



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Energieforschung und Cleantech

Schlussbericht vom 30.06.2020

Drei unterschiedliche innovative solarunterstützte Wärmeerzeugungssysteme für drei identische Minergie A-Gebäude



Quelle: © Fanzun AG



Datum: 30. Juni 2020

Ort: Poschiavo

Subventionsgeberin:

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieforschung und Cleantech
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Subventionsempfänger/innen:

Vassella Energie GmbH
Via di Palazz 2
CH-7742 Poschiavo
www.vassella-energie.ch

Institut für Solartechnik SPF
OST – Ostschweizer Fachhochschule
Oberseestrasse 10
CH-8640 Rapperswil
www.spf.ch

Fanzun AG
Architekten Ingenieure Berater
Salvatorestrasse 66
7000 Chur
www.fanzun.swiss

Caotec
Tecnica della casa
La Pergola 241
7743 Brusio
www.caotec.ch

Autor/in:

Carlo Vassella, Vassella Energie GmbH, carlo@vassella-energie.ch
William Logie, Vassella Energie GmbH
Aleksis Baggenstos, SPF Institut für Solartechnik, Rapperswil (bis 10/2019)
Daniel Zenhäusern, SPF Institut für Solartechnik, Rapperswil, daniel.zenhaeusern@spf.ch

BFE-Projektbegleitung:

Men Wirz, men.wirz@bfe.admin.ch
Marc Köhli, koehli@enerconom.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/501244-01

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



Zusammenfassung

Mit dem Bau des Monolit-Projektes in Scuol und dank der Bereitschaft der Bauherrschaft Acla Immobiglias SA und des Architekturbüros Fanzun AG ergab sich die Möglichkeit, drei unterschiedliche innovative solarunterstützte Wärmeerzeugungssysteme in drei baugleichen Minergie A-Gebäuden zu installieren. Die alpine Lage eignet sich dabei besonders gut für die Nutzung der Solarenergie und ist aufgrund der erhöhten Anforderungen an die Heizsysteme auch für die Beurteilung von erdsondengekoppelten Wärmepumpensystemen von besonderem Interesse.

Ziel des Projektes waren die Erprobung und der Vergleich von drei verschiedenen solarunterstützten Heizsystemen zur Warmwasser- und Stromproduktion. Alle drei Systeme basieren auf einer Sole-Wasser-Wärmepumpe, welche jeweils an ein Erdsondenfeld gekoppelt ist. Zusätzlich hat Haus A eine PV-Indachanlage mit einem elektrischen Energiespeicher. Die Erdsonden von Haus A werden nicht regeneriert. Haus B hat eine PVT-Anlage und Haus C eine Kombination von PV-Modulen und einer thermischen Flachkollektoranlage. Bei den Häusern B und C wird die verfügbare Solarwärme teilweise für die Erdsondenregeneration verwendet.

Haus A mit der PV-Indachanlage und dem elektrischen Energiespeicher erzielte den höchsten elektrischen Eigenverbrauchsanteil (bezogen auf das Heizsystem 36%, gegenüber 20% Haus B und 18% Haus C) und den höchsten elektrischen Autarkiegrad (bezogen auf das Heizsystem 39%, gegenüber 29% Haus B und 15% Haus C). Thermisch gesehen bietet die PV-Anlage aber keine Möglichkeit zur Erdsondenregeneration, welche jedoch mittelfristig notwendig sein könnte. Aus wirtschaftlicher Sicht ist es die günstigste Anlage.

Haus B hat mit der PVT-Indachanlage diejenige Solaranlage, welche am meisten Energie ernten kann. So beträgt der energetische solare Nutzungsgrad (definiert als der Solarwärme- plus Solarstromertrag geteilt durch die eintreffende Solarstrahlung auf die gesamte Anlage) 22%, gegenüber 10% bei Haus A und 16% bei Haus C. Die PVT-Anlage liefert Wärme auf einem relativ tiefen Temperaturniveau und elektrische Energie. Die Solarstromproduktion profitiert von der Wärmenutzung, da die Siliziumzellen abgekühlt werden und somit einen elektrischen Mehrertrag generieren. Die Niedertemperaturwärme kann gut zur Erdsondenregeneration genutzt werden oder direkt als Wärmequelle für die Wärmepumpe. Die Kosten für diese Technologie sind aktuell noch deutlich höher als bei den beiden anderen Varianten.

Haus C hat eine PV-Indachanlage sowie eine solarthermische Indachanlage, welche im Vergleich mit der PVT-Anlage Solarwärme auf höherem Temperaturniveau liefert. Damit kann ein grösserer Teil der Solarwärme direkt für die Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung verwendet werden. Dies widerspiegelt sich in einem thermischen solaren Deckungsgrad von 9 % im Vergleich mit 4 % bei Haus B. Die abgedeckten Sonnenkollektoren weisen im Vergleich zu den unabgedeckten PVT-Kollektoren insbesondere im alpinen Gebiet weniger Wärmeverluste auf und können deshalb länger im Jahr effizient betrieben werden. Die Kosten dieser Variante sind etwas höher als bei Variante A mit Stromspeicher.

Beim Systemnutzungsgrad (gelieferte Nutzwärme geteilt durch Stromverbrauch des Systems), wenn der gesamte Stromverbrauch des Systems berücksichtigt wird, schneidet Haus C dank der direkt genutzten Solarwärme am besten ab (Haus A:3.36, Haus B:3.55, Haus C:3.66). Wenn nur der Netzstromverbrauch berücksichtigt wird, so schneidet Haus A dank dem elektrischen Energiespeicher und dem dadurch erhöhten Eigenverbrauchsanteil des PV-Stroms am besten ab (Haus A:5.45, Haus B:5.02, Haus C:4.33).

Nach 3 Jahren Monitoring konnte noch keine wesentliche Veränderung in den winterlichen Quelltemperaturen zwischen regenerierten (Haus B mit 40% Regenerationsgrad und Haus C mit 20% Regenerationsgrad) und nicht regenerierten Erdwärmesonden (Haus A) festgestellt werden. Gemäss Simulationsergebnissen besteht jedoch die Möglichkeit, dass die minimalen mittleren Sondentemperaturen eines nicht regenerierten Erdsondenfeldes in weniger als 50 Jahren unter die Grenztemperatur von -1.5°C sinken könnten. Dies sollte, ebenfalls gemäss Simulation, durch Regeneration der Erdwärmesonden aller drei



Häuser mit einem Regenerationsgrad von mindestens rund 30% vermieden werden können. Um die Notwendigkeit der Regeneration der Erdwärmesondenfelder abschliessend beurteilen zu können, müsste die Anlage noch länger überwacht werden.

Schliesslich wurden im vorliegenden Projekt auch zwei technische Neuentwicklungen getestet, nämlich ein PVT-Indach Modul, welches sich als zuverlässig und leistungsfähig erwiesen hat, und ein neu für Wärmepumpen entwickeltes eigenverbrauchsoptimiertes Regelsystem mit prädiktivem Input von Wetterdaten. Da der prädiktive Teil dieses Regelsystems erst im letzten Monitoringjahr aktiviert werden konnte, konnte nicht abschliessend beurteilt werden, ob damit eine signifikante Steigerung des Solarstrom-Eigenverbrauchs erzielt werden konnte.



Summary

In cooperation with the builders of Monolit in Scuol GR, Acla Immobiglias SA and architects Fanzun AG, an opportunity arose in which three different and innovative solar-assisted heating systems could be installed in three identical Minergie-A buildings. The alpine location is particularly well suited for solar energy use and due to the higher demands put on the heating systems, it is also of particular interest for the evaluation of ground-source coupled heat pump systems.

The aim of the project was to test and compare three different solar-assisted heating systems for the production of hot water and electricity. All three systems utilise a brine-water heat pump coupled to its own field of geothermal bores. For solar energy production house A has a roof-integrated PV system and battery but no geothermal regeneration. House B has a roof-integrated PVT system and house C a combination of roof-integrated PV modules and glazed solar thermal collectors. The geothermal ground-source fields from house B and C are regenerated with excess heat from solar thermal collection.

The roof-integrated PV system on house A provided the highest share of building electricity consumption (36% of heat consumed, compared with 20% for house B and 18% for house C) and therefore best level of electrical self-sufficiency (39%, compared with 29% for house B and 15% for house C). A PV system offers no possibility for ground-source regeneration though, which in the not-too-distant future could become necessary. However, from an economic standpoint it is the most favourable system.

The roof-integrated PVT system on house B harvests the most solar energy. Its energetic solar utilisation efficiency - understood as the amount of heat and electricity collected from the sun divided by the amount of solar energy arriving on the total collector surface - is 22%; compared with 10% for house A and 16% for house C. The PVT system on house B supplies electricity and heat at relatively low temperatures. The system's electrical yield benefits from the active cooling of silicon cells, lowering their operating temperature and thereby increasing their efficiency. The low-grade heat provided by the PVT system lends itself well for the regeneration of the geothermal ground-source field or direct use by the heat pump. The costs of this technology are still significantly higher than those incurred for the other two variants.

House C has separate roof-integrated PV and solar thermal collectors providing heat at temperatures higher than the PVT system. The higher temperatures mean that a greater portion of solar heat can be used directly for hot water and space heating. As such its solar fraction is 9%, as opposed to house B which only achieves 4%. Compared to unglazed PVT collectors the glazed solar thermal collectors lose less heat, particularly in colder alpine regions, and therefore operate more efficiently throughout the year. The costs of this variant are slightly higher than for variant A with battery.

Considering total system electrical consumption in the so-called system utilisation factor, house C performs the best thanks to a direct use of solar heat (house A 3.55, house B 3.55 and house C 3.66). If only electricity as measured by the meter is considered, house A performs the best thanks to its battery and thereby better use of PV electricity (house A 5.45, house B 5.02 and house C 4.33).

After 3 years of monitoring no significant change in the trend of ground-source winter temperatures could be detected between regenerated (house B with 40% degree of regeneration and house C with 20% degree of regeneration) and non-regenerated (house A) geothermal fields. However, according to simulation results it is possible that the minimum mean bore temperatures of an unregenerated geothermal field could fall below the temperature limit of -1.5°C in less than 50 years. Simulations also suggest that such minimum geothermal field temperatures can be avoided by regenerating the borehole heat of all three houses by a degree of at least 30%. In order to confirm the assessment that the geothermal fields of such multi-dwelling buildings require a minimum degree of regeneration of 30%, the plant would have to be monitored for a longer period of time.



Finally, two new technical developments were tested in the present project. Firstly, a roof-integrated PVT module has proven to be reliable and efficient. Secondly, a control system with predictive input from weather data has been developed for heat pumps and optimised for building self-sufficiency. Given that the predictive part of this control system was only activated in the final year of monitoring, it could not be assessed conclusively whether a significant increase in solar electricity consumption was or could be achieved.



Riassunto

Con la realizzazione del progetto Monolit, nel comune di Scuol e grazie alla cooperazione con il committente Acla Immobiliare SA e allo studio di architettura Fanzun AG, è nata l'opportunità di installare tre diversi innovativi sistemi di generazione di calore solare in tre edifici identici (Minergie-A). L'ubicazione alpina è particolarmente adatta allo sfruttamento dell'energia solare integrata a sistemi a pompa di calore, accoppiati con sonde geotermiche.

L'obiettivo del progetto è stato quello di testare e confrontare tre diversi sistemi di riscaldamento ad energia solare per la produzione di acqua calda ed elettricità. Tutti e tre i sistemi sono costituiti da una pompa di calore acqua glicolica/acqua, collegati ad una serie di sonde geotermiche. Nello specifico, l'edificio A dispone di un impianto fotovoltaico integrato nel tetto con sistema di accumulo dell'energia elettrica. Le sonde geotermiche dell'edificio A non sono rigenerate. L'edificio B, invece, ha un sistema PVT integrato nel tetto mentre l'edificio C ha una combinazione di moduli fotovoltaici integrati nel tetto e un sistema di collettori termici piani. Negli edifici B e C il calore solare disponibile viene in parte utilizzato per la rigenerazione delle sonde geotermiche, il resto direttamente immesso negli accumulatori di acqua calda e riscaldamento.

Con riferimento al monitoraggio effettuato, l'edificio A, caratterizzato da un impianto fotovoltaico ed un sistema di accumulo elettrico, ha raggiunto il livello più alto di autoconsumo elettrico (in riferimento al sistema di riscaldamento 36%, 20% per l'edificio B e 18% per l'edificio C) ed il più alto grado di autosufficienza elettrica (in riferimento al sistema di riscaldamento 39%, 29% per l'edificio B e 15% per l'edificio C). Dal punto di vista termico, invece, l'impianto FV non offre la possibilità di rigenerazione della sonda geotermica, che potrebbe essere necessaria nel medio termine. Tuttavia, dal punto di vista economico è il sistema più conveniente.

Con il sistema PVT, l'edificio B presenta il sistema che sfrutta maggiormente l'energia solare, fornendo calore ad un livello di temperatura relativamente basso, ma allo stesso tempo generando energia elettrica. Il grado di sfruttamento energetico solare (definito come la somma della produzione solare termica più la produzione di energia elettrica solare divisa per l'irraggiamento sulla superficie totale dell'impianto) per l'edificio B è pari al 22%, mentre per l'edificio C al 16% e per l'edificio A al 10%. La produzione di energia solare trae vantaggio dall'uso del calore, poiché le celle di silicio vengono raffreddate e quindi generano una potenza elettrica aggiuntiva. Il calore a bassa temperatura può essere utilizzato in maniera efficiente sia per la rigenerazione della sonda geotermica, sia direttamente come fonte di calore per la pompa di calore. Purtroppo, i costi di questa tecnologia sono attualmente ancora elevati.

L'edificio C, caratterizzato da un impianto fotovoltaico e da un impianto solare termico, è in grado di fornire calore solare ad un livello di temperatura più alto rispetto all'impianto PVT dell'edificio B. Ciò significa che una parte maggiore di calore solare può essere utilizzata direttamente sia per la produzione di acqua calda sanitaria che per il riscaldamento. Questo, tuttavia, comporta un grado di copertura solare termico pari al 9% rispetto al 4% dell'edificio B. Rispetto ai collettori PVT scoperti, i collettori solari coperti mostrano una minore perdita di calore, soprattutto nelle regioni alpine e possono quindi funzionare in modo efficiente per periodi più lunghi dell'anno. I costi di questa variante sono leggermente superiori a quelli della variante A con accumulo di energia elettrica.

Per quanto riguarda il grado di utilizzo del sistema (calore utile fornito diviso per il consumo di energia elettrica del sistema) e considerando il consumo totale di energia elettrica del sistema, l'edificio C ottiene un miglior punteggio grazie al calore solare direttamente utilizzato (edificio A:3.36, edificio B:3.55, edificio C:3.66). Se si tiene conto solo del consumo di energia elettrica della rete, l'edificio A mostra un miglior funzionamento, grazie all'accumulatore elettrico e alla conseguente maggiore quota di autoconsumo di energia fotovoltaica (edificio A:5.45, edificio B:5.02, edificio C:4.33).



Dopo 3 anni di monitoraggio, non è stato possibile rilevare alcun cambiamento significativo delle temperature invernali tra le sonde geotermiche rigenerate (Edificio B con grado di rigenerazione del 40% ed Edificio C con grado di rigenerazione del 20%) e quelle non rigenerate (Edificio A). Secondo i risultati della simulazione, tuttavia, è possibile che le temperature medie minime di un campo di sonde non rigenerate possano scendere al di sotto della temperatura limite di $-1,5^{\circ}\text{C}$ in meno di 50 anni. Questo potrebbe essere evitato rigenerando le sonde geotermiche di tutti e tre gli edifici con un grado di rigenerazione di almeno il 30% circa. Per poter valutare in modo definitivo la necessità di rigenerare i campi di sonde geotermiche, l'impianto dovrebbe essere monitorato per un periodo di tempo più lungo.

Infine, nel presente progetto sono stati testati due nuovi sviluppi tecnici, ovvero un modulo PVT a tetto integrato, che si è dimostrato affidabile ed efficiente, ed un sistema di controllo con inserimento predittivo dei dati meteorologici, che è stato recentemente sviluppato per le pompe di calore, in grado di ottimizzare l'autoconsumo. Purtroppo, la parte predittiva di questo sistema di controllo è stata attivata solo nell'ultimo anno di monitoraggio, pertanto non è stato possibile valutare in modo esaustivo se sia possibile ottenere un aumento significativo del consumo di energia solare.



Take-home messages

- Es gibt keine eindeutige beste Solartechnologie. Je nachdem ob man, die beste energetische Nutzung der Dachfläche, den Systemnutzungsgrad, die Wärmegestehungskosten oder die langzeitige Entwicklung der Erdsondentemperaturen betrachtet, schneidet ein anderes System am besten ab. Entscheidend für die richtige Auswahl der Solartechnologie sind also jeweils die Rahmenbedingungen und die gewählten Zielkriterien.
- Sowohl PVT- wie auch solarthermische Flachkollektorsysteme eignen sich gut für die Erdsondenregeneration, auch in alpinen Gebieten. Da jedoch im Winter die Dächer in der Regel mit Schnee bedeckt sind, müssen Frühling, Sommer und Herbst für die Regeneration möglichst gut ausgenützt werden.
- Komplexe Systeme brauchen ein zuverlässiges Monitoring und eine regelmässige Auswertung der Betriebsdaten um das Zusammenspiel der unterschiedlichen Quellen/Senken zu überprüfen und regelungstechnisch zu optimieren. Um den langfristigen Einfluss der Erdsondenregeneration messtechnisch zu quantifizieren, wäre eine längere Monitoringzeit nötig.

Danksagung

Die Umsetzung dieses Projektes war nur möglich, dank der Bereitschaft und dem Willen, ein innovatives Projekt zu unterstützen, seitens der Bauherrschaft, des Architekturbüros, dem Bundesamt für Energie und dem ganzen Projektkonsortium. An sie alle geht ein grosses Dankeschön.

Bedanken für die gute Zusammenarbeit möchten wir uns auch bei Energia Engiadina, dem Hauswart der Überbauung Monolit, der HELIOTHERM Wärmepumpentechnik GmbH, der Arenatech AG, der Mathieu Bohrunternehmung AG und bei allen die auf irgendeine Art zur Realisierung dieses Projektes beigetragen haben.

Für deren Geduld und Verständnis, bis die Regelung der Systeme wunschgemäss funktionierte, gilt auch den Bewohnern der drei Studienobjekte ein ganz herzlicher Dank.



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung.....	3
Summary	5
Riassunto	7
Take-home messages	9
Inhaltsverzeichnis	10
1 Einleitung	11
1.1 Ausgangslage und Hintergrund	11
1.2 Motivation des Projektes	11
1.3 Projektziele.....	12
2 Anlagenbeschrieb.....	13
2.1 Objekt.....	13
2.2 Heizsysteme.....	14
2.3 Prädiktive Regelung	15
2.4 PVT Kollektor und thermischer Kollektor	16
2.5 Erdreichbeschaffenheit und Erdwärmesondenfeld	18
3 Monitoringkonzept.....	20
3.1 Messmittel und Messunsicherheiten	21
3.2 Temperaturmessung an den PV- und PVT Modulen.....	21
4 Ergebnisse und Diskussion	22
4.1 Energieflüsse und Energiebilanzen	22
4.2 Vergleich der Solaranlagen.....	26
Solarer Nutzungsgrad und typische Temperaturen	26
Solarer Deckungsgrad	29
Elektrischer solarer Deckungsgrad	31
Elektrischer Eigenverbrauchsanteil	33
4.3 Jahresarbeitszahlen der Wärmepumpen und Systemnutzungsgrade	34
4.4 Bewertung des prädiktiven Regelsystems	36
4.5 Erdsondenregeneration	38
Einfluss der Solarwärme auf die Arbeitszahlen der Wärmepumpen	38
Langzeitentwicklung der Erdsondентemperaturen	42
4.6 Kosten/Nutzen-Verhältnisse	46
5 Schlussfolgerungen und Fazit	50
6 Ausblick und zukünftige Umsetzung.....	53
7 Kommunikation.....	55
8 Publikationen	55
9 Literaturverzeichnis.....	56
10 Anhang.....	57



1 Einleitung

1.1 Ausgangslage und Hintergrund

Die Acla Immobilien AG hat im Laufe des Jahres 2015 in der Unterengadiner Gemeinde Scuol eine der ersten Minergie-A Überbauungen im alpinen Raum gebaut. Die alpine Lage stellt dabei wegen der tiefen Aussentemperaturen eine spezielle Herausforderung dar. Sie bietet durch die hohe Sonneneinstrahlung aber auch Vorteile zum Erreichen dieses anspruchsvollen Labels. Durch die Kombination von erdsondengekoppelten Wärmepumpen mit unterschiedlichen Konzepten zur Solarenergienutzung kann eine positive energetische Jahresbilanz erreicht werden. Dies ist bei Mehrfamilienhäusern eine spezielle Herausforderung, insbesondere weil:

- ➔ das Verhältnis zwischen der zur Verfügung stehenden Dachfläche und der Wohnfläche deutlich ungünstiger als bei einem Einfamilienhaus ist, und
- ➔ grosse Erdsondenfelder benötigt werden, welche ohne aktive Regeneration eine deutlich stärkere Langzeitauskühlung als Einzelsonden aufweisen.

In diesem Projekt wurden drei unterschiedliche solarunterstützte Heizsysteme in praktisch identischen Mehrfamilienhäusern derselben Überbauung realisiert. Alle drei Systeme sind unter den oben genannten Bedingungen (Minergie-A, MFH-Überbauung, alpines Klima) neuartig.

1.2 Motivation des Projektes

Die Gelegenheit, drei verschiedene solarunterstützte Heizsysteme an drei baugleichen Gebäuden mit gleichen Rahmenbedingungen zu erproben, ist einzigartig. Sie ermöglicht, neben der Analyse und Bewertung eines neu entwickelten Systems mit photovoltaisch-thermischen (PVT) Solarmodulen, einen direkten Vergleich dieses Systems mit zwei alternativen solarunterstützten Heizsystemen. Es werden wertvolle Erfahrungen gesammelt zur Wirksamkeit der Erdsondenregeneration allgemein und besonders in alpinen Regionen. Insbesondere kann auch erprobt werden, wie effizient solarthermische Anlagen mit nicht-abgedeckten (PVT) oder abgedeckten Kollektoren im alpinen Klima zur Erdsondenregeneration genutzt werden können. Dabei werden die solarthermischen Anlagen neben der Erdsondenregeneration auch zur Warmwassererwärmung und zur Heizungsunterstützung eingesetzt.



1.3 Projektziele

Hauptziel dieses 4-jährigen Monitoring-Projektes war eine genaue Untersuchung der folgenden Aspekte:

1. Vergleich von drei unterschiedlichen solarunterstützten Heizsystemen in drei baugleichen Minergie - A Mehrfamilienhäusern
2. Erprobung eines neuentwickelten PVT-Indachsystems
3. Evaluation der Eignung unterschiedlicher Solarwärmesysteme für die Erdsondenregeneration im alpinen Gebiet (1300 m ü. M.)
4. Beurteilung und Bewertung des Kosten/Nutzen-Verhältnisses der drei Kombinationen von Solar-energie mit erdsondengekoppelten Wärmepumpen
5. Anwendung eines neu für Wärmepumpen entwickelten eigenverbrauchsoptimierten Regelsystems mit prädiktivem Input von Wetterdaten für die drei Systeme PV (Photovoltaik), PVT (photovoltaisch-thermische Module) und PV+T (Photovoltaik plus Solarthermie)



2 Anlagenbeschreibung

2.1 Objekt

Die drei Gebäude sind Bestandteil des neuen Wohnquartiers Monolit in Scuol, welches im Minergie-A Standard erstellt wurde (Abbildung 1 und Abbildung 2). Alle drei Gebäude (A, B, C) sind baugleich und beinhalten je 8 Wohnungen: vorwiegend 3 ½- und 4 ½-Zimmer Wohnungen. Die Überbauung Monolit, mit insgesamt neun Mehrfamilienhäusern, wird in drei Bauetappen erstellt. Die Gebäude (A, B, C, D) gehören zur ersten Bauetappe.

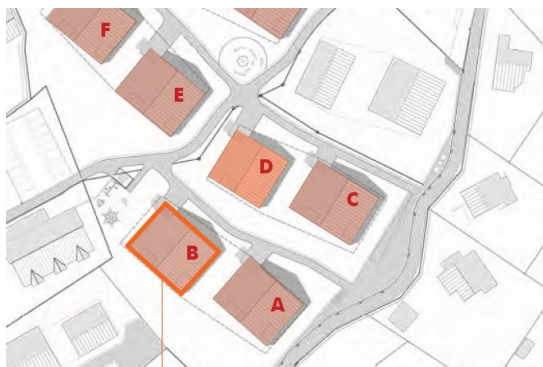


Abbildung 1: Situationsplan Gebäude

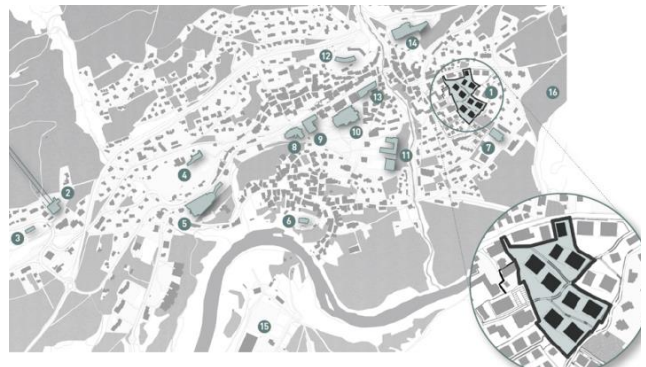


Abbildung 2: Ortsplan Scuol



Abbildung 3: Luftaufnahme der Überbauung mit den unterschiedlichen Solartechnologien auf den Dächern



Abbildung 4: Eindruck des neuen Quartierteil zwischen den Häusern



2.2 Heizsysteme

Drei Häuser A, B und C der ersten Bauetappe wurden mit unterschiedlichen innovativen Wärme-/Energieerzeugungssystemen ausgestattet. Alle drei Systeme beinhalten eine Sole-/Wasser-Wärmepumpe und sind gekoppelt an einem Erdsondenfeld. Der Unterschied der Anlagen liegt in der Art der Solarenergienutzung und darin, ob das Erdreich aktiv regeneriert wird oder nicht.

In den folgenden Abschnitten werden die verschiedenen Konzepte für die Heizsysteme der drei Häuser vorgestellt. Die Eckdaten der drei Gebäude und deren Bewohnerstruktur sind in Tabelle 1 zusammengefasst.

- Haus A: PV-Anlage (132 m², 22.1 kWp) und Wärmepumpe mit Erdwärmesonden (EWS), ohne Erdsondenregeneration. Dieses Gebäude dient als Referenzsystem im Vergleich zu den Gebäuden mit Erdsondenregeneration. Der Innovationsgehalt bei Haus A liegt beim Einsatz einer neuen prädiktiven Regelung der Firma Heliotherm (AT), welche im Rahmen eines österreichischen Forschungsprojekts (THE BAT) entwickelt wurde. Gemäss Hersteller sollte damit, durch die intelligente Verwendung von Wetterprognosedaten, die Eigenverbrauchsrate des selbstproduzierten Stroms gesteigert werden können (höhere Wirtschaftlichkeit der PV Anlage). Dies soll in der Praxis aufgezeigt werden. Um den Eigenverbrauch des PV-Stroms zu erhöhen, kommt bei diesem Haus zusätzlich ein elektrischer Lithium-Ionen Energiespeicher mit einer Kapazität von 13 kWh zum Einsatz.
- Haus B: Neu entwickelte dachintegrierte PVT-Anlage (130.3 m², 21.8 kWp), Wärmepumpe mit Erdwärmesonden, ebenfalls mit einer prädiktiven Regelung. Die Solarwärme wird genutzt für die Erdsondenregeneration, als Quellwärme für die Wärmepumpe und zur direkten Warmwasser-Vorwärmung. Einige ähnliche Pilot- und Demonstrationsprojekte wurden bereits im schweizerischen Mittelland umgesetzt. Aufgrund der unterschiedlichen klimatischen Bedingungen können diese Ergebnisse aber nicht direkt auf das alpine Klima übertragen werden. Das Heizkonzept für Haus B ist im alpinen Raum neuartig. Gemäss den theoretischen Werten ist dank der Abkühlung der PV-Zellen im Vergleich mit einer konventionellen PV-Anlage ein jährlicher elektrischer Mehrertrag von ca. 5 % zu erwarten. Die Erhöhung der Quelltemperatur der Wärmepumpe ermöglicht zudem eine Reduktion des WP-Stromverbrauchs um ca. 2.5% pro Grad Kelvin.
- Haus C: Grosse solarthermische Anlage (42 m²) mit abgedeckten Kollektoren (Flachkollektoren), Wärmepumpe mit Erdwärmesonden und prädiktive Regelung. Die übrige Dachfläche ist mit PV-Modulen abgedeckt (90.2 m², 15.1 kWp). Die Solarwärme wird genutzt zur direkten Warmwasserbereitung, zur Heizungsunterstützung, als Quellwärme der Wärmepumpe und für die Erdsondenregeneration. Einige Projekte bei denen Solaranlagen Erdsondenfelder regenerieren wurden in der Schweiz bereits umgesetzt, dies allerdings hauptsächlich mit unabgedeckten thermischen Kollektoren oder PVT-Modulen. Im alpinen Klima mit tieferen Aussentemperaturen und höherer solarer Einstrahlung bieten abgedeckte Kollektoren Vorteile. Bei diesem Projekt soll aufgezeigt werden, inwiefern die Mehrkosten für abgedeckte Kollektoren durch die bessere Performance im alpinen Klima gerechtfertigt sind. Der Einsatz abgedeckter thermischer Kollektoren zur Erdsondenregeneration im alpinen Klima stellt eine Neuheit dar. Die gleiche Art von Regelung wie bei den anderen Gebäuden sorgt für die optimale Verteilung der Solarwärme zwischen Wärmespeichern und Erdsondenregeneration. Die thermischen Kollektoren wurden speziell für die Dachintegration mit den PV-Modulen entwickelt. Beide Elemente sind baugleich in der Grösse und in der Art der Rahmen (Lamellenprofil).



Tabelle 1: Eckdaten der drei Gebäude zusammengefasst

	Haus A	Haus B	Haus C
Energiebezugsfläche (EBF)	1200 m ²	1200 m ²	1200 m ²
Anzahl Wohnungen	8	8	8
Anzahl Bewohner	19	21	21
Anteil Ferienwohnungen	42%	29%	71%
Installierte Leistung Photovoltaik	22.1 kWp (132 m ²)	21.8 kWp (130.3 m ²)	15.1 kWp (90.2 m ²)
Installierte Fläche Solarthermie	--	130.3 m ²	42 m ²
Heizleistung Wärmepumpe / elektrische Leistungsaufnahme / COP bei B0W35 ¹	30.72 kW / 6.69 kW / 4.59		
Anzahl Erdsondenbohrungen	5		
Tiefe Erdsondenbohrungen	175 m		
Nominale elektrische Speicherkapazität	13 kWh	--	--
Volumen der thermischen Speicher	2000 l WW, 2000 l Heizung	2000 l WW, 2000 l Heizung 1000 l Sole-Sp.	2000 l WW, 2000 l Heizung 1000 l Sole-Sp.
Heizwärmebedarf bezogen auf EBF	34.4 kWh/(m ² a)	30.8 kWh/(m ² a)	36.4 kWh/(m ² a)

2.3 Prädiktive Regelung

Bei allen drei Gebäuden wird für die Regelung des Energieerzeugungssystems die im österreichischen Forschungsprojekt *TheBat*² neu entwickelte, adaptive, modellprädiktive (MPC) Regelung von Heliotherm eingesetzt. Für die Anwendung und Erprobung des neuen MPC-Reglers im Rahmen dieses P&D-Projektes leistete Heliotherm kostenfreie Entwicklungsunterstützung. Der Regler wurde ab Anfang 2016 als Prototyp zur Verfügung gestellt. In diesem Projekt wurden die spezifischen Anforderungen und die Regelungsstrategie im Zusammenhang mit der Einbindung von Solarwärme (PVT bzw. T) erarbeitet und zusammen mit Heliotherm umgesetzt und erprobt. Im Weiteren konnte in den Feldanlagen der adaptive und prädiktive Regelungsteil untersucht werden.

Der prädiktive Regelungsteil arbeitet mit Wetterprognosen und legt die Betriebszeiten der Wärmepumpe zur Beladung der Wasserspeicher möglichst auf Zeiträume, während denen ein Angebot an elektrischer Energie von der PV-Anlage zu erwarten ist. Dabei wird auch das zur selben Zeit vorhandene Wärmeangebot der PVT- oder der solarthermischen Anlage mitberücksichtigt.

Die Gegebenheiten und Anforderungen an die Regelung sind bei jedem der drei Gebäude unterschiedlich. Bei Haus A liegt das Hauptaugenmerk auf der Optimierung des PV-Eigenverbrauchs für die Wärmepumpe. Der Batteriespeicher arbeitet unabhängig von der Regelung und sorgt dafür, solange Speicherkapazität vorhanden ist, dass keine überschüssige elektrische Energie ins Netz zurückfließt. Bei Haus B soll die Regelung auf das Management der Niedertemperaturwärme zwischen PVT-Anlage, Pufferspeicher, Wärmepumpe und Erdsondenfeld optimiert werden. Dabei wird jedoch auch der PV-

¹ nach EN14511 Δ 5 K, für 50% Verdichterleistung, weitere Spezifikationen im Datenblatt im Anhang

² Fuchs F., Pichler M. F., Thür A., (2017) *TheBat: Die Thermische Batterie im Smart Grid in Kombination mit Wärmepumpen – eine Interaktionsoptimierung*, Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)



Eigenverbrauch durch die Wärmepumpe mitberücksichtigt. Bei der Regelung für Haus C liegt das Zusammenspiel der Verwendung der thermischen Solaranlage zur direkten Nutzung und zur Regeneration des EWS-Feldes im Vordergrund.

2.4 PVT Kollektor und thermischer Kollektor

Das Caotec PVT-Modul, welches auf Haus B installiert wurde, basiert auf dem Sunage Capillary PV-Modul mit Zellen aus monokristallinem Silizium und 280 Wp elektrischer Nennleistung, welches auch in den Anlagen von Haus A und C eingesetzt wird. Dieses PV-Modul wird bei der Firma Caotec «hybridisiert». Daraus resultiert ein unabgedecktes PVT-Modul mit Rückseitendämmung (Abbildung 5). Der Wärmetauscher ist mit Spezialklebstoff vollflächig an die Rückseite des PV-Moduls geklebt.



Abbildung 5: PVT-Kollektor auf dem Prüfstand des SPF

Die dargestellten thermischen Spitzenleistungsdaten (Abbildung 6) sind etwa 10% höher gegenüber gängigen auf dem Markt erhältlichen PVT-Modulen (bei gleicher Fläche). Ein Aspekt, der sich positiv auf die Leistung bei höheren Temperaturen auswirkt, ist die Dämmschicht auf der Rückseite des Panels. Innovativ an diesem PVT-Kollektor ist jedoch insbesondere der Aluminium-Roll-Bond-Absorber. Damit kann im Vergleich mit zu Projektbeginn bei anderen Produkten gängigen Blech/Röhrchen-Absorbern ein deutlich besserer Wärmeübergang zwischen PV-Zellen und Wärmeträgerfluid erreicht werden. Der zweite innovative Aspekt besteht darin, dass ein PVT-Kollektor für ein Indach-System realisiert wurde. Etwas was zuvor am Markt noch kaum verfügbar war.

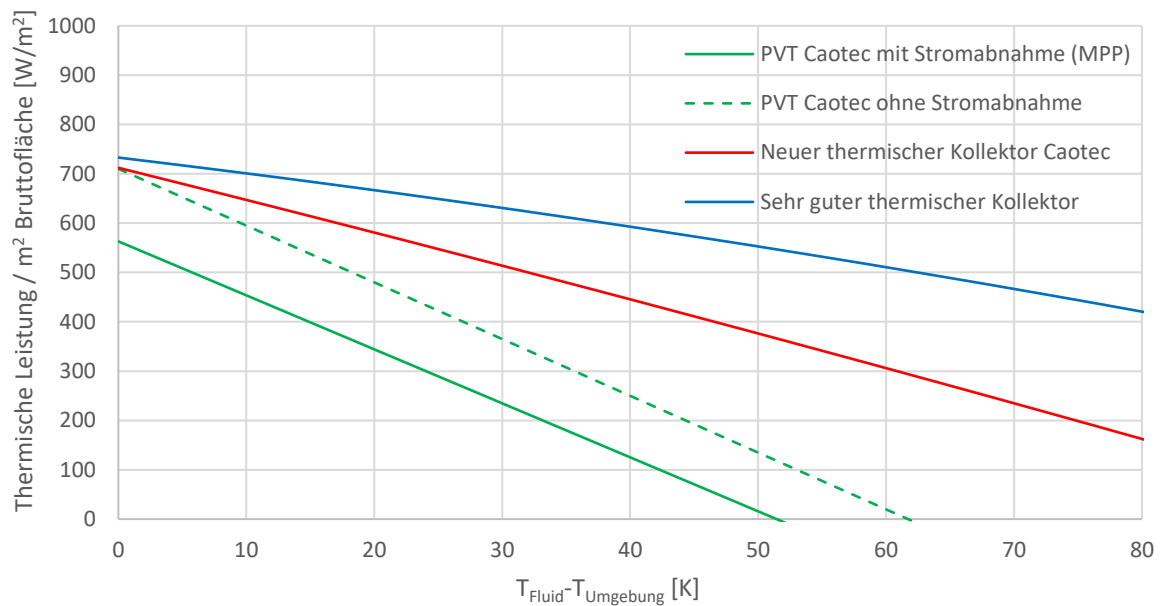


Abbildung 6 Wärmeleistung des thermischen Kollektors und des PVT-Kollektors, bei einer Globalstrahlung $G = 1000 \text{ W/m}^2$ und Umgebungstemperatur $T_{\text{Umgebung}} = 25 \text{ °C}$, ohne Wind.

Die architektonischen Rahmenbedingungen erforderten ein gleiches und regelmässiges Rastermass für die Solaranlagen. Da die Form der PV-Module und der PVT-Module bereits definiert war, musste die Firma Caotec einen neuen thermischen Kollektor entwickeln. Zu diesem Zweck wurden die gleichen schmalen Capillary-Rahmen der PV- und PVT-Module genutzt. Das Resultat dieser Entwicklung ist ein thermischer Kollektor (Abbildung 7), der sich in einer dachintegrierten Anlage nahtlos mit PV oder PVT kombinieren lässt.



Abbildung 7: Der thermische Kollektor wird im SPF-Simulator getestet

Durch seine geringere Bauhöhe und die daraus resultierenden höheren Wärmeverluste, erreicht der Kollektor nicht ganz die Leistungswerte von hocheffizienten abgedeckten Kollektoren (Abbildung 6). Der Vorteil des Kollektors liegt jedoch in der Systemintegration und dem einheitlich gestaltbaren Dachbild.



2.5 Erdreichbeschaffenheit und Erdwärmesondenfeld

Die 175 Meter tiefen Bohrlöcher wurden mit dem unten beschriebenen Bohrprofil geologisch charakterisiert (Abbildung 8). Der oberste Teil der Sonden, auf einer Länge von ca. 60 m, liegt in einer gemischten Komposition aus Bach- und Rüfenschutt. Für den Rest der Tiefe befinden sich die Sonden dann in sogenanntem Bündnerschiefer. In einer Tiefe von etwa 60 m wurde zudem wenig Sickerwasser gefunden. Nach den Erklärungen der Geomerz AG in Scuol, befindet sich die Überbauung auf einem Rüfenschuttkegel, welcher auf einer dichten Gesteinsschicht liegt. Das Sickerwasser, welches hier gefunden wurde, stammt aus der wasserdurchlässigen oberen Schicht und fliesst dann auf der wasserdichten Tonschiefer-Schicht bis zum Talboden.

Tiefe m.u.T.	Bohrart Verrohrung	Profil	Beschreibung	Geologie	Bemerkungen
10			Beige-grau-bunter, teils siltiger bis sauberer Kies mit viel Sand und mit vielen Steinen und Blöcken, meist gerundet oder abgerundet, z.T. Sandlinsen;	Bach-, Rüfenschutt	
20					
30					
40					
50			46-50 m Findling.		
60		62	Dunkelgrauer toniger Kieselkalk, relativ hart.	Fels; Bündnerschiefer	wenig Sickerwasser bei 60 m
70					
80		80	Dunkelgrau-schwarzer, z.T. leicht kalkiger Tonschiefer, relativ weich, mit reichlich Quarzit- und Calcit-Venen, blättrig.	Fels; Bündnerschiefer	
90					
100					
110					
120					
130					
140					
150					
160					
170		168 175	Dunkelgrauer toniger Kieselkalk mit einzelnen Calcit- und Quarzit-Venen, blättrig bis plättelig mässig hart, spröde.	Fels; Bündnerschiefer	
180					
190					
200					

Abbildung 8: Bohrlochprofil der Erdsondenbohrungen³

³ GEOMERZ, 7550 Scuol, Bericht Nr. ES-219'425-428



Jedes Heizsystem ist an fünf Erdwärmesonden angeschlossen, die innerhalb eines Feldes mit insgesamt 20 Erdwärmesonden (inkl. Haus D, das nicht Teil des P+D Projektes ist) angeordnet sind (Abbildung 9). Die Sonden von Haus B und C, also zirka die Hälfte aller Sonden, werden mit Solarwärme teilregeneriert.

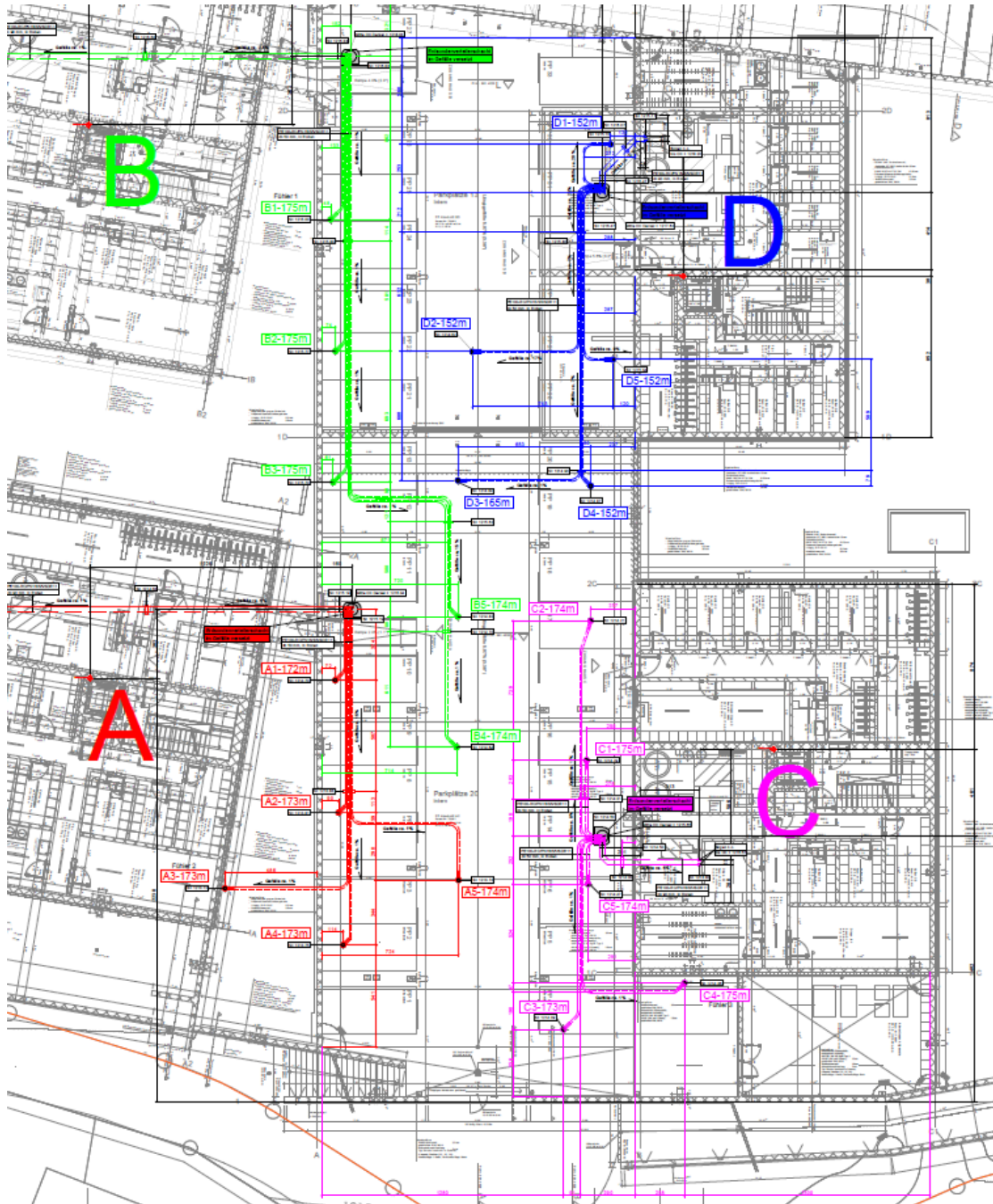


Abbildung 9: Anordnung der EWS Bohrungen, die EWS Gruppen pro Gebäude sind farblich markiert.



3 Monitoringkonzept

Das installierte Messsystem wurde mit eigenen Sensoren und einem eigenen Datenerfassungssystem umgesetzt und ist somit getrennt vom restlichen Gebäudetechniksystem.

In Abbildung 10 sind als Beispiel die Messstellen für Haus C dargestellt. Temperaturmessungen wurden für das Kollektor-/Modulfeld, die Speicher und die Erdwärmesonden (bis zu einer Tiefe von 175 m) durchgeführt. In allen relevanten Fluidkreisläufen wurden Wärmemengenzähler installiert, welche sich alle im Technikraum befinden. Zusätzlich wurde der Stromverbrauch aller relevanten Verbrauchergruppen im Heizsystem gemessen.

Die Messungen zur Erfassung von Temperatur, Volumenstrom und Stromverbrauch, die bei Wertänderungen über einem bestimmten Schwellenwert gespeichert wurden, wurden nachträglich minutengenau linear interpoliert. An Messstellen wie den Erdsondenfeldern, an denen positive und negative Wärmeleistungen vorkommen, wurde das Leistungssignal in seine positiven und negativen Werte aufgetrennt. Aufgrund von Ausfällen des Monitoringrechners fehlen für die unten aufgelisteten Zeitperioden Leistungs- und Temperaturdaten. Die Wärmemengenzählungen liefen jedoch ununterbrochen weiter. Die fehlenden Leistungswerte wurden interpoliert.

Für folgende Zeitperioden waren keine Momentanwerte für Leistungen und Temperaturen verfügbar:

11.11.17 - 1.12.17, 21.01.18 - 29.01.18, 28.10.18 - 19.11.18, 6.5.19 - 29.5.19, 3.6.19 - 12.6.19

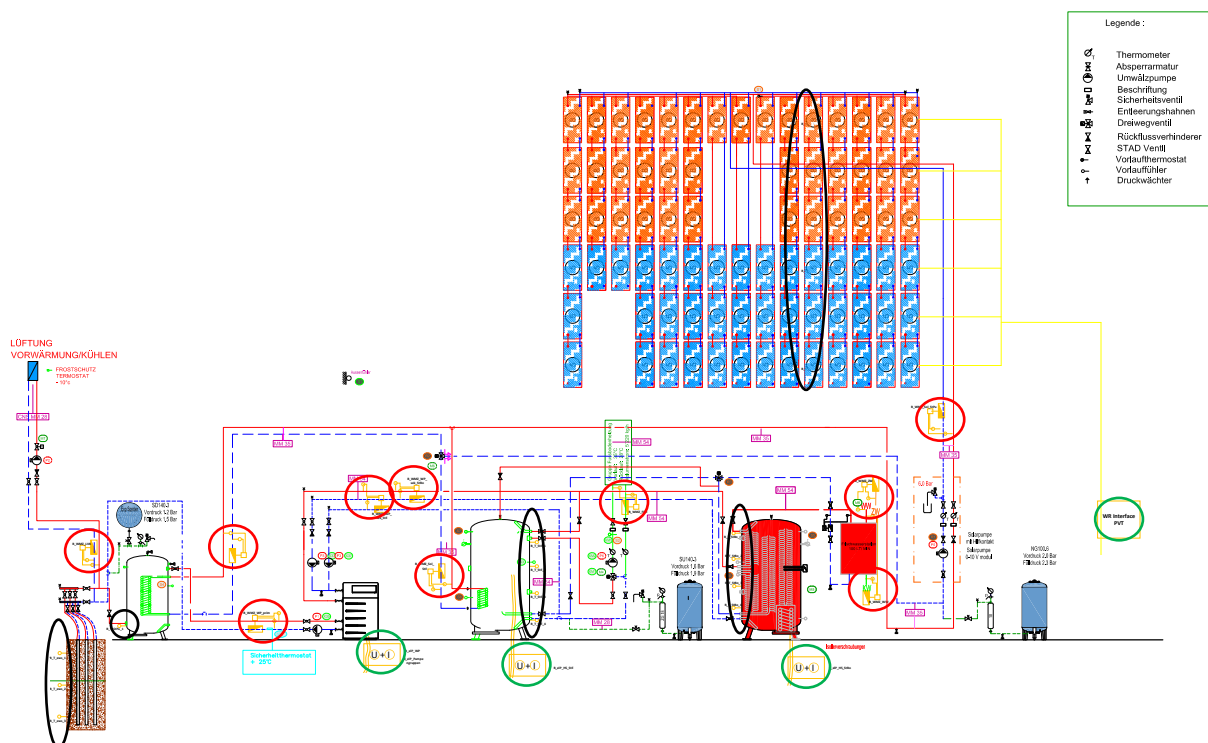


Abbildung 10: Prinzipschema Monitoring Haus C; Temperaturmessungen sind schwarz, Wärmemessungen rot und Messungen der elektrischen Energie grün markiert.



3.1 Messmittel und Messunsicherheiten

Die Messung von Temperatur, Wärmestrom und elektrischem Energiefluss erfolgt mit Geräten, die die Sensorsignale in physikalische Größen umwandeln. Die Wärmeströme wurden mittels Wärmemengenzählern des Typs NeoVac Supercal 531 gemessen, welche eine Fehlergrenze $< \pm 5\%$ aufweisen. Für Messungen des elektrischen Energieverbrauchs wurden Messgeräte vom Typ Gavazzi EM210 mit einer Fehlergrenze von $\pm 1.5\%$ verwendet. Die Temperaturmessungen Widerstandstemperturfühlern der Genauigkeitsklasse B und wurden mit Hilfe von Analogeingangsmodulem Advantech ADAM-4015 erfasst. Für die Temperaturdaten ergibt sich dadurch eine Fehlergrenze von ca. $\pm (0.5 + 0.005 \cdot |\vartheta|)$ °C, wo ϑ für die gemessene Temperatur in °C steht.

Für Quotienten, beispielsweise Jahresarbeitszahlen oder Systemnutzungsgrade, ergeben sich die Fehlergrenzen aus der Addition der Fehlergrenzen des Zählers und des Nenners. So beträgt die Fehlergrenze bei den genannten Beispielen $\pm 4.5\%$ (Wärmemengenzähler + Stromverbrauchsmessung).

Effektiv werden die Messwerte in der Regel deutlich innerhalb der genannten Fehlergrenzen liegen.

3.2 Temperaturmessung an den PV- und PVT Modulen

Die Temperaturmessung an den Modulen erfolgte mit PT-100-Sensoren, die auf der Rückseite, in der Mitte einer Zelle im mittleren Bereich des Moduls, angebracht wurden. Abbildung 11 zeigt ein Beispiel für die Anbringung eines Fühlers auf der Rückseite eines PV-Moduls. In ähnlicher Weise wurden die Sensoren auf den Absorbern der PVT-Module positioniert.

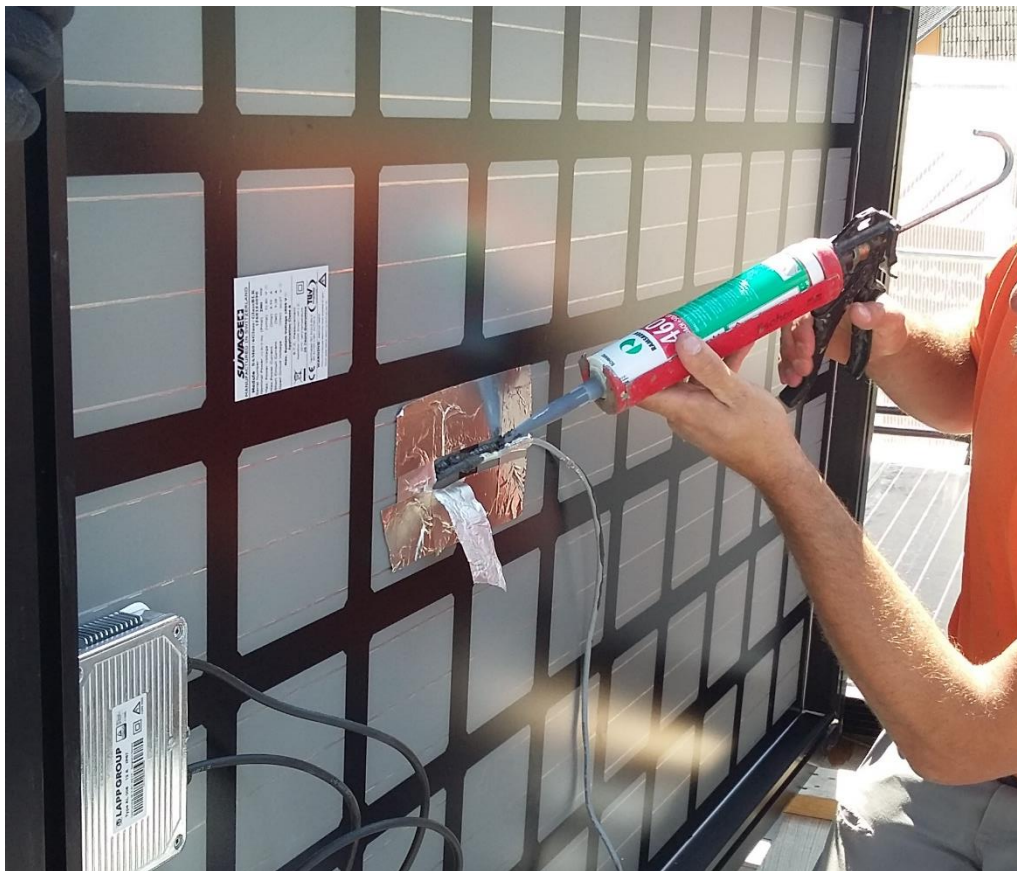


Abbildung 11: Installation der T-Fühler auf der Rückseite der PV- und PVT-Module



4 Ergebnisse und Diskussion

4.1 Energieflüsse und Energiebilanzen

Als Grundlage für den nachfolgenden Systemvergleich sind in Abbildung 12 bis Abbildung 14 die Schemas der wichtigsten Komponenten der drei Systeme sowie Jahreswerte der Energieströme zwischen den Komponenten dargestellt. Da die Systeme in den ersten beiden Jahren bezüglich mehrerer Aspekte noch nicht ordnungsgemäss funktionierten und die Wohnungen noch nicht voll belegt waren, wurden hier nur die letzten beiden Jahre des Monitorings (2017-2019) berücksichtigt. Die Werte ohne Klammern gelten für den Zeitraum 2018/19 und die Werte in Klammern für 2017/18. Die betrachteten Jahresperioden reichen jeweils vom Juli bis zum folgenden Juni. Die verschiedenen Energieströme werden mit den Farben gemäss Tabelle 2 dargestellt. Die Breite der Pfeile ist proportional zu den Energiemengen für die Jahresperiode Juli 2018 Bis Juni 2019.

	Erdwärme an Wärmepumpe
	Elektrische Energie aus eigener photovoltaischer Produktion
	Elektrische Energie aus dem Netz
	Wärme Komfortlüftung
	Wärme Fussbodenheizung
	Wärme Warmwasser
	Wärme aus Wärmepumpe
	Solarwärme
	Solarstrahlung auf Modul-/Kollektorebene

Tabelle 2: Farbcode für die Darstellung der Energieströme in den Energieflussdiagrammen

Haus A (PV & Batterie)

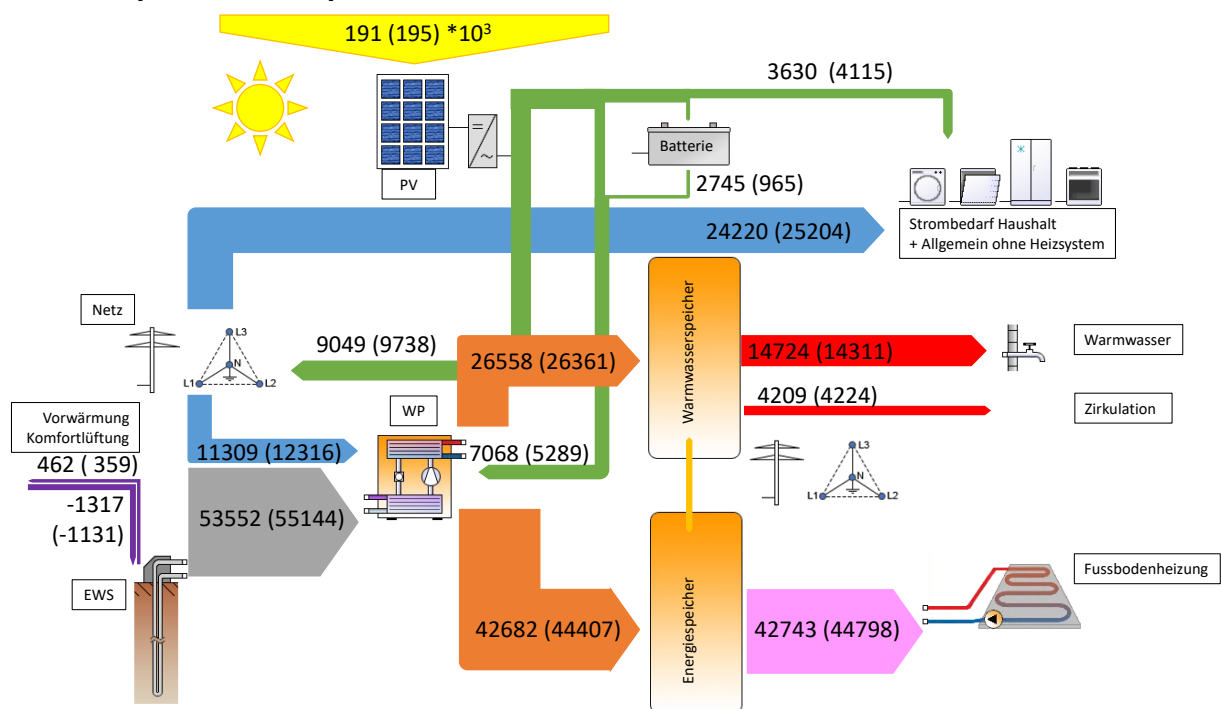


Abbildung 12: Energieflussdiagramm Haus A 2018/19 (2017/18). Die Einheit aller Zahlenwerte ist kWh/a.



Haus B (PVT)

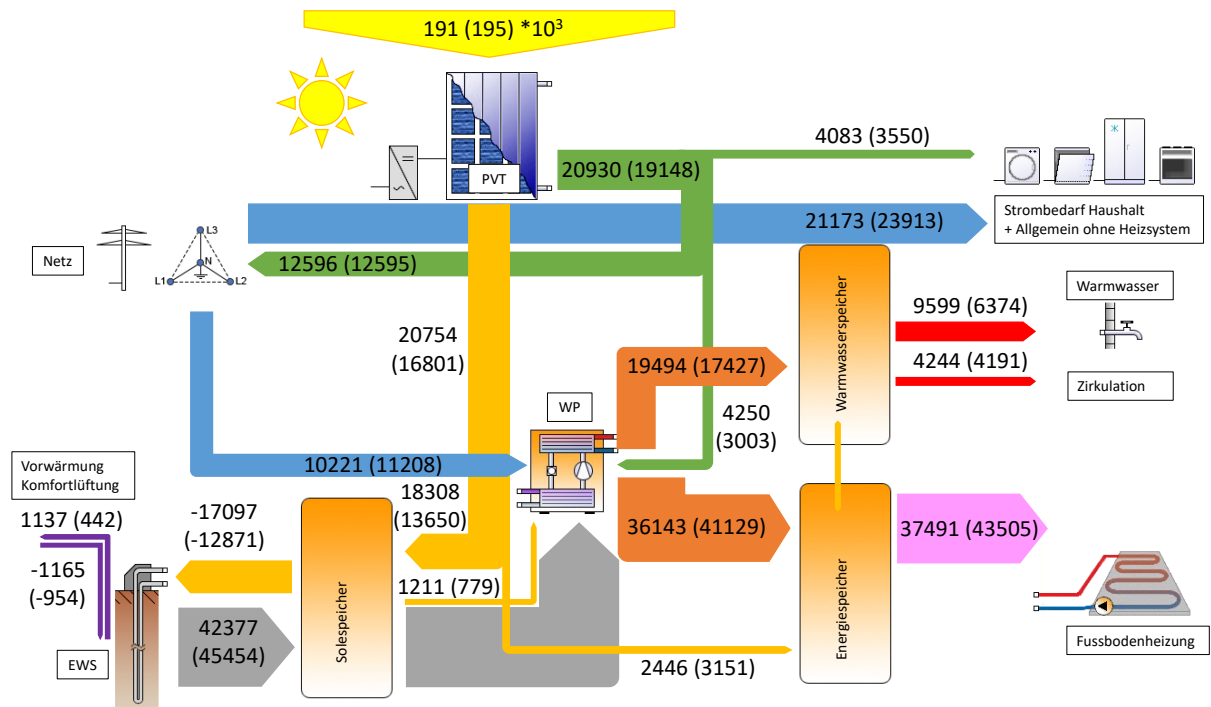


Abbildung 13: Energieflussdiagramm Haus B 2018/19 (2017/18). Die Einheit aller Zahlenwerte ist kWh/a.

Haus C (PV & T)

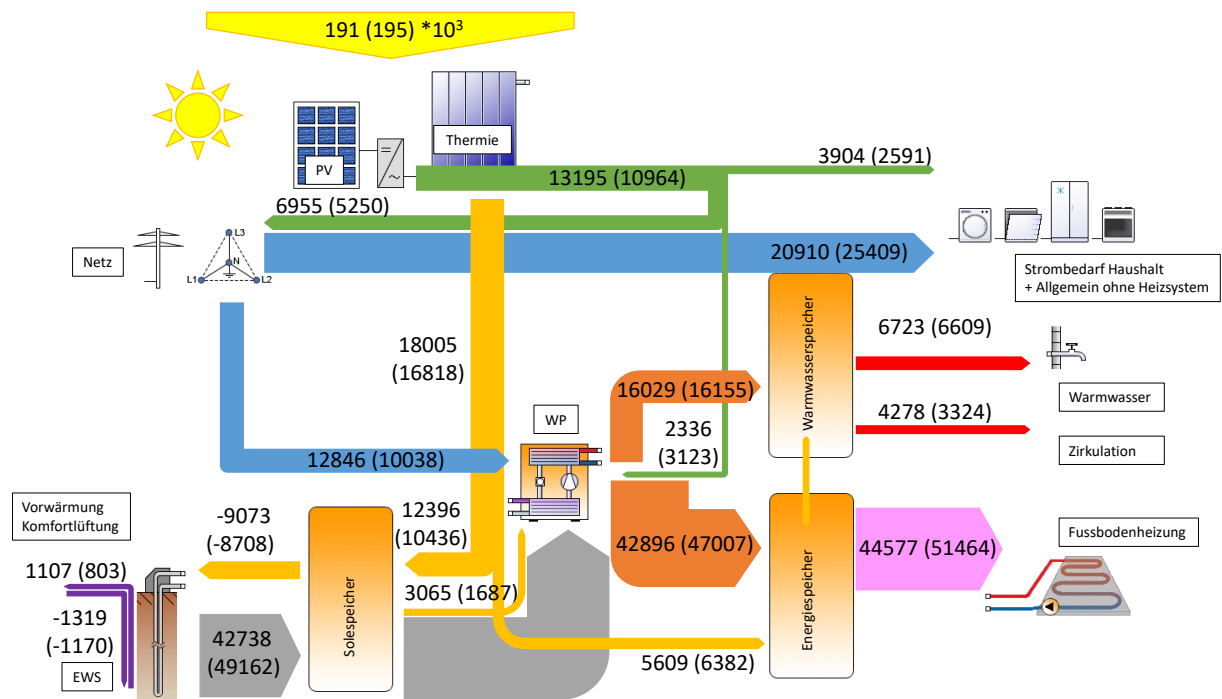


Abbildung 14: Energieflussdiagramm Haus C 2018/19 (2017/18). Die Einheit aller Zahlenwerte ist kWh/a.



Die Aufteilung des Eigenverbrauchs von PV-Strom auf das Wärmeversorgungssystem und die Haushalte ist eine Frage der Konvention. Hier erfolgte sie, indem der verfügbare PV-Strom jeweils prioritär dem Wärmeversorgungssystem und sekundär den Haushalten zugeteilt wurde, wenn diese gleichzeitig einen Bedarf aufwiesen. Das gleiche Prinzip gilt für die Batterie, bei der die gespeicherte Energie rechnerisch prioritär dem Heizsystem zugeordnet wurde.

Es fällt hier auf, dass bei allen Systemen der Wärmeverlust des Heizungsspeichers sehr gering und demgegenüber der Wärmeverlust des Warmwasserspeichers gross ausfallen. Dieses Phänomen ist auf einen Energieaustausch zwischen den beiden Speichern in bestimmten Warmwasserentnahme-Situationen zurückzuführen. Betrachtet man die beiden Akkumulatoren als eine Einheit, ist der Wärmeverlust um einen Faktor zwei höher als die Wärmeverlustangaben in den Datenblätter des Speicherherstellers.

Die Energiebilanzen der drei Systeme für die Jahresperiode von Juli 2018 bis Juni 2019 sind in Abbildung 15 dargestellt und die entsprechenden Zahlenwerte in Tabelle 3 und 4. Die Systemgrenzen entsprechen den Messpunkten von Abbildung 10.

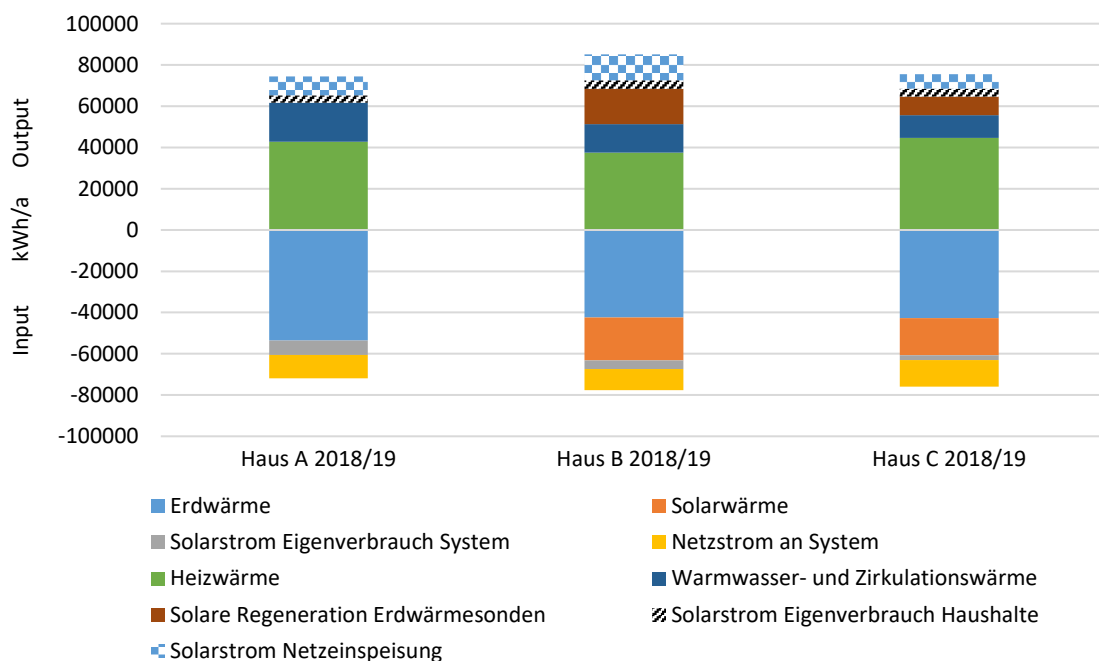


Abbildung 15: Energieinput und -output der Wärmeversorgungssysteme (volle Farben) und als Zusatzinformation die übrige PV-Produktion (gemusterte Farben) für die Jahresperiode von Juli 2018 bis Juni 2019.

Jahreswerte der Energieflüsse [kWh/a]	Haus A (PV+Batterie)	Haus B (PVT)	Haus C (PV + T)
Erdwärme	53'552	42'377	42'738
Solarwärme (Regeneration + Direktnutzung)	0	20'754	18'005
Netzstrom für Heizsystem	11'309	10'221	12'846
Solarstrom Eigenverbrauch Heizsystem	7'068	4'250	2'336
Total Input Wärmeversorgungssystem	71'929	77'602	75'925
Heizwärme	42'743	37'491	44'577
Warmwasser- und Zirkulationswärme	18'933	13'843	11'001
Solare Regeneration Erdwärmesonden	0	17'097	9'073
Total Output Wärmeversorgungssystem	61'676	68'431	64'651



Solarstrom Eigenverbrauch Haushalte	3'630	4'083	3'904
Solarstrom ins Netz eingespeist	9'049	12'596	6'955
Total zusätzlicher PV-Strom-Output	12'679	16'679	10'859

Tabelle 3: Energieinput und -output der Heizsysteme sowie zusätzliche PV-Produktion für die Jahresperiode von Juli 2018 bis Juni 2019.

Beim anschliessenden Vergleich der drei Systeme müssen die unterschiedlichen Verbrauchsprofile berücksichtigt werden. Wie Abbildung 15 und Tabelle 3 zeigen, variiert der Wärmebedarf zwischen den untersuchten Gebäuden erheblich. So verbraucht beispielsweise Haus B etwa 15% weniger Heizwärme als Haus A und Haus C, während der Verbrauch von Warmwasser in Haus A deutlich höher ist als in den Häusern B und C.

Der geringere Wärmebedarf für Warmwasser bei Haus C kann sicher mit dem hohen Anteil an Ferienwohnungen, 71%, gegenüber 42% bei Haus A und 29% bei Haus B. Der Unterschied zwischen A und B korreliert nicht auf die gleiche Weise mit dem Anteil an Ferienwohnungen. Es ist jedoch hier davon auszugehen, dass die Wohnungen von Haus intensiver genutzt werden, was sich auch im Stromverbrauch der Haushalte (siehe Tabelle 4) widerspiegelt. Der Heizwärmebedarf hängt in der Regel weniger stark von der Belegung ab. Es ist zu vermuten, dass die Unterschiede im Heizwärmebedarf durch unterschiedliche eingestellte Soll-Raumtemperaturen begründet sind. Ein Hinweis dafür liefern auch die entsprechend unterschiedlichen Wärmepumpen-Vorlauftemperaturen im Heizmodus (siehe Abbildung 28).

Deutliche Unterschiede zeigen sich entsprechend auch beim elektrischen Energieverbrauch der drei Gebäude. Was den Stromverbrauch für die Heizungsanlage betrifft, verbraucht Haus A 20% mehr als Haus B und etwa 18% mehr als Haus C. Beim Stromverbrauch in den Wohnungen verbraucht Haus A etwa 15% mehr als Haus B und etwa 35% mehr als Haus C, siehe Abbildung 16 und Tabelle 4.

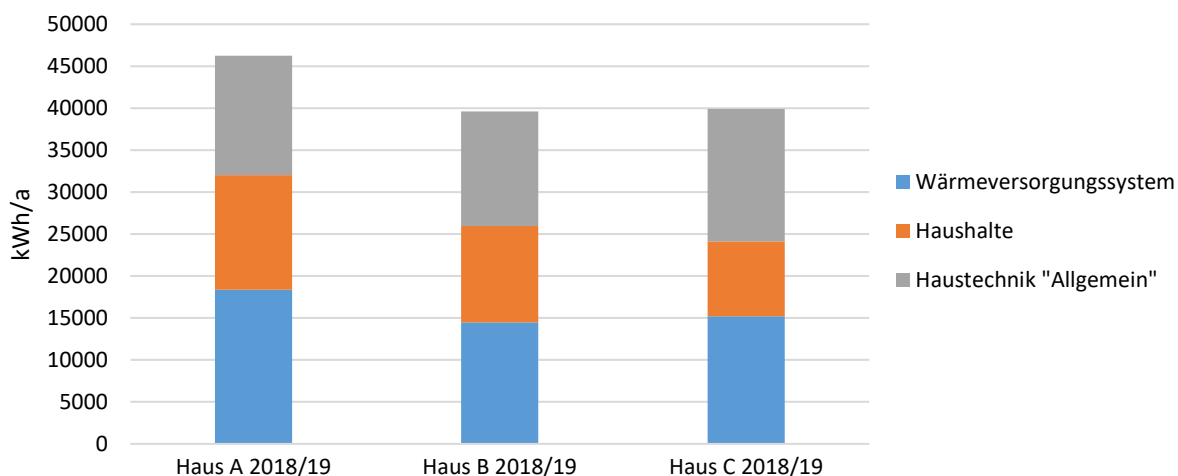


Abbildung 16: Stromverbrauch der drei Gebäude unterteilt in Heizsystem, Wohnungen und Allgemein für die Jahresperiode von Juli 2018 bis Juni 2019.

Aufteilung des Stromverbrauchs [kWh/a]	Haus A	Haus B	Haus C
Wärmeversorgungssystem	18'377	14'472	15'182
Haushalte (Wohnungen)	13'657	11'474	8'953
Haustechnik "Allgemein" ohne Wärmeversorgungssystem	14'221	13'669	15'781

Tabelle 4: Stromverbrauch der drei Gebäude unterteilt in Wärmeversorgungssystem, Haushalte und allgemeine Haustechnik für die Jahresperiode von Juli 2018 bis Juni 2019. Der Zähler Allgemein betrifft zusätzliche Haustechnikkomponenten wie Beleuchtung und Rinnenheizung.



In den folgenden Abschnitten werden die drei Systeme bezüglich unterschiedlicher Aspekte verglichen. Dies geschieht anhand verschiedener Kennzahlen, sogenannten Key Performance Indicators. Die Definitionen dieser Kennzahlen entsprechen denjenigen, welche auch im IEA Task 60 „PVT Systems“ verwendet wurden.⁴ Der Betrachtungszeitraum ist wiederum, falls nicht anders angegeben, die Jahresperiode vom Juli 2018 bis zum Juni 2019.

4.2 Vergleich der Solaranlagen

Die jährliche solare Einstrahlung auf jede der drei Dachflächen (Bruttofläche der Solarkomponenten) sowie die durch die Solaranlagen erzeugten thermischen und elektrischen Erträge sind in Abbildung 17 dargestellt. Bei der Bewertung der Anlagen ist zu beachten, dass die Dachflächen während der Wintermonate oft einige Wochen schneebedeckt sind. Dies reduziert die effektiv nutzbare Solarstrahlung je nach Jahr um grob 15%.

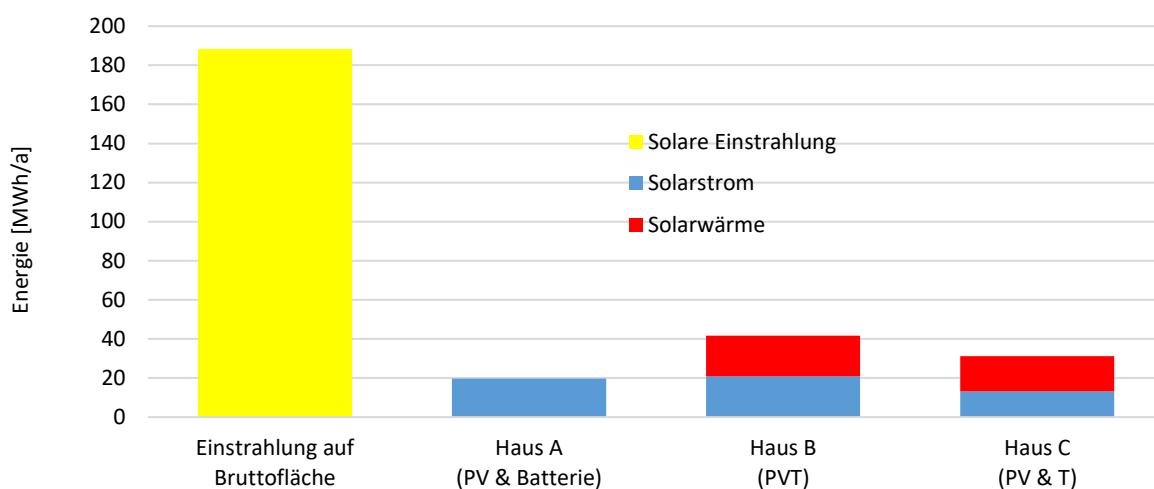


Abbildung 17: Solare Einstrahlung auf die jeweilige Bruttofläche der gesamten Solaranlage sowie elektrische und thermische Solarerträge der drei Anlagen. Zur Ermittlung der Solarstrahlung wurden Daten der Meteoschweiz-Messstation in Scuol verwendet und mit Hilfe der Software Polysun auf die Ausrichtung der Sotcha-Anlagen umgerechnet.

Solarer Nutzungsgrad und typische Temperaturen

Die Effizienz der einzelnen Komponenten (PV, PVT, bzw. T) lässt sich mit dem solaren Nutzungsgrad bezogen auf die Komponentenfläche quantifizieren, also dem Verhältnis zwischen der erzeugten nutzbaren Energie und der auf die Bruttofläche der Komponente eintreffenden Solarstrahlung (siehe Tabelle 5 linke Spalte).

Wärmemengen werden hier und in der Folge jeweils mit dem Buchstaben Q und AC-Strommengen mit E angegeben. Schrägstriche "/" bedeuten, dass entweder der Index vor oder derjenige nach dem Schrägstrich eingesetzt werden kann. Die Indizes "PVT", "PV" und "T" stehen für PVT-Feld, PV-Feld bzw. thermisches Kollektorfeld. Die Nutzungsgrade beziehen sich jeweils auf die Bruttofläche A , d.h. die durch die Komponente abgedeckte Dachfläche. G_k steht für die flächenspezifische Solarstrahlung auf die Dachebene. Alle Energiemengen sind hier als Jahreswerte zu verstehen.

⁴ Siehe dazu: Zenhäusern D.: *Wie vergleicht man ein PVT-System mit einem PV- bzw. einem PV&Solarthermie-System? - Beispiel Pilotanlage Sotchà in Scuol*, 29. Symposium Solathermie, Bad Staffelstein, 2019; und den Schlussbericht zu „Key Performance Indicators for PVT Systems“ des IEA Task 60, task60.iea-shc.org, (in Vorbereitung)



Tabelle 5: Definitionen der verschiedenen solaren Nutzungsgrade.

	Solarer Nutzungsgrad Komponente	Solarer Nutzungsgrad Solaranlage
Thermisch	$\omega_{PVT/T,th} = \frac{Q_{PVT/T}}{G_k \cdot A_{PVT/T}}$	$\omega_{sol,th} = \frac{Q_{PVT} + Q_T}{G_k \cdot (A_{PVT} + A_{PV} + A_T)}$
Elektrisch	$\omega_{PVT/PV,el} = \frac{E_{PVT/PV}}{G_k \cdot A_{PVT/PV}}$	$\omega_{sol,el} = \frac{E_{PVT} + E_{PV}}{G_k \cdot (A_{PVT} + A_{PV} + A_T)}$
Energetisch	$\omega_{PVT,en} = \frac{Q_{PVT} + E_{PVT}}{G_k \cdot A_{PVT}}$	$\omega_{sol,en} = \frac{Q_{PVT} + Q_T + E_{PVT} + E_{PV}}{G_k \cdot (A_{PVT} + A_{PV} + A_T)}$

Die solaren Nutzungsgrade der Komponenten sind in Abbildung 18 dargestellt. Zusätzlich sind die typischen Modultemperaturen $\overline{\vartheta_{m,el}}$ der PV- bzw. PVT-Module sowie die typischen Fluidtemperaturen $\overline{\vartheta_{m,th}}$ der PVT- bzw. Thermiekollektoren angegeben. Erstere ist definiert als das mit der elektrischen Leistung $\dot{E}_{PV/PVT}$ gewichtete Mittel des Temperaturdurschnitts $\vartheta_{m,el}$ der drei Temperatursensoren, die sich im unteren, mittleren und oberen Teil des Feldes befinden (Gl. 1 und Gl. 2).

$$\overline{\vartheta_{m,el}} = \frac{\int dt \vartheta_{m,el} \cdot \dot{E}_{PV/PVT}}{\int dt \dot{E}_{PV/PVT}} \quad \text{Gl. 1}$$

$$\vartheta_{m,el} = (\vartheta_1 + \vartheta_2 + \vartheta_3)/3 \quad \text{Gl. 2}$$

Die typische Fluidtemperatur ihrerseits ist definiert als das mit der thermischen Leistung $\dot{Q}_{PVT/T}$ gewichtete Mittel der mittleren Fluidtemperatur $\vartheta_{m,th}$ im Kollektor, d.h. dem Mittelwert zwischen Vor- und Rücklauftemperatur (Gl. 3 und Gl. 4).

$$\overline{\vartheta_{m,th}} = \frac{\int dt \vartheta_{m,th} \cdot \dot{Q}_{PVT/T}}{\int dt \dot{Q}_{PVT/T}} \quad \text{Gl. 3}$$

$$\vartheta_{m,th} = (\vartheta_{VL} + \vartheta_{RL})/2 \quad \text{Gl. 4}$$

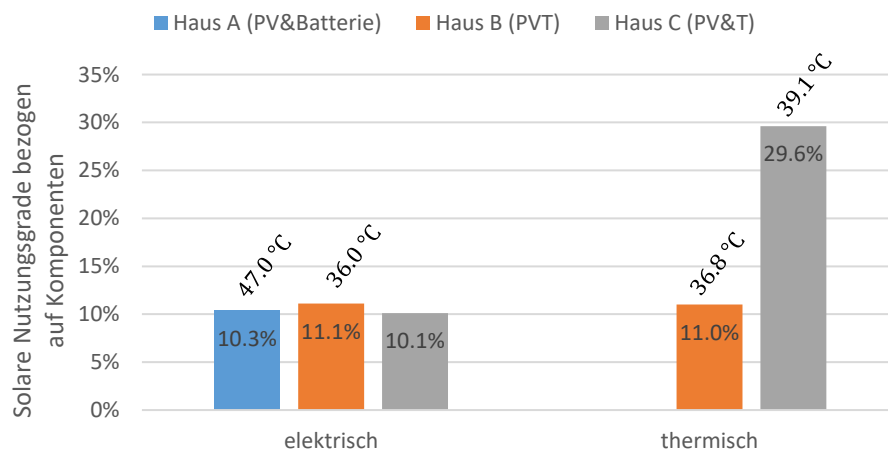


Abbildung 18: Elektrischer und thermischer solarer Nutzungsgrad bezogen auf die entsprechenden Komponentenflächen, sowie typische Rückseitentemperaturen $\overline{\vartheta_{m,el}}$ der elektrischen Komponenten und typische Fluidtemperaturen $\overline{\vartheta_{m,th}}$ der thermischen Komponenten.



Die elektrischen solaren Nutzungsgrade (proportional zum Ertrag pro kWp oder zur sogenannten Performance Ratio PR) der beiden reinen PV-Anlagen liegen erwartungsgemäss nahe beieinander, mit einer relativen Differenz von 2.3%. Die Messunsicherheit bei dieser Differenz liegt jedoch bei ca. $\pm 2\%$ -Punkten, weshalb der Unterschied nicht signifikant ist. Der Wert der PVT-Anlage hingegen ist deutlich höher, nämlich um 7.4% gegenüber Haus A und um 9.8% gegenüber Haus C. Der Mehrertrag der PVT-Anlage ist also signifikant und sicher teilweise eine Konsequenz der niedrigeren Zelltemperaturen dank der Wärmeabnahme. Basierend auf dem Unterschied zwischen den typischen Rückseitentemperaturen von rund 11 K und dem Temperaturkoeffizient (Temperaturabhängigkeit der Nennleistung) der Sunage PV-Module von 0.42%/K kann der zu erwartende Mehrertrag grob auf 5% geschätzt werden. Der gemessene Mehrertrag liegt also im Bereich oder ist sogar grösser als was man aufgrund der gemessenen Temperaturunterschiede erwarten würde. Wie in den nächsten Abschnitten noch diskutiert wird, sind die Betriebstemperaturen der PVT-Kollektoren relativ hoch im Vergleich mit anderen Anlagen mit PVT zur Erdsondenregeneration. Wenn also durch weitere Optimierungen, beispielsweise der Regelungsstrategie, die Betriebstemperatur gesenkt werden könnte, so könnte der elektrische Mehrertrag dadurch noch etwas gesteigert werden. Es muss hier jedoch erwähnt werden, dass auch viele andere Faktoren einen Einfluss auf den elektrischen Nutzungsgrad haben, so beispielsweise die Effizienz der Wechselrichter oder auch Unterschiede in der effektiven Leistung der Module (Abweichung von der Nennleistung von 280 Wp pro Modul).

Um den Vergleich mit anderen PV-Anlagen zu vereinfachen kann zusätzlich die Performance Ratio (PR) berechnet werden, indem der elektrische Nutzungsgrad durch den elektrischen DC-Wirkungsgrad bei Standard-Testbedingungen (STC), $\eta_{el,DC}^{STC} = 16.8\%$ geteilt wird, und der Ertrag pro Nennleistung, indem die PR mit dem Faktor $G_k/(1000 \text{ W/m}^2) = 1447 \text{ h}$ multipliziert wird. Es resultieren Werte für die PR von 0.62 (Haus A), 0.66 (Haus B) und 0.60 (Haus C) und für den Ertrag pro Nennleistung von 890 kWh/kWp (Haus A), 956 kWh/kWp (Haus B) und 871 kWh/kWp (Haus C). Die PR-Werte der PV-Anlagen (ohne Modulkühlung) liegen etwas unterhalb von Schweizer Durchschnittswerten (im Bereich von 0.75)⁵. Es muss jedoch berücksichtigt werden, dass die Anlagen in Scuol zeitweise schneebedeckt sind und ebenso, dass es sich hier um dachintegrierte Anlagen handelt, welche allgemein etwas höhere Betriebstemperaturen und damit geringere PR-Werte erreichen. Dieser Effekt widerspiegelt sich auch im Ertrag pro Nennleistung. Dieser ist jedoch proportional zur Solarstrahlung, und wird deshalb positiv dadurch beeinflusst, dass die Solarstrahlung im vorliegenden Fall verhältnismässig hoch ist.

Der thermische solare Nutzungsgrad ist erwartungsgemäss deutlich höher für die Flachkollektoren von Haus C gegenüber den nicht-abgedeckten PVT-Kollektoren von Haus B. Die entsprechenden thermischen Jahreserträge bezogen auf die jeweilige Bruttokollektorfläche sind 429 kWh/(m²a) (T) und 159 kWh/(m²a) (PVT). Der Ertrag der Flachkollektoranlage liegt damit zwar tiefer als in gängigen Flachkollektoranlagen (bei gleicher Betriebstemperatur), dies ist jedoch in den bereits erwähnten geringeren Kennwerten der eingesetzten Kollektoren gegenüber hocheffizienten Flachkollektoren begründet. Angesichts der typischen Fluidtemperatur von knapp 37 °C liegt auch der Ertrag der PVT-Anlage im erwarteten Bereich (siehe z.B. SPF-Studie „PVT-WrapUp“⁶). Dennoch, betrachtet man Solarwärmeertragswerte ähnlicher Systeme (PVT zur Erdsondenregeneration), so können diese deutlich höher ausfallen. Das liegt daran, dass die typischen Fluidtemperaturen bei Systemen mit Erdsondenregeneration in der Regel deutlich tiefer sind. Im P&D-Projekt „Oberfeld“ (siehe entsprechender Abschnitt in „PVT-WrapUp“) beispielsweise, liegt die typische Fluidtemperatur im Bereich von 20 °C, und es resultieren spezifische Solarwärmeerträge von etwas über 300 kWh/(m²a). Der Hauptgrund für den demgegenüber niedrigen Wärmeertrag von Haus B sind also klar die hohen Betriebstemperaturen. Diese kommen

⁵ T. Vontobel und T. Nordmann, „Performance-Analyse der Schweizer KEV PV-Anlagen 2009-2016“, im Auftrag von EnergieSchweiz, 2018.

⁶ Zenhäusern D., Bamberger E. und Baggenstos A., PVT-WrapUp, herausgegeben von EnergieSchweiz, 2017, <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/9455>.



dadurch zustande, dass die Wärmeübergabe ins Erdreich während der Regenerationsperiode nicht optimal ist, wegen der zu tief eingestellten maximalen Temperatur des Pufferspeichers. Ab Sommer 2019 wurde diese Temperatur dann von 20°C auf 27°C erhöht.

Die Effizienz der gesamten Solaranlage kann mit dem solaren Nutzungsgrad bezogen auf Bruttofläche der gesamten Solaranlage beziffert werden (siehe Tabelle 5 rechte Spalte und Abbildung 19). Zusätzlich zum elektrischen und thermischen Nutzungsgrad wird hier der energetische Nutzungsgrad ausgewiesen, bei welchem die thermischen und elektrischen Erträge summiert werden.

Betrachtet man also die Solarenergieausbeute der gesamten aktivierten Dachfläche, so erreicht das PVT-System (Haus B) bei allen drei Indikatoren den höchsten Wert. Der elektrische Nutzungsgrad ist höher als bei Haus A aus den bereits beim Komponentenvergleich erwähnten Gründen. Und er ist höher als bei Haus C, auf Grund der grösseren elektrisch-aktiven Fläche. Weiter erzeugt Haus B, trotz der geringeren Effizienz auf Komponentenebene, dank der grösseren thermisch-aktiven Fläche, insgesamt mehr Solarwärme als Haus C, und das bei fast gleicher typischer Temperatur. Als Konsequenz ist auch der energetische Nutzungsgrad des Daches (also die Summe von elektrischem und thermischen Nutzungsgrad) klar am höchsten für Haus B (PVT). Beim energetischen Nutzungsgrad liegt zudem Haus C vor Haus A. Da jedoch Haus A mehr Solarstrom produziert, dessen Wertigkeit höher ist als diejenige der Solarwärme von Haus C, sollte dieser Indikator nur in Kombination mit weiteren Indikatoren, wie etwa dem Systemnutzungsgrad, für die Gegenüberstellung der Systeme A und C verwendet werden.

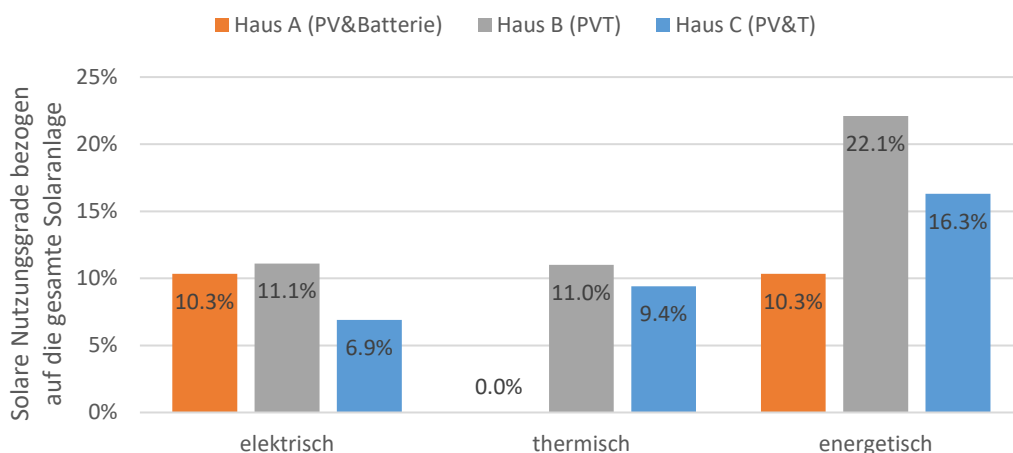


Abbildung 19: Elektrischer und thermischer solarer Nutzungsgrad bezogen auf die Bruttofläche der gesamten Solaranlage.

Solarer Deckungsgrad

Der solare Deckungsgrad ist ein Mass für den Anteil des Energiebedarfs, welcher durch lokal produzierte Solarenergie abgedeckt wird. Wie beim solaren Nutzungsgrad im vorangehenden Abschnitt kann auch hier zwischen dem thermischen, dem elektrischen und dem energetischen solaren Deckungsgrad unterschieden werden. Zudem gibt es mehrere Varianten, wie diese Deckungsgrade definiert werden können. Welche am geeignetsten ist, hängt jeweils von der Fragestellung ab.



Thermischer solarer Deckungsgrad

Im Bereich der Solarwärmetechnik ist es gängig, den thermischen solaren Deckungsgrad zu definieren als das Verhältnis zwischen der in die Wärmespeicher eingebrachte Solarwärme und der insgesamt von den Wärmeerzeugern eingebrachten Wärme. Im vorliegenden Fall entspricht dies folgender Definition.

$$f_{sol,th}^{sekundär} = \frac{Q_{PVT/T,ES}}{Q_{WP} + Q_{PVT/T,ES}}, \quad \text{Gl. 5}$$

wo $Q_{PVT/T,ES}$ die Wärmemenge bezeichnet, die von den PVT- bzw. Thermiekollektoren in den Energiespeicher (also sekundärseitig) abgegeben wird und Q_{WP} die Wärmemenge die von der Wärmepumpe abgegeben wird (an den Energiespeicher oder den Warmwasserspeicher).⁷ Die Systemgrenze bei dieser Definition liegt also an der Schnittstelle zwischen WP und dem übrigen Heizsystem (die WP liegt also ausserhalb der Systemgrenze) sowie an der Schnittstelle zwischen dem Heizsystem und der PVT- bzw. Solarthermieanlage.

Solarwärme welche auf der Primärseite der Wärmepumpe eingebracht wird – bei den vorliegenden Systemen also ein substanzieller Teil der gesamten Solarwärmemenge – wird bei $f_{sol,th}^{sekundär}$ nicht berücksichtigt. Deshalb ist es sinnvoll, zusätzlich auch den thermischen Deckungsgrad mit erweiterten Systemgrenzen zu betrachten. Hier ist die Systemgrenze an der Schnittstelle zwischen dem Heizungssystem und dem EWS-Feld sowie an der Schnittstelle zwischen dem Heizungssystem und der PVT- bzw. Solarthermieanlage. Der thermische solaren Deckungsgrad entspricht dann dem Quotienten zwischen der gesamten von der Solaranlage gelieferten Wärme $Q_{PVT/T}$ und der insgesamt vom System über den Primärkreislauf der Wärmepumpe aufgenommenen Wärme $Q_{primär} = \frac{Q_{PV/T,EWS}}{T} + Q_{PVT/T,WP} + Q_{EWS,WP}$ plus der direkt in die Sekundärseite eingebrachten Solarwärme $Q_{PVT/T,ES}$.

$$f_{sol,th}^{total} = \frac{Q_{PVT/T}}{Q_{primär} + Q_{PVT/T,ES}} \quad \text{Gl. 6}$$

Die Resultate für den thermischen solaren Deckungsgrad sind in Abbildung 20 dargestellt.

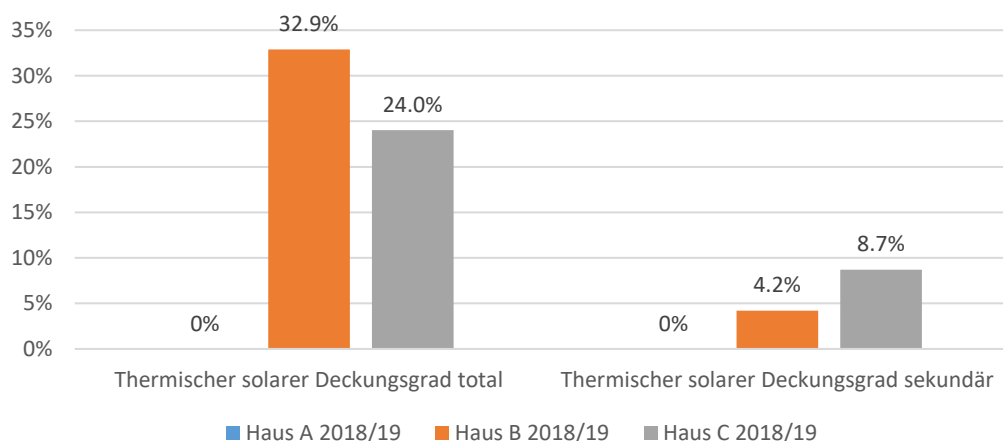


Abbildung 20: Thermischer solarer Deckungsgrad total ($f_{sol,th}^{total}$) und sekundär ($f_{sol,th}^{sekundär}$), Haus B produziert insgesamt mehr Solarwärme, Haus C kann mehr Solarwärme direkt (sekundärseitig) nutzen.

⁷ Hier und in der Folge bedeutet die Schreibweise $Q_{PVT/T,ES}$, dass die entsprechende Wärme- oder Strommenge von der Komponente oder dem Systemteil vor dem Komma zu der Komponente oder dem Systemteil hinter dem Komma fließt.



Der Vergleich zeigt je nach Bewertungsmethode einen wesentlichen Unterschied zwischen dem System von Haus B und C. Beim sekundärseitigen solaren Deckungsgrad $f_{sol,th}^{sekundär}$ erreicht Haus C einen doppelt so hohen Wert wie Haus B. Der Grund hierfür ist, dass die abgedeckten Kollektoren von Haus C mehr Wärme auf etwas höherem Temperaturniveau liefern, welche direkt sekundärseitig in den Energiespeicher eingespeist wird. Bei $f_{sol,th}^{total}$, wo der gesamte Solarwärmeertrag (inkl. primärseitig eingebrachte Solarwärme) berücksichtigt wird, erreicht jedoch Haus B einen deutlich höheren Wert als Haus C. Haus A hat keine solarthermischen Komponenten.

Elektrischer solarer Deckungsgrad

Der jährliche elektrische solare Deckungsgrad kann für diese Auswertung auf vier Arten definiert werden. Die erste Definition (Gl. 7) beschreibt ihn als das Verhältnis zwischen dem direkt vom Heizsystem verbrauchten selbst produzierten Solarstrom $E_{PVT/PV, Sys}^{AC}$ und der gesamten vom Heizsystem (Wärmepumpe, Umwälzpumpen usw.) verbrauchten Elektrizität E_{Sys} .⁸

$$f_{sol,el}^{Sys,lokal} = \frac{E_{PVT/PV, Sys}^{AC}}{E_{Sys}} \quad \text{Gl. 7}$$

Die zweite Definition (Gl. 8) entspricht dem Verhältnis zwischen dem gesamten lokal erzeugten Solarstrom $E_{PVT/PV}^{AC}$ und dem Stromverbrauch des Heizsystems E_{Sys} . Wenn dieses Verhältnis größer als eins ist, produziert das System im Laufe des Jahres mehr Energie als es verbraucht.

$$f_{sol,el}^{Sys,netto} = \frac{E_{PVT/PV}^{AC}}{E_{Sys}}, \quad \text{Gl. 8}$$

Die dritte und vierte Variante der Kennzahl (Gl. 9 und Gl. 10) sind analog zu den beiden ersten, jedoch betrachten sie nicht nur das Heizsystem sondern das gesamte Gebäude, inklusiv Heizsystem. Sie beziffern also das Verhältnis zwischen dem solaren Eigenstromverbrauch des Gebäudes $E_{PVT/PV, Gebäude}^{AC}$ bzw. dem gesamten erzeugten Solarstrom $E_{PVT/PV}^{AC}$ und dem Gesamtstromverbrauch des Gebäudes $E_{Gebäude}$.

$$f_{sol,el}^{Gebäude,lokal} = \frac{E_{PVT/PV, Gebäude}^{AC}}{E_{Gebäude}}, \quad \text{Gl. 9}$$

$$f_{sol,el}^{Gebäude,netto} = \frac{E_{PVT/PV}^{AC}}{E_{Gebäude}}. \quad \text{Gl. 10}$$

Die mit dem Eigenverbrauch berechneten Größen $f_{sol,el}^{Sys,lokal}$ und $f_{sol,el}^{Gebäude,lokal}$ werden auch als elektrische Autarkiegrade des Systems bzw. des Gebäudes bezeichnet werden. Die Ergebnisse sind in Abbildung 21 dargestellt.

⁸ Bei der Berechnung von $E_{PVT/PV, Sys}^{AC}$ wird der Strombedarf Gebäudes, abgesehen vom Heizsystem nicht berücksichtigt. Der lokal erzeugte Solarstrom steht also immer komplett dem Heizsystem zur Verfügung.

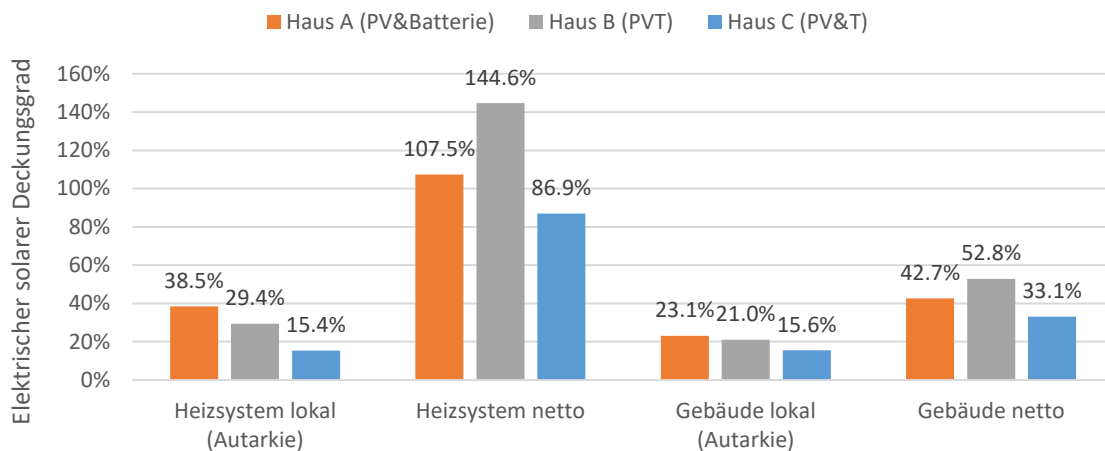


Abbildung 21: Elektrischer solarer Deckungsgrad

Der lokale elektrische solare Deckungsgrad (Autarkiegrad) der Heizungsanlage, $f_{sol,el}^{Sys,lokal}$, weist für Haus A mit 38,5% den höchsten Wert auf, obwohl die Anlage von Haus A einen rund 25% höheren Stromverbrauch aufweist. Der Grund ist, dass Haus A über einen elektrischen Speicher verfügt, der es ermöglicht, den Eigenstromverbrauch deutlich zu erhöhen. Wenn die Systeme von Haus A und Haus B den gleichen Stromverbrauch hätten (nämlich den Wert von Haus B), so würde der Wert von Haus A noch höher ausfallen, nämlich 40% betragen. Haus C hat aufgrund der geringen Größe der Photovoltaikanlage den klar geringsten Wert. Wenn die Häuser B und C über einen Stromspeicher wie Haus A verfügen würden, so würde auch deren Autarkiegrad höher ausfallen. Mit der groben Annahme, dass wie bei A ca. 2800 kWh PV-Strom pro Jahr zwischengespeichert und lokal zum Grossteil vom Heizungssystem verbraucht werden, würde sich für das Heizungssystem von Haus B ein Autarkiegrad von ca. 40% und für Haus C von rund 30% ergeben. Dies wäre natürlich mit zusätzlichen Investitionskosten verbunden.

Beim elektrischen Nettodeckungsgrad des Systems $f_{sol,el}^{Sys,net}$ erreicht Haus B mit 144,6% den klar höchsten Wert. Ein Wert über 100% bedeutet, dass das System übers Jahr gerechnet mehr Strom produziert als es verbraucht. Hätten die Heizsysteme von Haus A und Haus B den gleichen Stromverbrauch, so würde der Nettodeckungsgrad von Haus A 136,4% betragen, also die Größenordnung des Werts von Haus B erreichen. Für den Nettodeckungsgrad macht der Einsatz eines elektrischen Speichers keinen Unterschied. Auch bei diesem Indikator hat Haus C aufgrund der geringen PV-Fläche den niedrigsten Wert und erreicht keine positive Jahresbilanz.

Beim lokalen elektrischen solaren Deckungsgrad des gesamten Gebäudes $f_{sol,el}^{Gebäude,lokal}$ ist die Hierarchie der Werte gleich wie beim lokalen Deckungsgrad des Heizungssystems. Die prozentualen Werte sind jedoch niedriger, da jeweils der gesamte Stromverbrauch des Hauses einschließlich der Wohnungen als Verbrauchswert berücksichtigt. Auch hier ist der Unterschied zwischen Haus A und Haus B hauptsächlich auf die Verwendung eines elektrischen Speichers zurückzuführen. Haus C rückt relativ nahe heran, da dessen Gesamtstromverbrauch rund 15% niedriger ist als derjenige der anderen Gebäude.

Der elektrische Nettowirkungsgrad der Gebäude A und B ist sehr ähnlich, da sie einen ähnlichen Solarstromertrag und einen ähnlichen Gesamtstromverbrauch aufweisen. Der Wert von Haus C ist aufgrund des geringeren Solarstromertrages deutlich geringer und würde noch tiefer ausfallen, wenn das Gebäude gleich viel Strom wie die beiden anderen verbrauchen würde.



Elektrischer Eigenverbrauchsanteil

Der elektrische Eigenverbrauchsanteil, also der Anteil des lokal produzierten Solarstroms, der direkt lokal verbraucht wird, kann ebenfalls entweder nur auf das Heizsystem (Gl. 11) oder auf das gesamte Gebäude (Gl. 12) bezogen werden. Als Bilanzintervall für die Berechnung des Eigenverbrauchs wurden Minutenschritte verwendet. Es wurde zudem die Konvention getroffen, dass der PV-Strom immer prioritär dem Heizsystem (und nicht dem Haushalt) zur Verfügung steht. Zur Bestimmung des Eigenverbrauchs des gesamten Gebäudes wurde dann der gesamte Strombedarf berücksichtigt, also derjenige des Heizsystems plus den Haushaltsstrombedarf.

$$f_{self,el}^{Sys} = \frac{E_{PVT/PV,Sys}^{AC}}{E_{PVT/PV}^{AC}}. \quad \text{Gl. 11}$$

$$f_{self,el}^{Gebäude} = \frac{E_{PVT/PV,Gebäude}^{AC}}{E_{PVT/PV}^{AC}}. \quad \text{Gl. 12}$$

Haus A erreicht dank dem elektrischen Speicher sowohl bezogen auf das Heizsystem als auch bezogen auf das gesamte Gebäude die besten Werte. Haus B und Haus C haben einen ähnlichen Eigenverbrauchsanteil, wenn nur das Heizsystem betrachtet wird. Aus den Monitoringdaten erscheint, dass Haus C weniger Solarstrom für das Heizsystem direkt verwerten kann als Haus B. Betrachtet man das gesamte Gebäude, so ist der Eigenverbrauchsanteil bei Haus C höher, vor allem aufgrund der Tatsache, dass die PV-Anlage von Haus C kleiner ist als diejenige von Haus B.

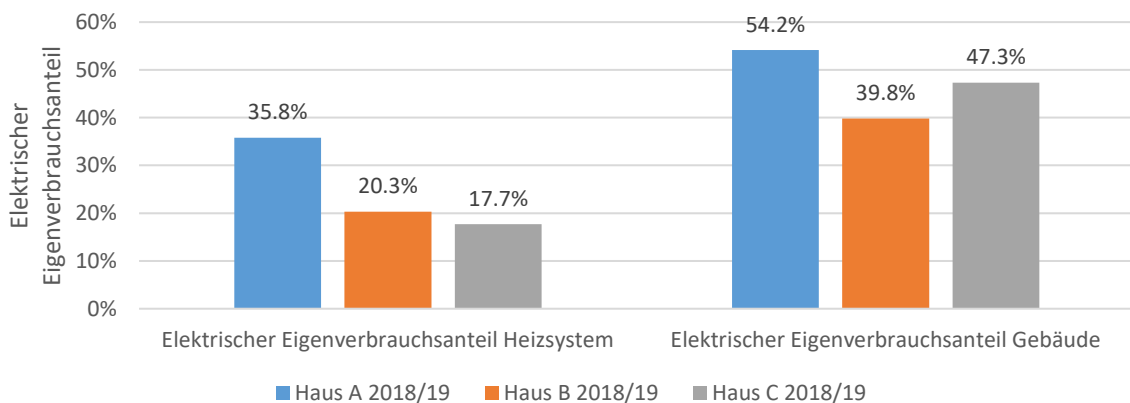


Abbildung 22: Elektrischer Eigenverbrauchsanteil



4.3 Jahresarbeitszahlen der Wärmepumpen und Systemnutzungsgrade

Eine zentrale Grösse für den Vergleich von Wärmepumpensystemen ist das Verhältnis zwischen der gelieferten Wärme und dem dafür aufgewendeten Strom, hier jeweils über einen Jahreszeitraum bilanziert. Wird dabei nur die Wärmepumpe betrachtet, werden also die Systemgrenzen an den Schnittstellen zwischen der WP und dem übrigen System gesetzt, so spricht man von der Jahresarbeitszahl (JAZ) der Wärmepumpe. Sie ist definiert als

$$JAZ_{WP} = \frac{Q_{WP}}{E_{WP}}, \quad \text{Gl. 13}$$

wo Q_{WP} die von der WP ans System abgegebene Wärme bezeichnet und E_{WP} die insgesamt von der WP aufgenommene elektrische Energie.

Beim Systemnutzungsgrad (SNG) werden die Systemgrenzen weiter gefasst, es werden also auch zusätzliche Komponenten miteinbezogen. Die abgegebene Wärmemenge besteht hier aus der sekundärseitig am Frischwassermodule gemessene Wärme sowie der am Ausgang des Energiespeichers gemessene Wärme für die Raumheizung. Auf der Verbrauchsseite wird der Stromverbrauch aller Komponenten des Heizsystems miteinbezogen, also zusätzlich zum Stromverbrauch der WP insbesondere auch derjenige der Umwälzpumpen und der Regler. Die hier gewählten Systemgrenzen entsprechen denjenigen, welche im Rahmen des IEA Task 44 mit «SHP+»⁹ bezeichnet wurden. Es wurden zwei Varianten dieses Indikators berechnet. Bei der einen wird der effektiv vom System verbrauchte Strom E_{Sys} berücksichtigt

$$SNG_{SHP+}^{total} = \frac{Q_{nutz}}{E_{Sys}}. \quad \text{Gl. 14}$$

Ob ein System lokalen PV-Strom erzeugt oder nicht hat keinen Einfluss auf diesen Kennwert. Bei der zweiten Variante wird nur die vom Stromnetz bezogene Strommenge, also der Stromverbrauch abzüglich des Eigenverbrauchs $E_{Sys,Netz} = E_{Sys} - E_{PVT/PV, Sys}^{AC}$, berücksichtigt.

$$SNG_{SHP+}^{Netz} = \frac{Q_{nutz}}{E_{Sys,Netz}}. \quad \text{Gl. 15}$$

Bei dieser Definition wirkt sich ein höherer elektrischer Eigenverbrauch positiv auf den Systemnutzungsgrad aus, während bei der ersten Definition die elektrische Solaranlage, im Gegensatz zur thermischen, gar nicht berücksichtigt wird.

Die Resultate für JAZ und SNG, wiederum für die Jahresperiode von Juli 2018 bis Juni 2019, sind in Abbildung 23 dargestellt.

⁹ Hadorn J.-C. (Editor), "Solar and Heat Pump Systems for Residential Buildings", Wiley, 2015

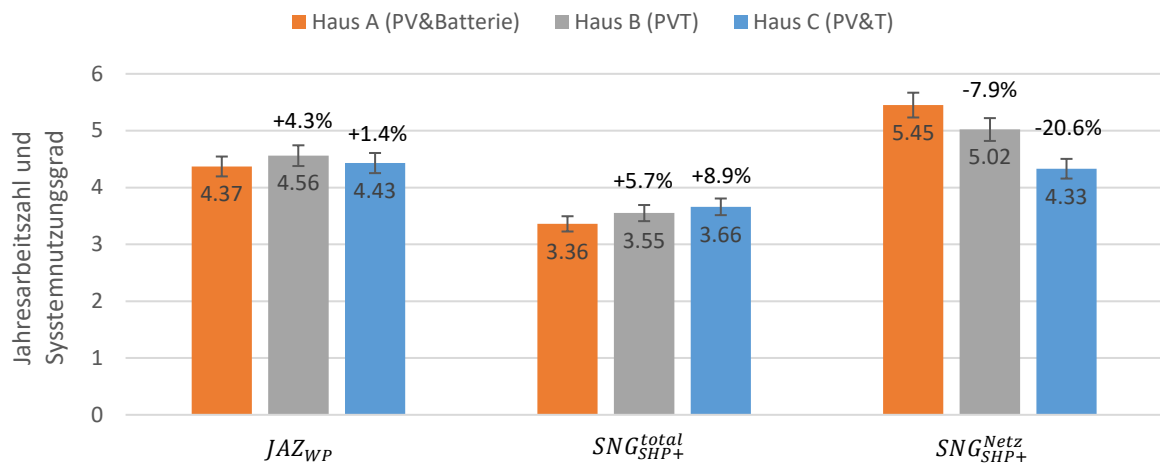


Abbildung 23: Jahresarbeitszahlen der drei Wärmepumpen, sowie Systemnutzungsgrade, einmal bezogen auf den Gesamtstromverbrauch des Heizsystems und einmal bezogen auf dessen Netzstromverbrauch. Die Prozentzahlen sind die relativen Abweichungen gegenüber dem System von Haus A.

Die Messunsicherheit bei diesen Werten beträgt rund $\pm 4.5\%$. Die Jahresarbeitszahlen aller drei Wärmepumpen sind sehr ähnlich und weisen gute Werte um 4.5 auf. Die Unterschiede liegen im Bereich der Messunsicherheit. Da sich die Verbrauchsprofile für Warmwasser und Heizwärme zwischen den drei Häusern erheblich unterscheiden, wurde die JAZ auch separat für die Warmwasser- und Heizwärmeproduktion berechnet. Hier ergeben sich Werte von rund 3.5 für den Warmwassermodus und 5.7 für den Heizmodus. Die Differenz zwischen Haus A und B liegt auch bei dieser Betrachtung nur bei ca. 5%. Die Wärmepumpen-JAZ wird ausser vom Verhältnis zwischen gelieferter Heizwärme und Warmwasserwärme auch von verschiedenen anderen Faktoren beeinflusst. So müssten bei den Systemen B und C, bei denen der Energiespeicher teilweise mit Solarwärme beheizt wird, die Vorlauftemperaturen der Wärmepumpe im Schnitt etwas höher sein, was einen negativen Einfluss auf die JAZ hat. Wiederum werden die Wärmepumpen von B und C teilweise höhere Quelltemperaturen als A haben, da Solarwärme auch primärseitig eingebracht wird, was einen positiven Einfluss auf die JAZ hat. Es ist zu erwarten, dass sich die JAZ der Wärmepumpen B und C dank der Erdsondenregeneration längerfristig gegenüber derjenigen von A noch etwas verbessern. Der Einfluss der Solarwärme auf die JAZ und insbesondere der Effekt der Erdsondenregeneration werden in Abschnitt 4.4 detailliert diskutiert.

Der SNG_{SHP+}^{total} ist tiefer als die JAZ, weil verschiedene Wärmeverluste (insbesondere Speicherverluste) von der Wärmemenge abgezogen werden und weil beim Stromverbrauch der Verbrauch zusätzlicher Komponenten hinzugerechnet wird. Positiv wirkt sich die direkt in den Energiespeicher eingebrachte Solarwärme aus, weil dadurch weniger Strom pro Nutzwärmeeinheit benötigt wird. Als Konsequenz hat das System C, bei dem am meisten Solarwärme sekundärseitig verwendet wird den höchsten Wert, gefolgt von System B.

Gegenüber der SNG_{SHP+}^{total} fällt der SNG_{SHP+}^{Netz} umso höher aus, je mehr lokal erzeugter Solarstrom dem Heizsystem zur Verfügung steht, also je stärker der Netzstromverbrauch reduziert wird. Dieser Effekt ist bei System A dank der Batteriespeichers klar am höchsten (analog zum elektrischen Eigenverbrauchsanteil), weshalb der auf den Netzstromverbrauch bezogene Systemnutzungsgrad bei diesem System am höchsten ausfällt. Auch das System B (PVT) erreicht jedoch einen deutlich höheren Wert als System C (PV&T).



4.4 Bewertung des prädiktiven Regelsystems

Das in den drei Gebäuden A, B und C eingesetzte prädiktive Steuerungssystem war Teil einer vom Klima- und Energiefonds des Bundes Österreich geförderten Studie *TheBat*. Aus dieser Studie geht hervor, dass mit dem modellprädiktiven Regelalgorithmus die Wärmeproduktion durch die Wärmepumpe in den Perioden vor den Zeiten starker Sonneneinstrahlung auf ein Minimum reduziert werden kann, und dadurch eine Erhöhung des Eigenverbrauchs des Solarstroms erreicht wird. Der Betrieb mit einem solchen prädiktiven Regelalgorithmus korreliert nicht zwingend mit der Strategie, die auf die Maximierung der Arbeitszahl (COP) der Wärmepumpe abzielt. Damit so viel Solarstrom wie möglich genutzt werden kann, wird die drehzahlregulierbare WP nämlich teilweise auch bei nicht optimalen Arbeitspunkten betrieben. Laut der Studie hat dieser Nebeneffekt jedoch nur einen minimalen negativen Einfluss auf die Produktionszahlen. Gemäss Simulationen des Wärmepumpenherstellers Heliotherm, führt das von der Photovoltaik-Produktion getriebene prädiktive System zu einem Anstieg des Eigenverbrauchs der Anlage von 20% auf 60%. Dieser Anstieg bezieht sich jedoch auf das Simulationsmodell, das im Rahmen des *TheBat*-Projekts verwendet wurde, welches nicht direkt mit den drei Gebäuden dieses Pilotprojektes verglichen werden kann.

Das prädiktive Regelsystem konnte in den Vergleichen der drei Häuser erst gegen Schluss des Projektes mitberücksichtigt werden, da es erst im letzten Jahr in den Systemen implementiert wurde. Der Solarstrom-Eigenverbrauch und -Eigenverbrauchsanteil einer Jahresperiode mit und einer ohne prädiktive Regelung wurden einander gegenübergestellt. Eine quantitative Bewertung des Einflusses der prädiktiven Regelung hat sich jedoch als schwierig erwiesen. Denn, anders als in der Simulation, gibt es viele unkontrollierbare Faktoren, z.B. Unterschiede in der PV-Produktion und im Strombedarf von einem Jahr zum nächsten, welche sich ebenfalls stark auf den Eigenverbrauch auswirken. Zudem sind die verschiedenen Einflussfaktoren sehr schwierig voneinander zu trennen.

Die qualitative Bewertung des prädiktiven Regelsystems erfolgt durch den Vergleich des PV-Eigenverbrauchs zweier aufeinanderfolgender Jahre. Im ersten Jahr des Vergleichs war das prädiktive Regelsystem noch nicht in Betrieb, während es ab Anfang des zweiten Jahres in Betrieb war. Es ist klar, dass die beiden Jahre klimatische Unterschiede aufweisen, die ebenfalls einen Einfluss haben. Tabelle 6 fasst die Ergebnisse für den Eigenverbrauch der drei Gebäude zusammen, einmal auf Systemebene und einmal auf Gebäudeebene.

	Haus A	Haus B	Haus C
Eigenverbrauchsanteil Heizsystem Messperiode 2017/18	23%	16%	28%
Eigenverbrauchsanteil Heizsystem Messperiode 2018/19	36%	20%	18%
Eigenverbrauchsanteil Gebäude Messperiode 2017/18	49%	34%	52%
Eigenverbrauchsanteil Gebäude Messperiode 2018/19	54%	40%	47%

Tabelle 6: Vergleich der Eigenverbrauchsanteile der drei Systeme über zwei Beobachtungszeiträume (2017/18, 2018/19). Der erste mit dem Regelsystem im konventionellen Modus und der zweite mit aktiviertem prädiktiven Regelsystem.

Bei Haus A stieg der Eigenverbrauchsanteil vom ersten zum zweiten Jahr um 13 Prozentpunkte für das Heizsystem und um 5 Prozentpunkte für das Gebäude. Bei diesem Gebäude muss berücksichtigt werden, dass der Batteriespeicher erst in der Mitte der ersten Überwachungsperiode in Betrieb genommen wurde, was zu einer Erhöhung des Eigenverbrauchs führte. Dieser Umstand ist also sicher auch zu einem grossen Teil für die Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils von der ersten zur zweiten Betrachtungsperiode verantwortlich.



Bei Haus B ergab sich eine Zunahme um 4 Prozentpunkte auf Systemebene und 6 Prozentpunkte auf Gebäudeebene. Der Eigenverbrauch des Heizsystems stieg von 3000 kWh/a auf 4250 kWh/a, was einer Steigerung von etwa 40% entspricht. Der PV-Ertrag ist gegenüber dem Vorjahr um 9% gestiegen und der Stromverbrauch des Gebäudes hat sich lediglich um 2% erhöht. In diesem Fall könnte die Verbesserung des Eigenverbrauchsanteils auf die prädiktive Regelung zurückzuführen sein.

Das Haus C zeigt keine Zunahme, sondern sogar einen Rückgang des Eigenverbrauchsanteils um 4 Prozentpunkte auf Systemebene und um 5 Prozentpunkte auf Gebäudeebene. Betrachtet man die absoluten Produktionswerte in der zweiten Periode, so ergab sich eine Steigerung der Solarstromproduktion um 20%, begleitet von einer Verminderung des Verbrauchs auf Gebäudeebene um 5% und gleichzeitig ein Anstieg des Heizstrombedarfs von 13%. In diesem Fall wirkte die prädiktive Regelung nicht wie erwartet, und es gab wahrscheinlich noch weitere, bis jetzt unbekannte Faktoren, die sich negativ auf den Eigenverbrauchsanteil auswirkten. Die Regelung von Haus C wird vom Haustechniker noch unter Beobachtung gehalten, um die möglichen Ursachen dieses unerwarteten Verhaltens zu identifizieren.



4.5 Erdsondenregeneration

Um einen Überblick über die Betriebsweise des primären Wärmepumpenkreises zu geben, zeigt Abbildung 24 die Energiebilanzen der Solespeicher der Häuser B und C (exklusive Speicherverluste) anhand der monatlichen Energiemengen. Dargestellt sind jeweils der Wärmebezug der Wärmepumpe (WP_p), der Wärmebezug aus den Erdwärmesonden und deren Regeneration (EWS, positive bzw. negative Werte) und der Solarwärmeeintrag (PVT/T) in den Solespeicher.

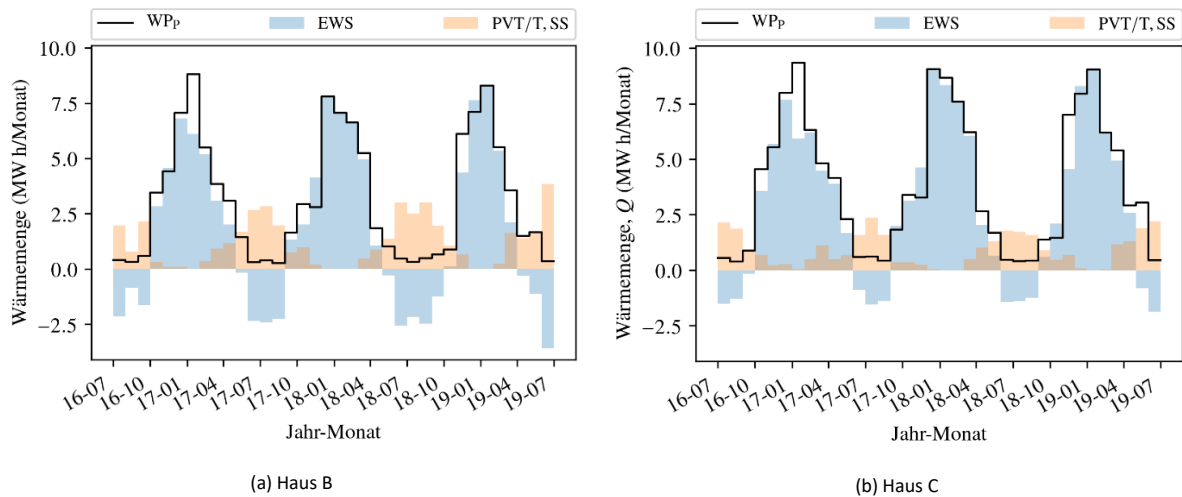


Abbildung 24: Monatliche Energiebilanzen der primären Wärmepumpenkreisläufe von (a) Haus B und (b) Haus C.

Die Daten zeigen auf, dass die Quellwärme der Wärmepumpe während der Wintermonate ausschliesslich aus dem Erdreich bezogen wird. In den Übergangsmonaten wird ein Teil der Wärme durch die Solarkollektoren (PVT oder T) geliefert. In den Sommermonaten stammt alle Wärme (bei deutlich tieferem Wärmebedarf) von den Kollektoren, welche während dieser Zeit zudem das Erdreich regenerieren. Bei Haus C liegt der Regenerationsgrad, d.h. das Verhältnis zwischen eingebrachter und entzogener Wärme, in den Jahresperioden August 2017 - Juli 2018 und August 2018 - Juli 2019 jeweils im Bereich von 20%. Die Solarwärme wird bei diesem Gebäude bewusst in erster Linie für die direkte Beheizung des Energiespeichers verwendet. Bei Haus B, wurde zwischen den Jahren 2017/2018 und 2018/2019 die Regelung so angepasst, dass die Solarwärme der unabgedeckten PVT-Kollektoren, wie ursprünglich vorgesehen, vermehrt auf der Primärseite der WP eingebracht werden konnte (vgl. entsprechende Werte in Abbildung 13). Auf diese Weise konnte hier der Regenerationsgrad von einer Jahresperiode auf die nächste von rund 30% auf rund 40% erhöht werden.

Einfluss der Solarwärme auf die Arbeitszahlen der Wärmepumpen

In Abbildung 25 sind die Herstellerangaben für die Arbeitszahlen (COP's) der eingesetzten Wärmepumpe dargestellt. Diese gelten für Normbedingungen, also insbesondere einen konstanten Betriebsmodus. Im Heizmodus ($\vartheta_{WP_p} \approx 5^\circ\text{C}$, $\vartheta_{WP_s} \approx 35^\circ\text{C}$) würde demnach eine Erhöhung der Quelltemperatur die Arbeitszahl um 2.2%/K und eine Reduktion der Senktemperatur um 3.5%/K erhöhen. Für den Warmwassermodus ($\vartheta_{WP_p} \approx 5^\circ\text{C}$, $\vartheta_{WP_s} \approx 50^\circ\text{C}$) ergeben sich 2.4%/K und 3.6%/K. Vereinfacht ausgedrückt kann erwartet werden, dass bei Laborbedingungen eine Reduktion des Temperaturhubs um 1 K die Arbeitszahl der Wärmepumpe um rund 3% erhöht, respektive deren Stromverbrauch im gleichen Mass reduziert.

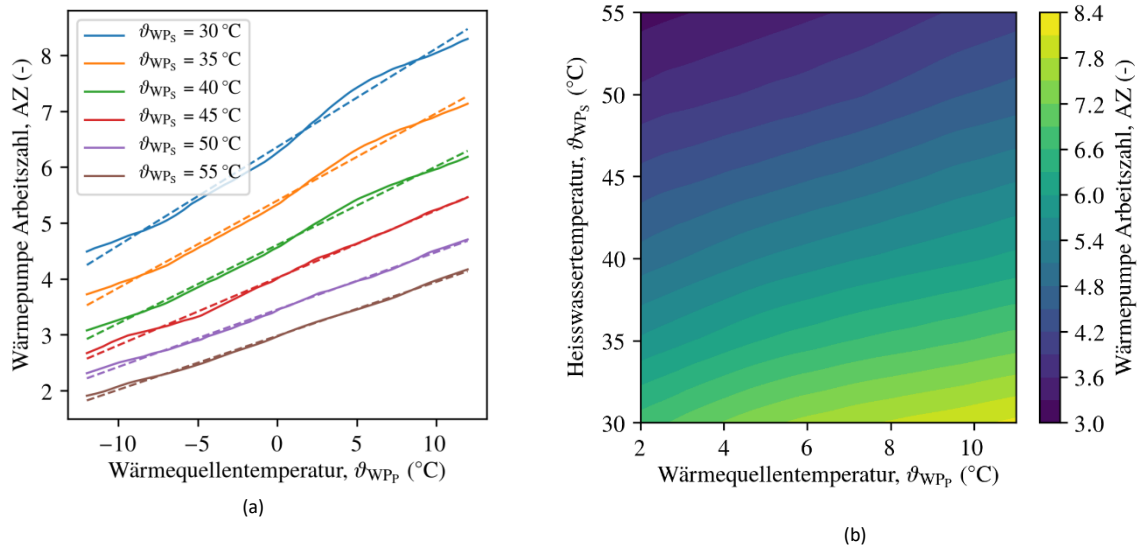


Abbildung 25 Arbeitszahlen (AZ) gemäss Herstellerangaben für die Wärmepumpe Heliotherm Premium Line Modulation HP28S40W bei einer Verdichterleistung von 50%: a) Digitalisierte Daten aus dem Herstellerdatenblatt mit linearer Kurvenanpassung und b) Linear interpolierter 2D-Raum der Herstellerdaten. Die Wärmequellentemperatur entspricht hier der Soletemperatur am Eingang der Wärmepumpe.

Im Wesentlichen ist die Arbeitszahl der Wärmepumpe eine Funktion des Temperaturhubes und verhält sich zirka umgekehrt proportional zu diesem. Dieser Zusammenhang ist Abbildung 26 dargestellt. a) basiert wiederum auf den Herstellerangaben für Laborbedingungen und zeigt den Bereich der Arbeitszahlen für Quellentemperaturen zwischen -10 °C und 10 °C sowie Senktemperaturen zwischen 30 °C und 55 °C. In Abbildung b) sind Arbeitszahlen dargestellt, welche sich unter realen Bedingungen einstellen, am Beispiel der Messwerte von Haus B. Die realen Arbeitszahlen liegen etwas tiefer als die unter Laborbedingungen ermittelten Werte. Eine Reduktion des Temperaturhubes um 1 K resultiert jedoch, gleich wie gemäss Herstellerdaten, in einer Erhöhung der Arbeitszahl um ca. 3%. Dies ergibt sich aus einer Kurvenanpassung an das dargestellte Histogramm. Es ist hier dennoch zu vermerken, dass die Streuung der Werte für die Arbeitszahl bei einem gegebenen Temperaturhub der Grössenordnung $\pm 10\%$ beträgt.

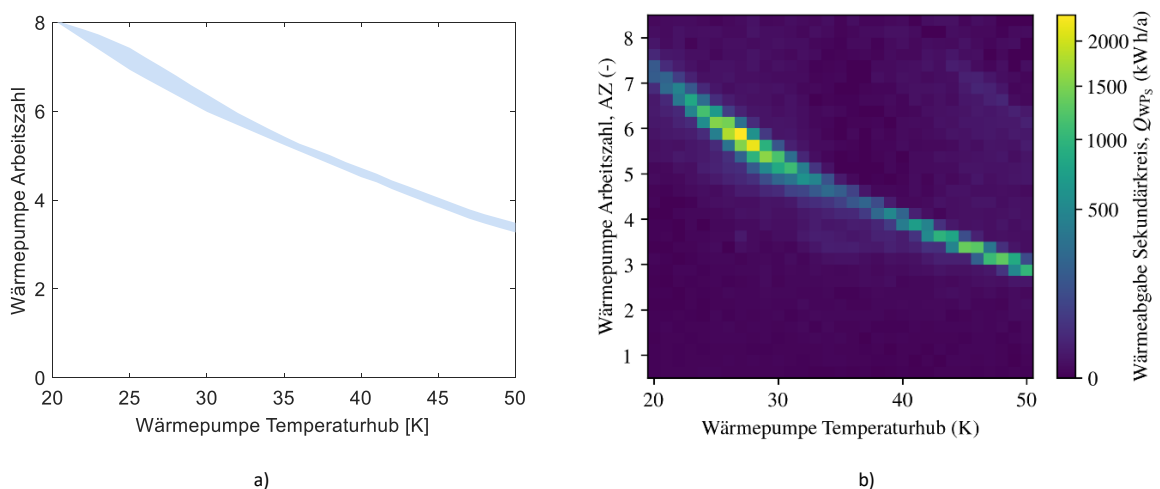


Abbildung 26: Arbeitszahl der Wärmepumpe in Funktion des Temperaturhubes (Differenz zwischen Senktemperatur und Quelltemperatur). a) zeigt den Wertebereich basierend auf den Herstellerdaten für Quellentemperaturen zwischen -10 °C und 10 °C und Senktemperaturen zwischen 30 °C und 55 °C. b) zeigt die gemessenen Arbeitszahlen (Minutenwerte) der Wärmepumpe von Haus B, gewichtet mit der Wärmeenergie, die mit dem jeweiligen Temperaturhub von der Wärmepumpe an den Sekundärkreis abgegeben wurde.



Ein Effekt der Einbringung von Solarwärme auf der Quellenseite der Wärmepumpe (in den Solespeicher) ist, dass dadurch zeitweise die Quelltemperatur der Wärmepumpe erhöht werden kann, was, wie oben dargestellt, einen positiven Einfluss hat. Abbildung 27 zeigt, bei welchen Quellen- und Senkentemperaturen die drei Wärmepumpen betrieben wurden. Die beiden Bereiche, in denen sich die Werte häufen, entsprechen dem Heizmodus (unterer Bereich) und dem Warmwassermodus (oberer Bereich). Der Einfluss der quellenseitig eingebrachten Solarwärme bei Haus B und C ist deutlich erkennbar. Es treten bei diesen Gebäuden zeitweise höhere Quellentemperaturen auf, insbesondere im Warmwassermodus. Es ist jedoch auch ersichtlich, dass die Hauptwärmelasten, im Heizmodus, bei sehr ähnlichen Quellentemperaturen anfallen. Die Senkentemperaturen im Warmwassermodus sind bei allen drei Gebäuden ähnlich. Es ist jedoch deutlich zu erkennen, dass die Wärmepumpe von Haus C im Heizmodus mit höheren Senkentemperaturen arbeitet. Grund dafür ist den erhöhten Wärmecomfort, welches im Haus C von den Bewohnern gewünscht ist (höhere Raumtemperaturen).

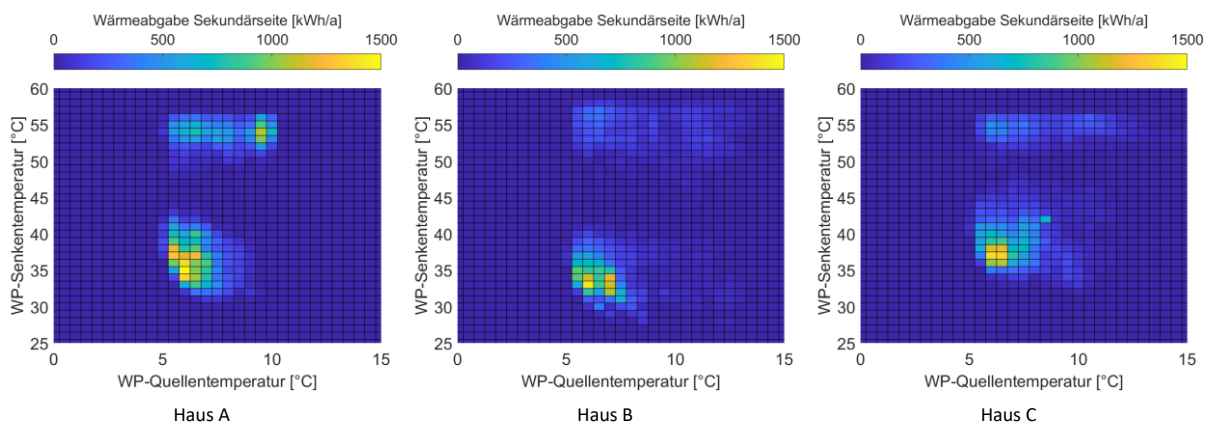


Abbildung 27: Von den Wärmepumpen abgegebene Wärmeenergie in Funktion der mittleren Quellen- und Senkentemperaturen.

Es stellt sich nun die Frage nach der Auswirkung dieser unterschiedlichen Betriebstemperaturprofile auf die Arbeitszahlen bzw. den Stromverbrauch der Wärmepumpen. Um diese zu beantworten sind die Quellen- und Senkentemperaturen für die verschiedenen Monate sowie die entsprechenden Arbeitszahlen der Wärmepumpen in Abbildung 28 für den Heizmodus (a) und den Warmwassermodus (b) dargestellt. Zusätzlich sind die entsprechenden Jahreswerte in Tabelle 7 aufgelistet.

Wie in Abbildung 24 zu sehen war, kann bei den Häusern B und C während den Wintermonaten (November, Dezember, Januar und Februar) auch primärseitig nur sehr wenig Solarwärme eingebracht werden. Das widerspiegelt sich nun darin, dass während diesen Monaten die Quellentemperaturen aller drei Systeme sowohl im Heiz- wie auch im Warmwassermodus praktisch gleich sind. Die Solarwärme bringt in diesen Monaten, innerhalb der kurzen Messperiode von drei Jahren, keine signifikante Verbesserung der Arbeitszahlen. Die Unterschiede in den Arbeitszahlen während dieser Monate sind hauptsächlich durch Unterschiede in den Senkentemperaturen verursacht. Beim Warmwassermodus sind diese Unterschiede relativ gering. Beim Heizmodus gab es jedoch teilweise deutliche Unterschiede. Beispielsweise erreicht Haus B im November eine deutlich höhere Arbeitszahl aufgrund einer klar tieferen Heiztemperatur. Umgekehrt hat Haus C immer die höchsten Heiztemperaturen und deshalb teilweise deutlich geringere Arbeitszahlen, so beispielsweise im Monat Februar, wo diese 7-8% tiefer als diejenige der Häuser A und B ist. In den Monaten März bis Oktober sieht man in den Quellentemperaturen der Häuser B und C den positiven Einfluss der primärseitig eingebrachten Solarwärme. In den Sommermonaten ergibt sich eine Erhöhung der Quellentemperaturen für den Warmwassermodus im Bereich von 3 K gegenüber Haus A. Entsprechend erreichen B und C während dieser Monate rund 10% höhere Arbeitszahlen. Die Arbeitszahlen verhalten sich erwartungsgemäss zirka umgekehrt proportional zum Temperaturhub.

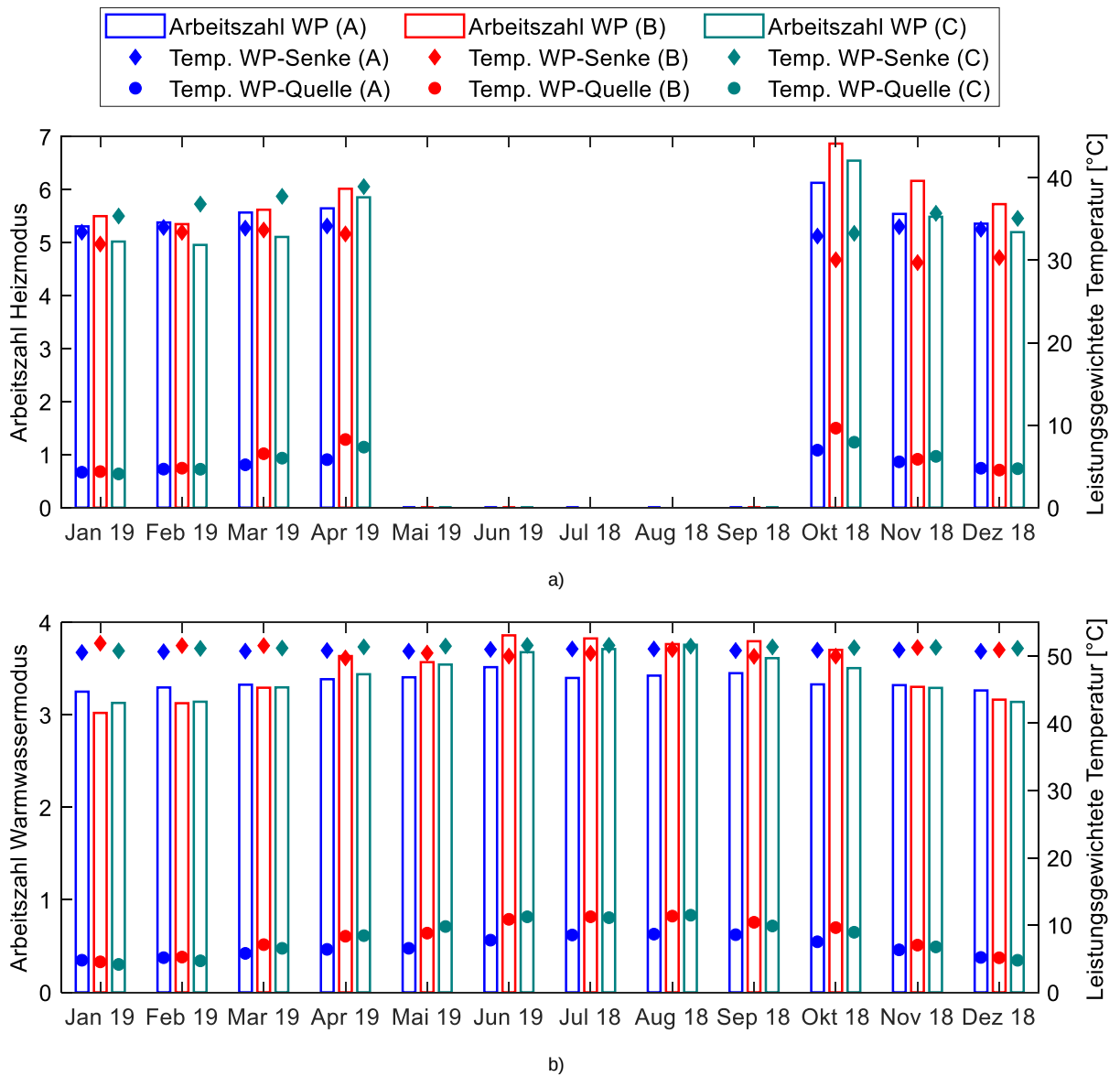


Abbildung 28: Monatswerte der Wärmepumpen-Arbeitszahlen sowie die entsprechenden mittleren Quellen- und Senkentemperaturen (mit der Heizleistung gewichtetes Mittel der Minutenwerte) für den Heizmodus (a) und den Warmwassermodus (b).

Übers Jahr betrachtet (Tabelle 7) sind die Unterschiede im JAZ für den Heizmodus in den unterschiedlichen Senkentemperaturen begründet. Die quellenseitig eingebrachte Solarwärme bei B und C hat hier keinen Einfluss. Die bei Haus B im Warmwassermodus etwas höhere JAZ gegenüber A, ist wahrscheinlich der höheren Quelltemperatur und damit der Solarwärme zu verdanken. Während dieser Vorteil, wie oben gezeigt, während der Sommermonate klar vorhanden ist, ist er übers gesamte Jahr betrachtet mit 1.2% doch nur sehr klein, und liegt damit im Prinzip im Bereich der Messunsicherheit.



Tabelle 7: Jahreswerte für die Quellen- und Senkentemperaturen (mit der Heizleistung gewichtete Mittelwerte der mittleren Temperaturen, d.h. des Durchschnitts zwischen Vor- und Rücklauf), der Arbeitszahlen, sowie Unterschied der Arbeitszahl im Vergleich mit Haus A, jeweils für den Heiz- und den Warmwassermodus.

		Temperatur Quelle	Temperatur Senke	Temperatur- hub	JAZ	Δ JAZ vergl. mit Haus A
		[°C]	[°C]	[K]		
Heizung	Haus A	5.0	33.8	28.7	5.46	0.0%
	Haus B	5.4	31.6	26.3	5.71	4.5%
	Haus C	5.3	36.1	30.8	5.24	-4.1%
Warmwasser	Haus A	6.6	50.8	44.2	3.35	0.0%
	Haus B	7.5	50.9	43.4	3.39	1.2%
	Haus C	7.0	51.2	44.2	3.33	-0.5%

Es kann letztlich gesagt werden, dass die Erhöhung der Quellentemperaturen durch die Solarwärme innerhalb der Betriebs- und Messperiode von drei Jahren von einer Grössenordnung ist, die keinen nennenswerten Einfluss auf den Stromverbrauch der Anlagen hat.

Die Unterschiede in den Jahresarbeitszahlen ohne separate Betrachtung von Heizen und Warmwasserbereitung (Abbildung 23) sind in dieser Hinsicht weniger aussagekräftig. Sie sind nämlich, zusätzlich zu den hier ermittelten Unterschieden für den Heiz- und Warmwassermodus, stark dadurch beeinflusst, dass das Verhältnis zwischen Warmwasser- und Heizwärmebedarf bei den drei Gebäuden deutlich unterschiedlich ist.

Langzeitentwicklung der Erdsondentemperaturen

Der Hauptzweck der Einbindung der Solarwärme auf der Primärseite der Wärmepumpe ist die Schonung bzw. Regeneration der Erdwärmesonden. Bei Sondenfeldern, wie demjenigen in Sotchtà, ist die natürliche Regeneration der Sonden im Vergleich mit einer Einzelsonde schwächer, aufgrund des kleineren Verhältnisses zwischen Oberfläche und Volumen des aktivierten Erdreiches. Dies hat in der Regel im Verlauf der Jahre einen stärkeren Abfall der Erdreichtemperatur zur Folge, sofern die Sonden nicht aktiv regeneriert werden.

Um die theoretisch zu erwartende Langzeitentwicklung der Erdreichtemperaturen zu ermitteln, wurden mit den Angaben aus dem Bohrprofil (Abbildung 8) zur Beschaffenheit der Erdschichten und entsprechend der realen Anordnung und Länge der Sonden (Abbildung 9) die g-Funktionen nach dem Modell von Eskilson berechnet (Eskilson, 1987). Diese quantifizieren den Unterschied zwischen der Erdreichtemperatur, wie sie sich durch regelmässigen Wärmeentzug ergibt, und der ungestörten Erdreichtemperatur als Funktion der Zeit.

Abbildung 29 zeigt die berechnete Entwicklung der Erdreichtemperaturen. Die Sonden für die drei Gebäude A, B, C und D wurden einmal als vier unabhängige Erdsondenfelder betrachtet, also jeweils unter Vernachlässigung der drei anderen Teilfelder, und einmal als ein grosses Erdsondenfeld, welches die



Sonden aller vier Häuser umfasst.¹⁰ Für letzteren Fall wurde vereinfachend angenommen, dass der Wärmeentzug gleichmässig auf alle vier Teilfelder verteilt ist. Die Resultate zeigen klar auf, dass sich die drei Felder auf lange Sicht stark beeinflussen und eine gesonderte Betrachtung der Teilfelder nicht zulässig ist. Für das gesamte Sondenfeld würde man basierend auf diese Berechnungen eine Temperaturabsenkung vom ersten aufs zweite Betriebsjahr von ca. 0.8 K und vom zweiten aufs dritte Betriebsjahr von ca. 0.6 K erwarten.

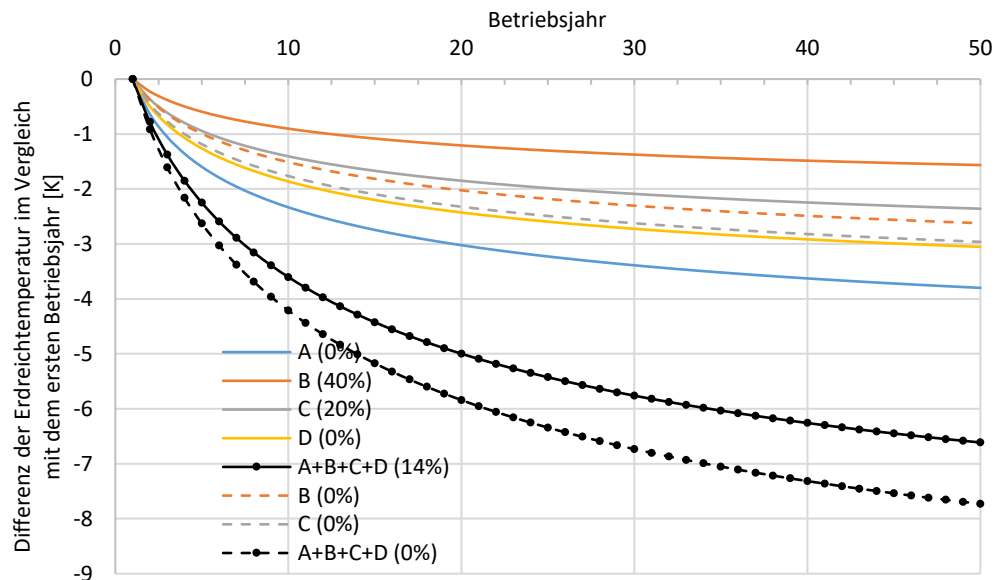


Abbildung 29: Berechnete Absenkung der Erdoberflächtemperatur für die Sondenfelder A, B, C und D isoliert betrachtet sowie für alle vier Felder betrachtet als ein grosses Sondenfeld. In Klammern sind jeweils die Regenerationsgrade angegeben, bei A+B+C+D ist dies der Regenerationsgrad des Gesamtfeldes. Für die Felder B und C und für das gesamte Feld ist jeweils der Fall mit dem in der Jahresperiode Juli 2018 bis Juni 2019 gemessenen Regenerationsgrad und, als gestrichelte Linie, der hypothetische Fall ohne Regeneration abgebildet. Dargestellt ist jeweils die Differenz der Erdoberflächtemperatur im Vergleich zu derjenigen im ersten Betriebsjahr.

Zur Überprüfung, ob sich die Temperaturen in der Realität ähnlich entwickelt haben, sind in Abbildung 30 die mit der Heizleistung der Wärmepumpe gewichteten Monatsmittel der WP-Quellentemperaturen (gleich berechnet wie für Abbildung 28) für die Wintermonate der Jahre 2016/17, 2017/18 und 2018/19 dargestellt.

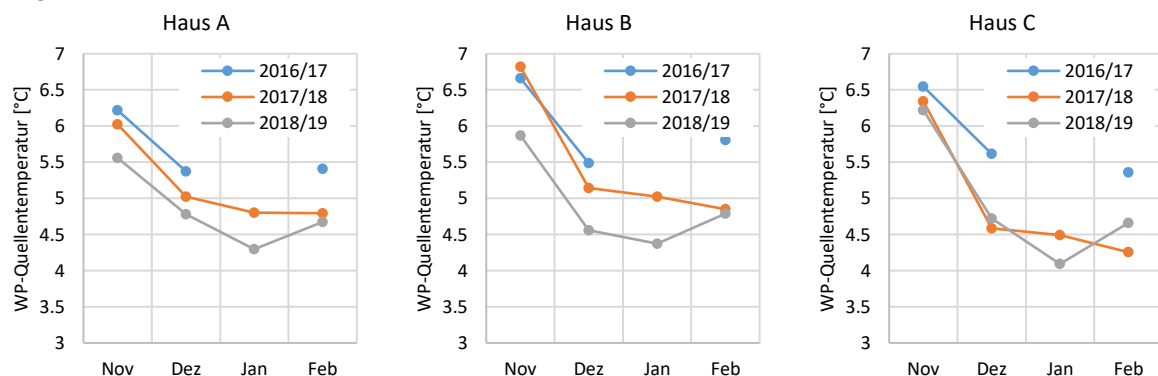


Abbildung 30: Vergleich der WP-Quellentemperaturen für drei Winterperioden. Die Werte für den Januar 2017 sind nicht aufgetragen, da es während diesem Monat zu grossen Datenlücken kam.

¹⁰ Für das Sondenfeld von Gebäude D, dessen Wärmeentzugsmenge nicht bekannt ist, wurde der durchschnittliche Wärmeentzug pro Sondenmeter der drei anderen Gebäude (ohne Berücksichtigung der Regeneration) angenommen.



Bei den Häusern A und B ist ein Abwärtstrend der Temperaturen zu erkennen. So liegt das tiefste Monatsmittel des Jahres 2018/19 jeweils rund 0.5 K unter dem tiefsten Monatsmittel des Vorjahres. Der Vergleich mit 2016/17 ist weniger klar, da hier ein Monatswert fehlt. Aber der Abwärtstrend ist auch dort sichtbar. Bei Haus C scheint es vor allem von 2016/17 zu 2017/18 eine deutliche Absenkung gegeben zu haben. Die Temperaturabsenkung zwischen 2017/18 und 2018/19 hingegen ist relativ gering und deutlich kleiner als bei den anderen Häusern. Die Temperaturentwicklung kann auch anhand von zeitlich höher aufgelösten Daten dargestellt werden. Abbildung 31 zeigt die jeweils den tiefsten Stundenmittelwert der Erdsondentemperatur (mittlere Fluidtemperatur gemessen an der Erdsonde) für die Tage von Dezember 2016 bis Februar 2019. Klar zu erkennen ist auch hier vom Winter 2017/18 zum Winter 2018/19 eine Absenkung bei A und B und etwa gleichbleibende Temperaturniveaus bei C. Aufgrund der schlechteren Datenqualität für 2016/17 ist der Vergleich mit diesem Jahr schwierig. Deutlich zu erkennen sind in diesem Plot zusätzlich auch die höheren Erdsondentemperaturen im Sommer bei den Häusern B und C. Diese zeigen den Regenerationsmodus.

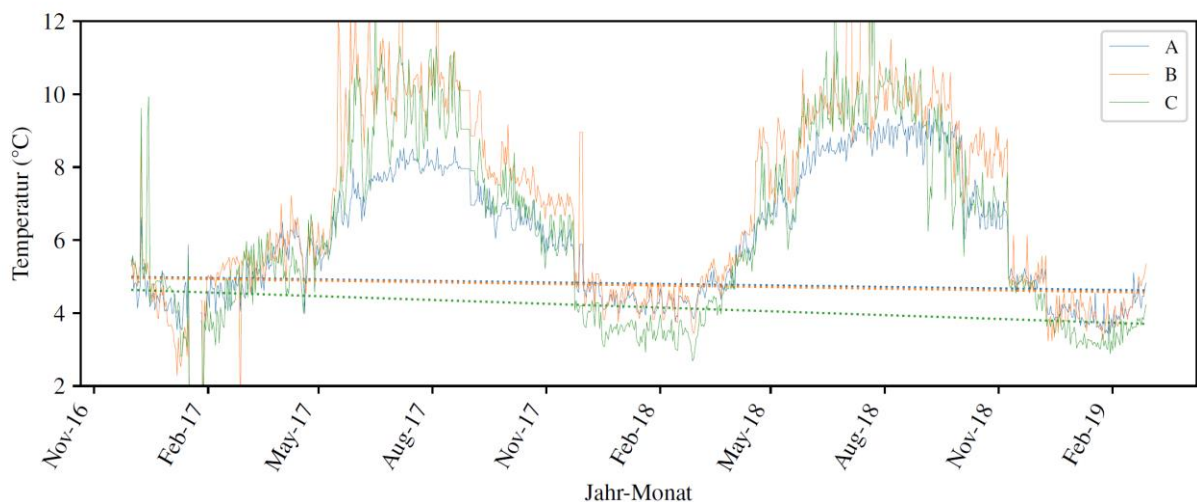


Abbildung 31: Entwicklung der mittleren Erdsondenfluidtemperaturen der drei Teilfelder. Dargestellt sind die tiefsten Stundenmittelwerte für alle Tage. Die Trendlinien sind lineare Regressionsgeraden, gewichtet mit den Stundenwerten der elektrischen Leistung der Wärmepumpe.

Zur Ermittlung der genauen Gründe für die etwas unterschiedlichen Temperaturentwicklungen bei den drei Erdsonden-Teilfeldern wäre eine detailliertere Analyse, etwa der genauen Lastprofile der Wärmepumpen und der gegenseitigen Beeinflussung der Teilfelder, nötig. Es kann jedoch festgehalten werden, dass insgesamt eine Temperaturabsenkung beobachtet werden konnte, und diese von der Grössenordnung ist, wie sie aufgrund der theoretischen Resultate für das Gesamtfeld (schwarze durchgezogene Linie in Abbildung 29) zu erwarten ist. Es muss jedoch vermerkt werden, dass die bisherige Beobachtungsperiode von 3 Jahren zu kurz ist, um mit Sicherheit sagen zu können, dass dies ein langfristiger Trend ist und damit die theoretischen Resultate bestätigt. Es wäre ebenso vorstellbar, dass die beobachtete Temperaturabsenkung durch Änderungen in den Betriebsweisen zustande gekommen ist. Es ist gleichzeitig vorstellbar, dass die Temperaturen ab jetzt bei gleichmässigem Betrieb weniger stark absinken als berechnet, da z.B. in der Realität mehr Grundwasserbewegung vorhanden ist, als dies das Bohrprofil suggeriert und damit die natürliche Regeneration besser ist als erwartet.

Ein Ziel der unterschiedlichen Bewirtschaftungsweisen der Erdsonden der drei Häuser lag darin, herauszufinden, welche der drei Varianten am sinnvollsten ist. Bei zukünftig gebauten Anlagen würde man sich dann für eine der drei Varianten entscheiden. Als Grundlage für den Vergleich sind in Abbildung 32 die theoretischen Temperaturentwicklungen des gesamten Erdsondenfeldes (A+B+C+D) dargestellt,



wie sie zu erwarten wären, wenn das gesamte Feld wie das Teilfeld B (40%) oder wie C (20%) teilregeneriert würde, wie A nicht regeneriert würde oder aber vollständig regeneriert würde.

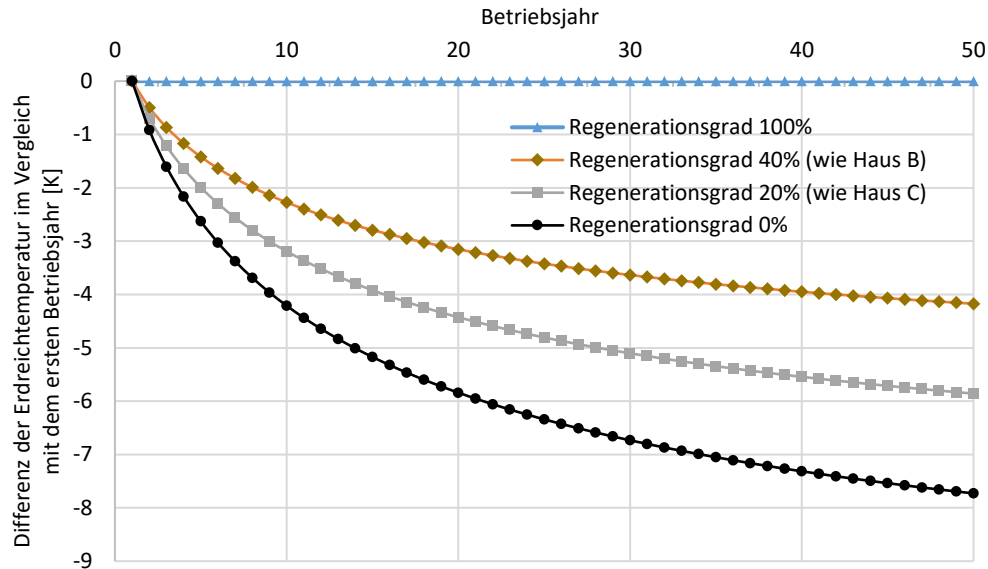


Abbildung 32: Berechnete Temperaturentwicklung für das gesamte Erdsondenfeld (A+B+C+D) unter Annahme von verschiedenen Regenerationsgraden.

Nach drei regulären Betriebsjahren liegen die minimalen Sondentemperaturen in Sotchà im Winter bei rund 3 °C (Abbildung 31). Es ist davon auszugehen, dass bereits eine Absenkung von ca. 1 K stattgefunden hat. Gemäss den Berechnungen würden die Temperaturen im Fall ohne Regeneration bis zum 50. Betriebsjahr um weitere 7 K sinken, also auf - 4 °C. Das wäre nicht zulässig. Gemäss SIA Norm 384/6 sollten Erdsondenfelder so ausgelegt bzw. bewirtschaftet werden, dass die mittlere Fluidtemperatur (Durchschnitt zwischen Vor- und Rücklauf) nach 50 Betriebsjahren -1.5 °C nicht unterschreitet. Bei einem Regenerationsgrad von 20% (wie bei Haus C), ergäbe sich nach 50 Jahren eine Temperatur von -2 °C, also knapp unter dem zulässigen Wert. Mit einem Regenerationsgrad von 40% (wie bei Haus B) ergäbe sich mit 0 °C ein Wert im zulässigen Bereich. Auf theoretischer Grundlage ist also in einem System wie demjenigen in Sotchà, mit der gleichen Dimensionierung und Anordnung der Erdsonden und den gleichen Wärmeentzugsmengen ein Regenerationsgrad der Erdsonden von rund 30% nötig, um den SIA-Grenzwert einzuhalten. Bei vollständiger Regeneration der Erdsonden würden die Temperaturen konstant bleiben. Mit Systemen wie B oder C (mit PVT- bzw. rein thermischen Solaranlagen mit der vorliegenden Dimensionierung) sollte eine vollständige Regeneration durch eine Anpassung der Regelung und unter Verzicht auf direkt genutzte Solarwärme möglich sein.

Aus den Resultaten von Abbildung 29 geht hervor (durchgezogene schwarze Kurve), dass bei Fortsetzung des Betriebs der Anlagen in Sotchà wie bisher, der SIA Zielwert klar unterschritten werden könnte. Es ist deshalb wichtig, dass die Temperaturentwicklung der Sonden weiter überwacht wird. Falls sich die Temperaturen entsprechend den Berechnungen entwickeln sollten, so müsste zu gegebener Zeit die Regeneration verstärkt werden. Wie im vorigen Abschnitt erwähnt, sollte dies mit den Solaranlagen von B und C möglich sein.



4.6 Kosten/Nutzen-Verhältnisse

Beim wirtschaftlichen Vergleich verschiedener Energietechnologien werden die Investitions- und Betriebskosten eines Systems ins Verhältnis zu der Energiemenge, die es voraussichtlich über seine Lebensdauer erzeugen wird, gesetzt. Wärme und Elektrizität werden in der Regel separat betrachtet und es werden als Kenngrössen die sogenannten Strom- bzw. Wärmegestehungskosten definiert (im Englischen die *Levelized Costs of Electricity* (LCOE) oder *Heat* (LCOH)).

Die hier betrachteten Systeme kombinieren die Erzeugung von Wärme und Strom. Im Zentrum steht jedoch überwiegend das Endprodukt „Wärme“ weshalb hier für den Vergleich der Wirtschaftlichkeit lediglich die Wärmegestehungskosten (LCOH) betrachtet werden. Die LCOH wurden wie folgt berechnet:

$$\text{LCOH} = \frac{I - S + \sum_{t=1}^n \frac{M}{(1+d)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{H}{(1+d)^t}} \quad \text{Gl. 16}$$

wobei I die Investitionskosten im Jahr Null und S den Investitionszuschuss für die Photovoltaik (Einmalvergütung) bezeichnen. M steht für die jährlichen Betriebskosten, zusammengesetzt aus den Kosten für den Strombezug aus dem öffentlichen Stromnetz (für Pumpen und Wärmepumpe) und den Wartungskosten, abzüglich der Einnahmen aus dem Verkauf des überschüssigen Solarstroms an das lokale Stromversorgungsunternehmen oder an die Hausbewohner. H ist die jährlich bereitgestellte Wärmeenergie in Form von Raumheizung, Warmwasser und Warmhaltung der Warmwasserverteilung (Zirkulation). Da die realen Zinssätze je nach konjunktureller Situation stark variieren können, werden die LCOH für ein Intervall von Zinssätzen von 1% bis 5% für jedes Haus verglichen. Als Zeitspanne für die Berechnung der LCOH wurde eine Periode n von 25 Jahren angenommen. Es wird dabei berücksichtigt, dass diejenigen Komponenten, welche eine kürzere Lebensdauer als n aufweisen, neu angeschafft werden müssen. Der ursprüngliche Preis wird mit dem Quotient $n/\text{Lebensdauer}$ der Komponente multipliziert. Beim elektrischen Energiespeicher wurde eine erwartete Lebensdauer von 15 Jahren eingesetzt. Für eine Sole/Wasser-Wärmepumpe kann laut einer Studie der ZHAW¹¹ eine Lebensdauer von mehr als 25 Jahren erwartet werden. Als konservative Annahme wurde hier mit einem Wert von 25 Jahren gerechnet. Eine mögliche zukünftige Energiepreissteigerung wurde nicht in Betracht gezogen, da die Energiepreisentwicklung in Konzessionsgemeinden schwer zu prognostizieren ist.

Der produzierte Photovoltaikstrom wird auf zwei Arten verwertet: ein Teil davon wird direkt innerhalb des sogenannten «Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch» verwendet, also für das Heizsystem oder den Haushaltsverbrauch. Als monetärer Wert dieses Stroms wurde 0.117 CHF/kWh eingesetzt, also der Mittelwert aus den Hoch- und Niedertarifanteilen gemäss Verbrauchsprofil aus den Monitoringdaten. Der zweite Teil, die überschüssige Produktion, welche nicht im Haus verwendet werden kann, wird ins Netz zurückgespeist und erhält vom lokalen Elektrizitätswerk eine Vergütung von 0.042 CHF/kWh. Die genaue Aufteilung dieser Anteile bei den drei Häusern ist in Abbildung 12, Abbildung 13 und Abbildung 14 dargestellt.

In einer ersten Betrachtung werden die tatsächlichen Investitionskosten aus dem Jahr 2015 eingesetzt (Tabelle 8). Da die Kosten insbesondere für Photovoltaikkomponenten in den letzten 4 Jahren drastisch gesunken sind, wurde in einer zweiten Berechnung der Materialpreis für die Photovoltaikkomponenten (inklusive der entsprechende Anteil bei PVT) um einen Faktor von rund 2 reduziert, um eine zeitgemässe Beurteilung der Wirtschaftlichkeit der Heizsysteme zu erhalten. Die zweite Berechnung bezieht sich somit auf die Kostenverhältnissen des Jahres 2019. Bei allen Betrachtungen wurde als Investitionszuschuss nur die Einmalvergütung berechnet. Wenn man das gesamte Bauprojekt betrachtet, so könnte man auch einen Teil der Minergie-Förderung (rund 25'000 CHF/Haus) von den Investitionskosten abziehen. Da der entsprechende Anteil schwer definierbar ist und einen marginalen Einfluss auf die Wärmegestehungskosten hat, wurde er hier nicht miteinberechnet.

¹¹ Hubbuch M., Vecsei P., «Lebenszykluskosten von Wärmepumpen», Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, IFM Institut für Facility Management, 2019



Tabelle 8: Zusammenfassung der Investitionskosten nach Kostenrechnung von 2015 (in Klammern die für 2019 angenommenen Werte, mit einer Reduktion der Kosten der Photovoltaik-Komponenten). Die verschiedenen Positionen fassen Arbeit und Material zusammen.

Komponente	rechnerische Lebensdauer Jahren	Haus A CHF	Haus B CHF	Haus C CHF
Elektroanschluss	25	8'500	8'500	8'500
Planung	25	2'500	5'000	2'500
Wärmepumpe	25	48'000	48'000	48'000
Erdsonden	50	85'000	85'000	85'000
PV	25	96'096 (78'416)		66'528 (54'448)
Solarthermie	25			36'000
PVT	25		183'456 (166'016)	
Hydraulische Komponenten für Re- generation	25		14'000	14'000
Stromspeicher	15	31'400		
Speicher/Anschlüsse	25	31'000	31'000	31'000
MWSt.		24'200 (22'785)	29'996 (28'601)	23'322 (22'356)
Zuschuss Einmalvergütung (PV)		-15'293	-15'122	-11'023
Summe		311'403 (290'308)	389'830 (370'995)	303'827 (290'781)

Um die Auswirkungen auf die LCOH der unterschiedlichen solarunterstützten Systeme nicht nur relativ zueinander zu vergleichen, sondern auch zu einem ähnlichen Heizsystem ohne aktiven Solarge-
winn/Regeneration, wurde ein viertes System als Referenz definiert. Dabei handelt sich um das gleiche
Heizsystem, jedoch mit, anstelle der dachintegrierten Solaranlage, einem Plattendach mit einem indi-
kativen Preis von 70 CHF/m². Als jährlicher Wärmeverbrauch wurde ein Durchschnitt der drei bestehen-
den Häuser von 61'267 kWh/a genommen. In Tabelle 9 sind die Zahlen für die Berechnung der Wär-
megestehungskosten und die Resultate für den Fall der tatsächlichen Kosten zusammengefasst.

Tabelle 9: Kennzahlen und Wärmegestehungskosten für die drei solarunterstützten Heizsysteme und das Referenzsystem ohne Solar-
anlage. Es wurde ein Kalkulationszinssatz von 1% angenommen. Alle Kennzahlen sind ohne MwSt. Die Investitionskosten in dieser
Tabelle entsprechen den Kosten für eine Zeitspanne von 25 Jahren (wenn eine Komponente also z.B. eine Lebensdauer von 50 Jahren
hat, so wurde nur die Hälfte der effektiven Investitionskosten dieser Komponente in die Berechnung der LCOH miteinbezogen).

	Investitions- kosten CHF	Einmal- vergütung CHF	Wartungs- kosten CHF/a	Netto Netzstrom- kosten CHF/a	Wärme- produktion WP kWh/a	LCOH CHF/kWh
Haus A	268'663	15'293	1'050	573	69'240	0.192
Haus B	332'456	15'122	1'600	244	55'637	0.296
Haus C	249'028	11'023	1'360	809	58'925	0.223
Referenz	141'740		600	1'927	61'267	0.148

Die Wärmegestehungskosten der drei solarunterstützten Heizsysteme sind höher als diejenigen der
Referenzanlage. Die kostengünstigste dieser Varianten ist Haus A mit einer Standard-PV-Indachanlage,
ohne Erdsondenregeneration und mit Stromspeicher, gefolgt von Haus C mit thermischen Solarkollekt-
oren und einer Standard-PV-Indachanlage. Wie zu erwarten sind die Wärmegestehungskosten am



höchsten bei Haus B, das mit der PVT-Indachanlage ausgestattet ist. Bei dieser Anlage fallen vor allem die höchsten Investitionskosten auf, was insbesondere durch die Sonderfertigung der PVT-Anlage zu begründen ist.

Seit 2015 sind die Preise im Photovoltaiksegment gesunken. Im Jahr 2019 war eine Standard-PV-Indachanlage rund 20% günstiger als vier Jahre zuvor. In Abbildung 33 sind die Resultate einer zweiten Berechnung der Wärmegestehungskosten dargestellt, wo die PV-Preise die Verhältnisse des Jahres 2019 darstellen. Zusätzlich wurden die Resultate mit einer Variation des Kalkulationszinssatzes kalkuliert.

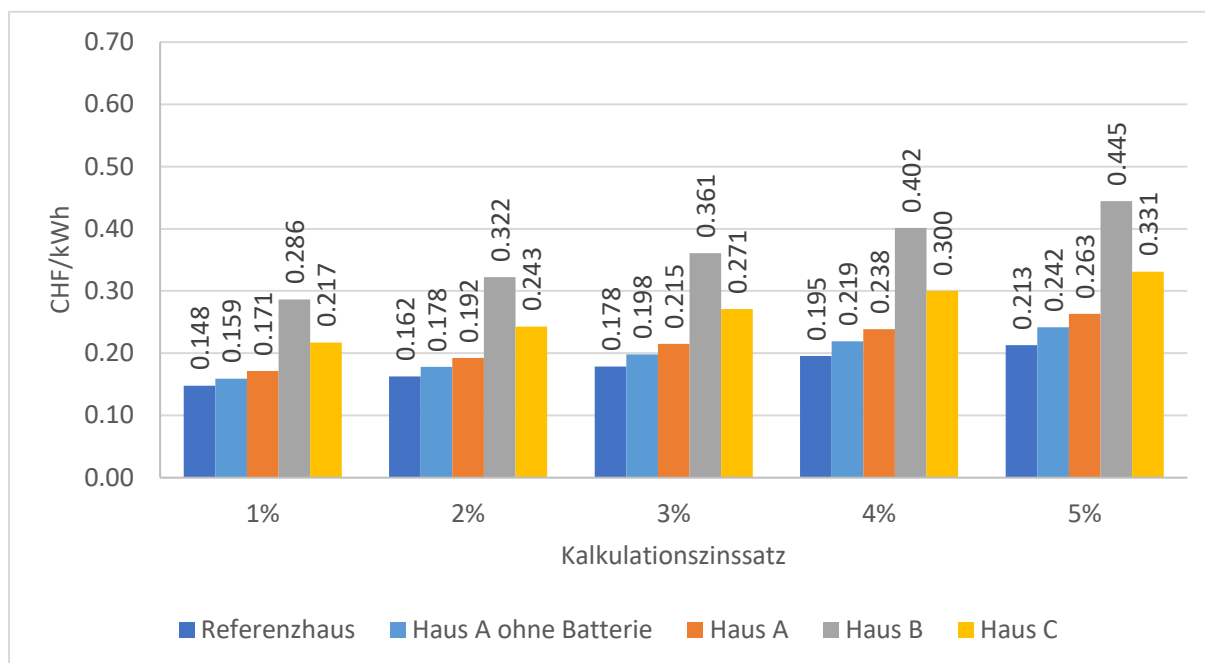


Abbildung 33: Berechnung der Wärmegestehungskosten nach den aktuellen Preisen für Photovoltaik im Jahr 2019.

Die Wärmegestehungskosten sind im Vergleich zu den Preisen vom Jahr 2015 noch weiter gesunken, vor allem für die Systeme, die eine Standard-PV-Indachanlage aufweisen (Haus A und C). Bei Kalkulationszinssätzen von 1% bis 2% unterscheiden sich das Referenzhaus und Haus A wenig, erst mit höheren Zinssätzen werden die Unterschiede deutlicher. Bei Haus B spielt die Senkung der PV-Preise eine weniger wichtige Rolle, da der grösste Teil des Investitionsvolumens den thermischen Teil der Solaranlage und die Regeneration betrifft. Das gleiche gilt auch teilweise für Haus C. Wenn man bei Haus A den Batteriespeicher weglässt, so sind die Wärmegestehungskosten betrachtet auf 25 Jahre noch tiefer, jedoch immer noch höher als diejenigen des Referenzhauses.

Einen grossen Einfluss auf den Unterschied zwischen den Wärmegestehungskosten des Referenzhauses und den Häusern mit den Solarsystemen haben die in der Region Scuol sehr niedrigen Kosten der elektrischen Energie und der tiefe Netzeinspeisetarif (0.117 CHF/kWh Bezug und 0.042 Einspeisung). Mit Stromkosten und Rückspeisetarifen im Bereich des Schweizerischen Durchschnitts, also etwas bei Stromkosten von 0.18 CHF/kWh und einem Rückspeisetarif von 0.08 CHF/kWh, würde eine photovoltaische Indachanlage günstiger sein als ein konventionelles Plattendach, bei einem Neubau und bezogen auf eine Lebensdauer von 25 Jahren. Bei diesem Projekt war zudem die Variante ohne Solarenergienutzung keine Option, da ohne den zusätzlichen Solarenergieertrag das Minergie A-Label nicht hätte erlangt werden können.



In beiden Betrachtungen wurde der positive Einfluss der Erdsondenregeneration auf eine langfristige Abkühlung der Wärmequelle finanziell nicht quantifiziert. Sollte sich aber längerfristig das Erdsondenfeld unter den zulässigen Bereich abkühlen, wie im Kapitel «Erdsondenregeneration» angedeutet, würden nur noch die Systemvarianten vom Haus B und Haus C für zukünftige Installationen in Frage kommen.



5 Schlussfolgerungen und Fazit

Beim Entwurf dieses Projektes wurden 5 Ziele gesetzt. Die darin formulierten Fragestellungen konnten nach vier Monitoringjahren weitgehend beantwortet werden. In den nächsten Absätzen werden die verschiedenen Punkte nochmals einzeln betrachtet und die entsprechenden Schlussfolgerungen daraus gezogen.

Vergleich von drei unterschiedlichen solarunterstützten Heizsystemen in drei baugleichen Minergie-A Mehrfamilienhäusern

Die drei Systeme miteinander zu vergleichen erforderte zuerst Klarheit hinsichtlich der Vorgehensweise, da die Systemunterschiede gross waren und es nicht lediglich um einen Produktvergleich ging. Ein entsprechendes Vorgehen und relevante Kennzahlen wurden im Rahmen dieses Projekts und des IEA Task 60 „PVT Systems“ erarbeitet (siehe dazu Fussnote auf Seite 26). Die drei Systeme unterscheiden sich bezüglich mehrerer technischen Aspekte und auch beim Nutzerverhalten.

Haus A ist charakterisiert durch einen hohen Warmwasser- und Heizwärmeverbrauch und in der Konsequenz auch einen hohen Stromverbrauch. Auf die Wirtschaftlichkeit der photovoltaischen Stromproduktion hat dies einen positiven Einfluss. Dies deshalb, weil ein grösserer Verbrauch an elektrischer Energie auch einen grösseren absoluten Eigenverbrauch und damit eine höhere finanzielle Einsparung zur Folge hat. Dank der 13 kWh Varta-Lithiumbatterie konnte in diesem System der Eigenverbrauch noch um zusätzliche rund 2700 kWh pro Jahr gesteigert werden, wenn auch mit einem leichten finanziellen Nachteil, und somit einen Eigenverbrauchsanteil bezogen auf das Heizsystem von 36% und bezogen auf das Gebäude von 54% erreichen. Auch beim elektrischen Autarkiegrad erzielte Haus A trotz hohem Verbrauch die höchsten Werte, mit 39% bezogen auf das Heizsystem und 23% bezogen auf das Gebäude. Die Resultate von Haus A zeigen also, dass der Einsatz eines Stromspeichers im Zusammenhang mit einer Photovoltaikanlage sinnvoll sein kann.

Haus B hebt sich hervor durch die höchsten Solarerträge bzw. Nutzungsgrade der Solaranlage (20930 kWh/a Strom + 20750 kWh/a Wärme, bzw. Nutzungsgrade von 11% thermisch und 11.1% elektrisch). Dank der Kühlung auf der Rückseite bleiben die Module bei heissen und sonnigen Tagen ca. 10°C kühler als die PV-Module von Haus A und erzielen dadurch etwas höhere elektrische Erträge. Im Jahr wurde ein elektrischer Mehrertrag von 7.4% erreicht, welcher zu einem grossen Teil diesem Effekt zugeschrieben werden kann. Wenn zukünftig die Regeneration noch länger und mit tieferen Temperaturen laufen wird, sollte der Mehrertrag noch etwas höher ausfallen. Ein erster Schritt dahin wurde schon im Sommer 2019 gemacht, mit der Erhöhung der zulässigen Pufferspeichertemperatur, welche den Transport der Solarwärme zu den Erdsonden begünstigen soll. Die hohen PVT-Fluidtemperaturen haben auch die Wärmeerträge negativ beeinflusst. Dies deshalb, weil höhere mittlere Kollektortemperaturen auch zu geringeren Wärmeerträgen führen. Erfahrungen aus anderen Anlagen mit PVT-Kollektoren zur Erdsondenregeneration zeigen, dass der Wärmeertrag aus den PVT Kollektoren noch rund um einen Faktor zwei erhöht werden könnte und somit ein Regenerationsgrad der Erdwärmesonden von ca. 80% erreichbar sein sollte. Bei der Wärmepumpen-Jahresarbeitszahl erreicht Haus B den höchsten Wert, allerdings beträgt der Unterschied nur rund 4% gegenüber Haus A. Dieser geringe Unterschied könnte auch auf die leicht unterschiedlichen Vorlauftemperaturen der WP auf der Senkenseite zurückzuführen sein. Grundsätzlich, von den Investitionskosten abgesehen, ist das System von Haus B dasjenige, welches die Dachfläche am effizientesten nutzt, in dem es am meisten Energie über das Dach zur Verfügung stellt.

Haus C weist den höchsten Heizwärmebedarf und gleichzeitig den kleinsten Warmwasserverbrauch auf. Das lässt sich begründen durch den hohen Anteil an Ferienwohnungen (ca. 70%). Die solarthermische Anlage liefert insgesamt weniger Wärme als die PVT-Anlage von Haus B, jedoch auf einem leicht höheren Temperaturniveau, weshalb ein grösserer Teil der Wärme direkt als Nutzwärme gebraucht werden kann. Dank dem grössten direkten Wärmeeintrag in den Energiespeicher (Sekundärseite der



WP) erzielt Haus C die höchsten Werte beim Systemnutzungsgrad SN_{SHP+}^{total} . Die Leistungskennzahlen der PV-Anlage liegen im gleichen Bereich wie bei Haus A.

Erprobung eines neuentwickelten PVT-Indachsystems

Das neuentwickelte PVT-Indachsystem hat sich in den vier Jahren seit der Inbetriebnahme als zuverlässig erwiesen und die Energieproduktionszahlen waren konstant. Die PVT-Anlage könnte, wie bereits beschrieben, noch mehr Wärme gewinnen und auch leicht höhere Stromerträge erzielen, wenn die Regelparameter so eingestellt werden, dass der Solekreislauf in der Lage ist, die erzeugte Wärme effizienter in die Erdwärmesonden zu transportieren.

Evaluation der Eignung unterschiedlicher Solarwärmesysteme für die Erdsondenregeneration im alpinen Gebiet (1300 m ü. M.)

Zu dieser Fragestellung wurde die solarthermische Erdsondenregeneration im Haus B und Haus C genauer untersucht. Die Monitoringdaten zeigten, dass, obwohl sich die Anlagen in einem Gebiet mit vielen Sonnenstunden befinden, die Dächer in den Wintermonaten schneebedeckt bleiben. Eine aktive Erdsondenregeneration mit Solarwärme findet deswegen, und aufgrund der relativ tiefen Umgebungstemperaturen, nur von ca. Mai bis Oktober statt. Im letzten Monitoringjahr wurden Regenerationsgrade bei den Häusern B und C von rund 40%, respektive 20% erzielt. Die Regeneration in diesem Mass hat nach der noch kurzen Laufzeit der Systeme noch keine signifikante Auswirkung auf die minimalen Quelltemperaturen, so dass in den Wintermonaten alle Häuser ähnliche Quelltemperaturen aufweisen. In den Monaten März bis Oktober sieht man einen positiven Einfluss des Regenerationsbetriebs und der direkten Nutzung der Solarwärme als WP-Quelle auf die Quelltemperaturen der Wärmepumpe. Im Sommer ergibt sich so eine Erhöhung der Quelltemperaturen für den Warmwassermodus um rund 3 K gegenüber Haus A. Dementsprechend erreichen Haus B und C etwa 10% höhere Arbeitszahlen im Sommer. Die so erzielte Stromeinsparung ist jedoch bezogen auf den jährlichen Stromverbrauch nur sehr gering.

Ein weiterer wichtiger Aspekt bei der Erdsondenregeneration ist die Langzeitentwicklung der Erdsondentemperaturen. Bei Erdsondenfeldern wie demjenigen in Sotchà, bestehend aus den Teilfeldern A, B, C und D, ist ohne Regeneration längerfristig ein deutlicher Temperaturabfall zu erwarten.

Eine Simulation, basierend auf einem numerischen Modell mit den Charakteristiken von Sotchà, hat ergeben, dass sich die Teilfelder gegenseitig stark beeinflussen, und deswegen eine isolierte Betrachtung der Teilfelder nicht zulässig ist. Unter der Annahme, dass sich Modell und Realität gleich verhalten, werden die mittleren Fluidtemperaturen bei Fortsetzung des Wärmeentzugs im gleichen Mass wie bisher bereits nach rund 15 Betriebsjahren unter den zulässigen Wert von -1.5 °C absinken. Mit einer Regeneration des gesamten Erdsondenfeldes (also von A, B, C und D) mit einem Regenerationsgrad von ca. 30% oder mehr würde dieser Grenzwert erst nach den geforderten 50 Betriebsjahren erreicht. Es wird empfohlen, die Temperaturentwicklung der Erdsonden weiter zu überwachen, und falls sich die Temperaturen entsprechend den Berechnungen stark absenken, eine Lösung für eine stärkere Regeneration zu finden.

Beurteilung und Bewertung des Kosten/Nutzen-Verhältnisses der drei Kombinationen von Solarenergie mit erdsondengekoppelten Wärmepumpen.

Die Kosten/Nutzen-Verhältnisse wurden anhand der Wärmegestehungskosten (engl. LCOH) berechnet. Die drei Solaranlagen sind ein gutes Beispiel dafür. Die PVT Anlage wurde, abgesehen vom PV Modul, komplett manuell in der Werkstatt gefertigt. Daher entstand ein grosser finanzieller Aufwand für deren Beschaffung. Bei der PV+T Anlage ist ein relevanter Teil maschinell gefertigt und die handwerklich gefertigten Teile betragen nur einen Drittel des Materials. Bei der PV-Anlage kommen die in maschineller



Massenproduktion gefertigten Module schon vorgefertigt auf die Baustelle. „Praktisch nur die Montagearbeiten auf dem Dach erfolgen hier manuell. Die PV-Anlage ist deswegen auch nur halb so teuer wie die PVT-Anlage.

Beim Vergleich der Wärmegestehungskosten, kalkuliert mit den Investitionskosten des Jahres 2015, liegen alle drei Systeme über dem für das Referenzsystem berechneten Wert (Dach ohne Solaranlage). Dies bei einer angenommenen Lebensdauer der Solaranlage von 25 Jahren und einem Kalkulationszinssatz von 1%. Die Variante, welche dem Referenzsystem am nächsten kommt, ist die PV-Indachanlage (mit Batterie) welche etwa 30% höhere Wärmegestehungskosten im Vergleich zum Referenzsystem aufweist. Die PV+T Variante zeigt gegenüber der Referenzanlage rund 50% höhere Wärmegestehungskosten und die PVT-Anlage 100%.

Die gleiche Berechnung wurde auch für geschätzte Investitionskosten gemacht, wie sie beim Bau derselben Anlagen im Jahr 2019 angefallen wären. Es wurden also die am Markt beobachteten starken Preissenkungen insbesondere für PV-Material und Batteriespeicher berücksichtigt. Bei dieser Betrachtung schneiden immer noch alle drei Anlagen schlechter als die Referenzanlage ab. Die PV-Indachanlage (mit Batterie) weist jedoch nur noch Mehrkosteneine von 15% bei einem Kalkulationssatz von 1%. Bei 1% Kalkulationszinssatz weist die PV+T Anlage Mehrkosten von rund 45% und die PVT-Anlage von 90% auf. Wenn das System mit PV-Indachanlage ohne Batterie berechnet wird, dann liegen die LCOH nur noch knapp rund 7% über den Referenzkosten.

Bei diesen Betrachtungen wurde eine mögliche Notwendigkeit der Erdsondenregeneration nicht mitberücksichtigt. Wenn für einen Zeithorizont von 50 Jahren eine Temperaturabsenkung unterhalb des zulässigen Bereichs zu erwarten ist, was vereinfachte Simulationsrechnungen für den vorliegenden Fall suggerieren, so bleiben im Prinzip nur noch die Systemvarianten von Haus B und C zur Auswahl. Alternativen wären dann auch grösser dimensionierte Sondenfelder oder eine zusätzliche Wärmequelle für die Regeneration, mit entsprechenden Investitionskosten.

Anwendung eines neu für Wärmepumpen entwickelten eigenverbrauchsoptimierten Regelsystems mit prädiktivem Input von Wetterdaten für die drei Systeme PV, PVT und PV+T

Bei der Implementierung des eigenverbrauchsoptimierten Regelsystems kam es zu zeitlichen Verzögerungen. Da der prädiktive Teil der Regelung erst im letzten Monitoringjahr aktiviert wurde, konnte dessen Einfluss nur grob, basierend auf den Vergleich der zwei letzten Betriebsjahre beurteilt werden.

Beim Haus B wurde eine Steigerung des Eigenverbrauchs für das Heizsystem um 4% und für das Gebäude um 6% beobachtet. Dies bei einem 9% höheren PV-Ertrag und einem 2% höheren Stromverbrauch im zweiten gegenüber dem ersten Vergleichsjahr. Man kann also vermuten, dass die prädiktive Regelung bei diesem Gebäude eine Steigerung des Eigenverbrauches bewirkt hat. Es muss sich jedoch in den kommenden Jahren noch bestätigen, dass diese Erhöhung des Eigenverbrauchs tatsächlich dem Regelsystem zugeschrieben werden kann, oder allenfalls durch mögliche andere Faktoren wesentlich beeinflusst wurde.

Beim Haus A ist der Eigenverbrauchsanteil im Vergleich der beiden Jahre um 13% für das Heizsystem und 5% für das Gebäude angestiegen. Bei diesem Gebäude muss jedoch zusätzlich berücksichtigt werden, dass der Batteriespeicher erst in der Mitte des ersten Vergleichsjahres in Betrieb genommen wurde, was ab diesem Zeitpunkt zu einer Erhöhung des Eigenverbrauchs führte. Daher ist es bei Haus A noch schwieriger zu beurteilen, was für einen Einfluss die prädiktive Regelung gespielt hat.

Beim Haus C konnte keine Verbesserung des Eigenverbrauchs festgestellt werden, auch nach Bestätigung des Wärmepumpenherstellers, dass der prädiktive Regelungsteil in Betrieb genommen wurde. Die Gründe dafür müssen noch ermittelt werden.



6 Ausblick und zukünftige Umsetzung

Eine klare und abschliessende Antwort auf die Frage, welches der drei Systeme sich für Gebäude wie sie in diesem Projekt betrachtet wurden, und im alpinen Raum, nun am besten eignet, lässt sich nicht geben. Dennoch lassen sich einige Überlegungen anstellen, hinsichtlich der Zukunftsperspektiven der drei Arten von Systemen, und der Vor- und Nachteile, welche es in zukünftigen Projekten gegeneinander abzuwägen gilt.

Die Preise von Photovoltaiksystemen sind in den vergangenen Jahren stark gesunken, was unter anderem durch sehr gute Förderbedingungen erreicht wurde. Es ist zu erwarten, dass in den kommenden Jahren auch die Preise elektrischer Energiespeicher sinken werden, eine Entwicklung zu der auch der vermehrte Umstieg auf Elektromobilität beitragen wird. Es kann also davon ausgegangen werden, dass sich die Wirtschaftlichkeit der Kombination PV&Batterie (Haus A), in Zukunft noch verbessern wird.

Auch bei thermischen Solaranlagen wie bei Haus C und PVT-Anlagen (Haus B) existieren jedoch noch deutliche Kostenreduktionspotenziale. Für thermische Solaranlagen wurde beispielsweise im BFE-Projekt ReSoTech¹² gezeigt, dass mit technischen Massnahmen, wie etwa dem Einsatz von überhitzungs-sicheren Kollektoren sowie aus Kunststoff gefertigten Verrohrungen und Wärmespeichern, die Investitionskosten um 20% gesenkt werden könnten, und mit zusätzlichen nicht-technischen Massnahmen, wie etwa verbesserten Installationsabläufen, um bis zu 35%. Bei PVT-Kollektoren, welche aktuell oft in sehr kleinen Serien oder gar als Sonderanfertigungen hergestellt werden, sollten ebenfalls deutliche Kostensenkungen möglich sein, wenn diese in grösseren Stückzahlen produziert und installiert würden.

Der wirtschaftliche Wert der Erdsondenregeneration, welche die beiden thermischen Systeme ermöglichen, ist auf der Basis dieses Projektes schwierig zu beziffern. Deren Nutzen, in Form von höheren Sondenvorlauftemperaturen und folglich Wärmepumpenarbeitszahlen, bzw. sogar deren Notwendigkeit, da ohne Regeneration die minimal zulässigen Sondentemperaturen unterschritten werden könnten, werden sich erst längerfristig zeigen.

Angesichts der allseits stattfindenden Elektrifizierung der Heizungssysteme durch Wärmepumpen, wird es in Zukunft von zentraler Bedeutung sein, solche Systeme zu bauen, welche längerfristig, und insbesondere auch in den Wintermonaten hohe Effizienzen aufweisen. Wärmepumpensysteme mit Erdsonden sind dafür eine gute Lösung, speziell auch im alpinen Raum, wo Luft/Wasser-Wärmepumpen im Winter nur sehr ineffizient, bzw. gar nicht einsetzbar sind. In Zonen mit hoher Erdwärmesondendichte, also z. B. in Überbauungen wie derjenigen in Sotchtà, operiert das Erdwärmesondenfeld aufgrund der geringen natürlichen Regeneration jedoch nicht als reine Wärmequelle, sondern als Langzeit-Wärmespeicher. Und damit in solchen Zonen die Sondentemperaturen langfristig konstant gehalten werden können, ist eine aktive Regeneration unabdingbar.

Eine PV&Batterie-Anlage wie in Haus A verfügt nicht über die Funktion der Erdsondenregeneration. Sie müsste in Situationen wo diese Funktion nötig ist also noch ergänzt werden, beispielsweise durch einen Luft/Wasser-Wärmetauscher zur Regeneration der Erdsonden über Umgebungswärme. Damit würden auch zusätzliche Investitionskosten einhergehen. Die rein thermische Anlage von Haus C ermöglicht die Erdsondenregeneration, hat jedoch im Gegenzug eine etwas kleinere PV-Anlage. Die PVT-Anlage von Haus B ermöglicht die Regeneration als reiner Zusatznutzen, ohne Verzicht auf PV-Fläche. Beide Systemvarianten stellen energetisch gesehen gute Lösungen dar. Und es ist anzustreben, dass die oben erwähnten Kostenreduktionspotenziale konsequent ausgeschöpft werden, damit die Mehrkosten für die Funktion der Regeneration möglichst geringgehalten werden können.

¹² Philippen u. a., „ReSoTech – Reduktion der Marktpreise solarthermischer Anlagen durch neue technologische Ansätze – Teil 1: Potenzialanalyse und Lösungsansätze“.





7 Kommunikation

Über dieses Projekt wurde an folgenden Anlässen referiert oder ein Poster vorgestellt:

- 2019** Energie-cluster.ch, Innovationsgruppe Speicher / Wärmetauscher (14. IG SP/WT),
HSLU Luzern, Oktober
SPF Industrietag, Rapperswil, März
- 2018** Brenet Status-Seminar, ETH Zürich, September
Solar Update Svizzera Italiana Swissolar, Bellinzona, Juni
- 2017** Solarthermie-Tagung Swissolar, EMPA Dübendorf, November
- 2016** Gleisdorf Solar 2016, Juni
- 2015** SPF Industrietag, Rapperswil, März
Workshop „Solarenergie und Wärmepumpen“, Rapperswil, November

8 Publikationen

- 2018** NZZ Domizil „Objekt im Focus“, Ausgabe 27.1.2018
Haustech, Ausgabe 1/2018
Zeitschrift Wohnen, Ausgabe 10/2018
- 2017** Bau + Architektur, September 2017
Presseladen Zürich, Artikel für Fachzeitschriften, November 2017
Erneuerbare Energien SSES, Dezember 2017
- 2015** HK Gebäudetechnik, Ausgabe 10/2015
Geothermie, Ausgabe 09/2015
Engadiner Post, Ausgabe 14.11.2015
Il Grigione Italiano, Ausgabe 10.09.2015
Handelszeitung Ausgabe 10.12.2015



9 Literaturverzeichnis

Zenhäusern D.: Wie vergleicht man ein PVT-System mit einem PV- bzw. einem PV&Solarthermie-System? - Beispiel Pilotanlage Sotchà in Scuol, 29. Symposium Solathermie, Bad Staffelstein, 2019

Schlussbericht zu „Key Performance Indicators for PVT Systems“ des IEA Task 60, task60.iea-shc.org, (in Vorbereitung)

Fuchs F., Pichler M. F., Thür A., (2017) *TheBat: Die Thermische Batterie im Smart Grid in Kombination mit Wärmepumpen – eine Interaktionsoptimierung*, Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

T. Vontobel und T. Nordmann, „Performance-Analyse der Schweizer KEV PV-Anlagen 2009-2016“, im Auftrag von EnergieSchweiz, 2018.

Zenhäusern D., Bamberger E. und Baggenstos A., PVT-WrapUp, herausgegeben von EnergieSchweiz, 2017.

Hadorn J.-C. (Editor), „Solar and Heat Pump Systems for Residential Buildings“, Wiley, 2015

Hubbuch M., Vecsei P., «Lebenszykluskosten von Wärmepumpen», Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, IFM Institut für Facility Management, 2019

Louvet Y., Fischer S., Furbo S., Giovanetti F., Mauthner F., Mugnier D., Philippen D., *Guideline for levelized cost of heat (LCOH) calculations for solar thermal applications*, Task 54, iea-shc.org

M.Merz, GEOMERZ, Bericht Bohrprofil Nr. ES-219'425-428, Scuol 2015

Philippen u. a., „ReSoTech – Reduktion der Marktpreise solarthermischer Anlagen durch neue technologische Ansätze – Teil 1: Potenzialanalyse und Lösungsansätze“, Bundesamt für Energie BFE Forschungsprogramm Solarwärme und Wärmespeicherung, 2016.

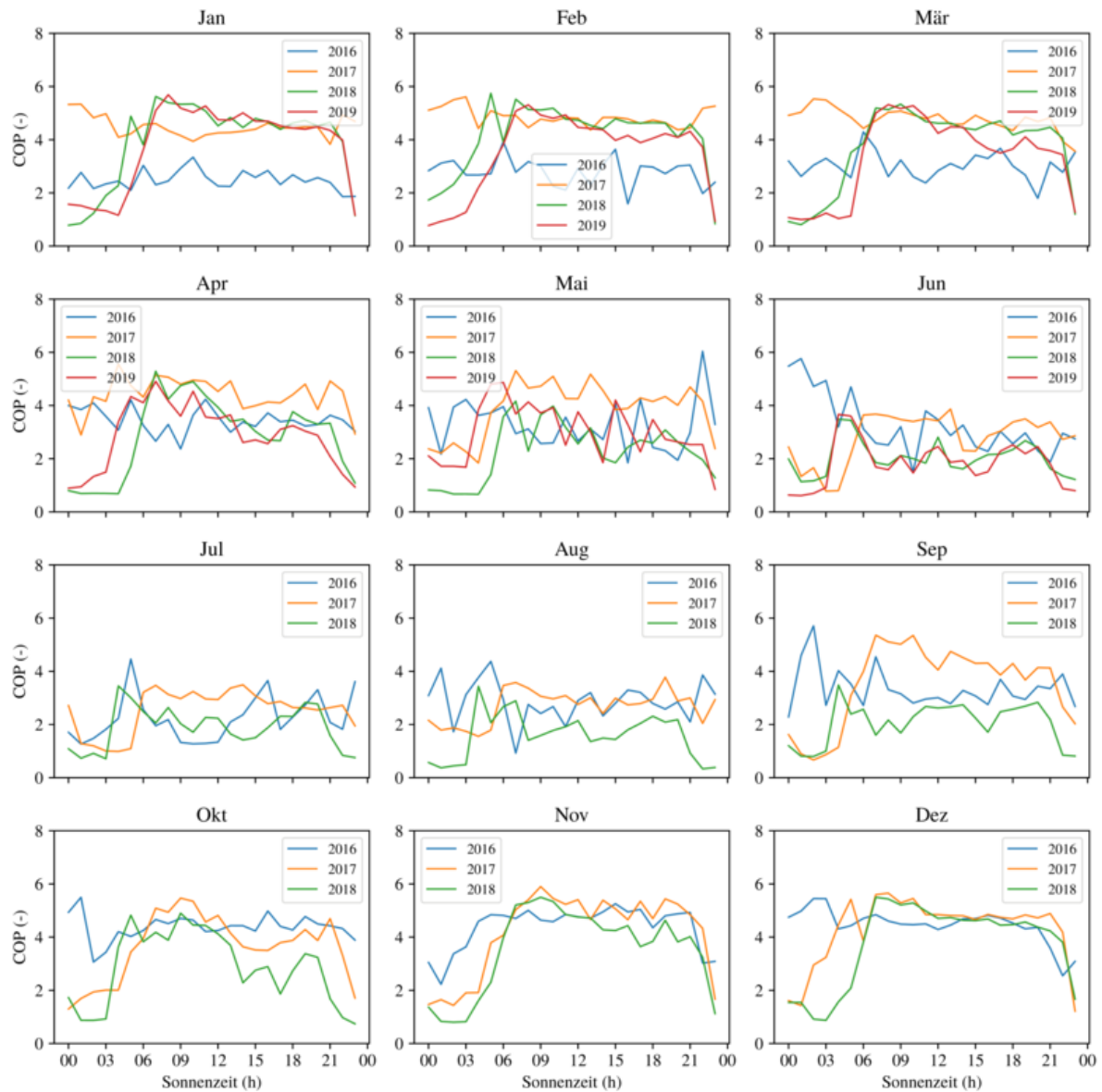
www.vese.ch
www.elcom.ch



10 Anhang

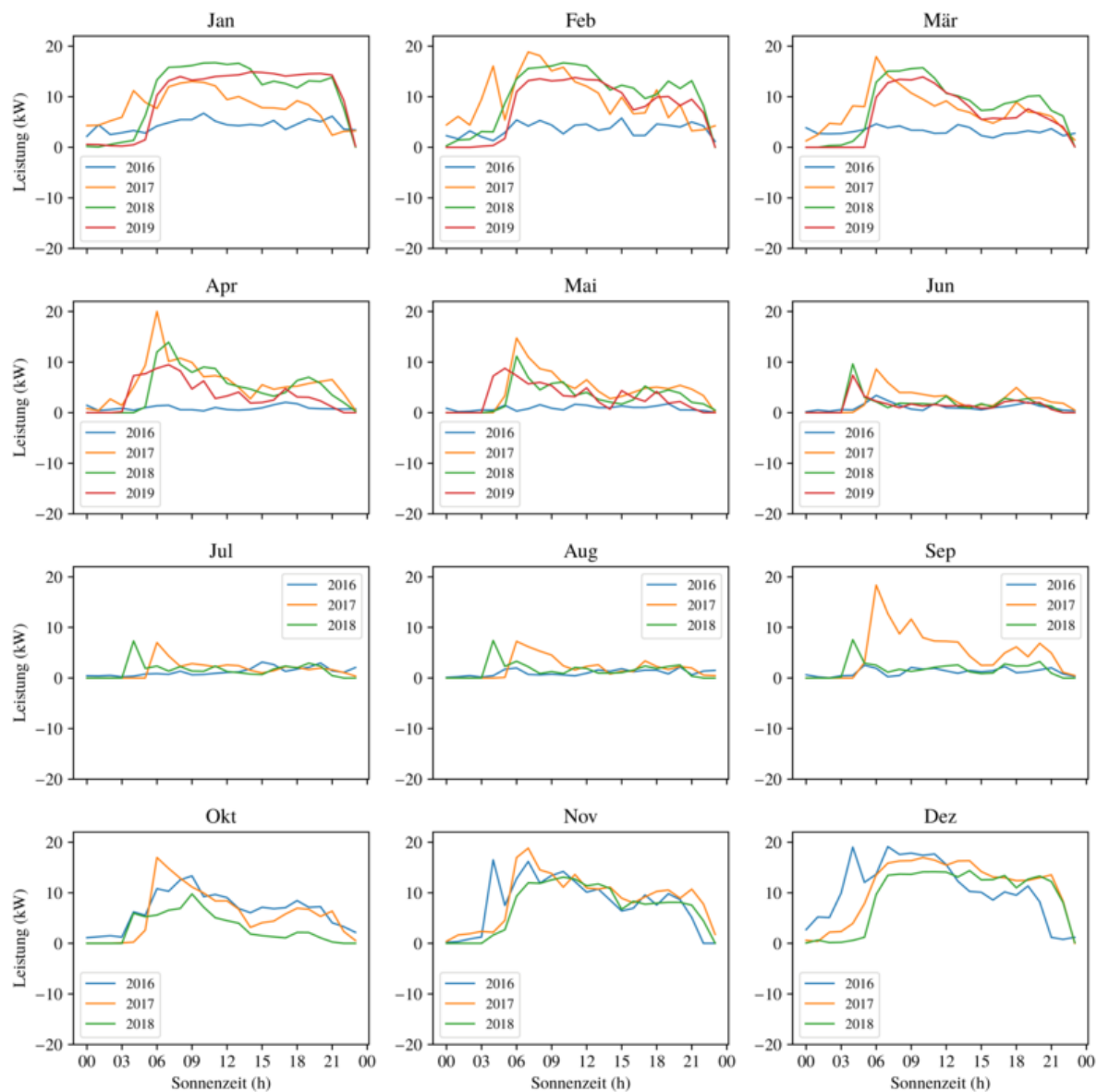
Plots von gemittelten Stundenwerte jedes Monats, für die Monitoringperiode von Januar 2016 – Juni 2019:

Haus A COP Wärmepumpe



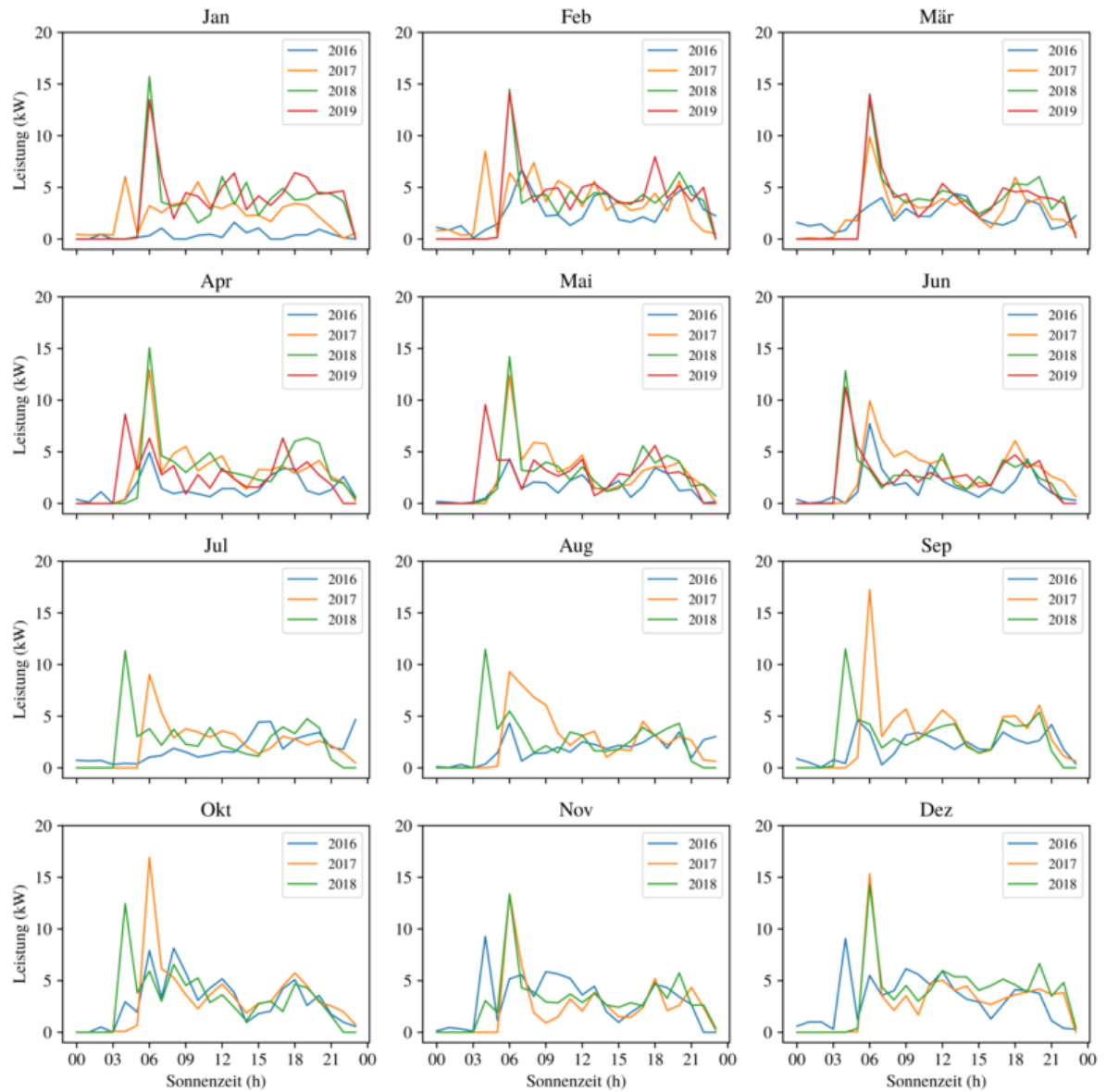


Haus A_Leistung Erdwärmesonden-Wärmepumpe



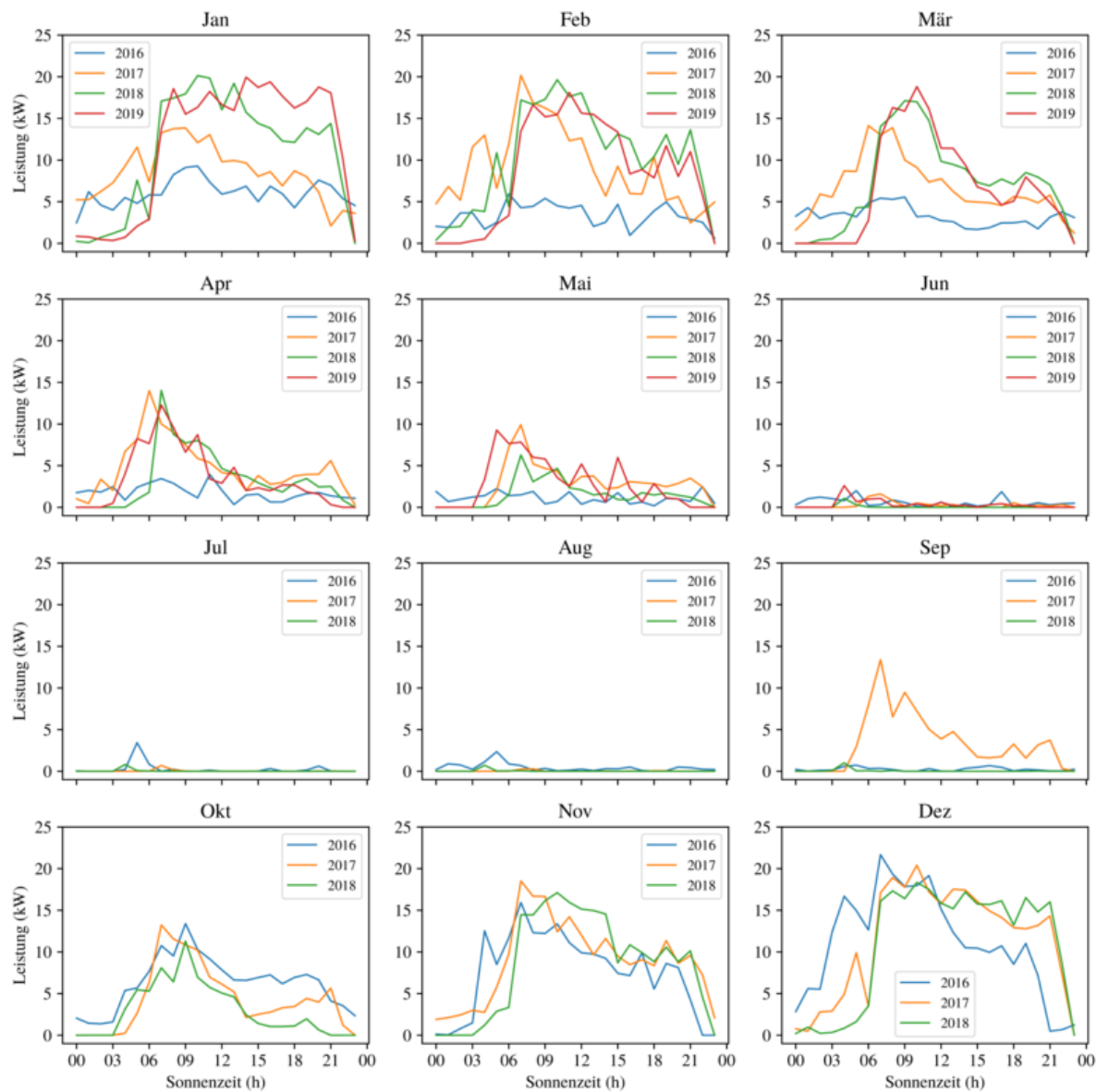


Haus A_Leistung Wärmepumpe - WW-Speicher



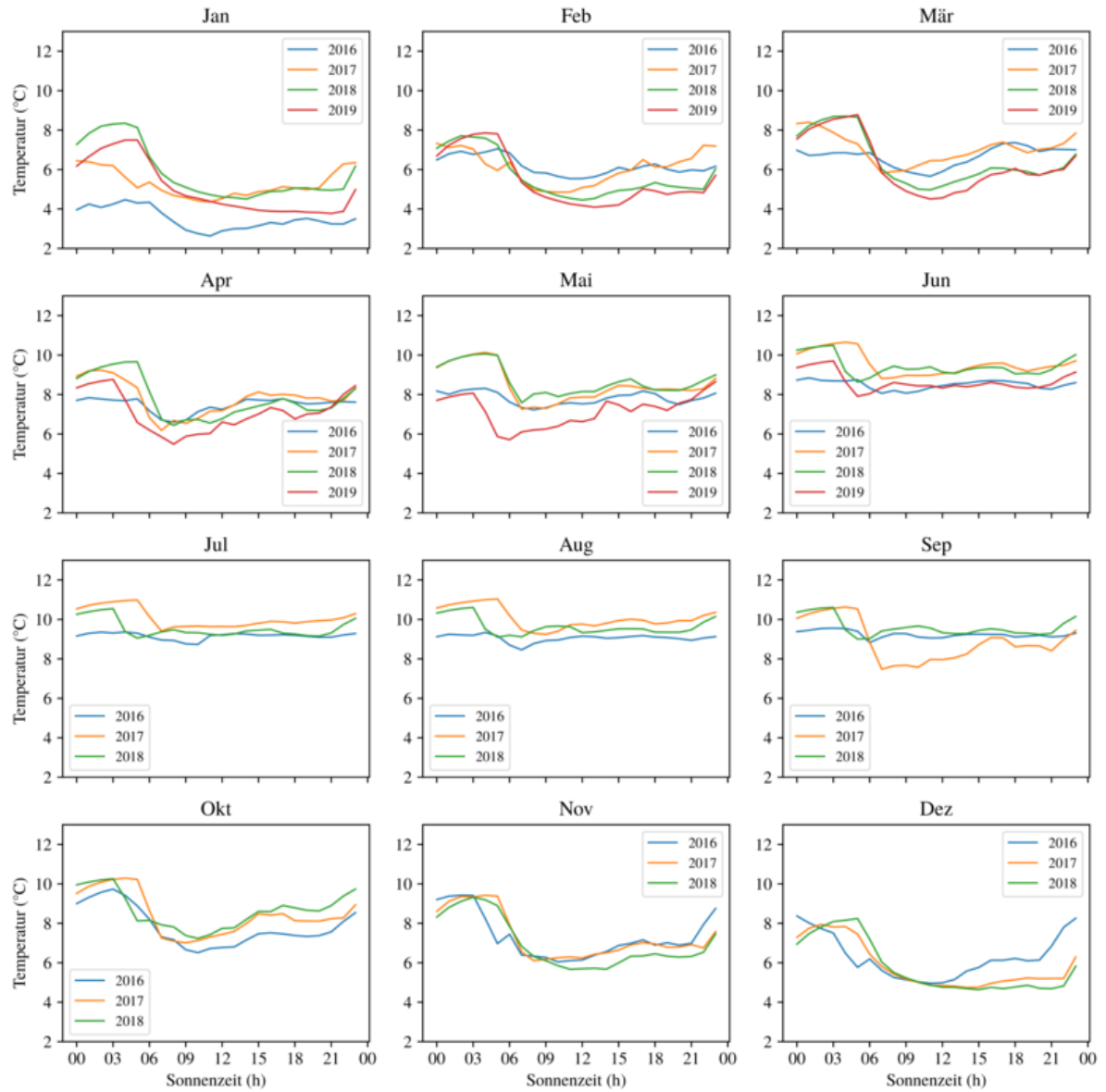


Haus A_Leistung Wärmepumpe - Heizungsspeicher



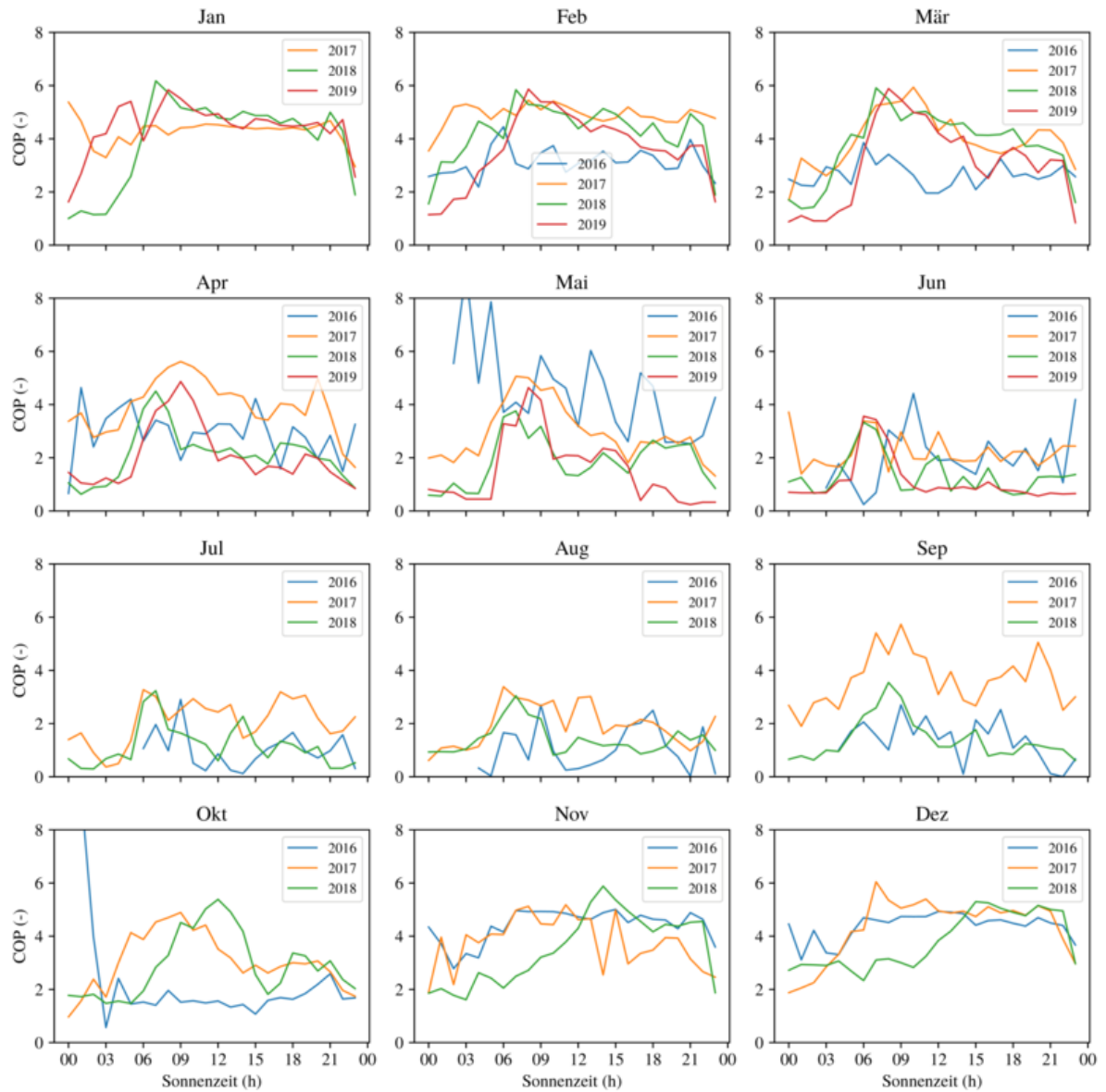


Haus A_Temperatur Erdwärmesonde -170 m



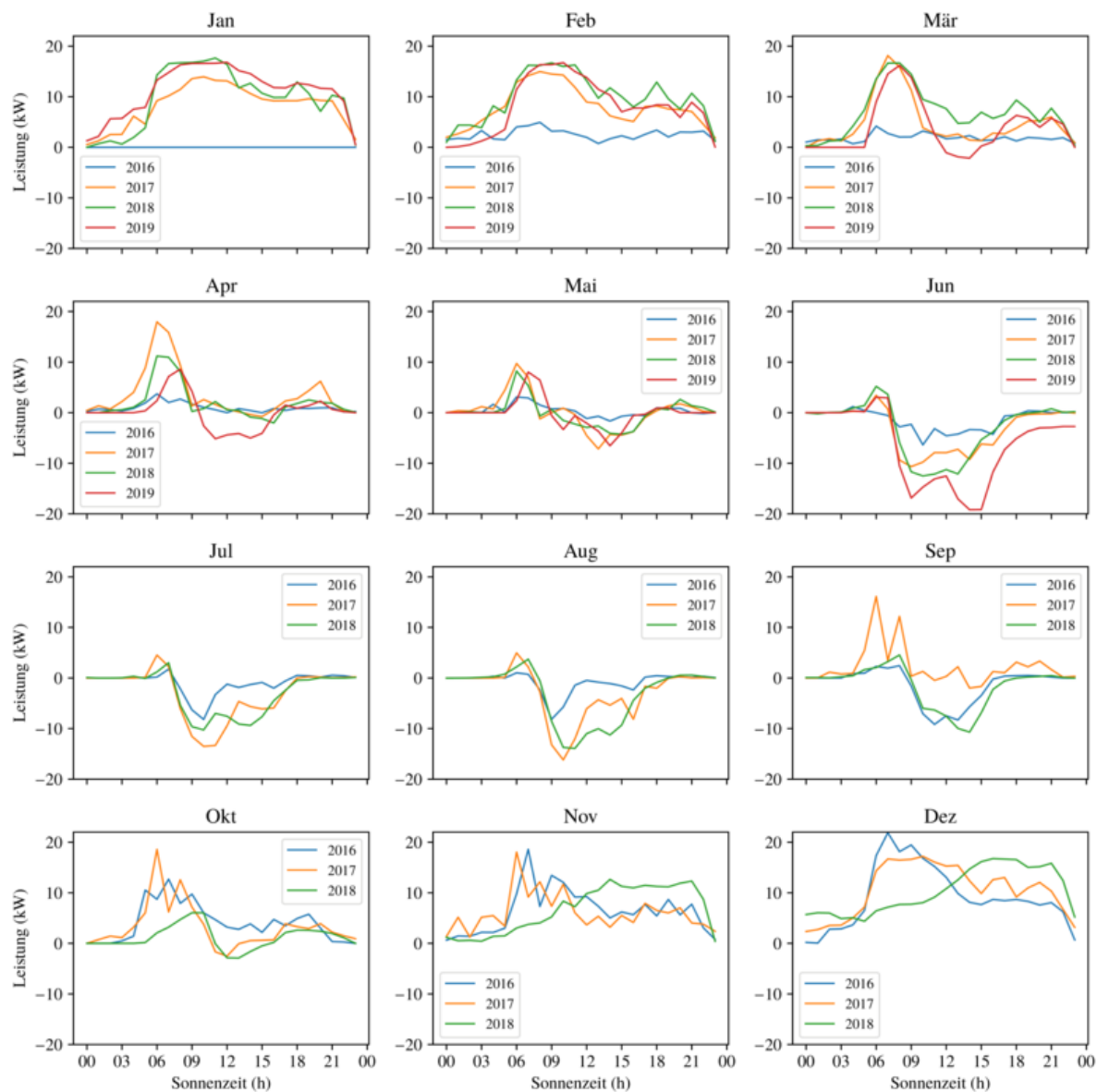


Haus B COP Wärmepumpe



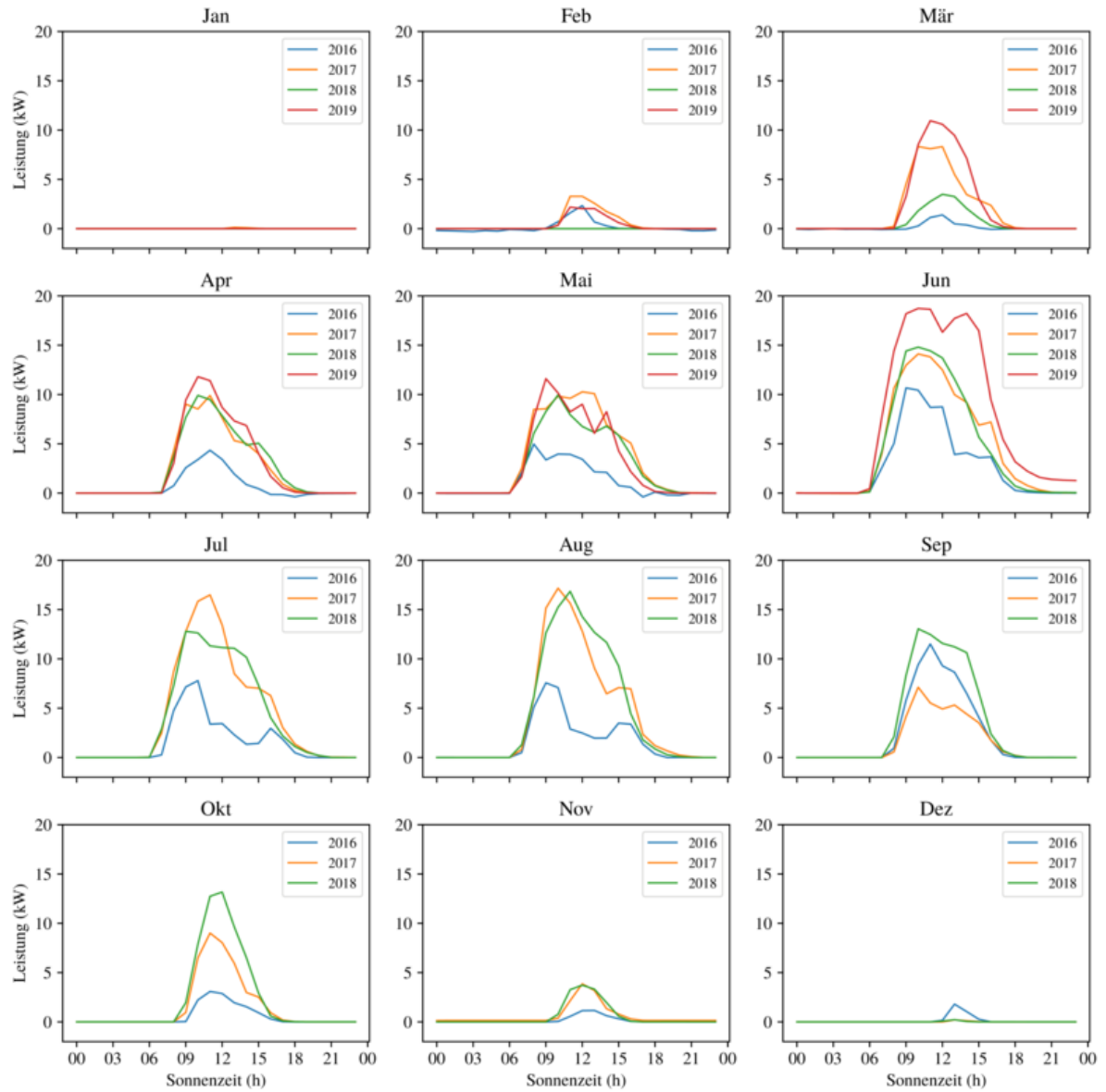


Haus B_Leistung Erdwärmesonden-Wärmepumpe



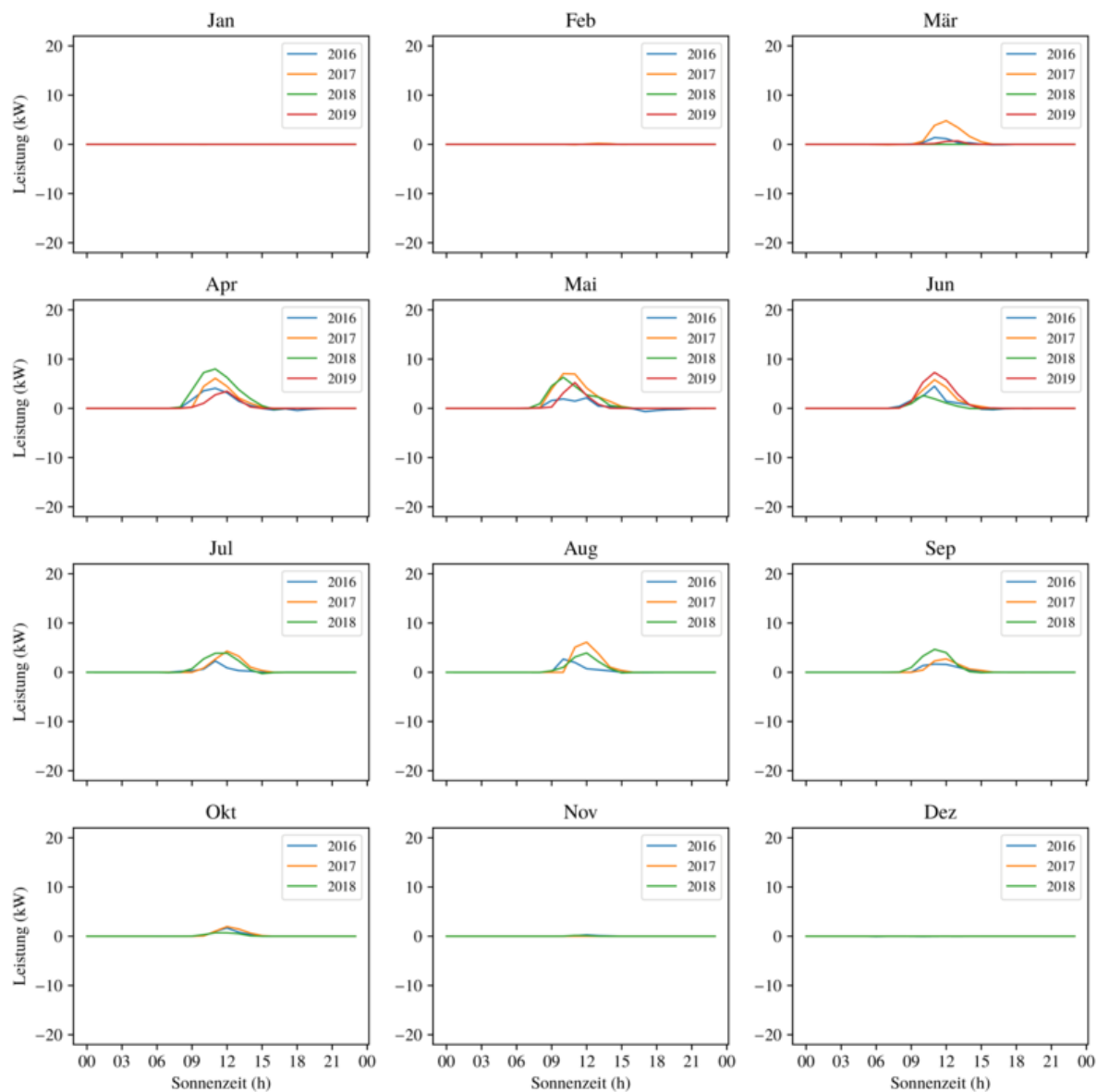


Haus B thermische Leistung PVT



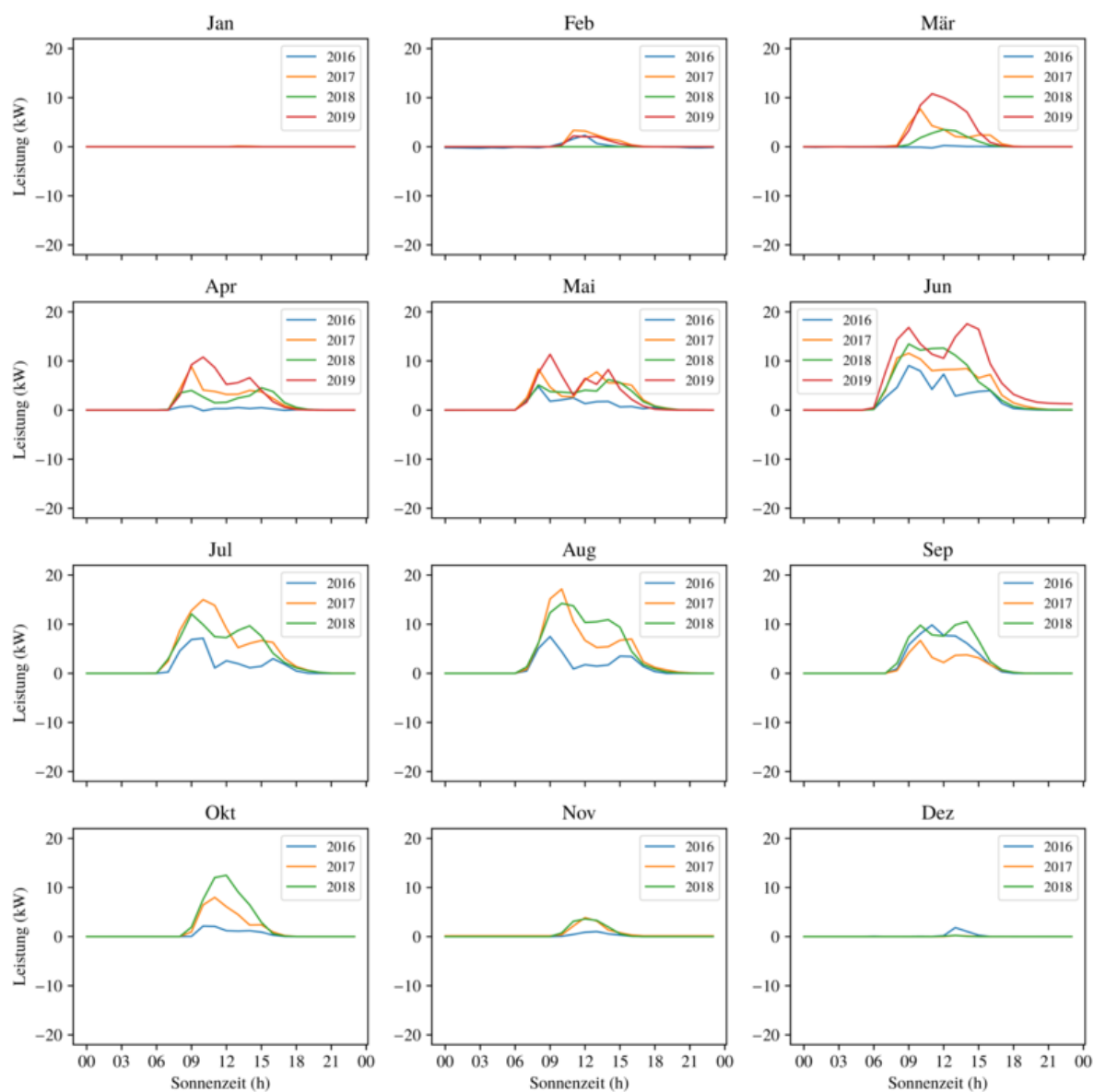


Haus B thermische Leistung PVT zu Energiespeicher (Heizungsspeicher)



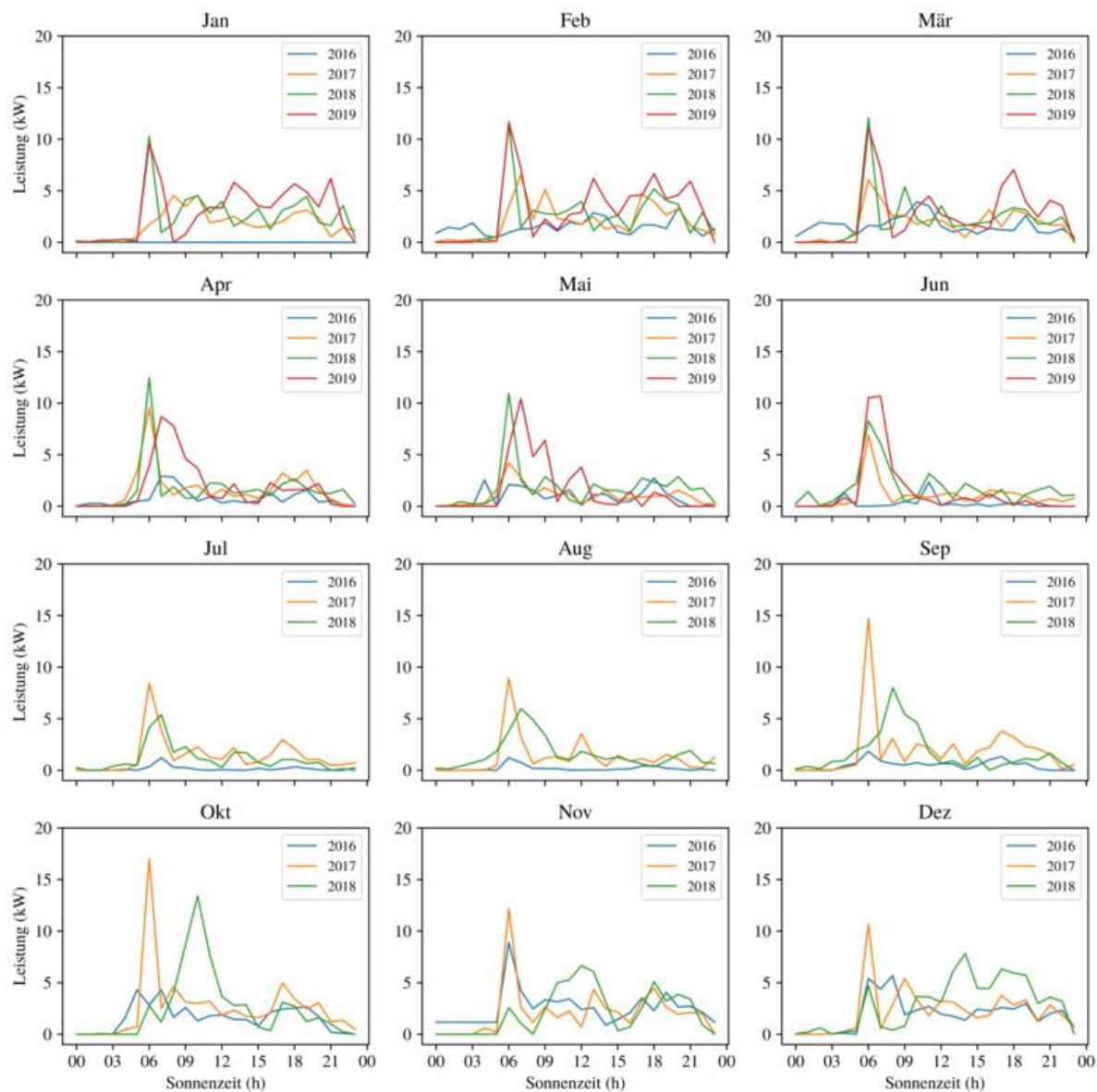


Haus B thermische Leistung PVT zu Pufferspeicher



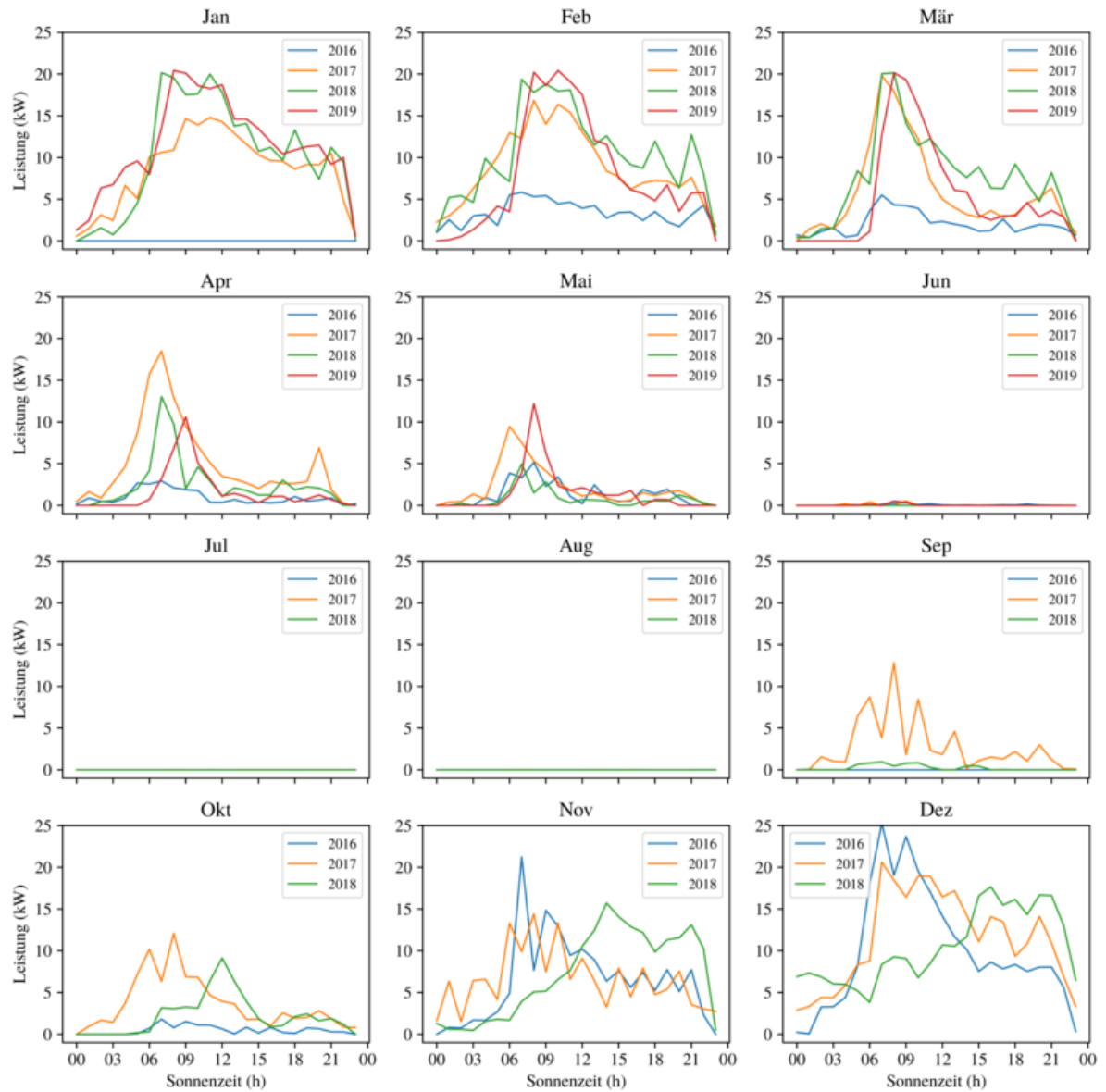


Haus B_Leistung Wärmepumpe - WW-Speicher



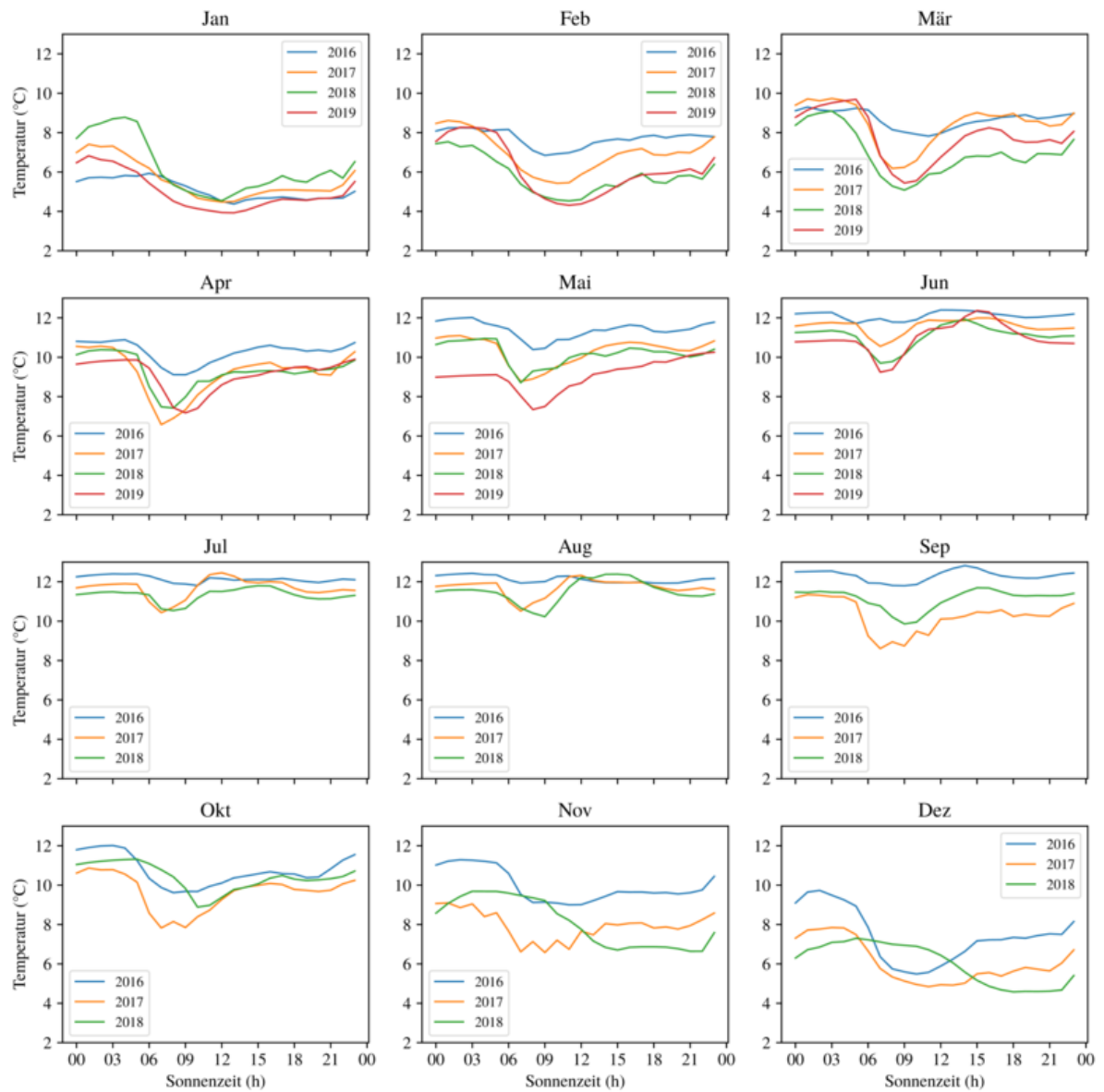


Haus B_Leistung Wärmepumpe - Heizungsspeicher



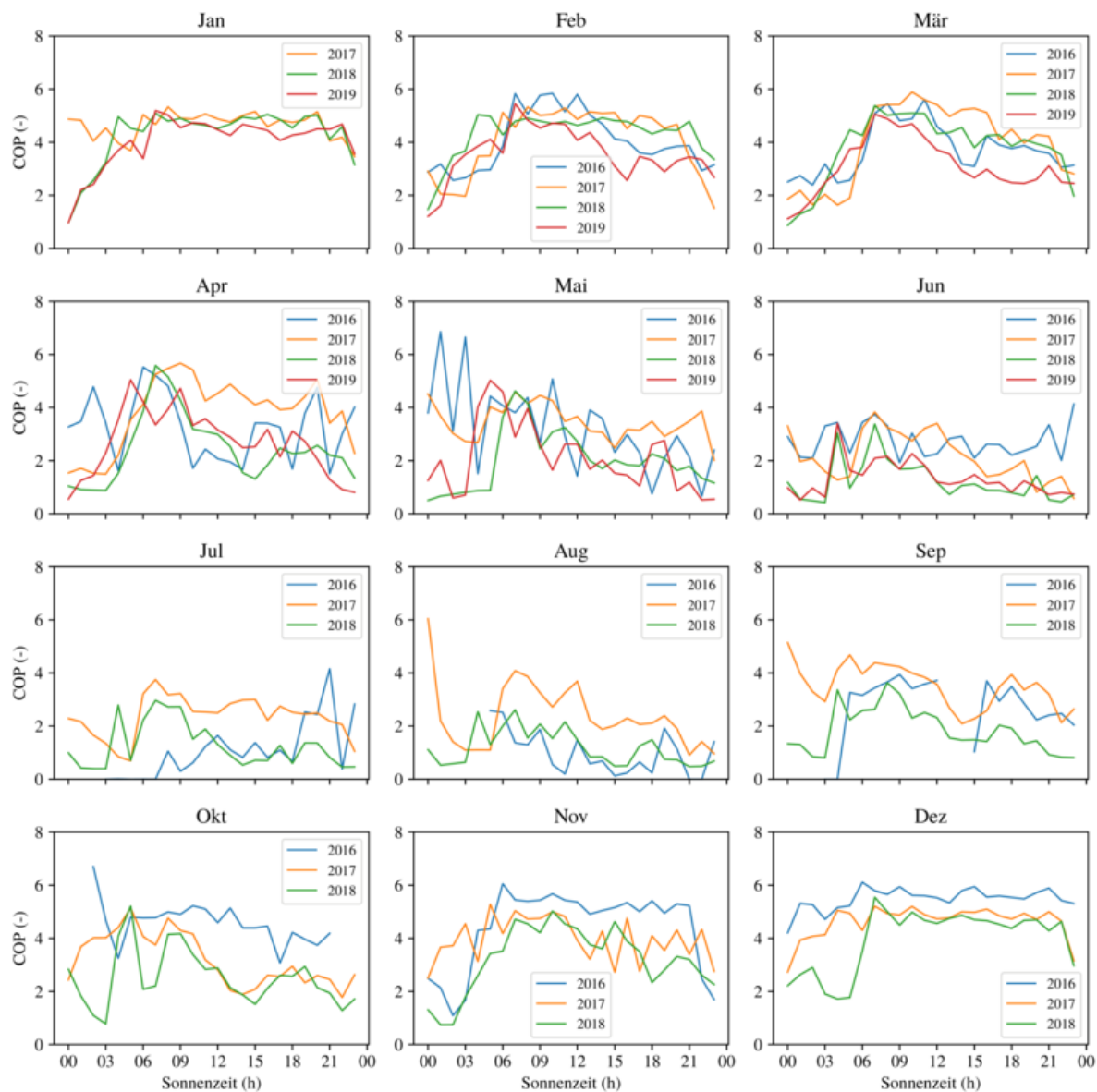


Haus B Temperatur Erdwärmesonde -170 m



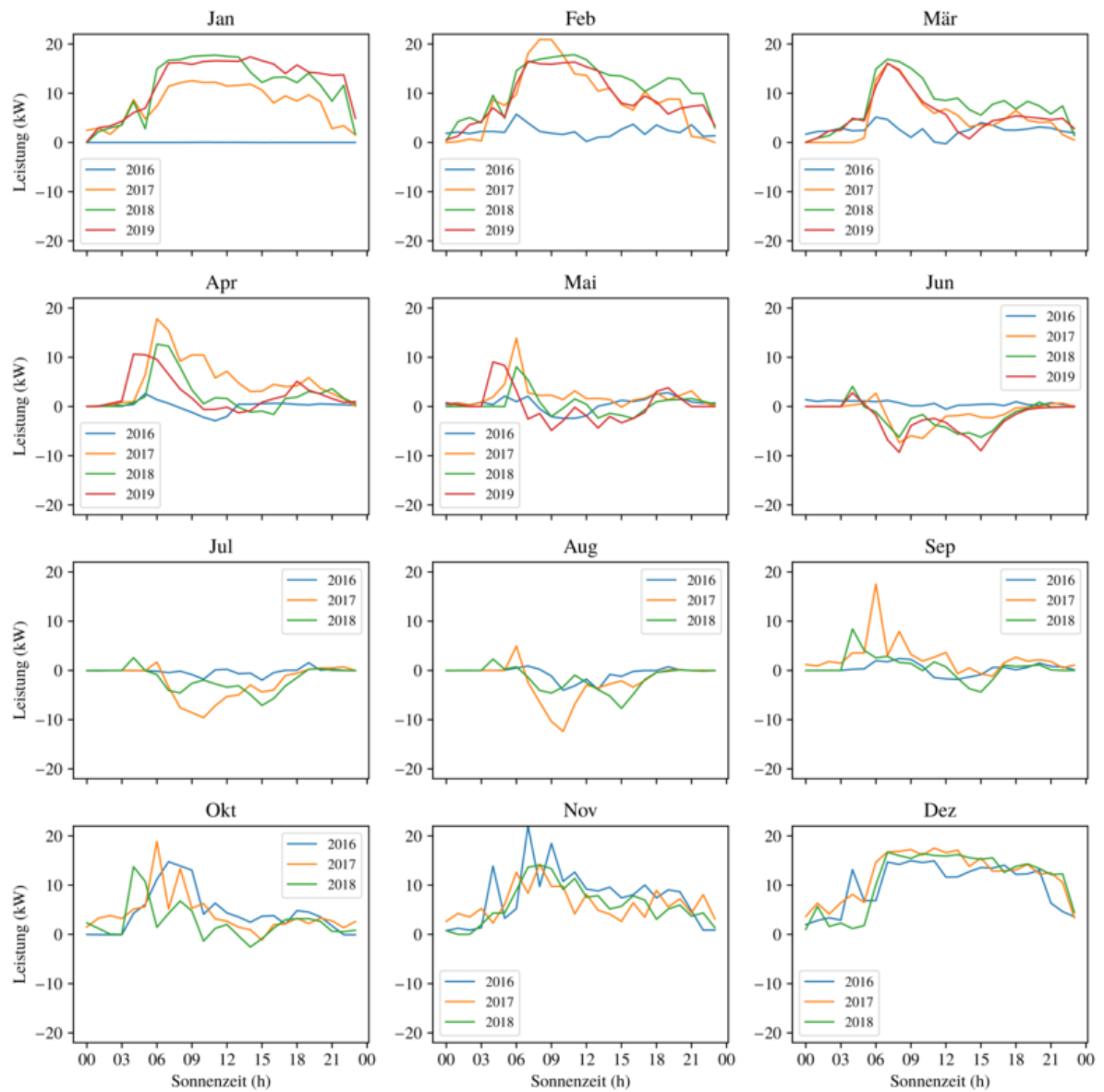


Haus C COP Wärmepumpe



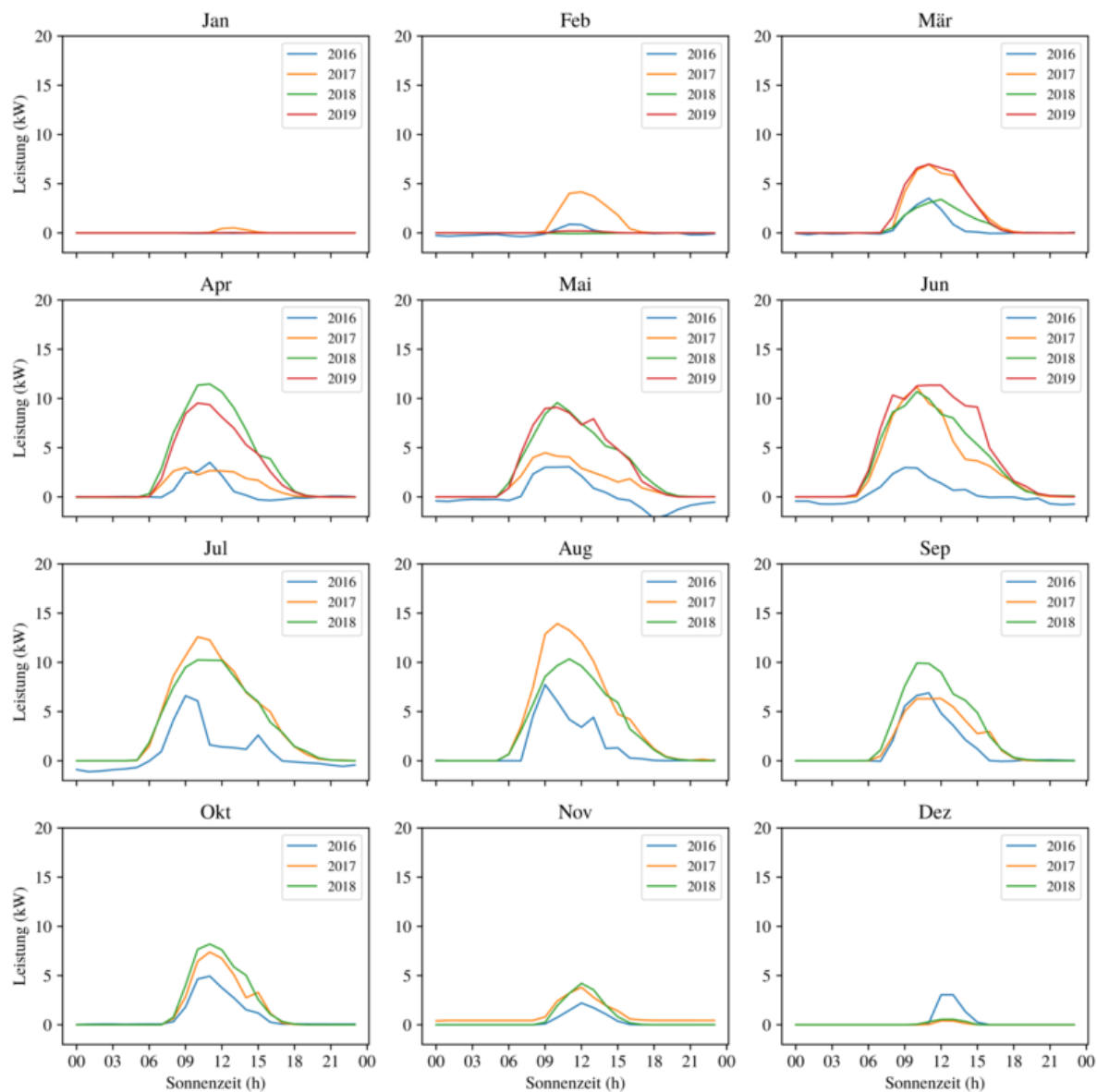


Haus C_Leistung Erdwärmesonden-Wärmepumpe



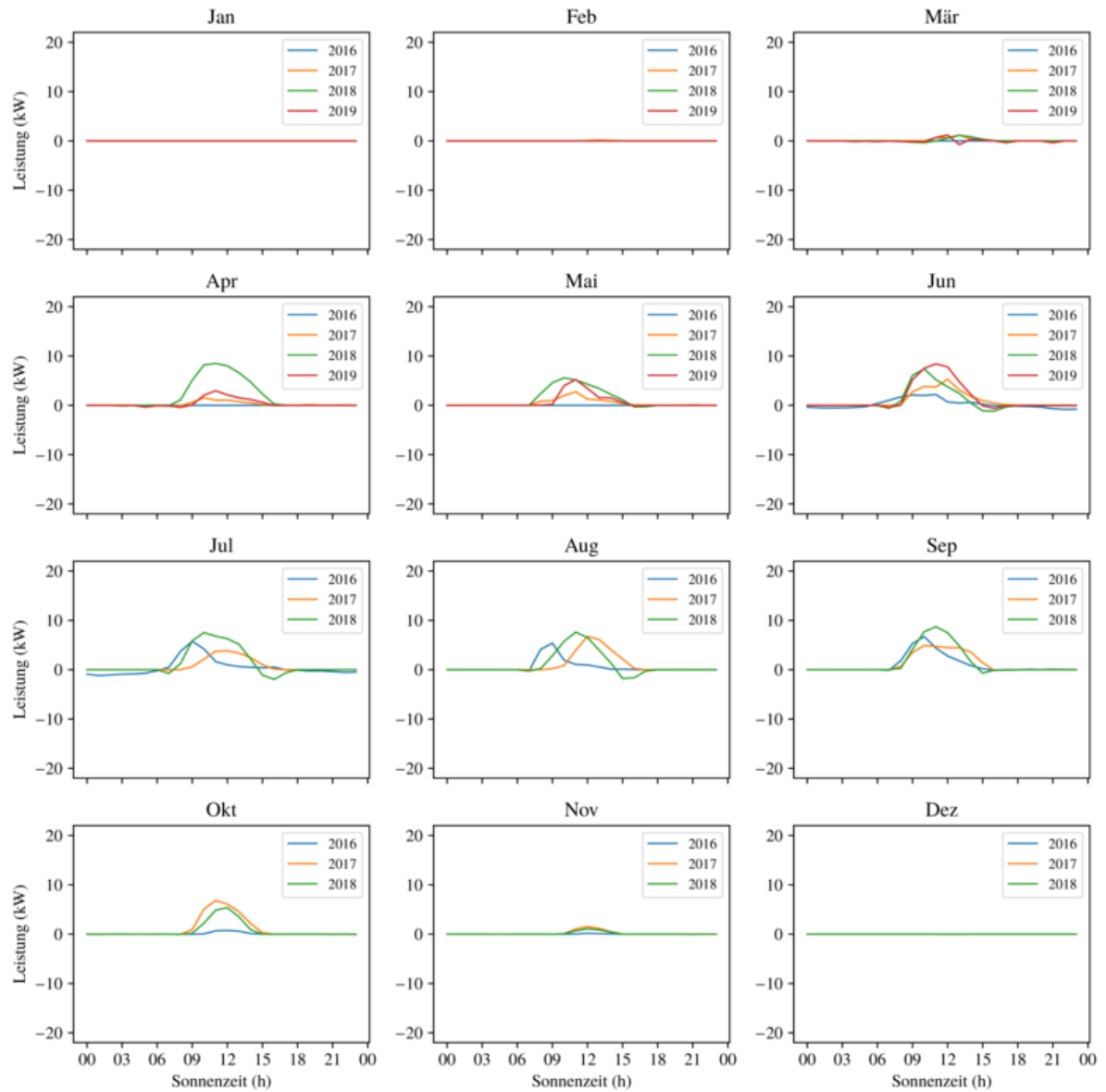


Haus C thermische Leistung Solaranlage



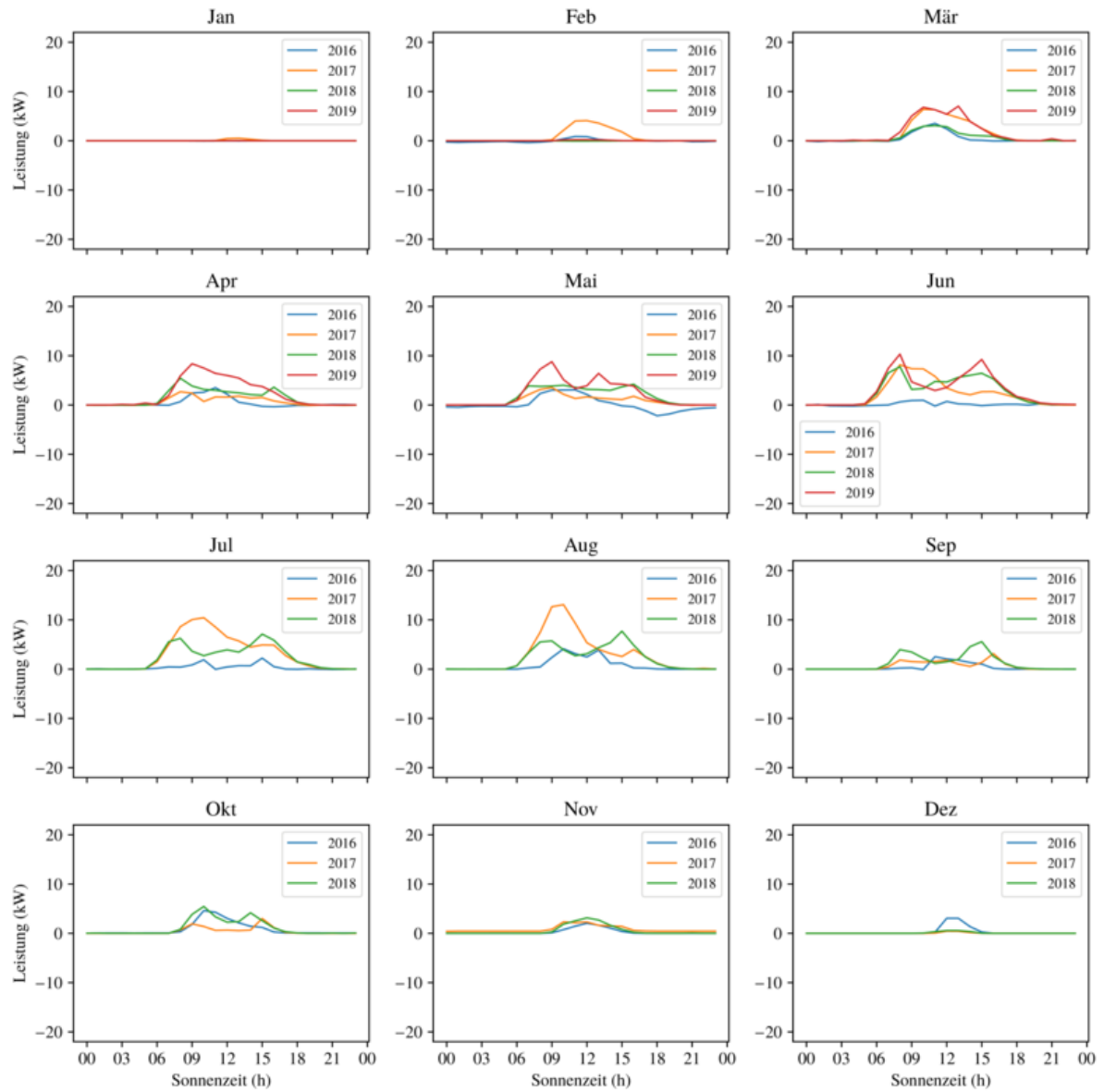


Haus C thermische Leistung Solaranlage zu Energiespeicher



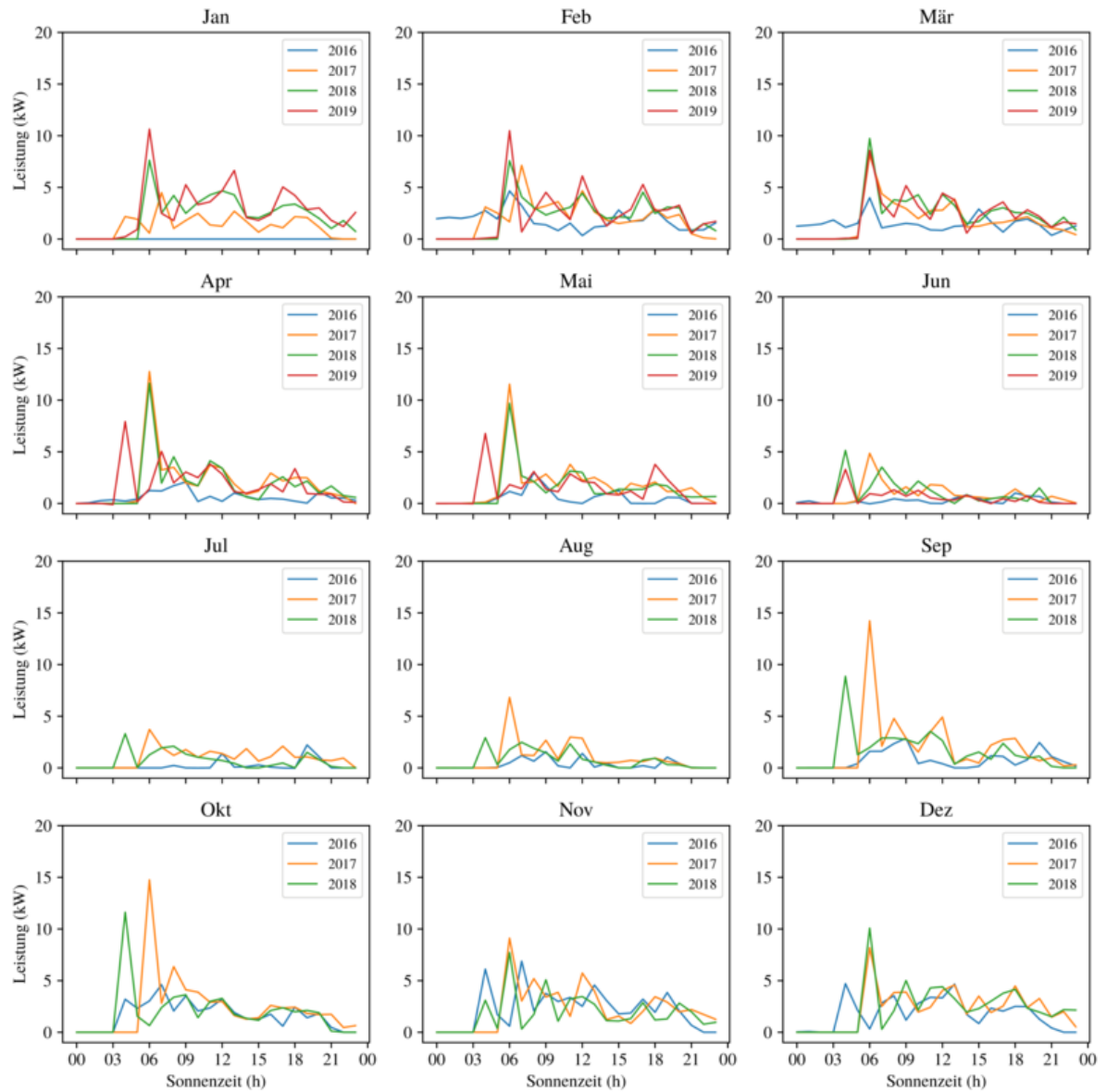


Haus C thermische Leistung Solaranlage zu Pufferspeicher



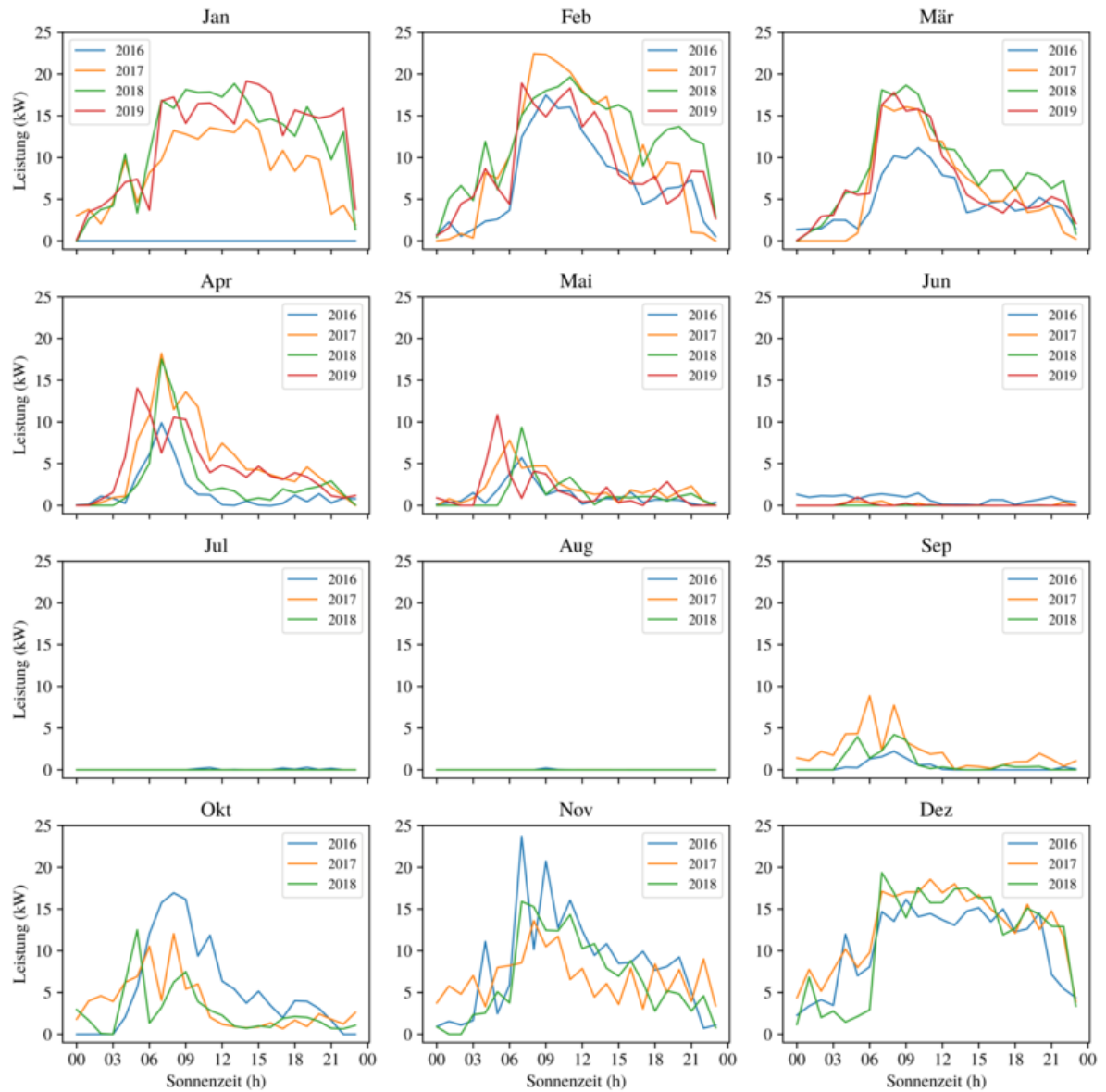


Haus C_Leistung Wärmepumpe - WW-Speicher



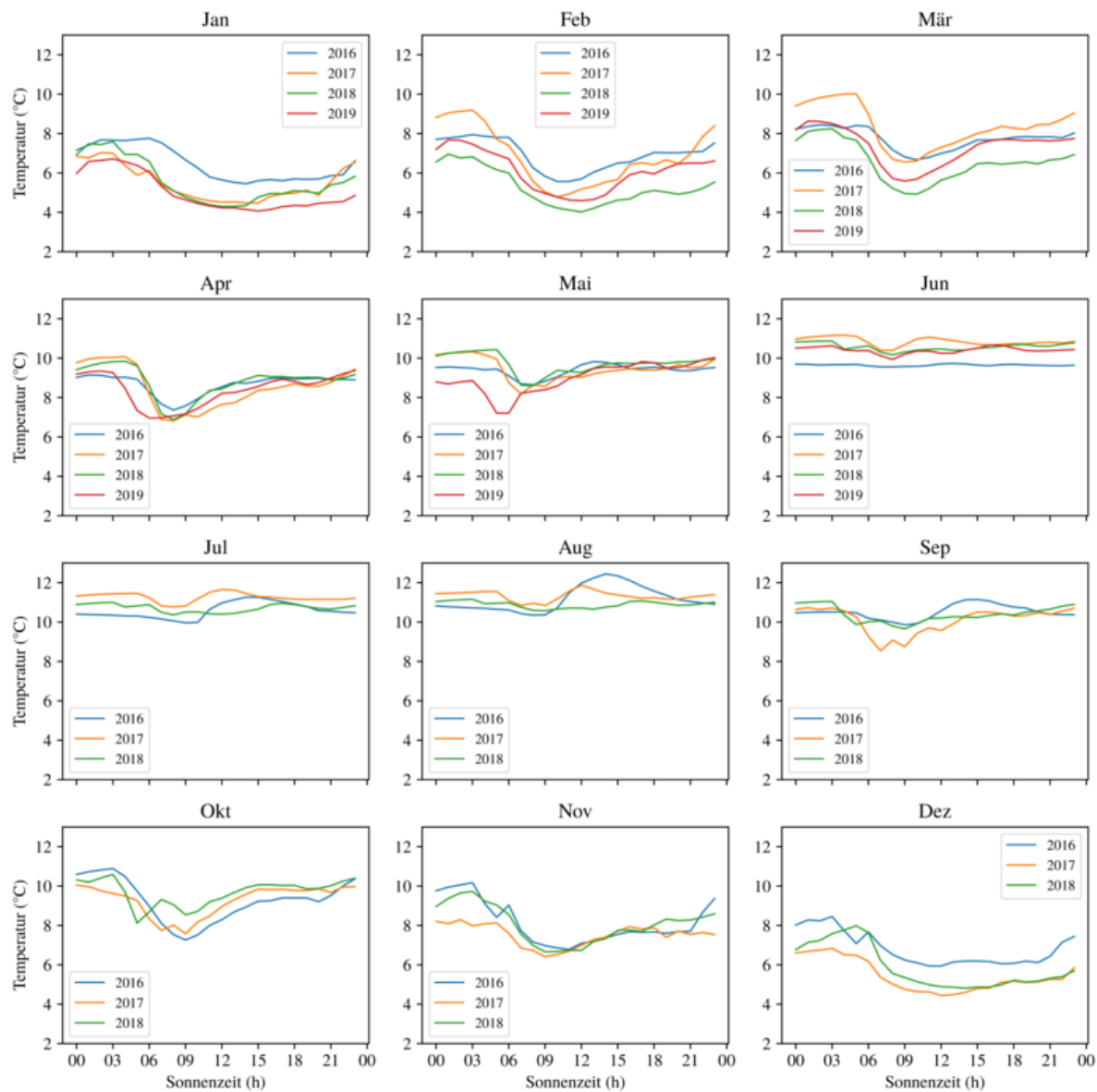


Haus C_Leistung Wärmepumpe - Heizungsspeicher





Haus C Temperatur Erdwärmesonde -170 m





TECHNISCHES DATENBLATT HP28S40W-M-WEB

Erdwärmepumpe mit Solesonde vollmodulierend | PREMIUM LINE MODULATION

Leistungsdaten ¹⁾ nach EN255 Δ 10 K		
	B0W35	B0W50
Heizleistung	31,53 kW	26,57 kW
Kälteleistung	25,03 kW	17,91 kW
Leistungsaufnahme	6,50 kW	8,66 kW
Leistungszahl	4,85	3,07

Leistungsdaten ¹⁾ nach EN14511 Δ 5 K		
	B0W35	B0W50
Heizleistung	30,72 kW	26,11 kW
Kälteleistung	24,03 kW	17,19 kW
Leistungsaufnahme	6,69 kW	8,92 kW
Leistungszahl	4,59	2,93

Verdichter	
Bauart	Scroll
Drehzahl	1200-5400 min ⁻¹
max. Leistungsaufnahme	12,0 kW
Ölmenge	2,8 l

Verdampfer / Energiequelle	
Bauart	Plattenwärmetauscher
Werkstoff	Edelstahl / Cu gelötet
Durchflussmenge Sole	7,3 m ³ /h
Druckverlust	1,5 mWs
Temperaturdifferenz	4 K
Inhalt	4,5 l
Prüfdruck	45 bar

Kondensator / Heizungsseite	
Bauart	Plattenwärmetauscher
Werkstoff	Edelstahl / Cu gelötet
Durchflussmenge Wasser	2,0 - 4,5 m ³ /h
Druckverlust	2,0 mWs
Temperaturdifferenz	5 K
Inhalt	4,5 l
Prüfdruck	45 bar

Kältekreislauf	
Arbeitsmittel	R410a
Füllmenge	5,0 kg

Elektrik	
Spannung	400 V
Frequenz	50 Hz
Absicherung träge	3 x 32 A
max. Betriebsstrom Verdichter	27 A
Anlaufstrom	29 A

Schalldruckpegel	
In 1 m Entfernung	48 dB(A)

Anschlüsse, Abmessungen		
Heizung Vor- und Rücklauf	6/4"	AG
Sole Vor- und Rücklauf	6/4"	AG
Höhe x Breite x Tiefe	1.624x604x674	mm
Gewicht	185	kg

Betriebsgrenzwerte	
max. Betriebsdruck Wasser	10 bar
max. Betriebsdruck Kältemittel	40 bar
max. Heizwassertemperatur	62 °C

¹⁾ Leistungsangaben bedeuten:

B = Wärmequellentemperatur (Sole = B) in °C

W = Heizwassertemperatur (Wasser = W) in °C

Leistungsdaten bei 50 % Drehzahl des Verdichters,
max. Drehzahl des Verdichters 60 %

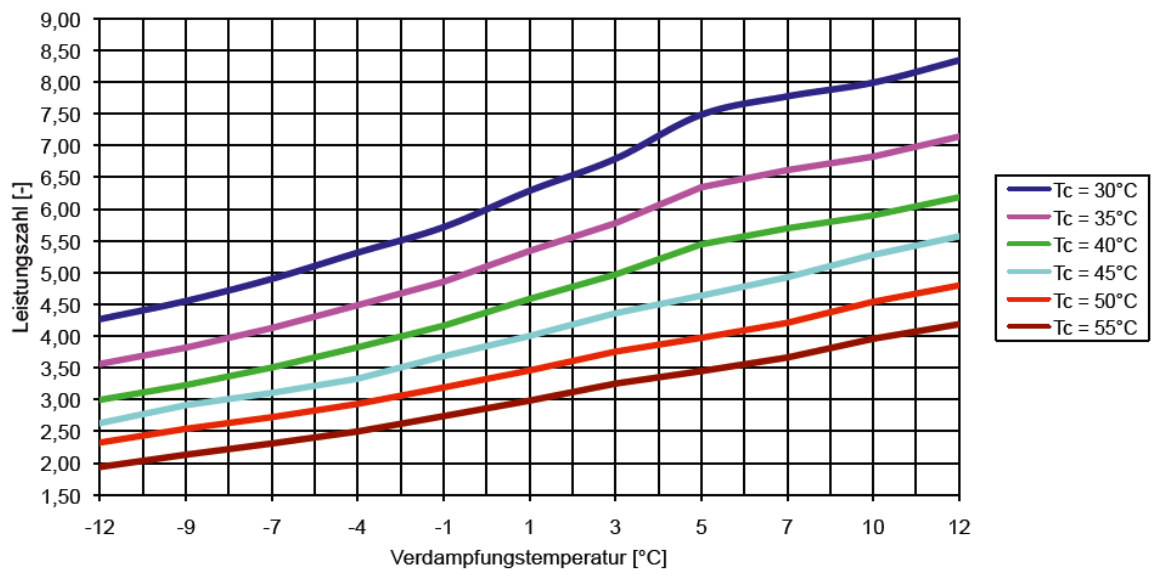
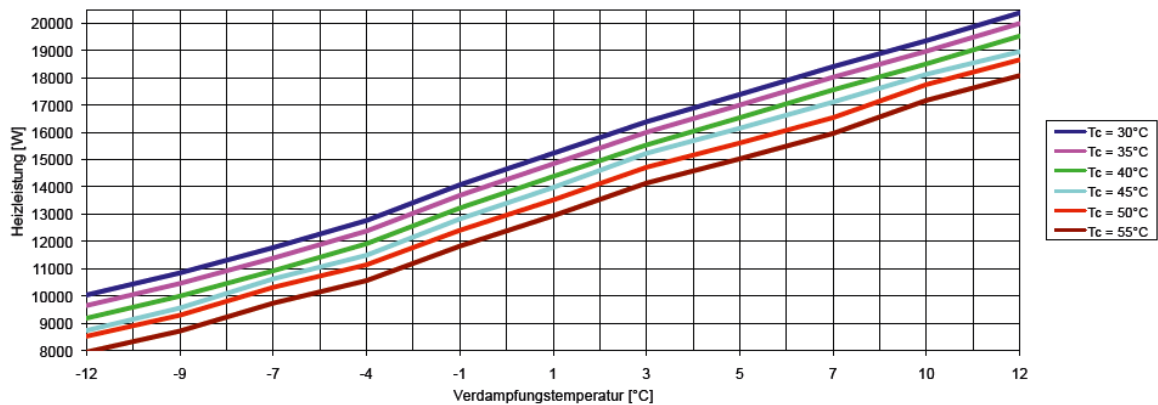
Für die oben genannten Leistungsdaten gelten die Toleranzen nach EN 12900.



TECHNISCHES DATENBLATT HP28S40W-M-WEB

Erdwärmepumpe mit Solesonde vollmodulierend | PREMIUM LINE MODULATION

Leistungskurven bei 10 % Verdichterleistung



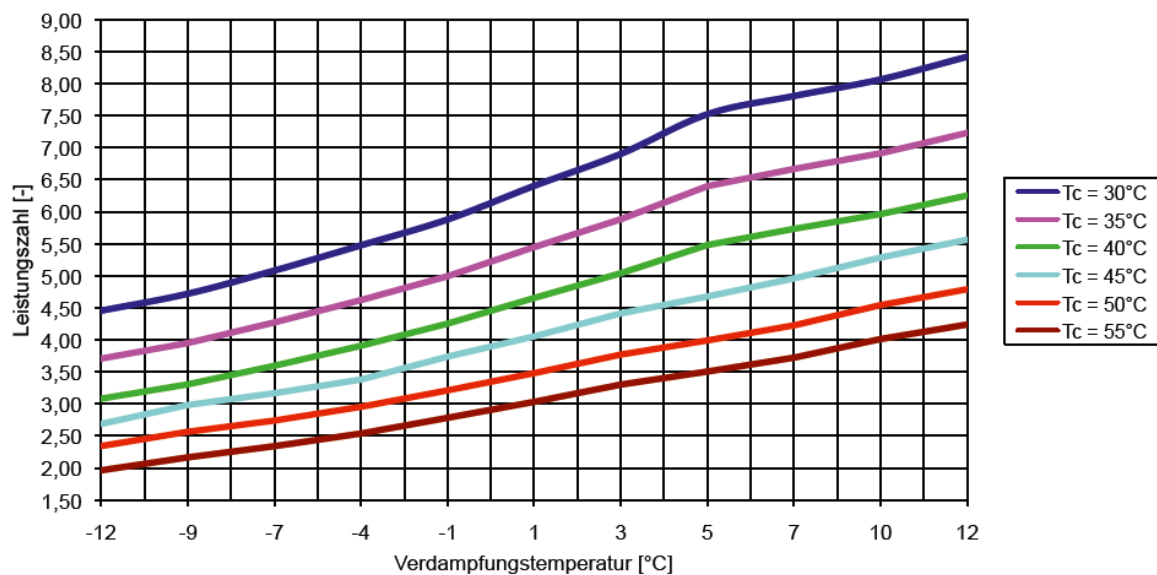
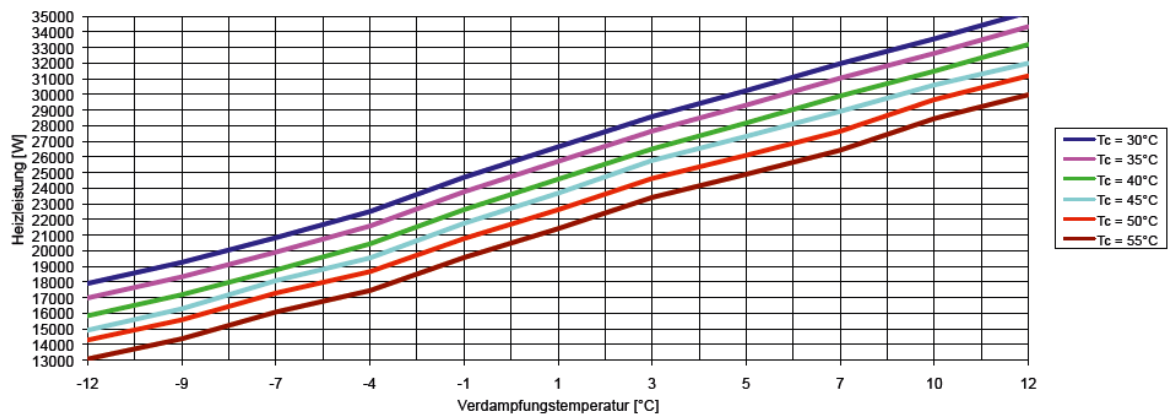
Für die oben dargestellten Leistungskurven gelten die Toleranzen nach EN 12900.
Alle angegebenen Leistungen nach EN 14511.



TECHNISCHES DATENBLATT HP28S40W-M-WEB

Erdwärmepumpe mit Solesonde vollmodulierend | PREMIUM LINE MODULATION

Leistungskurven bei 30 % Verdichterleistung



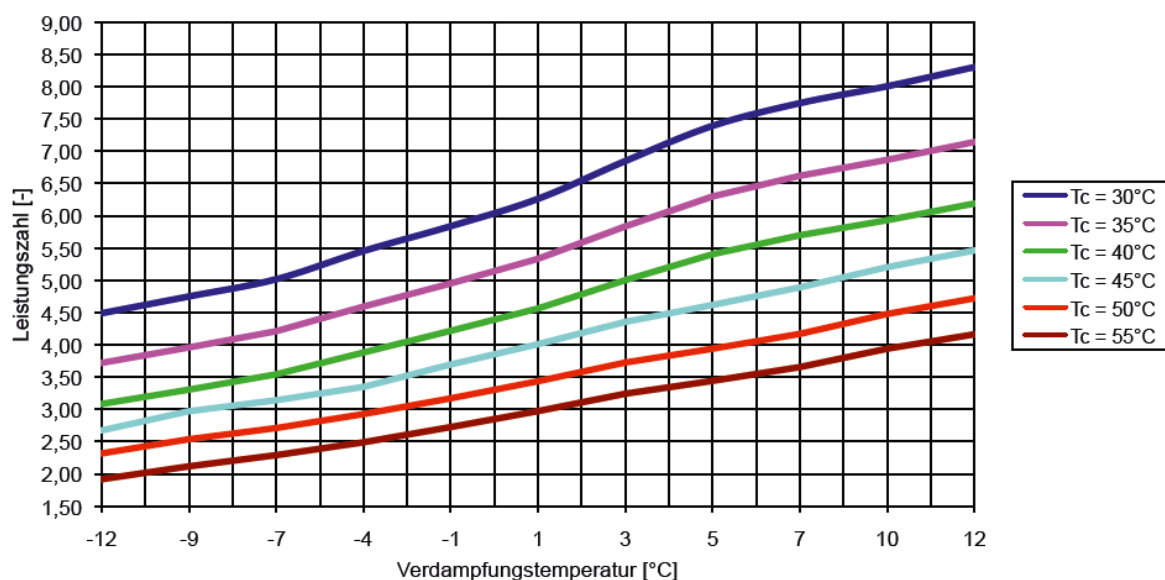
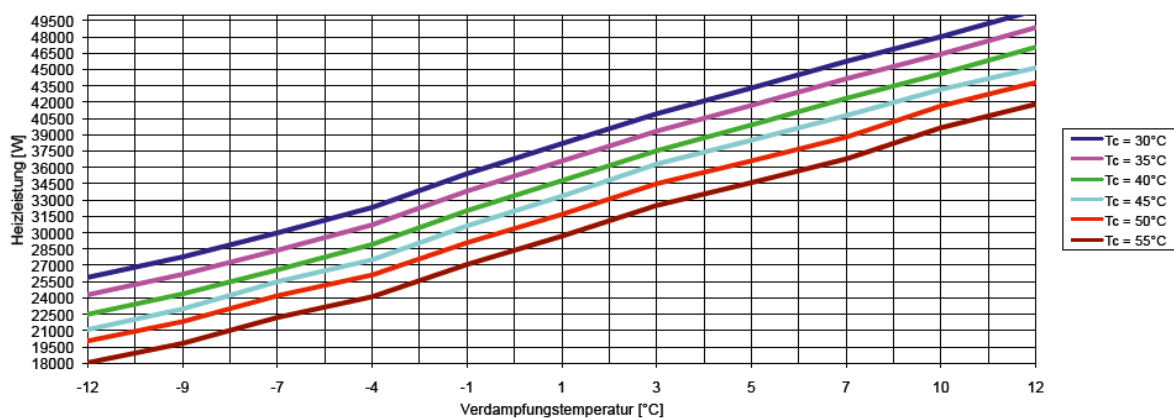
Für die oben dargestellten Leistungskurven gelten die Toleranzen nach EN 12900.
Alle angegebenen Leistungen nach EN 14511.



TECHNISCHES DATENBLATT HP28S40W-M-WEB

Erdwärmepumpe mit Solesonde vollmodulierend | PREMIUM LINE MODULATION

Leistungskurven bei 50 % Verdichterleistung



Für die oben dargestellten Leistungskurven gelten die Toleranzen nach EN 12900.
Alle angegebenen Leistungen nach EN 14511.