

Das Gebäude als Energieschwamm. Strom rein - Wärme raus

A. Thür, A. Heinz, R. Ungerböck,
W. Pink, K. Fuetsch, B. Schett

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

70/2023

Impressum

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:

Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien

Leiter: DI (FH) Volker Schaffler, MA, AKKM

Autorinnen und Autoren:

DI Alexander Thür PhD, MSc Bernhard Schett (AB Energieeffizientes Bauen, Institut für Konstruktion und Materialwissenschaften, Universität Innsbruck)

Dipl.-Ing. (FH) Dr.techn. Andreas Heinz (Institut für Wärmetechnik, TU-Graz)

DI (FH) Reinhard Ungerböck (Grazer Energieagentur)

Dipl.-Ing. (FH) Werner Pink (Pink GmbH)

DI Kevin Fuetsch, BSc (iDM Energiesysteme GmbH)

Wien, 2023

Das Gebäude als Energieschwamm.

Strom rein - Wärme raus

DI Alexander Thür PhD, MSc Bernhard Schett
AB Energieeffizientes Bauen, Institut für Konstruktion und Materialwissenschaften,
Universität Innsbruck

Dipl.-Ing. (FH) Dr.techn. Andreas Heinz
Institut für Wärmetechnik, TU-Graz

DI (FH) Reinhard Ungerböck
Grazer Energieagentur

Dipl.-Ing. (FH) Werner Pink
Pink GmbH

DI Kevin Fuetsch, BSc
iDM Energiesysteme GmbH

Innsbruck, Jänner 2023

Ein Projektbericht im Rahmen des Programms



des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie,
Mobilität, Innovation und Technologie (BMK)

Vorbemerkung

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm „Stadt der Zukunft“ des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK). Dieses Programm baut auf dem langjährigen Programm „Haus der Zukunft“ auf und hat die Intention, Konzepte, Technologien und Lösungen für zukünftige Städte und Stadtquartiere zu entwickeln und bei der Umsetzung zu unterstützen. Damit soll eine Entwicklung in Richtung energieeffiziente und klimaverträgliche Stadt unterstützt werden, die auch dazu beiträgt, die Lebensqualität und die wirtschaftliche Standortattraktivität zu erhöhen. Eine integrierte Planung wie auch die Berücksichtigung aller betroffener Bereiche wie Energieerzeugung und -verteilung, gebaute Infrastruktur, Mobilität und Kommunikation sind dabei Voraussetzung.

Um die Wirkung des Programms zu erhöhen, sind die Sichtbarkeit und leichte Verfügbarkeit der innovativen Ergebnisse ein wichtiges Anliegen. Daher werden nach dem Open Access Prinzip möglichst alle Projektergebnisse des Programms in der Schriftenreihe des BMK publiziert und elektronisch über die Plattform www.NachhaltigWirtschaften.at zugänglich gemacht. In diesem Sinne wünschen wir allen Interessierten und Anwender:innen eine interessante Lektüre.

DI (FH) Volker Schaffler, MA, AKKM
Leiter der Abt. Energie und Umwelttechnologien
Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie,
Mobilität, Innovation und Technologie (BMK)

Inhaltsverzeichnis

1	Kurzfassung	8
2	Abstract	10
3	Ausgangslage	12
4	Projekthalt	15
5	Ergebnisse	17
5.1.	Entwicklung des Wärmepumpen-Modells.....	18
5.1.1.	Entwicklung des WP-Modells mit Enthitzer für parallele Warmwasserbereitung	18
5.1.2.	Entwicklung des WP-Modells als reversible WP für paralleler Kühlung und Warmwasserbereitung	19
5.2.	Systemsimulationen Einfamilienhaus	20
5.2.1.	Gebäudemodell Einfamilienhaus.....	20
5.2.2.	EFH generelle Hydraulik und Regelkonzepte.....	24
5.2.3.	EFH Ergebnisse - Virtueller 24h-Tag für ein Jahr	27
5.2.4.	EFH Ergebnisse - Gesamtsystemeffizienz	30
5.2.5.	EFH Ergebnisse – Systemverhalten im Detail	34
5.2.6.	EFH Ergebnisse - Betriebskosten	36
5.3.	Systemsimulationen Mehrfamilienhaus	37
5.3.1.	Gebäudemodell Mehrfamilienhaus.....	37
5.3.2.	MFH generelle Hydraulik und Regelkonzepte	38
5.3.3.	MFH mit Kühlung und paralleler Warmwasserbereitung.....	42
5.3.4.	MFH mit PV ohne Kühlung und paralleler Warmwasserbereitung	45
5.4.	Validierung des WP-Modells mittels Labormessungen	46
5.5.	Testobjekte mit InSitu-Betriebs-Monitoring.....	47
5.5.1.	Einfamilienhaus	47
5.5.2.	Mehrfamilienhaus mit 2-Leiternetz und dezentrale WW-Speicher	50
5.6.	Nutzerakzeptanz und mögliche Geschäftsmodelle	55
5.6.1.	Fokusgruppen zu Nutzerakzeptanz	55
5.6.2.	Randbedingungen für mögliche Geschäftsmodelle	56
6	Schlussfolgerungen	59
7	Ausblick und Empfehlungen	61
8	Verzeichnisse	62
9	Literatur	66

1 Kurzfassung

Die Nutzung der Gebäudemasse und im Besonderen der Fußböden bzw. Zwischendecken als thermischen Energiespeicher gewinnt zunehmend an Bedeutung, besonders getrieben durch den Trend zu dezentralen Wärmeversorgungssystemen auf Basis von Solarenergie (Solarthermie, Photovoltaik- bzw. Windstrom) welche unabhängig vom Bedarf ihre Energie liefert und daher in irgendeiner Form gespeichert werden muss. Zusätzlich kommen deutlich volatilere Strompreise auf den Markt, was ebenfalls zunehmend den Bedarf an Energiespeicherung verstärkt. Während jegliche Art von extra installiertem Speicher (Wasserspeicher, Batterie) teils erhebliche Kosten und Platzbedarf verursacht, steht das Gebäude für sich sozusagen kostenlos zur Verfügung und muss „nur“ aktiviert werden.

Die Problematik liegt im Wesentlichen in der Frage des Wohnkomforts (zu hohe/zu niedrige Temperaturen wegen Überwärmung/Unterkühlung) und potentiell erhöhter Wärmeverluste des Gebäudes. Die Lösung liegt darin, mit der richtigen Leistung, zur richtigen Zeit, am richtigen Ort, die richtige Menge Energie einzuspeichern bei gleichzeitiger Nutzung der dämpfenden Wirkung der Gebäude-Speichermassen. Gleichzeitig muss das Wärmepumpen-Heizsystem möglichst effizient sein, die Wärme also bei möglichst niedrigen Temperaturen erzeugt werden. Dies gilt nicht nur für die Heizwärme, sondern hinsichtlich immer weniger Heizwärme verbrauchender Gebäude umso mehr für die Warmwasserbereitung.

Ziel des Projektes ist die Entwicklung und der Test von innovativen aber einfachen Regelungskonzepten in Kombination mit Außenluft-Wärmepumpen, welche durch (Einzel)Raumregelung in Kombination mit Überhöhungen bzw. Absenkungen von Raumtemperaturen bzw. Regelung der Heizkreise (Vorlauftemperatur bzw. Massenstrom) zu einer bestmöglichen effizienten Wärmespeicherung von Strom (PV-Eigenverbrauch bzw. Netz-Überschussstrom) in der Gebäudemasse von Wohngebäuden (Einfamilien-/Mehrfamiliengebäude) bei bestmöglichen aber auch variablen Komfortparametern führen.

Als wesentlicher Teil der Arbeiten im Projekt Energieschwamm wurden in der Simulationsumgebung TRNSYS detaillierte Simulationsmodelle für die Wärmepumpe mit Enthitzer bzw. interner Umschaltung zur gleichzeitigen Kühlung und Heizung, die Gebäude als Ein- bzw. Mehrfamilienhäuser mit raumweiser Zonierung sowie entsprechende Hydrauliksysteme für Ein- bzw. Mehrfamilienhäuser für detaillierte Simulationsstudien mit vielfältigen Variationsmöglichkeiten erstellt.

Damit wurden letztlich über 300 Simulationsvarianten für das Einfamilienhaus bzw. das Mehrfamilienhaus erstellt und ausgewertet, aus denen ein Auszug zur Darstellung der Kernaussagen in diesem Bericht präsentiert wird.

Labormessungen besonderer Betriebssituationen wurden ebenfalls mit der Wärmepumpe durchgeführt, um die Simulationsmodelle realitätsnah modellieren und parametrieren zu können. Diese Erfahrungen wurden ergänzt durch interne Daten der in den Wärmepumpen- bzw. Gebäuderegeln integrierten Monitoring Systemen der Testgebäude, was besonders das dynamische Verhalten bei Wechsel von Betriebssituationen im realen Betrieb betrifft.

Praxistests in bewohnten Testgebäuden konnten genutzt werden, um die Auswirkungen der Regelkonzepte mit den Simulationsergebnissen abzugleichen bzw. betriebstechnische praxisbezogene

Problemstellungen zu erkennen und in die Konzeptentwicklung zu integrieren. Auch Erkenntnisse zur Nutzer:innenakzeptanz und dem Systemverständnis aller Beteiligten (Bewohner:innen, Betreiber:innen, Installateur:innen, Systemlieferant:innen) aus den Praxistests in den realen Gebäuden sind eine wichtige Basisinformation für zukünftige Umsetzungspotentiale bzw. -strategien.

Grundsätzlich sei festgehalten: Die Erkenntnisse aus diesem Projekt basieren auf sehr vielen Annahmen für spezifische Randbedingungen und können daher nicht generalisiert für andere Fälle quantitativ zu gleichen Ergebnissen führen. Die Ergebnisse können aber zeigen, in welche Richtung es gehen kann und welche Größenordnungen möglich sind.

Für eine PV-Luft-Wärmepumpenanlage in einem als Niedrigenergiehaus konzipierten Einfamilienhaus kann unter Nutzung eines Standard-Pufferspeichers und einer Gebäudemassenaktivierung via Fußbodenheizung im Vergleich zu einer PV-Luft-Wärmepumpenanlage ohne Überwärmungskonzept der Netzstromverbrauch halbiert werden. Es wurden verschiedene Randbedingungen und Parameter untersucht, die zu dem Ergebnis führten, dass bereits die Standard-Estrichdicke (0,08 m) einer Fußbodenheizung mit um 3 Grad erhöhter Raumheizungsvorlauftemperatur bei PV-Überhitzung zu einer zusätzlichen Betriebskosteneinsparung von ca. 30% gegenüber einem Standard-Regelungskonzept führt, also ohne Extrakosten für die thermische Batterie „Gebäudemasse“.

Der PV-Eigenverbrauch allein für den Wärmepumpenbetrieb kann vervierfacht werden. Bezieht man den Haushaltsstromverbrauch für die gesamte Anlage mit ein, kann der PV-Eigenverbrauch immer noch verdoppelt werden.

Obwohl die Raumluft-Solltemperatur als Vorgabe während der PV-Überhitzung von 21°C auf 24°C erhöht wird, steigt die letztlich resultierende Raumlufttemperatur als Mittelwert in der Winterperiode nur um ca. 0,3 Grad an. Die Tagesspitzentemperaturen steigen Dank der Verzögerung durch die thermische Masse kaum an, aber der Zeitraum vom späten Nachmittag bis (nach) Mitternacht bleibt nach einem sonnigen Tag etwa 0,5 Grad bis maximal 1 Grad höher.

Die erhöhten Wärmeverluste des Gebäudes mit PV-Überwärmungskonzept liegen gemäß den Simulationsergebnissen mit 6 bis 12% höherem Stromverbrauch deutlich unter jenen, die elektrische Speicher wie Batterien oder auch großtechnische Pumpspeicherkraftwerke als elektrische Verluste aufweisen.

Der Aufwand zur Umsetzung eines solchen PV-Überwärmungskonzeptes ist sehr klein ist (wenn die Regelung die paar wenigen grundsätzlichen Funktionalitäten einmal implementiert hat), da letztlich ja nur die Regelung entsprechend parametrisiert werden muss. Der wesentlichste Einflussparameter liegt in der Psyche beim Nutzer selbst, der den „Mut“ haben muss sich darauf einzulassen „ungewöhnliche“ Parametereinstellungen wie eine um 3 Grad höhere Soll-Raumtemperatur für den PV-Überwärmungsmodus als die sonst übliche Komforttemperatur zuzulassen. Das Risiko ist bestenfalls ein paar Tage „zu warm“ und eine Korrektur oder gar der „Rückbau“ der Heizung auf ein Standard-System beschränkt sich ja auf das Ändern von ein paar Parametern in der Regelung.

Wichtig wäre für die nahe Zukunft die Verbreitung dieses Konzeptes besonders im Schulungs- und Ausbildungsbereich sowie die Umsetzung und wissenschaftliche Begleitung und Auswertung von guten Demonstrationsobjekten über mehrere Jahre. Das Potential sollte mit der dringenden allgemeinen gesellschaftlichen Notwendigkeit zur thermischen Sanierung der Wohngebäude, dem Umstieg von fossil betriebenen Wärmeerzeugern zu mit erneuerbarem Strom betriebenen Wärmepumpen sowie der Installation von PV-Anlagen eigentlich sehr groß sein.

2 Abstract

The use of the building mass and in particular the floors or suspended ceilings as thermal energy storage is becoming increasingly important, especially driven by the trend towards decentralized heat supply systems based on solar energy (solar thermal, photovoltaic or wind power), which supplies its energy independently of demand and must therefore be stored in some form. In addition, significantly more volatile electricity prices are entering the market, which also increasingly increases the need for energy storage. While any kind of extra installed storage (water storage, battery) sometimes causes considerable costs and space requirements, the building itself is available for free, so to speak, and "only" needs to be activated.

The problem essentially lies in the issue of living comfort (too high/too low temperatures due to overheating/undercooling) and potentially increased heat losses from the building. The solution lies in storing the right amount of energy at the right time, in the right place, with the right heat amount, while taking advantage of the dampening effect of the building's storage masses. At the same time, the heat pump heating system must be as efficient as possible, i.e. the heat must be generated at the lowest possible temperatures. This applies not only to heating, but even more so to hot water production as buildings consume less and less heating.

The aim of the project is the development and testing of innovative but simple control concepts in combination with outdoor air heat pumps, which lead to the best possible efficient heat storage of electricity (PV self-consumption or grid surplus electricity) in the building mass of residential buildings (single-family/multi-family buildings) with the best possible but also variable comfort parameters through (individual) room control in combination with increases or decreases of room temperatures or control of the heating circuits (flow temperature or mass flow).

As an essential part of the work in the "Energieschwamm" project, detailed simulation models for the heat pump with desuperheater and internal switching for simultaneous cooling and heating, the buildings as single- or multi-family building with room-wise zoning, and corresponding hydraulic systems for single- or multi-family building were created in the TRNSYS simulation environment for detailed simulation studies with a wide range of variation options.

Thus, in the end, more than 300 simulation variants were created and evaluated for the single-family house and the multi-family house, respectively, from which an excerpt is presented to illustrate the key result in this report.

Laboratory measurements of special operating situations were also carried out with the heat pump in order to be able to model and parameterize the simulation models realistically. These experiences were supplemented by internal data of the monitoring systems of the test buildings integrated in the heat pump and building control systems, which particularly concerns the dynamic behavior during changes of operating situations in real operation.

Practical tests in occupied test buildings could be used to compare the effects of the control concepts with the simulation results or to identify operational practice-related problems and integrate them into the concept development. Findings on user acceptance and system understanding of all parties

involved (occupants, operators, installers, system suppliers) from the practical tests in the real buildings are also important basic information for future implementation potentials or strategies.

Basically, it should be noted: The findings from this project are based on a very large number of assumptions for specific boundary conditions and therefore cannot be generalized to quantitatively produce the same results for other cases. However, the results can show in which direction it can go and which orders of magnitude are possible.

For a PV-air heat pump system in a single-family house designed as a low-energy house, the grid electricity consumption can be halved using a standard buffer storage and a building mass activation via underfloor heating compared to a PV-air heat pump system without an overheating concept. Different boundary conditions and parameters were investigated, leading to the result that already the standard screed thickness (0.08 m) of an underfloor heating system with 3 degrees increased space heating flow temperature in case of PV overheating leads to an additional operating cost saving of about 30% compared to a standard control concept, i.e. without extra costs for the thermal battery "building mass".

PV self-consumption for heat pump operation alone can be quadrupled. If the household electricity consumption for the whole system is included, the PV self-consumption can still be doubled.

Although the target room air temperature is increased from 21°C to 24°C as a default during PV overheating, the final resulting room air temperature as an average value only increases by about 0.3 deg during the winter period. The daytime peak temperatures hardly increase thanks to the delay caused by the thermal mass, but the period from late afternoon to (after) midnight remains about 0.5 deg to a maximum of 1 deg higher after a sunny day.

According to the simulation results, the increased heat losses of the building with PV overheating concept, with 6 to 12% higher electricity consumption, are significantly lower than those that electrical storage devices such as batteries or even large-scale pumped storage power plants have as electrical losses.

The effort to implement such a PV overheating concept is very small (once the control system has implemented the few basic functionalities), since ultimately only the control system has to be parameterized accordingly. The most important influencing parameter is the psyche of the user himself, who must have the "courage" to accept "unusual" parameter settings such as a setpoint room temperature for the PV overheating mode that is 3 degrees higher than the usual comfort temperature. The risk is at best a few days "too warm" and a correction or even the "reconstruction" of the heating to a standard system is limited to changing a few parameters in the control.

Important for the near future would be the dissemination of this concept especially in the training and education sector as well as the implementation and scientific monitoring and evaluation of good demonstration objects over several years. The potential should actually be very large with the urgent general social need for thermal refurbishment of residential buildings, the switch from fossil-fueled heat generators to heat pumps powered by renewable electricity, and the installation of PV systems.

3 Ausgangslage

Die Nutzung der Gebäudemasse und im Besonderen der Fußböden bzw. Zwischendecken als thermischen Energiespeicher gewinnt zunehmend an Bedeutung, besonders getrieben durch den Trend zu dezentralen Wärmeversorgungssystemen auf Basis von Solarenergie (Solarthermie, Photovoltaik- bzw. Windstrom) welche unabhängig vom Bedarf ihre Energie liefert und daher in irgendeiner Form gespeichert werden muss. Zusätzlich kommen deutlich volatilere Strompreise auf den Markt, was ebenfalls zunehmend den Bedarf an Energiespeicherung verstärkt. Während jegliche Art von extra installiertem Speicher (Wasserspeicher, Batterie) teils erhebliche Kosten und Platzbedarf verursacht, steht das Gebäude für sich sozusagen kostenlos zur Verfügung und muss „nur“ aktiviert werden. Bereits durchgeführte Simulationsstudien als auch realisierte Gebäude zeigen sehr großes Speicherpotential durch Aktivierung der Gebäudemasse. Die Speicherung von elektrischer Energie in Form von Wärme erfolgt am effizientesten über eine Wärmepumpe, da damit die einzuspeichernde Wärme mittels Umweltwärme um den Faktor 3 bis 5 erhöht werden kann.

Die Problematik liegt im Wesentlichen in der Frage des Wohnkomforts (zu hohe/zu niedrige Temperaturen wegen Überwärmung/Unterkühlung) und potentiell erhöhter Wärmeverluste des Gebäudes. Die Lösung liegt darin, mit der richtigen Leistung, zur richtigen Zeit, am richtigen Ort, die richtige Menge Energie einzuspeichern bei gleichzeitiger Nutzung der dämpfenden Wirkung der Gebäude-Speichermassen. Gleichzeitig muss das Wärmepumpen-Heizsystem möglichst effizient sein, die Wärme also bei möglichst niedrigen Temperaturen erzeugt werden. Dies gilt nicht nur für die Heizwärme, sondern hinsichtlich immer weniger Heizwärme verbrauchender Gebäude umso mehr für die Warmwasserbereitung.

Ziel des Projektes ist die Entwicklung und Demonstration von innovativen, dynamischen Regelungskonzepten in Kombination mit Außenluft-Wärmepumpen für Standardniedrigheizenergiegebäude mit bestehenden oder im Rahmen von Sanierungen neu implementierten Fußbodenheizungen. Durch (Einzelraum)Regelung mit Überhöhungen bzw. Absenkungen von Heiz-Vorlauftemperaturen bzw. Raumtemperaturen soll eine bestmögliche Speicherung von Strom (PV-Eigenverbrauch bzw. Netz-Überschussstrom) als Wärme in der Gebäudemasse von Ein- bzw. Mehrfamilien-Gebäuden bei bestmöglichen, aber auch variablen Komfortparametern ermöglicht werden. Weiters soll auch das Warmwassersystem auf niedrigerem Temperaturniveau deutlich effizienter gestaltet werden sowie ein ebenfalls deutlich erhöhtes Speicherpotential für PV- oder Netzüberschussstrom aufweisen. Die sommerliche Warmwasserbereitung durch Kopplung von Überschussstrom und Gebäudekühlung mittels reversibler Wärmepumpe soll ein weiterer Baustein zur Steigerung der Gesamteffizienz wie auch des dezentralen Stromspeicherpotentials sein. Aber auch die entscheidenden Faktoren und Motivatoren für eine gute Nutzerakzeptanz sollen ermittelt werden, als Basis für die Entwicklung potentiell erfolgreicher Geschäftsmodelle.

Aktivierung der Gebäudemasse mit Betonkernaktivierung wurde in einem Projekt des Verbandes der Zementindustrie für Einfamilienhäuser in Passivhausstandard ausführlich behandelt [Handler, 2015]. Dazu gibt es auch die Dissertation von Hr. Handler [Handler, 2014] und einen Planungsleitfaden "Energiespeicher Beton" [Friembichler, 2016]. Schwerpunkt dieser Arbeiten lag aber eher in der Anwendung zur Energiespeicherung durch Betonkernaktivierung im Neubau über Zeiträume länger als

24 Stunden, bis zu mehreren Tagen. Als Solarenergie wurde einerseits eine thermische Solaranlage und andererseits eine Wärmepumpe mit Windstrom gekoppelt angenommen.

Das Projekt solSPONGEhigh [Heimrath, 2018] untersucht im Rahmen einer Simulationsstudie die Auswirkung inwieweit der solare Deckungsgrad bei unterschiedlichen Gebäudegrößen (A/V-Verhältnissen) und unterschiedlichen Nutzungstypen durch Betonkernaktivierung in Kombination mit einer solartechnischen Anlage (Solarthermie und/oder Photovoltaik) in Kombination mit einer Wärmepumpe gesteigert werden kann. Zusammenfassend kann gesagt werden, dass im Fall Einfamilienhaus durch die Aktivierung der solaren Nachheizung zusätzliche solar gewonnene Wärme in die Gebäudespeichermasse eingespeichert werden kann. Dadurch kann die Systemeffizienz (SPF_{sys}) um 20 bis 70 % und der solare Wärmeanteil um 4 bis 9 %-Punkte, im Vergleich zu konventionellen Wärmeversorgungssystemen, erhöht werden.

Im Vorprojekt „TheBat“ [Thür, 2018], wurde eine Erdreich-Wärmepumpe mit PV und Gebäudemassenaktivierung mittels Fußbodenheizung und Pufferspeicherüberwärmung im Niedrigenergie-Einfamilienhaus als auch im Passivhaus behandelt. Es konnte ein deutlicher Unterschied dahingehend festgestellt werden, dass sich im Fall des Niedrigenergiehauses wegen des höheren Energiebedarfes auch deutlich bessere Effekte der Gebäudemassenaktivierung ergeben als im Passivhaus. Dies liegt auch daran, dass die Zykluszeiten bei 24 Stunden liegen und damit das Gebäude „besser“ mit dem Tagesrhythmus harmonisiert. In diesem Projekt wurden auch nur die Möglichkeiten der Überwärmung untersucht. Das Thema Unterkühlung als Vorbereitung zu vorhergesagten PV-Erträgen wurde in TheBat nicht behandelt. Es wurde auch das Gebäude nur als eine einzige geregelte Zone betrachtet. Im Rahmen von TheBat wurde auch das Potential einer Model-Prädiktiven-Regelung (MPC) untersucht, mit dem Ergebnis, dass im Niedrigenergiehaus nur ein minimal besseres Ergebnis hinsichtlich PV-Eigenverbrauch erzielt wurde, als im Vergleich mit einer konventionellen ereignisbasierten Regelung.

Im Projekt HybridHeat4San [Heinz, 2021] wurde eine innovative Kombination aus Außenluft-Wärmepumpe, Photovoltaikanlage und einem thermischen Speicher entwickelt, die die Erschließung von thermisch sanierten Wohngebäuden mit Radiator-Heizungssystem mit hoher Effizienz erlauben soll. Das System basiert auf einer speziellen Wärmepumpe mit natürlichem Kältemittel, Innovationen im Bereich des thermischen Speichers und einer intelligenten, abgestimmten Regelung, die es ermöglicht, den Strombezug aus dem Netz zu minimieren.

Im Projekt CombiVolt [Bramberger, 2019] wurde vom SPF in der Schweiz der Nutzen intelligenter Wärmepumpen-Steuerungen für den Photovoltaik-Eigenverbrauch und für die Netzstabilität mit Gesamtsystem-Labortests und Simulationen analysiert. Mit Simulationen wurde der Einfluss verschiedener Randbedingungen wie Klimadaten, Gebäudestandard und -größe oder Haushaltsstromprofil analysiert und unterschiedliche thermische und elektrochemische Speicheroptionen verglichen. Es wurde gezeigt, dass für die Bereitstellung von Warmwasser und Raumwärme über eine Wärmepumpe Batteriekapazität durch thermische Speicherung ersetzt werden kann.

Alternative und sehr einfache aktuell häufig zu sehende Technologien sind die Direktstromnutzung mit E-Heizpatronen (Power2Heat) die in der Regel zur Warmwasserbereitung eingesetzt werden, aber auch immer mehr für Heizungszwecke zum Einsatz kommen. Diese Lösung ist zwar billig in der Investition, aber wenn in einem Haus für die Heizung grundsätzlich eine Wärmepumpe zum Einsatz

kommen kann, dann ergibt sich natürlich ein deutlich höherer Wärmeinput, wenn mit Arbeitszahlen zwischen 3 und 4 gerechnet werden kann.

Die Nutzung von Batterien zur Steigerung des PV-Eigenverbrauches ist die aktuell praktikabelste Möglichkeit für den Haushaltsstrom und kann in Einfamilienhäusern bei typischen Auslegungsrandbedingungen den Eigenverbrauch in etwa verdoppeln. Die spezifischen Kosten für eine Batterie sind aber vergleichsweise hoch und lagen im Jahr 2020 für die Gesamtsystempreise bei ca. 1000,- EUR pro kWh nutzbare Speicherkapazität [Biermayr, 2021]. Wenn man einen Pufferspeicher mit 1000 Liter Volumen um rund 2500,- EUR fertig installiert betrachtet, entspricht dies bei einem Energieinhalt von 50 kWh in etwa einem Preis von rund 50,- EUR pro kWh, also nur ca. 1/20 der Batteriekosten. Die Energie ist natürlich „nur noch“ in Form von Wärme vorhanden, was aber zur Deckung des Heiz- bzw. Warmwasserbedarfes ja auch benötigt wird. Als zusätzlichen Schritt kann die Gebäudespeichermasse als thermischer Speicher genutzt werden. Im Falle einer Fußbodenheizung als ohnehin installiertes Heizsystem kann der Heizstrich als Wärmespeicher sogar als kostenlos betrachtet werden. Das Potential dieses gratis verfügbaren Wärmespeichers zu analysieren ist das wesentliche Ziel dieses Projektes.

4 Projektinhalt

Die Nutzung der Gebäudemasse und im Besonderen der Fußböden bzw. Zwischendecken als thermischen Energiespeicher gewinnt zunehmend an Bedeutung, besonders getrieben durch den Trend zu dezentralen Wärmeversorgungssystemen auf Basis von Solarenergie (Solarthermie, Photovoltaik- bzw. Windstrom) welche unabhängig vom Bedarf ihre Energie liefert und daher in irgendeiner Form gespeichert werden muss. Zusätzlich kommen deutlich volatilere Strompreise auf den Markt, was ebenfalls zunehmend den Bedarf an Energiespeicherung verstärkt. Während jegliche Art von extra installiertem Speicher (Wasserspeicher, Batterie) teils erhebliche Kosten und Platzbedarf verursacht, steht das Gebäude für sich sozusagen kostenlos zur Verfügung und muss „nur“ aktiviert werden. Bereits durchgeführte Simulationsstudien als auch realisierte Gebäude zeigen sehr großes Speicherpotential durch Aktivierung der Gebäudemasse. Die Speicherung von elektrischer Energie in Form von Wärme erfolgt am effizientesten über eine Wärmepumpe, da damit die einzuspeichernde Wärme mittels Umweltwärme um den Faktor 3 bis 5 erhöht werden kann.

Die Problematik der Gebäudemassenaktivierung liegt im Wesentlichen in der Frage des Wohnkomforts (zu hohe/niedrige Temperaturen wegen Überwärmung/Unterkühlung) und potentiell erhöhter Wärmeverluste des Gebäudes darin, mit der richtigen Leistung, zur richtigen Zeit, am richtigen Ort, die richtige Menge Energie einzuspeichern. Gleichzeitig muss das Wärmepumpen-Heizsystem möglichst effizient sein, die Wärme also bei möglichst niedrigen Temperaturen erzeugt werden. Dies gilt nicht nur für die Heizwärme, sondern hinsichtlich immer weniger Heizwärme verbrauchender Gebäude umso mehr für die Warmwasserbereitung.

Ziel des Projektes ist die Entwicklung und der Test von innovativen aber einfachen Regelungskonzepten in Kombination mit Außenluft-Wärmepumpen, welche durch (Einzel)Raumregelung in Kombination mit Überhöhungen bzw. Absenkungen von Raumtemperaturen bzw. Regelung der Heizkreise (Vorlauftemperatur bzw. Massenstrom) zu einer bestmöglichen effizienten Wärmespeicherung von Strom (PV-Eigenverbrauch bzw. Netz-Überschussstrom) in der Gebäudemasse von Wohngebäuden (Einfamilien-/Mehrfamiliengebäude) bei bestmöglichen aber auch variablen Komfortparametern führen. Weiters ist auch mit dem Warmwassersystem durch innovative Maßnahmen ein ebenfalls deutlich erhöhtes Speicherpotential für PV- oder Netzüberschussstrom realisierbar. Die sommerliche Warmwasserbereitung durch Kopplung von Überschussstrom und Gebäudekühlung mittels reversibler Wärmepumpe ist ein weiterer Baustein zur Steigerung der Gesamteffizienz wie auch des dezentralen Stromspeicherpotentials. Aber auch Faktoren und Motivatoren für eine gute Nutzerakzeptanz sind eine Basis für die Entwicklung potentiell erfolgreicher Betriebsstrategien bzw. Geschäftsmodelle.

Als wesentlicher Teil der Arbeiten wurden in der Simulationsumgebung TRNSYS detaillierte Simulationsmodelle für die Wärmepumpe mit Enthitzer bzw. interner Umschaltung zur gleichzeitigen Kühlung und Heizung, die Gebäude als Ein- bzw. Mehrfamilienhäuser mit raumweiser Zonierung sowie entsprechende Hydrauliksysteme für Ein- bzw. Mehrfamilienhäuser für detaillierte Simulationsstudien mit vielfältigen Variationsmöglichkeiten erstellt.

Damit wurden letztlich über 300 Simulationsvarianten für das Einfamilienhaus bzw. das Mehrfamilienhaus erstellt und ausgewertet, aus denen ein Auszug zur Darstellung der Kernaussagen in diesem Bericht präsentiert wird.

Labormessungen besonderer Betriebssituationen wurden ebenfalls mit der Wärmepumpe durchgeführt, um die Simulationsmodelle realitätsnah modellieren und parametrieren zu können. Diese Erfahrungen wurden ergänzt durch interne Daten der in den Wärmepumpen- bzw. Gebäuderegeln integrierten Monitoring Systemen der Testgebäude, was besonders das dynamische Verhalten bei Wechsel von Betriebssituationen im realen Betrieb betrifft.

Praxistests in bewohnten Testgebäuden konnten genutzt werden, um die Auswirkungen der Regelkonzepte mit den Simulationsergebnissen abzugleichen bzw. betriebstechnische praxisbezogene Problemstellungen zu erkennen und in die Konzeptentwicklung zu integrieren. Auch Erkenntnisse zur Nutzerakzeptanz und dem Systemverständnis aller Beteiligten (Bewohner, Betreiber, Installateur, Systemlieferant) aus den Praxistests in den realen Gebäuden sind eine wichtige Basisinformation für zukünftige Umsetzungspotentiale bzw. -strategien.

Grundsätzlich sind die inzwischen in Regelungen integrierten Möglichkeiten des Monitorings mit online Anbindungen zu zentralen Auswertungs- und Überwachungsmöglichkeiten absolut hilfreich und ein wichtiger Schritt hin zur automatisierten Überwachung und Sicherstellung der Betriebsicherheit. Für Komponentenübergreifende und gesamtsystemische Analysen mit in diesem Projekt bis zu drei komplett unterschiedlichen Monitoring Systemen hat sich aber auch gezeigt, dass die Überwindung der Schnittstellen und Zusammenführung der Datensätze mit ziemlichen Problemen und teils großem Aufwand verbunden sein können.

Die Erstellung und besonders die Nutzung der letztendlich doch sehr komplexen Simulationsmodelle hat sich als ziemliche Gratwanderung zwischen hohem Detaillierungsgrad, universell nutzbar und trotzdem lauffähig bzw. mit akzeptablen Simulationszeiten herausgestellt. Auch der im Universitätsbetrieb systemimmanente Personalwechsel besonders bei der Einbindung von Masterarbeiten in die Projektarbeit macht die Arbeit nicht immer einfacher und zeiteffizienter.

5 Ergebnisse

Das Technologieprogramm „Stadt der Zukunft“ verfolgt die Mission, durch Erforschung und Entwicklung von Technologien, Systemintegration, neuen Lösungen und mithilfe der Digitalisierung die Umsetzung von Plus-Energie-Quartieren zu ermöglichen. Im Mittelpunkt stehen innovative Technologien und Konzepte der Energieerzeugung, -verteilung, -umwandlung und -speicherung, aber auch der Verbrauchsoptimierung in Gebäuden und Gebäudeverbänden sowie Technologien und Effizienz für Neubau und Sanierung.

Das Projekt Energieschwamm liefert seinen Beitrag zum Technologieprogramm „Stadt der Zukunft“ insbesondere zum Thema effiziente und speziell zu besonders kostengünstiger Speicherung von dezentral erzeugtem PV-Strom als Wärme gleich am Ort der Erzeugung unter Vermeidung von Verlusten für netzbedingten Stromtransport bzw. zentrale Speicherung sowie mit großen Potentialen zur Reduktion der Netzbelastung. Im Themenbereich Gebäudemassenaktivierung liefert das Projekt Energieschwamm insbesondere einen Beitrag im Bereich Sanierung durch Nutzung von vorhandenen bzw. auch nachträglich installierbaren Fußbodenheizungen im Gegensatz zur Betonkernaktivierung, die ein wichtiger technologischer Baustein der Wärmespeicherung ist, in der Regel aber nur in Neubauten realisiert werden kann.

Elektrisch betriebene Luftwärmepumpen in Kombination mit thermisch aktivierten Gebäudesystemen (TABS) und konventionellen Warmwasserspeichern als thermische Energiespeicher (TES) können als thermische Batterien für den von einer Photovoltaik (PV)-Anlage erzeugten Strom eingesetzt werden, mit dem Ziel, einen maximalen PV-Eigenverbrauch bzw. einen minimierten Stromnetzverbrauch zu realisieren. Abbildung 5-1 zeigt die grundsätzliche Situation eines Einfamilienhauses mit einer PV-Anlage und einer Wärmepumpe mit den wesentlichen Energieflüssen.

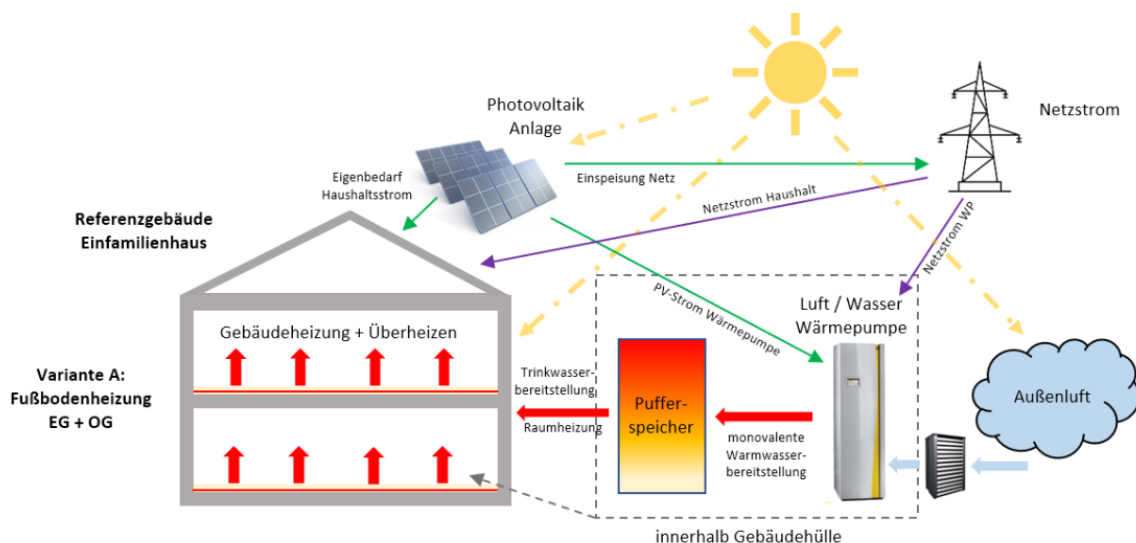


Abbildung 5-1: Einfamilienhaus mit einer PV-Anlage und einer Wärmepumpe mit den elektrischen und thermischen Energieflüssen (Quelle: Fabian Leu).

Im Rahmen des Forschungsprojekts Energieschwamm wurde untersucht, wie ein Luftwärmepumpensystem in Kombination mit verschiedenen Gebäudetypen mit unterschiedlich ausgelegter TABS (thermische Aktivierung der Gebäudemasse) als thermische Batterie bei der Versorgung des Gebäudes mit Raumwärme und Warmwasser mit unterschiedlichen Regelstrategien wirken kann. Das Projekt basiert auf einer Reihe von theoretischen Simulationen in Kombination mit einigen Feldmessungen in realen Gebäuden und den Erfahrungen aus dem vorhergehenden Forschungsprojekt TheBat [Thür, 2018].

Eine Luftwärmepumpe kann auf verschiedene Arten betrieben werden, wie z.B.: a) leistungsgeregelt in Abhängigkeit von der Verfügbarkeit von Photovoltaikstrom, b) mit oder ohne Verwendung eines Enthitzers für die Warmwasserbereitung, c) Aufladung eines TES auf verschiedene Temperaturniveaus oder auf verschiedene Volumina oder d) Aufheizung des Gebäudes auf Raumtemperaturen mit mehr oder weniger Hysterese der eingestellten Raumtemperatur. Im Rahmen dieser Studie wird untersucht, welche Betriebsarten, Parametereinstellungen und Auslegungsparameter am besten geeignet sind, um einen hohen PV-Eigenverbrauch und niedrige Strombetriebskosten in Kombination mit keinen zusätzlichen Investitionskosten zu erreichen, abgesehen von einigen Anpassungen der Reglereinstellung.

5.1. Entwicklung des Wärmepumpen-Modells

5.1.1. Entwicklung des WP-Modells mit Enthitzer für parallele Warmwasserbereitung

Für die TRNSYS-Simulationen wurden die Leistungs- und Effizienzdaten der Wärmepumpe iPump A 3-11 der Fa. IDM verwendet. Das semi-physikalische Wärmepumpenmodell Type887 [Dott, 2013], das für die Simulationen verwendet wird, wurde gemäß dem Datenblatt der genannten Wärmepumpe und anhand von Labor-Messdaten, die von IDM zur Verfügung gestellt wurden, parametrisiert.

Ein Vergleich zwischen Messung und Simulation für die Heizleistung und die Leistungszahl COP ist in Abbildung 5-2 für 78 betrachtete Betriebspunkte der Wärmepumpe dargestellt. Die Übereinstimmung ist grundsätzlich gut, wobei bei 62 der 78 Betriebspunkte die Ergebnisse innerhalb eines Toleranzbereichs von +/-10% liegen. Größere Abweichungen treten vor allem bei der minimalen Kompressordrehzahl auf.

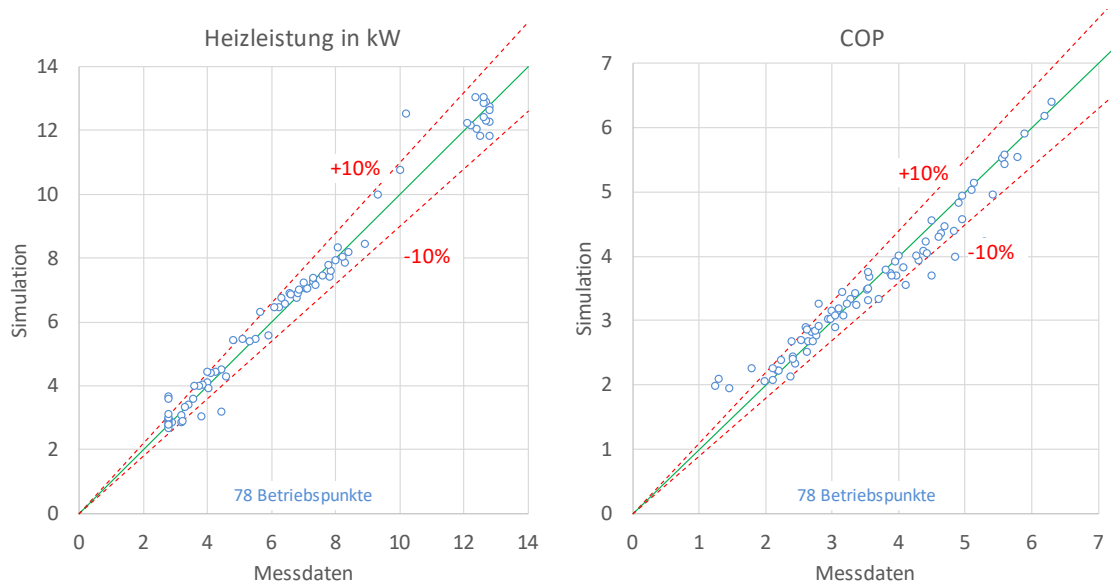


Abbildung 5-2: Vergleich zwischen Messung und Simulation für die Heizleistung (links) und die Leistungszahl COP (rechts) für 78 Betriebspunkte (Außenlufttemperatur -18 bis +20 °C, Wasseraustrittstemperatur 35 bis 62 °C, Kompressordrehzahl 18 bis 120 Hz)

5.1.2. Entwicklung des WP-Modells als reversible WP für paralleler Kühlung und Warmwasserbereitung

Um in den Simulationsvarianten auch die Möglichkeit der Kühlung über die Wärmepumpe betrachten zu können, wurde im Projekt eine Erweiterung des Wärmepumpenmodells Type 887 vorgenommen. Dabei wurde die Möglichkeit der Betrachtung eines reversiblen Wärmepumpen-Prozesses integriert. Die Kreislaufumkehr wird über einen Input des Modells aktiviert, wobei intern der Kondensator zum Verdampfer wird und umgekehrt. Im Normalbetrieb werden im Modell alle Wärmetauscher als Gegenstrom-Wärmetauscher angenommen werden. Wird der Kreislauf jedoch umgekehrt, wird aufgrund der umgekehrten Strömungsrichtung des Kältemittels für die Simulation angenommen, dass alle Wärmetauscher, die auf der Nicht-Kältemittelseite von einer Flüssigkeit durchflossen werden (Plattenwärmetauscher), im Gleichstrom betrieben werden. Bei Luft-Wärmetauschern wird davon ausgegangen, dass auch im Umkehrbetrieb aufgrund der Charakteristik solcher Wärmetauscher (Rippen-Rohr-Wärmetauscher mit Kreuz-Gegenstrom) ein Gegenstrom-Verhalten angenähert werden kann.

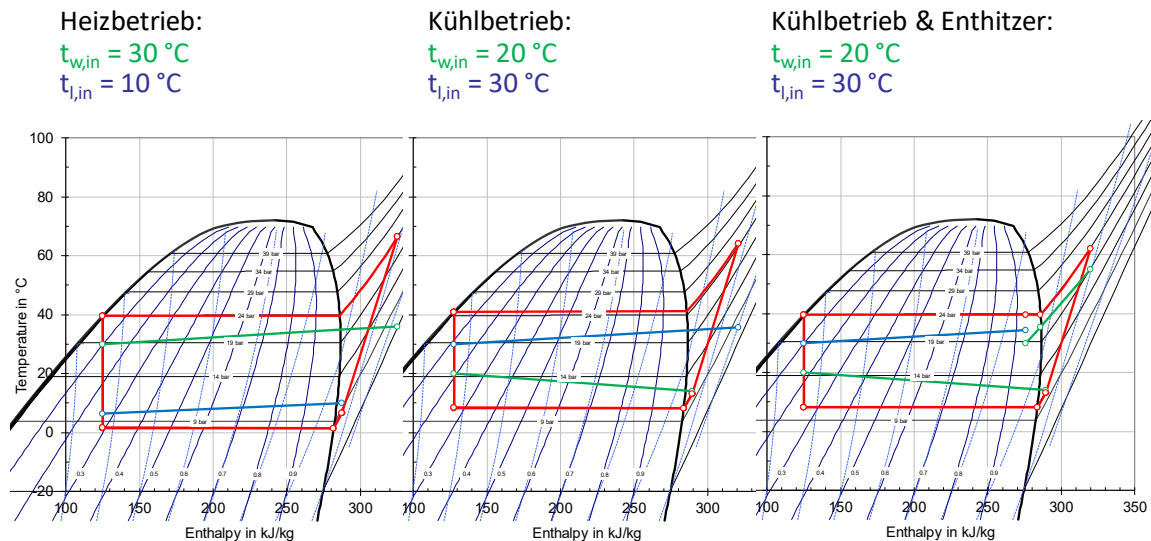


Abbildung 5-3: Exemplarische Kreisprozesse im T-h-Diagramm; v.l.n.r.: Heizbetrieb, Kühlbetrieb, Kühlbetrieb & WW-Bereitung über Enthitzer; $t_{w,in}$...Wasser-Eintrittstemperatur, $t_{l,in}$...Luft-Eintrittstemperatur.

Exemplarische Kreisprozesse sind in Abbildung 5-3 im T-h-Diagramm dargestellt. Eine Warmwasser-Auskopplung kann im Kühlbetrieb, wie rechts in der Abbildung dargestellt, bei einer Außenluft-Wärmepumpe über den Enthitzer stattfinden. Abbildung 5-4 zeigt die angenommene Kreislaufkonfiguration im Standard- und Umkehrbetrieb.

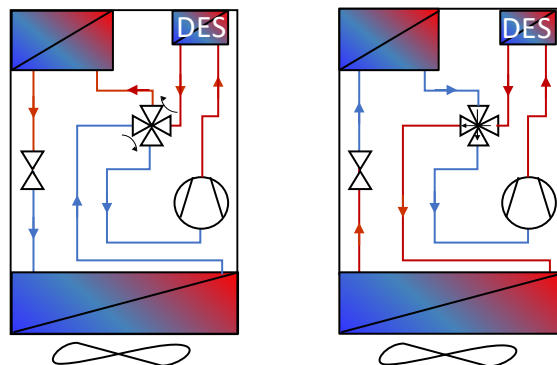


Abbildung 5-4: Wärmepumpenkreislauf im Standard- (links) und Umkehrbetrieb (rechts) mit Enthitzer (DES)

5.2. Systemsimulationen Einfamilienhaus

5.2.1. Gebäudemodell Einfamilienhaus

Die Simulationen wurden für ein Einfamilienhaus basierend auf dem IEA SHC Task44 Referenzgebäude [Dott, 2013a] mit niedrigem Energiestandard (RES45: 45 kWh/m²a nominaler Raumwärmebedarf) bei mitteleuropäischem Klima in Innsbruck, Österreich, durchgeführt.

Das Einfamilienhaus ist in Massivbauweise ausgeführt. Das Gebäude gliedert sich in zwei Stockwerke mit einer Nettogrundfläche von je 70 m² und einer Raumhöhe von 2,8 m. Das Erdgeschoß ist unterteilt

in 5 separate Räume. Direkt vom Wohnzimmer führt eine Stiege ins Obergeschoß, welches ebenfalls 5 separate Räume aufweist. Das Gebäude ist nicht unterkellert. Der Grundriss der einzelnen Stockwerke und die entsprechende Raumaufteilung sind in Abbildung 5-5 und Abbildung 5-6 dargestellt.

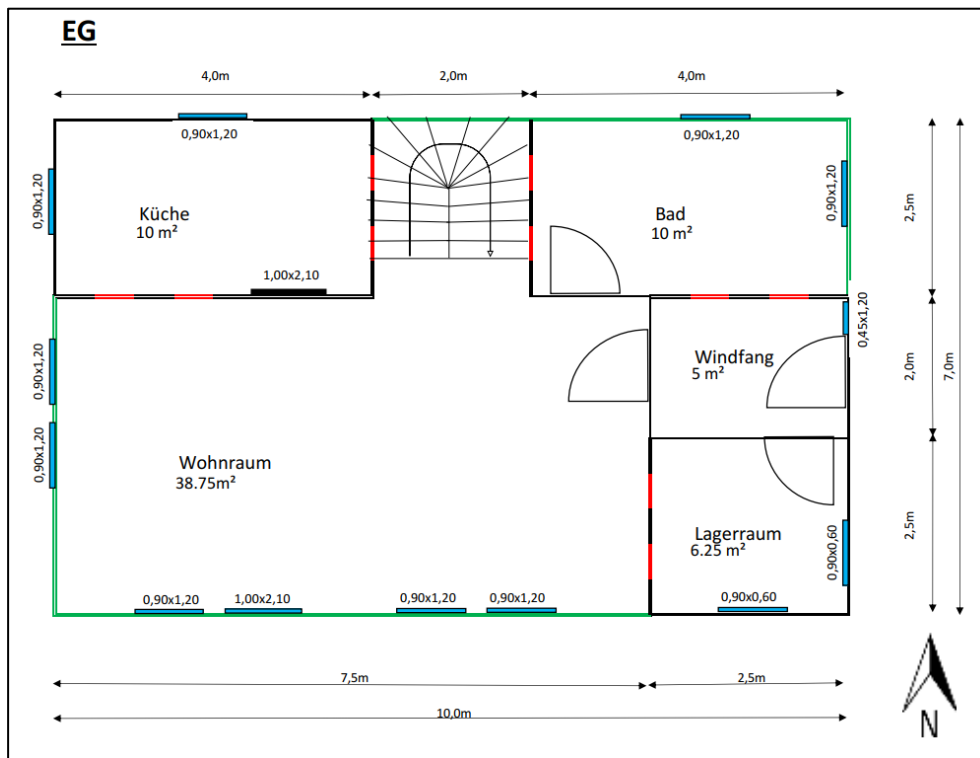


Abbildung 5-5: Grundriss Referenzgebäude, Erdgeschoss (Schett 2020)

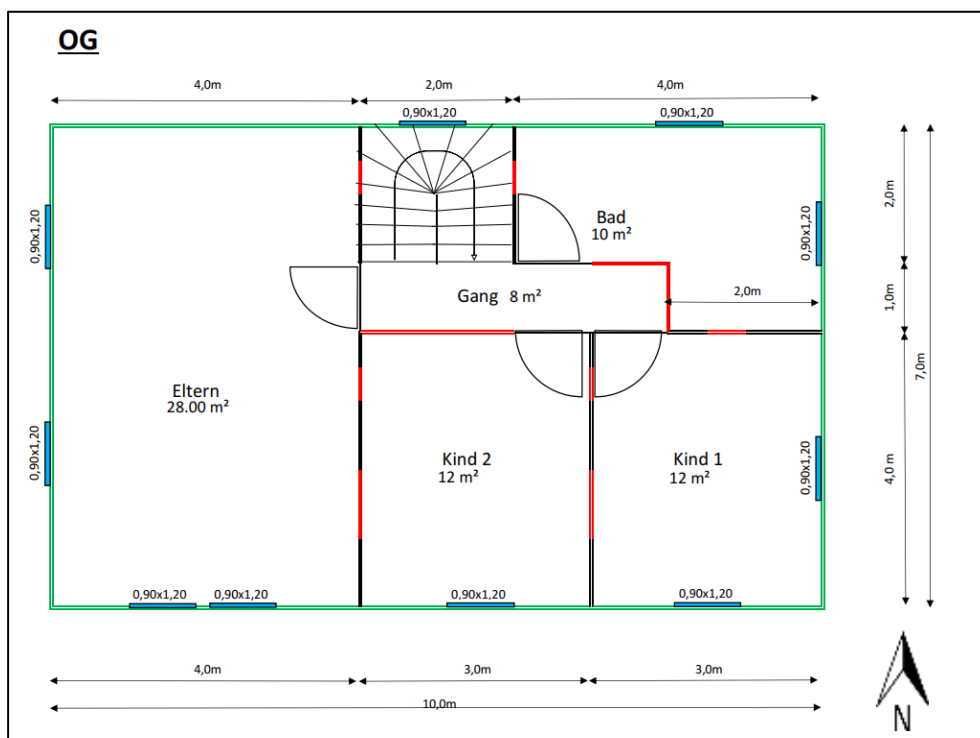


Abbildung 5-6: Grundriss Referenzgebäude, Obergeschoss (Schett 2020)

In Tabelle 1 sind die wesentlichen Kennzahlen des Referenzgebäudes RES45 und der Wärmepumpenanlage angegeben.

Tabelle 1: Charakteristische Kennzahlen des Referenzgebäudes RES45 und der Wärmepumpenanlage

Bezeichnung	Wert	Einheit
Heizwärmebedarf	6,726	kWh/a
Fußbodenheizung Estrichdicke	0,08	m
Bezugsfläche	140	m ²
Soll-Raumtemperatur bei Standardregelung	21	°C
Maximale Raumtemperatur bei PV-Überwärmung	24	°C
Warmwasser Wärmeverbrauch bei Zapftemperatur: 45°C	2,980	kWh/a
Haushaltsstromverbrauch	3,058	kWh/a
PV Anlage	40	m ²
PV Jahresertrag	7,231	kWh/a
PV Neigungswinkel	45	Grad
PV Azimut	Süden	-
Heizsaison	1. Okt – 31. März	-
Warmwasseraufheizzeitfenster	5-7 Uhr und 17-19 Uhr	-
Luft-Wärmepumpe A2/W35	5,92	kW _{th}
Kombi-Pufferspeicher	0,8	m ³

Der Haushaltsstrom wird als realistisches Lastprofil berücksichtigt, das mit dem Lastprofilgenerator (Pflugradt, 2016, 2018) erstellt wurde, aber keine Strategien wie Lastverschiebung oder Einsatz einer elektrischen Batterie zur Verbesserung des PV-Eigenverbrauchs wurden verwendet (siehe Abbildung 5-7). Generell wird immer zuerst der PV-Strom zur Versorgung des Haushaltsstroms (HH Electricity) genutzt, nur der verbleibende überschüssige PV-Strom wird für den Wärmepumpenbetrieb verwendet. Auch das mit DHWcalc (Jordan, 2012) erstellte Warmwasserzapfprofil (DHW Demand) (siehe Abbildung 5-8) ist in allen Simulationen gleich, d.h. es wird keine zeitliche Optimierung der Zapfungen vorgenommen.

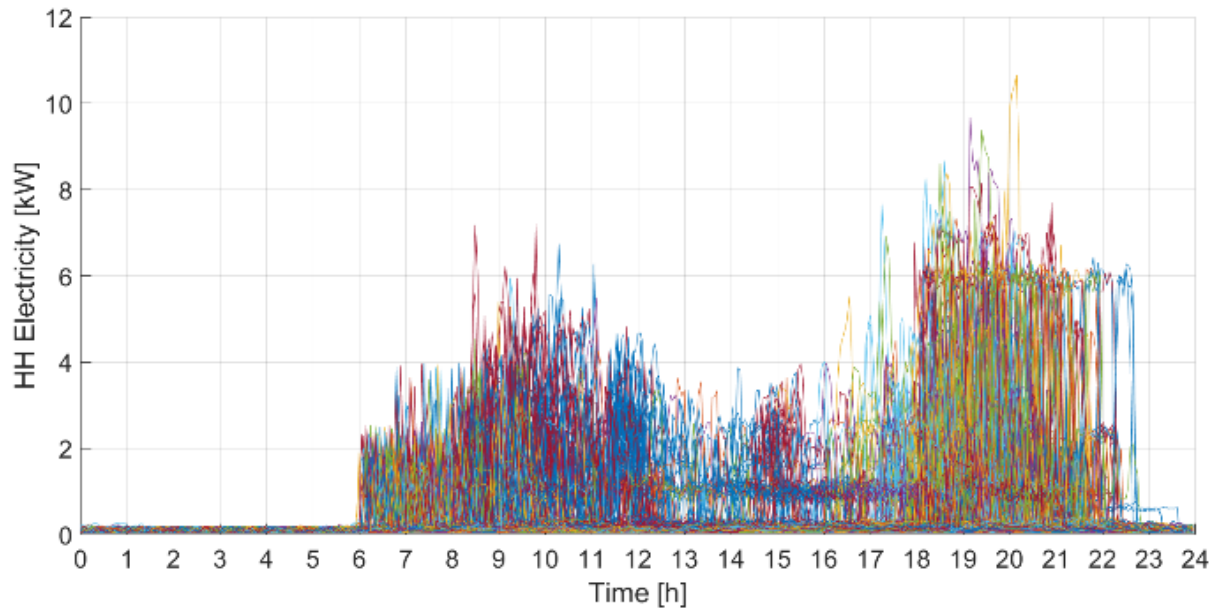


Abbildung 5-7: Lastprofil als 24h-Linien für 365 Tage für Haushaltsstrom in 3-Minuten-Zeitschritten.

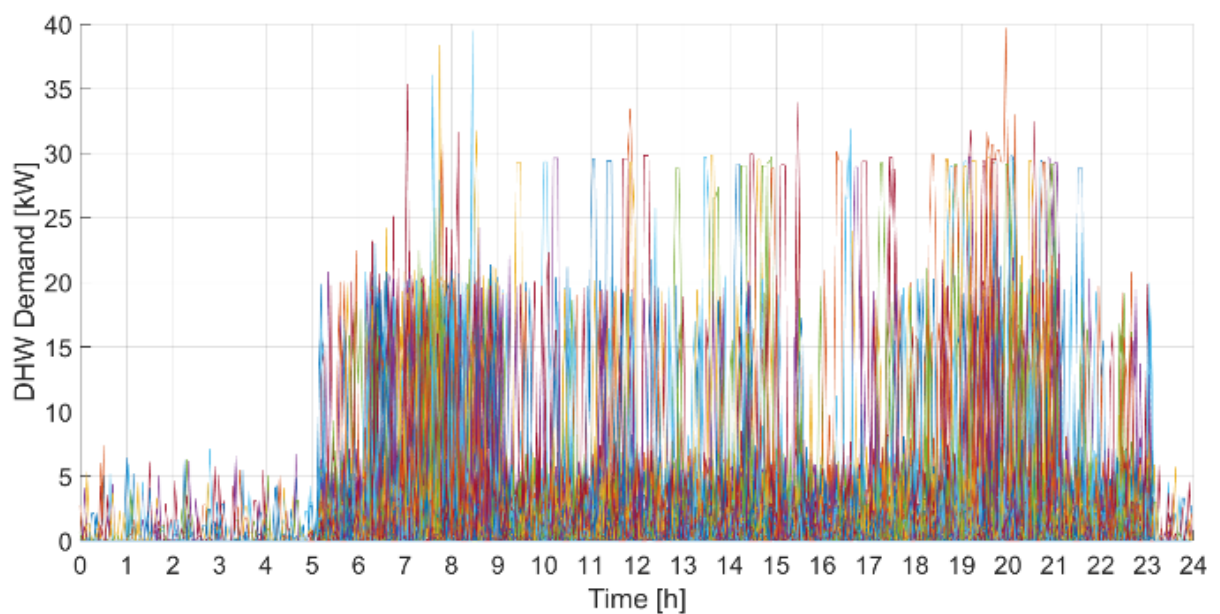


Abbildung 5-8: Lastprofil als 24h-Linien für 365 Tage für Warmwasserentnahme in 3-Minuten-Zeitschritten.

Es wurden verschiedene Varianten für thermisch aktive Massen wie der Fußbodenheizung (FH) oder der Betondeckenaktivierung (CCA) mit unterschiedlichen Wärmekapazitäten und verschiedenen Konfigurationen des Pufferspeichers (TES) untersucht. In Abbildung 5-9 sind die potentiellen Wärmekapazitäten der verschiedenen Komponenten, die als "thermische Batterie" verwendet wurden, dargestellt. Luft selbst ist als Wärmespeicher zwar als großes Volumen vorhanden, hat aber bei einem Temperaturunterschied von 5 K vergleichsweise keine Speicherkapazität (0,51 kWh). Der Estrich der Fußbodenheizung mit 0,08 m Dicke in einem 140 m² großen Einfamilienhaus hat bei einem Temperaturunterschied von 5 K etwa das gleiche Potenzial (31,12 kWh) wie der 0,8 m³ große

Wassertank (37,22 kWh) bei einem Temperaturunterschied von 40 K, wobei die Betondecke mit 0,2 m Dicke als Potenzial die dreifache Kapazität (93,38 kWh) bei einem Temperaturunterschied von 5 K im Vergleich zu 0,08 m Estrich und 0,8 m³ Wassertank aufweist.

Die "dynamische" Wärmekapazität im realen Betrieb, die letztendlich tatsächlich aktiviert werden kann, ist stark von mehreren Randbedingungen abhängig, die wichtigsten sind: a) Schichtung und Temperaturniveau im Wassertank, b) U-Wert und Temperaturdifferenz zwischen Heizungswasser und Estrich/Beton, c) verfügbare Leistung von PV und Wärmepumpe, d) Länge des Zeitraums, in dem überschüssiger PV-Strom zur Verfügung steht, e) tatsächlicher Warmwasserbedarf und Heizlast des Gebäudes, f) Anfangstemperatur von Estrich/Beton beim Start der Erwärmung, etc. Das tatsächliche effektive Wärmespeicherpotential lässt sich daher nur im Rahmen der dynamischen Simulationen ermitteln.

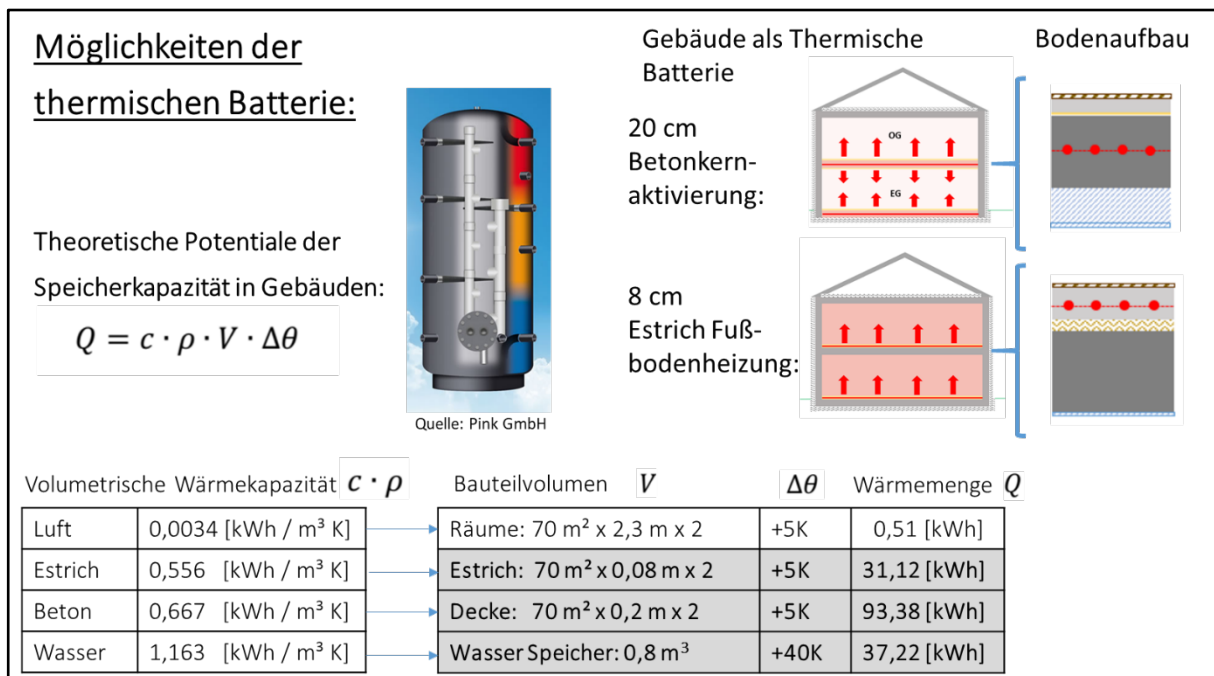


Abbildung 5-9: Kenndaten der verschiedenen Materialien, die als thermische Masse im RES45-Gebäude verwendet werden.

5.2.2. EFH generelle Hydraulik und Regelkonzepte

In Abbildung 5-10 sind das hydraulische Schema der PV-Wärmepumpenanlage und die wichtigsten Regelungseinstellungen dargestellt. Die Wärmepumpe wird a) im Standardbetrieb (Standard control) oder b) im PV-Überhitzungsbetrieb (PV-mode) betrieben. Der PV-Überhitzungsbetrieb ist möglich, wenn überschüssiger PV-Strom mit ausreichender Leistung vorhanden ist, um die Wärmepumpe im Raumheizungsbetrieb oder im Warmwasserbetrieb zu betreiben. Ausgehend von den technischen Daten der Wärmepumpe wird zu jedem Zeitpunkt parallel eine theoretische "Dummy-Wärmepumpe" auf Basis der tatsächlichen Randbedingungen (Lufttemperatur, eingestellte Raumheizungsvorlauftemperatur, Speicherbodentemperatur) für die minimal mögliche Verdichterdrehzahl berechnet. Ist der resultierende Stromverbrauch kleiner als der verfügbare PV-Überschussstrom, startet die Wärmepumpe den Betrieb im PV-Überhitzungsbetrieb, vorrangig im Warmwasserbetrieb oder zweitrangig im Raumheizungsbetrieb.

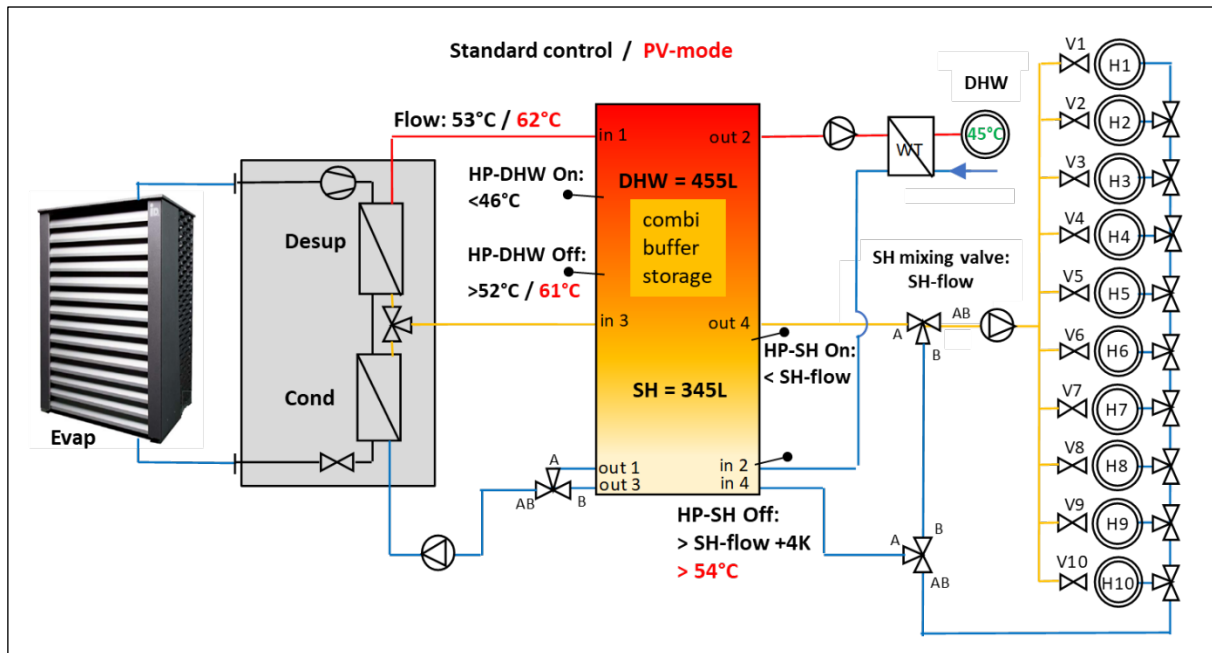


Abbildung 5-10: Hydraulisches Schema des PV-Wärmepumpensystems mit einem Kombipufferspeicher als TES und einer Frischwassereinheit für die Warmwasserbereitung bei 45°C und 10 Raumheizkreisen für 10 einzelne Wärmezonen im RES45-Einfamilienhaus.

Die Luftwärmepumpe hat einen Verflüssiger (Cond) und einen Enthitzer (Desup). Im Raumheizungsbetrieb wird der Wassermassenstrom durch ein geregeltes 3-Wege-Ventil nach dem Verflüssiger aufgeteilt, um einen geregelten Massenstrom zu haben, der den Enthitzer passiert, um eine eingestellte Austrittstemperatur von 53°C im Standardbetrieb oder 62°C im PV-Überhitzungsbetrieb zu erreichen, die in den TES im oberen Bereich zur Warmwasserbereitung eingespeist wird. Die Verflüssiger-Austrittstemperatur wird über die Verdichterdrehzahl geregelt, um die eingestellte Temperatur gemäß der Heizkurve in Abhängigkeit von der Umgebungstemperatur zu erreichen. Der gesamte Wassermassenstrom, der durch den Verflüssiger fließt, ist direkt an die Verdichterdrehzahl gekoppelt. Die Wärmepumpe schaltet sich ein, wenn die TES-Austrittstemperatur (out 4) für mehr als 15 Minuten unter die eingestellte Raumheizungsvorlauftemperatur fällt. Die Wärmepumpe stoppt, wenn der Bodenfühler (in 2) des Wassertanks die eingestellte Raumheizungsvorlauftemperatur um die Hysterese von 4K im Standardbetrieb überschreitet oder wenn der Bodenfühler des Wassertanks 54°C im PV-Überhitzungsbetrieb überschreitet.

Zur Erwärmung des TES für die Warmwasserbereitung wird der gesamte Wassermassenstrom seriell durch Verflüssiger und Enthitzer geführt und so geregelt, dass die eingestellte Vorlauftemperatur von 53°C im Standardbetrieb erreicht wird, während der Verdichter mit einer festen Drehzahl läuft. Im PV-Überhitzungsmodus wird die Drehzahl des Verdichters so geregelt, dass die überschüssige PV-Leistung (innerhalb der Mindest- und Höchstbetriebsgrenzen) verbraucht wird und der Wassermassenstrom die eingestellte Auslasstemperatur von 62 °C erreicht. Die Wärmepumpe wird gestartet, wenn der obere Temperatursensor (unter "in 1") zu irgendeinem Zeitpunkt unter 46°C fällt. Während definierter Zeitfenster (in dieser Studie: 5-7 und 17-19 oder alternativ nur 11-16) startet die Wärmepumpe, wenn der untere Temperatursensor (über "in 3") unter 46°C fällt. Die Wärmepumpe schaltet in jedem Fall ab, wenn der untere Temperatursensor (über "in 3") des Wassertanks die eingestellte Temperatur von 52°C im Standardbetrieb bzw. 61°C im PV-Überhitzungsbetrieb überschreitet.

Die Warmwasserbereitung erfolgt über eine externe Wärmetauschereinheit (Frischwassereinheit) mittels einer drehzahlgeregelten Pumpe, um die eingestellte Zapftemperatur von 45°C in allen Fällen des Warmwasserdurchflusses zu erreichen.

Der Raumheizungskreislauf wird aus dem Wassertank über ein Mischventil mit geregelter Vorlauftemperatur entsprechend einer umgebungstemperaturabhängigen Heizkurve gespeist (siehe Abbildung 5-11). Die Vorlauftemperatur wird in drei verschiedenen Modi geregelt:

- a. Standardmodus
- b. PV-Überhitzung mit um +3K erhöhter Vorlauftemperatur
- c. PV-"Boost"-Überhitzung mit um +10K erhöhter Vorlauftemperatur.

Der Massenstrom der Raumheizung wird für jede der 10 Wärmezonen individuell geregelt. Der Durchfluss ist entsprechend dem Auslegungswert für jede Zone konstant und wird nach einem speziellen Regelkonzept des Raumheizungsreglers gepulst nur ein- oder ausgeschaltet, um die eingestellte Raumtemperatur von 21°C (Tr_{soll}) im Standardbetrieb zu erreichen. Im PV-Überhitzungsbetrieb ist das Regelventil jeder Zone maximal solange geöffnet, bis die PV-Überhitzungs-Soll-Raumtemperatur von 24°C (Tr_{max}) erreicht ist. Zusätzlich kann als Grundeinstellung für jede Zone festgelegt werden, ob generell eine PV-Überhitzung stattfinden soll oder nicht, z.B. keine PV-Überhitzung des Elternschlafzimmers.

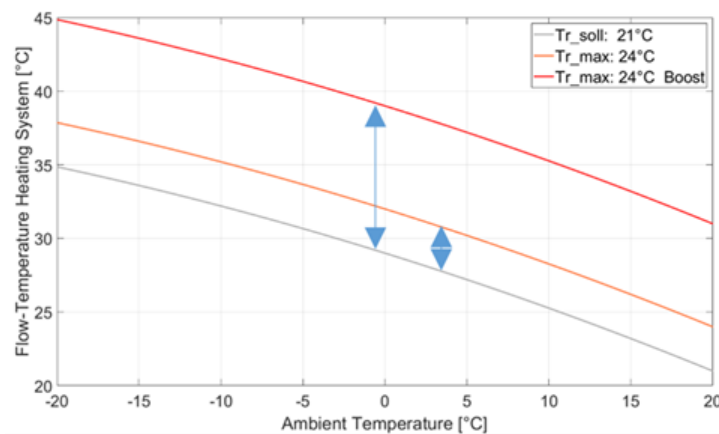


Abbildung 5-11: Heizkurve für Raumheizung in Abhängigkeit von der Umgebungstemperatur für a) Standardbetrieb, b) PV-Überhitzung mit +3K Vorlauftemperatur, c) PV-"Boost"-Überhitzung mit +10K Vorlauftemperatur.

Daraus ergeben sich folgende Simulations-Systemvarianten deren Ergebnisse nachfolgend beschrieben werden. Die grundlegenden Basisdaten sind in Tabelle 1 bereits dargestellt.

Tabelle 2 Simulations-Systemvarianten mit den charakteristischen Systemeigenschaften

Kennzahl	Systemeigenschaften
00A00a00	Referenzsystem ohne PV
00C00a00	Referenzsystem mit PV aber ohne PV-Überwärmungsregelung
00C03a00	System mit PV aber ohne PV-Überwärmungsregelung; Warmwasseraufheizzeitfenster geändert auf 11 – 16 Uhr
01C00a00	System mit PV, PV-Überwärmungsregelung nur für Kombi-Pufferspeicher (TES)
02C00a00	System mit PV, PV-Überwärmungsregelung für Kombi-Pufferspeicher (TES) und Gebäudemassenaktivierung (BUI) via Fußbodenheizung; Heizungsvorlaufemperaturüberhöhung um +3K
02C08a00	System mit PV, PV-Überwärmungsregelung für Kombi-Pufferspeicher (TES) und Gebäudemassenaktivierung (BUI) via Fußbodenheizung; Heizungsvorlaufemperaturüberhöhung um +10K
02C00c00	Wie 02C00a00 aber Estrichdicke auf 160mm erhöht
02C08c00	Wie 02C00a00 aber Estrichdicke auf 160mm erhöht und Heizungsvorlaufemperaturüberhöhung um +10K
	Nachfolgende Varianten statt Fußbodenheizung im Estrich mit Betonkernaktivierung mit 200mm Betondicke
01C00f00J	Wie 01C00a00: System mit PV, PV-Überwärmungsregelung nur für Kombi-Pufferspeicher (TES)
02C00f00K	Wie 02C00a00: System mit PV, PV-Überwärmungsregelung für Kombi-Pufferspeicher (TES) und Gebäudemassenaktivierung (BUI) via Betonkernaktivierung; Heizungsvorlaufemperaturüberhöhung um +3K
02C00f00M	Wie 02C08a00: System mit PV, PV-Überwärmungsregelung für Kombi-Pufferspeicher (TES) und Gebäudemassenaktivierung (BUI) via Betonkernaktivierung; Heizungsvorlaufemperaturüberhöhung um +10K

5.2.3. EFH Ergebnisse - Virtueller 24h-Tag für ein Jahr

Die Simulationsergebnisse werden zunächst in qualitativer Form dargestellt, um die prinzipiellen Auswirkungen des unterschiedlichen Systemverhaltens aufzuzeigen. In Abbildung 5-12, Abbildung 5-13 und Abbildung 5-14 werden die elektrischen Energien des gesamten Jahres für jede Stunde aufsummiert, was einen virtuellen "Tag" des Luftwärmepumpensystems mit einer 40 m² großen PV-Anlage ergibt. Der Netzstromverbrauch für Haushalt (HH) und Wärmepumpe (HP) ist auf der y-Achse negativ und die Nutzung des PV-Stroms für Haushalt (HH) und Wärmepumpe (HP) sowie die restliche PV-Einspeisung (PV-Einspeisung) ist auf der y-Achse positiv dargestellt.

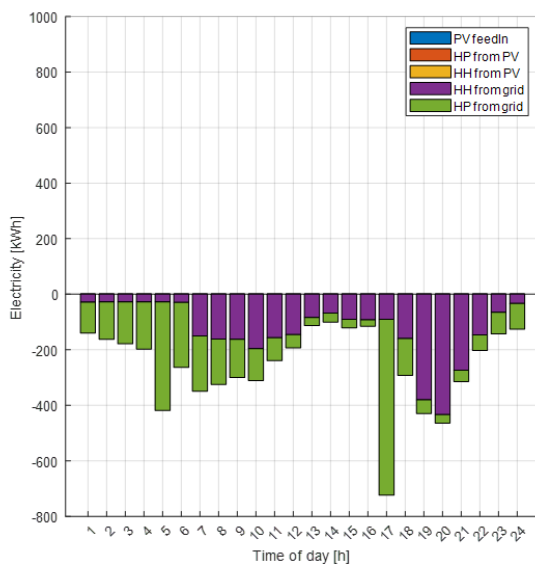
In Abbildung 5-12 zeigt die linke Grafik das Referenzsystem ohne PV und mit Standardregelung. Für die Warmwasserbereitung sind zwei Zeitfenster von 5 h bis 7 h und 17 h bis 19 h definiert, was eine typische Standardeinstellung ist, um sicherzustellen, dass während der typischen Spitzenentnahmezeiten am Morgen und am Abend ausreichend Warmwasser zur Verfügung steht. Daher kann um 5 Uhr und um 17 Uhr eine deutliche Spitze des Stromverbrauchs aus dem Netz (HP from grid) für die Wärmepumpe beobachtet werden.

In Abbildung 5-12 zeigt das rechte Diagramm das Ergebnis, wenn die 40 m² große PV-Anlage hinzugefügt wird, ohne dass die Regelungsstrategie des Systems geändert wird. Zunächst wird die PV-Anlage so weit wie möglich zur Deckung des Haushaltsstroms (HH from PV) verwendet, aber immer noch werden etwa zwei Drittel des Haushaltsstromverbrauchs durch das Netz gedeckt (HH from grid)

und eine große Menge an PV-Strom (etwa 85 %) ist noch frei verfügbar. Von 7 bis 13 Uhr kann ein kleiner zusätzlicher Anteil der PV-Erzeugung (7 %) für die Wärmepumpe verwendet werden, hauptsächlich für die Raumheizung, so dass immer noch 78 % der PV-Erzeugung ins Netz eingespeist werden müssen (PV feedIn). In den beiden Zeitfenstern für die Warmwasserbereitung kann der PV-Strom kaum genutzt werden, da die Sonne zu dieser Zeit nicht scheint.

DHW-Timeslot 5-7 and 17-19 Reference house without PV

(00A00a00)



DHW-Timeslot 5-7 and 17-19 with PV & no overheating

(00C00a00)

5.2 kWp / 40m²

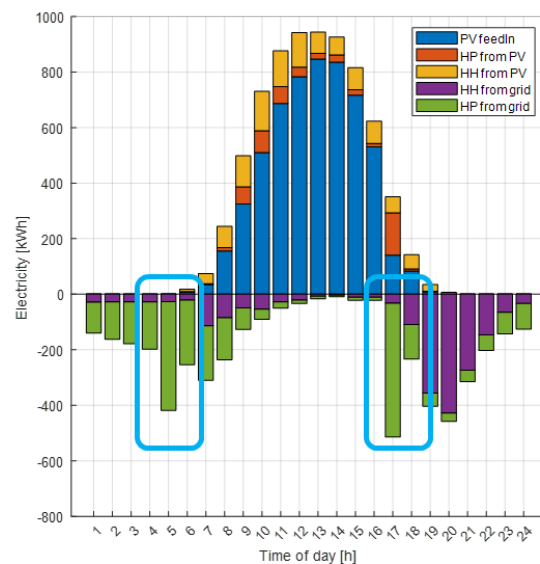
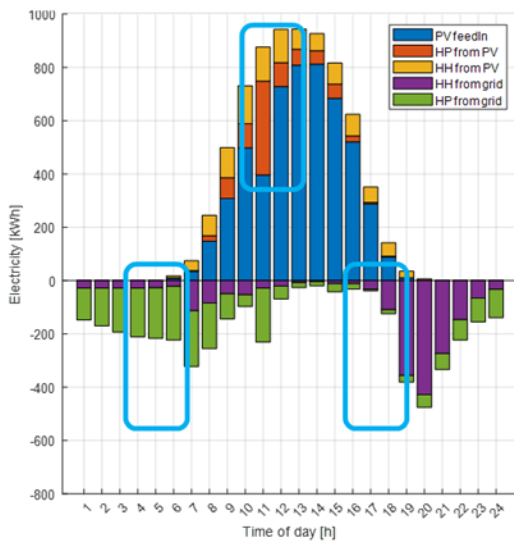


Abbildung 5-12: Virtueller 24-Stunden-Tag des ganzen Jahres für den Referenzfall ohne PV-Anlage (links) und mit PV-Anlage (rechts), aber ohne Änderung der Regelstrategie.

In Abbildung 5-13 zeigt die linke Grafik bereits eine deutliche Veränderung, wenn nur die Zeitfenster für die Warmwasserbereitung auf nur ein Zeitfenster von 11 Uhr bis 16 Uhr verschoben werden.

Um 17 Uhr ist der Netzverbrauch der Wärmepumpe für die Warmwasserbereitung vollständig verschwunden und es verbleibt nur noch ein sehr geringer Raumheizungsbetrieb. Um 5 Uhr verschwindet der Netzverbrauch für die Warmwasserbereitung ebenfalls fast vollständig. Um 11 Uhr findet der größte Teil der Warmwasserbereitung statt und zu diesem Zeitpunkt können etwa zwei Drittel durch die PV gedeckt werden. Da von dem 800-Liter-Speicher 455 Liter für die Warmwasserbereitung reserviert sind, kann der Tagesverbrauch problemlos mit nur einem definierten Zeitfenster für die Warmwasserbereitung gedeckt werden. Es besteht keine Notwendigkeit, zwei Zeitfenster zu sehr ungünstigen Zeitpunkten am frühen Morgen und am späten Nachmittag zu definieren.

DHW-Timeslot 11-16
with PV & no overheating
 (00C03a00)
 5.2 kWp / 40m²



Overheating of the 800L
water storage
 (01C00a00)
 5.2 kWp / 40m²

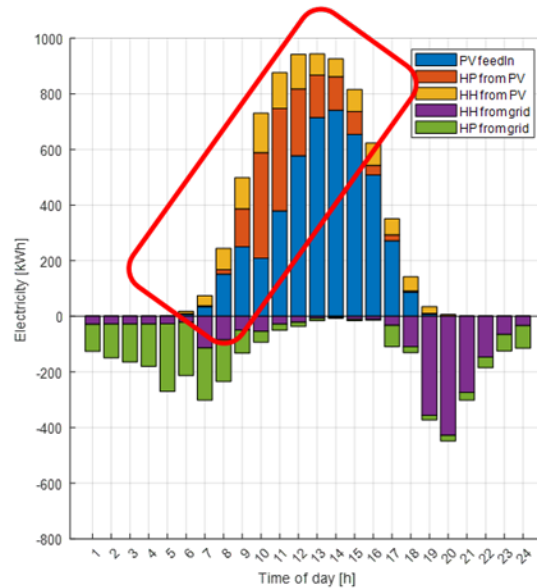


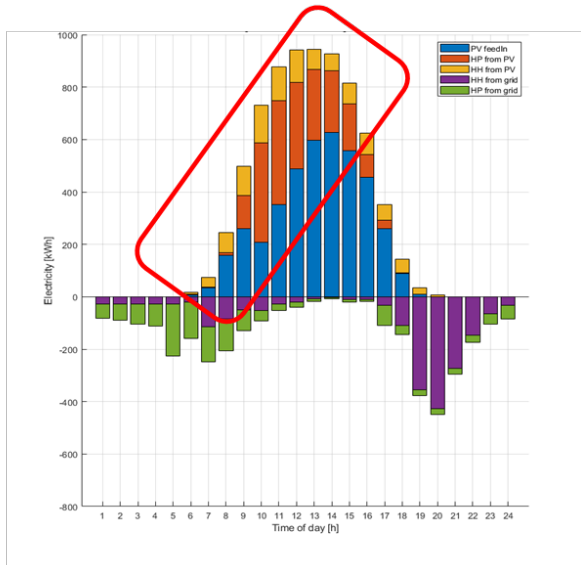
Abbildung 5-13: Virtueller 24-Stunden-Tag des ganzen Jahres für das System mit PV-Anlage, aber nur einem Zeitfenster für die Warmwasserbereitung von 11 bis 16 Uhr (links) und rechts das System mit Überhitzung des 800-Liter-Wasserspeichers (aber keiner Überhitzung des Gebäudes) im Warmwasser- oder Raumheizungsbetrieb zu jeder Zeit, wenn überschüssige PV-Leistung zur Verfügung steht.

In Abbildung 5-13 zeigt die rechte Grafik eine weitere deutliche Verbesserung, wenn das Regelungskonzept der Wärmepumpe erlaubt, den 800-Liter-Wasserspeicher im Warmwasser- oder Raumheizungsbetrieb jederzeit zu überhitzen (aber keine Überhitzung des Gebäudes), wenn ein PV-Überschuss mit ausreichend hoher Leistung zur Verfügung steht, auch wenn die Warmwasserzeitfenster wieder von 5 h bis 7 h und 17 h bis 19 h definiert sind, was um 5 h mit einem etwas höheren WP-Netzverbrauch (HP from grid) im Vergleich zum linken Diagramm zu beobachten ist. Das linke Diagramm in Abbildung 5-14 zeigt den nächsten Schritt einer deutlichen Verbesserung, wenn das Regelungskonzept der Wärmepumpe erlaubt, neben dem 800-Liter-Wasserspeicher auch das Gebäude jederzeit zu überhitzen, wenn ein PV-Überschuss mit ausreichend hoher Leistung zur Verfügung steht. Die Überhitzung des Gebäudes erfolgt mit einer zusätzlichen Anhebung der Raumvorlauftemperatur um +3K und ist bis zu einer Raumtemperatur von maximal 24°C erlaubt, allerdings nur, wenn ein Überschuss an PV-Strom verfügbar ist.

In Abbildung 5-14 zeigt das rechte Diagramm fast keine weitere Verbesserung mehr, wenn die Überhitzung des Gebäudes mit einer zusätzlichen Anhebung der Vorlauf-Raumheiztemperatur um +10 K und wiederum bis zum Erreichen einer Raumtemperatur von maximal 24 °C erfolgt.

Overheating of the 800L water storage and building with + 3K

(02C00a00)
5.2 kWp / 40m²



Overheating of the 800L water storage and building with + 10K

(02C08a00)
5.2 kWp / 40m²

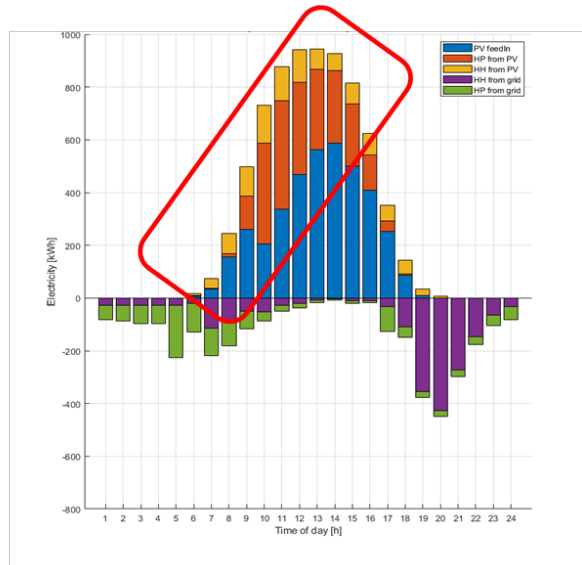


Abbildung 5-14: Virtueller 24-Stunden-Tag des ganzen Jahres für das System mit PV-Anlage mit Überhitzung des 800-Liter-Wasserspeichers und Überhitzung des Gebäudes mit einer zusätzlichen Anhebung der Raumheizungsvorlauftemperatur um +3 K (links) und einer zusätzlichen Anhebung der Raumheizungsvorlauftemperatur um +10 K zu jeder Zeit, wenn ein PV-Überschuss mit ausreichend hoher Leistung verfügbar ist.

Generell ist beim Vergleich der vier obigen Diagramme (Abbildung 5-13 und Abbildung 5-14) neben einem geringeren Betrieb der Wärmepumpe mit Netzstrom auch eine deutliche Verlagerung des Betriebs der Luftwärmepumpe von der Nacht auf den Tag zu beobachten. Dies führt nicht nur zu einem wesentlich häufigeren Betrieb der Luftwärmepumpe mit PV-Strom, sondern auch zu einem Betrieb während der Tageszeit mit deutlich höherer Außenlufttemperatur und höherem COP, obwohl die Vorlauftemperaturen im PV-Überhitzungsbetrieb höher sind als im normalen Warmwasser- oder Raumheizungsbetrieb (siehe auch Abbildung 5-16).

5.2.4. EFH Ergebnisse - Gesamtsystemeffizienz

In Abbildung 5-15 ist als Ergebnis der zuvor diskutierten Effekte die Strombilanz für mehrere Varianten von Fußbodenheizungen und Estrichdicken (oberhalb der Linie) und Betondecken (unterhalb der Linie) mit unterschiedlichen Raumheizungsvorlauftemperaturen für Überhitzung dargestellt.

In jedem Balken von links nach rechts sind folgende elektrische Energien dargestellt: Netzverbrauch für Haushaltsstrom (HH-grid), PV-Eigenverbrauch für Haushaltsstrom (HH-PV), Netzverbrauch für Wärmepumpenbetrieb (HP grid), Netzstromeinsparung für die Wärmepumpe im Vergleich zum im ersten Balken dargestellten Referenzsystem (Grid savings), PV-Eigenverbrauch für Wärmepumpenbetrieb (HP PV) und schließlich der verbleibende überschüssige PV-Strom, der ins Netz eingespeist wird (PV FeedIn).

Electricity Balance

40m² PV System (5.2 kWp)

Floor heating (FH) 080/160 / Concrete core activation (CCA) 200 +3K / +10K

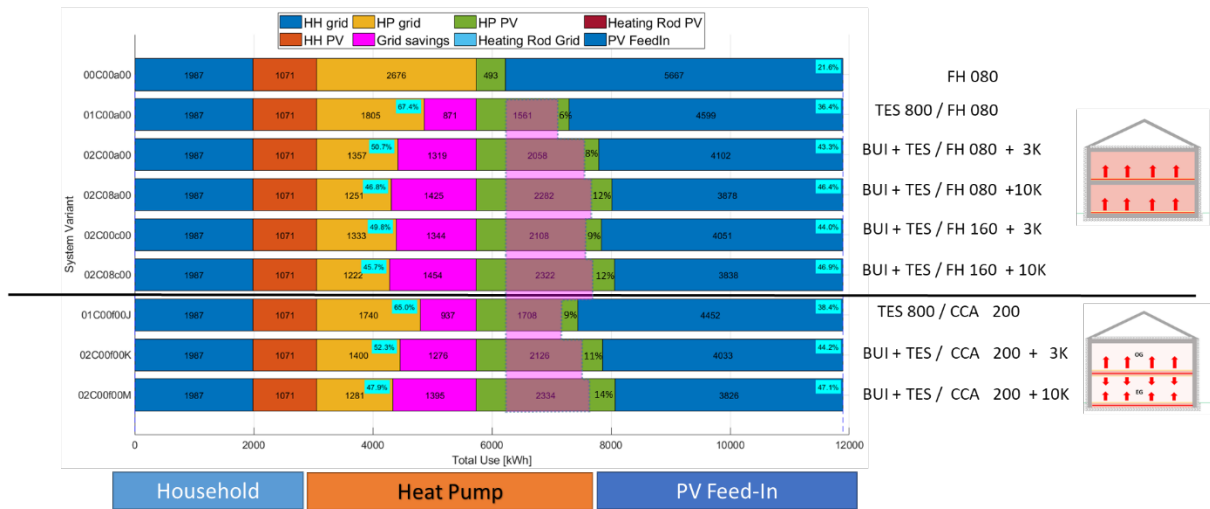


Abbildung 5-15: Strombilanz für mehrere Varianten von Fußbodenheizungen und Estrichdicke (oberhalb der Linie) und Betondecke (unterhalb der Linie) bei unterschiedlichen Raumheizungsvorlauftemperaturen für Überhitzung.

Innerhalb des grünen Balkens (HP PV) sind die Netzeinsparungen gespiegelt, um rechts den verbleibenden Teil von (HP PV) zu zeigen, der in Wirklichkeit die Menge des zusätzlichen Stromverbrauchs der Wärmepumpe ist, die benötigt wird, um die zusätzlichen Wärmeverluste aufgrund der Überhitzung des Wasserspeichers bzw. des Gebäudes zu decken. Allein die Überhitzung des 800-Liter-Wasserspeichers verursacht also 6% $[(1805+1561)/(2676+493)]$ zusätzlichen Stromverbrauch für die Wärmepumpe, um die zusätzlichen Wärmeverluste allein des Wasserspeichers zu decken (siehe zweiter Balken: TES 800 / FH 080). Wird das Gebäude bei einer Fußbodenheizung zusätzlich mit "+3 K" überheizt, liegt der zusätzliche jährliche Stromverbrauch bei 246 kWh (= $2058+1357-2676-493$) oder 8%, also nur 2%-Punkte höher (siehe dritter Balken: BUI+TES / FH 080 +3K). Allerdings kann die Netzeinsparung von 871 kWh auf 1319 kWh um 51% gesteigert werden. Mit anderen Worten, der Netzverbrauch (HP grid) der Wärmepumpe kann im Vergleich zum Referenzfall auf 50,7% reduziert werden: von 2676 kWh auf 1357 kWh.

Erfolgt die Überhitzung mit "+10K" anstelle von "+3K", kann die Netzeinsparung weiter von 1319 kWh auf 1425 kWh oder um 8% erhöht werden. Allerdings steigt der zusätzliche Stromverbrauch deutlich von 8% auf 12%, was relativ gesehen +50% ist. In Bezug auf die Betriebskosten zeigt Abbildung 5-20 weiter unten, dass der wirtschaftliche Vorteil nur sehr gering ist.

Auch die Verdoppelung der Estrichdicke von 0,08 m (FH080) auf 0,16 m (FH160) verbessert das Ergebnis nicht wesentlich. Überraschend ist die Tatsache, dass die Betonkernaktivierung mit 0,2 m Dicke (CCA 200) mit der dreifachen theoretischen Wärmekapazität als Potenzial gegenüber 0,08 m Estrich (siehe Abbildung 5-9) noch schlechtere Ergebnisse bei der Netzeinsparung aufweist: 1276 kWh für (BUI+TES / CCA 200 + 3K) im Vergleich zu 1319 kWh für (BUI+TES / FH 080 + 3K). Mit Abbildung 5-18 wird eine Erklärung für diesen Effekt gegeben.

Wie bereits im vorangegangenen Kapitel erwähnt, können sich durch die PV-Überhitzung die Betriebsbedingungen für die Wärmepumpe in beide Richtungen deutlich verändern: zum Vorteil oder zum Nachteil. Wie in Abbildung 5-16 dargestellt, kann das Systemverhalten und die Wärmepumpe

selbst auf der Grundlage verschiedener Definitionen von Jahresarbeitszahlen (SPF) analysiert werden. Für den Stromverbrauch wird im Allgemeinen der Gesamtverbrauch der Wärmepumpe einschließlich des Verdampferlüfters, aber ohne die Wasserpumpe berücksichtigt. Es ist lediglich zwischen Pel.sys und Pel.grid zu unterscheiden. Bei Pel.sys wird der gesamte Stromverbrauch der Wärmepumpe gezählt, bei Pel.grid jedoch nur der vom Netz gelieferte Strom.

SPFuse ist ein klarer Indikator für die Gesamtleistung des Systems, da als Nutzwärme neben dem konstanten Warmwasserbedarf immer der Referenz-Raumwärmebedarf verwendet wird. Daher weist das Referenzsystem (FH 080) aufgrund der zusätzlichen Überheizungsverluste aller anderen Varianten den höchsten SPFuse auf.

Seasonal Performance Factors of the System and the Heat Pump

40m² PV-System (5.2 kWp)

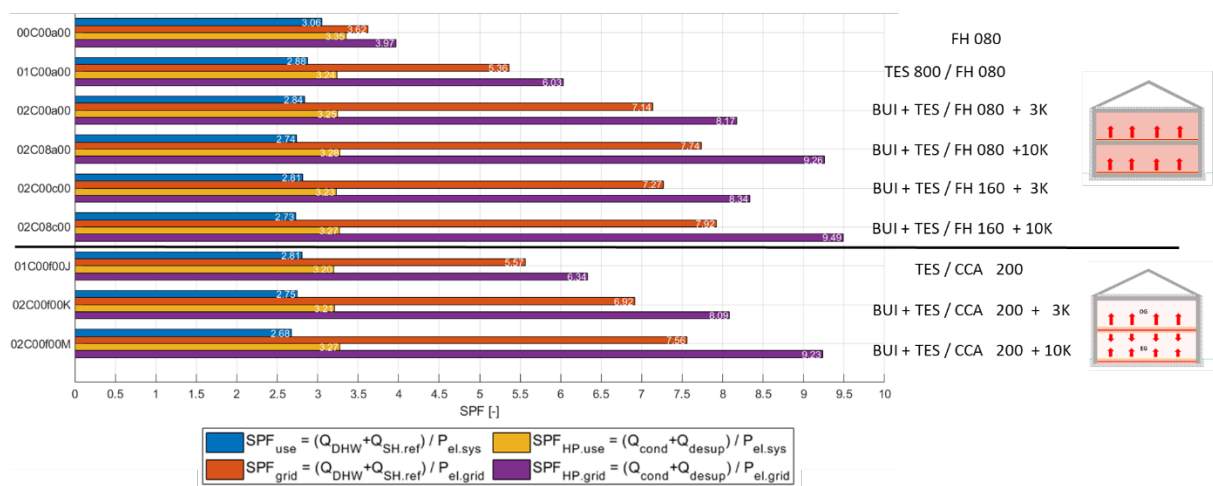


Abbildung 5-16: Unterschiedlich definierte Jahresarbeitszahlen für mehrere Varianten von Fußbodenheizungen und Estrichdicke (oberhalb der Linie) und Betondecke (unterhalb der Linie) bei unterschiedlichen Raumheizungsvorlauftemperaturen für Überhitzung.

Für die Wärmepumpe selbst zeigt der SPF_{HP.use} bereits interessante Effekte in Überhitzungsfällen (der SPF_{HP.use} ist ohnehin im Referenzfall "FH080" am höchsten: 3,35). Je mehr die Fußbodenheizung zur Überhitzung genutzt wird, desto mehr steigt der SPF_{HP.use} leicht an. Die alleinige Nutzung der TES führt zu einem SPF_{HP.use} von 3,24 (TES 800 / FH080), während die Überhitzung mit "+3K" zu einem SPF_{HP.use} von 3,25 und "+10K" zu einem SPF_{HP.use} von 3,28 führt. Die PV-Überhitzung des Wasserspeichers endet bei 54 °C, wobei die Raumheizungsvorlauftemperatur einschließlich der Überhitzung mit "+3K" oder noch mehr mit "10K" zu etwa 32°C bzw. 38°C bei einer Umgebungstemperatur von 0°C führt. Daher führt die Überhitzung der Fußbodenheizung im Durchschnitt zu niedrigeren Verflüssiger-Austrittstemperaturen als die Überhitzung des Wasserspeichers. Im Fall "+10K" kann mehr Wärme im Estrich gespeichert werden, was zusätzlich zu dem Effekt führt, dass die Wärmepumpe in kalten Nächten weniger Betriebsstunden mit deutlich niedrigerer Verdampfertemperatur hat. Dennoch ist der SPF_{use} als Kennzahl für die Gesamtsystemeffizienz aufgrund der Überheizungsverluste im Fall "+10K" am niedrigsten.

SPF-Definitionen, die nur den Netzstromverbrauch (Pel.grid) verwenden, geben einen Hinweis darauf, wie groß der PV-Beitrag im Vergleich zu allen Wärmeverlusten (SPFgrid) oder nur zur Wärmeerzeugung

der Wärmepumpe selbst (SPF_HP.grid) ist. Zum Beispiel zeigt das System PV-Überheizung des Wasserspeichers plus Fußbodenheizungsestrich mit +3K" (BUI+TES / FH 080 + 3K) im Vergleich zum Referenzsystem mit PV, aber ohne Anpassung der Regelungsstrategie (FH 080) einen SPFgrid von 3,62 bzw. 7,14, was einem Unterschied von Faktor 2 entspricht. Dies passt zu dem Ergebnis in Abbildung 5-15, das einen Wärmepumpen-Netzstromverbrauch (HP grid) von 50,7 % des PV-überheizten Systems im Vergleich zum Referenzsystem zeigt.

Durch die PV-Überheizung kommt es zu zusätzlichen Wärmeverlusten des Gebäudes und des Wasserspeichers, die sich negativ auswirken. In Abbildung 5-17 ist dargestellt, wie groß dieser Effekt im Vergleich zu anderen Möglichkeiten der Energiespeichertechnologien ist. Die blauen Kreise "Strategies" zeigen, wie groß der Effekt der "effektiven Nutzung" (Effective Use: die der Reduzierung des Netzstromverbrauchs entspricht) im Vergleich zur "PV-Stromnutzung" (PV Electricity use) ist, die direkt zum Betrieb der Luftwärmepumpe verwendet wird. Im Durchschnitt führen etwa 80 % des "PV-Stromverbrauchs" am Ende zu einer "effektiven Nutzung" im Sinne einer Netzstromeinsparung.

Alternativ könnte der überschüssige PV-Strom ins Netz eingespeist und in einem Pumpspeicherkraftwerk "gespeichert" und später von der Luftwärmepumpe im Regelbetrieb verbraucht werden. Bei einem angenommenen Wirkungsgrad des Pumpspeicherkraftwerkes von 75% und 5% Netzverlusten ist ein Wirkungsgrad von ca. 70% zu erwarten, was durch die roten Kreise "GridStorage" dargestellt ist.

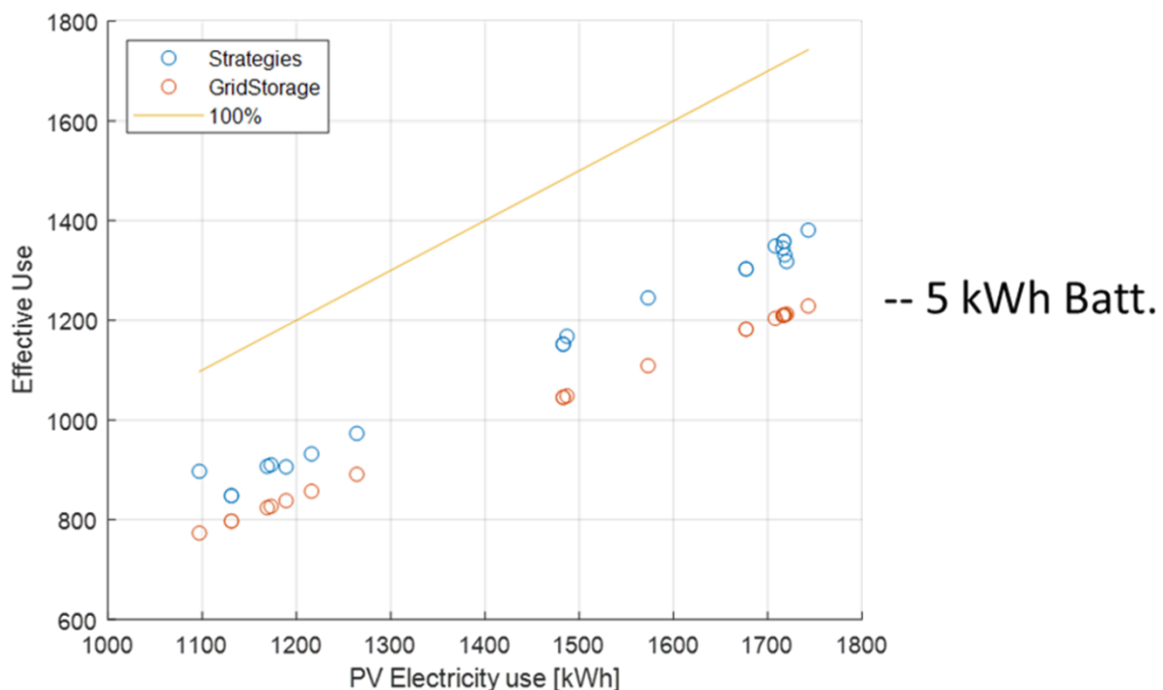


Abbildung 5-17: Vergleich der PV-Eigenverbrauchseffizienz "Strategies" mit dem Pumpspeicherkraftwerk "GridStorage" und der chemischen Batterie "5 kWh Batt."

Eine weitere Möglichkeit ist die Installation einer chemischen Batterie im Haus. Eine Batterie mit einer Kapazität von 1 kWh kann typischerweise etwa 250 kWh pro Jahr in Form von Vollzyklen speichern. Eine Batterie mit einer Kapazität von 5 kWh würde also zu einer jährlichen "effektiven Nutzung" von 1250 kWh pro Jahr führen, was in der gleichen Größenordnung liegt wie die beiden anderen Optionen "Strategies" und "GridStorage". ABER: für die Batterie ist eine relativ hohe Investition erforderlich und

die Lebensdauer ist recht begrenzt, und für die Speicherung in einem Pumpspeicherkraftwerk muss eine beträchtliche Gebühr pro kWh gezahlt werden. Die Gebäudemasse und der Wasserspeicher als "thermische Batterie" sind ohnehin vorhanden und verursachen daher weder zusätzliche Investitions- noch Betriebskosten und auch die Wartungskosten sind vernachlässigbar.

5.2.5. EFH Ergebnisse – Systemverhalten im Detail

Die Gesamtauswertungen haben signifikante Effekte und Netzstromeinsparungen auf Jahresbasis gezeigt. Wie die Wirkung der PV-Überheizung im Detail aussieht, zeigt Abbildung 5-18, in der die Simulationsergebnisse von fünf Tagen (4.-9. Januar) im Detail dargestellt sind. Die roten Linien sind das Referenzsystem (00A00a00) und die blauen Linien sind das System mit Kombi-Pufferspeicher Überwärmung und Gebäudemassenüberwärmung via Fußbodenheizung (02C00a00) wie in Tabelle 2 charakterisiert.

Deutlich zu sehen ist in Abbildung 5-18 links zunächst die Vorverlagerung der Raumheizleistung in den Fußbodenheizungsestrich von den Nacht- und frühen Morgenstunden (90h bis 102h, rote Linien) hauptsächlich auf den sonnigen Nachmittag des Vortages (86h bis 90h, blaue Linien). Dies ist das Ergebnis einer Wärmespeicherung im Estrich in Höhe von ca. 23 kWh, wie in Abbildung 5-18 rechts dargestellt. Ein ähnliches Verhalten kann zwei Tage später beobachtet werden, allerdings mit etwas weniger PV-Leistung, was zu einer Wärmespeicherung am Nachmittag von nur 12 kWh im Heizestrich führt. Die um 84h bzw. um 132h auftretenden markanten „Löcher“ ohne Heizung entstehen dadurch, dass zu dieser Zeit der PV-Überschuss zum Überheizen des Kombi-Pufferspeichers im Warmwasserbereitungsmodus genutzt wird. Deutlich zu sehen ist auch, dass an sehr sonnigen Tagen (Tag 1 und Tag 3) auch bereits am Vormittag ein beträchtlicher Teil an Wärme in den Heizestrich eingespeichert werden kann. Am ersten Tag sind dies ca 7 kWh, was mit den 23 kWh am Nachmittag eine Gesamtwärmespeicherung von ca 30 kWh an diesem Tag entspricht. Dies entspricht auch sehr gut dem in Abbildung 5-9 dargestellten Potential unter Annahme einer nutzbaren Temperaturdifferenz von 5K.

Im Vergleich dazu verursacht der 2. Tag (96h bis 120h) mit fast keiner PV-Produktion fast das gleiche Verhalten der beiden Heizsysteme vom späten Nachmittag bis zum späten Morgen (112h bis 128h), analog der 4. Tag (144h bis 168h) mit noch weniger PV-Leistung.

Zweitens ist in Abbildung 5-18 links oben auch deutlich zu sehen, dass die Raumtemperaturentwicklung an sonnigen Tagen minimal höhere Spitzenwerte der Raumtemperaturen aufgrund von Überhitzung zeigt, aber deutlich höhere Raumtemperaturen, die bis nach Mitternacht anhalten. Der Begriff "deutlich höhere Raumtemperaturen" ist jedoch mit Vorsicht zu interpretieren, da der Unterschied nur etwa 0,5 K beträgt! Die solare Einstrahlung in den Raum und die internen Lasten durch den Stromverbrauch der Haushalte und die Anwesenheit von Personen in den Räumen haben also einen viel stärkeren Einfluss als das PV-Überheizungsregelungskonzept.

Anhand von Abbildung 5-18 lässt sich auch erklären, warum die Erhöhung der Estrichdicke oder der Betondeckenaktivierung nicht zu einer signifikanten zusätzlichen Einsparung von Netzstromverbrauch und Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs führt. Selbst an sehr sonnigen Tagen ist das Potenzial zur Wärmespeicherung in der Gebäudemasse aus folgenden Gründen begrenzt: a) um die Mittagszeit wird ein erheblicher Teil des überschüssigen PV-Stroms zur Überhitzung des Wasserspeichers für die Warmwasserbereitung verwendet, b) das Zeitfenster mit ausreichendem PV-Stromüberschuss, um die

Wärmepumpe neben der Überhitzung des Wasserspeichers zu betreiben, ist insbesondere im Winter begrenzt und c) die Heizleistung der Wärmepumpe ist nach den üblichen Auslegungsregeln begrenzt und es ist nicht wirtschaftlich, eine leistungsstärkere Wärmepumpe zu installieren, nur um einige kWh PV-Stromüberschuss mehr nutzen zu können.

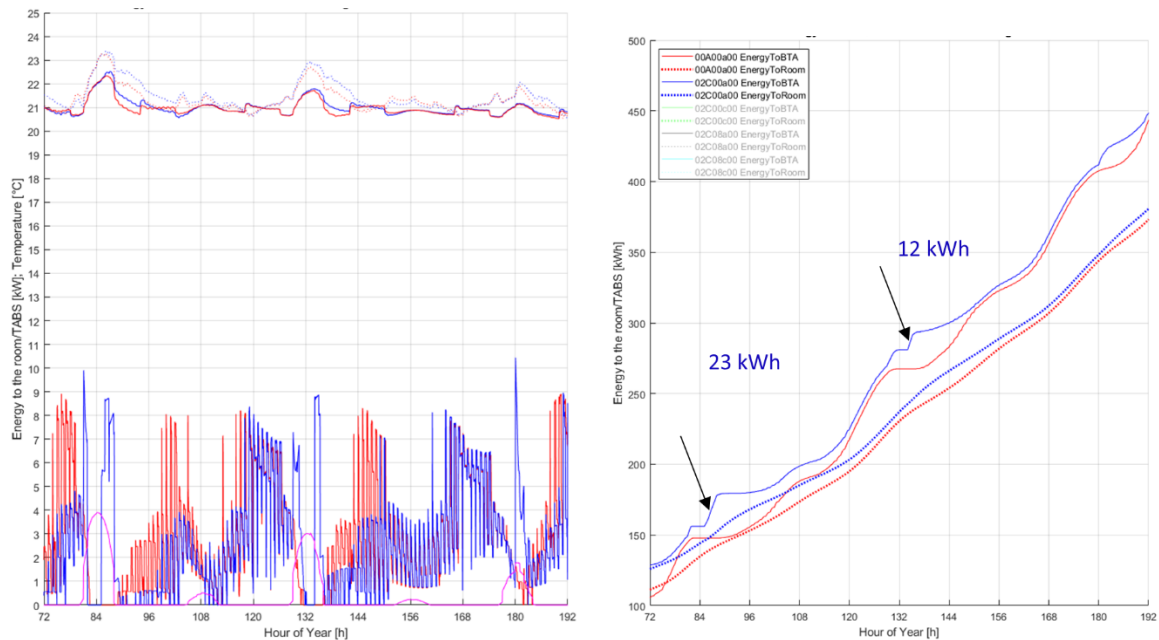


Abbildung 5-18:

links: Zeitliche Entwicklung der PV-Erzeugungsleistung (rosa durchgezogene Linie) in Kombination mit der abgegebenen Raumheizleistung des Heizwassers (untere Kurven) und den Raumlufttemperaturen (obere Kurven: im EG das Wohnzimmer als gepunktete Linie, im OG das Elternschlafzimmer als durchgezogene Linie) für das Referenzsystem (rot, 00A00a00) und das System mit PV-Überhitzung (blau, 02C00a00);
rechts: die kumulative Kurve der Raumheizungsenergie vom Boden zur Raumluft (EnergyToRoom, gepunktete Linie) und der abgegebenen Raumheizungsenergie des Heizwassers (EnergyToBTA, durchgezogene Linie), die den Speichereffekt der Überhitzung für das Referenzsystem (rot, 00A00a00) und das System mit PV-Überhitzung (blau, 02C00a00) zeigen.

Einen Überblick über die resultierenden Raumlufttemperaturen nur während der Wintersaison (1. Oktober - 31. März) zeigt Abbildung 5-19 mit Box-Plots, die den Median (rote Linie) und 50 % der Daten in der blauen Box zeigen. Die "+3K" PV-Überhitzungsstrategie zeigt auch hier nur einen marginalen Anstieg der Raumlufttemperatur: nur 0,3K Anstieg des Medians und das Maximum erreicht nicht 24°C (abgesehen von einigen „Ausreißern“). Die "+10K" PV-Überhitzungsstrategie zeigt eine signifikante Erhöhung der Raumlufttemperatur in allen Fällen der Estrichdicken oder der Betondecke, aber immer noch innerhalb potenziell akzeptabler Grenzen. Der energetische Nutzen der "+10K"-PV-Überhitzungsstrategie ist jedoch ebenso begrenzt wie der wirtschaftliche, was im nächsten Kapitel gezeigt wird.

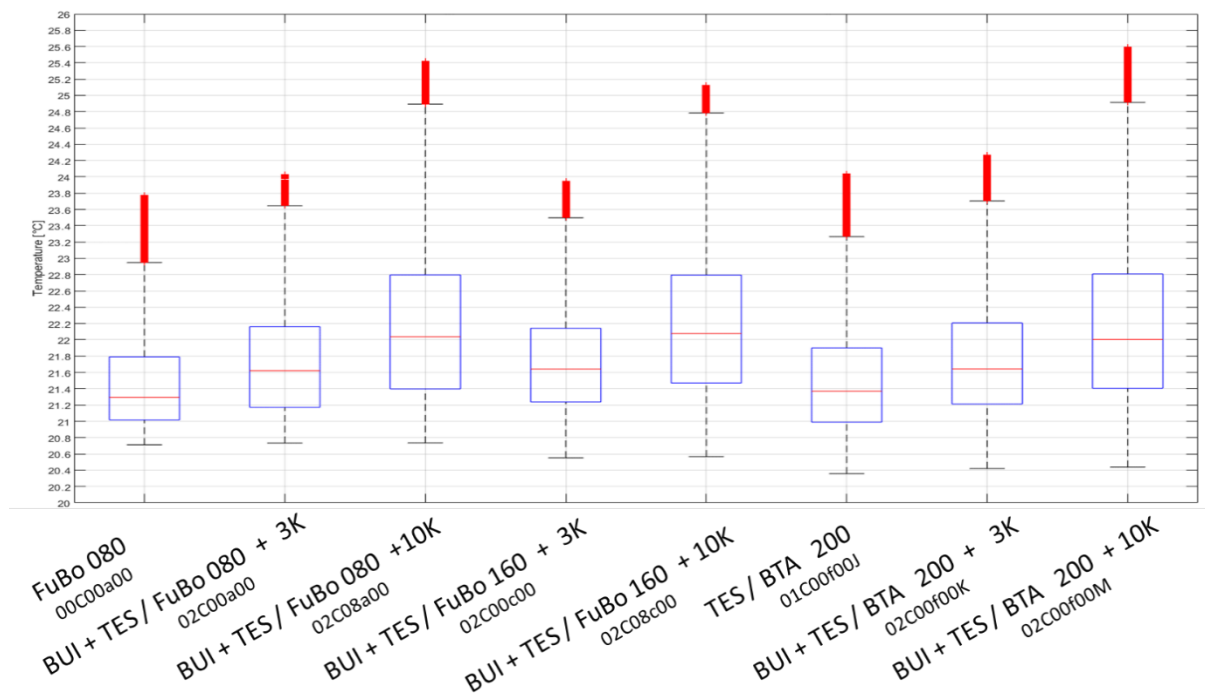


Abbildung 5-19: Raumlufttemperatur für verschiedene Varianten von Fußbodenheizungen (FH) und unterschiedliche Estrichdicken und Betondecken (CCA) mit unterschiedlichen Raumheizungsvorlauftemperaturen bei Überhitzung.

5.2.6. EFH Ergebnisse - Betriebskosten

Die abschließende Diskussion erfolgt für den ökonomischen Punkt der Betriebskosten auf der Basis von Abbildung 5-20, da es keine (oder nur marginale) Unterschiede in den Investitionskosten der verschiedenen Simulationsvarianten gibt, da die Variationen auf der Basis einfacher Änderungen von Regelstrategien beruht. Die Betriebskosten sind definiert als Kosten des Netzstroms (0,18 EUR/kWh) für die Wärmepumpe und den Haushaltsstromverbrauch abzüglich der Vergütung (0,05 EUR/kWh) für den ins Netz eingespeisten und an den Stromversorger verkauften PV-Überschuss. Diese finanzielle Annahme wurde im Jahr 2018 auf der Grundlage der tatsächlichen Situation zu diesem Zeitpunkt getroffen.

Das Referenzsystem ohne PV hat Gesamtkosten von 1.120 EUR pro Jahr, wie Abbildung 5-20 zeigt. Nach der Installation der 40 m² großen PV-Anlage betragen die Kosteneinsparungen durch den PV-Eigenverbrauch 839 EUR pro Jahr (75%) abzüglich 283 EUR Vergütung, was zu 564 EUR pro Jahr für die Refinanzierung der PV-Anlage führt. Bei der PV-Überhitzungsstrategie "+3K" (BUI+TES / FH 080 + 3K) liegen die verbleibenden Betriebskosten bei 397 EUR pro Jahr und der eingesparte Betrag für die Refinanzierung erhöht sich auf 723 EUR pro Jahr, also deutlich um 28% mehr. Wie man sieht, liegen alle Varianten der Estrichdicke bzw. der Betondecke aus wirtschaftlicher Sicht im gleichen Bereich. Allein der Einsatz des 0,8 m³-Wasserspeichers (TES800/FH080 und TES/CCA200) hat bereits einen signifikanten Effekt, was natürlich vor allem daran liegt, dass nur mit dem Wasserspeicher der Warmwasserbedarf gedeckt werden kann und vor allem im Sommer fast 100% des Warmwasserbedarfs durch das PV-Wärmepumpensystem gedeckt werden.

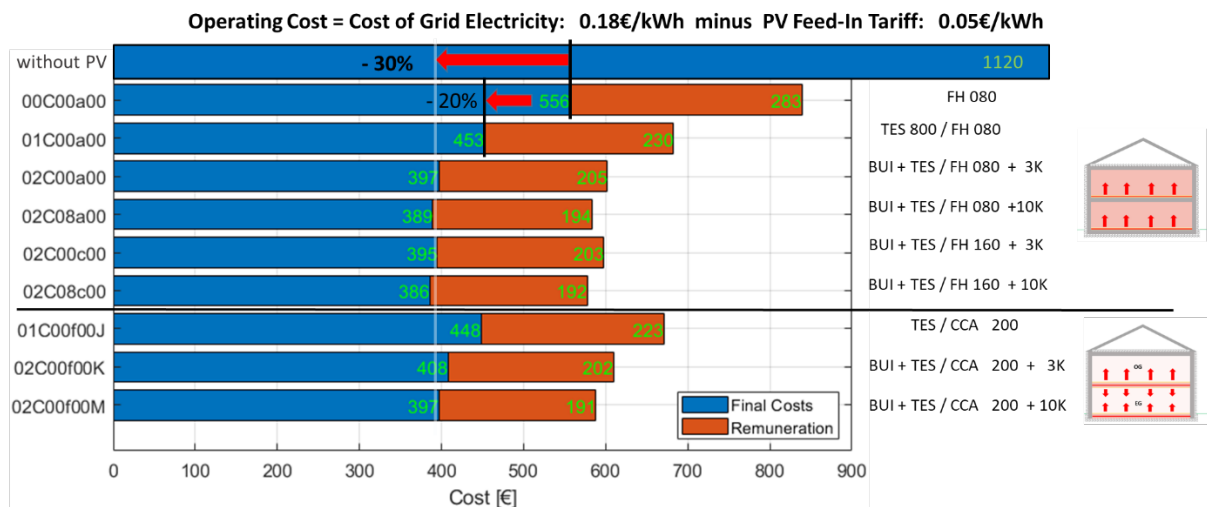


Abbildung 5-20: Gesamt-Nettobetriebskosten (Final Costs) für Strom (Netzkosten abzüglich PV-Einspeisevergütung) einschließlich Haushaltsstrom für mehrere Varianten von Fußbodenheizungen und Estrichdicken (oberhalb der Linie) und Betondecken (unterhalb der Linie) mit unterschiedlichen Raumheizungsvorlauftemperaturen für Überhitzung.

5.3. Systemsimulationen Mehrfamilienhaus

5.3.1. Gebäudemodell Mehrfamilienhaus

Die Simulationen für das Mehrfamilienhaus wurden mit einem virtuellen Mehrfamilienhaus durchgeführt, bestehend aus 3 Geschossen mit jeweils zwei Wohnungen und einem unbeheizten Keller (Abbildung 5-21). Das Gebäude wurde mit dem detaillierten Mehrzonen-Gebäudemodell Typ 56 in TRNSYS [TRANSSOLAR, 2012] modelliert. Jede Wohnung hat eine Nutzfläche von 91 m² und vier beheizte Zonen. Die Zuordnung der einzelnen Zonen mit der jeweiligen Nutzung ist rechts in Abbildung 5-21 dargestellt. Die einzelnen Zonen werden separat beheizt und geregelt. Das Treppenhaus befindet sich innerhalb der gedämmten Gebäudehülle und wird nicht direkt beheizt. Die Balkone/Terrassen liegen außerhalb der gedämmten Gebäudehülle und werden als wärmebrückenfrei angenommen.

Die Lüftung des Gebäudes wurde mit einer Luftwechselrate von 0,4 h⁻¹ in den Wohnungen und 0,1 h⁻¹ im Keller und im Treppenhaus angenommen. Um den Kühlbedarf zu begrenzen, wurde eine Fenster-Beschattung mit einem Verschattungsfaktor von 0,75 berücksichtigt, die nur aktiviert wird, sobald der Mittelwert der Außentemperatur über die letzten 24 h über 12 °C liegt. Die Fenster werden dabei verschattet, wenn die Einstrahlung auf die jeweilige Fassade 400 W/m² und die Lufttemperatur des angrenzenden Raums 23,8 °C übersteigt. Der Heizbedarf des Gebäudes beträgt 36 kWh/(m²a) bei einer Soll-Raumtemperatur von 21 °C am Standort Innsbruck, Österreich. Für den gleichen Standort beträgt der Kühlbedarf 5,5 kWh/(m²a) bei einer eingestellten Soll-Raumtemperatur von 25 °C.

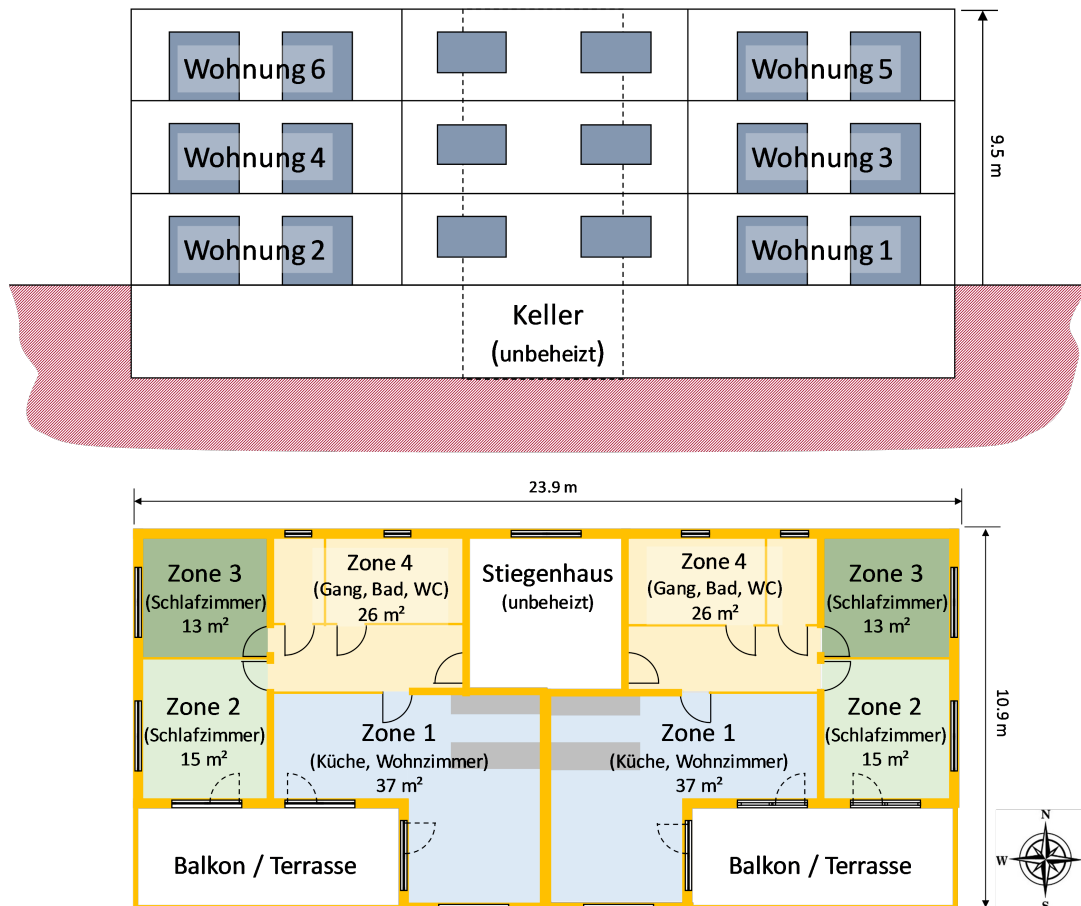


Abbildung 5-21: Südansicht des Wohngebäudes (oben) und Horizontalschnitt mit Zonenbezeichnung und Flächenangaben (unten)

Für das Wärmeabgabesystem wurde in allen thermischen Zonen eine Fußbodenheizung angenommen, die vereinfacht mit dem dynamischen Heizkörpermodell Typ 362 von [Holst, 1996] modelliert wurde. Um das Verhalten eines Fußbodenheizungssystems zu simulieren, wurde die Parametrisierung bezüglich des Heizkörper-Exponenten (Konvektion und Strahlung = 1,1) und der Wärmekapazität (160 kJ/kg pro m² Fußbodenfläche) entsprechend gewählt.

Die Raumtemperaturregelung wurde für alle vier Zonen in den sechs Wohnungen durch Zu- und Abschalten des Massenstroms durch die Fußbodenheizung über Zonenventile realisiert (Abbildung 5-22). Die eingestellte Raumtemperatur für die Heizung beträgt 21 °C mit einer Hysterese von plus 0,5 K zum Ausschalten und minus 0,5 K zum Einschalten des Massenstroms. Bei Kühlbetrieb beträgt die eingestellte Raumtemperatur 25 °C, ebenfalls mit einer Hysterese von $\pm 0,5$ K, aber in umgekehrter Richtung.

5.3.2. MFH generelle Hydraulik und Regelkonzepte

Wärmebereitstellungsanlage

Für das MFH wurde ein zentrales Wärme-Versorgungssystem simuliert, das Energie für Raumheizung, Raumkühlung und Warmwasserbereitung liefert. Wie in Abbildung 5-22 dargestellt, besteht das System aus einer Luft-Wasser-Wärmepumpe, die mit zwei thermischen Energiespeichern (TES), verbunden ist. Der Pufferspeicher für die Heizung (TES_{SH}) wird von der WP beladen und als Speicher

sowohl für die Raumheizung während der Heizperiode als auch für die Raumkühlung im Sommer verwendet. Der zweite Speicher (TES_{DHW}) wird für die Warmwasserbereitung verwendet. Die WP belädt diesen entweder im reinen Warmwasserbetrieb oder parallel zum Raumheizungs- oder Raumkühlungsbetrieb über den Enthitzer (siehe Beschreibung der Regelung am Ende dieses Abschnitts).

Die Warmwasserbereitung erfolgt über ein zentrales System über den Speicher TES_{DHW} . Das Brauchwasser wird in einer Frischwasserstation (HX_{DHW} in Abbildung 5-22) mit Wasser aus dem TES_{DHW} auf die für die Brauchwasserverteilung erforderliche Temperatur erwärmt. HX_{DHW} wurde mit dem Modell Type 805 [Haller, 2007] modelliert, das intern den Durchfluss bestimmt, der auf der Wärmequellenseite erforderlich ist, um die eingestellte Austrittstemperatur auf der Brauchwasserseite zu erreichen. Ein zweiter Wärmetauscher (HX_{Circ}) wird verwendet, um Wärme an die Zirkulationsleitung zu liefern. Hier wurde ein einfacheres Modell verwendet, wobei ein konstanter Wirkungsgrad von 95 % angenommen wurde.

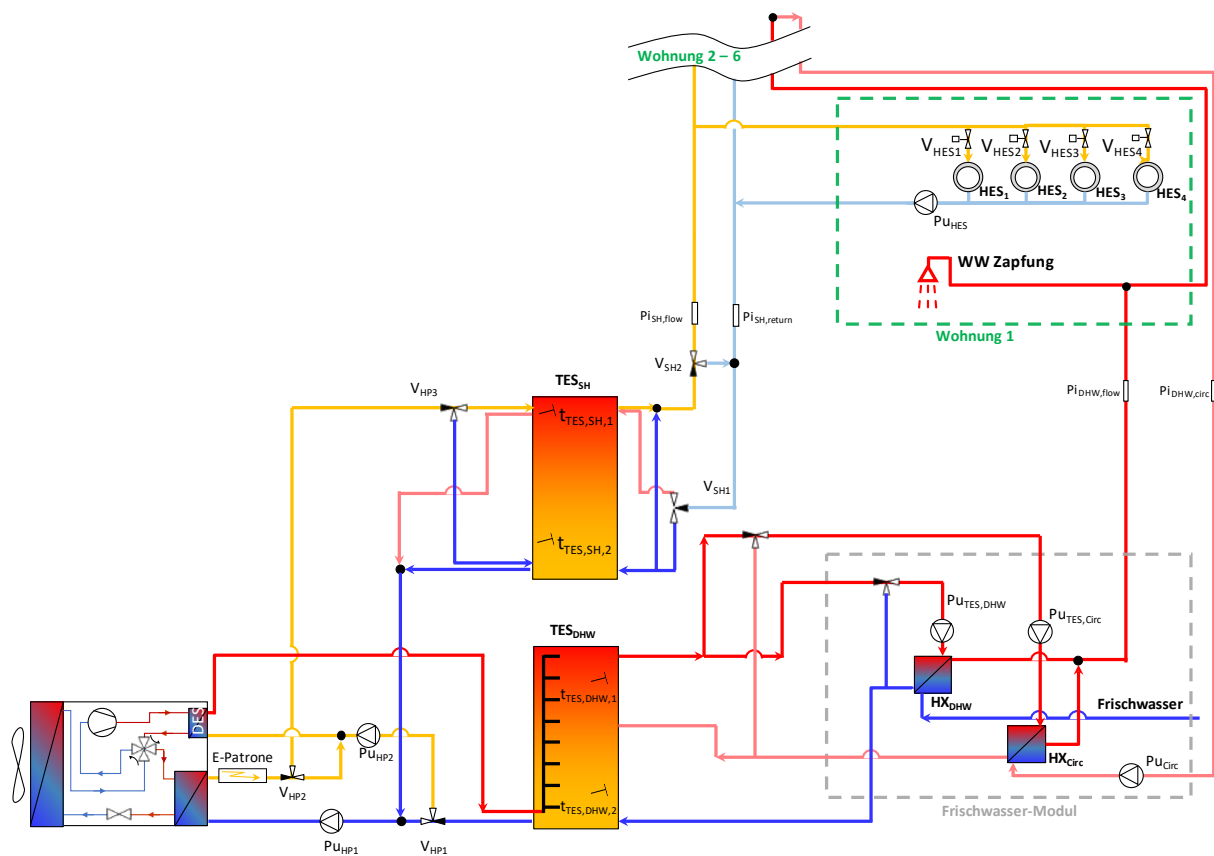


Abbildung 5-22: Hydraulisches Schema des Gesamtsystems mit Außenluft-Wasser-WP, Pufferspeichern, und Wärmeverteilsystem für Warmwasser und Heizung

Wärmeverteilung

Die Wärmeverteilung im Gebäude erfolgt über ein Vier-Leiter-Netz (Abbildung 5-22), d.h. sowohl die Warmwasser- als auch die Raumheizungsverteilung erfolgt jeweils über zwei Leitungen. Das Warmwasserverteilsystem besteht aus einer Vorlauf- und einer Zirkulationsleitung, die dafür sorgen, dass das Warmwasser mit ausreichender Temperatur sofort an der Entnahmestelle zur Verfügung

steht. Hinsichtlich der Temperatur des Warmwassers im Verteilungssystem ($t_{\text{DHW,distr}}$) wurden zwei Varianten betrachtet:

WW60: Das Frischwasser wird im Frischwasser-Modul auf $t_{\text{DHW,distr}} = 60 \text{ °C}$ erwärmt und gelangt mit dieser Temperatur in das Verteilsystem. Damit berücksichtigt diese Variante die aktuellen Temperaturvorschriften zur Legionellenprävention.

WW50: Hier wird das Frischwasser nur auf $t_{\text{DHW,distr}} = 50 \text{ °C}$ erwärmt und gelangt mit dieser Temperatur in das Verteilsystem. Es wird davon ausgegangen, dass die Legionellenvermeidung durch eine Mikrofiltrationsanlage oder eine UV-Desinfektion erreicht wird und daher keine höhere Temperatur erforderlich ist. Ein System mit dezentraler Warmwasserbereitung in den einzelnen Wohnungen wurde nicht speziell modelliert. Für ein solches System wäre jedoch die gleiche Temperatur im Speicher TES_{DHW} erforderlich wie im hier betrachteten zentralen System mit WW50. Am Ausgang eines dezentralen Frischwasser-Wärmetauschers stünde in jeder Wohnung eine ausreichend hohe Zapftemperatur von mindestens 45 °C zur Verfügung. Auf dies Weise wurde die Wirkung einer dezentralen Variante zur Legionellenvermeidung vereinfacht betrachtet.

Der Durchfluss im Warmwasser-Verteilsystem wurde auf der Grundlage eines mit dem Tool DHWcalc [Jordan und Vajen, 2012] erzeugten detaillierten Warmwasser-Zapfprofils und der Zapftemperatur von 45 °C entsprechend der verwendeten Verteiltemperatur (WW50 oder WW60) linear angepasst, um in beiden Varianten den gleichen Wärmebedarf zu erhalten.

Die Raumheizungsverteilung wird aus dem Speicher TES_{SH} versorgt. Die eingestellte Vorlauftemperatur in die Heizungsanlage wurde in Abhängigkeit der Umgebungstemperatur und der eingestellten Raumtemperatur von 21 °C ermittelt. Diese Heizkurve wurde unter der Annahme eines Heizkörperexponenten von 1,1 für die Fußbodenheizung und einer Vorlauftemperatur von 32 °C bei einer Umgebungstemperatur von -12 °C berechnet.

Die Raumkühlung erfolgt über denselben Kreislauf wie die Raumheizung. Um Kondensation zu vermeiden, wurde davon ausgegangen, dass in jeder Wohnung eine Taupunktüberwachung durchgeführt wird und die Vorlauftemperatur auf die aktuell höchste Taupunkttemperatur in allen Wohnungen begrenzt wird, wobei die Mindestvorlauftemperatur 16 °C beträgt. Die Zone 4 in den Wohnungen (Abbildung 5-21), zu der das Badezimmer gehört, wurde als nicht gekühlt angenommen.

Regelung

Die möglichen Betriebsarten auf der Wärmeerzeugungsseite der Anlage sind in Abbildung 5-23 dargestellt und werden in den folgenden Absätzen erläutert.

Heizungs-Ladebetrieb

Die Heizungsladung wird nur aktiviert, wenn der 24 h Mittelwert der Außentemperatur unter 15 °C liegt. Der Speicher TES_{SH} wird von der WP beladen (Abbildung 5-23). Der Ladevorgang wird gestartet, wenn die Temperatur $t_{\text{TES,SH,1}}$ länger als 15 Minuten unter die Soll-Heizungs-Vorlauftemperatur minus 1 K fällt. Der Ladevorgang wird beendet, wenn der Temperaturfühler $t_{\text{TES,SH,2}}$ die Soll-Vorlauftemperatur erreicht. Während des Ladevorgangs wird die Verdichterdrehzahl der WP so geregelt, dass die eingestellte Vorlauftemperatur am Verflüssigeraustritt erreicht wird, wobei diese durch eine Mindest-Verdichterdrehzahl von 20% begrenzt ist. Die Pumpe Pu_{HP1} wird mit einem variablen Massenstrom

betrieben, um je nach Verdichterdrehzahl eine Temperaturdifferenz von 3-5 K auf der Wasserseite des Verflüssigers zu erreichen.

Ladebetrieb Kühlung

Die Kühlung wird nur aktiviert, wenn der 24 h Mittelwert der Außentemperatur über 18 °C liegt. Der Speicher TES_{SH} wird von der WP von unten nach oben über V_{HP3} beladen (siehe Abbildung 5-23). Die Strömungsrichtung des Kältemittels in der WP wird über das integrierte Vier-Wege-Ventil umgekehrt, wobei der Kondensator zum Verdampfer wird und umgekehrt. Der Kondensator (der durch die Kreislaufumkehr zum Verdampfer wird) wird im Gleichstrom statt im Gegenstrom betrieben, da die Strömungsrichtung auf der Kältemittelseite umgekehrt ist. Die Beladung wird gestartet, wenn $t_{TES,SH,2}$ länger als 15 Minuten über 17 °C steigt. Der Ladevorgang wird beendet, wenn $t_{TES,SH,1}$ unter 14 °C fällt. Während des Ladevorgangs wird die Drehzahl des HD-Verdichters so geregelt, dass am Austritt des Verflüssigers eine Vorlauftemperatur von 16 °C erreicht wird. Die Pumpe $P_{U,HP1}$ wird in gleicher Weise wie bei der Heizungs-Ladung betrieben.

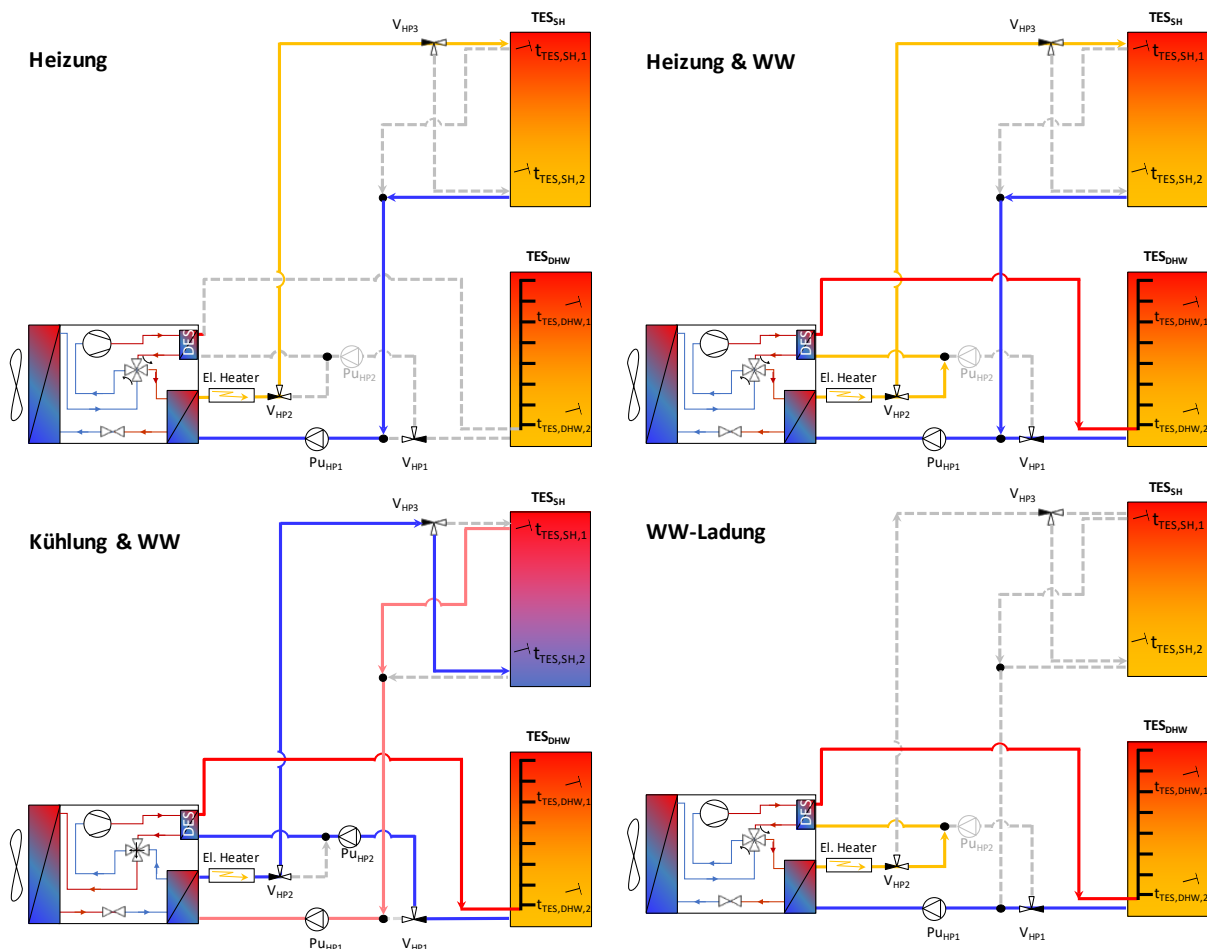


Abbildung 5-23: Hydraulisches Schema des Wärmeversorgungssystems in verschiedenen Betriebsmodi

Warmwasser-Ladebetrieb

Die Ladung von TES_{DHW} mit der WP beginnt, wenn $t_{TES,DHW,1}$ unter $t_{DHW,distr} + 3$ K fällt und endet, wenn $t_{TES,DHW,2}$ die Temperatur $t_{DHW,distr} + 3$ K erreicht. Während der Warmwasserladung wird die WP mit einer konstanten Verdichterdrehzahl von 70 % der maximalen Drehzahl betrieben. Der Wasser-Massenstrom durch den Kondensator wird so geregelt, dass am Austritt $t_{Cond,out} = t_{DHW,distr} + 5$ K erreicht

wird. Der Kondensator und der Enthitzer (DES) werden in Serie durchflossen, und der Wasser-Massenstrom wird so geregelt, dass am Austritt des DES $t_{DES,out} = t_{DHW,distr} + 5 \text{ K}$ erreicht wird. Die Betriebsgrenzen des Kompressors (und somit der WP) wird dabei berücksichtigt. Die eingestellte Wasseraustrittstemperatur der WP wird daher bei Umgebungstemperaturen unter -5 °C entsprechend der maximalen möglichen Kondensationstemperatur reduziert, um den Betrieb der WP zu ermöglichen. Aus diesem Grund wird, wenn die WP nicht die für die Warmwasserbereitung erforderliche Temperatur ($t_{DHW,distr} + 5 \text{ K}$) erreicht, die elektrische Zusatzheizung zur Nacherwärmung verwendet.

Heizungs-Ladebetrieb mit WW-Bereitung über den Enthitzer

Der Heizungs-Ladebetrieb, der ausschließlich über den Kondensator erfolgt, wird gleich geregelt wie oben beschrieben. Am Ausgang des Kondensators wird ein Teil des von der Pumpe P_{HP1} erzeugten Massenstroms über das Ventil V_{HP2} abgezweigt und über den DES geleitet. Dieser Massenstrom wird über V_{HP2} so geregelt, dass am Austritt des DES eine Solltemperatur von $t_{DHW,distr} + 5 \text{ K}$ erreicht wird ($t_{DES,out,set}$). Je nach den aktuellen Betriebsbedingungen der WP kann es sein, dass diese Solltemperatur aufgrund einer zu niedrigen Verdichter-Austrittstemperatur nicht erreicht werden kann. In solchen Fällen wird $t_{DES,out,set}$ auf die Verdichter-Austrittstemperatur minus 2 K eingestellt. Der DES (und damit die parallele Beladung von TES_{DHW}) wird deaktiviert, wenn entweder $t_{DES,out,set}$ oder die Verdichter-Austrittstemperatur weniger als 3 K höher ist als die Wasser-Eintrittstemperatur in den DES.

Ladebetrieb Kühlung mit WW-Bereitung über den DES

Der DES wird parallel zum Ladebetrieb Kühlung verwendet. Die Kriterien für das Ein- und Ausschalten des DES sind die gleichen wie im Heizungs-Ladebetrieb mit DES. Hier ist der Einlass des DES aber nicht mit dem Auslass des Verflüssigers verbunden, sondern direkt mit dem unteren Anschluss des Speichers TES_{DHW} (siehe Abbildung 5-23).

Elektrische Zusatzheizung

Die elektrische Heizpatrone mit einer festen Heizleistung von 12 kW am Ausgang des Kondensators wird aktiviert, wenn die WP die eingestellte Vorlauftemperatur minus $0,5 \text{ K}$ im Warmwasser-Ladebetrieb nach 30 Minuten Betriebszeit nicht erreicht hat.

5.3.3. MFH mit Kühlung und paralleler Warmwasserbereitung

Mit dem Modell für das in Abschnitt 5.3.2 beschriebene System wurden Simulationen durchgeführt. Dabei wurde einerseits die Möglichkeit untersucht, mit der Wärmepumpe zu kühlen und parallel Warmwasser über den Enthitzer zu erwärmen. Zusätzlich wurde analysiert, wie hoch die energetischen Gewinne sind, die generell mit einem Enthitzer möglich sind. Der Enthitzer wird dabei sowohl im Raumheizungs- als auch im Kühlbetrieb eingesetzt, um die Warmwasserbereitung parallel zu unterstützen. Um den Einfluss unterschiedlicher Lastverhältnisse bei der Raumheizung und -kühlung zu untersuchen, wurden drei verschiedene klimatische Bedingungen in Europa berücksichtigt. Eine kurze Zusammenfassung der Ergebnisse erfolgt in diesem Kapitel. Weitere Details sind ausführlich in einer open-access Publikation dokumentiert [Heinz et al., 2022].

Die Ergebnisse für die Jahres-Wärmebilanzen des Systems für die drei Standorte, jeweils mit und ohne Enthitzer (DES) sind in Abbildung 5-24 dargestellt. Der Warmwasser-Wärmebedarf („Load DHW“ in Abbildung 5-24) ist bei allen Varianten gleich, aber die thermischen Verluste sind bei der Warmwasser-Verteilungstemperatur von 60 °C (WW60, siehe 5.3.2) höher als bei WW50. Dies liegt vor allem an den

höheren Verlusten der Zirkulationsleitung, aber auch an den höheren Speicherverlusten aufgrund der höheren Temperaturen. Der Systemstrombedarf ($W_{el,sys}$) ist bei WW50 in allen betrachteten Varianten um 1,8 bis 2,6 MWh niedriger. Dies liegt zum einen an den niedrigeren Wärmeverlusten und zum anderen an der besseren Effizienz der WP im Warmwasser-Ladebetrieb aufgrund der niedrigeren Kondensationstemperaturen und dem geringeren Stromverbrauch der elektrischen Heizung. Als Beispiel zeigen die Ergebnisse für Innsbruck für WW50 im Vergleich zu WW60 in Tabelle 3, dass im System ohne DES der Stromverbrauch der WP im Warmwasser-Ladebetrieb ($W_{el,HP,DHW}$) um 19 % und der Stromverbrauch der E-Patrone ($W_{el,Heater}$) um 91 % reduziert wird. Die starke Reduktion von $W_{el,Heater}$ zeigt, dass die E-Patrone aufgrund der Betriebsgrenzen des Kompressors nur bei hohen Temperaturen und niedrigen Umgebungsbedingungen eingesetzt wird. In den Systemen ohne DES ist die Wärmebereitstellung durch die E-Patrone in den kälteren Klimazonen Helsinki (1,56 MWh) und Innsbruck (698 kWh) höher als im warmen Klima von Madrid (314 kWh). Bei den Varianten mit WW50 kommt die E-Patrone bei allen drei Klimas kaum zum Einsatz.

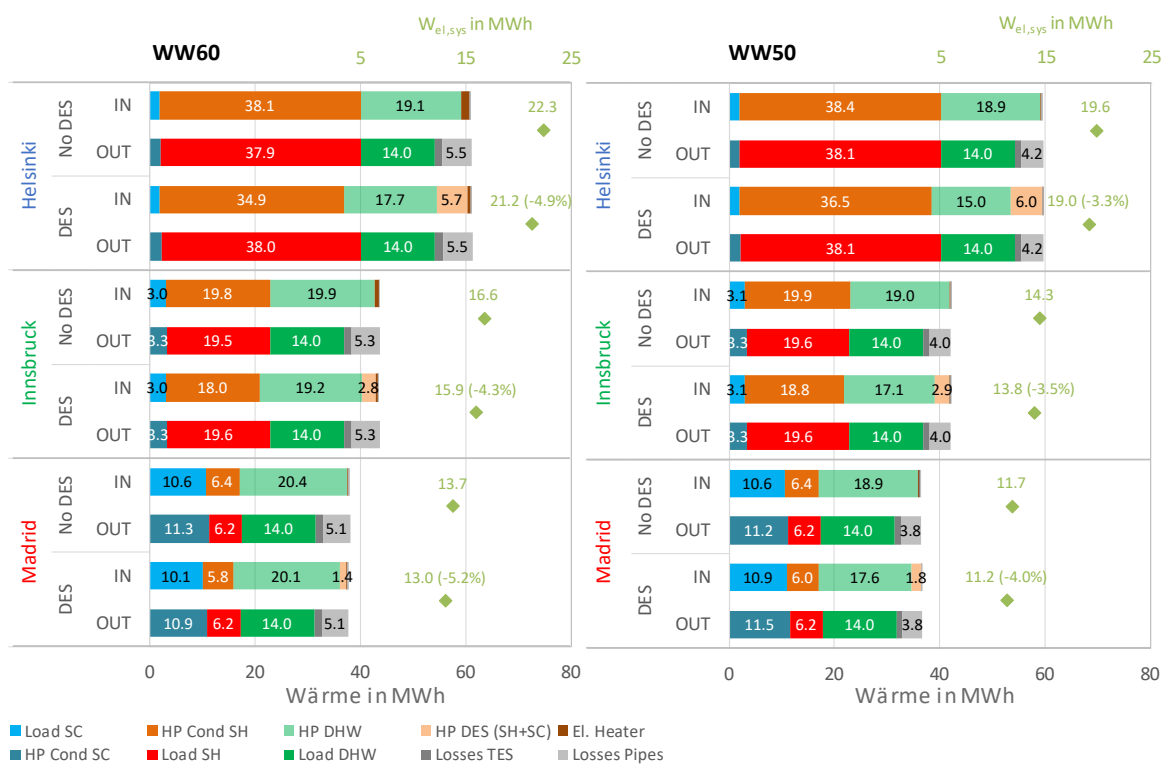


Abbildung 5-24: Jahres-System-Energiebilanzen und Gesamt-Stromverbrauch ($W_{el,sys}$) für WW60 (links) und WW50 (rechts) für das System mit (DES) und ohne Enthitzer (No DES).

Die Verwendung des DES führt zu Einsparungen an elektrischer Energie, hauptsächlich begründet durch zwei Effekte:

- Die Wärmeerzeugung der WP im Warmwasser-Ladebetrieb ($Q_{HP,DHW}$ in Tabelle 3), die bei hohen Kondensationstemperaturen stattfindet, wird durch die effizientere Wärmeerzeugung über den DES parallel zum Heizungs-Ladebetrieb reduziert. Dadurch kommt es zu einer Einsparung beim Stromverbrauch der WP ($W_{el,HP,tot}$).
- Die Wärmebereitstellung durch die E-Patrone ($W_{el,Heater}$ in Tabelle 3) wird reduziert. Bei niedrigen Umgebungstemperaturen kann die WP parallel zum Heizungs-Ladebetrieb über den DES hohe Temperaturen bereitstellen, was im reinen Warmwasser-Ladebetrieb aufgrund der Betriebsgrenzen des Verdichters nicht möglich ist.

Tabelle 3: Detaillierte Ergebnisse aller simulierten Varianten

		WW60						WW50					
		Helsinki		Innsbruck		Madrid		Helsinki		Innsbruck		Madrid	
		No DES	DES	No DES	DES	No DES	DES	No DES	DES	No DES	DES	No DES	DES
$Q_{HP,DHW}$	MWh	19.07	17.66	19.87	19.23	20.40	20.06	18.88	15.01	18.95	17.07	18.90	17.64
$Q_{HP,Cond,SH}$	MWh	38.10	34.92	19.81	17.98	6.39	5.79	38.40	36.52	19.90	18.81	6.40	6.03
$Q_{HP,Cond,SC}$	MWh	2.11	2.17	3.28	3.28	11.26	10.94	2.08	2.14	3.30	3.33	11.20	11.51
$Q_{HP,DES,SH}$	MWh	-	5.60	-	2.59	-	0.77	-	5.83	-	2.71	-	0.79
$Q_{HP,DES,SC}$	MWh	-	0.10	-	0.17	-	0.59	-	0.15	-	0.23	-	1.04
$W_{el,HP,DHW}$	MWh	8.43	7.63	8.76	8.26	8.62	8.29	7.17	5.54	7.08	6.29	6.70	6.26
$W_{el,HP,SH}$	MWh	10.66	11.35	5.47	5.56	1.60	1.58	10.72	11.79	5.46	5.79	1.60	1.64
$W_{el,HP,SC}$	MWh	0.38	0.38	0.62	0.62	2.18	2.05	0.37	0.38	0.63	0.61	2.15	2.21
$W_{el,HP,tot}$	MWh	19.77	19.64	15.23	14.81	12.80	12.32	18.56	18.00	13.56	13.08	10.85	10.52
$W_{el,Heater}$	MWh	1.56	0.59	0.70	0.39	0.31	0.07	0.15	0.04	0.06	0.04	0.21	0.02
$W_{el,Pumps}$	MWh	0.94	0.95	0.71	0.72	0.61	0.61	0.92	0.94	0.71	0.72	0.61	0.66
$W_{el,sys}$	MWh	22.27	21.19	16.65	15.92	13.73	13.01	19.64	18.99	14.33	13.83	11.67	11.20
SPF_{HP}	-	3.00	3.08	2.82	2.92	2.97	3.10	3.20	3.31	3.11	3.22	3.36	3.52
SPF_{sys}	-	2.42	2.55	2.20	2.30	2.25	2.34	2.75	2.85	2.56	2.65	2.64	2.78

Die Ergebnisse in Abbildung 5-24 und Tabelle 3 zeigen, dass die Wärmebereitstellung durch den DES („HP DES (SH+SC)“ in Abbildung 5-24) mit zunehmendem Heizwärmebedarf und Kühlbedarf steigt. Aus diesem Grund werden die höchsten Werte für das Klima in Helsinki und die niedrigsten für Madrid erreicht, wo der Gesamtwärmebedarf am niedrigsten ist. Die Einsparungen in Bezug auf den Systemstromverbrauch $W_{el,sys}$ aufgrund des DES liegen zwischen 4,3 und 5,2 % für die Varianten mit WW60 und zwischen 3,3 und 4 % für WW50. Die höheren Einsparungen bei WW60 sind vor allem auf eine zusätzliche, deutliche Reduktion von $W_{el,Heater}$ zurückzuführen. In Innsbruck und bei WW60 resultieren die Einsparungen beispielsweise aus einer Reduktion von $W_{el,Heater}$ um 306 kWh und von $W_{el,HP,tot}$ um 430 kWh. Bei WW50 ergeben sich Einsparungen durch eine Reduktion von $W_{el,Heater}$ um 28 kWh und von $W_{el,HP,tot}$ um 479 kWh.

Bei WW60 ist die Wärmebereitstellung durch den DES im Kühlbetrieb ($Q_{HP,DES,SC}$) in Helsinki (100 kWh) und Innsbruck (171 kWh) aufgrund des geringen Kühlbedarfs im Vergleich zum Heizungsbetrieb eher niedrig. In Madrid, wo der Kühlbedarf („Load SC“ in Abbildung 5-24) am höchsten ist, erreicht $Q_{HP,DES,SC}$ 591 kWh. Mit WW50 liefert der DES in allen Varianten mehr Wärme, sowohl beim Heizen als auch beim Kühlen. Die niedrigere Solltemperatur am Wasseraustritt des DES (55 °C statt 65 °C) führt zu einem höheren Anteil des DES an der gesamten Wärmeabgabe auf der Hochdruckseite.

Ein Vergleich der Ergebnisse für die Varianten ohne DES und WW60 mit jenen mit DES und WW50 zeigt, dass das Gesamteinsparungspotenzial bzgl. $W_{el,sys}$ beim Einsatz eines DES und der Reduzierung der Warmwasserverteilungstemperatur von 60 auf 50 °C zwischen 2524 kWh (-18%) in Madrid und 3284 kWh (-15%) in Helsinki liegt.

Generell ist der Einsatz einer Luftwärmepumpe in Gebäuden mit zentraler Warmwasserbereitung mit Nachteilen verbunden. Diese liegen zum einen in einer geringeren Effizienz der Wärmepumpe aufgrund der erforderlichen hohen Warmwassertemperaturen. Andererseits können manche Außenluft-Wärmepumpen die notwendigen hohen Temperaturen, insbesondere bei tiefen

Außenlufttemperaturen nicht bereitstellen. In diesem Fall kommt es zu einer vermehrten Wärmebereitstellung durch die elektrische Nachheizung. Daher ist beim Einsatz von Wärmepumpen in Mehrfamilienhäusern eine dezentrale Warmwasserbereitung vorzuziehen, die auch bei niedrigeren Temperaturen (50-55 °C) als Legionellen-sicher gilt.

5.3.4. MFH mit PV ohne Kühlung und paralleler Warmwasserbereitung

Analog zum Einfamilienhaus wurden auch für das MFH basierend auf dem oben beschriebenen Simulationsmodell Parametervariationen mit PV-Anlage unter Nutzung der beiden Pufferspeicher als auch der Fußbodenheizung zur Gebäudemassenaktivierung für die Strategie der PV-Überwärmung durchgeführt. Zusätzlich wurde das Simulationsmodell mit einer 150 m² PV-Anlage mit 26.636 kWh Jahresproduktion und analog zum Einfamilienhaus (siehe Kapitel 5.2.1) ein Haushaltsstrom-Lastprofil mit insgesamt 18.753 kWh ergänzt. Weiters wurde das Gebäudemodell mit 36 kWh/m² Heizwärmebedarf erweitert um die zwei Varianten saniertes Mehrfamilienhaus nach EnerPHit-Standard sowie Neubau nach Passivhaus-Standard mit 25 kWh/m² bzw. 10 kWh/m² Heizwärmebedarf indem die Lüftungsverluste unter Annahme eines Lüftungs-Wärmerückgewinnungssystems mit entsprechenden Wärmerückgewinnungsgraden angenommen wurde. Zusätzlich wurden die Warmwasser-Zapftemperaturen auf die Varianten 60, 55, 50, 45 und 40°C (immer bei gleichem Wärmeverbrauch) erweitert, um den Einfluss und die Bedeutung der Warmwasserbereitung auf die Gesamtsystemeffizienz mit zu berücksichtigen. Für die Fälle PV-Überwärmung via Fußbodenheizung als Gebäudemassenaktivierung wurden auch hier die zwei Varianten mit Heizungsvorlauf-temperatur-überhöhung von +3K bzw. +10K simuliert.

Als Überblicksergebnis sind hier, wie auch in Kapitel 5.2.6 für das Einfamilienhaus beschrieben, die sich resultierenden Betriebskosten in Abbildung 5-25 dargestellt. Die Betriebskosten sind definiert als Kosten des Netzstroms (0,18 EUR/kWh) für die Wärmepumpe und den Haushaltsstromverbrauch abzüglich der Vergütung (0,05 EUR/kWh) für den ins Netz eingespeisten und an den Stromversorger verkauften PV-Überschuss. Diese finanzielle Annahme wurde im Jahr 2018 auf der Grundlage der tatsächlichen Situation zu diesem Zeitpunkt getroffen.

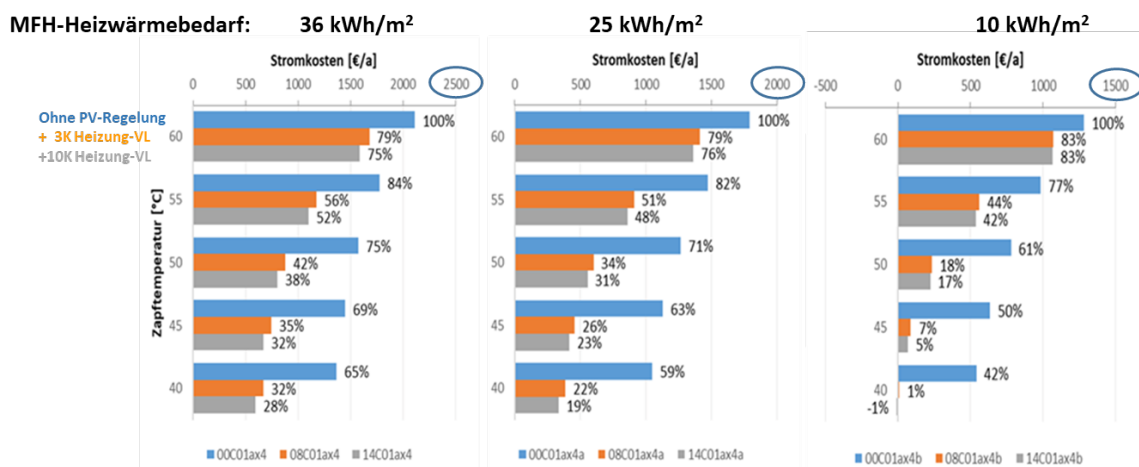


Abbildung 5-25: Jahres-Betriebskosten der drei Gebäudestandards gekoppelt mit einer 150 m² PV-Anlage mit 26.636 kWh Jahresproduktion.

Ähnlich dem Ergebnis im Einfamilienhaus bringt die Steigerung der Heizungsvorlaufemperatur-überhöhung von +3K auf +10K nur sehr wenig zusätzlichen Vorteil, je niedriger der Heizwärmebedarf des Gebäudes, umso kleiner wird auch der Nutzen der „+10K“ Strategie.

Deutlichen Einfluss hat die Warmwasser-Zapftemperatur, besonders die ersten Schritte von 60°C auf 55°C bzw. auf 50°C bringen den größten Effekt, je niedriger der Heizwärmebedarf des Gebäudes, umso größer wird zusätzlich in diesem Fall auch der Nutzen der Strategie zur Senkung der Temperatur, da ja energetisch betrachtet das Verhältnis für die Warmwasserbereitung gegenüber der Heizung ansteigt.

5.4. Validierung des WP-Modells mittels Labormessungen

Alle Simulationen im Projekt wurden mit dem semi-physikalischen Wärmepumpenmodell „Type 887“ durchgeführt, das großteils am Institut für Wärmetechnik der TU Graz, basierend auf Vorarbeiten des Instituts für Solartechnik in Rapperswil (www.solarenergy.ch), entwickelt wurde. Das Modell basiert auf einer iterativen Berechnung des Kältemittelkreislaufs unter Verwendung der thermodynamischen Eigenschaften des Kältemittels [Dott et al., 2013] [Hengel et al., 2014] und der Berechnung der Wärmeübertragung in den einzelnen Wärmetauschern. Start/Stopp-Verluste und Abtauverluste werden im Modell berücksichtigt.

Die Parametrierung des Modells erfolgte im Projekt anhand von Messdaten des Projektpartners IDM von einer reversiblen Außenluft-Wasser-Wärmepumpe. Es wurden detaillierte Leistungsdaten (isentropen Gesamtwirkungsgrad und volumetrischer Wirkungsgrad) des Verdichters verwendet, abhängig von der Verdampfungs- und Kondensationstemperatur sowie der Verdichterdrehzahl. Die Betriebsgrenzen des Verdichters (max. Kondensations- und min. Verdampfungstemperatur in Abhängigkeit von der Verdichterdrehzahl) wurden unter Bezugnahme auf die Herstellerangaben sorgfältig berücksichtigt. Dies war besonders wichtig für die Warmwasserbereitung, bei der die höchsten Kondensationstemperaturen auftreten (siehe Abschnitt 5.3.2).

Alle Wärmetauscher werden im Modell mit der Effectiveness-NTU-Methode [Incropera und DeWitt, 2002] modelliert. Diese wird für den überhitzten, den zweiphasigen und den unterkühlten Bereich des Kältemittels getrennt angewendet, wie für den jeweiligen Wärmetauscher erforderlich. Aufgrund der relativ großen Bandbreite an Massenströmen auf beiden Seiten (Kältemittel und Sekundärseite - Wasser oder Luft) bei Verwendung eines drehzahlregelbaren Verdichters wurden die U-Werte der Wärmetauscher in Abhängigkeit der Massenströme berücksichtigt.

Die Simulations-Ergebnisse mit dem parametrisierten Modell wurden mit den von IDM zur Verfügung gestellten Messdaten verglichen, wie in Abbildung 5-26 dargestellt. Es standen Messungen von stationären Betriebszuständen für achtzig (80) Betriebspunkte¹ zur Verfügung, davon 14 im Kühlbetrieb mit gleichzeitiger Warmwasserbereitung über den Enthitzer. Ein Vergleich der Ergebnisse ist in Abbildung 5-26 dargestellt. Es konnte eine gute Übereinstimmung mit den Messdaten erreicht werden. Für die betrachteten Betriebspunkte konnte das Modell den COP mit einem RMSE² von 5,5% bzw. die Heiz- und Kühlleistung mit 5,7% berechnen. Das anhand der Messdaten parametrisierte Modell

¹ Drehzahlbereich Verdichter: 1200 bis 7200 rpm

Luft-Temperatur: Heizbetrieb: -10 bis 20 °C, Kühlbetrieb: 30 bis 40 °C

Wasser-Austrittstemperatur: Heizbetrieb: 35 bis 62 °C, Kühlbetrieb: 3 bis 17 °C

Enthitzer: Wasser-Eintritt: 9 bis 22 °C, Wasser-Austritt: 55 °C

² Root Mean Square Error

wurde für die Simulationen im Einfamilienhaus verwendet. Da die betrachtete Wärmepumpe für das im Projekt verwendete Mehrfamilienhaus zu klein war, wurde das Modell bzw. die Leistung für diese Simulationen um den Faktor drei hoch-skaliert.

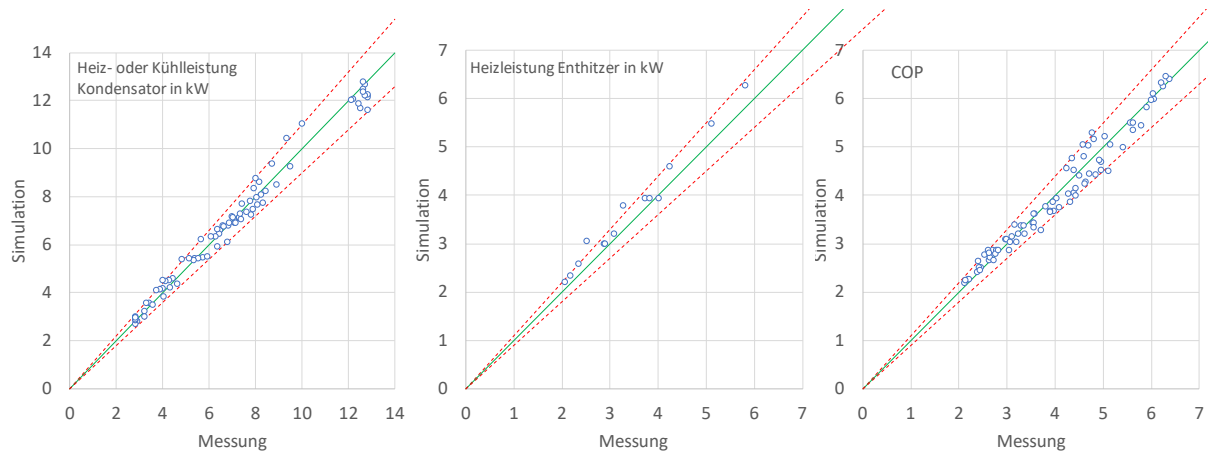


Abbildung 5-26: Simulationsergebnisse im Vergleich zu den experimentellen Daten für die betrachtete WP (80 Betriebspunkte insgesamt, 14 Betriebspunkte mit Enthitzer)

5.5. Testobjekte mit InSitu-Betriebs-Monitoring

Anhand von zwei Beispielen der Testobjekte mit der integrierten Datenerfassung der Wärmepumpen- bzw. Gebäuderegulation kann nachfolgend qualitativ das Gebäudeverhalten in Form der Raumtemperaturverläufe in Abhängigkeit des Wärmepumpen- bzw. Heizsystembetriebes dargestellt werden.

5.5.1. Einfamilienhaus

Ein bestehendes Einfamilienhaus in NÖ mit einer iDM-Luft-Wärmepumpe und einer direkt gekoppelten Fußbodenheizung mit Einzelraumregelung und einem Pufferspeicher mit Warmwasserstation im Durchlaufprinzip (Abbildung 5-27) und eine 3 kWp-PV-Anlage wurde durch Modernisierung der Wärmepumpenregelung auf den neuesten Entwicklungsstand gebracht. In diesem System besteht keine Möglichkeit aus dem Pufferspeicher die Fußbodenheizung zu versorgen, der Heizestrich ist also der einzige verfügbare Heizspeicher. Da die 3 kWp-PV-Anlage sich als zu leistungsschwach für relevante Betriebszeiten der Wärmepumpe im PV-Überwärmungsmodus herausgestellt hat, wurde für den Testbetrieb die PV-Anlage virtuell in ihrer Leistung verdoppelt indem in der Regelung die PV-Erzeugung mit dem Faktor 2 multipliziert wird.

In diesem Haus wurde analog zu den Simulationen die Heizungsregelung der Wärmepumpe derart adaptiert bzw. von den Bewohnern parametrisiert, dass bei ausreichendem PV-Überschuss die Soll-Raumtemperatur um +1,5K von 22°C auf 23,5°C erhöht bzw. die aktuelle außentemperaturabhängige Heizungsvorlauftemperatur um 1,5K angehoben wird.

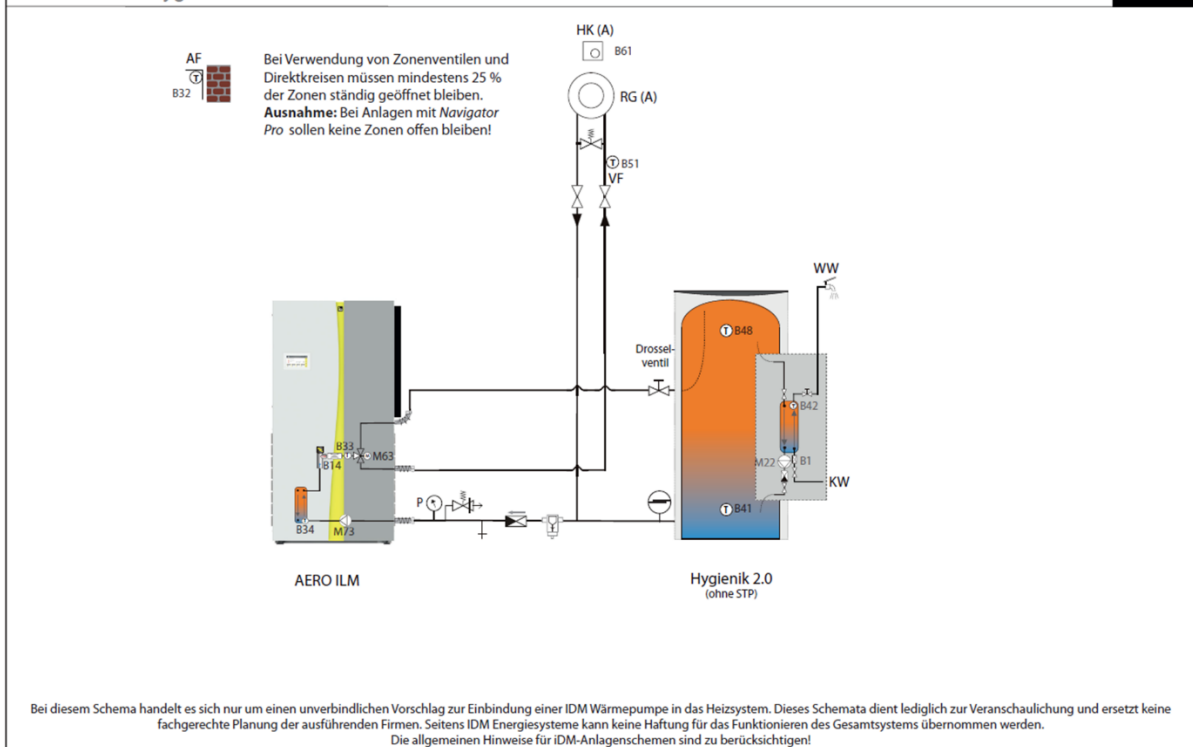


Abbildung 5-27: Hydraulikkonzept des Einfamilienhauses (Quelle: iDM Energiesysteme)

In Abbildung 5-28 (bzw. in Abbildung 5-29 mit zoomter y-Achse) ist beispielhaft ein schöner, sonniger Tag, der 10.3.2022 dargestellt. Nach der Warmwasserbereitung von ca. 09:00 bis 11:00 Uhr ist die Wärmepumpenheizung von ca. 12:00 Uhr bis 14:00 Uhr im PV-Überwärmmodus aktiv wie an der „Sollvorlauftemp. HK A“ (schwarz gepunktete Linie) bzw. der Raum-Solltemperatur „Soll Temp R1“ (grün strich-punktiert) mit den 1,5K Sprüngen um ca. 11:00 und 14:00 Uhr zu sehen ist. Die gemessene Raumtemperatur „Ist Temp R1“ zeigt nach dem PV-Überwärmmodus um ca. 16:00 Uhr eine maximale Überhöhung um ca. 0,6K auf 22,6°C, also deutlich unter der im PV-Überwärmungsmodus erlaubten 23,5°C. Eine zusätzliche Beeinflussung der gemessenen Raumtemperatur durch elektrische interne Lasten kann anhand des parallelen Leistungsverlaufes von „Akt. PV-Produktion“ bzw. „akt. PV-Überschuss“ praktisch ausgeschlossen werden, eine Auswirkung durch eine stark steigende Anzahl von Personen und insbesondere allfälliger Sonneneinstrahlung durch die Fenster ist natürlich möglich.

Als Vergleich dazu ist in Abbildung 5-30 der 15.3.2022 dargestellt, an dem die gemessene Raumtemperatur sehr gut der vorgegebenen Soll-Raumtemperatur folgt.

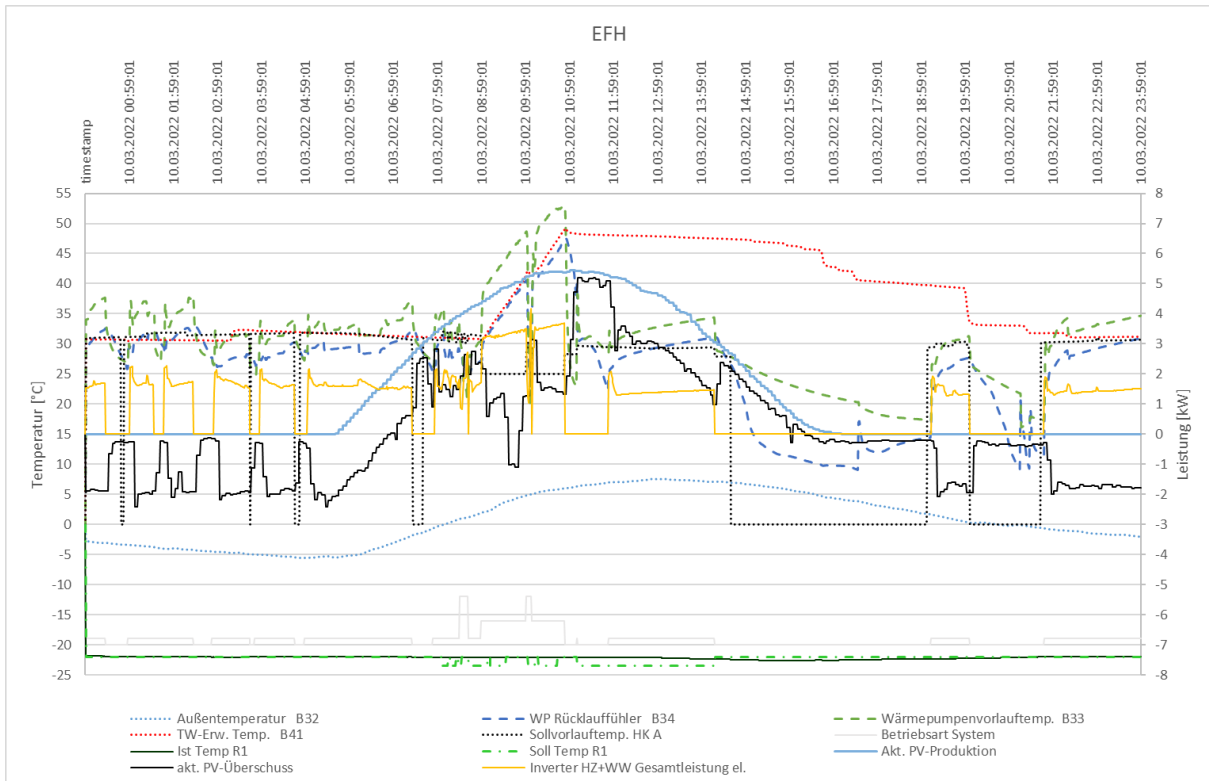


Abbildung 5-28: Monitoringdaten des 10.3.2022 mit einem sehr schönen, sonnigen Tag. Für eine bessere Lesbarkeit sind „Ist Temp R1“ und „Soll Temp R1“ als negative Werte aufgetragen bzw. „Betriebsart System“ ist auf die Linie -20 als Nulllinie abgesenkt (1=Heizen, 4=Warmwasser, 8=Abtauen).

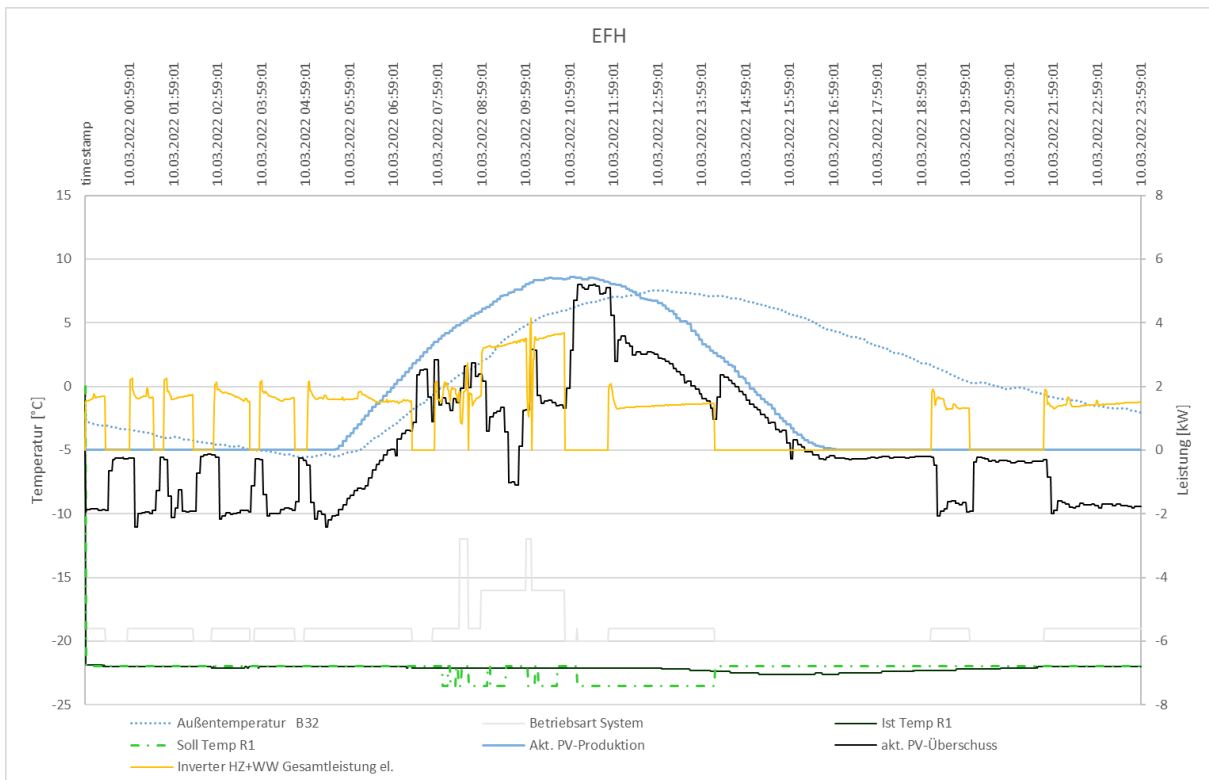


Abbildung 5-29: Monitoringdaten des 10.3.2022 wie in Abbildung 5-28 aber mit gezoomter y-Achse. Für eine bessere Lesbarkeit sind „Ist Temp R1“ und „Soll Temp R1“ als negative Werte

aufgetragen bzw. „Betriebsart System“ ist auf die Linie -20 als Nulllinie abgesenkt (1=Heizen, 4=Warmwasser, 8=Abtauen).

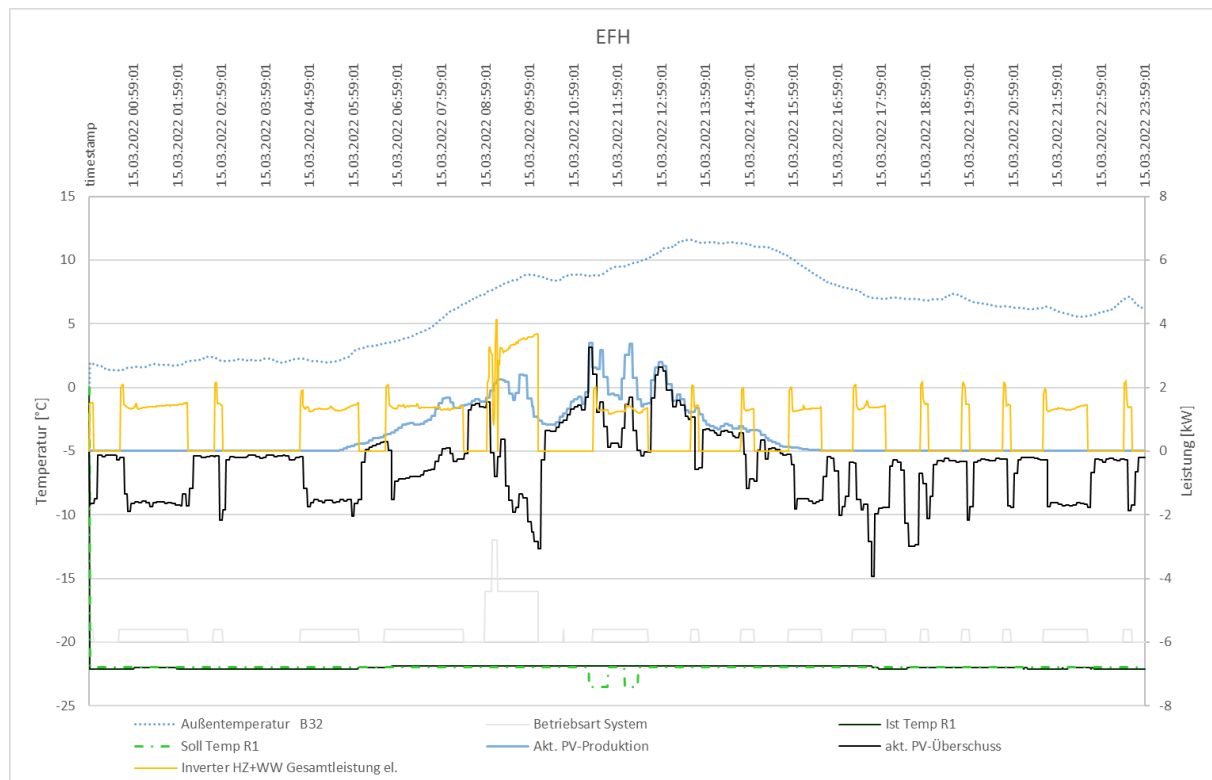


Abbildung 5-30: Monitoringdaten des 15.3.2022 mit wenig Sonneneinstrahlung. Für eine bessere Lesbarkeit sind „Ist Temp R1“ und „Soll Temp R1“ als negative Werte aufgetragen bzw. „Betriebsart System“ ist auf die Linie -20 als Nulllinie abgesenkt (1=Heizen, 4=Warmwasser, 8=Abtauen).

5.5.2. Mehrfamilienhaus mit 2-Leiternetz und dezentrale WW-Speicher

Ein Mehrfamilienhaus mit 12 Wohneinheiten, einer Zahnarztpraxis und einem Büro mit Fußbodenheizung steht im Großraum Lienz in Ost-Tirol (Abbildung 5-31) und ist mit einer 2-stufigen Grundwasser-Wärmepumpe, einem zentralen Pufferspeicher und wohnungswise dezentralen Warmwasserspeichern (enerboxx der Fa Pink) mit angesteuerten Fußbodenheizkreisen (Abbildung 5-32) sowie einer 24 kWp PV-Anlage ausgestattet.

In diesem Haus wurden analog zu den Simulationen die Regelungen der Wärmepumpe bzw. der Gebäudeheizungsregelung derart adaptiert, dass bei ausreichendem PV-Überschuss die Soll-Raumtemperatur um 3K angehoben bzw. die Heizungsvorlauftemperatur in 2K-Stufen als Funktion der Außentemperatur von 2K bis 10K überhöht wird.



Abbildung 5-31: Mehrfamilienhaus im Großraum Linz in Ost-Tirol (Quelle: Martin Korber)

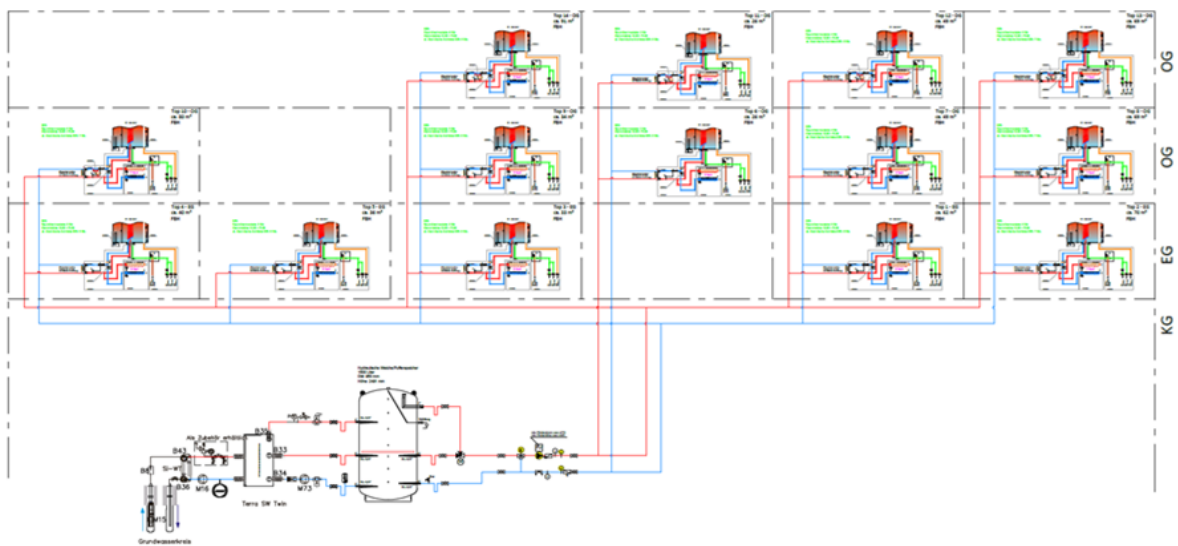


Abbildung 5-32: Hydraulikkonzept mit 2-stufiger Grundwasser-Wärmepumpe, einem zentralen Pufferspeicher und wohnungweise dezentralen Warmwasserspeichern und Fußbodenheizkreisen. (Quelle: neotec Energiesysteme GmbH)

In Abbildung 5-33 sind die Leistungsverläufe des Smartfox-Energiemanager am 17.10.2021, einem sehr schönen sonnigen Herbsttag, beispielhaft dargestellt. Um ca. 07:00 Uhr wird die Wärmepumpe von der Heizungsregelung wegen zu geringer Temperatur im Pufferspeicher für ca. 20 Min standardmäßig angefordert. Um 09:12 Uhr kommt die nächste standardmäßige Anforderung der Wärmepumpe, die aber bereits um 09:23 Uhr Dank ausreichendem PV-Überschuss in den PV-Überheizungsmodus umgewandelt wird, zuerst nur mit einem Kompressor aber dann bald mit zwei Kompressoren. In Abbildung 5-34 ist dies am sprunghaften Anstieg der Heizungs-Soll-Vorlauftemperatur „44:T.Netz VL SOLL Heizbetrieb“ um 6K auf 35°C bzw. auch in Abbildung 5-35 an dem Wärmepumpen Anforderungssignal „14: Anf.WP Heizbetrieb 0-10V“ zu erkennen.



Abbildung 5-33: Leistungsverläufe des Smartfox-Energiemanager am 17.10.2021 mit Stromaustausch mit Stromnetz, PV-Erzeugerleistung, Wärmepumpe elektrische Aufnahmeleistung und Wärmepumpe erzeugte thermische Leistung.

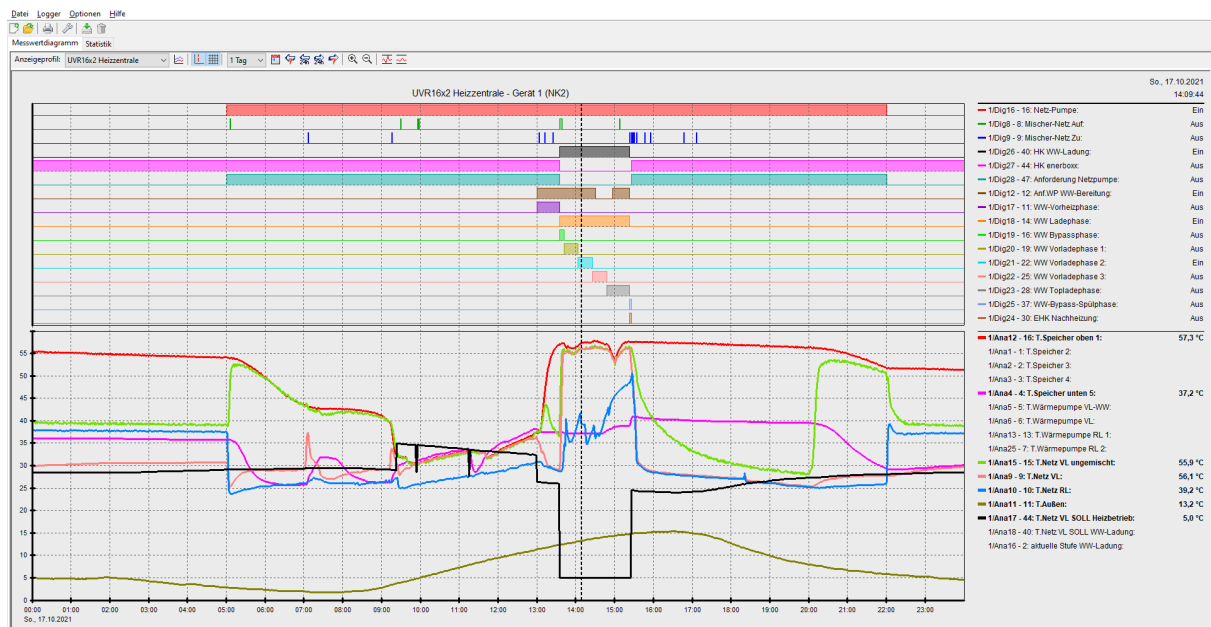


Abbildung 5-34: Monitoringdaten der Heizzentrale mit den Speicher- und Netztemperaturen.

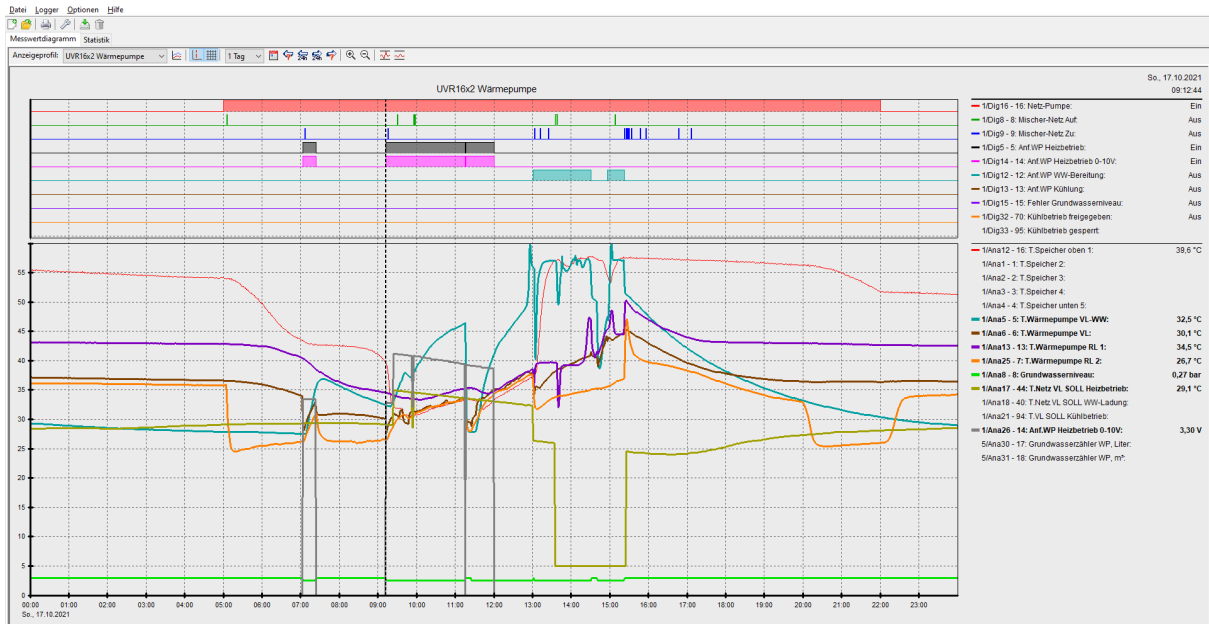


Abbildung 5-35: Monitoringdaten der Wärmepumpe mit den Speicher- und Wärmepumpentemperaturen sowie dem Wärmepumpen Anforderungssignal „14: Anf.WP Heizbetrieb 0-10V“.

In Abbildung 5-36 ist das Verhalten einer Wohneinheit dargestellt. Die Raumtemperatur Sollwertvorgabe „24: Zonenregelung“ gibt in der Nacht 21°C, am Tag 23°C als Soll-Raumtemperatur und zur Zeit der PV-Überwärmung 26°C als Maximal-Raumtemperatur vor. In dieser Wohnung hätte grundsätzlich um 09:23 Uhr gerade noch kein Heizbedarf bestanden, auf Grund des PV-Überheizungsmodus wird aber die Fußbodenheizung aktiviert und die Heizungsvorlauftemperatur steigt kontinuierlich bis knapp über 35°C an bis um 13:00 Uhr der PV-Überheizungsmodus abgeschaltet wird. Abbildung 5-38 zeigt dazu die sich einstellende Heizleistung mit ca 1,9 kW.

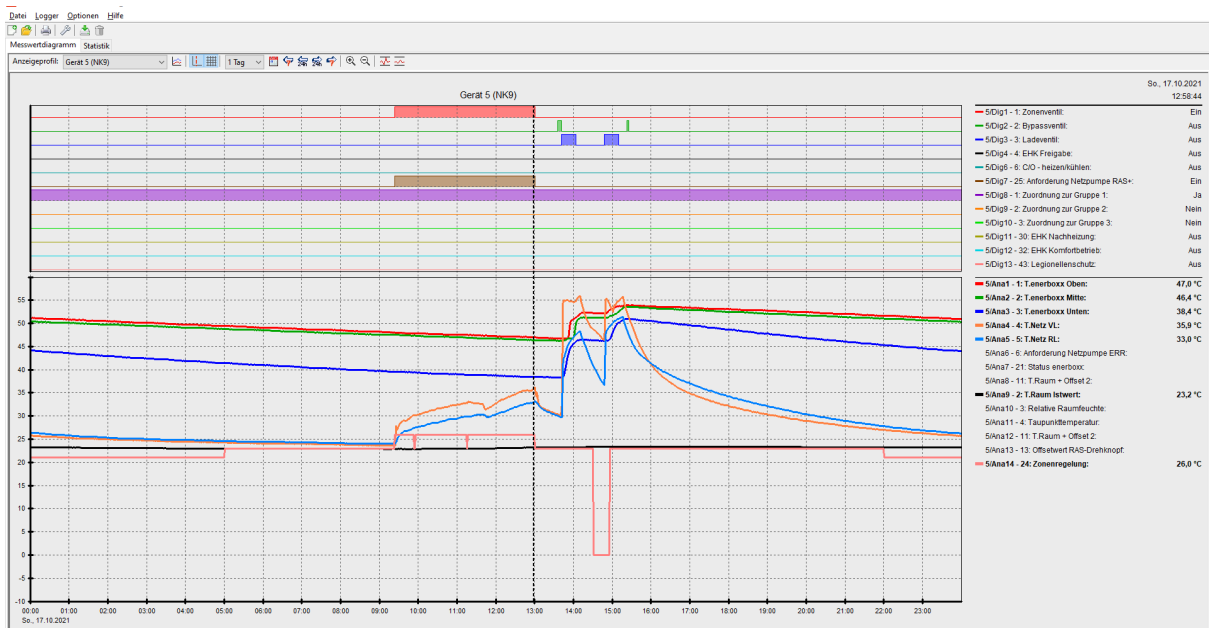


Abbildung 5-36: Monitoringdaten einer Wohneinheit mit den 3 Warmwasserspeichertemperaturen „T.enerbox Oben/Mitte/Unten“, den Netz Vor-

/Rücklauftemperaturen „T.Netz VL/RL“ sowie der Raumtemperatur Sollwertvorgabe „24: Zonenregelung“ und der gemessenen Ist-Raumtemperatur „2: T.Raum Istwert“.

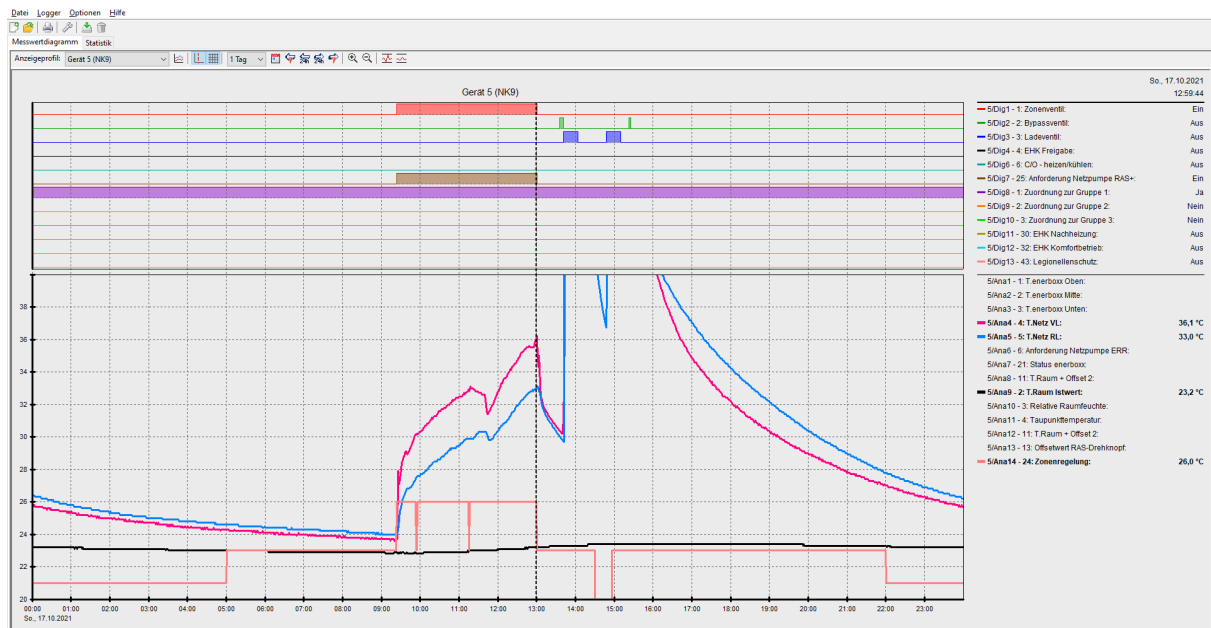


Abbildung 5-37: Monitoringdaten der gleichen Wohneinheit wie in Abbildung 5-36 aber mit gezoomter y-Achse.

Als wesentliche Erkenntnis ist in Abbildung 5-37 zu erkennen, dass sich die Ist-Raumtemperatur von 22,8°C auf nur 23,4°C nach dem PV-Überheizmodus um nur 0,6K erhöht, also die von der Heizungsregelung erlaubten 26°C bei weitem nicht erreicht obwohl mit einer um 6K überhöhten Heizungsvorlauftemperatur über gut 2,5 Stunden im PV-Überheizmodus geheizt wurde.

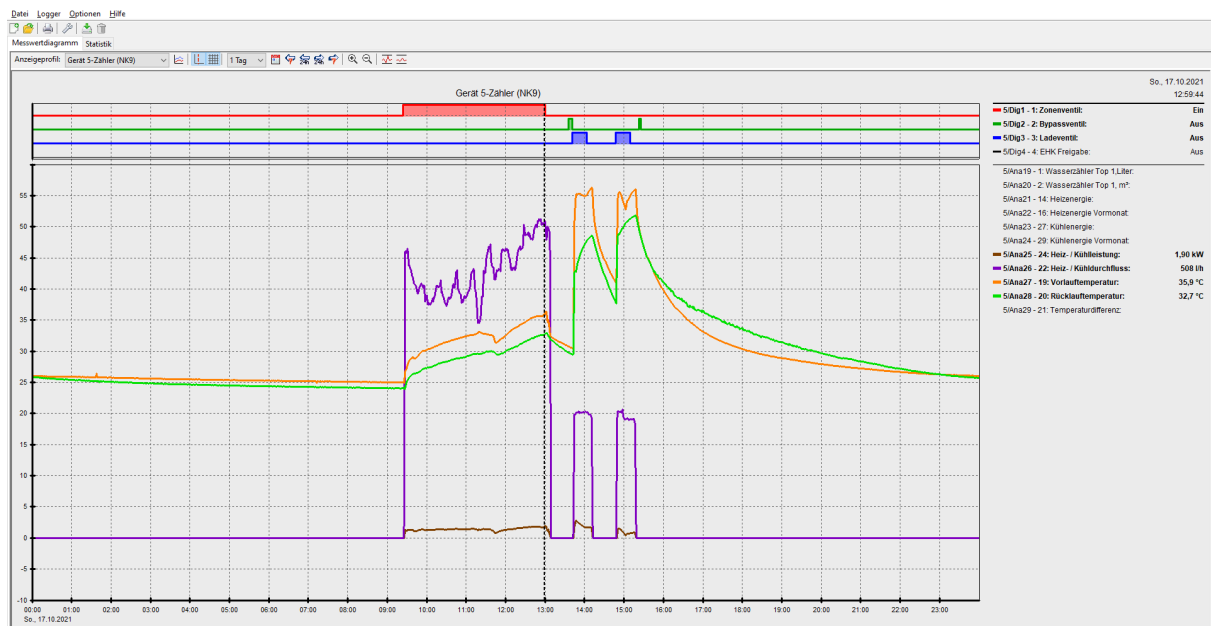


Abbildung 5-38: Monitoringdaten der gleichen Wohneinheit wie in Abbildung 5-36 zusätzlich mit der Heizleistung „24:Heiz-/Kühlleistung“ bzw. dem Volumenstrom „22:Heiz-/Kühldurchfluss“ des 2-Leiternetzes.

5.6. Nutzer:innenakzeptanz und mögliche Geschäftsmodelle

5.6.1. Fokusgruppen zu Nutzer:innenakzeptanz

Der Erfolg einer Technologie bzw. Regelstrategie ist immer auch von der Akzeptanz durch den Nutzer/die Nutzerin abhängig. Obligatorischerweise berücksichtigt das Geschäftsmodell des Anbieters diese, deshalb wurden hier sowohl Nutzer:innenverhalten, Nutzer:innenerwartungen und Nutzer:innenakzeptanz bezüglich technischer und komfortbezogener Veränderungen auf der einen Seite und mögliche Strategien in Geschäftsmodellen auf der anderen Seite untersucht und beleuchtet.

Es wurden zunächst zur Untersuchung von Nutzer:innenverhalten, Nutzer:innenerwartungen und Nutzer:innenakzeptanz 2 Fokusgruppen durchgeführt: eine in Matrie i.O. und eine in Graz. Gesucht wurden vorzugsweise Wärmepumpenbesitzer:innen, ausschließlich in Einfamilienhäusern mit einer bereits installierten Photovoltaikanlage. In der Vorbereitung der Fokusgruppen wurde mit dem Marktforschungsinstitut m(Research ein umfangreicher Leitfaden abgestimmt, nach dem die Fokusgruppen dann auch durchgeführt wurden. An den Fokusgruppen nahmen 9 (Matrie) bzw. 8 (Graz) Personen teil, das Format war eine moderierte Gruppendiskussion mit mehreren Abschnitten.

Im ersten Abschnitt wurde die Motivation, eine Wärmepumpe anzuschaffen, abgefragt. Charakteristisch erscheint, dass der „grüne Gedanke“ für die Besitzer:innen einer Wärmepumpe einer der Hauptgründe für die Entscheidung eine Wärmepumpe anzuschaffen ist. Weitere Hauptgründe für eine Wärmepumpe scheint die Effizienz der Wärmepumpe selbst zu sein und, dass die Wärmepumpe eine gute Alternative zu anderen Heizungsvarianten (Öl, Holz, Gas) ist. Die Möglichkeit der Kühlung des Gebäudes selbst dürfte eine geringere Rolle gespielt haben – ebenso die Förderung vom Land. Wobei typischerweise um Förderung angesucht wird, diese aber nicht als Hauptgrund für eine Wärmepumpe aufscheint. Die Förderung scheint ein positiver Nebeneffekt zu sein, wobei charakteristischerweise das Ansuchen um die Förderung als schwierig bzw. kompliziert genannt wird. Besonders in der Gruppe in Matrie wird die Fernwartung positiv hervorgehoben, wobei auch die Teilnehmer:innen der Gruppe in Graz die Fernwartung positiv beurteilen.

Im zweiten Abschnitt wurde die Bereitschaft für Temperatur-Veränderungen – sowohl Temperatur-Erhöhung als auch -Reduktion, die durch eine Energieoptimierung notwendig werden könnten, abgefragt. Die Ergebnisse zusammengefasst:

- Erhöhung um 1°C Akzeptanz ist gegeben
- Ab einer Erhöhung um 2°C wird bereits differenziert – besonders das Schlafzimmer wird heikel angesehen
- Eine Akzeptanz zu einer Erhöhung um 4°C kommt so gut wie nicht vor
- Absenkung um 1°C Akzeptanz eher gegeben
- Eine Absenkung um 2°C wird bereits kritischer gesehen

Es scheint so, dass ein geringer Komfortverlust akzeptiert werden würde, sofern sich dieser Komfortverlust in einer erheblichen Kostenersparnis oder in einer höheren Lebensdauer der Wärmepumpe niederschlagen würde. Diese Erkenntnisse sind insbesondere für die Simulationen von besonderer Bedeutung, da dort festgestellt wurde, dass signifikante Erhöhungen von

Vorlaufemperaturen aufgrund diverser Systemträgheiten nur zu Veränderungen der Raumtemperaturen von $\pm 1^\circ\text{C}$ führen würden.

Im dritten Abschnitt wurde die Bereitschaft zur zeitlichen Flexibilisierung bzw. Verlegung der Warmwasserbereitung abgefragt. Die Akzeptanz für eine zeitlich verschobene Wasseraufbereitung ist tendenziell in beiden Gruppen gegeben. Vereinzelt scheint es so, dass dies auch schon durchgeführt wird in Verbindung mit der Photovoltaikanlage. Kritischer scheinen jene dieser Art der Wasseraufbereitung gegenüberzustehen, welche einen Haushalt mit kleinen Kindern haben oder aber auch gar keinen Komfortverlust beim Warmwasser erleiden möchten.

Im letzten Abschnitt wurde die Frage gestellt, welche Dienstleistung bzw. welches Geschäftsmodell den Teilnehmer:innen denn am liebsten wäre. Hier gehen die Meinungen tendenziell am weitesten auseinander: Einerseits möchten sie die Handhabung nicht gänzlich aus der Hand geben, sehen die Möglichkeit einer Fernwartung allerdings als letzten Not-Anker bei Problemen doch positiv. Andererseits sagen andere Teilnehmer:innen auch, dass sie froh wären, wenn ihnen jemand die Aufgabe der Einstellungen und Optimierungen abnähme, da sie sich überfordert fühlen. Bezüglich etwaiger Kosten, die eine solche Dienstleistung verursachen dürfte, waren die Äußerungen sehr zurückhaltend, sie sollten die Kosten des Wartungsvertrages allerdings nicht wesentlich überschreiten.

5.6.2. Randbedingungen für mögliche Geschäftsmodelle

In weiterer Folge wurden die Ergebnisse der Befragung analysiert, im Projektteam diskutiert und mögliche Auswirkungen auf neue bzw. schon existierende Dienstleistungen ergründet. Dabei wurden im Projektteam mit der Methode „Business Model Innovation“ auf Basis des St. Galler Business Model Navigators eine Auswahl von 55 möglichen Geschäftsmodellen in einem Workshop auf eine maximale Anzahl von 6 Modellen reduziert, die als realistisch dafür betrachtet werden:

- Flatrate
- Integrator
- Performance-based Contracting
- Solution Provider
- Add-on
- Customer Loyalty

In weiterer Folge wurden diese Vorschläge versucht in ein Dienstleistungs-Geschäftsmodell wie folgt zu bringen:

Aufbauend auf die identifizierten potentiellen Geschäftsmodell-Strategien wurden zunächst kundenzentrierte Analysen (value proposition canvas) durchgeführt (Abbildung 5-39). Dadurch wird es erleichtert, ein Geschäftsmodell aufzubauen, das tatsächlich die Bedürfnisse der Kund:innen befriedigt und nicht daran vorbeigeht.

value proposition canvas

Einzelkunden WP+PV

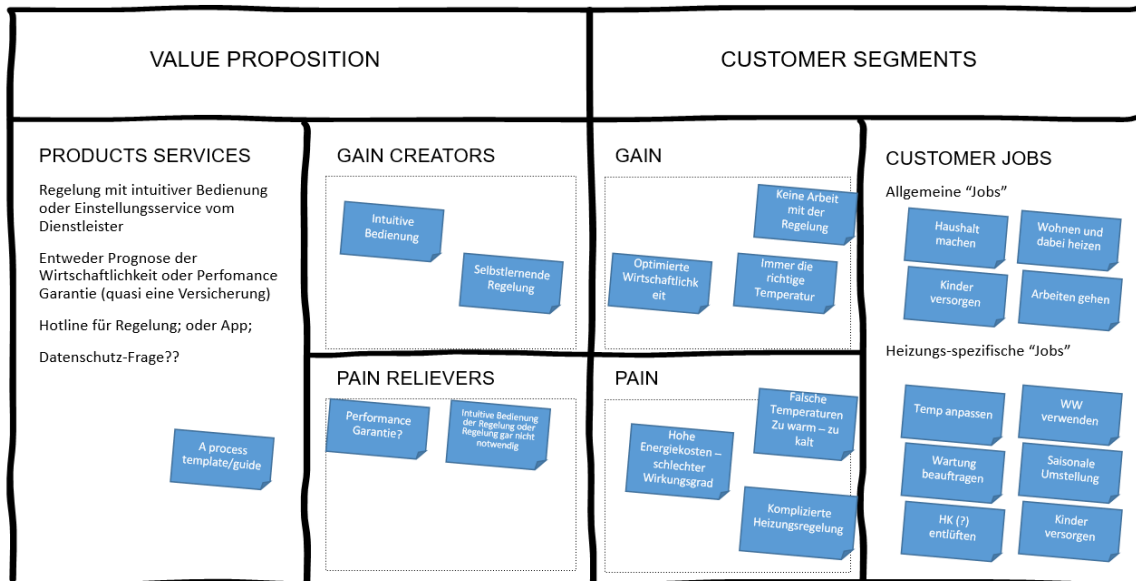


Abbildung 5-39: Value Proposition Canvas für Kunden mit Wärmepumpe und PV-Anlage

In weiterer Folge wurde darauf ein Business Model Canvas (Abbildung 5-40) erarbeitet. Darin wird das gesamte Geschäftsmodell visualisiert und vor allem der Marketing-Bereich – d.h. die Fragestellungen, was muss das Produkt/Service können, um die Kund:innenbedürfnisse zu befriedigen, wie erfährt der Kunde/die Kundin davon, wie steht der Anbieter mit seinem Kunden/seiner Kundin in Verbindung – wird darin detailliert beschrieben.

Business model canvas

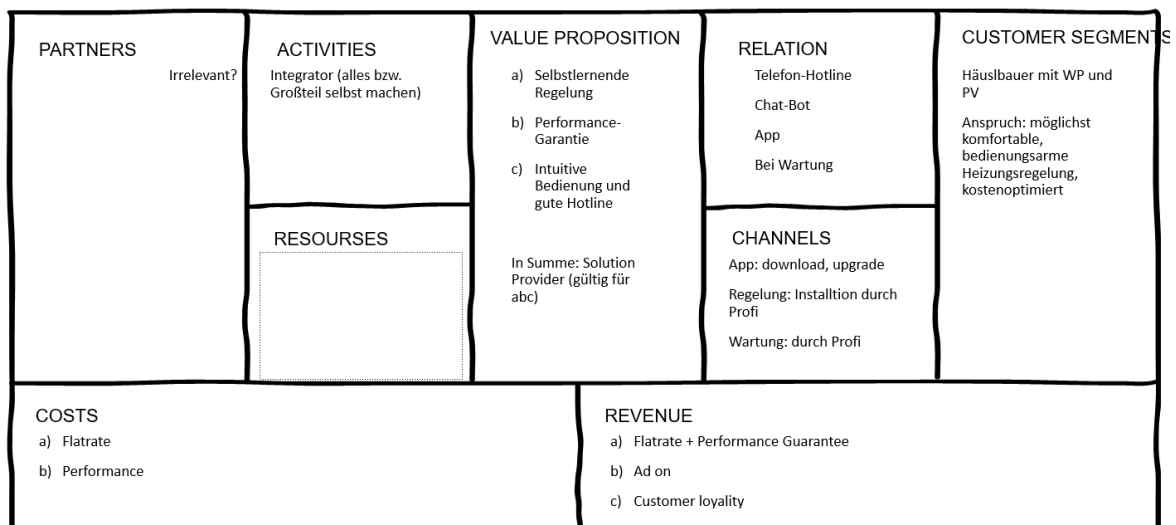


Abbildung 5-40: Business Model Canvas für Kund:innen mit Wärmepumpe und PV-Anlage

Bezüglich der Entwicklung bzw. Weiterentwicklung des Human Machine Interface (HMI) wurden zu einer diversen Ansicht des bestehenden HMIs in den Fokusgruppen für Feedback und Wünsche für Verbesserungen abgefragt, zum anderen wurden in Konsequenz daraus Verbesserungsvorschläge entwickelt. Wesentliches Element bei allen Verbesserungsvorschlägen ist vor allem, dass es sehr viele

Sub-Seiten in HMIs gibt, die vom Kunden/von der Kundin selten oder gar nicht benötigt werden. Diese sollten entweder in der zentralen Software in den Hintergrund gestellt werden oder es sollte individuelle Einstellungsmöglichkeiten (z.B. Favoriten, individuelle Ordner-Struktur, ...) geben, die ein Navigieren für den Kunden/die Kundin erleichtern.

Zusätzlich zu den Fragen der Geschäftsmodelle, der Nutzer:innenakzeptanz und des Bedienkomforts der Anlage stellte sich vorab auch die Frage der rechtlichen Situation bei komplexen Konstellationen, was Eigentum – vor allem bei Eigentümer:innengemeinschaften bzw. Mehrfamilienhäusern –, Nutzungen, Garantieleistungen (Funktionalität wie auch Performance) und auch Netznutzungsentgelte betrifft.

Aus den sich ergebenden Geschäftsmodellkonzepten welche als am besten geeignet erschienen, ergibt sich rechtlich keine Änderung der Besitzverhältnisse (z.B. PV-Fläche besitzt ein Dritter und benötigt einen Vertrag um die PV auf dem Dach des Kunden/der Kundin zu installieren und zu betreiben) bzw. auch keine direkten Geschäftsbeziehungen zwischen Drittem und Netzbetreiber oder anderen Stromlieferanten (z.B. keine Energiegemeinschaften mit anderen PV-Anlagen) da nur der optimierte Betrieb der eigenen Anlage Gegenstand der Geschäftsmodelle ist. Einzig zwischen dem/der PV-Wärmepumpen Besitzer/in und einem allfälligen externen Dritten als Betreiber mittels Zugriff auf die Regelung der Wärmepumpe bedarf es eines Vertrages, der die Grenzen der Betriebsbedingungen festlegt (z.B. maximale/minimale Netzstrompreise bzw. PV-Einspeisetarife innerhalb derer Grenzen der Wärmepumpenbetrieb betrieben werden darf). Als kritischer Punkt hat sich herausgestellt, dass bisher kein Ansatz gefunden wurde, wie ein allfälliger Vorteil gegenüber einem konventionellen Betrieb quantifiziert werden kann, um damit eine vertragliche Vergütung definieren zu können, da naturgemäß ein parallel konventionell betriebenes Haus als Vergleichsgröße nicht zur Verfügung steht. Für diese Anwendung wäre ev. das Konzept "digitaler Zwilling" denkbar, es wäre aber im Bereich Ein-/Mehrfamilienhaus wohl zu aufwendig und daher finanziell unwirtschaftlich. Im Rahmen von Nachfolgeprojekten mit Demonstrationsanlagen mit mehrjährigem Betrieb müssten entsprechende einfache, aber zuverlässige Rechenmodelle entwickelt werden, die mit ausreichender Genauigkeit den energetischen bzw. vor allem den finanziellen Vorteil berechnen können und als Basis für Vergütungsvereinbarungen zur Verfügung stehen.

6 Schlussfolgerungen

Grundsätzlich sei festgehalten: Die Erkenntnisse aus diesem Projekt basieren auf sehr vielen Annahmen für spezifische Randbedingungen und können daher nicht generalisiert für andere Fälle quantitativ zu gleichen Ergebnissen führen. Die Ergebnisse können aber zeigen, in welche Richtung es gehen kann und welche Größenordnungen möglich sind.

Für eine PV-Luft-Wärmepumpenanlage in einem als Niedrigenergiehaus konzipierten Einfamilienhaus kann unter Nutzung eines Standard-Pufferspeichers und einer Gebäudemassenaktivierung via Fußbodenheizung im Vergleich zu einer PV-Luft-Wärmepumpenanlage ohne Überwärmungskonzept der Netzstromverbrauch halbiert werden. Es wurden verschiedene Randbedingungen und Parameter untersucht, die zu dem Ergebnis führten, dass bereits die Standard-Estrichdicke (0,08 m) einer Fußbodenheizung mit +3K erhöhter Raumheizungsvorlauftemperatur bei PV-Überhitzung zu einer zusätzlichen Betriebskosteneinsparung von ca. 30% gegenüber einem Standard-Regelungskonzept führt.

Der PV-Eigenverbrauch allein für den Wärmepumpenbetrieb kann vervierfacht werden. Bezieht man den Haushaltsstromverbrauch für die gesamte Anlage mit ein, kann der PV-Eigenverbrauch immer noch verdoppelt werden. Das ist in etwa derselbe Effekt, den eine chemische Batterie typischerweise nur für den Haushaltsstromverbrauch erzielen kann (bei typischer Auslegung: 5 kWh Batterie-Kapazität für eine 5 kWp PV-Anlage), aber viel günstiger, da keine Investitionskosten für die "Wärmebatterie" anfallen, die sich ohnehin im Haus befindet.

Obwohl die Raumluft-Solltemperatur als Vorgabe während der PV-Überhitzung von 21°C auf 24°C erhöht wird, steigt die letztlich resultierende Raumlufttemperatur als Mittelwert in der Winterperiode nur um ca. 0,3K an. Die Tagesspitzentemperaturen steigen Dank der Verzögerung durch die thermische Masse kaum an, aber der Zeitraum vom späten Nachmittag bis (nach) Mitternacht bleibt nach einem sonnigen Tag etwa 0,5 K bis maximal 1 K höher.

Generell ist der Einsatz einer Luftwärmepumpe in Mehrfamilienhäusern mit zentraler Warmwasserbereitung mit Nachteilen verbunden. Diese liegen zum einen in einer geringeren Effizienz der Wärmepumpe aufgrund der erforderlichen hohen Warmwassertemperaturen. Andererseits können manche Außenluft-Wärmepumpen die notwendigen hohen Temperaturen, insbesondere bei tiefen Außenlufttemperaturen nicht bereitstellen. In diesem Fall kommt es zu einer vermehrten Wärmebereitstellung durch die elektrische Nachheizung. Daher ist beim Einsatz von Wärmepumpen in Mehrfamilienhäusern eine dezentrale Warmwasserbereitung vorzuziehen, die auch bei niedrigeren Temperaturen (50-55 °C) als Legionellen-sicher gilt.

Die erhöhten Wärmeverluste des Gebäudes mit PV-Überwärmungskonzept liegen gemäß den Simulationsergebnissen mit 6 bis 12% höherem Stromverbrauch deutlich unter jenen, die elektrische Speicher wie Batterien oder auch großtechnische Pumpspeicherkraftwerke aufweisen. Das Problem in der Praxis ist natürlich, dass es nicht möglich ist diese zusätzlichen Wärmeverluste zu messen, da es ja schlecht möglich ist daneben ein Referenzhaus unter genau den gleichen Randbedingungen zu betreiben.

Eine wichtige Schlussfolgerung sollte sein, dass der Aufwand zur Umsetzung eines solchen PV-Überwärmungskonzeptes sehr klein ist (wenn die Regelung die paar wenigen grundsätzlichen Funktionalitäten einmal implementiert hat), da letztlich ja nur die Regelung entsprechend parametrisiert werden muss. Der wesentlichste Einflussparameter liegt also in der Psyche beim Nutzer/bei der Nutzerin selbst, der den „Mut“ haben muss sich darauf einzulassen „ungewöhnliche“ Parametereinstellungen wie eine um 3 Grad höhere Soll-Raumtemperatur für den PV-Überwärmungsmodus als die sonst übliche Komforttemperatur zuzulassen. Das Risiko ist bestenfalls ein paar Tage „zu warm“ und eine Korrektur oder gar der „Rückbau“ der Heizung auf ein Standard-System beschränkt sich ja auf das Ändern von ein paar Parametern in der Regelung.

Da sich alle Maßnahmen nur auf das Gebäude selbst und seine Nutzer:innen bezieht, sind auch keinerlei rechtlichen Hürden durch Interaktion mit Außenstehenden zu sehen.

Die Zielgruppe dieser Erkenntnisse sind also neben den Bewohner:innen die Planer:innen (Architektur, Haustechnik) und Energieberater:innen, die als Expert:innen das grundsätzliche Potential und das geringe Risiko erkennen und ihren Kund:innen weitergeben sollten.

Daraus ergibt sich auch die Notwendigkeit zur weiteren Verbreitung dieses Konzeptes besonders im Schulungs- und Ausbildungsbereich aktiv zu sein. Ein erster Schritt wurde mit dem Online-Abschlussworkshop im Mai 2022 mit rund 50 Teilnehmer:innen getan.

Wichtig für die nahe Zukunft wäre die Umsetzung und wissenschaftliche Begleitung und Auswertung von guten Demonstrationsobjekten über mehrere Jahre. Das Potential sollte mit der dringenden allgemeinen gesellschaftlichen Notwendigkeit zur thermischen Sanierung der Wohngebäude, dem Umstieg von fossil betriebenen Wärmeerzeugern zu mit erneuerbarem Strom betriebenen Wärmepumpen sowie der Installation von PV-Anlagen eigentlich sehr groß sein.

7 Ausblick und Empfehlungen

Als weitere Forschungsarbeiten wären folgende Themen zu nennen, die mittels Simulationsstudien aber besonders auch mittels Feldstudien in der Praxis bearbeitet werden sollten:

Da dieses Konzept relativ stark vom Benutzer:innenverhalten bzw. den Vor-Ort-Randbedingungen (Struktur bzw. thermische Charakteristik des Gebäudes von Schwer- bis Leichtbau, passive Solarenergienutzung, interne Lasten durch Bewohner:innenverhalten, etc.) abhängt, wäre eine größere Anzahl an Demonstrationsobjekten mit entsprechendem Monitoring und guter laufender Betreuung und Unterstützung der Betreiber empfehlenswert.

Die Entwicklung und Test von einfachen Regelstrategien unter Nutzung der Fußbodenheizung als Gebäudemasseaktivierung zur Vergleichmäßigung des Netzstromverbrauches der Wärmepumpe bzw. als weiteren Schritt zur Anpassung des Stromverbrauches der Wärmepumpe an die Verfügbarkeit von Erneuerbarem Strom im Netz (oder auch von der eigenen PV-Anlage). Dank der relativ hohen Speicherkapazitäten für Heizung bzw. Warmwasser in gut gedämmten Häusern, die aber in der Praxis aus „Angst“ vor Komfortverlust deutlich unterschätzt werden, können Wärmepumpen auch ohne nennenswerte Probleme für mehrere Stunden abgeschaltet werden, wenn eben nicht ausreichend erneuerbarer Strom im Netz verfügbar ist. Die tatsächlichen Auswirkungen in solchen Fällen sollten aber neben Simulationsstudien auch „einfach“ in realen Gebäuden mit ihrer Vielfalt an Randbedingungen getestet und wissenschaftlich evaluiert werden.

Ein aktuell gerade wieder deutlich werdendes Risiko sind die Stromtarife. Die Annahmen im Projekt Energieschwamm für Strombezugskosten (0,18 EUR/kWh) bzw. Einspeisetarife (0,05 EUR/kWh) waren bis 2021 noch absolut realistisch, im Jahr 2022 haben sich die Verhältnisse jedoch mit deutlich höheren Einspeisetarifen als Bezugskosten komplett umgekehrt, was natürlich finanztechnisch betrachtet zu reinem Einspeisen des PV-Stromes motiviert. Inwieweit zukünftig aber beispielsweise neben den Energiepreisen auch Netzgebühren je nach Netzbelastung variabel werden, ist aktuell noch nicht abschätzbar, könnte aber wieder zu deutlich anderen Randbedingungen führen.

Vorteil dieses Konzeptes ist jedenfalls, dass, wenn die wenigen Algorithmen einmal als Standard in den Regelungen implementiert sind, nur marginale Kosten für die Aktivierung oder Deaktivierung der PV-Überwärmungsstrategie durch einfaches Ändern von Parametern anfallen. Es sind ja keinerlei Hardware-Investitionskosten zu kalkulieren, da die Fußbodenheizung und der Pufferspeicher als Standardsystem trotzdem benötigt werden.

8 Verzeichnisse

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 5-1: Einfamilienhaus mit einer PV-Anlage und einer Wärmepumpe mit den elektrischen und thermischen Energieflüssen (Quelle: Fabian Leu).....	17
Abbildung 5-2: Vergleich zwischen Messung und Simulation für die Heizleistung (links) und die Leistungszahl COP (rechts) für 78 Betriebspunkte (Außenlufttemperatur -18 bis +20 °C, Wasseraustrittstemperatur 35 bis 62 °C, Kompressordrehzahl 18 bis 120 Hz)	19
Abbildung 5-3: Exemplarische Kreisprozesse im T-h-Diagramm; v.l.n.r.: Heizbetrieb, Kühlbetrieb, Kühlbetrieb & WW-Bereitung über Enthitzer; $t_{w,in}$...Wasser-Eintrittstemperatur, $t_{l,in}$...Luft-Eintrittstemperatur.	20
Abbildung 5-4: Wärmepumpenkreislauf im Standard- (links) und Umkehrbetrieb (rechts) mit Enthitzer (DES).....	20
Abbildung 5-5: Grundriss Referenzgebäude, Erdgeschoss (Schett 2020)	21
Abbildung 5-6: Grundriss Referenzgebäude, Obergeschoss (Schett 2020)	21
Abbildung 5-7: Lastprofil als 24h-Linien für 365 Tage für Haushaltsstrom in 3-Minuten-Zeitschritten.	23
Abbildung 5-8: Lastprofil als 24h-Linien für 365 Tage für Warmwasserentnahme in 3-Minuten-Zeitschritten.	23
Abbildung 5-9: Kenndaten der verschiedenen Materialien, die als thermische Masse im RES45-Gebäude verwendet werden.	24
Abbildung 5-10: Hydraulisches Schema des PV-Wärmepumpensystems mit einem Kombipufferspeicher als TES und einer Frischwassereinheit für die Warmwasserbereitung bei 45°C und 10 Raumheizkreisen für 10 einzelne Wärmezonen im RES45-Einfamilienhaus.	25
Abbildung 5-11: Heizkurve für Raumheizung in Abhängigkeit von der Umgebungstemperatur für a) Standardbetrieb, b) PV-Überhitzung mit +3K Vorlauftemperatur, c) PV-"Boost"-Überhitzung mit +10K Vorlauftemperatur.	26
Abbildung 5-12: Virtueller 24-Stunden-Tag des ganzen Jahres für den Referenzfall ohne PV-Anlage (links) und mit PV-Anlage (rechts), aber ohne Änderung der Regelstrategie.....	28
Abbildung 5-13: Virtueller 24-Stunden-Tag des ganzen Jahres für das System mit PV-Anlage, aber nur einem Zeitfenster für die Warmwasserbereitung von 11 bis 16 Uhr (links) und rechts das System mit Überhitzung des 800-Liter-Wasserspeichers (aber keiner Überhitzung des Gebäudes) im Warmwasser- oder Raumheizungsbetrieb zu jeder Zeit, wenn überschüssige PV-Leistung zur Verfügung steht.....	29
Abbildung 5-14: Virtueller 24-Stunden-Tag des ganzen Jahres für das System mit PV-Anlage mit Überhitzung des 800-Liter-Wasserspeichers und Überhitzung des Gebäudes mit einer zusätzlichen Anhebung der Raumheizungsvorlauftemperatur um +3 K (links) und einer zusätzlichen Anhebung der Raumheizungsvorlauftemperatur um +10 K zu jeder Zeit, wenn ein PV-Überschuss mit ausreichend hoher Leistung verfügbar ist.	30

Abbildung 5-15: Strombilanz für mehrere Varianten von Fußbodenheizungen und Estrichdicke (oberhalb der Linie) und Betondecke (unterhalb der Linie) bei unterschiedlichen Raumheizungsvorlauftemperaturen für Überhitzung.....	31
Abbildung 5-16: Unterschiedlich definierte Jahresarbeitszahlen für mehrere Varianten von Fußbodenheizungen und Estrichdicke (oberhalb der Linie) und Betondecke (unterhalb der Linie) bei unterschiedlichen Raumheizungsvorlauftemperaturen für Überhitzung.....	32
Abbildung 5-17: Vergleich der PV-Eigenverbrauchseffizienz "Strategies" mit dem Pumpspeicherkraftwerk "GridStorage" und der chemischen Batterie "5 kWh Batt."	33
Abbildung 5-18: links: Zeitliche Entwicklung der PV-Erzeugungsleistung (rosa durchgezogene Linie) in Kombination mit der abgegebenen Raumheizleistung des Heizwassers (untere Kurven) und den Raumlufttemperaturen (obere Kurven: im EG das Wohnzimmer als gepunktete Linie, im OG das Elternschlafzimmer als durchgezogene Linie) für das Referenzsystem (rot, 00A00a00) und das System mit PV-Überhitzung (blau, 02C00a00); rechts: die kumulative Kurve der Raumheizungsenergie vom Boden zur Raumluft (EnergyToRoom, gepunktete Linie) und der abgegebenen Raumheizungsenergie des Heizwassers (EnergyToBTA, durchgezogene Linie), die den Speichereffekt der Überhitzung für das Referenzsystem (rot, 00A00a00) und das System mit PV-Überhitzung (blau, 02C00a00) zeigen.	35
Abbildung 5-19: Raumlufttemperatur für verschiedene Varianten von Fußbodenheizungen (FH) und unterschiedliche Estrichdicken und Betondecken (CCA) mit unterschiedlichen Raumheizungsvorlauftemperaturen bei Überhitzung.	36
Abbildung 5-20: Gesamt-Nettobetriebskosten (Final Costs) für Strom (Netzkosten abzüglich PV-Einspeisevergütung) einschließlich Haushaltsstrom für mehrere Varianten von Fußbodenheizungen und Estrichdicken (oberhalb der Linie) und Betondecken (unterhalb der Linie) mit unterschiedlichen Raumheizungsvorlauftemperaturen für Überhitzung.....	37
Abbildung 5-21: Südansicht des Wohngebäudes (oben) und Horizontalschnitt mit Zonenbezeichnung und Flächenangaben (unten)	38
Abbildung 5-22: Hydraulisches Schema des Gesamtsystems mit Außenluft-Wasser-WP, Pufferspeichern, und Wärmeverteilungssystem für Warmwasser und Heizung	39
Abbildung 5-23: Hydraulisches Schema des Wärmeversorgungssystems in verschiedenen Betriebsmodi	41
Abbildung 5-24: Jahres-System-Energiebilanzen und Gesamt-Stromverbrauch ($W_{el,sys}$) für WW60 (links) und WW50 (rechts) für das System mit (DES) und ohne Enthitzer (No DES).	43
Abbildung 5-25: Jahres-Betriebskosten der drei Gebäudestandards gekoppelt mit einer 150 m ² PV-Anlage mit 26.636 kWh Jahresproduktion.	45
Abbildung 5-26: Simulationsergebnisse im Vergleich zu den experimentellen Daten für die betrachtete WP (80 Betriebspunkte insgesamt, 14 Betriebspunkte mit Enthitzer)	47
Abbildung 5-27: Hydraulikkonzept des Einfamilienhauses (Quelle: iDM Energiesysteme)	48
Abbildung 5-28: Monitoringdaten des 10.3.2022 mit einem sehr schönen, sonnigen Tag. Für eine bessere Lesbarkeit sind „Ist Temp R1“ und „Soll Temp R1“ als negative Werte aufgetragen bzw. „Betriebsart System“ ist auf die Linie -20 als Nulllinie abgesenkt (1=Heizen, 4=Warmwasser, 8=Abtauen).....	49

Abbildung 5-29: Monitoringdaten des 10.3.2022 wie in Abbildung 5-28 aber mit gezoomter y-Achse. Für eine bessere Lesbarkeit sind „Ist Temp R1“ und „Soll Temp R1“ als negative Werte aufgetragen bzw. „Betriebsart System“ ist auf die Linie -20 als Nulllinie abgesenkt (1=Heizen, 4=Warmwasser, 8=Abtauen).....	49
Abbildung 5-30: Monitoringdaten des 15.3.2022 mit wenig Sonneneinstrahlung. Für eine bessere Lesbarkeit sind „Ist Temp R1“ und „Soll Temp R1“ als negative Werte aufgetragen bzw. „Betriebsart System“ ist auf die Linie -20 als Nulllinie abgesenkt (1=Heizen, 4=Warmwasser, 8=Abtauen).....	50
Abbildung 5-31: Mehrfamilienhaus im Großraum Lienz in Ost-Tirol (Quelle: Martin Korber)	51
Abbildung 5-32: Hydraulikkonzept mit 2-stufiger Grundwasser-Wärmepumpe, einem zentralen Pufferspeicher und wohnungsweise dezentralen Warmwasserspeichern und Fußbodenheizkreisen. (Quelle: neotec Energiesysteme GmbH)	51
Abbildung 5-33: Leistungsverläufe des Smartfox-Energiemanager am 17.10.2021 mit Stromaustausch mit Stromnetz, PV-Erzeugerleistung, Wärmepumpe elektrische Aufnahmeleistung und Wärmepumpe erzeugte thermische Leistung.	52
Abbildung 5-34: Monitoringdaten der Heizzentrale mit den Speicher- und Netztemperaturen.	52
Abbildung 5-35: Monitoringdaten der Wärmepumpe mit den Speicher- und Wärmepumpentemperaturen sowie dem Wärmepumpen Anforderungssignal „14: Anf.WP Heizbetrieb 0-10V“.....	53
Abbildung 5-36: Monitoringdaten einer Wohneinheit mit den 3 Warmwasserspeichertemperaturen „T.enerbox Oben/Mitte/Unten“, den Netz Vor-/Rücklauftemperaturen „T.Netz VL/RL“ sowie der Raumtemperatur Sollwertvorgabe „24: Zonenregelung“ und der gemessenen Ist-Raumtemperatur „2: T.Raum Istwert“.....	53
Abbildung 5-37: Monitoringdaten der gleichen Wohneinheit wie in Abbildung 5-36 aber mit gezoomter y-Achse.....	54
Abbildung 5-38: Monitoringdaten der gleichen Wohneinheit wie in Abbildung 5-36 zusätzlich mit der Heizleistung „24:Heiz-/Kühlleistung“ bzw. dem Volumenstrom „22:Heiz-/Kühldurchfluss“ des 2-Leiternetzes.	54
Abbildung 5-39: Value Proposition Canvas für Kunden mit Wärmepumpe und PV-Anlage.....	57
Abbildung 5-40: Business Model Canvas für Kunden mit Wärmepumpe und PV-Anlage	57

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Charakteristische Kennzahlen des Referenzgebäudes RES45 und der Wärmepumpenanlage	22
Tabelle 2 Simulations-Systemvarianten mit den charakteristischen Systemeigenschaften.....	27
Tabelle 3: Detaillierte Ergebnisse aller simulierten Varianten.....	44

Abkürzungsverzeichnis

BUI	Building / Gebäude
COP	Coefficient of Performanze / Leistungszahl
CCA	Concrete Core Activation / Betondeckenaktivierung
Cond	Condenser / Kondensator
DES / Desup	Desuperheater / Enthitzer
DHW	Domestic Hot Water / Warmwasser
EFH	Einfamilienhaus
EG	Erdgeschoß
Evap	Evaporator / Verdampfer
FH / FuBo	Floor Heating / Fußbodenheizung
Grid	Stromnetz
HH	Haushaltsstrom
HMI	Human Machine Interface
HP	Heat Pump / Wärmepumpe
HX	Heat Exchanger / Wärmetauscher
K	Kelvin
kWp	Kilo Watt peak
MPC	Model-Prädiktive-Regelung
MFH	Mehrfamilienhaus
OG	Obergeschoß
PV	Fotovoltaik
RES	Residential Building
SC	Space Cooling / Kühlung
SH	Space Heating / Heizung
SPF	Seasonal Performance Factor / Arbeitszahl
SYS	System
TABS	Thermisch aktiviertes Bauteilsystem
TES	Thermal Energy Storage / Thermischer Energiespeicher
WP	Wärmepumpe
WW	Warmwasser

9 Literatur

Biermayr, P., et.al., 2021, 'Energiespeicher in Österreich Marktentwicklung 2020', Berichte aus Energie- und Umweltforschung 35/2021, BMK

Bramberger, E., Haberl, R., Reber, A., Battaglia, M., Luzzatto, M., Borner, M., Haller, M., 2019, 'CombiVolt - Steigerung des Photovoltaik-Eigenverbrauchs durch intelligente Wärmepumpen', Schlussbericht, SPF Institut für Solartechnik, Hochschule für Technik HSR, CH-8640 Rapperswil; https://www.spf.ch/fileadmin/user_upload/spf/Research/Projekte/CombiVolt_BFE-SB-2019-CombiVolt_final.pdf (Download am 9.1.2023 um 18:07)

Dott, R., Afjei, T., Genkinger, A., Dalibard, A., Carbonell, D., Consul, R., Heinz, A., Haller, M., Witzig, A., Facão, J., 2013. Models of sub-components and validation for the IEA SHC Task 44/HPP Annex 38 Part C: heat pump models. https://www.iaa-shc.org/Data/Sites/1/publications/T44A38_Rep_C2_C_HeatPumpModels_Final_Draft_Revised_1306_10.pdf. (Download am 9.1.2023 um 18:09)

Dott, Ralf; Haller, Michel Y.; Ruschenburg, Jörn; Ochs, Fabian; Bony, Jacques (2013a): The Reference Framework for System Simulations of the IEA SHC Task 44 / HPP Annex 38. A technical report of subtask C Report C1 Part B. Hg. v. International Energy Agency (IEA). Solar Heating & Cooling Programme.

Friembichler, F., Handler, S., Krec, K., Kuster, H., 2016, 'Energiespeicher Beton – Thermische Bauteilaktivierung – Planungsleitfaden Einfamilien- und Reihenhäuser', Bericht – Haus der Zukunft

Haller, M.Y., 2007. Type 805: DHW heat exchanger, Version 1.1. SPF Institute for Solar Technology, Rapperswil CH.

Handler, S., 2014, 'Steigerung der Energieeffizienz von kleinvolumigen Wohnbauten durch solarthermische Aktivierung von Betondecken', Dissertation, TU-Wien

Handler, S., 2015, 'Konditionierung von massiven Einfamilienhäusern mit Wärmepumpe unter Nutzung der Leistungsspitzen im öffentlichen Stromnetz', Endbericht im Auftrag der Zement+Beton Handels- und Werbeges.m.b.H.

Heimrath, R., Lerch, W., Ramschak, T., Mach, T., Fink, C., 2018, 'solSPONGEhigh - Hohe solare Deckungsgrade durch thermisch aktivierte Bauteile im urbanen Umfeld', Endbericht <https://nachhaltigwirtschaften.at/de/sdz/publikationen/schriftenreihe-2018-20-solspongehigh.php> (Download am 9.1.2023 um 18:11)

Heinz, A., Rieberer, R., 2021, 'Energetic and economic analysis of a PV-assisted air-to-water heat pump system for renovated residential buildings with high-temperature heat emission system', Journal of Applied Energy, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116953>

Heinz, A., Gritzer, F., Thür, A., 2022: 'The effect of using a desuperheater in an air-to-water heat pump system supplying a multi-family building', Journal of Building Engineering, vol. 49, p. 104002, May 2022, doi: 10.1016/j.jobee.2022.104002.

Hengel, F., Heinz, A., Rieberer, R., 2014. Analysis of an air source heat pump with speed controlled compressor and vapor injection, in: 11th IEA Heat Pump Conference, pp. 1–15.

Holst S., 1996. TRNSYS-models for Radiator Heating Systems; Dynamic Radiator Model with Pipes (Type 162). https://trnsys.de/static/641c965bac4f593c3b4cc569839a51c2/Type_361_362_320_en.pdf (accessed 3 November 2020).

Incropera, F.P., DeWitt, D.P., 2002. Fundamentals of Heat and Mass Transfer, ISBN 0-471-38650-2. John Wiley & Sons.

Jordan, U., Vajen, K., 2012. DHWcalc - Tool for the Generation of Domestic Hot Water (DHW) Profiles on a Statistical Basis. Universität Kassel, Institut für Thermische Energietechnik.

Pflugradt, N. D., 2016. Modellierung von Wasser und Energieverbräuchen in Haushalten. Technische Universität Chemnitz, Chemnitz. Available online on Jan 9th, 2023 at <https://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:bsz:ch1-qucosa-209036>.

Pflugradt, N. D., 2018. Load Profile Generator, Available online at <https://www.loadprofilegenerator.de/>, checked on Jan 9th, 2023.

Schett, B., 2020, 'Effectiveness of strategies for storing photovoltaic electricity as thermal energy', Masterarbeit, Universität Innsbruck

Thür, A., Calabrese, T., Streicher, W., 2018. Smart grid and PV driven ground heat pump as thermal battery in small buildings for optimized electricity consumption. Solar Energy. 2018, vol. 174, p. 273-285.

TRANSSOLAR, 2012. TRNSYS 17 - Multizone Building Modeling with Type56 and TRNBuild; TRANSSOLAR Energietechnik GmbH, Curiestr. 2, 70563 Stuttgart.

TRNSYS 17, 2014. TRNSYS 17: a Transient System Simulation Program, Volume 4: Mathematical Reference. Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin-Madison.

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie

Radetzkystraße 2, 1030 Wien

+43 800 21 53 59

servicebuero@bmk.gv.at

bmk.gv.at