



Schlussbericht vom 02 Oktober 2025

BigStoreSwarm

Reduktion der Winterstromspitzen von
Wärmepumpenheizungen durch grosse
Wasserspeicher für Bestandsgebäude und
Neubauten



Quelle: © Roth Wärmespeicher



INSTITUT FÜR
SOLARTECHNIK



Datum: 02 Oktober 2025

Ort: Bern

Subventionsgeberin:

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

Ko-Finanzierung:

Kanton Zürich – Amt für Abfall, Wasser, Energie und Luft
Stampfenbachstrasse 12, 8090 Zürich
www.zh.ch/energie

Subventionsempfänger/innen:

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

Hochschule Luzern – Technik & Architektur – CC Thermische Energiespeicher (CCTES)
Technikumstrasse 21, 6048 Horw
www.hslu.ch/tes

Autor/in:

Toni Calabrese, OST - Ostschweizer Fachhochschule, toni.calabrese@ost.ch
Florian Ruesch, OST - Ostschweizer Fachhochschule, florian.ruesch@ost.ch
Reto Hendry, Hochschule Luzern, reto.hendry@hslu.ch
Sebastian Ammann, Hochschule Luzern, sebastian.ammann@hslu.ch

BFE-Projektbegleitung:

Igor Bosshard, Die Werke Wallisellen, igor.bosshard@diwerke.ch
Thomas Gall, ASGAL Informatik, thomas.gall@asgal.ch
Beat Lehmann, AWEL Zürich, beat.lehmann@bd.zh.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/502703-01

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



Zusammenfassung

Laut den Energieperspektive 2050+ werden in Zukunft etwa 2/3 aller Gebäude mit individuellen Wärmepumpen beheizt, was an kalten Wintertagen zu einer problematischen zusätzlichen Spitzenlast in der Grössenordnung von 10 GW führen kann. In diesem Projekt wurde untersucht, inwieweit Wärmepumpen in Kombination mit grösseren Wasserspeichern in Gebäuden eingesetzt werden können, um problematische Winterspitzenlasten zu reduzieren, insbesondere wenn die CO₂-Belastung des Netzes hoch ist. Die Ergebnisse der Studie zeigten, dass die maximale Stromspitze und die CO₂-Belastung der Wärmepumpe im Durchschnitt um -12% bzw. -20% reduziert werden können (im Vergleich zum Standardfall), obwohl die Ergebnisse von Fall zu Fall stark variieren. Die Veränderung des Speichervolumens scheint keinen Einfluss auf die Verringerung der Stromspitze zu haben, hat aber einen erheblichen Einfluss auf die Veränderung der CO₂-Belastung des Gebäudes. AP4 zeigt anhand einer Analyse von Schwarmkonzepten, dass eine dezentrale Koordination auf Quartier-ebene mit TES die eine Überbrückungszeit von ca. 8 h haben, Leistungsspitzen um ca. 30% reduzieren kann; auf nationaler Ebene liegt das technisch erschliessbare Potenzial bei ca. 10-15%, da nicht-flexible Lastanteile national dominieren. Netzseitig wirken TES vor allem in NE7 (Niederspannung) und NE5 (Mittelspannung), indem sie Wärmenachfrage zeitlich von Stromspitzen entkoppeln und so lokale Gleichzeitigkeit senken. In AP5 ergibt die techno-ökonomische Bewertung Wärmegestehungskosten von 0.219-0.317 CHF/kWh. Mit geeigneter Regelstrategie ($CO_{2min} / PVEigen_{max}$) lassen sich hochgerechnet max. 1.5% der Gebäude-CO₂-Emissionen der Schweiz vermeiden. Eine Quartier-Peakreduktion von ca. 30% könnte Netzkosteneinsparungen in der Grössenordnung von etwa 2.0 Mrd. CHF/a ermöglichen; um einen ähnlichen Effekt zu erzielen, wären einmalige Zusatzinvestitionen für grosse TES in der Grössenordnung von 9 Mrd. CHF nötig.



Summary

According to Energy Perspective 2050+, around two-thirds of all buildings will be heated with individual heat pumps in the future, which could lead to a problematic additional peak load of around 10 GW on cold winter days. This project investigated the extent to which heat pumps can be used in combination with larger water storage tanks in buildings to reduce problematic winter peak loads, especially when the CO₂ load on the grid is high. The results of the study showed that the maximum electricity peak and the CO₂ load of the heat pump can be reduced by an average of -12% and -20% respectively (compared to the standard case), although the results vary greatly from case to case. The change in storage volume does not appear to have any influence on the reduction in electricity peak but has a significant influence on the change in the building's CO₂ load. AP4 uses an analysis of swarm concepts to show that decentralized coordination at neighborhood level with TES that have a bridging time of approx. 8 hours can reduce power peaks by approx. 30%; at national level, the technically exploitable potential is approx. 10-15%, as non-flexible load components dominate nationally. On the grid side, TESs are particularly effective in LV7 (low voltage) and MV5 (medium voltage) by decoupling heat demand from electricity peaks in time, thereby reducing local simultaneity. In AP5, the techno-economic assessment results in heat production costs of CHF 0.219-0.317/kWh. With a suitable control strategy (CO_{2min} / PVEigen_{max}), a maximum of 1.5% of Switzerland's building CO₂ emissions can be avoided. A neighborhood peak reduction of approximately 30% could enable grid cost savings in the order of around CHF 2.0 billion/year; to achieve a similar effect, one-off additional investments for large TES in the order of CHF 9 billion would be necessary.



Résumé

Selon les perspectives énergétiques 2050+, environ deux tiers de tous les bâtiments seront chauffés à l'avenir à l'aide de pompes à chaleur individuelles, ce qui pourrait entraîner une charge de pointe supplémentaire problématique de l'ordre de 10 GW pendant les journées hivernales froides. Ce projet a examiné dans quelle mesure les pompes à chaleur peuvent être utilisées en combinaison avec des réservoirs d'eau plus grands dans les bâtiments afin de réduire les pics de charge problématiques en hiver, en particulier lorsque la charge de CO₂ du réseau est élevée. Les résultats de l'étude ont montré que la pointe électrique maximale et l'impact CO₂ de la pompe à chaleur peuvent être réduits en moyenne de respectivement -12 % et -20 % (par rapport au cas standard), bien que les résultats varient considérablement d'un cas à l'autre. La modification du volume de stockage ne semble pas avoir d'influence sur la réduction de la pointe de consommation électrique, mais elle a un impact significatif sur la modification de l'empreinte carbone du bâtiment. AP4 montre, sur la base d'une analyse des concepts de ruche, qu'une coordination décentralisée au niveau des quartiers avec des TES ayant une durée de transition d'environ 8 heures peut réduire les pics de puissance d'environ 30 % ; au niveau national, le potentiel techniquement exploitable est d'environ 10 à 15 %, car les charges non flexibles dominent à l'échelle nationale. Du côté du réseau, les TES agissent principalement en NE7 (basse tension) et NE5 (moyenne tension) en découplant la demande de chaleur des pics de consommation électrique et en réduisant ainsi la simultanéité locale. Dans AP5, l'évaluation technico-économique donne des coûts de production de chaleur de 0,219 à 0,317 CHF/kWh. Avec une stratégie de régulation appropriée (CO_{2min} / PVEigen_{max}), il est possible d'éviter jusqu'à 1,5 % des émissions de CO₂ des bâtiments en Suisse. Une réduction des pics de consommation dans les quartiers d'environ 30 % pourrait permettre de réaliser des économies sur les coûts du réseau de l'ordre de 2,0 milliards de CHF/an ; pour obtenir un effet similaire, des investissements supplémentaires uniques de l'ordre de 9 milliards de CHF seraient nécessaires pour les grands TES.



Take-home messages

- Durch eine Vergrösserung der Speichervolumen um den Faktor 4-9 können die dynamischen CO₂ Emissionen von Wärmepumpen um bis zu 20% reduziert werden.
- Die Stromspitze von Einzelgebäuden können durch geeignete Regelungsstrategien und Variation des Speichervolumens um durchschnittlich -12% reduziert werden.
- TES mit einer Überbrückungszeit von ca. 8 h haben auf Quartier-Ebene das Potenzial mittels Schwarmintelligenz Leistungsspitzen um ca. 30% zu senken.
- Mit einmaligen Investitionskosten für grosse TES in der Grössenordnung von 9 Mrd. CHF könnten Netzkostensparnisse von rund 2.0 Mrd. CHF/a erreicht werden.
- Auf nationaler Ebene liegt das technisch erschliessbare Potenzial der Spitzenlastreduktion bei maximal ca. 10-15%.



Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	11
1.1	Hintergrund und Motivation des Projektes	11
1.2	Projektziele	14
2	Vorgehen und Methode	15
2.1	Definition typischer Gebäude	15
2.2	Definition repräsentativer Wärmepumpensysteme	17
2.3	Elektrizitätsprofile	18
2.4	Wetterdaten	19
2.5	Regelstrategien	20
3	Systemsimulationen und Parametervariation	23
3.1	Simulationsstudien zum festlegen einzelner Parameter	23
3.2	Simulationsstudie	23
3.2.1	Variantenmatrix	23
3.2.2	Ergebnisse Fall «MFH25_LWP_SMA_2023»	24
3.2.3	Ergebnisse Parameterstudie	29
3.2.3.1	Reduktion des Netzbezugs: Übersicht auf die Ergebnisse	29
3.2.3.2	Reduktion der Stromspitzen: Übersicht auf die Ergebnisse	31
3.2.3.3	Reduktion der CO ₂ -Belastung: Übersicht auf die Ergebnisse	32
4	Potential Schwarmintelligenz	37
4.1	Analyse Schwarmkonzepte	37
4.1.1	Strategien und Ansätze	37
4.1.2	Technologien und Methoden der Künstlichen Intelligenz	38
4.1.3	Konzept für ein Multi-Agenten-System (MAS) zur Stromspitzenlastreduktion	38
4.2	Potenzial von Schwarmintelligenz zur zusätzlichen Reduktion von Leistungsspitzen	39
4.2.1	Netzebenen	39
4.2.2	Potenzialabschätzung der Spitzenlastreduktion	40
4.2.3	Flexibler vs. nicht flexibler Verbrauch	40
4.2.4	Potenzial auf Quartierebene	40
4.2.5	Potenzial auf schweizweiter Ebene	43
4.3	Identifizierung potenzieller Kommunikationsschnittstellen und Datenströme ..	44
4.3.1	Systemverhalten und Sicherstellung der Kommunikation bei Ausfällen innerhalb des Schwarms	46
4.3.2	Herausforderungen und Überwindung der Kommunikation in Kellern mit schlechter Funkverbindung	48
5	Analyse der Kosten und Anreizmethoden	49
5.1	Techno-ökonomische Analyse	49



5.1.1	Eingangsdaten und Vereinfachungen	49
5.1.2	Investitionskosten, Betriebskosten und Preisentwicklung	49
5.1.3	Visualisierung	52
5.1.4	Wärmegestehungskosten LCOH.....	55
5.1.5	Deliverable.....	56
5.2	Einfluss auf die Gesamtschweiz	57
5.2.1	Stromnetzausbau und Kosten	57
5.2.2	CO ₂ Reduktion.....	59
5.3	Analyse von Anreizinstrumenten	61
6	Schlussfolgerungen und Ausblick.....	64
7	Kommunikation und Publikationen.....	66
8	Anhang	67
9	Literaturverzeichnis.....	99



Abkürzungsverzeichnis

AsHp: Air-Source-Heat-Pump (Luft-Wasser-Wärmepumpe)
AUT: Autarkiegrad
BAFU: Bundesamt für Umwelt
BFE: Bundesamt für Energie
CAPEX: Investitionskosten (Capital Expenditures)
CO_{2min}: Regelstrategie zur Minimierung der CO₂-Belastung
DAV: Davos (Klima-/Standortkürzel)
DSM: Demand-Side-Management
EBF: Energiebezugsfläche
EFH: Einfamilienhaus
ElCom: Eidgenössische Elektrizitätskommission
EMS: Energiemanagementsystem
EWP: Erdsonden Wärmepumpe
FBH: Fussbodenheizung
GsHp: Ground-Source-Heat-Pump (Erdsonden-Wärmepumpe)
HH: Haushalt
HLK: Heizung, Lüftung, Kühlung
IoT: Internet der Dinge
kWp: Kilowatt peak (PV-Nennleistung)
LCOH: Wärmegestehungskosten (Levelized Cost of Heat)
LWP: Luft-Wasser Wärmepumpe
MAS: Multi-Agenten-System
MFH: Mehrfamilienhaus
MuKE: Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich
MWST: Mehrwertsteuer
NE: Netzebene (z. B. NE7 Niederspannung, NE5 Mittelspannung)
NN: Neuronale Netze (künstliche)
O&M: Betrieb und Unterhalt (Operating & Maintenance)
Pinst: installierte Leistung (PV)
PV: Photovoltaikanlage
PVEigen_{max}: Regelstrategie zur Maximierung des PV-Eigenverbrauchs
Q(U): spannungsabhängige Blindleistungsregelung
RH: Raumheizung
rONT: regelbarer Ortsnetztransformator
SMA: Zürich (Klima-/Standortkürzel)
StromPeak_{min}: Regelstrategie zur Minimierung der elektrischen Leistungsspitze



TES: thermischer Energiespeicher

THG: Treibhausgas

WP: Wärmepumpe

ZH: Zürich (Klima-/Standortkürzel)



1 Einleitung

1.1 Hintergrund und Motivation des Projektes

Der Ersatz fossiler Wärmeerzeuger in Wohngebäuden ist ein entscheidender Faktor zur Erreichung der nationalen Klimaziele. Im Vordergrund steht dabei der Ersatz fossiler Heizungen durch Wärmepumpen (WP), welche oft mit Photovoltaikanlagen (PV) ergänzt werden [1].

Eine starke Forcierung dieses Konzeptes erzeugt zwar in den Sommermonaten mehr als genug elektrische Energie, erhöht aber den Bedarf an elektrischer Energie im Winter (Wechsel von fossil auf elektrisch). Wie diese drohende Winterlücke "gedeckt" werden soll, ist noch weitgehend ungeklärt. So resultiert zum Beispiel im Basisszenario der Energieperspektiven 2050+ des Bundes [2] ein Winter-Defizit von 9 TWh, die in diesem Szenario durch Importe gedeckt werden soll. Die durch den Ukrainekrieg ausgelösten Verwerfungen haben nochmals in aller Deutlichkeit aufgezeigt, wie kritisch diese Bedarfsspitzen nicht nur für die Energieversorgung, sondern auch für die gesamte Wirtschaftsleistung der Schweiz sind. Wie im Positionspapier des Forum Energiespeicher Schweiz [3] aufgezeigt, können Wärmespeicher dabei helfen, diese Winterstromlücke deutlich zu verringern.

Heute werden je nach Quelle deutlich über 90% der Gebäude mit individuellen Heizungssystemen versorgt. Netzlösungen wie Nahwärme und Fernwärme sind stark im Kommen, werden aber gemäss den Prognosen der Energieperspektiven 2050+ auch langfristig einen Anteil von 10-31% (je nach Szenario und Gebäudetyp) nicht überschreiten. In allen Szenarien wird daher davon ausgegangen, dass weiterhin individuelle Wärmebereitstellungsanlagen für mehr als zwei Drittel der Wärmeversorgung von Gebäuden eingesetzt werden. Im Gegensatz zu den Wärmenetzen, bei denen die Abwärmenutzung aus KVA und Industrie erste Priorität hat, wird bei den individuellen Lösungen davon ausgegangen, dass fast ausschliesslich Wärmepumpen zum Einsatz kommen. Es ist daher wahrscheinlich, dass nicht Wärmenetze, sondern vor allem Wärmepumpenlösungen für diese Spitzen verantwortlich sind. Abbildung 1 aus den Energieperspektiven 2050+ zeigt den Anteil individueller Wärmepumpen für die Beheizungsstruktur, welche für das Jahr 2050 sogar beim Szenario "weiter wie bisher" von über 50% Anteil ausgeht (bei anderen Szenarien sogar mehr als 80%). Diese Individuellen Wärmepumpensysteme können an kalten Wintertagen einen zusätzlichen Leistungsbedarf von bis zu 10 GW verursachen.

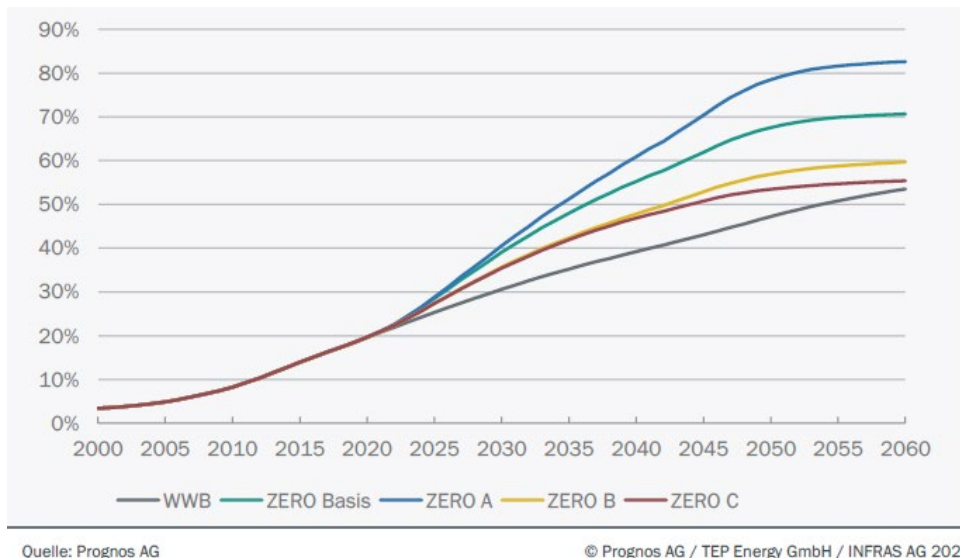


Abbildung 1: Anteil individueller Wärmepumpenlösungen an der Beheizungsstruktur der schweizerischen Gebäude für die verschiedenen Szenarien der Energieperspektiven 2050+.

Auch heute noch werden in fast allen Gebäuden Wärmespeicher für die Warmwasseraufbereitung und teilweise Pufferspeicher für die Heizungseinbindung eingesetzt. Die Zahlen der GKS zeigen, dass der Absatz von Wärmespeichern in den letzten Jahren stark zugenommen hat. Der Bestand an Wärmespeichern ist jedoch nicht erfasst. Wird ein Speichervolumen von 20 l pro Person in Wohngebäuden angenommen, so haben allein die bestehenden Warmwasserspeicher zusammen ein Volumen von 1'800'000 m³ und damit eine Speicherkapazität von über 100 GWh (in Zukunft also ca. 70 GWh in Kombination mit Wärmepumpen). Hinzu kommen Pufferspeicher für die Heizung und Speicher in Nichtwohngebäuden. Historisch wurden diese Wärmespeicher bereits systemdienlich eingesetzt (Beladung in der Nacht und Sperrung während der Mittagsspitzen). Durch die Kombination mit PV-Anlagen haben sich jedoch die finanziellen Anreize geändert, so dass es sich lohnt, die Beladung PV-gesteuert zu betreiben oder einfach in das Tagesfenster zu legen [4]. Da der gesamte Spitzenbedarf aller Stromverbraucher in der Tageszeit, werden auch die absoluten Nachfragespitzen in den kältesten Wintertagen durch diese Regelstrategien zusätzlich verstärkt.

Das Projektteam hat bereits in einem vergangenen (SensOpt) und einem laufenden Forschungsprojekt (100%SolarLCA) die Integration von saisonalen Speichern im MWh Bereich in Mehrfamilienhäusern (MFH) untersucht und optimiert. Dabei konnte bereits gezeigt werden, dass ein Wechsel in der Steuerung der Wärmepumpe weg vom Eigenverbrauch hin zur Netz Dienlichkeit deutliche Vorteile bringen kann (siehe Abbildung 2). Bei diesen Projekten wurde jedoch von Systemen zur vollständigen solaren Deckung des Wärmebedarfs ohne Netzbezug ausgegangen, die sehr grosse und damit teure Solaranlagen und saisonale Wärmespeicher erfordern. Diese Systeme weisen daher hohe Kosten auf und kommen fast nur für energetisch sehr hochwertige Neubauten in Frage. Weitgehend unklar ist der Nutzen eines solchen Strategiewechsels für Gebäude und Systeme, bei denen aufgrund eines höheren Wärmebedarfs (Bestandsgebäude) oder fehlender Integrationsmöglichkeiten auch mit Speichern im MWh Bereich keine vollständig saisonale Deckung des Wärmebedarfs erreicht werden kann.

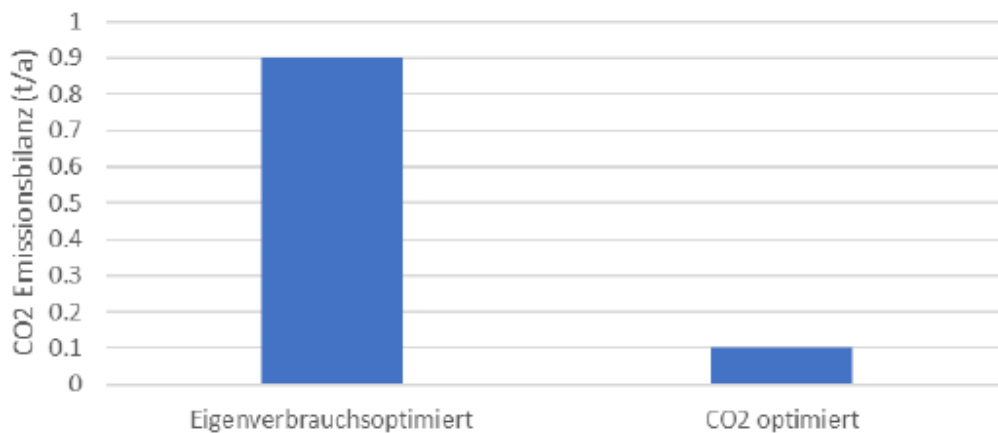


Abbildung 2: Vergleich der dynamischen CO₂-Bilanz von eigenverbrauchs- und CO₂- optimierter Regelung für ein MFH mit 25 MWh Wärmebedarf und einem Haushaltsstrombedarf von 21 MWh gedeckt von einer PV-Anlage (210 m²), einer Wärmepumpe (30 kW) und einem grossen Wasserspeicher (55 m³).

Dass auch ein sehr hoher Eigendeckungsgrad nicht zu einer Entlastung der kritischen Spitze führt, zeigt sich in Abbildung 3. Für ein Beispielgebäude werden die Ergebnisse von Simulationen verschiedener Systemkonfigurationen für ein Solar-Energie-Gebäude dargestellt. Dabei wird im Balkendiagramm einerseits aufgezeigt, wie stark der Eigenverbrauch erhöht und damit der Netzbezug reduziert werden kann und andererseits mittels Jahresdauerlinien der stündliche Leistungsbezug aus dem Netz. Es wird deutlich, dass eine starke Reduktion des Energiebezuges aus dem Netz nicht zu einer Reduktion der Spitzenleistung führt (rote Markierung), diese bleibt in allen Systemlösungen gleich hoch.

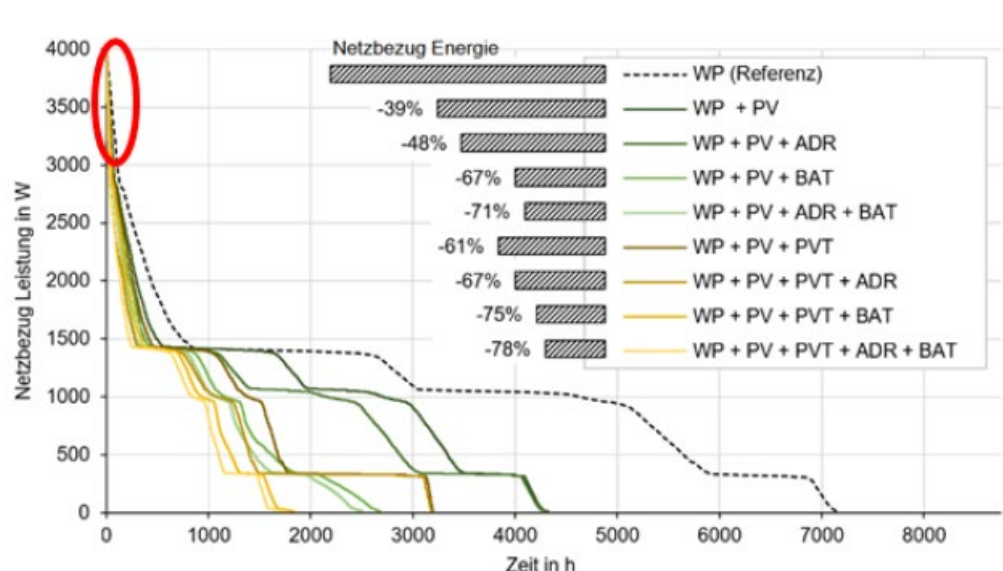


Abbildung 3: Jahresdauerlinien des elektrischen Netzbezuges für die Bereitstellung von Warmwasser und Heizung für ein Beispielgebäude mit unterschiedlichen Systemkonfigurationen. Das Balkendiagramm zeigt die relative Reduktion der konsumierten elektrischen Energie aus dem Netz für die Wärmebereitstellung. (Quelle: AEE Intec)

Eine mögliche Lösung zur Kappung von Leistungsspitzen sind grosse dezentrale Wasserspeicher mit einer entsprechenden Regelstrategie. Das Speichervolumen muss dazu im Winter zur Deckung möglicher Leistungsspitzen auf einer hohen Temperatur gehalten



werden und steht daher nur bedingt zur Optimierung des Eigenverbrauchs zur Verfügung. Während der Übergangszeit und im Sommer kann mit einem grösseren Speichervolumen sowohl der Eigenverbrauch von PV-Strom optimiert als auch das Takten der Wärmepumpe verringert werden. Es ist unklar, ob bereits einfache, nur auf die Einzelanlage bezogene Regelstrategien, ausreichen um die globale Bedarfsspitzen eine Vielzahl Anlagen entscheidend zu verringern oder ob dazu eine übergeordnete, koordinierte Schwarmsteuerung benötigt wird. Das zusätzliche Potenzial von Schwarmintelligenz soll im Projekt analysiert und quantifiziert werden.

1.2 Projektziele

Das Projektziel ist zu zeigen, wie gross das Potenzial von grossen Wasserwärmespeichern in Wohngebäuden ist zur Reduzierung der winterlichen Stromspitzen und damit zur Gewährleistung der Netzstabilität.

Zur Beantwortung dieser übergeordneten Fragestellung werden folgende spezifischen Fragestellungen bearbeitet:

- Welche Gebäudetypen und individuellen Wärmeversorgungssysteme sind für den Energiebedarf der Zukunft in der Schweiz relevant?
- Wie gross müssen die Speicher sein, um einen Beitrag zur Resilienz der Stromversorgung zu leisten?
- Welchen Einfluss hat die Reduktion der Spitzenlast auf die CO₂ Bilanz der Gebäude?
- Reicht eine angepasste Regelung von individuellen Anlagen für eine substanzielle Reduktion der Leistungsspitzen oder das Potenzial könnte durch eine übergeordnete Schwarmregelung erhöht werden?
- Welche Investitionen fallen für solche Systeme bei unterschiedlichen Konfigurationen an?

Zur Beantwortung dieser Fragen, werden im Rahmen des Projekts mehrere individuelle Speicherlösungen von einigen m³ bis zu mehreren Dutzend m³ untersucht.



2 Vorgehen und Methode

2.1 Definition typischer Gebäude

Um repräsentative Gebäudetypen für den bestehenden und zukünftigen Gebäudepark der Schweiz zu betrachten, wurde auf sogenannten «Referenzgebäude» zurückgegriffen. Die «Referenzgebäude» wurden in den letzten Jahren von SPF entwickelt ([5] und [6]) mit dem Ziel, in unterschiedlichen Simulationsprojekten auf einer gemeinsamen Basis zurückzugreifen, wenn Gebäude mit unterschiedlichen Energiestandards und unterschiedlichen HLK-Systemen betrachtet werden.

Abbildung 4 zeigt das 3D-Modell des Referenzgebäudes Mehrfamilienhaus (MFH). Die Geometrie wurde in SketchUp [7] mit der Hilfe des Plugins Trnsys3D modelliert und in das Simulationsprogramm TRNSYS übernommen. Es ist zu beachten, dass die Gebäude als Multi-thermische Zonen modelliert wurden (d.h. eine thermische Zone pro Wohnung).

Im Rahmen des Projekts wurden insgesamt fünf Energiestandards betrachtet. Die wichtigsten Daten für die fünf ausgewählten Gebäude sind in die Tabelle 1 zusammengefasst. Wie aus der Tabelle ersichtlich ist, wurden zwei Neubauten, ein saniertes Gebäude und zwei Altbauten betrachtet. Die Nomenklatur bezieht sich auf den Heizenergieverbrauch des Gebäudes (in kWh/m²_{EBFA}) bei einer Sollwerttemperatur von 21 °C, dem Klima von Zürich («SMA» nach SIA 2028) und dem idealen Nutzerverhalten. Das «MFH145» Energiestandard ist das einzige mit vier Wohnungen (statt zwei) für jedes Geschoss. Dies erklärt, warum der WW- und Stromverbrauch bei MFH145 (im Vergleich zu den anderen Energiestandards) höher ist. Es ist auch zu beachten, dass im Stromverbrauch nur der Bedarf von Licht und Geräte enthalten ist, nicht aber der Strombedarf des Heizsystems oder der Lüftung, dieser wird separat mit dem Wärmeerzeugungssystem modelliert und ist daher variabel. Das Gebäude «MFH15» ist das einzige Gebäude, das mit einer mechanischen Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung ausgestattet ist. Für den Stromverbrauch der Lüftungsanlage wurde (für «MFH15» Gebäude) ein konstanter Wert von 0.35 Wh/m³ angenommen.

Detaillierte Informationen stehen zur Verfügung in den Publikationen von Mojic et al. [5] und [6]. In den kommenden Monaten wird voraussichtlich ein weiterer Bericht veröffentlicht werden, in dem die neuesten Entwicklungen in der Modellierung der Referenzgebäude (z.B., Nutzerverhalten, Heizabgabe usw.) beschrieben werden.

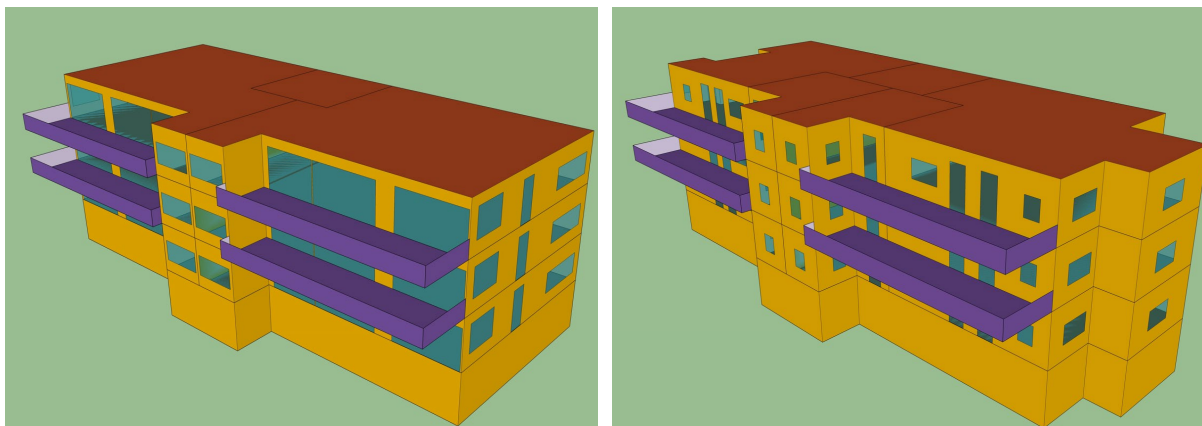


Abbildung 4: 3D-Modell aus SketchUp/Trnsys3D des Mehrfamilienhauses (MFH) "Referenzgebäude" – Das Modell auf der rechten Seite bezieht sich auf den Fall mit vier Wohnungen (statt zwei) pro Geschoss (d.h. MFH145).

Tabelle 1: Energiedaten, Strom- und Warmwasserverbrauchsdaten für die fünf Energiestandards des MFHs – Die Nomenklatur bezieht sich auf den Heizenergieverbrauch des Gebäudes (angegeben in kWh/m²_{EBFa}) bei einer Sollwerttemperatur von 21 °C, dem Klima von Zürich (SIA 2028) und dem idealen Nutzerverhalten.

	MFH15	MFH25	MFH45	MFH85	MFH145
ENERGIESTANDARD	Neubau (MINERGIE)	Neubau (MuKE n)	Sanierte Bau (MuKE n)	Altbau (1980- 1990)	Altbau (1950-1970)
EBF [M ²]	1210	1199	1192	1174	1168
HEIZVERBRAUCH [KWH/(M ² A)]	15	25	45	85	145
STROMVERBRAUCH [KWH/A]	16163	16163	16163	19396	37147
WW-VERBRAUCH [KWH/A]	19456	19456	19456	19456	28255

Zu den neuesten Entwicklungen bei der Modellierung von Referenzgebäuden gehört die Implementierung des realen Nutzerverhaltens [8]. Das bedeutet, dass es möglich ist, neben dem idealen Verhalten auch ein näher an der Realität siegendes Nutzerverhalten (für Verschattung, Raumtemperatur und Lüftung) bei der Gebäudesimulation zu berücksichtigen. Für dieses Projekt wurde beschlossen, alle Gebäude mit dem realen Nutzerverhalten zu simulieren, um realistischere dynamische Bedingungen zu betrachten.

Wie unten in Abschnitt 2.4 beschrieben, werden die Gebäude mit den Wetterdaten von 2023 für Zürich und Davos (jeweils «SMA2023» und «DAV2023») simuliert. Der jährliche Heizenergiebedarf für die fünf ausgewählten Gebäude (und für die zwei Klimazonen von Zürich und Davos) ist in Abbildung 5 dargestellt. Der Heizenergieverbrauch aller Gebäude in der Klimazone von Davos ist, wie erwartet, höher als in Zürich. Wie in Abbildung 5 dargestellt, ist der Heizenergiebedarf bei Berücksichtigung des realen Nutzerverhaltens viel höher im Vergleich zum idealen Nutzerverhalten: als Beispiel hat das Gebäude MFH25 einen Heizbedarf von 25 kWh/m²_{EBFa} (ideales Nutzerverhalten) und 40 kWh/m²_{EBFa} (reales Nutzerverhalten) für die Klimazone von Zürich. Dies erklärt sich aus der Tatsache, dass das



reale Nutzerverhalten drei grundlegende Parameter beeinflusst (solare Gewinne, Raumtemperatur und Lüftungsverluste) und daher zu einem erheblichen Anstieg der Heizenergie führt (insbesondere in den Übergangsmonaten) [8]. Es ist auch zu erkennen, dass der Energieverbrauch für MFH15 und MFH25 vergleichbar ist. Dieses Ergebnis ist zwar unerwartet, könnte aber mit den höheren Lüftungsverlusten des MFH15-Falls zusammenhängen, wenn man das reale Nutzerverhalten berücksichtigt. Eine weitere Analyse wäre jedoch erforderlich.

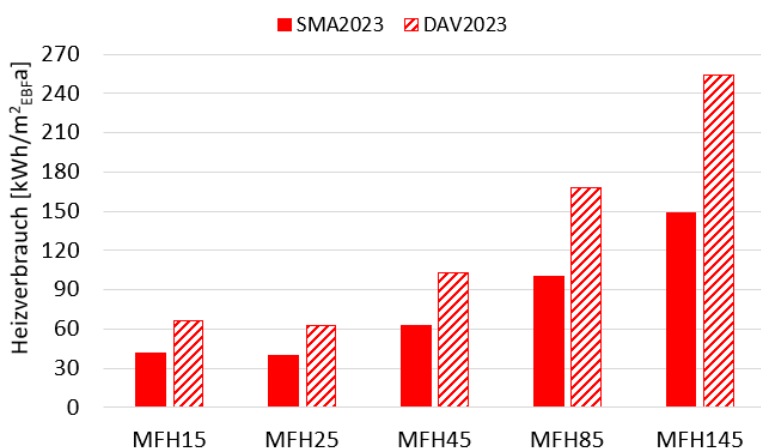


Abbildung 5: Heizenergieverbrauch für die zwei ausgewählte Klimazonen SMA und DAV (Jahr 2023) - Reale Nutzerverhalten und ideale Heizung wurden betrachtet.

2.2 Definition repräsentativer Wärmepumpensysteme

Wie in Abschnitt 1.1 bereits erwähnt, ist davon auszugehen, dass in Zukunft Wohngebäude in der Schweiz meistens mit Wärmepumpenlösungen ausgestattet werden. Aus diesem Grund wurde entschieden, die folgende zwei WP-Systeme (siehe Abbildung 37 und Abbildung 38 im A.1) in diesem Projekt als repräsentative Systeme zu betrachten: Luft/Wasser Wärmepumpe System (LWP) und Erdsonden-Wärmepumpe System (EWP). Es ist zu beachten, dass bei jedem System eine PV-Anlage (ohne Batterie) integriert wurde. Wie in den zwei Darstellungen gezeigt, ist jedes System mit einer einzigen WP (für WW und RH) und zwei getrennten Speicher (WW-Speicher und Pufferspeicher) ausgestattet. Die drei Dreiwegventile ermöglichen zum einen die Kontrolle der Vorlauftemperatur (für WW und RH), zum anderen ein Wechsel zwischen der Beladung des WW-Speichers oder des Pufferspeichers durch die WP. Es wurden absichtlich einfache Hydrauliksysteme gewählt, welche eine einfache und unabhängige Variation der Warmwasser- und Heizungsspeichervolumen und der Wärmepumpengrößen zulassen. Aus diesem Grund wurde beispielsweise eine Warmwasserbereitung mittels internem Wendel Wärmeübertrager implementiert, auch wenn diese Art der Wärmebereitstellung in der Praxis nicht verbreitet ist.

Das Volumen des WW-Speichers wurde nach der Norm SIA 385-2 berechnet. Mit dem Online Tool „Heizungersatz mit Wärmepumpen“ [9] wurde die Leistung der Wärmepumpe für jeden Fall genau bestimmt. Aus der Berechnung der Wärmepumpenleistung wurde dann auch das Volumen des Pufferspeichers berechnet. Die Dimensionierung der Erdwärmesonden (Länge- und Anzahlsonden) erfolgte mit der Software polysun [10] (basierend auf der Norm SIA 384/6)



durch Simulationen von 50 Jahren. Die wichtigsten Daten für jeden simulierten Fall sind in Tabelle 8 des Anhangs A.1 enthalten.

2.3 Elektrizitätsprofile

Eines der Ziele des Projekts ist die Bewertung des Einflusses eines optimierten Einsatzes von thermischen Speichern auf die dynamische CO₂ Bilanz der Gebäude resp. deren Heizsysteme. Die thermischen Speicher sollen dazu während Zeiten mit tiefer CO₂-Belastung beladen werden. Somit kann die Wärmepumpe während Zeiten mit hoher Belastung ausgeschaltet und die Gebäude aus den Speichern versorgt werden. Zur dynamischen Betrachtung der CO₂-Strombilanz (auf stündliche Basis) wurden zwei Elektrizitätsprofile (EP) ausgewählt, welche im Folgenden beschrieben werden (siehe Abbildung 6).

EP «2023»

Das «2023» Stromprofil basiert auf einer Methodik [11], (entwickelt an der Universität Genf), welche die stündlichen Treibhausgasemissionen (THG) im Zusammenhang mit Stromimporten definiert. Diese Methode wurde auf die Schweiz angewendet, welche in den Wintermonaten stark von Importen aus den Nachbarländern abhängig ist. Mit diesem Ansatz wurde ein Mittelwert (über die fünf Jahre 2017-2021) des THG-Emission Faktors für die Schweiz von 98 g-CO₂eq/kWh ermittelt. Dieser liegt 40% höher im Vergleich zu dem Wert von 70 g-CO₂eq/kWh, der mit konventionellen Ansätzen ermittelt wurde ([12] und [13]).

Die stündlichen Profile der CO₂-Faktor (von 2018 bis 2023) werden auf der Webseite horocarbon.ch zur Verfügung gestellt [14]. In diesem Projekt wurde beschlossen, das Stromprofil des Jahres 2023 zu verwenden. Man kann erkennen, wie die CO₂-Belastung im Winter deutlich höher als im Sommer ist, wenn der Stromverbrauch durch Solar- und Wasserkraftanlagen gedeckt werden kann. Der maximale Wert von ca. 450 g-CO₂eq/kWh wird im Februar erreicht, während der durchschnittliche Jahreswert bei etwa 54 g-CO₂eq/kWh liegt.

EP «Szenario6»

Das zweite Elektrizitätsprofil (d.h. «Szenario6») basiert auf einer Studie der UNIGE [15], in der Simulationen zu den CO₂-Emissionen für den Schweizer Strommix bis 2050 gemacht wurden. Die Emissionsfaktoren sind mit den Schweizer Energieperspektiven 2050+ verknüpft [2]. Im Rahmen dieser Forschungsarbeit wurden verschiedene Szenarien für den Schweizer Strommix analysiert. Das sogenannte «Szenario 6» wurde für dieses Projekt berücksichtigt, da es mit einer Stromerzeugung von 37 TWh aus PV-Solarenergie dem Szenario der Strategie 2050+ am nächsten kommt.

Wie in der Abbildung 6 zu sehen ist, sind die CO₂-Emissionen von «Szenario6» in der Wintersaison höher als «2023». Das liegt daran, dass «Szenario6» einen höheren Stromverbrauch (für WP und Elektrofahrzeuge) und damit einen höheren Importbedarf aus dem Ausland berücksichtigt.

Für weitere Informationen zu den in diesem Projekt verwendeten CO₂-Profilen verweisen wir auf die Website horocarbon [14] (von der das Profil «2023» heruntergeladen werden kann) und die Veröffentlichung von Rüdüsüli et al. [15], aus dem das Profil «Szenario6» abgeleitet wurde.

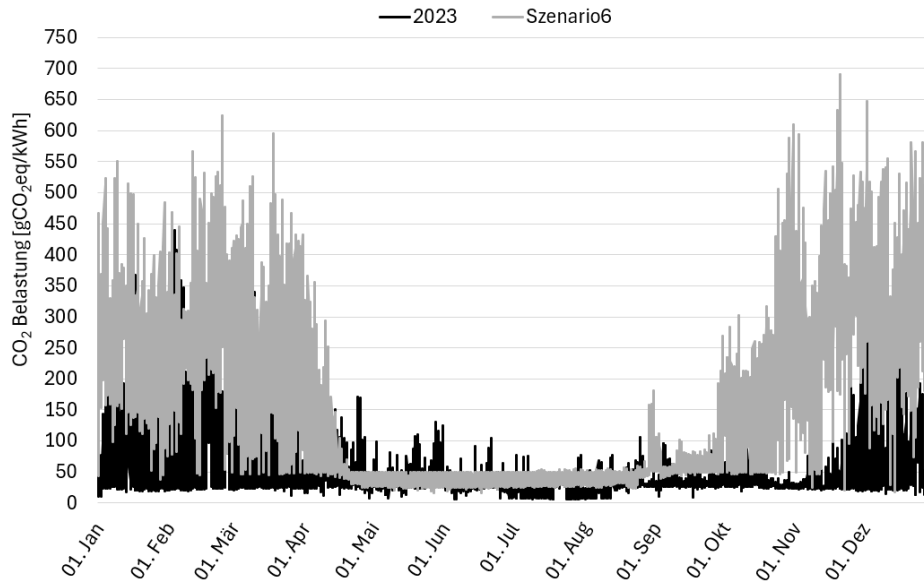


Abbildung 6: Jährliche Entwicklung (auf Stundenbasis) der CO₂-Belastung für das Stromnetz. Der Jahresdurchschnitt liegt bei 54 g-CO₂eq/kWh (Profil „2023“) und bei 157 g-CO₂eq/kWh (Profil „Szenario6“).

2.4 Wetterdaten

Die Parameterstudie wurde unter Berücksichtigung von zwei Klimazonen durchgeführt: Zürich (SMA) und Davos (DAV). Es wurde auch beschlossen, die reale Klimadaten für die genannten Orte für das Jahr 2023 zu verwenden.

Die folgende Abbildung 7 zeigt den stündlichen Verlauf der Aussentemperatur für beide Orte sowie die durchschnittliche Jahrestemperatur.

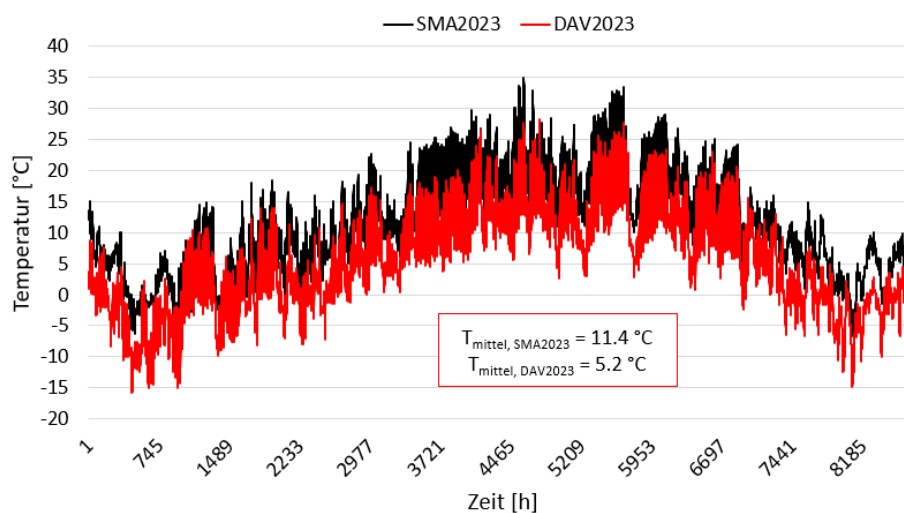


Abbildung 7: Stündliche Aussentemperatur für Zürich (SMA) und Davos (DAV) für das Jahr 2023. Die durchschnittliche Jahrestemperatur für die beiden Orte ist angegeben.



2.5 Regelstrategien

Die definierten Gebäudetypen und WP-Systemen (siehe Abschnitte 2.1 und 2.2) wurden ausgewählt mit dem Ziel, repräsentative Fälle für den bestehenden und zukünftigen Gebäudepark der Schweiz zu betrachten. Der gleiche Ansatz wurde bei der Definition von Regelstrategien verfolgt, die sowohl die aktuelle Situation (hauptsächlich auf die PV-Eigenverbrauchs-Optimierung ausgerichtet) als auch mögliche Entwicklungen für die Zukunft widerspiegeln, in der die Reduzierung von nationalen Stromspitzen eine wichtigere Rolle spielen könnte. Aus diesem Grund wurde entschieden, vier Regelstrategien zu betrachten, die im Folgenden beschrieben werden. Es ist wichtig zu erwähnen, dass die Definition der Kontrollstrategien auf einigen Vorstudien (siehe Anhang A.3) basiert, in denen verschiedene Varianten modelliert und simuliert wurden, um den Einfluss auf die Ergebnisse zu ermitteln.

Um die Beschreibung der Regelstrategien besser zu verstehen, ist in Abbildung 8 eine schematische Darstellung des Heizungssystems (im Fall der LWP-System) abgebildet. Die Regelung der Wärmepumpe basiert auf der Verwendung eines einzigen Sensors (im Pufferspeicher installiert) und zweier Sensoren (im WW-Speicher installiert). Die Position des Sensors $T_{DHW,On}$ kann je nach Volumen des WW-Speichers so verändert werden, dass das Spitzendeckungsvolumen bei Volumenänderungen des Speichers konstant bleibt. Die Höhe der Rohrleitung $T_{WP,in}$ wird auch so verändert, dass sie immer unterhalb (d. h. -15%) des Sensors $T_{DHW,On}$ liegt. Über die beiden Mischventile kann die WW-Vorlauftemperatur (mit einem Sollwert von 45 °C¹) und die Heizung-Vorlauftemperatur (d. h. T_{set}) geregelt werden. Die Vorlauftemperatur T_{set} wird durch eine Heizkurve entsprechend dem jeweiligen Gebäude festgelegt (siehe Abbildung 9 als Beispiel für das Gebäude MFH25). Bei gleichzeitigem Leistungsbedarf für beide Speicher, hat die Warmwasserbereitung immer die Priorität.

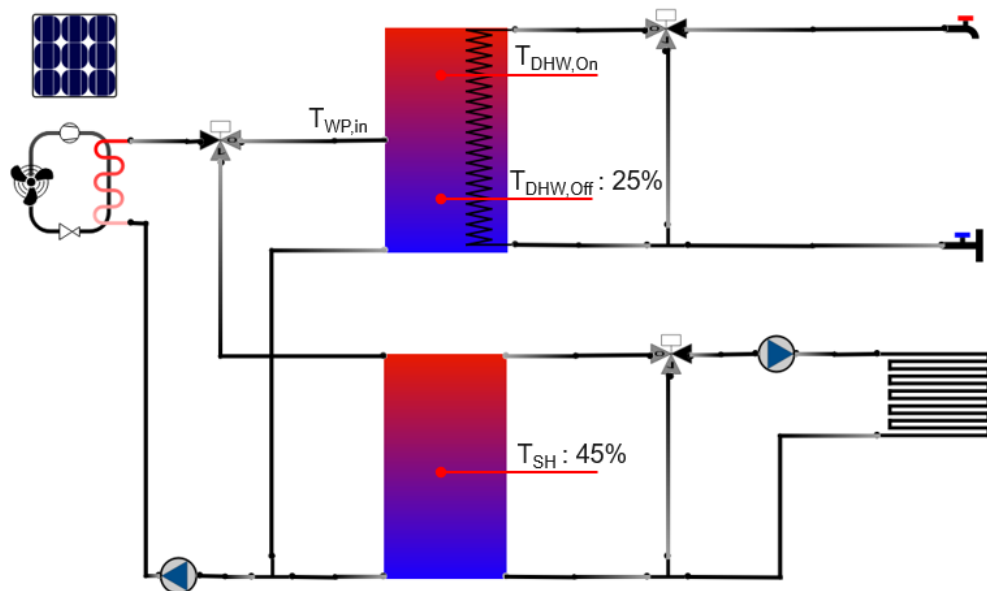


Abbildung 8: Schematische Darstellung des Wärmepumpensystems mit Luft-Wasserwärmepumpe (Quelle: pytrnsysGUI).

¹ Die Beimischung von Kaltwasser auf eine fixe Solltemperatur für den Warmwasserverbrauch stellt eine simulationstechnische Möglichkeit dar, um eine gewünschte Energiemenge unabhängig von der Temperatur im Warmwasserspeicher zu verbrauchen. In der Realität wird Warmwasser bei unterschiedlichen Temperaturen verbraucht (z.B: Duschen ca. 38°C, Spülen ca. 50°C u.s.w.), was bei der Definition der Profile berücksichtigt werden muss.

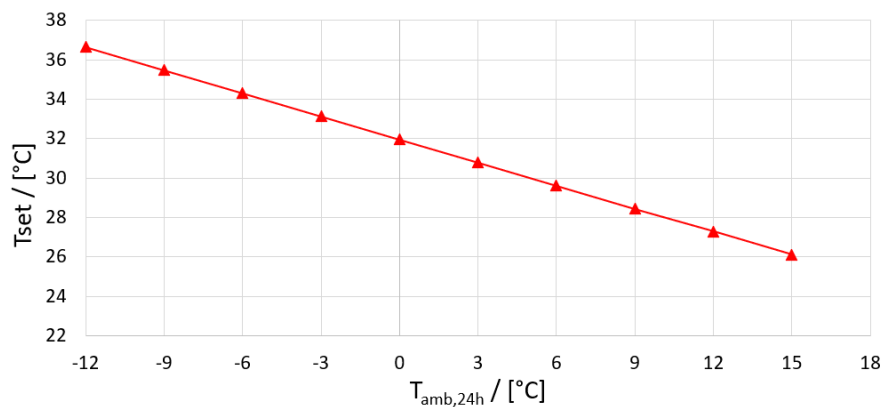


Abbildung 9: Heizkurve für das Gebäude MFH25

Regelstrategie «Std»

Die sogenannte «Std» (d.h. Standard) Regelstrategie (siehe Tabelle 9 im Anhang A.2) steuert das Wärmesystem komplett unabhängig von der aktuellen Verfügbarkeit des PV-Stroms. Wie im Abschnitt 2.2 beschrieben, wird die WP auf Basis der Temperaturniveaus in den zwei Speichern ein- und ausgeschaltet. Wenn beide Speicher geladen werden müssen, hat der WW-Speicher Priorität. Je nach Gebäude und Klima wurde eine Heizkurve (d.h. T_{set}) festgelegt, die als Sollwert für die Beladung des Pufferspeichers und zur Steuerung des Mischventils des Heizkreises verwendet wird. Durch Regelventile in jedem Heizkreislauf, ist es möglich die Durchflussmenge und damit die Innentemperatur im Gebäude zu regeln, um den Sollwerttemperatur $T_{set,bui}$ zu halten. Die Wärmepumpe wird nicht leistungsgeregelt.

Regelstrategie «PVEigen_{max}»

Die zweite Regelstrategie «PVEigen_{max}» ist auf die Maximierung des PV-Eigenverbrauchs ausgerichtet. Es wurde beschlossen, auch diese Strategie im Projekt zu berücksichtigen, da sie eine der häufigsten Möglichkeiten zur Senkung der Energiekosten für Hausbesitzer darstellt. In diesem Fall wird der PV-Strom zunächst zur Deckung des HH-Stromverbrauchs verwendet. Danach, wenn noch PV-Strom zur Verfügung steht (i.e. «PV_{Überschuss}»), wird dieser Strom verwendet, um die WP im Betrieb zu halten und die zusätzliche Wärme in den beiden Speichern zu speichern. Dafür wird die Sollwerttemperaturen der Speicher erhöht (z.B. +5K in den WW-Speichern im Vergleich zu den Standard-Temperaturniveaus). Um eine bessere Ausnützung des PV-Stromes zu gewährleisten, wird die Leistungsmodulation der WP verwendet, damit der Stromverbrauch der Wärmepumpe und der PV-Überschuss sich ausgleichen. Wie aus Tabelle 10 im Anhang A.2 ersichtlich ist, wird die Überheizung der beiden Speicher aktiviert, wenn der «PV_{Überschuss}» einen Mindestwert überschreitet. Dieser Mindestwert «PV_{Überschuss,min}» ist nicht für alle Fälle gleich, sondern variiert je nach Leistung der Wärmepumpe, sodass der «PV_{Überschuss}» ausreicht, um zumindest die minimale Stromaufnahme der Wärmepumpe auf der niedrigsten Modulationsstufe zu decken. In der Simulation werden Stromprofile mit einer viertelstündlichen Auflösung verwendet, wodurch die Regelung auf eine Deckung des viertelstündlichen Bedarfs abzielt. In der Realität können kurzfristige Schwankungen des Bedarfs auftreten, welche nicht durch eine Modulierung der Wärmepumpe nachgefahren werden können. Die Überheizung des Gebäudes wurde nicht in dieser Kontrollstrategie betrachtet.



Regelstrategie «StromPeak_{min}»

Diese Regelstrategie zielt darauf ab, die vom Gebäude (HH und Wärmepumpe) aufgenommenen Stromspitzen zu reduzieren. Sie ist daher auf das einzelne Gebäude ausgerichtet und verwendet die aktuelle CO₂-Belastung des Stromnetzes nicht als Eingabeinformation. Diese Strategie basiert auf der Definition des Booleschen Werts „Bo_BreakPeak“, der die ungünstigsten Betriebsbedingungen der Wärmepumpe beschreibt. Wenn diese Bedingungen erfüllt sind, wird die Wärmepumpe abgeschaltet. Auf diese Weise wird vermieden, dass zur elektrischen Last der HH auch die elektrische Last der Wärmepumpe hinzukommt. Wenn die Wärmepumpe hingegen betrieben werden kann, werden die beiden Speicher überheizt. Wie aus Tabelle 11 im Anhang A.2 ersichtlich ist, ist der Booleschen Wert abhängig vom Mindestwert des Stromverbrauches des Gebäudes (d.h. «EL_{bui,min}»). Dieser Mindestwert ist nicht für alle Fälle gleich, sondern variiert je nach Gebäude. Da die Wärmepumpe für eine gewisse Zeit blockiert sein könnte, ist es wichtig, eventuelle thermische Penalty-Funktionen (bei Heizung oder Warmwasser) zu berücksichtigen. Ebenso wichtig ist es zu wissen, wie sich diese bei einem grösseren Speichervolumen reduzieren lassen.

Regelstrategie «CO_{2min}»

Um diese Kontrollstrategie festzulegen, wurden verschiedene Varianten getestet und simuliert (siehe Anhang A.3.2). Diese Regelungsstrategie (siehe Tabelle 12 im Anhang A.2) zielt in erster Linie darauf ab, die CO₂-Belastung des Gebäudes zu reduzieren. Dazu wird der aktuelle Wert der CO₂-Belastung des Stromnetzes als Input verwendet. Wenn der aktuelle Wert unter dem Tagesdurchschnitt liegt, wird die Überheizung des Pufferspeichers aktiviert. Es fällt auf, dass bei dieser Regelungsstrategie die Überheizung des Gebäudes und des WW-Speichers nicht berücksichtigt wird. Die aktuelle CO₂ Belastung des Strommixes ist kein in der Praxis verfügbarer Regelparameter. Die Simulationen mit dieser Strategie stellen daher ein theoretisches Optimum dar. Diese Strategie ist daher national ausgerichtet, da sie darauf abzielt, den Stromverbrauch des Landes zu senken, wenn die CO₂-Belastung besonders hoch ist (zum Beispiel während der Heizsaison).



3 Systemsimulationen und Parametervariation

3.1 Simulationsstudien zum festlegen einzelner Parameter

Um die Anzahl der Simulationen der Parameterstudie in einem machbaren Rahmen zu halten, wurden vorgängig Sensitivitätsstudien für einzelne Parameter anhand einzelner Gebäude durchgeführt. Somit können die Einflüsse aufgezeigt und die einzelnen Parameter für die Variation von Gebäudetypen und Klimadaten fixiert werden. Die detaillierten Ergebnisse der vorläufigen Simulationsstudien sind im Anhang A.3 beschrieben.

3.2 Simulationsstudie

3.2.1 Variantenmatrix

Die definierten Gebäude und Wärmepumpensysteme (siehe Abschnitte 2.1 und 2.2) wurden zu einer Variantenmatrix (Tabelle 2) kombiniert, die sowohl die Speichergrösse als auch die Regelstrategie (siehe Abschnitt 2.5) als Parameter enthält. Die Grösse der PV-Anlage wurde in drei Fällen verändert: ohne PV, Leistung von $10 \text{ W/m}^2_{\text{EBF}}$ (i.e. eine Leistung von etwa 12 kW_p) und gesamte Dachfläche mit PV-Modulen bedeckt (also eine Leistung von etwa 67 kW_p). Die Parameter (wie Gebäude oder Elektrizitätsprofil), die die Variantenmatrix definieren, wurden im Abschnitt 2 ausführlich beschrieben. Die verschiedenen Kombinationen (für insgesamt 7680 Simulationen) wurden in eine dynamische Simulationsumgebung (TRNSYS [17]) implementiert und simuliert, unterschiedliche Einflüsse aufzuzeigen. Alle Fälle wurden mit einem Zeitschritt von 3 Minuten und einer Simulationsdauer von einem Jahr simuliert.

Tabelle 2: Variantenmatrix (Gesamtzahl der Simulationen ist 7680).

GEBÄUDETYP	MFH15, MFH25, MFH45, MFH85, MFH145 (5)
WP-SYSTEM	LWP, EWP (2)
KLIMASTATION	SMA, DAV (2)
ELEKTRIZITÄTSPROFIL	2023, Szenario6 (2)
PV-ANLAGE	Keine, $10 \text{ W/m}^2_{\text{EBF}}$, ganzes Dach (3)
REGELSTRATEGIE	«Std», «PVEigen _{max} », «Strompeak _{min} », «CO _{2min} » (4)
WW-SPEICHERGRÖSSE (DHW)	Ref., 2x (2)
PUFFERSPEICHERGRÖSSE (SH)	Ref., 2x, 4x, 6x, 8x, 10x, 12x, 14x (8)



3.2.2 Ergebnisse Fall «MFH25_LWP_SMA_2023»

Im folgenden Abschnitt werden die Ergebnisse eines einzelnen Falles beschrieben. Da sich die Vorstudien hauptsächlich auf den Fall «MFH25_LWP_SMA_2023» bezogen (d.h. Gebäude: MFH25, WP-System: LWP, Klima: SMA und Stromprofil: 2023), wurde beschlossen, die detaillierten Ergebnisse dieses Falles zu berichten.

Abbildung 10 zeigt den Strombedarf aus dem Netz, den PV-Eigenverbrauch und den Autarkiegrad bei Variation der Kontrollstrategie, der PV-Leistung und des Speichervolumens. Während bei der Regelungsstrategie „Std“ die Veränderung des Speichervolumens einen vernachlässigbaren Einfluss auf die Ergebnisse hat, führt die Regelungsstrategie „PVEigen_{max}“ mit steigendem Speichervolumen zu einer Verringerung des Strombedarfs des Gebäudes sowie zu einer Erhöhung des Autarkiegrades. Unter Berücksichtigung der PV-Leistung von 67 kW und des «DHW2x» Speichervolumens steigt der Autarkiegrad von einem Wert von ca. 33% auf einen Wert von 53%. Im Allgemeinen führt die Erhöhung des Pufferspeichervolumens und des WW-Speichervolumens zu einer Verringerung des Strombedarfs aus dem Netz; diese Verringerung geht bei grossen Speichervolumina und einer PV-Leistung von 67 kW auf bis zu -26%.

Abbildung 11 zeigt die Reduktion des Netzbezugs (im Vergleich zum Standardfall), wenn sich die Steuerungsstrategie, die PV-Leistung und die Speichervolumen ändern. Es ist zu erkennen, dass die einzige Kontrollstrategie, die eine Verringerung des Netzbezugs ermöglicht, die Strategie «PVEigen_{max}» ist. Es zeigt sich, dass die maximale Reduzierung bei «PV12» 10% beträgt, während bei einer Photovoltaikleistung von 67 kW eine Reduzierung von 28% bei sehr grossen Speichervolumen erreicht wird.

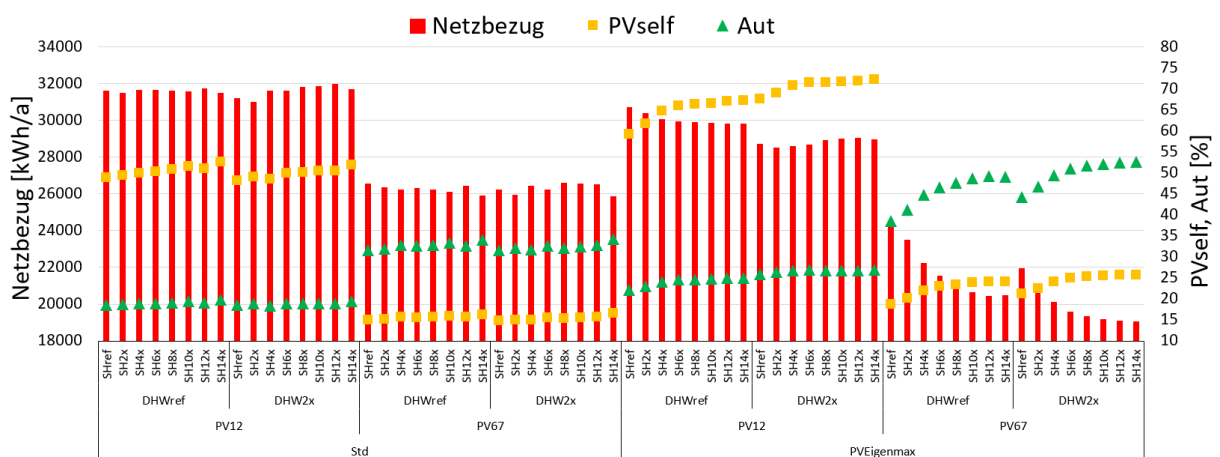


Abbildung 10: Netzbezug (linke Achse), PV-Eigenverbrauch und Autarkie (rechte Achse) vs. Änderung von Kontrollstrategie, PV-Leistung, WW- und Pufferspeichergrosse



DHW-Volumen	SH-Volumen	Reduktion Netzbezugs [%Std]											
		Std			PVEigenmax			StromPeakmin			CO2min		
		PV0	PV12	PV67	PV0	PV12	PV67	PV0	PV12	PV67	PV0	PV12	PV67
DHWref	SHref	0%	0%	0%	0%	-3%	-8%	-2%	-3%	-3%	5%	6%	5%
	SH2x	0%	0%	-1%	0%	-4%	-12%	-2%	-1%	-1%	6%	6%	5%
	SH4x	1%	0%	-1%	1%	-5%	-16%	0%	0%	1%	6%	6%	2%
	SH6x	1%	0%	-1%	1%	-5%	-19%	1%	2%	3%	6%	5%	-1%
	SH8x	1%	0%	-1%	1%	-5%	-21%	1%	2%	2%	6%	5%	-2%
	SH10x	1%	0%	-2%	1%	-6%	-22%	1%	2%	0%	6%	5%	-1%
	SH12x	1%	0%	-1%	1%	-6%	-23%	2%	1%	-1%	7%	6%	-1%
	SH14x	1%	0%	-3%	1%	-6%	-23%	2%	1%	-1%	7%	6%	-1%
DHW2x	SHref	-1%	-1%	-1%	-1%	-9%	-17%	-1%	-2%	-3%	4%	4%	4%
	SH2x	-1%	-2%	-2%	-1%	-10%	-21%	-1%	-1%	-1%	5%	5%	4%
	SH4x	0%	0%	0%	0%	-10%	-24%	1%	2%	1%	6%	5%	2%
	SH6x	0%	0%	-1%	0%	-9%	-26%	2%	3%	3%	6%	5%	0%
	SH8x	1%	1%	0%	1%	-9%	-27%	3%	3%	3%	6%	5%	0%
	SH10x	1%	1%	0%	1%	-8%	-28%	3%	3%	1%	6%	5%	-1%
	SH12x	2%	1%	0%	2%	-8%	-28%	3%	3%	-1%	7%	6%	-1%
	SH14x	1%	0%	-3%	1%	-8%	-28%	3%	3%	-2%	7%	6%	0%

Abbildung 11: Reduktion des Netzbezugs (im Vergleich zu Standard-Kontrollstrategie und Referenzvolumenspeicher) in Abhängigkeit von WW- und Pufferspeichergrosse, Kontrollstrategie und PV-Leistung,

Abbildung 12 zeigt die elektrische Stromspitze und die «DHWpen» (DHW-Penalty) in Abhängigkeit von der Volumenänderung und der PV-Leistung für die Steuerstrategien «Std» und «StromPeak_{min}». Die «DHWpen» wird entsprechend der Temperaturdifferenz zwischen der Warmwasser-Vorlauftemperatur und der gewünschten Temperatur (d.h. 45 °C) definiert. Die elektrische Stromspitze wurde als Höchstwert der stündlichen durchschnittlichen elektrischen Last aus dem Netz berechnet.

Es ist zu erkennen, dass die «StromPeak_{min}»-Kontrollstrategie ermöglicht, die elektrische Spitzenlast von einem Durchschnittswert von 17 kW auf einen Durchschnittswert von etwa 13 kW (d.h. -23%) zu senken. Wie bei der Definition der «StromPeak_{min}»-Steuerungsstrategie (siehe Abschnitt 2.5) zu erwarten war, gibt es einen kleinen «DHWpen», wenn die «DHWref» Speichervolumen berücksichtigt wird (zwischen ca. 0.3% und 1%). Diese Penalty wird bei vergrösserten WW-Speichern (d.h. «DHW2x»), auf Null reduziert. Die Erhöhung des Volumens hat also keinen Einfluss auf den progressiven Rückgang der elektrischen Spitzenlast, ermöglicht aber «DHWpen»-Werte, die mit denen vergleichbar sind, die mit der Regelstrategie «Std» erzielt werden.

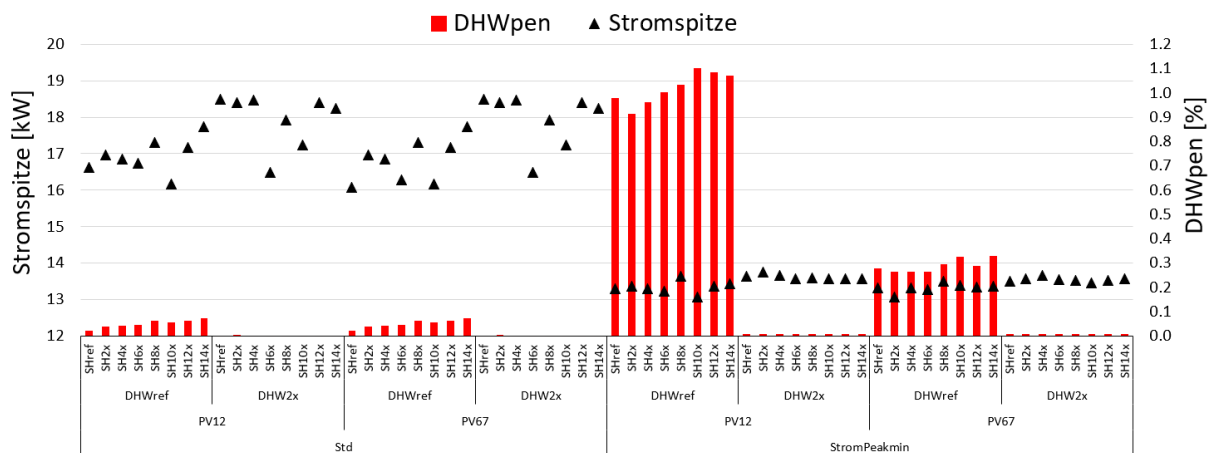


Abbildung 12: Stromspitze (linke Achse), DHW-Penalty (rechte Achse) vs. Änderung von Kontrollstrategie, PV-Leistung, WW- und Pufferspeichergrosse

Abbildung 13 zeigt die Jahresdauerlinie für drei spezifische Fälle, um den Einfluss der Kontrollstrategie und der Pufferspeichergrosse auf die elektrische Stromspitze zu zeigen. Wie bereits in Abbildung 12 zu sehen, reduziert die Strategie «StromPeak_{min}» die elektrische Spitzenlast von einem Wert von ca. 17 kW auf einen Wert von 13 kW (-20%), während die Änderung der Pufferspeichergrosse keinen Einfluss auf die Stromspitze hat. Betrachtet man die Anzahl der Stunden, in denen die elektrische Spitzenlast mehr als 10 kW beträgt, so kann dieser Wert mit der «StromPeak_{min}»-Kontrollstrategie von 500h auf ca. 150h reduziert werden.

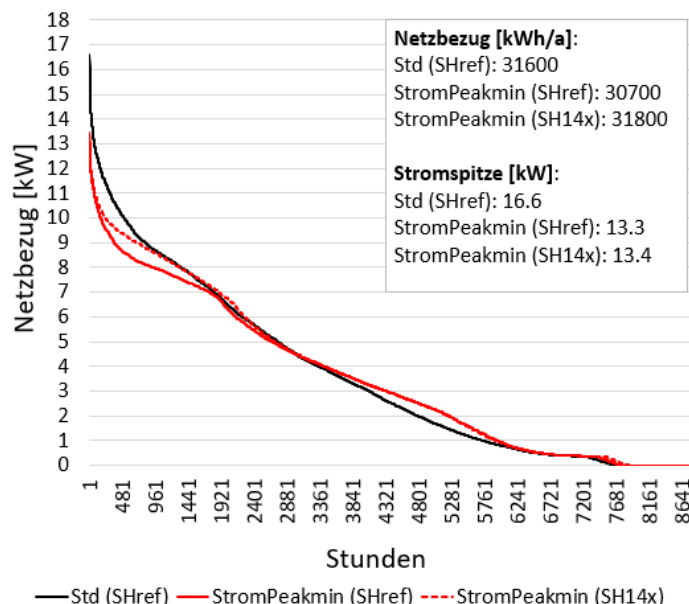


Abbildung 13: Jahresdauerlinien des elektrischen Netzbezuges abhängig von Kontrollstrategie und Pufferspeichergrosse (für «PV12» und WW-Speichervolumen «DHWref»). Jährliche Netzbezug und Stromspitze sind in der Tabelle zusammengefasst

Wie in Abschnitt 2.5 beschrieben, besteht das Ziel der Kontrollstrategie «CO₂_{min}» darin, die CO₂-Belastung des Gebäudes zu verringern, insbesondere in Zeiten, in denen die CO₂-Belastung des Netzes besonders hoch ist, wie beispielsweise in den Wintermonaten (Abbildung 6). Abbildung 14 zeigt (für zwei spezifische Fälle) eine Punktwolke, in der die x-



Achse den Netzbezug der Wärmepumpe und die y-Achse die CO₂-Belastung des Netzes darstellt. Da die Grafik auf Stundenbasis erstellt wurde, gibt jeder Punkt an, wie viel Strom aus dem Netz die Wärmepumpe benötigt und wie hoch die entsprechende CO₂-Belastung des Netzes zu dieser bestimmten Stunde ist. Es ist zu erkennen, dass die CO_{2min}-Kontrollstrategie es der Wärmepumpe ermöglicht, bei niedriger CO₂-Belastung mehr Stunden zu laufen. Auf Jahresbasis führt dies zu einer Reduzierung der CO₂-Belastung um etwa 23%.

Die Variation der CO₂-Belastung bei Änderung der Kontrollstrategie und des Speichervolumens ist in der folgenden Abbildung 15 (für den Fall «PV12») dargestellt. Die Ergebnisse für die Fälle «PV0» und «PV67» sind im Anhang A.4 (Abbildung 52 und Abbildung 53) aufgeführt. Im Allgemeinen ist zu erkennen, dass nur die Kontrollstrategien «PVEigen_{max}» und «CO_{2min}» eine Reduzierung der CO₂-Belastung der Wärmepumpe im Vergleich zur Kontrollstrategie «Std» ermöglichen. Bei der Strategie «PVEigen_{max}» ist die Verringerung der CO₂-Belastung hauptsächlich mit der entsprechenden Verringerung des Netzbezugs verbunden, da das Speichervolumen zunimmt. Bei der «CO_{2min}»-Strategie hingegen kann die CO₂-Belastung reduziert werden, obwohl der Netzbezug vergleichbar oder sogar höher ist als bei der «Std»- oder «PVEigen_{max}»-Strategie. Dies ist im Wesentlichen darauf zurückzuführen, dass die Wärmepumpe hauptsächlich in Zeitfenstern betrieben wird, in denen die entsprechende CO₂-Belastung des Netzes sehr gering ist. Bei der Betrachtung der Kontrollstrategie «CO_{2min}» zeigt sich, dass die Variation des Pufferspeichervolumens im Gegensatz zum WW-Speichervolumen einen erheblichen Einfluss auf die Variation der CO₂-Belastung hat. Es ist interessant festzustellen, dass für die PV-Leistungen «PV0» und «PV12» die Kontrollstrategie «CO_{2min}» eine deutlichere Reduzierung der CO₂-Belastung ermöglicht als die Strategie «PVEigen_{max}». Für «PV67» hingegen liefern die beiden Strategien vergleichbare Ergebnisse (Abbildung 53). Dies könnte darauf zurückzuführen sein, dass bei «PV67» der Rückgang des Netzbezugs so signifikant ist, dass er die geringe CO₂-Laststromaufnahme der «CO_{2min}»-Kontrollstrategie ausgleicht. Wenn nur die CO_{2min}-Kontrollstrategie betrachtet wird, kann man sehen, dass es für alle drei PV-Leistungen einen Mindestwert der CO₂-Belastung bei einem bestimmten Speichervolumen gibt (z.B. für «PV0» ist dieses Volumen DHWref-SH14x, siehe Abbildung 52).

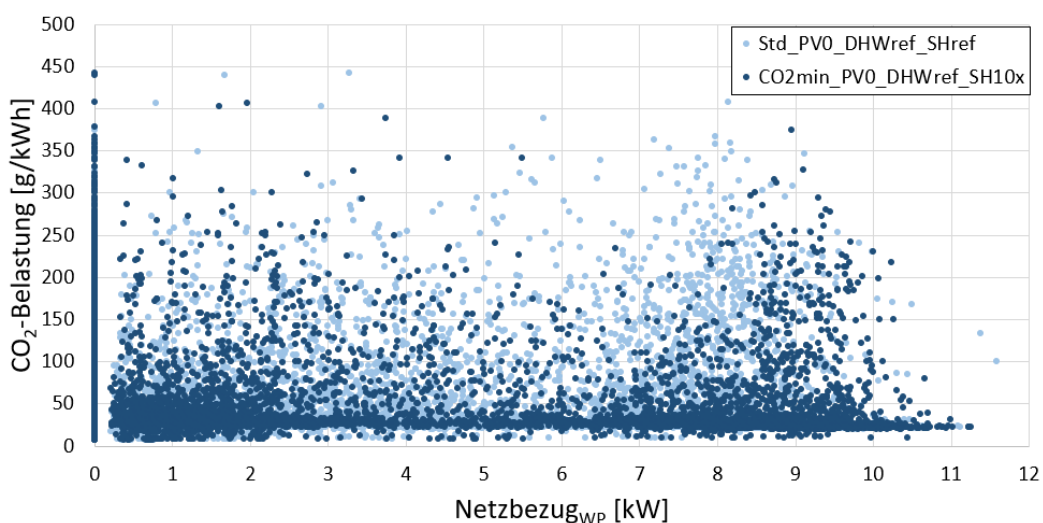


Abbildung 14: Stündliche CO₂-Belastung des Netzes und Netzbezug der Wärmepumpe für zwei spezifische Fälle

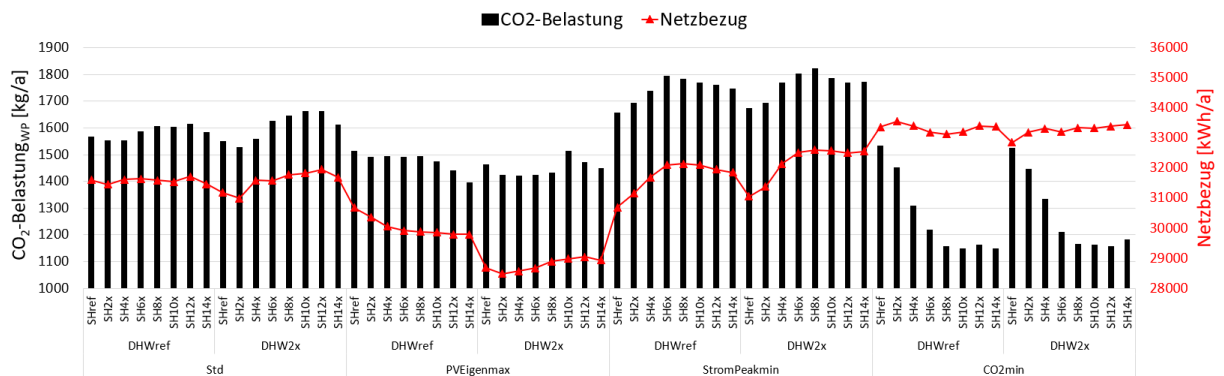


Abbildung 15: CO₂-Belastung der Wärmepumpe (linke Achse) und Netzbezug (rechte Achse) bei unterschiedlicher Regelstrategie und Speichervolumen – PV-Leistung «PV12»

Da die CO₂-Belastung des Netzes im Laufe des Jahres schwankt (siehe Abbildung 6), ist es wichtig, das Verhalten der Kontrollstrategien im Hinblick auf die CO₂-Belastungsreduktion auf monatlicher Basis zu analysieren. Abbildung 16 zeigt die CO₂-Belastung der Wärmepumpe auf monatlicher Basis für einen bestimmten Fall. Die rote Linie auf der rechten Achse zeigt den monatlichen Durchschnittswert der CO₂-Belastung des Netzes. Erwartungsgemäss sind die kritischsten Monate (d.h. gekennzeichnet durch hohe CO₂-Belastungswerte) die Wintermonate, wie z.B. der Februar, für den ein durchschnittlicher Monatswert von ca. 130 g/kWh vorliegt. Die beiden Kontrollstrategien «PVEigen_{max}» und «CO_{2min}» führen zu einer Verringerung der CO₂-Belastung der Wärmepumpe auf Jahresbasis (im Vergleich zur Strategie «Std») um etwa 30%. Auf Monatsbasis zeigt sich jedoch, dass die Strategie «CO_{2min}» in den kritischsten Wintermonaten eine stärkere Reduzierung der CO₂-Belastung der Wärmepumpe erreicht als die Strategie «PVEigen_{max}».

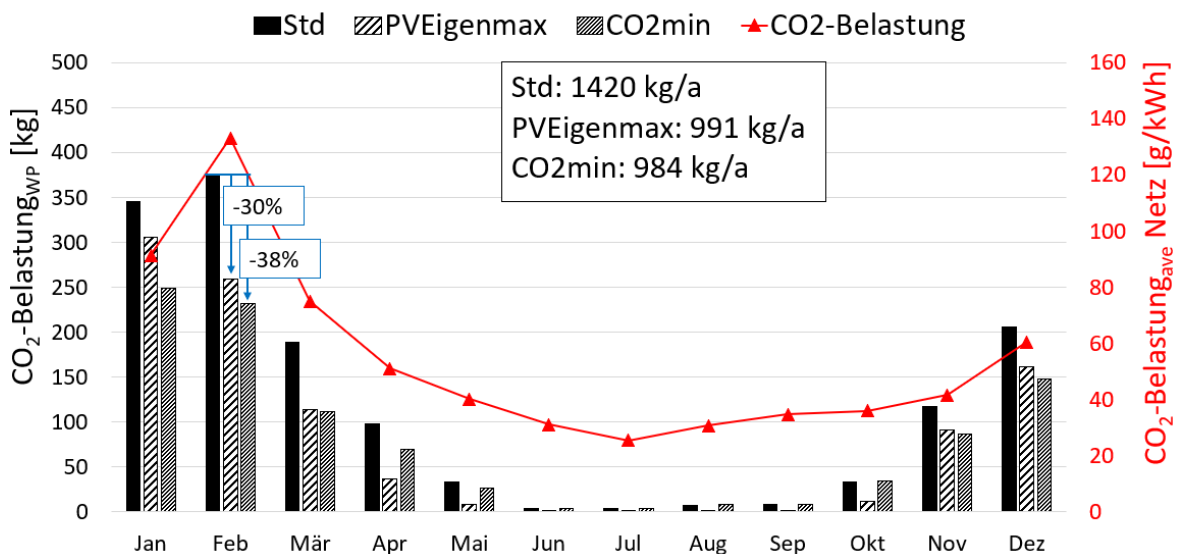


Abbildung 16: Monatliche CO₂-Belastung der Wärmepumpe (linke Achse) und durchschnittliche monatliche CO₂-Belastung des Netzes (rechte Achse) bei Variation der Kontrollstrategie - PV-Leistung «PV67», WW-Speichervolumen «DHW2x», Pufferspeichervolumen «SH6x»



3.2.3 Ergebnisse Parameterstudie

3.2.3.1 Reduktion des Netzbezugs: Übersicht auf die Ergebnisse

Wie aus Abbildung 11 hervorgeht, ist die «PVEigen_{max}»-Steuerungsstrategie die einzige, bei der eine Erhöhung des Speichervolumens zu einem Rückgang des Netzbezugs führt. Abbildung 17 zeigt (nur für den Fall der „PVEigen_{max}“-Kontrollstrategie) die maximale Reduzierung des Netzbezugs (im Vergleich zur «Std»-Strategie) und das entsprechende Speichervolumen (im Vergleich zum Referenz-Speichervolumen) bei Variation der PV-Leistung für die gesamte Parameterstudie.

Zunächst einmal ist festzustellen, dass bei PV12 die maximale Reduzierung des Netzbezugs mit einem Durchschnittswert von etwa 8% relativ gering ist. Das hängt damit zusammen, dass im Fall von PV12 die PV-Überschuss (nachdem der Strombedarf des Gebäudes gedeckt wurde) relativ gering ist und die Wärmepumpe daher nicht lange eingeschaltet ist, um das Speichervolumen zu überhitzen. Dies macht sich vor allem bei Gebäuden bemerkbar, deren Stromverbrauch höher ist (z. B. MFH145), so dass eine vernachlässigbare Reduzierung des Strombedarfs aus dem Netz im Fall von PV12 nicht auffällt. Die maximale Reduzierung des Netzbezugs wird bei einer PV-Leistung von 67 kW und bei Niedrigenergiegebäuden (d.h. MFH15, MFH25 und MFH45) erreicht.

Es ist zu beachten, dass es im Fall von PV67 möglich ist, der Netzbezugs zu halbieren, wenn das Speichervolumen 10x des Referenz-Speichervolumens beträgt (siehe z.B. Fall «MFH25_GsHp_DAV_2023»).

Betrachtet man die Speichervolumina, bei denen die maximale Reduzierung des Netzbezugs erreicht wird (für den Fall PV67), zeigt sich, dass dieses Volumen im Durchschnitt abnimmt, wenn der Energiebedarf des Gebäudes steigt. Bei Neubauten beträgt der Durchschnittswert des Speichervolumens etwa das 9x des Referenzvolumens und sinkt beim MFH145-Gebäude auf etwa 6x.



	Red. Netzbezugs _{max} [%Std]		Speichervolumen [/Ref.]	
	PV12	PV67	PV12	PV67
MFH15_AsHp_SMA_2023	-9%	-26%	2	9
MFH15_GsHp_SMA_2023	-12%	-29%	3	8
MFH15_AsHp_DAV_2023	-10%	-38%	10	10
MFH15_GsHp_DAV_2023	-15%	-49%	3	10
MFH15_AsHp_SMA_Scenario6	-9%	-26%	2	9
MFH15_GsHp_SMA_Scenario6	-12%	-29%	3	8
MFH15_AsHp_DAV_Scenario6	-10%	-38%	10	10
MFH15_GsHp_DAV_Scenario6	-15%	-49%	3	10
MFH25_AsHp_SMA_2023	-10%	-28%	2	9
MFH25_GsHp_SMA_2023	-13%	-33%	4	8
MFH25_AsHp_DAV_2023	-12%	-41%	10	8
MFH25_GsHp_DAV_2023	-17%	-52%	3	10
MFH25_AsHp_SMA_Scenario6	-10%	-28%	2	9
MFH25_GsHp_SMA_Scenario6	-13%	-33%	4	8
MFH25_AsHp_DAV_Scenario6	-12%	-41%	10	8
MFH25_GsHp_DAV_Scenario6	-17%	-52%	3	10
MFH45_AsHp_SMA_2023	-8%	-24%	5	8
MFH45_GsHp_SMA_2023	-10%	-29%	2	8
MFH45_AsHp_DAV_2023	-8%	-30%	7	7
MFH45_GsHp_DAV_2023	-11%	-43%	2	7
MFH45_AsHp_SMA_Scenario6	-8%	-24%	5	8
MFH45_GsHp_SMA_Scenario6	-10%	-29%	2	8
MFH45_AsHp_DAV_Scenario6	-8%	-30%	7	7
MFH45_GsHp_DAV_Scenario6	-11%	-43%	2	7
MFH85_AsHp_SMA_2023	-7%	-21%	9	8
MFH85_GsHp_SMA_2023	-6%	-24%	2	8
MFH85_AsHp_DAV_2023	-2%	-27%	10	7
MFH85_GsHp_DAV_2023	-2%	-39%	6	8
MFH85_AsHp_SMA_Scenario6	-7%	-21%	9	8
MFH85_GsHp_SMA_Scenario6	-6%	-24%	2	8
MFH85_AsHp_DAV_Scenario6	-2%	-27%	10	7
MFH85_GsHp_DAV_Scenario6	-2%	-39%	6	8
MFH145_AsHp_SMA_2023	-2%	-13%	7	7
MFH145_GsHp_SMA_2023	0%	-15%	2	4
MFH145_AsHp_DAV_2023	-1%	-20%	2	7
MFH145_GsHp_DAV_2023	0%	-29%	2	7
MFH145_AsHp_SMA_Scenario6	-2%	-13%	7	7
MFH145_GsHp_SMA_Scenario6	0%	-15%	2	4
MFH145_AsHp_DAV_Scenario6	-1%	-20%	2	7
MFH145_GsHp_DAV_Scenario6	0%	-29%	2	7

Abbildung 17: Maximale Reduktion des Netzbezugs (im Vergleich zur Regelstrategie „Std“) und entsprechende Speichervolumen für alle simulierten Fälle bei Variation der PV-Leistung für die Kontrollstrategie «PVEigen_{max}» - Das Speichervolumen wird als das Verhältnis zwischen dem entsprechenden Speichervolumen und dem Referenz-Speichervolumen ausgedrückt



3.2.3.2 Reduktion der Stromspitzen: Übersicht auf die Ergebnisse

Die Analyse der Ergebnisse der gesamten Parameterstudie hat gezeigt, dass die «StromPeak_{min}»-Strategie die einzige Strategie ist, mit der die maximale Stromspitze im Vergleich zur «Std»-Kontrollstrategie reduziert werden kann. Aus diesem Grund werden die Ergebnisse der anderen beiden Strategien (d.h. «PVEigen_{max}» und «CO_{2min}») in diesem Abschnitt nicht aufgeführt.

Die «StromPeak_{min}»-Kontrollstrategie ermöglicht eine Verringerung der maximalen Stromspitze, aber diese Verringerung ist unabhängig von der Veränderung des Speichervolumens. Die folgende Abbildung 18 zeigt den Durchschnittswert der Reduzierung der maximalen Stromspitze und die Penalty-Funktionen für Brauchwarmwasser («DHW_{pen}») und Raumheizung («SH_{pen}») für die gesamte Parameterstudie, falls die Kontrollstrategie «StromPeak_{min}» und PV0 betrachtet wird, wenn das WW-Speichervolumen variiert. Die entsprechenden Tabellen für PV12 und PV67 sind im Anhang A.4 aufgeführt (Abbildung 54 und Abbildung 55). Für das Verständnis der Ergebnisse sind einige Anmerkungen zu machen:

1. Die Verringerung der Stromspitze wird in Bezug auf die Kontrollstrategie «Std» berechnet;
2. Der Durchschnittswert für jeden Fall wird als Mittelwert der Ergebnisse bei Variation des Pufferspeichervolumens berechnet;
3. Die Penalty-Funktionen werden entsprechend der Temperaturdifferenz zwischen der erreichten Temperatur und dem gewünschten Sollwert festgelegt. Gemäss der Definition der Penalty-Funktionen stellen nur positive Werte ein Energiedefizit in Bezug auf die gewünschte Energie dar.

Die folgenden Tabellen zeigen, dass es Unterschiede in den Ergebnissen gibt, wenn die PV-Leistung variiert. Insbesondere die beiden Fälle mit der PV-Leistung «PV12» und «PV67» erweisen sich als nicht besonders kritisch in Bezug auf die Penalty sowohl für Warmwasser als auch für Heizung (mit einem Höchstwert von etwa 2%). Die Fälle mit der «PV0» sind dagegen diejenigen mit den höchsten Penalty, obwohl sie immer noch unter etwa 6% liegen. Das liegt daran, dass die «StromPeak_{min}»-Kontrollstrategie auch den Betrieb der Wärmepumpe in Abhängigkeit vom PV-Überschuss blockiert (siehe Abschnitt 2.5), der wiederum von der Photovoltaikleistung und dem aktuellen Stromverbrauch des Gebäudes abhängt. Die DHW-Penalty wird in allen Fällen auf null reduziert, wenn das WW-Speichervolumen verdoppelt wird (d.h. «DHW2x»). Was die SH-Penalty angeht, so betreffen die kritischsten Fälle die Gebäude mit dem höchsten Energieverbrauch (d.h. «MFH85» und «MFH145»), obwohl die Penalty nie einen Wert von 5% überschreitet.

Die Verringerung der Stromspitze hängt dagegen nicht von der installierten Photovoltaikleistung ab. In allen simulierten Fällen liegt der Durchschnittswert der Stromspitze Reduzierung bei etwa -12%. Bei Gebäuden mit niedrigem Energieverbrauch (d.h. «MFH15» und «MFH25») beträgt der Durchschnittswert etwa -17%, während er bei Gebäuden mit höherem Energieverbrauch (d.h. «MFH45», «MFH85» und «MFH145») auf -9% sinkt. Es zeigt sich auch, dass in allen simulierten Fällen eine Erhöhung der WW-Speichervolumen einerseits die Penalty auf null bringt, andererseits aber einen negativen Effekt auf die Reduzierung der Stromspitze hat.



	Red. Stromspitze _{ave} [%Std]		DHW _{pen,ave} [%]		SH _{pen,ave} [%]	
	DHWref	DHW2x	DHWref	DHW2x	DHWref	DHW2x
MFH15_AsHp_SMA_2023	-22%	-20%	4.0	0.0	0.9	1.6
MFH15_GsHp_SMA_2023	-21%	-16%	3.7	0.0	-4.3	-4.3
MFH15_AsHp_DAV_2023	-15%	-12%	5.7	0.0	2.3	3.2
MFH15_GsHp_DAV_2023	-14%	-8%	5.5	0.0	-4.3	-4.3
MFH15_AsHp_SMA_Scenario6	-22%	-20%	4.0	0.0	0.9	1.6
MFH15_GsHp_SMA_Scenario6	-21%	-16%	3.7	0.0	-4.3	-4.3
MFH15_AsHp_DAV_Scenario6	-15%	-12%	5.7	0.0	2.3	3.2
MFH15_GsHp_DAV_Scenario6	-14%	-8%	5.5	0.0	-4.3	-4.3
MFH25_AsHp_SMA_2023	-22%	-19%	2.2	0.0	-3.8	-3.6
MFH25_GsHp_SMA_2023	-19%	-15%	2.1	0.0	-5.2	-5.2
MFH25_AsHp_DAV_2023	-17%	-13%	3.5	0.0	-3.7	-3.5
MFH25_GsHp_DAV_2023	-16%	-13%	3.3	0.0	-5.4	-5.4
MFH25_AsHp_SMA_Scenario6	-22%	-19%	2.2	0.0	-3.8	-3.6
MFH25_GsHp_SMA_Scenario6	-19%	-15%	2.1	0.0	-5.2	-5.2
MFH25_AsHp_DAV_Scenario6	-17%	-13%	3.5	0.0	-3.7	-3.5
MFH25_GsHp_DAV_Scenario6	-16%	-13%	3.3	0.0	-5.4	-5.4
MFH45_AsHp_SMA_2023	-15%	-10%	2.3	0.0	-1.4	-1.2
MFH45_GsHp_SMA_2023	-14%	-11%	2.1	0.0	-3.4	-3.4
MFH45_AsHp_DAV_2023	-16%	-11%	3.6	0.0	2.5	2.9
MFH45_GsHp_DAV_2023	-2%	-1%	3.3	0.0	-1.6	-1.6
MFH45_AsHp_SMA_Scenario6	-15%	-10%	2.3	0.0	-1.4	-1.2
MFH45_GsHp_SMA_Scenario6	-14%	-11%	2.1	0.0	-3.4	-3.4
MFH45_AsHp_DAV_Scenario6	-16%	-11%	3.6	0.0	2.5	2.9
MFH45_GsHp_DAV_Scenario6	-2%	-1%	3.3	0.0	-1.6	-1.6
MFH85_AsHp_SMA_2023	-23%	-18%	4.5	0.0	4.4	4.9
MFH85_GsHp_SMA_2023	-13%	-10%	4.3	0.0	-5.7	-5.5
MFH85_AsHp_DAV_2023	-14%	-12%	5.5	0.0	3.7	4.1
MFH85_GsHp_DAV_2023	1%	2%	5.3	0.0	-6.7	-6.7
MFH85_AsHp_SMA_Scenario6	-23%	-18%	4.5	0.0	4.4	4.9
MFH85_GsHp_SMA_Scenario6	-13%	-10%	4.3	0.0	-5.7	-5.5
MFH85_AsHp_DAV_Scenario6	-14%	-12%	5.5	0.0	3.7	4.1
MFH85_GsHp_DAV_Scenario6	1%	2%	5.3	0.0	-6.7	-6.7
MFH145_AsHp_SMA_2023	-25%	-20%	0.0	0.0	4.4	4.8
MFH145_GsHp_SMA_2023	-14%	-11%	0.0	0.0	-6.3	-6.0
MFH145_AsHp_DAV_2023	-5%	-4%	0.0	0.0	-1.1	-0.8
MFH145_GsHp_DAV_2023	2%	3%	0.0	0.0	-11.0	-11.0
MFH145_AsHp_SMA_Scenario6	-25%	-20%	0.0	0.0	4.4	4.8
MFH145_GsHp_SMA_Scenario6	-14%	-11%	0.0	0.0	-6.3	-6.0
MFH145_AsHp_DAV_Scenario6	-5%	-4%	0.0	0.0	-1.1	-0.8
MFH145_GsHp_DAV_Scenario6	2%	3%	0.0	0.0	-11.0	-11.0

Abbildung 18: Durchschnittswert der Reduzierung der Stromspitze (im Vergleich zur Regelstrategie „Std“), DHW_{pen} und SH_{pen} für alle simulierten Fälle bei Variation des WW-Speichervolumens für die Kontrollstrategie «StromPeak_{min}» – PV-Leistung: PV0

3.2.3.3 Reduktion der CO₂-Belastung: Übersicht auf die Ergebnisse

Die Regelungsstrategien «PVEigen_{max}» und «CO_{2min}» sind die einzigen, die eine schrittweise Verringerung der CO₂-Belastung bei Änderung des Speichervolumens ermöglichen. Aus diesem Grund werden in diesem Abschnitt nur die Ergebnisse für diese beiden untersuchten Steuerungsstrategien angegeben. Die Ergebnisse der gesamten Parameterstudie zeigen, dass nur die Veränderung des Pufferspeichervolumens eine progressive Reduzierung der CO₂-Belastung ermöglicht, während das WW-Volumen nur einen marginalen Einfluss darauf hat. Berücksichtigt man beide Kontrollstrategien und alle simulierten Fälle, so liegt der



Durchschnittswert der maximalen CO₂-Reduzierung bei etwa -20% (-23% in dem Fall, in dem Gebäude mit dem niedrigsten Energieverbrauch berücksichtigt werden).

Die folgende Abbildung 19 zeigt insbesondere die maximale Verringerung der CO₂-Belastung der Wärmepumpe (im Vergleich zur Standardsituation) für alle in der Parameterstudie untersuchten Fälle für den Fall PV12. Die entsprechenden Tabellen für PV0 und PV67 sind im Anhang A.4 aufgeführt (Abbildung 56 und Abbildung 57). Es sollte klargestellt werden, dass die Reduzierung der CO₂-Belastung in Bezug auf die Standardsituation berechnet wird, d. h. in dem Fall, in dem die «Std»-Steuerungsstrategie und die Referenzspeichervolumen berücksichtigt werden. Es sollte auch klargestellt werden, dass nur die CO₂-Belastung der Wärmepumpe berücksichtigt wird.

Bei PV0 und PV12 erzielt die «CO_{2min}»-Steuerungsstrategie in allen untersuchten Fällen eine grössere CO₂-Belastungsreduktion als die «PVEigen_{max}»-Strategie. Bei der «CO_{2min}»-Strategie beträgt die maximal erreichbare CO₂-Reduzierung im Durchschnitt 19% (im PV0-Fall) und 22% (im PV12-Fall). Es zeigt sich auch, dass die CO₂-Reduktion im Fall von PV0 und PV12 sehr begrenzt ist, wenn die «PVEigen_{max}»-Strategie berücksichtigt wird. Das liegt daran, dass der PV-Überschuss für die Wärmepumpe nicht oder nur in sehr geringem Masse vorhanden ist und daher nur begrenzt Wärmeenergie in den Speichervolumen gespeichert werden kann.

Im Fall von PV67 hingegen erreichen die beiden Steuerungsstrategien vergleichbare CO₂-Belastung Reduktion mit einem Durchschnittswert von etwa 36% (für die «PVEigen_{max}»-Strategie) und 31% (für die «CO_{2min}»-Strategie). Es zeigt sich, dass es Fälle gibt, in denen die CO_{2min}-Strategie eine grössere CO₂-Belastung Reduktion erzielt und Fälle, in denen die «PVEigen_{max}»-Strategie bessere Ergebnisse liefert. Eine Erklärung dafür ist die Tatsache, dass die CO₂-Belastung der Wärmepumpe von Stunde zu Stunde schwankt und sowohl davon abhängt, wie viel Strom aus dem Netz bezogen wird, als auch davon, zu welcher Tageszeit dieser Strom bezogen wird, da die CO₂-Belastung des Netzes stündlich schwankt. Im Fall von PV67 wird der Netzbezug bei niedrigen CO₂-Belastung des Netzes (bei der «CO_{2min}»-Strategie) durch den tiefere Netzbezug (bei der «PVEigen_{max}»-Strategie) ausgeglichen.

Der Maximalwert der Reduzierung der CO₂-Belastung bezieht sich auf einen bestimmten Wert des Speichervolumens. Die folgenden Abbildung 20, Abbildung 21 und Abbildung 22 zeigen die maximale CO₂-Belastung Reduktion und das entsprechende Speichervolumen bei Variation der Regelstrategie («PVEigen_{max}» oder «CO_{2min}») und der PV-Leistung (d.h. PV0, PV12 und PV67). Die «CO_{2min}»-Regelungsstrategie ermöglicht im Fall von PV0 und PV12 eine grössere CO₂-Belastung Reduktion (im Vergleich zur «PVEigen_{max}»-Strategie). Im Fall von PV67 hingegen liefern die beiden Strategien vergleichbare Ergebnisse, obwohl die «PVEigen_{max}»-Strategie in einigen Fällen deutlichere Reduktionen erzielt (siehe Abbildung 22). Hinsichtlich des optimalen Speichervolumens zeigt sich, dass die maximale Reduzierung der CO₂-Belastung bei einem Speichervolumen erreicht wird, das bei der «CO_{2min}»-Strategie das 4-9-fache des Referenzspeichervolumens beträgt.

Die Analyse der Ergebnisse der Parameterstudie zeigten eine leichte Korrelation zwischen dem analysierten Gebäude (und damit dem Heizenergieverbrauch) und der maximalen CO₂-Belastungsreduktion der Wärmepumpe. Die Ergebnisse sind in Abbildung 23 für PV67 dargestellt. Der Bereich der CO₂-Belastungsreduktion ist bei der «CO_{2min}»-Strategie schmaler (zwischen 20% und 40%), während er bei der «PVEigen_{max}»-Strategie breiter ist (zwischen



15% und 65%). Generell lässt sich feststellen, dass (für beide Steuerungsstrategien) Niedrigenergiehäuser (d.h. MFH15 und MFH25) durch eine deutlichere CO₂-Belastungsreduktion und höhere optimale Speichervolumina gekennzeichnet sind. Dieser Trend ist bei der «PVEigen_{max}»-Strategie noch viel ausgeprägter. Bis auf wenige Ausnahmen liegt das optimale Speichervolumen zwischen dem 4- bis 9-fachen des Referenzvolumens (für die «CO_{2min}»-Strategie) und dem 7- bis 10-fachen des Referenzvolumens (für die «PVEigen_{max}»-Strategie).

	Reduktion CO ₂ -Belastung _{WP,max} [%Std]	
	PVEigenmax	CO _{2min}
MFH15_AsHp_SMA_2023	-8%	-25%
MFH15_GsHp_SMA_2023	-12%	-26%
MFH15_AsHp_DAV_2023	-8%	-24%
MFH15_GsHp_DAV_2023	-17%	-25%
MFH15_AsHp_SMA_Scenario6	-11%	-19%
MFH15_GsHp_SMA_Scenario6	-15%	-19%
MFH15_AsHp_DAV_Scenario6	-9%	-23%
MFH15_GsHp_DAV_Scenario6	-16%	-22%
MFH25_AsHp_SMA_2023	-11%	-27%
MFH25_GsHp_SMA_2023	-12%	-26%
MFH25_AsHp_DAV_2023	-9%	-27%
MFH25_GsHp_DAV_2023	-16%	-28%
MFH25_AsHp_SMA_Scenario6	-11%	-20%
MFH25_GsHp_SMA_Scenario6	-17%	-20%
MFH25_AsHp_DAV_Scenario6	-11%	-24%
MFH25_GsHp_DAV_Scenario6	-19%	-23%
MFH45_AsHp_SMA_2023	-12%	-26%
MFH45_GsHp_SMA_2023	-14%	-27%
MFH45_AsHp_DAV_2023	-10%	-23%
MFH45_GsHp_DAV_2023	-20%	-26%
MFH45_AsHp_SMA_Scenario6	-11%	-20%
MFH45_GsHp_SMA_Scenario6	-11%	-15%
MFH45_AsHp_DAV_Scenario6	-9%	-18%
MFH45_GsHp_DAV_Scenario6	-14%	-19%
MFH85_AsHp_SMA_2023	-11%	-20%
MFH85_GsHp_SMA_2023	-11%	-29%
MFH85_AsHp_DAV_2023	-3%	-22%
MFH85_GsHp_DAV_2023	-4%	-26%
MFH85_AsHp_SMA_Scenario6	-12%	-18%
MFH85_GsHp_SMA_Scenario6	-9%	-17%
MFH85_AsHp_DAV_Scenario6	-4%	-17%
MFH85_GsHp_DAV_Scenario6	-4%	-16%
MFH145_AsHp_SMA_2023	-7%	-18%
MFH145_GsHp_SMA_2023	-4%	-26%
MFH145_AsHp_DAV_2023	-3%	-25%
MFH145_GsHp_DAV_2023	0%	-25%
MFH145_AsHp_SMA_Scenario6	-6%	-14%
MFH145_GsHp_SMA_Scenario6	0%	-11%
MFH145_AsHp_DAV_Scenario6	-4%	-17%
MFH145_GsHp_DAV_Scenario6	-1%	-12%

Abbildung 19: Maximalwert der Reduzierung der CO₂-Belastung der Wärmepumpe (im Vergleich zur Regelstrategie „Std“) für alle simulierten Fälle bei Variation der Kontrollstrategie – PV-Leistung: PV12

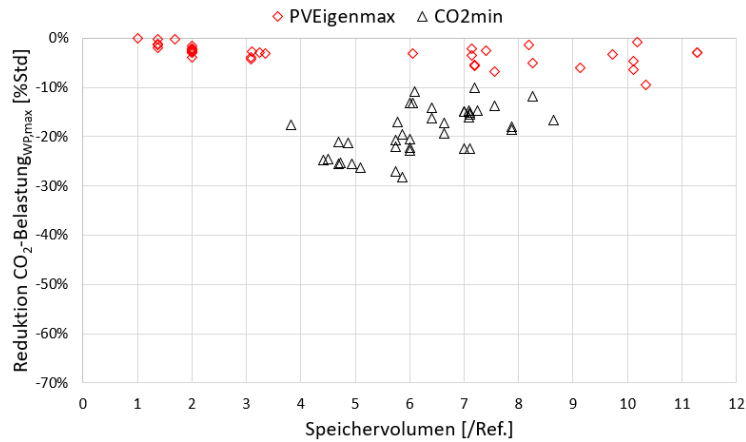


Abbildung 20: Maximalwert der Reduzierung der CO₂-Belastung der Wärmepumpe (im Vergleich zur Regelstrategie „Std“) vs. entsprechendes Speichervolumen (im Vergleich zum Referenz-Speichervolumen) für alle simulierten Fälle bei Variation der Kontrollstrategie – PV-Leistung: PV0

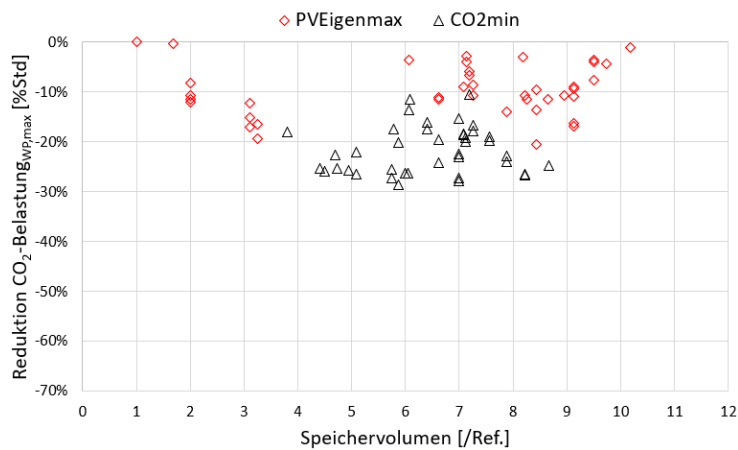


Abbildung 21: Maximalwert der Reduzierung der CO₂-Belastung der Wärmepumpe (im Vergleich zur Regelstrategie „Std“) vs. entsprechendes Speichervolumen (im Vergleich zum Referenz-Speichervolumen) für alle simulierten Fälle bei Variation der Kontrollstrategie – PV-Leistung: PV12

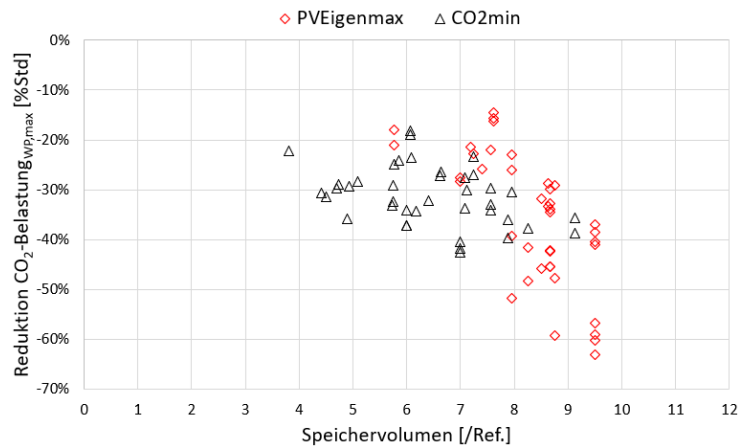


Abbildung 22: Maximalwert der Reduzierung der CO₂-Belastung der Wärmepumpe (im Vergleich zur Regelstrategie „Std“) vs. entsprechendes Speichervolumen (im Vergleich zum Referenz-Speichervolumen) für alle simulierten Fälle bei Variation der Kontrollstrategie – PV-Leistung: PV67

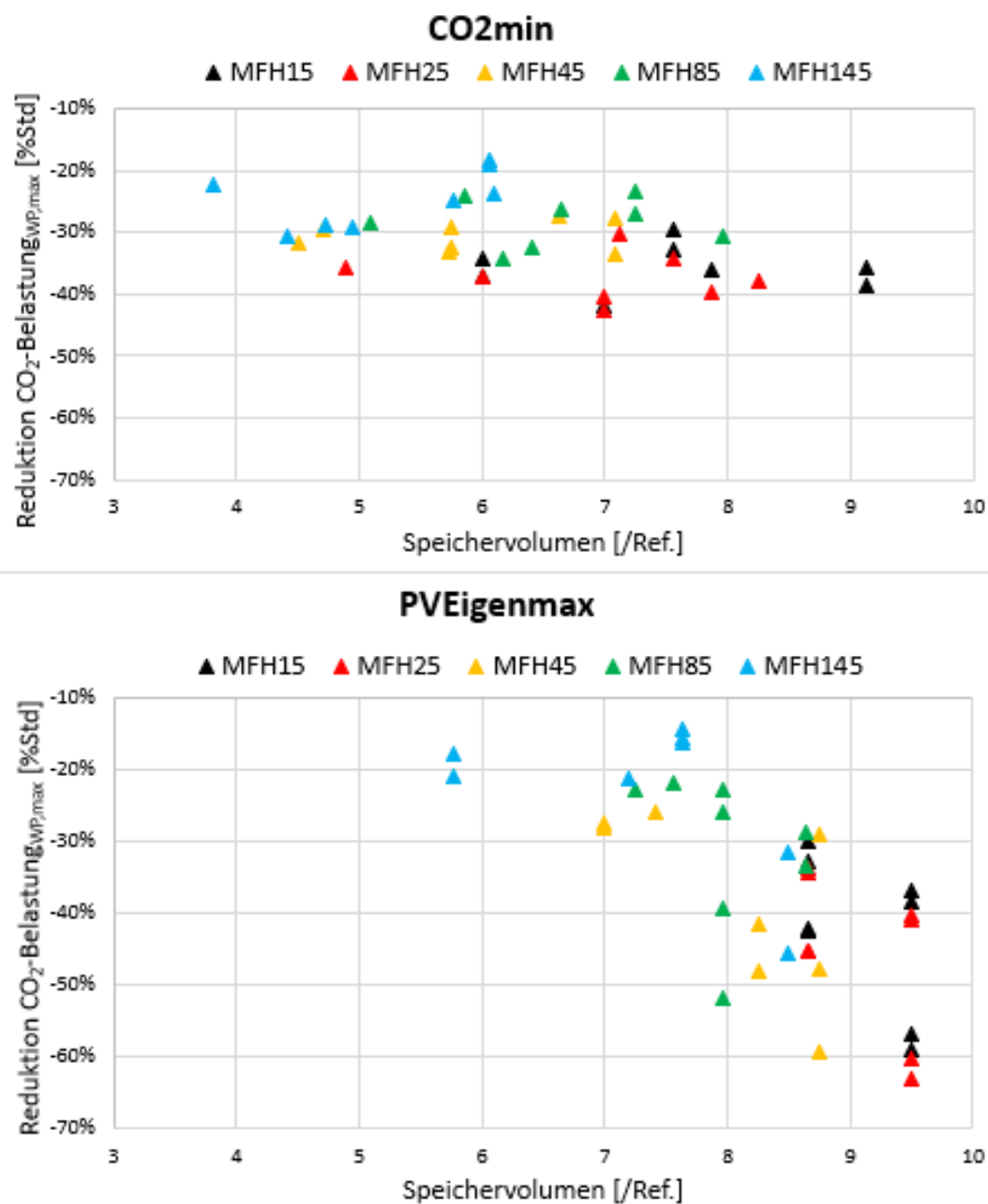


Abbildung 23: Maximalwert der Reduzierung der CO₂-Belastung der Wärmepumpe (im Vergleich zur Regelstrategie „Std“) vs. entsprechendes Speichervolumen (im Vergleich zum Referenz-Speichervolumen) für alle simulierten Fälle bei Variation der Gebäude und Kontrollstrategie – PV-Leistung: PV67



4 Potential Schwarmintelligenz

4.1 Analyse Schwarmkonzepte

Schwarmintelligenz beschreibt in der Natur, wie einfache Individuen ohne zentrale Kontrolle durch lokale Interaktionen komplexes, koordiniertes Verhalten hervorbringen, etwa wie bei Fisch- und Vogelschwärmen oder Ameisenkolonien. Zentrale Prinzipien sind Selbstorganisation (Ordnung entsteht aus lokalen Regeln), Flexibilität (Anpassung an veränderte Umweltbedingungen) und Robustheit (Funktionsfähigkeit trotz Ausfällen Einzelner).

Diese Prinzipien wurden in Informatik und Ingenieurwesen als Multi-Agenten-Systeme (MAS) aufgegriffen: Mehrere Agenten, passiv, aktiv oder interaktiv, mit eigenen Zielen und Regeln, lösen durch Kommunikation und Kooperation gemeinsame Aufgaben und erreichen so globale Ziele. Ein verwandter Begriff ist das Internet der Dinge (IoT, Internet of Things): Ein Netzwerk physischer Objekte mit Sensoren, Software und Kommunikation, in dem vernetzte Geräte (z. B. Sensoren und Aktoren) als Agenten in einem MAS zusammenwirken, um Daten in Echtzeit zu verarbeiten und komplexe Aufgaben koordiniert zu erledigen. MAS dienen dabei als technologisches Konzept, das Interaktion und Zusammenarbeit der Geräte organisiert und steuert.

Übertragen auf technische Systeme liefern diese Ansätze ein wirkungsvolles Werkzeug, um komplexe, vernetzte Probleme zu lösen und zugleich Resilienz sowie Anpassungsfähigkeit zu erhöhen. Bei dezentralen thermischen Speichern in Gebäuden mit Wärmepumpen können MAS die Energieeffizienz steigern, Kosten senken, erneuerbare Energien besser nutzen und elektrische Belastungsspitzen im Winter reduzieren.

4.1.1 Strategien und Ansätze

Grundsätzlich gibt es zwei verschiedene Arten von Steuerungsansätzen: dezentrale und zentrale Steuerungen. Bei der dezentralen Steuerung, wie sie in MAS zum Einsatz kommt, agieren die einzelnen Agenten autonom und treffen Entscheidungen basierend auf lokalen Informationen und Interaktionen. Im Gegensatz dazu steht die zentrale Steuerung, bei der eine zentrale Instanz alle Entscheidungen trifft und die Steuerung des gesamten Systems übernimmt.

Spezifische Strategien und Ansätze für MAS befinden sich im Anhang A.5.

Wie im Anhang A.5 aufgelistet lassen sich verschiedene Konzepte und Strategien für den koordinierten Einsatz von MAS finden. Einige nutzen fortschrittliche prädiktive Modelle, während andere auf einfacheren heuristischen oder regelbasierten Ansätzen basieren. Nur wenige davon beziehen sich dabei auf Heizsysteme und unseres Wissens gibt es derzeit keine Publikationen, die ein MAS mit Wärmepumpen und (grossen) thermischen Energiespeichern betrachtet. Die einzigen Ausnahmen sind die zwei Publikationen von Starke et al. ([18] und [20]) über das Projekt Smart Neighborhood™ in den USA. Im Smart Neighborhood™ Projekt wird ein Verbund von 62 Gebäuden mit 300-Liter-Pufferspeichern betrachtet, welche jeweils mit einer WP und einem Elektroheizstab ausgestattet sind.



In Anhang A.6 werden zentrale mit dezentralen Steuerungen verglichen und die Vor- und Nachteile gezeigt.

Damit Heizsysteme in einer Gruppe von Gebäuden mit thermischem Energiespeicher und Wärmepumpen als MAS agieren können, müssen bestimmte Voraussetzungen erfüllt sein. Diese Voraussetzungen werden in A.7 erläutert.

4.1.2 Technologien und Methoden der Künstlichen Intelligenz

Künstliche Intelligenz (KI) hat das Potenzial, die angestrebten Ziele der Spitzenlastreduktion und Effizienz von MAS zu verbessern, es müssen aber auch Herausforderungen und Grenzen berücksichtigt werden, um eine sichere und effektive Anwendung zu gewährleisten. So z.B. können KI-Algorithmen die Nutzung von Energiequellen und Speichern optimieren, indem sie den besten Zeitpunkt für das Laden und Entladen von Speichern basierend auf Echtzeitdaten und Prognosen bestimmen [18].

Maschinelles Lernen kann angewendet werden, um Muster und Zusammenhänge innerhalb grosser Datenmengen zu erkennen und zu nutzen. Vielversprechende Algorithmen für solche Aufgaben können Entscheidungsbäume (Decision Trees), Support Vector Machines oder neuronale Netzwerke (NN) sein. Eine weitere Form von NN ist das Verstärkungslernen (Reinforcement Learning). Letztere Methode wird verwendet, um Agenten zu trainieren, optimale Entscheidungen durch Versuch und Irrtum zu treffen. Agenten lernen durch Belohnung und Bestrafung, was in dynamischen Umgebungen wie Smart Grids besonders nützlich ist [20]. KI kann bei der Entscheidungsfindung helfen und komplexe Entscheidungen automatisieren, die für Menschen zu komplex wären, um sie schnell und effizient zu treffen.

Es gibt jedoch auch Herausforderungen und Grenzen beim Einsatz von Künstlicher Intelligenz in diesen Konzepten. KI-Systeme benötigen grosse Mengen an qualitativ hochwertigen Daten für das Training und die Optimierung. In vielen realen Anwendungen sind solche Daten nicht immer verfügbar oder von nicht ausreichender Qualität [18]. Die Implementierung von KI-Systemen kann komplex und kostspielig sein, sowohl in Bezug auf die Entwicklung als auch auf die Wartung und Aktualisierung der Systeme [20]. Des Weiteren sind viele KI-Algorithmen, insbesondere NN, oft schwer verständlich und nicht bis schwer nachzuvollziehen. Dies kann ein Problem darstellen, wenn transparente Entscheidungsprozesse erforderlich sind [21]. Zudem müssen KI-Systeme robust gegen Cyberangriffe und technische Ausfälle sein, um die Zuverlässigkeit und Sicherheit des Heizungssystems zu gewährleisten [19]. Nicht zuletzt wirft der Einsatz von KI auch Fragen hinsichtlich Privatsphäre, Sicherheit und ethischer Entscheidungsfindung auf.

4.1.3 Konzept für ein Multi-Agenten-System (MAS) zur Stromspitzenlastreduktion

Das folgende Konzept betrachtet ein System mit mehreren Gebäuden (in diesem Beispiel ein Quartier), die jeweils mit einer WP, einem grossen TES und mehreren lokalen Agenten ausgestattet sind. In Abbildung 24 wird dieses System visualisiert. In jedem Gebäude ist ein IoT-Gateway installiert, das als lokale Intelligenz dient. Es koordiniert die Agenten, verarbeitet Daten dezentral (Edge Computing) und stellt sicher, dass das Gebäude auch ohne Internetverbindung funktionsfähig bleibt. Besteht eine Internetverbindung, ermöglicht das IoT-Gateway über die Cloud den informationssicheren Austausch zwischen den Gebäuden,



sodass die Agenten nach Prinzipien der Schwarmintelligenz und der dezentralen Steuerung zusammenwirken, um Stromspitzen zu reduzieren und den Energieverbrauch zu optimieren.

Bei widersprüchlichen Zielen einzelner Agenten kommen Verhandlungsmodelle mit Prioritätenschemata zum Einsatz. Der Ablauf ist dabei dreistufig:

- **Konflikterkennung:** Kontinuierliche Überwachung der Agenteninteraktionen; Algorithmen auf den Agenten oder dem IoT-Gateway identifizieren Zielkonflikte.
- **Verhandlung und Priorisierung:** Agenten verhandeln, gewichten ihre Ziele nach einem definierten Prioritätenschema und suchen eine für das Gesamtsystem vorteilhafte Lösung.
- **Entscheid und Umsetzung:** Die gewählte Massnahme wird umgesetzt und fortlaufend überwacht; bei geänderten Randbedingungen kann der Entscheid adaptiv nachjustiert werden.

Durch die Einführung eines MAS über mehrere Gebäude hinweg werden lokale und globale Wechselwirkungen nutzbar, um Stromspitzen wirksam zu glätten und die Energieeffizienz zu erhöhen. Verhandlungsmechanismen, Priorisierung und robuste Konfliktlösung sorgen für ein kohärentes, fehlertolerantes System, das den Wohnkomfort sicherstellt und gleichzeitig zur Stabilität des Stromnetzes beiträgt.

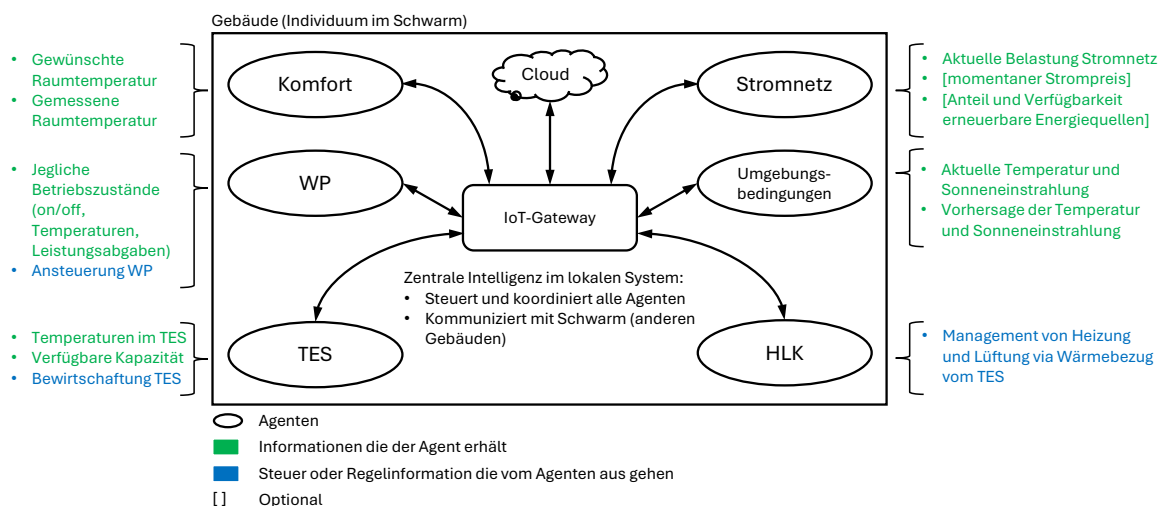


Abbildung 24: Schematische Darstellung eines einzelnen Gebäudes (Individuum im Schwarm) mit einem MAS. Alle Agenten haben die Möglichkeit mit allen anderen Agenten via IoT-Gateway und Cloud zu kommunizieren.

4.2 Potenzial von Schwarmintelligenz zur zusätzlichen Reduktion von Leistungsspitzen

4.2.1 Netzebenen

Die jüngsten Grundlagenanalysen deuten darauf hin, dass die grössten Engpässe künftig an den Enden der Verteilnetze auftreten – namentlich in NE7 (Niederspannung) und NE5 (Mittelspannung). NE7 bindet den Grossteil neuer Endverbraucher an (u. a. Wärmepumpen und Heimpladepunkte), während NE5 die regionale Verteilung übernimmt und grössere PV-



Anlagen sowie öffentliche Ladeleistungen bündelt. Die BFE-Verteilnetzstudie [22] zeigt, dass zusätzliche Lasten durch Wärmepumpen und Elektromobilität vor allem die unteren Ebenen ausbauen lassen, während starker dezentraler PV-Zubau die oberen Verteilnetzebenen (u. a. NE5) zusätzlich beansprucht; das VSE-Spotlight [23] bestätigt, dass der Grossteil der neuen Produktion und Verbraucher in den unteren Netzebenen angeschlossen wird.

4.2.2 Potenzialabschätzung der Spitzenlastreduktion

Zur Abschätzung des Potenzials der Spitzenlastreduktion werden zwei Szenarien betrachtet: eines auf Quartiersebene und eines auf gesamtschweizerischer Ebene. In beiden Fällen wird das maximal erreichbare Potenzial ermittelt. Die Spitzenlastreduktion wird als Verhältnis zwischen dem ursprünglichen absoluten Spitzenwert vor der Optimierung und dem geglätteten neuen Wert definiert. Dabei wird angenommen, dass die Schwarmintelligenz optimal und störungsfrei funktioniert. Zudem wird vorausgesetzt, dass die Wärmepumpen über ausreichende Leistung verfügen, um die thermischen Speicher effektiv zu bewirtschaften und die erforderliche Flexibilität bereitzustellen.

4.2.3 Flexibler vs. nicht flexibler Verbrauch

In dieser Arbeit wird zwischen flexiblem und nicht flexiblem Stromverbrauch unterschieden. Der Haushaltsstrom wird als nicht flexibel betrachtet, da er unmittelbar vom Verhalten und den Bedürfnissen der Bewohner abhängt und kurzfristig nicht ohne Komforteinbussen verschoben werden kann. Der Stromverbrauch der Wärmepumpen hingegen wird als flexibel eingestuft. Durch den Einsatz von thermischen Speichern und intelligenten Steuerungssystemen können Wärmepumpen ihren Betrieb zeitlich verschieben, ohne den Wohnkomfort zu beeinträchtigen. Dies ermöglicht eine Anpassung an Netzanforderungen und die Reduktion von Leistungsspitzen.

Das Verhältnis von flexiblem (Wärmepumpen) zu nicht flexiblem Verbrauch (Haushaltsstrom und Industrie) variiert je nach Betrachtungsebene erheblich. Auf Quartiersebene, insbesondere in Wohngebieten mit hohem Anteil an Wärmepumpen, kann der flexible Verbrauch einen signifikanten Anteil am Gesamtstromverbrauch ausmachen. Hier bietet sich ein grosses Potenzial, durch koordinierte Steuerung der Wärmepumpen Lastspitzen zu reduzieren und die Netzbelastung zu optimieren. Auf nationaler Ebene hingegen, insbesondere unter Einbeziehung des industriellen Stromverbrauchs, verschiebt sich das Verhältnis zugunsten des nicht flexiblen Verbrauchs. Die Industrie und andere unverzichtbare Verbraucher dominieren den Stromverbrauch, wodurch der Anteil der Wärmepumpen relativ geringer ist. Folglich ist das Potenzial für Spitzenlastreduktion durch Wärmepumpen auf Landesebene begrenzter als auf Quartiersebene. Dennoch kann auch hier durch aggregierte Massnahmen ein spürbarer Beitrag zur Netzstabilität geleistet werden. Mit dem erwarteten Zubau von Wärmepumpen zur Gebäudeheizung wird dieser Beitrag voraussichtlich kontinuierlich ansteigen.

4.2.4 Potenzial auf Quartierebene

Das Potenzial auf Quartierebene wird anhand eines Datensatzes [24] aus Niedersachsen, Deutschland, veranschaulicht. Dieser Datensatz enthält separate Messreihen für den Stromverbrauch der Wärmepumpen und den restlichen Haushaltsstrom von 34 Einfamilienhäusern. Die Daten umfassen die Jahre 2018, 2019 und 2020, wobei für die



Analyse die kälteren Monate von November bis einschliesslich März berücksichtigt wurden sowie lediglich EFH ohne PV-Anlagen. Jedes Einfamilienhaus ist mit Solarthermie zur Trinkwarmwasserbereitung und einer Wärmepumpe für die Heizung ausgestattet. Die Wärmepumpe übernimmt auch die Trinkwassererwärmung, wenn die Solarenergie nicht ausreicht. Zusätzlich verfügt jede Wärmepumpe über einen Heizstab mit 6 kW thermischer Leistung.

In Abbildung 25 sind drei Strom-Verbrauchsprofile über einen Zeitraum von fünf Wochen im Januar 2019 dargestellt:

- Blaue Kurve (HP): Summierter Stromverbrauch der Wärmepumpen aller 34 Einfamilienhäuser (EFH).
- Grüne Kurve (HH): Summierter Haushaltsstromverbrauch aller 34 EFH
- Orangefarbene Kurve (HP_HH): Gesamtsumme beider Verbräuche (HP + HH)
- Abgestufte Kurven: Tagesmittelwerte der jeweiligen Verbrauchsprofile.

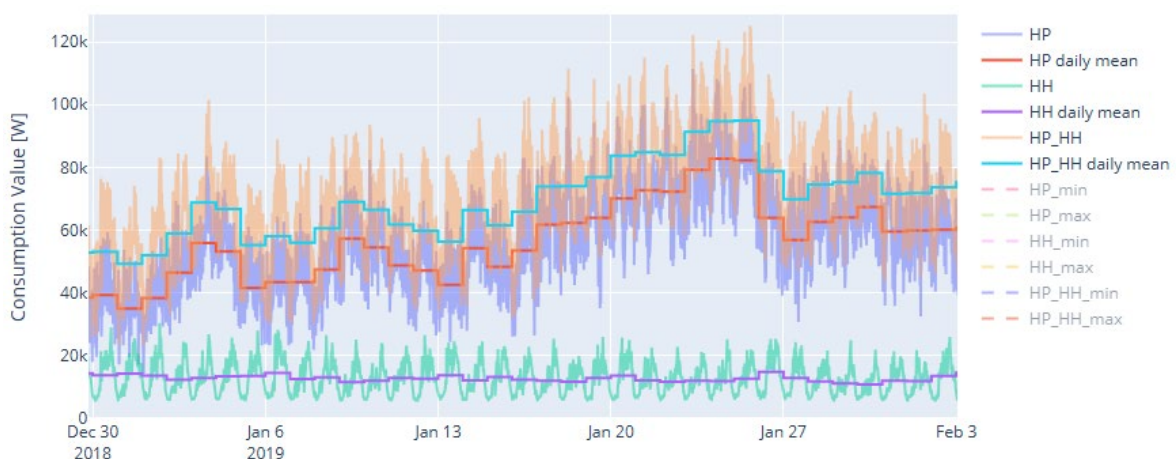


Abbildung 25: Stromverbrauchswerte in 15 min Intervallen, sowie deren jeweiligen Tagesdurchschnittswert.

Die Verbrauchskurve der Wärmepumpen zeigt deutliche Spitzen, typischerweise wenn mehrere Wärmepumpen der 34 EFH unkoordiniert gleichzeitig laufen sowie an Tagen mit hohem Heizbedarf. Um diese Spitzen zu vermeiden, kann der thermische Energiespeicher genutzt werden, um überschüssige Energie zu Zeiten niedriger Netzlast zu speichern. In Zeiten hoher Netzlast wird die benötigte Energie aus dem Speicher bezogen. Dies führt zu einer Glättung des Verbrauchsprofils, was in Abbildung 25 der Anpassung des orangefarbenen Profils auf das türkisfarbene "HP_HH daily mean"-Profil entspricht.

Abbildung 26 zeigt die Spitzenlastreduktion in Abhängigkeit von der Überbrückungszeit des thermischen Speichers. Auf der X-Achse sind verschiedene Zeitperioden dargestellt, die angeben, wie lange der Speicher das Heizsystem unterstützen kann, ohne dass die Wärmepumpe aktiviert werden muss. Diese Überbrückungszeit steht in direktem Zusammenhang mit dem Speichervolumen: Je grösser der Speicher, desto länger kann das System ohne Wärmepumpe betrieben werden. Die Y-Achse zeigt die prozentuale Reduktion der Spitzenlast, die durch den Einsatz des Speichersystems erreicht wird. Der Boxplot illustriert die Verteilung der Spitzenlastreduktion über die Zeiträume hinweg und zeigt die Ergebnisse für die Jahre 2018, 2019 und 2020. Es zeigt sich, dass auf Quartierebene bereits



mit einem Speicher, der die Tagesspitzen auf den Tagesdurchschnitt (Überbrückungszeit von einem Tag) ausgleichen kann, eine Reduktion der Leistungsspitze von rund 35% erreicht werden kann.

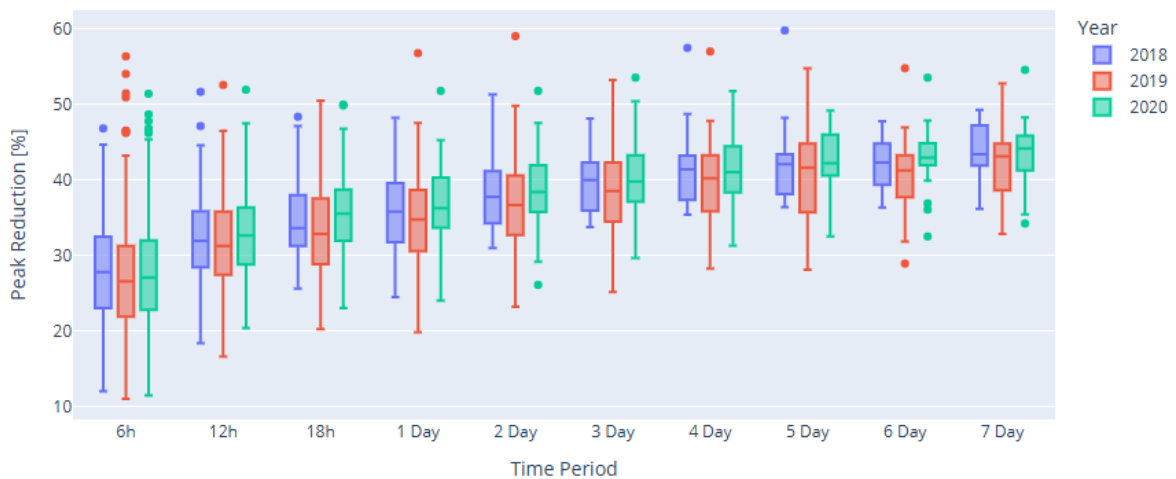


Abbildung 26: Boxplot von der Spitzenlastreduktion verschiedener Jahre und Zeitperioden.

Um ein optimales Verhältnis zwischen Speichervolumen (und damit verbundenen Kosten) und Leistungsspitzenreduktion zu erzielen, wurden kürzere Überbrückungszeiten analysiert. Abbildung 27 zeigt den Median der Lastspitzenreduktion über alle drei Jahre der Messdaten in stündlichen Abstufungen. Es wird deutlich, dass zwischen einer Überbrückungszeit von 1 bis 8 Stunden eine signifikante Steigerung der Lastspitzenreduktion erreicht werden kann. Zwischen 8 und 12 Stunden flacht die Kurve ab, was darauf hindeutet, dass in diesem Bereich ein gutes Gleichgewicht zwischen Speicherkapazität und Spitzenlastreduktion liegt.

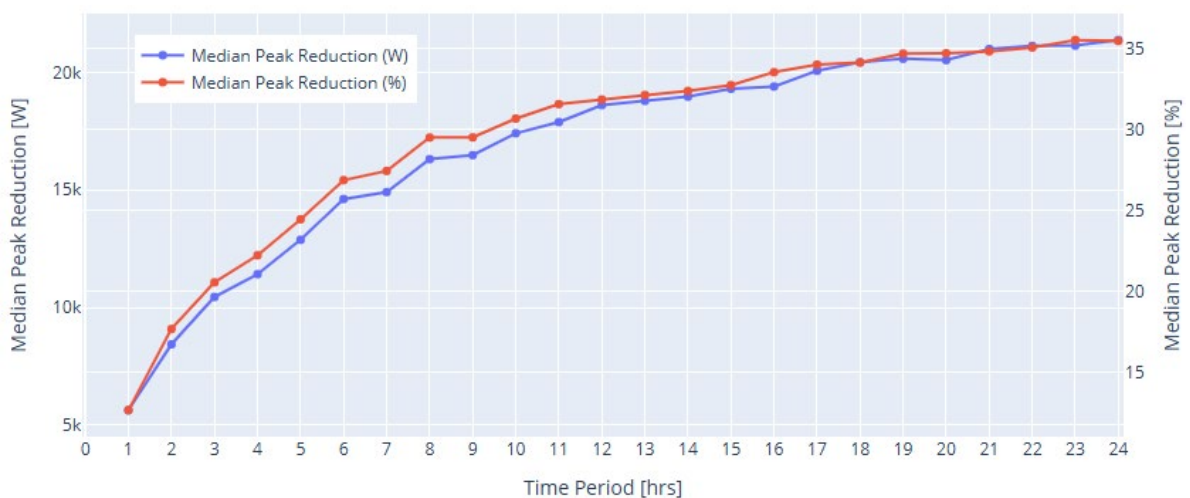


Abbildung 27: Median der Lastspitzenreduktion über alle drei Jahre der Messdaten in stündlichen Abstufungen.



4.2.5 Potenzial auf schweizweiter Ebene

Abbildung 28 zeigt den Endenergieverbrauch [25] der gesamten Schweiz auf allen Netzebenen über denselben Fünf-Wochen-Zeitraum wie im vorherigen Quartiersbeispiel. Ausgenommen sind hierbei die Energie für Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken, der Eigenbedarf von Kraftwerken sowie die Netzverluste. Die blaue Kurve stellt die Verbrauchsdaten in 15-Minuten-Intervallen dar. Die rote Linie zeigt den Tagesmittelwert, während die grüne Linie den Wochenmittelwert abbildet. Die Wochenenden sind deutlich erkennbar, da die Industrie an diesen Tagen grösstenteils nicht in Betrieb ist, was zu einem geringeren Stromverbrauch führt. Ebenso ist zu erkennen, dass in der ersten Januarwoche viele Betriebe noch nicht aktiv sind, was den Verbrauch weiter reduziert.



Abbildung 28: Endenergieverbrauch der gesamten Schweiz auf allen Netzebenen über denselben Fünf-Wochen-Zeitraum wie im vorherigen Quartiersbeispiel. Ausgenommen sind hierbei die Energie für Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken, der Eigenbedarf von Kraftwerken sowie die Netzverluste.

Tabelle 3 zeigt die Anzahl der installierten Wärmepumpen und deren elektrische Leistung in der Schweiz gemäss den Daten des Bundesamts für Energie (BFE) [27].

Tabelle 3: Elektrowärmepumpen in der Schweiz. Die blauen Spalten sind von den Autoren berechnet und eingefügt. [27]

Jahr	Anzahl Anlagen	Elektrische Leistung	durchschnittliche elektrische Leistung pro WP	Thermische Leistung	durchschnittlicher COP
YYYY	-	MW	kW	MW	-
2018	307'255	1'167	3.80	4'466	3.83
2019	327'114	1'233	3.77	4'742	3.85
2020	350'380	1'314	3.75	5'082	3.87
2021	378'020	1'400	3.70	5'446	3.89
2022	411'789	1'509	3.66	5'915	3.92
2023	447'749	1'620	3.62	6'393	3.95

Auf nationaler Ebene ist der Anteil des nicht flexiblen Verbrauchs (ohne Wärmepumpenlast) deutlich höher als der Anteil des flexiblen Verbrauchs durch Wärmepumpen. Dies steht im



Gegensatz zur Quartierebene, wo Wärmepumpen in den kälteren Monaten einen grösseren relativen Anteil am Gesamtverbrauch haben. Zur Abschätzung des maximalen Potenzials der Lastspitzenreduktion wird angenommen, dass alle Wärmepumpen der Schweiz zeitgleich während den Tageszeiten in Betrieb sind, in denen die Netzlast bereits am höchsten ist. Wenn es gelänge, den Betrieb aller Wärmepumpen so zu steuern, dass sie nur zu Zeiten niedriger Lasten im Stromnetz – also ungefähr unterhalb des Tagesmittelwerts in Abbildung 28 – laufen, könnte die Spitzenlast um ca. 1.2 GW reduziert werden. Dies würde im dargestellten Beispiel zu einer möglichen maximalen Reduktion der Spitzenlast um etwa 10–15% führen, was in Abbildung 28 anhand der Reduktion der blauen Kurve auf die rote Kurve ersichtlich ist.

4.3 Identifizierung potenzieller Kommunikationsschnittstellen und Datenströme

Für die Implementierung eines MAS, in die mehrere Gebäude mit WPs und grossen TES ausgestattet sind und über lokale Agenten kommunizieren, sind zuverlässige Kommunikationsschnittstellen, -technologien und -protokolle erforderlich. Diese müssen zuverlässig und skalierbar sein, um die Effizienz der dezentralen Steuerung und Schwarmintelligenz zu gewährleisten. Zudem müssen diese auch sicher und somit gegen Cyber-Angriffe geschützt sein.

Kommunikationsschnittstellen sind Verbindungen, die den Datenaustausch zwischen den verschiedenen Komponenten eines Systems ermöglichen. Das zentrale Element, das diese Kommunikation ermöglicht, ist ein IoT-Gateway, das in jedem Gebäude installiert ist. Das IoT-Gateway übernimmt mehrere essenzielle Funktionen [26]:

- **Lokaler Kommunikationshub:** Es dient als lokaler MQTT-Broker, der die Kommunikation zwischen den Agenten koordiniert und sicherstellt, dass alle Geräte innerhalb des Gebäudes effizient Daten austauschen können.
- **Edge-Computing-Plattform:** Das Gateway fungiert als Edge-Computing-Plattform, die lokale Datenverarbeitung und Entscheidungsfindung ermöglicht. Dies reduziert die Abhängigkeit von externen Cloud-Diensten und gewährleistet die kontinuierliche Funktionalität des Systems, selbst bei Ausfällen der Internetverbindung.
- **Sicherheitsmanager:** Das IoT-Gateway sorgt für die sichere Kommunikation innerhalb des lokalen Netzwerks durch Verschlüsselung und Authentifizierung der Datenübertragungen, wodurch die Integrität und Vertraulichkeit der Daten geschützt werden.
- **Cloud-Bridge:** Bei bestehender Internetverbindung agiert das Gateway als Brücke zu einem Cloud-Service. Es ermöglicht die Kommunikation mit externen Gebäuden, speichert aggregierte Daten zur späteren Analyse und empfängt Updates oder Steuerbefehle von cloudbasierten Anwendungen.

Ein typisches IoT-Gateway kann ein leistungsfähiger Router mit IoT-Funktionen, ein Raspberry Pi mit Gateway-Software oder ein kommerzielles IoT-Gateway-Produkt sein.

Kommunikationstechnologien beziehen sich auf die verschiedenen Methoden und Systeme, die zur Übertragung von Daten zwischen den Geräten verwendet werden. Diese



Technologien sind entscheidend für die Vernetzung und den Datenaustausch in einem IoT-System. Die von den Autoren empfohlenen Kommunikationstechnologien sind:

- Wi-Fi: Vermutlich die bekannteste und verbreitetste drahtlose Kommunikationstechnologie überhaupt. Allerdings kann es in Kellern zu Problemen kommen, da die Durchdringung von Mauerwerken problematisch ist und somit schlechte Verbindung herrschen könnte.
- ZigBee: ZigBee wurde für die Übertragung kleiner Informationsmengen entwickelt, d. h. für Anwendungen, bei denen eine besonders geringe Latenzzeit erforderlich ist, und ist in der Industrie und bei Verbraucheranwendungen (wie z. B. eine TV-Steuerung) weit verbreitet [27].
- LoRaWAN: Diese Technologie hat einen bedeutenden Marktanteil und findet in vielen Beispielen eine Anwendung [28]. LoRaWAN eignet sich hervorragend für die Kommunikation über grosse Entfernungen und bei Hindernissen wie Wänden und Kellern, da sie eine gute Durchdringung hat.
- Mobilfunk: Die derzeitige Mobilfunkinfrastruktur kann auch zur Erweiterung der Kommunikationsmöglichkeiten von IoT-Knoten genutzt werden. Je nach gewähltem Band und spezifischer Technologie kann sie sowohl für Anwendungen mit geringem Stromverbrauch (z.B., 2G) als auch für Anwendungen mit hohen Datenraten (z.B., 5G) geeignet sein [27].
- NB-IoT: NB-IoT ist eine neue Mobilfunktechnologie, die von der Standardisierungsorganisation 3GPP entwickelt wurde. Die niedrigen Kosten, der geringe Stromverbrauch und die grosse Reichweite von NB-IoT ermöglichen es den Nutzern, neue Szenarien und neue Anwendungen zu implementieren, die von herkömmlichen Mobilfunknetzen nicht unterstützt werden können. Da die weltweiten Betreiber ein kommerzielles NB-IoT 5G-Netz errichten und eine vollständige Abdeckung bereitstellen, wird erwartet, dass NB-IoT in verschiedenen Bereichen wie intelligenten Häusern, intelligenter Landwirtschaft, industrieller Fertigung, Energiezählern, und vielen anderen weiter expandieren wird [29].

Abbildung 29 zeigt eine Übersicht der meist genutzten und bekanntesten drahtlosen Kommunikationstechnologien. Generell gilt, dass höhere Frequenzen mehr Daten übertragen können, was eine höhere Datenrate ermöglicht. Allerdings nimmt die Reichweite bei höheren Frequenzen ab, da diese Signale stärker von Hindernissen (Mauerwerk, Bäume, etc.) absorbiert werden und an Energie verlieren. Somit haben niedrigere Frequenzen eine grössere Reichweite und eine bessere Durchdringungsfähigkeit durch feste Objekte, aber sie bieten im Allgemeinen eine niedrigere Datenrate.

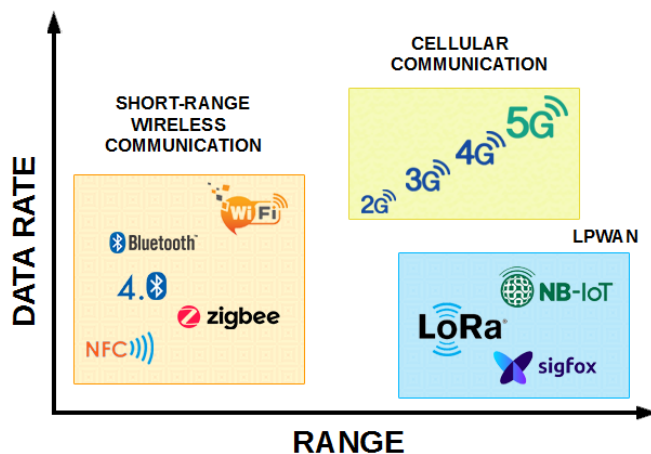


Abbildung 29: Übersicht von den meist genutzten und bekanntesten heterogenen drahtlosen Kommunikationstechnologien [30].

Kommunikationsprotokolle oder auch (IoT) Datenprotokolle sind die standardisierten Regeln und Verfahren, die den Datenaustausch zwischen Geräten regeln. Sie sorgen dafür, dass die Daten korrekt formatiert, gesendet, empfangen und interpretiert werden können. Das von den Autoren empfohlene Protokoll ist das MQTT (Message Queuing Telemetry Transport) Protokoll.

MQTT ist ein Standardprotokoll für IoT. Es zeichnet sich durch ein leichtgewichtiges Publish/Subscribe-Nachrichtenmodell aus, was es ideal für die Verbindung von IoT-Geräten mit geringem Code-Aufwand und minimaler Netzwerkbandbreite macht. Es ermöglicht den Echtzeit-Datenaustausch zwischen verbundenen Geräten und Cloud-Diensten. MQTT kann sowohl als Gateway für die Kommunikation auf der Geräteseite als auch als Protokoll für die Geräte-Cloud-Kommunikation genutzt werden.

Weitere Informationen zu den Eigenschaften und Details zum MQTT-Kommunikationsprotokoll sind in Anhang A.8.

4.3.1 Systemverhalten und Sicherstellung der Kommunikation bei Ausfällen innerhalb des Schwarms

Die Sicherstellung der Kommunikation erfordert eine Kombination aus redundanten Kommunikationswegen, lokaler Datenpufferung mit Edge Computing, autonomer Entscheidungsfindung und Selbstüberwachung. Durch die Implementierung der nachfolgenden Strategien kann das System auch bei Ausfällen seine Funktionalität weitgehend beibehalten.

Es gibt zwei Hauptszenarien von Kommunikationsausfällen, die berücksichtigt werden müssen:

Ausfall der Kommunikation zwischen dem IoT-Gateway und der Cloud: In diesem Szenario ist das IoT-Gateway eines Gebäudes nicht in der Lage, mit der Cloud und damit mit den anderen Gebäuden im Schwarm zu kommunizieren. Dies kann zu einer Isolation des betroffenen Gebäudes führen, da es keine aktuellen Informationen über die Zustände der anderen Gebäude im Schwarm erhält und keine eigenen Daten an diese weitergeben kann.



Ausfall der Kommunikation innerhalb eines Gebäudes: Hierbei handelt es sich um eine Störung der Kommunikation zwischen den Agenten eines Gebäudes und dem IoT-Gateway. Dies kann durch lokale Netzwerkprobleme, Hardwarefehler oder Interferenzen verursacht werden und führt dazu, dass die Agenten ihre Informationen nicht austauschen können und allenfalls Entscheidungen isoliert treffen müssen.

Für beide Szenarien gibt es spezifische Strategien, um die Auswirkungen der Kommunikationsausfälle zu minimieren und die Funktionalität des Systems aufrechtzuerhalten.

Redundante Kommunikationswege und Technologien: Falls es nötig ist, die Robustheit des Systems zu erhöhen, können redundante Kommunikationswege implementiert werden. Für beide Fälle des Kommunikationsausfalls (Agenten <-> IoT-Gateway sowie IoT-Gateway <-> Cloud), können alternative Kommunikationstechnologien genutzt werden. Diese Redundanz könnte aber mit hohen Kosten verbunden sein. Nebst alternativen kabellosen, können hier auch kabelgebundene Kommunikationstechnologien zum Einsatz kommen.

Lokale Datenpufferung und Edge Computing: Wie oben beim IoT-Gateway bereits erwähnt, kann der Gateway eines Gebäudes als lokaler Knotenpunkt fungieren, der nicht nur Daten zwischen Agenten und der Cloud vermittelt, sondern auch lokale Datenpufferung und -verarbeitung ermöglicht. Im Falle eines Cloud-Ausfalls kann das Gateway weiterhin die Kommunikation und Steuerung innerhalb des Gebäudes koordinieren, indem es gepufferte Daten verwendet und lokale Entscheidungen trifft. Dies stellt sicher, dass das Gebäude seine Funktionen, wie die Regelung der WP und TES, weiterhin aufrechterhalten kann, selbst wenn der Schwarm als Ganzes nicht kommunikationsfähig ist.

Autonome Entscheidungsfindung der Agenten: Jeder Agent innerhalb des MAS sollte so konzipiert sein, dass er auch ohne kontinuierliche Kommunikation mit dem IoT-Gateway auf vordefinierte Regeln und lokale Sensorinformationen zugreifen kann. Dies ist besonders wichtig, wenn die interne Kommunikation eines Gebäudes gestört ist.

Heartbeat-Signale und Selbstüberwachung: Um Kommunikationsstörungen frühzeitig zu erkennen, können Heartbeat-Signale zwischen den Agenten und dem IoT-Gateway eingesetzt werden. Diese Signale überprüfen regelmässig die Kommunikationsverbindungen. Bei einem Ausfall werden die Agenten darüber informiert und können in einen Notfallmodus wechseln, in dem sie autonome Entscheidungen treffen, um den Betrieb so gut wie möglich aufrechtzuerhalten. Wenn beispielsweise der WP-Agent keine Anweisungen vom TES-Agenten erhält, kann er auf Basis der letzten bekannten Daten und vordefinierten Notfallregeln agieren.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass durch die Implementierung dieser Strategien die Resilienz des Systems erheblich gesteigert wird, sodass es auch bei Kommunikationsausfällen funktionsfähig bleibt. Je nach Gebäude, Quartiergrösse und spezifischen Anforderungen ist es nicht immer notwendig, alle diese Strategien gleichzeitig anzuwenden. Es ist jedoch wichtig zu beachten, dass diese Aufzählung im Worst-Case-Szenario möglicherweise nicht ausreicht, um alle potenziellen Herausforderungen vollständig zu bewältigen. Eine sorgfältige Planung und Anpassung der Massnahmen an die individuellen Gegebenheiten bleibt daher unerlässlich, um eine maximale Systemstabilität zu gewährleisten.



4.3.2 Herausforderungen und Überwindung der Kommunikation in Kellern mit schlechter Funkverbindung

Die Kommunikation in Gebäuden, insbesondere in Kellern - wo die Wärmepumpe und der TES typischerweise installiert sind - stellt aufgrund der baulichen Gegebenheiten oft eine Herausforderung dar. Kellerbereiche sind oft durch dicke Wände und Stahlbeton von anderen Gebäudeteilen isoliert, was zu einer starken Dämpfung von Funksignalen führt. Diese Signalabschwächung kann die Kommunikation zwischen den Agenten und dem IoT-Gateway erheblich beeinträchtigen. Um diese Herausforderungen zu bewältigen, können folgende Strategien und Technologien angewendet werden.

Verwendung von Funktechnologien mit hoher Durchdringungsfähigkeit: Um die Schwierigkeiten mit der Funkverbindung in Kellern zu überwinden, sollten bevorzugt Funktechnologien eingesetzt werden, die über eine gute Durchdringungsfähigkeit verfügen. LoRaWAN arbeitet im Sub-GHz-Bereich (433 MHz in der Schweiz), was eine bessere Durchdringung durch Wände und andere Hindernisse ermöglicht und ist somit eine bessere Alternative zum 2.4 GHz Wi-Fi.

Einsatz von Signalverstärkern und Repeatern: Signalverstärker und Repeater können das Funksignal verstärken und über grössere Entfernungen und durch dicke Wände hinweg übertragen. Insbesondere in Bereichen, in denen direkte Verbindungen schwierig sind, können Repeater eine Brücke zwischen den Agenten und dem IoT-Gateway schlagen.

Powerline Communication (PLC): Powerline Communication ist eine Technologie, die die bestehenden elektrischen Leitungen in einem Gebäude zur Datenübertragung nutzt. Die Zuverlässigkeit und Robustheit dieser Technologie ist jedoch umstritten, resp. stark abhängig von der Qualität des Stromnetzes und der generellen elektrischen Installation im Gebäude. Diese Technologie ist besonders nützlich, wenn eine durchgängige Verbindung durch Wände oder andere Hindernisse erforderlich ist, die mit drahtlosen Verbindungen nicht realisierbar ist.

Antennenplatzierung und Optimierung der Netzwerkinfrastruktur: Die strategische Platzierung von Antennen und die Optimierung der Netzwerkinfrastruktur wären weitere Methoden die Funkverbindung in Kellern zu gewährleisten. Externe oder hochplatzierte Antennen können dazu beitragen, die Reichweite des Signals zu erhöhen und die Signalstärke in kritischen Bereichen zu verbessern. Richtantennen, die das Signal gezielt in bestimmte Bereiche lenken, können ebenfalls dazu beitragen, die Abdeckung in problematischen Zonen zu optimieren.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die genannten Strategien und Technologien entscheidend dazu beitragen können, die Kommunikationsherausforderungen in Kellern oder schwierigen baulichen Umgebungen zu überwinden. Durch den gezielten Einsatz von durchdringungsfähigen Funktechnologien, Signalverstärkern, Powerline Communication und der Optimierung der Antennenplatzierung kann eine zuverlässige und robuste Kommunikation sichergestellt werden. Trotz allem bleibt auch hier eine sorgfältige Planung und Anpassung der Massnahmen an die individuellen Gegebenheiten unerlässlich, um die Kommunikation zu gewährleisten.



5 Analyse der Kosten und Anreizmethoden

5.1 Techno-ökonomische Analyse

5.1.1 Eingangsdaten und Vereinfachungen

Es werden die MFH-Standards MFH15/25/45/85/145 an zwei Klimastandorten betrachtet (ZH und DAV), jeweils mit AsHp und GsHp. Für die techno-ökonomische Bewertung wird ausschliesslich das CO₂-Stromprofil «2023» verwendet, wie zuvor auch schon in Abschnitt 3.2.2. Die PV-Leistung ist für die hier gezeigten Ergebnisse und Abbildungen auf 12 kWp fixiert, was den MuKE (10 W/m²) entspricht. Die Regelstrategie inkl. WP-Regler wird pauschal mit 2'500 CHF berücksichtigt, wobei die Kosten auf HSLU-internen Abschätzungen und Angaben aus der Heizung/WP Branche basieren.

Die zugehörigen Referenzvolumina für den Heizungsspeicher V_{SH}^{ref} und den Warmwasserspeicher V_{WW}^{ref} sowie die optimierten Volumina V_{SH} und V_{WW} entstammen den AP3-Simulationen. Obwohl das übergeordnete Projektziel die Reduktion elektrischer Leistungsspitzen ist (Strategie «StromPeak_{min}»), zeigte die Parameterstudie (Abschnitt 3.2.3.2, Abbildung 18-Abbildung 55), dass «StromPeak_{min}» die maximale Stromspitze zwar senkt (im Mittel ca. 12%, bei Niedrigenergiegebäuden bis 17%), diese Reduktion jedoch weitgehend unabhängig von der Variation der Speichervolumina bleibt und auch absolut betrachtet mehr Strom verbraucht, sowie mehr CO₂ Emissionen aufweist. Zurückzuführen ist die Reduktion auf die Verschiebung des Wärmepumpenbetriebs auf Zeiten mit niedrigem Verbrauch vom Haushaltsstrom. Gegenüber der Strategie «StromPeak_{min}» reagiert die Strategie «CO_{2min}» deutlich auf das Pufferspeichervolumen (Abschnitt 3.2.3.3), sodass die daraus abgeleiteten Optima die relevanten Volumeneffekte auf Energiekosten (Strom-Barwert) und damit auf die Wärmegestehungskosten (LCOH) besser sichtbar machen. Für die techno-ökonomische Bewertung, insbesondere die Anfangs-Investitionskosten (CAPEX) vs. Volumen, werden deshalb die «CO_{2min}»-Optima verwendet.

5.1.2 Investitionskosten, Betriebskosten und Preisentwicklung

Die CAPEX von AsHp/GsHp, TES und PV-Anlagen sind in Anhang A.9 inkl. Funktionen und Plots ausgewiesen.

Folglich sind die laufenden O&M (Operating and Maintenance) Kosten und der Energiepreisentwicklung in realen CHF über den Analysehorizont aufgelistet.

- **O&M (jährlich, real) [33]:**
 - AsHp: 150 CHF/a
 - GsHp: 100 CHF/a
 - PV: 20 CHF/(kWp·a)
 - TES: $\alpha = 1\%/a$ vom TES-CAPEX [35]
- **Strompreis Gemeinde Zürich [36]:**
 - Start Strom Preis $p_0^{(ZH)} = 22.8 \text{ Rp/kWh}$ (excl. MWST)
- **Strompreis Gemeinde Davos [36]:**



- Start Strom Preis $p_0^{(DAV)} = 26.3 \text{ Rp/kWh}$ (excl. MWST)
- **Diskontierung und Eskalation (real) [37]:**
 - Realzins $i = 3\%$
 - Horizont $n = 15$ Jahre (Gebäude-Nutzer-Perspektive)
 - Reale Eskalation $g_{OM} = +1\%/a$
 - Reale Eskalation $g = +1\%/a$
- **Lebensdauer L :**
 - WP: 15 Jahre
 - PV: 25 Jahre
 - TES: 30 Jahre

Der Strompreis ist der arithmetische Mittelwert des Standard-Strommix über die letzten 5 Jahre in der Kategorie Haushaltsstrom H4 (4'500 kWh/a: 5-Zimmerwohnung mit Elektroherd und Tumbler, ohne Elektroboiler) [36].

Die Restwerte langlebiger Komponenten werden am Zeithorizont n linear bestimmt und auf den Bewertungszeitpunkt $t = 0$ abgezinst. Für eine Komponente mit CAPEX und technischer Lebensdauer L gilt der nominale Restwert:

$$RW_{\text{nom}} = \text{CAPEX} \cdot \frac{L - n}{L} \quad \text{für } L > n, \quad RW_{\text{nom}} = 0 \text{ sonst} \quad [\text{CHF}]$$

Der Barwert dieses Restwerts ist:

$$RW = \frac{RW_{\text{nom}}}{(1 + i)^n} \quad [\text{CHF}]$$

Damit wird verhindert, dass langlebige Komponenten, insbesondere TES mit $L > n$ in der LCOH-Bewertung systematisch benachteiligt werden. Lüchinger et al. [35] fordert die vollständige Bilanzierung aller Zahlungen inklusive Restwerts und Ersatzinvestitionen (CAPEX_{re}), wenn $L < n$ oder mehrere Ersatzzyklen innerhalb des Zeithorizonts auftreten. Für die Basisszenarien in AP 5.1 wird der Anlagehorizont auf $n = 15$ Jahre gesetzt. Somit gibt es auch keine Reinvestitionen da die Lebensdauer der Komponenten $\geq n$ ist. Die O&M-Raten für TES werden in der Literatur [35] bandbreitenartig angegeben; hier wird 1%/a der TES-Investition als Standardwert verwendet.

Für jede betrachtete Systemvariante werden zunächst die Komponentengrößen festgelegt. Bei den Variationen über die Speicherdimensionen werden aus den Referenzvolumina V_{SH}^{ref} und V_{WW}^{ref} mit Faktoren f_{SH} und f_{WW} , wie in Abschnitt 3.2.1 definiert, skaliert:

$$V_{SH} = f_{SH} \cdot V_{SH}^{\text{ref}}, \quad V_{WW} = f_{WW} \cdot V_{WW}^{\text{ref}}, \quad V_{\text{tot}} = V_{SH} + V_{WW} \quad [\text{m}^3].$$

Für die Optima werden die absoluten, aus Abschnitt 3.2.3 gelieferten Volumina V_{SH}^{opt} , V_{WW}^{opt} direkt eingesetzt.

Auf dieser Basis werden die Investitionskosten (Zeitpunkt $t = 0$) komponentenweise ermittelt: Wärmepumpe $\text{CAPEX}_{WP}(P_{WP})$ aus der Kostenkennlinie, TES $\text{CAPEX}_{TES,SH}(V_{SH})$ und $\text{CAPEX}_{TES,WW}(V_{WW})$ gemäss hinterlegter Kostenfunktion, Photovoltaik $\text{CAPEX}_{PV}(P_{PV})$ als



stückweise lineare Bandfunktion, sowie die pauschalen Kosten der Regelstrategie inkl. Regler $\text{CAPEX}_{\text{Regler}}$. Die Anfangsinvestition ergibt sich als

$$\text{CAPEX}_0 = \text{CAPEX}_{\text{WP}} + \text{CAPEX}_{\text{TES,SH}} + \text{CAPEX}_{\text{TES,WW}} + \text{CAPEX}_{\text{PV}} + \text{CAPEX}_{\text{Regler}} \quad [\text{CHF}]$$

Die jährlichen Kosten umfassen die Strombezugskosten der WP und die *O&M – Kosten*. Der Standort $c \in \{\text{ZH}, \text{DAV}\}$ bestimmt den realen Strompreispfad $p_t^{(c)}$ mit standortspezifischem Startwert und Erhöhung:

$$p_t^{(c)} = p_1^{(c)} \cdot (1 + g^{(c)})^{t-1} \quad (t = 1, \dots, n)$$

Mit dem aus Abschnitt 3 (AP3) vorliegenden jährlichen elektrischen Netzbezug der Wärmepumpe E_{WP} (kWh/a), dem zeitlich abhängigen Strompreisen $p_t^{(c)}$, dem Realzins $i = 0.03$ ergibt sich der Strom-Barwert

$$\text{BW}_{\text{elec}} = \sum_{t=1}^n \frac{E_{\text{WP}} \cdot p_t^{(c)}}{(1 + i)^t} \quad [\text{CHF}].$$

Die *O&M – Kosten* setzen sich aus pauschalen Komponenten für WP und PV sowie einem anteiligen *TES – O&M* zusammen. Mit einer realen, inflationsbereinigten *O&M – Steigerungsrate* g_{OM} (in der Basisrechnung $g_{\text{OM}} = 0$) gilt

$$\text{OM}_t = (\text{OM}_{\text{WP}} + \text{OM}_{\text{PV}} + \alpha \cdot \text{CAPEX}_{\text{TES}}) \cdot (1 + g_{\text{OM}})^{t-1}$$

wobei $\text{CAPEX}_{\text{TES}} = \text{CAPEX}_{\text{TES,SH}} + \text{CAPEX}_{\text{TES,WW}}$ und α die gewählte *TES – O&M – Rate* ist. Der *O&M – Barwert* lautet:

$$\text{BW}_{\text{OM}} = \sum_{t=1}^n \frac{\text{OM}_t}{(1 + i)^t} \quad [\text{CHF}]$$

Für die thermische Nutzenergie wird pro Variante der aus AP3 stammende Jahreswert Q (kWh_{th}/a) verwendet. Da in realen Grössen und mit konstantem jährlichen Q gerechnet wird, ergibt sich der Barwert der Wärmeabgabe.

$$Q_{\text{BW}} = \sum_{t=1}^n \frac{Q}{(1 + i)^t} \quad [\text{kWh}_{\text{th}}].$$

Komponenten mit Restlebensdauer über den Zeithorizont n erhalten einen Restwert am Endhorizont. Für eine Komponente k mit Lebensdauer L_k und Investition CAPEX_k ist der nominale Restwert

$$RW_{k,\text{nom}} = \text{CAPEX}_k \cdot \frac{\max(0, L_k - n)}{L_k} \quad [\text{CHF}].$$

dessen Barwert zum Zeitpunkt $t = 0$

$$RW_k = \frac{RW_{k,\text{nom}}}{(1 + i)^n} \quad [\text{CHF}].$$

Die Summe über alle langlebigen Komponenten ergibt

$$RW = \sum_k RW_k \quad [\text{CHF}].$$



Im Basisszenario wird angenommen, dass die Lebensdauern sämtlicher Komponenten mindestens dem Betrachtungshorizont n entsprechen. Folglich treten innerhalb dieses Zeitraums keine Reinvestitionen auf, sodass $BW_{re} = 0$.

Schliesslich werden die LCOH als Quotient aus dem diskontierten Kostenstrom (inkl. Anfangsinvestition, Betrieb, Energie und Residualwert) und dem diskontierten Wärmestrom ermittelt:

$$LCOH = \frac{CAPEX_0 + BW_{OM} + BW_{elec} + BW_{re} - RW_{total}}{Q_{BW}} \quad \left[\frac{CHF}{kWh_{th}} \right]$$

Alle Grössen werden in realen Werten ausgewiesen; sowohl der Diskontsatz i als auch die Energiepreissteigerungsrate $g^{(c)}$ ist reale definiert (d. h. ohne Berücksichtigung der allgemeine Inflation).

5.1.3 Visualisierung

Für jeden Gebäudestandard (MFH15/25/45/85/145) werden die Speichervolumina variiert. Die Plots sind in Abbildung 30 bis Abbildung 32 ersichtlich, resp. für das MFH45 und MFH85 im Anhang A.10. Ausgehend von den Referenzvolumina V_{SH}^{ref} und V_{WW}^{ref} werden in AP3

- für den Heizspeicher die Faktoren $f_{SH} \in \{1, 2, 4, 6, 8, 10, 12, 14\}$ und
- für den Warmwasserspeicher die zwei Faktoren $f_{WW} \in \{1, 2\}$

durchlaufen. Damit entstehen für jede Klima- und Wärmepumpentyp-Kombination zwei parallele Linien im CAPEX-Diagramm: eine für $f_{WW} = 1$ und eine für $f_{WW} = 2$. Die x-Achse zeigt das Gesamtvolumen $V_{tot} = V_{SH} + V_{WW}$, die y-Achse die CAPEX am Zeitpunkt $t = 0$. Die resultierenden Kurven bilden jeweils ein ‚Band‘: Der nahezu konstante vertikale Abstand zwischen den beiden Linien entspricht den zusätzlichen Investitionskosten des Warmwasserspeichers $CAPEX_{TES,WW}$, während die Steigung in x-Achse im Wesentlichen durch die Investitionskosten des Heizspeichers $CAPEX_{TES,SH}$ bestimmt wird und somit von der Variation des Faktors f_{SH} abhängt.

Zur Orientierung werden zwei Punktemarker über die Kurven der Gesamtinvestitionen gelegt:

- Stern: Referenzfall $(f_{SH}, f_{WW}) = (1, 1)$
- Quadrat: Optima aus den AP3-Ergebnissen

Der Abstand der beiden WW-Linien ist über den betrachteten Volumenbereich nahezu konstant, da nur V_{WW} zwischen $f_{WW} = 1$ und 2 variiert (O&M-Effekte sind in CAPEX-Plots nicht sichtbar). Die $CAPEX_{TES}$ sind nicht streng linear, da die Kostenfunktion sowohl lineare als auch $\sqrt{V}$ - und $\tanh$ -Anteile enthält. Die $CAPEX_{WP}$ sind pro (MFH, Klima) weitgehend fix (dimensionierungsbedingt), während die $CAPEX_{TES}$ die Kurvenform dominieren und $CAPEX_{PV} + CAPEX_{Regler}$ einen konstanten Offset liefern.

Die Kostenfunktionen von MFH15 und MFH25 sind in Abbildung 30 resp. Abbildung 31 dieselben, da die Gebäude Standards dieselben Grössen von Komponenten als Referenz verwenden. Die Optima sind allerdings unterschiedlich.

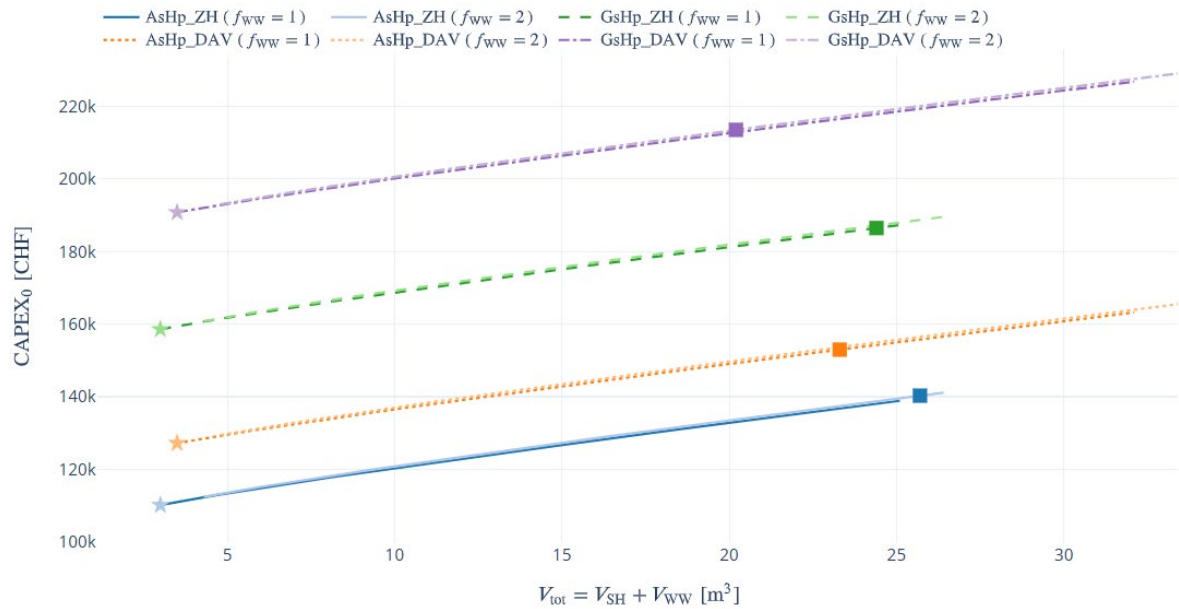


Abbildung 30: MFH15: Total CAPEX in Abhängigkeit des TES-Gesamtvolumens. Linienbänder je Kombination AsHp/GsHp × ZH/DAV (gleicher Linienstil), Farbe differenziert $f_{\text{WW}} = 1$ und 2. Stern = Referenz-Volumen, Quadrat = Optimum-Volumen (AP3)

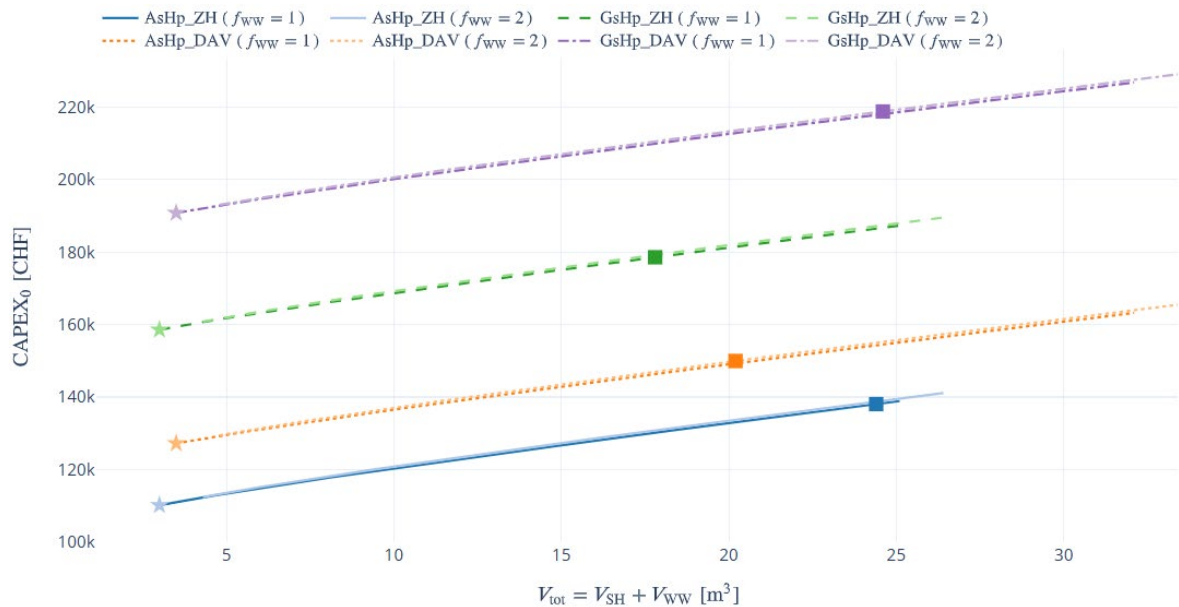


Abbildung 31: MFH25: Darstellung analog zu Abbildung 30

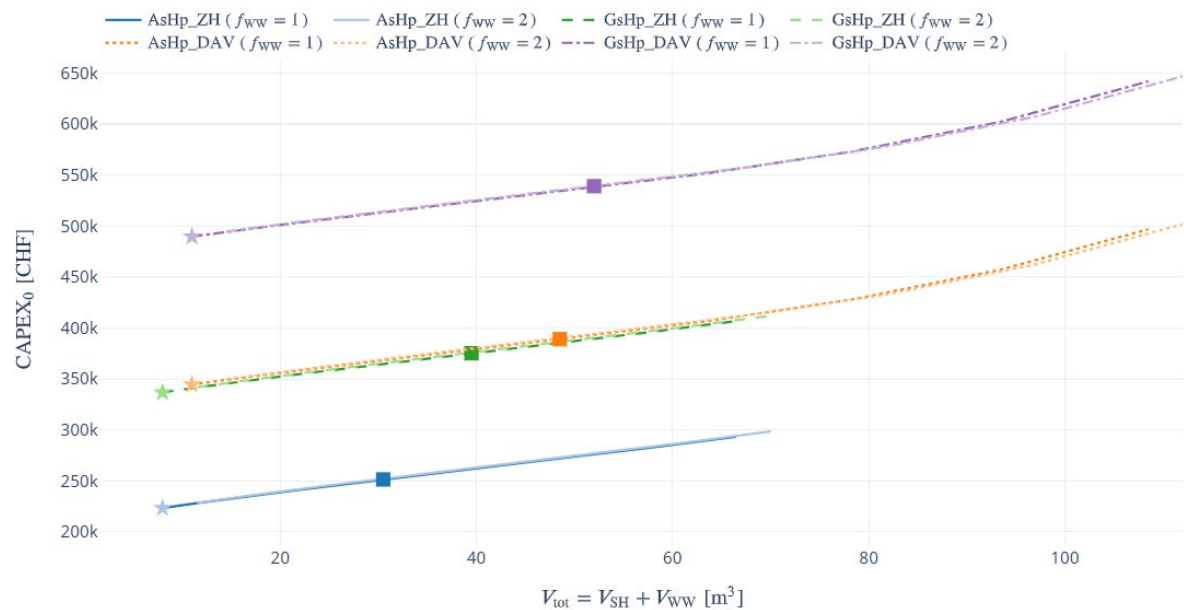


Abbildung 32: MFH145: Darstellung analog zu Abbildung 30

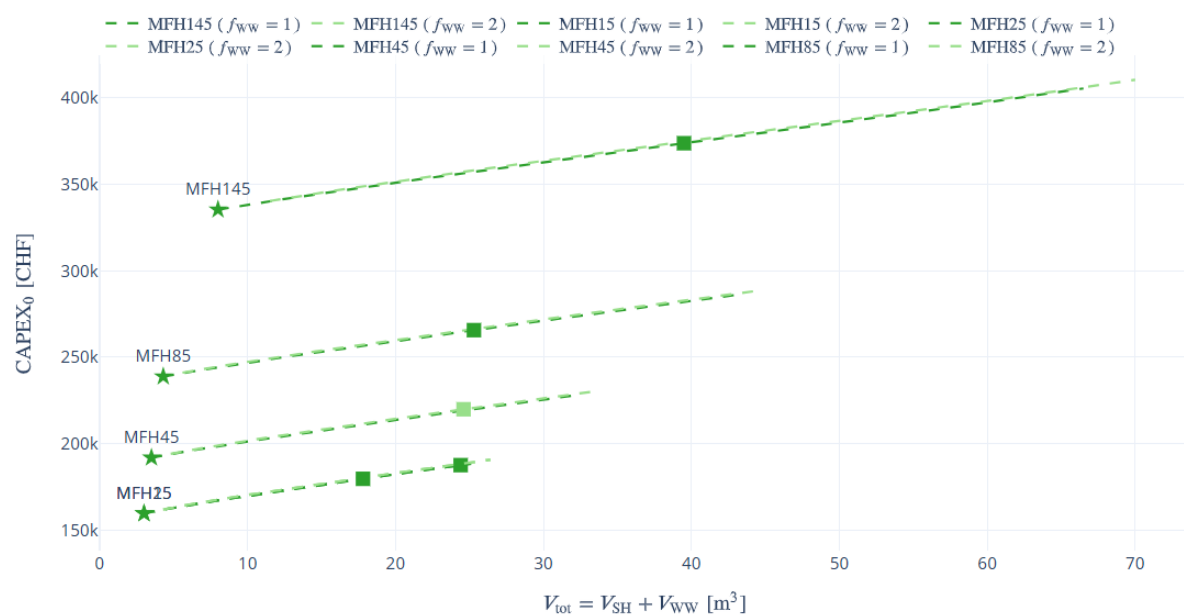


Abbildung 33: Sammelgrafik: ZH/GsHp – alle MFH: Vergleich der CAPEX-Verläufe über die MFH-Standards mit $f_{WW} = 1$ und $f_{WW} = 2$. MFH15 und MFH25, haben dieselbe Kurve und Marker.

Abbildung 32/MFH145 weicht von den Plots der anderen Gebäude-Standards ab, weil die Volumina der TES in diesem Fall über 75 m^3 schreiten und somit der $\tanh()$ -Teil der $\text{CAPEX}_{\text{TES}}$ -Gleichung einsetzt und die Kurve nach oben krümmt.



Nebst den einzelnen MFHs in den obenstehenden Abbildungen, zeigt Abbildung 33 eine Sammelgrafik für alle MFHs in ZH, mit GsHp: Vergleich der CAPEX-Verläufe über die MFH-Standards mit $f_{WW} = 1$ und $f_{WW} = 2$. Sichtbar werden die Skalierungseffekte der TES-Kosten über die Gebäudeklassen sowie der nahezu konstante vertikale Abstand der WW-Varianten.

5.1.4 Wärmegestehungskosten LCOH

Die LCOH werden nicht direkt in diesen CAPEX-Diagrammen dargestellt, sondern tabellarisch zusammengefasst in . Dabei fliessen die standortspezifischen Strompreise (ZH/DAV) gemäss Abschnitt 2.3 in die Barwerte ein.

Die fasst für jede Kombination aus Gebäudestandard (MFH15/25/45/85/145), Klima (ZH/DAV) und Wärmepumpentyp (AsHp/GsHp) den Best-Performer aus der Parametervariation Abschnitt 3.2 zusammen. Angezeigt werden u. a. die optimierten Speichergrössen V_{SH} und V_{WW} , die $CAPEX_0$, die jährlichen O&M-Kosten, der Wärmebedarf, der diskontierte Stromkosten-Barwert (mit dem Stromprofil «2023») über den Zeithorizont $n = 15$ Jahre, der diskontierte Gesamt-Restwert sowie die daraus resultierenden LCOH (in CHF/kWh, real).

Die LCOH liegen zwischen 0.219 und 0.317 CHF/kWh. Bei MFH15/MFH25 fällt der Wärmebedarf im Verhältnis zu mehreren quasi fixen Kostenblöcken (WP, PV, Regel) relativ klein aus. Entsprechend resultieren höhere LCOH (oberes Band der Spannweite). In der mittleren Klasse (MFH45/MFH85) steigen die Investitionen nur moderat, der Wärmebedarf wächst überproportional, denn der grössere Nenner in der LCOH-Formel wirkt kostendämpfend. MFH45/MFH85 zeigen die tiefsten LCOH. Beim MFH145 steigen die CAPEX und der Strom-Barwert merklich an. Trotz hohem Wärmebedarf bewegen sich die LCOH daher wieder leicht höher, insbesondere bei GsHp.

Über beide Klimata hinweg schneiden AsHp in der Regel günstiger ab als GsHp. Der Abstand ist in ZH meist deutlicher, in DAV eher moderat. Der höhere Strom-Startpreis in DAV (0.263 CHF/kWh) führt nicht durchgehend zu höheren LCOH. Der grössere Wärmebedarf in DAV vergrössert den Nenner in der LCOH-Berechnung und kompensiert einen Teil des Preiseffekts.

Der Barwert der Stromkosten dominiert über 15 Jahre die laufenden Kosten. Die O&M-Beiträge sind, als reale Jahreswerte ausgewiesen, vergleichsweise klein; sie werden in der LCOH-Berechnung intern diskontiert, bleiben in der Tabelle aber zur Transparenz als Jahreswerte sichtbar. Der Restwert langlebiger Komponenten (v. a. TES, PV) reduziert den Zähler spürbar und verhindert eine systematische Benachteiligung grosser Speicher.



Tabelle 4: LCOH für die Optima aus AP3, mit dem Stromprofil «2023» und 12 kWp PV-Leistung über einen Horizont von n = 15 Jahre.

Gebäude Standard	Klima/Region	WP-System	WW-Ref.-Volumen [m ³]	Optim. WW-Volumen [m ³]	SH-Ref.-Volumen [m ³]	Optim. SH-Volumen [m ³]	Wärmebedarf total [kWh/a]	Netzbezug für Hp [kWh/a]	Strom Startpreis [CHF/kWh]	reale Eskal., infl.bereinigt [1/a]	TES Volumen [m ³]	CAPEX [CHF]	O&M [CHF/a]	Strom Barwert über n [CHF]	Restwert total [CHF]	LCOH [CHF/kWh]
MFH15	SMA	AsHp	1.3	2.6	1.7	23.1	70'272	36'261	0.228	0.01	25.7	139'297	812	105'428	20'328	0.280
MFH15	DAV	AsHp	1.3	1.3	2.2	22	100'263	53'056	0.263	0.01	23.3	151'971	776	177'905	19'192	0.268
MFH15	SMA	GsHp	1.3	1.3	1.7	23.1	70'272	31'318	0.228	0.01	24.4	185'471	739	91'056	19'609	0.317
MFH15	DAV	GsHp	1.3	2.6	2.2	17.6	100'263	43'980	0.263	0.01	20.2	212'518	696	147'472	18'220	0.293
MFH25	SMA	AsHp	1.3	1.3	1.7	23.1	67'111	33'380	0.228	0.01	24.4	137'057	789	97'052	19'609	0.280
MFH25	DAV	AsHp	1.3	2.6	2.2	17.6	94'513	49'153	0.263	0.01	20.2	148'946	746	164'818	18'220	0.270
MFH25	SMA	GsHp	1.3	1.3	1.7	16.5	67'111	28'102	0.228	0.01	17.8	177'570	660	81'706	17'073	0.313
MFH25	DAV	GsHp	1.3	2.6	2.2	22	94'513	40'516	0.263	0.01	24.6	217'783	749	135'856	19'910	0.304
MFH45	SMA	AsHp	1.3	2.6	2.2	13.2	93'865	42'500	0.228	0.01	15.8	143'540	692	123'568	16'486	0.232
MFH45	DAV	AsHp	1.3	2.6	2.8	16.5	142'117	65'937	0.263	0.01	19.1	163'824	733	221'097	17'792	0.222
MFH45	SMA	GsHp	1.3	2.6	2.2	22	93'865	33'571	0.228	0.01	24.6	217'783	749	97'607	19'910	0.272
MFH45	DAV	GsHp	1.3	2.6	2.8	22	142'117	54'940	0.263	0.01	24.6	249'155	749	184'222	19'910	0.249
MFH85	SMA	AsHp	1.3	1.3	3	24	137'605	65'973	0.228	0.01	25.3	177'915	800	191'815	19'949	0.219
MFH85	DAV	AsHp	1.3	2.6	4.5	27	216'572	111'470	0.263	0.01	29.6	246'468	857	373'776	21'793	0.236
MFH85	SMA	GsHp	1.3	1.3	3	24	137'605	52'934	0.228	0.01	25.3	263'535	750	153'904	19'949	0.248
MFH85	DAV	GsHp	1.3	2.6	4.5	27	216'572	92'430	0.263	0.01	29.6	359'868	807	309'932	21'793	0.255
MFH145	SMA	AsHp	3.5	3.5	4.5	27	202'396	110'167	0.228	0.01	30.5	247'875	871	320'308	22'244	0.231
MFH145	DAV	AsHp	3.5	3.5	7.5	45	325'073	183'807	0.263	0.01	48.5	385'488	1077	616'333	28'849	0.254
MFH145	SMA	GsHp	3.5	3.5	4.5	36	202'396	96'251	0.228	0.01	39.5	371'628	925	279'847	25'567	0.264
MFH145	DAV	GsHp	3.5	7	7.5	45	325'073	151'418	0.263	0.01	52.0	535'525	1077	507'728	30'450	0.265

5.1.5 Deliverable

Um das Deliverable von AP 5.1 zu erfüllen braucht es nicht nur die oben aufgezeigten relevanten KPIs (CAPEX, O&M, Strom-Barwert, Restwert, LCOH) von den in Abschnitt 3.2 ermittelten Optima (Regelstrategie CO₂-min, Stromprofil 2023), sondern auch eine Aussage über die Auswirkung der ausgearbeiteten Speicherkonzepte auf die Reduzierung der Stromspitzenlast: Die maximale Stromspitzenlast wird im untersuchten Rahmen durch die elektrische Nennleistung der WP (plus Haushaltsstrom) gegeben, nicht durch die TES-Grösse, resp. das TES-Volumen. Unter ungünstigen Bedingungen (kalte Perioden, hohe Vorlauftemperaturen, kein PV-Überschuss) läuft die WP zwangsläufig am oberen Leistungsrand, andernfalls wäre sie unterdimensioniert. Grössere Speicher können Energie in günstigere Stunden verschieben, senken aber nicht den absoluten Peak. Aus den Simulationen (Abschnitt 3.2) zeigt sich das konsistent: «StromPeak_{min}» reduziert gegenüber



«Std» zwar die Spitze, die Variation der TES-Volumina beeinflusst den Peakwert aber kaum (vgl. Abschnitt 3.2.2, Abbildung 12 und Abbildung 13). Mit einem Gebäude lässt sich somit der absolute Peak nicht weiter reduzieren; die Grenze ist die maximale WP-Leistung. Spitzenlastreduktion im System entsteht, wenn viele Anlagen simultan laufen. Genau hier setzen 4.2 (Multi-Agenten-/Schwarmansätze, koordinierter Betrieb, Kommunikationsinfrastruktur) an.

5.2 Einfluss auf die Gesamtschweiz

5.2.1 Stromnetzausbau und Kosten

Mit der forcierten Elektrifizierung, insbesondere durch Wärmepumpen, wachsen die gleichzeitigen Leistungsanforderungen an die Schweizer Stromverteilnetze stark, insbesondere bei Kälteperioden im Winter. AP 5.2 bewertet aus gesamtschweizerischer volkswirtschaftlicher Sicht, welches Einsparpotenzial systemdienliche Speicherkonzepte und Regelstrategien (AP3 und AP4) durch Spitzenlastreduktion bieten, und zwar primär über vermiedene Netzausbaukosten über alle Netzebenen hinweg. Die CO₂-Wirkung wird ergänzend betrachtet.

Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht steigen die jährlichen Netzkosten der Schweiz (Netzebene, NE 2–7) von heute rund 4.2 Mrd. CHF/a bis 2050 deutlich an. Allein die Posten Erneuerung/Ersatz, Erdverkabelung (insbesondere auf den NE 7/5) und Neuerschliessungen führen bereits auf ca. 5.3 Mrd. CHF/a. Hinzu kommen zusätzliche Last- und Einspeisespitzen oberhalb der heutigen Netzkapazitäten und bedingen demnach eine Kapazitätserweiterung. Ohne Gegenmassnahmen quantifiziert das Energiezukunft2050-Update (kurz EZ2050) für 2050 8.9 Mrd. CHF/a für die Erweiterung [38],[39]. Für die Kostenhebel netzdienlicher Massnahmen sind die Effekte deutlich und quantitativ belegt: Eine statische PV-Einspeisebegrenzung auf 70% (entspricht ca. 3% der jährlichen PV-Produktion) reduziert den Netzausbaubedarf bis 2050 je nach Netzebene um 0–30%; in den Systemkostenrechnungen des EZ2050-Updates [38] entspricht dies ≈ -2.0 Mrd. CHF/a (statisch; von 8.9 auf 6.9 Mrd. CHF/a) und eine dynamische Einspeisebegrenzung zusätzliche ≈ -0.5 Mrd. CHF/a. In realnetz-basierten Auswertungen vom VSE resultieren bis zu 30% tiefere Netzausbaukosten, wobei die grössten Einsparnisse auf NE 6/7 liegen [40].

Hinsichtlich kritischer Netzebenen und Treiber zeigen die beiden Studien [39][40] komplementäre Bilder, die sich methodisch erklären lassen (synthetische vs. reale Netze): Consentec [39] zeigt, dass zusätzliche Investitionen insbesondere auf den Netzebenen 3 und 5 anfallen, während Netzebene 7 weiterhin vorwiegend durch Ersatz- und Verkabelungsmassnahmen bestimmt wird. Die überproportionale Kostensteigerung nach Wälzung sowie die höheren Endverbrauchertarife treten vor allem auf Netzebene 5 deutlich hervor. Ursache ist u. a. Rückspeisung dezentraler PV von NE 7 in höhere Ebenen, die sich im heutigen Wälzungsmodell nur teilweise niederschlägt. Das VSE-Spotlight [40] weist demgegenüber, ausgehend von realen Netzgebieten, den grössten Um- und Ausbaubedarf den Niederspannungsnetzen (NE 6/7) zu: im Jahr 2050 entfallen gut 70% der jährlichen Netzausbaukosten auf NE 6/7, $\approx 20\%$ auf NE 5/4 und $\approx 10\%$ auf NE 3/2. Beide Perspektiven sind konsistent, wenn berücksichtigt wird, dass (a) Ersatz/Verkabelung NE 7 dominiert und (b) zusätzliche Kapazitäten durch PV-Rückspeisung/Lastverschiebung die höheren Ebenen (NE 5/3) unverhältnismässig beanspruchen.



Die Simulationen im Projektkontext zeigen auf Einzelgebäudeebene, dass thermische Speicher als Flexibilitätshebel zwar die maximale WP-Stromspitze messbar senken, der Effekt aber nicht durch grössere Speichervolumina weiter anwächst. Trotzdem darf die generelle Aussage, bei der Betrachtung eines einzelnen Gebäudes, getroffen werden, dass grössere Speicher Energie in günstigere Stunden verschieben, senken aber nicht den absoluten Peak über die installierte WP-Leistung hinaus. Das grössere systemische Potenzial liegt jedoch in der koordinierten Aggregation vieler Anlagen/Gebäude (wie in AP 4.2 gezeigt): Auf Quartierebene kann bereits eine tagesweise Glättung (Überbrückungszeit ≈ 1 Tag) die Leistungsspitze um rund 35% senken. Auf nationaler Ebene liegt das Potenzial der Spitzenlastreduktion lediglich auf 10-15% da der nicht flexible Stromanteil auf nationaler Ebene dominiert. In Zukunft wird dieser Anteil jedoch auch zunehmen und somit das Potenzial dieses Ansatzes steigen.

Im Lichte dieser Ergebnisse lässt sich eine vorläufige wirtschaftliche Einordnung „Speicher vs. Netzausbau“ treffen [40]:

1. adressiert die Einspeisebegrenzung von PV-Anlagen allein eine Grössenordnung von $\approx 2.0\text{--}2.5$ Mrd. CHF/a an vermeidbaren jährlichen Netzkosten (statisch/dynamisch),
2. liegen je nach Gebiet und Szenario zusätzliche 10–25% Kostendämpfung durch Demand-Side-Management/Spannungsstützung/rONT (regelbare Ortsnetztransformatoren) im Bereich des Realistischen,
3. ist die Lastspitzenreduktion bei EV/WP (bis 25% weniger Netzausbaukosten) gerade in weniger PV-dominierten (offensiven) Szenarien volkswirtschaftlich attraktiv.

Zusammengenommen deutet dies darauf hin, dass ein koordinierter Einsatz von thermischen Speichern, Regelstrategien und Einspeisemanagement einen substanziellen Anteil des ansonsten notwendigen Netzausbaus vermeiden bzw. verschieben kann – mit Fokus auf NE 6/7 für lokale Spitzen und NE 5/3 für durch Rückspeisung bzw. hohe Gleichzeitigkeit getriebene Kapazitäten. Für grosse TES (Gebäude-/Quartier-/Areal-Ebene) bedeutet dies, dass sie elektrische WP-Last zeitlich (Stunden bis Tage) verschieben und so Wärmebedarf von Stromspitzen entkoppeln. In Netzwerkung übersetzt heisst das: geringere Gleichzeitigkeit in NE7, flachere Lastgangspitzen in NE5 und damit kleinere oder spätere Verstärkungen von Leitungen, Trafos und Schaltfeldern. Diese Logik entspricht dem Kostenbefund aus BFE/VSE und den Tarif-Hinweisen: Spitzen kosten, Glättung spart.

Einordnung nach Netzebenen:

- NE 7 (Haus-/Quartiernetz): Höchster Hebel für dynamische Spitzenreduktion; thermische Speicher hinter dem Zähler adressieren kurze bis mehrstündige Peaks (Kältewellen, Abendspitzen). Primäre Wirkung: vermiedene/verschobene Hausanschluss- und Strangverstärkungen.
- NE 5 (Mittelspannung Ortsnetz): Wirksam, wenn koordiniert (Quartier-/Areal-Aggregatoren). Primäre Wirkung: Entlastung MS-Kabel/Stationen in Kältefronten mit gleichzeitiger WP-Last.
- NE 3 (regionale Ebenen): Indirekter Effekt via höhere Diversität/geringere Gleichzeitigkeit im Kollektiv. Primäre Wirkung: spätere Verstärkungen. (Methodisch im



VSE-Update abgebildet, indem Mehrkosten je Netzebene aus BFE-Parametern hochskaliert werden.)

- NE 1 (Übertragung): Thermische Speicher wirken vor allem verteilnetzseitig; auf der Übertragungsebene ist der Effekt sekundär (Lastfluss-Glättung kann dennoch Maximaltransite im Winter dämpfen).

5.2.2 CO₂ Reduktion

Um die Einsparungen im Hinblick auf den CO₂-Fussabdruck des verbrauchten Stroms für die WP zwischen den einzelnen Regelstrategien (Std, PVEigen_{max}, CO₂min und StromPeak_{min}) zu untersuchen, wurde für jede MFH-Grösse der jeweils emissionsärmste Fall je Regelstrategie für die Klimadaten SMA ermittelt. Anschliessend wurden die Emissionen der einzelnen Regelstrategien mit der Standardregelung verglichen und die Differenzen berechnet. Abbildung 34 zeigt die Resultate in Form eines Boxplots. Negative Werte kennzeichnen geringere Emissionen im Vergleich zur Standardstrategie, positive Werte entsprechend höhere.

Die Auswertung verdeutlicht, dass mit der StromPeak_{min}-Strategie keine Emissionseinsparungen erreicht werden können. Auffällig ist zudem, dass in den sparsameren Gebäuden (bis MFH85) die PVEigen_{max}-Strategie grössere Einsparungen ermöglicht als die CO₂min-Strategie. Weiter zu sehen ist, dass die Wahl des CO₂ Szenarios (2023, Scenario6) den grössten Einfluss auf die Einsparungen hat.

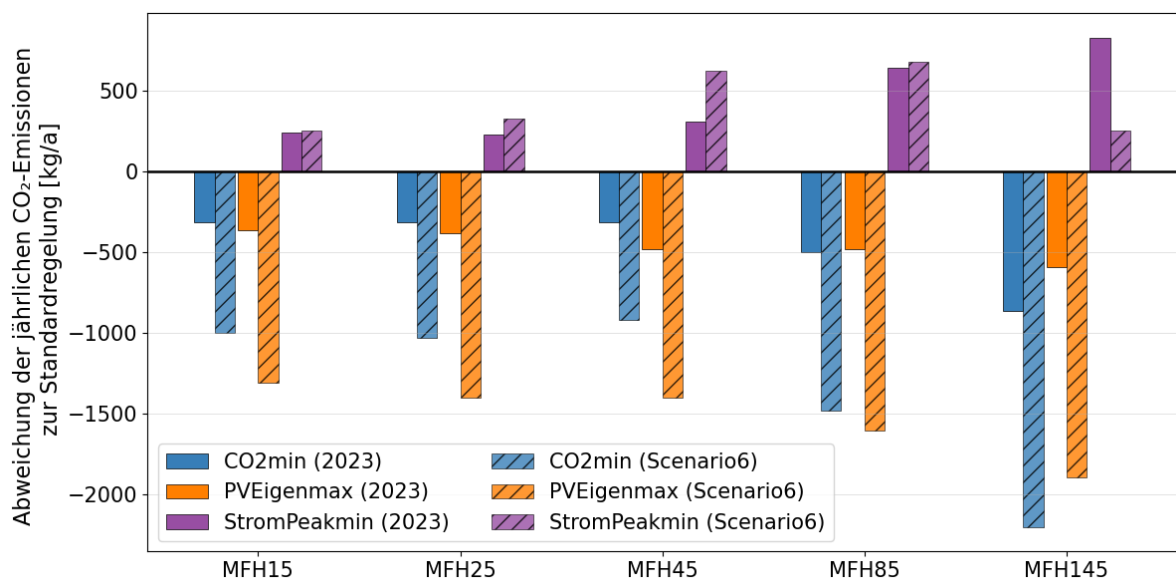


Abbildung 34: Vergleich CO₂-Emissionen der einzelnen Regelstrategien pro Gebäudestandard.

Damit unterschiedliche Stromnetzbezugsanteile die Ergebnisse nicht verfälschen, wurde die CO₂-Belastung wärmebasiert statt strombasiert hochgerechnet. Aus Tabelle 1 wurden die Heiz- und Warmwasserverbräuche ermittelt und werden in Tabelle 5 dargestellt:



Tabelle 5: Übersicht vom thermischen Bedarf pro MFH, für jeweils die Heizung und das Warmwasser.

	MFH15	MFH25	MFH45	MFH85	MFH145
Heizenergieverbrauch [kWh _{th} /a]	18'150	29'975	53'640	99'790	169'360
WW-Verbrauch [kWh _{th} /a]	19'456	19'456	19'456	19'456	28'255
Kombiniert [kWh _{th} /a]	<u>37'606</u>	<u>49'431</u>	<u>73'096</u>	<u>119'246</u>	<u>224'615</u>

Anschliessend wurde der spezifische CO₂-Fussabdruck pro verbrauchter Kilowattstunde Wärme (kWh_{th}) berechnet und – wie oben beschrieben – die Differenzen der einzelnen Regelstrategien gegenüber der Standardregelung bestimmt. Innerhalb der jeweiligen Gebäudestandards handelt es sich um eine reine Skalierung der Daten, da diese lediglich durch den kombinierten Wärmebedarf geteilt werden. Da das MFH145 jedoch bei weitem am meisten Wärme benötigt, sind die spezifischen Werte, dort am kleinsten. Abbildung 35 zeigt, dass bei Gebäuden mit tieferem Effizienzstandard eine Änderung der Regelstrategie einen geringeren Einfluss auf die spezifischen CO₂-Emissionen hat.

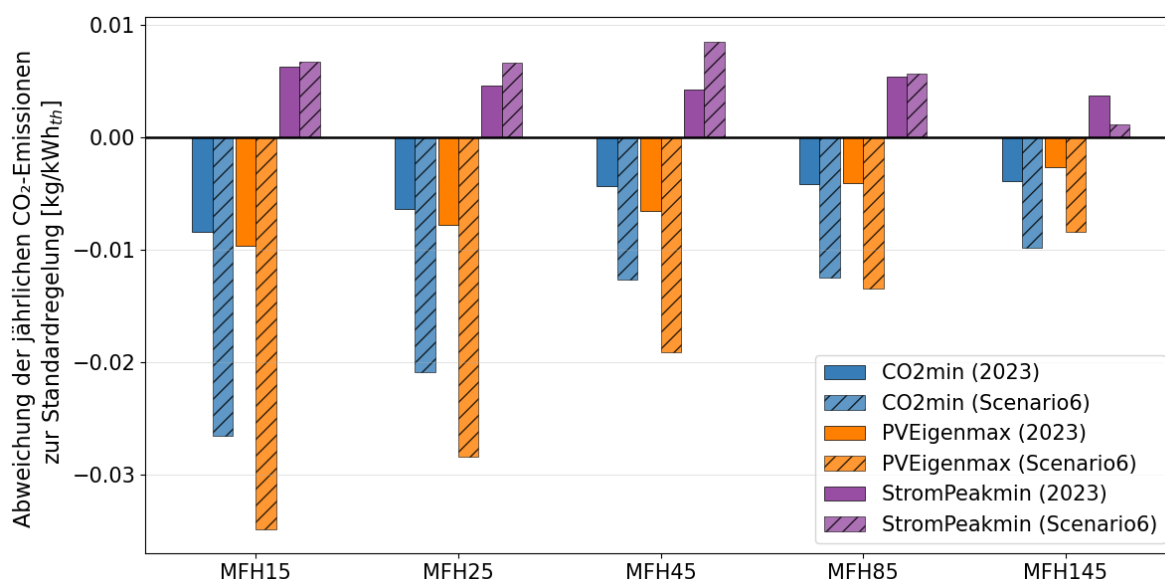


Abbildung 35: Vergleich spezifischen CO₂-Emissionen pro kWh_{th} der einzelnen Regelstrategien pro Gebäudestandard.

Mit diesen Daten, kann nun auf die Emissionsreduktion der ganzen Schweiz geschlossen werden. Auf Basis der Baualtersstruktur des BFE sowie der Minergie-Statistiken kann der Schweizer MFH-Bestand grob in drei Gruppen eingeteilt werden:

- **Altbestand (vor 1990, unsaniert):** entspricht energetisch überwiegend den Standards MFH85–145 und macht über 60% des Bestands aus [41].



- **Neubauten und sanierte Gebäude (nach 2000):** liegen meist im Bereich MFH45 und umfassen rund 25–30% [42].
- **Hocheffiziente Gebäude (Minergie-P/A):** entsprechen etwa einem MFH25/15 machen weniger als 10% des Bestands aus [43].“

Mit der obigen Verteilung und entsprechender Gewichtung, kann eine durchschnittliche CO₂-Reduktion pro Regelstrategie, und CO₂-Szenario errechnet werden, welche in Tabelle 6 ersichtlich ist. Mit einer Hochrechnung auf den Gesamtschweizer Heiz- und WW-Wärmebedarf von 46.83 TWh in 2023 [44] und eines WP-Anteil von 18% im Ende 2023 [45] kann so folgende Emissionsreduktion für die verschiedenen Regelstrategien sowie CO₂-Szenarien errechnet werden:

Tabelle 6: Unterschied der Gesamtschweizerischen CO₂ Emissionen verglichen mit dem Standardfall (Standard Regelstrategie) für das Jahr 2023.

Regelstrategie	Unterschied der Gesamtschweizerischen CO ₂ Emissionen verglichen mit Std-Regler (CO ₂ -Szenario 2023)	Unterschied der Gesamtschweizerischen CO ₂ Emissionen verglichen mit Std-Regler (CO ₂ -Szenario 6)
CO ₂ min	- 37'400 t CO ₂	- 108'000 t CO ₂
PVEigenmax	- 41'000 t CO ₂	- 130'000 t CO ₂
StromPeakmin	+ 38'200 t CO ₂	+ 44'300 t CO ₂

Verglichen mit den Gesamtemissionen des Schweizer Gebäudeparks von 9.1 Mio. t CO₂-Äquivalente im 2023 [45] könnten so maximal 1.4% CO₂ Emissionen eingespart werden. In Zukunft wird dieser Wert zunehmen, da die Anzahl an Wärmepumpen bis 2050 laut dem Szenario ZERO Basis [39] auf 68% der beheizten Energiebezugsflächen steigen wird. Bei gleichbleibenden Emissionen und Wärmebedarf, würde dies dann eine maximale Reduktion von 5.5% bedeuten.

5.3 Analyse von Anreizinstrumenten

Aufbauend auf den Ergebnissen zu Spitzenlasttreibern und Flexibilitätspotenzialen wird ein Instrumentenmix identifiziert, der WP-TES-Systeme fördert und so Netzausbau (v. a. NE 6/7, teils NE 5/3) verzögert oder vermeidet. Referenz sind die projektinternen Befunde (Quartier- und CH-Ebene) sowie die dort herangezogene Literatur.

Die annualisierten Netzkosten 2050 ohne Massnahmen belaufen sich auf 8,9 Mrd. CHF/a, während bei Anwendung von statischem Peak-Shaving Kosten von 6,9 Mrd. CHF/a erreicht werden. Die Analyse in Abbildung 36 zeigt, dass der Grossteil der Einsparungen auf die Quartierebene, genauer auf NE5 bis NE7, zurückzuführen ist. Das statische Peak-Shaving deckelt die maximale Leistung von PV-Anlagen auf 70% was einer Spitzellastreduktion von 30% entspricht.

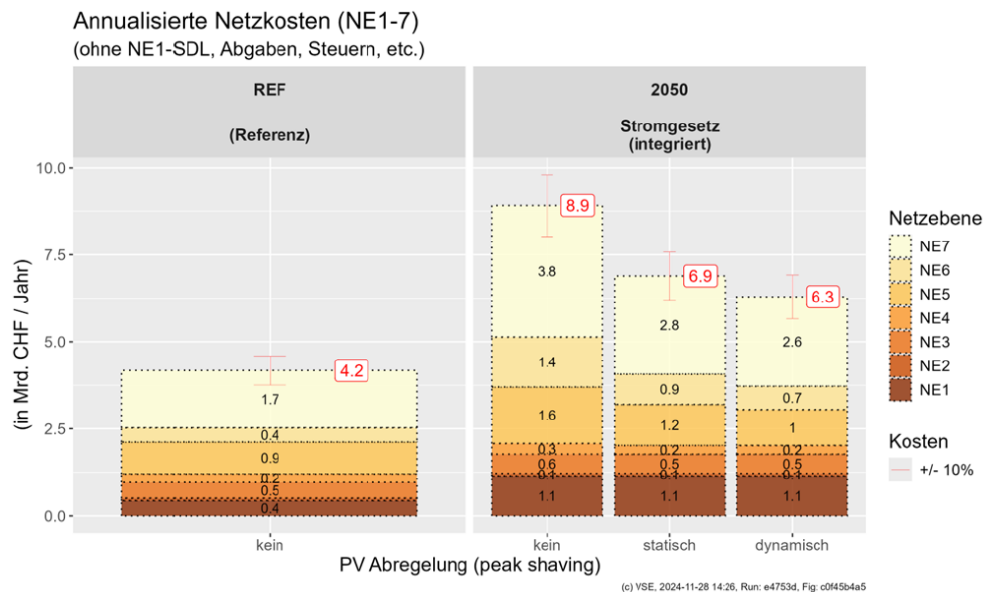


Abbildung 36: Annualisierte Netzkosten für verschiedene Szenarien [46]

Die Ergebnisse aus Abschnitt 4.2 zeigen eine Spitzenlastreduktion auf Quartiersebene mittels TES (8h Überbrückung) von ca. 30% auf. Dies entspricht einer identischen Reduktion wie beim statischen Szenario vom PV-Peak-Shaving, sodass mit den gleichen Kosteneinsparungen (2 Mrd. CHF/a) gerechnet werden kann. Um diese Einsparungen zu erreichen, könnten Investitionsförderungen für TES mit nachweisbaren Schnittstellen eingesetzt werden.

Um die Wirkung einer Subventionierung von TES zu quantifizieren, wird das oben erwähnte 8h-Ziel für die Lastüberbrückung angenommen. Auf Basis der in Tabelle 8 ausgewiesener WP-Leistung und der Annahme von einem $\Delta T=20K$ [48], werden so die Speichergrößen für die unterschiedlichen Gebäudekategorien errechnet.

Anschliessend wurde mit den in Anhang 8A.9 eingeführten Kostenfunktionen, die CAPEX für die Referenzspeicher (WW und Heizspeicher kombiniert) und für den 8h Speicher errechnet. Tabelle 7 zeigt die Volumina und CAPEX der jeweiligen Referenzspeichern und 8h Speichern sowie die Mehrkosten.



Tabelle 7: Volumen und CAPEX Vergleich Referenz und 8h Speicher

Gebäude- klasse	V _{ref} [m ³]	V _{8h} [m ³]	CAPEX _{ref} [CHF]	CAPEX _{8h} [CHF]	Mehrkosten [CHF]
MFH15	3	11.4	8'517	20'035	11'517
MFH25	3	11.4	8'517	20'035	11'517
MFH45	3.5	15.1	9'289	24'657	15'368
MFH85	4.3	20.6	10'483	31'310	20'827
MFH145	8	31	15'620	43'467	27'847

Für eine Grobabschätzung der gesamtwirtschaftlichen Zusatzinvestitionen, wird die heutige Anzahl installierter WP gemäss Tabelle 3 sowie der Gebäudemix aus Abschnitt 5.2.2 herangezogen. Daraus resultiert ein auf die MFH-Verteilung gewichteter durchschnittlicher Aufpreis von 20.36 kCHF je WP aufgrund des grösseren TES. Multipliziert mit 447'749 installierten WP ergeben sich einmalige Zusatzinvestitionen von rund 9.1 Mrd. CHF. Ergänzend fallen geringe jährliche Zusatzkosten von ~0.73 Mrd. CHF an (entsprechen den jährlich neu installierten WPs gemäss Tabelle 3, 2023-2022).

Zusammen zeigt sich: Eine systematische Spitzenkappung durch 8h-TES-WP-Systemen erfordert Einmalinvestitionen von rund 9.1 Mrd. CHF plus laufende Kosten von ~0.73 Mrd. CHF/a, ermöglicht jedoch – angesichts der Netzkosteneinsparung von ~2 Mrd. CHF/a – einen gesellschaftlichen Amortisationshorizont von etwa 4.5 Jahren.

Weitere Förderungen umfassen:

- **Tarifsysteme (leistungs- und zeitbasiert):** Stärkere Leistungskomponente (kW) und zeitvariable Preise internalisieren die Verursachung von Netzspitzen und setzen klare Anreize zur Lastverschiebung (WP-Betrieb in Nebenzeiten, TES-Vorladen). Voraussetzung sind Smart-Meter-Abrechnung und Transparenz.
- **PV-Einspeisemanagement (statisch/dynamisch):** Es gibt einen Rechtsrahmen für feste Limits (z. B. 70% P_{inst}) oder bedarfsadaptive Limits. Die Energieverluste sind geringer, aber es gibt einen starken Capex-Ersatz im LV-Netz (grösster Einzelhebel).
- **DSM & Spannungshaltung:** Es gibt verbindliche Schnittstellen/Standards für WP-Regler/EMS (Fernparametrierung) und eine prämierte Flex-Bereitstellung. Zudem gibt es netzseitig Q(U) und rONT zur Spannungshaltung und Peakdämpfung in kritischen Strängen/Stationen.
- **Koordination und Daten (Aggregator/MAS):** Rollenklärung und Datengovernance für die gebäudeübergreifende Koordination (IoT-Gateways, Edge-Logik, sichere Cloud). Verhandlungs- und Priorisierungsmechanismen erhöhen die Diversität und senken die Gleichzeitigkeit (Quartier: ~ 30%). Die Vergütung erfolgt nach messbarer Peak-Reduktion.



6 Schlussfolgerungen und Ausblick

Vermeidung von Stromspitzen

Die durchgeführte Parameterstudie zeigt, dass durch gezielte Steuerungsstrategien für Wärmepumpen eine signifikante Reduktion der Stromspitzen auf Stundenbasis für Einzelgebäude möglich ist – im Durchschnitt um etwa 12%, bei Niedrigenergiegebäuden sogar bis zu 17%. Dabei ist zu beachten, dass bei einer realen Steuerung sowohl sehr kurzzeitige Stromspitzen auftreten können, als auch das Abschalten der Wärmepumpe gegenüber der idealisierten Simulation stets mit einer gewissen Verzögerung erfolgt. Daher lassen sich kurzfristige Leistungsspitzen in der Praxis nicht vollständig vermeiden. Diese sehr kurzen Stromspitzen sind jedoch innerhalb einer Stunde zufällig verteilt, sodass sie sich bei einer grossen Anzahl von Anlagen gegenseitig ausgleichen. Solche Spitzen auf Gebäudeebene sind daher für den Ausbau des Stromnetzes – sei es auf der Erzeugerseite, für den Import oder für den Einsatz von Spitzenkraftwerken – nicht relevant. Eine Absenkung der Stundenspitze unter den Leistungsbedarf der Wärmepumpe oder unter den maximalen Stundenbedarf für Haushaltsstrom ist auf Gebäudeebene nicht möglich.

Eine Analyse realer Betriebsdaten innerhalb eines Beispielquartiers zeigt, dass auf Quartiersebene ein Potenzial zur Senkung von Lastspitzen von bis zu 30% besteht, sofern eine intelligente, schwarmbasierte Regelung sowie Speicher mit einer Wärmekapazität für etwa 8 Stunden implementiert werden. Recherchen haben ergeben, dass die dafür benötigten Kommunikationstechnologien und Schnittstellen grundsätzlich verfügbar sind. Nach aktuellem Kenntnisstand der Autoren existiert jedoch bislang keine Umsetzung, bei der eine schwarmbasierte Regelung mehrere Wärmespeicher in einem Quartier zur Lastspitzenreduktion nutzt und deren praktisches Potenzial demonstriert.

Auf nationaler Ebene bleibt das technisch nutzbare Potenzial zur Spitzenlastreduktion derzeit auf etwa 10% begrenzt, da andere Verbraucher zu einem relativ konstanten Bedarf an elektrischer Leistung führen, der während einer Arbeitswoche Schwankungen von etwa 20–30% aufweist. Der Leistungsbedarf der bestehenden Wärmepumpen liegt bereits heute in der Grössenordnung dieser Bedarfsschwankungen. Eine Studie des VSE zeigt, dass der Netzausbau – berechnet auf Basis unterschiedlicher Szenarien zum PV-Ausbau – insbesondere in den mittleren bis oberen Netzebenen zu Investitionen in Milliardenhöhe führen wird. Sowohl der Ausbau von Wärmepumpen und Elektromobilität als auch der Photovoltaik führt zu einer zusätzlichen Belastung der Stromnetze. Sollte der Anstieg der winterlichen Leistungsspitzen durch Elektromobilität und Wärmepumpen zum limitierenden Faktor werden, können die Investitionen in den Netzausbau volkswirtschaftlich mit den Mehrkosten für Speicher und entsprechende Wärmepumpenregelungen verglichen werden.

Eine koordinierte Nutzung thermischer Energiespeicher (TES) mit einer Überbrückungsdauer von 8 Stunden für den gesamten Gebäudepark würde Investitionskosten in der Grössenordnung von rund 9 Mrd. CHF verursachen, könnte jedoch die Netzkosten um etwa 2 Mrd. CHF pro Jahr senken. Darüber hinaus existieren weitere Technologien zur Vermeidung von Leistungsspitzen. Insbesondere Batterien – sei es als Heimspeicher oder in Elektrofahrzeugen – bieten ein grosses Potenzial zur Lastspitzenreduktion. In diesem Projekt wurden Werte und Potenziale zur Spitzenlastreduktion durch Wärmespeicher und



Wärmepumpen ermittelt, die als Grundlage für den Vergleich mit anderen Technologien dienen können.

Reduktion der dynamischen CO₂-Emissionen

Die Studie zeigt, dass durch geeignete Steuerungsstrategien und angepasste Speichervolumina die CO₂-Belastung von Wärmepumpensystemen deutlich reduziert werden kann. Im Durchschnitt liegt die Reduktion bei etwa 20%, bei neuen oder sanierten Gebäuden sogar bei bis zu 30% im Fall der „CO₂min“-Strategie. Bezogen auf den in 2023 gesamten CO₂-Ausstoss der Schweiz beträgt das theoretische Reduktions-Potenzial einer flächendeckenden Anwendung entsprechender Regelstrategien mit grossen TES auf den gesamten Gebäudepark bei rund 1,5%.

Die maximale Wirkung wird bei einem optimalen Speichervolumen erreicht, das zwischen dem 4- und 9-fachen des Standardvolumens im Fall der „CO₂min“-Strategie liegt. Diese Einsparungen sind jedoch mit höheren Investitionskosten verbunden und setzen ausreichend Platz für die Speicher voraus – ein Aspekt, der insbesondere bei Bestandsgebäuden kritisch zu bewerten ist.

Die Integration von PV-Anlagen beeinflusst die dynamische Bilanz der CO₂-Belastung durch Stromproduktion und -verbrauch. Während bei kleinen oder gar keinen PV-Anlagen die Regelstrategie „CO₂min“ zu einer deutlichen Reduktion führt, zeigen grössere Anlagen mit einer Regelstrategie zur Eigenstrommaximierung eine ähnlich gute oder sogar bessere CO₂-Bilanz. Dies verdeutlicht, dass hinsichtlich CO₂-optimierter Regelung weiteres Optimierungspotenzial besteht.

Die Ergebnisse basieren auf einer Regelung anhand aktueller CO₂-Intensitätswerte im Vergleich zum Durchschnitt des Vortags. Echtzeitdaten sind derzeit nicht flächendeckend verfügbar. Allerdings werden bereits heute Stromerzeugungs- und Verbrauchsdaten mit wenigen Stunden Verzögerung sowie Prognosen für die kommenden Stunden veröffentlicht, aus denen sich eine Schätzung der CO₂-Belastung ableiten lässt.

Gemeinsam mit Kämpfen Zinke und Partner wurde beim Kanton Zürich ein Pilot- und Demonstrationsprojekt eingereicht, in dem eine CO₂-basierte Steuerung implementiert und mit anderen Regelstrategien verglichen werden soll.



7 Kommunikation und Publikationen

Die Ergebnisse des Projekts werden über eigene Kommunikationskanäle durch Beiträge (Posts auf LinkedIn-Seiten) oder interne Präsentationen verbreitet.

Um auch Installateure und Planer zu erreichen, werden die wichtigsten Ergebnisse des Projekts in einem Artikel in Fachzeitschriften (wie HK-Gebäudetechnik) veröffentlicht.

Für das 11. Symposium Solarenergie und Wärmepumpen, Fokus «Wärmespeicher» wurde ein Beitrag mit folgendem Titel angemeldet: *«Reduktion der Winterstromspitzen von Wärmepumpenheizungen durch grosse Wasserspeicher für Bestandsgebäude und Neubauten»*.



8 Anhang

A.1 Details Heizungssysteme

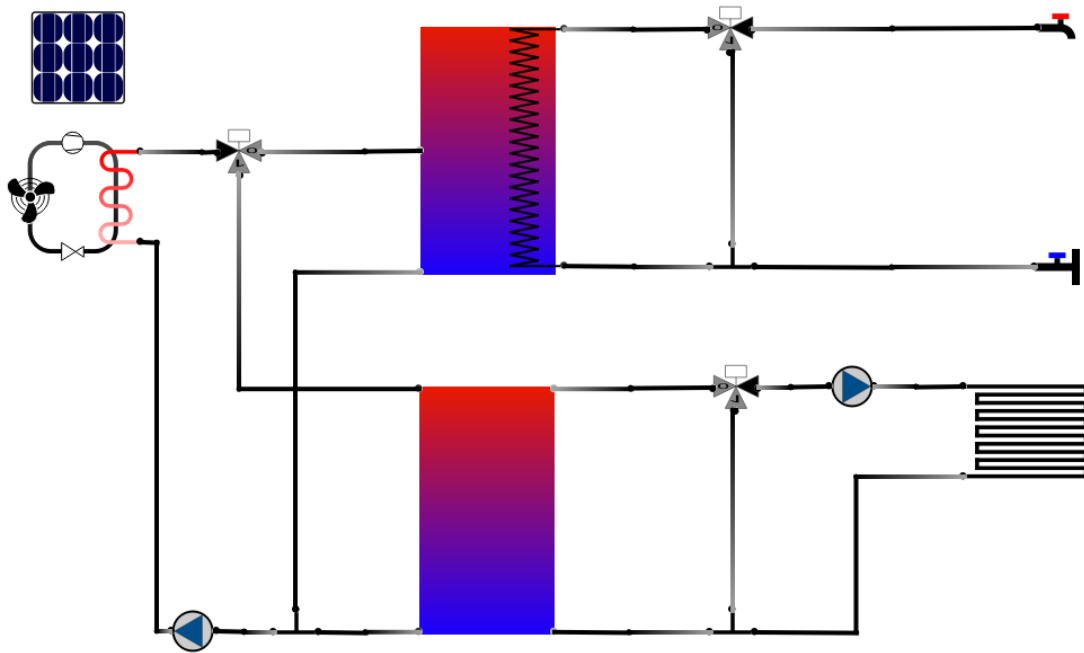


Abbildung 37: Schematische Darstellung des Wärmepumpensystems mit Luft-Wasserwärmepumpe (Quelle: pytrnsysGUI).

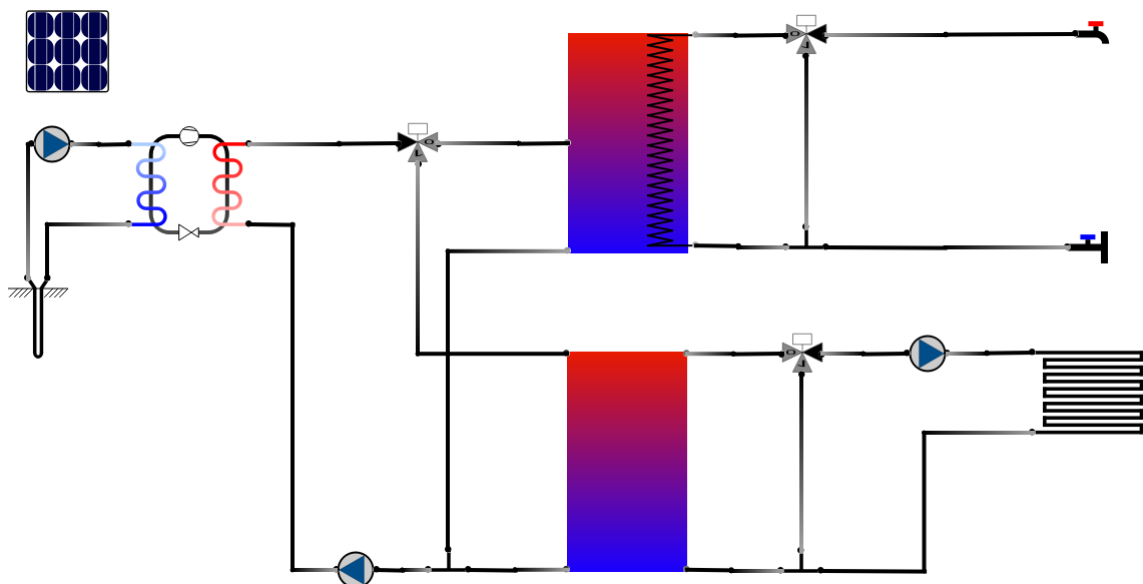


Abbildung 38: Schematische Darstellung des Wärmepumpensystems mit Erdsonden (Quelle: pytrnsysGUI)



Tabelle 8: Heizabgabe, Leistung-WP, Erdsonden und Speichervolumen abhängig von Gebäudeenergiestandard und Klima (SMA = Zürich, DAV = Davos, FBH = Fussbodenheizung, Rad = Radiator).

	KLIMA	HEIZSYSTEM	HEIZABGABE	LEISTUNG WP [KW]	ERDSONDEN	TES _{WW} [M3]	TES _{SH} [M3]
MFH15	SMA	LWP	FBH	33	-	1.3	1.7
	SMA	EWP	FBH	33	6 / 200 m	1.3	1.7
	DAV	LWP	FBH	44	-	1.3	2.2
	DAV	EWP	FBH	44	10 / 200 m	1.3	2.2
MFH25	SMA	LWP	FBH	33	-	1.3	1.7
	SMA	EWP	FBH	33	6 / 200 m	1.3	1.7
	DAV	LWP	FBH	44	-	1.3	2.2
	DAV	EWP	FBH	44	10 / 200 m	1.3	2.2
MFH45	SMA	LWP	Rad	44	-	1.3	2.2
	SMA	EWP	Rad	44	10 / 200 m	1.3	2.2
	DAV	LWP	Rad	55	-	1.3	2.8
	DAV	EWP	Rad	55	16 / 200 m	1.3	2.8
MFH85	SMA	LWP	Rad	60	-	1.3	3.0
	SMA	EWP	Rad	60	10 / 200 m	1.3	3.0
	DAV	LWP	Rad	90	-	1.3	4.5
	DAV	EWP	Rad	90	16 / 300 m	1.3	4.5
MFH145	SMA	LWP	Rad	90	-	3.5	4.5
	SMA	EWP	Rad	90	10 / 250 m	3.5	4.5
	DAV	LWP	Rad	150	-	3.5	7.5
	DAV	EWP	Rad	150	20 / 300 m	3.5	7.5



A.2 Regelstrategien

Tabelle 9: Kontrollstrategie "Std"

Beladung TES_{DHW} :

- if $T_{DHW,On} < 55\text{ °C} \rightarrow Prog_{TES,DHW} = 1$
- if $T_{DHW,Off} > 55\text{ °C} \rightarrow Prog_{TES,DHW} = 0$

Beladung TES_{SH} :

- if $T_{SH} < T_{set} + 5\text{ K} \rightarrow Prog_{TES,SH} = 1$
- if $T_{SH} > T_{set} + 10\text{ K} \rightarrow Prog_{TES,SH} = 0$

Steuerung Wärmepumpe:

- or $(Prog_{TES,DHW}, Prog_{TES,SH}) \rightarrow Prog_{WP} = 1$
- Leistungsmodulation "pwr": $pwr = 100\%$

Sollwert-Mischventil:

- $T_{mix,DHW} = 45\text{ °C}$
- $T_{mix,SH} = T_{set}$

Steuerung Heizkreislauf:

- if $T_{C,roomX} < T_{set,bui} \rightarrow Prog_{SH,roomX} = 1$
- if $T_{C,roomX} > T_{set,bui} \rightarrow Prog_{SH,roomX} = 0$



Tabelle 10: Kontrollstrategie "PVEigenmax"

Beladung TES_{DHW}:

- $PV_{\text{Überschuss}} > PV_{\text{Überschuss,min}}$
 - if $T_{\text{DHW,Off}} < 55 \text{ °C}$ → $\text{Prog}_{\text{TES,DHW}} = 1$
 - if $T_{\text{DHW,Off}} > 55 + 5 \text{ °C}$ → $\text{Prog}_{\text{TES,DHW}} = 0$
- $PV_{\text{Überschuss}} \leq PV_{\text{Überschuss,min}}$: Regelstrategie "Std"

Beladung TES_{SH}:

- $PV_{\text{Überschuss}} > PV_{\text{Überschuss,min}}$
 - if $T_{\text{SH}} < T_{\text{set}} + 15 \text{ °C}$ → $\text{Prog}_{\text{TES,SH}} = 1$
 - if $T_{\text{SH}} > T_{\text{set}} + 20 \text{ °C}$ → $\text{Prog}_{\text{TES,SH}} = 0$
- $PV_{\text{Überschuss}} \leq PV_{\text{Überschuss,min}}$: Regelstrategie "Std"

Steuerung Wärmepumpe:

- or ($\text{Prog}_{\text{TES,DHW}}, \text{Prog}_{\text{TES,SH}}$) → $\text{Prog}_{\text{HP}} = 1$
- Leistungsmodulation "pwr":
 - If $PV_{\text{Überschuss}} > PV_{\text{Überschuss,min}}$: pwr variabel (Ziel: $El_{\text{WP}} \sim PV_{\text{Überschuss}}$)
 - If $PV_{\text{Überschuss}} \leq PV_{\text{Überschuss,min}}$: pwr=100%

Sollwert-Mischventil: Regelstrategie "Std"

Steuerung Heizkreislauf: Regelstrategie "Std"



Tabelle 11: Kontrollstrategie "StromPeakmin"

Definition Boolean "*Bo_BreakPeak*": AND ($EL_{bui} > EL_{bui,min}$, $PV_{\text{Überschuss}} = 0$)

Beladung TES_{DHW} :

- if $T_{DHW,Off} < 55\text{ °C}$ → $Prog_{TES,DHW} = 1$
- if $T_{DHW,Off} > 55 + 5\text{ °C}$ → $Prog_{TES,DHW} = 0$

Beladung TES_{SH} :

- if $T_{SH} < T_{set} + 15\text{ °C}$ → $Prog_{TES,SH} = 1$
- if $T_{SH} > T_{set} + 20\text{ °C}$ → $Prog_{TES,SH} = 0$

Steuerung Wärmepumpe:

- AND ($Bo_BreakPeak = 0$, OR ($Prog_{TES,DHW}$, $Prog_{TES,SH}$)) → $Prog_{HP} = 1$
- Leistungsmodulation "pwr": $pwr = 100\%$

Sollwert-Mischventil: Regelstrategie "*Std*"

Steuerung Heizkreislauf: Regelstrategie "*Std*"

Tabelle 12: Kontrollstrategie "CO₂min"

Beladung TES_{DHW} : Regelstrategie "*Std*"

Beladung TES_{SH} :

- $CO_2 < CO_{2,ave24h}$:
 - if $T_{SH} < T_{set} + 15\text{ °C}$ → $Prog_{TES,SH} = 1$
 - if $T_{SH} > T_{set} + 20\text{ °C}$ → $Prog_{TES,SH} = 0$
- $CO_2 > CO_{2,ave24h}$: Regelstrategie "*Std*"

Steuerung Wärmepumpe: Regelstrategie "*Std*"

Sollwert-Mischventil: Regelstrategie "*Std*"

Steuerung Heizkreislauf: Regelstrategie "*Std*"



A.3 Simulationsstudien zum festlegen einzelner Parameter – Ergebnisse

A.3.1 Kontrollstrategie «StromPeak_{min}»: Simulation Varianten

A.3.1.1 Simulationsstudie I (Speicherüberhitzung)

In der Simulationsstudie I wurden zwei Varianten der Kontrollstrategie „StromPeak_{min}“ getestet. Die Simulationsstudie I wurde nur für das Gebäude «MFH25», das «SMA» Klima und das Elektrizitätsprofil «CO₂2023» durchgeführt. Tabelle 13 zeigt die beiden betrachteten Varianten:

- In Variante 1 besteht das Ziel darin, die beiden Speicher entsprechend dem Wert der Booleschen Variablen „Bo_OverHeat“ zu überheizen, die von «PV_{Überschuss}» und dem aktuellen Stromverbrauch des Gebäudes für Licht und Geräte «EL_{bui}» abhängt.
- In Variante 2 hingegen wird die Wärmepumpe nur dann aktiviert, wenn die Boolesche Variable „Bo_BreakPeak“ den Wert Null annimmt. Mit dieser Strategie wird also das Ziel verfolgt, die beiden Speicher so weit wie möglich zu überhitzen, damit die Wärmepumpe nicht unter ungünstigen Bedingungen aktiviert werden muss. Da die Wärmepumpe in dieser Variante für mehr oder weniger lange Zeiträume deaktiviert wird, kann es zu Unannehmlichkeiten bei der Heizung (d. h. «PEN_{sh}») oder der Warmwasserbereitung (d. h. «PEN_{dhw}») kommen.

Abbildung 39 zeigt die wichtigsten Ergebnisse der Simulationsstudie I, d. h. die maximale elektrische Belastung und den eventuellen «PEN_{dhw}» für alle analysierten Fälle. Zu den in Abbildung 39 dargestellten Ergebnissen sind drei Anmerkungen zu machen:

- „PEN_{dhw}“ wird auf der Grundlage der eventuellen Temperaturdifferenz zwischen dem gewünschten Warmwasser-Sollwert (d. h. 45 °C²) und der Vorlauftemperatur zum Warmwasserverbraucher berechnet;
- die maximale elektrische Last stellt den maximalen Wert des durchschnittlichen stündlichen Strombedarfs des Gebäudes aus dem Stromnetz dar;
- Die Angabe „5x“ in Bezug auf die Speichervolumina bezieht sich auf das Referenzvolumen (d. h. das 5-fache des Referenzvolumens).

Abbildung 39 zeigt, wie die maximale elektrische Last des Gebäudes mit der Regelungsstrategie „StromPeak_{min}“ reduziert werden kann. Diese Reduzierung ist bei „Variante 1“ sehr gering, während sie bei „Variante 2“ deutlich höher ausfällt, wo die maximale elektrische Last um bis zu 25% (im Vergleich zu «Std» Kontrollstrategie) gesenkt werden kann. Darüber hinaus ist festzustellen, dass bei allen Strategien die Veränderung des Speichervolumens keinen Einfluss (oder im Fall des WW-Speichers sogar einen negativen Einfluss) auf die maximale elektrische Last des Gebäudes hat. Wie erwartet, führt die «Variante 2» zu einem PEN_{dhw} (der jedoch immer unter 5% liegt), insbesondere wenn das WW-Speichervolumen dem Referenzwert entspricht. Dieser Komfortverlust wird aufgehoben,

² Die Wahl der Grenztemperatur von 45°C stellt einen Kompromiss zwischen den Anforderungen für Komfort und Hygiene dar. Der Komfort beim Duschen wäre auch bei einem kurzzeitigen Absinken der Temperatur auf 40 °C noch gegeben. Die SIA 385/1 fordert aber, dass an den Zapfstellen eine Temperatur von 50 °C erreicht werden muss. Weil aber das kurzzeitige Abfallen der Temperatur unter 50 °C bei übermässig langen Zapfungen von nahezu keinem Warmwassersystem verhindert werden kann, wurde die Grenztemperatur auch hier nicht bei 50 °C gewählt.



wenn ein grösseres Volumen des WW-Speichers (d. h. $TES_{dhw} \cdot 5x$) berücksichtigt wird. Abbildung 40 zeigt hingegen die jährliche Kurve der elektrischen Last des Gebäudes aus dem Netz für sechs spezifische Fälle der Simulationsstudie I. Es ist zu erkennen, dass mit «Variante 2» der Stromverbrauch aus dem Netz leicht gesenkt und gleichzeitig die Spitzenlast deutlich reduziert werden kann (im Vergleich zu «Std» Kontrollstrategie).

Tabelle 13: Varianten der "StromPeakmin" Kontrollstrategie der Simulationsstudie I – $EL_{bui,min} = 1 \text{ kW}$

StromPeak _{min} _Var1	Definition Boolean "Bo_OverHeat": AND ($EL_{bui} > EL_{bui,min}$, $PV_{\text{Überschuss}} = 0$) Beladung TES_{DHW}: • Bo_OverHeat = 0: ➤ if $T_{DHW,Off} < 55 \text{ °C}$ → $Prog_{TES,DHW} = 1$ ➤ if $T_{DHW,Off} > 55 + 4 \text{ °C}$ → $Prog_{TES,DHW} = 0$ • Bo_OverHeat = 1: Regelstrategie "Std" Beladung TES_{SH}: • Bo_OverHeat = 0: ➤ if $T_{SH} < T_{set} + 15 \text{ °C}$ → $Prog_{TES,SH} = 1$ ➤ if $T_{SH} > T_{set} + 20 \text{ °C}$ → $Prog_{TES,SH} = 0$ • Bo_OverHeat = 1: Regelstrategie "Std" Steuerung Wärmepumpe: Regelstrategie "Std"
StromPeak _{min} _Var2	Definition Boolean "Bo_BreakPeak": AND ($EL_{bui} > EL_{bui,min}$, $PV_{\text{Überschuss}} = 0$) Beladung TES_{DHW}: • if $T_{DHW,Off} < 55 \text{ °C}$ → $Prog_{TES,DHW} = 1$ • if $T_{DHW,Off} > 55 + 4 \text{ °C}$ → $Prog_{TES,DHW} = 0$ Beladung TES_{SH}: • if $T_{SH} < T_{set} + 15 \text{ °C}$ → $Prog_{TES,SH} = 1$ • if $T_{SH} > T_{set} + 20 \text{ °C}$ → $Prog_{TES,SH} = 0$ Steuerung Wärmepumpe: • AND ($Bo_BreakPeak = 0$, OR ($Prog_{TES,DHW}$, $Prog_{TES,SH}$)) → $Prog_{HP} = 1$ • Leistungsmodulation "pwr": $pwr = 100\%$

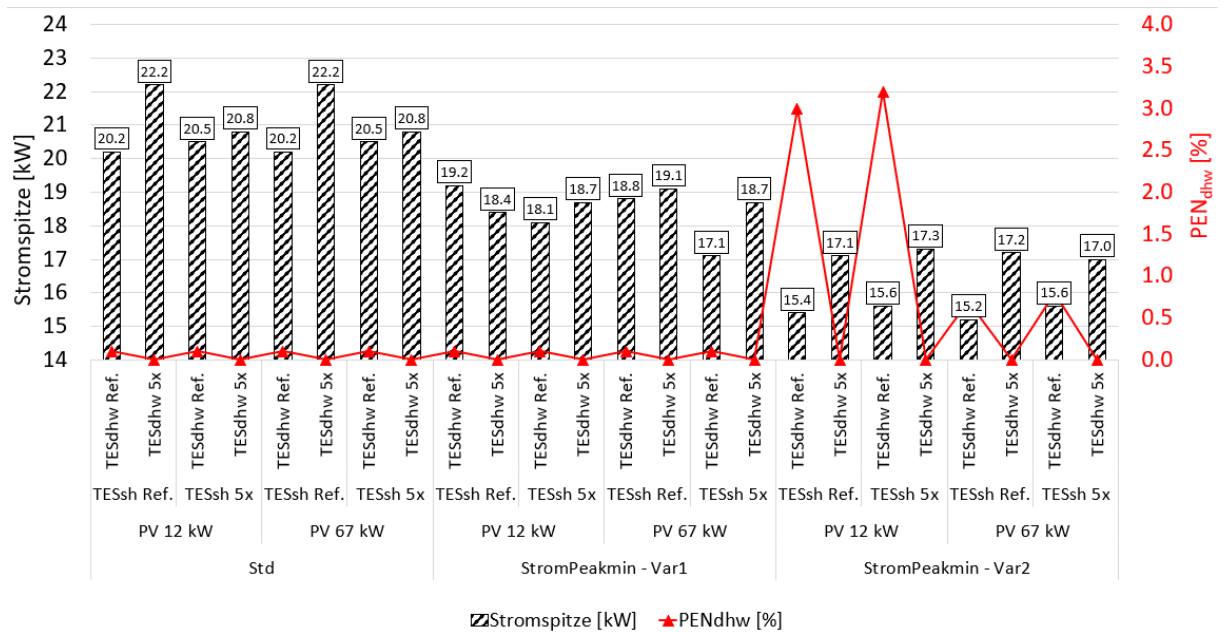


Abbildung 39: Stromspitze (linke Achse) und PEN_{dhw} (rechte Achse) in Abhängigkeit von der Kontrollstrategie, PV-Leistung und Speichervolumen - Simulationsstudie I.

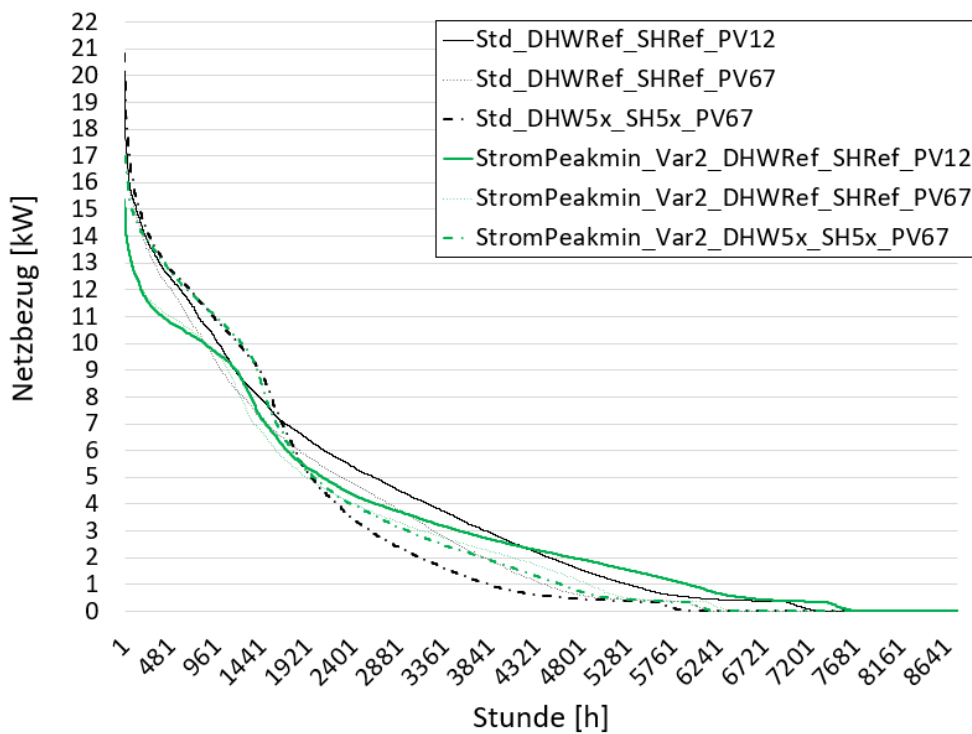


Abbildung 40: Jahresdauerlinien des elektrischen Netzbezuges für sechs Fälle der Simulationsstudie I.



A.3.1.2 Simulationsstudie II (Ausschaltgrenzwert)

In der Simulationsstudie II wurde eine Abwandlung der «Variante 2» (bereits in der Simulationsstudie I definiert) festgelegt und auch der Einfluss des Parameters « $EL_{bui,min}$ » auf die PEN_{sh} (Heizenergie-Penalty) analysiert. Die «Variante 2a» ist in Tabelle 14 definiert. Es ist zu beachten, dass im Gegensatz zu „Variante 2“ die Überhitzung des WW-Speichers in „Variante 2a“ nicht berücksichtigt wird. Auch in diesem Fall wurde die Simulationsstudie II nur für das Gebäude MFH25, das Klima «SMA», die PV-Leistung von 67 kW und das Elektrizitätsprofil «CO₂2023» durchgeführt.

Tabelle 14: Variante 2a der "StromPeakmin" Kontrollstrategie der Simulationsstudie II - $EL_{bui,min} = 1$ kW

StromPeak _{min} _Var2a	Definition Boolean "Bo_BreakPeak": AND ($EL_{bui} > EL_{bui,min}$, $PV_{\text{Überschuss}} = 0$) Beladung TES_{DHW}: Regelstrategie "Std" Beladung TES_{SH}: • if $T_{SH} < T_{set} + 15$ °C → $Prog_{TES,SH} = 1$ • if $T_{SH} > T_{set} + 20$ °C → $Prog_{TES,SH} = 0$ Steuerung Wärmepumpe: • AND ($Bo_BreakPeak = 0$, OR ($Prog_{TES,DHW}$, $Prog_{TES,SH}$)) → $ProgHP = 1$ • Leistungsmodulation "pwr": $pwr = 100\%$
---------------------------------	--

Abbildung 41 zeigt, wie die beiden Varianten der Regelungsstrategie „StromPeak_{min}“ den Strombedarf aus dem Netz und die Spitzenlast im Vergleich zur Regelungsstrategie „Std“ senken können. Wie erwartet, weist die „Variante 2a“ im Vergleich zur „Variante 2“ höhere PEN_{dhw} -Werte auf. Dies hängt damit zusammen, dass die Überhitzung des WW-Speichers in der Variante 2a deaktiviert ist. Diese PEN_{dhw} wird jedoch mit zunehmendem Volumen des WW-Speichers aufgehoben. In beiden Varianten bleiben die „PEN“ jedoch sowohl für die Heizung als auch für das Warmwasser unter 5%. Da die Spitzenlasten vergleichbar sind, ist die „Variante 2“ gegenüber der Variante 2a vorzuziehen, da sie keine signifikanten PEN_{dhw} mit sich bringt.

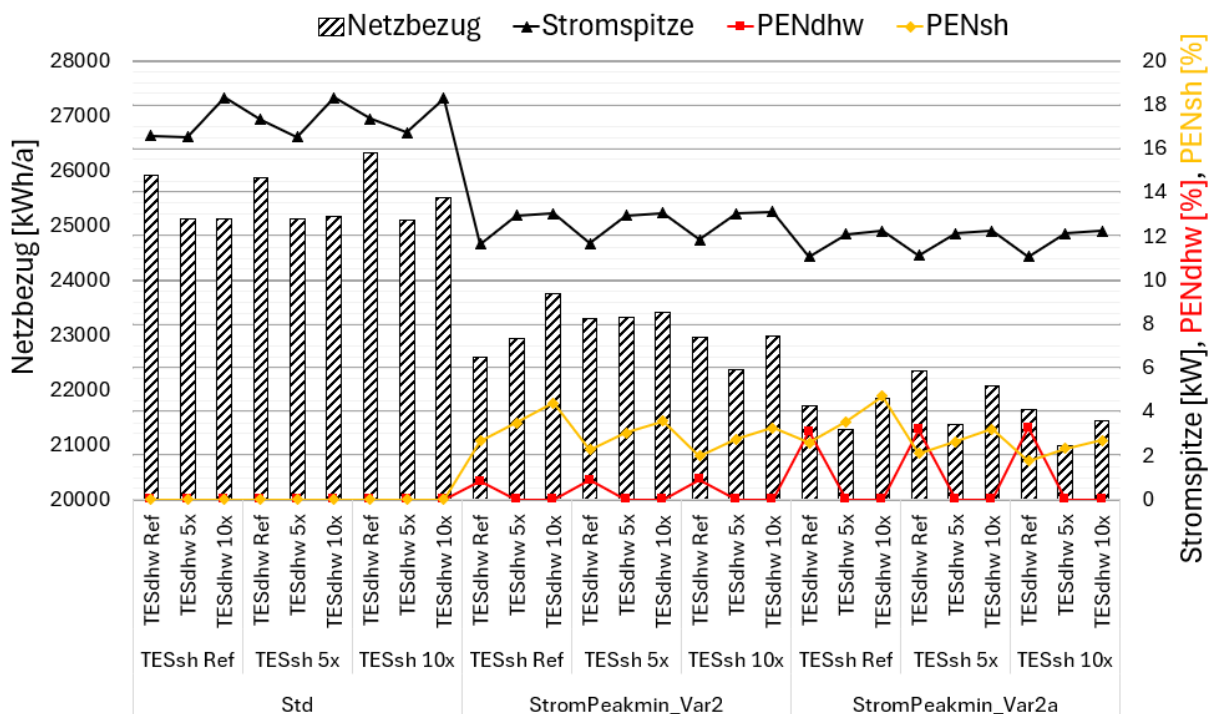


Abbildung 41: Jährliche Netzbezug (linke Achse) und Stromspitze, PENdhw und PENsh (rechte Achse) in Abhängigkeit von der Kontrollstrategie und Speichervolumen - Simulationsstudie II.

Da jedoch die „Variante 2“ durch nicht zu vernachlässigende PEN_{sh} gekennzeichnet ist, wurde beschlossen, eine Parameterstudie bei Veränderung des Pufferspeichervolumens und des Parameters „ $EL_{bui,min}$ “ durchzuführen. Diese Studie wurde nur für die „Variante 2“, PV-Leistung von 67 kW und einem konstanten WW-Speichervolumen durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Abbildung 42 dargestellt. Wie erwartet, nimmt die PEN_{sh} mit zunehmendem Pufferspeichervolumen und dem Parameter $EL_{bui,min}$ ab. Dies hängt damit zusammen, dass in einem grösseren Volumen mehr Wärmeenergie gespeichert werden kann, wenn die Wärmepumpe in Betrieb ist. Analog dazu wird bei einem höheren Parameter $EL_{bui,min}$ die Wärmepumpe für kürzere Zeitfenster abgeschaltet, wodurch der Pufferspeicher stärker aufgeladen werden kann. Bei $EL_{bui,min} = 2$ kW nimmt die PEN_{sh} vernachlässigbare Werte an (unten 1%).

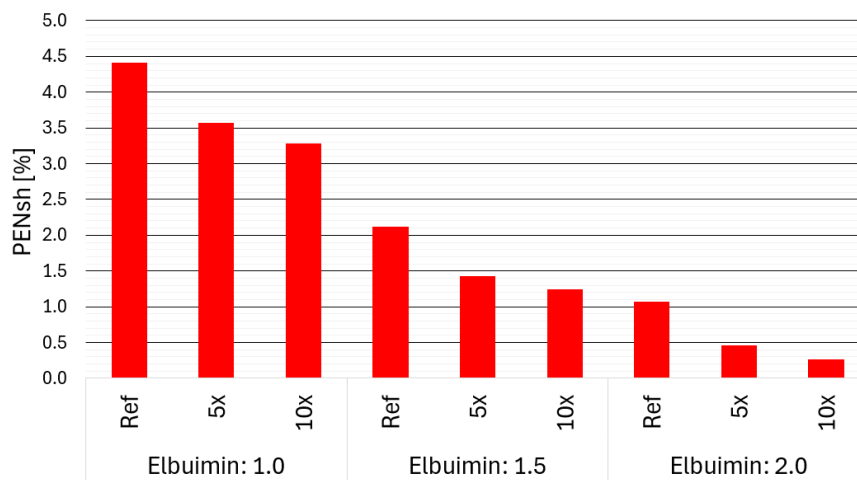


Abbildung 42: PEN_{sh} in Abhängigkeit vom Pufferspeichervolumen und dem Parameter „ $EL_{bui,min}$ “ – „Variante 2“ der Kontrollstrategie «StromPeak_{min}», PV-Leistung von 67 kW, WW-Speichervolumen konstant

A.3.2 Kontrollstrategie «CO_{2min}»: Simulation Varianten

A.3.2.1 Simulationsstudie I (Speicherüberheizung)

In Tabelle 15 zeigt die drei Varianten der CO_{2min}-Kontrollstrategie aus der Simulationsstudie I. Alle drei Varianten gehen davon aus, dass die beiden Speicher unter bestimmten Bedingungen überheizt werden:

- In «Var1» wird die Überheizung aktiviert, wenn der aktuelle Wert der CO₂-Belastung unter den Jahresmittelwert „CO_{2,ave}“ fällt;
- In «Var2» wird die Überheizung aktiviert, wenn der aktuelle Wert der CO₂-Belastung unter den Durchschnittswert der CO₂-Belastung der letzten 24 Stunden „CO_{2,ave24h}“ fällt.
- In «Var3» wird die Überheizung hingegen auf Basis des Werts der Booleschen Variablen «Bo_CO_{2min}» aktiviert, die in Abhängigkeit vom aktuellen Wert der CO₂-Belastung und dem PV-Überschuss definiert wird.

Die Simulationsstudie I wurde nur für das Gebäude «MFH25», das Klima «SMA» und das Elektrizitätsprofil «2023» gemacht.

Die Ergebnisse sind in der Abbildung 43 dargestellt. Zuerst fällt auf, dass «Var3» im Vergleich zu den anderen beiden Varianten höhere CO₂-Belastungen aufweist. Das hängt damit zusammen, dass die Aktivierung der Booleschen Variablen Bo_CO_{2min} nur für sehr kurze Zeitfenster erfolgt, da sie sowohl von der aktuellen CO₂-Belastung als auch vom PV-Überschuss abhängt. Vergleicht man hingegen «Var1» und «Var2», so fällt auf, dass die CO₂-Belastungen vergleichbar sind, wobei «Var2» vor allem bei grösseren Pufferspeichervolumen (d. h. TES_{sh} 11.3) zu einer deutlicheren Reduzierung der CO₂-Belastung führt.

Sowohl bei «Var1» als auch bei «Var2» sieht man, dass die Verringerung der CO₂-Belastung bei grösseren Pufferspeichervolumen nicht mit der Reduzierung des Netzbezuges zusammenhängt, sondern mit der Entnahme von Strom mit geringer CO₂-Belastung, wie aus der Abbildung 43 ersichtlich ist (Netzbezug-Reduktion von 5% und CO₂-Belastungs-Reduktion von -25% für die «Var2»/PV67 kW/TES_{dhw} 1.3).



Tabelle 15: Varianten der "CO₂min" Kontrollstrategie der Simulationsstudie I

CO ₂ min_Var1	Beladung TES_{DHW}: • CO₂ < CO_{2,ave}: ➤ if T_{DHW,Off} < 55 °C → Prog_{TES,DHW} = 1 ➤ if T_{DHW,Off} > 55 + 4 °C → Prog_{TES,DHW} = 0 • CO₂ > CO_{2,ave}: Regelstrategie "Std" Beladung TES_{SH}: • CO₂ < CO_{2,ave}: ➤ if T_{SH} < T_{set} +15 °C → Prog_{TES,SH} = 1 ➤ if T_{SH} > T_{set} +20 °C → Prog_{TES,SH} = 0 • CO₂ > CO_{2,ave}: Regelstrategie "Std"
CO ₂ min_Var2	Beladung TES_{DHW}: • CO₂ < CO_{2,ave24h}: ➤ if T_{DHW,Off} < 55 °C → Prog_{TES,DHW} = 1 ➤ if T_{DHW,Off} > 55 + 4 °C → Prog_{TES,DHW} = 0 • CO₂ > CO_{2,ave24h}: Regelstrategie "Std" Beladung TES_{SH}: • CO₂ < CO_{2,ave24h}: ➤ if T_{SH} < T_{set} +15 °C → Prog_{TES,SH} = 1 ➤ if T_{SH} > T_{set} +20 °C → Prog_{TES,SH} = 0 • CO₂ > CO_{2,ave24h}: Regelstrategie "Std"
CO ₂ min_Var3	Definition Boolean "Bo_CO₂min": AND (CO₂ < CO_{2,ave24h}, PVÜberschuss > 0) Beladung TES_{DHW}: • Bo_CO₂min = 1: ➤ if T_{DHW,Off} < 55 °C → Prog_{TES,DHW} = 1 ➤ if T_{DHW,Off} > 55 + 4 °C → Prog_{TES,DHW} = 0 • Bo_CO₂min = 0: Regelstrategie "Std" Beladung TES_{SH}: • Bo_CO₂min = 1: ➤ if T_{SH} < T_{set} +15 °C → Prog_{TES,SH} = 1 ➤ if T_{SH} > T_{set} +20 °C → Prog_{TES,SH} = 0 • Bo_CO₂min = 0: Regelstrategie "Std"

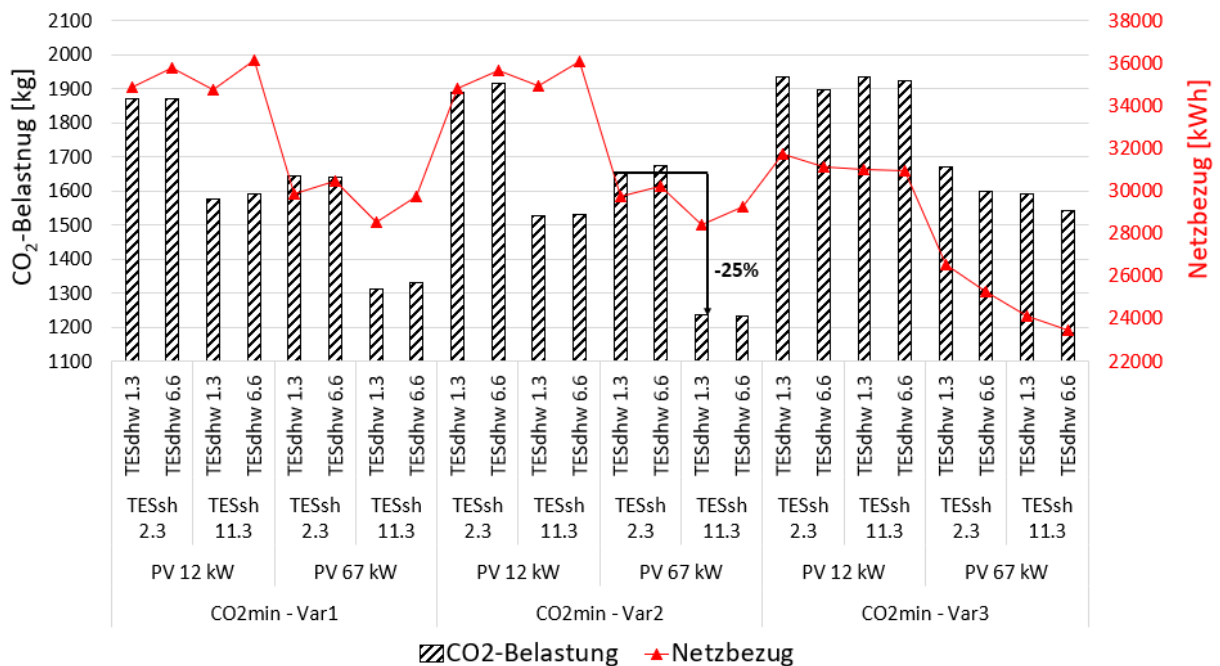


Abbildung 43: Jährliche CO₂-Belastung (linke Achse) und Netzbezug (rechte Achse) in Abhängigkeit von der Kontrollstrategie, PV-Leistung und Speichervolumen - Simulationsstudie I (Die Speichervolumen sind in m³ angegeben).

A.3.2.2 Simulationsstudie II

Die Simulationsstudie II wurde nur für das Gebäude «MFH25», das Klima «SMA», das Elektrizitätsprofil «2023» und die PV-Leistung von 67 kW durchgeführt. Ausgehend von der Definition von «Var2» (die schon in der Simulationsstudie I im Anhang A.3.2 vorgestellt wurde) hat man drei weitere Varianten (nämlich «Var2a», «Var2b» und «Var2c») der CO_{2min}-Kontrollstrategie analysiert. Die vier Varianten unterscheiden sich darin, ob die Überhitzung des WW-Speichers und die Modulierung der WP-Leistung aktiviert wird oder nicht (siehe Tabelle 16).

Die Ergebnisse sind in der Abbildung 44 dargestellt. Die Varianten „Var2a“ und „Var2c“ führen zu einer stärkeren Reduzierung der CO₂-Belastung der Wärmepumpe (im Vergleich zur Regelungsstrategie „Std“). Beide Varianten haben zwar einen leicht höheren Netzbezug (unter 8%), aber sie senken die CO₂-Belastung deutlich um bis zu 40%.

Bei allen untersuchten Varianten hat das Volumen des WW-Speichers einen negativen Einfluss auf die CO₂-Reduzierung, während eine Erhöhung des Pufferspeichervolumens zu einer Verringerung der CO₂-Belastung führt. Die Ergebnisse zeigen also, dass eine Erhöhung des WW-Speichervolumens oder eine Überhitzung dieses Speichers einen kontraproduktiven Effekt auf die CO₂-Belastung hat. Das könnte daran liegen, dass bei sehr grossem WW-Speichervolumen (oder im Fall von Überhitzung dieses Speichers) die Wärmepumpe viel länger unter ungünstigen Bedingungen (d.h. niedriger COP) läuft.



Tabelle 16: Varianten der "CO₂min" Kontrollstrategie der Simulationsstudie II

CO ₂ min_Var2	Beladung TES_{DHW}: • CO₂ < CO_{2,ave24h}: ➤ if T_{DHW,Off} < 55 °C → Prog_{TES,DHW} = 1 ➤ if T_{DHW,Off} > 55 + 4 °C → Prog_{TES,DHW} = 0 • CO₂ > CO_{2,ave24h}: Regelstrategie "Std" Beladung TES_{SH}: • CO₂ < CO_{2,ave24h}: ➤ if T_{SH} < T_{set} +15 °C → Prog_{TES,SH} = 1 ➤ if T_{SH} > T_{set} +20 °C → Prog_{TES,SH} = 0 • CO₂ > CO_{2,ave24h}: Regelstrategie "Std" Steuerung Wärmepumpe: Regelstrategie "Std"
CO ₂ min_Var2a	Beladung TES_{DHW}: Regelstrategie "Std" Beladung TES_{SH}: • CO₂ < CO_{2,ave24h}: ➤ if T_{SH} < T_{set} +15 °C → Prog_{TES,SH} = 1 ➤ if T_{SH} > T_{set} +20 °C → Prog_{TES,SH} = 0 • CO₂ > CO_{2,ave24h}: Regelstrategie "Std" Steuerung Wärmepumpe: Regelstrategie "Std"
CO ₂ min_Var2b	Beladung TES_{DHW}: • CO₂ < CO_{2,ave24h}: ➤ if T_{DHW,Off} < 55 °C → Prog_{TES,DHW} = 1 ➤ if T_{DHW,Off} > 55 + 4 °C → Prog_{TES,DHW} = 0 • CO₂ > CO_{2,ave24h}: Regelstrategie "Std" Beladung TES_{SH}: • CO₂ < CO_{2,ave24h}: ➤ if T_{SH} < T_{set} +15 °C → Prog_{TES,SH} = 1 ➤ if T_{SH} > T_{set} +20 °C → Prog_{TES,SH} = 0 • CO₂ > CO_{2,ave24h}: Regelstrategie "Std" Steuerung Wärmepumpe: • or (Prog_{TES,DHW}, Prog_{TES,SH}) → Prog_{HP} = 1 • Leistungsmodulation "pwr": ➤ If PV_{Überschuss} > 4 kW: pwr variabel (Ziel: El_{WP} ~ PV_{Überschuss}) ➤ If PV_{Überschuss} ≤ 4 kW: pwr=100%



CO_{2min}_Var2c

Beladung TES_{DHW}: Regelstrategie "Std"

Beladung TES_{SH}:

- CO₂ < CO_{2,ave24h}:
 - if T_{SH} < T_{set} +15 °C → Prog_{TES,SH} = 1
 - if T_{SH} > T_{set} +20 °C → Prog_{TES,SH} = 0

- CO₂ > CO_{2,ave24h}: Regelstrategie "Std"

Steuerung Wärmepumpe:

- or (Prog_{TES,DHW}, Prog_{TES,SH}) → Prog_{HP} = 1
- Leistungsmodulation "pwr":
 - If PV_{Überschuss} > 4 kW: pwr variabel (Ziel: El_{WP} ~ PV_{Überschuss})
 - If PV_{Überschuss} ≤ 4 kW: pwr=100%

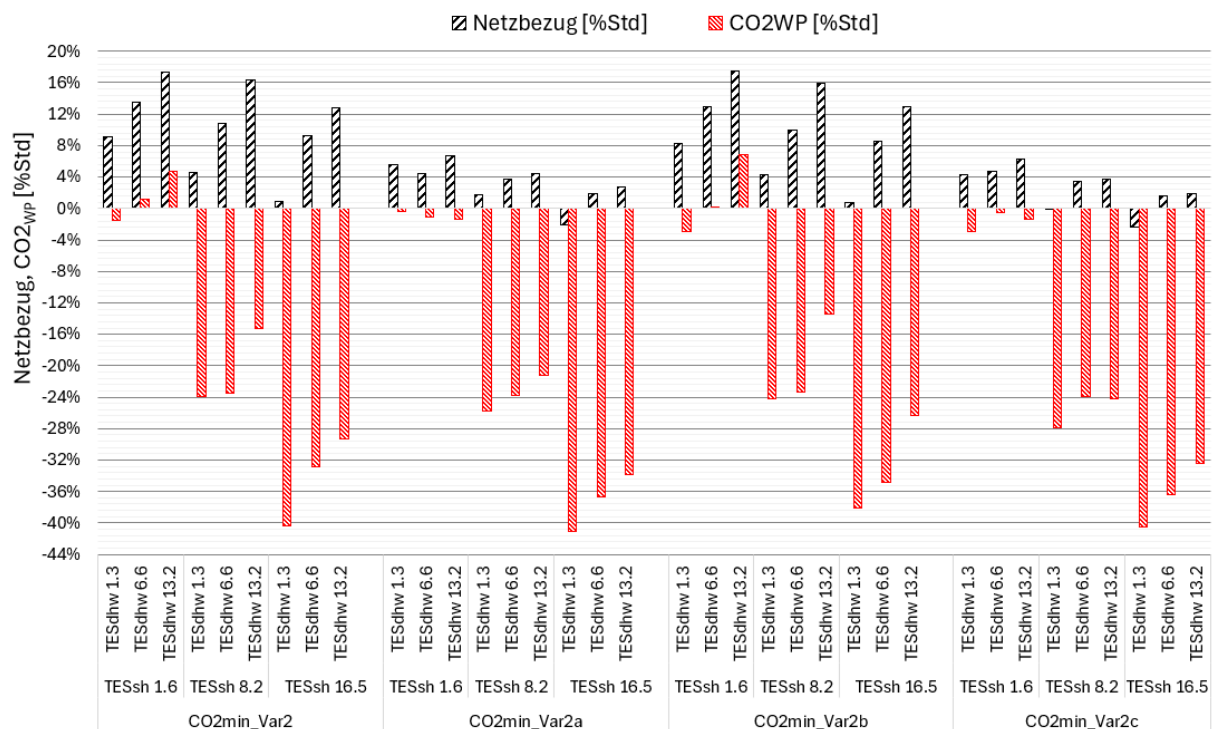


Abbildung 44: Jährliche CO₂-Belastung der Wärmepumpe und Netzbezug des Gebäudes Variation (im Vergleich zu Kontrollstrategie "Std") in Abhängigkeit von der Kontrollstrategie und Speichervolumen - Simulationsstudie II (Die Speichervolumen sind in m³ angegeben).



A.3.3 Analyse Einfluss der Wärmepumpe-Leistung

Die folgende Tabelle 17 zeigt die Matrix der in dieser Parameterstudie simulierten Varianten, um den Einfluss der WP-Leistung auf die Ergebnisse zu analysieren. Die WP-Leistung, die Kontrollstrategie und die Speichervolumen wurden in einer Parameterstudie mit 108 Fälle kombiniert.

Die wichtigsten Ergebnisse sind in den Abbildung 45, Abbildung 46, Abbildung 47 und Abbildung 48 dargestellt. Bei allen vier Kontrollstrategien führt die Erhöhung der WP-Leistung zu einer Erhöhung der Stromspitze. Eine höhere Leistung der WP führt nur bei der Kontrollstrategie «PVEigen_{max}» (siehe Abbildung 46) und bei sehr grossen Pufferspeichervolumen (i.e. SH10x) zu einer leichten Erhöhung des Autarkiegrades. Ähnliches gilt für die CO₂-Belastung. Auch hier sieht man, dass eine höhere Leistung der Wärmepumpe nicht zu einer geringeren CO₂-Belastung führt.

Diese Studie ermöglicht auch weitere Überlegungen zum Einfluss der unterschiedlichen Speichervolumina auf die Ergebnisse. Generell lässt sich feststellen, dass der Einfluss des Pufferspeichervolumens auf die Ergebnisse deutlich stärker ist als der des WW-Speichervolumens. Aus Abbildung 48 geht beispielsweise hervor, dass die CO₂-Belastung nur bei einer Erhöhung des Pufferspeichervolumens sinkt. Analog dazu zeigt Abbildung 46, dass ab «DHW5x» eine weitere Erhöhung des WW-Speichervolumens zu einer Verringerung des Autarkiegrades führt.

Da die Änderung der WP-Leistung keine weitere Vorteile bringt, wurde beschlossen, die WP-Referenzleistung (Tabelle 8) für die finale Parameterstudie (siehe Abschnitt 3.2.1) zu verwenden.

Tabelle 17: Variantenmatrix (Gesamtzahl der Simulationen ist 108)

GEBÄUDETYP	MFH25
WP-SYSTEM	LWP
KLIMASTATION	SMA
ELEKTRIZITÄTSPROFIL	2023
PV-ANLAGE	67 kW
WP-LEISTUNG	Ref., 1.5x, 2x
REGELSTRATEGIE	«Std», «PVEigen _{max} », «StromPeak _{min} », «CO _{2min} »
WW-SPEICHERGRÖSSE	Ref., 5x, 10x
PUFFERSPEICHERGRÖSSE	Ref., 5x, 10x

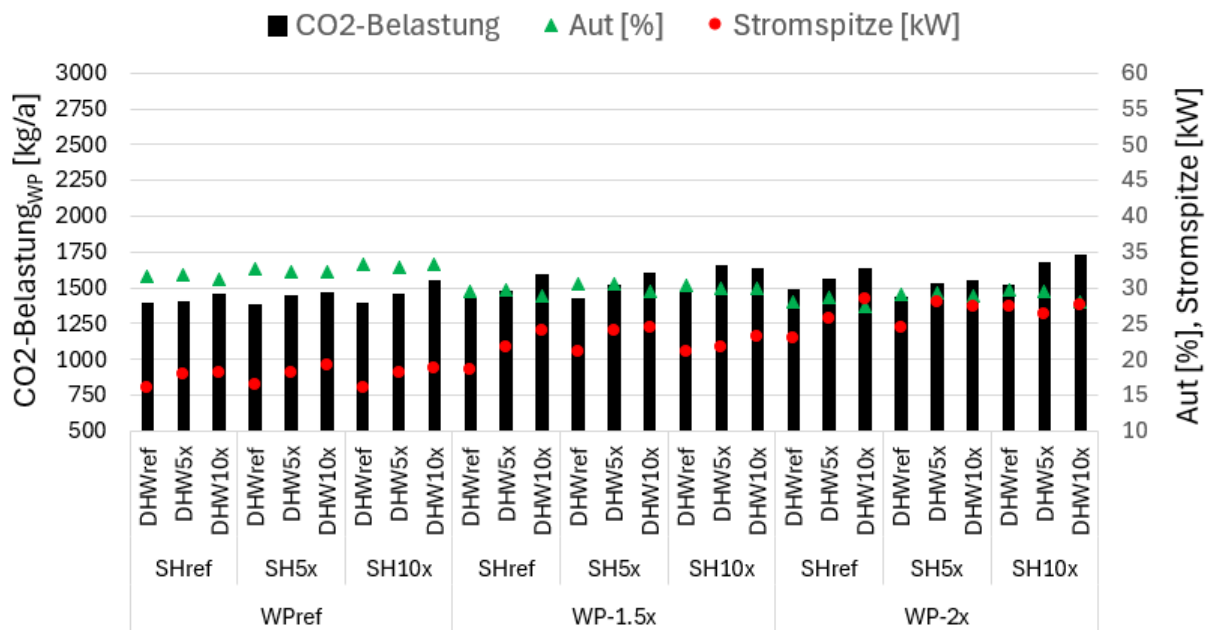


Abbildung 45: CO₂-Belastung der Wärmepumpe, Autarkiegrad und Stromspitze in Abhängigkeit vom Speichervolumen - Kontrollstrategie "Std"

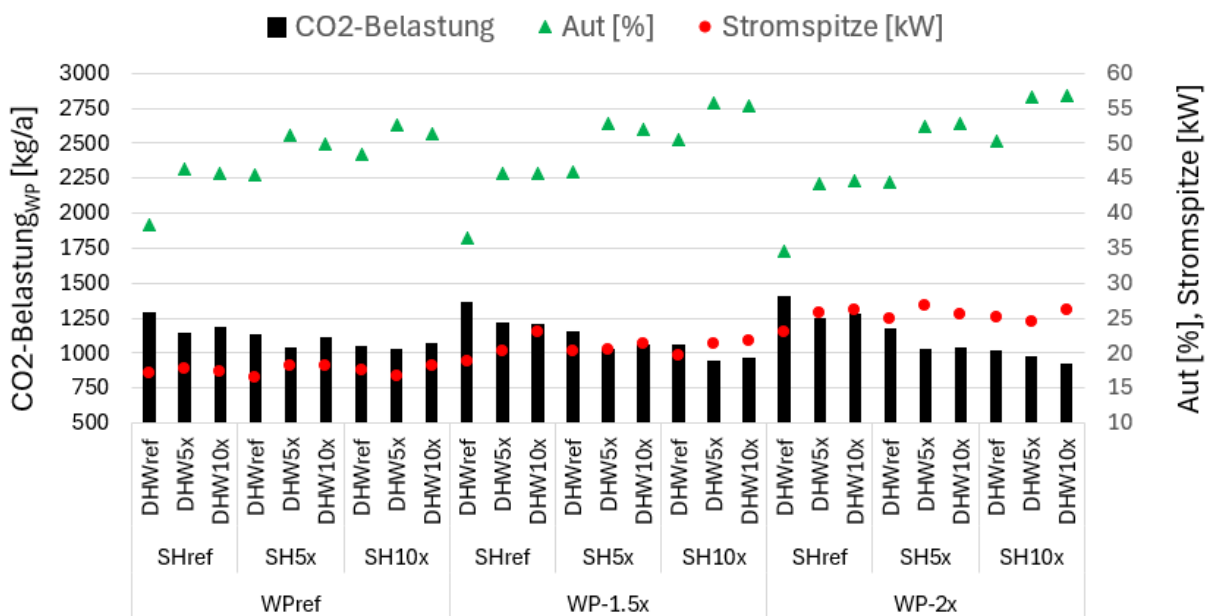


Abbildung 46: CO₂-Belastung der Wärmepumpe, Autarkiegrad und Stromspitze in Abhängigkeit vom Speichervolumen - Kontrollstrategie "PVEigen_{max}"

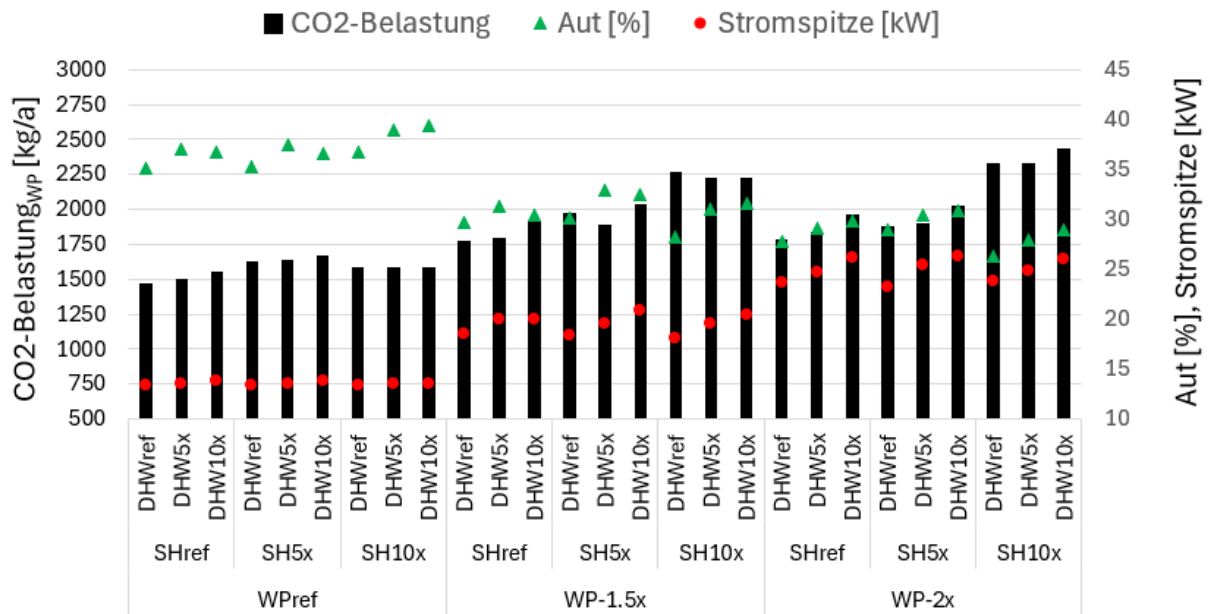


Abbildung 47: CO₂-Belastung der Wärmepumpe, Autarkiegrad und Stromspitze in Abhängigkeit vom Speichervolumen - Kontrollstrategie "StromPeakmin"

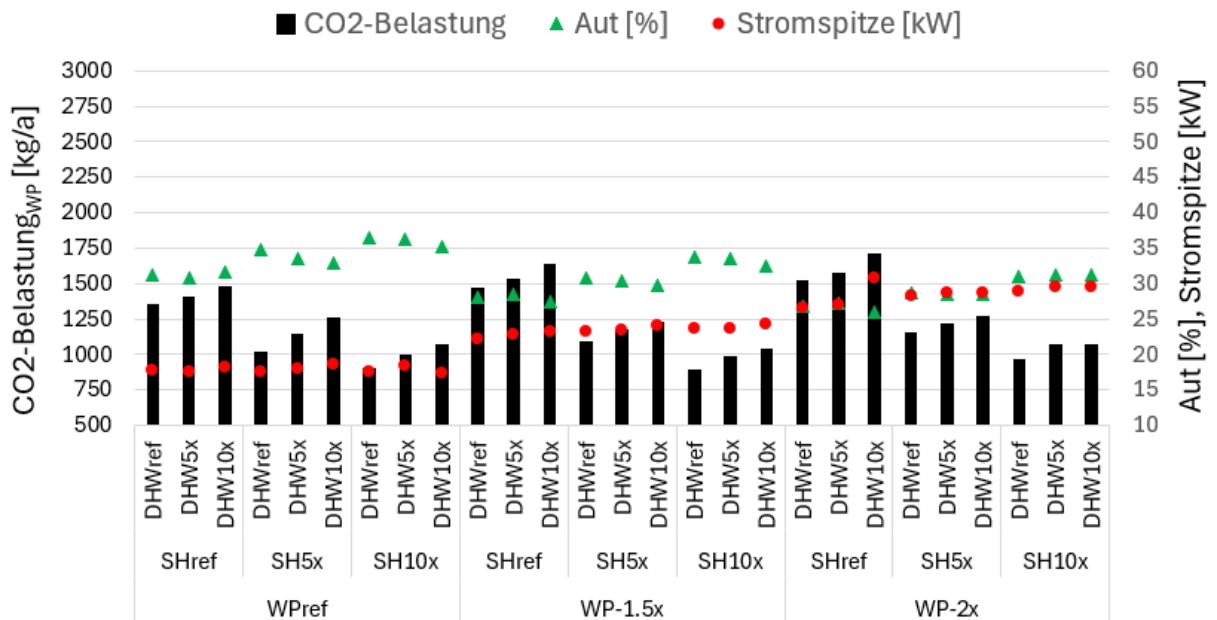


Abbildung 48: CO₂-Belastung der Wärmepumpe, Autarkiegrad und Stromspitze in Abhängigkeit vom Speichervolumen - Kontrollstrategie "CO₂min"



A.3.4 Analyse Speichervolumen

Eine vorläufige Parameterstudie wurde durchgeführt, um den Bereich der Variationen des Speichervolumens für die finale Simulationsstudie zu ermitteln. Die folgende Tabelle 18 zeigt die Matrix der Varianten. Wie man sehen kann, wurde die Simulation Studie bei unterschiedlichen Gebäuden, PV-Leistungen und Pufferspeichergrösse durchgeführt. Das WW-Speichervolumen wurde in dieser Parameterstudie nicht geändert und entspricht dem Referenzvolumen (wie in Tabelle 8 berichtet). Die Grösse der PV-Anlage wurde in drei Fällen verändert: ohne PV, Leistung von $10 \text{ W/m}^2_{\text{EBF}}$ (i.e. eine Leistung von etwa 12 kW_p) und gesamte Dachfläche mit PV-Modulen bedeckt (also eine Leistung von etwa 67 kW_p).

Die Ergebnisse sind in den Abbildung 49, Abbildung 50 und Abbildung 51 dargestellt, wo die CO_2 -Belastung der Wärmepumpe in Abhängigkeit von Pufferspeichergrösse und PV-Leistung angegeben ist. Es ist zu erkennen, dass bei allen Gebäuden bereits bei einem Volumen, das dem 5-fachen des Referenzvolumens entspricht (d. h. $5x$), eine deutliche Verringerung von CO_2 -Belastung zu verzeichnen ist. Für alle Gebäude ist der Mindestwert bei einem Volumen von $10x$ erreicht, während für das Gebäude MFH85 der Mindestwert offenbar bei einem Volumen zwischen $5x$ und $10x$ liegt.

Angesichts dieser Ergebnisse wurde beschlossen, für die finale Parameterstudie keine Volumen zu berücksichtigen, die grösser als $15x$ sind (wie im Abschnitt 3.2.1 zu sehen ist).

Tabelle 18: Variantenmatrix (Gesamtzahl der Simulationen ist 75). Die Referenzvolumen von WW- und Pufferspeicher (i.e. Ref.) sind in Tabelle 8 aufgeführt. Alle in dieser Tabelle aufgeführten Parameter wurden im Abschnitt 2 beschrieben.

GEBÄUDETYP	MFH15, MFH25, MFH45, MFH85, MFH145
WP-SYSTEM	LWP
KLIMASTATION	SMA
ELEKTRIZITÄTSPROFIL	2023
PV-ANLAGE	0 kW, 12 kW, 67 kW
REGELSTRATEGIE	«CO _{2min} »
WW-SPEICHERGRÖSSE	Ref.
PUFFERSPEICHERGRÖSSE	Ref., 5x, 10x, 20x, 40x

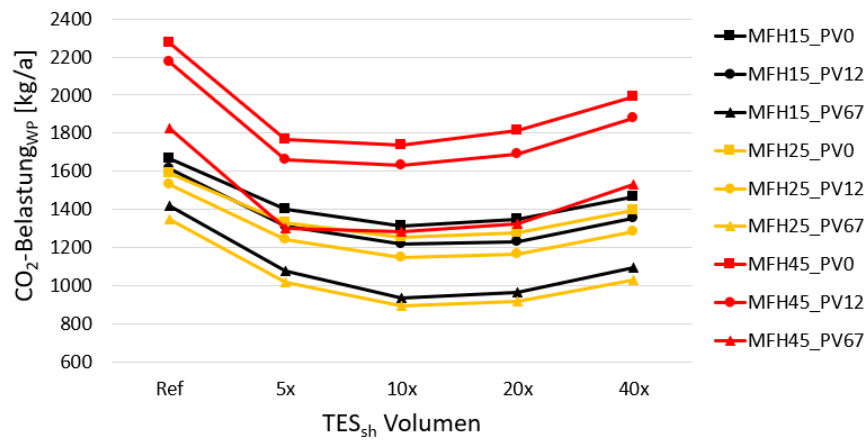


Abbildung 49: Änderung der CO₂-Belastung der WP vs. Änderung von Pufferspeichergrosse (TES_{sh}) in Abhängigkeit der PV-Leistung für unterschiedliche Gebäudestandards.

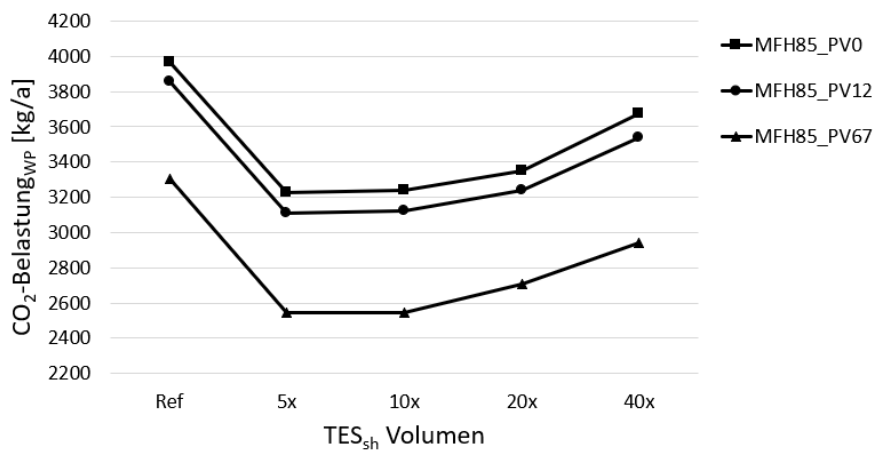


Abbildung 50: Änderung der CO₂-Belastung der WP vs. Änderung von Pufferspeichergrosse (TES_{sh}) in Abhängigkeit der PV-Leistung - Gebäude MFH85

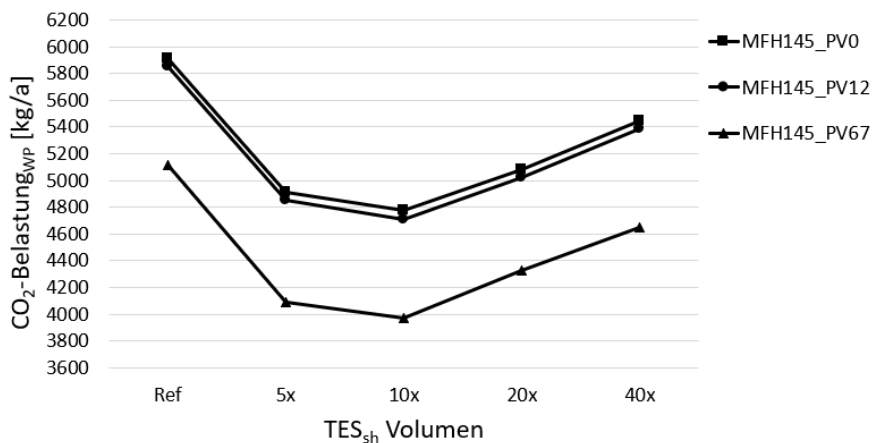


Abbildung 51: Änderung der CO₂-Belastung der WP vs. Änderung von Pufferspeichergrosse (TES_{sh}) in Abhängigkeit der PV-Leistung - Gebäude MFH145



A.4 Ergebnisse Parameterstudie

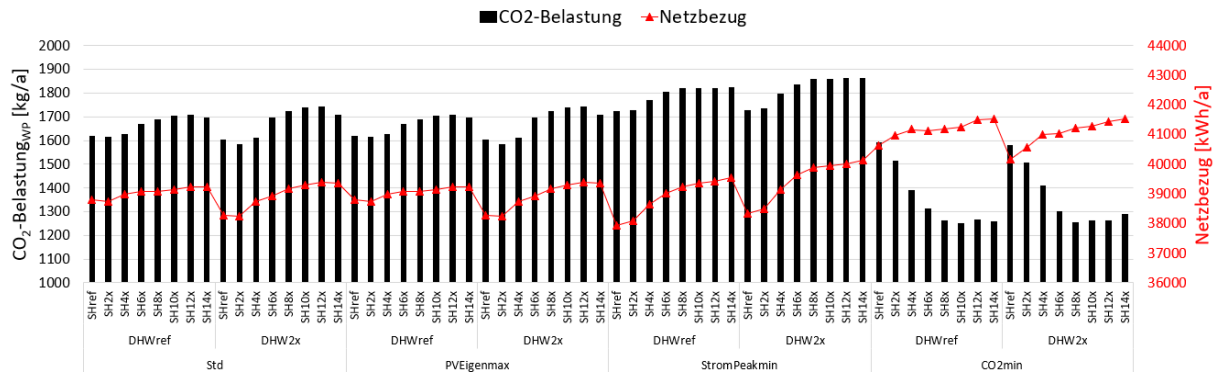


Abbildung 52: CO₂-Belastung der Wärmepumpe (linke Achse) und Netzbezug (rechte Achse) bei unterschiedlicher Regelstrategie und Speichervolumen – PV-Leistung «PV0» (Fall «MFH25_LWP_SMA_2023»)

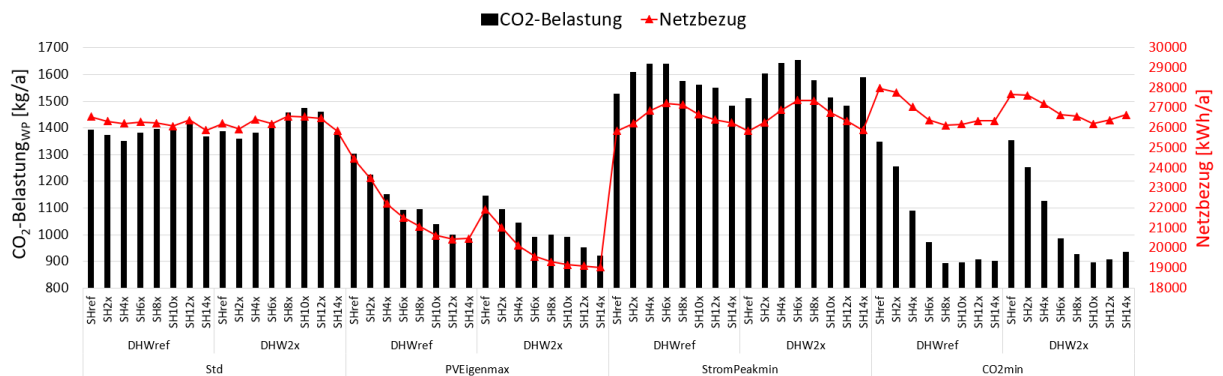


Abbildung 53: CO₂-Belastung der Wärmepumpe (linke Achse) und Netzbezug (rechte Achse) bei unterschiedlicher Regelstrategie und Speichervolumen – PV-Leistung «PV67» (Fall «MFH25_LWP_SMA_2023»)



	Red. Stromspitze _{ave} [%Std]		DHW _{pen,ave} [%]		SH _{pen,ave} [%]	
	DHWref	DHW2x	DHWref	DHW2x	DHWref	DHW2x
MFH15_AsHp_SMA_2023	-24%	-21%	1.8	0.0	-1.3	-0.9
MFH15_GsHp_SMA_2023	-22%	-16%	1.6	0.0	-4.5	-4.5
MFH15_AsHp_DAV_2023	-15%	-13%	1.4	0.0	-2.6	-2.4
MFH15_GsHp_DAV_2023	-15%	-11%	1.4	0.0	-4.4	-4.4
MFH15_AsHp_SMA_Scenario6	-24%	-21%	1.8	0.0	-1.3	-0.9
MFH15_GsHp_SMA_Scenario6	-22%	-16%	1.6	0.0	-4.5	-4.5
MFH15_AsHp_DAV_Scenario6	-15%	-13%	1.4	0.0	-2.6	-2.4
MFH15_GsHp_DAV_Scenario6	-15%	-11%	1.4	0.0	-4.4	-4.4
MFH25_AsHp_SMA_2023	-20%	-18%	1.0	0.0	-4.6	-4.4
MFH25_GsHp_SMA_2023	-21%	-18%	0.9	0.0	-5.2	-5.2
MFH25_AsHp_DAV_2023	-18%	-14%	0.9	0.0	-5.0	-5.0
MFH25_GsHp_DAV_2023	-18%	-15%	0.9	0.0	-5.4	-5.4
MFH25_AsHp_SMA_Scenario6	-20%	-18%	1.0	0.0	-4.6	-4.4
MFH25_GsHp_SMA_Scenario6	-21%	-18%	0.9	0.0	-5.2	-5.2
MFH25_AsHp_DAV_Scenario6	-18%	-14%	0.9	0.0	-5.0	-5.0
MFH25_GsHp_DAV_Scenario6	-18%	-15%	0.9	0.0	-5.4	-5.4
MFH45_AsHp_SMA_2023	-12%	-10%	1.0	0.0	-2.6	-2.5
MFH45_GsHp_SMA_2023	-12%	-10%	0.9	0.0	-3.6	-3.6
MFH45_AsHp_DAV_2023	-15%	-14%	1.0	0.0	-0.4	-0.3
MFH45_GsHp_DAV_2023	2%	3%	0.9	0.0	-1.8	-1.8
MFH45_AsHp_SMA_Scenario6	-12%	-10%	1.0	0.0	-2.6	-2.5
MFH45_GsHp_SMA_Scenario6	-12%	-10%	0.9	0.0	-3.6	-3.6
MFH45_AsHp_DAV_Scenario6	-15%	-14%	1.0	0.0	-0.4	-0.3
MFH45_GsHp_DAV_Scenario6	2%	3%	0.9	0.0	-1.8	-1.8
MFH85_AsHp_SMA_2023	-21%	-19%	2.1	0.0	0.2	0.5
MFH85_GsHp_SMA_2023	-10%	-9%	1.8	0.0	-7.5	-7.4
MFH85_AsHp_DAV_2023	-12%	-11%	1.5	0.0	-3.9	-3.8
MFH85_GsHp_DAV_2023	4%	5%	1.4	0.0	-7.9	-7.9
MFH85_AsHp_SMA_Scenario6	-21%	-19%	2.1	0.0	0.2	0.5
MFH85_GsHp_SMA_Scenario6	-10%	-9%	1.8	0.0	-7.5	-7.4
MFH85_AsHp_DAV_Scenario6	-12%	-11%	1.5	0.0	-3.9	-3.8
MFH85_GsHp_DAV_Scenario6	4%	5%	1.4	0.0	-7.9	-7.9
MFH145_AsHp_SMA_2023	-25%	-19%	0.0	0.0	1.5	1.8
MFH145_GsHp_SMA_2023	-13%	-13%	0.0	0.0	-7.9	-7.6
MFH145_AsHp_DAV_2023	-4%	-4%	0.0	0.0	-6.0	-5.8
MFH145_GsHp_DAV_2023	3%	3%	0.0	0.0	-11.6	-11.6
MFH145_AsHp_SMA_Scenario6	-25%	-19%	0.0	0.0	1.5	1.8
MFH145_GsHp_SMA_Scenario6	-13%	-13%	0.0	0.0	-7.9	-7.6
MFH145_AsHp_DAV_Scenario6	-4%	-4%	0.0	0.0	-6.0	-5.8
MFH145_GsHp_DAV_Scenario6	3%	3%	0.0	0.0	-11.6	-11.6

Abbildung 54: Durchschnittswert der Reduzierung der Stromspitze (im Vergleich zur Regelstrategie „Std“), DHWpen und SHpen für alle simulierten Fälle bei Variation des WW-Speichervolumens für die Kontrollstrategie «StromPeak_{min}» – PV-Leistung: PV12



	Red. Stromspitze _{ave} [%Std]		DHW _{pen,ave} [%]		SH _{pen,ave} [%]	
	DHWref	DHW2x	DHWref	DHW2x	DHWref	DHW2x
MFH15_AsHp_SMA_2023	-24%	-22%	0.5	0.0	-3.6	-3.5
MFH15_GsHp_SMA_2023	-24%	-19%	0.4	0.0	-4.5	-4.5
MFH15_AsHp_DAV_2023	-16%	-14%	0.4	0.0	-4.1	-4.0
MFH15_GsHp_DAV_2023	-15%	-12%	0.3	0.0	-4.5	-4.5
MFH15_AsHp_SMA_Scenario6	-24%	-22%	0.5	0.0	-3.6	-3.5
MFH15_GsHp_SMA_Scenario6	-24%	-19%	0.4	0.0	-4.5	-4.5
MFH15_AsHp_DAV_Scenario6	-16%	-14%	0.4	0.0	-4.1	-4.0
MFH15_GsHp_DAV_Scenario6	-15%	-12%	0.3	0.0	-4.5	-4.5
MFH25_AsHp_SMA_2023	-17%	-16%	0.3	0.0	-5.0	-5.0
MFH25_GsHp_SMA_2023	-23%	-19%	0.2	0.0	-5.3	-5.3
MFH25_AsHp_DAV_2023	-18%	-15%	0.2	0.0	-5.3	-5.3
MFH25_GsHp_DAV_2023	-18%	-16%	0.2	0.0	-5.4	-5.4
MFH25_AsHp_SMA_Scenario6	-17%	-16%	0.3	0.0	-5.0	-5.0
MFH25_GsHp_SMA_Scenario6	-23%	-19%	0.2	0.0	-5.3	-5.3
MFH25_AsHp_DAV_Scenario6	-18%	-15%	0.2	0.0	-5.3	-5.3
MFH25_GsHp_DAV_Scenario6	-18%	-16%	0.2	0.0	-5.4	-5.4
MFH45_AsHp_SMA_2023	-12%	-10%	0.3	0.0	-3.4	-3.4
MFH45_GsHp_SMA_2023	-12%	-9%	0.2	0.0	-3.7	-3.7
MFH45_AsHp_DAV_2023	-15%	-14%	0.2	0.0	-1.4	-1.4
MFH45_GsHp_DAV_2023	2%	5%	0.2	0.0	-1.9	-1.9
MFH45_AsHp_SMA_Scenario6	-12%	-10%	0.3	0.0	-3.4	-3.4
MFH45_GsHp_SMA_Scenario6	-12%	-9%	0.2	0.0	-3.7	-3.7
MFH45_AsHp_DAV_Scenario6	-15%	-14%	0.2	0.0	-1.4	-1.4
MFH45_GsHp_DAV_Scenario6	2%	5%	0.2	0.0	-1.9	-1.9
MFH85_AsHp_SMA_2023	-21%	-20%	0.7	0.0	-4.1	-4.0
MFH85_GsHp_SMA_2023	-1%	0%	0.5	0.0	-8.3	-8.3
MFH85_AsHp_DAV_2023	-11%	-11%	0.3	0.0	-6.6	-6.5
MFH85_GsHp_DAV_2023	4%	6%	0.3	0.0	-8.1	-8.1
MFH85_AsHp_SMA_Scenario6	-21%	-20%	0.7	0.0	-4.1	-4.0
MFH85_GsHp_SMA_Scenario6	-1%	0%	0.5	0.0	-8.3	-8.3
MFH85_AsHp_DAV_Scenario6	-11%	-11%	0.3	0.0	-6.6	-6.5
MFH85_GsHp_DAV_Scenario6	4%	6%	0.3	0.0	-8.1	-8.1
MFH145_AsHp_SMA_2023	-25%	-21%	0.0	0.0	-4.2	-4.0
MFH145_GsHp_SMA_2023	-12%	-10%	0.0	0.0	-11.0	-10.9
MFH145_AsHp_DAV_2023	-3%	-3%	0.0	0.0	-10.6	-10.5
MFH145_GsHp_DAV_2023	4%	5%	0.0	0.0	-11.9	-11.9
MFH145_AsHp_SMA_Scenario6	-25%	-21%	0.0	0.0	-4.2	-4.0
MFH145_GsHp_SMA_Scenario6	-12%	-10%	0.0	0.0	-11.0	-10.9
MFH145_AsHp_DAV_Scenario6	-3%	-3%	0.0	0.0	-10.6	-10.5
MFH145_GsHp_DAV_Scenario6	4%	5%	0.0	0.0	-11.9	-11.9

Abbildung 55: Durchschnittswert der Reduzierung der Stromspitze (im Vergleich zur Regelstrategie „Std“), DHWpen und SHpen für alle simulierten Fälle bei Variation des WW-Speichervolumens für die Kontrollstrategie «StromPeak_{min}» – PV-Leistung: PV67



	Reduktion CO ₂ -Belastung _{WP,max} [%Std]	
	PVEigenmax	CO ₂ min
MFH15_AsHp_SMA_2023	-2%	-20%
MFH15_GsHp_SMA_2023	-3%	-22%
MFH15_AsHp_DAV_2023	0%	-19%
MFH15_GsHp_DAV_2023	-3%	-21%
MFH15_AsHp_SMA_Scenario6	-2%	-15%
MFH15_GsHp_SMA_Scenario6	-3%	-13%
MFH15_AsHp_DAV_Scenario6	-1%	-18%
MFH15_GsHp_DAV_Scenario6	-2%	-15%
MFH25_AsHp_SMA_2023	-2%	-23%
MFH25_GsHp_SMA_2023	-3%	-22%
MFH25_AsHp_DAV_2023	-1%	-22%
MFH25_GsHp_DAV_2023	-4%	-22%
MFH25_AsHp_SMA_Scenario6	-2%	-15%
MFH25_GsHp_SMA_Scenario6	-2%	-14%
MFH25_AsHp_DAV_Scenario6	-2%	-19%
MFH25_GsHp_DAV_Scenario6	-3%	-15%
MFH45_AsHp_SMA_2023	-5%	-25%
MFH45_GsHp_SMA_2023	-2%	-27%
MFH45_AsHp_DAV_2023	-3%	-21%
MFH45_GsHp_DAV_2023	-3%	-25%
MFH45_AsHp_SMA_Scenario6	-6%	-17%
MFH45_GsHp_SMA_Scenario6	-3%	-12%
MFH45_AsHp_DAV_Scenario6	-6%	-16%
MFH45_GsHp_DAV_Scenario6	-5%	-15%
MFH85_AsHp_SMA_2023	-7%	-20%
MFH85_GsHp_SMA_2023	-4%	-28%
MFH85_AsHp_DAV_2023	-1%	-21%
MFH85_GsHp_DAV_2023	-3%	-26%
MFH85_AsHp_SMA_Scenario6	-10%	-17%
MFH85_GsHp_SMA_Scenario6	-4%	-15%
MFH85_AsHp_DAV_Scenario6	-3%	-16%
MFH85_GsHp_DAV_Scenario6	-3%	-14%
MFH145_AsHp_SMA_2023	-6%	-18%
MFH145_GsHp_SMA_2023	-3%	-26%
MFH145_AsHp_DAV_2023	-2%	-25%
MFH145_GsHp_DAV_2023	0%	-25%
MFH145_AsHp_SMA_Scenario6	-5%	-13%
MFH145_GsHp_SMA_Scenario6	0%	-10%
MFH145_AsHp_DAV_Scenario6	-4%	-17%
MFH145_GsHp_DAV_Scenario6	-1%	-11%

Abbildung 56: Maximalwert der Reduzierung der CO₂-Belastung der Wärmepumpe (im Vergleich zur Regelstrategie „Std“) für alle simulierten Fälle bei Variation der Kontrollstrategie – PV-Leistung: PV0



	Reduktion CO ₂ -Belastung _{WP,max} [%Std]	
	PVEigenmax	CO ₂ min
MFH15_AsHp_SMA_2023	-30%	-34%
MFH15_GsHp_SMA_2023	-42%	-37%
MFH15_AsHp_DAV_2023	-39%	-36%
MFH15_GsHp_DAV_2023	-59%	-39%
MFH15_AsHp_SMA_Scenario6	-33%	-30%
MFH15_GsHp_SMA_Scenario6	-42%	-33%
MFH15_AsHp_DAV_Scenario6	-37%	-36%
MFH15_GsHp_DAV_Scenario6	-57%	-42%
MFH25_AsHp_SMA_2023	-34%	-36%
MFH25_GsHp_SMA_2023	-45%	-37%
MFH25_AsHp_DAV_2023	-41%	-40%
MFH25_GsHp_DAV_2023	-63%	-40%
MFH25_AsHp_SMA_Scenario6	-34%	-30%
MFH25_GsHp_SMA_Scenario6	-45%	-34%
MFH25_AsHp_DAV_Scenario6	-40%	-38%
MFH25_GsHp_DAV_Scenario6	-60%	-42%
MFH45_AsHp_SMA_2023	-28%	-32%
MFH45_GsHp_SMA_2023	-48%	-32%
MFH45_AsHp_DAV_2023	-29%	-30%
MFH45_GsHp_DAV_2023	-59%	-33%
MFH45_AsHp_SMA_Scenario6	-28%	-27%
MFH45_GsHp_SMA_Scenario6	-42%	-29%
MFH45_AsHp_DAV_Scenario6	-26%	-28%
MFH45_GsHp_DAV_Scenario6	-48%	-34%
MFH85_AsHp_SMA_2023	-23%	-24%
MFH85_GsHp_SMA_2023	-33%	-34%
MFH85_AsHp_DAV_2023	-26%	-28%
MFH85_GsHp_DAV_2023	-52%	-32%
MFH85_AsHp_SMA_Scenario6	-22%	-23%
MFH85_GsHp_SMA_Scenario6	-29%	-27%
MFH85_AsHp_DAV_Scenario6	-23%	-26%
MFH85_GsHp_DAV_Scenario6	-39%	-31%
MFH145_AsHp_SMA_2023	-16%	-22%
MFH145_GsHp_SMA_2023	-21%	-29%
MFH145_AsHp_DAV_2023	-21%	-31%
MFH145_GsHp_DAV_2023	-46%	-29%
MFH145_AsHp_SMA_Scenario6	-15%	-18%
MFH145_GsHp_SMA_Scenario6	-16%	-19%
MFH145_AsHp_DAV_Scenario6	-18%	-25%
MFH145_GsHp_DAV_Scenario6	-32%	-24%

Abbildung 57: Maximalwert der Reduzierung der CO₂-Belastung der Wärmepumpe (im Vergleich zur Regelstrategie „Std“) für alle simulierten Fälle bei Variation der Kontrollstrategie – PV-Leistung: PV67



A.5 Spezifische Strategien und Ansätze für MAS

Spezifische Strategien und Ansätze für MAS:

- **Spieltheoretische Ansätze:** Diese nutzen mathematische Modelle, um optimale Strategien in Szenarien mit konkurrierenden Agenten zu entwickeln. Hierbei werden verschiedene Szenarien und deren mögliche Ergebnisse analysiert, um das bestmögliche Verhalten der Agenten zu bestimmen.
- **Verhandlungsbasierte Modelle:** Hierbei verhandeln Agenten miteinander, um zu einer gemeinsamen Entscheidung zu kommen. Jeder Agent strebt dabei an, seine eigenen Ziele zu erreichen, während er gleichzeitig Kompromisse eingeht, um eine für alle akzeptable Lösung zu finden.
- **Schwarmintelligenz und emergente Verhaltensweisen:** Bei diesen Ansätzen folgen Agenten einfachen Regeln, und durch Interaktionen innerhalb des Schwarms entstehen komplexe Verhaltensmuster. Dies ermöglicht eine hohe Anpassungsfähigkeit und das Entstehen von intelligentem Gruppenverhalten ohne zentrale Steuerung.
- **Lernbasierte Methoden:** Einsatz von maschinellem Lernen und künstlicher Intelligenz, um adaptives und optimierendes Verhalten in MAS zu ermöglichen. Diese Methoden erlauben es den Agenten, aus Erfahrungen zu lernen und ihre Strategien kontinuierlich zu verbessern.

Gemeinsam ist an diesen Konzepten, dass sie alle auf Interaktionen innerhalb des Agentennetzwerks basieren und das Ziel verfolgen, eine optimierte Gesamtperformance des Systems zu erreichen. Die Unterschiede liegen oft in der Implementierung und dem Fokus. Es ist auch möglich verschiedene Ansätze zu kombinieren. Modellbasiertes prädiktives Controlling ist ein weiterer Ansatz, der besonders gut geeignet ist für dezentrale thermische Speicher in Gebäuden mit Wärmepumpen, da sie die Flexibilität und Effizienz dieser Systeme maximieren können ([18] und [19]).

A.6 Zentrale vs. dezentralen Steuerungen

Werden zentrale mit dezentralen Steuerungen verglichen, zeigen sich folgende Vor- resp. Nachteile:

Zentralisierte Steuerungssysteme:

- **Vorteile:** Einfachere Kontrolle und Überwachung des Gesamtsystems aus einem zentralen Punkt. Dies kann zu schnelleren Reaktionszeiten auf Probleme und eine übergreifende Optimierung führen.
- **Nachteile:** Risiko von Single-Point-of-Failure, wo ein Ausfall des zentralen Systems das gesamte System beeinträchtigen kann. Mangelnde Flexibilität bei lokalen Anpassungen oder Veränderungen. Kommunikation mit einer zentralen Steuerung muss etabliert werden.

Dezentralisierte Steuerungssysteme (wie z.B. ein MAS):

- **Vorteile:** Hohe Skalierbarkeit, Flexibilität und Anpassungsfähigkeit an wechselnde Umgebungen und Bedingungen. Sie ermöglichen auch eine dezentrale



Entscheidungsfindung, was zu robusteren und widerstandsfähigeren Systemstrukturen führen kann.

- Nachteile: Komplexität in der Koordination und Kommunikation zwischen den Agenten. Die initialen Investitionen in Technologie und Infrastruktur können hoch sein.

Im Projekt Smart Neighborhood™ in den USA optimieren Agenten durch Interaktion in einem Netzwerk von Gebäuden basierend auf Preis- und Stromverbrauchssignalen den Energiebedarf, indem sie in einer Nachbarschaft von 62 Einfamilienhäusern auf Preisänderungen reagieren, um Kosten zu senken und den Komfort zu sichern [20]. Ein weiteres Konzept im selben Projekt ist die Model Predictive Control (MPC), die prädiktiven Modelle nutzt, um zukünftige Zustände zu simulieren und optimale Steuerungsentscheidungen zu treffen. Dieses Konzept wurde erfolgreich zur Steuerung von Warmwasserboilern zur Unterstützung des Stromnetzes eingesetzt [18].

A.7 Voraussetzungen, Anpassungen und Modifikationen für thermische Konzepte

Damit Heizsysteme in einer Gruppe von Gebäuden mit thermischem Energiespeicher und Wärmepumpen als MAS agieren können, müssen bestimmte Voraussetzungen erfüllt sein. Dazu gehören sowohl messbare Zustände als auch steuerbare Hardwarekomponenten.

Zu den messbaren Zuständen/Bedingungen, die zur Reduktion der Lastspitzen im Stromnetz und zur Gewährleistung bestimmter Raumklimaanforderungen erfasst werden können, zählen:

- Speicherladezustand: Die Gesamtkapazität sowie die aktuell nutzbare Kapazität des thermischen Speichers, einschliesslich der Temperaturen.
- Wärmepumpenstatus: Der Betriebszustand der Wärmepumpe, einschliesslich An/Aus-Status, aktueller Leistungsabgaben und -aufnahmen sowie aller relevanten Temperaturen.
- Wetterbedingungen: Vorhersage und aktuelle Daten zu Aussentemperatur und Sonneneinstrahlung.
- Raumtemperatur: Die Temperatur im Gebäude zur Abschätzung des Wohlbefindens der Bewohner.
- Raumklimaanforderungen: Die spezifischen Klimaanforderungen der Bewohner, um eine angenehme Wohnumgebung sicherzustellen.
- Stromnetzauslastung: Die aktuelle Auslastung des Stromnetzes, um Lastspitzen zu vermeiden und die Netzstabilität zu unterstützen.
- Aktuelle Energiepreise: Informationen zu den momentanen Strompreisen, um kosteneffiziente Entscheidungen zu ermöglichen.
- Verfügbare erneuerbare Energie: Anteil und Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien zur Optimierung der Nutzung.

Weitere Voraussetzungen und Anpassungen umfassen:

- Implementierung fortschrittlicher Sensoren und Kommunikationsprotokolle: Für die Erfassung und den Austausch von Echtzeitdaten.



- Modularität und Skalierbarkeit der Systeme: Um die Integration neuer Geräte und Technologien zu erleichtern und eine Vielzahl von Gebäuden zu bedienen. Diese Voraussetzung wird in [18], [20] ebenfalls als wichtig eingestuft.
- Entwicklung spezifischer Optimierungsalgorithmen: Zur Vorhersage von Energiebedarfsprofilen und zur Optimierung der Ladezyklen von Speichern, einschliesslich maschinellem Lernen und künstlicher Intelligenz.

Diese Voraussetzungen gewährleisten, dass die Heizsysteme effizient und flexibel betrieben werden können. Das Projekt Smart Neighborhood™ demonstriert die Machbarkeit und Vorteile der Integration von dezentralen thermischen Speichern (Elektroboilern) und intelligenten Steuerungssystemen, zeigt aber auch auf welche Herausforderungen anstehen [18], [20].

A.8 Eigenschaften und Details zu MQTT

Eigenschaften von MQTT [29], [30]:

Leichtgewichtig und zuverlässig: MQTT-Nachrichten sind kompakt und ermöglichen eine stabile Übertragung auf stark eingeschränkten Hardware-Geräten sowie in Netzwerken mit geringer Bandbreite und hoher Latenz.

Publish/Subscribe-Modell: Durch das Publish/Subscribe-Modell werden Publisher und Subscriber entkoppelt, sodass keine direkte Verbindung oder gleichzeitige Online-Präsenz erforderlich ist. Abbildung 58 veranschaulicht das Publish/Subscribe-Modell.

Für IoT entwickelt: MQTT bietet umfassende Funktionen für IoT-Anwendungen, wie z.B. Keep-Alive-Mechanismen, Themenverwaltung und Sicherheitsmanagement.

Vollständiges Ökosystem: MQTT unterstützt Client- und SDK-Plattformen in allen Programmiersprachen und verfügt über ausgereifte Broker-Server-Software, die eine grosse Anzahl von Themen, Millionen von Geräteverbindungen und umfangreiche Unternehmensintegrationsmöglichkeiten unterstützt.

Sichere Kommunikation: Sicherheit ist in IoT-Netzwerken entscheidend, da häufig sensible Daten übertragen werden. MQTT unterstützt Transport Layer Security (TLS) und Secure Sockets Layer (SSL) Verschlüsselung, um die Vertraulichkeit der Daten während der Übertragung zu gewährleisten. Zusätzlich bietet MQTT Authentifizierungs- und Autorisierungsmechanismen mittels Benutzername/Passwort oder Client-Zertifikaten, um den Zugriff auf das Netzwerk und seine Ressourcen zu schützen.

MQTT ist ebenfalls das Standardkommunikationsprotokoll für IoT-Plattformen führender Cloud-Anbieter wie AWS IoT Core, Azure IoT Hub und Alibaba Cloud IoT-Plattform. Es wird auch in verschiedenen Branchen als bevorzugtes Protokoll für Gateways und Cloud genutzt [29].

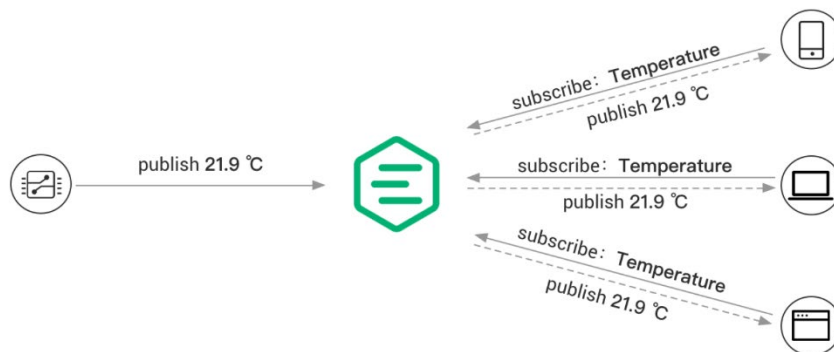


Abbildung 58: Graphische Darstellung des Publish/Subscribe-Modell von MQTT [32]. Das grüne Symbol in der Mitte stellt einen MQTT-Broker dar.

A.9 Kostenansätze (CAPEX)

Die Kosten für die AsHp und GsHp sowie für die PV-Anlage wurden dem Heizkostenvergleichsrechner [33] entnommen. Bei den Kosten der Wärmepumpen sind die folgenden Komponenten/Positionen mit einkalkuliert:

- Erdsonden-Bohrungen bei GsHp
- Wärmepumpe
- Armaturen, Apparate, Rohrleitungen, Dämmung
- ~~Heizungsspeicher~~-(dieser Kostenpunkt wurde abgezogen)
- Transport und Montage
- Elektro-Anschlussgebühren
- Zentrale Starkstromanlagen
- Erschliessung Elektrik

Abbildung 59 zeigt die CAPEX der Wärmepumpen als Funktion der thermischen Leistung. Der Heizkostenvergleichsrechner enthält verschiedenste Kosten-Daten-Punkte, die aus der Praxis stammen und in Abbildung 59 abgebildet sind. Zwischen den Kosten-Daten-Punkten wird jeweils linear interpoliert.

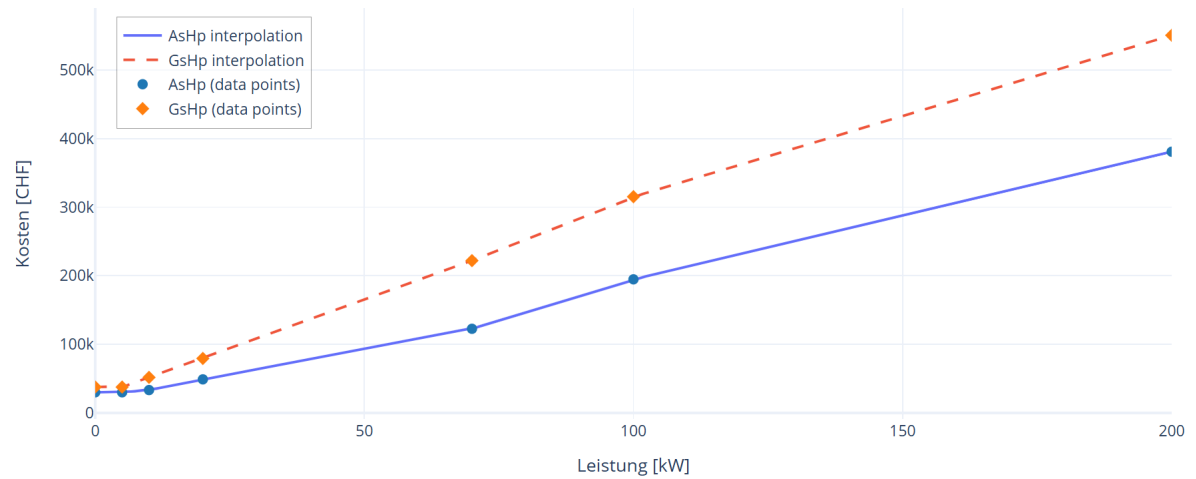


Abbildung 59: CAPEX der Wärmepumpen als Funktion der thermischen Leistung. AsHp = Air sourced heat pump, GsHp = Ground sourced heat pump. Quelle Datenpunkte: Heizkostenvergleichsrechner [33]

Abbildung 60 zeigt die CAPEX der Photovoltaik Anlage pro Spitzenleistung P_{PV} [kWp], wobei die Kostenfunktion die folgende stückweise lineare Bandfunktion ist, und ebenfalls aus dem Heizkostenvergleichsrechner stammt:

$$CAPEX_{PV}(P_{PV}) = \begin{cases} 3000 P_{PV} + 40, & 0 < P_{PV} \leq 10 \\ 2200 P_{PV} + 80, & 10 < P_{PV} \leq 30 \\ 1600 P_{PV} + 120, & 30 < P_{PV} \leq 100 \\ 1300 P_{PV} + 1250, & P_{PV} > 100 \end{cases} \quad [\text{CHF}]$$

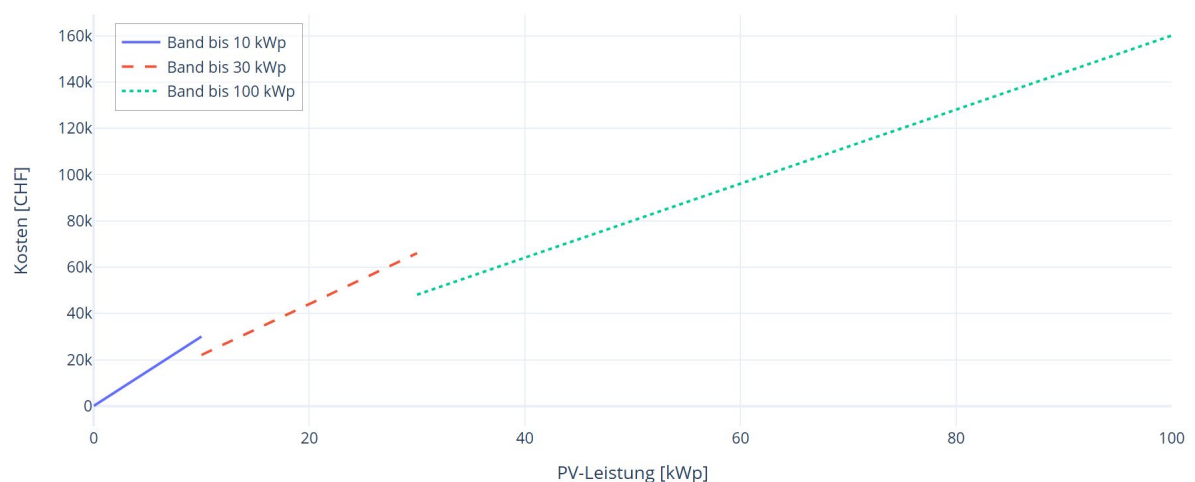


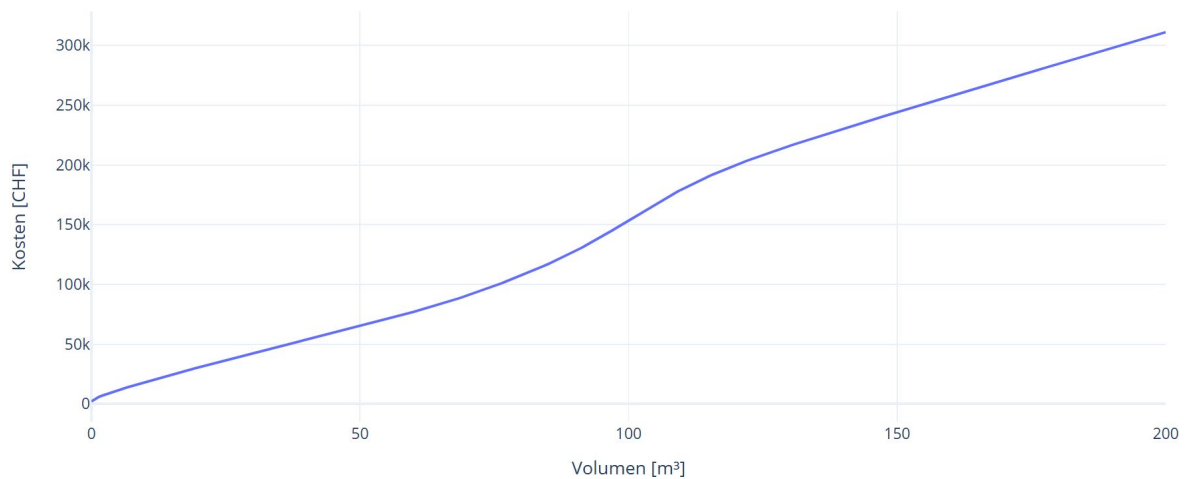
Abbildung 60: CAPEX der Photovoltaik Anlagen pro kW(peak). Quelle: Heizkostenvergleichsrechner [33]



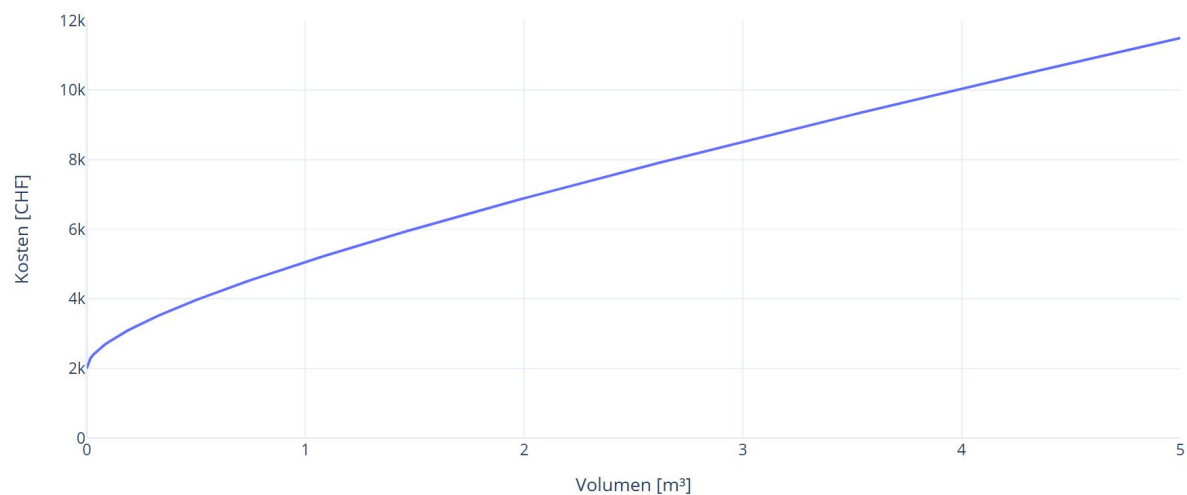
Abbildung 61 zeigt die Kosten von wärmege­dämmt­en unbedruckten TES aus Stahl für einen Bereich von a) 0 – 200 m³ und b) 0 – 5 m³. Die folgende Funktion beschreibt die Kurve in Abhängigkeit des Volumens und gilt für CAPEX vom WW-Speicher, sowie vom Heizspeicher [34].

$$\text{CAPEX}_{\text{TES}}(v) = 2000 + v \left(1030 + 70 \tanh \frac{v - 75}{15} \right) + \sqrt{v} \left(4200 + 2100 \tanh \frac{v - 100}{15} \right) \quad [\text{CHF}]$$

Die Stufenfunktion $\tanh(\dots)$ ergibt sich daraus, dass Speicher mit einem Volumen von über 70 m³ tendenziell draussen stehen und besser isoliert werden müssen.



a)



b)

Abbildung 61: CAPEX von wärmege­dämmt­en unbedruckten thermischen Energiespeichern aus Stahl. a) Bereich von 0 – 200 m³, b) 0 – 5 m³. Quelle: Kompensationsprogramm beim BAFU in Validierung [34]



A.10 Visualisierungen für MFH45 und MFH85 aus 5.1.3

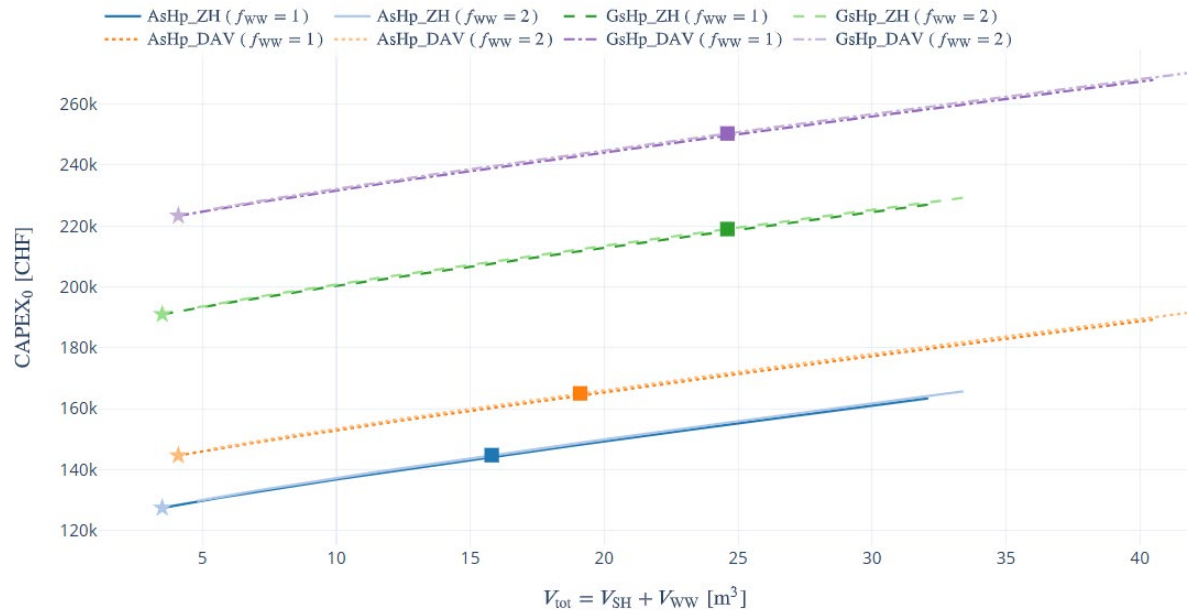


Abbildung 62: MFH45: Total CAPEX in Abhängigkeit des TES-Gesamtvolumens. Linienbänder je Kombination AsHp/GsHp × ZH/DAV (gleicher Linienstil), Farbe differenziert $f_{WW} = 1$ und 2. Stern = Referenz-Volumen, Quadrat = Optimum-Volumen (AP3)

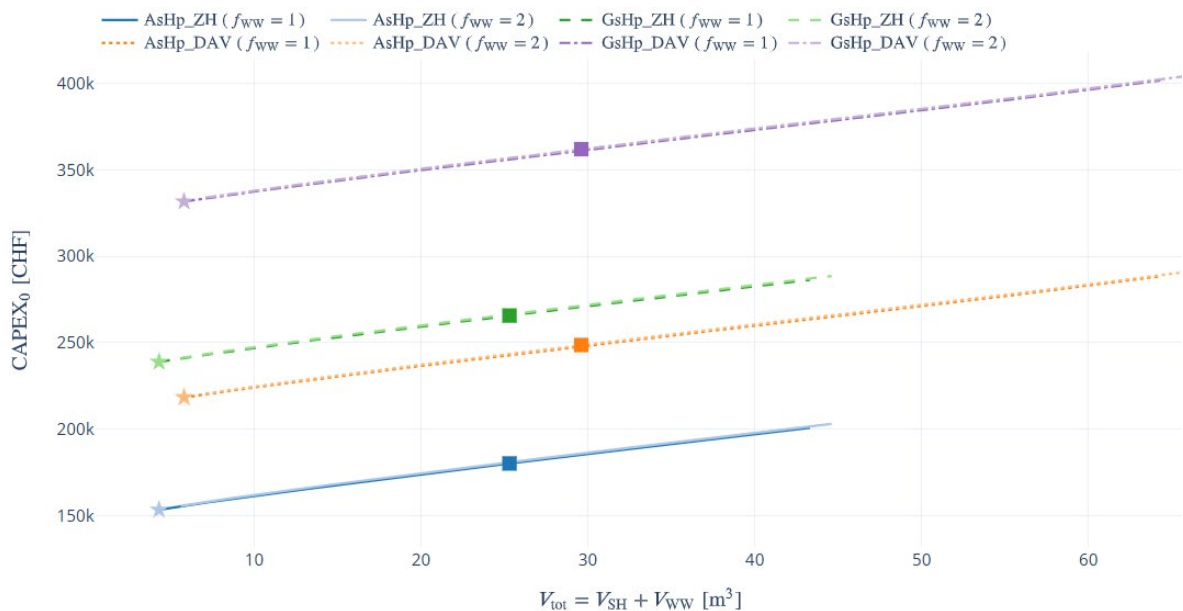


Abbildung 63: MFH85: Total CAPEX in Abhängigkeit des TES-Gesamtvolumens. Linienbänder je Kombination AsHp/GsHp × ZH/DAV (gleicher Linienstil), Farbe differenziert $f_{WW} = 1$ und 2. Stern = Referenz-Volumen, Quadrat = Optimum-Volumen (AP3)



9 Literaturverzeichnis

- [1] Energiegesetz Kanton Zürich ([link](#))
- [2] Energieperspektiven 2050+, Technischer Bericht, BFE, Dezember 2021 ([link](#))
- [3] Winterstrombedarf und saisonale Wärmespeicher – mit Sommerwärme Strom im Winter sparen, Positionspapier des Forums Energiespeicher Schweiz, aeesuisse, Mai 2022 ([link](#))
- [4] Wärmepumpen, Photovoltaik und Elektromobilität, energieschweiz, Juli 2023 ([link](#))
- [5] Igor Mojic, Sascha Cramer, Marco Caflisch, Dani Carbonell, und Michel Haller. *Reference Framework for Building and System Simulations: Multifamily Reference Building*. SPF Institut für Solartechnik, HSR-Hochschule für Technik Rapperswil, 2019.
- [6] Igor Mojic, Sascha Cramer, Marco Caflisch, Dani Carbonell, und Michel Haller. *Reference Framework for Building and System Simulations: Single family Reference Building*. SPF Institut für Solartechnik, HSR-Hochschule für Technik Rapperswil, 2019.
- [7] <https://www.sketchup.com/de>
- [8] I. Bosshard, C. Moser, M. Haller, VentSol - Erfassung des Benutzerverhaltens bezüglich Lüftung, Verschattung und Raumtemperatur in Abhängigkeit des Aussenklimas, Bundesamt für Energie BFE, Rapperswil, 2021.
- [9] Tool «Heizungersatz mit Wärmepumpen - Berechnung des Heizleistungsbedarf», suissetec ([link](#))
- [10] <https://www.velasolaris.com/>
- [11] E. Romano, M. K. Patel, P. Hollmüller, «Applying trade mechanisms to quantify dynamic GHG emissions of electricity consumption in an open economy - The case of Switzerland», in Energy 311 (2024), <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.133398>
- [12] Frischknecht R, Itten R, Flury K. Treibhausgas-Emissionen der Schweizer Strommixe (v1. 4). Im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt (BAFU) ESU services GmbH, Uster. 2012. ([link](#))
- [13] Messmer A, Frischknecht R. Umweltbilanz strommix schweiz 2014. Bundesamt für Umwelt BAFU, Technical Report. 2016. ([link](#))
- [14] <https://horocarbon.ch/>
- [15] M. Rüdisüli, E. Romano, S. Eggimann, M. K. Patel, Decarbonisation strategies for Switzerland considering embedded greenhouse gas emissions in electricity imports, 2022 ([link](#))
- [16] <https://www.nccs.admin.ch/nccs/de/home/klimawandel-und-auswirkungen/schweizer-klimaszenarien.html>
- [17] <https://www.trnsys.com/>
- [18] Starke M., Munk J., Zandi H., Kuruganti T., Buckberry H., and Hall J., *Real-Time MPC for Residential Building Water Heater Systems to Support the Electric Grid*. 2020.



- [19] J. Hennessy, H. Li, F. Wallin, and E. Thorin, “Flexibility in thermal grids: A review of short-term storage in district heating distribution networks,” in *Energy Procedia*, Elsevier Ltd, 2019, pp. 2430–2434. doi: 10.1016/j.egypro.2019.01.302.
- [20] Starke M., Munk J., Zandi H., Kuruganti T., Buckberry H., and Hall J., *Agent-Based System for Transactive Control of Smart Residential Neighborhoods*. 2019.
- [21] P. Ponnaganti, J. R. Pillai, B. Bak-Jensen, and P. Vogler-Finck, “Intelligent operation of thermal storage systems-based heat pump pool for cost efficiency,” in *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2022. doi: 10.1109/TD43745.2022.9816889.
- [22] H. Dr. Worm *et al.*, “Auswirkungen einer starken Elektrifizierung und eines massiven Ausbaus der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien auf die Schweizer Stromverteilnetze,” no. November, pp. 1–124, 2022, [Online]. Available: <http://www.ebp.ch>
- [23] VSE Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, “Spotlight Verteilnetze,” no. August, 2024.
- [24] M. Schlemminger, T. Ohrdes, E. Schneider, and M. Knoop, “Dataset on electrical single-family house and heat pump load profiles in Germany,” *Sci Data*, vol. 9, no. 1, Dec. 2022, doi: 10.1038/s41597-022-01156-1.
- [25] Swissgrid, “Energieübersicht Schweiz,” 2025. <https://www.swissgrid.ch/de/home/customers/topics/energy-data-ch.html>
- [26] “Elektrizitätsstatistik.” Accessed: Sep. 26, 2024. [Online]. Available: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/elektrizitaetsstatistik.html>
- [27] Bundesamt für Energie, BFE, *Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2024 Statistique suisse de l' électricité 2024*.
- [28] “Was ist IoT-Gateway? - Definition von Computer Weekly.” Accessed: Aug. 09, 2024. [Online]. Available: <https://www.computerweekly.com/de/definition/IoT-Gateway>
- [29] “IoT Communication Protocols—Network Protocols - Technical Articles.” Accessed: Aug. 09, 2024. [Online]. Available: <https://www.allaboutcircuits.com/technical-articles/internet-of-communication-communication-protocols-network-protocols/>
- [30] “Plot Heterogene drahtlose Kommunikationstechnologien.” Accessed: Aug. 09, 2024. [Online]. Available: <https://www.embien.com/blog/introduction-to-lora-technology>
- [31] “8 IoT Protocols and Standards Worth Exploring in 2024 | EMQ.” Accessed: Aug. 09, 2024. [Online]. Available: <https://www.emqx.com/en/blog/iot-protocols-mqtt-coap-lwm2m>



- [32] “What Is the MQTT Protocol: A Beginner’s Guide | EMQ.” Accessed: Aug. 09, 2024. [Online]. Available: <https://www.emqx.com/en/blog/the-easiest-guide-to-getting-started-with-mqtt>
- [33] HSLU T&A IGE, “Heizkostenvergleichsrechner HSLU.” Accessed: Aug. 22, 2025. [Online]. Available: <https://www.hslu.ch/de-ch/technik-architektur/ueber-uns/organisation/kompetenzzentren-und-forschungsgruppen/bau/gebaeudetechnik-und-energie/software-tools/>
- [34] Kompensationsprogramm beim BAFU in Validierung, “Réduction des émissions de CO2 grâce à la chaleur solaire produite par des capteurs thermiques,” 2025.
- [35] R. Lüchinger, R. Hendry, H. Walter, J. Worlitschek, and P. Schuetz, “Cost Analysis for Large Thermal Energy Storage Systems,” *ASME Journal of Engineering for Sustainable Buildings and Cities*, vol. 6, no. 2, May 2025, doi: 10.1115/1.4069122.
- [36] Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom, “Strompreise Schweiz.” Accessed: Aug. 26, 2025. [Online]. Available: <https://www.strompreis.elcom.admin.ch/>
- [37] C. Rathgeber, S. Hiebler, E. Lä, and A. Hauer, “Economic Evaluation of Thermal Energy Storages via Top-down and Bottom-up Approach,” *GREENSTOCK 2015- The 13th International Conference on Energy Storage*, no. Gossen 1983, pp. 1–8, 2015.
- [38] M. Rüdisüli, “Resiliente Stromversorgung : Gesamtsystem fit machen für neue Realitäten,” pp. 1–88, 2025.
- [39] H. Dr. Worm *et al.*, “Auswirkungen einer starken Elektrifizierung und eines massiven Ausbaus der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien auf die Schweizer Stromverteilnetze,” no. November, pp. 1–124, 2022, [Online]. Available: <http://www.ebp.ch>
- [40] H. A. Den, “Spotlight Verteilnetze,” August, 2024.
- [41] Bundesamt für Energie (BFE), *Gebäudeparkmodell Schweiz – Energieverbrauch und Emissionen des Schweizer Gebäudeparks*, 2020. [Online]. Available: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/gebaeudeparkmodell.html>
- [42] Bundesamt für Energie (BFE), *Energieperspektiven Gebäude – Energieverbrauch und Effizienzsteigerungen*, 2020. [Online]. Available: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/gebaeudeparkmodell.html>
- [43] Minergie Schweiz, *Statistik – Anzahl zertifizierte Gebäude*, 2023. [Online]. Available: <https://www.minergie.ch/de/statistik/>
- [44] Bundesamt für Energie (BFE), *Energieverbrauch nach Verwendungszweck 2000–2023*, Bern, Schweiz, 2024. [Online]. Available: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/en/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/energieverbrauch-nach-verwendungszweck.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRTaW4uY2qVZGUvcHVibGJlYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvMTE5MzQ%3D.html>
- [45] “Bundesamt für Statistik (BFS), ‘Neue Veröffentlichungen,’ Zugriff am 25.09.2025. [Online]. Verfügbar: <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/aktuell/neue-veroeffentlichungen.assetdetail.36158387.html>” Bundesamt für Umwelt (BAFU),



- Treibhausgasinventar 2022: Emissionen der Schweiz nach Sektoren*, Bern, Schweiz, Apr. 2024. [Online]. Available: <https://www.news.admin.ch/de/nsb?id=100711>
- [46] “Bundesverwaltung, ‘Treibhausgasinventar 2023: Leichter Rückgang der Emissionen,’ Bern, 15.04.2025, Medienmitteilung,” Zugriff am 25.09.2025. [Online]. Verfügbar: <https://www.news.admin.ch/de/newnsb/jZ9yEBFvQspwJq3HIWgEA>
- [47] “Bundesamt für Energie (BFE), ‘Gebäude,’ Zugriff am 25.09.2025. [Online]. Verfügbar: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/effizienz/gebaeude.html>”
- [48] A. Huber, H. Energietechnik, P. Böhler, and B. Mtu, “Herausforderungen beim Senken der Vorlauftemperatur,” no. April, 2024.