehreren Abnehmern das Risiko mindern und zu einer Sicherung der Einnahmequellen beitragen.

Securitization

Da Projektfinanzierungen für SHIP-Anlagen mit den aktuellen Rahmenbedingungen nicht möglich sind, verfolgt das Projekt TrustEE³ einen alternativen Ansatz, um eine Langfristfinanzierung zu sichern. Diese soll durch ein Finanzvehikel (Securitization Vehicle) und einen marktbasieren Investitionsfonds gelöst werden, der Eigen- und Mezzanine-Kapital für Projekte zur Verfügung stellt. Zunächst werden, wie im Contracting üblich, die Verträge zwischen ESCo und Abnehmer abgeschlossen [39]. Das Finanzvehikel steigt erst ein, wenn das Projekt installiert und die Funktionsfähigkeit nachgewiesen ist. Es erwirbt die Forderungen des Lieferanten gegen den Kunden. Diese Forderungen müssen einem vorab bekannten Risikoprofil entsprechen, wofür im Vorfeld Rahmenverträge mit zulässigen Produkten, Vertragsstandards und Zahlungsplänen abgeschlossen werden. Zusätzlich müssen Lieferanten von Projekten akkreditiert sein. Die grössten technischen Risiken aus der Planungs- und Umsetzungsphase werden damit für die Finanzinvestoren vermieden.

³ www.trust-ee.eu



Es soll eine webbasierte Plattform aufgebaut werden, auf welcher Projekte eingereicht, teil-automatisiert technisch und wirtschaftlich bewertet und dargestellt werden [40]. Dadurch sollen die Transaktionskosten für die Bewertung der Projekte verringert werden. Durch die Bildung eines Pools vertrauenswürdiger und nachweislich verlässlicher Technologieanbieter und –lieferanten sollen Leistungsgarantien an die Abnehmer gegeben werden. Der Kunde hat eine unbedingte Zahlungsverpflichtung an TrustEE, die nicht an die Performance der Anlage gebunden ist. Das Kreditrisiko des Kunden muss für die gesamte Laufzeit durch eine Kreditversicherung abgedeckt sein. Das Finanzvehikel wird in der Folge Anleihen für institutionelle Anleger ausgeben (Verbriefung/Securitization) und so die Ankäufe refinanzieren.

Durch dieses Vorgehen sollen auch kleinere Projekte mit einer Investitionssumme von 50'000 EUR und weniger aufgenommen werden können [41]. Die Nachteile eines solchen Verfahrens sind der im Vergleich zu Projektfinanzierungen sehr hohe Aufwand und es können darüber keine direkten Bürgerbeteiligungen realisiert werden.

4.3.3 Zugang zur Industrie und Facilitatoren

Wie oben beschrieben gibt es in der Industrie einerseits verschiedene Vorbehalte gegen die Technologie, andererseits ist das Interesse an energetischen Massnahmen gering und die Möglichkeiten wenig bekannt. Bereits das ESCo-Modell, noch mehr das Servicing-Modell sind als Konzept noch wenig in der Industrie vertraut und werden daher oft skeptisch gesehen. Es wird nach Möglichkeit am bestehenden System festgehalten, solange es weitgehend gut funktioniert, zumal es nicht den Kernbereich des Unternehmens betrifft. Der Industriekunde braucht bereits ein grosses Know-how für die Entscheidung, ob er die SHIP-Anlage kaufen oder den Betrieb an einen Dritten outsourcen möchte. Er muss eine gute Übersicht über die technischen, Finanzierungs-, Förder- und organisatorischen Möglichkeiten haben und was sie für die Wirtschaftlichkeit, Unternehmensabläufe, Verträge, Risiken, Bilanz etc. bedeuten [42].

Hier können sogenannte Facilitatoren helfen und den Zugang zur Industrie erleichtern, wobei zwischen Projekt- und Marktfacilitatoren unterschieden werden kann [6]. Marktfacilitatoren sind vor allem im Vorfeld eines konkreten Projekts aktiv, sie sensibilisieren für den Bereich und stellen spezifische Informationen zur Verfügung. Dazu können beispielsweise die Sammlung von Referenzanlagen, Schulungen und Hotlines sowie die Zurverfügungstellung von Richtlinien und Musterverträgen gehören. Die Rolle von Projektfacilitatoren besteht darin, den Kunden (und manchmal auch die ESCo) zu beraten und spezifisches Know-how und Erfahrung bereitzustellen. Zusätzliche Aktivitäten des Facilitators können Machbarkeitsstudien, die Auswahl des am besten geeigneten Geschäftsmodells, die Strukturierung der Finanzierung, die Vorbereitung von Ausschreibungsunterlagen, die Bewertung der Angebote, die Qualitätssicherung sowie die Messung und Prüfung im Betrieb im Namen des Kunden umfassen. Neben der Ermöglichung der Projektentwicklung liegt ein weiterer wichtiger Vorteil eines solchen käufergeführten Ansatzes darin, den Wettbewerb auf der Angebotsseite zu fördern und fair zu gestalten. Eine weitere Rolle des Facilitators besteht darin, einen Teil der Kommunikation zu übernehmen und in den verschiedenen Phasen des Projektzyklus als Vermittler zwischen den Unternehmenskulturen, Interessen und Erwartungen der Kunden sowie der ESCos zu fungieren. Diese Vermittlung kann die Beratung der ESCos in Bezug auf die Bedürfnisse und Anforderungen der Kunden oder Informationen zu und den Austausch über die Entwicklung innovativer Energiedienstleistungsmodelle oder Kooperationsmöglichkeiten umfassen. Manchmal müssen auch die Erwartungen des Kunden an die ESCos einer "Realitätsprüfung" unterzogen werden, um das Modell nicht zu überlasten. Diese Aktivitäten können helfen die Transaktionskosten zu senken. Im Vergleich zu Einzelkunden profitieren Facilitatoren von Spezialisierungsvorteilen, da ihr Schwerpunkt auf Energiedienstleistungsverträgen liegt, von Grössenvorteilen, da sie mit mehreren ESCos und Kunden arbeiten, und von Lernvorteilen, da sie Lehren aus einem Projekt auf das nächste übertragen können. Sie haben damit das Potenzial neben der Vermittlerrolle auch positive Effekte auf die Gesamtkosten und damit die Wirtschaftlichkeit zu haben [42].



Momentan sind die meisten Markt- als auch Projektfacilitatoren im Energiebereich verschiedene Energieagenturen. Allerdings übernehmen die wenigsten Energieagenturen aktuell Projektfacilitator-Aufgaben. In geringerem Umfang sind auch weitere Player aktiv, wie etwa Energieaudit-Unternehmen. Während Marktaktivitäten häufig öffentlich gefördert werden, müssen Projektfacilitatoren meistens zunächst vom Kunden gezahlt werden, was ebenfalls eine Hürde darstellt. Auch müssen beim Kunden bereits Kenntnisse und ein Projektinteresse vorhanden sein, um einen Facilitator in Anspruch zu nehmen. Ein alternativer Ansatz wäre eine Verschiebung von einem käufergeführten Facilitator-Ansatz zu einem mehr ESCo-geführten Ansatz, wie er vor allem im angelsächsischen Raum anzutreffen ist.

Genauso wichtig wie die Adressierung von wirtschaftlichen und ökologischen Gesichtspunkten beim Kunden, sind psychologische und organisatorische Änderungsprozesse. Hohe Hürden beim Kunden bestehen in der Befürchtung von zusätzlicher Arbeit, der Angst vor Veränderungen und möglichen Risiken. Die Kunden müssen neue Modelle erst kennenlernen und davon überzeugt werden. Es sind verschiedene Bereiche im Unternehmen betroffen, die zusammenarbeiten müssen und die jemand zusammenbringen muss. Dies hängt meist von einzelnen engagierten Personen im Unternehmen ab. Bleyl et al. [6] schlagen daher vor, dass der Facilitator aktiv einen Change Management Prozess anstösst und begleitet. Dies ist allerdings für die meisten Energieagenturen und weitere Facilitatoren Neuland.

Auch bestimmte gesetzliche und regulatorische Rahmenbedingungen können den Zugang zur Industrie erleichtern und als Facilitator wirken. Beispielsweise wurden in einer Untersuchung zu kalten Fernwärmenetzen, die Potenzial für neue Geschäftsmodelle haben, fünf von sechs untersuchten Systemumstellungen durch den Kunden initiiert [43]. Der Anstoss waren dafür häufig regulatorische Vorgaben, z.B. an Anteile erneuerbarer Energien oder CO₂-Reduktionsziele. Dabei wurden nur geringe Anpassungen am ursprünglichen Geschäftsmodell gemacht. Dies zeigt umgekehrt wieder, dass der Zugang für Anbieter egal mit welchem Geschäftsmodell zu potenziellen Kunden schwierig ist.

4.3.4 Servicing als neues Geschäftsmodell

Nicht nur bei den Kunden, auch bei Anbietern selbst sowie weiteren Partnern gibt es Hemmnisse in Bezug auf neue Geschäftsmodelle. Für eine Änderung des Geschäftsmodells müssen sowohl die Hindernisse im bestehenden Modell erkannt als auch die Wertschöpfungstreiber des neuen Modells verstanden werden [18]. Vielen Akteuren in diesem Bereich, von Unternehmern bis hin zu institutionellen Akteuren, fehlt das Wissen und die Fähigkeit, wirklich dienstleistungsorientierte und nutzerzentrierte Geschäftsmodelle zu entwerfen und zu ermöglichen. Zu wenig Aufmerksamkeit wird der Suche nach ansprechenden Werten gewidmet, die über finanzielle Einsparungen und Rentabilität hinausgehen. Das Unternehmen braucht dynamische Fähigkeiten, die für die Entwicklung nutzerzentrierter Dienste relevant sind, und das Erfassen, Konzipieren, Orchestrieren, Dehnen und Skalieren umfassen.

Für ein erfolgreiches Servicing Modell müssen zunächst die Kundenbedürfnisse analysiert und verstanden werden. Dies benötigt Zeit und das nötige Anfangskapital um das Geschäftsmodell zu entwickeln, zu experimentieren, zu lernen, von dem Modell zu überzeugen und es anzupassen. Dahinter steht nicht die Strategie das Modell an die existierenden Marktgrenzen und Erwartungen anzupassen, sondern diese zu verändern und zu erweitern. Für KMU ist es schwierig die dafür benötigte Zeit und das Kapital zur Verfügung zu stellen, dies ist meist nur mit grösseren Mutterunternehmen möglich. Ein weiterer Vorteil eines Mutterunternehmens ist eine vorhandene Kundenbasis sowie ein Markenname, der Vertrauen in die Unternehmung gibt. Kleinere Unternehmen haben dagegen diesen Raum für Experimente nicht, sondern müssen sich innerhalb der gegebenen, sich teils oft ändernden, Rahmenbedingungen bewegen [44]. Dies ist insofern ein Dilemma, als dass die Markttreiber für erneuerbare Energien in praktisch allen Bereichen nicht die grossen, etablierten Unternehmen, sondern KMU sind.

Zur Stimulierung von mehr serviceorientierten Modellen können verschiedene Massnahmen getroffen werden. Einige Unternehmen sind sich weder ihrer eigenen Marktposition noch solcher Modelle bewusst. Für diese können Informations- und Sensibilisierungskampagnen über den Paradigmenwechsel, Workshops u.ä., die sich an die Unternehmer richten, wertvoll sein. Neben weiterem Training und Unterstützung können zinsgünstige Darlehen, Zuschüsse und Subventionen helfen, die es ermöglichen,



mit solchen Geschäftsmodellen zu experimentieren, die einen mehrfachen Nutzen und eine kooperative und nachhaltige Art von Geschäftsmodellen bieten. Auch die Zurverfügungstellung von quantitativen und qualitativen Daten über potenzielle Kunden kann den Unternehmen helfen, wertvolle Kundensegmente zu identifizieren. Durch die Bildung von Plattformen für die Zusammenarbeit, die sich auf die Vernetzung von Unternehmen konzentrieren, können passende Partner für ein Servicing Modell gefunden werden. Pilot- und Demonstrationsprojekte, nicht nur technologisch, sondern für Geschäftsmodelle können zur Informationsverbreitung dienen. Aktuell konzentriert sich das unterstützende System, bzw. die Politik, ebenfalls fast ausschließlich auf Produkte und darauf, die Kaufentscheidung für diese Produkte zu erleichtern. Das aktuelle System ist technokratisch und schuborientiert (push) und nicht nutzerorientiert [7,44].



5 Schlussfolgerungen und Fazit

Innerhalb der Projektlaufzeit konnte die langjährige Performance und Stabilität der Prozesswärme Anlagen bestätigt werden.

Seit etwa 5 Jahren werden nun 5 P&D-Anlagen begleitet und energetisch bewertet. Insgesamt zeigen die Auswertungen zufriedenstellende Ergebnisse und es konnten wertvolle Erfahrungen gesammelt werden. Eine grosse Schwierigkeit bei einigen Anlagen war die zuverlässige Erfassung der Messdaten, was die Auswertung erschwerte.

Das vielversprechendste System war das Zehnder-System mit Vakuumröhrenkollektoren, das kontinuierlich einen hohen Kollektorfeldwirkungsgrad aufwies. Der Vakuumröhrenkollektor ist eine ausgereifte Technologie, die sich im Wohnbereich bereits als stabile und zuverlässige Technologie etabliert hat und in der Schweiz als Wärmequelle in der Industrie ein grosses Potenzial birgt.

Die Anlagen mit Parabolrinnen-Kollektoren von Cremo, Emmi und Lesa hatten einige technische Probleme (z.B. Leckagen, Überdruck), die zu Stillständen in der Wärmeproduktion und Ertragseinbussen führten. Die Störung wurde stets behoben, und die Anlagen arbeiten weiter und liefern bei guten Strahlungsbedingungen bis zu 190°C Wärme.

Die Degradation scheint keinen Einfluss zu haben, da der Vergleich des Kollektorfeldwirkungsgrades für mehrere Jahre ähnlich ist und sich im statistischen Fehlerbalken überschneidet. Dennoch sollte der Degradationsprozess weiter untersucht werden, da den Betreibern von solaren Prozesswärmeanlagen konstante Energieerträge über einen Zeitraum von 20 Jahren garantiert werden.

Erfahrungen mit konzentrierenden Anlagen im mitteleuropäischen Regionen sammeln

Im mitteleuropäischen Regionen sind die hier untersuchten Parabolrinnenanlagen in der Minderheit und bis jetzt gibt es kaum langjährige und detaillierte Messdatenlage, wie die hier im Rahmen des EvaSP Projektes gesammelt werden konnte. Diese Messdaten bieten eine solide Grundlage für Simulationen. Der Vorteil dieser Anlagen sind die hohen Temperaturen, die diese erreichen können, wie beispielsweise bei Bever. Die technischen Schwierigkeiten, wie Leckagen, die bei diesen Anlagen zu Stillständen führten, weisen neu-entwickelte Parabolrinnenkollektoren nicht mehr auf. Die Frage ob solche konzentrierende System in diesen Breitengrade sinnvoll ist, kann in einer Einzelfallanalyse beantwortet werden.

Wirtschaftliche Aspekte und Finanzierungsmöglichkeiten von solaren Prozesswärmeanlage wurden untersucht. Es wurden drei Arten von möglichen Geschäftsmodellen für solare Prozesswärme vorgestellt sowie die jeweiligen Hemmnisse für eine Umsetzung analysiert. Dabei wird deutlich, dass innovative Geschäftsmodelle allein den Markt nur sehr bedingt anschieben können. Sie müssen um effektiv zu werden von passenden politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen begleitet werden.

Ein Beispiel für den Erfolg neuer Geschäftsmodelle aufgrund von neuen Rahmenbedingungen ist der Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV). Vorher war der Marktanteil von Photovoltaikanlagen auf Mehrfamilienhäusern sehr gering. Seit den zum 1.1.2018 in Kraft getretenen geänderten gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen sind ZEV innerhalb kürzester Zeit zu einem der Markttreiber geworden. Laut Angaben von Swissolar fanden bereits 2019 ca. 5 % des PV-Zubaus im Rahmen von ZEV statt, für 2020 wird bei einer Wachstumsprognose von 130 % von 7.5 % Marktanteil ausgegangen [45].

Bisher ist eine Wirtschaftlichkeit von solaren Prozesswärmeanlagen in der Industrie im Sinne von gleichen oder niedrigeren Wärmegestehungskosten als konventionelle Energien ohne Förderung meistens nicht gegeben. Die Herausarbeitung weiterer Kundennutzen neben finanziellen Aspekten kann zwar eine Rolle spielen, gerade im industriellen Umfeld ist die Wirtschaftlichkeit – auch für innovative Geschäftsmodelle – aber entscheidend.



Im Unterschied zu anderen erneuerbaren Energien ist der Zugang zur Industrie schwierig und die Finanzierung aufgrund des Kreditrisikos beim Abnehmer häufig kritisch. Beide Punkte können insbesondere durch gezielte regulatorische und unterstützende Rahmenbedingungen erleichtert werden. Ebenfalls sollte für die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle ein Umfeld geschaffen werden, das auch Experimente ermöglicht. Von technisch-organisatorischer Seite können Wärmenetze mit mehreren Abnehmern wesentlich dazu beitragen, Einnahmequellen zu sichern und die Finanzierung zu erleichtern.

6 Ausblick und zukünftige Umsetzung

Es gilt weiter die Etablierung der Solarthermie als verlässliche Energiequelle für industrielle Zwecke zu stärken. Dafür müssen die existierende Anlagen in Langzeitstudien weiterhin begleitet werden, idealerweise bis hin zur durchschnittlichen Amortisationszeit. Dabei muss die Zuverlässigkeit, Robustheit und Degradierung weiter untersucht werden. Verifizierte positive Ergebnisse sind geeignet dem anhaltenden niedrigen Vertrauen in industrielle Solarthermie zu begegnen.

Bei der Analyse der Geschäftsmodelle wurde bisher eine allgemeine europäische Perspektive eingenommen. Die Geschäftsmodelle und ihre Hemmnisse sollten für die Schweiz spezifiziert und auf dieser Grundlage spezifische Vorschläge für Lösungsansätze erarbeitet werden. Dafür sollen mit wesentlichen Akteuren im Bereich wie Herstellern, Contractoren und Banken die Hemmnisse besprochen und Lösungsvorschläge erarbeitet werden. Durch den vermehrten Einsatz von Wärmenetzen kann die Abhängigkeit von einzelnen Abnehmern reduziert, Einnahmequellen gesichert und damit eine Finanzierung vereinfacht werden. Dieser Ansatz soll weiterverfolgt und analysiert werden.



Bibliographie

- [1] M. H. Rittmann-Frank, «Schlussbericht EvaSP Evaluation Solarer Prozesswärmeanlagen in der Schweiz,» BFE , 2017.
- [2] B. E. A. C. A. S. A. E. Weisskopf Partner GmbH, «Leitfaden zur Unterstützung der Kantone bei der Umsetzung des Grossverbrauchermodells,» Konferenz Kantonaler Energiedirektoren, Oktober 2016.
- [3] B. f. W. u. Energie, «<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energieberatung-und-foerderung-unternehmen.html>,» [Online].
- [4] K.-. u. Energiefond, «<https://www.klimafonds.gv.at/call/solarthermie-solare-grossanlagen/>,» [Online].
- [5] B. S. D. Ritter, «Anaylse und Erschliessung des Marktes für solare Prozesswärme in Deutschland,» Uni Kassel , 2017.
- [6] I. M. u. F. Ruesch, «Machbarkeit solarunterstützter Wärmenetze im Kanton St.Gallen,» BFE , 2017.
- [7] U. Kassel, « <http://www.xn--solare-prozesswrme-ztb.info/wirtschaftlichkeit/>,» [Online].
- [8] I. Reda und A. Andreas, «Solar Position Algorithm for Solar Radiation Applications,» NREL National Renewable Energy Laboratory, Colorado, 2008.
- [9] W. F. Marion und A. P. Dobos, «Rotation Angle for the Optimum Tracking of One-Axis Trackers,» NREL National Renewable Energy Laboratory, Colorado, 2013.
- [10] V. Quaschnig, Regenerative Energiesysteme, München: Hanser Verlag München, 2013.
- [11] M. Rommel, S. Brunold, E. Frank, M. Larcher, H. Marty, L. Hangartner, J. Möllenkamp und M. H. Rittmann-Frank, «Etablierung eines CST Kompetenzzentrums am SPF,» SPF Insitut für Solartechnik, HSR Hochschule für Techik Rapperswil, Rapperswil, 2014.
- [12] J. A. Duffie und W. A. Beckman, Solar Engeneering of Thermal Processes, New Jersey: John Wiley & Sons Inc., 2006.
- [13] U. Kassel, «<http://www.xn--solare-prozesswrme-ztb.info/>,» [Online].