

13. Dezember 2021

Erkenntnisse über Erdwärmesonden- Regeneration am Beispiel Doppel- Mehrfamilienhaus Ländisch



Autoren

Marc Bättschmann, Allianz 2SOL

Simon Büttgenbach, Allianz 2SOL

Marco Caflisch, Allianz 2SOL

Marion Willim, Allianz 2SOL

Diese Studie wurde im Auftrag von EnergieSchweiz erstellt.

Für den Inhalt sind allein die Autoren verantwortlich.

Inhaltsverzeichnis

0.	Zusammenfassung	5
1.	Untersuchungsgegenstand und Zielsetzungen der Studie.....	6
2.	Projektgrundlagen	7
2.1	Ausgangslage und Kurzbeschreibung des Sanierungsprojekts	7
2.2	Systemkonzept 2SOL	8
2.3	Simulationsstudie 2016.....	9
2.4	Systemdimensionierung.....	12
2.5	Energetische Sanierung.....	12
2.5.1	Bestandsbeschreibung	12
2.5.2	Sanierung 2016.....	13
2.6	Monitoringsystem.....	13
3.	Messdatenaufbereitung.....	15
3.1	Methodik.....	15
3.1.1	Messdatengrundlage	15
3.1.2	Messdatenaufbereitung	15
3.1.3	Fehleranalyse Bilanzierung.....	15
3.1.3.1	Unterschätzung Heizwärmeverbrauch.....	15
3.1.3.2	Erzwungener Heizstabeinsatz	16
3.2	Auswertung Messdaten	18
3.2.1	Verbräuche Nutzenergie	18
3.2.2	Bilanzierungen Energiesystem	19
3.2.3	Plausibilisierung Systemauslegung	23
3.2.4	PVT-Erträge und Erdreichregeneration	24
3.2.5	PV-Eigenverbrauch.....	28
3.2.6	Anlagenstörungen.....	30
4.	Systemsimulation	32
4.1	Eingabegrundlagen.....	32
4.2	Validierung Simulationsresultate	33
4.3	Simulationsresultate Erdreichregeneration.....	35
5.	Wirtschaftlichkeit	37
5.1	Investitionskosten	37
5.2	Fördergelder	39

6.	Interpretation der Ergebnisse	40
6.1	Kritische Anlagengrösse für wirtschaftliche Regenerationslösungen	40
6.2	Vergleich geplanter Wärmebedarf und gemessener Verbrauch	40
6.3	Wesentliche Punkte für die Qualitätssicherung regenerierter EWS-Systeme oder allgemein solar gekoppelter Wärmepumpensysteme (Checkliste)	42
6.4	Zusammenfassung der wichtigsten Erkenntnisse und Lessons learned.....	42
6.5	Abschliessende Überlegungen	43
7.	Anhang	44
7.1	Messdatenausfälle	44
7.2	Untersuchung Temperaturschichtung Brauchwarmwasserspeicher	44
7.3	Messkonzept Monitoring	45
7.4	Schulungsunterlagen	45
7.5	2SOL-Leitfaden Polysun-Simulation.....	45
7.6	Fotodokumentation	45

0. Zusammenfassung

Das Doppelmehrfamilienhaus Ländisch in Meilen wurde 1975 in massiver Bauweise erstellt und entspricht einem in der Schweiz weit verbreiteten Gebäudetypus. Die 17 Wohneinheiten wurden mit Strom geheizt, und auch die Warmwasserbereitstellung erfolgte rein elektrisch. Im Jahr 2016 wurde die Liegenschaft in bewohntem Zustand energetisch saniert und mit einem Gebäudeenergiesystem ausgestattet, das im Betrieb keine CO₂-Emissionen verursacht. Die wichtigsten Komponenten des Systems sind eine Wärmepumpe, mehrere Erdwärmesonden und eine Solaranlage. Das Gebäude verfügte über keine hydraulische Wärmeverteilung, weshalb die Leitungen der neuen Heizungszentrale zu den Wohnungen an der Fassade unter der neuen Dämmebene angebracht werden mussten.

Für die vorliegende Studie wurden die von der Eigentümerschaft bereitgestellten Monitoringdaten sowie Angaben zu Investitionskosten und Mietzinsanpassungen ausgewertet. Dadurch können belastbare Daten zu Dimensionierung, Verbrauchswerten, Systemeffizienz und Wirtschaftlichkeit ausgewiesen und Empfehlungen für die Planung künftiger Sanierungsprojekte abgegeben werden. Ein Vergleich der über Simulationen berechneten Daten mit den effektiven Werten hat gezeigt, dass die Simulationsresultate aus den Variantenstudien den gemessenen Werten weitgehend entsprechen.

Um Effizienzverluste erkennen und rasch beheben zu können, sind ein Monitoring und regelmässige Datenauswertungen essenziell. So hat sich beispielsweise gezeigt, wie wichtig es ist, dass die Ansteuerung der Heizstäbe ausschliesslich manuell erfolgt und nicht der Wärmepumpe überlassen wird.

Die nach Systemgrenze «SNG+» berechneten Jahresarbeitszahlen der gesamten Wärmebereitstellung in den untersuchten Betriebsjahren liegen zwischen 3,3 und 3,7. Die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe ohne Pumpenstrom erhöhte sich in den vier Betriebsjahren um 10 % bis 15 % und lag zwischen 3,7 und 4,1. Die Wärmepumpe erreichte in den Betriebsjahren 2018 bis 2020 eine Laufzeit von über 2300 Volllaststunden pro Jahr.

Der Solarstromertrag wurde zu über 60 % direkt für den Betrieb der Wärmepumpe verwendet oder von der Mieterschaft genutzt. Die Jahresbilanz des Stromverbrauchs zur Wärmeproduktion für Heizwärme und Brauchwarmwasser hat sich aufgrund der energetischen Verbesserung des Doppel-Mehrfamilienhauses und des Ersatzes der Elektroheizung durch eine Wärmepumpe um 93 % reduziert. Die energetische Sanierung der Hülle und Wärmeproduktion reduziert den jährlichen Strombedarf zur Wärmebereitstellung von 199 MWh auf 43 MWh und somit um den Faktor 5.

Bei regenerierten Erdwärmesonden-Wärmepumpen-Systemen sollte darauf geachtet werden, dass eine Wärmepumpe gewählt wird, die mit hohen Quellentemperaturen bis 30 °C arbeiten kann. Für neue Anlagen mit tiefen Sonden und hohen Regenerationsgraden sollte eine serielle Einbindung der PVT-Anlage in den Erdsondenkreis geprüft und auf eine möglichst einfache Hydraulik geachtet werden. Nach den ersten vier Betriebsjahren ist auf Basis von Monatsmittelwerten im Projekt Ländisch noch kein Temperaturrückgang bei der Austrittstemperatur der Erdwärmesonde zu erkennen. Die detaillierte Analyse der Messdaten und die Nachsimulation auf Basis der tatsächlichen Anlagen- und Wetterdaten ergaben, dass die Dimensionierung der Anlage mit ca. 40 W/m Entzugskälteleistung und 100 kWh/m Entzugsenergie leicht zu defensiv war. Sondenmeter hätten eingespart und Wasser als Erdsondenfluid anstelle von Glykol gewählt werden können. Es lässt sich festhalten, dass Kleinanlagen von unter 100 kW nicht vollständig regeneriert werden müssen. Erfahrungswerte zeigen, dass ein Regenerationsgrad von 50 % bis 70 % ausreichend ist. Der technisch und wirtschaftlich optimale Regenerationsgrad ist jeweils über Systemsimulationen zu bestimmen und hängt im Wesentlichen von dem Kostenverhältnis der Sondenmeter zu den spezifischen Kosten des eingesetzten Regenerationssystems ab.

Die vorliegende Studie zeigt, dass ältere Gebäude auch mittels minimal invasiver Intervention mit einem emissionsfreien Energiesystem ausgestattet werden können, ohne für die Sanierungsarbeiten entmietet werden zu müssen. Selbst mit moderaten Mietzinserhöhungen (3,8 % im Beispiel von Ländisch) lassen sich für Eigentümerschaften attraktive Renditen erzielen. Im untersuchten Fall liegt die Nettoendite des für das Energiesystem investierten Kapitals in einem für Immobilien durchschnittlichen Bereich und die lineare Amortisationsdauer bei 14 Jahren.

1. Untersuchungsgegenstand und Zielsetzungen der Studie

Wer in eine Heizung für ein Mehrfamilienhaus investiert, macht dies aufgrund von Planungsdaten und Kostenvergleichen. Berechnungen sind eine gute Basis, aber erst ein Monitoring zeigt, ob das Energiesystem im Alltag tatsächlich wie geplant funktioniert. Solche Messwerte sind jedoch kaum öffentlich zugänglich.

Die Eigentümerschaft eines Doppel-Mehrfamilienhauses aus den 1970er-Jahren hat sich 2016 entschlossen, ihr Gebäude energetisch zu sanieren und ein emissionsfreies Gebäudeenergiesystem mit regenerierten Erdwärmesonden nach dem 2SOL-Prinzip zu realisieren. Die Bauherrschaft stellt die Daten zur vertieften Analyse und Veröffentlichung im Rahmen der vorliegenden Studie zur Verfügung. Zudem gewährt sie Einblicke in ihre Kostenberechnungen und Wirtschaftlichkeitsüberlegungen. Dafür drücken Energie Schweiz des Bundesamts für Energie und die Autoren der vorliegenden Studie der Eigentümerschaft ihren Dank aus.

Eines der wichtigsten Elemente der Energiestrategie 2050 mit ihrer angestrebten Dekarbonisierung des Schweizer Gebäudeparks ist der sparsame Umgang mit Strom aus dem Netz. Wärmepumpen stossen im Betrieb zwar kein CO₂ aus, sind jedoch zumeist auf das Stromnetz angewiesen. Vor diesem Hintergrund gewinnt die Effizienz von emissionsfreien Gebäudeenergiesystemen vermehrt an Bedeutung – insbesondere an den kältesten Tagen des Jahres, wenn landesweit die Heizungen auf Hochtouren laufen. Einen vielversprechenden Ansatz zur Effizienzsteigerung stellt die sogenannte Regeneration dar. Dabei wird dem Erdreich nicht nur Wärme entzogen, sondern mittels Erdwärmesonden in den Sommermonaten wieder zugeführt. Die Regeneration gewinnt laufend an Bedeutung, und es ist davon auszugehen, dass in Zukunft einige Gemeinden eine (Teil-)Regeneration für dicht besiedelte Gebiete vorschreiben werden.

Das Doppel-Mehrfamilienhaus in Meilen entspricht einem in der Schweiz weit verbreiteten Gebäudetypus. Bei vielen solcher Immobilien steht in den nächsten Jahren eine energetische Sanierung an, denn ein Grossteil der älteren Gebäude wird bislang mit fossilen Energieträgern geheizt. Hier liegt in Hinblick auf die angestrebte Dekarbonisierung des Gebäudeparks grosses Potenzial. Um die Eigentümerschaft zu einem Wechsel auf erneuerbare Energieträger zu motivieren, gilt es aufzuzeigen, dass solche Systeme nicht nur ökologisch, sondern auch wirtschaftlich sind. Und bezüglich der Sozialverträglichkeit von Sanierungen sind zudem die Auswirkungen auf die Mieterschaft zu bedenken. Die vorliegende Studie beleuchtet die relevanten Aspekte und liefert belastbare Daten zu Dimensionierung, Verbrauchswerten, Systemeffizienz und Wirtschaftlichkeit.

2. Projektgrundlagen

2.1 Ausgangslage und Kurzbeschreibung des Sanierungsprojekts

An der Ländischstrasse im zürcherischen Meilen liegen zwei an einer Seite miteinander verbundene, in massiver Bauweise errichtete Mehrfamilienhäuser aus dem Jahr 1975. Das Doppel-Mehrfamilienhaus befand sich in einem baulich und energetisch sanierungsbedürftigen Zustand, weshalb sich die Eigentümerschaft im Jahr 2016 zu einer Sanierung entschloss. Die rein elektrische Heizung und Warmwasserbereitung sollte durch ein zeitgemässes, ökologisch unbedenkliches System ersetzt werden, damit die 17 Wohneinheiten künftig zuverlässig und nachhaltig versorgt werden. «Wir wollten kein Erdöl – das ist nicht nachhaltig. Wir wollten auch kein Erdgas – das wäre zwar sehr einfach und sehr günstig umzusetzen gewesen, da es im Quartier eine Erdgasleitung gibt. Aber für uns war aus Gründen der Nachhaltigkeit klar: Wir setzen auf Erdsonden. Bei der Recherche nach geeigneten Systemen sind wir auf 2SOL gestossen», erklärt der Vertreter der Bauherrschaft.

Wie so oft liefen auch hier die Sanierungszyklen der einzelnen Bauteile und technischen Anlagen nicht synchron: Das Dach war noch nicht am Ende seines Lebenszyklus angelangt, und die Fenster im Treppenhaus und auf der Wetterseite waren bereits 15 Jahre vor der umfassenden Sanierung ersetzt worden. Die Bauherrschaft sah deshalb von einer Total- bzw. Kernsanierung ab. Ausserdem war es der Eigentümerschaft wichtig, dass die Sanierung im bewohnten Zustand erfolgen kann.

Aufgrund der Anforderung, die Bausubstanz weitgehend zu erhalten, stand für die Bauherrschaft nicht die absolute Minimierung des Energiebedarfs, sondern die Nachhaltigkeit des Gesamtsystems im Vordergrund. Es galt, zwischen baulichen und technischen Massnahmen abzuwägen. Folgende Massnahmen wurden realisiert:

- Die elektrische Heizwärmeversorgung aus den 70er-Jahren wurde ausgetauscht. Dies brachte grosse Herausforderungen mit sich – einerseits, weil das Objekt, während der Sanierungsarbeiten stets bewohnt war, andererseits weil keine hydraulische Wärmeverteilung vorhanden war. Um künftig die Wärme an die neuen, hocheffizienten und grosszügig dimensionierten Radiatoren leiten zu können, wurde die Wärmeverteilung an der Fassade unter der neuen Dämmebene angebracht.
- Dezidierte Technikflächen standen in dem bisher rein elektrisch beheizten Gebäude nicht zur Verfügung. Deshalb wurden die neuen technischen Anlagen wie Wärmepumpe, Pufferspeicher, Solarstation und Erdwärmesondenverteiler in der Tiefgarage an unterschiedlichen und strategisch ausgewählten Orten montiert. Die Kompaktheit des implementierten Gebäudetechniksystems kam den beschränkten Platzverhältnissen sehr entgegen.

Das Projekt Doppel-Mehrfamilienhaus Ländisch (Haus 80 und 82) im Überblick:

MFH-Altbau mit Stromheizung von 1975 mit EBF ca. 2000 m²

- Energetische Gebäudesanierung (keine spezielle Zertifizierung)
 - Baulich: Fassadendämmung, Dachsanierung, Kellerdeckendämmung
 - Technisch: neue Wärmeerzeugung nach 2SOL
 - Neue Wärmeverteilung in der Dämmebene an der Fassade
 - Neue Wärmeabgabe mit Radiatoren – Vorlauftemperatur auf 46 °C ausgelegt
 - Warmwasser über Frischwassertechnik mit 50 °C Zapftemperatur (Auslegung)
- Gebäudeenergiesystem nach 2SOL (Auslegung)
 - 3 × 360-m-Erdwärmesonden (Doppel-U-Rohr) mit saisonaler Regeneration des Erdreichs (Wärmespeicherung)
 - 160 m² Hybridkollektoren
 - 28 kWp elektrisch
 - 87 kW thermisch
 - solarthermisch ca. 60 % Regenerationsgrad des Erdreichs
 - PV-Eigenverbrauchsziel ca. 40 %

- o 2-stufige Wärmepumpe mit 60 kW und Regler PV-Eigenverbrauchsoptimierung
- o Detaillierteres Monitoring mit Betriebsoptimierung ab Inbetriebnahme



Eine Fotodokumentation mit weiteren Bildern von vor und nach der Sanierung befindet sich im Anhang 7.6.

2.2 Systemkonzept 2SOL

Die solare Energie, die an einem Ort zur Verfügung steht, unterliegt täglichen und saisonalen Schwankungen. Um sie bedarfsgerecht und lokal nutzen zu können, muss sie demnach nicht nur in Wärme und Elektrizität transformiert, sondern auch gespeichert werden.

Ein Gebäudeenergiesystem, das nach dem 2SOL-Prinzip konzipiert ist, setzt sich aus tiefen Erdwärmesonden zur Bewirtschaftung des Erdreichwärmespeichers, einer Niederhubwärmepumpe und Photovoltaik-Hybridkollektoren zusammen. Eine dezentrale Lüftung sowie eine Brauchwarmwasserproduktion (BWW) über Frischwassertechnik können das Basissystem ergänzen. Das System erzeugt die für ein Gebäude benötigte Wärme emissionsarm und mit möglichst wenig Strom von aussen. Damit das Stromnetz im Winter nicht an seine Belastungsgrenze kommt, ist ein 2SOL-System auf höchste Effizienz während der kältesten Tage des Jahres ausgerichtet. Die Bereitstellung von Wärme für Heizung und Brauchwarmwasser wird dadurch ökologisch unbedenklich und energieverorgungstechnisch unkritisch. 2SOL wird zu einem gänzlich emissionsfreien System, wenn der im Winter zugeführte Strom emissionsfrei erzeugt wird.

Das System 2SOL wurde von innovativen Unternehmen aus der Gebäudetechnik, Industrie und Bauwirtschaft entwickelt. Gemeinsam treiben sie als Allianz 2SOL die nachhaltige Reduktion von CO₂-Emissionen des Schweizer Gebäudeparks voran. (mehr dazu: <http://www.2sol.ch/allianz-2sol>)

Gebäudeenergiesysteme nach dem 2SOL-Prinzip legen den Fokus auf die Minimierung der von aussen zugeführter, hochwertiger Energie und einen CO₂-freien Gebäudebetrieb. Dafür wird eine integrale Gebäudetechnik in einem Gesamtsystem optimal abgestimmt. (mehr dazu: <http://www.2sol.ch/system/system-abgrenzung>)

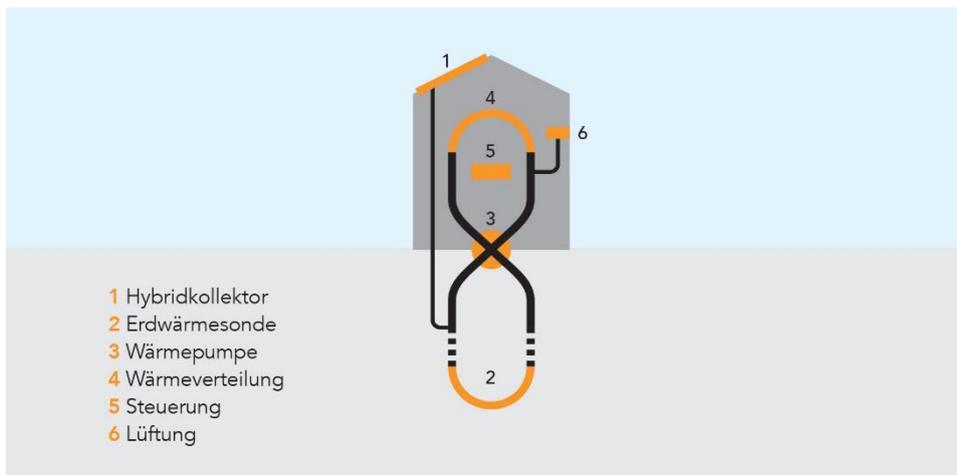


Abbildung 1: Konzept 2SOL

2.3 Simulationsstudie 2016

Die Bauherrschaft liess durch ein Planungsunternehmen prüfen, ob sich ein emissionsfreies Gebäudeenergiesystem nach dem 2SOL-Prinzip am Standort des Doppel-Mehrfamilienhauses eignet und technisch machbar ist. Nach dieser grundlegenden Abklärung wurden über dynamische Simulationen mehrerer Varianten und Machbarkeitsuntersuchungen eine optimierte Dimensionierung des Gesamtsystems festgelegt. Die technische Machbarkeit konnte bestätigt werden.

Über eine Anlagensimulationen wurden unterschiedliche Varianten für die Dimensionierung der Einzelkomponenten untersucht und verglichen, um so das technische und wirtschaftliche Optimum für das Doppel-Mehrfamilienhaus zu ermitteln.

Vergleich von Jahreskosten unterschiedlicher emissionsfreier Gebäudeenergiesysteme:

In enger Abstimmung mit der Bauherrschaft wurden mehrere Varianten definiert, die Jahreskosten dieser fünf wurden verglichen:

- Basisauslegung: 6 Sonden à 275 m, mit Wasser gefüllt, 165 m² PVT
- Variante 1, «Längere Sonden»: Sondentiefe von 400 m, nur 80 m² PVT
- Variante 2, «Mehr Sondenabstand»: jeweils 10 m Abstand zwischen den Sonden
- Variante 3, «Niederhub»: Aktive Heizkörper mit nur 35° C Vorlauf
- Variante 4.1, «Konventionell»: Wasser/Glykol-EWS ohne solare Regeneration, grössere Wärmepumpe nötig, 7 Erdwärmesonden à 275 m

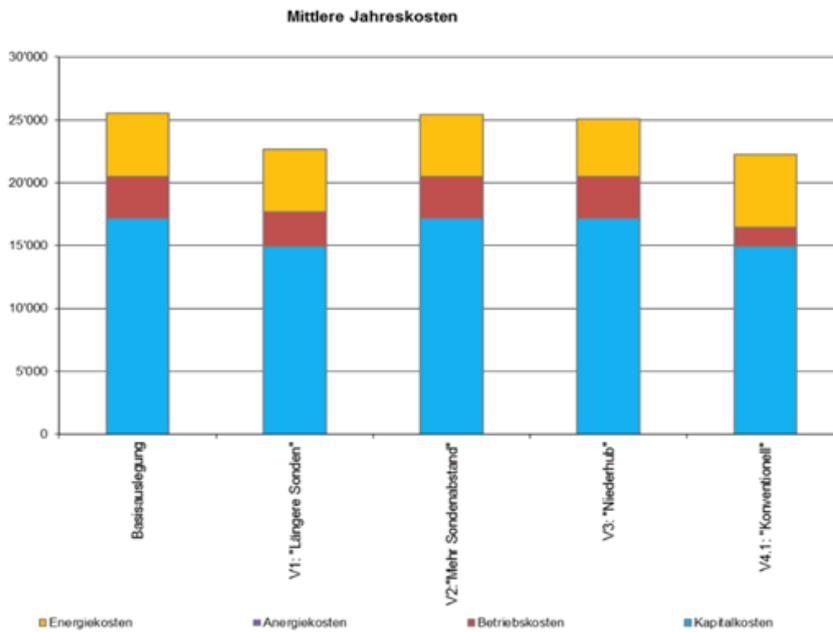


Abbildung 2: Resultate Variantenvergleich Simulationsstudie

Die Simulationsergebnisse und Wirtschaftlichkeitsvergleiche zeigten, dass der Systemansatz mit längeren Sonden, grosser PVT-Anlage und geringerem Regenerationsgrad (nur 60% anstatt voller Regeneration) ökonomisch der Standarddimensionierung kurz- und langfristig knapp überlegen ist. Die Empfehlung war deshalb, die Variante 1 mit 3 × 400 m Erdsonden und 165 m² Hybridkollektoren umzusetzen. Nachdem die Bauherrschaft dieser Empfehlung gefolgt war, wurde Variante 1 in die Ausführungsplanung übernommen. Eine vertiefte Betrachtung in den späteren Projektphasen ergab, dass die Sonden auf 3 × 360 Meter reduziert werden konnten.

Das Technikraumkonzept bot im Wesentlichen zwei Möglichkeiten, die sich in Bezug auf Praktikabilität und Kosten unterscheiden. Die Umnutzung des Parkplatzes unter Haus 82 als Technikzentrale wurde empfohlen, aber nicht umgesetzt. Zur Umsetzung kam eine Lösung mit Umnutzung des bestehenden Hauswirtschaftsraums und die teilweise Nutzung bei gleichzeitigem Erhalt eines grösseren Parkplatzes.

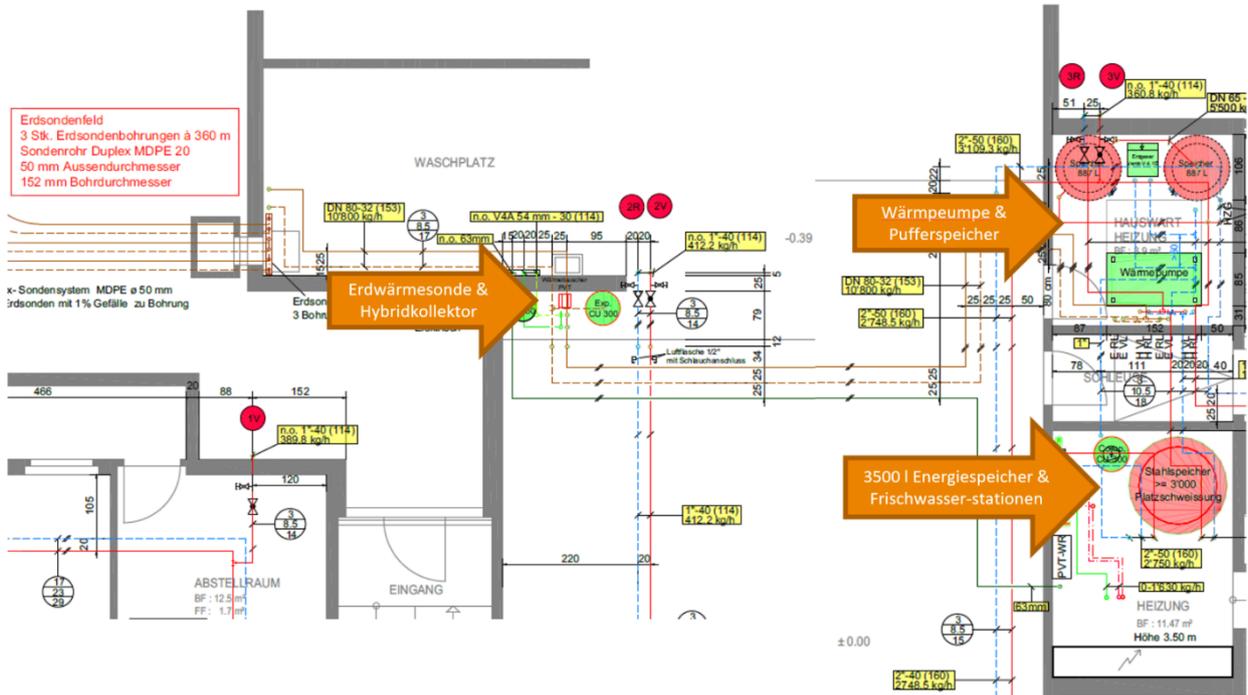


Abbildung 3: Übersicht Anordnung Gebäudetechnik

Die Simulationsstudie wurde mit der Systemsimulationssoftware Polysun und dem eigens für das 2SOL-System entwickelten und getesteten Grundschemata «2SOL-System mit einem Kollektorfeld» durchgeführt.

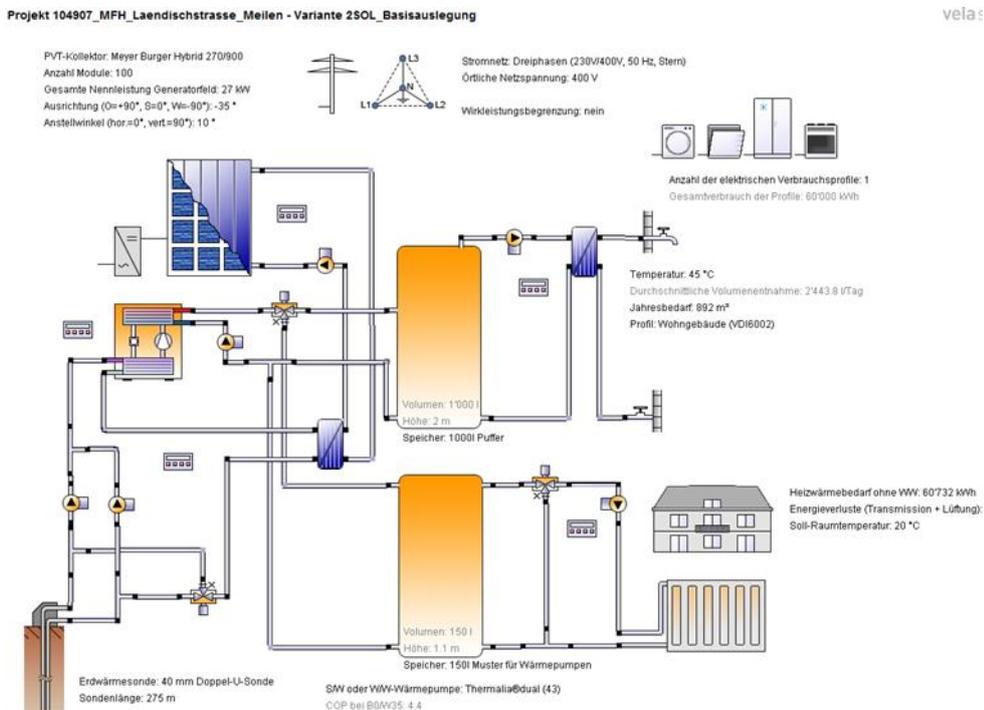


Abbildung 4: Simulationsvorlage Polysun (Hydraulik entspricht nicht der zur Umsetzung empfohlenen Hydraulik, vgl. Kapitel 2.4)

2.4 Systemdimensionierung

Die Systemauslegung der umgesetzten Variante umfasst eine zweistufige Wärmepumpe, drei Erdwärmesonden mit je 360 m Tiefe und eine Hybridkollektoranlage mit 160 m² Kollektorfläche. Die thermische Energie, die die Hybridkollektoren liefern, wird mittels Erdwärmesonden zur Regeneration des Erdreichs verwendet. Über Eigenverbrauchsoptimierung des PV-Stroms, die durch eine intelligente Regelung, vergrößerte Speichervolumina und die direkte Schaltung der Wärmepumpe mit einem speziellen Netto-Stromüberschusszähler realisiert wird, verbessern sich Gebäude-Energiebilanz und die Wirtschaftlichkeit. Aufgrund des Innovationsgehalts des Systems verzichtet der lokale Energieversorger auf Sperrzeiten für die Wärmepumpe. Für die Warmwasserbereitung wird Frischwassertechnik eingesetzt.

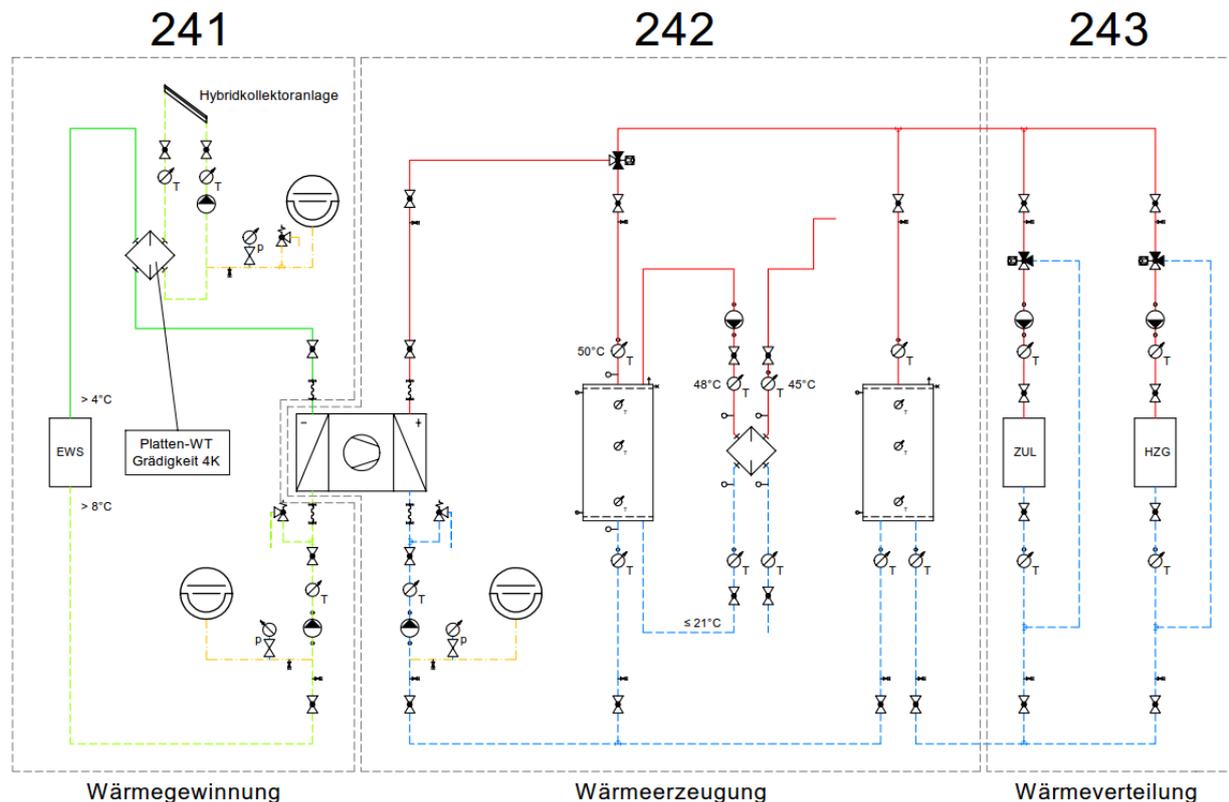


Abbildung 5: Vereinfachtes Heizungsschema

2.5 Energetische Sanierung

2.5.1 Bestandsbeschreibung

Die massiven Aussenwände des Doppel-Mehrfamilienhauses bestehen aus 25 cm Backstein mit 7 cm Innendämmung und sind beidseitig verputzt. Nahezu alle Fensterflächen sind sukzessive im Zeitraum von 2001 bis 2009 mit Zweifach-Wärmeschutzverglasung erneuert worden. Aufgrund der sehr schmalen Fensterrahmen war für eine etwaige Laibungsdämmung kaum Platz. In den Gebäudewinkeln reichen die Fensterflächen bis in die Ecke, was für die im Rahmen der Sanierung geplante Fassadendämmung spezielle Herausforderungen mit sich brachte. Vereinzelt Gebäudeeingangstüren waren in unsaniertem Zustand. Der Erdgeschossboden grenzte teilweise ungedämmt an die unbeheizte Tiefgarage im Untergeschoss.

Das Flachdach wurde 1996 aufwendig mit 12-cm-EPS-Dämmung vollständig erneuert und war zum Zeitpunkt der Bestandsaufnahme in gutem Zustand. Die Flachdachabdichtung näherte sich allerdings dem theoretischen Ende ihrer Lebensdauer. Aus energetischer Sicht war das Dach noch passabel.

Beide Gebäude waren über vor einigen Jahren mit Epoxidharz sanierte Eisenrohre mit Zirkulationsleitung an einen 5-m³-Warmwasserspeicher von 1975 angeschlossen, der sich im Untergeschoss des Gebäudes Nr. 80 befand. Dieser wurde nachts zum Niedertarif direkt elektrisch auf über 60°C Warmwassertempe-

ratur aufgeladen. Da der Speicher nur nachts im Niedertarif nachgeladen wurde, musste er somit den Warmwasserbedarf des ganzen Tages abdecken. Für heutige Warmwasserbereitungstechnik war er daher deutlich überdimensioniert und auch aufgrund der Energieverluste nicht mehr zeitgemäss.

Es gab keine hydraulische Wärmeverteilung im Gebäude. Die Wohnungen wurden dezentral und individuell über zahlreiche elektrische Nachtspeicheröfen geheizt. Die nächtliche Aufladung auf sehr hohe Temperaturen von bis zu 100° C in kalten Perioden erfolgte nutzergesteuert und nicht witterungsgeführt. Dies führte sehr wahrscheinlich zu erheblichen Lüftungswärmeverlusten und Übertemperaturen in den Wohnungen.

Mangels zentraler Wärmeerzeugung existierte vor der Sanierung keine Heizungszentrale. Der ca. 11 m² grosse Raum im UG von Haus Nr. 80, in dem der Brauchwarmwasserspeicher stand, wäre grundsätzlich unnutzbar gewesen, sofern ein platzsparenderes Speicherkonzept gewählt würde. Zudem gab es einen weiteren ca. 9 m² grossen Abstellraum in direkter Nähe.

Am ursprünglichen Lüftungssystem wurden keine Anpassungen vorgenommen. Somit befinden sich in den Nasszellen der Wohnungen auch nach der Sanierung Abluftventilatoren, die an gemeinsamen Abluftschächten über Dach entlüften. Diese Schächte werden über Dachventilatoren mit einer Zeitschaltregelung betrieben. Die Nachströmung für diese abgeführte Luft ist stetig und unkontrolliert. Somit strömt die Luft mit Aussentemperatur ins Gebäude nach, wenn der Ventilator läuft. Die Küchenentlüftung (Dunstabzugshauben) geht ebenfalls über Dach bei unkontrollierter Nachströmung.

2.5.2 Sanierung 2016

Die bauliche energetische Sanierung umfasste

- die Dämmung der Fassade mit 20 cm Mineralwolle,
- die Dämmung der Kellerdecken, den Austausch der Hauseingangstüren und
- die Dachsanierung.

Letztere wurde zeitlich vorgezogen, damit die Hybridkollektoranlage nicht vor Ablauf ihrer Lebensdauer für eine später anstehende Dachsanierung rückgebaut werden muss.

Im Rahmen der Sanierung wurde zur Erschliessung der neuen Radiatoren in den Wohnungen die neue Wärmeverteilung in der neuen Dämmebene an der Aussenfassade geführt.

2.6 Monitoringsystem

Die Systemeffizienz der gesamten Anlage wird über ein umfangreiches Monitoring überwacht. Das Wärmepumpensystem inkl. der Wärmeverteilung, die Warmwasserbereitung, die Photovoltaik und auch der thermische Teil der Hybridkollektoranlage werden über zahlreiche Sensoren gemessen. Für eine bessere Nachvollziehbarkeit der Anlagenbetriebspunkte wurde auf konventionelle Wärmezähler verzichtet, stattdessen wurden Durchflussmessgeräte und Temperaturfühler eingesetzt.

Einige Messdaten wurden in Zusammenarbeit mit der Allianz 2SOL in den ersten Jahren nach der Inbetriebnahme gesichtet, ausgewertet und für die Betriebsoptimierung genutzt. Bis zur Beauftragung für die vorliegende Studie wurden diese Daten allerdings nie detailliert im Sinne einer eingehenden Plausibilitätsprüfung und tiefergehenden Betriebsoptimierung ausgewertet.

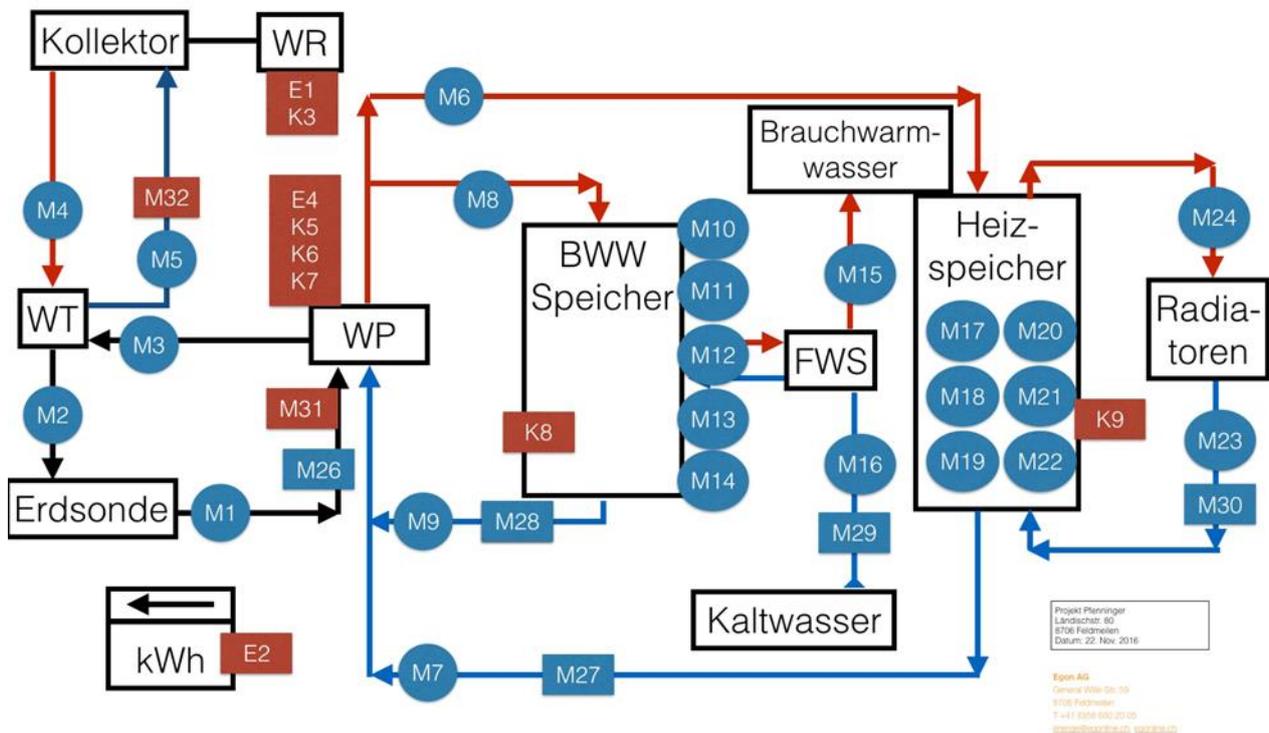


Abbildung 6: Übersicht Messfühler des Monitoringsystems

Das implementierte Monitoringkonzept, das auch die Beschreibung der installierten Messsensoren aus Abbildung 6 umfasst, ist als Beilage-Dokument im Anhang 7.3 abgelegt.

3. Messdatenaufbereitung

3.1 Methodik

3.1.1 Messdatengrundlage

Im Rahmen der vorliegenden Studie werden die Messdaten der Betriebsjahre 2017 bis 2020 analysiert und ausgewertet. Zur detaillierten Auswertung des Anlagenbetriebs werden die aufgezeichneten und bereitgestellten Rohdaten des Monitoringbetreibers verwendet. Die aufgezeichneten Rohdaten basieren auf regelmässigen Messauflösungen von Zeitschritten von ein bis fünf Minuten für die thermischen und 15 Minuten für die elektrischen Messsensoren.

3.1.2 Messdatenaufbereitung

Für die Auswertung der Messdaten werden Stundenmittelwerte verwendet, die eine ausreichende Genauigkeit für die Interpretation der Messergebnisse in Kombination mit der Reduktion der Messdatenmenge liefern. Einzelne Datenlücken, die in den Rohdaten vorzufinden sind, erstrecken sich über wenige Minuten bis hin zu einzelnen Stunden. Sie wurden vor der Bildung von Stundenmittelwerten mittels linearer Interpolation gemäss Formel 1 ergänzt.

$$f(t) = f_0 + \frac{f_1 - f_0}{t_1 - t_0}(t - t_0)$$

Formel 1: Lineare Interpolation mittels Zeitschritt (t)

In den untersuchten vier Betriebsjahren kam es nur in wenigen Fällen zu ganztägigen Messausfällen in den Teilsystemen, diese Ausfälle sind in Anhang 7.1 dokumentiert. Zur Berechnung der Stundenmittelwerte bei Tagesmessdatenlücken wird der vereinfachte Ansatz der linearen Interpolation von Tagesmittelwerten mit gleichmässiger Verteilung auf Stundenmittelwerte angewendet.

3.1.3 Fehleranalyse Bilanzierung

Die Analyse der Messdaten und die Bilanzierung der Energieflüsse im Gesamtsystem haben zwei Bilanzierungsfehler aufgedeckt, die für die Anlagenauswertung und die Vergleichbarkeit mit weiteren Wärmepumpensystemen im Sanierungsfall gemäss nachfolgenden Erläuterungen korrigiert wurden.

3.1.3.1 Unterschätzung Heizwärmeverbrauch

Die Analyse der Energiemengen im Heizsystem deutet auf einen höheren Heizwärmeverbrauch hin als mit den Messwerten berechnet. Die Energiebilanzierung zwischen der Beladung der Heizspeicher durch die Wärmepumpe und dem Heizwärmeverbrauch resultiert in einer über 30 % höheren Speicherbeladung im Verhältnis zum Verbrauch. Diese höhere Speicherbeladung entspricht einer durchschnittlichen Wärmemenge von 22,5 MWh/Jahr in den untersuchten Betriebsjahren. Die verglichenen Wärmemengen werden beide im Heizungsraum gemessen und übersteigen die möglichen Verluste der wärmegeprägten Leitungen zur Speicherladung sowie die Speicherverluste der ebenfalls wärmegeprägten Heizspeicher deutlich. Die Untersuchung der Speicherschichtung in Abbildung 7 deutet auf ein intaktes Ladeverhalten des Pufferspeichers und eine korrekte Rücklaufeinbindung der Heizverteilung auf Höhe des Temperaturfühlers T6 hin. Jedoch zeigt sich in Abbildung 7 ein konstanter Temperaturunterschied zwischen der oberen Heizspeichertemperatur T1 (dunkelblaue Kurve) und der nur wenige Meter entfernt gemessenen Vorlauftemperatur der Heizverteilung (grün gestrichelte Kurve). Die gemessene Vorlauftemperatur sollte sich aufgrund der Position des Speicherstutzens und der kurzen Leitungslänge nur minim von der oberen Speichertemperatur T1 unterscheiden. Der Temperaturunterschied dieser beiden Messfühler bewegt sich jedoch über die ganze Messperiode zwischen 1,5 K und 2 K. Eine Kurzschlussströmung vom Rücklauf in den Vorlauf der Heizverteilung kann aufgrund der Rücklaufeinbindung in den zweiten seriell geschalteten Heizspeicher ausgeschlossen werden. Die detaillierte Abklärung des auftretenden Temperaturunterschieds konnte im Rahmen des vorliegenden Projektberichts nicht untersucht werden. Die Erkenntnis

wurde aber bereits für weitere Abklärungen mit dem Bauherrn geteilt. Für die Auswertung des Gesamtsystems wird aufgrund der geringen Bereitschaftsverluste von wärmegeprägten Pufferspeichern die Wärmemenge der Speicherbeladung auch für den Heizwärmeverbrauch angenommen.

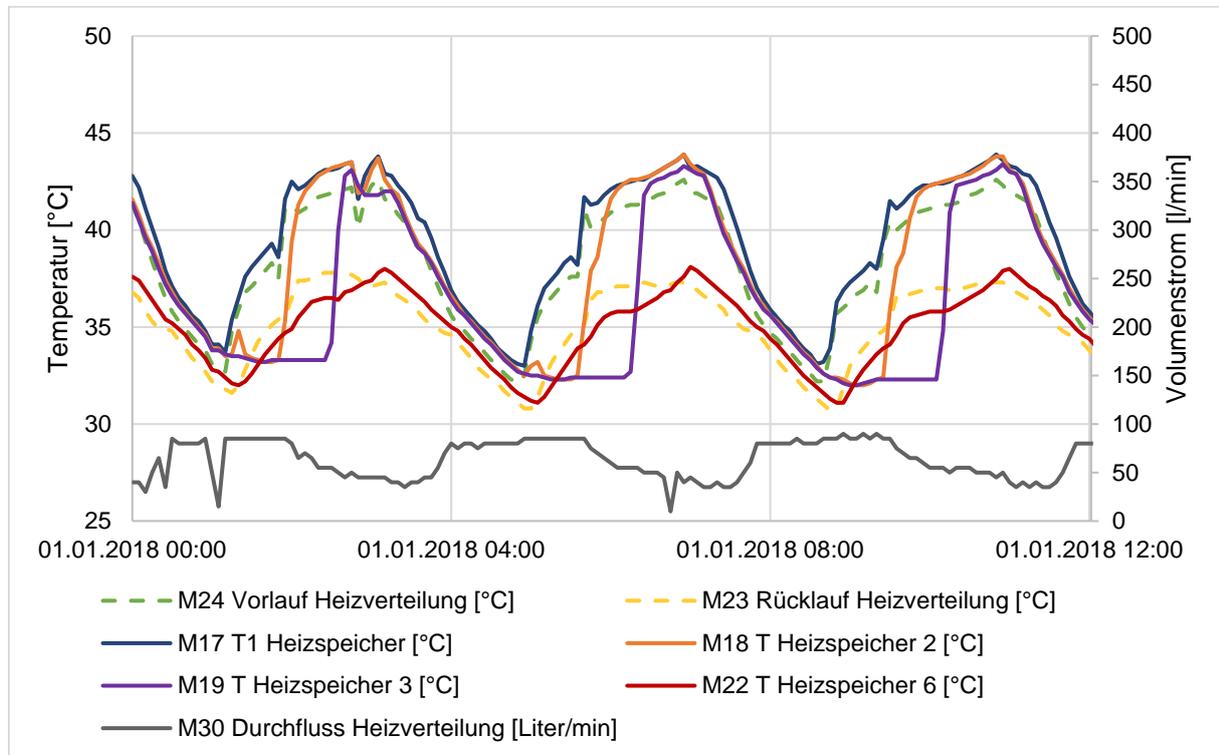


Abbildung 7: Untersuchung des Schichtungsverhaltens und der Heizverteilungstemperaturen im Heizspeicher an einem beispielhaften Wintertag im Jahr 2018 mit Messfühlerbezeichnung gemäss Abbildung 6

Die Differenz zwischen der Wärmemenge zur Heizspeicherbeladung und dem Heizwärmeverbrauch entspricht der berechneten Wärmemenge aufgrund der Temperaturdifferenz zwischen der oberen Speichertemperatur T1 und der Vorlauftemperatur Heizverteilung. Die beiden Wärmemengen sind in nachfolgender Tabelle nach Betriebsjahr ausgewiesen.

Tabelle 1: Vergleich der gemessenen Wärmemengendifferenz zwischen Speicherladung und Verbrauch mit der jährlich resultierenden Wärmeenergie aufgrund der Temperaturdifferenz zwischen oberer Speicher- und Heizverteilungstemperatur

Wärmemenge Ladung/Verbrauch	2017	2018	2019	2020
Differenz Heizspeicher Ladung / Verbrauch [kWh]	23'429	24'480	20'397	16'270
Wärmemenge Temperaturdifferenz [kWh]	26'862	24'786	22'916	15'542

Die konstante Temperaturdifferenz kann ein Hinweis auf eine Verschiebung des Messfühlers aus der Messhülse oder gar auf einen Kalibrierungsfehler des Messfühlers sein.

3.1.3.2 Erzwungener Heizstabeinsatz

Das installierte Monitoringsystem der untersuchten Anlage verfügt lediglich über einen einzelnen Stromzähler zur Messung des Betriebsstroms für die Wärmepumpe, Elektroheizstäbe, Kreislumpumpen, Stellmotoren und die Systemregelung. Die Auswertung dieses Strombezugs für die Wärmeproduktion weist in den ersten Betriebsjahren vermehrte Strom-Peaks auf, die auf den Einsatz der Elektroheizstäbe in den Speichern des Heiz- und Brauchwarmwassersystems zurückzuführen sind. Diese Tendenz aus den Messwerten deckt sich mit den Aussagen der Bauherrschaft, denen zufolge die Wärmepumpensteuerung immer wieder und ohne Notwendigkeit den Elektroheizstab im Brauchwarmwasserspeicher aktivierte. Diese

frühzeitige Ansteuerung des Heizstabes im Brauchwarmwasserspeicher konnte vom Hersteller nicht übersteuert werden, sodass die elektrische Sicherung des Heizstabs für das Brauchwarmwassersystem von der Bauherrschaft im Verlauf des Jahres 2017 manuell ausser Betrieb genommen wurde. Dies geschah kurz nach dem zwischenzeitlichen Ausfall der Wärmepumpe für die Brauchwarmwasserladung zu Beginn des Jahres 2017. Die fehlerhafte Ansteuerung des Elektroheizstabs führt zu einer verfälschten Bilanzierung des Strombezugs zur Wärmeproduktion sowie der Wärmemenge zur Beladung des Brauchwarmwasserspeichers.

Zur Eruiierung des zusätzlichen Strombezugs durch den fälschlichen Einsatz des Heizstabes im Brauchwarmwasserspeicher wird mithilfe der Strommessung und der entstehenden Leistungspeaks durch Einschaltung der Heizstäbe die Anzahl Einschaltungen und Laufzeit abgeschätzt. In Abbildung 8 wird die Anzahl Einschaltungen der Heizstäbe sowie der gemessene Strombezug im Vergleich zu einem theoretischen Strombezug mit konstanten COP grafisch dargestellt. Die grössten Differenzen zwischen gemessenem Strombezug und theoretischem Kurvenverlauf entstanden zu Beginn des Jahres 2017 aufgrund der Betriebsstörung der Wärmepumpe. Ab März 2017 wurde die Brauchwarmwasserladung wieder durch die Wärmepumpe erzeugt, dennoch kam es bis zur manuellen Deaktivierung des Heizstabs zum wiederholten Einsatz des Heizstabs im Brauchwarmwasserspeicher. Die in Abbildung 8 erkennbare geringe Anzahl Einschaltungen in den Wintermonaten der Jahre 2018 bis 2020 ist auf den weiter in Betrieb gelassenen Heizstab zur Heizspeicherbeladung zurückzuführen. Eine weitere deutliche Abweichung zwischen dem gemessenen und theoretischen Strombezug ist im Oktober und November des Jahres 2020 nachzuweisen. Aus unbekanntem Gründen wurde in diesem Zeitraum die Sicherung des Heizstabes im Brauchwarmwasserspeicher wieder aktiviert, was wiederum zu einem nachweislich vermehrten Einsatz des Heizstabs führte.

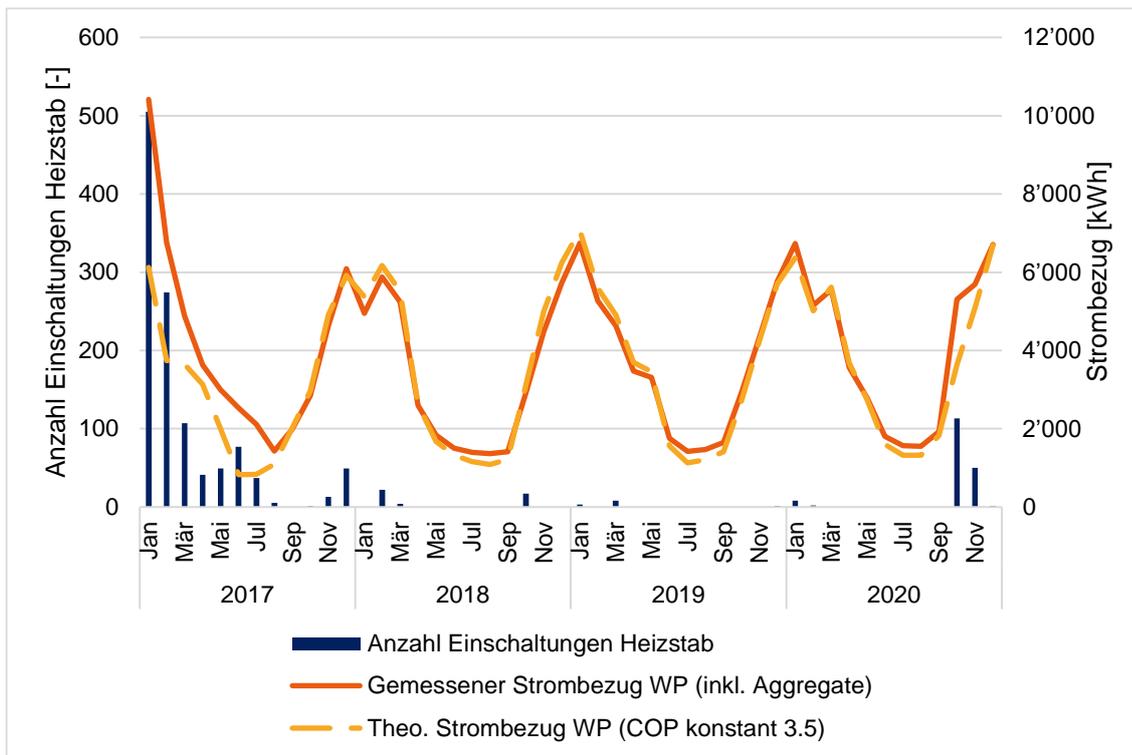


Abbildung 8: Analyse der Anzahl Heizstabaktivierungen mittels Vergleich des gemessenen Strombezugs der Wärmepumpe und des theoretischen Strombezugs bei konstantem COP

Die Anzahl Einschaltungen der Elektroheizstäbe nach Betriebsjahr ist in der nachfolgenden Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 2: Anzahl berechneter Heizstabaktivierungen zur Wärmespeicherladung

Anzahl Einschaltungen	2017	2018	2019	2020

Der gemessene Strombezug durch den unnötigen Heizstabeinsatz im Warmwasserspeicher wird für die Auswertung der Betriebsjahre korrigiert. Dabei wird der Stromverbrauch des Heizstabes jeweils um den theoretischen Wärmepumpenstrombezug zur Bereitstellung der identischen Warmwasserladung korrigiert.

3.2 Auswertung Messdaten

Im Rahmen der vorliegenden Studie wird der Fokus der Messdatenauswertung auf die im Energiesystem eingebundene, solare Erdreichregeneration sowie den damit verbundenen PVT-Anlagenbetrieb gelegt. Des Weiteren wird die Jahresarbeitszahl (JAZ) der Wärmepumpe in den unterschiedlichen Betriebszuständen analysiert und eine bereinigte JAZ ohne Strom für die Umwälzpumpen für den Vergleich mit Wärmepumpensystemen ohne Regeneration ermittelt.

3.2.1 Verbräuche Nutzenergie

Die Liegenschaften Ländischstrasse 80 + 82 mit ihren insgesamt 17 Mietparteien weisen in den analysierten Betriebsjahren den folgenden thermischen (Brauchwarmwasser, Heizwärme) und elektrischen (Allgemein, Mieterstrom) Energieverbrauch auf.

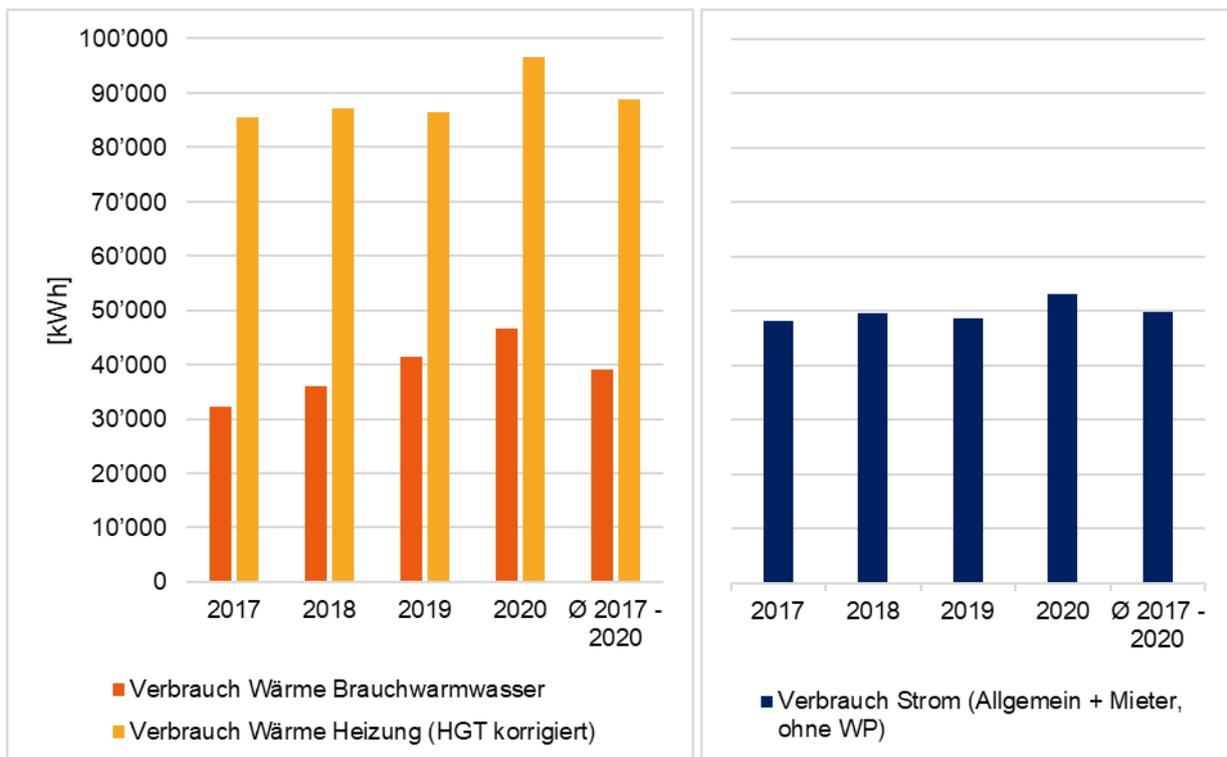


Abbildung 9: Übersicht der verbrauchten Nutzenergie der untersuchten Betriebsjahre

Der Gesamtnutzenergiebedarf beider Mehrfamilienhäuser teilt sich in rund 30 % Strom und 70 % Wärme auf, wobei der Wärmebezug aus 70 % Heizwärme und 30 % Brauchwarmwasser besteht. Die Jahresmesswerte des Brauchwarmwasserbedarfs in Abbildung 9 weisen über die vier untersuchten Betriebsjahre eine steigende Tendenz auf. Der Bauherrschaft waren auf Nachfrage bezüglich Belegung keine Leerstände oder eine angestiegene Belegung im untersuchten Zeitraum bekannt. Der Verbrauch scheint aufgrund des Nutzerverhaltens (evtl. durch Mieterwechsel) über die analysierten Betriebsjahre anzusteigen. Diese These wird unterstützt durch die Rückmeldung der Bauherrschaft bezüglich der deutlichen Erhöhung der Warmwasservorlauftemperatur von 45 °C auf 52 °C kurz nach Inbetriebnahme im Jahr 2016 aufgrund von Mieterbeschwerden. Der niedrigste Brauchwarmwasserverbrauch der analysierten Betriebsjahre wird für das Jahr 2017 ausgewiesen. Er ist jedoch aufgrund des Ausfalls der Wärmepumpe für die

Brauchwarmwasserladung im Februar nicht repräsentativ. In jenem Monat wurde das Brauchwarmwasser notfallmässig durch den Elektroheizstab im Speicher erzeugt, womit den Komfortansprüchen der Mieterschaft nicht vollständig entsprochen werden konnte. Der Warmwasserverbrauch im Jahr 2021 scheint sich gemäss Prognose eher auf dem höheren Niveau als jener des Jahres 2020 zu bewegen. Es kann davon ausgegangen werden, dass die Mieterschaft an der Ländischstrasse einen Komfortanspruch aufweist, der leicht über dem Norm-Nutzerverhalten nach SIA¹ liegt.

Für die Vergleichbarkeit des wetterabhängigen Heizwärmeverbrauchs sind die Messwerte der Betriebsjahre nach Heizgradtag-Korrektur normiert worden (HGT-Korrektur²). Der Vergleich des normierten Heizwärmeverbrauchs führt in den Betriebsjahren 2017 bis 2019 zu einem vergleichbaren Wärmebezug der Verbraucher von rund 85'000 kWh. Den höchsten gemessenen Heizwärmeverbrauch weist das Betriebsjahr 2020 auf. In diesem Jahr ist ein Bedarfsanstieg von 10 % erkennbar. Diese deutliche Erhöhung des Heizwärmeverbrauchs lässt sich mittels der Messwertauswertung auf eine Erhöhung der Heizkurve bei Normaussentemperatur von 45 °C (2017–2019) auf 50 °C zurückführen.

Wie der Heizwärmeverbrauch ist auch der Allgemein- und Mieterstrom für die Betriebsjahre 2017 bis 2019 konstant und steigt für das Betriebsjahr 2020 leicht an. Der Stromverbrauch in Abbildung 9 beinhaltet lediglich den Strombezug für Beleuchtung, Geräte und Liftanlagen, jedoch nicht den Stromverbrauch für die Wärmeerzeugung.

Zur Einordnung der Nutzenergieverbräuche werden diese als Durchschnittswert der untersuchten Betriebsjahre (2017–2020) mit den Normwerten gemäss Merkblatt SIA 2024 verglichen. Die Energieverbräuche der analysierten Mehrfamilienhäuser decken sich mehrheitlich mit den Referenzwerten des SIA-Merkblattes für Bestandsmehrfamilienhäuser. Eine deutliche Abweichung zum Normwert ist jedoch beim Heizwärmeverbrauch aufgrund der durchgeführten Gebäudehüllensanierung mit Aussenwärmedämmung auszumachen.

Tabelle 3: Vergleich der durchschnittlichen Nutzenergieverbräuche mit Normkennzahlen

Kennzahlen Nutzenergie Ø 2017-2020	Ländischstr. 80 + 82 [kWh/m ² EBF]	SIA 2024 (MFH, Bestand) [kWh/m ² EBF]
Verbrauch Brauchwarmwasser	20	20.8
Verbrauch Heizwärme	44	113
Verbrauch Strom (Allgemein + Mieter, ohne WP)	25	22

3.2.2 Bilanzierungen Energiesystem

Für die Bilanzierung des Energiesystems werden der jährliche Strombezug der Wärmepumpe der erzeugten Wärmeabgabe zur Speicherladung insgesamt sowie unterteilt in Effizienz der Teilsysteme Brauchwarmwasser (BWW) und Heizung gegenübergestellt. Dazu sind die korrigierte Energieaufnahme (Strom) der Wärmepumpe gemäss Kapitel 3.1.3.2 sowie die Energieabgabe (Wärme) für die Gesamtbilanzierung des Systems dargestellt. Der gemessene Strombezug in der Heizzentrale enthält neben dem Betriebsstrom der Wärmepumpe auch den Verbrauch der Pumpen und der Systemregelung. Zur Verdeutlichung dieser zusätzlichen Strombezüge wird in der Bilanzierung die Bezeichnung «Strombezug WP + Aggregate» verwendet. Die Energieabgabe wird weiter unterteilt in Speicherbeladung und -entladung (Verbrauch durch Nutzer). Für die Be- und Entladung der Pufferspeicher des Teilsystems Heizwärme werden die geringen Systemverluste gemäss dem Kapitel 3.1.3.1 vernachlässigt.

¹ Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverein

² Referenzwert HGT-Korrektur mit langjährigem Mittelwert (2011–2020) der Wetterstation Zürich SMA von 3125 K*d

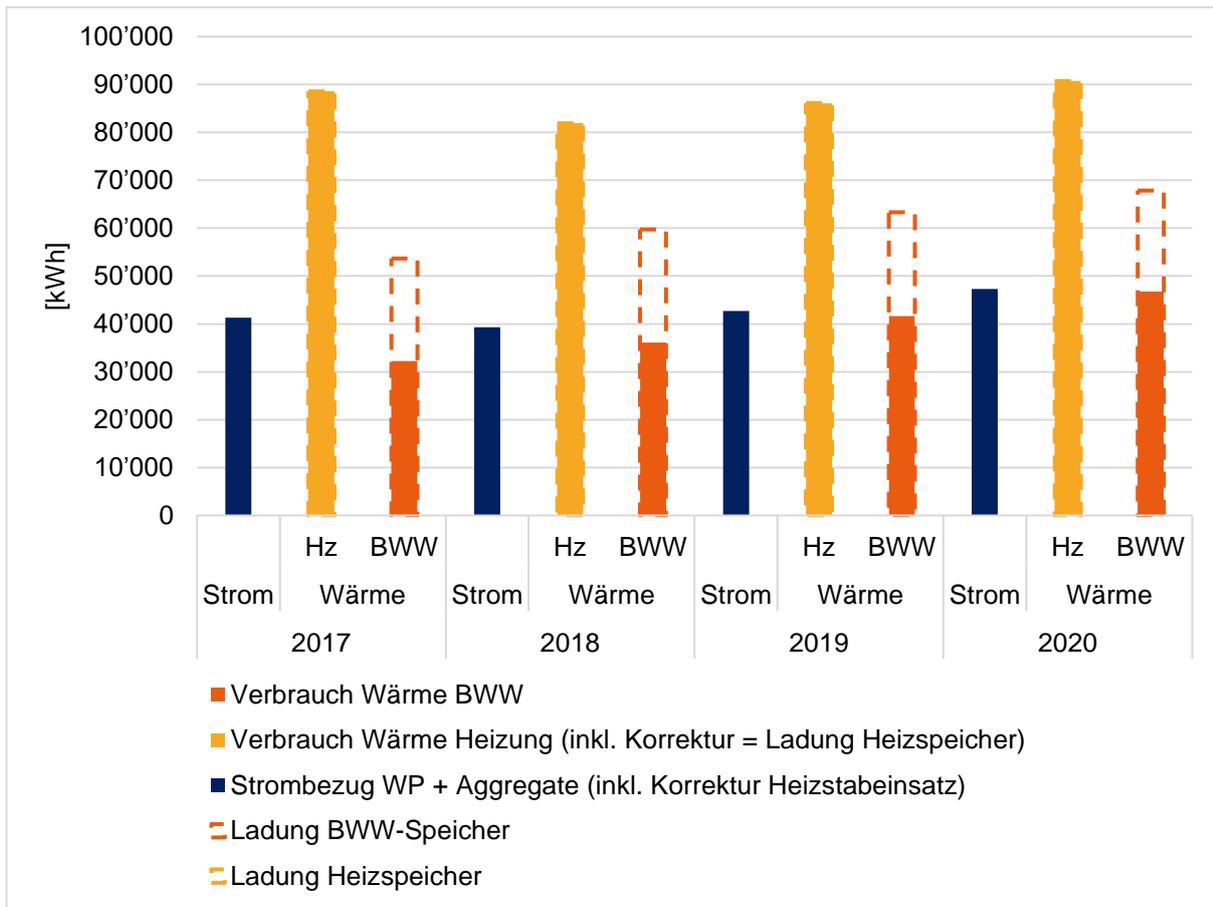


Abbildung 10: Vergleich der jährlichen Energiemenge des Strombezugs der Wärmepumpe, des Heizwärme- und Brauchwarmwasserbezugs sowie der Wärmeladung der beiden Wärmespeicher

Tabelle 4: Zusammenfassung der jährlichen Energiemengen zur Wärmeversorgung der Mehrfamilienhäuser

WP-Bilanz	2017	2018	2019	2020
Strombezug WP + Aggregate (inkl. Korrektur Heizstabeinsatz) [kWh]	41'282	39'289	42'724	47'281
Verbrauch Wärme Heizung (inkl. Korrektur = Ladung Heizspeicher) [kWh]	88'549	81'902	86'060	90'703
Ladung Heizspeicher [kWh]	88'549	81'902	86'060	90'703
Verbrauch Wärme BWW [kWh]	32'258	36'139	41'631	46'793
Ladung BWW-Speicher [kWh]	53'637	59'719	63'295	67'844

Aus Abbildung 10 ergibt sich ein jährlicher Strombezug resp. eine Wärmeproduktion von rund 40 bis 47 MWh/Jahr resp. 142 bis 159 MWh/Jahr. Eine deutliche Abweichung ergibt sich im Brauchwarmwassersystem zwischen der Speicherladung und des Wärmeverbrauchs mittels Frischwasserstation inklusive Zirkulationsleitungen. Die Beladung der Brauchwarmwasserspeicher übersteigt den Verbrauch in den untersuchten Betriebsjahren jeweils um rund 20 MWh/Jahr resp. 35 %. Eine detaillierte Analyse der Zirkulations- und weiteren Systemverluste ist aufgrund fehlender Messsensoren zwischen Speicher und Frischwasserstation nicht möglich. Eine weitere Verlustquelle durch eine gestörte Temperaturschichtung im Brauchwarmwasserspeicher kann anhand der vorhandenen Temperaturfühler ausgeschlossen werden. Die Untersuchung der Messergebnisse zur Temperaturschichtung im Brauchwarmwasserspeicher ist in

Anhang 7.2 zu finden. Für eine genaue Untersuchung möglicher Wärmeverluste wäre eine zusätzliche Installation von Messsensoren nötig, die nicht im Umfang dieser Messauswertung enthalten ist.

Zu den einzelnen Verbräuchen der Betriebsjahre in Abbildung 10 wird zusätzlich eine Jahresarbeitszahl für das System ermittelt. Die berechnete Jahresarbeitszahl entspricht aufgrund des gemessenen Strombezugs inkl. Aggregate der Systemgrenze «SNG+» aus Abbildung 11.

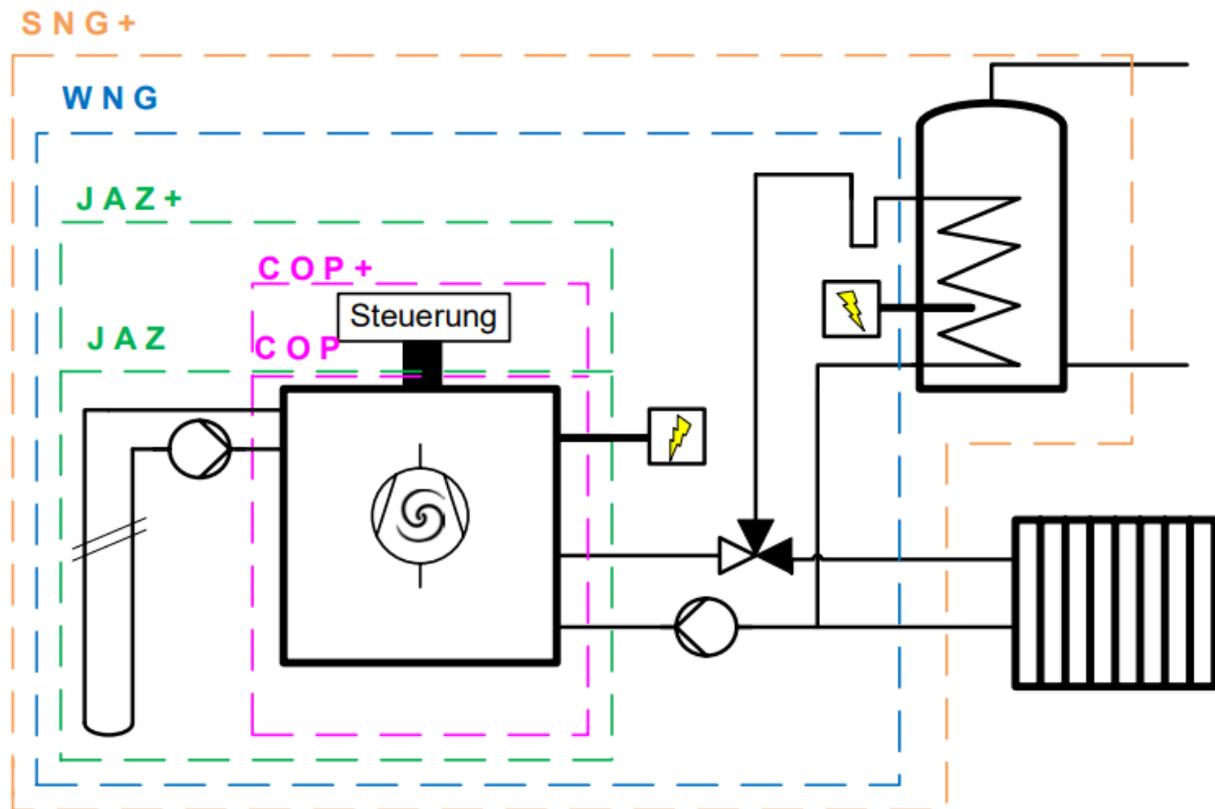


Abbildung 11: Systemgrenzen der unterschiedlichen Jahresarbeitszahlen (Bildquelle: Schlussbericht Feldmessung Wärmepumpen-Anlagen 2015-2018) mit Ergänzung der Systemgrenze JAZ WP

Die nach Systemgrenze «SNG+» berechneten Jahresarbeitszahlen der untersuchten Betriebsjahre liegen zwischen 3.3 und 3.7. Das installierte Gebäudeenergiesystem weist eine über die ersten Betriebsjahre gute und konstante Jahresarbeitszahl für den vorliegenden Sanierungsfall auf. In Abbildung 12 ist im Jahr 2020 ein leichter Rückgang der Systemeffizienz aufgrund der erhöhten Heizanforderung und des ansteigenden Warmwasserbedarfs erkennbar.

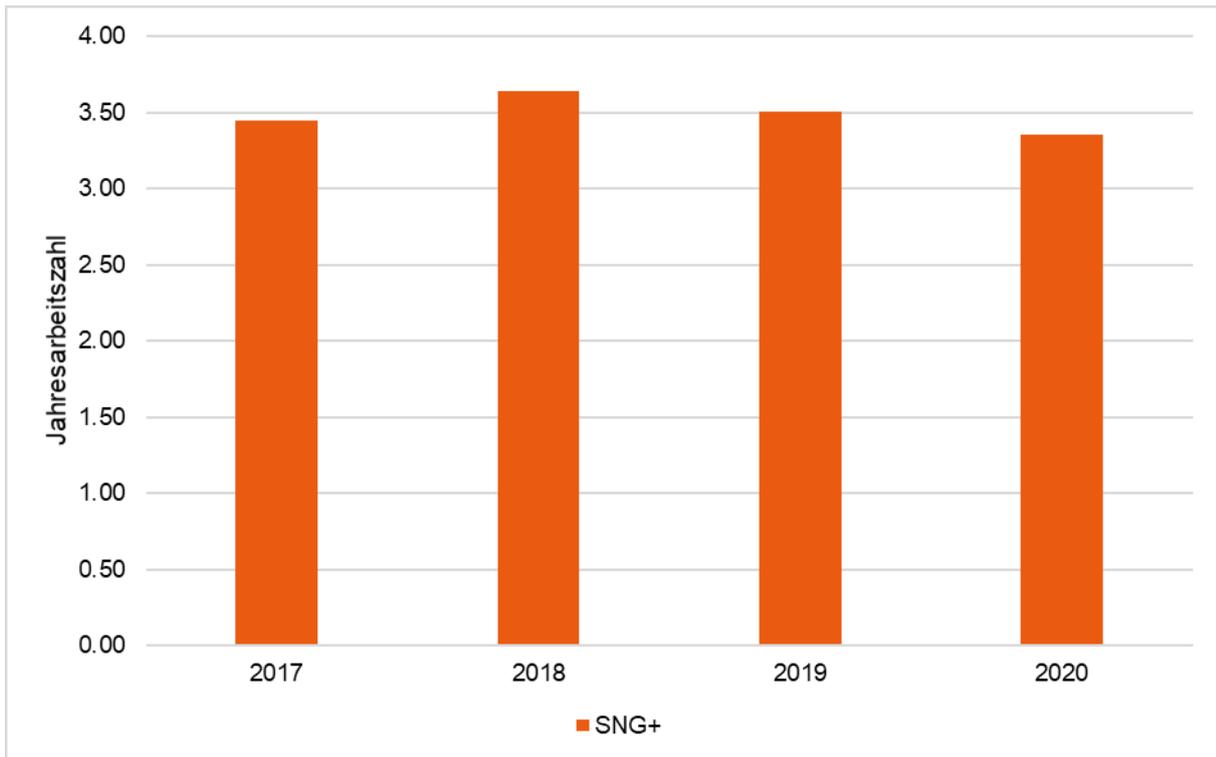


Abbildung 12: Berechnete Jahresarbeitszahl mittels Korrektur des Heizstabeinsatzes und inklusive Betriebsstrom der Aggregate

Die umfangreich ausgewerteten Messdaten ermöglichen neben der Berechnung der System-Jahresarbeitszahl auch eine unterteilte Effizienzanalyse der Betriebszustände Heizbetrieb oder Brauchwarmwasserbetrieb durch die Umschaltung der Wärmepumpe. Für die vier Betriebsjahre ergeben sich folgende Jahresarbeitszahlen für die beiden Betriebszustände:

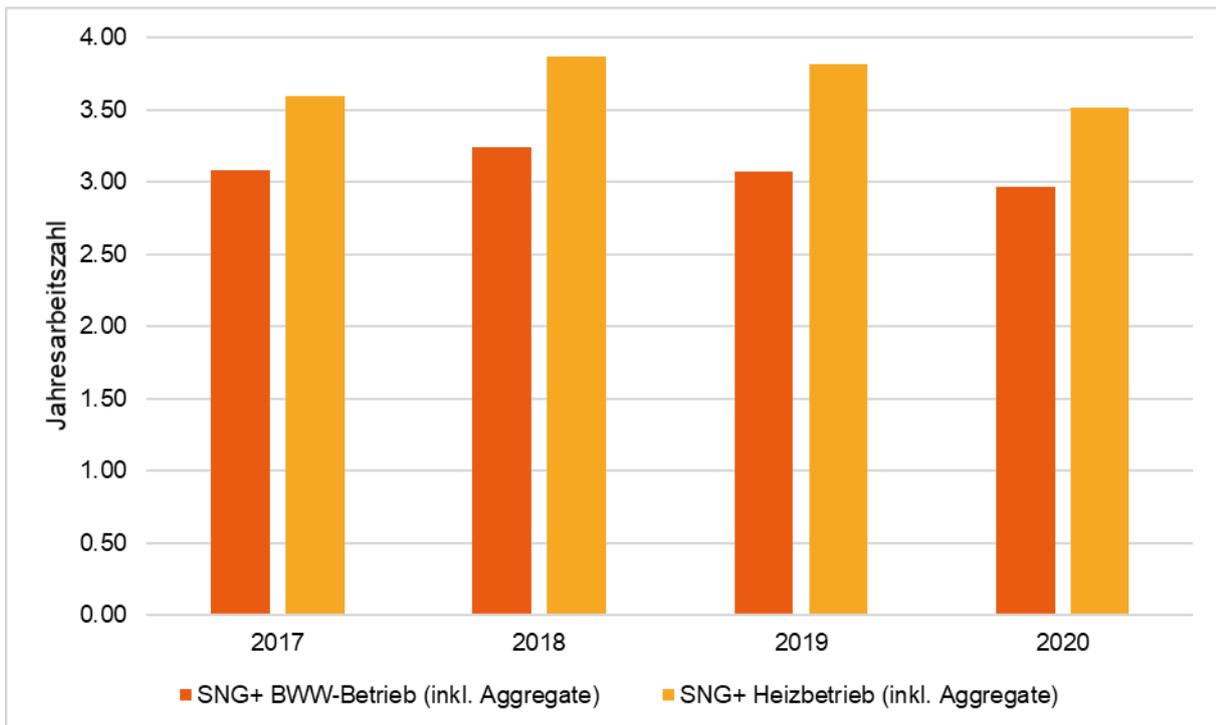


Abbildung 13: Vergleich der Jahresarbeitszahlen inklusive Betriebsstrom der Aggregate für die Betriebszustände Heizbetrieb und Brauchwarmwasserbetrieb

Die Jahresarbeitszahl inklusive Strombezug für die Aggregate liegt zwischen 3.5 und 3.9 für den Heizbetrieb respektive zwischen 3.0 und 3.2 für den Brauchwarmwasserbetrieb. Die unterschiedlichen Jahresarbeitszahlen der beiden Betriebszustände resultieren aus den unterschiedlichen Temperaturanforderungen für die Nutzenergiebereitstellung in den Speichern. Die Temperatur der Nutzenergiebereitstellung im Brauchwarmwasserspeicher liegt zwischen 55 °C und 60 °C, was die Wärmepumpeneffizienz im Vergleich zur Heizspeicherladung mit Vorlauftemperaturen von maximal 50 °C bei Norm-Aussentemperatur von -8°C reduziert.

Für den projektübergreifenden Vergleich des installierten Energiesystems mit anderen Erdwärmesonden-Wärmepumpen-Anlagen für sanierte Gebäude wird neben der System-Jahresarbeitszahl in Abbildung 12 eine berechnete Wärmepumpen-Jahresarbeitszahl gemäss der Systemgrenze «COP+» in Abbildung 11 ermittelt. Für den vorliegenden Fall wird zur Berechnung der Wärmepumpen-Jahresarbeitszahl lediglich der Strom für die Umwälzpumpen, jedoch nicht der Strom für die Systemregelung vom Strombezug WP + Aggregate abgezogen. Die Abschätzung des Betriebsstroms für die Umwälzpumpen wurde mittels der jeweiligen Pumpenkennlinie durchgeführt. Aus dieser Abschätzung errechnet sich für das Energiesystem an der Ländischstrasse neben der System-Jahresarbeitszahl auch eine Wärmepumpen-Jahresarbeitszahl. Die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe ohne Strom für die Umwälzpumpen erhöht sich in den vier Betriebsjahren um 10 % bis 15 % und liegt zwischen 3.7 und 4.1.

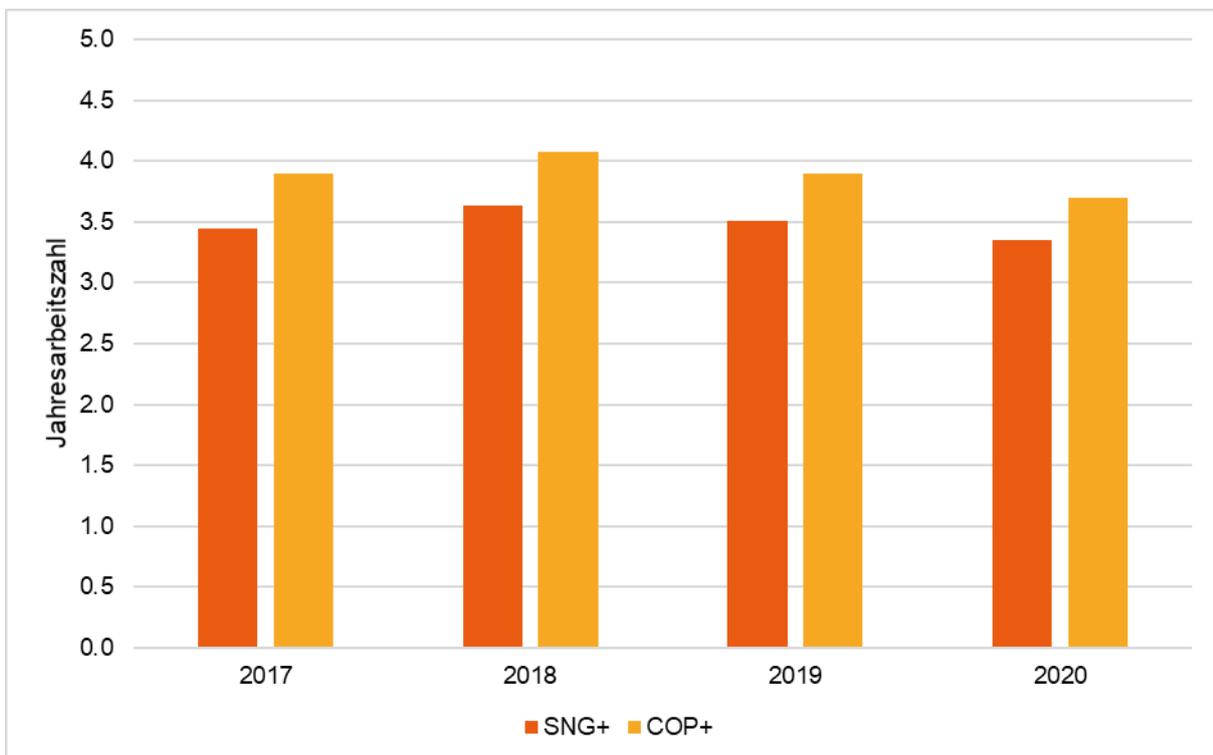


Abbildung 14: Vergleich der jährlichen Jahresarbeitszahlen inkl. Aggregate mit der Jahresarbeitszahl ohne Berücksichtigung des Stroms für Umwälzpumpen

3.2.3 Plausibilisierung Systemauslegung

Für die Plausibilisierung der mittels Simulationsstudie dimensionierten Systemauslegung wurden die jährlichen Betriebsstunden der Wärmepumpe zur Produktion der benötigten Nutzenergie aus den vorhandenen Messwerten ermittelt. Die installierte Wärmepumpe erreicht in den Betriebsjahren 2018 bis 2020 eine Laufzeit von über 2300 Vollaststunden, wie Abbildung 15 darstellt. Die leicht reduzierte Laufzeit der Wärmepumpe im Jahr 2017 ist auf den Ausfall der Brauchwarmwasserladung zu Jahresbeginn zurückzuführen.

Es lässt sich feststellen, dass das untersuchte System eine hohe Gesamtlaufzeit mit geringer Taktung der Wärmepumpe aufweist. Die im Vergleich mit anderen Systemen hohen Laufzeiten sind auf den grosszü-

gig dimensionierten Brauchwarmwasserspeicher zur Optimierung des Eigenverbrauchs des PVT-Solarstromertrags zurückzuführen. Dabei erzwingt die installierte Wärmepumpenregelung die Überladung des Brauchwarmwasserspeichers durch den nutzbaren Solarstrom für den Wärmepumpenantrieb.

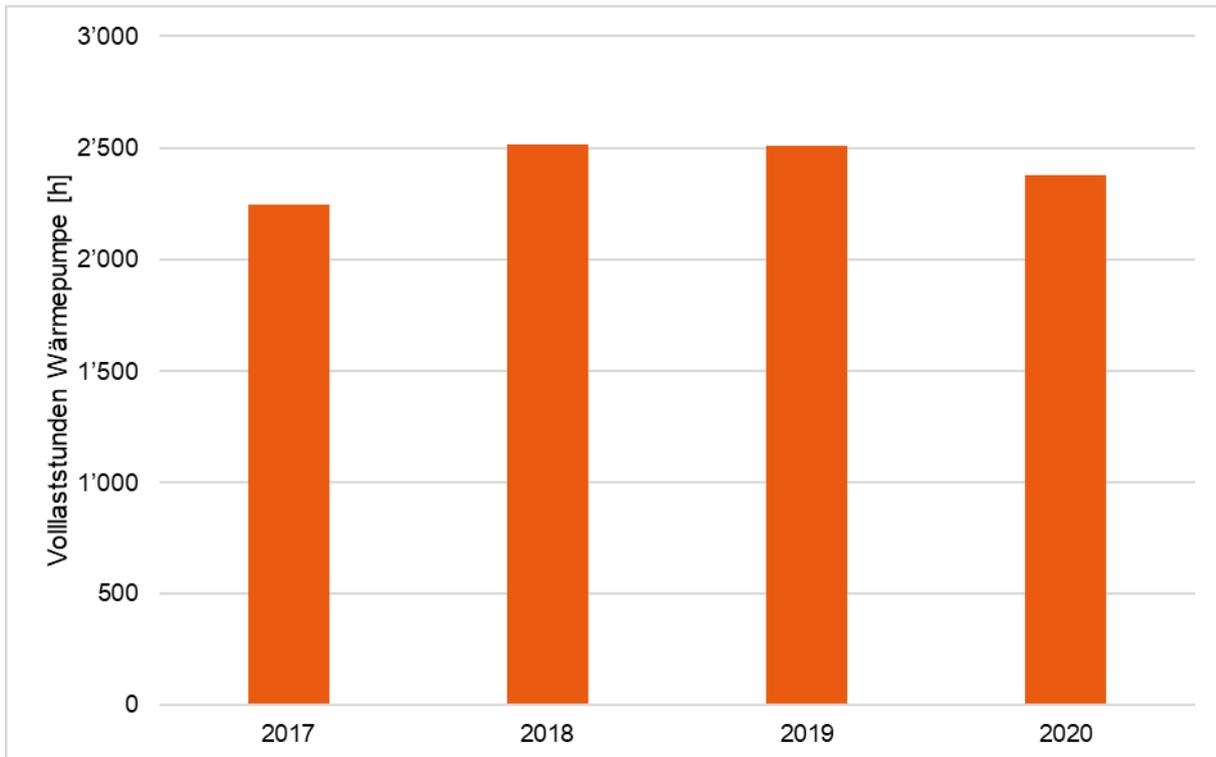


Abbildung 15: Vergleich der jährlichen Volllaststunden der Wärmepumpe an der Ländischstrasse in Meilen

3.2.4 PVT-Erträge und Erdreichregeneration

Die auf dem Dach der beiden Mehrfamilienhäuser installierte, nach Süden ausgerichtete PVT-Anlage erreicht mit der Solarwärme- und Solarstromproduktion einen hohen Energienutzungsgrad für den Betrieb des Energiesystems. Die Kernnutzung des PVT-Ertrags bildet dabei die Solarwärmeproduktion zur Regeneration des Erdreichs zum Ausgleich des Wärmeentzugs durch den Wärmepumpenbetrieb. Wie in Abbildung 16 dargestellt, teilte sich der PVT-Anlagenertrag über die untersuchten Betriebsjahre gleichmässig auf und lag bei 94 bis 104 MWh/a, davon rund 70 % für Solarwärme und 30 % für Solarstrom. Aus diesem Ertrag leiten sich hohe spezifische Kennzahlen von 415 kWh/m²*a Solarwärmeertrag und 1070 kWh/kW_p Solarstromertrag als Durchschnitt der Betriebsjahre ab. Dieser Solarwärmeertrag ist bemerkenswert und darf als sehr hoch bewertet werden. (Vgl. dazu Abschlussbericht BFE-Studie Oberfeld Ostermundigen mit einem durchschnittlichen Ertrag der Hybridkollektoranlagen von 330 kWh/m²a³.) Dieser hohe Solarwärmeertrag resultiert aus dem geplanten Regenerationsgrad von 60 %, was in der Regenerationsphase mehr Wärmeaufnahme im Erdreich ermöglicht. Einen weiteren positiven Effekt haben die konstant niedrigen Kollektorvorlauftemperaturen, die den Temperaturanstieg im Erdreich verringern.

³<https://www.aramis.admin.ch/Grunddaten/?ProjectID=37097>

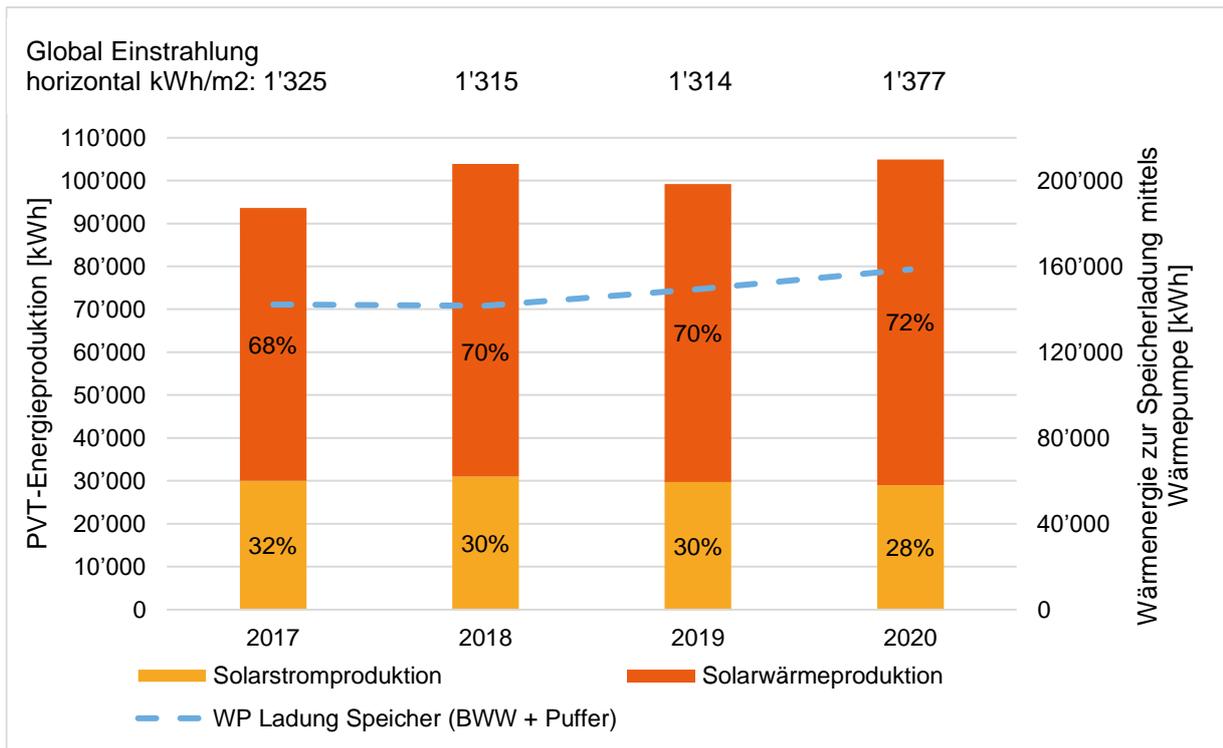


Abbildung 16: Übersicht mit Aufteilung des jährlichen PVT-Anlagenertrags in Solarstrom und Solarwärme auf der linken Ordinate im Vergleich zur Wärmeenergieproduktion mittels Wärmepumpe auf der rechten Ordinate

Die Untersuchung der schwankenden Solarwärmeproduktion (vgl. Abbildung 16), die direkt mit der Regeneration des Erdreichs verbunden ist, korreliert nicht direkt mit der Wärmeproduktion mittels Wärmepumpe oder der am Standort gemessenen globalen Einstrahlungssumme in der Horizontale. Die Schwankung deutet auf eine im Zweijahresrhythmus variierende Aufnahmekapazität der Regenerationswärme im Erdreich hin, die unabhängig ist von der angestiegenen Wärmeproduktion der Wärmepumpe und der Einstrahlungssumme. Diese Erkenntnis lässt sich durch den Vergleich der Betriebsjahre 2018, 2019 und 2020 bestätigen. Im Jahr 2019 ist ein Rückgang der Solarwärmeproduktion gegenüber dem Jahr 2018 zu erkennen – dies trotz erhöhter Wärmeproduktion der Wärmepumpe und vergleichbarer Einstrahlungssumme. Im darauffolgenden Betriebsjahr 2020 steigt die Solarwärmeproduktion mit der erhöhten Wärmeproduktion der Wärmepumpe und der höheren Einstrahlungssumme wieder deutlich an. Die Betrachtung der Solarstromproduktion ist über die vier Betriebsjahre trotz variierender Einstrahlungssumme sehr konstant.

Die detaillierteren Betrachtungen der Solarwärme- und der Solarstromproduktion auf Monatsbasis in Abbildung 17 und Abbildung 18 verdeutlichen nochmals die saisonale und jährliche Schwankung der Erträge aufgrund der wechselnden Strahlungssumme.

Für diese Zusammenhänge könnten weiterführende und tiefere Untersuchungen durchgeführt werden. Diese würden jedoch über den Rahmen dieser Studie hinausgehen, da diese Trendansätze noch über weitere Messjahre beobachtet werden müssten, damit tatsächliche Hypothesen entwickelt und validiert werden könnten. Bereits jetzt lässt sich schlussfolgern, dass sich durch den Zusammenhang von Regeneration und Wärmeentzug eine gewisse Trägheit und damit Systemrobustheit einstellt, die der langfristigen Systemeffizienz und Systemsicherheit sehr dienlich ist.

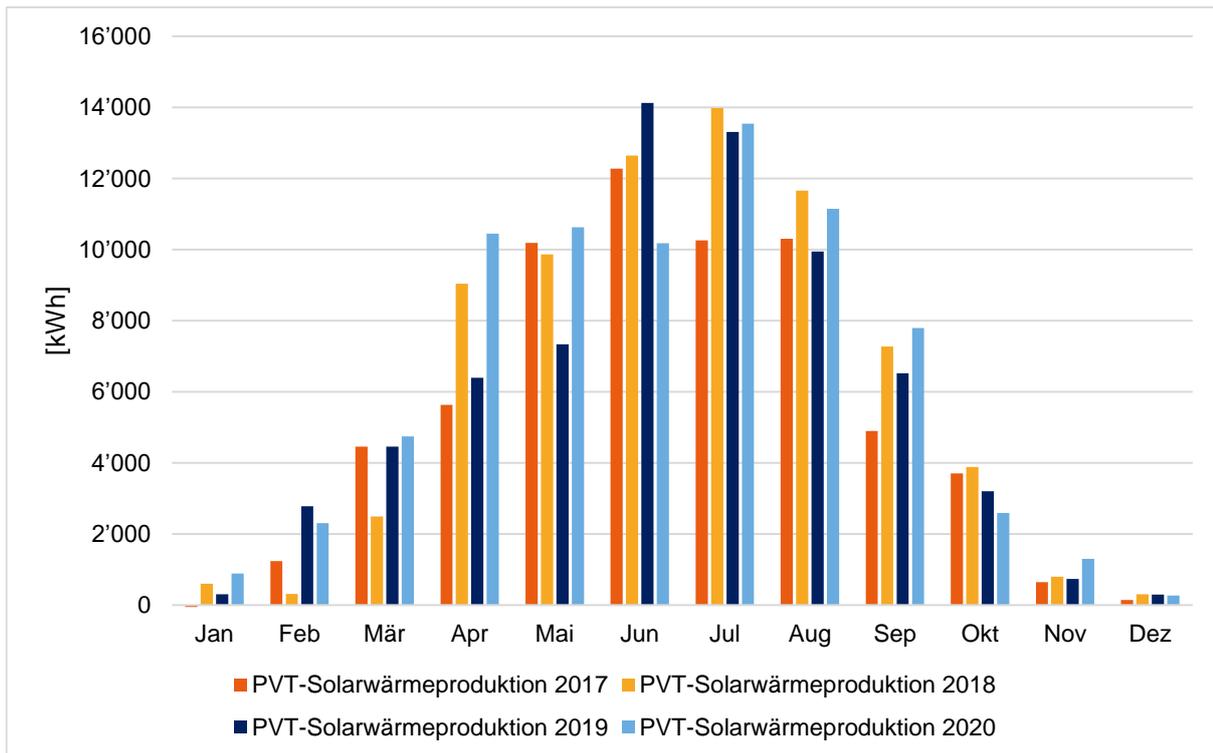


Abbildung 17: Zusammenfassung der Messdaten in monatliche Solarwärmeproduktion mit Ertragsschwankungen aufgrund der Einstrahlungsverhältnisse

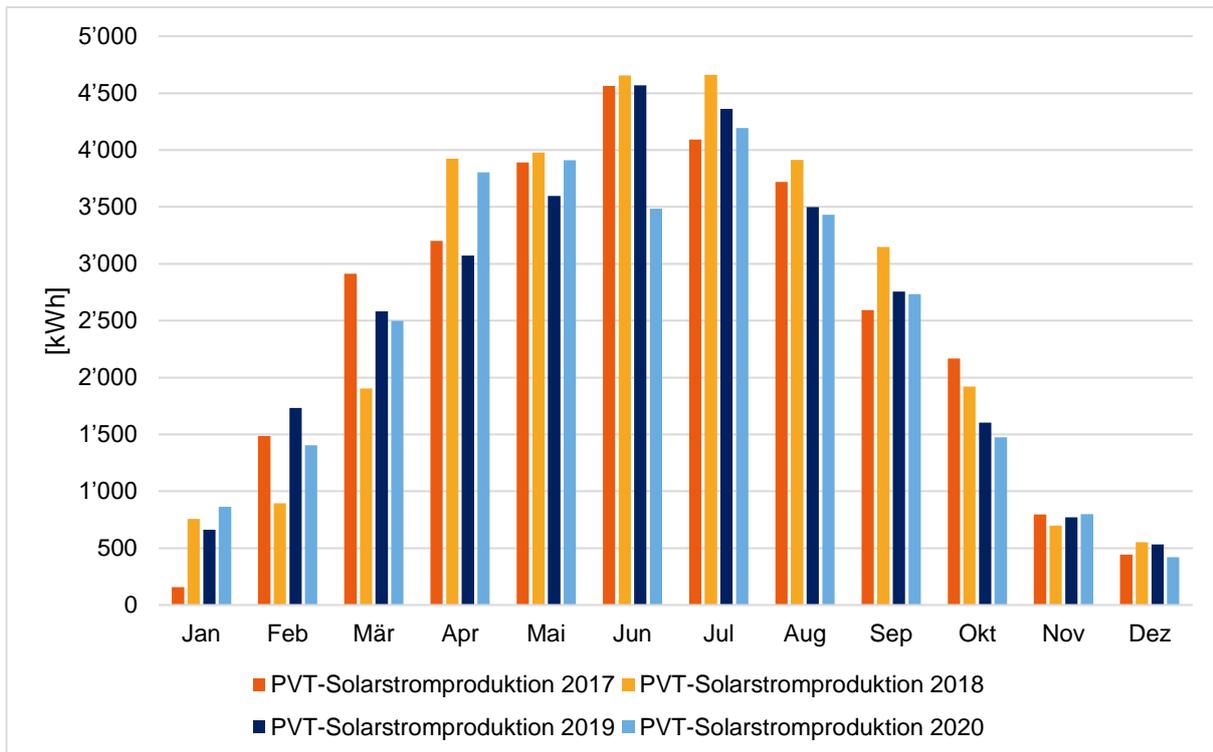


Abbildung 18: Zusammenfassung der Messdaten in monatliche Solarstromproduktion mit Ertragsschwankungen aufgrund der Einstrahlungsverhältnisse

Die Auswertung der Betriebsjahre führte zur Erkenntnis, dass die monatliche Solarwärmeproduktion zur Erdreichregeneration beginnend mit dem Monat April bis Ende September den Wärmeentzug aus dem Erdreich in diesem Zeitraum übersteigt und in diesem jährlich wiederkehrenden Zeitraum von der Regenerationsphase des Erdreichs gesprochen werden kann. Zur Bilanzierung des Regenerationsgrads der Anlage werden die Betriebsjahre jeweils ab Beginn der solaren Regenerationsphase im April über die Laufzeit von einem Jahr gegenübergestellt.

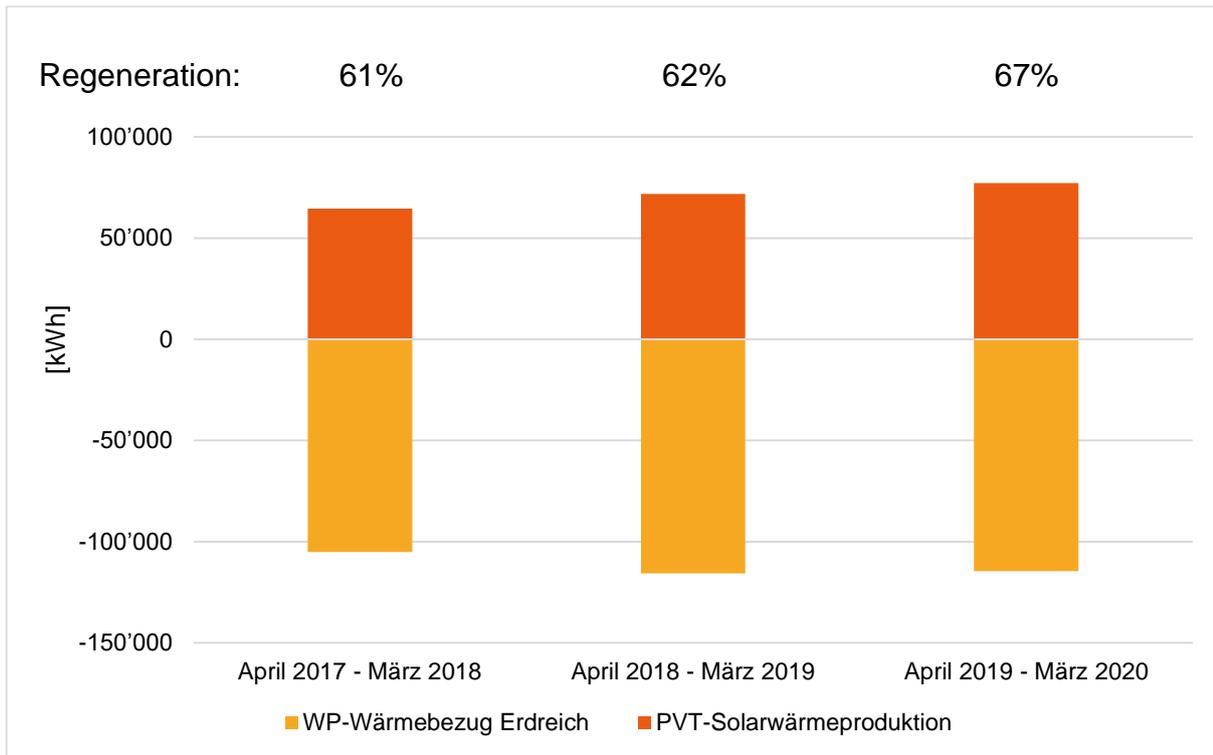


Abbildung 19: Bilanzierung des Wärmebezugs und der Regeneration des Erdreichs mittels Solarwärme mit Beginn der Regenerationsphase ab April des jeweiligen Kalenderjahres

Tabelle 5: Zusammenfassung des Wärmebezugs und der Regeneration des Erdreichs in Bezug auf die Globalstrahlungssumme

Kennzahlen Regeneration	Apr. 17- Mrz. 18	Apr. 18- Mrz. 19	Apr. 19- Mrz. 20
Jahressumme hor. Globalstrahlung [kWh/m ²]	1'315	1'315	1'345
PVT-Solarwärmeproduktion [kWh]	64'564	71'869	77'180
WP-Wärmebezug Erdreich [kWh]	-105'027	-115'693	-114'458

In den resultierenden drei Vergleichsperioden wird ein Regenerationsgrad des Erdreichs von 61 % bis 67 % erreicht. Dieser Regenerationsgrad überschreitet den in der Systemauslegung berechneten Regenerationsgrad von 60 %. Der Regenerationsgrad stieg im Jahr 2019/2020 aufgrund der höheren Globalstrahlungssumme und des höheren Wärmeentzugs aus dem Erdreich bis auf 67% an. Dieser hohe Regenerationsgrad zeigt sich auch in der Betrachtung der Monatsmittelwerte der gemessenen Fluidtemperaturen in den Erdwärmesonden (EWS).

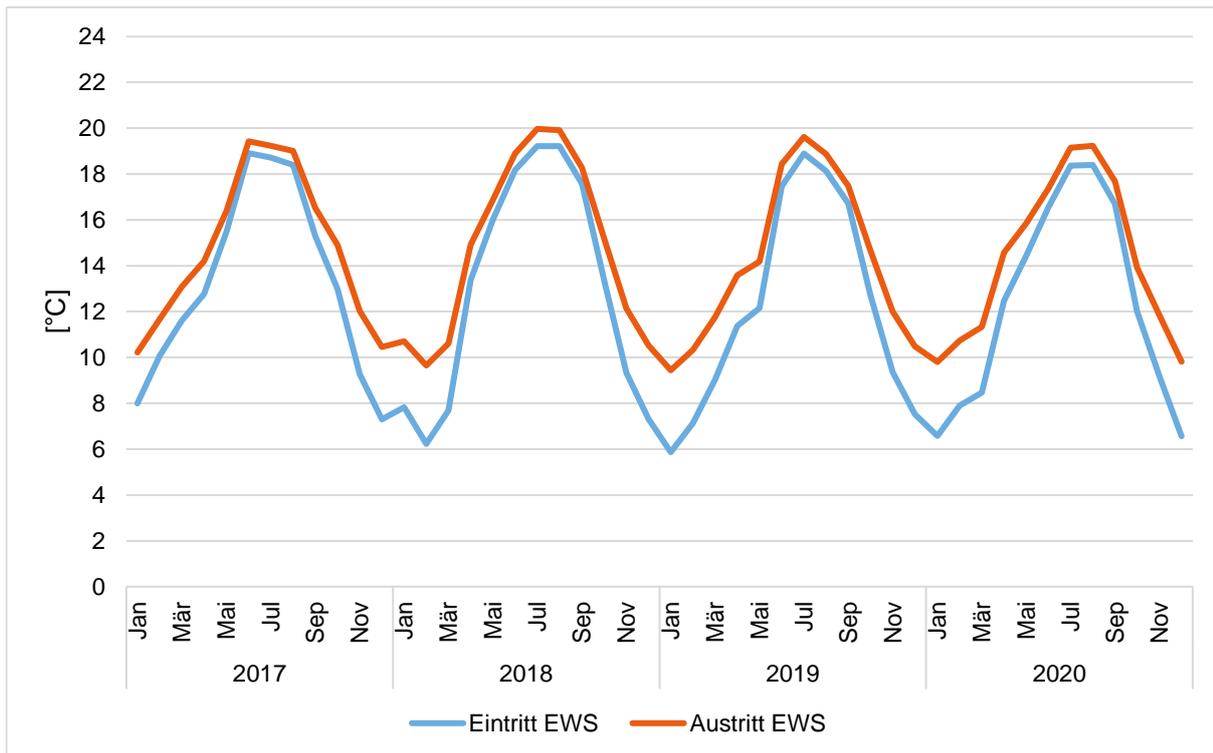


Abbildung 20: Temperaturverlauf in den Erdwärmesonden (EWS) über die vier untersuchten Betriebsjahre (Monatsmittelwerte)

Nach den ersten vier Betriebsjahren ist auf Basis von Monatsmittelwerten noch kein Temperaturrückgang bei der Austrittstemperatur der Erdwärmesonde zu erkennen. Diese Erkenntnis lässt sich ebenfalls mit der Analyse der minimalen Ein- und Austrittstemperaturen der Erdwärmesonde auf Basis der Stundenmittelwertemessdaten in der nachfolgenden Tabelle bestätigen.

Tabelle 6: Übersicht der minimalen Erdsondeneintritts- und -austrittstemperatur auf Basis von Stundenmittelwerten über die Betrachtungsperioden

Stundenmittelwerte der Erdsondентemperaturen	Apr. 17- Mrz. 18	Apr. 18- Mrz. 19	Apr. 19- Mrz. 20
Minimale Eintrittstemperatur EWS	1.5	2.5	2.3
Minimale Austrittstemperatur EWS	7.3	8.0	8.2

3.2.5 PV-Eigenverbrauch

Der über die Jahre konstante Solarstromertrag der PVT-Anlage wird primär für den Betrieb der Wärmepumpe verwendet und sekundär an die Mieterschaft zur Reduktion des Haushaltsstroms verkauft. Die Strommessung der Rückspeisemenge in das öffentliche Netz ermöglicht für die Betriebsjahre 2017, 2019 und 2020 eine detaillierte Analyse des Eigenverbrauchs und des Autarkiegrads der Mehrfamilienhäuser. Für das Betriebsjahr 2018 wird der Eigenverbrauch aufgrund eines längeren Stromzählerausfalls zur Messung der Rückspeisung nur auf Jahresebene mittels erhaltener Stromrechnungen der Eigentümerschaft bilanziert. In den nachfolgenden Grafiken sind der monatliche Solarstromertrag sowie der Eigenverbrauch und Autarkiegrad durch die Solarstromnutzung in den Mehrfamilienhäusern zusammengefasst.

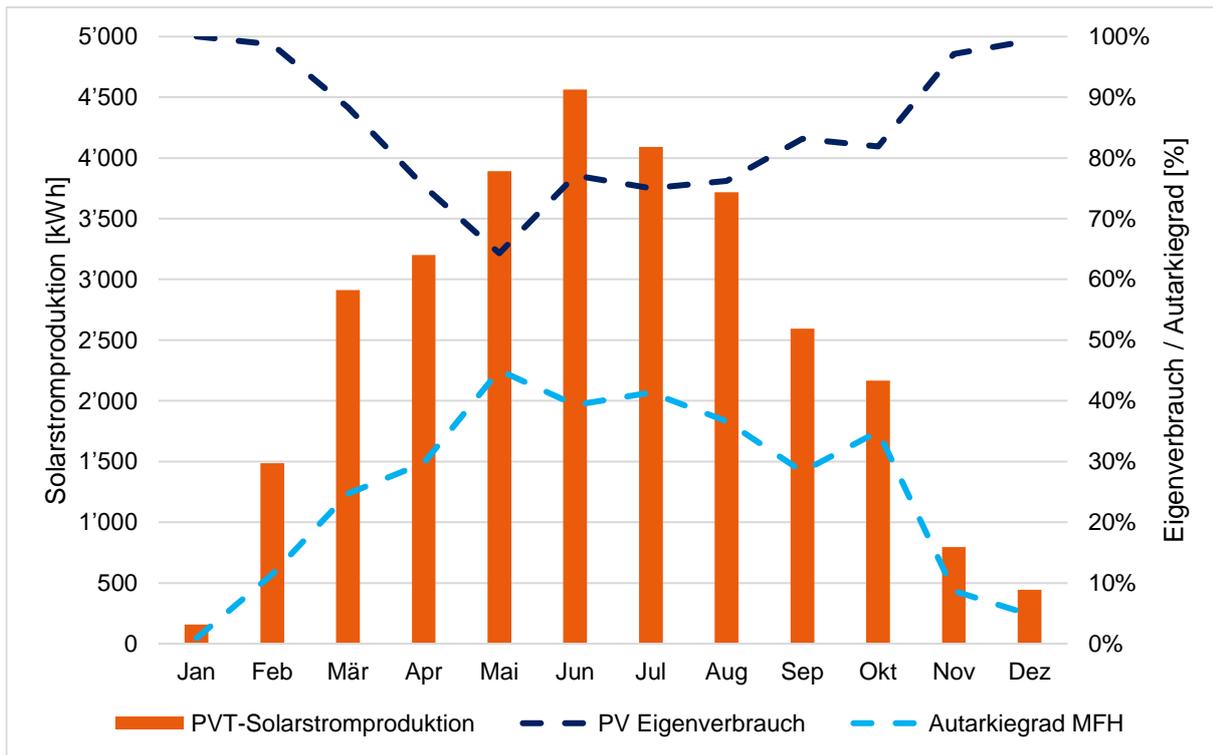


Abbildung 21: Zusammenfassung der Messdaten in monatliche Betrachtung der Solarstromproduktion, PV-Eigenverbrauch und Autarkiegrad der beiden Mehrfamilienhäuser im Jahr 2017

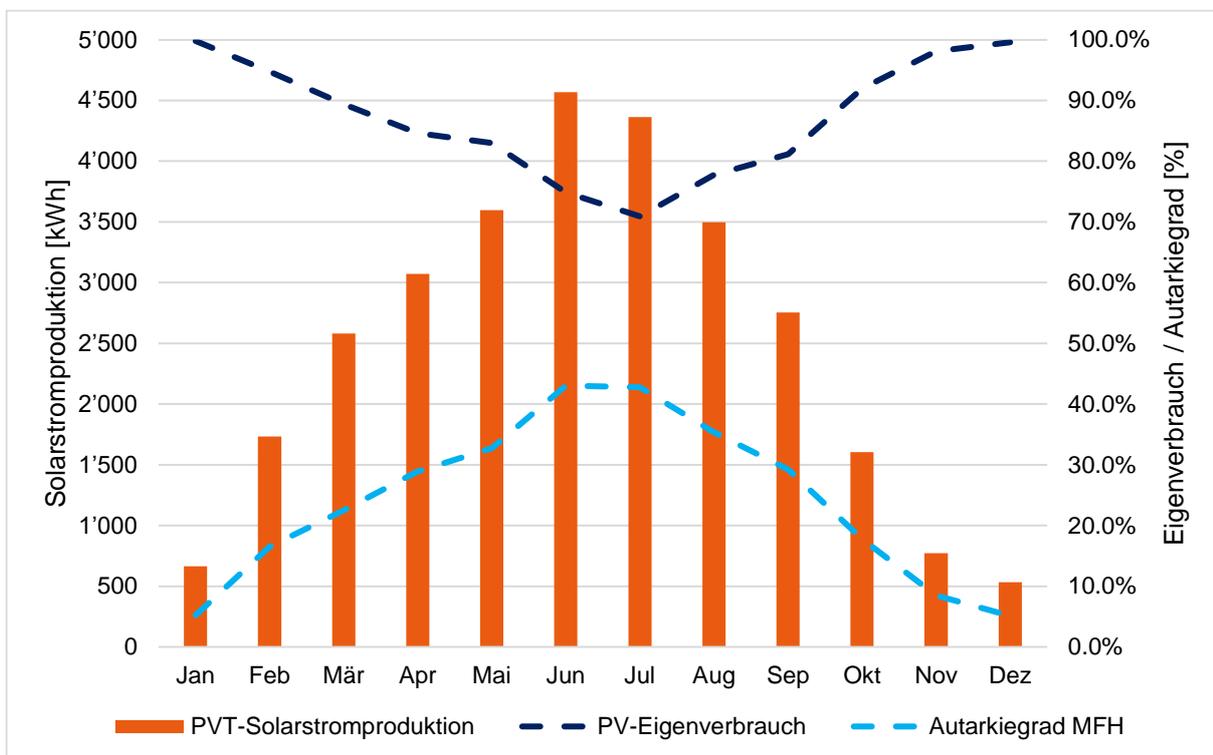


Abbildung 22: Zusammenfassung der Messdaten in monatliche Betrachtung der Solarstromproduktion, PV-Eigenverbrauch und Autarkiegrad der beiden Mehrfamilienhäuser im Jahr 2019

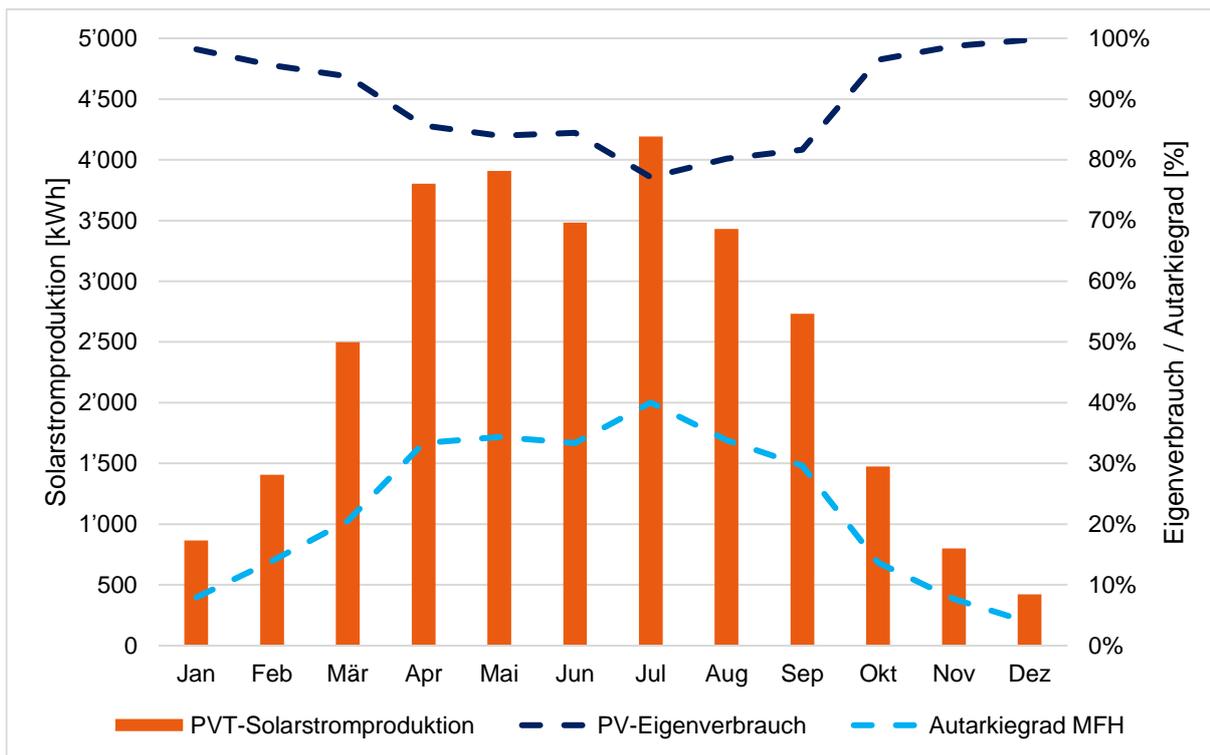


Abbildung 23: Zusammenfassung der Messdaten in monatliche Betrachtung der Solarstromproduktion, PV-Eigenverbrauch und Autarkiegrad der beiden Mehrfamilienhäuser im Jahr 2020

Tabelle 7: Zusammenfassung der Solarstromproduktion und des direkt vor Ort im Gebäude verbrauchten Solarstroms

Solarstrom Kennzahlen	2017	2018	2019	2020
PVT-Solarstromproduktion [kWh]	30'021	31'008	29'739	29'017
PV-Eigenverbrauch [%]	67%	63%	68%	73%
Autarkiegrad MFH [%]	21%	22%	22%	21%

Der Solarstromertrag wurde in den vier Betriebsjahren zu über 60 % direkt für den Betrieb der Wärmepumpe oder von der Mieterschaft genutzt, was in einer Reduktion des Strombezugs vom Energieversorger von rund 20 MWh/Jahr resultiert. In den untersuchten Betriebsjahren mussten 80 % des Gesamtstrombedarfs der Mehrfamilienhäuser aus dem Netz bezogen werden, was einem Autarkiegrad von 21 bis 22 % entspricht.

3.2.6 Anlagenstörungen

Die Auswertung der Messwerte zeigt in den Sommermonaten ein wiederholtes Störverhalten der Wärmepumpe. Die detaillierte Untersuchung dieser Störfälle deckt erzwungene Wärmepumpenbetriebsstopps aufgrund von Hochdruckstörungen im Quellenkreis auf. An strahlungsintensiven Sommertagen erhöht sich die Solarwärmetemperatur zur Erdschichtregeneration so stark, dass das Erdschicht nicht genügend Regenerationswärme aufnehmen kann, ohne die Quellentemperaturgrenze von 25 °C für den Wärmepumpenbetrieb zu überschreiten (diese 25 °C stellen die regelungstechnische Verdampfeintrittstemperaturgrenze des Herstellers dar). Das Aufkommen und das Systemverhalten bei Hochdruckstörungen der Wärmepumpe sind in der nachfolgenden Grafik für eine strahlungsintensive Sommerwoche im August 2018 exemplarisch dokumentiert.

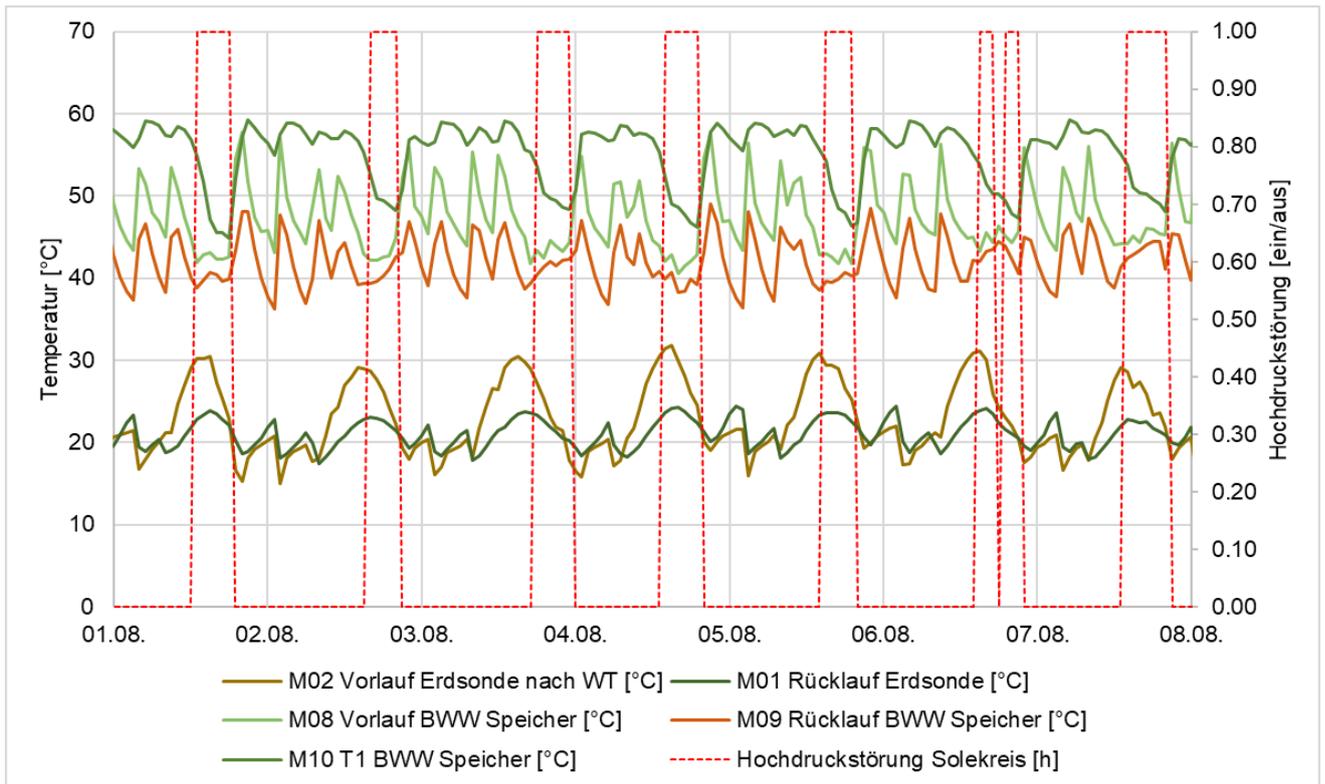


Abbildung 24: Darstellung der auftretenden Hochdruckstörungen bei hohen Rücklauftemperaturen der Erdsonde resultierend in auftretenden Betriebsstopps der Wärmepumpe

Diese Hochdruckstörungen des installierten Systems treten hauptsächlich in den Sommermonaten Juli und August auf, wenn das Erdreich schon intensiv regeneriert wird und die solarthermischen Erträge hoch sind. Die Betriebsstoppdauer der Wärmepumpe aufgrund von Hochdruckstörungen liegt in den vier Betriebsjahren zwischen 97 und 205 Stunden. Dabei deckt sich die Dauer von 205 Stunden Betriebsstopp im Jahr 2018 mit den höchsten Solarwärmeerträgen in den Monaten Juli und August.

Tabelle 8: Zusammenfassung der Anzahl auftretender Hochdruckstörungen in den untersuchten Betriebsjahren

	2017	2018	2019	2020
Hochdruckstörung Solekreis [h]	110	205	124	97

In zukünftigen Projekten, bei denen ein regeneriertes Erdwärmesonden-Wärmepumpen-System eingesetzt werden soll, muss zwingend darauf geachtet werden, dass eine Wärmepumpe gewählt wird, die mit hohen Quellentemperaturen umgehen kann. Zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie gibt es mehrere Hersteller, die Wärmepumpen anbieten, die mit 30 °C Quellentemperatur arbeiten. Die Anzahl an Hochdruckstörungen im Sondenkreis kann auch mittels einer zusätzlich zu installierenden Vorlaufmischung reduziert werden, um so die Wärmepumpeneintrittstemperatur zu reduzieren. Selbstverständlich ist für die Neuprojektierung immer eine Wärmepumpe vorzuziehen, die höhere Eintrittstemperaturen erlaubt. Es ist zu hoffen, dass sich die Hersteller dieser Thematik annehmen und zukünftig ihre Wärmepumpen entsprechend optimieren.

Durch eine Reduktion der Hochdruckstörungen liessen sich trotz solarer Erdreichregeneration die Systemlanglebigkeit weiter erhöhen und der konstante Betrieb sicherstellen. Für neue Anlagen ähnlicher Konfiguration, d.h. mit tiefen Sonden und eher hohen Regenerationsgraden, wäre alternativ eine serielle Einbindung der PVT-Anlage in den Erdsondenkreis zu prüfen.

4. Systemsimulation

Die Messwerte der vier analysierten Betriebsjahre werden im Rahmen der vorliegenden Studie für eine einfache Validierung mit einer dynamischen Simulation nachgebildet. Für die Simulation wird das Programm Polysun (Version 12.0) von Vela Solaris verwendet, das über ein 2SOL-Template inklusive hydraulischer Regelung verfügt.

4.1 Eingabegrundlagen

Für die korrekte Validierung des Simulationsmodells wurden die aufbereiteten Messergebnisse für die Verbräuche und Wetterdaten als Durchschnittswerte über die vier Betriebsjahre (Ø 2017–2020) als Inputparameter in das Modell eingegeben. Folgende Inputparameter wurden für das Simulationsmodell verwendet. Sie entsprechen im Wesentlichen der gebauten Anlage:

Tabelle 9: Inputparameter für Simulationsstudie in Polysun

Inputparameter in Polysun	Eingabe
Standort	Meilen ZH
Horizont	Gemäss Meteonorm
Wetterdaten	Aussentemperatur und Einstrahlung gemäss Messresultaten (Ø 2017–2020), Wind und Luftfeuchtigkeit gemäss Meteonorm
Vorlagen-Template	«2SOL-System mit einem Kollektorfeld»
Hydraulik/Regelung	Gemäss Vorlagen-Template
Gebäude	Soll-Raumtemperatur 20 °C; EBF 1995 m ²
PVT-Kollektor	160 m ² Meyer Burger Hybrid 270/900; 35° SW
Wärmepumpe	Vitocal 350-G PRO BW 352.A056
Erdsonden	40 mm Doppel-U-Sonden; 3 × 360 m; Sondenabstand 10 m
Erdreich	Feinsandstein USM (Mächtigkeit 400 m)
Wärmespeicher	BWW-Speicher 3500 L; Heizspeicher 1900 L
BWW-System	Frischwasserstation mit Zirkulationsverlusten; VL 52 °C
BWW-Verbrauch	Gemäss Messresultaten (Ø 2017–2020) «Verbrauch Wärme BWW»
Heizsystem	Radiatoren (VL/RL 50/40)
Heizwärmeverbrauch	Gemäss Messresultaten (Ø 2017–2020) «Ladung Heizspeicher» (siehe Erläuterung bezüglich Temperaturdifferenz Heizsystem)

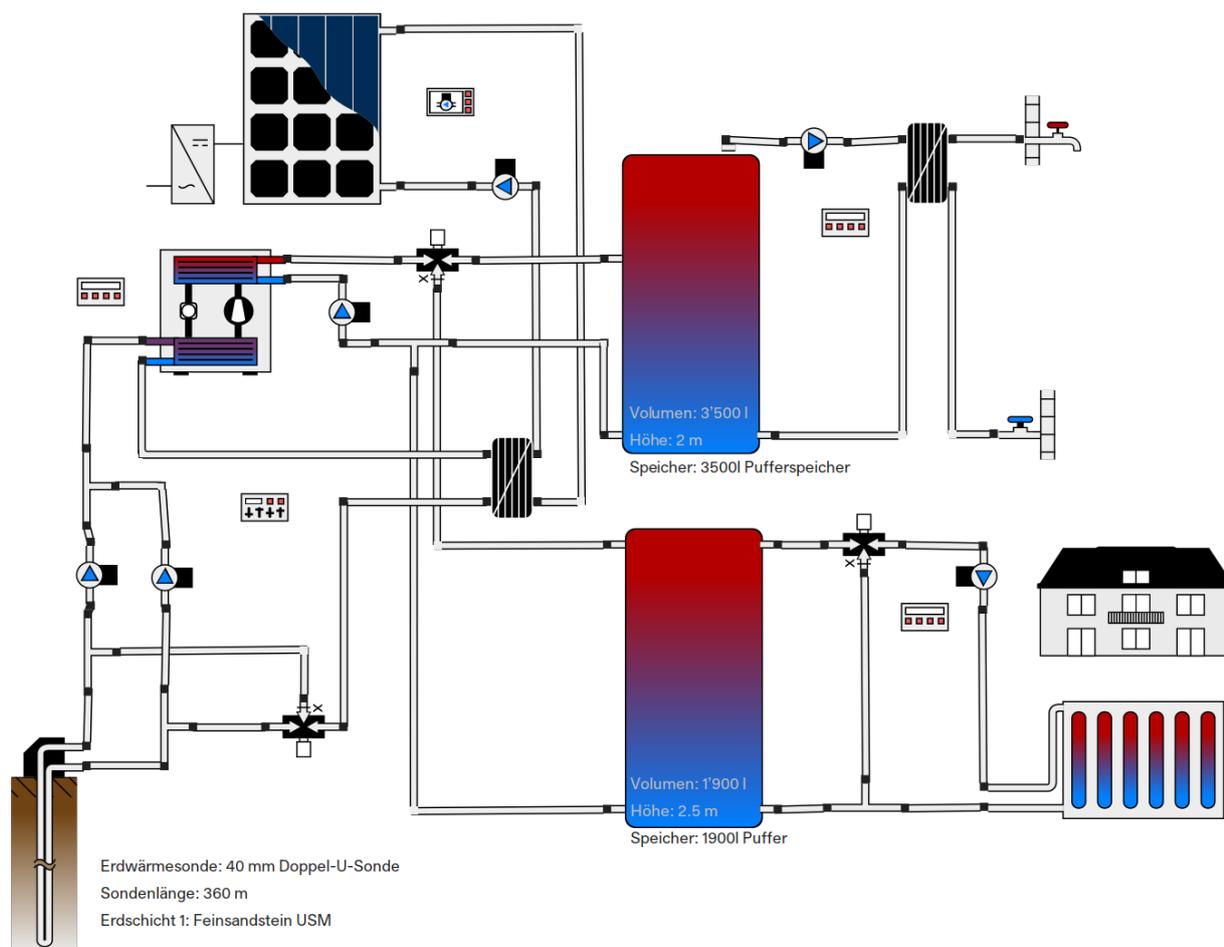


Abbildung 25: Hydraulikschema des verwendeten Vorlagen-Templates in Polysun (Simulationshydraulik entspricht nicht Ausführungshydraulik)

4.2 Validierung Simulationsresultate

Zum Vergleich der Simulationsresultate mit den Durchschnittsmesswerten der vier Betriebsjahre wurde die Simulation mit einer mittleren Sondenvorlaufdauer von zwei Jahren durchgeführt. In der nachfolgenden Tabelle werden die Resultate des Simulationsmodells den Messresultaten gegenübergestellt:

Tabelle 10: Resultatvergleich Messergebnisse und Simulationsresultate

Validierung des Simulationsmodells	Messresultat (Ø 2017–2020)	Simulationsresultat	Abweichung
JAZ (ohne Pumpenstrom)	3.9	4.3	+9 %
Strombezug WP (ohne Pumpenstrom) [kWh/a]	38'375	34'128	-11 %
PVT-Solarstromertrag [kWh/a]	29'946	36'904	+18 %
PVT-Solarwärmeertrag [kWh/a]	70'446	71'094	+1 %
Regenerationsgrad	64 %	63 %	-2 %

Die Validierung des Simulationsmodells in Polysun zeigt für die Bereitstellung der benötigten Wärmeenergie eine leichte Unterschätzung des Strombezugs der Wärmepumpe. Diese Unterschätzung führt zu einer entsprechenden Überschätzung der Wärmepumpeneffizienz (JAZ) im Simulationsmodell. Die grösste Abweichung beim Resultatvergleich ist bei der PVT-Solarstromerzeugung zu finden. Die Polysun-Simulation weist bei der spezifischen Solarstromerzeugung einen hohen Ertrag von rund 1300 kWh/kW_p auf, was

eine deutliche Überschätzung darstellt. Der Vergleich der eingespeisten Solarwärme zur Erdrreichregeneration weist beinahe identische Resultate auf, was auch zu einem vergleichbaren Regenerationsgrad des Erdreichs führt. Für die detailliertere Validierung der Erdrreichsimulation wurden die Erdsondentemperaturen der durchschnittlichen Messresultate der vier Betriebsjahre mit den Simulationsresultaten auf Basis von Stundenmittelwerten verglichen.

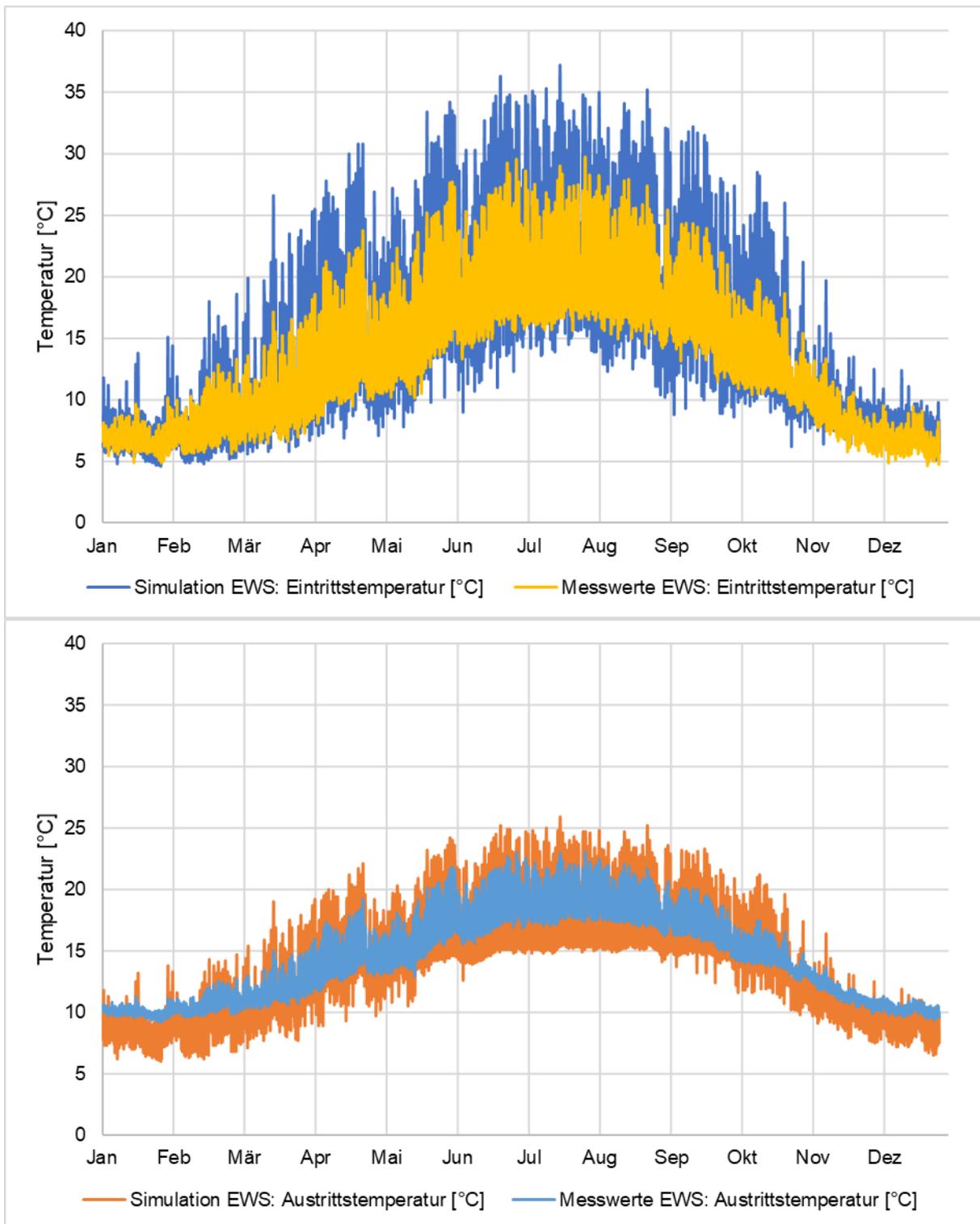


Abbildung 26: Vergleich der gemessenen und simulierten Ein- bzw. Austrittstemperaturen der Erdwärmesonden

Der Temperaturverlauf des Simulationsergebnisses über eine einjährige Zeitspanne zeigt im Vergleich zu den effektiven Messresultaten deutlich mehr Temperaturspitzen – in beide Richtungen. Im Mittelwert ist

der Kurvenverlauf zwischen Messung und Simulation jedoch vergleichbar. Die Austrittstemperatur aus dem Erdreich wird im Simulationsmodell leicht unterschätzt, was zu einer höheren saisonalen Temperaturschwankung im Simulationsmodell führt. Da die Temperaturschwankung abhängig ist von den Erdreichseinstellungen im Simulationsprogramm kann diese Abweichung vermutlich auf den spezifischen Erdreichaufbau am Standort der Liegenschaft zurückgeführt werden.

Abschliessend lässt sich zusammenfassen, dass die Simulationsresultate den Messresultaten aus dem Betrieb im Wesentlichen entsprechen und kaum Abweichungen festzustellen sind. Ein geringer Zuschlagsfaktor von 10 % auf die Simulationsresultate würde für die Systemauslegung im Fall der Anlage Ländisch ausreichen.

4.3 Simulationsresultate Erdreichregeneration

Anhand des validierten Simulationsmodells wurde ein zusätzlicher Vergleich des in Meilen installierten Gebäudeenergiesystems mit und ohne Erdreichregeneration durchgeführt. Dazu wurden die Erdreichtemperaturen über 50 Betriebsjahre simuliert und die beiden Varianten gegenübergestellt. Für die Simulationen wurden die identischen Templates und Eingaben verwendet. Für die Simulation ohne Regeneration wird in Polysun lediglich die Solarpumpe deaktiviert. Folgender Temperaturvergleich ergibt sich in den beiden Varianten nach der Betriebszeit von 1, 25 und 50 Jahren:

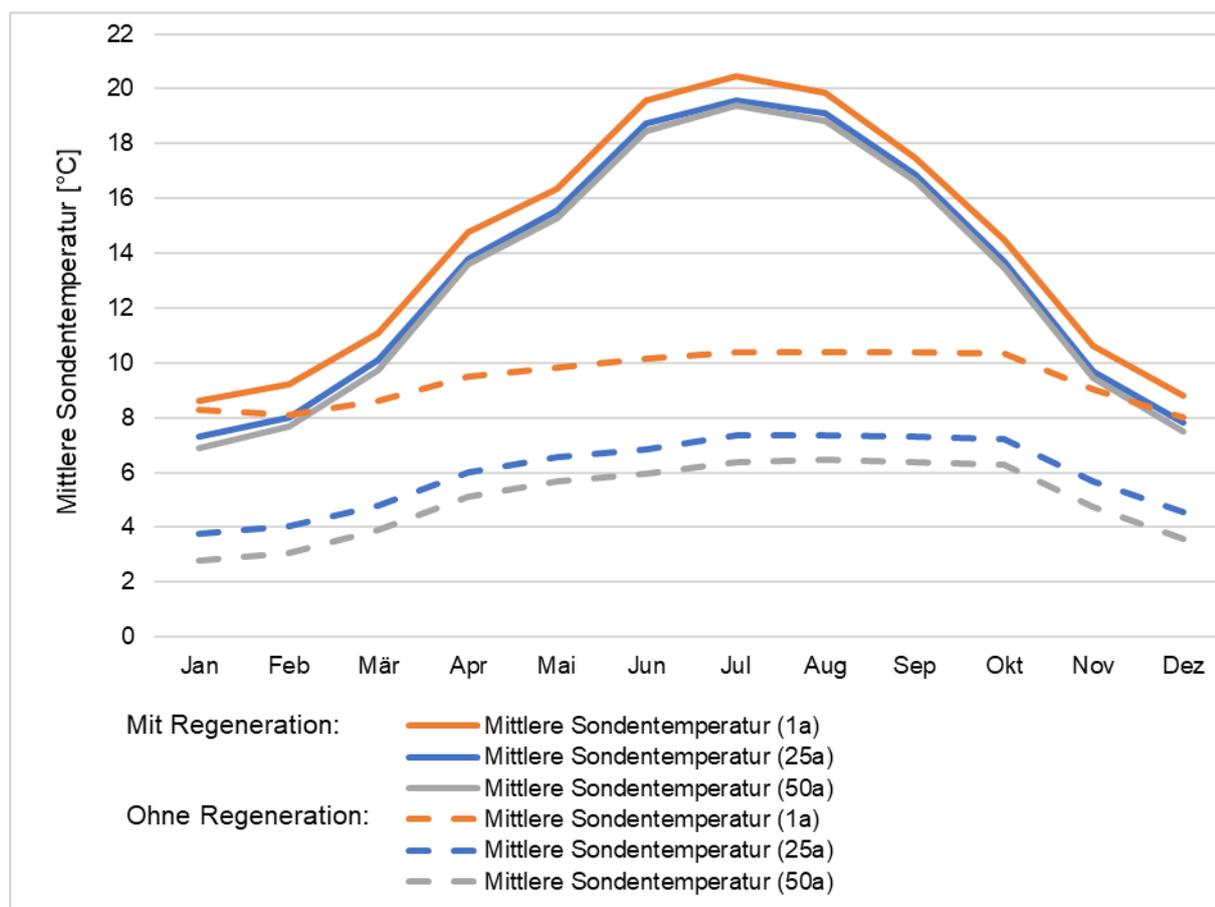


Abbildung 27: Vergleich der mittleren Sondentemperatur nach 1, 25 und 50 Betriebsjahren mit und ohne Regeneration des Erdreichs mittels Solarwärme

Die Simulationsresultate des installierten Energiesystems mit Regeneration ergeben nach 50 Betriebsjahren eine minimale Erdreichauskühlung von rund 2 K gegenüber dem ersten Betriebsjahr. Die Simulation ohne Regeneration des Erdreichs weist eine deutlich höhere Erdreichauskühlung von rund 5 K gegenüber dem ersten Betriebsjahr auf. Der Vergleich der beiden Varianten zeigt die Auswirkung der Regeneration des Erdreichs nach 50 Betriebsjahren sehr deutlich. Die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe liegt gemäss Simulation nach 50 Betriebsjahren im nicht regenerierten Fall bei 3.8 und im regenerierten Fall bei 4.2.

Dies bedeutet, dass ein Effizienzverlust von 10 % im fünfzigsten Betriebsjahr entsteht, wenn das Erdreich nicht thermisch regeneriert wird.

Dieser Effizienzverlust kann zur Bewertung der Regeneration auch in einen Wirtschaftlichkeitsvergleich überführt werden. Die jährliche Betriebsstromeinsparung aufgrund der höheren Wärmepumpeneffizienz über die Simulationsdauer von 50 Jahren beträgt gemäss Simulationsmodell 2980 kWh. Dies entspricht einer Gesamteinsparung unter Berücksichtigung der spezifischen Stromkosten und einer jährlichen Energiepreissteigerung⁴ von 33'425 CHF über die 50 Betriebsjahre.

⁴ Angenommene jährliche Energiepreissteigerung 1%/a

5. Wirtschaftlichkeit

Die von der Bauherrschaft zur Verfügung gestellten Zahlen über Baukosten, erhaltene Fördergelder, reduzierte Hypothekarzinsen sowie über Mieteinnahmen liegen der nachfolgend dargestellten Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zugrunde. Nicht alle zur Verfügung stehenden Unterlagen dürfen veröffentlicht werden, die Berechnungsgrundlagen konnten dem Bundesamt für Energie jedoch zur Überprüfung übergeben werden.

5.1 Investitionskosten

Unter Berücksichtigung aller Subventionen belaufen sich die Investitionskosten für die energetische Erhöhung und der Heizungssanierung auf netto rund 1,6 Mio. CHF.

Die Kosten verteilen sich folgendermassen:

- 53 % für die Sanierung der Gebäudehülle
- 34 % für die neue Heizung und Wärmeverteilung sowie die lokale Stromproduktion
- 13 % für Planung, Bauleitung und weitere baubegleitende Massnahmen

Im Rahmen der Sanierung wurden auch der Lift erneuert, die Lamellenstoren ersetzt und weitere energetisch nicht relevante Massnahmen durchgeführt, die in den folgenden Berechnungen ausgeklammert wurden. Für die Berechnungen werden ausschliesslich energetisch relevante Aspekte berücksichtigt.

Aufgrund der durch die Sanierung erfolgten Mehrleistung muss die Mieterschaft einen höheren Mietzins bezahlen. Nach der Sanierung wurde eine reale Mietzinserhöhung von 3,8 % vorgenommen. In die Festlegung der neuen Mietzinse sind auch Aspekte eingeflossen, die in keinem Zusammenhang mit den energetischen Massnahmen stehen. So floss beispielsweise ein tieferer hypothekarischer Referenzzinssatz ein. Unter Ausblendung aller nicht energetisch relevanter Aspekte verursachte die energetische Sanierung eine theoretische Mietzinserhöhung von 7 %.

Die mietrechtlich zulässige Überwälzung der Investitionskosten an die Mieterschaft wurde durch die Reduktion der Nebenkosten (geringere Stromkosten für das Wärmepumpensystem gegenüber der früheren Elektrodirektheizung, tiefere Unterhaltskosten der Wärmepumpe gegenüber Elektroheizelementen) kompensiert, sodass die Auswirkung auf die Bruttomiete tiefer ist. Die durch die vorgenommenen Massnahmen erzielte Komfortsteigerung, wie beispielsweise die höhere Raumbehaglichkeit dank wärmerer Aussenwände sowie die deutlich angenehmere Strahlungswärme der neuen Radiatoren im Vergleich mit der alten Stromheizung, rechtfertigt die mit 3,8 % moderat ausfallende Mietzinserhöhung zusätzlich. Dass seit Abschluss der Sanierung für zwei Wohnungen problemlos innert kurzer Zeit Nachmieter gefunden werden konnten, zeigt, dass die Mieten nach wie vor marktkonform sind.

Der von der Bauherrschaft gewählte mieterfreundliche, minimal invasive Sanierungsansatz ermöglicht eine Steigerung des Wohnkomforts und die Modernisierung der Heizungsanlage, ohne im Betrieb CO₂-Emissionen auszustossen oder unverhältnismässige Mietzinserhöhungen zu verursachen.

Um aus der Sicht der Eigentümerschaft beurteilen zu können, ob sich die durchgeführte Sanierung als wirtschaftlich erwiesen hat, muss sie mit einer minimalen Instandsetzung in Form von reinen Unterhaltsinvestitionen verglichen werden. Eine «Pinselsanierung» der Fassade und minimale Dachreparaturarbeiten sowie die Instandsetzung der Elektroheizung und Brauchwarmwasserproduktion hätten geschätzt rund 240'000 CHF gekostet. Zieht man diesen Betrag von den oben erwähnten Kosten von rund 1'600'000 CHF ab, so ergibt sich eine Nettoinvestition in das wertvermehrnde Energiesystem von rund 1'350'000 CHF.

Die Nettorendite des für das Energiesystem investierten Kapitals von 1,35 Mio. CHF liegt in einem für den Investor attraktiven Bereich. Sie berechnet sich aus den Mehreinnahmen durch die teilweise

Überwälzung der Sanierungskosten sowie dem Ertrag aus der PV-Anlage. Sie ist höher als durchschnittliche Renditen vergleichbarer Immobilien. Die Bauherrschaft beurteilt dies folgendermassen: *«Mit dieser Energiesanierung entstand eine Win-win-Situation: Die Mieter freuen sich über die Komfortsteigerung, und die Vermieterschaft kann die Investition innert nützlicher Frist amortisieren.»*

Alle Kalkulationen sind ohne Steuereinsparungen erfolgt, die für eine private Bauherrschaft jedoch einen durchaus relevanten Anteil ausmachen und die Wirtschaftlichkeit nochmals deutlich erhöhen. Dies wurde von der Eigentümerschaft des Doppel-Mehrfamilienhauses in Meilen bestätigt. Die genauen Zahlen wurden den Autoren dieser Studie und dem Bundesamt für Energie übergeben, werden jedoch nicht veröffentlicht.

Die Annuitätsrechnung ergibt unter der Annahme eines Kapitalzinssatzes von 4 % (Kapitalkosten und Kapitalrendite), dass sich die Investition nach 19 Jahren amortisiert.

Bei einer gewichteten Lebensdauer der sanierten Bauteile von 38 Jahren beträgt die lineare Amortisationsdauer 14 Jahre.

Tabelle 11: Kostenaufstellung mit berechneten Nettoinvestitionen

Investitionskosten	Total
Total Investition [CHF]	1'800'000
Total Subvention von Dritten [CHF]	210'000
Nettoinvestition [CHF]	1'590'000
Abschätzung reine Unterhaltsinvestitionen [CHF]	240'000
Nettoinvestition abzüglich Pinselsanierung [CHF]	1'350'000

Neben einer auf Investitionskosten basierenden Renditeberechnung wird dem Kaufentscheid meist auch ein Vergleich der Lebenszykluskosten unterschiedlicher Gebäudeenergiesysteme, wie beispielsweise einer Pellet-Heizung, eines Fernwärme- oder Gasnetzanschlusses, zugrunde gelegt. Während die Investitionskosten für auf fossilen Energieträgern basierende Heizsysteme tiefer liegen als für erneuerbare, schneiden umweltfreundliche Systeme bei der Lebenszyklusbetrachtung oft besser ab. Wie bereits erwähnt, kamen CO₂-ausstossende Alternativen für die Bauherrschaft des Projekts Ländisch aus Gründen der Nachhaltigkeit nicht infrage. Die Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Varianten emissionsfreier Gebäudeenergiesysteme wurde bereits in der Variantenstudie untersucht. Siehe Kapitel 2.3 Vergleich von Jahreskosten unterschiedlicher emissionsfreier Gebäudeenergiesysteme.

Von der energetischen Sanierung des Doppel-Mehrfamilienhauses profitieren sowohl die Mieterinnen und Mieter als auch die Eigentümerschaft. Und da auf einen Anschluss an das am Standort der Liegenschaft vorhandene Gasnetz verzichtet wurde, profitiert auch die Umwelt von diesem emissionsfreien Gebäudeenergiesystem.

Zwar mussten während der Sanierungsarbeiten Lärmemissionen und andere Unannehmlichkeiten in Kauf genommen werden. Die Mieterschaft begrüsst es jedoch sehr, dass die Sanierung durchgeführt werden konnte, ohne dass die Wohnungen geräumt werden mussten. Auf die Frage, ob Mieterinnen und Mieter aufgrund der Sanierungsarbeiten gekündigt hätten, antwortet der Vertreter der Bauherrschaft: *«Nein. Im Gegenteil: Es ist sogar eine Familie neu eingezogen, obwohl sie wusste, dass im ersten Halbjahr saniert würde. Sie sagte, das mache ihr nichts aus.»* Die Rückmeldungen der Mieterinnen und Mieter fallen mehrheitlich positiv aus, insbesondere die komfortablere Heizung wird sehr geschätzt.

5.2 Fördergelder

Durch die umfassende Sanierung der Gebäudehülle und des Wärmeversorgungskonzepts konnten zum Zeitpunkt der Planung mehrere Förderprogramme auf den unterschiedlichen Staatsebenen zur Projektunterstützung in Anspruch genommen werden. Die erhaltenen Fördersummen im Rahmen des Projektes sind in der nachfolgenden Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 12: Erhaltene Fördergelder für das Projekt, aufgeteilt nach Staatsebene

Förderprogramme	Bund	Kanton Zürich	Gemeinde
Kostendeckende Einmalvergütung [CHF]	15'030	-	-
Gebäudeprogramm [CHF]	-	48'850	-
Förderung Solarthermie [CHF]	-	19'680	-
Ersatz Elektroheizung durch Wärmepumpe [CHF]	-	17'680	-
Ökologiefonds [CHF]	-	-	17'300
Total Fördersumme [CHF]			118'540

Zusätzlich zum Gesamtbetrag der Fördersumme konnten mittels Umweltarlehen eines Finanzdienstleisters weitere Kosteneinsparungen über fünf Jahre von insgesamt 91'250 CHF erzielt werden. Mit dieser vom Vermieter freiwillig an die Mieter weitergegebenen Unterstützung resultiert eine Gesamtsumme von 209'790 CHF.

Gesamtsumme Unterstützung inkl. Weitergabe Umweltarlehen [CHF]	209'790
---	----------------

6. Interpretation der Ergebnisse

6.1 Kritische Anlagengrösse für wirtschaftliche Regenerationslösungen

Über die detaillierte Analyse der Messdaten und die Nachsimulation auf Basis der tatsächlichen Anlagen- und Wetterdaten konnte die umgesetzte Dimensionierung der Anlage mit ca. 40 W/m Entzugskälteleistung und 100kWh/m Entzugsenergie als leicht zu defensiv erkannt werden. Es hätten Sondenmeter eingespart und auch Wasser als Erdsondenfluid anstelle von Glykol gewählt werden können. Beide potenziellen Einsparungen sind allerdings in Bezug auf die Gesamtprojektkosten nicht wesentlich. Aus umwelttechnischer Sicht ist es jedoch durchaus von Vorteil, wenn auf Glykol verzichtet werden kann. Retrospektiv betrachtet muss auch berücksichtigt werden, dass der zur Planungszeit (2015) allgemein in der Branche über solche Systeme vorhandene und verfügbare Kenntnisstand sowie die Erfahrungswerte noch sehr begrenzt waren.

Anlagen in der Grössenordnung von 50 kW Heizleistung, wie sie in dieser Studie untersucht wurden, liegen nach derzeitigem Wissen im unteren Grenzbereich, um über die Regeneration signifikant Erdsondenmeter einsparen zu können. Vgl. dazu Grafiken Regenerationsparität in Anhang 7.5, S. 5. Die Anlage an der Ländischstrasse ist also zu klein, um über Erdsondenregeneration die Wirtschaftlichkeit in der Lebensdauerbetrachtung merklich optimieren zu können. Dieser Effekt tritt bei grösseren Anlagen vorteilhafter auf. Trotzdem hat die Regeneration einen wesentlichen und positiven Einfluss auf die elektrische und thermische Systemeffizienz. Dies spiegelt sich in den für die hohen Heizungsvorlauf- und Brauchwarmwassertemperaturen noch guten Jahresarbeitszahlen (Vgl. Abbildung 14) wider.

6.2 Vergleich geplanter Wärmebedarf und gemessener Verbrauch

Zum Erzielen einer hohen Systemeffizienz sind die Anlagenauslegung und die entsprechende Annahme für den zukünftigen Wärmeverbrauch von eminenter Wichtigkeit. Für die betrachteten Objekte dieser Studie musste nicht nur die Reduktion des Heizwärmebedarfs aufgrund der Gebäudehüllensanierung, sondern auch die Umstellung von Elektroheizkörpern auf ein fluidgeführtes Heizsystem berücksichtigt werden. In Kapitel 3.2.1 wurden die Nutzenergieverbräuche der beiden Mehrfamilienhäuser bereits zusammengefasst und ein Vergleich mit den Standard-Normwerten gemäss SIA 2024 Merkblatt gezogen. Für die Systemauslegung wurde ein Warmwasserbedarf nach der SIA 380/1 von 2,8 kWh/m²a berechnet, welcher auch dem Wert nach SIA 2024 Merkblatt entspricht. Die Berechnung des zukünftigen Heizwärmebedarfs wurde nach SIA 380/1 durchgeführt und ergab einen spezifischen Verbrauchswert von 41 kWh/m²a. Die Planungs- und Verbrauchswerte für die beiden Mehrfamilienhäuser sind in der nachfolgenden Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 13: Vergleich der Planungswerte nach SIA-Norm mit den gemessenen Verbrauchswerten

Kennzahlen Nutzenergie	Planungswerte nach SIA-Norm [kWh/m ² a]	Gemessene Verbrauchswerte (Ø 2017–2020) [kWh/m ² a]	Abweichung Planungswerte von Messwerten [%]
Verbrauch Brauchwarmwasser	21	20	-5 %
Verbrauch Heizwärme	41	44	+7 %

Die Abweichungen in Tabelle 13 weisen für den durchschnittlichen Wärmeverbrauch der untersuchten Betriebsjahre zum Planungswert einen geringeren Brauchwarmwasserverbrauch auf. Jedoch übersteigt der höchste gemessene Brauchwarmwasserverbrauch im Jahr 2020 den Normwert um 10 %. Der gemessene Heizwärmeverbrauch liegt mit +7 % leicht über dem Planungswert für die Systemauslegung. Die Abweichungen beweisen, dass mithilfe der Normwerte eine vernünftige Systemauslegung ohne hohe Sicherheitszuschläge möglich ist.

Für die beiden Mehrfamilienhäuser bedeutet die Umstellung von der elektrischen Wärmeproduktion (Boiler und Elektroheizkörper) auf das Wärmepumpensystem mit Erdreichregeneration eine enorme Effizienzsteigerung. Die Strombedarfsreduktion bis zum mittleren Stromverbrauch über die 3 Jahre nach der Sanierung ist in der nachfolgenden Abbildung für die einzelnen Sanierungsschritte in einer hypothetischen Aufgliederung der einzelnen Massnahmen veranschaulichend dargestellt.

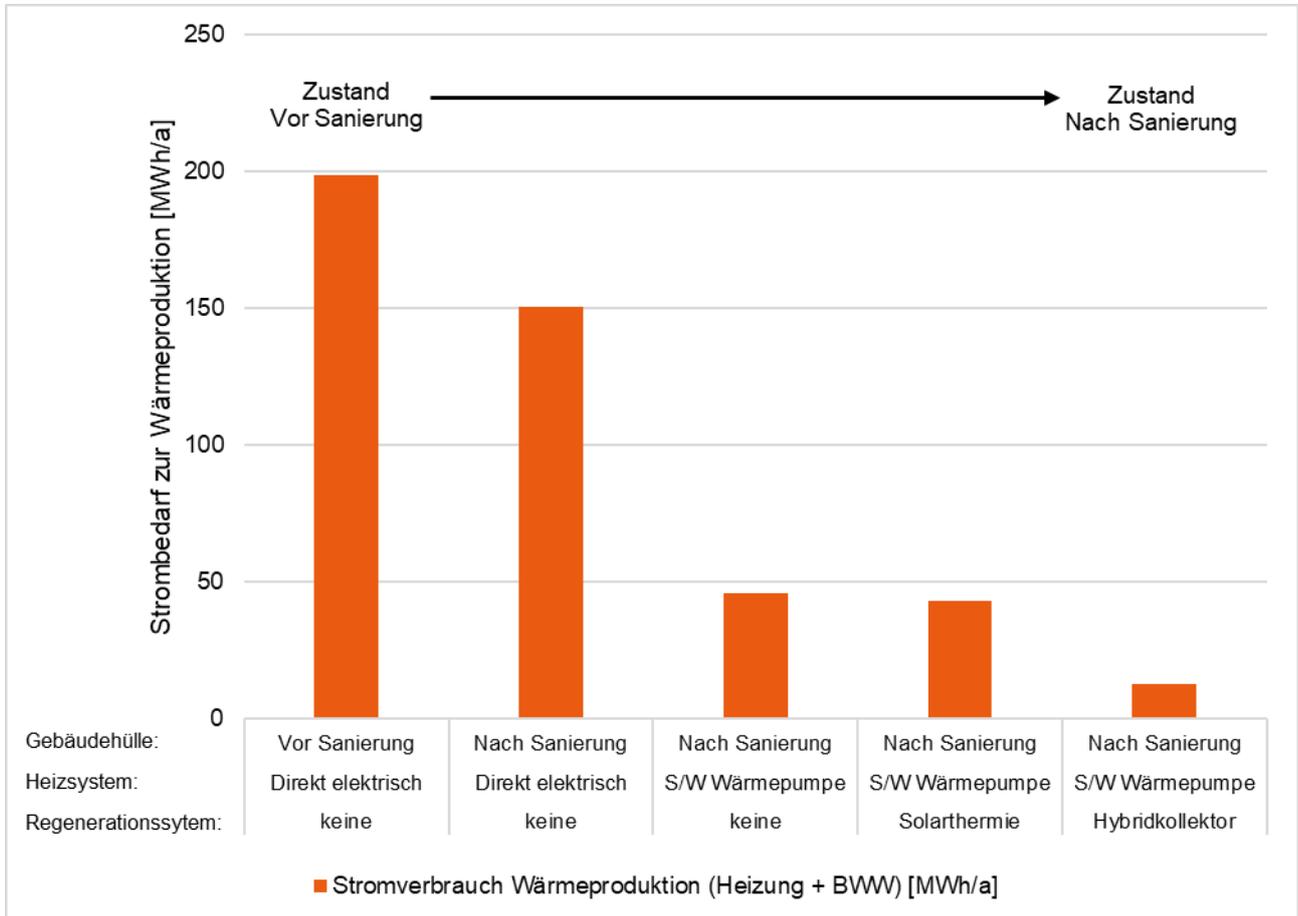


Abbildung 28: Abgestufte Stromverbrauchssenkung mittels Gebäudesanierung, Heizsystemersatz und Erdreichregeneration

Tabelle 14: Vergleich Stromverbrauch vor und nach Sanierung

Kennzahlen Nutzenergie	Zustand vor Sanierung [MWh/a]	Zustand nach Sanierung [MWh/a]
Stromverbrauch Wärmeproduktion (Heizung + BWW)	199	43
PVT-Solarstromertrag	0	30
Jahresbilanz Strombedarf	199	13
Anteil Stromverbrauch Jahresbilanz	100 %	7 %

Die Jahresbilanz des Stromverbrauchs zur Wärmeproduktion für Heizwärme und Brauchwarmwasser hat sich aufgrund der Ertüchtigung des Doppel-Mehrfamilienhauses und des Ersatzes der Elektroheizung durch eine Wärmepumpe um 93 % reduziert. Die energetische Sanierung reduziert den Strombedarf zur Wärmeproduktion von 199 MWh auf 43 MWh und somit um den Faktor 5.

Ebenfalls resultiert aus der Sanierung eine geschätzte Stromleistungsabsenkung der Wärmeproduktion von rund 100 kW vor der Sanierung für die Stromdirektheizung auf neu rund 20 kW nach der Sanierung. Dies entspricht einer Stromleistungsreduktion für die beiden Mehrfamilienhäuser von 80 %.

6.3 Wesentliche Punkte für die Qualitätssicherung regenerierter EWS-Systeme oder allgemein solar gekoppelter Wärmepumpensysteme (Checkliste)

Ein korrekt dimensioniertes und regeneriertes Erdwärmesondensystem (EWS) bietet eine nachhaltige und beständige Quelle für den Einsatz einer Wärmepumpe. Auf der Website www.erdsondenoptimierung.ch findet sich bereits eine Liste⁵ mit 24 Thesen über wesentliche Punkte für die Qualitätssicherung von EWS-Systemen als Resultat eines Forschungsprojekts der Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW). Diese Checkliste kann um die folgenden Punkte durch die Erkenntnisse aus der vorliegenden Studie ergänzt werden:

- Systemauslegung eines regenerierten Erdwärmesondensystems anhand einer Polysun-Simulation (oder gleichwertigen Simulationsprogramms) mittels Langzeitsimulationen prüfen und optimieren
- Einsatz Wärmepumpe mit Eignung für Quellentemperatur bis 30 °C, sonst Rücklaufbeimischung
- Monitoringsystem mit Strommessung Wärmepumpe und Quellenpumpe für Berechnung Jahresarbeitszahl

6.4 Zusammenfassung der wichtigsten Erkenntnisse und Lessons learned

- Kleinanlagen unter 100 kW brauchen nicht vollständig regeneriert zu werden. Der technisch und wirtschaftlich optimale Regenerationsgrad ist jeweils über Systemsimulationen zu bestimmen und hängt wesentlich von dem Kostenverhältnis der Sondenmeter zu den spezifischen Kosten des eingesetzten Regenerationssystems ab. Erfahrungswerte liegen bei einem Regenerationsgrad von 50 bis 70%.
- Die Steuerung der Gesamtanlage über die Wärmepumpe war bei Inbetriebnahme und für einen zuverlässigen Betrieb in der Anfangszeit sehr aufwendig. Ein übergeordnetes Regelungssystem wäre wahrscheinlich einfacher zu implementieren gewesen. Seit 2016 hat sich bezüglich Systemsteuerungen von kleineren Systemen auf dem Markt viel entwickelt. Es wäre zu prüfen, ob insbesondere mittels IoT heutige Wärmepumpensteuerungen in der Lage sind, die Komplexität der Sondenregeneration besser abzubilden.
- Die Ansteuerung der Heizstäbe sollte nur manuell erfolgen dürfen und nicht der Wärmepumpe überlassen werden.
- Eine Nachrüstung der Wärmeverteilung in der Fassadendämmung ist möglich. Zukünftig könnte allenfalls noch geprüft werden, ob es bauphysikalisch unkritisch wäre, in dieser Verteilung auch auf Frostschutz zu verzichten.
- Es ist empfehlenswert, bei Systemen mit grosszügig ausgelegten Erdwärmesonden Wasser als Wärmeträgerfluid einzusetzen. Bei Unsicherheit müssen der Temperaturverlauf in den ersten Jahren beobachtet und in der Planung die Vorbereitung auf eine später allfällig notwendige Umrüstung mit Glykolzusatz berücksichtigt werden.
- Es ist offensichtlich, dass Monitoring und Datenauswertung essenziell sind für einen effizienten Betrieb.
- Für die korrekte Einregulierung muss ausreichend Zeit eingeplant werden
- Hohe Verdampfeintrittstemperaturen sind für Wärmepumpen kritisch. Dies muss bei der Wahl der Wärmepumpe berücksichtigt werden. Allenfalls kann auch hydraulisch eine zu hohe Eintrittstemperatur verhindert werden.
- Das Polysun-Vorlagen-Template für 2SOL-Systeme bietet eine validierte Grundlage zur Systemplanung und mit für das jeweilige Projekt passender Auslegung der Sondenmeter.
- Die Investition in ein nachhaltiges Heizungssystem hat sich für die Eigentümerschaft des Doppel-Mehrfamilienhauses Ländisch als rentabel erwiesen.

⁵ <https://erdsondenoptimierung.ch/custom/erdsondenoptimierung.ch/userfiles/files/24-Thesen-Waermepumpen-mit-Erdwaermesonden.pdf>

- Die leichte Mietzinserhöhung lässt sich mit der erzielten Komfortsteigerung in den Wohnungen rechtfertigen.
- Die Transformation bestehender Gebäude in Netto-Null-taugliche Gebäude kann mittels minimal invasiver Intervention sozialverträglich erfolgen, ohne für die Sanierungsarbeiten entmieten zu müssen.

«Dass das Konzept absolut richtig ist, davon bin ich nach wie vor überzeugt», sagte ein Miteigentümer und Vertreter der Bauherrschaft im November 2016. Seine Antwort auf die Frage, ob er das heute noch genauso sieht, lautete im Dezember 2020: «Grundsätzlich schon. Mit der Wärmepumpe gab es im ersten Betriebsjahr technische Schwierigkeiten, diese wurden in der Zwischenzeit behoben. Das Monitoring-System hat unsere Erwartungen nicht vollständig erfüllt, da es die umfangreichen Daten nicht sehr benutzerfreundlich zur Verfügung stellt. Nach den anfänglichen Problemen mit der Wärmepumpe arbeitet die gesamte Anlage nun seit mehreren Jahren einwandfrei. Bei der PV-Anlage mussten im Sommer 2020 und 2021 je zwei Optimizer ersetzt werden, was kurzzeitig zu einem leicht verminderten Solarertrag führte. Aber als Fazit: eine überaus gut gelungene Energiesanierung.»

6.5 Abschliessende Überlegungen

Die im Rahmen dieser Studie analysierte Gebäudesanierung zeigt exemplarisch auf, dass es mit derzeit verfügbaren Technologien und zu durchaus vertretbaren Investitionskosten möglich ist, bewohnte Mehrfamilienhäuser umwelt- und sozialverträglich zu sanieren und gleichzeitig attraktive Renditen zu erwirtschaften. Eine ganzheitliche Sanierung, die den Fokus auf Emissionsfreiheit und einen geringen Stromverbrauch im Winter legt, ermöglicht eine Komfortsteigerung für die Bewohnerinnen und Bewohner und berücksichtigt gleichzeitig Ansprüche an Ästhetik, Architektur sowie die Sanierungszyklen des Gebäudes. Darüber hinaus kann gezeigt werden, dass eine nachhaltige Nutzung von Erdwärme durch solare Regeneration in Wohngebieten möglich und wirtschaftlich realisierbar ist. Dies wird voraussichtlich die einzige Möglichkeit sein, um mittelfristig in dicht bebauten Gebieten Erdwärme zu nutzen, wie schon in zwei Studien der Stadt Zürich aufgezeigt wurde. (vgl. Studien «Erdsondenpotenzial der Stadt Zürich» und «Regen-Opt»).

7. Anhang

7.1 Messdatenausfälle

In folgenden Fällen kam es zu längeren Messdatenausfällen, die gemäss beschriebener Methodik der Messdatenaufbereitung extrapoliert wurden.

Tabelle 15: Zusammenfassung der zeitlich längeren Messdatenausfälle, die gemäss Methodik korrigiert wurden

Messdatenausfälle	2017	2018	2019	2020
Teilsystem Elektrisch	-	2.–3. Feb	-	5.–6. Dez
Teilsystem Solarthermie	21.–22. Apr	1.–2. Jan 25.–27. Mär	-	2.–4. Jan 24.–26. Jan
Teilsystem BWW	-	26.–27. Mär 30.–31. Okt	-	-
Teilsystem Wärmepumpe	12.–13. Feb	23.–24. Mär 26.–27. Mär 5.–6. Sep	-	2.–4. Jan 6.–7. Sep
Teilsystem Heizung	-	26.–27. Mär	-	-

7.2 Untersuchung Temperaturschichtung Brauchwarmwasserspeicher

Die Auswertung der Temperaturmessungen im installierten Brauchwarmwasserspeicher mit einem Volumen von 3500 Litern weisen auf eine intakte Temperaturschichtung im Speicher hin. In Abbildung 279 ist die Temperaturschichtung im Speicher deutlich erkennbar, jedoch kann aufgrund fehlender Messsensoren keine Aussage zu einer möglichen Kurzschlussströmung zwischen Vor- und Rücklauf zur Wärmeversorgung der Frischwasserstation getroffen werden.

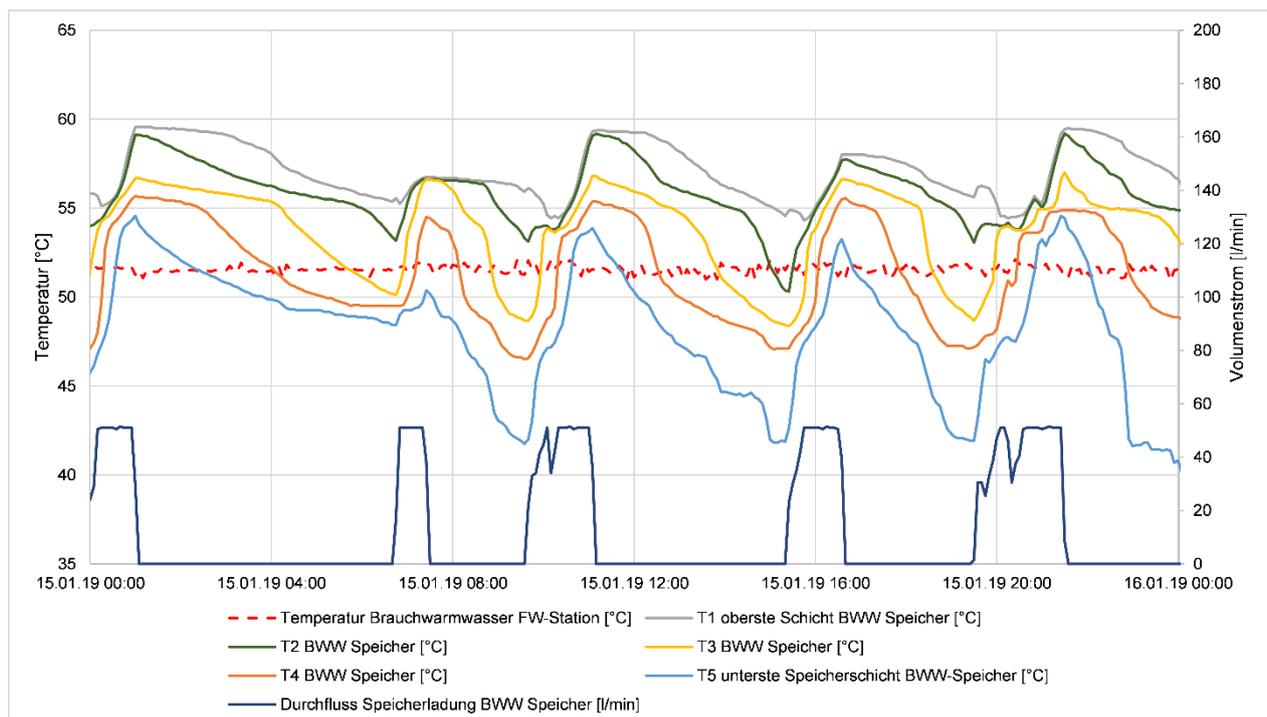


Abbildung 29: Untersuchung Speicherschichtung des Brauchwarmwasserspeichers

7.3 Messkonzept Monitoring

7.4 Schulungsunterlagen

7.5 2SOL-Leitfaden Polysun-Simulation

7.6 Fotodokumentation