



Schlussbericht vom 6.7.2020

---

## Einbindung von PVT-Kollektoren in erdsondengekoppelte Wärmepumpensysteme

Potentialevaluation der Kombination Solar & Wärmepumpe und Betriebsoptimierung mittels Monitoring einer Grossanlage solar regenerierter Erdsondenfelder

---



Quelle: [SPF 2019]



**Datum:** 6.7.2020

**Ort:** Bern

**Subventionsgeberin:**

Bundesamt für Energie BFE  
Sektion Energieforschung und Cleantech  
CH-3003 Bern  
[www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

**Subventionsempfänger/innen:**

3S Solar Plus AG  
Schorenstrasse 39  
CH-3645 Gwatt (Thun)  
[www.3s-solarplus.ch](http://www.3s-solarplus.ch)

**Autor/in:**

Alexis Baggenstos, SPF HSR Rapperswil (bis Dezember 2019)  
Simon Büttgenbach, Nachhaltige Energie- und Bautechnik, [simon@buettgenbach.ch](mailto:simon@buettgenbach.ch)  
Thomas Schmidt, 3S Solarplus AG, [thomas.schmidt@3s-solarplus.ch](mailto:thomas.schmidt@3s-solarplus.ch)  
Daniel Zenhäusern, SPF HSR Rapperswil, [daniel.zenhaeusern@spf.ch](mailto:daniel.zenhaeusern@spf.ch) (ab Januar 2020)

**BFE-Projektbegleitung:**

Rolf Moser, Programmleiter „Energie in Gebäuden“, Enerconom AG, [moser@enerconom.ch](mailto:moser@enerconom.ch)

**BFE-Vertragsnummer:** SI/501010-01

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



## Zusammenfassung

Die Überbauung Oberfeld der Wohnbaugenossenschaft Oberfeld ist eine nachhaltige und autofreie Siedlung in Ostermundigen Bern. Die Überbauung besteht aus den drei Gebäuden A, B, und C. Jedes der drei Gebäude besitzt sein separates Heizungssystem bestehend aus Wärmepumpen, Erdwärmesondenfeld (EWS) und grossflächiger PVT-Solaranlage.

Das energetische Gesamtkonzept verbindet die solare Gewinnung von Wärme und Strom mit der saisonalen Speicherung von Wärme in Erdwärmesondenfeldern. Damit kann eine Absenkung der Sondentemperaturen im Verlauf der Jahre verhindert werden, und die hohen Jahresarbeitszahlen des Systems können über dessen gesamte Lebensdauer gewährleistet werden.

Das Energieversorgungsunternehmen Energie Wasser Bern (EWB) hat die Anlage als Contractor installieren lassen und ist für den Betrieb zuständig. Die PVT-Solaranlagen wurden von der Firma Meyer Burger<sup>1</sup> umgesetzt. Die gesamte PVT-Anlage ist auf die verschiedenen Dächer der drei Gebäude verteilt. Sie besteht aus insgesamt 799 PVT-Kollektoren (auch Hybridkollektoren genannt) und hat eine Gesamtfläche von über 1300 m<sup>2</sup>. Der Betrieb der Wärmeerzeugungsanlage von Haus B, welches repräsentativ für alle Häuser ausgewählt wurde, wird mittels einer Messinstallation des Instituts SPF überwacht.

Die Datenauswertung der fünf Betriebsjahre zwischen Juli 2014 und August 2019 zeigt, dass eine vollständige Regeneration des Erdsondenfeldes erreicht wurde. Die Temperatur der wassergefüllten Erdsonden sinkt jeweils im Winterhalbjahr während des Heizbetriebes auf etwa 7 – 8°C. Im Sommer wird mit der Regeneration das natürliche Temperaturniveau von etwa 15°C gut wieder erreicht und liegt bei starker, häufiger Regeneration sogar über dem natürlichen Bereich. Vorlauftemperaturen des Erdsondenfeldes von über 24°C (im Stundenmittel) sind möglich. Die Bilanz der Wärmemengen, welche dem Erdreich entnommen bzw. in dieses rückgeführt werden, ist sogar positiv (siehe Abb. 1). Das Erdreich wird zu mehr als 100% regeneriert. Hinzu kommen die elektrischen Erträge der PVT-Kollektoren welche hier nicht mit dargestellt sind.

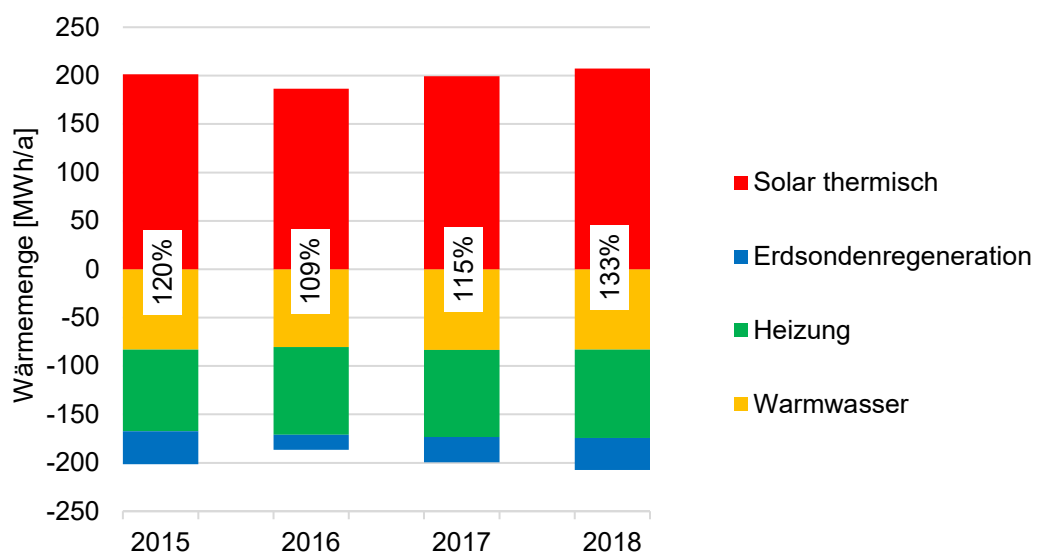


Abb. 1: Energiebilanz des Erdsondenfeldes. Die Prozentzahlen beziffern jeweils den Regenerationsgrad, das heisst das Verhältnis zwischen der dem Erdreich zugeführten Solarwärme und der dem Erdreich entzogenen Wärme für Heizung und Warmwasser.

<sup>1</sup> Meyer Burger hat die Entwicklung und Produktion von Hybridkollektoren per 1. Juni 2018 an die Firma 3S Solar Plus AG übertragen ([www.3s-solarplus.ch](http://www.3s-solarplus.ch))



Die Auswertung des ersten Betriebsjahres zeigt, dass die Abstimmung der einzelnen Komponenten aufeinander ein besonderes Augenmerk verlangt. Speziell bei höheren Austrittstemperaturen aus dem Erdsondenfeld bedarf es angepasster Regelungen auf Seiten der Warmwasserwärmepumpen, da diese grundsätzlich nicht für diese höheren Verdampfeintrittstemperaturen konfiguriert sind. So musste nach dem ersten Betriebsjahr die maximale Eintrittstemperatur in das Sondenfeld von 25°C auf nur 21°C herabgesetzt werden, um Störungen der Wärmepumpe zu vermeiden. Dank Verbesserungen bei der Regelung konnte die maximale Eintrittstemperatur in den folgenden Jahren dann schrittweise auf 30°C angehoben werden.<sup>2</sup>

Zur Beurteilung der Gesamteffizienz der Anlage konnten die Arbeitszahlen der beiden Wärmepumpen (Heizung und Warmwasser) mit Wärmemengenzählerdaten des EWB näherungsweise ermittelt werden. Diese halten sich auf einem konstant hohen Niveau. Die Heizungs-WP erreicht eine Jahresarbeitszahl (JAZ) von etwa 5, die Warmwasser-WP eine JAZ von etwa 3.6.

Bei diesem System nicht umgesetzt, jedoch für ähnliche Anlagen denkbar und umzusetzen wäre eine Einbindung der PVT Kollektoranlage in den Primärkreis der Wärmepumpen. Die PVT-Anlage könnte damit auch als direkte Wärmequelle der Wärmepumpen genutzt werden, und es könnten so auch solare Wärmeerträge in den kälteren, solarstrahlungsschwächeren Monaten November bis Februar geerntet werden. Dies würde den Wärmeentzug aus dem Erdreich in dieser Zeit reduzieren und dadurch eine kleinere Dimensionierung des Erdsondenfeldes ermöglichen.

## Take-home messages

- Solar regenerierte EWS-Systeme können einen signifikanten Beitrag zur Zielerreichung der Energiestrategie 2050 und somit zur Dekarbonisierung des Schweizer Gebäudeparks beitragen, da sie mit sehr geringem Primärenergieeinsatz, hoher Effizienz und niedrigem elektrischen Leistungsbedarf im Winter die Gebäude nachhaltig mit Wärme versorgen
- Über die solare Regeneration der Erdwärmesonden können die Quelltemperaturen konstant hochgehalten und somit hohe Systemjahresarbeitszahlen erreicht werden (JAZ Heizen ca. 5 und Warmwasser ca. 3.6)
- Eine 100-prozentige oder sogar Überregeneration des Erdreichs ist nicht zwingend erforderlich. Das wirtschaftliche Optimum des Regenerationsanteils mit hochpreisigen Regenerationsystemen wie PVT liegt je nach Systemgrösse im Bereich von 50 bis 75%. Vgl. Kapitel 6.2
- Die Systemkomplexität solar regenerierter EWS-Systeme kann durch vorgefertigte und aufeinander abgestimmte Anlagenteile deutlich vereinfacht werden.
- Solar regenerierte EWS-Systeme sollten überwacht und optimiert werden, um einen nachhaltigen und effizienten Anlagenbetrieb zu gewährleisten. Dazu sind Geschäftsmodelle zu entwickeln, die zur Konsequenz haben, dass ein wirtschaftliches Interesse besteht, die Anlage zu optimieren.

---

<sup>2</sup> Eine Begrenzung der maximalen Regenerationstemperatur kann teilweise auch aus hydrogeologischen Gründen nötig sein, so ist z.B. im Kanton Zürich eine Temperatur oberhalb von 40 °C nur mit Spezialbewilligung möglich. Eine weitere Einschränkung kann aufgrund des eingesetzten Sondenmaterials nötig sein. Die gängigen Materialien PE (Polyethylen) und HDPE (High-Density Polyethylen) sollten gemäss Auskunft eines Herstellers Dauertemperaturen von 25 °C und Temperaturspitzen bis 40 °C, wie sie bei der Regeneration vorkommen könnten, gut aushalten. Für Anlagen mit höheren Regenerationstemperaturen kann vernetztes Polyethylen (PEX), temperaturstabil bis 120 °C eingesetzt werden.



## Résumé

L'ensemble immobilier Oberfeld de la coopérative de construction d'habitats Oberfeld est un lotissement durable et sans voitures à Ostermundigen Bern. Le lotissement se compose des trois bâtiments A, B et C, dont chacun dispose de son propre système de chauffage, composé de pompes à chaleur, d'un champ de sondes géothermiques et d'une installation solaire photovoltaïque-thermique (PVT).

Le concept énergétique combine la production solaire de chaleur et d'électricité avec le stockage saisonnier de la chaleur dans des champs de sondes géothermiques. Cela permet d'éviter un abaissement des températures des sondes au cours des années, assurant ainsi les performances annuelles élevées du système pendant toute sa période de fonctionnement.

La société d'approvisionnement en énergie Energie Wasser Bern (EWB) a fait installer le système en tant qu'entrepreneur (« contractor ») et est responsable de son fonctionnement. Les systèmes solaires PVT ont été mis en place par l'entreprise Meyer Burger.<sup>3</sup> L'ensemble du système PVT est réparti sur les toits des trois bâtiments. Il comprend un total de 799 capteurs PVT et a une surface totale de plus de 1300 m<sup>2</sup>. Le système de production de chaleur du bâtiment B, qui a été choisie comme représentatif de l'ensemble des bâtiments, a été surveillé par l'institut SPF à l'aide d'une installation de mesure.

L'évaluation des données des cinq années de fonctionnement, de juillet 2014 à août 2019, montre qu'une régénération complète du champ de sondes géothermiques a eu lieu. La température des sondes remplies d'eau descend à environ 7 - 8 °C pendant les mois d'hiver, pendant le fonctionnement du chauffage. En été, le niveau naturel de température d'environ 15 °C est facilement atteint à nouveau, grâce à la régénération. Dans les phases de régénération forte et fréquente il se situe même au-dessus de la plage naturelle. Des températures de sortie du champ de sondes supérieures à 24 °C (moyenne horaire) sont possibles. Le bilan des quantités de chaleur prélevées du sol ou restituées est même positif (cf. Abb. 1). Le sol est régénéré à plus de 100%. Au rendement thermique des capteurs PVT s'ajoute leur rendement électrique.

L'évaluation de la première année de fonctionnement montre qu'il faut accorder une attention particulière à la coordination des différents composants. Surtout lorsque les températures de sortie du champ de sondes sont élevées, des commandes adaptées sont nécessaires du côté de la pompe à chaleur, car celles-ci n'est en principe pas configurée pour de telles températures d'entrée à l'évaporateur. En fait, après la première année de fonctionnement, la température d'entrée dans les sondes avait dû être réduite de 25 °C à seulement 21 °C pour éviter le dysfonctionnement des pompes à chaleur. Seulement dans les années suivantes il est devenu possible de progressivement augmenter la température maximale d'entrée au champ de sondes à 30 °C, grâce à des optimisations au niveau des réglages de la pompe à chaleur.

Afin d'évaluer l'efficacité globale du système, les chiffres de performance des deux pompes à chaleur (chauffage et eau chaude) ont été approximés en utilisant les données du compteur de chaleur de EWB. Celles-ci restent à un niveau constamment élevé. La pompe à chaleur pour le chauffage atteint un coefficient de performance d'environ 5, celle pour l'eau chaude une valeur d'environ 3.6.

Pas mis en œuvre dans ce système, mais concevable pour des systèmes similaires, serait l'intégration des capteurs PVT dans le circuit primaire des pompes à chaleur. Le système PVT pourrait ainsi également servir de source directe de chaleur pour les pompes à chaleur. Cela permettrait des rendements plus élevés du PVT pendant les mois d'hiver et de réduire l'extraction de chaleur du champ de sondes pendant cette période, et par conséquent des dimensionnements plus modestes du champ de sondes.

---

<sup>3</sup> Meyer Burger a transféré le développement et la production de capteurs hybrides (PVT) à 3S Solar Plus SA à partir du 1er juin 2018 ([www.3s-solarplus.ch](http://www.3s-solarplus.ch))



## Summary

The Oberfeld building complex of the housing cooperative Oberfeld is a sustainable and car-free settlement in Ostermundigen Bern. It consists of the three buildings A, B and C. Each of the three buildings has its own separate heating system, consisting of heat pumps, a geothermal borehole field and a large-scale photovoltaic thermal (PVT) solar plant.

The overall energy concept combines the generation of solar heat and electricity with the seasonal storage of heat in the borehole fields. This allows the borehole temperatures to be kept at a constant level throughout the years, thus ensuring the high annual performance figures of the system over its entire service life.

The energy supply company Energie Wasser Bern (EWB) has had the system installed as a contractor and is responsible for its operation. The PVT systems were implemented by the company Meyer Burger.<sup>4</sup> The entire PVT system is distributed over the roofs of the three buildings. It consists of a total of 799 PVT collectors and has a total collector area of over 1300 m<sup>2</sup>. The heat generation system of building B, which was selected as representative for all buildings, is monitored by the institute SPF, using the specially installed measurement infrastructure.

The evaluation of the data of the five years of operation from July 2014 to August 2019 shows that a complete regeneration of the geothermal source was achieved. The temperature of the water-filled borehole heat exchangers drops to about 7 - 8 °C in the winter months during heating operation. In summer, the natural temperature level of about 15 °C is easily reached again thanks to the regeneration. In periods of intense and frequent regeneration the temperatures are even above the natural level. Flow temperatures of the borehole field of over 24 °C (hourly average) are possible. The balance of the heat quantities taken from the ground and returned is even positive (see Abb. 1). This means that the ground source is regenerated to more than 100%. In addition to their thermal yields, there are the electrical yields of the PVT collectors.

The evaluation of the first year of operation shows that special attention must be paid to the coordination of the individual components. Especially with higher outlet temperatures from the borehole field, adapted controls are needed for the heat pumps, as those are generally not by default configured for such high evaporator inlet temperatures. In fact, after the first year of operation, the maximum inlet temperature setting for the borehole field had to be reduced from 25 °C to only 21 °C, in order to avoid malfunctioning of the heat pumps. Thanks to optimisation of the heat pump controls in the following years, this setting could be gradually increased to 30 °C.

In order to assess the overall efficiency of the system, the performance figures of both heat pumps (heating and hot water) could be approximated using heat meter data of EWB. The figures remain at a constantly high level. The heat pump for space heating achieves a seasonal performance factor of about 5, the hot water heat pump a value of about 3.6.

Not implemented in this system, but conceivable for similar systems, is the integration of the PVT collector system into the primary circuit of the heat pumps. In such a configuration, the PVT system could serve as a direct heat source for the heat pumps and solar heat yields could also be harvested in the cold months between November and February with low solar irradiation. This would reduce the amount of heat extracted from the ground source during this period and hence allow to build systems with smaller-sized borehole fields.

---

<sup>4</sup> Meyer Burger has transferred the development and production of hybrid (PVT) collectors to 3S Solar Plus AG as of 1 June 2018 ([www.3s-solarplus.ch](http://www.3s-solarplus.ch)).



# Inhaltsverzeichnis

<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>3</b>
<b>Take-home messages</b> .....	<b>4</b>
<b>Résumé</b> .....	<b>5</b>
<b>Summary</b> .....	<b>6</b>
<b>Inhaltsverzeichnis</b> .....	<b>7</b>
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>9</b>
1.1 Ausgangslage und Hintergrund .....	9
1.1.1 PVT Anlage.....	10
1.1.2 Solare Regeneration von Erdsondenfeldern .....	10
1.1.3 Regelungsoptimierung.....	11
1.2 Motivation des Projektes .....	12
1.3 Projektziele .....	12
<b>2 Anlagenbeschrieb</b> .....	<b>13</b>
2.1 Eckdaten Haus B .....	13
2.1.1 PVT Anlage.....	13
2.1.2 Erdwärmesondenfeld.....	14
<b>3 Vorgehen und Methode</b> .....	<b>15</b>
3.1 Monitoringkonzept .....	15
3.2 Datenaufbereitung .....	18
<b>4 Ergebnisse und Diskussion</b> .....	<b>19</b>
4.1 Detailbetrachtungen .....	19
4.1.1 Temperaturentwicklung Erdwärmesonden.....	19
4.1.2 Temperaturen Regeneration EWS .....	20
4.1.3 Thermische Leistung EWS .....	21
4.1.4 Regenerationstemperatur / PVT Temperaturen .....	22
4.1.5 Jahreserträge und elektrischer Mehrertrag der PVT Module 2014/2015 .....	23
4.1.6 Thermische Leistung EWS (2016) .....	23
4.1.7 Tagesverlauf der Wärmeströme .....	25
4.1.8 Wärmemengen, Quellen und Senken, Regeneration EWS .....	27
4.1.9 Elektrischer Ertrag PV/PVT: Temperaturen, Verschattung, Wechselrichter .....	27
4.1.10 Eingrenzung der Dachbegrünung .....	29
4.1.11 PVT-Anlage - Monatliche thermische Solarerträge und thermischer Nutzungsgrad .....	30
4.1.12 Zählerdaten EWB, Wärmepumpenbetrachtung .....	33
4.2 Ergebnisse und Erkenntnisse Gesamtmessdauer 2014 – 2019 .....	36
<b>5 Schlussfolgerungen, Erkenntnisse und Fazit</b> .....	<b>39</b>
5.1 Zusammenfassung der Messergebnisse .....	39
5.2 Planungs- und Auslegungshinweise .....	39



5.2.1	Dimensionierung Hybridkollektoranlagen - Verhältnis von Kollektorfläche zu Sondenmetern	39
5.2.2	Temperaturprofil bei Sondenregeneration	40
5.2.3	Temperatur und Lebensdauer der Sonden	40
5.2.4	Hydraulische Auslegung der Dachanlage	41
5.2.5	Komponenten der Hybridkollektoranlage	42
5.2.6	Einbindung der PVT-Anlage	43
5.2.7	Steuerung der PVT-Anlagen	46
5.2.8	Retention und Begrünung von Flachdächern	47
5.3	Anlagenbetrieb	47
5.3.1	Empfehlung Betriebsoptimierung	47
5.3.2	Empfehlung Wartung und Unterhalt	47
<b>6</b>	<b>Ausblick und zukünftige Umsetzung</b>	<b>48</b>
6.1	Relevanz des untersuchten Systems für die Schweizer Gebäudeenergieversorgung	48
6.2	Regenerationsparität	48
6.3	Zukünftige Umsetzung	51
6.4	Ausblick Marktpotenzial PVT	51
6.4.1	Weiterentwicklung Hybridkollektor	51
6.4.2	Pläne Hybridkollektoren 3S SolarPlus	51
6.4.3	Ausblick Produktentwicklung	52
<b>7</b>	<b>Kommunikation</b>	<b>52</b>
<b>8</b>	<b>Publikationen</b>	<b>52</b>
<b>9</b>	<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>53</b>





# 1 Einleitung

## 1.1 Ausgangslage und Hintergrund

Dieser Schlussbericht zeigt die Ergebnisse und zusammenfassenden Ausführungen aus den vorangegangenen Jahresberichten dieses Pilot und Demonstrationsprojektes auf. Dieses Projekt wurde vom eidgenössischen Bundesamt für Energie unterstützt und wurde mit den Industriepartner Meyer Burger AG<sup>5</sup> und dem Energieversorgungsunternehmen Energie Wasser Bern (EWB)<sup>6</sup> durchgeführt. Die Überbauung Oberfeld der Wohnbaugenossenschaft Oberfeld ist eine nachhaltige und autofreie Siedlung in Ostermundigen, nahe Bern.<sup>7</sup> Es ist ein Bauprojekt nach Minergie-P-ECO Standard. Die Überbauung besteht aus den drei Gebäuden A, B, und C. Jedes der drei Gebäude besitzt sein separates Heizungssystem bestehend aus Wärmepumpe, Erdsondenfeld und PVT-Solaranlage.



Abb. 2 PVT Kollektoren auf Teildächern von Gebäude B



Abb. 3 Gebäude C, erstes der drei erstellten Gebäude



Abb. 4 Übersicht der Überbauung Oberfeld

In diesem Bauprojekt wurde eine zukunftsorientierte Lösung der Wärmeversorgung mittels Kombination von PVT Solaranlage und Erdsonden gekoppelten Wärmepumpen realisiert. Das Energieversorgungsunternehmen Energie Wasser Bern hat als Contractor die Energieversorgungsanlage finanziert und installieren lassen und ist auch für deren Betrieb zuständig. Die PVT Solaranlagen wurden von Meyer Burger umgesetzt. Bei den eingesetzten Kollektoren handelt es sich um deren Produkt „Hybrid Black“ der ersten Generation. Die gesamte PVT Anlage ist auf die verschiedenen Dächer der Gebäude verteilt. Sie besteht aus insgesamt 799 PVT Kollektoren und hat eine Gesamtfläche von

<sup>5</sup> <http://3s-solarplus.ch> (Nachfolger von Meyer Burger Energy Systems)

<sup>6</sup> <http://www.ewb.ch/de.html>

<sup>7</sup> <https://wohnenimoberfeld.ch/>



über 1300 m<sup>2</sup>. Das SPF unterstützte Meyer Burger bei der Planung und Umsetzung der PVT Solaranlage. Es hat in diesem P&D Projekt die Wärmeversorgungsanlage von Haus B, dem grössten Gebäude der Überbauung, mit einem Monitoringsystem ausgestattet und untersucht die Wärmeversorgungsanlagen.

Im Zentrum dieses Projekts steht die Untersuchung der Wärmeversorgung der Überbauung Oberfeld. Dabei werden zwei Anlagenbereiche der Wärmeversorgung detailliert betrachtet - die PVT Anlage und das Erdsondenfeld. Ein weiterer Aspekt widmet sich der regelungstechnischen Optimierung der Gesamtanlage. Im Folgenden werden diese drei Untersuchungsbereiche näher beschrieben.

### 1.1.1 PVT Anlage

Bei dieser PVT Grossanlage handelt es sich um die erste in der Schweiz realisierte Grossanlage dieses Typs. Sie dient (nebst der Stromgewinnung) in erster Linie zur solaren Regeneration des EWS Feldes. Mit der Realisierung sollen darüber hinaus Erfahrungen für künftige kommerzielle Anwendungen gesammelt werden. Dies insbesondere hinsichtlich der effizienten Montage der Kollektoren, der Anbindung an bestehende oder neue Gebäudetechnik und der Definition der Schnittstellen zwischen den einzelnen Installationsunternehmen. Des Weiteren soll Entwicklungspotential auf der technischen Ebene identifiziert werden. Konkret werden Erkenntnisse für die Auslegungsplanung und den Betrieb zu folgenden Punkten erwartet:

- Verschaltung der Kollektoren
- Arbeitsablauf bei der Installation von grossen PVT Solaranlagen
- Leistungsdaten der Anlage im reellen Betrieb
- Regelung, explizit zu den Ein und Ausschaltkriterien der Solaranlage bei den verschiedenen Betriebszuständen.



Abb. 5 Ein Teil der PVT Anlage auf dem Dach von Haus C

### 1.1.2 Solare Regeneration von Erdsondenfeldern

Das Potential von PVT Solaranlagen zur Regeneration von Erdsondenfeldern soll genauer untersucht werden. Dabei sind sowohl das langfristige als auch das kurzzeitige Temperaturverhalten von Interesse. Bei der Betrachtung der langfristigen Temperaturentwicklung des Erdsondenfeldes geht es insbesondere um die dem Erdsondenfeld gesamthaft entnommene und eingebrachte Energiemenge. Es stellt sich zum Beispiel die Frage, ob eine langfristige Absenkung der Erdreichtemperatur erkennbar ist. Diese Frage wird bedeutender, je geringer die Regeneration des Erdsondenfeldes ausfällt.



Da die Erdsonden bei der Überbauung Oberfeld mit Wasser und nicht mit Frostschutzmittel gefüllt sind, besteht zudem die Gefahr von Frostschäden. Solche könnten beispielsweise bei übermässigem oder sehr starkem Wärmebezug aus den Erdwärmesonden entstehen.

Die kurzfristigen Temperaturänderungen des Erdsondenfeldes werden hingegen massgeblich von der Leistung beeinflusst, dies insbesondere während der aktiven Regeneration. Das Verhalten in diesem Betriebszustand ist von Bedeutung, da die Temperatur der Sole einen unmittelbaren Einfluss auf die Effizienz der PVT Anlage hat. Wird Wärme in das Erdsondenfeld eingebracht, steigt dessen Soletemperatur an. Somit steigt auch die Kollektormitteltemperatur in der PVT Anlage an und deren Wirkungsgrad sinkt. Wie schnell und wie stark sich die Soletemperatur bei Regeneration in einem Erdsondenfeld ändert, ist vom Verhältnis der Grösse des Erdsondenfeldes zum PVT Feld abhängig. Dazu zwei Beispiele:

- Ist das PVT Feld sehr klein, dann ist auch dessen Einfluss auf das Erdsondenfeld klein. Da die thermische Leistung der PVT Anlage relativ gering ist, kann die Wärme vom Erdreich aufgenommen werden ohne dass sich die Soletemperatur wesentlich erhöht.
- Ist das PVT Feld sehr gross, dann ist auch dessen Einfluss auf die Temperatur im Erdsondenfeld deutlich stärker. Damit die hohe Leistung der PVT Anlage ins Erdreich übertragen werden kann, steigt die Temperatur des Wassers in den Sonden an. Bei einer höheren Temperaturdifferenz zwischen Sondenfluid und Hinterfüllung (Erdreich) ist damit auch der Wärmestrom wieder erhöht.

Von diesem Grössenverhältnis hängt auch der erreichbare thermische Ertrag der Kollektoren ab, da bei einem kleinen Feld die Wärme stets ohne signifikante Erhöhung der Sondaustrittstemperatur an das Erdreich abgegeben werden kann. Somit haben kleinere PVT-Anlagen mit kleineren Regenerationsgraden auch höhere solarthermische Erträge pro Kollektorfläche.

Die optimale Dimensionierung der Kollektorfläche für die Erdsondenregeneration, basierend auf energetischen und wirtschaftlichen Zielkriterien, muss jeweils projektspezifisch in der Planungsphase ermittelt werden.

### 1.1.3 Regelungsoptimierung

Für die regelungstechnische Optimierung der Gesamtanlage sollten geeignete Ein- und Ausschaltkriterien für das PVT Kollektorfeld in verschiedenen Betriebszuständen ermittelt werden. Diese Betriebszustände unterscheiden sich darin, ob die Wärme aus dem Kollektorfeld direkt die Wärmepumpen speist, oder diese zur Erdsondenregeneration dient. Mit dem Anlagenbetreiber wurden diese Kriterien in der Regelung direkt umgesetzt und konnten damit real überprüft werden. Erkenntnisse aus der Regelungsoptimierung wurden auf die Regelung der zwei anderen Gebäude A und C übertragen (Vgl. Abschnitt 5.2.7).



## 1.2 Motivation des Projektes

- Es gab kein Projekt in dieser Grössenordnung, welches konsequent die durch eine PVT-Anlage bereitgestellte Wärme auf niederem Temperaturniveau als Quelle des Wärmeversorgungssystems verwendete.
- Es gibt bisher keine verlässlichen Daten eines solarthermisch regenerierten Erdsondenfeldes.
- Das Studium verschiedener geologischer Konstellationen hilft, eine solide Aussage über Erdsondenfelder zu gewinnen.
- Das Projekt zeichnet sich zusätzlich durch eine neue Integration der Warmwassererzeugung aus und bezieht die Gesamtperformance einer ganzen, nachhaltigen Siedlung mit ein.

Die Funktionsweise der einzelnen Komponenten konnte im Zusammenspiel optimiert werden. Aufgrund der Erfahrungen konnten die Komponenten weiterentwickelt und verbessert werden.

## 1.3 Projektziele

Die wichtigsten erwarteten Ergebnisse des Pilot- und Demonstrations-Projekts sind: (Auszug aus dem Antrag)

- Erkenntnisse über die langfristige Temperaturentwicklung und das Verhalten des Erdsondenfeldes bei dessen Regeneration
- Regelungstechnische Gesamtanlagenoptimierungen. Eruiere von Ein- und Ausschaltkriterien für die PVT-Anlage und Optimierung beim Regelalgorithmus für die Erdwärmesondenregeneration
- Auslegungs- und Betriebserfahrungen für weitere (Gross-)Anlagen
- Kombination Wärmepumpe und solarthermisch regeneriertes Erdsondenfeld
- Systemintegration von PVT Anlagen in der Gebäudetechnik, Planungs- und Installationstechnisches Optimierungspotential eruiere

Es werden Erkenntnisse über die Wirkungsgraderhöhung der Wärmepumpe und die Verbesserung des gesamten Wärmeerzeugungssystems durch die Regeneration von Erdsondenfelder gewonnen. Gleichzeitig kann die Wirkungsgradsteigerung der Photovoltaik durch die Kühlung der Module dank Hybridisierung innerhalb einer Anlage untersucht werden. Dies indem die PVT Kollektoren parallel zu einzelnen Photovoltaikmodulen installiert und betrieben werden.

Daneben wird gemeinsam mit den Planungsunternehmen die Integration der Niedertemperaturkollektoren in die Gebäudetechnik erprobt, insbesondere sinnvolle Schnittstellen zwischen den unterschiedlichen involvierten Parteien. Mit den Installationsunternehmen wird das Optimierungspotential bei der Montage, insbesondere der Hydraulik, bezüglich der Eignung im praktischen Einsatz ermittelt. Diese Erkenntnisse sorgen schlussendlich für zukünftige Planungssicherheit bezüglich Komponenten, Kosten und Schnittstellen in der Umsetzung von neuen Energiekonzepten bei Neu- und Umbauten von Gebäuden.



## 2 Anlagenbeschreibung

### 2.1 Eckdaten Haus B

Das Gebäude B umfasst 50 Wohnungen. Es ist ein U-förmiges Haus und das grösste der drei Gebäude der Überbauung. Das Erdsondenfeld von Haus B liegt in dessen Innenhof. Die 14 Erdsonden arbeiten mit Wasser und sind alle, bis auf eine, 190 m tief. Die Probebohrung ist tiefer und geht auf 300 m Tiefe.

Da sich das Monitoring auf das Gebäude B beschränkt, werden die Anlagen der beiden anderen Gebäude A und C hier nicht näher beschrieben.

#### 2.1.1 PVT Anlage

Die Solaranlage von Haus B besteht aus 379 PVT Kollektoren (622 m<sup>2</sup>). Die PVT Anlage hat eine elektrische Leistung von 99 kWp und eine thermische Nennleistung von 341 kWp.



Abb. 6 installierte Unterkonstruktion K2 auf Dach 4



Abb. 7 Verrohrung für das PVT Feld auf Dach 3



Abb. 8 fertig installiertes PVT Feld auf Dach 4



Abb. 9 fertig installiertes PVT Feld auf Dach 4



### 2.1.2 Erdwärmesondenfeld

Die Bohrungen der Erdsonden von Haus A und Haus B liegen im selben Feld. Diese Bohrungen sind in einem Raster angeordnet, bestehend aus 3 Reihen mit 6 Spalten. In Abb. 11 ist der Erdsondenplan zu sehen. Die im Plan blau markierten Bohrungen gehören zum Wärmeversorgungssystem von Haus B. Die gelb markierten zum Haus A.



Abb. 10 Sammelstelle der 14 Erdsonden im Innenhof von Haus B

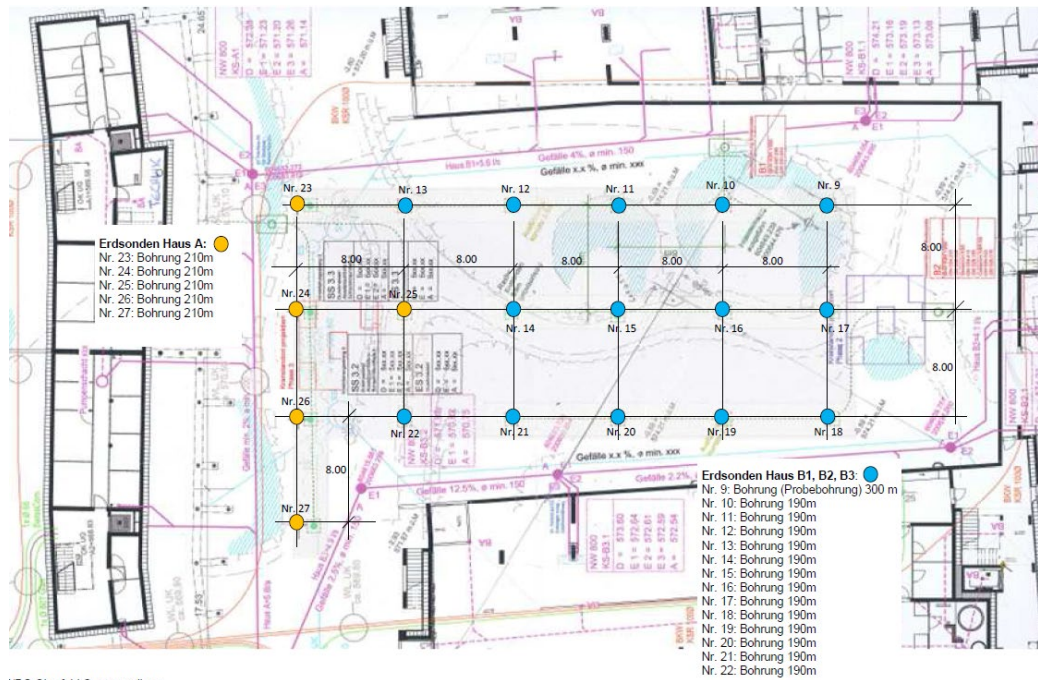


Abb. 11 Anordnung der Bohrungen von Haus A und Haus B (blau)



## 3 Vorgehen und Methode

### 3.1 Monitoringkonzept

Zur Erfassung der relevanten Daten hat das SPF im Juni 2014 ein Monitoringsystem installiert. Das P&D Projekt und damit auch das Monitoring liefen über eine Zeitspanne von 5 Jahren. Das Messsystem wurde getrennt vom restlichen Gebäudetechniksystem und arbeitet mit eigenen Sensoren. Mit dem installierten Messsystem wurden die Meteodaten wie Temperatur, Wind und Globalstrahlung erfasst. Die Volumenströme und Temperaturen der Solaranlage, des Erdsondenfeldes sowie der beiden Wärmepumpen für Brauchwarmwasser und Heizung.

Bei einem der PVT Kollektoren und einem Referenz PV Modul wurden die rückseitigen Oberflächentemperaturen erfasst. Dazu wurden 5 Temperatursensoren auf der Rückseite des Aluminiumabsorbers (und Backsheet) angebracht. Sie befinden sich in einer Reihe entlang der kurzen Mittellinie. In Abb. 14 ist der PVT Kollektor, bestückt mit den Temperaturfühlern, zu sehen.

Die Abb. 12 zeigt das Prinzipschema des Wärmeversorgungssystems von Haus B. Die vier schwarz markierten Bereiche kennzeichnen die Messstellen der Wärmemengenzähler (Volumenstrom und Temperaturhub). Die Messstellen sind bei der Solaranlage, dem Erdsondenfeld und den beiden Wärmepumpen (je eine für Heizung und Brauchwarmwasser). Die Schnittstelle im Monitoringkonzept lag auf der Primärseite der Wärmepumpen. Daher wurde die elektrische Messung der Wärmepumpen leider nicht umgesetzt. Diese Schnittstelle hätte geeigneter Weise auf der Sekundärseite der Wärmepumpen gesetzt werden sollen. Die Effizienz der Wärmepumpen konnte aber mit Wärmemengen Zählerdaten (Primär/Sekundärseite) näherungsweise ermittelt werden.

Installiertes Messsystem: (WMZ → Wärmemengenzähler, T → Temperatur)

- WMZ Solaranlage
- WMZ Erdsondenfeld
- WMZ Wärmepumpe Warmwasserspeicher (Primärseite)
- WMZ Wärmepumpe Heizung (Primärseite)
- T 1-5 PVT fünf Temperatursensoren rückseitig eines PVT Kollektors
- T 1-3 PV drei Temperatursensoren rückseitig eines PV Moduls  
(PV und PVT sind direkt nebeneinander installiert)

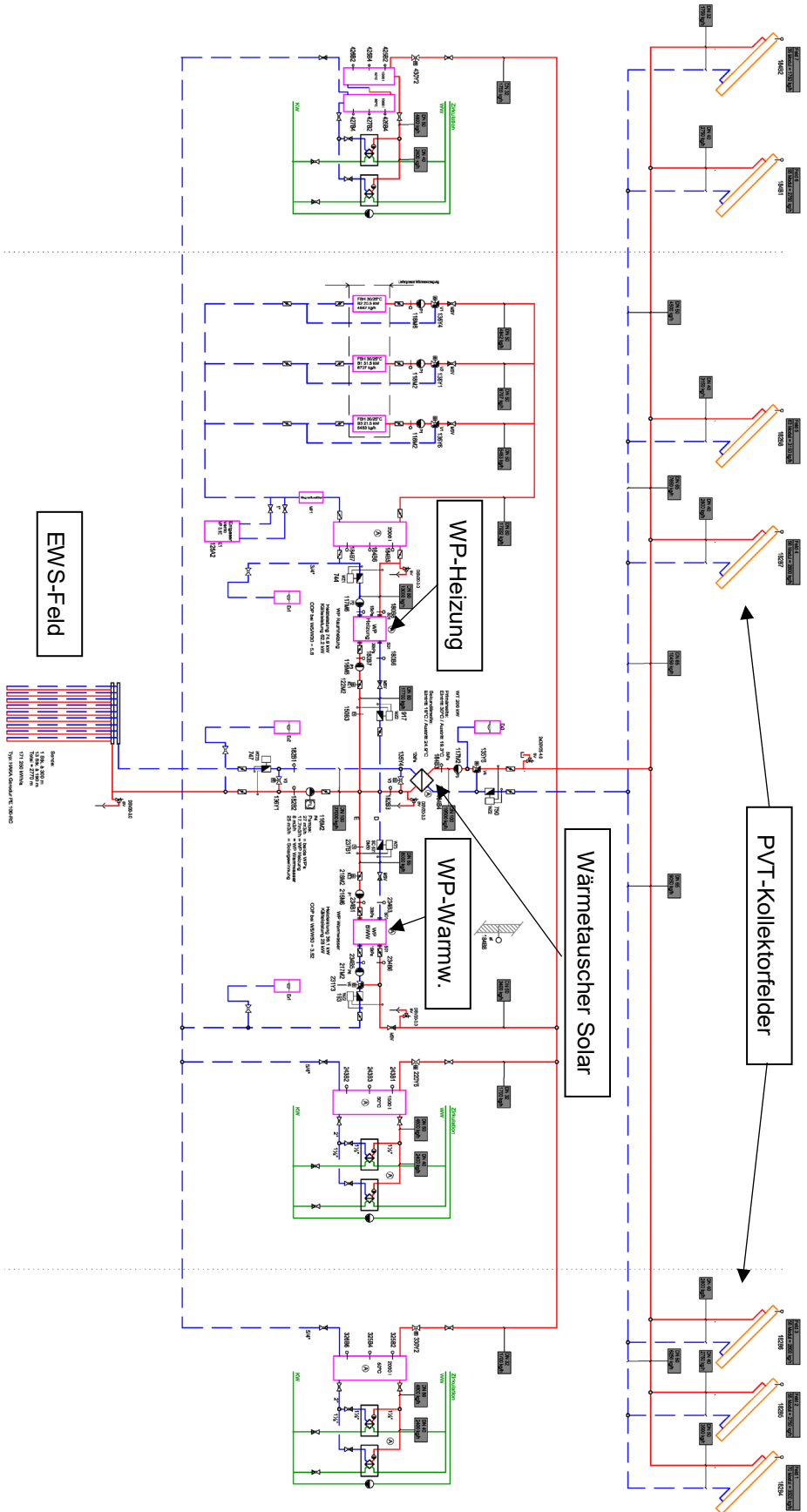


Abb. 12: Prinzipschema Wärmerversorgungssystem Haus B





Abb. 13 Schaltschrank im Technikraum, bei Inbetriebnahme



Abb. 14 PVT Kollektor mit Temperatursensoren, im Hintergrund das Pyranometer und die Messeinheit für Windgeschwindigkeit und Richtung



Abb. 15 PV Modul, 3 Temperatursensoren an der Rückseite



Abb. 16 fertig installierte Hybridanlage auf Haus B, der rote und blaue Pfeil zeigen auf die zwei separat gemessenen Module (PV und PVT)



## 3.2 Datenaufbereitung

Aus den zahlreichen Daten wurden folgende Diagramme für die Visualisierung und Interpretation der Daten aufbereitet.

- Temperaturentwicklung EWS
  - o Zentrale Fragestellung: Wie stark fallen und steigen die Temperaturen bei hohen Leistungen (Sommer und Winter)?
- Temperaturen EWS
  - o Zentrale Fragestellung: Bleiben die Temperaturen im frostsicheren Bereich?
- Thermische Leistung EWS
  - o Zentrale Fragestellung: Welche Leistungen treten auf, und welchen Einfluss hat der Parameter der Eintrittstemperatur in die Sonden?
- Regenerationstemperatur / PVT Temperaturen
  - o Zentrale Fragestellung: Wie hoch wird die Verdampfereintrittstemperatur, und wie stark lässt sich die Oberflächentemperatur der PVT-Kollektoren senken?
- Elektrischer Mehrertrag PVT Module
  - o Zentrale Fragestellung: Bringt die thermische Aktivierung (Kühlung) der PV-Module auch für den elektrischen Ertrag einen signifikanten Vorteil?
- Wärmeerträge PVT
  - o Zentrale Fragestellung: Wie stehen die gemessenen Hybridkollektorerträge im Verhältnis zu den Erwartungen und im Vergleich zu rein thermischen Kollektoren?



## 4 Ergebnisse und Diskussion

### 4.1 Detailbetrachtungen

Aufgrund der Inbetriebnahme, Einregulierung und des Einschwingens des Systems ist die erste Hälfte des Jahres 2014 nicht im Schlussbericht aufgeführt.

#### 4.1.1 Temperaturentwicklung Erdwärmesonden

In Abb. 17 ist die Temperaturentwicklung des Erdsondenfeldes von Juli 2014 bis Oktober 2015 aufgezeigt. Dargestellt sind die Tagesmittelwerte; in Blau die Eintrittstemperatur und in Orange die Austrittstemperatur beim Erdsondenfeld. Schwarz gepunktet ist die Umgebungstemperatur.

Die Erdsondентemperaturen sinken bis im Februar 2015 erwartungsgemäss auf 7- 8°C ab. Da es sich um wassergefüllte Sonden handelt dürfen hinsichtlich Frostschäden die Temperaturen nicht unter 3- 4°C liegen. Dies ist bei diesem System auch in detaillierterer Auflösung nie der Fall gewesen.

Klar zu erkennen sind auch die Unterschiede zwischen Regenerationsbetrieb im Sommer (Eintrittstemperaturen höher als Austrittstemperaturen), Heizbetrieb im Winter (Austrittstemperaturen höher als Eintrittstemperaturen) und den Übergangszeiten ohne starke Regeneration oder Wärmeentzug (Eintrittstemperaturen ähnlich wie Austrittstemperaturen).

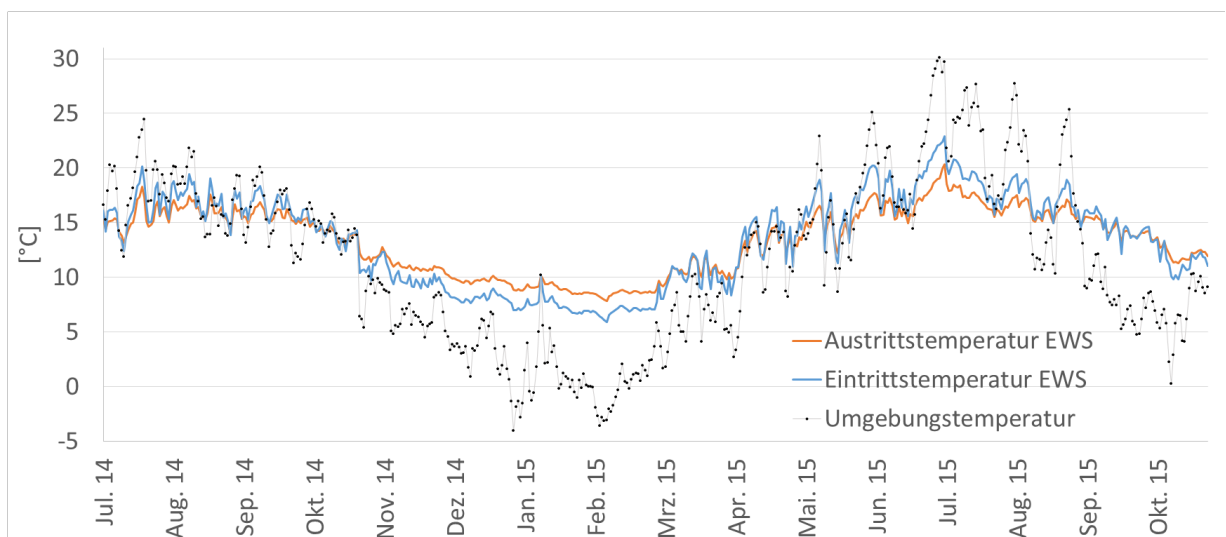


Abb. 17 Temperaturverlauf des Erdsondenfeldes Tagesmittel der Ein- und Austrittstemperatur sowie der Umgebungstemperatur.



#### 4.1.2 Temperaturen Regeneration EWS

In Abb. 18 sind die Ein- und Austrittstemperaturen beim EWS Feld mit einer höheren zeitlichen Auflösung aufgezeigt. Abgebildet sind die Stundenmittel für denselben Zeitraum. Der Regenerationsbetrieb ist deutlich erkennbar in den wärmeren Monaten. Die nach oben ausschlagenden blauen Spitzen oder Bereiche sind charakteristisch dafür. Dabei ist die Eintrittstemperatur (blau) in das Erdsondenfeld höher als die Austrittstemperatur (orange) aus dem Erdsondenfeld.

Bei dieser Anlage wird mittels einer Rücklaufbeimischung bei der Solaranlage die Eintrittstemperatur in das Erdsondenfeld reguliert und begrenzt. Bis Mitte Juli 2015 lag diese Begrenzung bei 25°C. Am 13. Juli 2015 ist die maximale Eintrittstemperatur in das Erdsondenfeld auf 20.8°C vermindert worden. Grund dafür ist, dass im Juni 2015 bei der Warmwasserwärmepumpe öfters eine Druckstörung auftrat. Dies jeweils während des Regenerationsbetriebes, da durch die häufige und starke Regeneration die Eintrittstemperatur beim Verdampfer der Wärmepumpe vielfach über 20°C lag. Der Bereich in dem dies häufig aufgetreten ist, ist in Abb. 18 rot eingekreist. Die Senkung der maximalen Eintrittstemperatur ist ersichtlich an der Stufe, welche in Abb. 18 schwarz markiert ist.

Die Änderung dieses Regelparameters wurde im Rahmen der Datenauswertung des P&D Projektes festgestellt. Am 19. Mai 2016 konnte dann die Eintrittstemperatur in das Erdsondenfeld wieder auf 25°C und etwas später, am 25. Juni 2016, auf 30°C erhöht werden (siehe auch Abb. 38). Der störungsfreie Betrieb trotz erhöhten Quellentemperaturen wurde dadurch ermöglicht, dass durch den Wärmepumpenhersteller die WP-interne MOP-Punkt-Regelung (MOP = Maximum Operating Pressure) angepasst wurde.<sup>8</sup>

...

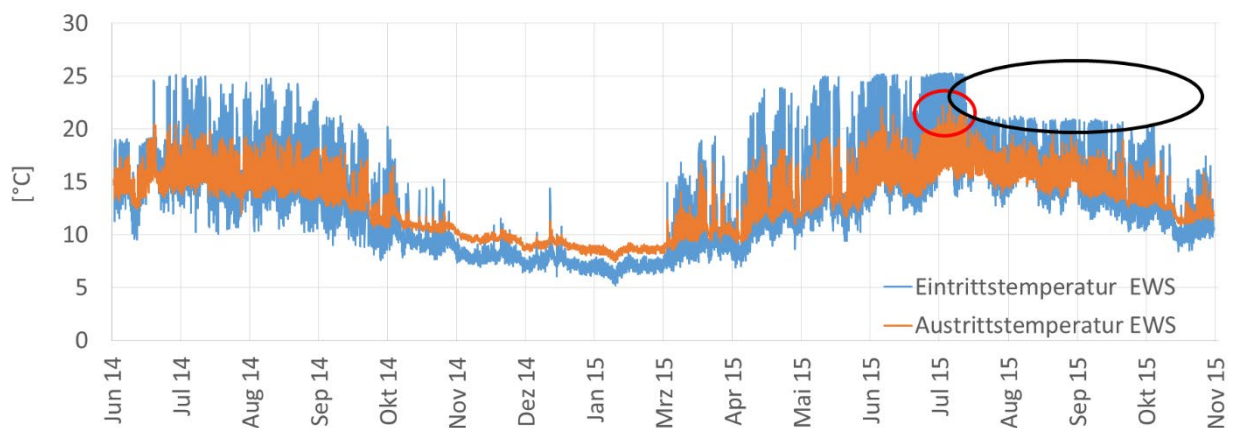


Abb. 18 Temperaturen Erdsondenfeld Ein- und Austritt, Stundenmittel

<sup>8</sup> Mithilfe eines WP-internen Ventils wird dabei ein Teil des Kältemittels erst in der Mitte des Verdampfers eingespritzt und dadurch die Verdampfungstemperatur bei gleichbleibender Quellentemperatur reduziert. Alternative Lösungen zur Reduktion der Verdampfungstemperatur wären eine Rücklaufbeimischung oder der Einsatz einer Umwälzpumpe mit regulierbarer Leistung auf der Quellenseite der WP.



#### 4.1.3 Thermische Leistung EWS

Welchen Einfluss hat diese relativ kleine Temperaturänderung von 25° auf 20.8°C auf den Betrieb der Anlage? In Abb. 19 sieht man, was das für den Monat Juli bedeutet. Abgebildet ist die Leistungsaufnahme des Erdwärmesondenfeldes für den Monat Juli 2015. Die rote Linie markiert die durchschnittliche Leistungsaufnahme des Erdsondenfeldes vor der Änderung des Parameters. Die Leistung lag davor etwa bei 140 kW. Die gelbe Linie markiert die Leistung nach der Parameteränderung sie liegt danach bei etwa 80 kW. Die Wärmeleistung des Erdsondenfeldes wird durch diese Parameteränderung etwa um 40% reduziert. Dies macht deutlich, welche Rolle die Höhe der Eintrittstemperatur in das Erdsondenfeld für den Betrieb der Anlage spielt. Dies ist insb. Deswegen kritisch, da diese PVT-Anlage im Verhältnis zu den Erdsonden eher gross dimensioniert ist.

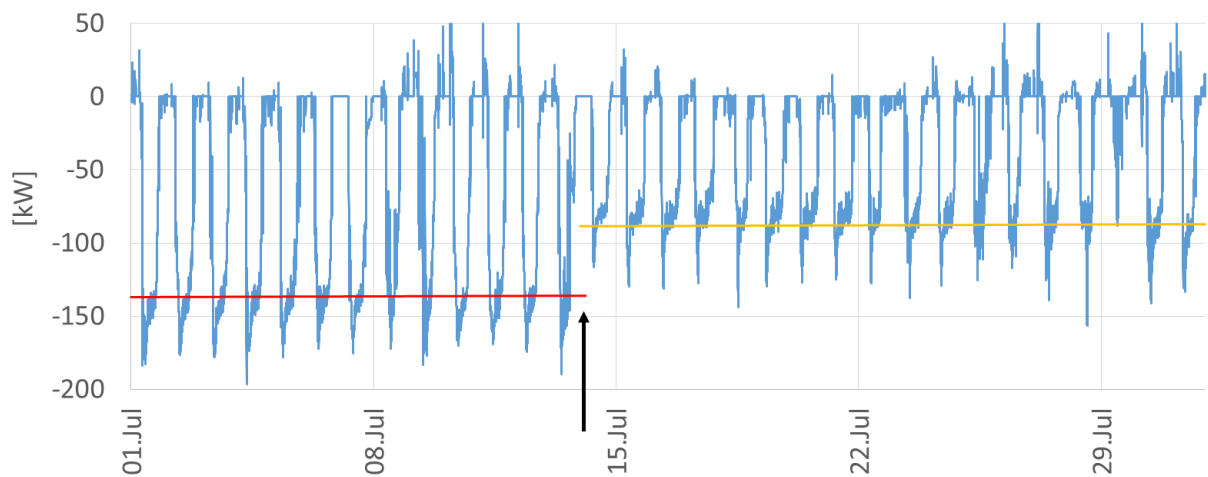


Abb. 19 Leistungsaufnahme Erdsondenfeld Monat Juli 2015, Stundenmittel

Im Folgejahr wurde die Regenerationstemperatur nochmals erhöht auf 30°C. Dies hatte nochmals einen deutlichen Einfluss auf die thermische Leistung der PVT Anlage. Die Leistungsaufnahme des Erdsondenfeldes liegt damit im Bereich von 200 kW.



#### 4.1.4 Regenerationstemperatur / PVT Temperaturen

Bei der vorliegenden Anlage wird die Eintrittstemperatur ins EWS-Feld durch eine Rücklaufbeimischung bei der PVT-Anlage geregelt und auf einen maximal zulässigen Wert begrenzt. In Phasen, während denen dies nötig ist, wird dadurch die thermische Leistung der PVT-Kollektoren gedrosselt.

Ein wesentlicher Nachteil ist jedoch, dass sich die PVT Temperaturen dann nahezu den PV Temperaturen angleichen. Damit ist kein wesentlicher Temperaturunterschied zwischen PV und PVT Modultemperaturen vorhanden. Ersichtlich wird dies im folgenden Diagramm in Abb. 20. Dargestellt sind hier drei Tage im Juli 2015, jeweils ein Tag vor und einer nach dem Parameterwechsel Juli 2015. Die Umstellung des neuen Parameters der Eintrittstemperatur in das Erdsondenfeld ist klar ersichtlich. Die Stufe in der blauen Kurve, die blaue Kurve ist die Eintrittstemperatur, die Rote die Austrittstemperatur aus dem Erdsondenfeld.

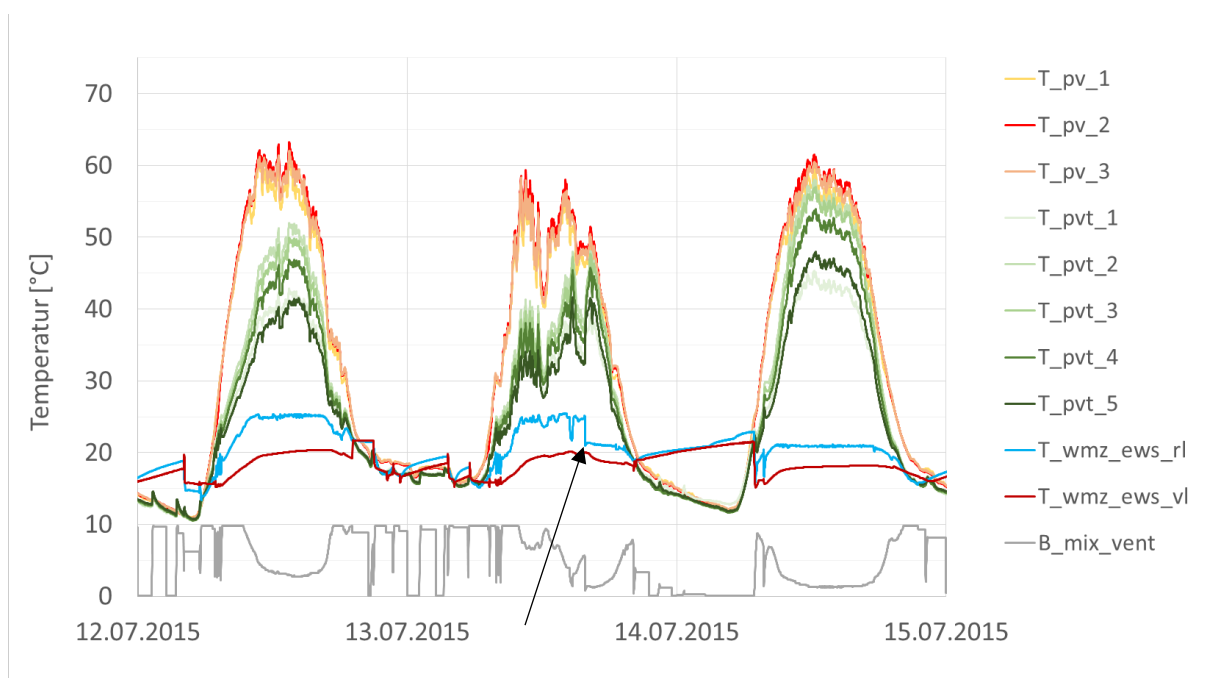


Abb. 20 Modultemperaturen PV, PVT, Erdsondentemperaturen Ein- und Austrittstemperatur, sowie Ventilstellung der Rücklaufbeimischung der Solaranlage (der Wert 0 entspricht voller Beimischung, d.h. kein Durchfluss durch die Solaranlage, und der Wert 10 keiner Beimischung, also vollem Durchfluss durch die Solaranlage).

In den Farben Gelb, Orange und Rot sind die drei PV Temperaturen auf der Rückseite des PV Moduls aufgezeigt. Diese erreichen über 60°C. Die grünen Kurven sind die PVT Temperaturen gemessen auf der Rückseite des PVT Modules. Deutlich zu erkennen sind die höheren PVT Temperaturen, welche sich durch die stärkere Rücklaufbeimischung (kleinere Werte der Ventilposition) nach der Umstellung des Regelparameters ergeben.



#### 4.1.5 Jahreserträge und elektrischer Mehrertrag der PVT Module 2014/2015

Abb. 21 zeigt den auf die Modulfläche bezogenen thermischen Jahresertrag der PVT-Anlage sowie die elektrischen Jahreserträge der beiden erfassten Module (PV und PVT) für das erste Betriebsjahr von August 2014 bis Juli 2015. Der thermische Ertrag erreicht mit rund 330 kWh/(m<sup>2</sup>a) einen sehr guten Wert. Zu beachten ist hier jedoch auch die überdurchschnittlich hohe solare Einstrahlung in diesem ersten Betriebsjahr von 1263 kWh/(m<sup>2</sup>a).

Der flächenspezifische elektrische Ertrag liegt beim PV Modul bei 162.4 kWh und beim PVT Kollektor bei 163.3 kWh. Diese Werte gelten für die beiden PV/PVT-Module mit Modulwechselrichtern und können nicht direkt auf die Gesamtanlage projiziert werden, da diese an wesentlich grösseren zentralen Wechselrichtern angeschlossen ist, welche stabilere MPP-Tracker beinhalten. Der relative Vergleich zwischen den zwei Referenzmodulen ist damit jedoch möglich. Da die Betriebstemperaturen der PVT Kollektoren in den Anfangsjahren relativ hoch waren, ist kein elektrischer Mehrertrag des Referenz-PVT-Kollektors gegenüber dem reinen PV-Modul erkennbar.

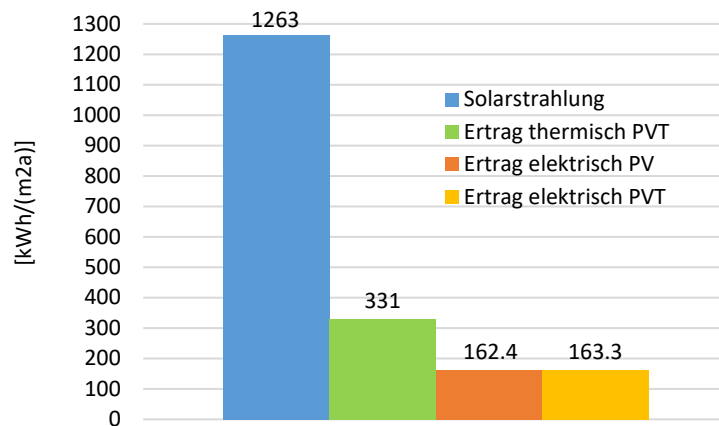


Abb. 21 Jahressumme: Solarstrahlung, PVT Bruttowärmertrag, elektrischer Ertrag PV und PVT Module

#### 4.1.6 Thermische Leistung EWS (2016)

Die thermische Leistung des Erdsondenfeldes hat sich mit dieser Anpassung der Regelungsparameter auf 30°C erheblich erhöht. So wie vorgängig angenommen liegen die Leistungsspitzen im Stundenmittel in der Spitze bei 235 kW ersichtlich in folgender Abb. 22.

Die spezifische Regenerationsleistung bei den Erdsonden liegt in der Spitze bei etwa 75 W pro Sondenmeter, zum Vergleich die Entzugsleistung liegt im Maximum bei 27 W pro Sondenmeter.

Verglichen mit der thermischen Peakleistung von 341 kWp sind die 235 kW gemessene Spitzenleistung realistisch. Einerseits ist die Anlage nicht aufgeständert, sondern liegt flach auf dem Dach auf. Andererseits ist die thermische Peakleistung STC im etaNull Punkt gemessen und dies ohne Wind. Im etaNull Punkt ist die mittlere Fluidtemperatur gleich wie hoch wie die Umgebungstemperatur. Dies ist im realen Betrieb nicht der Fall. Die Kollektormitteltemperatur ist höher als die Umgebungstemperatur folglich findet ein Wärmeaustausch zwischen Kollektor und Umgebung statt und der Peakleistung kann in diesem Fall nicht erreicht werden.

Bei dieser Auslegung der Solaranlage mit 622 m<sup>2</sup> PVT Fläche und der Erdsonden-Nennleistung von etwa 81 kW ergibt sich eine spezifische Kollektorfläche pro Kilowatt Sondenleistung von 7.7 m<sup>2</sup>/kW. Anhand dieses Kennwerts können unterschiedlichen Anlagen und Auslegungen miteinander verglichen werden. Bei der Erdsonden-Nennleistung sind 30 W pro Sondenmeter (wassergefüllte Sonden) angenommen worden.

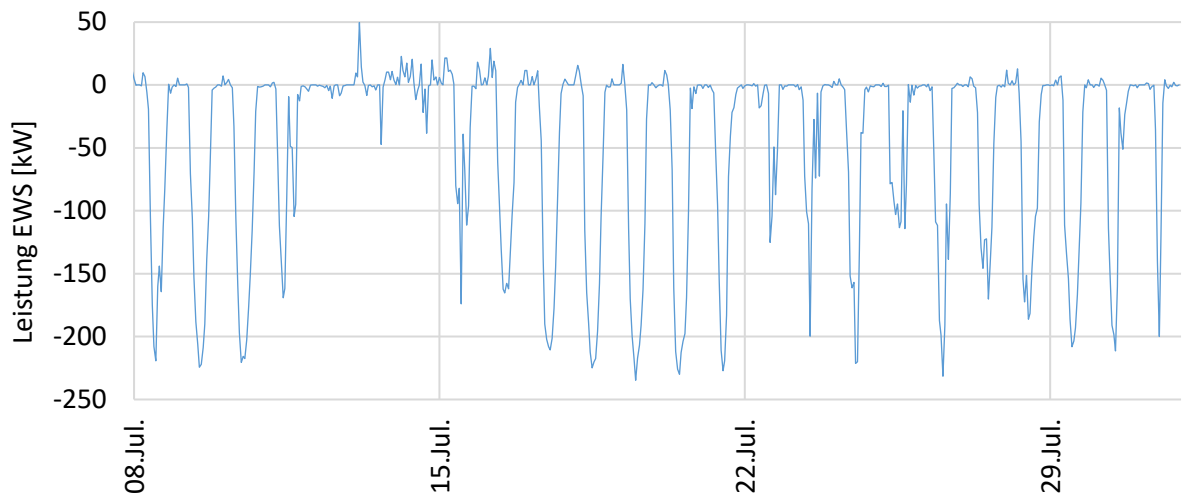


Abb. 22 maximale Leistungsaufnahme des Erdsondenfeldes bei Eintrittstemperatur von 30°C (Stundenmittel 2016)

Abb. 23 zeigt die Häufigkeitsverteilung der Leistungen 2016 beim Regenerationsbetrieb (negative Werte) und bei Wärmeentnahme aus dem Erdsondenfeld (positive Werte). Die höchste Entnahmelistung liegt bei 75 kW. Die Leistungsklassen sind da normalverteilt. Bei der Regeneration sind die Leistungsklassen über einen weiteren Bereich gestreut, die maximale Regenerationsleistung ist mehr als dreimal höher als die Bezugsleistung und liegt bei 235 kW. Auch wird beim Regenerationsbetrieb eine relevante Wärmemenge in den höheren Leistungsklassen (160 kW - 220 kW) gewonnen. Der Wärmeeintrag in den unteren Klassen 5 kW bis 80 kW ist dazu im Verhältnis eher gering.

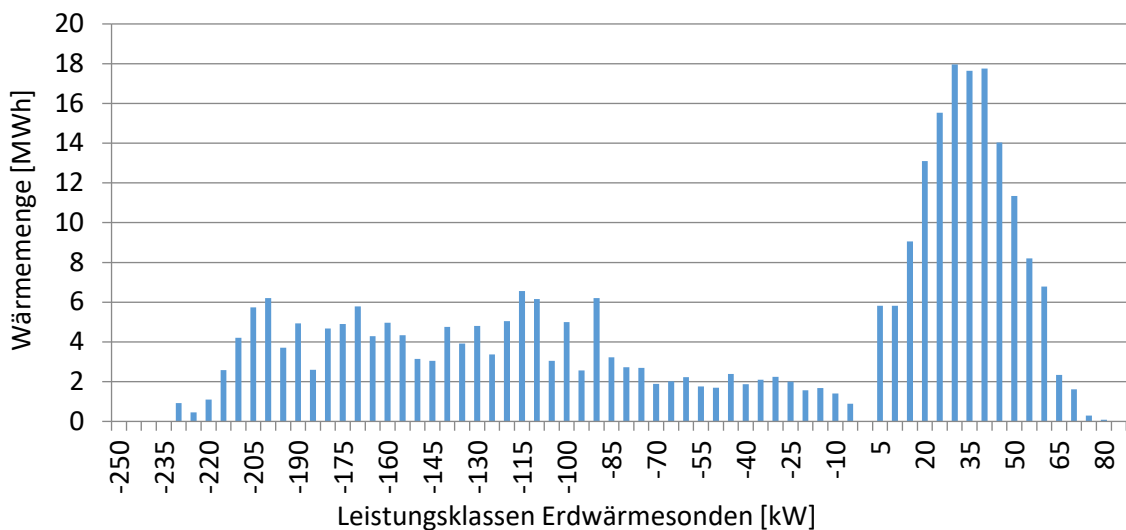


Abb. 23 Histogramm der Wärmemengen nach Leistungsklassen bei der Regeneration und Wärmeentnahme des Erdsondenfeldes





#### 4.1.7 Tagesverlauf der Wärmeströme

Folgend ist der durchschnittliche Verlauf der Wärmeströme der Quellen und Senken aufgezeigt, dies für das Jahr 2016 (Abb. 24) und abgebildet in 24 Stunden. Damit kann ein systematisches Betriebsverhalten bestimmter Anlageteile eruiert und aufgezeigt werden.

Der Betrieb der Warmwasser-Wärmepumpe ist im Mittel relativ gleichmässig über den Tag verteilt. Auffallend ist jedoch die Heizungs-Wärmepumpe. Hier zeigt sich eine Häufung der Betriebszeit zwischen 03:00 und 05:00.

Durch die Nachtabsenkung läuft die Heizungs-WP in diesem Zeitfenster wieder an und gibt Wärme an den Speicher oder die FBH ab. Eine solche Nachtabsenkung sollte bei Gebäuden mit Fussbodenheizung jedoch besser weggelassen werden. Aufgrund der Trägheit der Bauteile wird damit kaum eine Absenkung der Raumtemperatur erreicht und sogar die Effizienz der Wärmepumpe negativ beeinflusst. Da nämlich die Erdsonden bei einer Häufung der Betriebszeit stärker belastet werden und deren Temperatur kurzzeitig stärker absinkt, reduziert sich in diesen Phasen die Effizienz der Wärmepumpe. Es ist also zu empfehlen, die Betriebszeiten der Wärmepumpe möglichst gleichmässig zu verteilen.

Dieser Zusammenhang ist ersichtlich bei Betrachtung von Abb. 25, welche die durchschnittlichen Vor- und Rücklauftemperaturen der Heizungswärmepumpe aufzeigt. Die Temperaturen sind im betrachteten Zeitraum deutlich tiefer und die Korrelation mit dem erhöhten Wärmestrom ist naheliegend.

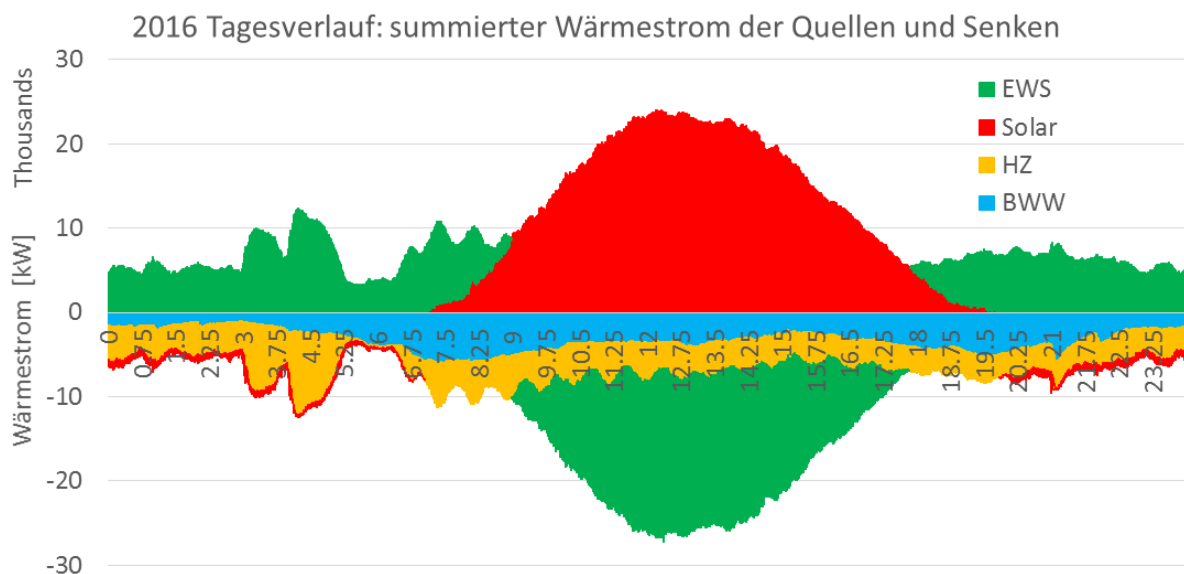


Abb. 24 Durchschnittlicher Tagesverlauf für das Jahr 2016 (markiert ist die Häufung der Betriebszeit der Heizungswärmepumpe).

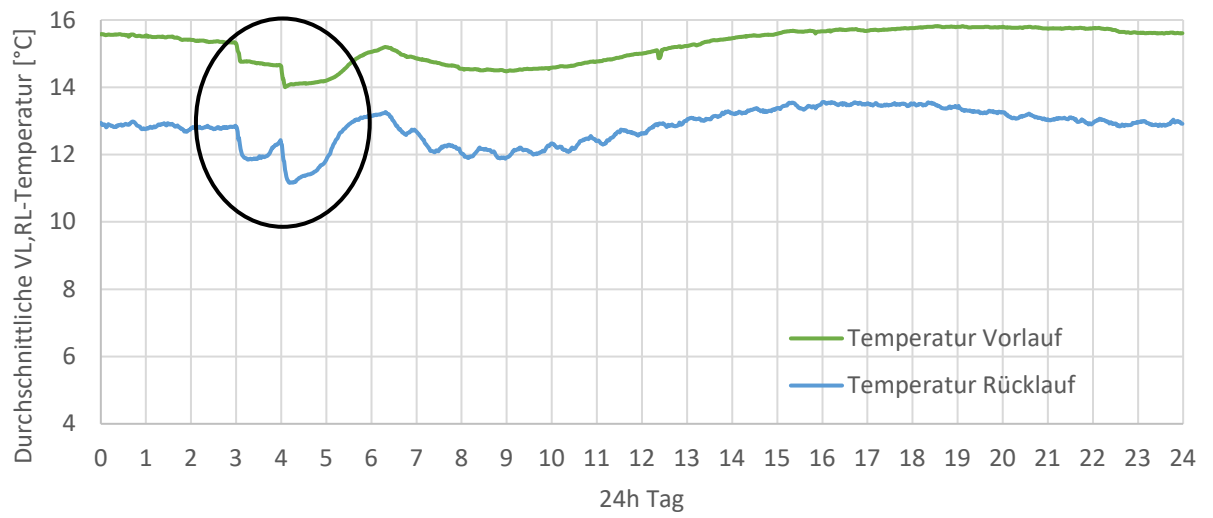


Abb. 25 Durchschnitt der Vor- und Rücklauftemperaturen der Heizungswärmepumpe (gemittelter Tagesverlauf, über alle Tage des Jahres 2016).



#### 4.1.8 Wärmemengen, Quellen und Senken, Regeneration EWS

Das Diagramm in Abb. 26 zeigt die täglichen Wärmemengen der Quellen und Senken für 2016. Gemessen sind die Werte auf der Primärseite der Wärmepumpe. Warmwasser und Heizung sind Senken, die Solaranlage ist eine Quelle. Vereinzelt sind negative Werte bei der Solaranlage ersichtlich. Dies sind Verluste die über die Solaranlage beim Anlaufe der Förderpumpe nachts entstehen und erfasst werden. Solche sog. Abfragerelungen sind nicht ideal, aber durchaus üblich und in diesem Fall leider mit geringen thermischen Verlusten über die Solaranlage verbunden.

Die blaue Kurve stellt die kumulierte Energiebilanz des Erdspeichers für die dargestellte Periode dar. Jeweils bis etwa gegen Ende Juli ist der Wärmebezug aus den vorangegangenen Monaten des Jahres zurück in das Erdsondenfeld eingebracht. Die Bilanz damit auf null. Ab da wird das Erdsondenfeld in dieser Betrachtungsweise vorgeladen und erreicht einen Netto Überschuss von 16 MWh (2016).

Bei dieser Anlage wurde beispielsweise im 2016 ein Regenerationsgrad erreicht von 109% (in anderen Jahren ist der Regenerationsgrad sogar mit bis zu bis 120% noch höher).

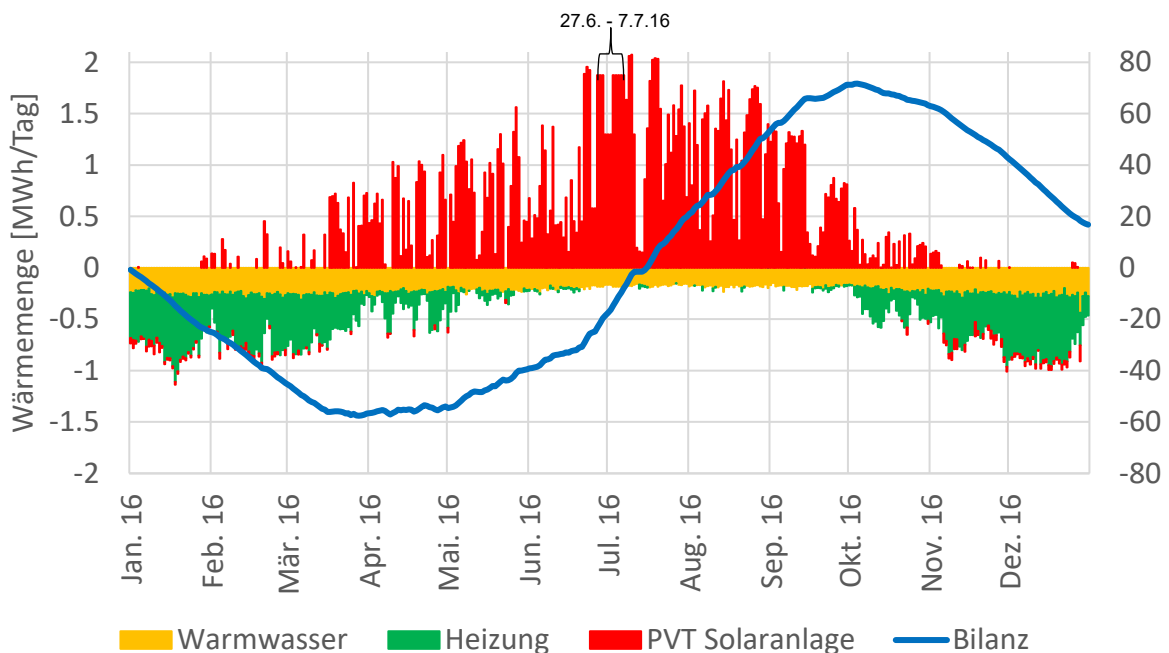


Abb. 26 tägliche Wärmemengen im Jahr 2016 der Quellen und Senken. (Im markierten Zeitraum hat ein Datenausfall)

#### 4.1.9 Elektrischer Ertrag PV/PVT: Temperaturen, Verschattung, Wechselrichter

Wie bereits beschrieben wurde, sind zwei Module der Anlage auf dem Dach von Gebäude B über separate Modulwechselrichter angeschlossen. Mit diesen sollte der elektrische Mehrertrag des PVT Moduls gegenüber dem PV Modul eruiert werden. Dies hat in dieser Anlage jedoch nicht aufgezeigt werden können. Dies hat mehrere Gründe. Erstens ist der MPP Tracker (Maximum Power Point) des PV Modulwechselrichters Ende 2015 defekt gegangen. Während des Jahres 2016 hat der MPP Tracker deshalb nicht korrekt geregelt und dies ist erst Mitte 2016 aufgefallen. Die Daten sind daher in diesem Zeitraum nicht vergleichbar. Der zweite Grund betrifft die annähernd gleichen Modultemperaturen in den ersten Betriebsjahren. Ein weiterer Punkt liegt in der Dachbegrünung. Diese hat einen wesentlichen Einfluss auf den elektrischen Ertrag.



Abb. 27 PVT Modul und PV Modul mit Temperaturfühlern ausgestattet

Das Pflanzenwachstum auf den Dächern ist zeitweise sehr stark und verschattet damit die Module unterschiedlich. Leider wurde aus nicht mehr nachvollziehbaren Gründen ungeeignetes und das Pflanzenwachstum förderndes Substrat auf den Dächern eingesetzt. Genaue Aussagen über den elektrischen Ertrag dieser beiden Module können daher bis anhin nicht richtig gemacht werden (Vergleiche Bilder Abb. 28).



Abb. 28 Bilder des Pflanzenwachstums bei den beiden separat vermessenen Modulen (rechts wurde die Begrünung bei einer Dachbegehung rundum die beiden Module entfernt)



Im Diagramm in Abb. 29 ist der elektrische Ertrag des gemessenen PVT Modules abgebildet. Dies für zwei vergleichbare, sehr sonnige Tage. Unterschiedlich ist jedoch die lokale Verschattung durch die Dachbegrünung an diesen beiden Tagen. Der elektrische Ertrag ist am 10.7.2016 durch die Verschattung um etwa 33% vermindert verglichen mit dem 17.7.2016 (zwei Tage nach Entfernung der Begrünung um das Modul).

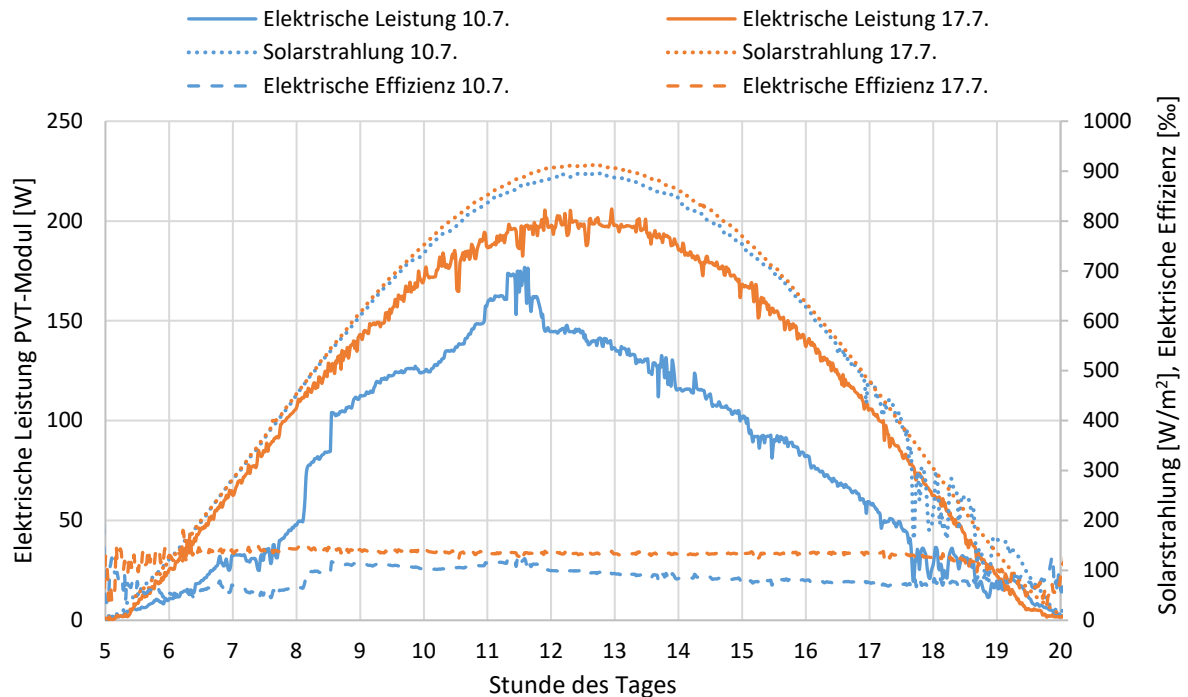


Abb. 29: Elektrischer Ertrag des PVT-Moduls jeweils an einem sonnigen Tag vor (10.7.2016) und nach der Entfernung der Begrünung (17.7.2016). Zusätzlich aufgetragen sind die Solarstrahlung und die elektrische Effizienz.

Die rückseitigen Temperatursensoren beim PV und PVT Modul zeigen im Betrieb einen Unterschied von bis zu 25 K. Die PVT Module erreichen mit der Kühlung eine durchschnittliche Temperatur von etwa 40°C. Dies an einem sonnigen Tag. Demgegenüber liegen die PV Modulrückseitentemperaturen bei etwa 65°C. Damit liegt der elektrische Mehrertrag bei einem schönen Tag abgeschätzt im Bereich von 10%. Aus Erfahrung von anderen Projekten kann gesagt werden, dass der jährliche elektrische Mehrertrag bei dieser Art von Systemen bei etwa 5% liegt.

#### 4.1.10 Eingrenzung der Dachbegrünung

Auf dem Flachdach ist ein Pflanzen begünstigendes Dachsubstrat eingesetzt worden. Das Pflanzenwachstum führt zu lokaler, unterschiedlicher und relativ starker Verschattung. Um dem Pflanzenwachstum vorzubeugen wurden die Lücken zwischen den Modulen abgeklebt. Siehe entsprechende Foto in Abb. 30.



Abb. 30 Fotos April, 2018 im Vordergrund Dach Haus C im Hintergrund das Gebäude B (P&D Monitoring)

Die Lösung mit Aluklebband ist im Allgemeinen recht gut und verhindert weitgehend den Pflanzenwuchs zwischen den Modulen.

#### 4.1.11 PVT-Anlage - Monatliche thermische Solarerträge und thermischer Nutzungsgrad

Im November, Dezember und Januar kann bei dieser Anlageeinbindung jeweils nur ein geringer Wärmeertrag erzielt werden (Abb. 31). Höhere thermische Erträge in diesen Monaten könnten bei dieser Art von Anlagen erzielt werden, wenn die PVT-Anlage zeitweise als direkte Wärmequelle der WP genutzt würde. Bei der vorliegenden Anlage ist dies jedoch regelungs- und frosttechnisch umständlich umzusetzen. Da nämlich der Primärkreis (Erdsonden und Primärseite der WP) mit Wasser befüllt ist, kann die Solaranlage nicht mit Temperaturen nahe des Gefrierpunkts betrieben werden. Der Spielraum für die direkte Nutzung des Kollektorfeldes als WP-Quelle ist also sehr eingeschränkt. Bei Systemen mit Glykol im Primär- oder Zwischenkreis sollte diese Art von Einbindung der PVT-Solaranlage jedoch umgesetzt werden.

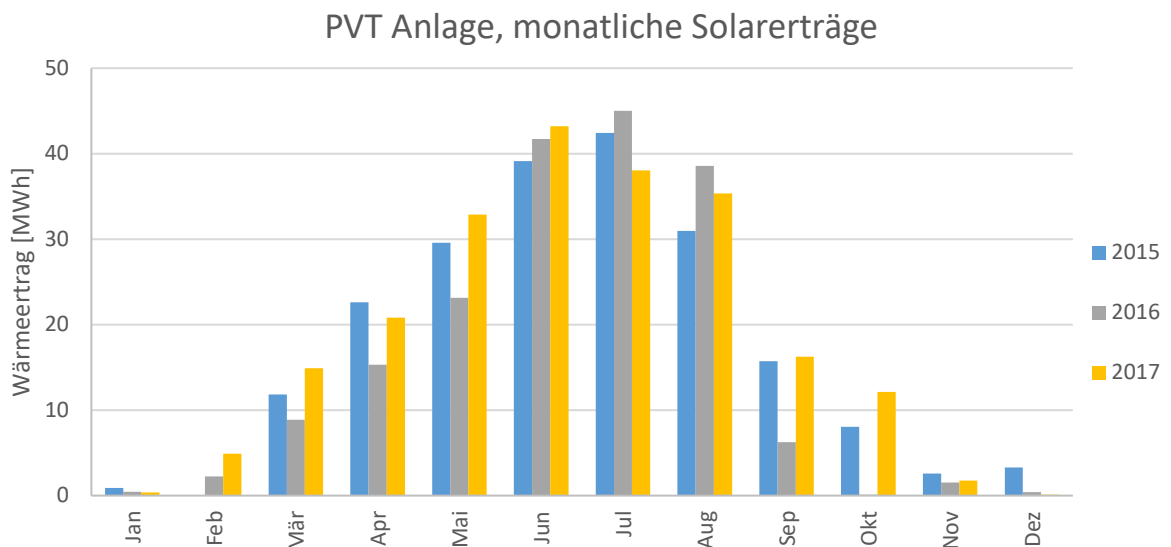


Abb. 31 Monatliche solare Wärmeerträge der PVT-Anlage für die Jahre 2015 – 2017 (Werte basierend auf Zählerständen EWB).



Die vier Punktwolken-Diagramme in Abb. 32 **Error! Reference source not found.** zeigen die Tagessummen der Solarwärmeerträge in Abhängigkeit der solaren Einstrahlung. Als Orientierungshilfe sind zusätzlich jeweils die Linien eingetragen welche Nutzungsgraden (Ertrag/Solarstrahlung) von 20 %, 35 % und 50 % entsprechen. Das Diagramm für 2014 enthält weniger Werte, da erst ab Jahreshälfte Daten verfügbar waren. Zudem gibt es im Jahr 2014 Tage mit hohen Einstrahlungen und sehr geringen Erträgen. Dies hat mit der Inbetriebnahme und Einregelung des Systems zu tun. Dementsprechend kommen in den Folgejahren keine solchen Werte mehr vor. Auch die im Jahr 2015 vorgenommene Regelungsoptimierung (EWS Eintrittstemperaturerhöhung) ist deutlich erkennbar. So konnten in den Folgejahren (2016 und 2017) an deutlich mehr strahlungsreichen Tagen Nutzungsgrade höher 35 % erreicht werden.

Jeweils über das gesamte Jahr betrachtet betragen die Nutzungsgrade, also das Verhältnis zwischen thermischem Ertrag und solarer Einstrahlung, 25.1% (2015), 25.4% (2016) und 26.5% (2017). Es ist hier zu erwähnen, dass 2015 ein Jahr mit einer verhältnismässig hohen solaren Einstrahlungssumme war, rund 9% mehr als 2016 und rund 6% mehr als 2017. Dies ist wohl ein Grund dafür, dass der Nutzungsgrad in 2015, trotz nicht optimaler Regelung der Anlage, einen guten Wert erreicht hat.

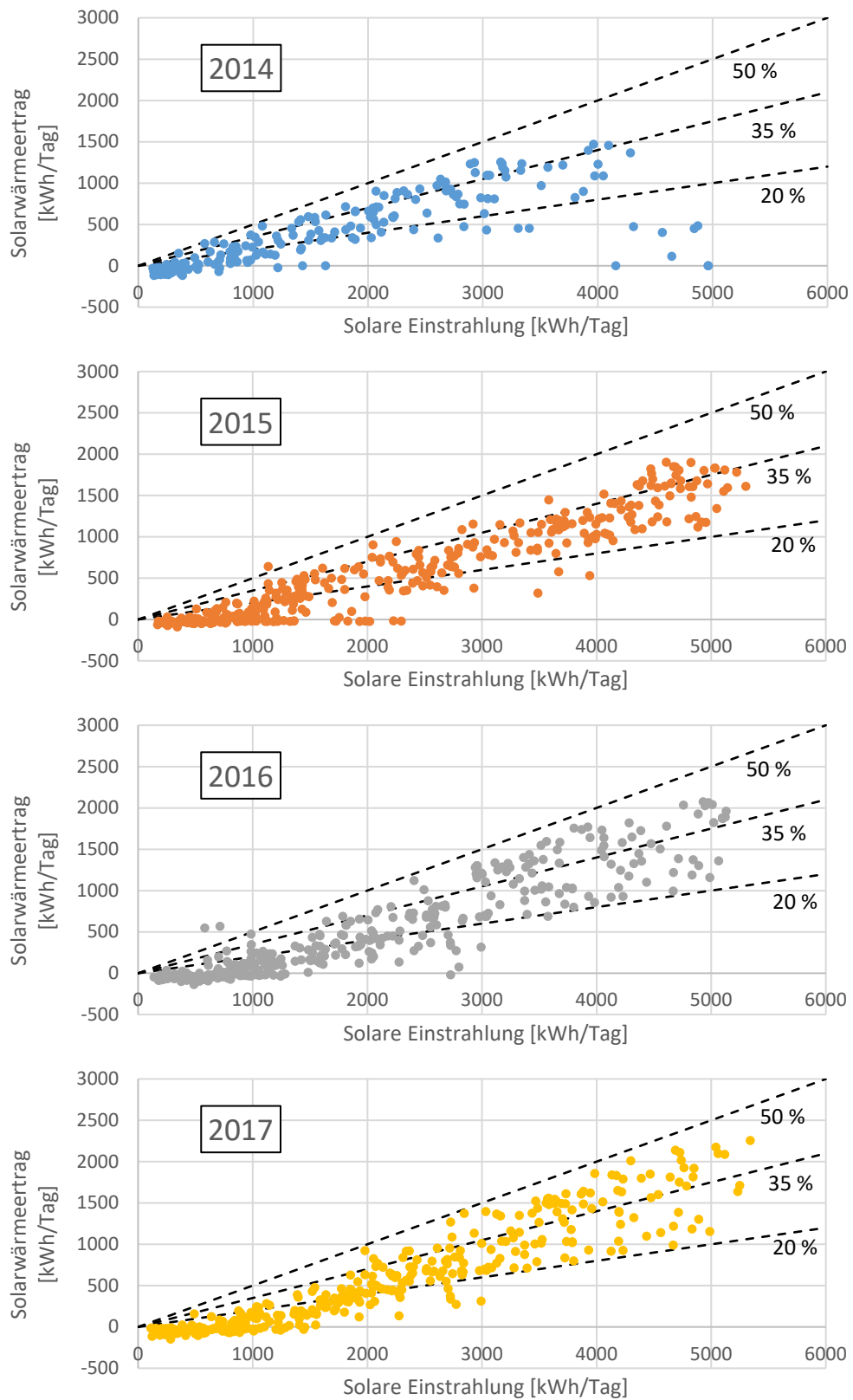


Abb. 32: Tageswerte der Solarwärmeerträge gegenüber der solaren Einstrahlung für die verschiedenen Jahre. Als Orientierungshilfe sind zusätzlich die Geraden eingetragen, welche Nutzungsgraden (Ertrag/Einstrahlung) von 20%, 35% und 50% entsprechen.





#### 4.1.12 Zählerdaten EWB, Wärmepumpenbetrachtung

Anhand der erhaltenen monatlichen Zählerdaten kann für die Wärmepumpen eine Abschätzung der Effizienz gemacht werden. Die Zählerdaten sind vom EWB monatlich abgelesene Werte der Wärmezählung auf der sekundären Seite der Wärmepumpen. Da bei diesem Monitoring Projekt die Wärmepumpen nicht im Vordergrund standen, ist keine elektrische Leistungserfassung bei den Wärmepumpen installiert worden. Die Schnittstelle war so gelegt, dass das Messprojekt sich auf den Primärteil des Wärmeerzeugungssystems (PVT und EWS) beschränkte.

Aus den Zählerdaten von Primär- und Sekundärseite konnte jedoch näherungsweise der elektrische Energieverbrauch der Wärmepumpe ermittelt werden. Folgende zwei Diagramme zeigen die Zählerwerte für Heizung und Warmwasser für die zwei Betriebsjahre 2016 und 2017 auf (Abb. 33). Die entsprechenden Monatswerte sind in Abb. 34 dargestellt.

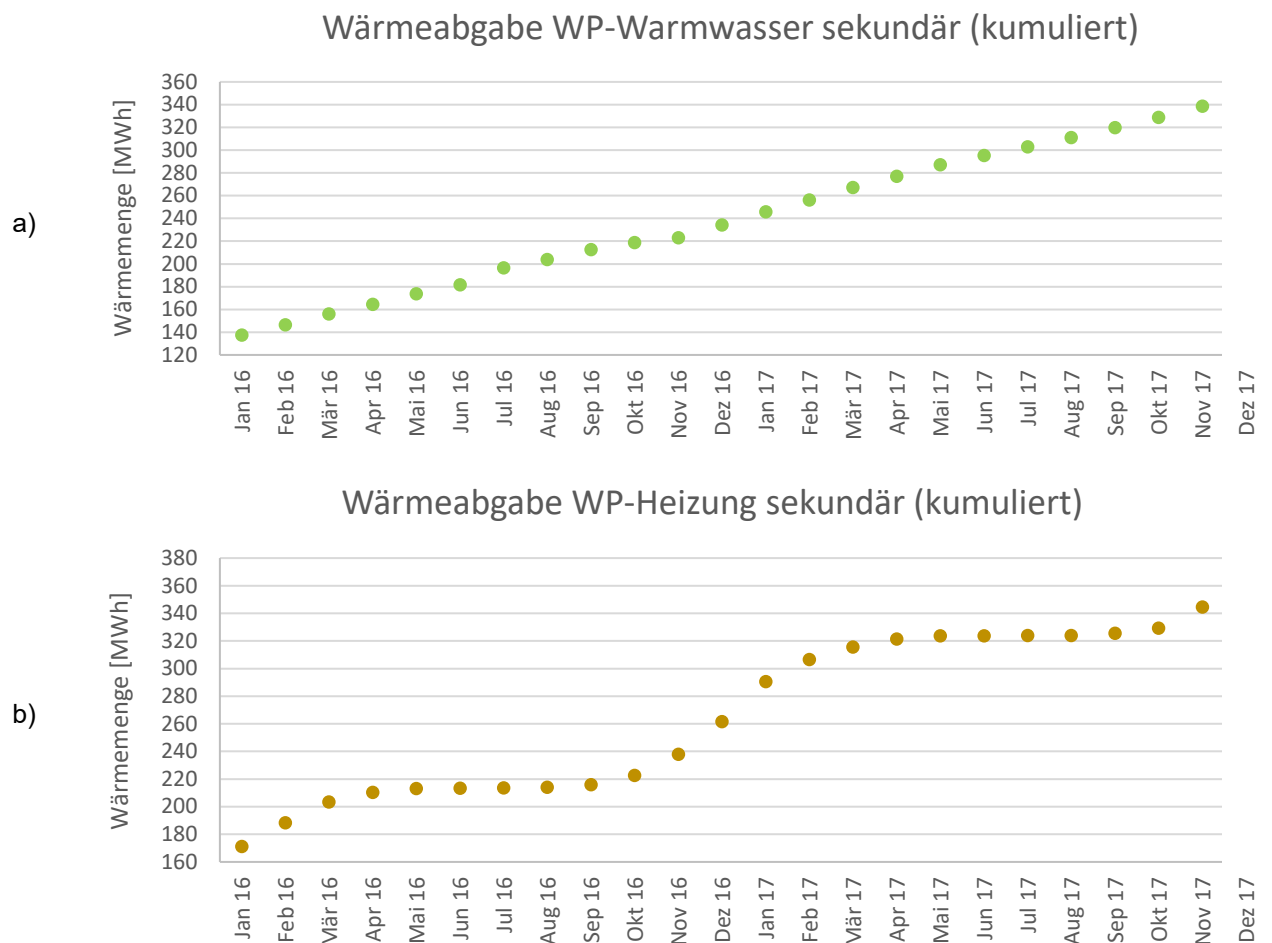


Abb. 33: Kumulierte abgegebene Wärmemengen (Zählerwerte) der WW-Wärmepumpe (a) und der Heizungs-WP (b).

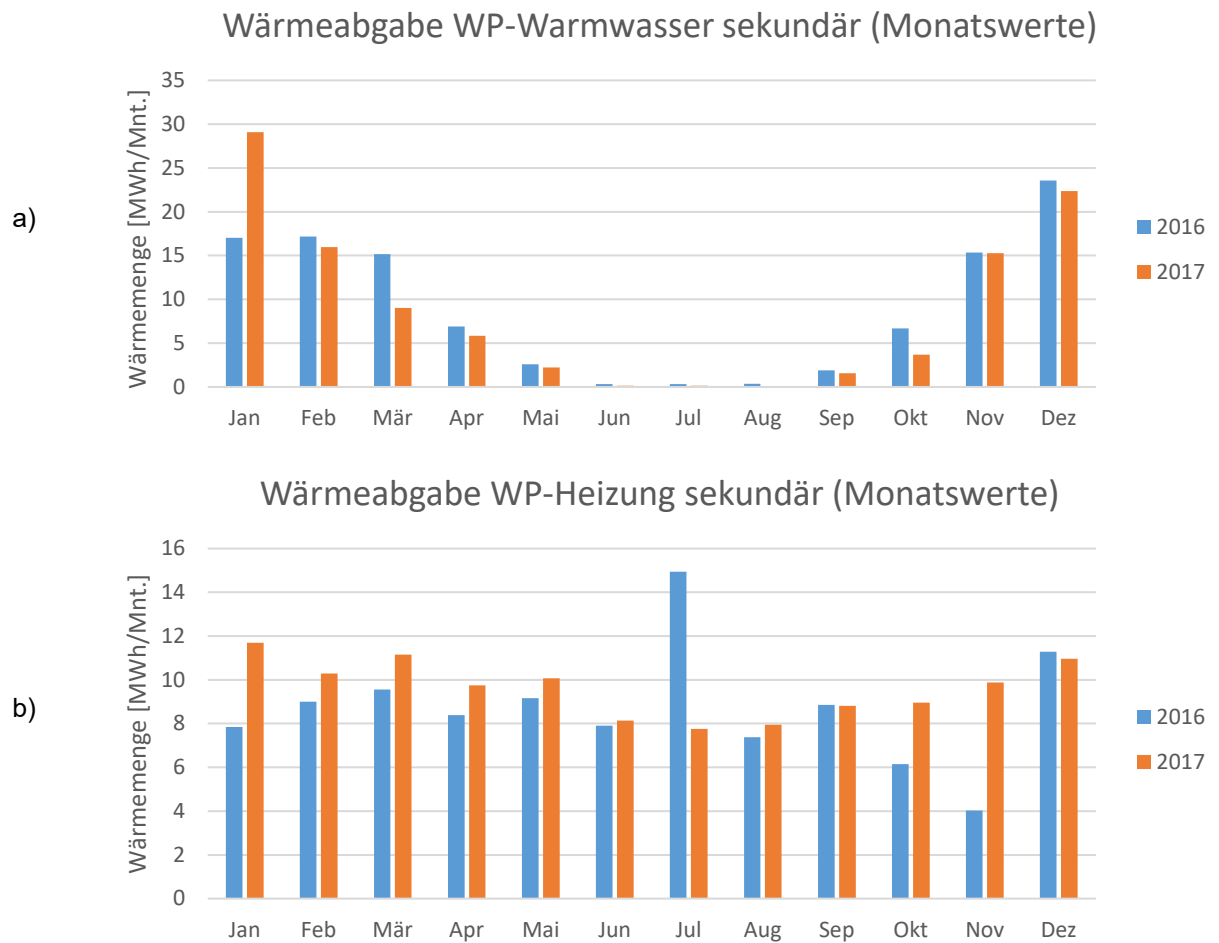


Abb. 34: Monatswerte der abgegebenen Wärmemengen (Zählerwerte) der WW-Wärmepumpe (a) und der Heizungs-WP (b).

Der Warmwasser-Wärmebedarf ist im Jahresverlauf mit Ausnahme weniger Ausnahmemonate erwartungsgemäss relativ konstant. Der Heizungswärmebedarf schwankt entsprechend den jahreszeitlichen Bedingungen.

Im folgenden Diagramm Abb. 35 sind nun die Arbeitszahlen der Wärmepumpen aufgezeigt, basierend auf den monatlich abgelesenen Zählerwerten. Hier ist keine exakte Aussage zu erwarten, es zeigt jedoch gut auf, in welchem Bereich die Arbeitszahlen der beiden separaten Wärmepumpensysteme ungefähr liegen. Die Heizungswärmepumpe erreicht im Durchschnitt eine Arbeitszahl von rund 5 und die Warmwasser-WP eine Arbeitszahl von gut 3.6.

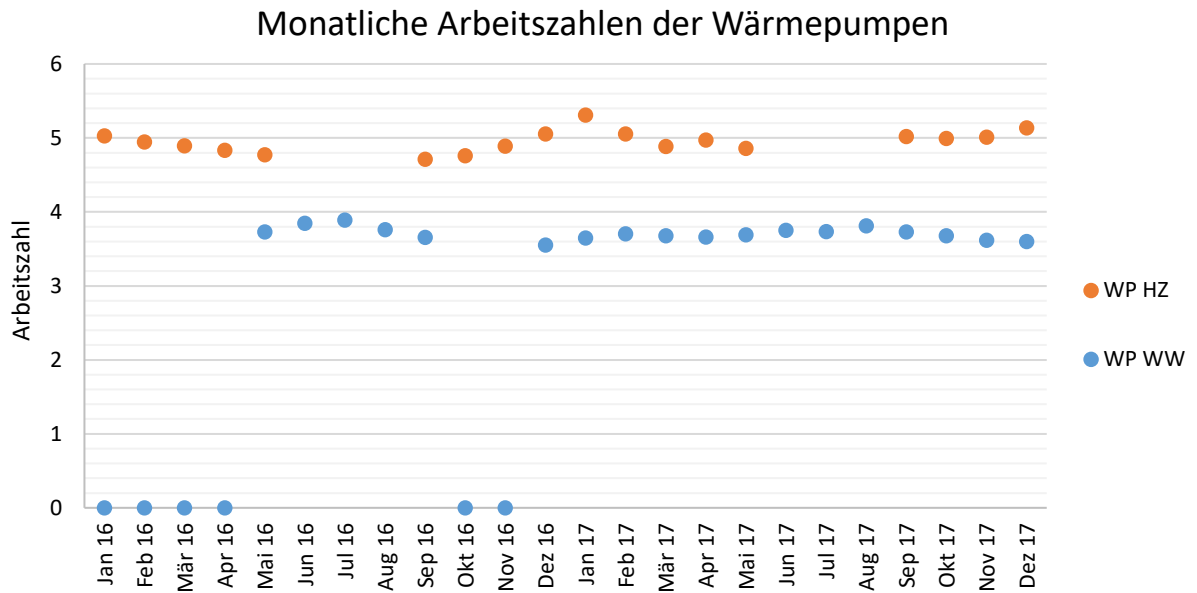


Abb. 35 Monatsarbeitszahlen der Heizungs- und Warmwasserwärmepumpe. Wenige nicht plausible Werte für die WW-Wärmepumpe wurden auf 0 gesetzt. Die Heizungs-WP ist in den Sommermonaten nicht aktiv und hat entsprechend keine Werte.

Allgemein liegen die Arbeitszahlen im erwarteten Rahmen. Ein Abnehmen der JAZ über die betrachteten Betriebsdauer ist aus diesen Daten nicht feststellbar. Dies deckt sich mit der Aussage aus der Betrachtung des Temperaturverlaufes beim Erdsondenfeld, dass es mit der vollständigen Regeneration des EWS Feldes zu keiner langzeitlichen Auskühlung des Erdreiches kommen wird.



## 4.2 Ergebnisse und Erkenntnisse Gesamtmessdauer 2014 – 2019

Aus der Zusammenstellung der jährlichen Wärmemengen der Quellen und Senken im Primärkreis (Erdsonden und Solaranlage) zeigt sich der Regenerationsgrad (Abb. 36), definiert als das Verhältnis zwischen der ins Erdreich eingespeiste Solarwärme und der dem Erdreich durch die WP entzogenen Wärme. Der blaue Anteil zeigt den Regenerationsüberschuss. Der Regenerationsgrad des Erdsondenfeldes liegt über alle betrachteten Jahre zwischen 109 und 133%. Dieser ist massgeblich vom Solarertrag abhängig. Dies da die Wärmemengen für die Senken (Heizung und Warmwasser) über dies aufgezeigten Jahre 2015 -2018 relativ konstant sind. Der Solarertrag ist im 2016 etwas niedriger und im 2018 (sehr sonnenreicher Sommer) etwas höher. In den anderen Jahren liegt er bei etwa 200 MWh thermisch.

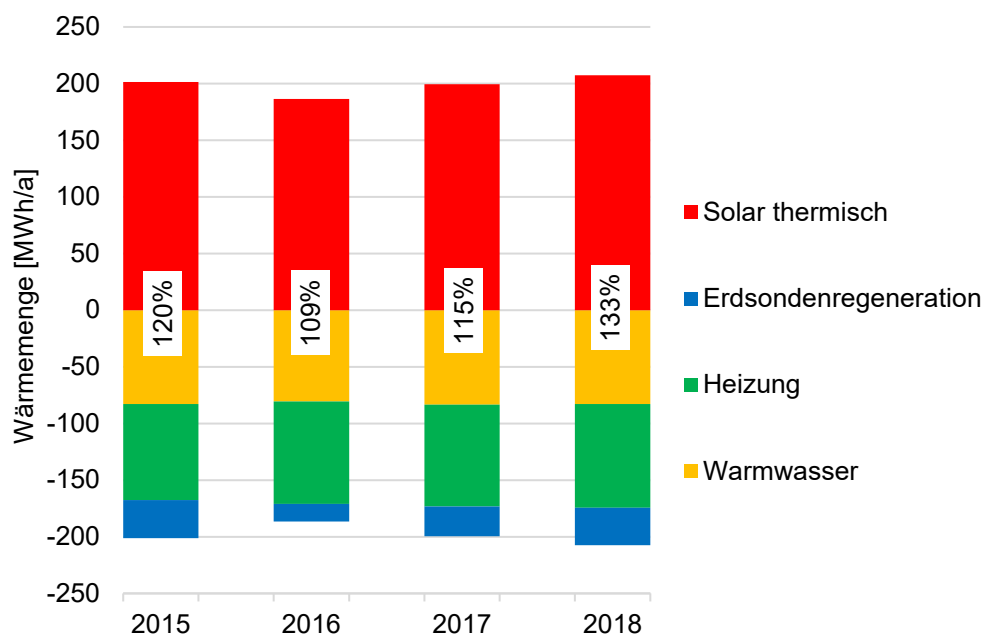


Abb. 36 Energiebilanz primärseitig der Systemtrennung (Wärmepumpen), solarthermischer Wärmeertrag gegenübergestellt den Senken im selben hydraulischen Kreis. Die Prozentzahlen entsprechen dem Regenerationsgrad des Erdsondenfeldes im jeweiligen Jahr.

Wird die Energiebilanz in der monatlichen Auflösung betrachtet (Abb. 37), so fällt auf, dass die Solaranlage im Oktober jeweils in etwa so viel Wärme liefert, wie aus dem Erdsondenfeld bezogen wird. Nach den Wintermonaten ohne Regeneration ist eine teilweise Regeneration des EWS-Feldes in manchen Jahren bereits ab dem Monate Februar möglich. Ab März wird jeweils bereits ein beträchtlicher Anteil des monatlichen Bezuges regeneriert.

Auf die Erdsondtemperaturen wirkt sich die Regeneration des EWS Feldes positiv aus (Abb. 38). Über die gesamte Betrachtungsdauer sind die Temperaturen von Vor- und Rücklauf der Erdsonden stabil und zeigen sogar eine leicht steigende Tendenz. Zu betrachten sind in diesem Zusammenhang insbesondere die Temperaturen in den Wintermonaten, wo keine solare Regeneration des Erdreiches stattfindet. In diesen Zeitperioden verhält sich die Fluidtemperatur gleich wie die Erdreichtemperatur. Das heisst, eine über die Jahre auftretende Absenkung der Erdreichtemperatur würde sich in einer Absenkung der Fluidtemperaturen in den Wintermonaten manifestieren. Eine solche Absenkung ist, anders als es etwa bei einem Erdsondenfeld ohne Regeneration zu erwarten wäre, nicht festzustellen. Ein Auskühlen des EWS-Feldes ist nicht ersichtlich und, in Anbetracht der Daten, auch zukünftig nicht zu erwarten.



Die Auslegung der Solaranlage ist bei dieser Anlage grosszügig, so dass sogar mehr Wärme ins Erdreich gespeist wird, als diesem entnommen wird. Es findet also eine „Überregeneration“ statt. Um eine längerfristige Temperaturabsenkung zu vermeiden wäre eine 100-prozentige Regeneration genügend. Auf Grund der gemachten Erkenntnisse aus diesem Projekt können also künftige Anlage in ähnlichen Systemen auch etwas geringer dimensioniert werden.

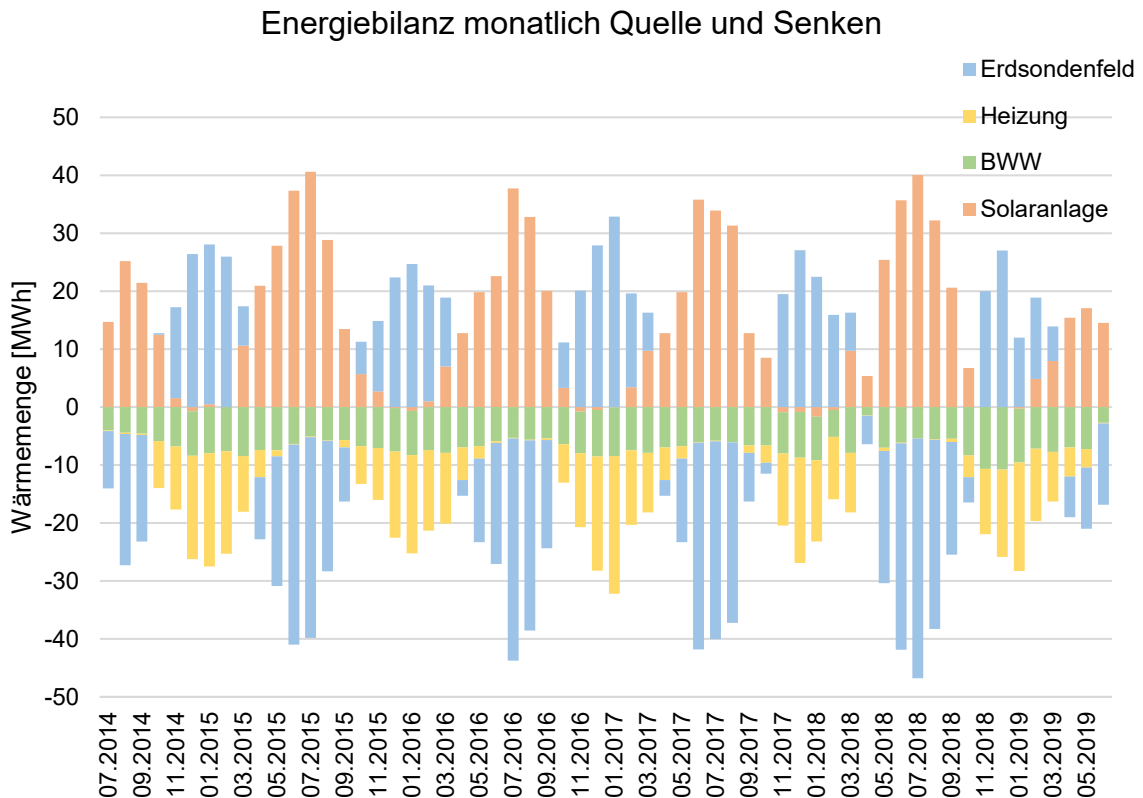


Abb. 37 monatliche Auflösung der Energiebilanz primärseitig der Systemtrennung (Wärmepumpen), solarthermischer Wärmeertrag gegenübergestellt zu den Senken im selben hydraulischen Kreis

Längerfristig bewirkt eine Überregeneration einen Anstieg der Erdreichtemperatur, im ungefähr gleichen Masse wie ein nicht regenerierter Wärmeentzug eine Temperaturabsenkung bewirkt. Die Daten scheinen eine leicht positive Tendenz der Temperaturentwicklung zu zeigen. Die Temperaturerhöhung hängt im Allgemeinen von der Energiebilanz der Erdsonden ab, das heisst von der netto ins Erdreich eingebrachten Wärme, und zusätzlich von der Geometrie des Sondenfeldes und der Erdreichbeschaffenheit. Quantitative Aussagen zur längerfristigen Temperaturerhöhung für den konkreten Fall des vorliegenden Erdsondenfeldes werden erst nach einigen weiteren Betriebsjahren gemacht werden können, bzw. könnten durch Simulationsrechnungen ermittelt werden.

Ein System wie das hier vorliegende könnte auch mit einem Regenerationsgrad unter 100% gut funktionieren. Wie viel Netto-Wärmeentzug pro Jahr möglich wäre, ohne dass die Fluidtemperaturen (Wasser) längerfristig in den Bereich des Gefrierpunkts von Wasser absinken, müsste ebenfalls durch Simulationsrechnungen bestimmt werden.

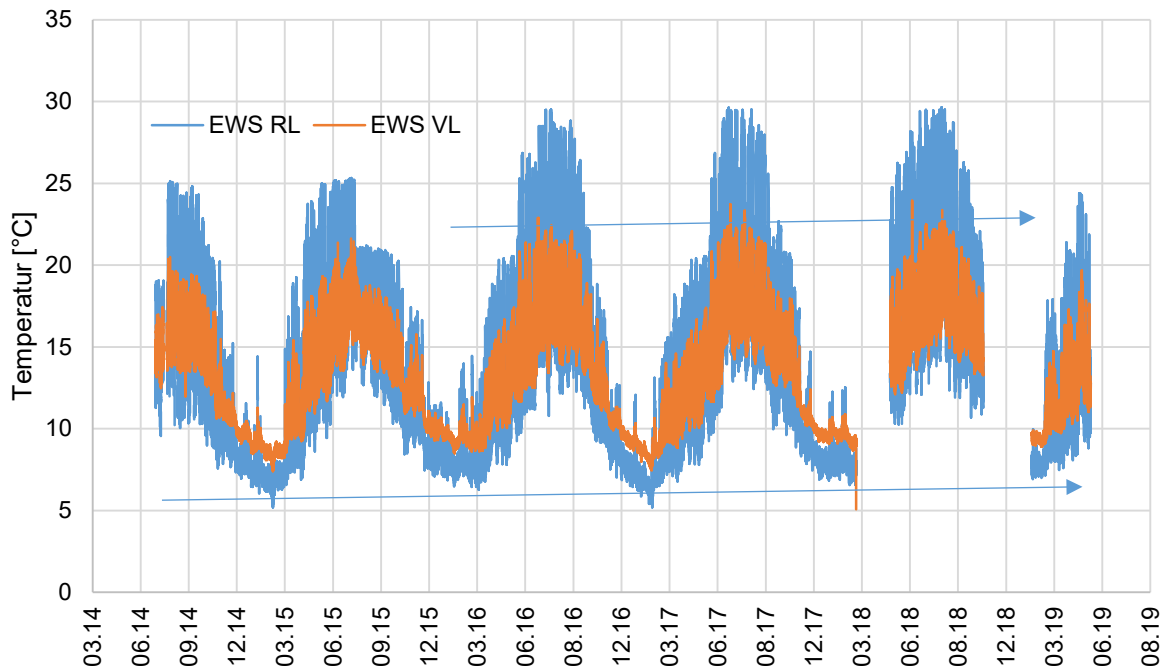


Abb. 38: Erdsondentemperaturen von Vor- und Rücklauf im Betrieb (Temperatur wenn effektiv Durchfluss vorhanden ist), Stundenmittel

Das Diagramm in Abb. 39 zeigt den Bezug und die Regeneration beim Erdsondenfeld. Die Kurve zeigt die eingebrachte und entnommene Wärmemenge beim Erdsondenfeld. Die Werte sind jeweils auf kumuliert, dies in monatlichen Schritten. Bei Bezug aus dem Erdsondenfeld ist die Steigung jeweils negativ. Bei der Regeneration ist die Steigung der Kurve positiv. Wird der Verlauf der gesamten Kurve betrachtet ist erkennbar, dass über die vergangen Betriebsjahre eine kontinuierliche Regeneration stattgefunden hat. Ab Juni 2017 ist der Zeitpunkt wo das Erdsondenfeld mit der Gesamtwärmemenge einer Heizsaison vorbeladen „überregeneriert“ worden ist.

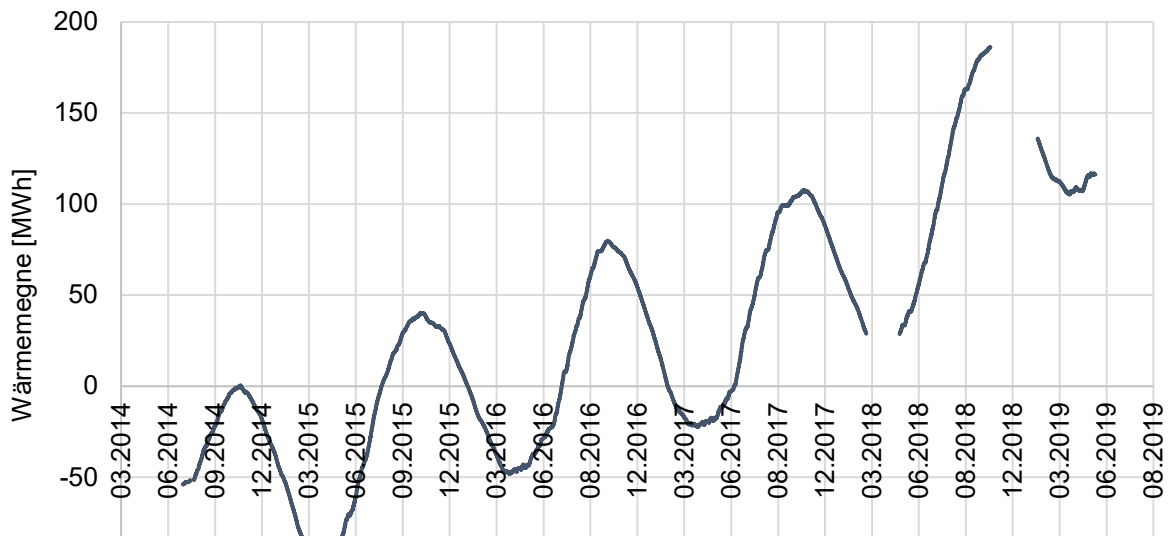


Abb. 39 Wärmeeintrag und Bezug beim Erdsondenfeld, die steigende Tendenz der Kurve zeigt die Überregeneration des Erdsondenfeldes.



## 5 Schlussfolgerungen, Erkenntnisse und Fazit

### 5.1 Zusammenfassung der Messergebnisse

Die Minima der Erdsonden-Fluidtemperaturen, welche jeweils in den Wintermonaten auftreten, liegen im Bereich von 7 - 8 °C und können durch die Regeneration mittels PVT Kollektoren auf einem stabilen Niveau gehalten werden. Im Sommer liegen die Fluidtemperaturen dank der Regeneration teilweise sogar über dem ursprünglichen Temperaturniveau.

Das Erdsondenfeld konnte bisher in jedem Kalenderjahr mit einem leichten Überschuss regeneriert werden. Der spezifische Wärmeertrag der PVT Kollektoren liegt bei dieser Systemeinbindung und einer Auslegung von 7.7 m<sup>2</sup> PVT Fläche pro kW Sondenentzugsleistung bei mindestens 300 kWh/(m<sup>2</sup>a), bezogen auf die PVT-Kollektorfläche. In den Jahren mit mehr solarer Einstrahlung ist der spezifische Ertrag dementsprechend höher und erreicht bis 330 kWh/(m<sup>2</sup>a). Die mit der thermischen Leistung gewichtete mittlere Kollektortemperatur liegt bei etwa 20°C.

Die thermische Aufnahmeleistung des Erdsondenfeldes konnte erheblich erhöht werden, in dem die maximale Eintrittstemperatur in das Erdsondenfeld auf 30°C angehoben wurde. Die Leistung liegt dann in der Spitze bei über 220 kW.

Im Regenerationsbetrieb wird ein hoher Anteil der Gesamtenergiemenge in den hohen Leistungsklassen der Solaranlage bzw. des Erdsondenfeldes gewonnen. Daher ist es wichtig, die Temperaturbegrenzung möglichst hoch zu setzen und z.B. bei Herstellern die Betriebsbedingungen für die Sonden freigeben zu lassen. Dies kann mit einer Häufigkeitsverteilung der Temperaturen bei Herstellern angefragt werden. Mit hohen Eintrittstemperaturen am Sondenfeld kann das Anlagenpotential ausgeschöpft und muss nicht mit regelungstechnischen Eingriffen auf eine bestimmte Leistung zurückgeregelt werden.

Die Vorlauftemperatur aus dem Erdsondenfeld kann durch die Regeneration auf einem stabilen Niveau gehalten werden, diese bewirkt hohe und konstante Arbeitszahlen der beiden Wärmepumpen. Die Heizungs-Wärmepumpe erreicht eine JAZ von etwa 5, die Warmwasser Wärmepumpe eine JAZ von etwa 3.6.

Bei Systemen, welche auf der Primärseite der Wärmepumpe nicht mit Wasser, sondern mit einem Wasser-Glykol-Gemisch betrieben werden, sollte die hydraulische Einbindung der PVT-Anlage wenn möglich so erfolgen, dass die PVT-Anlage neben der Erdsondenregeneration auch als direkte Quelle für die Wärmepumpen genutzt werden kann. Damit könnten die Wärmeerträge der PVT-Anlage in den kälteren solarstrahlungsärmeren Monaten November bis Februar erhöht werden (Solarwärme und Umgebungswärme, bei Betrieb der Kollektoren unter Umgebungstemperatur). Zusätzlich liesse sich so das Erdsondenfeld in dieser Zeit entlasten.

### 5.2 Planungs- und Auslegungshinweise

#### 5.2.1 Dimensionierung Hybridkollektoranlagen - Verhältnis von Kollektorfläche zu Sondenmetern

Das Verhältnis der Kollektorfläche zur Grösse des Erdwärmesondenfeldes hat einen Einfluss auf den Wärmeertrag der Hybridkollektoranlage. Ist das Verhältnis klein, d. h. bei einer kleinen Hybridkollektoranlage und einem grossen Erdwärmesondenfeld, ist der Wärmeeintrag aus der PVT-Anlage ins EWS-Feld klein im Vergleich mit der dem EWS-Feld entzogenen Wärme. In diesem Fall leistet die PVT-Anlage nur einen kleinen Betrag zur Regeneration des EWS-Feldes. Der auf die Kollektorfläche bezogene Wärmeertrag der PVT-Kollektoren ist jedoch hoch, da die Erdsondentemperaturen auch durch starken Regenerationsbetrieb im Sommer nur schwach beeinflusst werden, und damit die Kollektoren effizient auf niedrigem Temperaturniveau betrieben werden können.



Bei einem grossen Verhältnis, also ab etwa  $0.25 \text{ m}^2/\text{m}$  (Kollektorfläche pro Sondenmeter), ist die Situation umgekehrt. Mit der PVT-Anlage kann dann ein hoher Regenerationsgrad erzielt werden. Der flächenspezifische Wärmeertrag der Kollektoren ist jedoch kleiner, da diese zeitweise auf höheren Temperaturen betrieben werden, aufgrund der beschränkten Leistungsaufnahmefähigkeit des EWS-Feldes.

Im System Oberfeld beträgt das Verhältnis zwischen Kollektorfläche und gesamter Sondenlänge  $0.23 \text{ m}^2/\text{m}$  und es wurden damit Regenerationsgrade etwas über 100 % erreicht. Was das optimale Verhältnis ist, hängt zum einen ab von der Anordnung und Länge der Sonden und der Erdreichbeschaffenheit, da diese Parameter bestimmen, wie das Erdreich auf Wärmeentzug- und -einspeisung reagiert, und zum andern von den Optimierungszielen, also ob etwa die Kosten minimiert werden sollen, oder der Stromverbrauch der Systems. Das Optimum muss also jeweils im Einzelfall mit Hilfe von Simulationen und mit den gesetzten Kriterien ermittelt werden.

### 5.2.2 Temperaturprofil bei Sondenregeneration

In Abb. 40 ist die Häufigkeitsverteilung der Temperaturen bei solarer Regeneration mit einer Hybridkollektoranlage abgebildet. Die simulierten Daten gelten für das in Polysun als Standardvariante hinterlegte „ETH-Niedrig-Exergie-System 1“, mit angepasster Kollektorfeldgrösse. Die Wärmepumpe ist um Faktor 2.5 grösser gewählt als standardmässig im Template hinterlegt. Die Grösse der Felder ist so gewählt, dass die Eintrittstemperatur ins EWS-Feld:

- bei Feld 1 nicht über  $30^\circ\text{C}$  steigt. ( $0.175 \text{ m}^2$  Kollektorfläche pro Sondenmeter, 60% regeneriert)
- bei Feld 2 nicht über  $40^\circ\text{C}$  steigt. ( $0.4 \text{ m}^2$  Kollektorfläche pro Sondenmeter, 90% regeneriert)

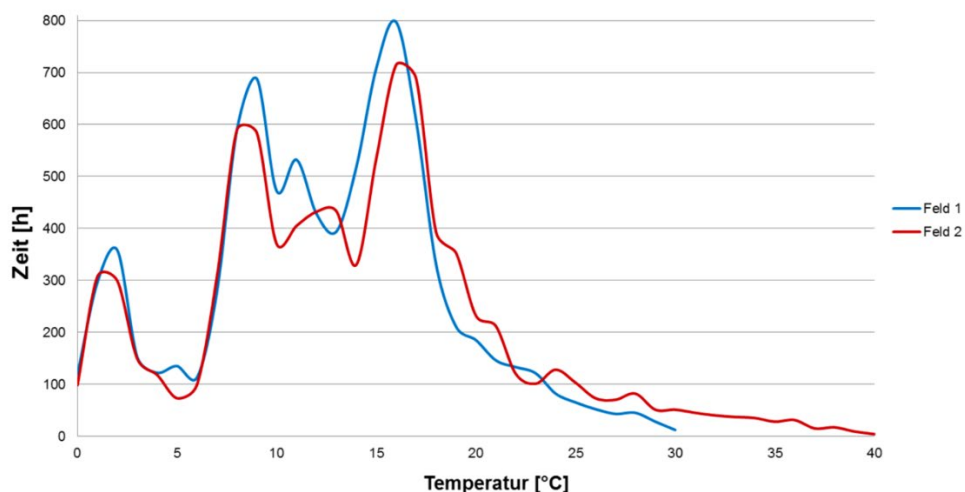


Abb. 40 Häufigkeitsverteilung der EWS-Temperaturen bei Regeneration eines Erdwärmesondenfeldes

Aus dem Temperaturprofil ist ersichtlich, dass Temperaturen über  $25^\circ\text{C}$  nur einen sehr kleinen Anteil ausmachen.

### 5.2.3 Temperatur und Lebensdauer der Sonden

Wegen der Temperaturbeständigkeit des Sondenmaterials, bzw. Vorschriften der Bewilligungsbehörden (kantonal unterschiedlich) muss die Eintrittstemperatur in die Sonden meist beschränkt werden. Für Standardsonden (PE 100 oder PE 100 RC) geben die meisten Hersteller eine maximale Betriebstemperatur von  $40^\circ\text{C}$  an, aber nur bei  $20^\circ\text{C}$  eine Lebensdauer von über 100 Jahren.





Mit einem simulierten Temperaturprofil kann beim Sondenhersteller eine Lebensdauerberechnung angefragt werden. Beispielsweise ist für beide in Abb. 40 dargestellten Temperaturverteilungen (Feld 1 und Feld 2) von Haka Gerodur eine Lebensdauer von 100 Jahren mit dem Sondenmaterial PE 100 bestätigt worden.

Durch den Einsatz von Zwischenspeichern kann die Laufzeit der Sonden bei Temperaturen über 20°C deutlich verlängert werden. Bei deutlich erhöhter Temperaturbelastung kann auf Sondenrohrmaterialien mit erhöhter Temperaturstabilität, beispielsweise PE RT, zurückgegriffen werden.

#### 5.2.4 Hydraulische Auslegung der Dachanlage

Die Hybridkollektoren mit Mäanderabsorber und hohem Druckverlust werden alle parallel verschaltet. Dies ermöglicht eine sehr flexible Gestaltung der Dachanlage und gewährleistet ein grosses Druckverlustverhältnis zwischen Kollektor und zugehörndem Leitungsabschnitt. Zusammen mit einer Verschaltung nach Tichelmann-Prinzip ergibt sich eine gleichmässige Durchströmung aller Kollektoren.

Die Dimensionierung (Rohrdurchmesser) der Verrohrung ist ein Kompromiss zwischen Druckverlust und Strömungsgeschwindigkeit in der Leitung. Einerseits soll der Druckverlust nicht zu hoch ausfallen. Dies würde zu einer erhöhten Leistungsaufnahme und allenfalls auch zur Wahl einer grösseren Umwälzpumpe führen. Andererseits soll die Strömungsgeschwindigkeit im Leitungssystem nicht zu tief sein, da dadurch die Entlüftung des Systems beeinträchtigt wird.

Die hydraulische Auslegung erfolgt in den folgenden Schritten:

1. Modullayout festlegen und Hybridkollektoren bezeichnen, falls PV- und PVT-Kollektoren installiert werden sollen
2. Kollektorfelder definieren
3. Durchmesser der Strangleitungen für jedes Feld bestimmen
4. Durchmesser der Hauptleitungen bestimmen
5. Druckverlustrechnung für die Dachanlage und weiteren hydraulischen Teile durchführen.

In Abb. 41 sind die Bezeichnungen und Verschaltung der Leitungen ersichtlich.

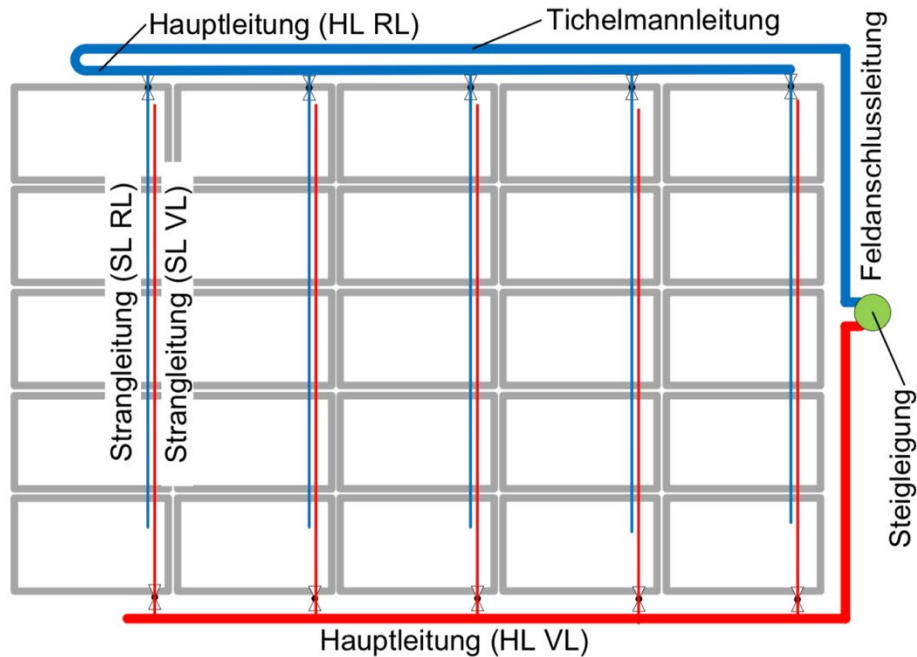


Abb. 41 Prinzipstrangschemata eines Teilfeldes

## 5.2.5 Komponenten der Hybridkollektoranlage

### Pumpen

Die Pumpen können auf den Nennvolumenstrom ( $=50\text{l/h} \cdot \text{Anzahl Module}$ ) ausgelegt werden, um die Pumpleistung gering zu halten. Ein weiterer Ansatz ist, die Pumpen mit 20% Reserve auszulegen. Dies bietet Spielraum bei einer dynamischen Regelung mit variablem Förderstrom. Es können Pumpen mit oder ohne Frequenzumformer eingesetzt werden. Ein Frequenzumformer ermöglicht den Volumenstrom der Anlage gezielt einzustellen oder nach Bedarf zu regeln.

### Temperaturfühler

Für die Regelung der Solaranlage wird ein Temperaturfühler am Hybridkollektor benötigt. Der Fühler wird vorteilhaft im mittleren Bereich eines Moduls angebracht. Er kann mit einer Federclips an ein Mäanderrohr befestigt werden. Das Modul mit dem Temperaturfühler sollte vorteilhaft von weiteren Modulen umgeben sein, sich also nicht im Randbereich der Anlage befinden. Die Wärmeverluste im Randbereich sind stärker als in der Mitte.

Die Temperaturen der Kollektoren in der Mitte des Feldes können somit allenfalls schon höher sein und für das Einschaltkriterium genügen. Die genaue Montage des Fühlers ist im Dokument „Montageanleitung für Hybridkollektoranlagen auf Flachdächern“ (siehe Anhänge) genau beschrieben.

### Bypass Wärmetauscher

Im Technikraum sollte im Solarkreislauf ein Bypass des Wärmetauschers eingesetzt werden. Wird ein wasserbetriebenes Erdwärmefeld angeschlossen, ist dies dringend anzuraten. Ein Einfrieren des Wärmetauschers kann mit der entsprechenden Regeleinstellung verhindert werden.



### 5.2.6 Einbindung der PVT-Anlage

Der Solarkreislauf kann mit dem Bypass kurzgeschlossen werden. Der Volumenstrom geht nicht über den Wärmetauscher. Bei Temperaturen unter dem Gefrierpunkt und einer Schönwetterlage ist es möglich, dass die Solaranlage in Betrieb geht. Das stehende Fluid in den Leitungen hat jedoch Minustemperatur und wird ohne Bypass Einbindung zum Wärmetauscher befördert. Auf der Sekundärseite kann dadurch das Wasser frieren und den WT beschädigen.

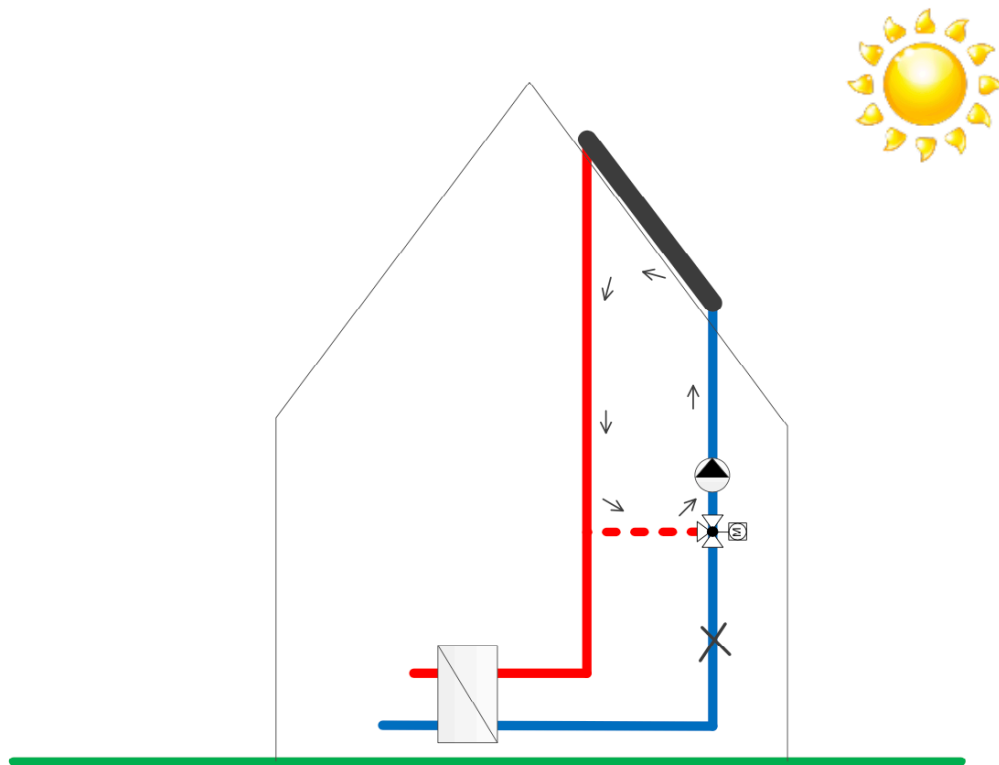


Abb. 42 Prinzipschema Bypass Wärmetauscher

Das Prinzipschema zeigt die mögliche Einbauart des Bypasses. Der Wärmetauscher kann damit vor Frostschäden geschützt werden.

Der Bypass könnte auch als Mischventil eingesetzt werden, um die Temperatur am Wärmetauscher auf einen bestimmten Wert zu begrenzen. Dies beispielsweise, um die Eintrittstemperatur in das EWS Feld zu begrenzen. Dazu wird der warme mit dem kalten Fluidstrom gemischt. Dabei ist die im obigen Prinzipschema Abb. 42 dargestellte Einbauart zu bevorzugen.

Möglich ist auch folgende Einbauart im Prinzipschema Abb. 43 ersichtlich. Bei Frostgefahr ist diese Einbauart jedoch nicht zu empfehlen und ist nur mit erhöhtem Regelungsbedarf einsetzbar. Das Glykol mit Minustemperatur kann nur in kleinen Mengen dem kurzgeschlossenen Kreislauf (markiert durch die Pfeile) beigemischt werden. Ansonsten könnten am WT Frostschäden entstehen.

Allgemein ist ein Nachteil der Beimischung, dass dadurch die Solaranlage zwangsläufig in der Leistung gedrosselt wird. Dabei spielt der Einbauort des Mischventils keine Rolle (Bypass WT Abb. 42, Bypass Solar Abb. 43). In beiden Fällen wird die Fluidtemperatur in der Solaranlage erhöht und damit auch die thermischen Verluste.

Will man die Leistung und den Ertrag der Anlage trotzdem möglichst hoch halten, könnte eine zusätzliche Senke an die Anlage angebunden werden. Als Beispiel ein Pufferspeicher oder die Wärmepumpen könnten primär Wärme von der Solaranlage ziehen.

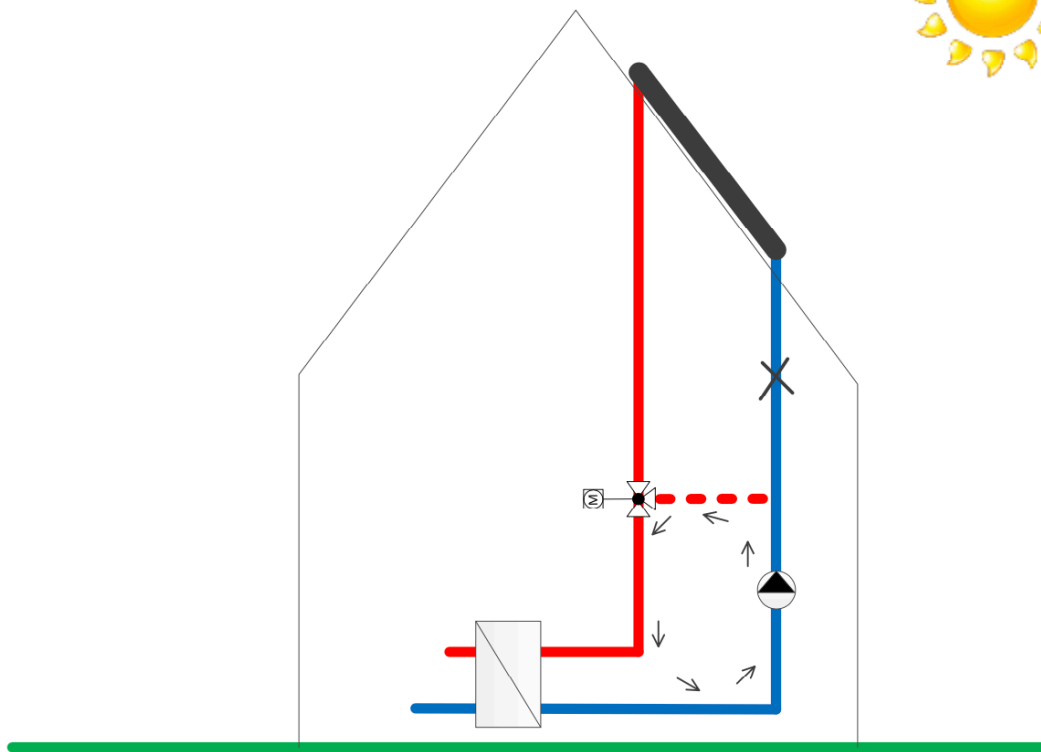


Abb. 43 Prinzipschema Bypass Solarkreis

### Wärmetauscher (WT)

Der Wärmetauscher ist eine wichtige Komponente in jedem Gesamtsystem. Um die Temperaturdifferenz ( $dT$ ) zwischen Primär- und Sekundärseite klein zu halten, sollte er nicht knapp dimensioniert werden. Mit einer für Solaranlagen üblichen Wärmetauscher-Dimensionierung beträgt die durchschnittliche Temperaturdifferenz am Wärmetauscher 5 K.

Eine kleine Temperaturdifferenz beim WT wirkt sich positiv auf die gesamte Anlagenleistung und die thermische Bilanz aus. Bei klein ausgelegten Wärmetauschern ist die Temperaturdifferenz  $dT$  höher. Dies erhöht wiederum die mittlere Kollektortemperatur und führt zu schlechterer Anlageleistung. Ebenso wird mit jedem WT die Temperaturdifferenz zwischen Senke und Quelle um die Temperaturdifferenz  $dT$  des WT erhöht. In der Regel um etwa  $5^{\circ}\text{C}$ . Dies führt wiederum zu einer Erhöhung der Kollektortemperatur um denselben Wert  $5^{\circ}\text{C}$ . Bei der zusätzlichen Einbindung von Wärmetauschern in ein System, sollte dies berücksichtigt werden. In diesem Fall sollten auch die Wärmetauscher entsprechend dimensioniert werden.

Folgend sind Richtwerte für die Dimensionierung der Wärmetauscher angegeben. Mit Simulationen können die Wärmetauscher in Bezug auf Übertragungsleistung und ökonomischen Aspekten optimierte werden.

Faustformel Glattrohr-Wärmetauscher: Die spezifische Wärmetauscherfläche sollte bei etwa  $0.25 \text{ m}^2$  Wärmetauscher-Fläche pro  $\text{m}^2$  Kollektorfläche liegen.

Faustformel Plattenwärmetauscher: Die spezifische Wärmetauscherleistung sollte bei etwa  $400 \text{ W}$  pro  $\text{m}^2$  Kollektorfläche liegen, dies bei einer mittleren Temperaturdifferenz von 5 Kelvin.



### Membranausdehnungsgefäss (MAG)

Das MAG kann für den Betrieb ohne Dampfbildung im Kollektorfeld ausgelegt werden. Da es sich um unabgedeckte Kollektoren handelt, liegt die Stagnationstemperatur bei ca. 80°C, Dampfbildung im Kollektorfeld ist daher ausgeschlossen. Das MAG kann dementsprechend kleiner dimensioniert werden und es ist auch kein Vorschaltgefäss nötig.

### Spülanschlüsse

Die Anlage wird bei der Inbetriebnahme befüllt und muss gründlich gespült werden. Nur ein einwandfreies Inbetriebnehmen und Spülen der Anlage gewährleistet einen reibungslosen Betrieb und hohe Erträge der Anlage.

Mit dem Spülen der Anlage wird die im System enthaltene Luft entfernt. Spülanschlüsse sind bei den PVT- Anlagen im Vor- und Rücklauf einzubringen. Die Standardanschlüsse mit 3/4 Zoll-Durchmesser können für kleinere Anlagen eingesetzt werden. Bei grösseren Anlagen mit mehr als 80 Kollektoren sollten mindestens 1- Zoll-Anschlüsse verbaut werden.

Sind die Spülanschlüsse zu klein dimensioniert kann die Anlage nicht ordnungsgemäss gespült werden. Der Druckabfall über die Anschlüsse ist hoch, die Fördermenge der Spülpumpe reduziert sich demzufolge drastisch. Dadurch ist die Fliessgeschwindigkeit gering und Luft bleibt im System hängen. Dies beeinträchtigt den Betrieb der Anlage erheblich. Zum Spülen sollte eine starke Jetpumpe (z.B. Grundfos JP6) eingesetzt werden.

Bei grösseren Anlagen mit mehr als 80 Kollektoren sind die Anlagen über zusätzliche Absperrungen so auszulegen, dass Anlageteile separat und partiell in Betrieb genommen und gespült werden können.

### Galvanik – Materialmix in Anlagen

Bei der Wahl der Komponenten sollte darauf geachtet werden den Materialmix im System möglichst klein zu halten. Speziell verzinkte Stahlrohre sowie auch Eisenrohre dürfen im hydraulischen System nicht verbaut werden. In Kombination mit Aluminium (Absorberblech am Hybridkollektor) sind diese Materialien ungeeignet.

Die weiteren möglichen Materialien in den Installationen sind teilweise: Stahl, Eisen, Messing, Kupfer. Auf Stahl, Eisen und verzinkte Materialien im System ist unbedingt zu verzichten. Die Kunststoffrohre sind nicht diffusionsdicht, daher kann Sauerstoff in das System gelangen und oxidiert mit dem Stahl/Eisenrohren zu Eisenoxid (Rost).

Bei verzinkten Rohren im System kann Zink in das Aluminium hinein diffundieren und dabei zu interkristalliner Korrosion (Lochfrass) führen.

### Arbeitsmedium – Anlagenfluid

Die Hybridkollektoranlage ist mit einer Propylenglykol-Wasser-Mischung mit einer Mindestkonzentration von 35% Glykolanteil zu füllen. Dieses ist als Glykol L bezeichnet, und im Kontakt mit Lebensmitteln einsetzbar. Es ist daher unbedenklich bei Kontamination des Trinkwasserkreislaufes. Die Mischung muss die erforderlichen Korrosions-Inhibitoren für Solaranlagen enthalten.

Allgemein muss das Glykol bei der Kombination von mehreren Materialien im System den nötigen Korrosionsschutz aller dieser Materialien sicherstellen. Ausserdem muss es für den Einsatztemperaturbereich freigegeben sein.

Der Hersteller muss die Eignung für Aluminium bestätigen. (z.B. durch ASTM D1384) Bei der Befüllung sind die Vorgaben des Herstellers zu beachten. Konzentrate müssen nach Herstellerangabe vor dem Füllen ausserhalb der Anlage gemischt werden. Auf das korrekte Mischungsverhältnis ist zu achten. Es ist eine Messung der Mischung vom Installateur einzufordern.



### 5.2.7 Steuerung der PVT-Anlagen

Die Regelungsparameter sind anlagenspezifisch zu definieren. Sie sollten während des Betriebes der Anlage mehrfach überprüft, beurteilt und gegebenenfalls angepasst werden. Der Ertrag der PVT-Anlage kann dadurch optimiert werden. Da die Systeme sehr unterschiedlich sind, stellen folgende Kriterien Möglichkeiten für eine Regelung dar.

Natürlich sollte ein Messsystem zur Überwachung der Systemleistung eingeplant werden. Das ermöglicht erst ein effektives Monitoring und eine optimale Regelung der Anlage. Die minimalen Messpunkte welche dabei erfasst werden sollten sind:

- Temperaturen im VL und RL Volumenstrom (Massenstrom) Globalstrahlung (Referenzzelle) Aussentemperatur
- Für weitere Anlagenteile (EWS, Heizung, BWW) Temperatur und Volumenstrom (Wärmemengenzähler)

Einschaltkriterien:

- Die Temperatur der Solaranlage liegt über der Speichertemperatur (dT Wärmetauscher 4°C miteinbeziehen).
- Temperatur der Solaranlage liegt mindestens 4°C über der letzten bekannten EWS VL Temperatur. (dynamisch).  $\rightarrow (dT_{WT}) + x \text{ °C (dT EWS-Erdreich)}$
- Dieses Kriterium wird konstant abgefragt. Bei einer Temperaturdifferenz am WT zwischen Solaranlage RL und EWS VL  $dT \geq 4K \rightarrow$  Die Pumpe läuft weiter.
- Die Solaranlage dient als WT; es wird Wärme aus der Umgebungsluft gewonnen und nicht aus dem Erdreich entzogen. Aussentemperatur liegt über der Temperatur der Solaranlage und liegt gleich oder sogar höher als die (Erdreichtemperatur)  $\rightarrow$  Solaranlage wird mit der Wärmepumpe gekoppelt.

Ausschaltkriterien:

- Temperaturunterschied zwischen Solaranlagen RL (Eintritt) und EWS VL (Austritt) ist geringer als 2°C. Die Anlage liefert keine Leistung.  $dT \leq 2 K$  am WT  $\rightarrow$  Anlage ausschalten.
- gesättigtes Erdreich.  $dT_{EWS VL \text{ und } RL} \leq 1 K \rightarrow$  Anlage ausschalten.
- Regenerationstemperatur überschritten. EWS RL z.B. 35°C  $\rightarrow$  Anlage ausschalten oder auf andere Senke umschalten.

#### Direktbetrieb

Wird die Solaranlage als Quelle für die Wärmepumpe geschaltet, kann die Anlage in Betriebszuständen gefahren werden die auch nachts einen Wärmeenergiebeitrag liefern. Bei EWS-Systemen muss die Wärme die aus der Umgebung gewonnen werden kann und nicht aus dem EWS-Feld entzogen werden und daher auch nicht wieder eingebracht werden. Der Bezug aus dem EWS-Feld sinkt damit. Ebenfalls ist es denkbar eine Sole/Wasser-Wärmepumpe ausschliesslich über Hybridkollektoren mit Quellwärme zu beliefern. In diesem Fall ist allerdings für den Vereisungsfall ein elektrisches oder fossiles Backup einzuplanen.



### 5.2.8 Retention und Begrünung von Flachdächern

Von der Begrünung der Flachdachflächen, welche für PV- oder PVT-Anlagen vorgesehen sind, ist nach Möglichkeit abzusehen. Ebenfalls sollte kein Dachsubstrat verwendet werden, welches den Pflanzenwuchs fördert. Hochwachsende Pflanzen auf den Dächern führen zu verstärktem Wartungsaufwand, da diese in periodisch zu entfernen sind, um Ertragsverluste durch Verschattung zu verhindern.

Am wartungsärmsten sind Anlagen auf herkömmlichem Rundkies. Für den Aufbau einer Solaranlage auf einem Substratdach mit extensiver Begrünung empfehlen wir den Einsatz einer Schutzfolie unter dem Montagesystem der Solarmodule.

## 5.3 Anlagenbetrieb

### 5.3.1 Empfehlung Betriebsoptimierung

Grundsätzlich ist es dringend zu empfehlen nach Inbetriebnahme der Anlage den Betrieb professionell zu überwachen und bei Bedarf zu optimieren. Dabei ist insbesondere Augenmerk auf folgende Parameter zu achten:

- Verdampfeintrittstemperaturen (ideal: im Hochbetrieb unter 25°C je nach WP-Spezifikationen)
- Solarertrag (ideal: deutlich über 300 kWh/ m<sup>2</sup>a thermisch exkl. Stromertrag)
- Einschaltungen (ideal: keine Einschaltungen ohne Solarertrag)
- Systemjahresarbeitszahlen (ideal: über 5 im Neubau und über 4 in der Sanierung)

### 5.3.2 Empfehlung Wartung und Unterhalt

Sämtliche auch für PV-Anlagen nötige Wartungsarbeiten sollten regelmässig durchgeführt werden:

- Unkraut entfernen
- Module reinigen (bei rahmenlosen Modulen, die über 10° geneigt sind, nur bei Luftbelastung nötig).
- Sichtkontrolle der Steckverbindungen

Für PVT-Anlagen sind weitere Arbeiten nötig:

- Systemdruck prüfen
- Bei Druckabfall: Dichtigkeit der Dachanlagen (Unsicherheiten bei der Ausrührung der Kunststoffschweissungen – Regelmässige Sichtkontrolle nötig)



## 6 Ausblick und zukünftige Umsetzung

### 6.1 Relevanz des untersuchten Systems für die Schweizer Gebäudeenergieversorgung

Für die mittelfristige Dekarbonisierung der Wärmeversorgung der Schweizer Gebäude spielen Wärmepumpen eine grosse Rolle. Vor dem Hintergrund der parallel umzuwandelnden Stromversorgung ist insbesondere der elektrische Leistungsbedarf der im Winter für thermische Zwecke eingesetzt wird von entscheidender Bedeutung. Somit sollte angestrebt werden, möglichst hocheffiziente Wärmepumpensysteme, welche im Winter mit hohen Quelltemperaturen arbeiten, einzusetzen. Die Erdwärmesondenwärmepumpe ist dazu grundsätzlich sehr gut geeignet.

Erdwärme ist allerdings nicht, wie oft wahrgenommen, unbegrenzt verfügbar und per se nachhaltig. Sie ist vielmehr eine endliche Ressource, insb. im urbanen Raum mit hoher Dichte von Nutzungen. Studien im Kanton Zürich<sup>9,10</sup> weisen schon jetzt darauf hin, dass die gegenseitige Beeinflussung von benachbarten Erdwärmesonden nicht länger vernachlässigt werden kann.

Es kann also davon ausgegangen werden, dass mittelfristig für grössere Ansammlungen von Erdsonden die Regeneration (Rückspeisung von Energie) sogar vorgeschrieben oder die Erdwärme konzessioniert wird.

Schon jetzt ist durch die Vorgabe zur Simulation der Sondentemperaturen über 50 Jahre (SIA 384) mit Simulationsprogrammen wie Polysun und EWS die gegenseitige Sondenbeeinflussung genau zu bestimmen. Es ist eine Tatsache, dass mit ansteigender Sondenanzahl pro Fläche die maximal mögliche Sondenbelastung exponentiell abnimmt. Dem kann mit Regeneration nicht nur entgegnet werden, sondern es kann langfristig eine hohe Sondenbelastung mit regenerierten Sonden nachhaltig betrieben werden. Somit stellt sich die Frage, ob die technischen und ökonomischen Aufwände für die Regeneration, durch die Ersparnis, die sich aus der Reduktion der nötigen Erdwärmesondenmetern ergibt, kompensiert werden können. Diese Frage soll näherungsweise im nächsten Kapitel erörtert werden:

### 6.2 Regenerationsparität

In Zusammenarbeit mit der Allianz 2SOL für emissionsfreie Gebäude ([www.2SOL.ch](http://www.2SOL.ch)) ist eine nicht streng wissenschaftliche, jedoch gut zur Veranschaulichung dienliche Simulationsstudie durchgeführt worden.

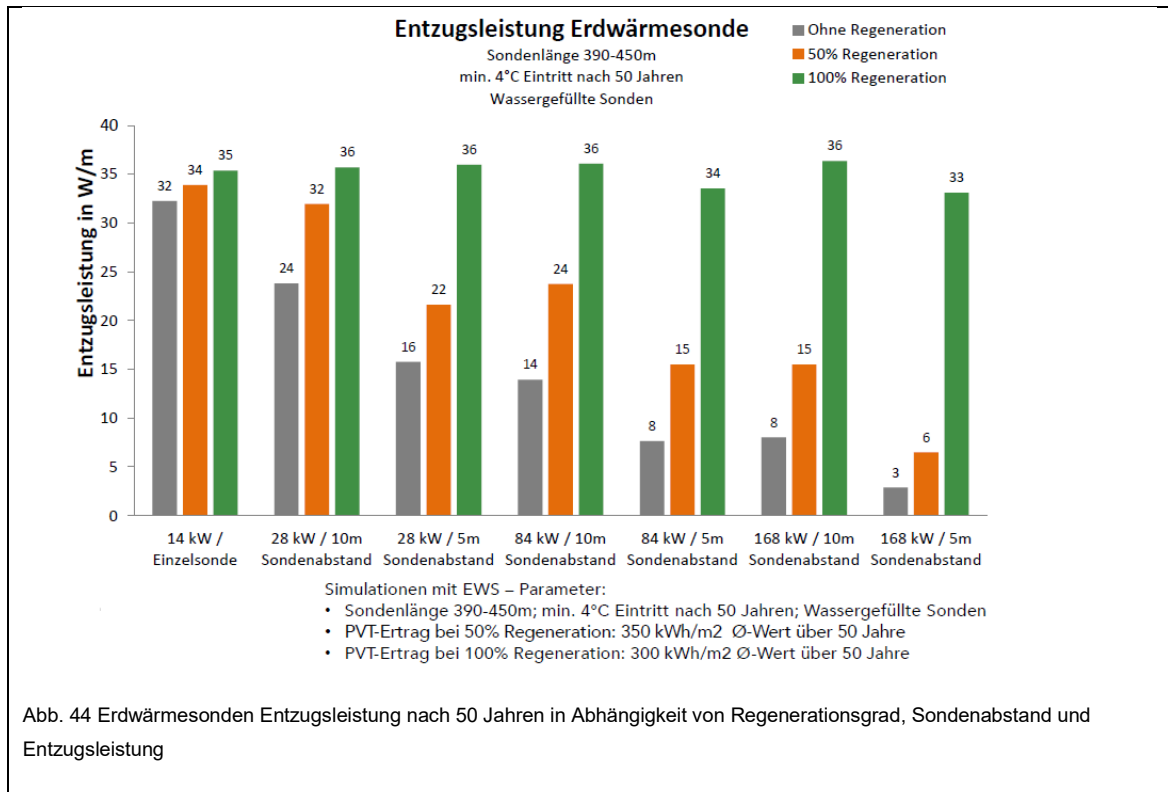
Der Begriff Regenerationsparität ist für den Punkt eingeführt worden, an dem die Einsparung an Sondenmetern den monetären Investitionsaufwand für die Regeneration kompensiert, im Falle dieses Projektes also die Erstellungskosten der PVT-Anlagen. Die Einsparungen im Betrieb über höhere Effizienz durch geringeren Stromverbrauch von regenerierten Systemen sind dabei als Vereinfachung noch nicht berücksichtigt.

---

<sup>9</sup> Wagner R. und Weisskopf T., „Erdsondenpotenzial in der Stadt Zürich“, im Auftrag des Amtes für Hochbauten der Stadt Zürich, 2014

<sup>10</sup> Persdorf P., Ruesch F. und Haller M., „RegenOpt - Optionen zur Vermeidung nachbarschaftlicher Beeinflussung von Erdwärmesonden: energetische und ökonomische Analysen“, im Auftrag des Amtes für Hochbauten der Stadt Zürich, 2015





Das Diagramm zeigt die mögliche Entzugsleistung pro Sondenmeter bei unterschiedlich grossen Systemen mit 50 % (orange), bzw. 100% (grün) Regeneration. Es ist klar erkennbar, dass mit der Systemgrösse die Notwendigkeit für Regeneration und auch der notwendige Regenerationsgrad stark ansteigen.

Der optimale Regenerationsgrad ist immer projektspezifisch.

Extrembeispiele:

- 150 m Einzelsonde auf dem freien Feld:

Keine Regeneration nötig

- 10 x 10 Sonden-Feld:

Ohne Regeneration nur mit extremer Überdimensionierung möglich, da die mittleren Sonden kaum mehr Energienachfluss von aussen erhalten und über 50 Jahre auskühlen. Z. B. kann das System mit 168 kW, ganz rechts in Abb. 44, nur noch mit 3W/m Entzugsleistung ausgelegt werden.

Der Solarertrag hängt dynamisch mit der Entzugsenergie zusammen. Mit niedrigeren Erdreichtemperaturen erreicht man mehr Solarertrag für die Regeneration. Der Betrieb mit reinem Wasser und 4°C Minimaltemperatur erhöht die nötige Sondenlänge und die für die Regeneration nötige Kollektorfläche, verbessert aber die Effizienz des Systems.

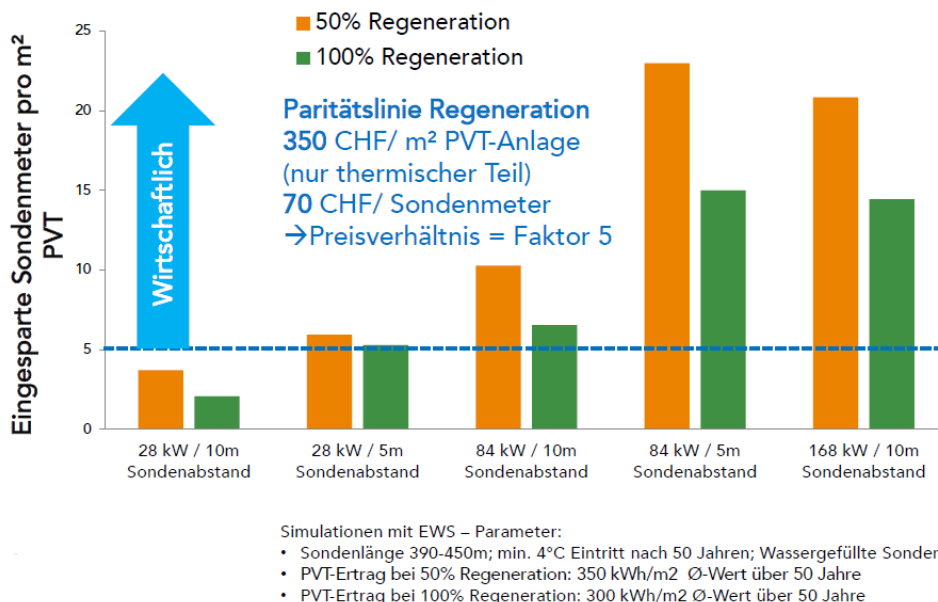


Abb. 45 Wirtschaftlichkeit der Regeneration in Abhängigkeit von PVT pro m<sup>2</sup> und Sondenmeter

Im oben dargestellten Wirtschaftlichkeitsdiagramm werden die pro m<sup>2</sup> Kollektorfläche durch Regeneration eingesparten Sondenmeter aufgezeigt. Auf Basis des Kostenverhältnisses von Kollektorfläche und Sondenmetern, hier 5:1, ergibt sich eine Parität bei 5 eingesparten Sondenmetern pro m<sup>2</sup> Kollektorfläche. Dafür steht die Paritätslinie bei 5.

Einflussfaktoren auf die Höhe der Paritätslinie:

- Verhältnis Kosten PVT und EWS
- Fördergelder
- Skaleneffekte (Anlagengrösse, Sondenanzahl, etc.)

Dies ist ein reiner Investitionskostenvergleich. Lebenszyklus, mittlere Jahreskosten müssen betrachtet werden.

Einflussfaktoren auf die Balkenhöhe (eingesparte Meter):

- Geologie, Sondentiefe und -Abstand
- Sondenfluid (Wasser oder Wasser/Glykol)
- Einstrahlung auf und Ausrichtung von PVT-Anlage
- Nachbarschaftliche Beeinflussung auf die Sonden

Den optimalen Regenerationsgrad kann am besten mit Hilfe der Simulationsprogramme Polysun oder EWS ermittelt werden. Auf das Projekt Oberfeld übertragen bedeutet das, dass hier durch den Einsatz von Regeneration über PVT-Anlagen die Sondenfelder deutlich kleiner dimensioniert werden konnten. In Retrospektive hätte man also im Umkehrschluss auch die PVT-Anlagen kleiner auf einen Regenerationsgrad von ca. 70% auslegen können.



## 6.3 Zukünftige Umsetzung

Seit Beginn des vorliegenden Projektes hat sich im Bereich PVT-Kollektorsysteme zur Regeneration von Erdwärmesondensystemen viel getan. Zahlreiche kleine und grosse Projekte sind in der Schweiz realisiert worden. Von einem Trend kann allerdings noch nicht die Rede sein. Der Grossteil der neu installierten Erdwärmesondensysteme wird nicht regeneriert und ein noch grösserer Teil der solar neu aktivierten Dach- und Fassadenflächen sind entweder rein mit PV oder mit Solarthermie belegt. Hybridkollektoren sind immer noch in einer Nische.

Der erhoffte und erwartete Durchbruch über drastische Kostensenkungen ist bisher ausgeblieben, dies wohl insbesondere auch durch die stetig sinkenden Kosten für reine PV und die teilweise unterschätzte Komplexität von hydraulischen Systemen auf dem Dach allgemein.

Hinzu kommt, dass die Energiesysteme von grösseren Überbauungen immer integraler werden. Durch den steigenden Kühlbedarf, sogar im Wohnungsbau, gilt es heute weitere und andersartige Niedertemperatur-Wärmequellen für die Regeneration der Erdwärmesonden zu erschliessen und zu integrieren. In diesem Zuge muss auch die Integration von Luftwärmetauschern zur Regeneration erwähnt werden, welche sich im Vergleich zu PVT-Kollektoren zu deutlich günstigeren Investitionskonditionen und bei deutlich geringerer Komplexität umsetzen lässt. Somit kann also für die zukünftige Umsetzung keine Prognose abgegeben werden.

## 6.4 Ausblick Marktpotenzial PVT

### 6.4.1 Weiterentwicklung Hybridkollektor

Auf Basis der Erkenntnisse dieses Projektes und weiteren internen Optimierungen wurde der Hybridkollektor von 3S Solarplus (ehemals Meyer Burger) weiterentwickelt. Die thermische Leistung wurde über die Verringerung des Rohrabstands und die Verbesserung der thermischen Anbindung an die Rückseite des PV-Moduls verbessert. Das PV-Modul wurde ebenfalls in der elektrischen Leistung gesteigert. Darüber hinaus wurden die hydraulischen Anschlüsse vereinfacht und hinsichtlich der nötigen Montagezeit optimiert und auf bessere Dichtigkeit abgestimmt. Somit konnten in nachfolgenden Gross- und Kleinprojekten zahlreiche optimierte Hybridkollektoranlagen erfolgreich installiert und in Betrieb genommen werden. Ein Beispiel dafür sind die 10 Hybridkollektoranlagen im Suurstoffi-Areal welche mit insg. rund 3500 m<sup>2</sup> Kollektorfläche nach wie vor Massstäbe setzen und erfolgreich Erdwärmesondenfelder regenerieren.

### 6.4.2 Pläne Hybridkollektoren 3S SolarPlus

Das Marktwachstum im Bereich der Hybridkollektoren ist im Vergleich zum Wachstum im Bereich von PV-Anlagen noch kleiner. In der Schweiz, Österreich und Frankreich sind es immer einzelne, wenige Projekte welche realisiert werden. Die Komponenten für Erdsondenregenerationssysteme mittels Hybridkollektoren sollten zwischen den Herstellern, Planern und Installateuren abgestimmt werden und gemeinsam ein Gesamtsystem propagiert werden. Die Planer sollen Grundlagen erhalten, welche es ermöglichen, gut funktionierende Systeme zu planen und von den Erfahrungen, z.B. aus der 2SOL-Allianz zu profitieren ([www.2SOL.ch](http://www.2SOL.ch)). Das Interesse an den Forschungsergebnissen hat jedoch seit 2017 stark zugenommen. In Norwegen wurden erste Anlagen installiert und auch die Stadt Graz hat ein grösseres Forschungsprojekt für den Einsatz von Hybridkollektoren für die Speisung eines Fernwärmenetzes mit Niedertemperatur-Wärme in Planung. In der Mongolei wurde ein ganzes Quartier geplant und erstellt.

Erschwerend für den Ausbau des Marktes sind unter anderem auch die Anforderungen für den Solarkeymark und die IEC Zertifizierung. Die Photovoltaik entwickelt sich schnell weiter während dem die thermische Effizienz hauptsächlich durch die Themperaturniveaus gegeben sind. Jede Verbesserung des photovoltaischen Moduls verlangt eigentlich eine neue Solarkeymark Zertifizierung.



Dies ist heute nicht wirtschaftlich abbildbar. Dies führt dazu, dass in Hybridkollektoren nicht die beste PV-Technologie eingesetzt werden kann oder aber auf die Solarkeymarkt Zertifizierung verzichtet werden muss.

Interessant ist der Einsatz der Hybridkollektoren in stark verdichteten Wohngebieten mit Altbauten, welche wenig Fläche zur Energienutzung aufweisen. Daher ist es möglich, dass dieser Markt in Zukunft grösser werden wird.

#### 6.4.3 Ausblick Produktentwicklung

Dank der Erfahrungen im Oberfeld, konnte der Hybridkollektor deutlich weiterentwickelt werden. Es wurde ein neues zuverlässigeres Verrohrungssystem entwickelt, welches in den Nachfolgeanlagen eingesetzt wurde. Ebenfalls konnte aufgrund von Messresultaten auf das Vakuumsystem verzichtet werden, welches im Oberfeld zuerst eingesetzt wurde, um die Absorber an das Modul zu pressen. Der Kollektor kann heute so wesentlich günstiger hergestellt werden. Die Installation ist zuverlässiger, so dass die Baustellenzeit reduziert werden kann. Die grösste Anlage, welche mit den neuen Kollektoren realisiert wurde, ist die Surstoffi in Rotkreuz mit 600 kW PV Leistung und 2 MW Thermischer Leistung.

Es wäre wünschenswerte Solarzellen mit höherer Leistung einsetzen zu können, was heute durchaus möglich ist. Die Hürden eine neue Solarkeymark Zertifizierung durchzuführen sind aber erheblich. Die Marktentwicklung wird zeigen ob sich dies lohnt.

## 7 Kommunikation

Im Verlauf der vergangen Jahre des Projektzeitrahmens wurde das Projekt Oberfeld in zahlreichen öffentlichen Präsentation und anderen Veröffentlichungen thematisiert und erwähnt. Folgende Liste stellt einen Auszug dieser Aktivitäten dar:

- Industrietag 2015, SPF Rapperswil, 4.3.215
- 25. OTTI Symposium Thermische Solarenergie, 6.-8. Mai 2015, Kloster Banz, Bad Staffelstein, OTTI e.V., Regensburg
- Wärmepumpen und Solarworkshop 2015, SPF Rapperswil 14.11.2015
- 26. OTTI Symposium Thermische Solarenergie, 20.-22. April 2016, Kloster Banz, Bad Staffelstein, OTTI e.V., Regensburg
- PV Swissolar Tagung 2016, Bern Kurhaus
- Swissolar 2016 Update Veranstaltung, Bern 30.6.2016
- PVT Workshop OTTI 2016, Kloster Banz, Bad Staffelstein, 19.6.2016
- Gleisdorf Solar 2016, Gleisdorf, 9.6.2016
- Medien Sonntagszeitung 1.5.2016 Seite 50

## 8 Publikationen

Folgende Liste gibt einen Überblick über die wissenschaftlichen Veröffentlichungen zum Projekt :

- 25. OTTI Symposium Thermische Solarenergie, 6.-8. Mai 2015, Kloster Banz, Bad Staffelstein, OTTI e.V., Regensburg
- 26. OTTI Symposium Thermische Solarenergie, 20.-22. April 2016, Kloster Banz, Bad Staffelstein, OTTI e.V., Regensburg



## 9 Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Energiebilanz des Erdsondenfeldes. Die Prozentzahlen beziffern jeweils den Regenerationsgrad, das heisst das Verhältnis zwischen der dem Erdreich zugeführten Solarwärme und der dem Erdreich entzogenen Wärme für Heizung und Warmwasser. ....	3
Abb. 2 PVT Kollektoren auf Teildächern von Gebäude B .....	9
Abb. 3 Gebäude C, erstes der drei erstellten Gebäude .....	9
Abb. 4 Übersicht der Überbauung Oberfeld .....	9
Abb. 5 Ein Teil der PVT Anlage auf dem Dach von Haus C .....	10
Abb. 6 installierte Unterkonstruktion K2 auf Dach 4 .....	13
Abb. 7 Verrohrung für das PVT Feld auf Dach 3 .....	13
Abb. 8 fertig installiertes PVT Feld auf Dach 4 .....	13
Abb. 9 fertig installiertes PVT Feld auf Dach 4 .....	13
Abb. 10 Sammelstelle der 14 Erdsonden im Innenhof von Haus B .....	14
Abb. 11 Anordnung der Bohrungen von Haus A und Haus B (blau).....	14
Abb. 12: Prinzipschema Wärmeversorgungssystem Haus B .....	16
Abb. 13 Schaltschrank im Technikraum, bei Inbetriebnahme .....	17
Abb. 14 PVT Kollektor mit Temperatursensoren, im Hintergrund das Pyranometer und die Messeinheit für Windgeschwindigkeit und Richtung .....	17
Abb. 15 PV Modul, 3 Temperatursensoren an der Rückseite .....	17
Abb. 16 fertig installierte Hybridanlage auf Haus B, der rote und blaue Pfeil zeigen auf die zwei separat gemessenen Module (PV und PVT).....	17
Abb. 17 Temperaturverlauf des Erdsondenfeldes Tagesmittel der Ein- und Austrittstemperatur sowie der Umgebungstemperatur. ....	19
Abb. 18 Temperaturen Erdsondenfeld Ein- und Austritt, Stundenmittel .....	20
Abb. 19 Leistungsaufnahme Erdsondenfeld Monat Juli 2015, Stundenmittel .....	21
Abb. 20 Modultemperaturen PV, PVT, Erdsondentemperaturen Ein- und Austrittstemperatur, sowie Ventilstellung der Rücklaufbeimischung der Solaranlage (der Wert 0 entspricht voller Beimischung, d.h. kein Durchfluss durch die Solaranlage, und der Wert 10 keiner Beimischung, also vollem Durchfluss durch die Solaranlage). ....	22
Abb. 21 Jahressumme: Solarstrahlung, PVT Bruttowärmertrag, elektrischer Ertrag PV und PVT Module .....	23
Abb. 22 maximale Leistungsaufnahme des Erdsondenfeldes bei Eintrittstemperatur von 30°C (Stundenmittel 2016) .....	24
Abb. 23 Histogramm der Wärmemengen nach Leistungsklassen bei der Regeneration und Wärmeentnahme des Erdsondenfeldes .....	24
Abb. 24 Durchschnittlicher Tagesverlauf für das Jahr 2016 (markiert ist die Häufung der Betriebszeit der Heizungswärmepumpe). ....	25
Abb. 25 Durchschnitt der Vor- und Rücklauftemperaturen der Heizungswärmepumpe (gemittelter Tagesverlauf, über alle Tage des Jahres 2016).....	26
Abb. 26 tägliche Wärmemengen im Jahr 2016 der Quellen und Senken. (Im markierten Zeitraum hat ein Datenausfall .....	27
Abb. 27 PVT Modul und PV Modul mit Temperaturfühlern ausgestattet .....	28
Abb. 28 Bilder des Pflanzenwachstums bei den beiden separat vermessenen Modulen (rechts wurde die Begrünung bei einer Dachbegehung rundum die beiden Module entfernt) .....	28
Abb. 29: Elektrischer Ertrag des PVT-Moduls jeweils an einem sonnigen Tag vor (10.7.2016) und nach der Entfernung der Begrünung (17.7.2016). Zusätzlich aufgetragen sind die Solarstrahlung und die elektrische Effizienz. ....	29
Abb. 30 Fotos April, 2018 im Vordergrund Dach Haus C im Hintergrund das Gebäude B (P&D Monitoring).....	30



Abb. 31 Monatliche solare Wärmeerträge der PVT-Anlage für die Jahre 2015 – 2017 (Werte basierend auf Zählerständen EWB).....	30
Abb. 32: Tageswerte der Solarwärmeerträge gegenüber der solaren Einstrahlung für die verschiedenen Jahre. Als Orientierungshilfe sind zusätzlich die Geraden eingetragen, welche Nutzungsgraden (Ertrag/Einstrahlung) von 20%, 35% und 50% entsprechen.....	32
Abb. 33: Kumulierte abgegebene Wärmemengen (Zählerwerte) der WW-Wärmepumpe (a) und der Heizungs-WP (b).....	33
Abb. 34: Monatswerte der abgegebenen Wärmemengen (Zählerwerte) der WW-Wärmepumpe (a) und der Heizungs-WP (b).....	34
Abb. 35 Monatsarbeitszahlen der Heizungs- und Warmwasserwärmepumpe. Wenige nicht plausible Werte für die WW-Wärmepumpe wurden auf 0 gesetzt. Die Heizungs-WP ist in den Sommermonaten nicht aktiv und hat entsprechend keine Werte.....	35
Abb. 36 Energiebilanz primärseitig der Systemtrennung (Wärmepumpen), solarthermischer Wärmeertrag gegenübergestellt den Senken im selben hydraulischen Kreis. Die Prozentzahlen entsprechen dem Regenerationsgrad des Erdsondenfeldes im jeweiligen Jahr.....	36
Abb. 37 monatliche Auflösung der Energiebilanz primärseitig der Systemtrennung (Wärmepumpen), solarthermischer Wärmeertrag gegenübergestellt zu den Senken im selben hydraulischen Kreis.....	37
Abb. 38: Erdsondentemperaturen von Vor- und Rücklauf im Betrieb (Temperatur wenn effektiv Durchfluss vorhanden ist), Stundenmittel.....	38
Abb. 39 Wärmeeintrag und Bezug beim Erdsondenfeld, die steigende Tendenz der Kurve zeigt die Überregeneration des Erdsondenfeldes.....	38
Abb. 40 Häufigkeitsverteilung der EWS-Temperaturen bei Regeneration eines Erdwärmesondenfeldes.....	40
Abb. 41 Prinzipstrangschema eines Teilfeldes.....	42
Abb. 42 Prinzipschema Bypass Wärmetauscher.....	43
Abb. 43 Prinzipschema Bypass Solarkreis.....	44
Abb. 44 Erdwärmesonden Entzugsleistung nach 50 Jahren in Abhängigkeit von Regenerationsgrad, Sondenabstand und Entzugsleistung.....	49
Abb. 45 Wirtschaftlichkeit der Regeneration in Abhängigkeit von PVT pro m <sup>2</sup> und Sondenmeter.....	50