



Schlussbericht vom 14. März 2019

---

# PVT-Solarkraftwerk linth-arena sgu

## Strom und Wärme vom Dach

---



© ZHAW 2018



**Datum:** 14. März 2019

**Ort:** Wädenswil

**Subventionsgeberin:**

Schweizerische Eidgenossenschaft, handelnd durch das  
Bundesamt für Energie BFE  
Pilot-, Demonstrations- und Leuchtturmprogramm  
CH-3003 Bern  
[www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

**Kofinanzierung:**

Kanton Glarus, 8750 Glarus; Service 7000 AG, 8754 Netstal; Glarner Kantonalbank, 8750 Glarus;  
Meyer Burger AG, 3645 Gwatt (Thun)

**Subventionsempfänger:**

Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften ZHAW  
Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen IUNR  
Forschungsgruppe Erneuerbare Energien  
CH-8820 Wädenswil  
[www.zhaw.ch/iunr/erneuerbareenergien](http://www.zhaw.ch/iunr/erneuerbareenergien)

Energieallianz Linth  
Mühlegasse 6  
CH-8867 Niederurnen  
[www.Energieallianz-Linth.ch](http://www.Energieallianz-Linth.ch)

**Autoren:**

Nadia Sperr, ZHAW Wädenswil, [nadia.sperr@zhaw.ch](mailto:nadia.sperr@zhaw.ch)  
Prof. Jürg Rohrer, ZHAW Wädenswil, [Juerg.Rohrer@zhaw.ch](mailto:Juerg.Rohrer@zhaw.ch)

**BFE-Programmleitung:** Yasmine Calisesi, [yasmine.calisesi@bfe.admin.ch](mailto:yasmine.calisesi@bfe.admin.ch)  
**BFE-Projektbegleitung:** Dr. Stefan Nowak, [Stefan.Nowak@netenergy.ch](mailto:Stefan.Nowak@netenergy.ch)  
**BFE-Vertragsnummer:** SI/501095-01

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

**Bundesamt für Energie BFE**

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



## Zusammenfassung

Hybrid- oder PVT-Module sind Sonnenkollektoren, welche sowohl thermische als auch elektrische Energie gewinnen können. Dadurch sind sie in der Lage pro genutzter Fläche mehr Energie als herkömmliche PV-Module zu erzeugen.

Bis heute werden PVT-Module hauptsächlich zur Regeneration von Erdsonden genutzt. In dem vorliegenden Projekt wird PVT in Verbindung mit einer Grundwasserwärmepumpe untersucht. Die thermische Energie der Kollektoren wärmt das Grundwasser vor, welches nachher in der Wärmepumpe verwendet wird. Dadurch erhöht sich die Jahresarbeitszahl (JAZ) der Wärmepumpe, wodurch sie weniger Strom benötigt. Gleichzeitig werden die PVT-Module durch die Zirkulation der Wärmeträgerflüssigkeit gekühlt, was den elektrischen Wirkungsgrad der Module und somit den Stromertrag erhöht.

Um die Vorteile eines solchen Systems quantifizieren zu können, wurde im März 2015 ein PV- und PVT-System mit einer installierten Leistung von 236 kWp auf dem Dach der linth-arena sgu in Näfels installiert. Die linth-arena sgu ist ein Sport- und Begegnungszentrum mit Schwimmbad, Fitnessräumen, Restaurant und Hotel. Der PVT-Anteil der Anlage beträgt ca. 20 % der für die Solaranlage genutzten Dachfläche (178 von 877 Modulen).

Über die 2.5 Messjahre wurde jeweils ein elektrischer Mehrertrag der PVT-Module gegenüber den PV-Modulen von 5 % festgestellt. Zusätzlich ergaben sich durch das Vorwärmen des Grundwassers elektrische Einsparungen im Betrieb der Wärmepumpe, welche rund 3-Mal höher waren als der elektrische Mehrertrag. Diese Einsparungen entsprachen 17 % der Jahresproduktion einer vergleichbaren PV-Anlage. Insgesamt entsteht bei diesem Anlagenkonzept durch den Einsatz von PVT-Modulen somit ein elektrischer Mehrwert von rund 20 bis 25 % pro Jahr.

Mit Wärme aus dem Grundwasser können die PVT-Module im Winter schneefrei gehalten oder vom Schnee befreit werden. Die Schneebefreiung der Module hat sich für diese Anlage aufgrund der flachen Aufständigung und der tiefen Sonneneinstrahlung im Winter in Näfels aber als nicht sinnvoll erwiesen. Mit angepasster Aufständigung könnte die Schneebefreiung aber vor allem in alpinen Gebieten trotzdem lohnend sein.

Das Pilot- und Demonstrationsprojekt wird im Dezember 2018 beendet, die Anlage wird mindestens bis zur umfassenden Sanierung der linth-arena sgu weiter in Betrieb sein. Das erprobte Konzept von PVT-Modulen in Verbindung mit Grundwasserwärmepumpen kann gut auf andere Gebäude übertragen werden. Da der Wärmeertrag der PVT-Module im Winter gering ist, eignen sich für dieses Konzept besonders Gebäude mit einem hohen Wärmebedarf im Sommer (Sportzentren, Spitäler, Hotels, usw.).



## Abstract

Photovoltaic thermal hybrid solar collectors or PVTs are solar panels that produce thermal and electrical energy. Therefore, they are able to harvest more energy per unit area compared to conventional PV modules.

Until today PVTs are predominantly used in conjunction with geothermal probes. In the present project the use of PVTs in conjunction with ground water heat pumps is assessed. The thermal energy produced by the PVTs is used to preheat the ground water for the heat pumps. This increases the seasonal performance factor (SPF) of the heat pumps - they consume less electrical energy. At the same time the ground water flow cools the PVTs and raises their electrical efficiency, which results in a higher electrical energy yield.

To quantify the benefits, a PVT and PV system with an electric power rating of 236 kWp was installed on the roof of the linth-arena sgu in Näfels in March 2015. The linth-arena sgu is a building containing a sports centre with a swimming pool, fitness room, restaurant, hotel, etc. The PVT part of the system accounts for approx. 20 % of the roof area used for the solar system (178 out of 877 modules).

Over the 2.5 years in operation, the increase of the electrical energy yield for PVT compared to PV modules was measured to be 5 % per year. Additionally, the savings in electrical energy through the heat pumps due to preheating of the fluid were found to be three times higher than the increase in electrical yield. Compared to a PV system with a comparative size as the installed PVT system, the savings from preheating the ground water for the heating was 17 % of the total electricity production in the 12 analysed months. Together with the increased energy yield, the electrical benefits of a PVT system are about 20 to 25 % in this set up.

Clearing the snow from the modules by using the heat from the ground water is a possible way to increase the electricity production in winter. Due to the low rise in the current set-up and low solar radiation in winter in Näfels this proved to be ineffective for the specific installation. With an adjusted set-up, clearing the snow from modules might still be useful, especially in alpine regions.

The pilot and demonstration project ends in December 2018. The system will still be producing electricity and heat until the planned renovation in 2020. The tested system of PVT-panels in combination with ground water heat pumps can well be transferred to other buildings. Since the thermal energy yield in winter is low, especially buildings with high heat demands in summer are suited to adapt the concept (e.g. sport centres, hospitals and hotels).



## Take-home messages

- Der Einsatz von PVT-Modulen zur Vorwärmung des Grundwassers für eine Grundwasser-Wärmepumpe führt zu einem elektrischen Mehrwert von rund 20 %, verglichen mit der Installation einer reinen PV-Anlage mit Grundwasser-Wärmepumpe
- Der elektrische Mehrertrag von PVT-Modulen gegenüber PV-Modulen beträgt im Jahr 5 %
- Durch den effizienteren Betrieb der Grundwasser-Wärmepumpen kann 3-Mal mehr Strom eingespart werden als durch die Modulkühlung mehr produziert wird.
- 80 % bis 90 % der thermischen Energie aus den PVT-Modulen konnten in der linth-arena sgu verwendet werden. Die restliche Wärme wurde über das Grundwasser abgeführt.



## Danksagung

Dieses Projekt ist aus einer Idee der ZHAW Wädenswil und des Vereins Energieallianz Linth entstanden. Eine Vielzahl von Organisationen und Einzelpersonen konnten für dieses Projekt begeistert werden und haben uns tatkräftig unterstützt. Ihnen allen gilt unser Dank:

Die Linth-arena sgu hat uns das Dach zur Verfügung gestellt und die Nutzung der solaren Wärme mit den Wärmepumpen ermöglicht. Während dem Bau und Betrieb der Anlage konnten wir laufend auf die Hilfe von Oliver Galliker und Daniel Frey zählen. Ohne je um eine Gegenleistung zu bitten, haben der Kanton Glarus im Rahmen des kantonalen Förderprogramms für Solarthermie und die Firmen Service 7000 AG, Glarner Kantonalbank und Meyer Burger AG namhafte Geldsummen als Sponsoren zur Verfügung gestellt. Die glarnerSach hat als Investor in die Photovoltaik-Anlage auf dem Dach investiert und das Bundesamt für Energie förderte das Projekt als eidgenössisches Pilot- und Demonstrationsprojekt.

Während dem Betrieb der Anlage traten mehrmals Probleme auf, welche absolut nichts mit den eingesetzten PVT-Modulen zu tun hatten. Bei der Analyse der Ursachen und Behebung der Probleme konnten wir immer auf die Unterstützung der linth-arena sgu, Riget AG, Technischen Betriebe Glarus Nord TBGN und Autevis GmbH zählen.

Ganz herzlichen Dank an Alle!



# Inhaltsverzeichnis

<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>3</b>
<b>Abstract</b> .....	<b>4</b>
<b>Take-home messages</b> .....	<b>5</b>
<b>Danksagung</b> .....	<b>6</b>
<b>Inhaltsverzeichnis</b> .....	<b>7</b>
<b>Ausgangslage</b> .....	<b>8</b>
<b>Ziele des Projektes</b> .....	<b>9</b>
<b>Grundlagen – Randbedingungen</b> .....	<b>10</b>
<b>Konzept – Anlagenbeschrieb</b> .....	<b>11</b>
<b>Vorgehen / Methode</b> .....	<b>13</b>
<b>Ergebnisse</b> .....	<b>14</b>
Elektrischer Mehrertrag von PVT- gegenüber PV-Modulen.....	14
Betriebserfahrung bei der Integration von PVT-Modulen zur Vorwärmung des Grundwassers: .....	19
Mehrkosten der PVT-Module .....	21
Nutzung von Umgebungswärme.....	23
Schneebefreiung der Module im Winter.....	23
Betriebserfahrung bezüglich optimaler Steuerung.....	25
<b>Ausblick, weitere Schritte</b> .....	<b>26</b>
<b>Diskussion</b> .....	<b>26</b>
<b>Schlussfolgerungen</b> .....	<b>28</b>
<b>Referenzen</b> .....	<b>29</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b> .....	<b>30</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b> .....	<b>30</b>
<b>Anhang A</b> .....	<b>31</b>
<b>Anhang B</b> .....	<b>35</b>
<b>Anhang C</b> .....	<b>37</b>



## Ausgangslage

Die Genossenschaft linth-arena sgu ist Besitzerin eines grossen, weitherum bekannten Begegnungs- und Sportzentrums mit 3-fach Turnhalle, Hallenbad, Freibad, Kletterhalle, Kraftraum, Restaurant, Hotel, Sauna, Skater-Park, Fussballfeldern, usw. in Näfels, Kanton Glarus. Sie gehört den Gemeinden Glarus Nord, Weesen und Schänis sowie den beiden Kantonen St. Gallen und Glarus<sup>1</sup>. Wie eine Studienarbeit an der ZHAW in Wädenswil zeigte, weist das Sportzentrum unter anderem durch den Betrieb des Hallenbads auch im Sommer einen hohen Wärmebedarf auf (Gasser & Irniger, 2012). Diese Wärme wird im Wesentlichen durch zwei Wärmepumpen bereitgestellt. Als Wärmequelle dient Grundwasser, welches je nach Jahreszeit eine Temperatur zwischen 5 bis 13 °C aufweist (Hartmeier, 2013). Zur Abdeckung von Leistungsspitzen ist zudem eine Gasheizung vorhanden.

Das Dach der linth-arena sgu ist geeignet für die Stromgewinnung mittels Photovoltaik (PV), weswegen der Verein Energieallianz Linth die Erstellung einer PV-Anlage mit einer elektrischen Leistung von 230 kWp vorschlug. Die Energieallianz Linth ist ein gemeinnütziger Verein, welcher die Energieregion Linth mit einem hohen Energie-Selbstversorgungsgrad anstrebt und dafür Projekte initialisiert und selber realisiert<sup>2</sup>. Verschiedene Studien der ZHAW (Frei, 2013; Hartmeier, 2013; Rohrer & Arm, 2013) zeigten, dass nicht nur der Einsatz von PV, sondern auch der Einsatz von PVT-Modulen vielversprechend wäre. Die durch den Einsatz von PVT-Modulen entstehende Niedertemperatur-Wärme könnte im Sommer und im Winter genutzt werden. Sie soll zur Vorwärmung des Grundwassers verwendet werden, sodass die Wärmepumpen eine höhere Jahresarbeitszahl erreichen und somit weniger Strom benötigen. Die Kühlung der PVT-Module wird zudem in der warmen Jahreszeit zu einer gegenüber normalen PV-Modulen erhöhten Stromproduktion führen.

Zusammen mit den hier aufgeführten Projektpartnern wurde deswegen das Pilot- und Demonstrationsprojekt «PVT-Solarkraftwerk linth-arena sgu – Strom und Wärme vom Dach» ausgearbeitet. Ziel war die Errichtung einer PV- und PVT-Anlage mit Einbindung in das Heizungssystem der linth-arena sgu.

### Projektpartner:

- **Genossenschaft linth-arena sgu**; Gebäudebesitzerin
- **Energieallianz Linth**; Bauherrin
- **Forschungsgruppe Erneuerbare Energien an der Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW) in Wädenswil**; Planung, Realisierung und Betrieb der Anlage, wissenschaftliche Begleitung des Projekts
- **Meyer Burger AG**; Sponsor und Zulieferer der PV- bzw. PVT-Module inklusive Unterkonstruktion
- **Service 7000 AG**; Sponsor
- **Glarner Kantonalbank (GLKB)**; Sponsor
- **glarnerSach**; finanziert die reine PV-Anlage auf dem Dach der linth-arena sgu und wird nach Abschluss des P&D-Projektes die PVT-Anlage weiter betreiben

---

<sup>1</sup> Weitere Informationen zur linth-arena sgu: <https://www.linth-arena.sgu.ch/>

<sup>2</sup> Weitere Informationen zur Energieallianz Linth; früher Energieallianz Glarus-Linth: <https://energieallianz-linth.ch/>



- **Kanton Glarus**; finanzielle Unterstützung über das kantonale Förderprogramm „Thermische Solaranlagen“
- **Bundesamt für Energie (BFE)**; Subventionsbeitrag für P&D-Projekt

Aufgrund der Lage der PVT-Anlage auf einer publikumsintensiven Einrichtung und der hohen Bekanntheit der linth-arena sgu, der ZHAW Wädenswil sowie der Projektpartner Meyer Burger, Service 7000, Glarner Kantonalbank, glarnerSach, Kanton Glarus und Energieallianz Linth wurde für dieses Projekt eine grosse Ausstrahlung weit über die Region hinaus erwartet.

## Ziele des Projektes

Das Projekt verfolgt insbesondere die folgenden Ziele:

- Sammeln von Betriebserfahrungen bei der Integration von PVT-Modulen mit Grundwasser-Wärmepumpen zur Vorwärmung des Grundwassers.
- Messung des elektrischen Mehrertrages von PVT- gegenüber PV-Modulen
- Anhand der Ertrags-Messungen soll abgeschätzt werden, wie gross die Mehrkosten der Hybridmodule gegenüber PV-Modulen sein dürfen, damit die Hybridmodule für solche Anwendungsfälle wirtschaftlich konkurrenzfähig werden.
- Abklärung welcher Anteil an der Wärmeproduktion die Nutzung von Umgebungswärme in Zeiten geringer bzw. ohne Solarstrahlung hat
- Erfahrungen sammeln bezüglich der optimalen Steuerung der Wärmepumpe (Maximierung der Jahresarbeitszahl JAZ, evtl. unter Einbezug von Wetterprognosen)

## Grundlagen – Randbedingungen

Hybrid- oder PVT-Module erzeugen auf derselben Fläche sowohl Strom als auch Wärme und erreichen deshalb pro Flächeneinheit einen höheren Energieertrag als reine PV-Module. Sie eignen sich insbesondere dann, wenn auch im Sommer Wärmebedarf besteht oder die Wärme gut saisonal gespeichert werden kann. Diese Idee wird seit über 30 Jahren verfolgt, konnte sich aber bisher auf dem Markt einerseits aus wirtschaftlichen, andererseits aus technischen Gründen nicht wirklich durchsetzen (Bertram, Kirchner, Rockendorf, & Stegmann, 2011; Ebert et al., 2012).



**Abbildung 1:** PVT-Modul (Meyer Burger)

Man unterscheidet zwischen abgedeckten Hybridmodulen für die Wärmeerzeugung bei hohen und ungedeckten Hybridmodulen für die Wärmeerzeugung bei niedrigen Temperaturen. Abbildung 1 zeigt ein ungedecktes PVT-Modul mit dem auf der Rückseite aufgebracht, ungedämmten Wärmetauscher. Am häufigsten werden solche Hybridmodule in Kombination mit Erdwärmesonden und einer Wärmepumpe zur Gebäudeheizung und Warmwassererzeugung eingesetzt (BINE Informationsdienst, 2012; Meggers, Ritter, Goffin, Baetschmann, & Leibundgut, 2012). Dadurch werden Erdwärmesonden regeneriert, sodass sie im Winter höhere Temperaturen für die Wärmepumpe liefern und ihre Jahresarbeitszahl (JAZ) verbessert wird.

Das Problem der saisonalen Wärmespeicherung entfällt, wenn die Wärme auch im Sommer verwendet werden kann. Dies ist typischerweise z.B. bei Spitälern, Sportzentren, Hallenbädern, usw. der Fall. Die gleichzeitige Nutzung der

solaren Wärme und der elektrischen Energie wäre energetisch sinnvoll, der energetische Mehrertrag vermag aber nicht immer die höheren Kosten der Hybridmodule gegenüber PV-Modulen zu kompensieren (Hartmeier, 2013). Von den Herstellern wird demgegenüber häufig argumentiert, der Einsatz von Hybridmodulen sei bereits heute wirtschaftlich rentabel (Gysel & Büttgenbach, 2013). Entsprechende Messergebnisse und Kostenrechnungen aus realen Anwendungen wurden aber bisher nicht zur Verfügung gestellt.

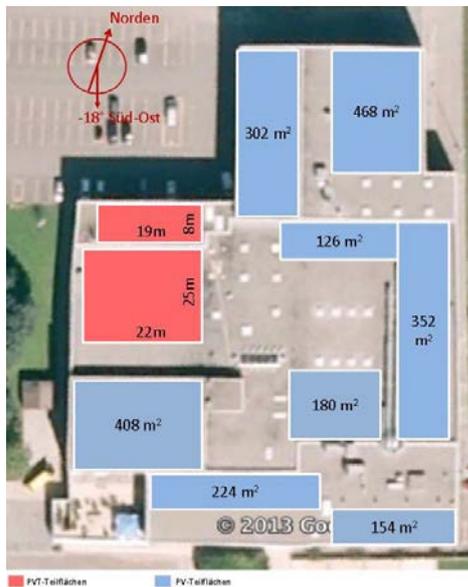
## Konzept – Anlagenbeschreibung

Mit dem vorliegenden Projekt wurde auf dem Dach des Sportzentrums linth-arena sgu in Näfels in den Jahren 2014 und 2015 eine PV- und eine PVT-Anlage gebaut und die solaren Erträge bis ins Jahr 2018 gemessen und verglichen. Die thermische Energie aus den PVT-Modulen wird zur Erwärmung des Grundwassers genutzt, welches als Wärmequelle für die zwei installierten Wärmepumpen dient.

Aus energetischer Sicht sollte das ganze Dach mit PVT-Modulen bedeckt werden, aus finanziellen Überlegungen müsste aber das ganze Dach vollständig mit „normalen“ PV-Modulen bedeckt werden. Der Strompreis für die linth-arena sgu ist sehr tief, sodass die finanziellen Einsparungen beim Stromverbrauch der Wärmepumpen und der prognostizierte elektrische Mehrertrag der PVT-Module die Mehrkosten der PVT-Module während der Lebensdauer der Anlage nicht kompensieren können (Hartmeier, 2013).

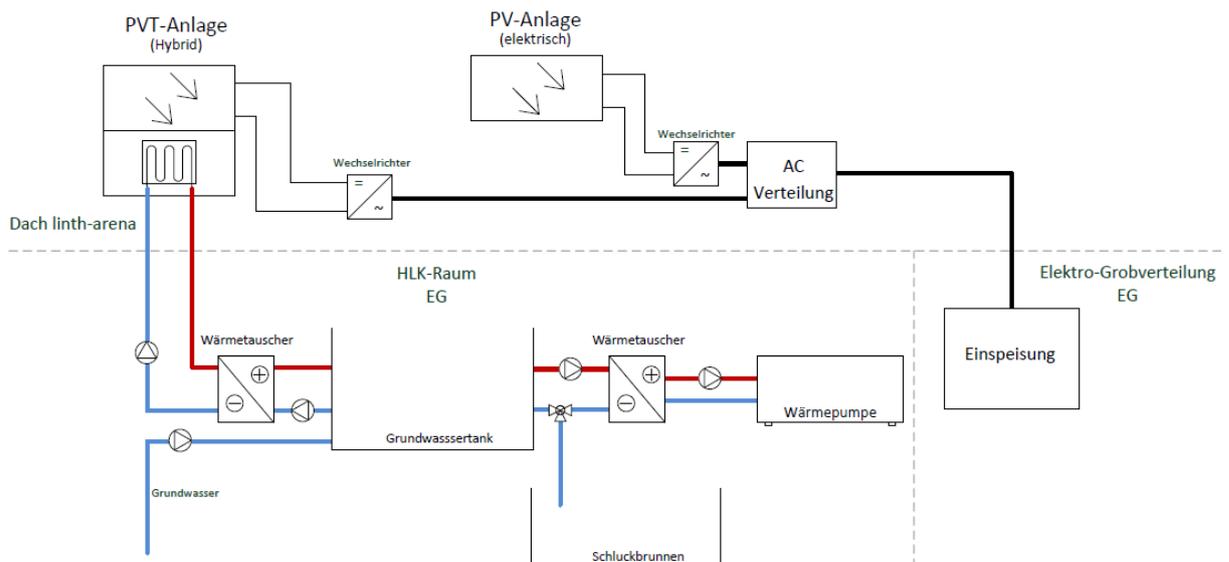
Mit dieser Ausgangslage wurden 20 % des Solarkraftwerkes auf dem Dach der linth-arena sgu mit PVT-Modulen ausgeführt. Dieser Teil der Solaranlage dient als Pilot- und Demonstrationsobjekt zur Verfolgung der oben beschriebenen Zielsetzungen. Die gesamte elektrische Leistung der Anlage beträgt 236.79 kWp.

Die elektrische Installation beinhaltet 699 PV-Module des Typ Sky mit einer Leistung von je 270 Wp sowie 178 Hybrid-Module mit je 270 Wp elektrischer Leistung und einer thermischen Leistung von 900 W (Datenblätter siehe Anhang A). Die thermische Leistung der PVT-Module beträgt maximal 160 kW, sodass die entstehende Wärme auch im Sommer im Gebäude verwendet werden kann. Abbildung 2 zeigt die Aufteilung der Dachfläche für PVT-Module (rot) und PV-Module (blau). Sie sind mit einer Neigung von 10° aufgeständert. Alle Module stammen vom Schweizer Hersteller Meyer Burger. Zudem sind insgesamt 12 Wechselrichter des Typs Fronius Symo (9 für PV; 3 für PVT) installiert. Die Leistungs- und Energiedaten der einzelnen Strings und Wechselrichter werden erfasst und über ein Solarlog-Gerät bzw. die lokale Steuerung (SPS) gespeichert. Ein genauer Plan der Modul- und Stringanordnung sowie der verschiedenen Sensoren befindet sich in Anhang B. Zusätzlich sind auf einzelnen Modulen Temperaturfühler installiert, um die Kühlung der PVT-Module im Sommer messen zu können.



**Abbildung 2:** Aufteilung der Dachfläche für PVT-Module in roter Farbe und PV-Module in blau (Google Maps, 2013, bearbeitet)

Die thermische Energie der PVT-Module wird über einen Wärmetauscher an den Grundwassertank im Gebäude abgegeben. In diesem 17'500 l-Tank wird das Grundwasser vorgewärmt, bevor es zum Betrieb der beiden Wärmepumpen verwendet wird. Damit die Wärmepumpen störungsfrei arbeiten können, darf die Temperatur im Grundwassertank 25 °C nicht überschreiten. Zudem wird das vorgewärmte Grundwasser direkt zum Aufwärmen des Wassers im Ausgleichsbecken vom Schwimmbad genutzt. Ist auch dieser Wärmebedarf gedeckt, wird der Grundwassertank über den Schluckbrunnen entleert und neues, kälteres Grundwasser nachgefüllt. Abbildung 3 zeigt das Prinzipschema der gesamten Anlage.



**Abbildung 3:** Prinzipschema der Versuchsanlage

Die P&D-Anlage wurde 2014 projektiert, die Baueingabe eingereicht und der Bau der Anlage ausgeschrieben. Der Bau der Anlage erfolgte im Frühjahr 2015, in Betrieb genommen wurde sie am 26. März 2015.

Den Besuchern der linth-arena sgu steht ein Touch-Screen mit aktuellen Information über das Solar-kraftwerk auf dem Dach zur Verfügung. Neben der aktuellen Strom- und Wärmeproduktion werden unter anderem der elektrische Mehrertrag der PVT-Module, die Produktionszahlen, Modultemperaturen, Wetter und CO<sub>2</sub>-Einsparungen dargestellt (Abbildung 4).



Abbildung 4: Interaktives Informationssystem der linth-arena sgu

## Vorgehen / Methode

Um die Projektziele zu erreichen, wurde ein umfangreiches Messsystem für die PV- und die PVT-Komponenten errichtet. Neben der Aufzeichnung der Strom- und Leistungsdaten der verschiedenen Wechselrichter mit Solarlog werden weitere Messdaten über eine zusätzliche SPS im gebäudeeigenen Leitsystem aufgezeichnet. Die Messdaten werden alle 15 Sekunden erhoben. Das thermische System der PVT-Anlage kann ebenfalls über die SPS und das Gebäude-Leitsystem gesteuert werden.

Alle Daten werden täglich an die Datenbank an der ZHAW Wädenswil gesendet und eingelesen. So stehen sie zur Datenauswertung und Datenüberprüfung zur Verfügung.

Im Jahr 2015 kam es laufend zu Störungen an den Wechselrichtern, welche die elektrische Leistung reduzierten und einen regulären Messbetrieb verunmöglichten. Deswegen stehen erst ab April 2016 kontinuierliche, vertrauenswürdige Messdaten zur Verfügung. Der Ausfall der Wechselrichter lag laut Angaben des Herstellers daran, dass diese aus einem Batch mit fehlerhaften AC-Netzteilen stammten. Nach dem Austausch aller Wechselrichter Ende März 2016 konnten die Daten verlässlich erhoben werden. Der Ausfall der Wechselrichter stand nicht im Zusammenhang mit dem Betrieb der PVT-Module.



## Ergebnisse

### Elektrischer Mehrertrag von PVT- gegenüber PV-Modulen

Die elektrischen Erträge aus PV- und PVT-Modulen werden in Tabelle 1 für die letzten 12 gemessenen Monate dargestellt. Dabei wurden allfällige Messausfälle und Ausfälle von Wechselrichtern jeweils korrigiert. Bei Messausfällen wurde dabei auf die Daten des Elektrizitätswerks zurückgegriffen, welches die Erträge der gesamten Anlage aufzeichnet. Diese wurden dann anteilmässig auf PV- und PVT-Produktion aufgeteilt. Dazu wurde der prozentuale Anteil von PV- und PVT-Strom am Gesamtertrag aus den Tagen vor und nach dem Messausfall verwendet. Bei Wechselrichterausfällen wurde der erwartete Ertrag anhand der Erträge der anderen, störungsfrei laufenden Wechselrichter über die angeschlossene Leistung der Module berechnet. Da die installierte Leistung der PV-Anlage wesentlich grösser ist als die installierte Leistung der PVT-Anlage, wurden die gemessenen Energieerträge in Spalte 3 und 5 normiert. So können die Energieerträge verglichen werden. In der letzten Spalte befindet sich zudem der thermische Ertrag der PVT-Kollektoren.

Insgesamt wurden diese Messdaten seit April 2016, d.h. für 31 Monate, erhoben und ausgewertet. Die Erträge früherer Monate befinden sich auf gleiche Art aufbereitet in Anhang C.

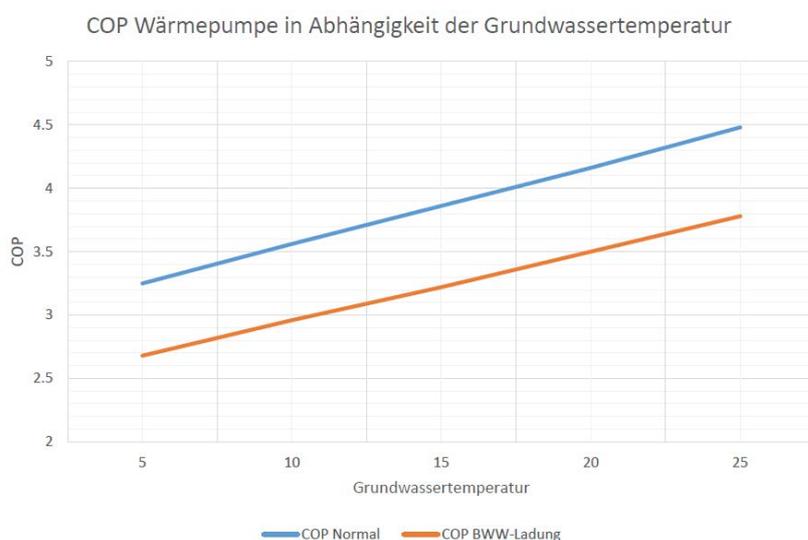
Monat	El. Ertrag PV-Generator (188.73 kWp) [kWh]	Spez. el. Ertrag PV-Generator [kWh/ kWp]	El. Ertrag PVT-Generator (48.06 kWp) [kWh]	Spez. el. Ertrag PVT-Generator [kWh/ kWp]	Therm. Ertrag PVT-Generator [kWh]
Nov 17	5'706	30.23	1'451	30.20	914
Dez 17	1'108	5.87	194	4.04	0
Jan 18	4'915	26.04	1'246	25.92	1
Feb 18	6'360	33.70	1'610	33.50	194
März 18	13'637	72.25	3'562	74.11	4'706
Apr 18	24'081	127.60	6'460	134.42	14'716
Mai 18	23'440	124.20	6'634	138.04	14'635
Jun 18	26'813	142.07	7'584	157.80	17'605
Jul 18	26'282	139.25	7'198	149.78	19'912
Aug 18	22'465	119.04	5'987	124.57	11'814
Sep 18	19'313	102.33	5'093	104.84	9'455
Okt 18	13'239	70.15	3'355	69.81	7'295
<b>Total</b>	<b>187'359</b>	<b>992.74</b>	<b>50'320</b>	<b>1'047.03</b>	<b>101'247</b>

Tabelle 1: Monatserträge der PV-Wechselrichter (WR 1-4, 8-12) und PVT-Wechselrichter (WR 5-7)

Aus den spezifischen elektrischen Monatserträgen wurde der prozentuale Mehrertrag der PVT-Module berechnet (Tabelle 2). In Abhängigkeit der installierten Leistung der PVT-Module wurde mit Formel (1) der elektrische Mehrertrag der PVT-Module pro Monat berechnet.

$$\text{Mehrertrag PVT Generator [kWh]} = \left( \text{Spez. Ertrag PVT WR} \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{kWp}} \right] - \text{Spez. Ertrag PV WR} \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{kWp}} \right] \right) \times \text{Leistung PVT Generator [kWp]} \quad (1)$$

Zusätzlich wurde im Laufe des Messbetriebs die elektrische Einsparung der installierten Wärmepumpen direkt über die SPS berechnet. Dazu wurden Leistungsmessungen bei verschiedenen Grundwassertemperaturen und Wärmepumpenstufen, sowie mit Normaltemperatur (50 °C) und auch bei Brauchwarmwasserladung (60 °C) durchgeführt. Die Verbesserung des COP der Wärmepumpe ist unabhängig von den Anzahl Leistungsstufen. Aus diesen Messungen ergaben sich folgende Kurven des COP:



**Abbildung 5:** COP der Wärmepumpe in Abhängigkeit der Grundwassertemperatur (Grass, 2015)

Aus der Differenz des «COP momentane Grundwasserspeichertemperatur» und des «COP momentane Grundwassertemperatur» wird die Mehrleistung der erhöhten Grundwasserspeichertemperatur berechnet. Diese Mehrleistung wird mit einem fiktiven Elektrozähler gezählt (Grass, 2015). Diese Messung läuft erst seit April 2017 zuverlässig, weswegen Messdaten nur für die letzten 1.5 Jahre zur Verfügung stehen.

In Tabelle 2 sind der elektrische Mehrertrag sowie die Stromeinsparungen der Wärmepumpe für die letzten 12 Monate dargestellt. Der spezifische elektrische Mehrertrag der PVT-Module betrug in den betrachteten 12 Monaten 5.47 % oder total 2'188 kWh. Durch das Vorwärmen des Grundwassers konnten weitere 8'028 kWh Strom eingespart werden.

Dieselben Auswertungen für den Mehrertrag durch PVT-Module wurde auch für die Zeitspanne vom November 2016 bis Oktober 2017 durchgeführt. Über die zwei vollständig gemessenen Jahre wurde ein elektrischer Mehrertrag durch PVT-Module von 5 % gemessen.

Die Auswertung zeigt, dass die PVT-Module vor allem im Sommer-Halbjahr einen höheren Stromertrag aufweisen als die PV-Module. Der elektrische Mehrertrag stammt aus dem Effizienzgewinn durch die Kühlung der Module im Sommer, wenn der thermische Kreislauf der PVT-Module läuft. Da die linth-arena sgu auch im Sommer einen hohen Wärmebedarf besitzt, können so Stromeinsparungen von über 1'000 kWh im Monat realisiert werden. Im Winter ist der thermische Energieertrag der PVT-Module sehr



tief, in gewissen Monaten wurden die Pumpen für den thermischen PVT-Kreislauf nicht eingestellt. Dadurch ist der elektrische Ertrag von PV- und PVT-Modulen im Winter praktisch gleich. Die negativen spezifischen Mehrerträge im November, Januar, Februar und Oktober liegen im Ungenauigkeitsbereich des im Wechselrichter integrierten Messgeräts. Die Ursache für den relativ grossen Minderertrag der PVT-Module im Dezember konnte wegen einem Ausfall des Messsystems leider nicht eruiert werden.

Die Abweichungen der gemessenen täglichen Energieproduktion verglichen mit den Messdaten des Elektrizitätswerks liegen meistens bei  $\pm 4$  kWh. Gerade bei kleinen Energieerträgen, wie sie im Winter häufig vorkommen, ist diese prozentual gesehen grösser als im Sommer bei höheren Erträgen. Über die einzelnen Monate hinweg liegt die Abweichung des Stromertrags gegenüber dem geeichten Messgerät bei  $\pm 1\%$ .

Monat	Spez. Mehrertrag PVT-Generator [%]	Mehrertrag PVT-Generator gem. (1) [kWh]	EI. Einsparung Wärmepumpe [kWh]
Nov 17	-0.12	-2	358
Dez 17	-31.16	-88	29
Jan 18	-0.48	-6	16
Feb 18	-0.58	-9	70
März 18	2.56	89	1'195
Apr 18	5.35	328	1'200
Mai 18	11.15	665	1'228
Jun 18	11.07	756	1'137
Jul 18	7.56	506	828
Aug 18	4.65	266	723
Sep 18	2.45	120	649
Okt 18	-0.48	-16	595
<b>Total</b>	<b>5.47</b>	<b>2'609</b>	<b>8'028</b>

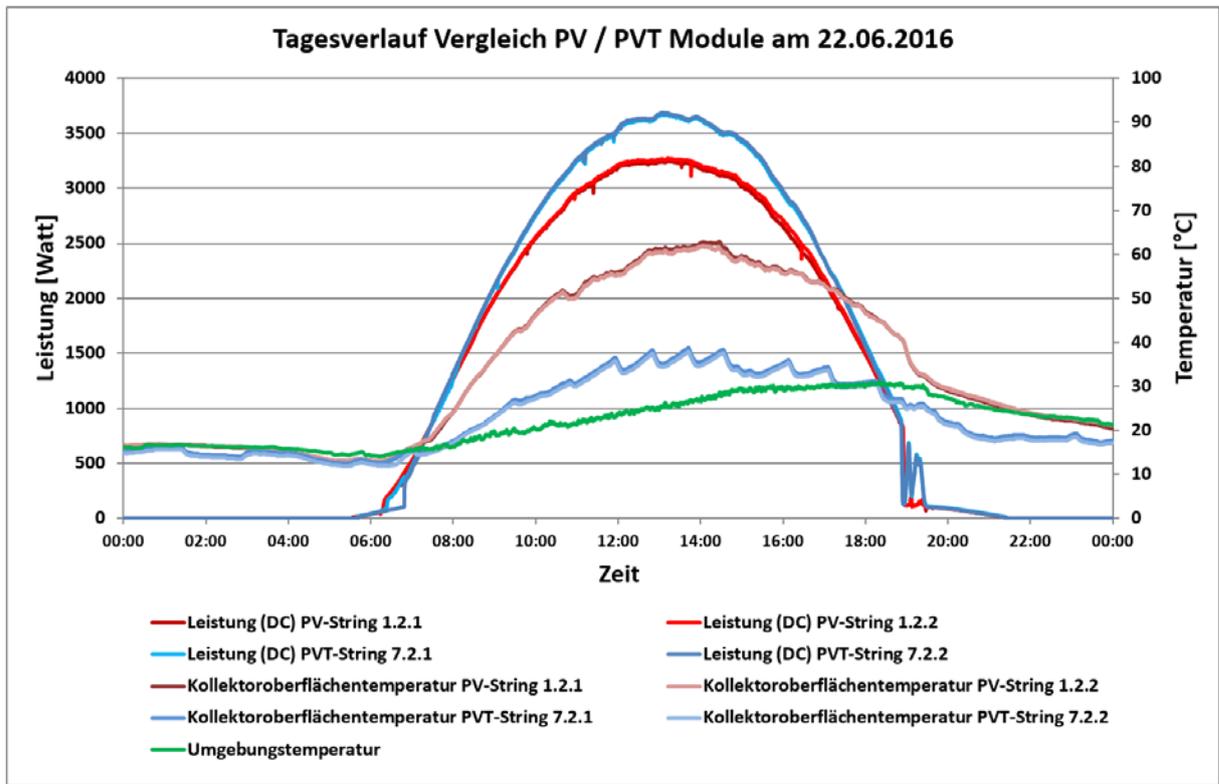
**Tabelle 2:** Mehrertrag und Stromeinsparung durch PVT

#### Mehrertrag der PVT-Module exemplarisch an einem Tag im Juni 2016

Nachfolgend werden die Leistungs- und Temperaturverläufe eines PV- und PVT-Strings miteinander verglichen. Diese unterschieden sich vor allem an warmen, wolkenfreien Tagen wie dem 22. Juni 2016. Die Umgebungstemperatur stieg an diesem Tag bis auf rund 30 °C an. Abbildung 6 zeigt die String-Leistungen und Moduloberflächentemperaturen der je zwei PV- und PVT-Strings, sowie die Umgebungstemperatur im Tagesverlauf.

Die Strings der betrachteten PV-Module erreichten am 22.06.2016 eine Spitzenleistung von 3'251 Watt, bzw. 3'274 Watt. Im Vergleich dazu erreichten die Stränge der PVT-Module Spitzenwerte von 3'677 Watt, bzw. 3'689 Watt. Die Leistungsspitzen der PVT-Strings waren somit rund 400 Watt höher.

Bei den Oberflächentemperaturen lag der Tagesspitzenwert bei den PV-Modulen bei 62.9 °C, bzw. 62.0 °C. Die PVT-Module erreichten maximal eine Temperatur von 38.8 °C, bzw. 37.9 °C. Die maximalen Temperaturen bei den PVT-Modulen lagen somit rund 23 °C tiefer als bei den PV-Modulen.



**Abbildung 6:** Tagesverlauf String-Leistungen und Modultemperaturen am 22.06.2016

Die PV-Strings haben am 22.06.2016 je rund 29 kWh und zusammen 57.9 kWh elektrische Energie produziert. Die PVT-Strings haben je rund 31.5 kWh und zusammen 63.3 kWh produziert. Das ergibt an diesem Tag einen elektrischen Mehrertrag von 9.33 %.

#### Performance Ratio der Anlage

Die Performance Ratio (PR) der Anlage wurde für drei Monate im Jahr 2017 und 2018 berechnet, siehe Tabelle 3. Sie ist ein Mass für die Qualität der Anlage, bei der der Ist-Ertrag ins Verhältnis zum Soll-Ertrag der Anlage gesetzt wird. Da die Performance Ratio im Winter durch die unterschiedliche Schneebedeckung des Einstrahlungssensors und der Module fehlerhaft sein kann, wurde sie nicht über ein ganzes Jahr berechnet. Folgende Formel (2) aus SMA Solar Technology AG (2016) wird für die Berechnung verwendet:

$$Performance\ Ratio = \frac{Tats\ a\ c\ h\ l\ i\ c\ h\ e\ r,\ a\ b\ g\ e\ l\ e\ s\ e\ n\ e\ r\ E\ n\ e\ r\ g\ i\ e\ e\ r\ t\ r\ a\ g\ i\ m\ M\ o\ n\ a\ t}{E\ r\ r\ e\ c\ h\ n\ e\ t\ e\ r,\ n\ o\ m\ i\ n\ a\ l\ e\ r\ A\ n\ l\ a\ g\ e\ n\ e\ r\ t\ r\ a\ g\ i\ m\ M\ o\ n\ a\ t} \quad (2)$$

Dabei wird der nominale Anlagenertrag mit Formel (3) aus SMA Solar Technology AG (2016) berechnet:

$$n\o\m\i\l\ a\l\ e\ r\ A\ n\l\ a\ g\ e\ n\ e\ r\ t\ r\ a\ g = E\i\ n\ s\ t\ r\ a\ h\ l\ u\ n\ g\ d\ e\ s\ M\o\ n\ a\ t\ s\ a\ u\ f\ d\ i\ e\ M\o\ d\ u\l\ f\l\ a\c\ h\ e\ * M\o\ d\ u\l\w\i\ r\k\i\ n\ g\ s\ g\ r\ a\ d \quad (3)$$

Die Performance Ratio wird in Prozent angegeben. Je näher der Wert an 100% liegt, desto weniger Verluste treten auf und desto effizienter arbeitet die Anlage. Werte von 80% gelten als sehr gute Werte für PV-Anlagen (SMA Solar Technology AG, 2016).

Die Performance Ratio für die Monate Juli, Oktober und März in Abbildung 3 zeigen, dass sowohl die PV- als auch die PVT-Teile der Anlage sehr gut funktionieren. Die Performance Ratio liegt jeweils bei



mindestens 76%. Dass die Werte für den PVT-Teil höher sind überrascht nicht, da diese durch die Kühlung bei gleicher Einstrahlung einen höheren elektrischen Ertrag aufweisen. Auch als Ganzes zeigt die Anlage mit Werten zwischen 77 % bis 82 % gute Werte für die Performance Ratio.

	Juli 2017	Oktober 2017	März 2018
<b>PR für PV</b>	79%	76%	81%
<b>PR für PVT</b>	84%	78%	83%
<b>PR total</b>	80%	77%	82%

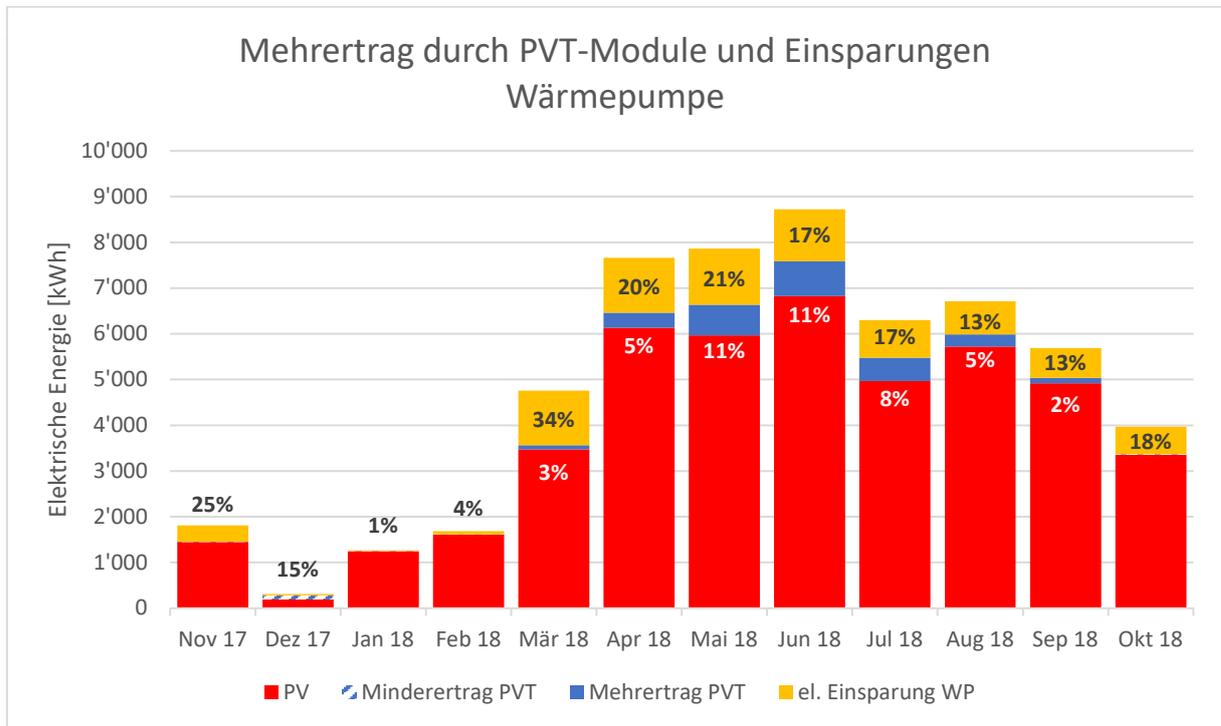
**Tabelle 3:** Performance Ratio für den PV- & PVT-Teil der Anlage sowie für die Gesamtanlage

#### Stromeinsparungen der Wärmepumpen

Die Stromeinsparungen im Betrieb der Wärmepumpe (orange in Abbildung 7) sind deutlich grösser als der elektrische Mehrertrag der PVT-Module (blau mit weisser Beschriftung in Abbildung 7). Der prozentuale Mehrertrag der PVT-Module wurde gemäss Formel 1 bestimmt. Dabei wurde die Produktion einer PV-Anlage mit 48.06 kWp als 100 % gesetzt. Die 48.06 kWp entsprechen dabei der installierten elektrischen Leistung der PVT-Module auf der linth-arena sgu.

Um die Stromeinsparungen der Wärmepumpe mit der Mehrproduktion der PVT-Module und der solaren Stromproduktion insgesamt vergleichen zu können, wurden diese Einsparungen ins Verhältnis zu der Produktion einer PV-Anlage mit 48.06 kWp gesetzt. Lesebeispiel für Abbildung 7: Im November 2017 konnte 25 % der PV-Produktion im Betrieb der Wärmepumpe eingespart werden.

Die Einsparungen der Wärmepumpe entsprachen von November 2017 bis Oktober 2018 17 % der Jahresproduktion einer PV-Anlage mit 48.06 kWp. Somit entstand durch die PVT-Module inklusive elektrischem Mehrertrag von 5 % ein «elektrischer Mehrwert» von 22 %.



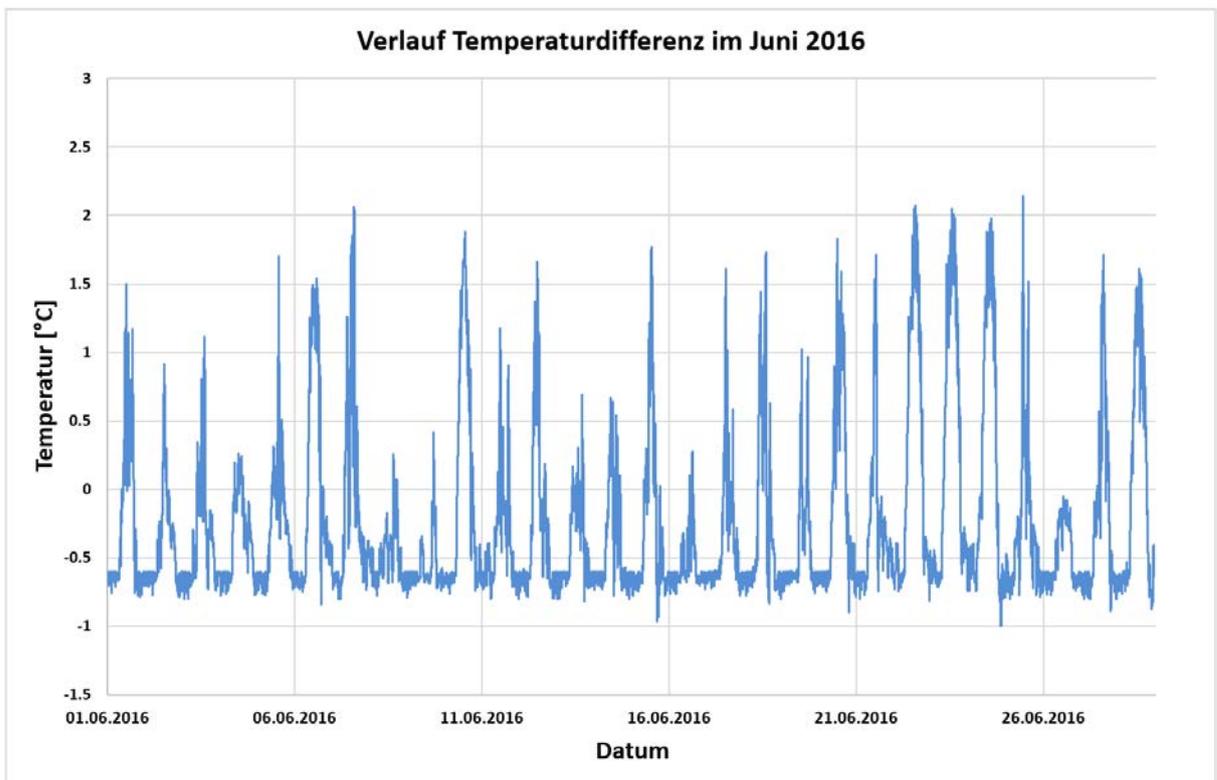
**Abbildung 7:** Stromertrag der PV-Module (rot), elektrischer Mehrertrag durch PVT-Module (blau mit weisser Beschriftung) und Stromeinsparung der Wärmepumpe (orange mit schwarzer Beschriftung) jeweils pro Monat

### Betriebserfahrung bei der Integration von PVT-Modulen zur Vorwärmung des Grundwassers:

Eine PVT-Installation in dieser Grössenordnung ist in der Schweiz selten. Um die Temperaturverteilung in einer PVT-Modulreihe, bzw. einem thermischen Strang beurteilen zu können, wurden in einem Strang drei Fluidtemperatursensoren angebracht (am zweiten, mittleren und vorletzten Modul im Strang). Die Module sind auf der thermischen Seite pro Modulreihe jeweils parallel angeschlossen. Eine Überprüfung zeigte, dass die Temperaturverteilung innerhalb einer Modulreihe sehr gleichmässig ist und die Module somit gleich durchströmt werden.

Bei einigen PVT-Modulen wurde neben der Fluidtemperaturmessung auch ein Oberflächentemperatursensor angebracht. Abbildung 8 zeigt für eines dieser Module, dass auch die Temperaturen auf der Oberfläche und im Fluid sehr nahe beieinander liegen. Die Wärmeübertragung vom Kollektor auf das Fluid ist demnach gut.

Technisch ist die Integration von PVT-Modulen zur Vorwärmung des Grundwassers gut möglich. Wie in Abbildung 7 bereits gezeigt, ist diese Einbindung auch aus Effizienzgründen sinnvoll. Bei dieser relativ grossen PVT-Anlage von 48.06 kWp elektrische Leistung zeigt sich jedoch, dass die Wärme vor allem im Sommer nicht immer vollständig genutzt werden kann. Trotz grossem Tank zur Vorwärmung des Grundwassers muss dieser im Sommer bei schönem Wetter praktisch täglich entleert werden, um die 25 °C Quelltemperatur für die Wärmepumpe nicht zu überschreiten. Zudem lieferte der thermische Kreislauf der PVT-Module im Dezember und Januar jeweils praktisch keine Wärmeenergie. Vorteilhaft ist deshalb, wie bei allen solarthermischen Systemen, eine hohe Wärmenachfrage im Sommer.

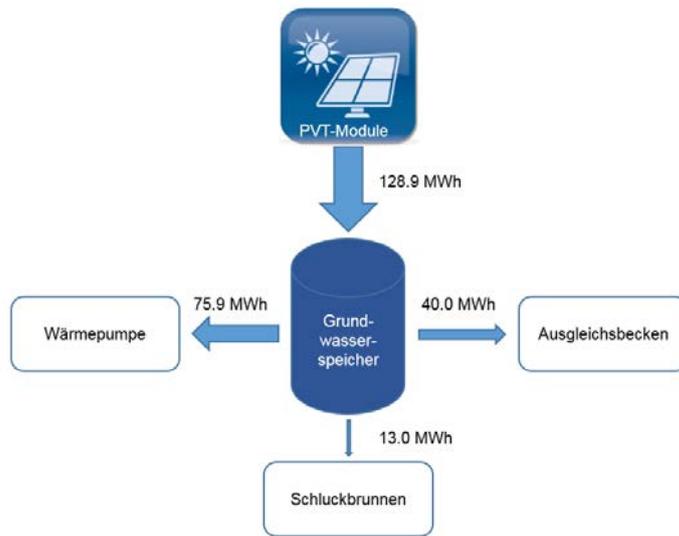


**Abbildung 8: Monatsverlauf der Temperaturdifferenz zwischen Kollektoroberfläche und Fluid im Juni 2016**

In den 12 Monaten von November 2016 bis Oktober 2017 konnten trotz Entleerungen des Grundwassertanks 80 % bis 90 % der thermischen Energie aus den PVT-Kollektoren genutzt werden. Davon flossen 31 % direkt in das Ausgleichsbecken des Schwimmbads und der Rest wurde in Form von vorgewärmtem Grundwasser zum Betrieb der Wärmepumpe genutzt (Abbildung 9). Der Rest wurde, um die PVT-Module weiter kühlen zu können ohne die Wärmepumpe zu gefährden, über den Schluckbrunnen zurück ins Grundwasser gegeben. Da das Volumen des in den Schluckbrunnen abgegebenen vorgewärmten Grundwassers nicht erfasst wurde, kann der Anteil der genutzten thermischen Energie der PVT-Anlage nicht genau bestimmt werden.

Zur Abschätzung der durch Spülungen verlorenen Wärme wurden einige Annahmen getroffen. Aus dem Leitsystem der gesamten Anlage wird ersichtlich, dass normalerweise nicht das Volumen des gesamten Grundwassertanks genutzt wird. Rund ein Drittel des Tanks bleibt standardmässig gefüllt, um ein Leerlauf der Wärmepumpe zu verhindern. Auch wird der Tank jeweils nicht bis an den oberen Rand gefüllt. Normalerweise wird ca. ein Drittel des Tankvolumens tatsächlich in die Wärmepumpe oder das Ausgleichsbecken geleitet, bevor frisches Grundwasser nachgefüllt wird. Deswegen wurde damit gerechnet, dass maximal 5'833 l (1/3 des Tankvolumens) vorgewärmtes Grundwasser mit einer Temperatur von 25 °C pro Spülung verloren gehen. Da der Grundwassertank bei einer Spülung nicht zwingend bis auf 2/3 gefüllt sein muss, wurde als untere Grenze als minimales Volumen der Spülung mit 2'917 l (1/6 des Tankvolumens) gerechnet. Als Temperaturdifferenz wurden 13 °C angenommen.

Für die 12 Monate vom November 2017 bis Oktober 2018 sieht die Nutzung der thermischen Energie aus den PVT-Modulen ähnlich aus. Da rund 30 Spülungen des Grundwassertanks mehr notwendig waren, konnten rund 4 % weniger Wärme genutzt werden.



**Abbildung 9:** Nutzung der thermischen Energie der PVT-Module (Nov 16 – Okt 17)

### Mehrkosten der PVT-Module

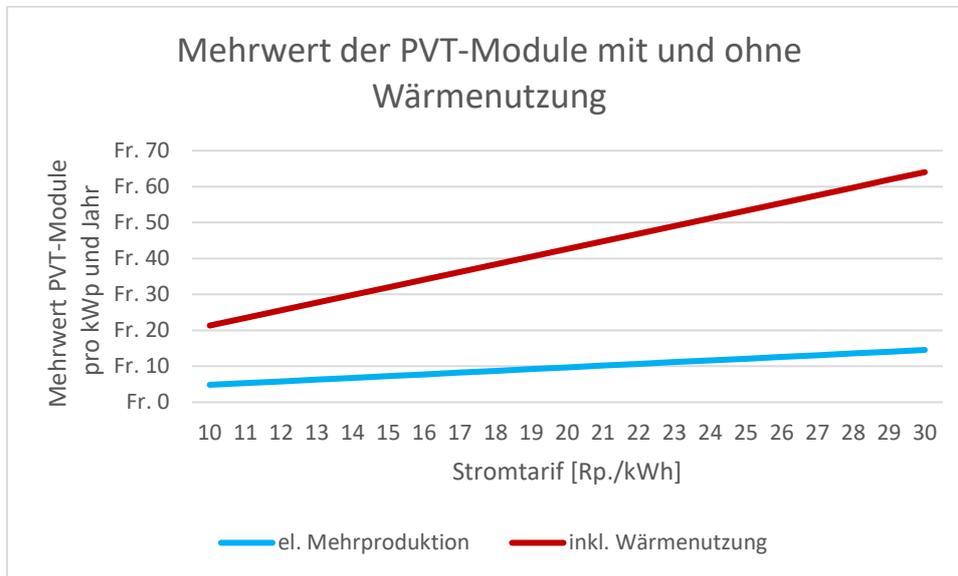
Die hohen Investitionskosten für PVT-Module sind ein Hindernis für den vermehrten Einsatz der Technologie. Neben den teureren Modulen wird auch zusätzliches Material wie Rohrleitungen, Wärmetauscher, Steuerung, Pumpe, Fluid, Expansionsgefäss, usw. notwendig und die Montage wird aufwändiger und somit teurer. Wie viel mehr ein PVT-Modul, inkl. Montage etc., kosten darf um wirtschaftlich trotzdem rentabler als eine einfache PV-Anlage zu sein, hängt vom Preis des bezogenen und des eingespeisten Stroms ab. GlarnerSach als Besitzerin der Solaranlage auf der linth-arena sgu erhält durch die KEV mit 23.1 Rp. pro kWh (Swissolar, 2015) einen vergleichsweise hohen Preis für ihren eingespeisten Strom. Die 5 % Mehrertrag der PVT-Module zahlen sich somit aus. Pro Modul generiert dieser elektrische Mehrertrag einen Wert von Fr. 3.- im Jahr.

Um diesen Wert für andere Anlagen in der Schweiz vergleichbar zu machen, wurde der Mehrertrag der PVT-Module mit der durchschnittlichen Produktion von PV-Anlagen in der Schweiz von 970 kWh/kWp (Hostettler, 2018) auf die Mehrkosten pro kWp installierter Leistung umgerechnet. Bei dem Einspeisetarif der KEV von 23.1 Rp. pro kWh entspräche dies 11.20 Fr. pro Modul und Jahr. Der Wert des elektrischen Mehrertrags ist für verschiedene Rückspeisetarife in Abbildung 10 dargestellt.

Der Preis für auf dem freien Markt bezogenen Strom inklusive Netznutzungsgebühr und Netzzuschlag liegen in der Schweiz bei ca. 14 bis 19 Rp. pro kWh (VSE, 2016). Durch die Stromeinsparungen im Betrieb der Wärmepumpe müssen im Jahr rund 17 % des durch die PV-Anlage produzierten Stroms nicht vom Netz bezogen werden. Bei den verwendeten PVT-Modulen mit 900 W Wärmeleistung bedeutet dies, dass pro Modul und Jahr Stromkosten im Wert von Fr. 6.- bis Fr. 8.- eingespart werden.

Pro Modul und Jahr hätten die Mehrkosten der PVT-Installation auf der linth-arena sgu somit bei rund 10.- pro Modul liegen dürfen. Bei einer Lebensdauer von 25 Jahren bedeutet dies kompensierbare Mehrkosten von Fr. 250.- pro Modul. Diese Mehrkosten müssen nicht nur die höheren Kosten für die PVT-Module, sondern auch weitere Materialkosten und die aufwändigere Montage decken, welche beim Bau einer PVT-Anlage zusätzlich anfallen. Da die Einsparungen der Wärmepumpe den Grossteil der

Kostenvorteile gegenüber den PV-Modulen ausmachen, ist die Auswirkung des Rückspeisetarifs vergleichsweise gering. Entscheidender ist der Strombezugstarif.



**Abbildung 10:** Mehrwert der PVT Module pro kWp und Jahr nur durch die elektrische Mehrproduktion und mit Wärmenutzung

Der Mehrwert von PVT-Anlagen durch die elektrische Mehrproduktion liegt je nach Rückspeisetarif zwischen 5 bis 15 Fr. pro kWp und Jahr (Abbildung 10). Wird zusätzlich die Wärme genutzt um die Grundwasserwärmepumpe effizienter betreiben zu können, liegt der Mehrwert einer mit der Pilot- und Demonstrations-Anlage vergleichbaren PVT-Anlage bei 21 bis 64 Fr. pro kWp und Jahr. Der Stromtarif bezieht sich in diesem Fall allerdings nicht alleine auf den Rückspeisetarif für den produzierten PV-Strom, sondern auch auf den Strombezugstarif. Über 25 Jahre gerechnet würde mit der Nutzung der gewonnenen Wärme somit ein Mehrwert durch die PVT-Module von 525 bis 1'600 Franken pro kWp elektrischer Leistung entstehen.

Die Kosten der aufwändigeren PVT-Technologie sind aber nur ein Aspekt unter vielen, um die Güte und die Chancen einer Technologie zu bewerten. Ein ganz wesentlicher Vorteil der PVT-Technologie ist unter anderem die höhere energetische Ausnutzung von begrenzten Dachflächen. Gebäude können dadurch einen wesentlich grösseren Anteil ihres Energiebedarfes aus erneuerbaren Energien auf der Gebäudehülle, direkt vor Ort bereitstellen. Dies führt auch zu einer grösseren energetischen Unabhängigkeit.

## Nutzung von Umgebungswärme

Die unabgedeckten PVT-Module können einerseits Wärme aus der Solarstrahlung und andererseits aber auch Wärme aus der Umgebungsluft aufnehmen. Bei entsprechend grosser Temperaturdifferenz zwischen dem Fluid und der Umgebungsluft kann somit auch bei bedecktem Himmel oder in der Nacht Wärme auf das Fluid übertragen werden.

Um die Nutzung der Umgebungswärme zu bestimmen, wurde die thermische Leistung je nach Einstrahlung in die Modulebene aufgeteilt in Nutzung von Umgebungswärme und in die Wärmeaufnahme durch Direktstrahlung. Die Grenze für die Nutzung von Umgebungswärme ohne direkte Einstrahlung wurde bei einer Globalstrahlung in die Modulebene von  $50 \text{ W/m}^2$  gesetzt. Zusätzlich wurden sehr kleine Leistungswerte ( $< 5 \text{ W/m}^2$ ) aufgrund ihrer Messungenauigkeit ausgeschlossen.

Die aus Umgebungswärme gewonnene thermische Energie betrug im Jahr 2017 insgesamt 1'813 kWh. Dies entspricht 1.5 % des gesamten Wärme-Ertrags im Jahr 2017. Dies erscheint auf den ersten Blick sehr wenig, hängt aber damit zusammen, dass die gesamte Wärme über die Sonnenscheindauer genutzt wird. Anders als in anderen Anwendungen mit PVT- Modulen wird der thermische Kreislauf nicht abgeschaltet, wenn eine gewisse Temperatur im Speicher erreicht wird. Anstelle einer Abschaltung des Kreislaufs wird der Grundwassertank gespült und mit kälterem Grundwasser nachgefüllt. So wird auch die Wärme, welche durch die Grundwassertank-Spülung verloren geht, als durch die PVT-Module gewonnene Wärme gezählt. Ohne direkte Sonneneinstrahlung lag die thermische Leistung der PVT-Module jeweils in der Grössenordnung von  $80 \text{ W/m}^2$ .

## Schneebefreiung der Module im Winter

Bei den PVT-Modulen besteht die Möglichkeit, die Module im Winter vom Schnee zu befreien. Dafür wird der thermische PVT-Kreislauf eingeschaltet, wodurch die Module mit Wärme aus dem Grundwasser gewärmt werden. Dadurch können die PVT-Module gegenüber den PV-Modulen mehr Winterstrom produzieren. Dies wurde u.a. im November 2015 getestet. Die Temperatur des Grundwassers betrug  $11 \text{ }^\circ\text{C}$ , sodass die Rückseite der PVT-Module mit dem Zirkulationsfluid auf 2 bis  $4 \text{ }^\circ\text{C}$  aufgewärmt wurde.

Aufgrund der flachen Aufständigung war die vollständige Befreiung vom Schnee schwierig, da sich der abgerutschte Schnee unten beim Modul staute (siehe Abbildung 11 und Abbildung 12). Deshalb sollte bei einer automatischen Steuerung darauf geachtet werden, dass die PVT-Module jeweils während dem Schneefall mit Grundwasser-Wärme aufgewärmt werden, damit sich möglichst kein Schnee ansetzt.

Diese Art der Steuerung wurde u.a. im Januar 2016 erprobt. Es zeigte sich aber, dass der Wettersensor nicht zuverlässig zwischen Schnee und Regen unterscheiden kann. Durch leichte Erwärmung der Solarmodule wurde z.B. in der Nacht auf den 17. Januar 2016 das Festsetzen von Schnee auf den Modulen verhindert. Dabei zeigte sich eine weitere Herausforderung bei der Schneebefreiung mit der gewählten Aufständigung: Wie in Abbildung 13 ersichtlich, bildeten sich am Rand und zwischen den Modulen Schneehaufen, die später die Module verschatteten. Die Messungen an diesem Tag zeigen, dass trotz Sonnenschein praktisch kein Strom produziert werden konnte. Dies lag mit sehr grosser Wahrscheinlichkeit am Schattenwurf durch die Schneehaufen zwischen den Modulen.

Daraus lässt sich für die Anlage in Näfels und vergleichbare Anlagen auf Flachdächern schliessen, dass ab einem Schneefall von mehr als 10 bis 15 cm, wie es in der Nacht auf den 17. Januar 2016 der Fall war, die Schneeräumung bei dieser Art von Aufständigung nicht viel bringt. Die Teilverschattung durch den abgerutschten Schnee begrenzt die Leistung zu stark.

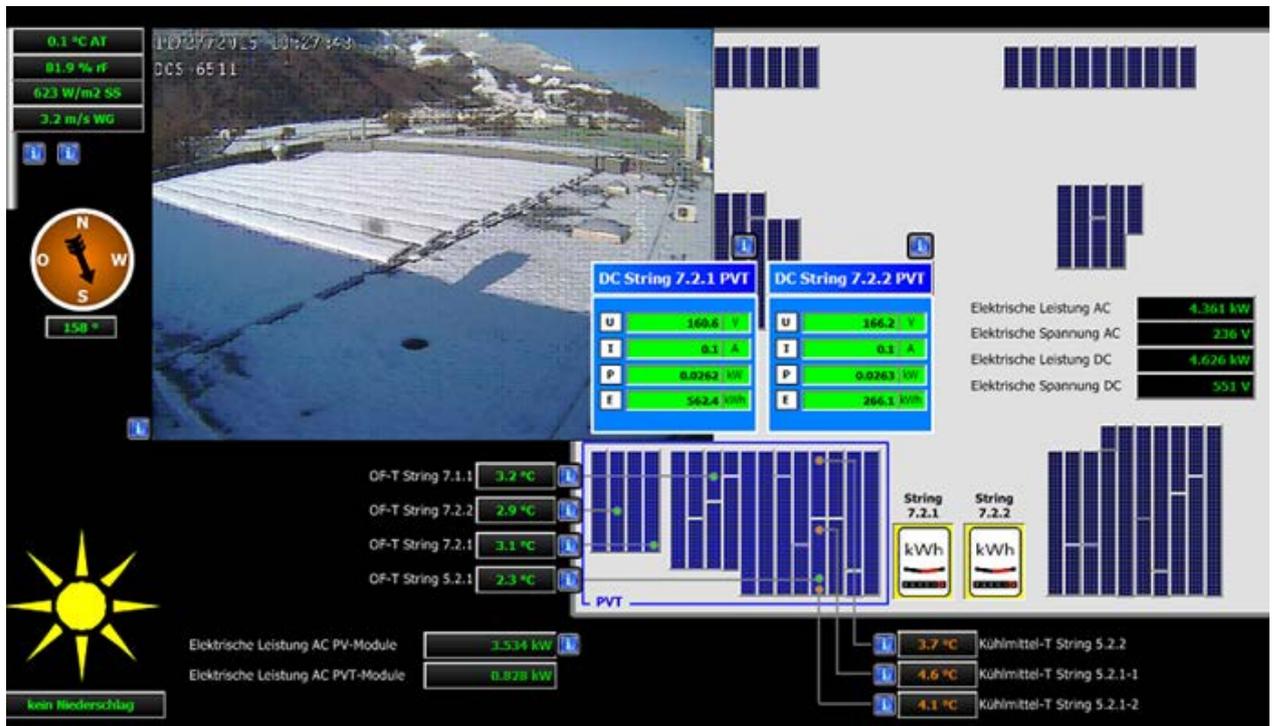


Abbildung 11: Situation zu Beginn der „Schneeräumung“ der PVT-Module durch Aufheizen mit Grundwasser



Abbildung 12: Nach ca. 6 Stunden ist der Schnee von den PVT-Modulen abgerutscht, staut sich aber unten an den Modulen

Ob sich die Mehrproduktion von Strom bei geringem Schneefall an diesem Standort lohnt, ist ebenfalls fraglich. Die Mehrproduktion im Januar 2017, in dem die Abtauung der Module nochmals durchgeführt

wurde, zeigte einen Mehrertrag von gut 200 kWh. Verglichen mit dem Gesamtenergieertrag von 48'700 kWh ist dieser Betrag vernachlässigbar klein. Wie viel (kostenlose) thermische Energie aus dem Grundwasser für das Abtauen der Module aufgewendet werden musste, konnte mit der vorhandenen Messeinrichtung nicht erfasst werden.



**Abbildung 13:** PVT-Module auf der linth-arena sgu am 17.01.2016: Schnee zwischen den Modulen führt zu Verschattungen.

### **Betriebserfahrung bezüglich optimaler Steuerung**

Die Umwälzpumpe für das Fluid der PVT-Anlage wird eingeschaltet, sobald die Temperaturdifferenz zwischen dem Grundwasser-Tank und der Rückseite der PVT-Module grösser als 5 °C ist. Die Steuerung der Wärmepumpen erfolgt unabhängig vom Wärmeangebot der PVT-Module. Aus den gewonnenen Daten und Erfahrungen können folgende Möglichkeiten zur Verbesserung der Steuerung abgeleitet werden:

- Da die Einsparungen beim Strom für die Wärmepumpe wesentlich grösser sind als der elektrische Mehrertrag der PVT-Module, sollte die Steuerung der Wärmepumpen angepasst werden: Heute werden die Wärmepumpen entsprechend dem Wärmebedarf in Betrieb gesetzt, neu soll dabei auch die Temperatur im von den PVT-Modulen vorgewärmten Grundwasser-Zwischenspeicher berücksichtigt werden. Dadurch kann die Stromeinsparung mit grosser Wahrscheinlichkeit nochmals erhöht werden.
- Anstatt den Grundwassertank im Sommer zu spülen, wenn das Wasser darin eine Temperatur von 25 °C erreicht hat, könnte der thermische Kreislauf der PVT-Module zu diesen Zeitpunkten gestoppt werden. Dies würde den elektrischen Mehrertrag der PVT-Module reduzieren, gleichzeitig aber sicherstellen, dass die Wärmepumpe bei einer Quelltemperatur von 25 °C betrieben wird und nicht direkt nach einer Spülung mit tieferen Grundwasser-Temperaturen betrieben wird. Da die Stromeinsparungen der Wärmepumpe um einen Faktor 3 grösser sind als der elektrische Mehrertrag scheint eine Steuerung zugunsten der Wärmepumpe vielversprechend.
- Reduktion der minimalen Temperaturdifferenz zum Einschalten der Zirkulationspumpe verkleinern (aktuell 5 °C). Dadurch würde sich der Wärmeertrag in der Übergangszeit und im Winter etwas vergrössern.



## Ausblick, weitere Schritte

Mit den beim Bau der Anlage gültigen Preisen für die verwendeten PVT-Module wäre deren Verwendung aus rein ökonomischer Sicht wenig sinnvoll. Allerdings sind in den letzten Jahren die Preise gesunken und einige weitere Produkte auf den Markt gekommen, die für diese Anwendung in Frage kommen würden. So gibt es PVT-Module mit relativ einfachen und kostengünstigen Wärmetauschern an der Rückseite der Module. Dadurch könnten die Materialkosten für PVT-Systeme deutlich gesenkt werden.

Die Linth-arena Sgu wird in den nächsten Jahren von Grund auf saniert. Geplanter Beginn der Arbeiten ist im Jahr 2020. Bis dahin wird die Anlage so weit möglich weitere Messwerte liefern, um eine verbesserte Datengrundlage für PVT-Anlagen zu schaffen. Weitere Versuche mit der Steuerung werden aber aufgrund der anstehenden Sanierung nicht mehr durchgeführt.

## Diskussion

Die Solaranlage auf dem Dach der Lintharena Sgu überzeugt mit einer hohen Performance Ratio, 5 % elektrischem Mehrertrag der PVT-Module und den Stromeinsparungen durch das Vorwärmen des Vorlaufs der Wärmepumpe.

Der elektrische Mehrertrag der PVT-Module von durchschnittlich 5 % im Jahr wurde mit Hilfe des im Datenblatt angegebenen Temperaturkoeffizienten ( $\gamma (P_{mpp}) = -0.370 \text{ \%}/\text{K}$ ) punktuell plausibilisiert. Dies ist mit den vorhandenen Messdaten zur Leistung einzelner Strings und den Modultemperaturen möglich. Ausgehend von der gemessenen elektrischen Leistung der PVT-Module und der Temperaturdifferenz zu den ungekühlten PV-Modulen wurde die so berechnete erwartete Leistung bei höheren Temperaturen mit der tatsächlich gemessenen Leistung der PV-Module verglichen. Diese Werte stimmen sehr gut überein. An Tagen mit hohen Temperaturdifferenzen zwischen PV- und PVT-Modulen ist die höhere Effizienz der PVT-Module zur Stromgewinnung beträchtlich. Wie in den Resultaten bereits beschrieben, war der elektrische Ertrag der PVT-Module an einem sonnigen Julitag im Maximum 9.33 % höher als der Ertrag der PV-Module. Allerdings können diese Temperaturunterschiede zwischen PV- und PVT-Modulen im Jahresverlauf nicht konstant erreicht werden. Deswegen liegt der Durchschnitt des elektrischen Mehrertrags mit 5 % deutlich tiefer.

Da das Grundwasser zur Kühlung der Module aus dem gleichen Grundwassertank entnommen wird wie das vorgewärmte Grundwasser zum Betrieb der Wärmepumpen, können die Module nicht immer optimal gekühlt werden (siehe Abbildung 3). Die Vorlauftemperatur kann dadurch auf bis zu 25 °C und die Oberflächentemperatur der PVT-Module zeitweise sogar auf bis zu 36 °C steigen (siehe Abbildung 6). Dies limitiert den oben erwähnten elektrischen Mehrertrag der PVT-Module, führt aber andererseits zu grösseren Stromeinsparungen beim Betrieb der Wärmepumpen. Die Stromeinsparung bei den Wärmepumpen ist bei diesem Anlagenkonzept drei Mal grösser als die elektrische Mehrproduktion.

Während der Messperiode vom April 2016 bis im November 2018 traten einige Ausfälle auf, primär von Wechselrichtern. Die Wechselrichter wurden bei Ausfällen sukzessive ersetzt, sodass Anfang 2016 alle Wechselrichter mindestens ein Mal ersetzt waren. Trotzdem war auch danach kein unterbruchsfreier Betrieb möglich. Die PVT-Module hatten keinen Einfluss auf die Ausfälle, d.h. die Ausfälle traten auch bei allen Wechselrichtern der «normalen» PV-Anlage auf.

Bei Teillausfällen der Anlage wurden die fehlenden Werte jeweils anhand von anderen Daten (z.B. Erträge von anderen Wechselrichtern) rekonstruiert, um eine möglichst vollständige Auswertung der



Messperiode zu ermöglichen. Durch die Wechselrichter-Ausfälle gab es zum Beispiel Stunden, an denen die gesamte Dachinstallation abgeschaltet war, um die Wechselrichter auszutauschen. Der Einfluss dieser Stunden ohne Strom- und Wärmeproduktion auf die die etwas mehr als 2.5 Messjahre ist aber gering, sodass die getroffenen Aussagen trotzdem gültig sind.

Die Stromeinsparungen der Wärmepumpe sind nicht direkt messbar. Dafür musste ein Referenzszenario angenommen werden, das den Stromverbrauch der Wärmepumpen bei der aktuellen Grundwassertemperatur ohne solare Vorwärmung berechnet. Die Differenz zwischen tatsächlichem Stromverbrauch und dem Stromverbrauch im Referenzszenario ergeben dann die Stromeinsparungen. Um die Einsparungen möglichst genau zu bestimmen, wurde der COP der Wärmepumpen bei verschiedenen Vorlauftemperaturen vor Ort ausgemessen.

Der Einfluss aller Fehler und Ausfälle wurde sorgfältig abgeklärt, sodass die erzielten Ergebnisse und Schlussfolgerungen trotzdem belastbar sind. Ein Vergleich mit anderen Anlagen ist leider nicht möglich, da dieses Konzept unseres Wissens zum ersten Mal umgesetzt wurde.



## Schlussfolgerungen

Das erprobte Konzept hat sich bewährt: Die PVT-Module produzieren auf dem Dach rund 5 % mehr Strom als normale PV-Module. Die Nutzung der Wärme zum Vorwärmen des Grundwassers für die Wärmepumpen reduziert den Strombedarf der Wärmepumpen bzw. erhöht deren Jahresarbeitszahl JAZ. Die Strom-Einsparungen bei den Wärmepumpen entsprechen 17 % der Stromproduktion einer gleich grossen PV-Anlage. Somit ergibt sich ein «elektrischer Mehrwert» der PVT-Module in diesem Konzept von 22 % gegenüber einer normalen PV-Anlage. Dreiviertel dieses elektrischen Mehrwertes stammt dabei von der Nutzung der Wärme der PVT-Module und ein Viertel vom elektrischen Mehrertrag durch die Kühlung der PVT-Module.

Die Stromeinsparungen der Wärmepumpen sind rund 3-Mal höher als der elektrische Mehrertrag. Eine Heizungsanbindung ist deswegen in jedem Fall erstrebenswert. Wie auch bei Solarthermie-Anlagen ist die hohe Verfügbarkeit von thermischer Energie im Sommer gegenläufig zum Wärmebedarf der Wärmepumpe für die Gebäudeheizung. Deswegen sind grosse Wärmeabnehmer auch im Sommer vorteilhaft. Im System der linth-arena sgu konnte in den gemessenen Jahren jeweils knapp ein Drittel der gesamten thermischen Energie vom Dach direkt, ohne weitere Vorwärmung durch die Wärmepumpe, ins Ausgleichsbecken des Schwimmbads geleitet werden. Diese direkte Wärme-Nutzung geschah hauptsächlich in den Sommermonaten von April bis September.

Der elektrische Mehrwert entspricht etwa einem Mehrwert von 530 bis 1'600 Franken pro kWp. Damit müssen die gesamten Mehrkosten einer PVT-Anlage gedeckt werden können. Dies beinhaltet dementsprechend nicht nur die Mehrkosten der Module selbst, sondern auch die Kosten der zusätzlich notwendigen Komponenten wie Rohrleitungen, Wärmetauscher, Steuerung, Pumpe, Fluid, Expansionsgefäss, usw. Die Rentabilität muss deshalb im Einzelfall geprüft werden.

Wie im Kapitel «Konzept – Anlagenbeschrieb» beschrieben, wäre zur Maximierung des elektrischen Energieertrags eine Belegung des ganzen Daches mit PVT-Modulen optimal. Dies ist allerdings wirtschaftlich nicht sinnvoll und würde zudem auch zu einer grossen Menge an nicht nutzbarer thermischer Energie im Sommer führen. In der jetzigen Situation können diese 10 % bis 20 % der nicht im Gebäude nutzbaren Energie über das Grundwasser abgeführt werden. Dies ist aber nicht in unbegrenztem Ausmass möglich. Würde das ganze Dach mit PVT-Modulen ausgestattet, müssten somit weitere Abnehmer für die thermische Energie im Sommer gefunden werden.

Die Schneebefreiung der Module im Winter gestaltet sich mit dem Anstellwinkel von nur 10° als schwierig, da der Schnee nicht vollständig vom Modul abrutscht. Eine Möglichkeit wäre eine etwas steilere Aufständigung sowie die Module stärker vom Boden abzuheben, so dass der Schnee vollständig vom Modul wegrutschen kann und sich nicht davor staut. Da die Sonneneinstrahlung während der Tage mit Schneebedeckung beim Standort in Näfels sowieso sehr gering ist, ist die Verhältnismässigkeit dieser Steuerung an diesem Standort fraglich. Gerade im alpinen Raum könnte sich der Einsatz dieses Konzeptes wegen der einfachen Möglichkeit zur Schneebefreiung aber trotzdem lohnen. Dabei muss die Aufständigung allerdings sorgfältig ausgewählt werden, damit der Schnee abrutschen kann und sich keine «Schneemauern» zwischen den Modulen bilden.

Der Wärmeertrag im Winter ist relativ gering. Bei der Dimensionierung einer PVT-Anlage mit Grundwasser-Wärmepumpe ist deshalb der Wärmebedarf im Sommer ein wichtiger Einflussfaktor. Das Konzept eignet besonders gut für Gebäude mit einem hohen Wärmebedarf im Sommer (Sportzentren, Spitäler, Hotels, usw.).

## Referenzen

- Bertram, E., Kirchner, M., Rockendorf, G., & Stegmann, M. (2011). *Solarthermie2000plus: Solare Gebäudewärmeversorgung mit unverglasten photovoltaisch-thermischen Kollektoren, Erdsonden und Wärmepumpen für 100% Deckungsanteil - Teilprojekt B: Wissenschaftliche Begleitung*. Emmerthal: Institut für Solarenergieforschung GmbH Hameln/Emmerthal.
- BINE Informationsdienst. (2012). Projektinfo: Solardächer doppelt nutzen. Retrieved 16 October 2018, from <http://www.bine.info/publikationen/projektinfos/publikation/solardaecher-doppelt-nutzen/>
- Ebert, V., Günther, R., Kremer, Z., Pajor, R., Bauer, D., Drück, H., ... Jahnke, K. (2012). *Fahrplan Solarwärme - Strategie und Massnahmen der Solarwärme-Branche für ein beschleunigtes Marktwachstum bis 2030*. Berlin: Technomar GmbH, Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik ITW, co2online GmbH im Auftrag vom BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V.
- Frei, R. (2013). Potentialabschätzung von Solargewinnung in öffentlichen Bädern (unveröffentlicht). ZHAW Wädenswil.
- Gasser, R., & Irniger, B. (2012). *Optimiertes Energiekonzept für das Zentrum lintharena sgu Näfels* (Bachelorarbeit). ZHAW Wädenswil, Wädenswil.
- Google Maps. (2013). Lintharena. Retrieved 5 December 2018, from <https://www.google.ch/maps/place/Sportzentrum+lintharena+sgu/@47.1079721,9.063436,712m/data=!3m1!1e3!4m5!3m4!1s0x479ad2beddd9cbf1:0x2f4eca4e37f3c2f9!8m2!3d47.108012!4d9.065244>
- Grass, H.-A. (2015). *Lintharena sgu - Solarkraftwerk Funktionsbeschreibung*. Klosters Dorf: Autevis.
- Gysel, R., & Büttgenbach, S. (2013). *Meyer Burger: Evaluation PVT-Module - unveröffentlicht*.
- Hartmeier, B. (2013). *Evaluation PVT-Module lintharena sgu* (unveröffentlicht). ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, Wädenswil.
- Hostettler. (2018). *Markterhebung Sonnenenergie 2017*. Bern: BFE; Swissolar.
- Meggers, F., Ritter, V., Goffin, P., Baetschmann, M., & Leibundgut, H. (2012). Low exergy building systems implementation. *Energy*, 41(1), 48–55.
- Rohrer, J., & Arm, K. (2013). Konzeptentwicklung für eine PVT-Testanlage (unveröffentlicht). ZHAW Wädenswil.
- SMA Solar Technology AG. (2016). *Performance Ratio - Qualitätsfaktor für die PV-Anlage* (Technische Information). SMA.
- Swissolar. (2015). KEV-Vergütungssätze gültig für neue Bescheide inkl. MWST 8%.
- VSE. (2016). Nominelle Strompreisentwicklung. Retrieved 28 November 2018, from [https://www.strom.ch/fileadmin/user\\_upload/Dokumente\\_Bilder\\_neu/010\\_Downloads/Stromgrafiken/Strompreise/Nominelle\\_Strompreisentwicklung.jpg](https://www.strom.ch/fileadmin/user_upload/Dokumente_Bilder_neu/010_Downloads/Stromgrafiken/Strompreise/Nominelle_Strompreisentwicklung.jpg)



## Abbildungsverzeichnis

<b>Abbildung 1:</b> PVT-Modul (Meyer Burger) .....	10
<b>Abbildung 2:</b> Aufteilung der Dachfläche für PVT-Module in roter Farbe und PV-Module in blau (Google Maps, 2013, bearbeitet).....	12
<b>Abbildung 3:</b> Prinzipschema der Versuchsanlage.....	12
<b>Abbildung 4:</b> Interaktives Informationssystem der linth-arena sgu .....	13
<b>Abbildung 5:</b> COP der Wärmepumpe in Abhängigkeit der Grundwassertemperatur (Grass, 2015) ..	15
<b>Abbildung 6:</b> Tagesverlauf String-Leistungen und Modultemperaturen am 22.06.2016.....	17
<b>Abbildung 7:</b> Stromertrag der PV-Module (rot), elektrischer Mehrertrag durch PVT-Module (blau mit weisser Beschriftung) und Stromeinsparung der Wärmepumpe (orange mit schwarzer Beschriftung) jeweils pro Monat.....	19
<b>Abbildung 8:</b> Monatsverlauf der Temperaturdifferenz zwischen Kollektoroberfläche und Fluid im Juni 2016.....	20
<b>Abbildung 9:</b> Nutzung der thermischen Energie der PVT-Module (Nov 16 – Okt 17).....	21
<b>Abbildung 10:</b> Mehrwert der PVT Module pro kWp und Jahr nur durch die elektrische Mehrproduktion und mit Wärmenutzung .....	22
<b>Abbildung 11:</b> Situation zu Beginn der „Schneeräumung“ der PVT-Module durch Aufheizen mit Grundwasser .....	24
<b>Abbildung 12:</b> Nach ca. 6 Stunden ist der Schnee von den PVT-Modulen abgerutscht, staut sich aber unten an den Modulen.....	24
<b>Abbildung 13:</b> PVT-Module auf der linth-arena sgu am 17.01.2016: Schnee zwischen den Modulen führt zu Verschattungen. ....	25

## Tabellenverzeichnis

<b>Tabelle 1:</b> Monatserträge der PV-Wechselrichter (WR 1-4, 8-12) und PVT-Wechselrichter (WR 5-7)	14
<b>Tabelle 2:</b> Mehrertrag und Stromeinsparung durch PVT .....	16
<b>Tabelle 3:</b> Performance Ratio für den PV- & PVT-Teil der Anlage sowie für die Anlage als Ganzes von 3 Monaten.....	18

# Anhang A

Datenblatt der verwendeten Hybrid-Module:



## Hybrid

Die smarte Kombination von Solarthermie und Photovoltaik

### Höherer Stromertrag durch Zellkühlung

- Hocheffiziente monokristalline Zelltechnologie
- 16.5 % elektrischer Modulwirkungsgrad
- 60 % thermischer Modulwirkungsgrad
- Höchste Belastbarkeit durch 5 mm gehärtetes Solarglas
- Nur von Meyer Burger Solarmodulen erreicht:  
Erfolgreich geprüft nach Hagelwiderstandsklasse HW 4 (Hagelkorn Ø 40 mm)
- Höherer Stromertrag als bei herkömmlichen PV-Modulen durch effiziente Zellkühlung
- Platzsparendes und energieeffizientes System durch die Kombination von Solarthermie und Photovoltaik
- Optimaler Betrieb im Niedertemperaturbereich
- Schweizer Qualitätsprodukt aus Thun
- Termingerechte Lieferung



### Spezifikationen

Eigenschaften	
Dimensionen	991 x 1656 x 17 mm
Glastärke	5 mm
Glaeseigenschaften	ESG Solarglas mit AR*

Elektrische Spezifikationen	
Nennleistung	270 Wp
Spannung $U_{mpp}$	31.2 V
Strom $I_{mpp}$	8.7 A
Leerlaufspannung $U_{oc}$	38.3 V
Kurzschlussstrom $I_{sc}$	9.2 A
Maximale Systemspannung	1000 V
Rückstrombelastbarkeit	18A
Toleranz Nennleistung	±3 %

Temperaturkoeffizienten	
$\alpha (I_{sc})$	+0.033 %/K
$\beta (U_{oc})$	-0.241 %/K
$\gamma (P_{mpp})$	-0.370 %/K

\* Antireflexbeschichtung (AR)

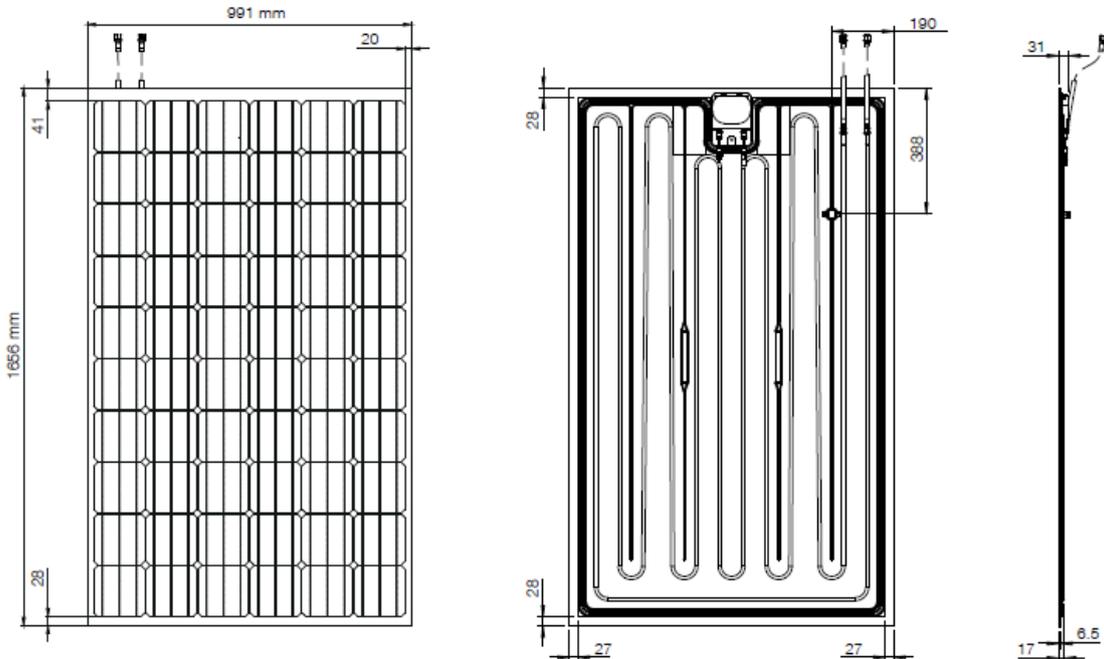
Elektrische Leistungsdaten bei STC (1000 W/m<sup>2</sup>, 25 °C, AM 1.5).  
Messprotokolle sind auf Anfrage erhältlich.



Mechanische Spezifikation	
Rückwandfolie	Hochisolierendes Mehrlagenlaminat / Weiss
Laminataufbau	Glas / EVA / Zellen / EVA / Rückwandfolie
Gewicht	29 kg
Zellentyp	156 x 156 mm monokristallin
Zellenverchaltung	60 Stk. Zellen seriell
Anschlussdose	Solarlok 4-Rail mit 3 Bypassdioden
Anschlusskabel	Solarlok 4 mm <sup>2</sup> , Länge je 1 m
Steckverbinder	Solarlok PV4
Geprüfte Drucklast	5400 N/m <sup>2</sup>
Hagelwiderstandklasse	HW 4 (entspricht Hagelkorn Ø 40 mm)

Thermische und hydraulische Spezifikationen	
Leistung bei T0	900 W
Nennvolumenstrom	50 - 100 l/h
Maximaler Betriebsdruck	6 bar
Stillstandtemperatur	ca. 80 °C
Hydraulischer Anschluss	Flexible Rohre, je 660 mm / Anschlussmutter SERTO M 16-1
Fluidinhalt pro Kollektor	0.75 l

Mit dem patentierten Funktionsprinzip wird die thermische Absorberleistung durch Unterdruck gesteigert. Im Lieferumfang enthalten ist die komplette pneumatische Versorgungsbox.



## Zertifikate und Garantie

Qualitätsprüfung, statische Belastbarkeit	IEC 61215
Betriebssicherheit	IEC 61730
Produktgarantie	5 Jahre
Leistungsgarantie	10 Jahre auf 90% der Mindestleistung 25 Jahre auf 80% der Mindestleistung



Ihr Installationspartner:

Meyer Burger AG  
Schorenstrasse 39  
CH-3645 Gwatt (Thun)  
Telefon +41 33 221 21 21  
www.meyerburger.com  
info.pvsystems@meyerburger.com





Datenblatt der verwendeten PV-Module (270 Wp):



# SKY

Schweizer Solarmodul für Höchstleistung

## Ausgezeichnete Selbstreinigung durch rahmenloses Moduldesign

- Hocheffiziente Meyer Burger Zelltechnologie
- 17.4 % Modulwirkungsgrad
- Höchste Belastbarkeit durch 5 mm gehärtetes Solarglas
- Nur von Meyer Burger Solarmodulen erreicht:  
Erfolgreich geprüft nach Hagelwiderstandsklasse HW 4 (Hagelkorn Ø 40 mm)
- TÜV Rheinland zertifiziert  
Schweizer Qualitätsprodukt aus Thun
- Termingerechte Lieferung



IEC 61215  
IEC 61730  
Snow Load  
Resistance  
www.tuv.com  
ID: 000008128



## Spezifikationen

Eigenschaften	270	285
Dimensionen	991 x 1656 x 6.5 mm	
Glasstärke	5 mm	
Glaseeigenschaften	ESG Solarglas mit AR*	

Elektrische Spezifikationen	270	285
Nennleistung	270 Wp	285 Wp
Spannung $U_{mpp}$	31.2 V	31.4 V
Strom $I_{mpp}$	8.7 A	9.1 A
Leerlaufspannung $U_{oc}$	38.3 V	39.8 V
Kurzschlussstrom $I_{sc}$	9.2 A	9.7 A
Maximale Systemspannung	1000 V	
Rückstrombelastbarkeit	18A	
Toleranz Nennleistung	±3 %	

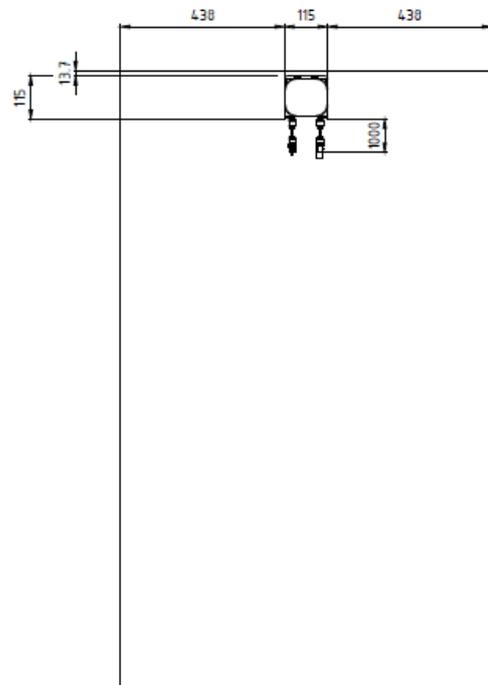
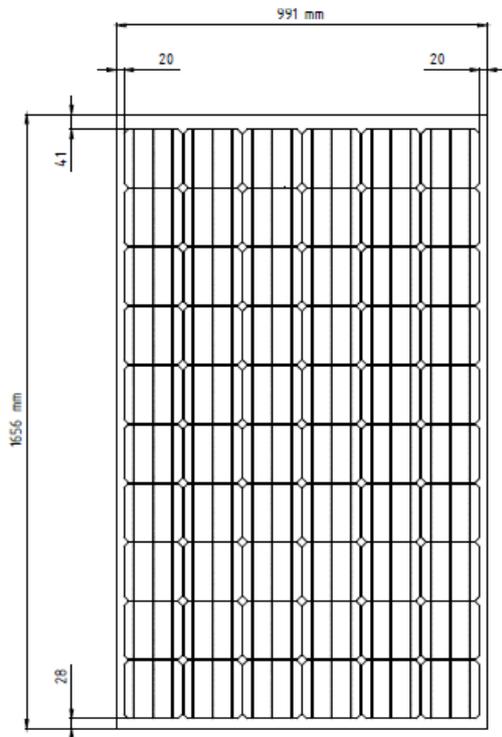
Temperaturkoeffizienten	270	285
$\alpha (I_{sc})$	+0.033 %/K	+0.046 %/K
$\beta (U_{oc})$	-0.241 %/K	-0.306 %/K
$\gamma (P_{mpp})$	-0.370 %/K	-0.391 %/K

\* Antireflexbeschichtung (AR)

Elektrische Leistungsdaten bei STC (1000 W/m<sup>2</sup>, 25 °C, AM1.5).  
Messprotokolle sind auf Anfrage erhältlich.



Mechanische Spezifikation	270	285
Rückwandfolie	Hochisolierendes Mehrlagenlaminat / Weiss	
Laminataufbau	Glas / EVA / Zellen / EVA / Rückwandfolie	
Gewicht	23.6 kg	
Zellentyp	156 x 156 mm monokristallin	156 x 156 mm monokristallin MB-PERC
Zellenverchaltung	60 Stk. Zellen seriell	
Anschlussdose	Solarlok 4-Rail mit 3 Bypassdioden	
Anschlusskabel	Solarlok 4 mm <sup>2</sup> , Länge je 1 m	
Steckverbinder	Solarlok PV4	
Geprüfte Drucklast	5400 N/m <sup>2</sup>	
Hagelwiderstandsklasse	HW 4 (entspricht Hagelkorn Ø 40 mm)	



## Zertifikate und Garantie

- Qualitätsprüfung, statische Belastbarkeit IEC 61215
- Betriebssicherheit IEC 61730
- Produktgarantie 10 Jahre
- Leistungsgarantie 10 Jahre auf 90% der Mindestleistung  
25 Jahre auf 80% der Mindestleistung



Ihr Installationspartner:

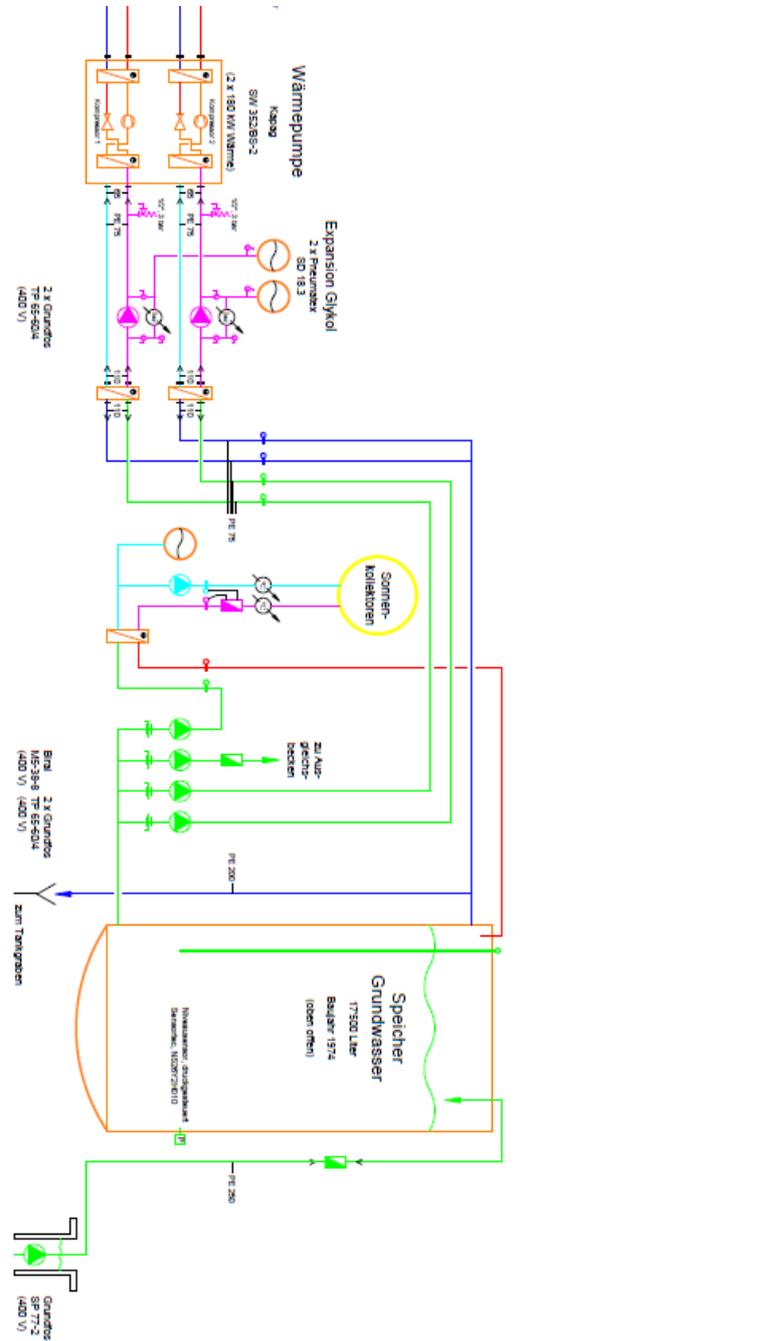
Meyer Burger AG  
Schorenstrasse 39  
CH-3645 Gwatt (Thun)  
Telefon +41 33 221 21 21  
www.meyerburger.com  
info.pvsystems@meyerburger.com







### Schema der Heizung bis zur Wärmepumpe inkl. Sensoren



### Legende

	Pumpe		Absperklappe		Entleerung mit Schlauchanschluss		Tauchttemperaturefühler
	Wärme- bzw. Wasserzähler		Absperrentill		Absperrarmatur Expansionsgefäss		Thermometer
	Dreilwegventill mit Elektroantrieb		Drosselventill		Entlastungsautomat		Hydrometer



## Anhang C

Monatserträge der PV- und PVT-Wechselrichter

Monat	El. Ertrag PV-Generator (188.73 kWp) [kWh]	Spez. el. Ertrag PV-Generator [kWh/ kWp]	El. Ertrag PVT-Generator (48.06 kWp) [kWh]	Spez. el. Ertrag PVT-Generator [kWh/ kWp]	Therm. Ertrag PVT-Generator [kWh]
Apr 16	19'671	104.23	5'200	108.20	12'226
Mai 16	23'305	123.48	6'212	129.25	17'874
Jun 16	22'283	118.07	5'961	124.03	19'940
Jul 16	23'898	126.63	6'429	133.77	28'432
Aug 16	24'690	130.82	6'633	138.01	23'131
Sep 16	19'101	101.21	5'088	105.88	15'372
Okt 16	10'114	53.59	2'612	54.35	4'138
Nov 16	5'757	30.50	1'482	30.84	1'227
Dez 16	5'888	31.20	1'494	31.08	140
<b>Total 9 Mon.</b>	<b>154'707</b>	<b>819.73</b>	<b>41'112</b>	<b>855.41</b>	<b>122'480</b>

Monat	El. Ertrag PV-Generator (188.73 kWp) [kWh]	Spez. el. Ertrag PV-Generator [kWh/ kWp]	El. Ertrag PVT-Generator (48.06 kWp) [kWh]	Spez. el. Ertrag PVT-Generator [kWh/ kWp]	Therm. Ertrag PVT-Generator [kWh]
Jan 17*	433	2.29	340	7.07	140
Feb 17	9'876	52.33	2'596	54.01	1
März 17	17'861	94.64	4'600	95.72	4'688
Apr 17	20'540	108.83	5'444	113.28	12'492
Mai 17	27'544	145.94	7'425	154.48	23'713
Jun 17	23'087	122.33	6'291	130.90	28'692
Jul 17	22'871	121.18	6'177	128.53	21'980
Aug 17	22'271	118.00	6'028	125.43	21'816
Sep 17	12'246	64.8	3'209	66.77	6'825
Okt 17	13'500	71.53	3'515	73.13	7'206
Nov 17	5'706	30.23	1'451	30.20	914
Dez 17	1'108	5.87	194	4.04	0
<b>Total</b>	<b>177'041</b>	<b>938.06</b>	<b>48'709</b>	<b>983.56</b>	<b>128'920</b>

\* Hier wurden die PVT-Module vom Schnee befreit bzw. das Ansetzen von Schnee verhindert.



Monat	El. Ertrag PV-Generator (188.73 kWp) [kWh]	Spez. el. Ertrag PV-Generator [kWh/ kWp]	El. Ertrag PVT-Generator (48.06 kWp) [kWh]	Spez. el. Ertrag PVT-Generator [kWh/ kWp]	Therm. Ertrag PVT-Generator [kWh]
Jan 18	4'915	26.04	1'246	25.92	1
Feb 18	6'360	33.70	1'610	33.50	194
März 18	13'637	72.25	3'562	74.11	4'706
Apr 18	24'081	127.60	6'460	134.42	14'716
Mai 18	23'440	124.20	6'634	138.04	14'635
Jun 18	26'813	142.07	7'584	157.80	17'605
Jul 18	26'510	140.47	5'248*	142.23	19'912
Aug 18	22'465	119.04	5'987	124.57	11'814
Sep 18	19'313	102.33	5'093	104.84	9'455
Okt 18	13'239	70.15	3'355	69.81	7'295
<b>Total 10 Mon.</b>	<b>180'774</b>	<b>957.84</b>	<b>46'724</b>	<b>1005.24</b>	<b>100'333</b>

\*Ausfall eines Wechselrichters über 23 Tage

#### Mehrertrag und Stromeinsparung durch PVT:

Monat (2016)	Spez. Mehrertrag PVT-Generator [%]	Mehrertrag PVT-Generator gem. (1) [kWh]
April	3.81	191
Mai	4.67	277
Juni	5.05	287
Juli	5.64	343
August	5.49	345
September	4.61	224
Oktober	1.41	36
November	1.10	16
<b>Total 8 Mon.</b>	<b>4.54</b>	<b>1'721</b>



Ab April 2017 konnte auch die elektrische Einsparung der Wärmepumpe mitberücksichtigt werden.

Monat	Spez. Mehrertrag PVT-Generator [%]	Mehrertrag PVT-Generator gem. (1) [kWh]	El. Einsparung Wärmepumpe [kWh]
Nov 16	1.10	16	k.A.
Dez 16	-0.37	-5	k.A.
Jan 17	208.68	230	k.A.
Feb 17	3.21	81	k.A.
März 17	3.66	171	k.A.
Apr 17	4.09	214	804
Mai 17	5.85	411	924
Jun 17	6.97	410	529
Jul 17	6.06	353	711
Aug 17	6.29	357	494
Sep 17	2.90	87	623
Okt 17	2.24	77	776
<b>Total 12 Mon.</b>	<b>5.18</b>	<b>2'400</b>	<b>4'861</b>