



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für  
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

**Bundesamt für Energie BFE**  
Energieforschung und Cleantech

14.09.2020

---

## BioSolFer

# Integration von Solarwärme in Biomasse Fernwärmenetze

---



Quelle: © a-energie



**Datum:** 14. September 2020

**Ort:** Rapperswil

**Subventionsgeberin:**

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

**Subventionsempfänger/innen:**

SPF Institut für Solartechnik  
Hochschule für Technik HSR  
8640-Rapperswil  
[www.spf.ch](http://www.spf.ch)

**Autor/in:**

Florian Ruesch, [florian.ruesch@spf.ch](mailto:florian.ruesch@spf.ch)  
Marco Caflisch, [marco.caflisch@spf.ch](mailto:marco.caflisch@spf.ch)  
Michel Haller, [michel.haller@spf.ch](mailto:michel.haller@spf.ch)

**BFE-Projektbegleitung:**

Andreas Eckmanns, BFE-Forschungsbereichsleiter, [andreas.eckmanns@bfe.admin.ch](mailto:andreas.eckmanns@bfe.admin.ch)  
Dr. Elimar Frank, BFE-Forschungsprogrammleiter, [elimar.frank@frank-energy.com](mailto:elimar.frank@frank-energy.com)

**BFE-Vertragsnummer:** SI/500315-03

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



## Zusammenfassung

Solare Fernwärme ist international auf dem Vormarsch. Im Vorzeigeland Dänemark wurden bereits deutlich mehr als eine Million Quadratmeter Kollektoren verbaut, aber auch z.B. in Deutschland hat die Verbreitung stark zugenommen, und es ist geplant die vorhandene Kapazität bis 2023 zu verdreifachen. Eine Studie für den Kanton St. Gallen hat gezeigt, dass auch in der Schweiz tiefe solare Gestehungskosten möglich sind. Dabei haben sich vor allem Fernwärmenetze mit Biomasse (Holz) als Hauptenergieträger als geeignet herausgestellt. Die national vorhandenen und nachhaltig nutzbaren Ressourcen an Energieholz waren im Jahr 2019 zu 2/3 ausgeschöpft. Ein Wachstum wie in den letzten Jahren ist ohne Solarwärme noch für ca. 15-20 Jahre möglich. Die Einbindung von Solarwärme lässt eine weitere Verbreitung solcher erneuerbarer Wärmeverbände in der Schweiz zu.

In dieser Studie wurden vier Netze genauer betrachtet und das Zusammenspiel von Kollektorfeld, Speicher und Kessel über Simulationen untersucht. Die Einbindung von Solarthermie in Verbände, welche den Sommerbedarf aufgrund der geringen Teillast mit fossilen Energieträgern decken, bietet klare ökologische und ökonomische Vorteile. Schon Anlagen ab einigen hundert Quadratmetern können bei günstigen Voraussetzungen zu Wärmegegestehungskosten führen, welche unter den reinen Brennstoffkosten fossiler Energieträger liegen. Auch die deutlich tieferen Brennstoffpreise von Holzschnitzel können bei Anlagengrößen ab ca. 1000 m<sup>2</sup> erreicht werden. Dies unter der Voraussetzung, dass eine kantonale Förderung gesprochen wird. Hier ergibt sich ein indirekter ökologischer Nutzen für das zukünftige Energiesystem. Der beschränkt verfügbare und lagerbare erneuerbare Brennstoff Holz kann im Sommer eingespart werden und im Gegenzug für Anwendungen genutzt werden, für welche sonst wenige Alternativen zu fossilen Brennstoffen bestehen. Zum Beispiel für industrielle Prozesswärme, oder Strom- und Wärmeerzeugung im Winter.

## Summary

Solar district heating is gaining ground internationally. In Denmark, well over one million square metres of collectors have already been installed, but also in Germany, the spread has increased considerably and it is planned that the existing capacity will be tripled by 2023. A study for the canton of St. Gallen has shown that low solar production costs are also possible in Switzerland. District heating networks using biomass (wood) as the main energy source have proved to be particularly suitable. The nationally available and sustainably usable resources of energy wood were exhausted to 2/3 already in 2019. A growth as in the past years is still possible for about 15-20 years without solar heat. The integration of solar heat allows for a further spread of such renewable heat networks in Switzerland.

In this study, four networks were examined more closely and the interaction of collector array, storage tank and boiler was examined by means of simulations. The integration of solar thermal energy in networks that cover low partial loads in summer with fossil fuels offers clear ecological and economic advantages. Under favourable conditions, even systems of a few hundred square metres or more can lead to heat production costs that are lower than the costs of fossil fuels. The significantly lower fuel prices of wood chips can also be achieved with plant sizes from about 1000 m<sup>2</sup> upwards. This is subject to cantonal subsidies. This results in an indirect ecological benefit for the future energy system. Wood as a limited renewable fuel can be saved in summer and in return used for applications for which there are few alternatives to fossil fuels. For example, for industrial process heat, or electricity and heat generation in winter.



# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Management Summary .....</b>	<b>6</b>
<b>2</b>	<b>Einleitung .....</b>	<b>8</b>
2.1	Solar Grossanlagen in der Schweiz .....	9
2.2	Solare Fernwärme: Entwicklung ausserhalb der Schweiz .....	11
2.3	Potenzial Energieholz für Fernwärme in der Schweiz.....	12
<b>3</b>	<b>Vorgehen und Methode.....</b>	<b>14</b>
3.1	Auswahl Wärmeverbände .....	14
3.2	Modellierung .....	14
3.3	Erzeugen von typischen Profilen .....	15
3.4	Kosten.....	16
<b>4</b>	<b>Ergebnisse .....</b>	<b>19</b>
4.1	Konkrete Beispiele.....	19
4.1.1	Thal.....	19
4.1.2	Wattwil .....	25
4.1.3	Aadorf .....	33
4.1.4	GEVO Ormalingen.....	37
4.1.5	WLS.....	44
<b>5</b>	<b>Diskussion.....</b>	<b>50</b>
5.1.1	Kollektorerträge .....	50
5.1.2	Kesselsteuerung/Taktverhalten .....	51
5.1.3	Einbindung.....	52
5.1.4	Gestehungspreise .....	52
5.1.5	Vergleichspreise .....	52
<b>6</b>	<b>Schlussfolgerungen .....</b>	<b>55</b>
<b>7</b>	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>57</b>
<b>8</b>	<b>Dank .....</b>	<b>57</b>



## Abkürzungsverzeichnis

VFS	Verband Fernwärme Schweiz
KVA	Kehrichtverbrennungsanlage
FK	Flachkollektor
VRK	Vakuumröhrenkollektor
VFK	Vakuumflachkollektor
VFK	Vakuumflachkollektor
PRK	Parabolrinnenkollektor
PV	Photovoltaik
VFS	Verband Fernwärme Schweiz
KVA	Kehrichtverbrennungsanlage
IAM	Incident Angle Modifier
HFM	Harmonisiertes Fördermodell (der Kantone)



# 1 Management Summary

Solare Fernwärme ist international auf dem Vormarsch. In der Schweiz gibt es aber erst vereinzelte kleinere Solarthermieanlagen, welche in Wärmenetze eingebunden sind. In dieser Studie wurden vier Netze genauer betrachtet und das Zusammenspiel von Kollektorfeld, Speicher und Kessel über Simulationen untersucht. Messdaten aus der schweizweit grössten Anlage zur Einspeisung in ein Fernwärmenetz wurden von der WLS AG zur Verfügung gestellt. Mit diesen Messdaten konnten die Simulationen plausibilisiert werden.

Für unterschiedliche Konfigurationen von Kollektorfeld und Speichergrosse wurden solare Gestehungskosten berechnet. Dabei werden ohne Subventionen Gestehungspreise erreicht, welche die reinen Brennstoffkosten fossiler Energieträger erreichen oder knapp unterschreiten. Die Förderung von Solarwärme ist kantonal unterschiedlich und es gibt meist keine verbindlichen Fördersätze für Grossanlagen. Wenn eine Förderung nach dem Harmonisierten Fördermodell der Kantone angenommen wird, können deutlich tiefere Gestehungskosten erreicht werden, welche in der Grössenordnung der reinen Brennstoffkosten von Holzschnitzeln liegen.

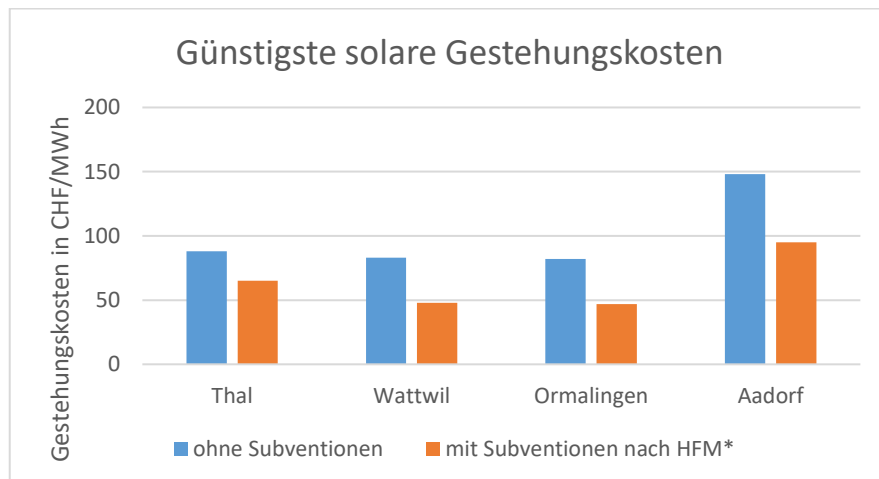


Abbildung 1: Günstigste solare Gestehungskosten ohne Subventionen und mit Subventionen nach HFM. Im Fall von Ormalingen wurden die höheren Ansätze des "Baselbieter Energiepakets" verwendet.

Durch die Einbindung von Solarthermieanlagen mit einer entsprechenden Grösse, können Holzkessel im Sommer während des ungünstigen Teillastbetriebes ausgeschaltet werden. Auch wenn in den Übergansmonaten leicht höhere Taktzahlen des Biomassekessels (Ein- und Ausschalten) zu erwarten sind, resultieren aufs Jahr gesehen weniger Taktzyklen. Zusätzlich können Wartungsarbeiten am ausgeschalteten Kessel während des Sommers durchgeführt werden, ohne dass hierfür eine Überbrückung mit fossilen Energieträgern notwendig wäre.

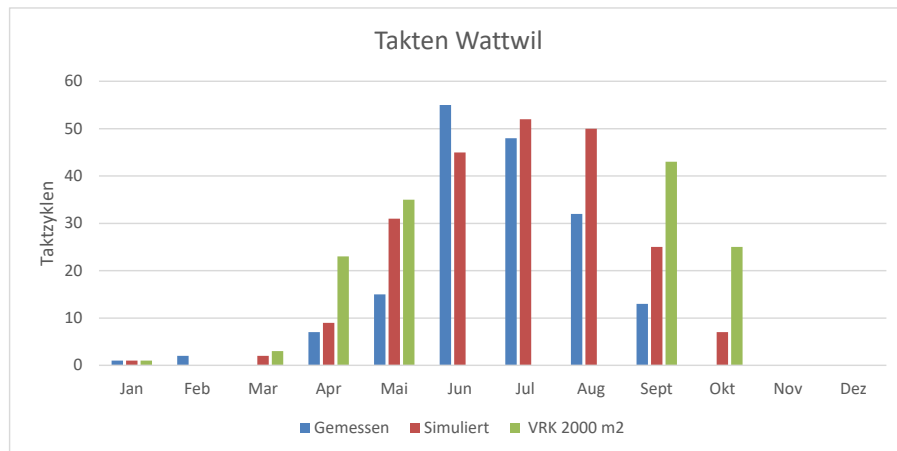


Abbildung 2: Taktverhalten des Holzkessels mit und ohne Solaranlage.

Je nach Jahr, respektive nach meteorologischen Bedingungen eines Jahres, ist zum Teil immer noch mit einem geringen Verbrauch an fossiler Energie zu rechnen, wenn längere Schlechtwetterperioden gedeckt werden müssen. Ab ca. 7 m<sup>2</sup> Kollektorfläche und 1.4 m<sup>3</sup> Speicher pro kW Sommerwärmebedarf ist der Verbrauch an fossiler Zusatzenergie an den untersuchten Standorten geringer als während einer typischen jährlichen Revision des Holzkessels.

Die Anlage in Schüpfen hat in den Jahren 2015-2017 (durchgängige, störungsfreie Datenaufzeichnung) spezifische solare Wärmeenerträge von ca. 550 kWh/m<sup>2</sup> (bezogen auf die Bruttofläche) erreicht. Die Simulationen zeigen aber, dass bei knapp ausgelegten Anlagen, in welchen die Solarthermie zur Rücklaufanhebung genutzt wird, an einigen Standorten spezifische Erträge von ca. 600 kWh möglich sind. Vakuumröhrenkollektoren weisen gegenüber Flachkollektoren einen leicht höheren spezifischen Ertrag, aber dennoch höhere Wärmegestehungskosten aus. Bei einer Ost/West Ausrichtung der Dächer ist mit deutlich geringeren Erträgen und somit erhöhten Gestehungskosten zu rechnen, wobei Vakuumröhrenkollektoren hierbei sowohl bezüglich Ertrag als auch bezüglich Gestehungskosten besser abschneiden als Flachkollektoren.

Bei der Einbindung von Solarthermie in Verbünde, welche den Sommerbedarf aufgrund der geringen Teillast mit fossilen Energieträgern decken, können fossile Energieträger direkt ersetzt werden. Die Reduktion von Treibhausgasen und andere ökologische Vorteile sind hier offensichtlich. Bei Ersatz des Energieträgers Holz durch Solarwärme im Sommer ergibt sich ein indirekter ökologischer Nutzen für das zukünftige Energiesystem, der künftig gleich hoch oder noch höher sein dürfte als bei direktem Ersatz von fossilen Energieträgern. Dies deshalb, weil die national vorhandenen und nachhaltig nutzbaren Ressourcen an Energieholz bereits heute zu 2/3 ausgeschöpft sind. Eine Zunahme der Energieholznutzung wie in den letzten Jahren ist ohne Solarwärme nur noch für ca. 15-20 Jahre möglich. Im Sommer durch Solarwärme eingespartes Energieholz kann als gut lagerbarer erneuerbarer Brennstoff für Anwendungen eingesetzt werden, bei denen sonst wenige Alternativen zu fossilen Brennstoffen bestehen. Unter Berücksichtigung einer höheren Effizienz der Holznutzung bei hohem Wärmebedarf im Winter im Gegensatz zum ineffizienten und höhere spezifische Emissionen verursachenden Taktbetrieb im Sommer kann dies dazu führen, dass bei Substitution von Holz durch Solarwärme im Sommer noch höhere (indirekte) Einsparungen an fossilen Energieträgern resultieren als bei direkter Substitution derselben.



## 2 Einleitung

Um den zukünftigen Wärmebedarf von Gebäuden und industriellen Prozessen mit erneuerbaren Energien zur Verfügung zu stellen, kann die Fernwärme eine wichtige Rolle spielen. Mit dem Weissbuch Fernwärme [1] wurde das Potenzial der Fernwärme in der Schweiz untersucht. Die Studie zeigt, dass bis zu 38% des gesamtschweizerischen Wärmebedarfs für Raumheizung und Warmwasser mit Nah- und Fernwärme wirtschaftlich abgedeckt werden könnte. Aktuell werden mehr als 8 % [2] des schweizerischen Wärmebedarfes mit Fernwärme gedeckt. Fernwärme gewinnt aber auch in der Schweiz immer mehr an Bedeutung. So hat sich die Wärmeversorgung von privaten Haushalten durch Fernwärme, bezogen auf die Energiebezugsfläche, ausgehend vom Jahr 2000, bis zum Jahr 2015 um 85% erhöht.

Die nordischen Länder wie Schweden und Dänemark, aber auch Deutschland, zeigen mit verschiedenen umgesetzten Beispielen, dass die Solarwärme in Kombination mit Fernwärme nicht nur technisch, sondern auch wirtschaftlich umsetzbar ist. Gesamthaft sind in Europa bereits über 325 solarthermische Grossanlagen installiert [3], was einer Kollektorfläche von mehr als 1.7 Mio. m<sup>2</sup> entspricht. Diese grossen solarthermischen Installationen sind meistens Freiflächenanlagen, welche wirtschaftlich konkurrenzfähige Wärmepreise unter 4 €/kWh erreichen können. In den letzten fünf Jahren haben grosse Solarthermie-Anlagen in Dänemark immer wieder für Schlagzeilen gesorgt. Fast jedes Jahr wurde ein neuer Grössenrekord erzielt. In Silkeborg, Dänemark wurde Ende 2016 eine Kollektoranlage mit mehr als 150'000 m<sup>2</sup> Fläche in Betrieb genommen. Diese Anlagen produzieren mit den Solarkollektoren Wärme für 3 - 4 €/kWh. Auch in Deutschland verzeichnen Solarwärmeanlagen in Nah- und Fernwärmenetzen einen starken Aufschwung. Im Weissbuch Fernwärme [1] wurde die Möglichkeit der Einbindung von Solarthermie in Fernwärmenetze leider nicht in Betracht gezogen, obschon dies im Lichte der internationalen Entwicklung auch für die Schweiz von Bedeutung sein kann.. Eine Machbarkeitsstudie für den Kanton St. Gallen [4] hat gezeigt, dass in der Schweiz ebenfalls sehr tiefe Gestehungskosten für grosse Solarthermieanlagen möglich wären. Dies selbst dann, wenn die Anlagen auf grossen Dächern installiert werden müssten, was tendenziell zu etwas höheren Kosten führt als bei einer Aufstellung auf Freiflächen.

Laut Verband Fernwärme Schweiz (VFS) [1] ist Energie aus Kehrichtverbrennungsanlagen (KVA) mit fast 40% der grösste Energieträger in schweizerischen Fernwärmenetzen. Dabei fällt im Sommer tendenziell ein Wärmeüberschuss an. In diesen Netzen ist die Einbindung von Solarthermie erst dann interessant, wenn im Sommer Kehricht für den Winter eingelagert wird, und die KVA im Sommer dadurch die Leistung herunterfahren kann. Teilweise wird dies mit einem Anteil des Kehrichts bereits praktiziert<sup>1</sup>. Schweizweit werden jedoch noch ca. 30% der Fernwärme durch fossile Energieträger bereitgestellt [2]. Der nächst wichtige Energieträger in den Netzen des VFS ist Holz, wobei Netze mit Holz/Biomasse als Hauptenergieträger stark am Wachsen sind. Allerdings gehen mehrere Studien davon aus, dass in der Schweiz bereits heute ca. 2/3 des erneuerbaren Potenzials von Energieholz ausgenutzt werden. Holz stellt gemäss Weissbuch Fernwärme die wichtigste geographisch ungebundene erneuerbare Energiequelle für Fernwärme dar. Holz ist jedoch im Gegensatz zu Strom oder Wärme ein gut lagerbarer Energieträger. Während für den Wärmebedarf im Sommer mit der Solarwärme eine Alternative zur Verfügung steht, gibt es im Winter zu wenig erneuerbare Optionen für die Wärme- und Stromerzeugung im Inland. Es würde deshalb aus Sicht der Energiestrategie und einer Betrachtung des Energiesystems Schweiz Sinn machen, den Energieträger Holz im Sommer durch

<sup>1</sup> siehe KVA Buchs (AG) <https://kva-buchs.ch/wir-verwerten-abfall/>.





(Solar)wärme zu ersetzen und das eingesparte Holz im Winter einzusetzen, so dass insgesamt eine grössere Menge erneuerbarer Wärme über Nah- und Fernwärme bereitgestellt werden kann.. Ein weiterer Punkt der gegen den Einsatz von Holz im Sommer spricht ist die Tatsache, dass der Sommerbetrieb grosser Heizkessel aufgrund des Teillastbetriebes oft schwierig ist, weswegen einige Biomasse- Wärmenetze im Sommer sehr tiefe und fluktuierende Lasten mit fossilen Brennern decken. Bei Ersatz fossiler Energieträger durch Solarwärme im Sommer ist die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen offensichtlich. Aber auch wenn ineffizienter Teillastbetrieb von Holzkesseleln im Sommer durch Solarwärme eliminiert wird, hat dies eine Reduktion der Treibhausgasemissionen zur Folge, wenn die dadurch frei gewordene Ressource Holz in Zukunft anstatt dessen für den Ersatz von Heizöl im Winter verwendet werden kann<sup>2</sup>. Zudem sind Teillastbetriebe oft auch verbunden mit erhöhten Emissionen von Schadstoffen, so dass die Solarwärme auch hier einen positiven Effekt hat, der jedoch schwer zu quantifizieren ist. Heute besteht jedoch noch eine gewisse Unsicherheit bei den Planern und Betreibern der Wärmeverbände bezüglich der Technik der Solarwärme. So bestehen Befürchtungen, dass die Einbindung von Solaranlagen ungünstige Teillastbetriebe eher noch verstärken und zu einem häufigeren Takten der Holzkessele oder gar zu einem vermehrten Einsatz des fossilen „Ausgleichsbrenners“ führen könnten. In diesem Projekt soll anhand von dynamischen Simulationen aufgezeigt werden, unter welchen Bedingungen Biomassekessel und Solarthermie gut zusammenspielen und zu einem sowohl finanziell als auch ökologisch positiven Ergebnis führen.

## 2.1 Solar Grossanlagen in der Schweiz

In der Schweiz wurden schon in den Neunzigerjahren erste grosse Solaranlagen errichtet. Allerdings handelt es sich bei vielen der frühen Beispiele um Anlagen mit unabgedeckten Kollektoren, welche in kein Netz integriert sind. Bei den jüngeren Anlagen sind grosse PVT Anlagen in Kombination mit Erdsondenspeichern dominant. Den Autoren sind von den fast 20 grossen Solarthermieanlagen in der Schweiz lediglich zwei bekannt, welche in ein Fernwärmenetz einspeisen.

---

<sup>2</sup> Es kann argumentiert werden, dass dies erst dann der Fall sein wird, wenn die Ressource Holz in der Schweiz knapp wird. Bei der Behandlung des Potenzials für Energieholz aus der Schweiz in Abschnitt 2.3 wird ersichtlich, dass dieser Punkt voraussichtlich bereits in wenigen Jahren erreicht wird. Für den Fall, dass ein ineffizienter Sommerbetrieb eines Holzkesseles durch Solarwärme ersetzt wird, wird das eingesparte Holz sogar im Winter mehr Nutzwärme produzieren (dank höherer Effizienz) als im Sommer. Damit wäre die Einsparung an fossilen Energieträgern paradoxerweise sogar höher als wenn die Solarwärme direkt im Sommer fossile Energie ersetzt hätte, und auch höher als die solare Wärmeproduktion an sich.



Tabelle 1: Zusammenstellung solarer Grossanlagen mit einer Bruttofläche >500 m<sup>2</sup> in der Schweiz.

Inbetriebnahme	Bezeichnung	Kollektorfläche (m <sup>2</sup> )	Kollektor Typ	Anwendung
1993	Saillon	1000		
1995	Plan-Les-Ouates	1668	UK	Überbauung
1997	Neuchatel	1200		
1999	Varen	600		
1999	Le Pont du Traux	1000		
2003	Root Technologiezentrum	694	UK	Bürogebäude
2006	Sierre Piscine de Guillamo	622	UK	Schwimmbad
2006	Bursin	590	UK	Überbauung
2010	Satigny	1141	UK	Überbauung
2010	Dailly Lavey St. Maurice	743	FK	Kaserne
1985 (2020)	Geneva SolarCAD	1000 (784)	VFK	Fernwärme
2013	Geneva La Cigale	1680	UK	Überbauung
2014	Ostermundigen	1320	PVT	Überbauung
2014	Blatten REKA	672	PVT	Überbauung
2016	Rotkreuz (Surstoffi)	3487	PVT	Nahwärme
2017	Obfelden	1220	PVT/USC	Überbauung
2014	Saignelégier	630	PRK	Prozesswärme
2017	Dübendorf Hochbord	793	FK	Überbauung

UK: Unabgedeckter Kollektor

FK: Flachkollektor

VRK: Vakuumröhrenkollektor

VFK: Vakuum-Flachkollektor

PVT: Photovoltaisch-Thermischer Kollektor

PRK: Parabolrinnenkollektor



## 2.2 Solare Fernwärme: Entwicklung ausserhalb der Schweiz

Bis zum Jahr 2019 wurden weltweit ca. 400 solarthermische Grossanlagen mit einer Nennleistung über 350 kW gebaut. Bis 2016 wurden solare Grossanlagen fast ausschliesslich in Europa errichtet, wobei mehr als 80% der Anlagen in Dänemark (>1000 MW) lagen. Aber auch in Deutschland (44 MW), Österreich (37 MW) und Schweden (24 MW) sind relevante Anlagenleistungen in Wärmenetze eingebunden. Die Anzahl solarthermischen Grossanlagen ist auch im Rest der Welt angestiegen und 2019 wurden zum ersten Mal mehr Grossanlagen ausserhalb Europas gebaut als innerhalb. Dies ist fast ausschliesslich auf China zurückzuführen, das mittlerweile fast 400'000 m<sup>2</sup> Kollektorfläche in Grossanlagen aufweist.

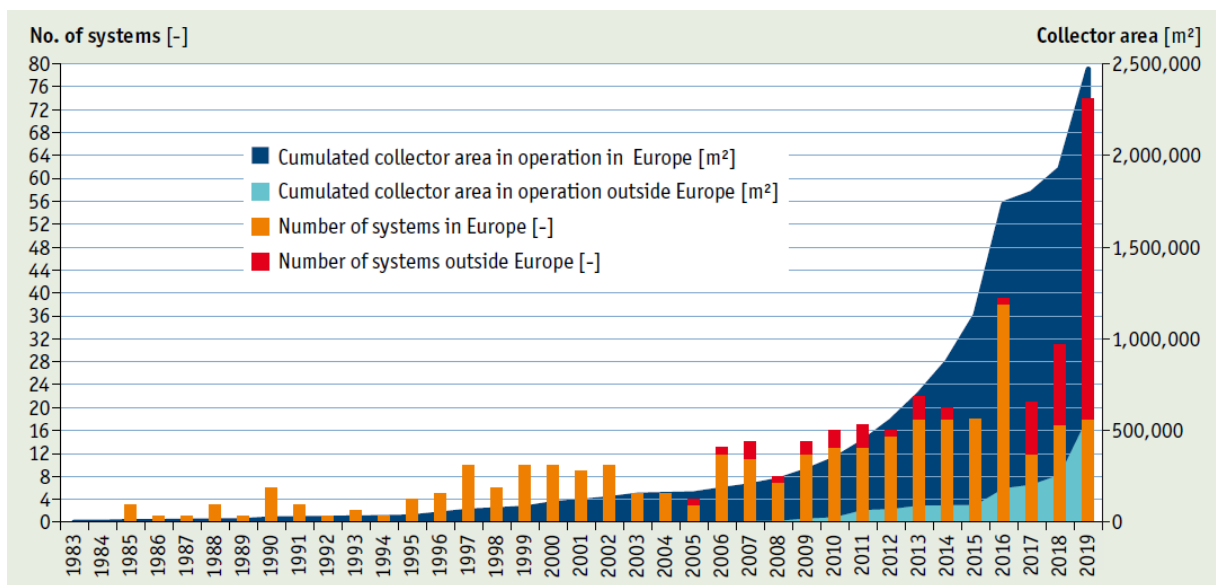


Abbildung 3 Marktentwicklung grosser solarthermischer Anlagen in Europa und weltweit. Grafik aus [5]

Dänemark ist weltweit immer noch deutlich der grösste Produzent von Wärme aus solare Grossanlagen mit mehr als 1.5 von weltweit ca. 2.5 Millionen Quadratmeter Kollektorfläche. Die grössten dänischen Anlagen liegen in Silkeborg (157'000 m<sup>2</sup>), Vojens (67'000 m<sup>2</sup>), Gram (45'000 m<sup>2</sup>) und Dronninglund (37'500 m<sup>2</sup>) Kollektorfläche.

In Europa hat die Anzahl Anlagen insbesondere auch in Deutschland in den letzten Jahren wieder stärker zugenommen, und es befinden sich viele neue Anlagen in Planung oder Realisierung. Das deutsche Projekt Solnet 4.0 geht von einer Verdreifachung der installierten Leistung in den nächsten fünf Jahren aus [3].

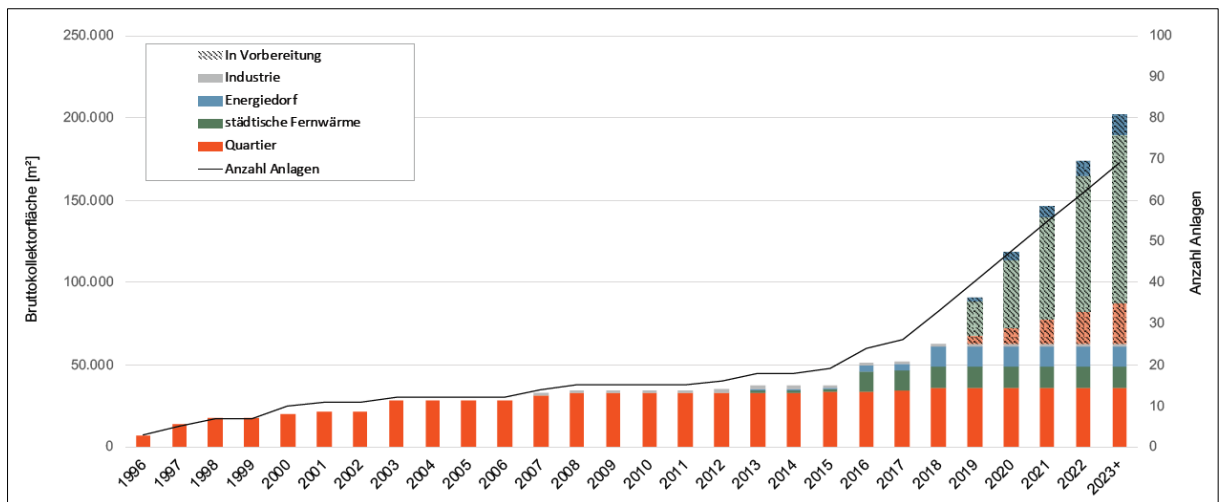


Abbildung 4 Entwicklung von grossen Solaranlagen in Wärmenetzen in Deutschland, Grafik aus [3].

Die Entwicklung in Österreich hängt vor allem am weltweit grössten geplanten Solarprojekt "BIG SOLAR GRAZ" bei dem mehr als 500'000 m<sup>2</sup> Kollektoren rund 20% des Wärmebedarfs der Stadt Graz decken sollen [6]. Die Entwicklung dieses Projektes hat sich aber aufgrund einer Insolvenz des Projektentwicklers Solid im Juni 2019 verzögert. Die Energie Steiermark will jedoch weiterhin an solarer Fernwärme für die Stadt Graz festhalten.

### 2.3 Potenzial Energieholz für Fernwärme in der Schweiz

Die Schweiz wies im Jahr 2016 einen Endenergieverbrauch von 234 TWh aus, wovon 108 TWh für Wärme aufgewendet wurden [7]. Der steigende Einsatz von Energieholz liess sich im Jahr 2018 laut Holzenergiestatistik auf 14.0 TWh Endenergie beziffern [8], was einem Anteil von 5.7 % des schweizerischen Gesamtendenergieverbrauchs entsprach. Davon fällt ein sinkender Anteil auf kleinere Anlagen. Im Vergleich wird das inländischen Energieholzpotenzial im Weissbuch des Verbandes Fernwärme Schweiz auf jährlich 20.5 TWh [1] beziffert. Somit würden bereits mehr als 2/3 des inländischen Holzenergiepotenziales genutzt und es blieben lediglich ca. 32% des Potenziales ungenutzt. Die Holzenergiestatistik beinhaltet eine Aufschlüsselung nach Kategorien und die Entwicklung über die letzten Jahrzehnte. Dabei ist in den letzten 15 Jahren ein deutlicher Zuwachs der Holzenergienutzung sichtbar (Abbildung 5). Bei der Betrachtung des Endenergieverbrauchs von kleinen (<50 kW), mittleren (50-500 kW) und grossen (>500 kW) Holzfeuerungsanlagen ist eine deutliche Verschiebung von kleinen zu grossen Holzfeuerungsanlagen zu identifizieren. Unter der Prognose, dass der Trend der Energieholznutzung des letzten Jahrzehntes linear verlängert wird (gestrichelte Linien in Abbildung 5), würde ab dem Jahr 2039 das jährliche inländische Energieholzpotenzial ausgeschöpft werden.

Die Zahlen der Holzenergiestatistik wurden aus einer Schätzung der Anzahl bestehender Anlagen, deren Nennleistungen und Vollaststunden ermittelt. Sie ist deutlich höher als eine Schätzung des SCCER BIOSWEET, welche auf Basis der Energieholzproduktion durchgeführt wurde. Die Autoren dieser Studie gehen von lediglich 10.0 TWh energetische Nutzung aus verholzter Biomasse aus [9]. Diese Studie weist ein nachhaltiges Holzenergiepotenzial von 13.9 TWh aus und kommt somit ebenfalls



zum Schluss, dass bereits mehr als 2/3 des inländischen Energieholzpotenziales genutzt wird. Auch wenn die Zahlen der Holzenergiestatistik die Holzenergienutzung im Vergleich zur Produktion wohl überschätzen, scheint der Vergleich mit dem verbleibenden Potenzial realistisch. Das ungenutzte Drittel an schweizerischem Energieholz erlaubt eine Weiterführung des jetzigen Ausbaus der Holzenergienutzung für lediglich 15-20 Jahre. Beschleunigt sich der aktuelle Trend auf Grund der Energiestrategie und Fördermassnahmen zusätzlich, so könnte das Potenzial bereits in wenigen Jahren erschöpft sein.

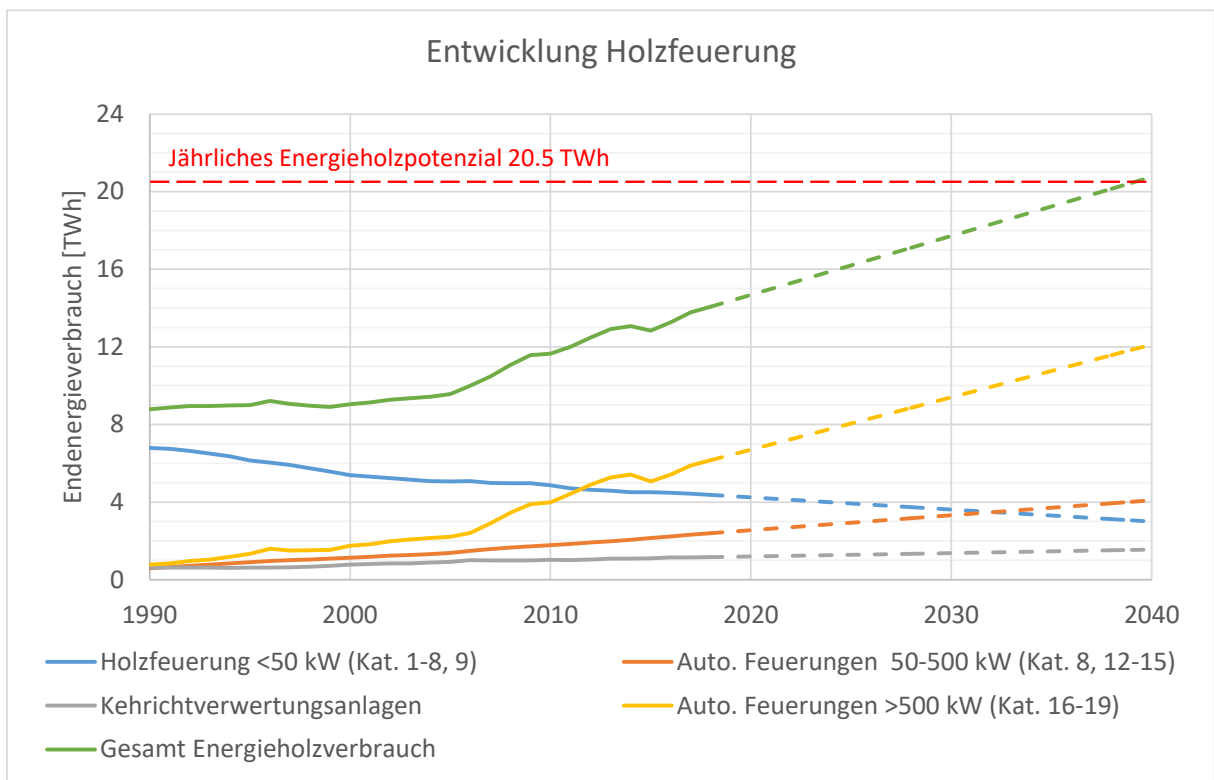


Abbildung 5: Entwicklung des Energieholzverbrauchs über die letzten Jahrzehnte mit linearer Trendverlängerung (gestrichelt) bis ins Jahr 2040 für die zusammengefassten Kategorien

In den Sommermonaten könnte der Verbrauch von Energieholz durch den Einsatz von Solarthermie reduziert werden. Solarthermie-Grossanlagen werden in Dänemark, Deutschland und Österreich bereits seit geraumer Zeit zur Wärmeproduktion in Fernwärmenetzen eingesetzt und sind ein sicherer sowie CO<sub>2</sub> freier Wärmelieferant. Ein strategischer Entscheid zur Nutzung (und Förderung) von Solarthermie-Grossanlagen in Fernwärmenetzen automatischer Holzfeuerung (> 500 kW) zur Abdeckung von 20% des Wärmebedarfs, würde das derzeitige Wachstum und Potenzial von Holz-Fernwärmeverbänden deutlich verlängern und vergrössern.



## 3 Vorgehen und Methode

### 3.1 Auswahl Wärmeverbände

Aus den betrachteten Wärmeverbänden der Studie wurde aufgrund der Rückmeldungen der Betreiber zwei Wärmeverbände ausgewählt für die genauere Analyse. Diese sind:

**Wärmeverbund Thal:** Kleinerer Verbund (ca. 1 MW) mit Holzschnitzel und Gas als Teillast- und Spitzendeckung. Weil der Holzkessel im Sommer aufgrund der tiefen Netzlast ausgeschaltet wird, kann eine Solaranlage zu grossen Teilen direkt fossile Energieträger ersetzen.

**Wärmeverbund Wattwil:** Verbund mit ca. 2.5 MW Leistung mit Holzschnitzel und Heizöl zur Spitzendeckung. Um das bereits ungünstige Teillastverhalten des Holzkessels im Sommer nicht weiter zu verschlechtern, sollten hier zusätzliche Speicher installiert werden.

Ergänzend dazu wurden drei weitere Wärmeverbände in die Studie integriert:

**Wärmeverbund GEVO:** Verbund mit Holz als Hauptenergieträger. Es wird kontinuierlich Wärme aus einer Biogasanlage eingespiessen und Heizöl wird für Spitzen- und Teillastdeckung verwendet. Auch hier werden die Holzkessel im Sommer ausgeschaltet und eine Solaranlage könnte zu einem grossen Teil fossile Energieträger ersetzen.

**Aadorf:** Die EKT evaluiert in Aadorf das Errichten eines Wärmeverbundes. Dabei stehen Gebäude mit einer Ost-West Ausrichtung und Platz für einen freistehenden Speicher zur Verfügung. Es soll möglichst mit einem Holzkessel geplant werden, wobei eine Solaranlage den Einsatz fossiler Energieträger im Sommer verringern soll.

**Wärmeverbund Lyssbach Schüpfen:** Der Wärmeverbund betreibt seit 2012 eine solarthermische Anlage von 460 m<sup>2</sup>. Messdaten dieser Anlage wurden von den Betreibern dankenswerterweise zur Verfügung gestellt.

### 3.2 Modellierung

Die Simulationssoftware TRNSYS wurde verwendet um die ausgewählten Wärmeverbände zu modellieren. In dieser Software stehen für alle Komponenten detaillierte Modelle zur Verfügung. Zudem kann die Netzlast einfach modelliert und/oder aus externen Daten eingelesen werden.

**Hydraulik:** Für die Hydraulik wurde der am SPF programmierte Hydrauliksolver (type 935) verwendet. Diese Komponente berechnet alle Massenströme im System bei gegebenen Pumpenströmen und Ventilpositionen. Die jeweiligen Massenströme in einem Kreislauf werden an die angeschlossenen Komponenten übergeben. Die Hydraulik kann in polysun aufgesetzt und dann für die Parametrierung des TRNSYS Types 935 exportiert werden. Diese Exportfunktion ist nur in der premium Version der Software polysun enthalten.

**Speicher:** Für die Simulation des Speichers steht das vom SPF entwickelte „Stratified Plug Flow Model“ (type 1924) zur Verfügung [10]. Dabei wurden Speicher je nach Anforderungen mit einer unterschiedlichen Anzahl "double ports" modelliert. Für die Übergabe von Solarwärme wurden externe Wärmetauscher verwendet.



**Wärmetauscher:** Die Wärmetauscher wurden mit dem TRNSYS Standardmodell "external heat exchanger" Type 5 modelliert. Die Leistung wurde dabei an die Kollektorfläche ( $100 \text{ W/m}^2\text{K}$ ) angepasst, was ca. einer Grädigkeit von 5 K bei Nennleistung entspricht.

**Kollektor:** Es wurde das TRNSYS eigene Modell Type 71 verwendet. Dieses erlaubt das Einlesen komplexerer Winkelabhängigkeiten (IAM), was vor allem bei der Simulation von Vakuumröhrenkollektoren entscheidend ist. Es wurden die typischen IAM Dateien der Software TRNSYS verwendet.

Tabelle 2: Verwendete Werte für die beiden Kollektortechnologien.

Kollektorart	VRK	FK
$\eta_0$ [-]	0.587	0.812
$\alpha_1$ [ $\text{W/m}^2\text{K}$ ]	0.682	2.94
$\alpha_2$ [ $\text{W/m}^2\text{K}^2$ ]	0.005	0.0091
$P_{\text{Nenn}}$ [ $\text{kW/m}^2$ ] <sup>(3)</sup>	510	550

**Heizkessel:** Fossile Zusatzkessel wurden mit dem einfachen TRNSYS eigenen Modell Type 122 modelliert. Biomassekessel wurden mit einem detaillierten Kesselmodell Type 869 simuliert.

### 3.3 Erzeugen von typischen Profilen

Von keinem der analysierten Wärmeverbände sind hochaufgelöste Verbrauchsdaten verfügbar, teilweise wurden jedoch hoch aufgelöste Daten der Wärmeerzeuger zur Verfügung gestellt. Aufgrund des Taktverhaltens können diese aber nicht direkt als Verbraucherprofil verwendet werden. Zusätzlich bestanden Unsicherheiten bezüglich Wetterdaten, weil immer nur auf Wetterdaten von Stationen in der Umgebung zurückgegriffen werden konnte. Daher wurden typische Wetterdaten (erzeugt in der Software Polysun, welche Meteonorm 7.2 nutzt) für die Simulationen verwendet. Aus den Jahresdaten wurden unter Berücksichtigung der Wetterdaten künstliche Verbrauchsprofile erzeugt, welche dann zu den verwendeten Wetterdaten passten.

1. Aus Messdaten wurden typische Werte für den Jahresverbrauch, die Netzverluste und den Anteil für Brauchwasser abgeschätzt.
2. Angenommen wurden übers Jahr konstante Netzverluste
3. Ein Brauchwasserprofil wurden nach einem Tagesprofil für Warmwasser aus der VDI 6002 [11] Stundenwerte errechnet (siehe Abbildung 6).
4. Das Profil für Raumheizung wurde in linearer Abhängigkeit der Aussentemperatur modelliert, so dass der Jahresenergieverbrauch erreicht wurde.

In Abbildung 7 wird ein solches künstliches Lastprofil mit Messdaten aus unterschiedlichen Jahren am Beispiel Thal verglichen. Die gemessenen Profile variieren aufgrund des Wetters deutlich. In diesem

---

<sup>3</sup> Bezogen auf eine Temperaturdifferenz von 60 K und eine Einstrahlung von  $800 \text{ W/m}^2$ . Verwendet zur Berechnung von Subventionen.



Beispiel wurde speziell darauf geachtet, dass die Gesamt- und Sommerlasten des künstlichen Lastprofils dem Mittelwert von 2017 und 2018 (den beiden aktuellsten Jahren) angepasst wurde.

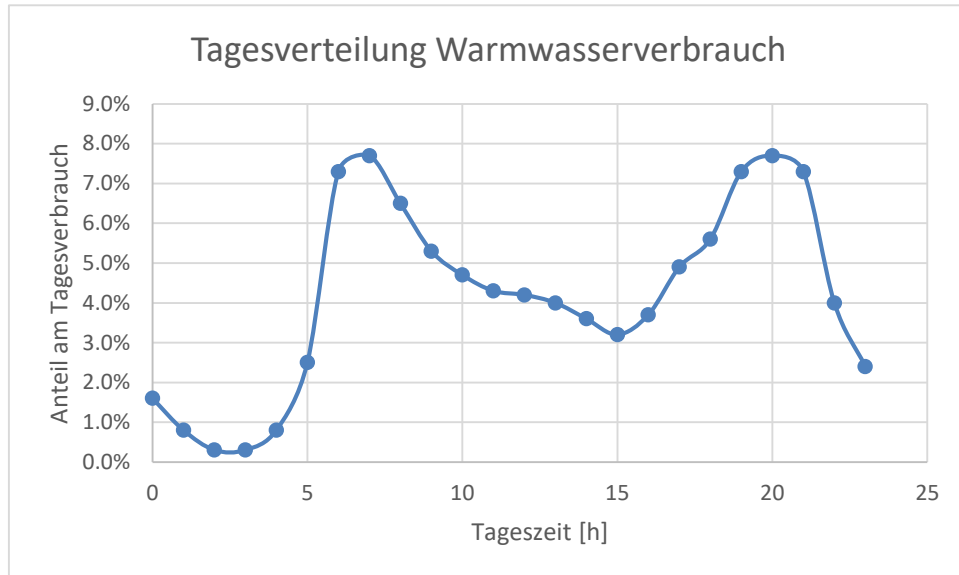


Abbildung 6: Tagesverteilung des Brauchwasserverbrauches nach VDI 6002.

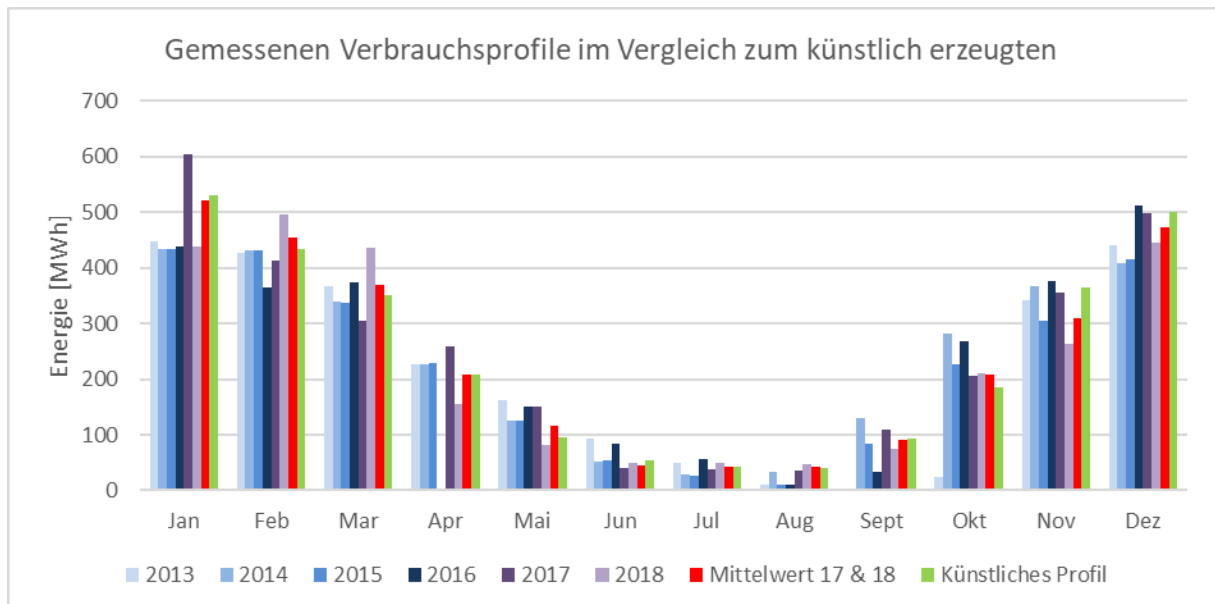


Abbildung 7: Vergleich von gemessenen Lastprofilen mit dem künstlichen Lastprofil, welches mit den verwendeten Wetterdaten korreliert.

### 3.4 Kosten

Für dieses Projekt wurden keine weiteren Offerten eingeholt und Kostenschätzungen wurden anhand von Offerten/Kostendaten aus der Machbarkeitsstudie für den Kanton St.Gallen durchgeführt. Für die Kostenschätzungen wurden die Offerten für unterschiedliche Anlagen verglichen und um Spezialposten,





wie beispielsweise lange Verbindungsleitungen zur Zentrale, bereinigt. Die Kosten beinhalten Kollektoren und Zubehör, Unterkonstruktion, Solarstation, Hydraulik, Wärmeträgermedium, Regelung, Planung und Montage, immer für Aufdachanlagen. Da diese Posten z.T. in unterschiedlichem Detaillierungsgrad ausgewiesen wurden, wird hier nicht einzeln darauf eingegangen.

Aus den Gesamtkosten wurden Kostenfunktionen abgeschätzt, welche im weiteren Verlauf des Projektes für Kostenschätzungen bei Parametervariationen verwendet wurden. Die Kostenfunktionen für Flachkollektoren und Vakuumröhrenkollektoren sind in Abbildung 8 dargestellt. Diese basieren auf typische, günstige Offerten, welche für die Potenzialstudie für den Kanton St. Gallen eingegangen sind. Um eine Vergleichbarkeit zu schaffen wurde hier für alle Anlagen mit derselben Kostenfunktion gerechnet. Angebote können aber je nach Hersteller und Anlage stark von dieser Kostenfunktion abweichen. Da Offerten für Anlagengrößen über 1500 m<sup>2</sup> fehlen, sind die Kosten für sehr grosse Anlagen mit einer erhöhten Unsicherheit behaftet.

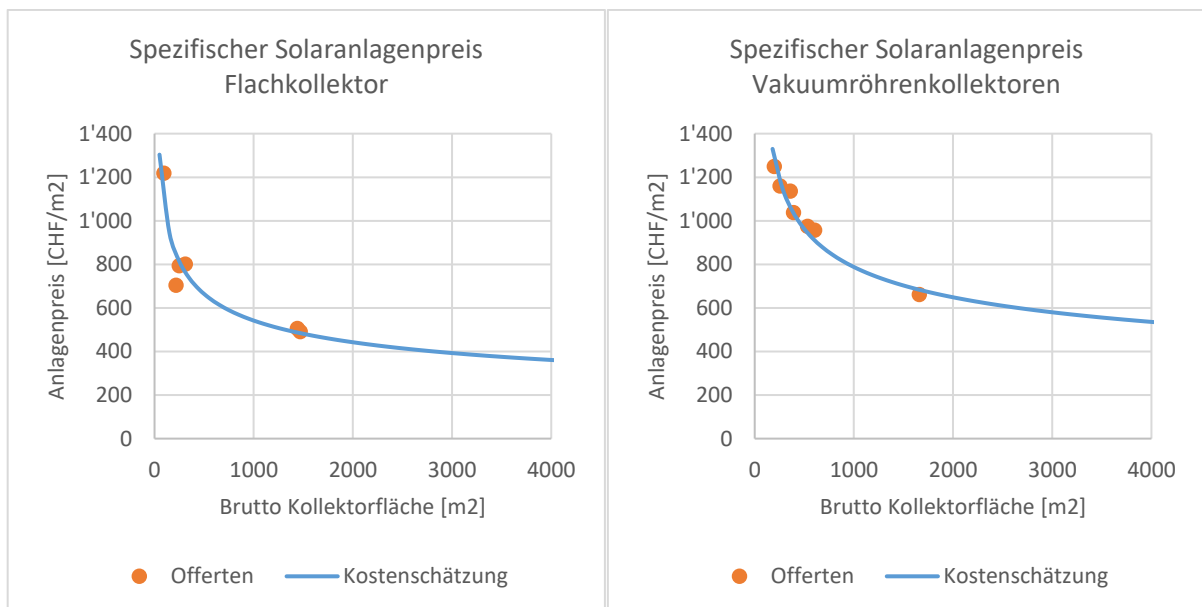


Abbildung 8 Inter- und Extrapolation einer Kostenfunktion aus Offerten. Links: Flachkollektoren; rechts: Vakuumröhrenkollektoren.

Für zusätzliche Speicher wurden Kosten von 800 CHF/m<sup>3</sup> inkl. Transport und Isolation angenommen, welche aus einer Offerte der Firma Jenni für einen 110 m<sup>3</sup> Speicher stammen. Auf eine Kostendegression für grössere Speicher wurde verzichtet, da ab einer Grösse von 150-200 m<sup>3</sup> meist mehrere Speicher eingesetzt werden, welche noch mit einem vertretbaren Aufwand transportiert werden können. Aus diesem Grund wurde für die Speicherung keine Degression für grössere Speicherdimensionen angenommen.

Falls eine Anlagenkonstellation zu Stagnation geführt hat (grosse Kollektorfelder kombiniert mit kleinen Speichern), wurden zusätzliche Kosten für eine Stagnationskühlung (3000 CHF/kW) mit einberechnet<sup>4</sup>. Wenn man eine Kollektorleistung von maximal 300 W/m<sup>2</sup> für diese hohen Betriebstemperaturen annimmt, ergibt sich ein Preis von ca. 3 CHF/m<sup>2</sup><sub>Kollektorfläche</sub>. Für die Abschätzung der Gestehungskosten wurde angenommen, dass sich dieser Preis mit der Einbindung verdoppelt. Gegenüber den Kosten eines Kollektorfeldes liegen die Kosten für einen Stagnationskühler lediglich bei ca. 1-1.5 %.

<sup>4</sup> Bei einer Annahme von 120 °C Eintrittstemperatur bietet die Firma Güntner Rückkühler zu Listenpreisen von ca. 3000 CHF/kW [12].



Für Anbindungsleitungen wurde mit 9'00 CHF/m für Installationen im offenen Graben und 1'800 CHF/m für Spülbohrungen (z.B. für Bachquerungen) gerechnet.

Mithilfe der Kostenfunktionen können den simulierten Solarwärmeerträgen aus der Simulationsstudie die Investitionskosten für die komplette Solaranlage inklusive Speichervolumen und ggf. Stagnationskühler zugeordnet werden, um einen solaren Wärmepreis für die simulierten Varianten zu bestimmen. Zur Berechnung des solaren Wärmepreises wurde die Definition des Wärmepreises nach IEA SHC Task 54 in Formel 1 verwendet. Wobei grundsätzlich ein Zinssatz von 2 %, jährliche Unterhaltskosten von 1 % und eine Amortisation/Lebensdauer von 30 Jahren angenommen wurde.

*Formel 1 Berechnung solarer Wärmepreis in CHF/MWh*

$$\text{Solarer Wärmepreis} = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

$I_0$  = Investitionskosten

$r$  = Jährlicher Zinssatz

$C_t$  = Jährliche Betriebskosten

$T$  = Betrachtungszeitraum in Jahren

$E_t$  = Jährlicher Solarwärmeertrag

Für Varianten die mit Subventionen gerechnet wurden, wurde auf das harmonisierte Fördermodell der Kantone (HFM 2015) abgestützt [10]:

$$\text{Subventionen: } K_{\text{Sub}} = 1200 + 500 \cdot P_{\text{Koll,peak}} \text{ [Fr]}$$

Für die Peakleistung ( $P_{\text{Koll,peak}}$ ) wurden unabhängig vom Temperaturniveau der jeweiligen Anwendung und der Kollektortechnologie 550 W/m<sup>2</sup> (brutto) verwendet. Die Subventionen nach HFM gelten nicht in allen Kantonen und wenn sie angewendet werden, sind sie nicht automatisch gültig für Grossanlagen. Von einigen kantonalen Vertretern wurde in Gesprächen angedeutet, dass ein Beitrag wohl auf ca. ein Drittel der Investitionskosten beschränkt würde. Dies kann vor allem bei grossen günstigen Feldern weniger als der Betrag nach der Formel des HFM sein. Aus diesem Grund wurde meist eine zusätzliche Variante mit einer Beschränkung der Förderung auf 33% der Investitionskosten berechnet.



## 4 Ergebnisse

### 4.1 Konkrete Beispiele

#### 4.1.1 Thal

Der Wärmeverbund Thal, welcher der gleichnamigen Gemeinde gehört, wurde im Jahr 2011 in Betrieb genommen. Der Wärmeverbund liegt zentral in der Gemeinde und versorgt primär öffentliche Gebäude wie das Rathaus, Feuerwehrdepot, Schulhäuser und Altersheime. Gleichzeitig sind und werden vermehrt auch private Gebäude angeschlossen (zum Beispiel Gewerbebetriebe, Restaurants und Wohnbauten). Der Hauptenergieträger ist Holz, je nach Betriebsjahr wurden ca. 10-15% der Wärme durch Erdgas zur Verfügung gestellt. Die Zentrale des Wärmeverbundes umfasst:

1. Schnitzelfeuerung 850 kW, modulierbar bis 25%
2. Economizer Holz 69 kW
3. Gas Brenner 620 kW
4. Zweistoffbrenner 880 kW
5. Economizer fossil 93 kW
6. Speicher 20 m<sup>3</sup>

Aus Messdaten von 2013-2018 wurden typische Daten abgeschätzt (Tabelle 3).

Tabelle 3: Energetische Kennzahlen für den Wärmeverbund Thal.

Wärmeverbund Thal		
Energieverbrauch	2900	MWh
Energieträger 1	Holz (85-90%)	
Energieträger 2	Erdgas (10-15%)	
Vorlauftemperatur Sommer	65	°C
Vorlauftemperatur Winter	80	°C
Rücklauftemperatur	50	°C
Verlust	10	%
Warmwasser	5	%

#### Vereinfachte Hydraulik für die Simulationen

Auf Basis des Hydraulikschemas der bestehenden Anlage wurde ein Simulationsdeck aufgesetzt. Dabei wurden die beiden fossilen Brenner zu einem Brenner zusammengefasst. Bei beiden Kesseln wurde der Economizer nicht separat modelliert. Aufgrund von einer Rücklaufanhebung konnte keine Abhängigkeit der Economizerleistung von der Rücklauftemperatur im Netz festgestellt werden. Der bestehende Speicher verfügt bereits über Anschlüsse für eine mögliche Solaranlage im unteren



Volumen des Speichers. Daher wurde eine Solaranlage wie vorgesehen mittels externem Wärmetauscher in die Simulation eingebunden (Abbildung 9).

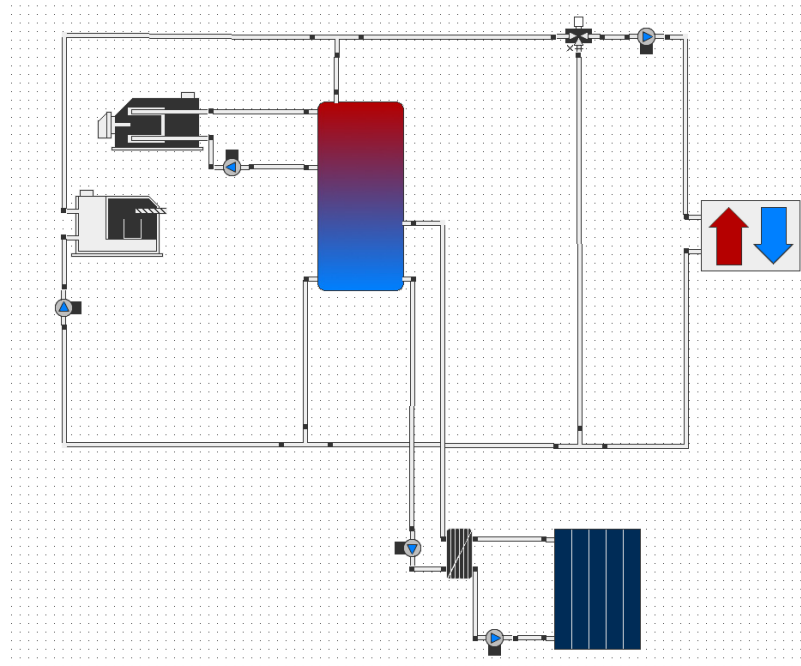


Abbildung 9: Vereinfachte Hydraulik für die Simulation von Thal. Skizze erzeugt in polysun, die Simulationen wurden mit TRNSYS durchgeführt.

Aufgrund der Dachverfügbarkeit (siehe Abbildung 10) wurde vom Netzbetreiber beim Kanton St Gallen ein Fördergesuch für 220 m<sup>2</sup> Standard Flachkollektoren eingereicht und bewilligt. Somit würden ein Drittel der Anlagenkosten vom Kanton übernommen.

Eine dynamische Simulation dieser Anlage lässt mit dieser Fläche einen solaren Deckungsgrad von 3.3 % und einen spezifischen Ertrag von 422 kWh/m<sup>2</sup> Bruttofläche erwarten. Die Verteilung der Energieerzeuger über das Jahr wird in Abbildung 11 gegeben. Die Solarenergie ersetzt dabei zu ca. 2/3 den fossilen Spitzenkessel und ca. 1/3 den Brennstoff Holz.

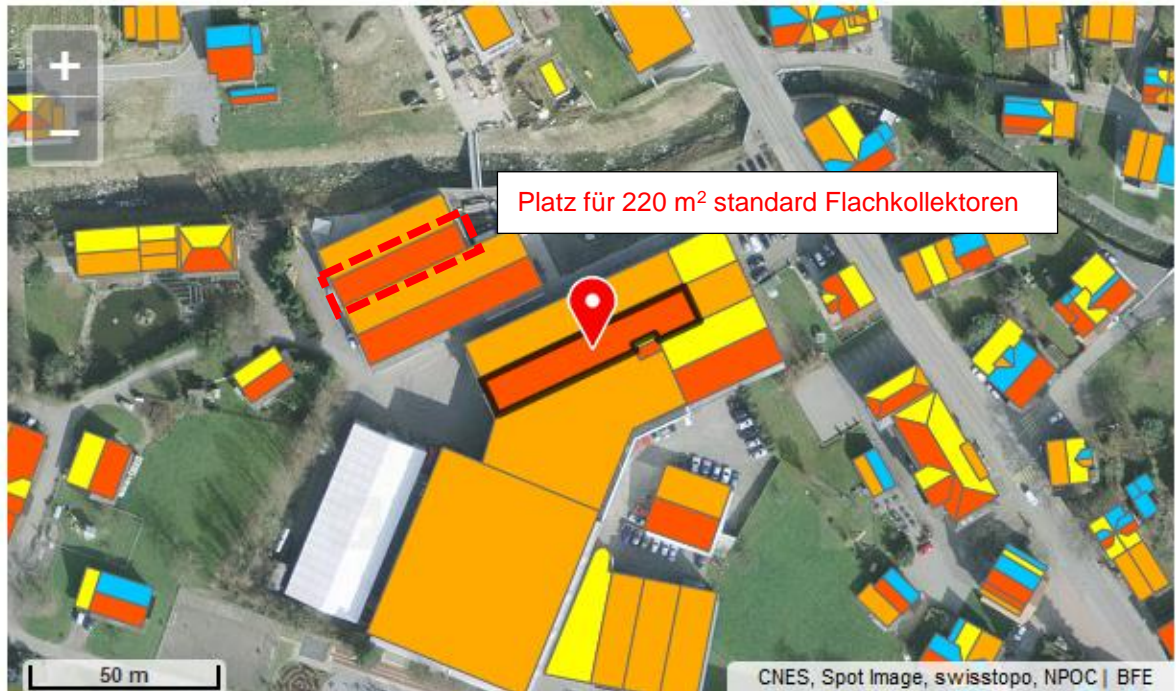


Abbildung 10: Standort der Heizzentrale und Solarpotenzial der Dächer nach swisstopo.

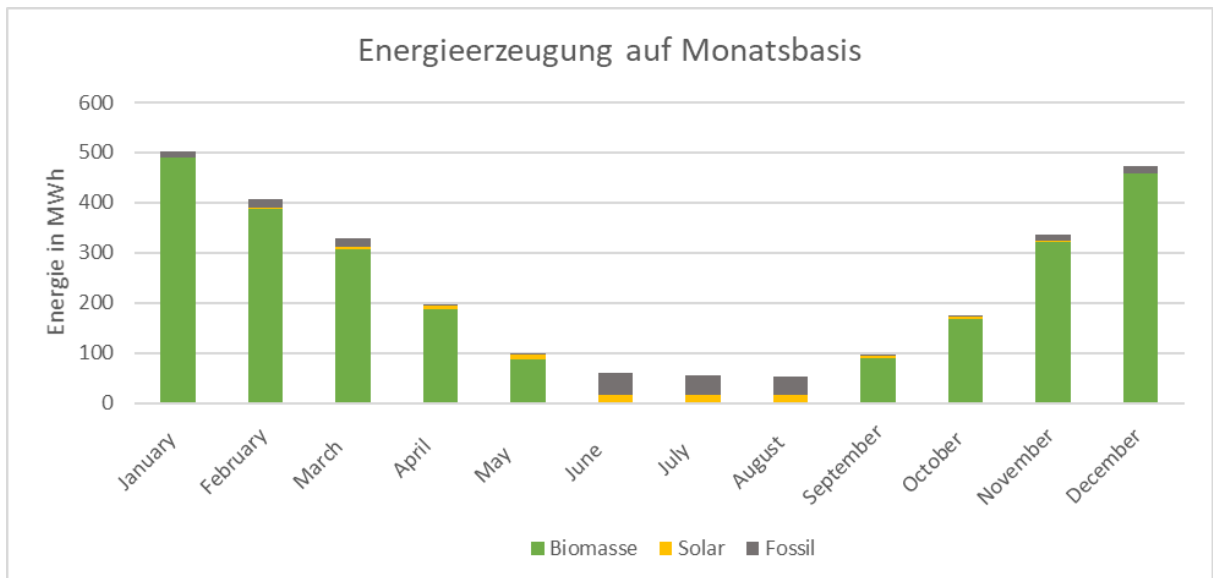


Abbildung 11: Monatliche Verteilung der Energieerzeugung mit dem geplanten Kollektorfeld von 220 m<sup>2</sup>.

Weil in der Nähe der Zentrale noch andere Dächer vorhanden sind, wurde die Kollektorfläche variiert und andere Kollektortechnologien eingesetzt. Aufgrund der knappen Platzverhältnisse und dem bereits vorhandenen und für eine Integration von einer Solaranlage vorbereiteten Speicher, wurde hier, im Gegensatz zum Verbund Wattwil, auf eine Variation des Speichervolumens resp. die Integration eines Zusatzspeichers verzichtet. In Abbildung 12 werden die erzeugten Energiemengen der unterschiedlichen Erzeuger für verschiedene Kollektorfelder dargestellt. Aufgrund des begrenzten



Speichervolumens tritt ab 300 m<sup>2</sup> im Sommer Stagnation auf und die Effizienz nimmt ab. Bei einem Anstieg der Speichertemperatur auf über 100 °C wurde ein Wärmeabwurf an die Umgebungsluft modelliert (die entsprechenden Kosten werden bei der Wirtschaftlichkeitsrechnung berücksichtigt). Die somit abgeworfenen Energiemengen sind unter "Stagnation" dargestellt. Den beschränkten Speicher mit grossen Kollektorfeldern zu ergänzen führt zu viel Wärmeabwurf und ist dadurch wenig sinnvoll. Vakuumröhrenkollektoren erreichen dabei höhere spezifische Erträge und können speziell bei grossen Kollektorfeldern mehr Energie einspeisen.

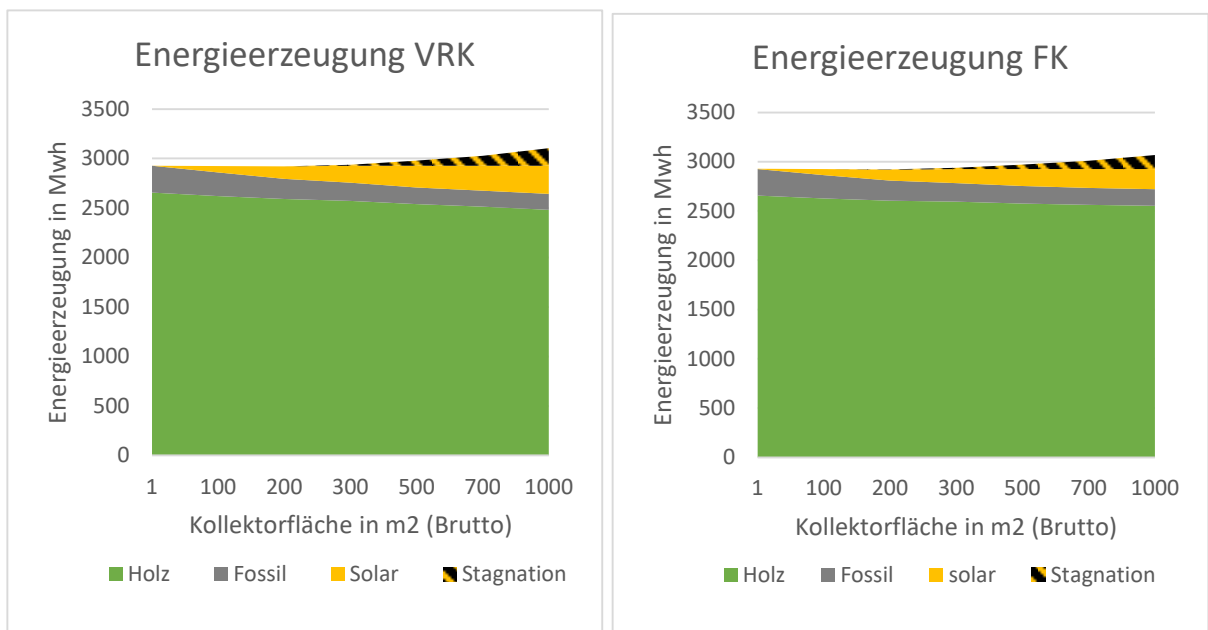


Abbildung 12: Variation der Kollektorfläche (Brutto) für Vakuumröhrenkollektoren (links) und Flachkollektoren (rechts).

Weil die mögliche Kollektorfläche und die Speichergrosse in diesem Verbund begrenzt ist, nur solare Deckungsgrade im einstelligen Prozentbereich erreicht werden. Um aufzuzeigen welche Energiemengen durch die Solaranlage eingespart werden können, wurden die Einsparungen in Abbildung 13 nochmals separat aufgeführt. Bei Kollektorfeldern bis 300 m<sup>2</sup> wird ca. zur Hälfte Holz und zur Hälfte die fossile Energieerzeugung entlastet.

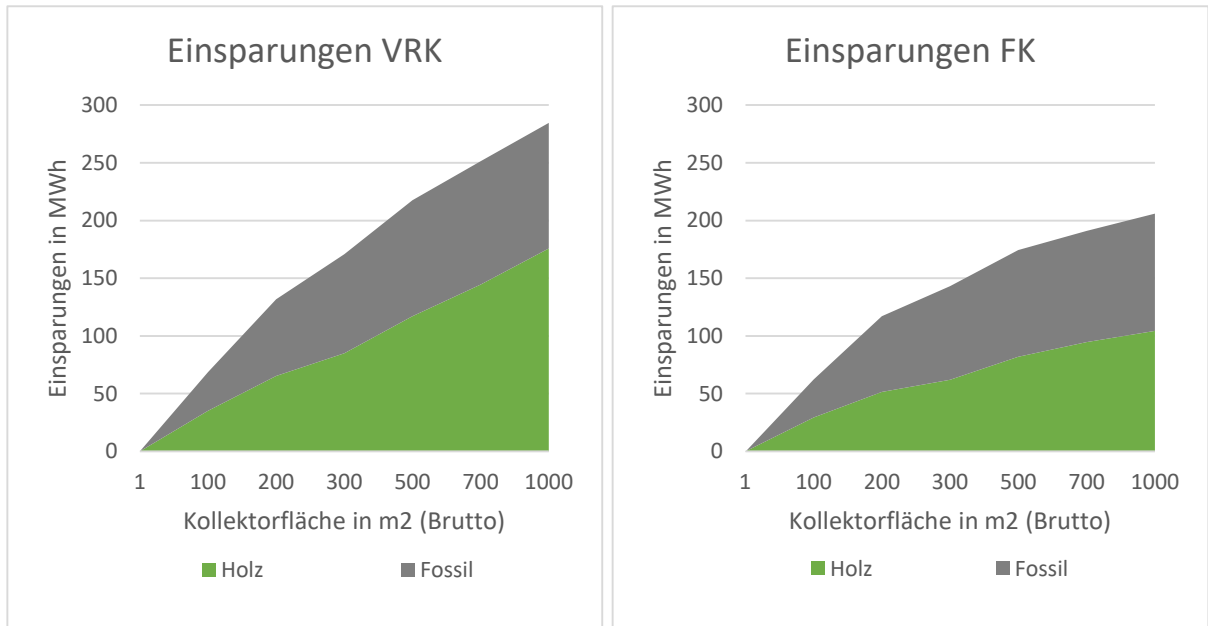


Abbildung 13: Einsparungen bei unterschiedlichen Kollektorfeldern.

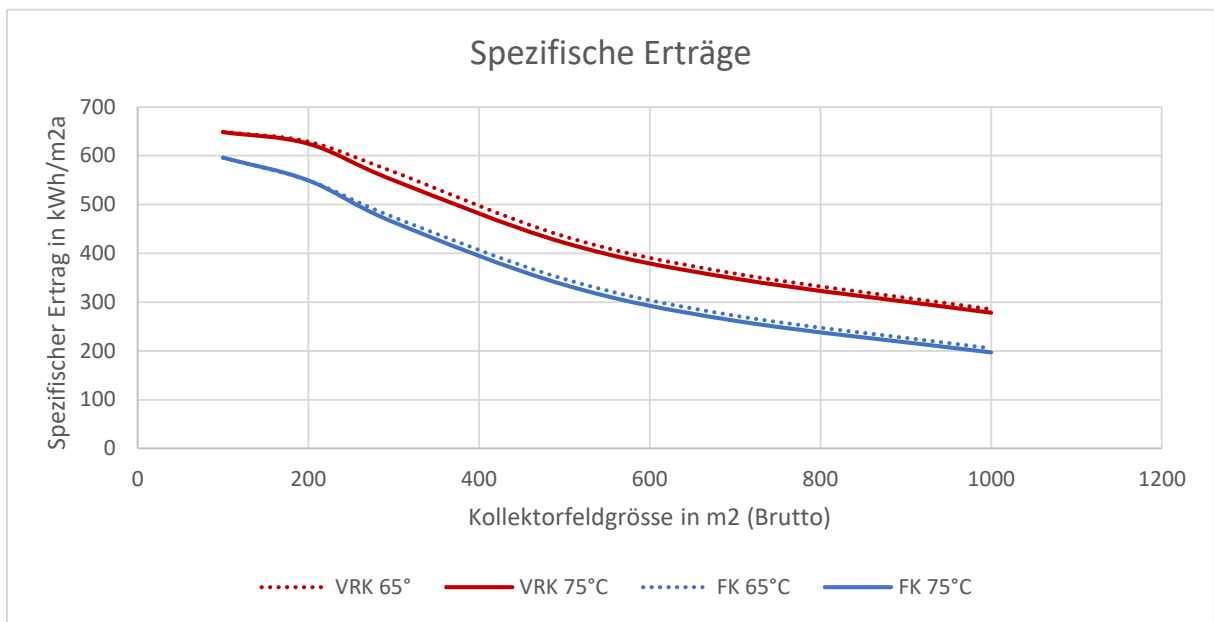


Abbildung 14: Spezifische Erträge (Brutto) für unterschiedliche Kollektortechnologien, Kollektorfeldgrößen (Brutto) und für Voraufemperaturabsenkungen auf 65 °C und 75 °C.

## Taktverhalten

Die Regelparameter der beiden Kessel wurden iterativ angepasst, bis ein ähnliches Verhalten wie in der Realität beobachtet werden konnte. In Abbildung 15 werden die monatlichen Startzyklen der beiden Brenner der Simulation mit den gemessenen Startzyklen aus dem Jahr 2018 verglichen. Aufgrund von unterschiedlichen Wetterdaten wurde der Holzbrenner im Jahr 2018 erst Ende Mai ausgeschaltet, in der Simulation aber bereits Anfang Mai, was eine Verschiebung der Startzyklen zwischen Mai und



September zur Folge hat. Bei Gasbrenner werden aber in beiden Fällen etwas mehr als tausend Zyklen im Jahr registriert und die Verteilung zwischen Sommer und Winter ist vergleichbar. Beim Holzbrenner werden etwas über 217 Starts simuliert und im Jahr 2018 347 Starts gemessen. In beiden Fällen tritt eine Häufung der Starts in der Übergangszeit auf (mit dem bereits oben beschriebenen Shift zwischen Mai und Sep.). Ein identisches Verhalten konnte hier auch mit aufwändigen Anpassungen der Regelung nicht erreicht werden.

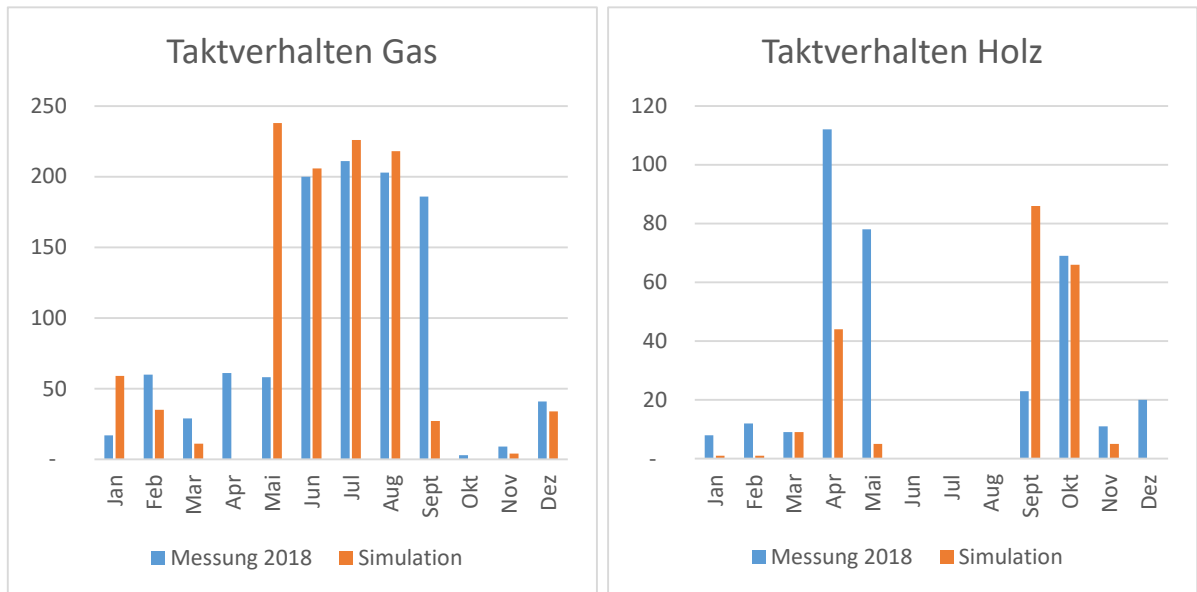


Abbildung 15 Vergleich von simuliertem und gemessenem Taktverhalten.

Die Simulation der Anlage mit unterschiedlich grossem Kollektorfeld (in diesem Fall Vakuumröhren) hat ergeben, dass sich vor allem die Anzahl Starts des Sommerkessels verringert. Das Taktverhalten des Holzkessels (Winter und Übergang) wird nur sehr schwach beeinflusst.

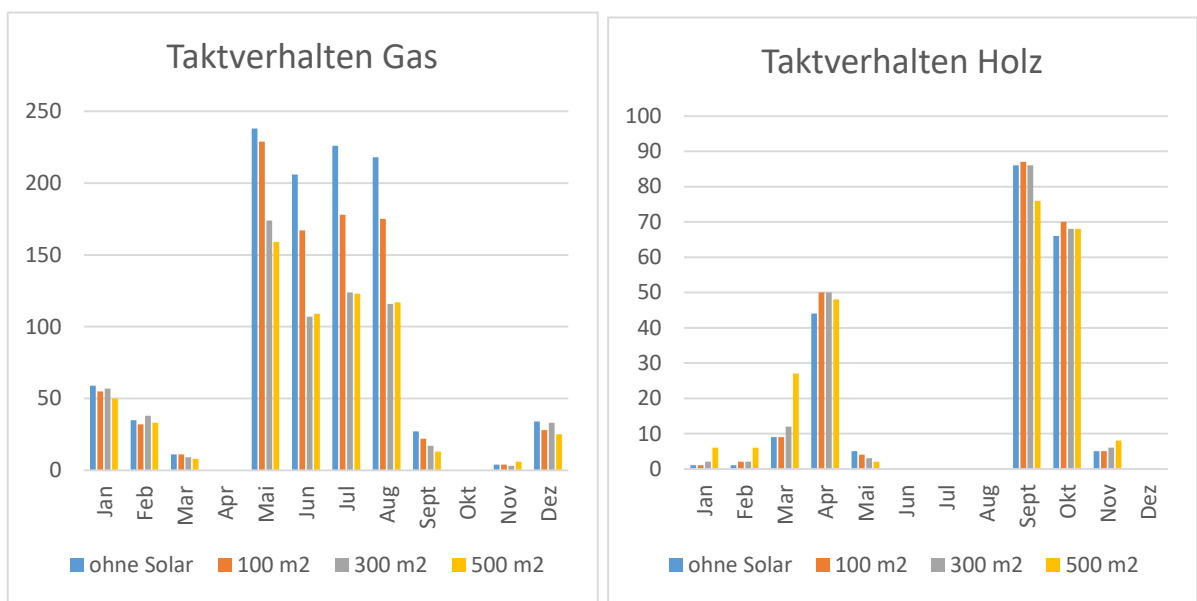


Abbildung 16 Vergleich von simuliertem Taktverhalten bei unterschiedlicher Kollektorfeldgrösse.





## Kosten

Für die Anlage in Thal wurden die solaren Gestehungskosten nach der weiter oben beschriebenen Methode berechnet. Es besteht ein grosser Unterschied ob die Kosten mit oder ohne Subventionen berechnet wurden. Mit den bestehenden Voraussetzungen (Der bestehende Speicher ist für eine Solareinbindung vorbereitet und in der Zentrale ist kein Platz für weitere Speicher) ergibt sich ein finanzielles Optimum bei ca. 200-300 m<sup>2</sup>.

Tabelle 4: Berechnung der solaren Gestehungskosten ohne Subventionen.

Solare Gestehungskosten ohne Subvention CHF/MWh												
Kollektortechnologie	Flachkollektor						Vakuumröhrenkollektor					
Kollektorfeldgrösse [m <sup>2</sup> ]	100	200	300	500	700	1'000	100	200	300	500	700	1'000
	100	88	93	110	127	152	125	107	108	123	136	156

Tabelle 5: Berechnung der solaren Gestehungskosten mit Subventionen nach HFM und begrenzt auf 33% der Investitionskosten.

Solare Gestehungskosten mit Subvention CHF/MWh												
Kollektortechnologie	Flachkollektor						Vakuumröhrenkollektor					
Kollektorfeldgrösse [m <sup>2</sup> ]	100	200	300	500	700	1'000	100	200	300	500	700	1'000
HFM	78	65	66	73	81	91	106	88	87	96	104	115
begrenzt auf 33%	78	66	71	83	97	116	106	88	87	96	104	118

### 4.1.2 Wattwil

Der Wärmeverbund Wattwil wird durch die Thurwerke AG betrieben und steht in der gleichnamigen Gemeinde. Der Wärmeverbund ist seit dem Herbst 2016 in Betrieb und versorgt diverse Liegenschaften mit Heizwärme und Warmwasser. Der Wärmeverbund wird ganzjährig von einem einzigen Holzkessel befeuert, welcher bis auf 15% modulierbar ist. Der Kessel hat keine automatische Zündung, weswegen er sich im Sommer während einiger Stunden täglich im Glutbatterhaltungsmodus befindet.

Die Zentrale des Wärmeverbundes umfasst:

1. Schnitzelfeuerung 2'600 kW, modulierbar bis 15% (Messdaten haben gezeigt, dass bei Vollast eher 2800 kW Leistung erreicht werden).
2. Ölbrenner 4'000 kW
3. Speicher 60 m<sup>3</sup>



Aus Messdaten aus dem Jahr 2017 und 2018 wurden die Werte in Tabelle 6 ermittelt.

Tabelle 6: Energetische Kennzahlen für den Wärmeverbund Wattwil.

<b>Energieverbrauch</b>	8800	MWh
<b>Energieträger 1</b>	Holz (98%)	
<b>Energieträger 2</b>	Heizöl (2%)	
<b>Vorlauftemperatur Sommer</b>	85 (70*)	°C
<b>Vorlauftemperatur Winter</b>	85	°C
<b>Rücklauftemperatur</b>	50	°C
<b>Verlust</b>	9.7	%
<b>Warmwasser</b>	10	%

\*Sommerabsenkung bei Solaranlage

Der Ölverbrauch kommt durch eine Spitzenlastdeckung im Winter und durch die Revision des Holzkessels im Sommer zustande. Dabei wird der Holzkessel im Sommer während ca. 8 Tagen ausgeschaltet und das Netz wird nur mit dem Ölkessel beheizt.

Die Zentrale in Wattwil wurde sowohl mit einem ähnlichen Hydraulikschema wie die Anlage in Thal, als auch mit einem zusätzlichen Speicher (siehe Abbildung 17) simuliert. Dabei wurde der Netzurücklauf über den Solarspeicher geführt, wenn der Speicher eine höhere Temperatur als der Netzurücklauf aufwies. Nur der erste Speicher wird von den beiden Brennern beladen, der zweite Speicher wird ausschliessliche von der Solaranlage beladen. In der Simulation kann dies mit lediglich einem Ventil und einer entsprechenden Regelung erreicht werden. Simuliert wurde immer mit einem einzigen Zusatzspeicher. In der Praxis würde Speichervolumen über 200 m<sup>3</sup> wohl mit mehreren Speichern ausgeführt.

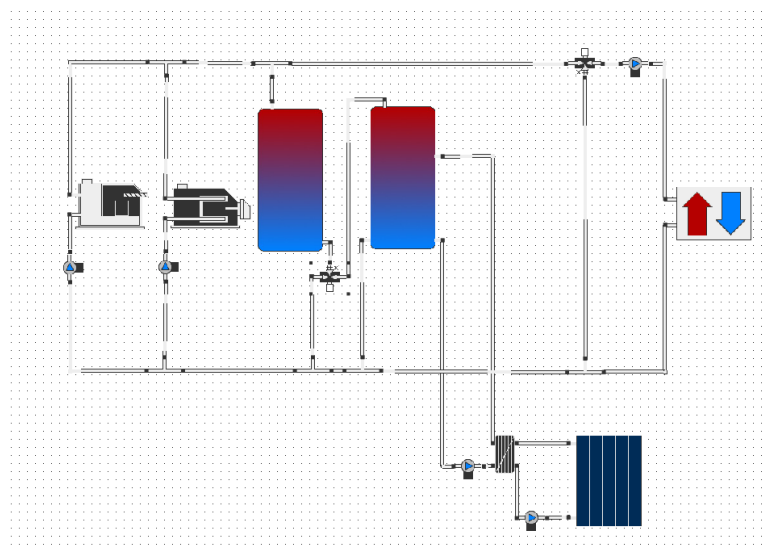


Abbildung 17: Vereinfachte Hydraulik für die Simulation der Wärmeverbundes Wattwil. Skizze erzeugt in polysun, die Simulationen wurden mit TRNSYS durchgeführt.



Abbildung 18:  
Standort der  
Zentrale mit  
Bahndamm als  
möglicher  
Standort in der  
Nähe. Quell:  
solardach.ch

### Einbindung Solarthermie

Auf Grund der geringen Heizlast im Sommer läuft der Holzbrenner auch ohne Solaranlage auf minimaler Leistung und wechselt täglich in die Glutbetherhaltung. Eine Solaranlage geringer Grösse würde dieses Teillastverhalten noch verstärken. Eine Verlängerung der Zeiten mit Glutbetherhaltung ist jedoch nicht wünschenswert. Daher wurde bei Diskussionen mit den Betreibern rasch klar, dass eine solarthermische Anlage nur sinnvoll integriert werden kann, wenn sie den Sommerbetrieb nahezu vollständig übernimmt und der Holzkessel in den Sommermonaten ausgeschaltet werden kann. Es stellt sich also die Frage, wie gross eine solarthermische Anlage und der entsprechende Speicher



dimensioniert werden müssen, damit der Sommerbetrieb nahezu vollständig übernommen werden kann.

### Simulationsresultate

Es wurden unterschiedliche Kollektorfeldgrößen, Kollektortechnologien und Zusatzspeichergrößen simuliert.

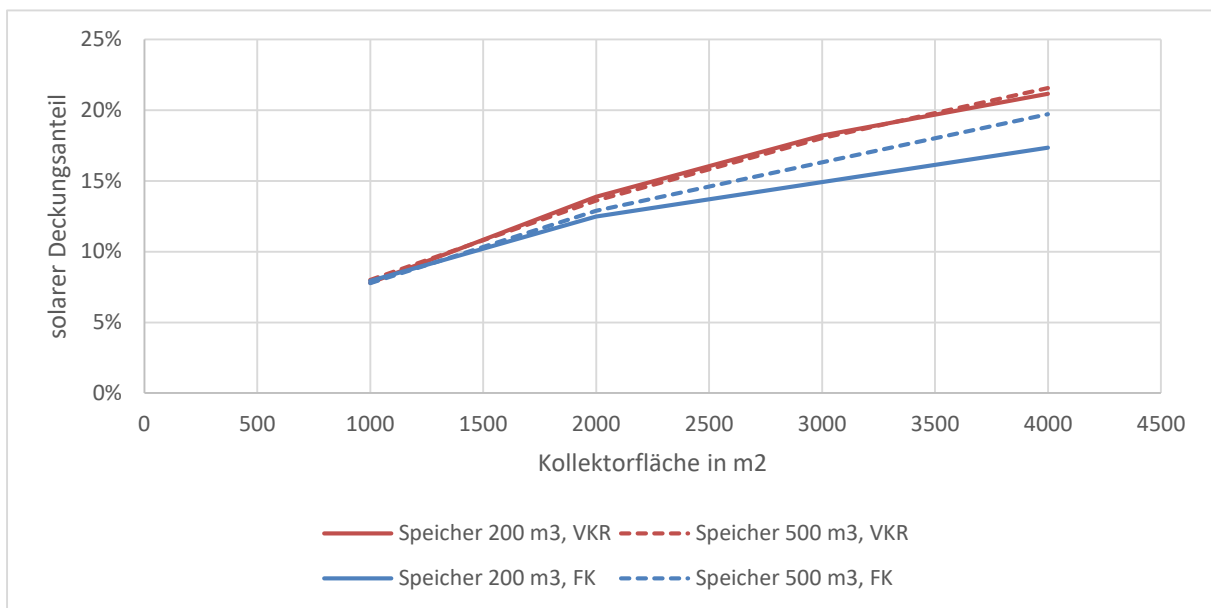


Abbildung 19: Solaranteil bei unterschiedlicher Kollektorfeld- und Speichergrösse, sowie für Flach- und Vakuumröhrenkollektoren.

In Abbildung 20 wird die monatliche Verteilung der Energieerzeugung anhand eines Beispiels mit 2000 m<sup>2</sup> Vakuumröhrenkollektoren (Bruttofläche) und 300 m<sup>3</sup> Zusatzspeicher gegeben. In diesem Beispiel wurde der Biomassekessel während 90 Tagen (vom 3. Juni an) ausgeschaltet und bei ungenügend Solarertrag mit dem Ölkessel nachgeheizt. Dieser Zusatzenergieverbrauch kann dem Energieverbrauch während der jährlichen Revision des Holzkessels gegenübergestellt werden. Aus dem typischen Sommerverbrauch und der Revisionsdauer von ca. 8 Tagen wurde dieser auf ca. 44'000 kWh geschätzt.

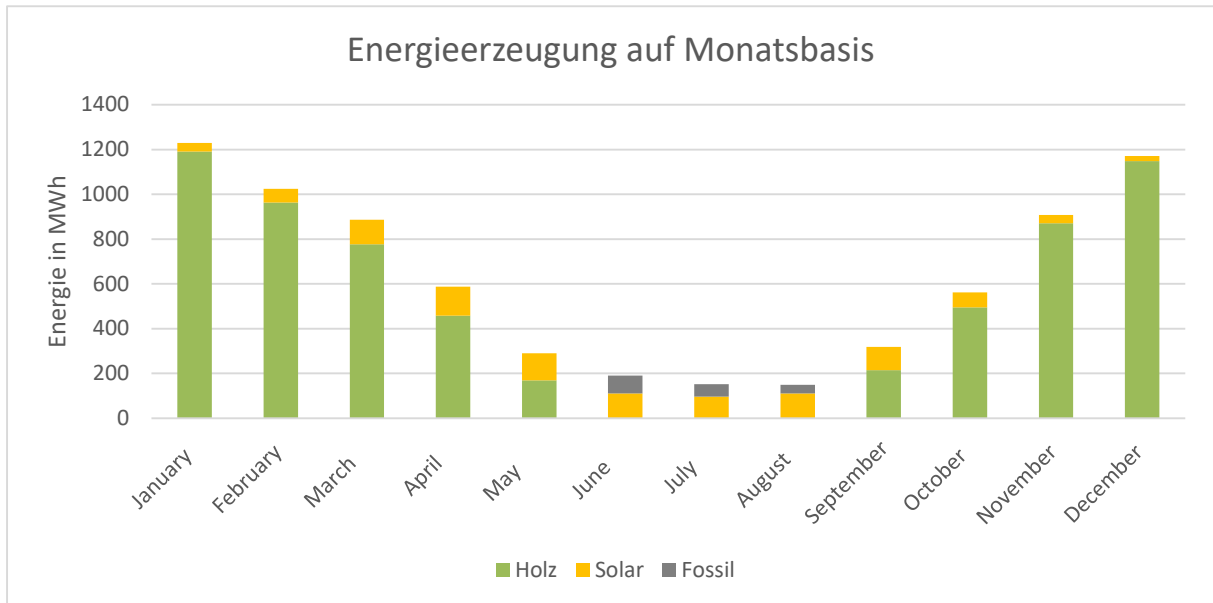


Abbildung 20 Verteilung der Energieerzeugung simuliert für 2000 m<sup>2</sup> Kollektorfläche Vakuumröhrenkollektoren und 300 m<sup>3</sup> Zusatzspeicher.

In der folgenden Grafik (Abbildung 21) wird die fossile Energieerzeugung in Sommer (hier während 90 Tagen) für unterschiedliche Kollektorfeld- (VRK) und Speichergrossen aufgezeigt. Dabei zeigt sich, dass ab ca. 2500 m<sup>2</sup> und ab einer Speichergrosse von ca. 300 m<sup>3</sup> weniger fossile Zusatzenergie gebraucht wird als während der Revision. Keine Zusatzenergie wird erst ab einer Kollektorfeldgrösse von 4000 m<sup>2</sup> und einem Zusatzspeicher von 500 m<sup>3</sup> benötigt. Diese Werte sind jedoch stark von einzelnen Schlechtwetterperioden im Sommer abhängig und variiert somit von Jahr zu Jahr und mit der Wahl der Periode in der der Biomassebrenner ausgeschaltet wird. Um diese Variabilität zu untersuchen wurden Wetterdaten aus den letzten Jahren (Quelle MeteoSchweiz, Standort Ebnet Kappel, verfügbare Daten 2011-2019) verwendet. Dabei wurden sowohl die Wetterdaten verwendet, als auch die aussentemperaturabhängigen Verbrauchsprofile angepasst. Für diese Jahre wurde jeweils eine Simulation mit 2000 m<sup>2</sup> VRK Kollektorfeld und einem Zusatzspeicher von 300 m<sup>3</sup> durchgeführt und die Ausschaltung des Biomassekessels wurde jeweils manuell an das Wetter angepasst. Für die Jahre mit dem höchsten und dem tiefsten Zusatzenergieverbrauch wurden danach auch andere Kollektorfeldgrössen simuliert und mit dem typischen Jahr verglichen (siehe Abbildung 22). In Jahren mit viel Sonneneinstrahlung liegt der fossile Zusatzenergieverbrauch bereits mit 2000 m<sup>2</sup> Kollektorfläche unter dem Verbrauch für die Revision und ab ca. 3000 m<sup>2</sup> wird keine Zusatzenergie mehr gebraucht.

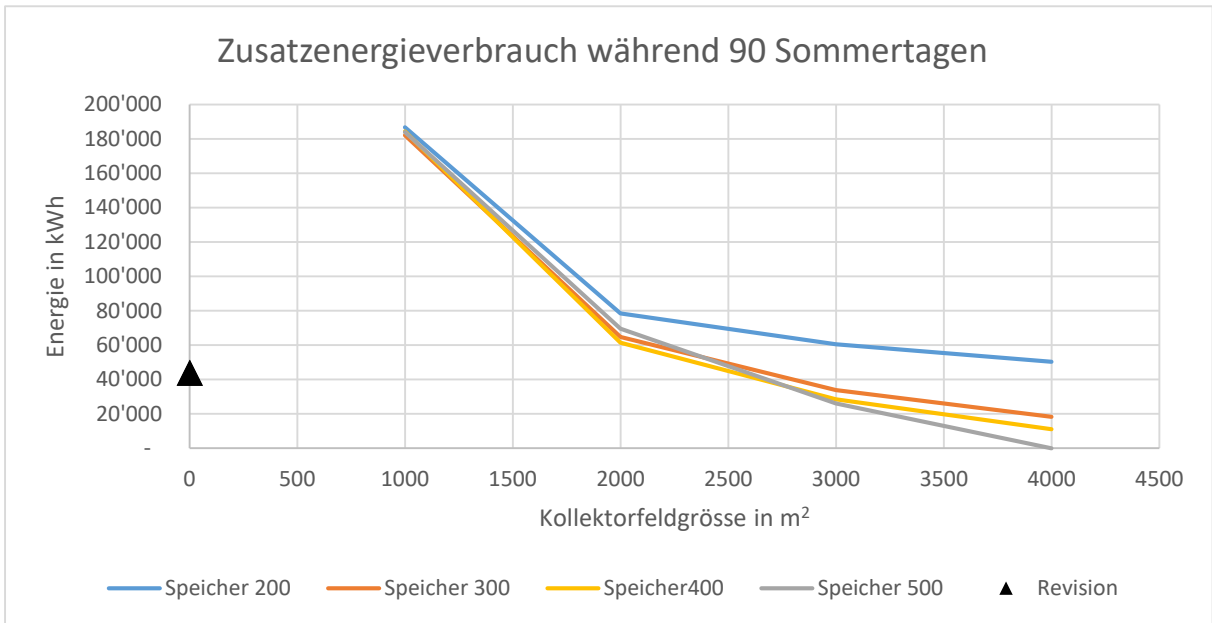


Abbildung 21: Fossiler Zusatzenergieverbrauch während in Sommer, wenn der Biomassekessel während 90 Tagen ausgeschaltet wird.

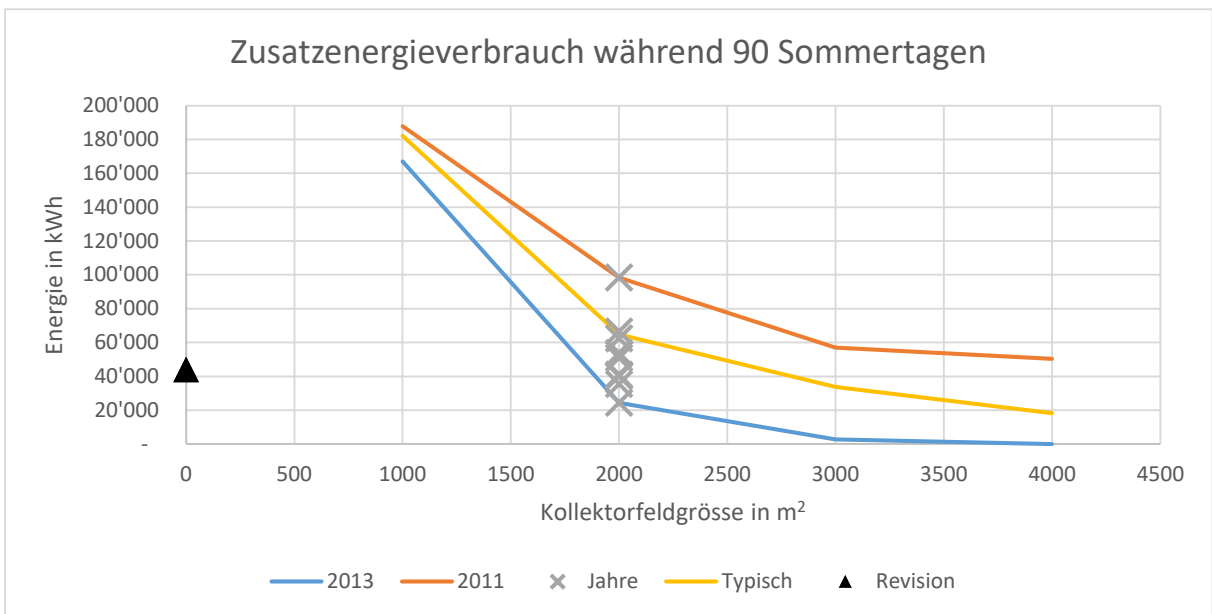


Abbildung 22: Fossiler Zusatzenergieverbrauch für die extremen und das typische Jahr (VRK, Zusatzspeicher 300 m³). Für eine Kollektorfeldgröße von 2000 m² sind alle Jahre von 2011-2019 dargestellt, ansonsten nur die beiden extremen Jahre 2011 und 2013.

## Taktverhalten

Es standen Messdaten von einem Betriebsjahr (Mitte 2017 bis Mitte 2018) zur Verfügung, woraus Taktzyklen ermittelt werden konnten. Wie oben beschrieben wird der Brenner hier nicht komplett ausgeschaltet, sondern in den Zustand der Glutbetthaltung gebracht. Dies geschieht im Sommer etwas mehr als täglich für wenige Stunden. Wie in Abbildung 23 gezeigt wird, wurden Regelparameter



ermittelt, welche zu einer ähnlichen Taktzahl in der Simulation (Typisches Jahr) wie in der Messung (2017/2018) führten. Mit der Integration der Solaranlage und dem Ausschalten des Holzbrenners in den Sommermonaten kann nahezu eine Halbierung der Taktzyklen erreicht werden. Allerdings kann in der Übergangszeit ein häufigeres Takten beobachtet werden.

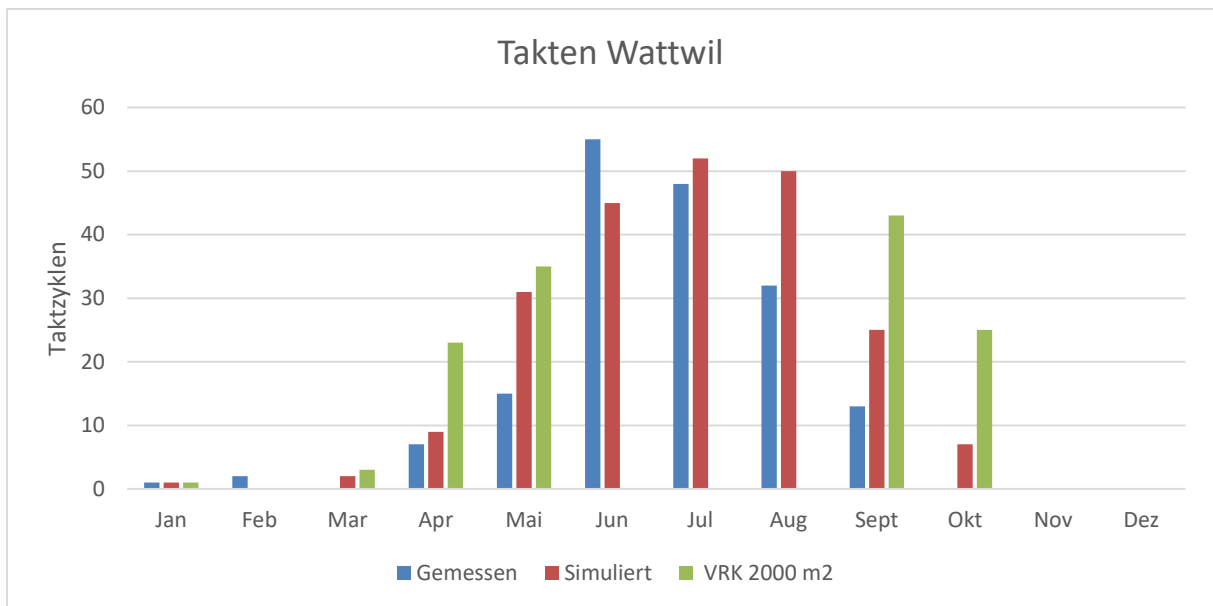


Abbildung 23 Gemessenes (2017) und simuliertes Taktverhalten des Holzkessels einmal ohne Solaranlagen und einmal mit einer Anlage von 2000 m<sup>2</sup> VRK und 300 m<sup>3</sup> Zusatzspeicher.

## Kosten

Für die Anlage in Wattwil wurden die solaren Gestehungskosten nach der weiter oben beschriebenen Methode berechnet. Für die Erschliessung des Bahndammes inklusive Querung des Baches mit einer Spülbohrung wurden 268'000 CHF veranschlagt, welche zu den nach Kostenfunktion ermittelten Kosten dazugerechnet wurden. Im Gegensatz zu den anderen betrachteten Anlagen handelt es sich hierbei um eine Freiflächenanlage. Die vereinfachte Aufständigung und Installation führt hier zu geringeren Kollektorfeldkosten, welche nach Rücksprache mit Herstellern pauschal um 10 % reduziert wurden. Bei einer idealen Konstellation (grosse Anlage auf geeignetem, flachem Baugrund) können laut Herstellerangaben bis zu 20 % der in diesem Projekt angenommenen Kollektorfeldkosten reduziert werden.

Vom Kanton St. Gallen konnten keine definitiven Aussagen zu möglichen Subventionen gemacht werden. Diesem Grund werden die solaren Gestehungskosten einmal ohne Subventionen, einmal mit Subventionen nach HFM und einmal mit Subventionen beschränkt auf 33 % der Investitionskosten angegeben. Aufgrund der hohen Sätze des HFM haben diese Subventionen einen sehr starken Einfluss auf die Gestehungskosten. So werden ohne Subventionen Gestehungskosten knapp unter 100 CHF/MWh erreicht mit voller Subvention nach HFM liegen diese unter 50 CHF/MWh und mit einer Beschränkung auf einen Drittel der Investitionskosten knapp über 60 CHF/MWh. Flachkollektoren führen dabei grundsätzlich zu tieferen Gestehungskosten als Vakuumröhrenkollektoren.



Tabelle 7: Solare Gestehungskosten für unterschiedliche Kollektorfeld- und Speichergrossen ohne Subventionen.

Solare Gestehungskosten ohne Subvention CHF/MWh													
Kollektortechnologie		Flachkollektor						Vakuumröhrenkollektor					
Kollektorfeldgrösse [m <sup>2</sup> ]		1'000	1'500	2'000	2'500	3'000	4'000	1'000	1'500	2'000	2'500	3'000	4'000
Zusätzliches Speichervolumen [m <sup>3</sup> ]	200	95	88	85	85	85	89	119	106	97	95	93	95
	300	103	89	87	84	83	88	127	111	102	96	95	97
	400	110	94	87	87	84	86	130	112	105	102	101	102
	500	118	99	90	89	87	87	138	115	112	108	106	102

Tabelle 8: Solare Gestehungskosten für unterschiedliche Kollektorfeld- und Speichergrossen mit Subventionen nach HFM.

Solare Gestehungskosten mit Subvention nach HFM CHF/MWh													
Kollektortechnologie		Flachkollektor						Vakuumröhrenkollektor					
Kollektorfeldgrösse [m <sup>2</sup> ]		1'000	1'500	2'000	2'500	3'000	4'000	1'000	1'500	2'000	2'500	3'000	4'000
Zusätzliches Speichervolumen [m <sup>3</sup> ]	200	73	63	57	54	51	48	98	83	74	70	67	65
	300	80	64	59	54	51	49	106	89	79	72	69	67
	400	88	69	61	58	53	50	110	91	82	77	74	71
	500	96	75	64	60	56	51	118	94	89	83	79	73

Tabelle 9: Solare Gestehungskosten für unterschiedliche Kollektorfeld- und Speichergrossen mit Subventionen beschränkt auf 33 % der Investitionen.

Solare Gestehungskosten mit Subvention CHF/MWh (beschränkt auf 33% Investition)													
Kollektortechnologie		Flachkollektor						Vakuumröhrenkollektor					
Kollektorfeldgrösse [m <sup>2</sup> ]		1'000	1'500	2'000	2'500	3'000	4'000	1'000	1'500	2'000	2'500	3'000	4'000
Zusätzliches Speichervolumen [m <sup>3</sup> ]	200	73	64	62	62	62	65	98	83	74	70	68	70
	300	80	65	63	61	61	64	106	89	79	72	69	71
	400	88	69	64	63	62	63	110	91	82	77	74	74
	500	96	75	66	65	63	64	118	94	89	83	79	75

Aufgrund der deutlich Grösseren Flächen und der potenziellen Freilandanlage können hier deutlich tiefere spezifische Kollektorkosten als in Thal erreicht werden. Diese werden aber durch die





zusätzliche Erschliessungsleitung und die benötigten Zusatzspeicher wieder erhöht. Aufgrund der Berechnungsgrundlage des HFM, welches im wesentliche abhängig ist von der Kollektorfläche, fallen die potenziellen Subventionen (nach HFM) hier sehr deutlich ins Gewicht.

#### 4.1.3 Aadorf

In Aadorf wird von der EKT AG die Machbarkeit für einen neuen Wärmeverbund abgeklärt. Dieser Verbund wurde ebenfalls in die Analyse mit einbezogen, um abzuklären, ob das Einplanen einer solarthermischen Anlage bereits während der Planungsphase Vorteile bringen kann.

In Tabelle 3 werden die von der EKT abgeschätzten Kenndaten für den ersten Ausbauschnitt des Netzes angegeben. Dabei soll in einem ersten Ausbauschnitt mit einem Holzbrenner und einem fossilen Spitzen- und Schwachlastkessel gerechnet werden. Die Solaranlage soll dabei den Anteil an benötigter fossiler Energie möglichst minimieren.

Tabelle 10: Energetische Kennzahlen für den Wärmeverbund Aadorf.

Wärmeverbund Aadorf		
<b>Energieverbrauch</b>	2750	MWh
<b>Energieträger 1</b>	Holz (92%)	
<b>Energieträger 2</b>	Erdgas (8%)	
<b>Vorlauftemperatur Sommer</b>	70	°C
<b>Vorlauftemperatur Winter</b>	80	°C
<b>Rücklauftemperatur</b>	50	°C
<b>Verlust</b>	10	%
<b>Warmwasser</b>	10	%

Weil in der Phase der Bedarfsabschätzung noch keine genauen Werte für die Zentrale vorhanden sind wurden in Absprache mit der ETK folgende Grössen als erste Abschätzungen verwendet:

1. Schnitzelfeuerung 1'000 kW, modulierbar bis 20%
2. Gasbrenner 1'000 kW für Spitzen und Schwachlasten
3. Speicher 100 m<sup>3</sup>, Aussenaufstellung (fehlender Platz im Gebäude)

#### Einbindung Solarthermie

Für die Zentrale der Wärmeversorgung kommt ein bestehendes Gebäude in Frage. Dieses und das Nachbargebäude weisen potenziell nutzbare Dachflächen auf. Allerdings sind die Dächer in Ost/West Richtung ausgerichtet. Die Dächer mit Neigungen von 12° und 20° wiesen eine Fläche von knapp über 1000 m<sup>2</sup> auf (siehe Abbildung 24). In Abbildung 25 ist die entsprechende Hydraulik mit zwei individuell gesteuerten Kollektorfeldern abgebildet. In den Gebäuden ist kein Platz für einen Speicher. Dieser würde im Freien aufgestellt, was zusätzliche Freiheitsgrade bei der Dimensionierung schafft. In Anbetracht von möglichen weiteren Ausbaustufen ist der Einbau eines grossen Speichers sinnvoll. Die Bauherrschaft geht von einem 100 m<sup>3</sup> Speicher aus.



Abbildung 24: Dachflächen und Ausrichtung möglicher Dächer bei der geplanten Zentrale des Wärmeverbundes Aadorf.

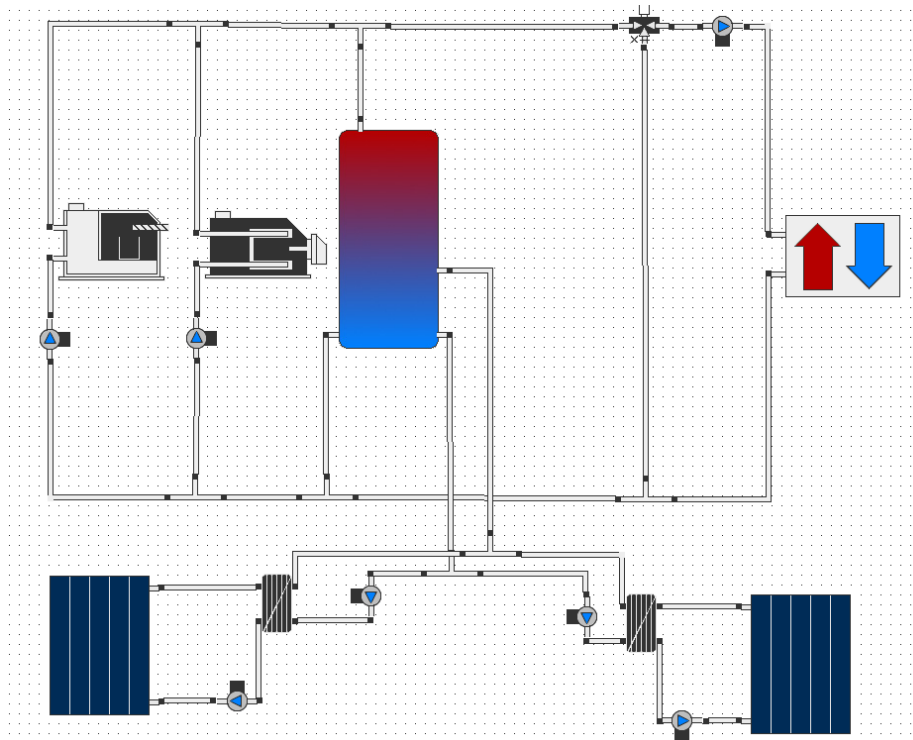


Abbildung 25: Hydraulik für einen Holzkessel mit fossiler Spitzendeckung und zwei Kollektorfelder (Ost/West). Skizze erzeugt in polysun, die Simulationen wurden mit TRNSYS durchgeführt.



## Simulationsresultate

In Abbildung 26 werden mögliche Solarerträge und deren Einfluss auf den Energiemix dargestellt. Dabei wird im Falle einer vollständigen Belegung aller Dächer mit Vakuumröhrenkollektoren ein Solarertrag von 336 MWh erreicht, was 11.6 % des simulierten Bedarfes entspricht. Durch die Ost/West Ausrichtung und die flache Neigung der Kollektoren kann hier ein deutlicher Unterschied zwischen Flach- und Vakuumröhrenkollektoren ausgemacht werden. Letztere erreichen bei wenig und flacher Einstrahlung deutlich höhere Erträge als Flachkollektoren. Dies kann auch in Abbildung 27 gesehen werden, wo die spezifischen Erträge bezogen auf die Bruttofläche dargestellt werden. Diese werden mit den spezifischen Erträgen einer hypothetischen Anlage mit 30 ° Neigung und Südausrichtung verglichen. Die spezifischen Erträge sind bei einer Ost/West Aufstellung deutlich geringer als bei einer Süd-Orientierung. Wobei bei der grossen Südanlage häufig Stagnation auftritt, welche den Ertrag limitiert. Dadurch ist der Unterschied zwischen Süd und Ost/West bei grossen Kollektorflächen weniger deutlich.

Wie im Kapitel Wirtschaftlichkeit gezeigt wird, sind die Gestehungskosten bei einer flach Ost/West aufgeständerten Anlage deutlich erhöht.

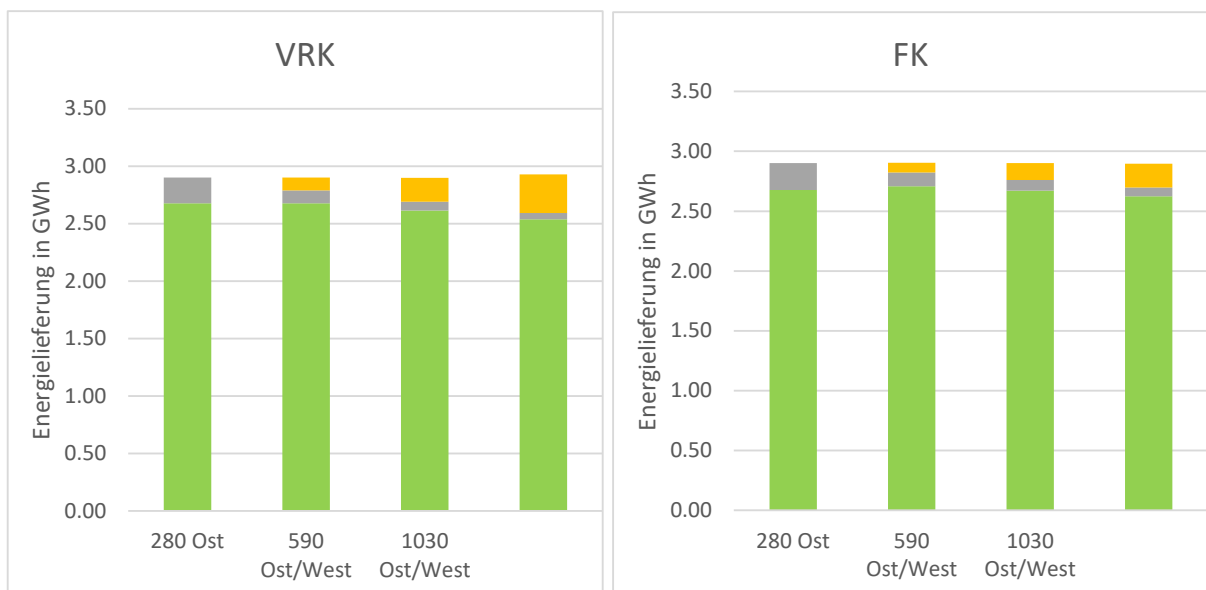


Abbildung 26: Energiemix für unterschiedliche Kolleorttechnologien und Kollektorfeldgrösser bei einer Ost/West Aufstellung auf den bestehenden Dächern.

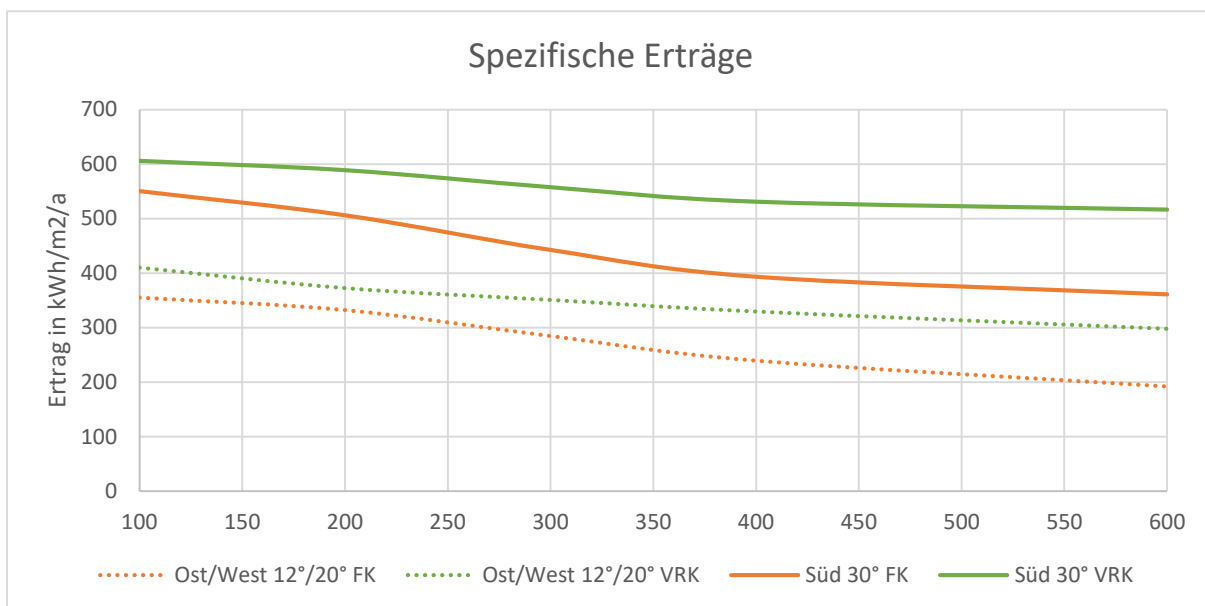


Abbildung 27: Spezifische Erträge für unterschiedliche Kollektortechnologien, Kollektorfeldgrössen und Aufständigung.

## Kosten

Für die Anlage in Aadorf wurden die solaren Gestehungskosten nach der weiter oben beschriebenen Methode berechnet. Es besteht ein grosser Unterschied ob die Kosten mit oder ohne Subventionen nach HFM oder mit einer Beschränkung auf 33 % der Investition berechnet wurden. Bei dieser Anlage wirkt sich vor allem die Ost/West Lage der Dächer negativ auf die Gestehungskosten aus. Dabei erreicht die grösste Anlage mit Vakuumröhrenkollektoren die tiefsten Gestehungskosten. Ohne Subventionen liegen diese aber immer noch über 150 CHF/MWh und mit Subventionen nach HFM werden Werte von 110 CHF/MWh erreicht. Flachkollektoren weisen bei der Ost/West Ausrichtung geringere spezifische Erträge und dadurch höhere Gestehungskosten aus. Bei diesen Kosten ist aber der Speicher noch nicht mit eingerechnet, weil es Überlegungen gibt, auch ohne Solaranlage einen grossen Speicher zu integrieren. Die Kosten für einen 100 m<sup>3</sup> Speicher würden die Gestehungspreise nochmals erhöhen, wenn er ausschliesslich der Solaranlage angerechnet würden (ca. +25 CHF/MWh bei der grössten Anlage). Zum Vergleich werden die Gestehungskosten für eine hypothetische Südausrichtung (Neigung 30°) angegeben. Unter dieser Annahme fallen die Gestehungskosten deutlich geringer aus, wobei die Unterschiede vor allem bei Flachkollektoren und kleineren Anlagen sehr deutlich sind.

Tabelle 11: Solare Gestehungskosten für unterschiedliche Kollektorfeldgrössen.

Solare Gestehungskosten ohne Subvention CHF/MWh							
Kollektortechnologie		FK			VRK		
Kollektorfeldgrösse [m <sup>2</sup> ]		280	590	1'030	280	590	1'030
	Süd	69	79	92	92	100	115
	OW	149	148	161	152	142	136



Tabelle 12: Solare Gestehungskosten für unterschiedliche Kollektorfeldgrössen mit Subventionen nach HFM.

Solare Gestehungskosten mit Subvention nach HFM in CHF/MWh							
Kollektortechnologie	FK			VRK			
Kollektorfeldgrösse [m <sup>2</sup> ]	280	590	1'030	280	590	1'030	
	Süd	49	51	55	75	77	85
	OW	106	95	96	123	108	100

Tabelle 13: Solare Gestehungskosten für unterschiedliche Kollektorfeldgrössen mit Subventionen beschränkt auf 33 % der Investitionskosten.

Solare Gestehungskosten mit Subvention max. 33 % der Investition in CHF/MWh							
Kollektortechnologie	FK			VRK			
Kollektorfeldgrösse [m <sup>2</sup> ]	280	590	1'030	280	590	1'030	
	Süd	52	59	70	75	77	87
	OW	113	112	121	123	108	102

#### 4.1.4 GEVO Ormalingen

Der Wärmeverbund GEVO liegt in der Gemeinde Ormalingen BL, versorgt aber ebenfalls Gebiete der Nachbargemeinde Gelterkinden. Es sind sowohl öffentliche Gebäude (Turnhalle, Schule, Altersheim usw.) als auch Wohnbauten und Industriebauten angeschlossen. Die Zentrale des Wärmeverbundes umfasst:

1. Holzkessel 1 1200 kW, modulierbar bis 25 %, Economizer 280 kW
2. Holzkessel 2 1400 kW, modulierbar bis 50 %
3. Ölkessel 1400 kW
4. Biogasanlage 220 kW
5. Speicher 50 m<sup>3</sup>

Aus Messdaten aus dem Jahr 2017 wurden die in Tabelle 14 dargestellten Kenndaten für den Wärmeverbund abgeleitet.

Die Hydraulik der Anlage wurde vereinfacht wie in Abbildung 28 dargestellt abgebildet. Dabei sind drei Netzstränge zu einem Verbraucher zusammengefasst. Economizer werden anteilmässig zu den Nennlasten der entsprechenden Brenner dazugerechnet, weil deren Leistung in erster Linie von der Leistung der Brenner abhängt. Die weiteren wichtigen Parameter, welche für eine genauere Modellierung nötig wären (Evolution der Netzurücklauftemperatur), können aufgrund der zugänglichen



Informationen nicht zuverlässig ermittelt und simuliert werden, wodurch eine explizite Modellierung keine zusätzliche Genauigkeit bieten würde.

Tabelle 14: Energetische Kennzahlen für den Wärmeverbund GEVO.

Wärmeverbund GEVO		
Energieverbrauch	9500	MWh
Energieträger 1	Holz (90%)	
Energieträger 2	Biogas Abwärme (10%)	
Energieträger 3	Heizöl (6.7%)	
Vorlauftemperatur Sommer	80	°C
Vorlauftemperatur Winter	80	°C
Rücklauftemperatur	50	°C
Verlust	14	%
Warmwasser	10	%

Die Biogasanlage wird, wenn möglich, ständig betrieben. Aus den Messdaten ergeben sich jedoch gewisse Schwankungen, welche vom Betrieb der Biogasanlage abhängig und nicht voraussehbar resp. modellierbar sind. Es wurde daher eine typische Leistung im Sommer (90 kW) und im Winter (120 kW) aus den Messdaten ermittelt und als konstante Leistung in die Simulation integriert. Die Biogasanlage wird im Winter zur Rücklaufanhebung, verwendet, kann im Sommer aber auch direkt in den Vorlauf der Kessel einspeisen.

Kleinere Solarthermieanlagen wurden direkt an den bestehenden Speicher angebunden. Für grössere Flächen wurde ein Zusatzspeicher integriert (siehe auch Wattwil).

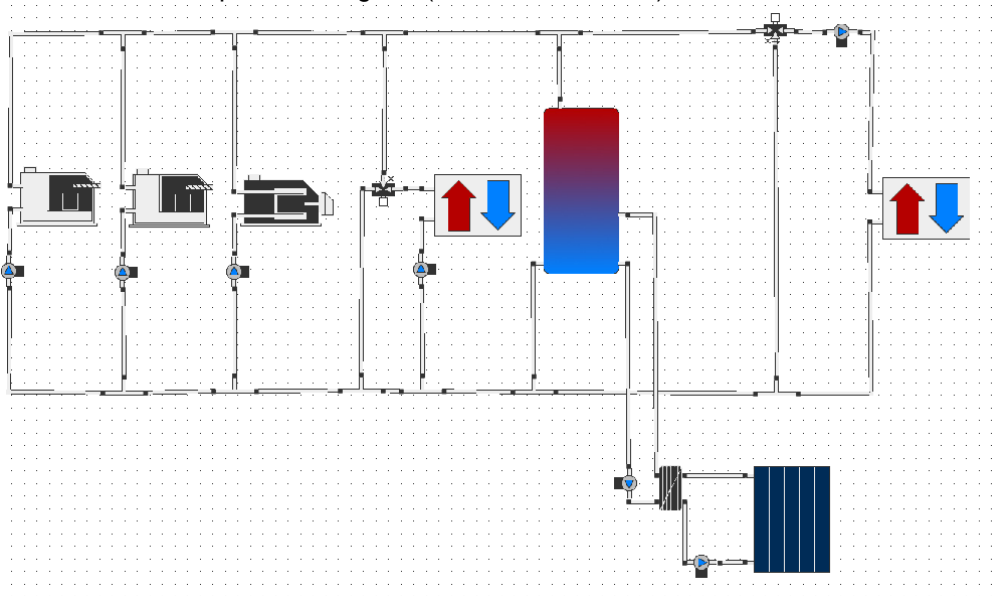


Abbildung 28: Zwei Holzkessel, fossile Spitzendeckung und Einspeisung aus Biogasanlage. Skizze erzeugt in polysun, die Simulationen wurden mit TRNSYS durchgeführt.



## Einbindung Solarthermie

Die Zentrale der Fernwärmanlage befindet sich im Industriegebiet mit mehreren grossen Gebäuden in der Nähe. Das Dach der Zentrale selbst ist nach Norden geneigt und daher zur Integration einer Solaranlage nicht geeignet. Südwestlich von der Zentrale befinden sich ältere Industriebauten, deren Dachflächen nur ca. 5° geneigt, jedoch fast nach Süden ausgerichtet sind. Das kleinere Süddach weist eine Fläche von ca. 850 m<sup>2</sup> auf, wobei die nutzbare Dachfläche aufgrund von Aufbauten auf ca. 700 m<sup>2</sup> beschränkt ist. Das grössere Dach verfügt über eine Fläche von etwas mehr als 1100 m<sup>2</sup> und ist ebenfalls nur ca. 5° geneigt. Nördlich der Zentrale befindet sich das Feuerwehrmagazin der Gemeinde mit einem fast südlich ausgerichteten und ca. 30° geneigten Dach mit einer Fläche von etwas mehr als 500 m<sup>2</sup>. Allerdings trennt ein Bach das Grundstück von der Zentrale. Dieser müsste von den Verbindungsleitungen gequert werden.

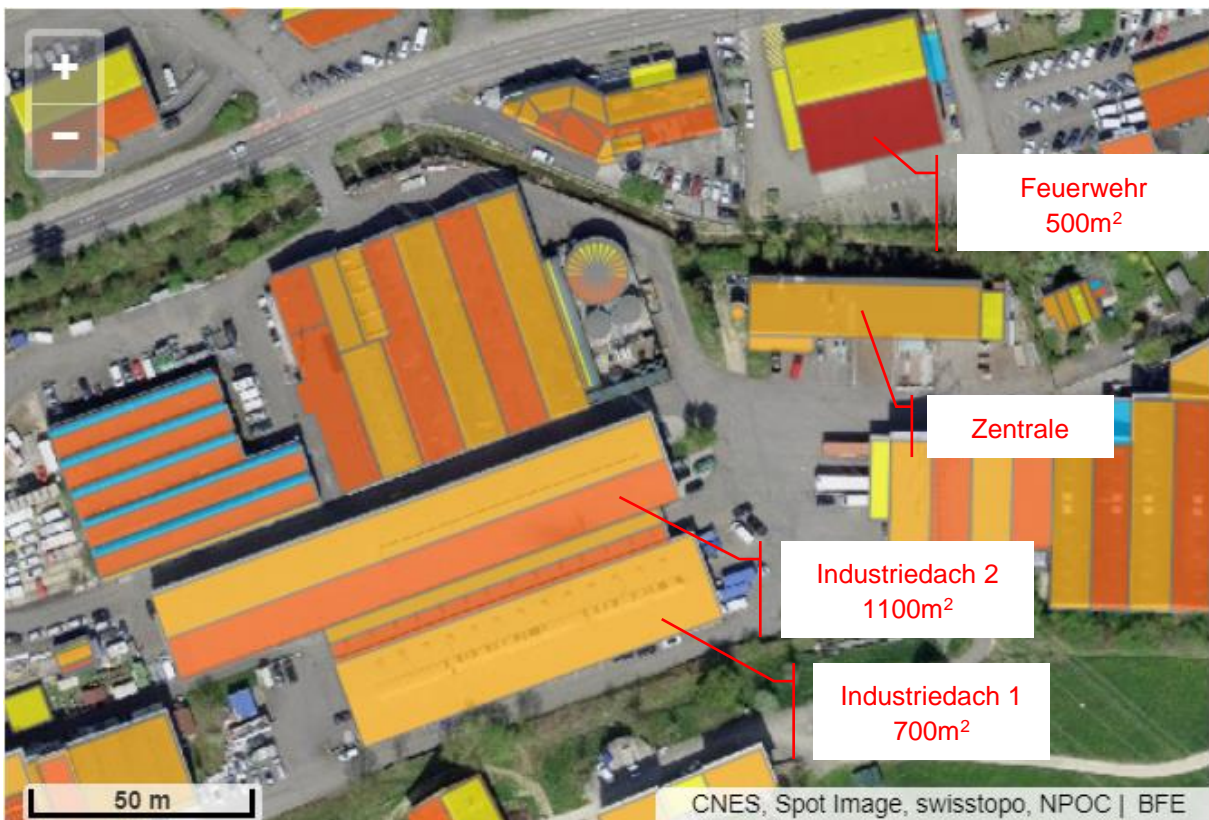


Abbildung 29: Dachflächen und Ausrichtung möglicher Dächer bei der Zentrale des Wärmeverbundes GEVO in Ormalingen.

## Simulationsresultate

In Abbildung 26 werden die Energiemengen der unterschiedlichen Erzeuger gemäss Messdaten von 2017 halbtransparent dargestellt. Daneben sind die Energiemengen mit Wetterdaten aus demselben Jahr und mit realen Bezugsdaten skaliertem Verbrauch simuliert dargestellt (deckend). Mit den gewählten Regelparametern konnte zwar eine ähnliche, jedoch nicht ganz genau identische, Aufteilung zwischen den Energieerzeugern wiedergegeben werden. Der deutlichste Unterschied ist dabei die



Aufteilung zwischen den beiden Holzkesseln, welche aber für weitere Betrachtungen eine untergeordnete Rolle spielt. Um den Einfluss der Integration einer Solaranlage abzuschätzen wird die Übereinstimmung als genügend erachtet.

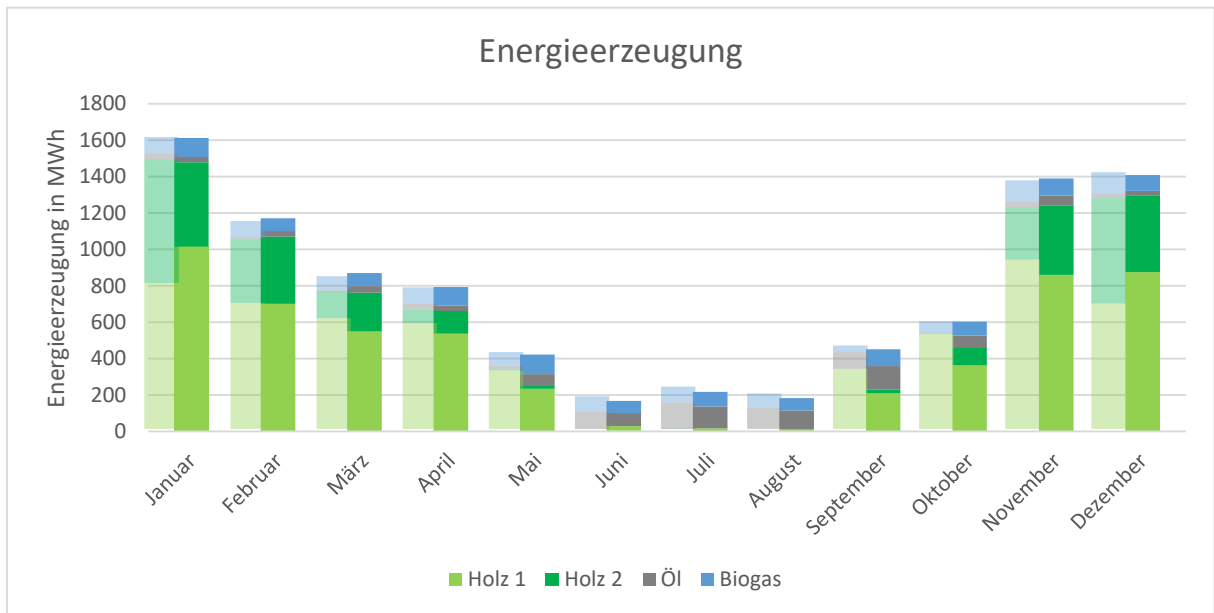


Abbildung 30: Aufteilung der Energieerzeugung simuliert (deckend) und gemessen (transparent).

In Abbildung 31 wird die Zusammensetzung der Energieerzeugung gegeben, für unterschiedliche Kollektorfelder simuliert. Alle Kollektorfelder wurden mit einem Zusatzspeicher von 100 m<sup>3</sup> simuliert. Beim 500 m<sup>2</sup> grossen Feld handelt es sich um das Feuerwehrmagazin mit einer Neigung von 30°, bei den anderen Grössen um die Industriedächer mit einer Neigung von 5°.

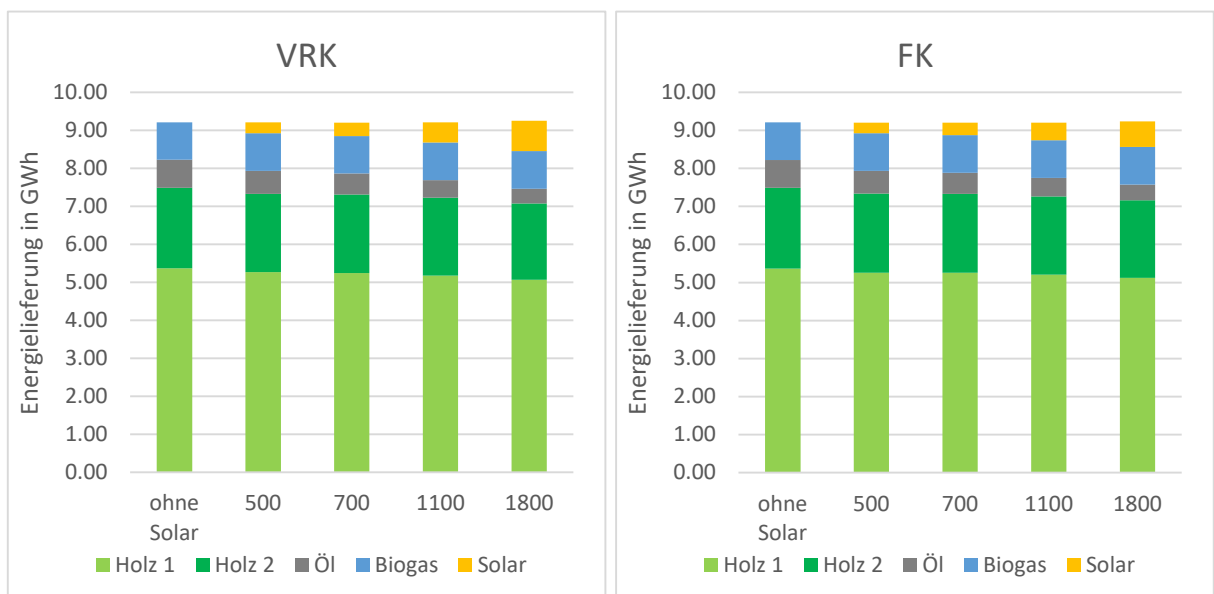


Abbildung 31: Zusammensetzung der Energieerzeugung für unterschiedliche Kollektorfelder mit 100 m<sup>3</sup> Zusatzspeicher.





In Abbildung 31 werden die spezifischen Erträge der unterschiedlichen Kollektorfelder aufgetragen. Weil das 500 m<sup>2</sup> Feld (Feuerwehmagazin) im Gegensatz zu den 5° der Industriedächer eine steilere Neigung von 30° aufweist, werden die Punkte separat aufgetragen und nicht durch Linien verbunden. Beim steilen Dach sind die Erträge insbesondere für Flachkollektoren höher.

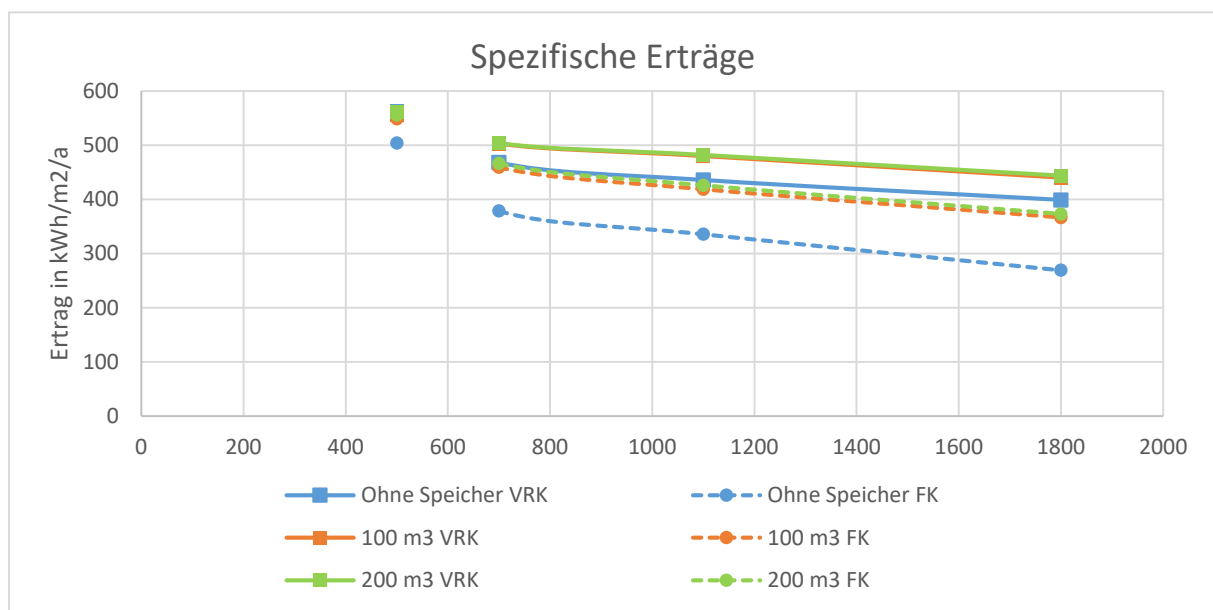


Abbildung 32: Spezifische Erträge für unterschiedliche Kollektorfelder. Das 500 m<sup>2</sup> Feld hat eine Neigung von 30° die grösseren Felder weisen lediglich 5° Neigung aus.

Weil durch Alter und Besitzverhältnisse der nahe gelegenen Industriedächer eine Realisierungsmöglichkeit in der Nähe der Zentrale ungewiss ist, wurde zusätzlich eine dezentrale Einbindung der Solaranlage simuliert. Zur dezentralen Einspeisung würde beispielsweise ein grosses Dach einer neuen Turnhalle der Gemeinde Ormalingen in Frage kommen. Es wurden drei Varianten simuliert, in denen das Kollektorfeld samt Speicher an unterschiedlichen Positionen des Verbraucherstranges positioniert wurde. Dazu wurde jeweils die Netzlast in einen Teilbezug zwischen der Zentrale und der Solaranlage und einen weiteren Teilbezug am Strangende "hinter" der Solaranlage aufgeteilt (siehe Abbildung 33). Die Bezeichnung "Strangende (0.1)" bedeutet dabei, dass 0.1 (oder 10 %) des Netzbezuges<sup>5</sup> am Strangende und somit die restlichen 90% des Netzbezuges zwischen Zentrale und Solaranlage stattfinden. Abbildung 34 zeigt die solaren Deckungsgrade für unterschiedlich grosse Kollektorfelder (VRK, 30° Süd) in Kombination mit einem 100 m<sup>3</sup> grossen Speicher für die drei unterschiedlichen Positionen im Netz. Am Strangende wird der Speicher weniger schnell entladen, und er weist im Schnitt höhere Temperaturen auf. Dadurch wird häufiger in den Netzvorlauf eingespeist, als dass der Rücklauf angehoben werden kann, und der Solarertrag fällt daher geringer aus. Bei der grössten simulierten Anlage von 2000 m<sup>2</sup> sinkt der Kollektorfeldertrag der dezentralen Einbindung um 12 % gegenüber einer zentralen Einbindung. Bei kleineren Kollektorfelder ist der Einbindungsort weniger entscheidend.

<sup>5</sup> Sowohl Wärmebezug als auch Volumenstrom

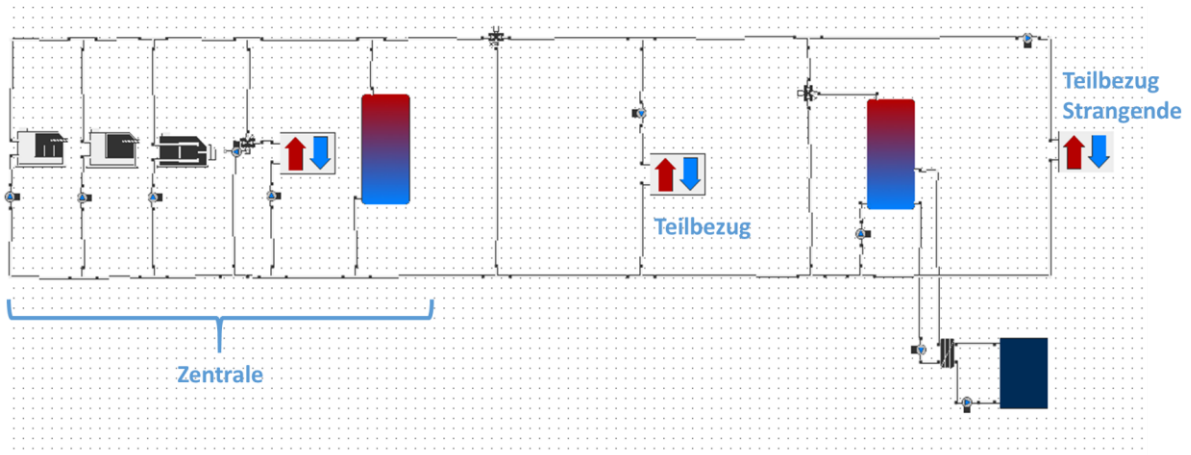


Abbildung 33: Skizze der Simulation der dezentrale Einbindung von Solaranlage und Speicher. Je nach Temperatur im Speicher wird der Rücklauf angehoben oder über den Speicher in den Vorlauf eingespeist. Skizze erzeugt in polysun, die Simulationen wurden mit TRNSYS durchgeführt.

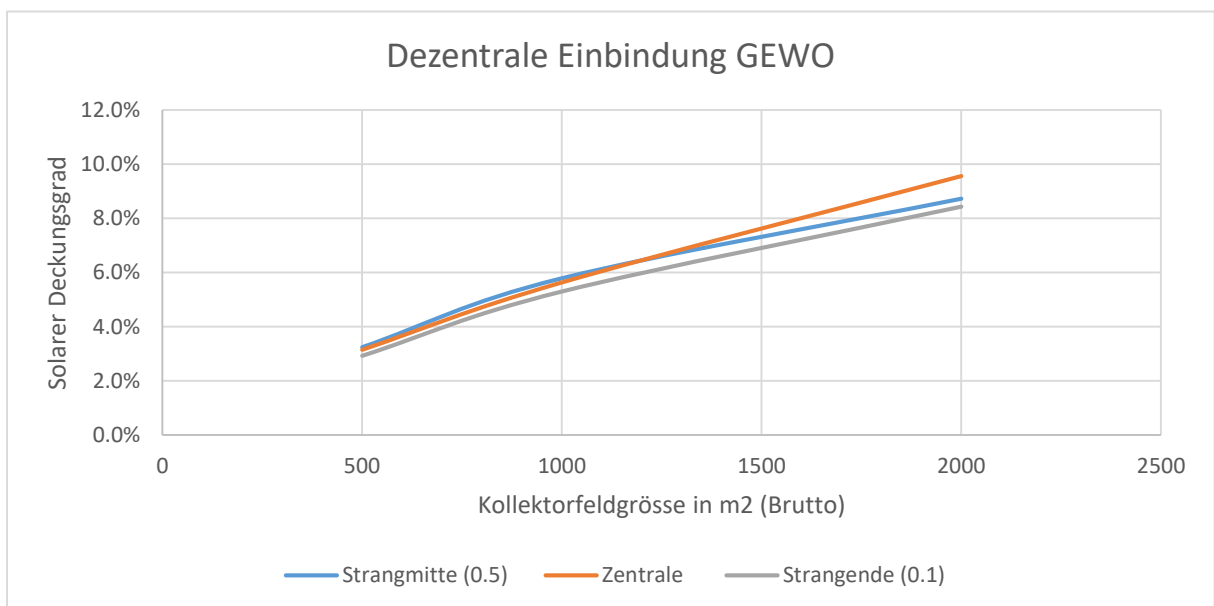


Abbildung 34: Solarer Deckungsgrad für unterschiedlich grosse Kollektorfelder (VRK), kombiniert mit einem 100 m<sup>3</sup> Speicher, eingebunden an unterschiedlichen Positionen im Netz.

## Kosten

Für die Anlage in Ormalingen wurden die solaren Gestehungskosten nach der weiter oben beschriebenen Methode berechnet. Für die Anbindung wurden hier zusätzlich veranschlagt:

- Erschliessung Feuerwehrmagazin 72'000 CHF für 40 m Spühlbohrung mit Bachquerung und Leitungen a 1800 CHF/m.
- Erschliessung Industriegebäude: 55'000 CHF für 50 m a 1100 CHF (Verlegung im offenen Graben inkl. Asphaltierung).



Seit dem 1. Mai 2020 fördert der Kanton Basel Landschaft thermische Solaranlagen mit höheren Sätzen als im harmonisierten Fördermodell der Kantone vorgeschlagen. Es wird ein Grundbeitrag von 3000 CHF plus 600 CHF/kW Nennleistung für Anlagen auf bestehenden Gebäuden gefördert [13], wobei ab einer Fördersumme von 100 kCHF eine Einzelfallbeurteilung vorgenommen wird. Aus diesem Grund wurden die Gestehungskosten einmal mit dem vollen Fördersatz und einmal mit einer Beschränkung auf 33% der Investitionssumme ausgerechnet. Ohne Subventionen werden mit Flachkollektoren Gestehungspreise unter 100 CHF/MWh erreicht. Bei einer Anwendung Fördersätze nach "Baselbieter Energiepaket" könnten mit der grössten Anlage Gestehungskosten unter 60 CHF/MWh erreicht werden. Auch bei einer Beschränkung der Subventionen auf 33% der Investitionskosten können noch Gestehungskosten deutlich unter dem Ölpreis erzielt werden.

Tabelle 15: Solare Gestehungskosten für unterschiedliche Anlagenkonfigurationen ohne Subventionen.

Solare Gestehungskosten ohne Subvention CHF/MWh									
Kollektortechnologie		Flachkollektor				Vakuümröhrenkollektor			
Kollektorfeldgrösse [m <sup>2</sup> ]		500 <sup>6</sup>	700	1'100	1'800	500	700	1'100	1'800
Zusatzspeicher in m <sup>3</sup>	0	89	100	97	102	105	130	153	147
	100	98	96	87	82	121	117	103	94
	200	113	109	95	87	136	129	111	99

Tabelle 16: Solare Gestehungskosten für unterschiedliche Anlagenkonfigurationen, Subventionen beschränkt auf 33% der Investition.

Solare Gestehungskosten mit Subvention CHF/MWh nach HFM und limitiert auf 33% der Investition									
Kollektortechnologie		Flachkollektor				Vakuümröhrenkollektor			
Kollektorfeldgrösse [m <sup>2</sup> ]		500 <sup>5</sup>	700	1'100	1'800	500	700	1'100	1'800
Zusatzspeicher in m <sup>3</sup>	0	67	75	73	77	79	98	115	111
	100	74	73	65	62	96	88	78	71
	200	85	82	71	66	111	101	84	75

<sup>6</sup> Die steilere Neigung (ca. 30°) des Kollektorfeldes mit 500 m<sup>2</sup> führt tendenziell zu mehr Ertrag und als bei den grösseren Feldern mit flacher Neigung (ca. 5°).



Tabelle 17: Solare Gestehungskosten für unterschiedliche Anlagenkonfigurationen, Subventionen nach Baselbieter Energiepaket.

Solarer Gestehungskosten mit Subvention CHF/MWh nach Förderung Baselbieter Energiepaket									
Kollektortechnologie		Flachkollektor				Vakuumröhrenkollektor			
Kollektorfeldgrösse [m <sup>2</sup> ]		500 <sup>5</sup>	700	1'100	1'800	500	700	1'100	1'800
Zusatzspeicher in m <sup>3</sup>	0	59	67	59	55	79	95	105	94
	100	70	69	56	47	96	88	74	62
	200	85	82	65	53	111	101	82	67

#### 4.1.5 WLS

Der Wärmeverbund Lyssbach Schüpfen versorgt Abschnitte der beiden Gemeinden mit Wärme für Heizung, Warmwasser und einen Anteil Industrie. Er wird von der Firma a-energie betrieben, welche im Jahre 2012 für dieses Netz auch eine der ersten grösseren Solarthermieanlagen für Wärmenetze in der Schweiz realisierte. Die Zentrale des Wärmeverbundes umfasst:

1. Schnitzelfeuerung 1250 kW
2. Schnitzelfeuerung 550 kW
3. Economizer
4. Ölbrenner 2100 kW
5. 5 Speicher mit total 34 m<sup>3</sup>

Aus den Verbrauchsdaten der Jahre 2015 bis 2019 wurden die in Tabelle 18 dargestellten Kennzahlen abgeschätzt.

Tabelle 18: Energetische Kennzahlen für den Wärmeverbund WLS.

Wärmeverbund WLS		
<b>Energieverbrauch</b>	7100	MWh
<b>Energieträger 1</b>	Holz (94%)	
<b>Energieträger 2</b>	Heizöl (3%)	
<b>Energieträger 3</b>	Solar 3 %	
<b>Vorlauftemperatur Sommer</b>	70	°C
<b>Vorlauftemperatur Winter</b>	80	°C
<b>Rücklauftemperatur</b>	43-54	°C
<b>Verlust</b>	21	%
<b>Warmwasser</b>	10	%



Die Solaranlage befindet sich auf einem Büro/Gewerbe Neubau, der sich ca. 300 m westlich der Heizzentrale der WLS befindet. Das Gebäude ist an einem Teilstrang des Netzes angeschlossen und die Solaranlage wird im Winter zur Rücklaufanhebung verwendet. Wenn der Ertrag im Sommer die Abnahme des Stranges übersteigt, werden die Speicher (5 Stück mit total 32 m<sup>3</sup> Volumen) der Zentrale über die Netzleitung beladen.



Abbildung 35 Standort von Zentrale und Solaranlage der WLS.

Die Solaranlage hat in den Jahren 2014 bis 2018 im Durchschnitt 207 MWh Ertrag geliefert. Dies entspricht einem spezifischen Jahresertrag von 510 kWh/m<sup>2</sup> (bezogen auf die Kollektor Bruttofläche). Werden nur die Jahre 2015 bis 2017 betrachtet, welche ohne Störung der Datenaufzeichnung oder der Anlagensteuerung liefen, wird ein spezifischer Jahresertrag von 549 kWh/m<sup>2</sup> (bezogen auf die Kollektor Bruttofläche) erreicht.

#### Datenanalyse

Von der WLS wurden Messdaten für das Jahr 2017 in der Form von Stundenwerten zur Verfügung gestellt. Die Aufteilung der Energieerzeuger wird in Abbildung 36 gegeben. Dabei zeigt sich, dass der Anteil der Solaranlage auch in den Sommermonaten deutlich kleiner ist als die Energie, welche mit dem kleineren Holzkessel erzeugt wird. Sie steuert lediglich 3% zur jährlich erzeugten Energie bei.

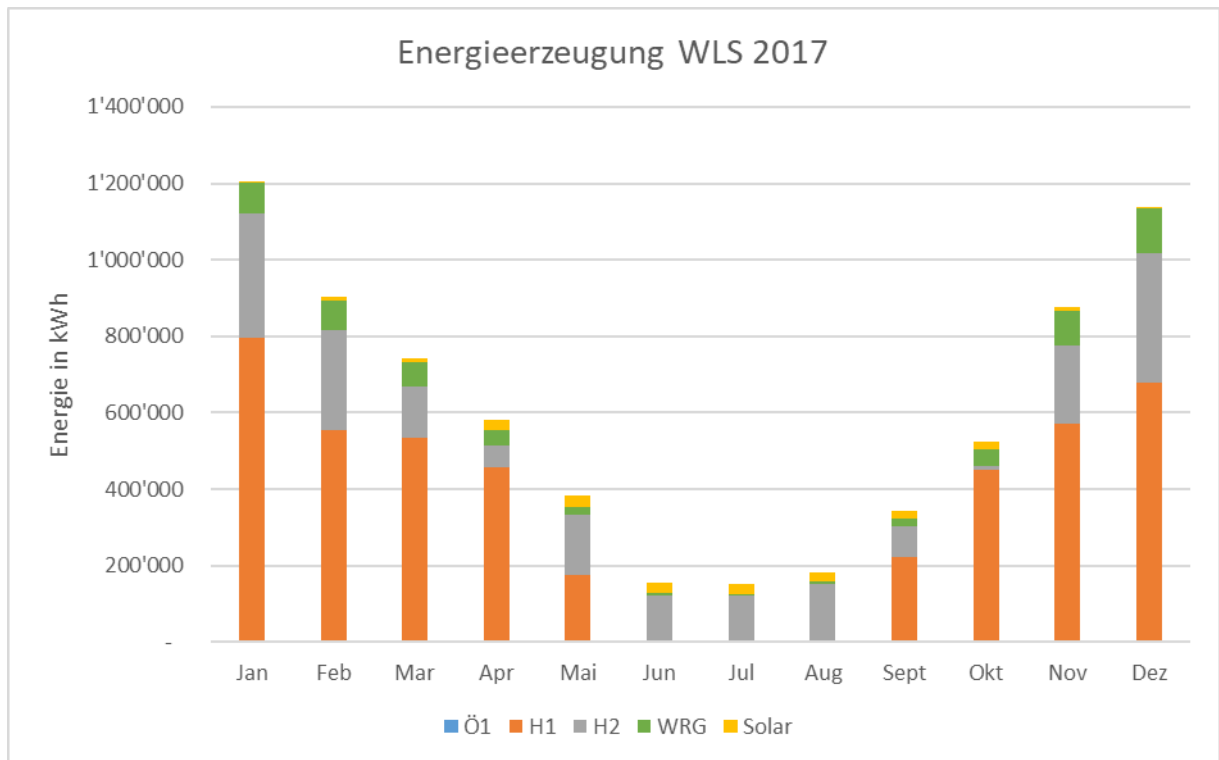


Abbildung 36: Gemessenen Energieerzeugung der einzelnen Erzeuger für das Jahr 2017.

Der kleinere Kessel ist für den Sommerbetrieb ausgelegt. Er verfügt über eine automatische Zündung und kann somit den Betrieb der Solaranlage ergänzen. Wie in Abbildung 37 dargestellt wird, führt der Betrieb der Solaranlage aber nicht zu einem vermehrten Takten im Sommer und die Anzahl Starts des kleineren Kessels (H2) sind regelmässig über das ganze Jahr verteilt. Der grössere Holzkessel (H1) bleibt im Sommer ausgeschaltet und läuft im Winter fast durchgehend. Daher sind hauptsächlich in der Übergangszeit Taktzyklen auszumachen. Beim Ölkessel sind einzelne kurze Starts während des ganzen Jahres sichtbar. Dabei läuft der Kessel meist nur kurz an und schaltet dann wieder aus.

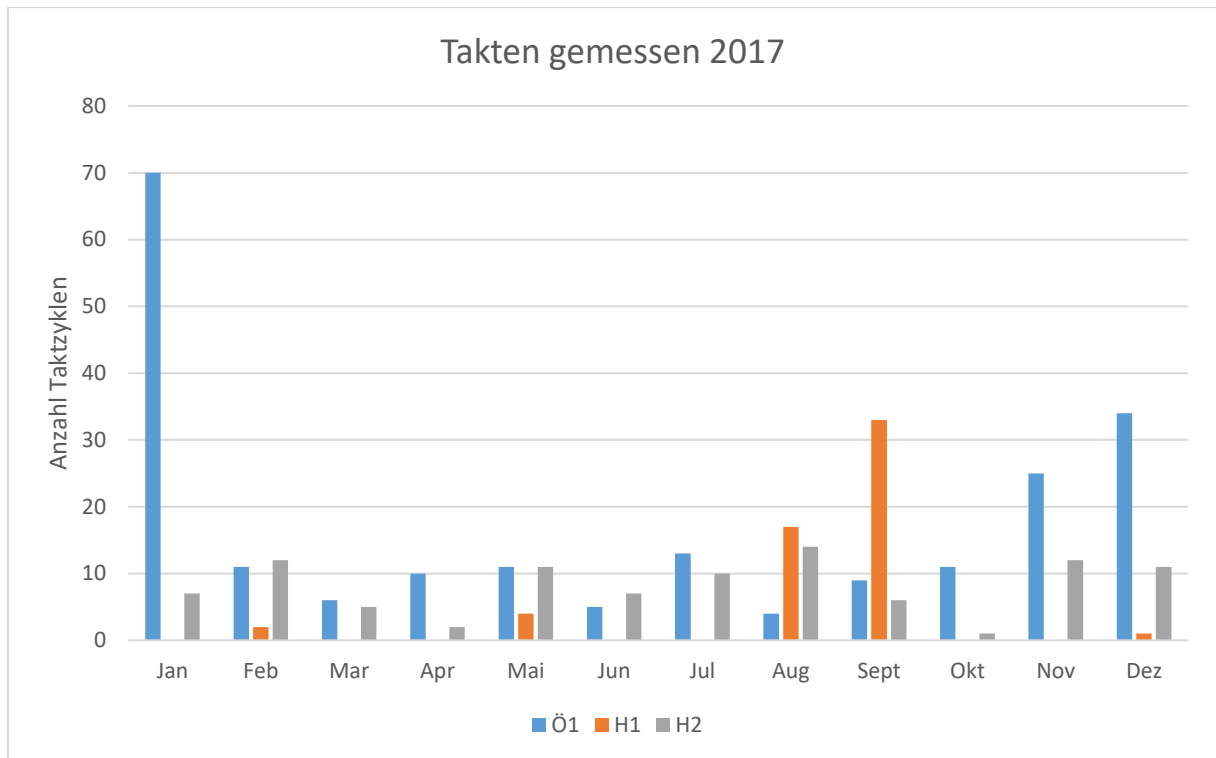


Abbildung 37 Taktzyklen der Brenner gemessen im Jahr 2017.

### Simulation

Zur Simulation wurde die Hydraulik von Schüpfen vereinfacht. Dabei wurden zum Beispiel die sechs in Serie geschalteten Speicher zu einem Speicher zusammengefasst. Ebenfalls wurde die Rückspeisung der Solaranlage im Sommer über einen Teilstrang hydraulisch vereinfacht. In der Realität wurden mehrere Umschaltventile eingebaut um diese Rückspeisung zu realisieren. Die in der Realität sehr komplexe Schaltung war mit dem verwendeten Ansatz (TRNSYS Type 935) nicht abbildbar. In Abbildung 38 wird die verwendete Hydraulik dargestellt. Weil statt eines Mischventils eine Pumpe im Netzbypass verwendet wurde, kann die Solaranlage in den Vorlauf des Teilstranges einspeisen und so den Vorlauf des anderen Teilstranges bedienen oder den Speicher beladen. Diese Vereinfachungen sind lediglich zur Simulation der Einspeisung möglich, in der Praxis könnten dabei Probleme mit der Steuerung und der gegenseitigen Beeinflussung der Pumpen auftreten.

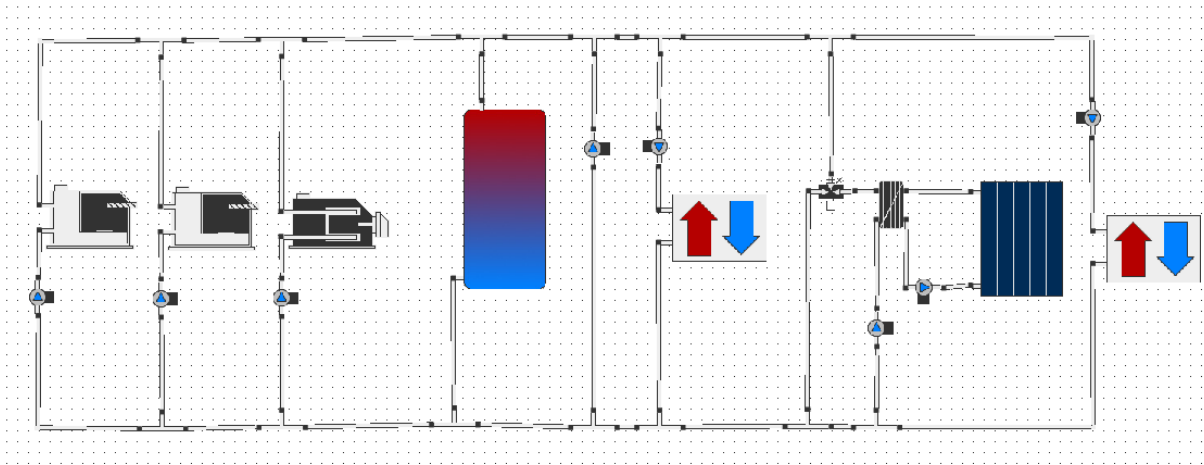


Abbildung 38: Vereinfachte Hydraulik, welche für die Simulation des Wärmeverbundes WLS verwendet wurde. Skizze erzeugt in polysun, die Simulationen wurden mit TRNSYS durchgeführt.

Der Bedarf wurde nicht in hoher zeitlicher Auflösung erfasst. Daher wurde aus den verfügbaren Daten der Erzeuger ein Bedarfsprofil generiert. Dazu wurden typische Verlustwerte abgezogen und der zum Teil taktende Betrieb der Erzeuger zu einem kontinuierlichen Profil gemittelt. Zur Simulation wurden Einstrahlungsdaten von Bern Zollikofen verwendet (MeteoSchweiz). Aufgrund von Unsicherheiten bezüglich des realen Bedarfs, des Wetters und auch der Steuerung ist ein Vergleich von Simulation und Messung auf der Basis einzelner Zeitschritte nicht zielführend. In der folgenden Abbildung 39 werden daher die simulierten monatliche Energiemengen gezeigt. Dabei zeigt sich, dass in den Übergangsmontaten die Aufteilung zwischen den beiden Holzkesseln nicht genau getroffen werden konnte. In der Realität wird die Regelung manuell angepasst, wobei ein exakter Regelbescrieb und verwendete Einstellungen der Regelung nicht zur Verfügung standen. Für die Simulation wurden Regelparameter verwendet, welche für das ganze Jahr sinnvolle Ergebnisse erzeugten und eher den kleineren Kessel priorisierten. Der Anteil des Ölkessels an der Wärmeerzeugung ist in Simulation und Messung mit 0.1 % und 0.2 % vernachlässigbar.

In der Simulation wurde gegenüber der Messung ein um 2.2 % höherer Solarertrag erreicht. Dies trotz einer um 4.3 K höheren nach der Kollektorleistung gewichteten Mitteltemperatur. Die Messunsicherheit ist nicht bekannt, dürfte jedoch höher sein als diese Abweichung. Es ist grundsätzlich plausibel, dass in einer realen Anlage höhere Verluste im Kollektorkreis auftreten als diejenigen welche in einer Simulation ermittelt werden.



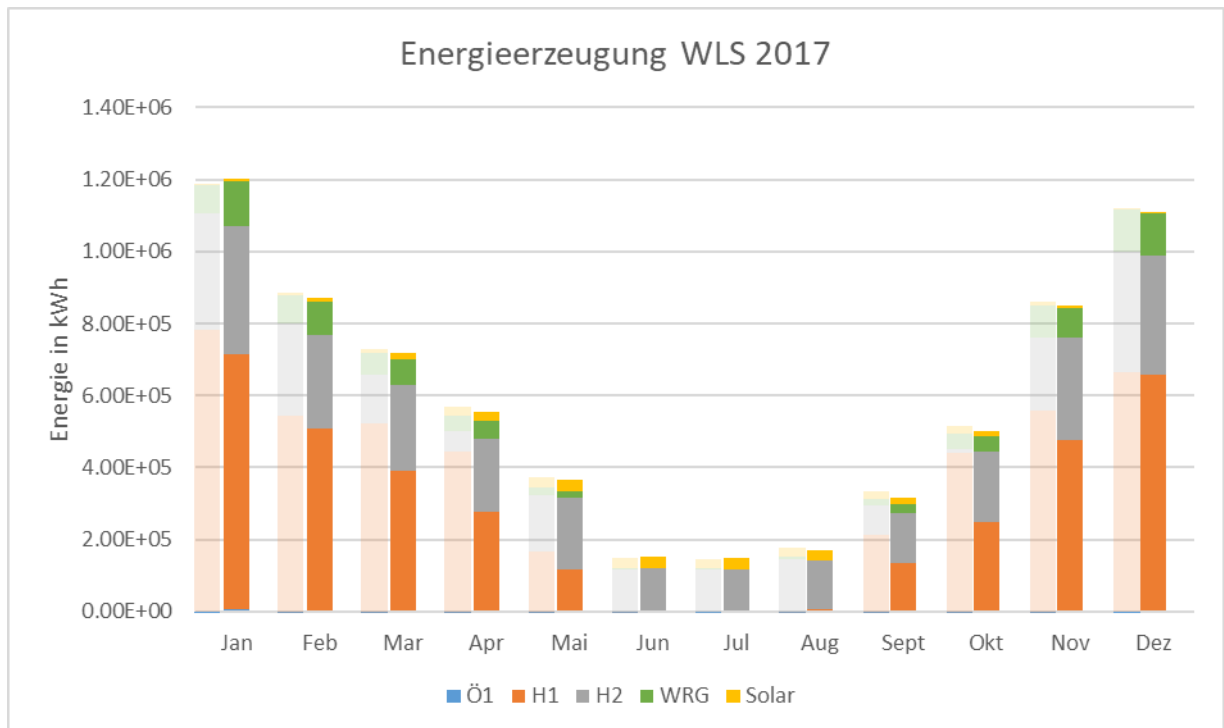


Abbildung 39: Simulierte Energielieferungen der einzelnen Erzeuger für das Jahr 2017. Die gemessenen Werte sind transparent hinzugefügt.

## Kosten

Von der a-energie wurden freundlicherweise Daten zu den Kosten der realisierten Anlage zur Verfügung gestellt. Diese werden hier im Gegensatz zu den generalisierten Kostenschätzungen bei den anderen Wärmeverbänden dargestellt.

Für die Realisation der Anlage beliefen sich die Kosten auf 608 kCHF. Eingeschlossen sind dabei zusätzliche Kosten für die Wärmeabgabe/Verteilung am Standort der Anlage und ein Anteil an die Verbindungsleitung zwischen Anlagenstandort und der Zentrale (Distanz ca. 300 m), welche zusammen ca. ¼ der Kosten ausmachen. In Abbildung 40 wird sowohl eine Aufteilung der Kosten auf unterschiedliche Posten als auch der Anteil der Subventionen an der Finanzierung gegeben.

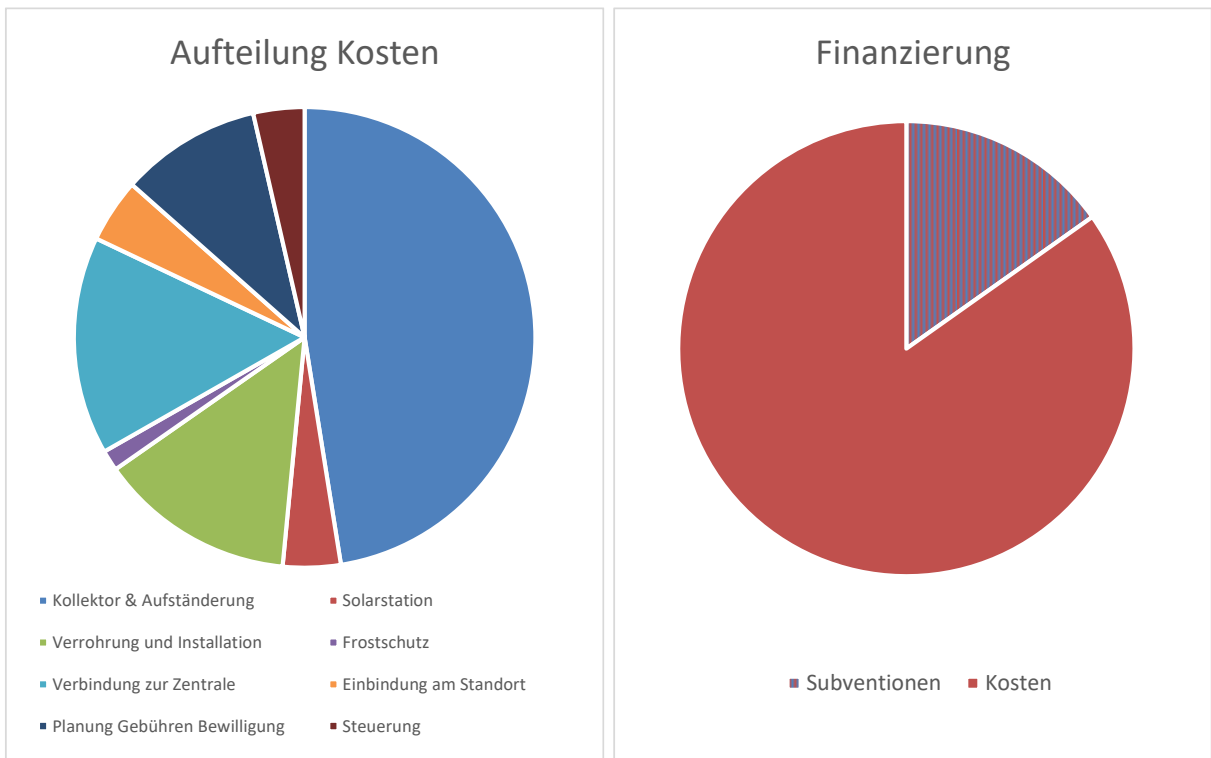


Abbildung 40: Aufteilung der Kosten und Subventionen der realisierten Anlage in Schüpfen.

## 5 Diskussion

### 5.1.1 Kollektorerträge

In den betrachteten Netzen liegen die Rücklauftemperaturen meist bei ca. 50 °C und die Vorlauftemperaturen bei bis zu 85 °C. Mit grossen Fachkollektoren sind dabei an den St. Galler Standorten spezifische Erträge von fast 600 kWh/m<sup>2</sup> möglich. Mit Vakuumröhrenkollektoren liegen die spezifischen, auf die Bruttofläche bezogenen Erträge bei kleinen Deckungsgraden gar über 600 kWh/m<sup>2</sup>. Die spezifischen Erträge sinken jedoch mit steigendem Deckungsgrad. Ausserdem sind sie standortabhängig und sie liegen z.B. am Standort Ormalingen ca. 10 % tiefer als in Wattwil oder Thal. Ost/West Anlagen weisen deutlich tiefere spezifische Erträge aus, welche sich negativ auf die Gestehungskosten auswirken.

Der Vergleich von simulierten Werten mit Messdaten der Anlagen in Schüpfen hat eine gute Übereinstimmung gezeigt. Tendenziell lagen die simulierten Werte aber leicht über den realen Erträgen (2.2 %). Diese Abweichung lässt sich durch die Vernachlässigung von Anschluss- und Verbindungsverlusten in der Simulation erklären. Aufgrund des Vergleiches mit den Messdaten in Schüpfen ist davon auszugehen, dass die simulierten Kollektorerträge realistisch, aber durch die Vernachlässigung von Verlusten im Kollektorfeld um wenige Prozent zu hoch ausfallen.



### 5.1.2 Kesselsteuerung/Taktverhalten

In vielen der betrachteten Netze werden die Regelparameter teils manuell im Jahresverlauf angepasst. Daher war es schwierig, eine Steuerung/Regelung in der Simulationsumgebung zu finden, welche das reale Verhalten möglichst genau widerspiegelt. In der Simulation wurden die Regelparameter für jede Anlage manuell angepasst um sowohl eine ähnliche Verteilung der Wärmelieferungen als auch realistische Taktzahlen im Jahresverlauf zu erhalten. In den Fällen wo das Kesselverhalten bekannt war, konnten ähnliche Taktzahlen auch in der Simulation (ohne solare Einbindung) erreicht werden. Das hoch und runterfahren der Kessel im taktenden Schwachlastbetrieb ist in der Simulation aber nur vereinfacht abbildbar, so dass dessen Einfluss auf die Effizienz der Kessel mit grossen Unsicherheiten verbunden ist. Es gibt zwar Daten und auch Schätzungen von einigen der betrachteten Netze zur Effizienz, respektive zum Wirkungsgrad der Kessel, wobei aber entweder nicht zwischen Vollastbetrieb im Winter und Schwachlastbetrieb im Sommer unterschieden wurde. Schätzungen der Netzbetreiber zur Effizienz der Holzkessel sind auch immer mit Unsicherheiten bezüglich Qualität/Brennwert der Schnitzel und teils auch mit der gelieferten Menge an Schnitzeln verbunden. Entsprechend fehlen Daten um die Modelle zuverlässig zu parametrisieren, resp. die Parametrisierung zu validieren. Aus diesen Gründen wurden zwar die Taktzahlen angegeben, deren Einfluss auf die Kesseffizienz wurde aber nicht im Detail betrachtet oder validiert. In Abbildung 41 wird hier dennoch als Beispiel der simulierte Wirkungsgrad des Holzkessels im Jahresverlauf für den Wärmeverbund Wattwil dargestellt, wobei dieser von fast 90 % im Winter auf 70 % im Sommer abnimmt.

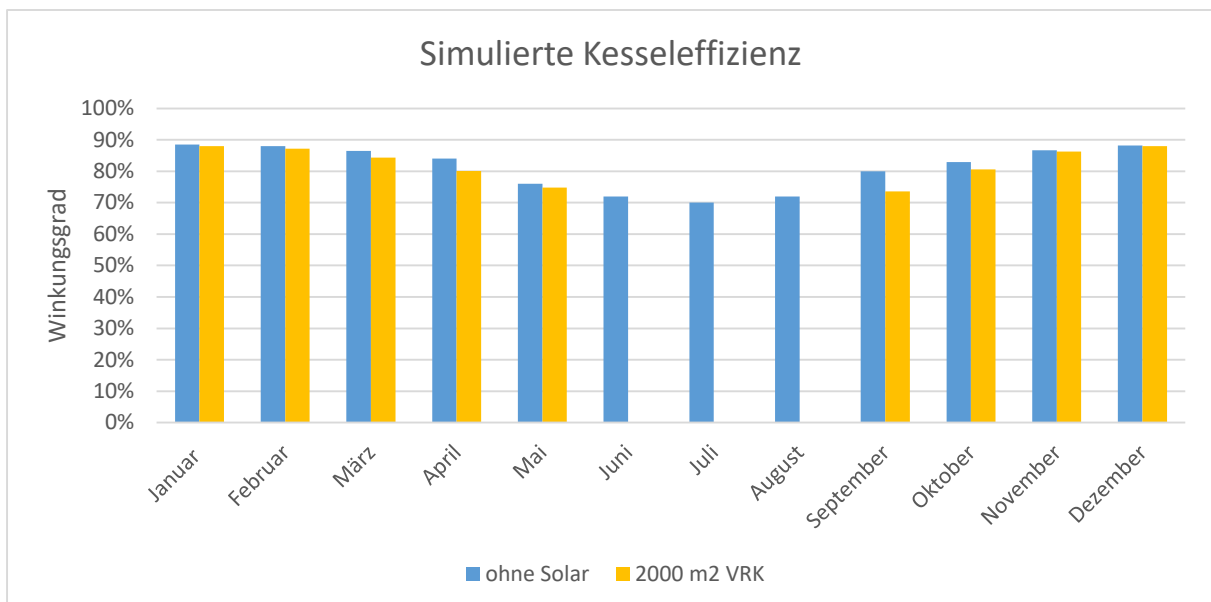


Abbildung 41: Simulierte Effizienz des Holzkessels in Wattwil, einmal ohne Solaranlage und einmal mit einer 2000 m<sup>2</sup> VRK Anlage und einem Zusatzspeicher von 200 m<sup>3</sup>, wobei der Holzkessel von Ende Mai bis Anfang September ausgeschaltet wurde.

Der taktende Betrieb sollte nicht nur aus Effizienzgründen vermieden werden. Ein kontinuierlicher Betrieb ist auch für ein sauberes Funktionieren der Filteranlagen und für die Lebensdauer der Brenner und Kessel wichtig. Dies sind beides wichtige Faktoren, welche in einer energetischen Simulation nicht betrachtet werden.



### 5.1.3 Einbindung

In diesem Projekt erfolgte die Speicherladung durch die Kollektorfelder immer mit externem Wärmetauscher und grundsätzlich im high flow (50 l/m<sup>2</sup>) Betrieb. Speziell bei der Verwendung eines Zusatzspeicher ist zu beachten, dass dieser auf einer möglichst tiefen Temperatur betrieben wird. Dazu sind verschiedene hydraulische Konzepte denkbar. Z.B. eine aktive Umschichtung in den ersten Speicher oder die Möglichkeit den Netzurücklauf über den Zusatzspeicher zu führen. Rein seriell eingebundene Zusatzspeicher haben zu deutlichen Mindererträgen geführt (über 20 %, je nach Konfiguration). Ebenfalls ist zu beachten, dass die Regelung der Kessel im Sommerbetrieb so angepasst wird, dass im unteren Speicherbereich oder im seriell eingebundenen solaren Zusatzspeicher ein Speichervolumen für die Solaranlage reserviert und möglichst nicht durch den Kessel aufgeheizt wird. Bei den oben vorgestellten Simulationsergebnissen wurde dies berücksichtigt. Weil die Regelparameter aber iterativ angepasst und verbessert wurden, ist ein zusätzliches Optimierungspotenzial bei der Regelung nicht auszuschliessen.

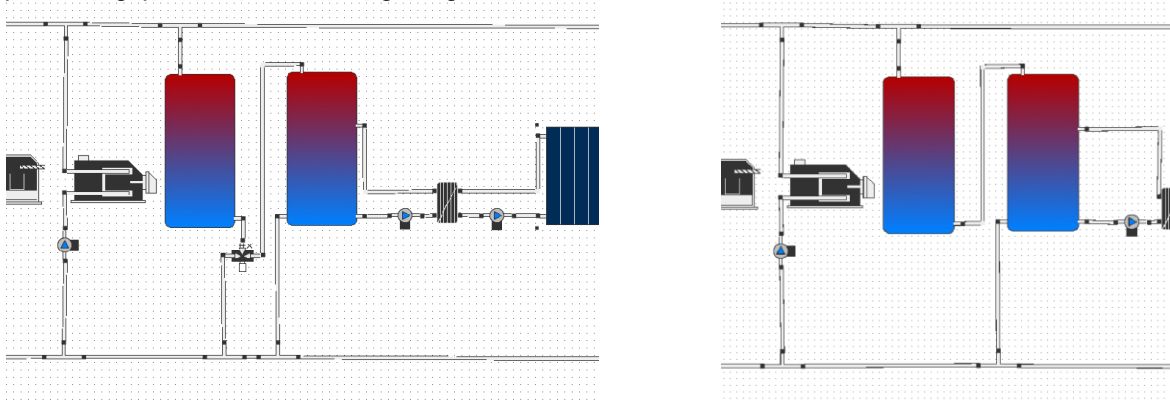


Abbildung 42: links Verwendete Hydraulik mit Einbindung des Netzurücklaufs über den Speicher. Rechts: eine rein serielle Einbindung führt zu deutlichen geringeren Erträgen.

### 5.1.4 Gesteigungspreise

Die oben angegebenen solaren Gesteigungspreise beziehen sich auf die Solarenergie welche an den Speicher übergeben wird. Die Kosten der Solarenergie sind dabei hauptsächlich durch die Anfangsinvestition bedingt und hängen daher stark von den Annahmen zum Referenzzinssatz und der Lebensdauer der Komponenten ab. Die hier berechneten Gesteigungskosten basieren auf Offerten für eine vorangegangene Studie [4]. Dabei gab es zwischen unterschiedlichen Offertstellern deutliche Unterschiede und es wurden zum Teil um bis zu 35 % höhere Preise angegeben. Auch die Wahl der Parameter zur Wirtschaftlichkeitsberechnung hat einen deutlichen Einfluss auf die berechneten solaren Gesteigungspreise. So würde z.B. die Annahme von lediglich 25 statt 30 Jahren Lebensdauer die Gesteigungspreise um 11 % erhöhen. Ein vergleichbarer Einfluss hat die Erhöhung des Referenzzinssatzes von 2 % auf 3 %. Je nach Finanzierungssituation wären aber auch tiefere Referenzzinssätze und somit günstigere Gesteigungskosten gerechtfertigt.

### 5.1.5 Vergleichspreise

Die solaren Gesteigungspreise können mit unterschiedlichen Preisen anderer Energieträger verglichen werden.



Auch die Holzenergie weist relativ hohe Anfangsinvestitionen und dafür moderate Brennstoffkosten aus. Für Hackschnitzelanlagen > 1 MW werden Wärmegestehungskosten von 100-130 CHF/MWh angegeben [14]. Die reinen Brennstoffkosten sind jedoch deutlich tiefer. Der Verband der Waldeigentümer der Schweiz macht für Hackschnitzel Preisempfehlungen (2017/2018 und 2018/2019) von 4.9 bis 7.2 Rp./kWh (49-72 CHF/MWh) [15] je nach Qualität, wenn nach kWh (Wärmemengenzähler des Kessels) abgerechnet wird. Die Gestehungspreise für Solarenergie liegen also in den meisten Fällen zwischen dem reinen Brennstoffpreis und den Gestehungskosten für Holzenergie. Bei sehr günstigen Bedingungen und mit Berücksichtigung von Subventionen können solare Gestehungspreise erreicht werden welche in der Grössenordnung der reinen Brennstoffkosten für Hackschnitzel liegen. Weil Hackschnitzellieferungen oft nach Energiemenge (kWh) und nicht nach Volumen oder Gewicht abgerechnet werden, erhöhen ineffiziente Betriebszustände die Wärmegestehungskosten für den Anlagenbetreiber nicht, sondern gehen zu Lasten des Schnitzellieferanten.

Fossile Energieträger weisen deutlich höhere Brennstoffkosten auf. In Abbildung 43 werden die Endkundenpreise für Gas und Öl der letzten Jahrzehnte nach einer Erhebung des Bundesamtes für Statistik [16] angegeben. Dabei werden die Werte für die grössten angegebenen Kategorien verwendet (500 MWh für Gas und >20'000 l für Heizöl). Zum Vergleich wird ebenfalls der Preis für Holzpellets angegeben, jedoch lediglich seit 2007 und für eine Lieferung von 6000 kg. Die Preise für Hackschnitzel wurden von Bundesamt für Statistik nicht erhoben.

Für die letzten zehn Jahre ergibt sich aus diesen Daten ein durchschnittlicher Endkundenpreis (inkl. Gebühren und Mehrwertsteuer) von 88 CHF/MWh für Gas und 84 CHF/MWh für Heizöl. Bezogen auf die an das Wärmenetz abgegebene Energie können sich die Kosten durch die Verluste bei einer ineffizienten Betriebsweise der Kessel (z.B. stark taktender Betrieb im Sommer) erhöhen. Die Gaspreise variieren stark von Anbieter zu Anbieter und setzen sich fast immer aus einem leistungsabhängigen Grundpreis und einem Preis für die bezogene Gasmenge zusammen. Kunden mit sehr grossen Abnahmemengen können teils tiefere Preise aushandeln. Die hier betrachteten Spitzen- und/oder Schwachlastkessel mit grossen Leistungen, welche wenig Vollaststunden erreichen und nicht per Fernsignal<sup>7</sup> ausgeschaltet werden können, erhalten jedoch eher keine Vergünstigungen.

Die solaren Wärmegestehungskosten unterschreiten die reinen Brennstoffkosten für Öl, Gas oder Holzpellets oft schon bei kleineren Anlagen wie derjenigen von Thal.

---

<sup>7</sup> Für Anlagen mit möglicher Ausschaltung per Fernsignal werden günstigere Preise ausgewiesen.

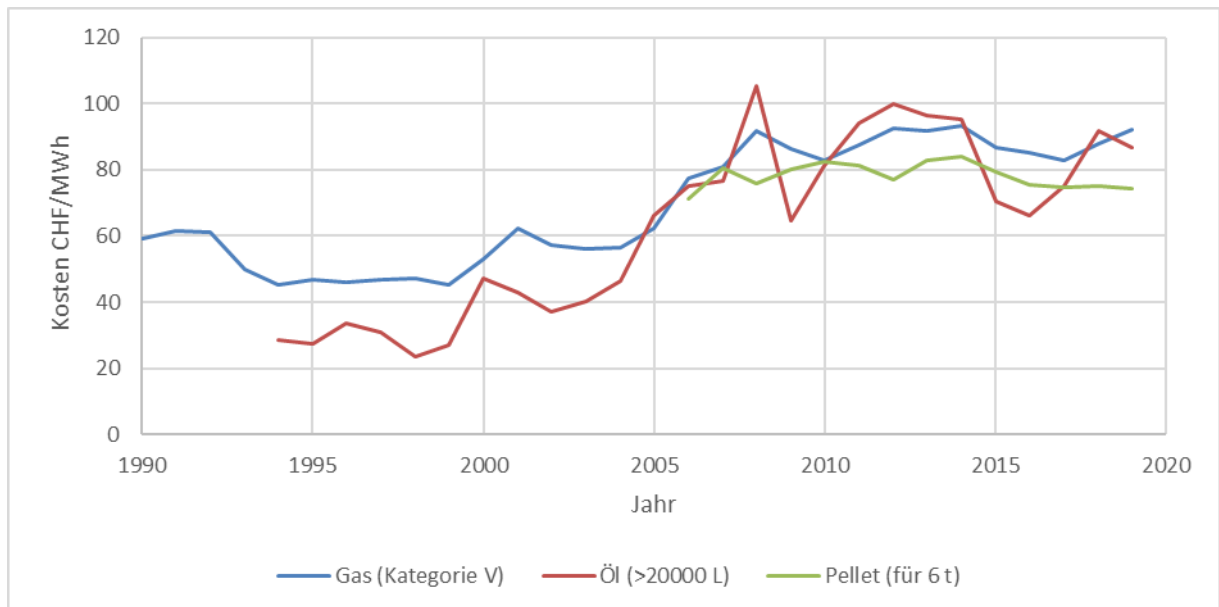


Abbildung 43: Preisentwicklung von unterschiedlichen Brennstoffen nach Zahlen des Bundesamtes für Statistik [16].

### 5.1.6 Potenzial für CO<sub>2</sub> Einsparungen

Wenn die Erträge von solarthermischen Anlagen hauptsächlich fossile Energieträger ersetzen können, Einsparungen von CO<sub>2</sub> Emissionen direkt aufgezeigt werden. Dies ist vor allem der Fall, wenn Wärmenetze im Sommer mit fossilen Wärmeträgern betrieben werden. Dieser Bericht beschränkt sich dabei auf Wärmeverbände mit Holz als Hauptenergieträger, wobei fossile Wärmeträger vor allem dann ersetzt werden können, wenn die Netze im Sommer mit fossilen Teillastkesseln betrieben werden. Auf vollständig fossil beheizte Wärmeverbände wird hier also nicht eingegangen. Die Beispiele von Thal und GEVO, zeigen, dass der Anteil ersetzbarer fossiler Wärmeträger stark vom verfügbaren Platzangebot abhängt. Auch ist der Anteil fossiler Sommerdeckung unterschiedlich. Daher kann das Potenzial für CO<sub>2</sub> Einsparungen durch den Ersatz von fossiler Sommerdeckung in schweizer Holzwärmenetzen nur grob abgeschätzt werden.

Aus unterschiedlichen Projekten und Studentarbeiten wurde eine Liste mit 66 Holz Wärmeverbänden zusammengestellt, bei denen die Zusammensetzung der Energieträger bekannt waren. Eine Gewichtung mit den gelieferten Energiemengen hat ergeben, dass 31 % der Energie durch Verbände mit fossiler Sommerdeckung erzeugt wird. Aus diesem Grund wird angenommen, dass ca. 30 % aller grossen Holz Wärmeerzeugungsanlagen mit fossiler Teillastdeckung betrieben werden. Für die 8.1 TWh auf Holzanlagen > 50 kW ergeben sich dadurch CO<sub>2</sub> Einsparungen in der Größenordnung von 40'000 t jährlich durch den Ersatz von fossiler Teillast durch Solarthermie. Dies, wenn angenommen wird, dass der Ersatz von fossiler Sommerlast durch Solarthermie im Durchschnitt lediglich 5 % des Gesamtenergieverbrauches ausmacht und dabei hauptsächlich Erdöl ersetzt wird. Direkte Einsparungen an CO<sub>2</sub> Emissionen durch den Ersatz des Energieträgers Holz mit Solarthermie sind schwierig zu beziffern, weil verlässliche Zahlen zu Treibhausgasemissionskoeffizienten für solarthermische Grossanlagen fehlen. Für Ein- und Mehrfamilienanlagen werden in der SIA 380/2015 höhere Werte als für Holzfeuerungen angegeben. Weil sich der Wert zwischen EHF und MFH um den Faktor drei verringert, ist anzunehmen, dass für Grossanlagen in Wärmenetzen nochmals deutlich geringeren Emissionsfaktoren erreichbar wären. In der Studie "Integration von Solarwärme in Wärmeverbände des Kantons St. Gallen" wurde daher mit einem Emissionsfaktor von 0.01 kg/kWh gerechnet (gegenüber Holz mit 0.02 kg/kWh). Dieser Wert ist aber mit grossen Unsicherheiten belastet.



Das grosse Potenzial für die zukünftige Wärmeversorgung der Schweiz liegt aber bei indirekten Substitution von fossilen Wärmeträgern durch das eingesparte Holz. Das eingesparte Holz kann gelagert und für andere Anwendungen genutzt werden. Holz stellt eine der wenigen erneuerbaren Alternativen dar, um im Winter fossile Hochtemperaturwärme zu ersetzen. Wenn die schweizerische Energieversorgung weitgehend von fossilen Wärmeträgern unabhängig werden soll, dass ist zu vermuten, dass da verfügbare Potenzial an Energieholz bald ausgeschöpft sein wird. Diese indirekten Einsparungen an CO<sub>2</sub> sind aber sehr stark abhängig von der Entwicklung des Energiesystems und lassen sich nur schwer quantifizieren.

## 6 Schlussfolgerungen

Die genaue Betrachtung einzelner Wärmeverbände mit dem Hauptwärmeträger Holz haben einige interessante Erkenntnisse ergeben. Die wichtigsten werden folgendermassen zusammengefasst:

- In Holzwärmeverbänden wird zum Teil im Sommer mit fossilen Energieträgern geheizt um einen ungünstigen Teillastbetrieb von Biomassekesseln zu vermeiden. Dies sind oft kleinere Verbände, welche mit einem einzelnen Biomassekessel beheizt werden. Solaranlagen mit einem kleinen Deckungsgrad unter 10 % können meist bestehende Speicher nutzen und ersetzen hier zum grossen Teil fossile Energieträger und sind daher sowohl ökologisch als auch ökonomisch interessant. Auch kleinere Anlagen können die reinen Brennstoffkosten von ca. 8-9 Rp./kWh) unterbieten. Eine grobe Abschätzung hat ergeben, dass der Ersatz von fossiler Sommerlast bei grossen Holzanalgen in der Schweiz ein Potenzial für CO<sub>2</sub> Einsparungen von jährlich ca. 40'000 t aufweist.
- Direkter Ersatz von Holz: Ab einem Deckungsgrad von ca. 12 % kann eine solarthermische Anlage mit entsprechendem Speicher den Sommerbetrieb eines Wärmenetzes fast vollständig übernehmen, so dass Holzkessel für längere Zeit vollständig ausser Betrieb genommen werden können. In dieser Periode können dann auch die Revisionsarbeiten an den Holzkesseln durchgeführt werden. Je nach Jahr, respektive nach meteorologischen Bedingungen eines Jahres, ist zum Teil noch mit einem geringen Verbrauch an fossiler Energie zu rechnen, wenn längere Schlechtwetterperioden gedeckt werden müssen. Ab ca. 7 m<sup>2</sup> Kollektorfläche und 1.4 m<sup>3</sup> Speicher pro kW durchschnittlicher Sommerwärmeleistung ist der Verbrauch an fossiler Zusatzenergie geringer als während einer typischen jährlichen Revision des Holzkessels. Unter Anrechnung von Subventionen sind selbst bei den hier berechneten Anlagen solare Wärme-gestehungskosten unter 5 Rp./kWh möglich. Diese Kosten beinhalten auch zusätzlich benötigte Wärmespeicher. Diese Gestehungskosten sind mit hoher Wahrscheinlichkeit auch gegenüber einem reinen Holzbetrieb konkurrenzfähig, wenn die verringerte Effizienz von Holzkesseln im schwachen Teillastbetrieb und die Reduktion von Start- und Stopvorgängen und somit potenziell längeren Lebenserwartungen der Holzkessel mit eingerechnet werden. Dabei sind eventuelle künftig höhere Preise für den Energieträger Holz bei einer sich abzeichnenden Ausschöpfung des inländischen Potenzials oder bei einer Anpassung an generell steigende Energiepreise noch nicht berücksichtigt.
- Luftkühler zur Vermeidung von Stagnationszuständen welche die Lebensdauer der solarthermischen Anlagen verringern können rel. klein ausgelegt werden und spielen bei den Investitionskosten eine untergeordnete Rolle. Zur Vermeidung von Stagnation ist dies



kostengünstiger als eine Vergrößerung des Speichervolumens welches über das sonst erforderliche Mass hinausgehen würde.

- Dezentral eingebundene Solaranlagen weisen bei kleinen Deckungsgraden (deutlich unter 10 %) ähnliche spezifische Erträge aus wie zentral eingebundene. Die Möglichkeit der Rücklaufanhebung ist bei am Strangende eingebundenen Solaranlagen begrenzt wodurch sie auf höheren Temperaturen betrieben werden müssen. Dadurch vermindert sich der Ertrag vor allem bei grösseren Deckungsgraden (In dem hier betrachteten Beispiel um mehr als 10 % rel.).
- Ost/West Anlagen weisen deutlich geringere Erträge auf als südlich ausgerichtete. Diese schlechtere Effizienz wirkt sich direkt auf die Wirtschaftlichkeit resp. die Gestehungskosten aus, welche sich deutlich erhöhen. Der Unterschied ist dabei bei Flachkollektoren stärker ausgeprägt als bei Vakuumröhrenkollektoren. Anders als bei Fotovoltaikanlagen bringt die bessere Verteilung der Erträge über den Tag hier wenig Vorteile, weil eine solarthermische Anlage fast immer mit einer gewissen Speichermöglichkeit errichtet wird.





## 7 Literaturverzeichnis

- [1] Sres A, Nussbaumer B. Weissbuch Fernwärme Schweiz – VFS Strategie 214AD.
- [2] VFS. Verband Fernwärme Schweiz - Jahresbericht 2019 2020.
- [3] Pauschinger T, Geiger P, Winterscheid C, Sandrock M. Solare Wärmenetze Marktstatus 2018 für Deutschland und Europa 2019.
- [4] Mojic I, Ruesch F, Haller MY. Machbarkeit solarunterstützter Wärmenetze im Kanton St. Gallen. 2017.
- [5] Weiss W, Spökr-Dür M. Solar Heat Worldwide - Global Market Developpments and Trends in 2019 | Detaild Market Figures 2018. International Energy Agency Solar Heating and Cooling Programme; 2020.
- [6] Reiter P, Poier H, Holter C. BIG Solar Graz: Solar District Heating in Graz – 500,000 m<sup>2</sup> for 20% Solar Fraction: Energy Procedia 2016;91:578–84. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.06.204>.
- [7] Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2018 2018.
- [8] Stettler Y, Betbèze F. Schweizerische Holzenergiestatistik Erhebung für das Jahr 2018. Bern: Bundesamt für Energie BFE; 2019.
- [9] Thees O, Burg V, Erni M, Bowman G, Lemm R. Biomassenpotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung n.d.
- [10] Haller M, Carbonell D. TRNSYS Type 1924 - Stratified Plug Flow Solar Combi-Store Model 2013.
- [11] VDI - Verein Deutscher Ingenieure. VDI 6002 - Solare Trinkwassererwärmung Allgemeine Grundlagen, Systemtechnik und Anwendung im Wohnungsbau 2004.
- [12] GPC Software. Güntner GmbH & Co. KG; n.d.
- [13] Baselbieter Energiepaket - Beitragssätze und Fördergegenstände ab 1. Mai 2020. Bau- und Umweltschutzdirektion Basel Landschaft; n.d.
- [14] Pilloud R, Porsius R. z.B.- Holzenergie: Wärme der Zukunft 2005.
- [15] Richtpreise für Hackschnitzel 2019.
- [16] Gas und Ölpreise - Datentabelle 2020.

## 8 Dank

Die Autoren möchten sich bei allen Wärmeverbundbetreibern bedanken die an dieser Machbarkeitsstudie teilgenommen haben und Informationen zu ihrem Wärmeverbund geliefert haben.

- Wärmeverbund Thal: Herr Beat Bosshart vom Ingenieurbüro für Energietechnik AG
- Wärmeverbund Wattwil: Thurwerke AG, Herr Thomas Grob und Herr Claudio Spiess
- Aadof: EKT, Herr Antonius Nauer
- Wärmeverbund Ormalingen GEVO EBL, Herr Dominik Mangold
- Wärmeverbund Schüpfen: WLS, Herr Hans Affolter

Ein grosser Dank geht auch an die beiden Studenten Bernd Rupflin und Lukas Füglistler, welche in Ihren Semesterarbeiten einzelne Wärmeverbünde im Detail betrachtet haben.