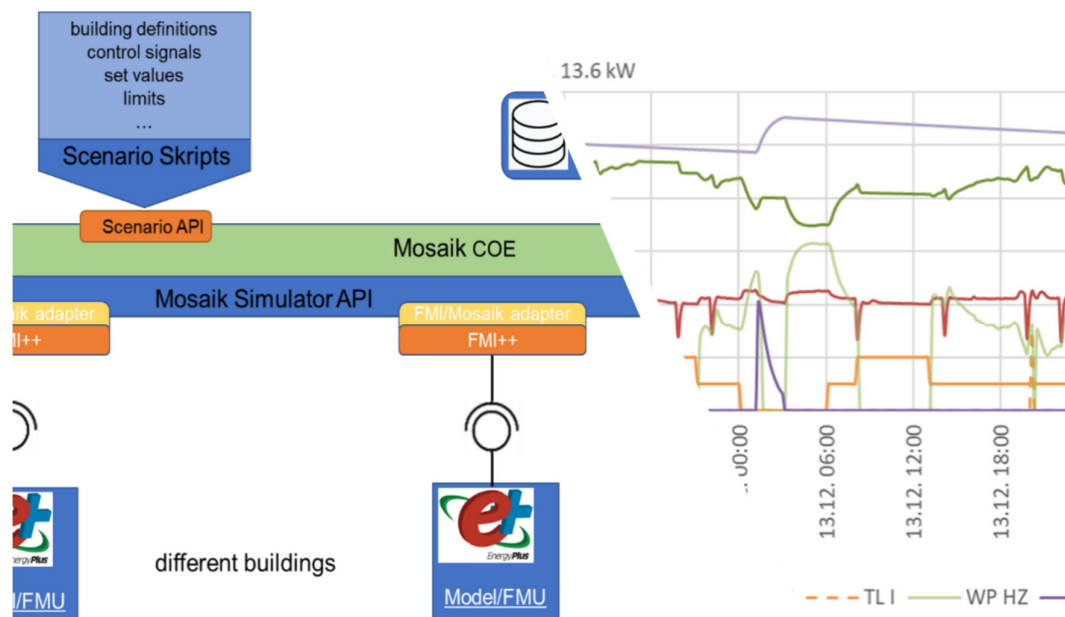




Schlussbericht vom 06. September 2024

FlexiCluster – Energetische Flexibilität von Arealen

Beitrag zum IEA Annex 82





Fachhochschule Nordwestschweiz
Hochschule für Architektur, Bau und Geomatik

Datum: 06. September 2024

Ort: Bern

Subventionsgeberin:

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

Subventionsempfänger/innen:

Fachhochschule Nordwestschweiz FHNW
Institut Nachhaltigkeit und Energie am Bau INEB
Hackerstrasse 30
CH-4132 Muttenz
www.fhnw.ch/ineb

Autor/in:

Dr. Monika Hall, INEB, FHNW
Prof. Dr. Achim Geissler, INEB, FHNW

Mitarbeit:

Dr. Joachim Hofmann, INEB, FHNW

BFE-Projektbegleitung:

Nadège Vetterli, nadege.vetterli@anex.ch
Martin Ménard, menard@lowtechlab.ch
Andreas Eckmanns: andreas.eckmanns@bfe.admin.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/502154-01

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



Zusammenfassung

Im Rahmen der Schweizer Energiestrategie 2050 wird die Betrachtung der energetischen Flexibilität von Arealen immer wichtiger. Der zu erwartende Ausbau von Erneuerbaren Energiequellen, z.B. Photovoltaik, führt zu einem variablen Energieangebot, was die Bewirtschaftung von Stromnetzen aufwändiger macht. Um Stromnetze zu entlasten, ist es sinnvoll das energetische Flexibilitätspotential von Arealen bestimmen zu können, um diese netzdienlich zu planen und zu betreiben. Die Flexibilität kann z.B. zur Erhöhung des Eigenverbrauchs, der Optimierung der Energiekosten bzw. Treibhausgasemissionen aber auch als eine Reaktion auf Netzsignale, z.B. zur Vermeidung von Lastspitzen, eingesetzt werden. Hierfür müssen entsprechende Informationen über die Gebäude als auch das Stromnetz vorliegen.

Ziel des Projektes ist es, für Areale verbesserte Aussagen über das Zusammenspiel von Gebäudelast, Nutzung lokaler Strom-/Wärmeerzeugung, dem lokalen elektrischen Verteilnetz und der jeweiligen Trafostation zu machen. Insbesondere die Residuallast an der Trafostation ist für den Netzausbau ein wichtiger Parameter, weshalb sie detailliert betrachtet werden muss. Hierzu wird das System «Areal» in Verbindung mit dem System «elektrisches Netz» detailliert simuliert.

Die komplexen Strukturen werden mit einer Multi-Agent Co-Simulations Umgebung abgebildet. Die System-Architektur setzt sich aus EnergyPlus (Gebäude inkl. Haustechnik), Mosaik (Multi-Agent Co-Simulation) und Pandapower (elektrisches Netz) zusammen. Mit der erstellten System-Architektur wird der Einfluss verschiedener Steuersignale auf verschiedenen Gebäude- und Arealparameter untersucht.

Mit der erstellten System-Architektur wird ein Areal bestehend aus acht Einfamilienreihenhäusern abgebildet. Jedes Gebäude verfügt über eine Wärmepumpe, einen Heizungspuffer, einen Warmwasserspeicher, eine Photovoltaikanlage und unterschiedliche Nutzungsprofile für den Haushaltsstrom, die Personenanwesenheit und die Stosslüftung (manuelle Fensterlüftung). Die Gebäude werden netzdienlich betrieben, indem die Laufzeit der Wärmepumpen im Heizfall entsprechend gesteuert wird. Hierzu werden Day-Ahead Preise und Treibhausgasemissionen im Strommix als Basislastmanagement verwendet. Bei tiefen Preisen/Emissionen werden die Soll-Raumtemperaturen angehoben, um durch Vorheizen bei hohen Preisen/ Emissionen weniger Elektrizität beziehen zu müssen. Hingegen soll bei hohen Preisen/Emissionen der Elektrizitätsbezug der Wärmepumpen reduziert werden, indem die Soll-Raumtemperaturen gesenkt werden. Dem Basislastmanagement wird ein Prioritätenmanagement überlagert, welches die Trafoüberlastung und Trafoüberhitzung kontrolliert. Der Einfluss von Batterien und Elektromobilität wird nicht berücksichtigt. Die Ergebnisse können für das untersuchte Areal wie folgt zusammengefasst werden:

- Für die Gebäudenutzer ergeben sich durch das Lastmanagement keine höheren Elektrizitätskosten. Die Elektrizitätskosten reduzieren sich beim Zusammenschluss zur Eigenverbrauchsgemeinschaft (Betrachtung als Arealbilanz) gegenüber der Abrechnung als Einzelgebäude leicht. Das Lastmanagement führt im Winter, bedingt durch die Verschiebung der Soll-Raumtemperaturen, zu einer etwas grösseren Temperaturamplitude der Raumtemperatur als im Standardbetrieb. Die Anzahl der Stunden mit einer Raumtemperatur unterhalb der unteren Grenzkurve gemäss SIA 180 nimmt mit Lastmanagement zu, jedoch ist die jeweilige Differenz zur Kurve nur sehr gering.
- Für den Netzbetreiber ergeben sich durch das Lastmanagement Vorteile im netzdienlichen Betrieb. Sie können somit zu Zeiten mit hohen Day-Ahead Preisen bei Bedarf die Wärmepumpen abschalten und folglich den teuren Zukauf vermeiden bzw. verringern. Ausserdem können die Netzbetreiber bei Bedarf durch Abschalten der Wärmepumpen die Trafoüberlastung vermindern, was der Lebensdauer des Trafos zugutekommt. Analog zu den Day-Ahead Preisen kann der Netzbetreiber auf die Treibhausgasemissionen reagieren, falls dies zukünftig ein Steuerungsziel sein sollte. Im untersuchten Areal sollte das Basislastmanagement nach Treibhausgasemissionen erfolgen, da bei gleichen Kosten tiefere Treibhausgasemissionen gegenüber einem Basislastmanagement nach Day-Ahead Preisen anfallen.



- Eine Vergrößerung der Warmwasser- und Pufferspeicher um 30 % hat bei dem untersuchten Areal keinen Einfluss auf den maximalen Netzbezug bzw. die maximale Einspeisung.
- Es ist sinnvoll, nicht nur ein Basislastmanagement zu verfolgen, sondern zusätzlich ein Prioritätenmanagement, welches im Bedarf das Basislastmanagement überreitet. Als Prioritätenmanagement wird eine Kombination aus Steuerung nach Trafoleistung und Trafotemperatur empfohlen.
- Die häufigsten Trafoüberlastungen finden durch Netzeinspeisung im Sommer statt, wenn auch die Temperaturen hoch sind. Diese kann im Projekt durch die Ausstattung der Gebäude bzw. das bestehende Lastmanagement nicht beeinflusst werden. In diesem Fall ist es wichtig, dass nicht nur die Last am Trafo reduziert wird, sondern dass sich der Trafo abkühlen kann.

Aus den Ergebnissen lässt sich ableiten, dass weitere Untersuchungen notwendig sind:

- Der Fokus des Lastmanagements sollte auf die Reduktion der Netzeinspeisung im Sommer gelegt werden. Der Einfluss von verschiedenen Massnahmen, wie z.B. Batterien, Elektromobilität inkl. bi-direktionalem Laden, der Elektrizitätsbedarf für das Regenerieren der Erdoberflächentemperaturen im Sommer durch die Erdsonden-Wärmepumpen bzw. der Klimakältebedarf und ggf. auch saisonale Speicherung, sollten berücksichtigt werden. Das Abregeln der Einspeisung ist zu vermeiden.
- Um den Einfluss verschiedener Arealkonfigurationen auf die Netzdienlichkeit zu untersuchen, sollte in einem weiteren Schritt das Areal aus Gebäuden mit unterschiedlichem Dämmstandard konfiguriert und die Arealzusammensetzungen auf verschiedenen Nutzungstypen ausgeweitet werden.
- Für die weitere Optimierung der Netzdienlichkeit wird empfohlen, kombinierte Steuersignale zu untersuchen. Eine Kombination aus den beiden Steuersignalen Day-Ahead Preise und Treibhausgasemissionen könnte als Basislastmanagement herangezogen werden, um Elektrizitätskosten und Treibhausgasemissionen gleichzeitig zu optimieren. Zusätzlich sollte das Prioritätenmanagement nach Trafoleistung und Trafotemperatur kombiniert und in Verbindung mit Massnahmen zur Reduktion der Einspeisung angewendet werden.
- In einem weiteren Schritt sollten die verschiedenen Lastmanagementszenarien in einem realen Areal umgesetzt und Praxiserfahrung gesammelt werden.

Aufgrund der Simulationen mit der erstellten System-Architektur kann gezeigt werden, dass das gewählte Lastmanagement für den netzdienlichen Betrieb des untersuchten Areals geeignet ist, ohne dass die thermische Behaglichkeit der Bewohnenden signifikant eingeschränkt wird. Es wird aber auch deutlich, dass die Netzeinspeisung eine grosse Rolle spielt. Ohne Berücksichtigung von Kurz- bzw. Langzeitspeicher kann das Areal gerade im Sommer nur eine sehr begrenzte Flexibilität aufweisen bzw. dem Lastmanagement nur bedingt Folge leisten.



Résumé

Dans le cadre de la stratégie énergétique suisse 2050, il devient de plus en plus important de considérer la flexibilité énergétique des sites. Le développement attendu des sources d'énergie renouvelables, comme le photovoltaïque, entraîne une offre énergétique variable, ce qui rend la gestion des réseaux électriques plus complexe. Afin de soulager les réseaux électriques, il est utile de pouvoir déterminer le potentiel de flexibilité énergétique des sites afin de les planifier et de les exploiter en fonction du réseau. La flexibilité peut par exemple être utilisée pour augmenter l'autoconsommation, optimiser les coûts énergétiques ou les émissions de gaz à effet de serre, mais aussi comme une réaction aux signaux du réseau, par exemple pour éviter les pics de charge. Pour cela, il faut disposer d'informations sur les bâtiments et le réseau électrique.

L'objectif du projet est d'améliorer les informations relatives à l'interaction entre la charge des bâtiments, l'utilisation de la production locale d'électricité et de chaleur, le réseau de distribution électrique local et le poste de transformation correspondant. La charge résiduelle au niveau du poste de transformation est notamment un paramètre important pour l'extension du réseau, raison pour laquelle elle doit être étudiée en détail. Pour ce faire, le système "Areal" est simulé en détail en combinaison avec le système "réseau électrique".

Les structures complexes sont représentées à l'aide d'un environnement de co-simulation multi-agent. L'architecture du système se compose d'EnergyPlus (bâtiment, y compris les installations techniques), de Mosaïque (Co-Simulation Multi-Agents) et de Pandapower (réseau électrique). L'architecture du système permet d'étudier l'influence de différents signaux de commande sur différents paramètres du bâtiment et de la zone.

L'architecture du système est conçue pour représenter un site composé de huit maisons individuelles. Chaque bâtiment dispose d'une pompe à chaleur, d'un tampon de chauffage, d'un réservoir d'eau chaude, d'une installation photovoltaïque et de différents profils d'utilisation pour l'électricité domestique, la présence de personnes et l'aération par à-coups (aération manuelle par les fenêtres). Les bâtiments sont exploités en fonction du réseau, la durée de fonctionnement des pompes à chaleur étant commandée en conséquence en cas de chauffage. Pour ce faire, les prix day-ahead et les émissions de gaz à effet de serre du mix électrique sont utilisés comme gestion de la charge de base. Lorsque les prix/émissions sont bas, les températures ambiantes de consigne sont augmentées afin de réduire la consommation d'électricité en préchauffant lorsque les prix/émissions sont élevés. En revanche, lorsque les prix/émissions sont élevés, la consommation d'électricité des pompes à chaleur doit être réduite en abaissant les températures ambiantes de consigne. Une gestion des priorités est superposée à la gestion de la charge de base, ce qui permet de contrôler la surcharge et la surchauffe des transformateurs. L'influence des batteries et de la mobilité électrique n'est pas prise en compte. Les résultats peuvent être résumés comme suit pour le site étudié :

- La gestion de la charge n'entraîne pas de coûts d'électricité plus élevés pour les utilisateurs du bâtiment. Les coûts d'électricité sont légèrement réduits lors du regroupement en communauté d'autoconsommation (considération en tant que bilan de site) par rapport au décompte en tant que bâtiment individuel. La gestion de la charge entraîne en hiver, en raison du décalage des températures ambiantes de consigne, une amplitude de température ambiante légèrement plus importante qu'en mode standard. Le nombre d'heures avec une température ambiante inférieure à la courbe limite inférieure selon SIA 180 augmente avec la gestion de la charge, mais la différence respective par rapport à la courbe est très faible.
- Pour l'exploitant du réseau, la gestion de la charge présente des avantages en termes d'exploitation utile au réseau. Ils peuvent ainsi arrêter les pompes à chaleur en cas de besoin aux heures où les prix day-ahead sont élevés et, par conséquent, éviter ou réduire l'achat supplémentaire coûteux. En outre, les gestionnaires de réseau peuvent, en cas de besoin, réduire la surcharge des transformateurs en éteignant les pompes à chaleur, ce qui est bénéfique pour la durée de vie des transformateurs. Comme pour les prix day-ahead, le gestionnaire de



réseau peut réagir aux émissions de gaz à effet de serre si cela devait être un objectif de gestion à l'avenir. Dans la zone étudiée, la gestion de la charge de base devrait se faire en fonction des émissions de gaz à effet de serre, car à coûts égaux, les émissions de gaz à effet de serre sont plus faibles qu'avec une gestion de la charge de base selon les prix day-ahead.

- Une augmentation de 30 % des réservoirs d'eau chaude et des réservoirs tampons n'a pas d'influence sur le prélèvement maximal sur le réseau ou l'injection maximale dans le réseau pour le site étudié.
- Il est judicieux de suivre non seulement une gestion de la charge de base, mais également une gestion des priorités qui dépasse la gestion de la charge de base en cas de besoin. Pour la gestion des priorités, il est recommandé de combiner la commande en fonction de la puissance du transformateur et de la température du transformateur.
- Les surcharges de transformateurs les plus fréquentes sont dues à l'alimentation du réseau en été, lorsque les températures sont également élevées. Dans le projet, l'équipement des bâtiments ou la gestion de la charge existante ne peuvent pas influencer ce phénomène. Dans ce cas, il est important non seulement de réduire la charge au niveau du transformateur, mais aussi de permettre au transformateur de se refroidir.

Les résultats indiquent que des recherches supplémentaires sont nécessaires.

- La gestion de la charge devrait se concentrer sur la réduction de l'injection dans le réseau en été. L'influence de différentes mesures, telles que les batteries, la mobilité électrique, y compris la charge bidirectionnelle, le besoin en électricité pour la régénération des températures du sol en été par les pompes à chaleur à sondes géothermiques ou le besoin en climatisation et, le cas échéant, le stockage saisonnier, devrait être prise en compte. Il faut éviter de couper l'alimentation.
- Afin d'étudier l'influence de différentes configurations de site sur l'utilité du réseau, il convient, dans une étape ultérieure, de configurer le site à partir de bâtiments présentant différents standards d'isolation et d'élargir les compositions de site à différents types d'utilisation.
- Il est recommandé d'étudier des signaux de commande combinés afin d'optimiser davantage la convivialité du réseau. Une combinaison des deux signaux de commande "prix day-ahead" et "émissions de gaz à effet de serre" pourrait être utilisée comme gestion de la charge de base afin d'optimiser simultanément les coûts de l'électricité et les émissions de gaz à effet de serre. En outre, la gestion des priorités en fonction de la puissance et de la température des transformateurs devrait être combinée et appliquée en combinaison avec des mesures de réduction de l'injection de courant.
- Dans une étape ultérieure, les différents scénarios de gestion de la charge devaient être mis en œuvre dans un site réel et des expériences pratiques devaient être acquises.

Sur la base des simulations réalisées avec l'architecture du système, il est possible de montrer que la gestion de la charge choisie est adaptée à l'exploitation du site étudié en fonction du réseau, sans que le confort thermique des occupants ne soit significativement réduit. Il apparaît toutefois clairement que l'alimentation du réseau joue un rôle important. Si l'on ne tient pas compte de l'accumulation à court ou à long terme, le site ne présente qu'une flexibilité très limitée, surtout en été, et ne peut suivre la gestion de la charge que de manière limitée.

Translated with DeepL.com (free version)



Summary

As part of the Swiss Energy Strategy 2050, it is becoming increasingly important to consider the energy flexibility of sites. The expected expansion of renewable energy sources, e.g. photovoltaics, will lead to a variable energy supply, which will make the management of electricity grids more complex. In order to relieve the burden on electricity grids, it makes sense to be able to determine the energy flexibility potential of neighbourhoods so that they can be planned and operated in a grid-friendly manner. Flexibility can be used, for example, to increase self-consumption, optimize energy costs or greenhouse gas emissions, but also as a reaction to grid signals, e.g. to avoid peak loads. For this purpose, appropriate information about the buildings and the power grid must be available.

The aim of the project is to make improved statements about the interaction of building load, use of local electricity/heat generation, the local electrical distribution grid and the respective transformer station for specific neighbourhoods. In particular, the residual load at the transformer station is an important parameter for grid expansion, which is why it must be considered in detail. For this purpose, the "neighbourhood" system is simulated in detail in conjunction with the "electrical grid" system.

The complex structures are mapped using a multi-agent Co-simulation environment. The system architecture is made up of EnergyPlus (building incl. building services), Mosaik (multi-agent co-simulation) and Pandapower (electrical grid). The influence of various control signals on different building and area parameters is investigated with the system architecture created.

The system architecture created represents a neighbourhood consisting of eight single-family terraced houses. Each building has a heat pump, a heating buffer, a hot water storage tank, a photovoltaic system and different usage profiles for household electricity, occupancy and forced ventilation (manual window ventilation). The buildings are operated in a grid-friendly manner by controlling the running time of the heat pumps accordingly when heating is required. Day-ahead prices and greenhouse gas emissions in the electricity mix are used as base load management for this purpose. When prices/emissions are low, the target room temperatures are raised so that less electricity has to be drawn by pre-heating when prices/emissions are high. On the other hand, when prices/emissions are high, the electricity consumption of the heat pumps should be reduced by lowering the target room temperatures. Priority management is superimposed on base load management, which controls transformer overload and transformer overheating. The influence of batteries and electromobility is not taken into account. The results for the investigated area can be summarized as follows:

- Load management does not result in higher electricity costs for the building users. The electricity costs are slightly lower when the building is combined into a self-consumption community (viewed as a neighbourhood balance) compared to billing as an individual building. In winter, load management leads to a slightly greater room temperature amplitude than in standard operation due to the shift in the target room temperatures. The number of hours with a room temperature below the lower limit curve according to SIA 180 increases with load management, but the respective difference to the curve is only very small.
- For the grid operator, load management results in advantages in grid-friendly operation. They can switch off the heat pumps as required at times with high day-ahead prices and thus avoid or reduce expensive additional purchases. In addition, the grid operators can reduce transformer overload by switching off the heat pumps when required, which benefits the service life of the transformer. Similar to the day-ahead prices, the grid operator can react to greenhouse gas emissions if this should be a control target in the future. In the investigated neighbourhood investigation, base load management should be based on greenhouse gas emissions, as lower greenhouse gas emissions are produced at the same cost compared to base load management based on day-ahead prices.
- Increasing the hot water and buffer storage tanks by 30 % has no influence on the maximum grid consumption or maximum feed-in for the site under investigation.



- It makes sense to pursue not only base load management, but also priority management, which exceeds base load management when required. A combination of control according to transformer power and transformer temperature is recommended as priority management.
- The most frequent transformer overloads are caused by grid feed-in in summer, when temperatures are also high. This cannot be influenced in the project by the equipment of the buildings or the existing load management. In this case, it is important not only to reduce the load on the transformer, but also to allow the transformer to cool down.

From the results, it can be concluded that further investigations are necessary:

- The focus of load management should be on reducing the grid feed-in in summer. The influence of various measures, such as batteries, electromobility including bi-directional charging, the electricity requirement for regenerating the ground temperatures in summer by the geothermal probe heat pumps or the air conditioning cooling requirement and, if necessary, seasonal storage, should be taken into account. The curtailment of the feed-in should be avoided.
- In order to investigate the influence of different neighbourhood configurations on grid serviceability, the neighbourhood should be configured in a further step from buildings with different insulation standards and the area compositions should be extended to different types of use.
- For further optimization of grid serviceability, it is recommended that combined control signals be investigated. A combination of the two control signals day-ahead prices and greenhouse gas emissions could be used as base load management to optimize electricity costs and greenhouse gas emissions simultaneously. In addition, priority management according to transformer power and transformer temperature should be combined and applied in conjunction with measures to reduce feed-in.
- In a further step, the various load management scenarios were to be implemented in a real neighbourhood and practical experience gathered.

Based on the simulations with the created system architecture, it can be shown that the selected load management is suitable for the grid-supportive operation of the investigated neighbourhood without significantly restricting the thermal comfort of the residents. However, it is also clear that the grid feed-in plays a major role. Without taking into account short or long-term storage, the neighbourhood has very limited flexibility, especially in summer, and can only respond to load management to a limited extent.

Translated with DeepL.com (free version)



Take-home messages

- Eine flexibel konfigurierbare Multi-Agent Co-Simulation mit Mosaik (Framework) und EnergyPlus (Gebäude und Haustechnik) inkl. einer Kopplung mit Pandapower (elektrisches Netz) zur detaillierten Analyse von Lastmanagementszenarien ist möglich.
 - Bei dem untersuchten Areal führt die Netzeinspeisung im Sommer deutlich öfters zur Trafouüberlastung als der Netzbezug im Winter.
 - Das Lastmanagement wirkt sich positiv auf den netzdienlichen Betrieb sowohl von Einzelgebäuden als auch vom Areal aus, ohne dass die thermische Behaglichkeit der Bewohnenden signifikant eingeschränkt wird
 - Für den netzdienlichen Betrieb sind kombinierte Steuersignale aus Basislast- und Prioritätenmanagement zu empfehlen.
-
- Une Co-simulation multi-agent configurable de manière flexible avec Mosaik (Framework) et EnergyPlus (bâtiment, y compris les installations techniques), y compris un couplage avec Pandapower (réseau électrique) pour une analyse détaillée des scénarios de gestion de la charge, est possible.
 - Sur le site étudié, l'injection dans le réseau en été entraîne une surcharge des transformateurs bien plus souvent que le prélèvement sur le réseau en hiver.
 - La gestion de la charge a un effet positif sur le fonctionnement du réseau, tant pour les bâtiments individuels que pour le site, sans que le confort thermique des habitants ne soit significativement réduit.
 - Pour un fonctionnement respectueux du réseau, il est recommandé d'utiliser des signaux de commande combinant la gestion de la charge de base et la gestion des priorités.
-
- A flexibly configurable multi-agent Co-simulation with Mosaik (Framework) and EnergyPlus (building incl. building services), including a link with Pandapower (electrical grid) for detailed analysis of load management scenarios, is possible.
 - In the investigated neighbourhood, the grid feed-in in summer leads to transformer overload significantly more often than consumption in winter.
 - Load management has a positive effect on the grid-friendly operation of both individual buildings and the whole neighbourhood, without significantly restricting the thermal comfort of the residents
 - Combined control signals from base load management and priority management are recommended for grid-friendly operation.



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung.....	3
Résumé.....	5
Summary	7
Take-home messages	9
Inhaltsverzeichnis	10
Abkürzungsverzeichnis	12
1 Einleitung	13
1.1 Ausgangslage und Hintergrund.....	13
1.2 Motivation des Projektes	13
1.3 Projektziel	14
2 Vorgehen und Methode.....	15
2.1 Arealdefinition	15
2.2 Netztypologie	18
2.3 System-Architektur und Ablauf der Co-Simulation	20
2.4 Skalierung der Trafogrösse	22
2.5 Lastmanagement.....	22
2.5.1 Steuerung nach Day Ahead Preisen und Treibhausgasemissionen.....	22
2.5.2 Steuerung nach Trafoleistung und Trafotemperatur	26
2.6 Varianten	28
2.7 Elektrizitätskosten und Treibhausgasemissionen der Varianten.....	30
2.8 Komfortbewertung	31
3 Ergebnisse und Diskussion	32
3.1 Effekte der Steuersignale	32
3.2 18.2 kW Trafo	37
3.3 Variation der Trafogrösse	41
3.4 Prioritätenmanagement	42
3.5 Behaglichkeit	47
3.6 Variation Warmwasserspeicher und Pufferspeicher	51
3.7 Power-to-Gas	51
3.8 Diskussion	52
4 Schlussfolgerung und Fazit	53
4.1 Architektur der Co-Simulation.....	53
4.2 Lastmanagement.....	53
4.3 Würdigung des angewandten Simulationsansatzes	54
5 Ausblick und zukünftige Umsetzung	56



6	Nationale und internationale Zusammenarbeit	57
7	Publikationen	57
8	Literaturverzeichnis	58
9	Anhang	60
9.1	Heizwärmebedarf	60
9.2	Zeitpläne	62
9.3	Day-Ahead Preise und Treibhausgasemissionen 2017, 2021-2023.....	66



Abkürzungsverzeichnis

AC/DC	Wechsel-/Gleichstrom
API	Programmierschnittstelle zu einem Anwendungsprogramm (Application Programming Interface)
Bedarf_17, 21-23	Steuersignal nach Bedarf, bewertet mit DAH bzw. THGE der Jahre 2017, 21-23
CO _{2aq} -Emissionen	Emissionen von Kohlendioxid und anderen Treibhausgasen, deren Klimawirkung im Vergleich zu Kohlendioxid ausgedrückt ist
COE	Co-Simulation Orchestration Engine
csv	Datenformat (comma-separated values)
DAH	Day-Ahead Preise
DAH_17, 21-23	Steuersignal nach Day-Ahead Preisen für die Jahre 2017, 21-23
FMI	Functional Mock-up Interface
FMU	Functional Mock-up Unit
IEA EBC	International Energy Agency Energy in Buildings and Community Program
IWB	Industrielle Werke Basel
L	Trafoalterung
OPF	optimaler Leistungsfluss (optimal power flow)
R-C	Widerstands-Kapazitäts Modell mit einem Widerstand und einer Kapazität zur Abbildung des dynamischen Gebäudeverhaltens (Analogie elektrische und thermische Grössen)
R2-C2	Widerstands-Kapazitäts Modell mit zwei Widerständen und zwei Kapazitäten zur Abbildung des dynamischen Gebäudeverhaltens (Analogie elektrische und thermische Grössen)
θ opr	mittlere operative Raumtemperatur
THGE	Treibhausgasemissionen
THGE_17, 21-23	Steuersignal nach Treibhausgasemissionen für die Jahre 2017, 21-23
θ HZ/WW	Temperatur Heizungspuffer/Warmwasserspeicher
T _h	Trafotemperatur (=Hotspottemperatur)
TL	Steuerung nach Trafoleistung
TT	Steuerung nach Trafotemperatur
WP HZ/WW	Wärmepumpe für Heizung/Warmwasser



1 Einleitung

1.1 Ausgangslage und Hintergrund

Das langfristige Ziel der Klimastrategie des Bundes ist die Netto-Null für Treibhausgase im Jahre 2050 [1]. Hierzu müssen generell die Effizienz erhöht, der Einsatz von fossilen Energieträgern vermieden sowie die Erneuerbaren Energien ausgebaut werden. Im Gebäudebereich erfordert diese Transformation energetische Gebäudesanierungen und einen Wechsel von fossilen zu erneuerbaren Energieträgern bei der Wärmeerzeugung und dem vermehrten Ausbau von Erneuerbaren Energien vor Ort, z.B. Photovoltaikanlagen. Für neue als auch bestehende Quartiere oder ganze Gemeinden müssen neue Energiekonzepte entwickelt werden. Um dies zu unterstützen, gibt es schon einige Firmen/Tools auf dem Markt, z.B.:

- Sympheny [2] ist ein Optimierungstool für Multi-Energy-Grid-Systeme, mit dem die wirtschaftlichsten und CO₂-optimierten Lösungen schnell identifiziert werden können.
- Urbio [3] bietet die automatisierte Auslegung von Energiesystemen für Energieversorger und -berater auf Gebäude- als auch auf Quartier-/Gemeindeebene an.
- Novatlantis [4] bietet die Erstellung von Energiekarten für Wohngebäude für ganze Städte und Gemeinden an (Detailtiefe: 1 ha).
- Swiss Energy Planning [5] verbindet tagesaktuelle Gebäude- und Energiedaten, die für Energiesimulationen und Wirtschaftlichkeitsberechnungen auf Gebäude- und Quartierebene genutzt werden können.

Der Fokus dieser Angebote liegt jedoch nicht auf der Bestimmung des Potentials für energetische Flexibilität und Netzdienlichkeit von Arealen. Hierfür fehlen bislang Methoden/Werkzeuge, die sich für Planer und Netzbetreiber bei der Arealplanung/-entwicklung bzgl. Aussagen zu z.B. Flexibilität und Netzdienlichkeit eignen. Die Flexibilität kann z.B. zur Erhöhung des Eigenverbrauchs, der Optimierung der Energiekosten bzw. Treibhausgasemissionen aber auch als eine Reaktion auf Netzsignale, z.B. zur Vermeidung von Lastspitzen an der Trafostation, eingesetzt werden. Hierfür müssen entsprechende Informationen über die Gebäude als auch das Stromnetz zeitgleich vorliegen.

1.2 Motivation des Projektes

Der steigende Anteil an volatil verfügbaren Erneuerbaren Energiequellen kann die Stabilität der Energienetze ernsthaft beeinträchtigen. Es ist daher wichtig, die Gleichzeitigkeit des Energiebedarfs und der Verfügbarkeit von Erneuerbarer Energie zu maximieren. Eine sinnvolle Verschiebung der Energienachfrage erlaubt eine bessere Nutzung von Erneuerbaren Energiequellen und stabilisiert gleichzeitig die Netze, macht die Netze also resilienter. Einzelne Gebäude als auch Areale können hierzu ihren Beitrag leisten.

Bislang werden bei Arealbetrachtungen i.d.R. entweder das Netz oder das Gebäude mit einer erhöhten Detaillierung abgebildet und das Gegensystem sehr vereinfacht. Jedoch gerade, wenn es um neue, künftige Regelmöglichkeiten und die Optimierung von Gebäudeverbünden geht, die in den Betrieb von einzelnen Gebäuden eingreifen, müssen beide Systeme detailliert betrachtet werden können. Damit werden Auswirkungen von Steuersignalen (Stichworte Eigenverbrauch, Kosten, Treibhausgasemissionen, Netzdienlichkeit) innerhalb einzelner Gebäude auf das Netz und umgekehrt Auswirkungen von Steuersignalen aus dem Netz auf den Betrieb der einzelnen Gebäude bzw. auf ein Areal in der notwendigen Detailtiefe zugänglich für die Analyse und Bewertung. Die Umsetzung erfolgt mit einem Multi-Agent System, welches die Gebäude als auch das Netz detailliert beinhaltet und in einer Co-Simulation koordiniert.



Nur so können gegenseitige Beeinflussungen ohne zu starke Vereinfachung (insbesondere auf der Gebäudeseite) sichtbar gemacht werden. Damit kann der Einfluss auf das jeweilige andere System besser verstanden werden. Häufig anzutreffende starke Vereinfachungen sind beispielsweise einfache R-C oder R2-C2 Glieder für das thermische Verhalten von Gebäuden, stationäre Lastgänge verschiedener Verbraucher, konstante Faktoren, keine Netztypologie oder andersherum mit detaillierter Netztypologie aber fixen Lastgängen für den Wärme- und Elektrizitätsbedarf usw. [6].

1.3 Projektziel

Ziel des Projektes ist es, für die Arealentwicklung verbesserte Aussagen über das Zusammenspiel von Gebäudelast (z.B. Wärme/Geräte/Beleuchtung), Nutzung lokaler Strom-/Wärmeerzeugung, dem lokalen Verteilnetz und der jeweiligen Trafostation zu machen und dabei gleichzeitig einen dem Stand der Technik entsprechenden Einblick in die thermische Behaglichkeit in den Gebäuden zu behalten. Der Einfluss von Kurzzeitspeichern (Wärme) und saisonaler Speicherung (Strom) wird in einem zweiten Schritt untersucht. Insbesondere die Residuallast an der Trafostation soll detailliert betrachtet werden. Hierzu wird das System «Areal» in Verbindung mit dem System «elektrisches Netz» detailliert abgebildet.

Ausgehend von einem Areal in einem typischen städtischen Netz und einer typischen Wohngebäude-topologie wird ein Basisfall erstellt, mit dem die energetische Flexibilität des Areals in Abhängigkeit von der Gebäudeausstattung bestimmt werden kann. Die Gebäude können mit Lastverschiebung (Demand Side Management) z.B. ihren Eigenverbrauch erhöhen oder auf Netzsignale reagieren (Demand Response). Es werden die Auswirkungen verschiedener Lastmanagementszenarien auf die Gebäude und das Netz untersucht.

Der Einfluss von Batterien und Elektromobilität wird in diesem Projekt nicht berücksichtigt.



2 Vorgehen und Methode

2.1 Arealdefinition

Das Areal, bestehend aus acht Gebäuden, wird in Absprache mit den Industriellen Werken Basel IWB in Anlehnung an ein reales Quartier mit Reiheneinfamilienhäusern in Basel konzipiert. Hierfür wird ein Basismodell eines Reiheneinfamilienhauses erstellt (Abb. 1). Die Energiebezugsfläche beträgt 137 m². Die Gebäude sind in Massivbauweise, nicht unterkellert und Süd/Nord ausgerichtet. Der Estrich ist unbeheizt. Es gibt einen aussenliegenden Lammellensonnenschutz.

Pro Gebäude wird eine, in DesignBuilder [7] vordefinierte, Sole-Wasser Wärmepumpe vom Typ «ClimateMaster TMW060 (15 kW) [8]» für Heizung und Warmwasser verwendet. Die Wärmepumpe speist einen 300 l Pufferspeicher (20 l/kW [9]) und einen 200 l Warmwassertank. Die Wärmeabgabe erfolgt über Radiatoren, die ihre Wärme aus dem Pufferspeicher beziehen.

Es wird davon ausgegangen, dass bis 2050 alle Gebäude energetisch saniert sind. Die Häuser weisen einen Heizwärmebedarf von rund 36 kWh/(m² a) gemäss SIA 380/1:2016 auf (s. Anhang 9.1).

Für den Haushaltsstrombedarf wird mit dem Loadprofilgenerator [10] je Haus ein eigenes Jahresprofil in 10 min-Schritten erstellt. Für eine Übersicht sind die Monatssummen der einzelnen Haushaltsstromprofile in Abb. 2 dargestellt.

Die Tagesprofile der relativen Personenanwesenheit (Abb. 3) sind in Anlehnung an SIA 2024:2021 [11] erstellt. Die Profile sind individuell angepasst, so dass jedes Gebäude andere Profile aufweist (Kap. 9.2). Die täglichen Warmwasserbezugsprofile zeigt Abb. 4. Die Tagesprofile gelten für alle Tage im Jahr. Die jährlich bezogene Warmwassermenge ist für alle Gebäude unterschiedlich (Tabelle 1).

Die Lüftung erfolgt über Fensterlüftung. Vier Mal am Tag werden die Fenster für 10 min geöffnet (Stosslüftung, Rechenzeitschritt). Die Uhrzeiten der Morgen-, Mittag-, frühe und späte Abendstosslüftung unterscheiden sich für jedes Gebäude (Kap. 9.2). Während der Stosslüftungszeiten sind die Radiatoren abgestellt. Im Hochsommer vom 15.06.-15.08. erfolgt zusätzlich eine Nachtlüftung in den oberen Räumen zwischen der Abend- und Morgenlüftung.

Es sind zwei Grössen von Photovoltaikanlagen vorhanden (Ausrichtung: Süd, Neigung: 40°, H1/H6: 5 Module (1.5 kWp), H2-5,7-8: 10 Module (3.0 kWp) [12]). Der jeweilige Jahresertrag ist Tabelle 1 zu entnehmen.

Die Gebäude werden in DesignBuilder [7] erstellt. Die thermische Gebäudesimulation erfolgt mit EnergyPlus [13].

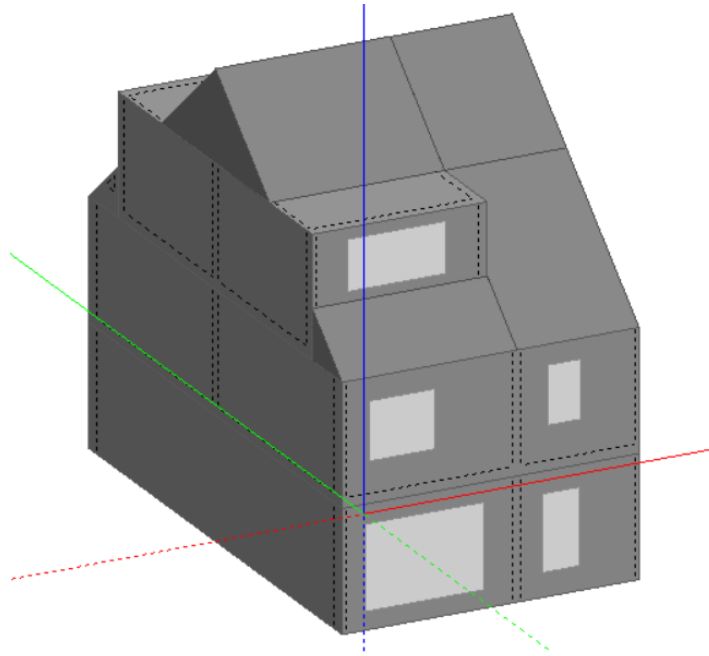


Abb. 1 Kubatur des Basismodells der verwendeten Einfamilienreihenhäuser.

Tabelle 1 Basisdaten für die acht Gebäude des Areals.

	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8
Haushaltsstrom kWh/(m ² a)	23.5	19.3	19.7	7.6	21.9	21.3	18.3	9.9
PV-Ertrag kWh/a	1'519	3'039	3'039	3'039	3'039	1'519	3'039	3'039
Warmwasserbedarf m ³ /a	36.4	27.8	27.8	54.6	13.4	38.3	46.0	24.9
Solarstrahlungsgrenze für Aktivierung des Sonnenschutzes auf der Aussenfassade W/m ²	> 150	> 150	> 150	> 120	> 120	> 150	> 150	> 120

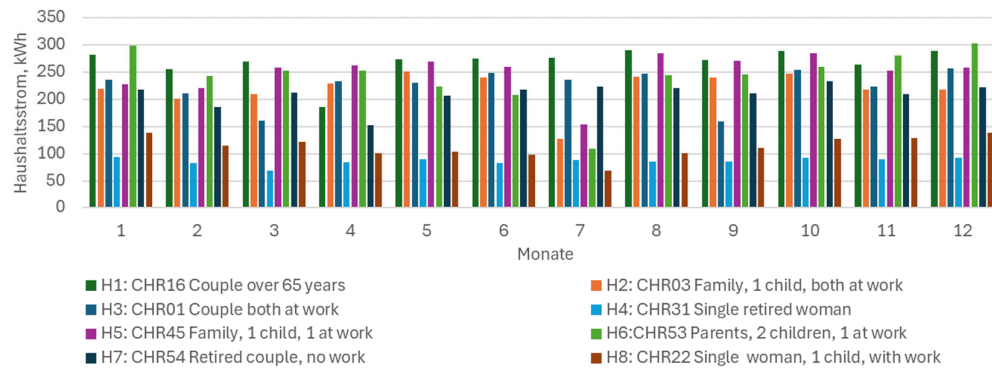


Abb. 2 Monatssummen der Haushaltsstromprofile der einzelnen Gebäude (Basis: 10 min Jahresprofile [10]).

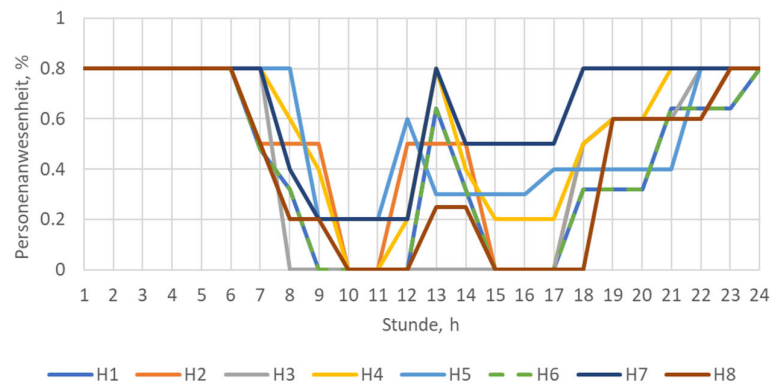


Abb. 3 Tagesprofile für die relative Personenanwesenheit für die einzelnen Gebäude.

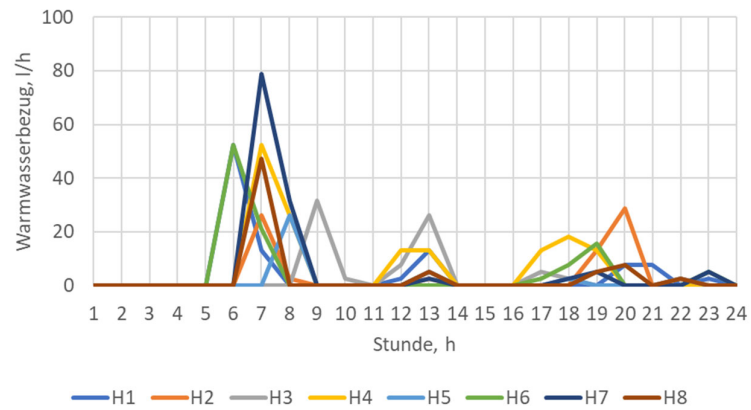


Abb. 4 Tagesprofile der Warmwasserbezüge der einzelnen Gebäude.



2.2 Netztypologie

Das betrachtete elektrische Netz umfasst die acht beschriebenen Gebäude und ist ringförmig strukturiert (Abb. 5). Speist ein Gebäude seinen Photovoltaiküberschuss in das Ringnetz ein, wird dieser von den Nachbarn genutzt, bevor der Überschuss an der Trafostation ankommt. Innerhalb des Ringnetze funktioniert das Netz damit wie eine Kupferplatte, allerdings mit begrenztem Leitungsquerschnitt. Die konkrete Netzausgestaltung ist mit der IWB besprochen.

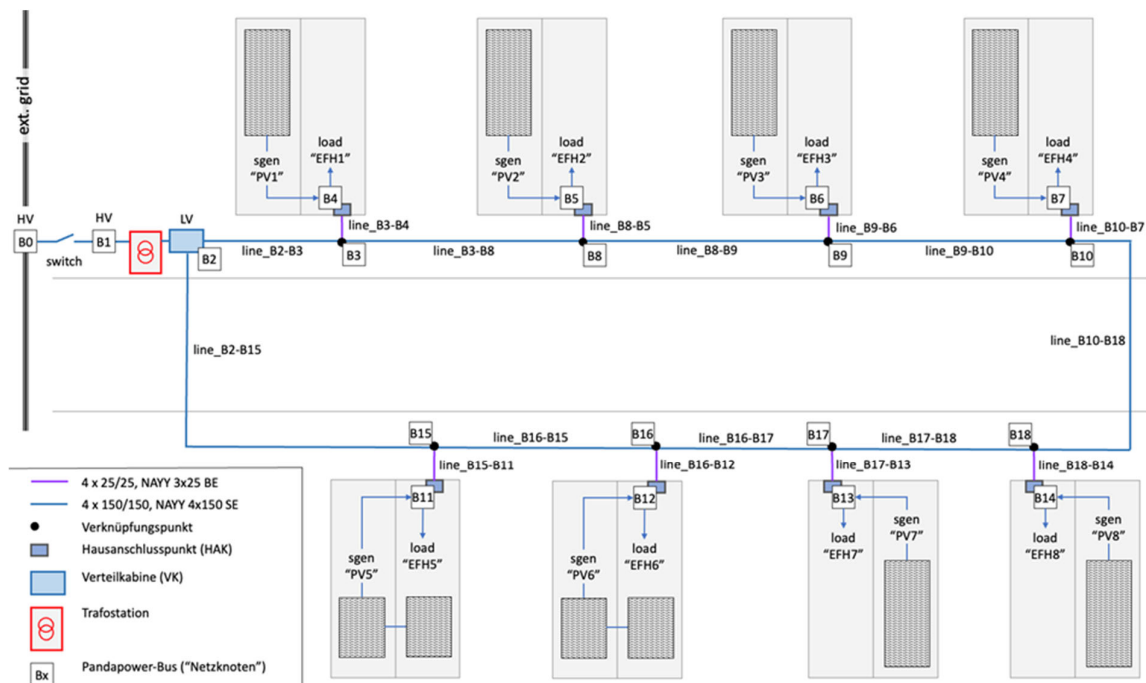


Abb. 5 Basismodell für die Netztypologie für acht Reiheneinfamilienhäuser. Netzstruktur mit Komponenten und Leitungsverbindungen (line_Bx-By). Links von der Trafostation ist das Mittelspannungsnetz, HV (Netzebene 5, 20 kV), rechts das Niederspannungsnetz, LV (Netzebene 7, 0.4 kV).

Die Simulation der Auslastung der elektrischen Leitungen erfolgt mit Pandapower [14], einem elementbasierten Netzwerkberechnungstool, das eine Vielzahl von elektrischen Komponenten unterstützt. Enthaltene äquivalente Schaltungsmodelle von Komponenten sind gründlich mit kommerziellen Softwaretools validiert und ermöglichen daher die Modellierung von elektrischen Energiesystemen auf Industrieebene [14], [15].

Hier verwendete Pandapower Elemente sind Leitung, Trafo, Last und statischer Generator. Die Bildung der Netzstruktur erfolgt über Bus-Verbindungen. Die Last entspricht dem gesamten Strombezug des Gebäudes in (W), der statische Generator der AC PV-Leistung (W). Der Ausgleich (Eigenverbrauch) erfolgt auf Niederspannungs-Netzebene. Der Transformator wird mit der Residuallast des gesamten Areals belastet (Bus B2).

Die verwendeten Leitungstypen sind NAYY 3x25 für den Hausanschluss und NAYY 4x150 für die Verteilungen. Beide Leitungstypen sind Standardleitungen aus der Pandapower Datenbank.



Die eigentliche Netzberechnung erfolgt gegenwärtig noch im Anschluss an die Systemberechnung. Der verwendete Algorithmus ('ConstControl') liest Zeitreihendaten aus einer entsprechenden Datenquelle (hier die Ausgabe der Systemberechnung) und schreibt diese ins Netz. Die Steuerungsstrategie ist dabei «No Control», d.h. es werden die Werte der angegebenen Elemente gemäss den Zeitreihen-Eingabedaten aktualisiert und anschliessend wird die Netzberechnung für den Zeitschritt durchgeführt, ohne dass Lasten oder Generatoren beeinflusst werden. Der verwendete Pandapower Power Flow Solver basiert auf der Newton-Raphson-Methode. Die prinzipielle Programmlogik ist in Abb. 6 wiedergegeben. [15]

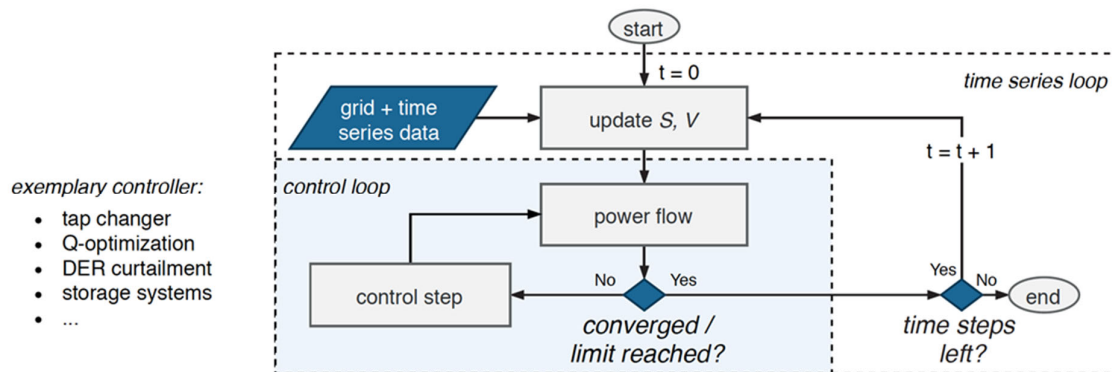


Abb. 6 Programmlogik der Zeitreihensimulation mit Pandapower. Die Zeitreihendaten zu Strombezug bzw. -lieferung der einzelnen Gebäude werden aus der vorgelagerten Systemsimulation entnommen. Die Reaktion des elektrischen Netzes wird dann auf dieser Grundlage im gleichen Zeitschritt (10 min) durchgeführt [16].

Die Berechnung des dreiphasigen Leistungsflusses wurde in Pandapower kürzlich ergänzt. Bislang beinhaltet jedoch die Gebäudesimulation via EnergyPlus kein hinreichend detailliertes elektrisches Modell, um dies in der Gesamtmodellierung nutzen zu können.

Pandapower ermöglicht auch die Lösung von AC- und DC-Problemen mit optimalem Leistungsfluss (OPF). Statische Lasten können als Flexibilitäten in der OPF genutzt werden, was eine Optimierung des Einsatzes von statischen Generatoren sowie des Lastabwurfs ermöglicht. Die Kostenfunktion für jede Einspeisung oder Last kann entweder durch eine stückweise lineare oder eine n-polynomiale Kostenfunktion der Wirk- und Blindleistung der jeweiligen Elemente definiert werden [15].

Im vorliegenden System erfolgt die Lastminimierung jedoch in der Systemberechnung (Netzverwaltung und Gebäudeagenten).



2.3 System-Architektur und Ablauf der Co-Simulation

Um mehrere Gebäude gleichzeitig als Areal simulieren zu können, muss eine entsprechende System-Architektur für die Co-Simulation aufgebaut werden. Da die Gebäude via DesignBuilder in EnergyPlus (Version 9.4) abgebildet sind, muss für die gleichzeitige Simulationen für jedes Gebäude EnergyPlus gestartet werden. Diese sogenannte Co-Simulation erfolgt mit Mosaik [17]. Mosaik synchronisiert alle Simulationen und stellt den Datenaustausch pro Simulationszeitschritt sicher. Neben dem reinen Datenaustausch können in Mosaik verschiedene Szenarien implementiert werden, z.B. dass bei bestimmten Bedingungen auf die Heizungssteuerung der Gebäude eingegriffen wird. Die Anbindung von Systemkomponenten an Mosaik erfolgt jeweils über spezielle «Application Programming Interfaces (APIs)».

Die allgemeine System-Architektur ist in Abb. 7 dargestellt. Um die Gebäude in EnergyPlus nach gewünschten Signalen zu steuern, müssen Daten zwischen EnergyPlus (Gebäude) und Mosaik (Framework) ausgetauscht werden. Das API zu EnergyPlus ist das «Funktional Mock-up Interface» (FMI/FMI++, [18]) und wird entsprechend über «Funktional Mock-up Units (FMUs)» sichergestellt. Pandapower (Netz) kann mit einem eigenen «Mosaik Adapter» angeschlossen werden. In diesem Projekt wird Pandapower jedoch sequenziell im Nachgang zur Systemsimulation verwendet.

Die auszuführenden Szenarien sind in «Scenario-Skripts» hinterlegt. Diese müssen ebenfalls über Schnittstellen an Mosaik angebunden werden.

Eine Vorlaufzeit zum (thermischen) Einschwingen der Gebäude vor der eigentlichen Simulationsperiode konnte im FMU-Betrieb bislang nicht realisiert werden. Daher werden bei der Auswertung die ersten vier Stunden nicht berücksichtigt (danach sind die Speicher alle warm und der Strombezug durch die WP «normal»).

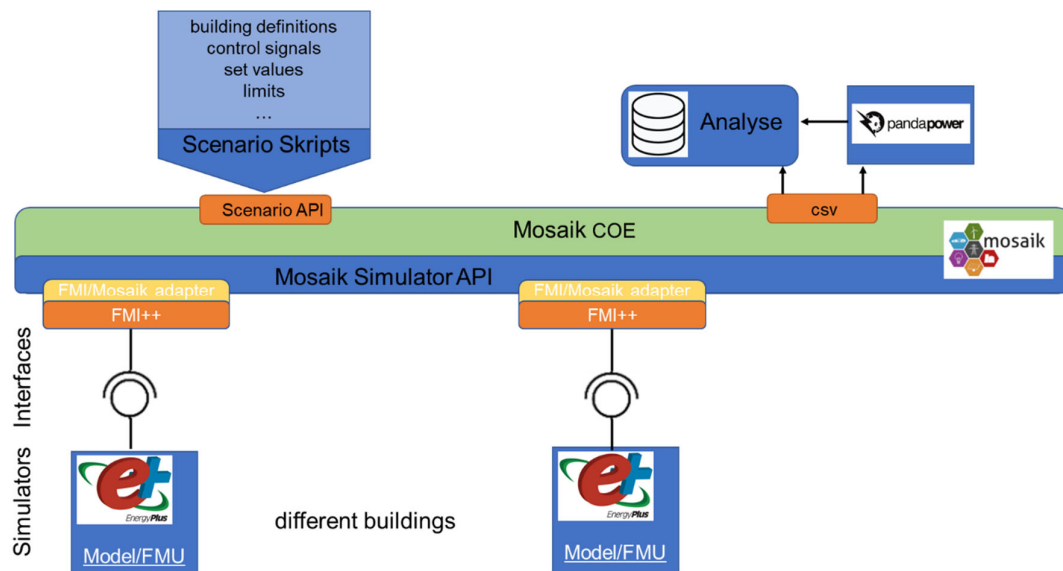


Abb. 7 Skizze der System-Architektur für die Multi-Agent Co-Simulationen: EnergyPlus (Gebäudesimulation [13]), Pandapower (Netzsimulation [14]), Mosaik (Multi-Agent Co-Simulationen [17], [19]).



Die Steuerung der Gebäude erfolgt systemintern über sogenannte Agenten. Jeder Parameter, der von Mosaik an ein EnergyPlus-FMU übergeben wird, benötigt einen eigenen Agenten. D.h., bei Simulationsstart wird in Mosaik für jedes Gebäude für jeden in der Schnittstelle als «zu schreibend» (vom System an das Gebäude zu übergeben) definierten Parameter ein Agent erstellt. D.h. jedes Gebäude verfügt über so viele Agenten wie es Parameter hat. Im vorliegenden System sind dies, bei acht Gebäuden und vier Agenten pro Gebäude, 32 Agenten.

Neben den Gebäudeagenten gibt es die sogenannte Netzverwaltung. Die Netzverwaltung kennt pro Zeitschritt die Zustände aller Gebäude und die Traforauslastung und Trafotemperatur. Je nach Szenario werden über einen Entscheidungsbaum der Netzverwaltung die weiteren Aktionen festgelegt, die zu den entsprechenden Steuersignalen für die Gebäudeagenten führen. Wenn nur nach dem Basislastmanagement (z.B. Day-Ahead Preis) gesteuert wird, ist das Steuersignal für alle Gebäude gleich. Wird zusätzlich ein Trafogrenzwert festgelegt und dieser überschritten, werden die Gebäude nach bestimmten Kriterien sortiert. Je nach Entscheidung der Netzverwaltung können die Gebäudeagenten unterschiedliche Signale erhalten, welches zu unterschiedlichen Reaktionen der Gebäude führt.

In Abb. 8 ist der Datenaustausch zwischen Agenten, übergeordneter Netzverwaltung und Gebäuden pro Zeitschritt (10 min) skizziert. Das Basislastmanagement ist in «time series data» definiert, z.B. Optimierung der Wärmepumpenlaufzeit nach tiefen Day-Ahead Preisen. Solange die Netzverwaltung nicht infolge eines überschrittenen Trafogrenzwertes eingreift, wird immer das Basislastmanagement angewendet. Die Steuerung der Gebäude ist also zweistufig, wobei der Eingriff infolge einer Trafogrenzwert-Überschreitung gegenüber dem Basislastmanagement Vorrang hat.

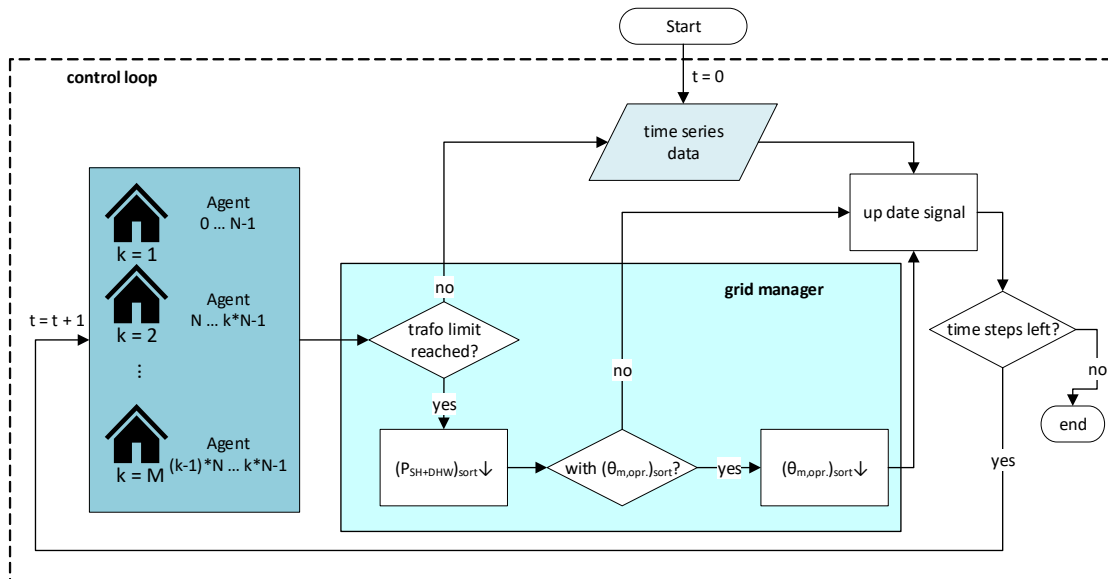


Abb. 8 Skizze des Kontrollschemas. Ist das Szenario (Variante) festgelegt, startet die Simulation. Die entsprechenden Steuersignale werden für den Zeitschritt gesetzt und im nächsten Zeitschritt von den Gebäudeagenten umgesetzt. Danach wird die Residuallast des Areals gebildet und mit dem aktuellen Trafogrenzwert verglichen. Je nach gewähltem Szenario erfolgen entsprechende weitere Aktionen. Die «time series data» sind im Zeitschritt vordefinierte Lastmanagementprofile z.B. Profil für das Signal Day-Ahead Preis kleiner/grösser als das 75 % Tagesquartil. Legende: k: Laufindex, N: Anzahl Agenten, M: Anzahl Gebäude, t: Zeitschritt, P_{SH+DHW} : Leistung WP HZ/WW, $\theta_{m,opr}$: mittlere operative Raumtemperatur



2.4 Skalierung der Trafogrösse

Da in der Realität an einem Trafo deutlich mehr Gebäude als acht Reiheneinfamilienhäuser hängen, muss die Trafogrösse auf die acht Reihenhäuser herunterskaliert werden. Bei Bestandshäusern kann man davon ausgehen, dass der Trafo für die maximale Leistung des Haushaltsstrombezugs ausgelegt wurde. Bei den einzelnen Häusern liegt die maximal bezogene Leistung zwischen 3.3 – 9.1 kW. Die Summe aller maximalen Leistungen beträgt 47.7 kW. Unter Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit beträgt die maximale Bezugsleistung 16.5 kW, was einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 35 % entspricht. Da Trafostationen üblicherweise mit etwas «Luft» ausgelegt werden, damit bei leichten Nutzungsschwankungen der Trafo nicht gleich überlastet ist, wird ein Puffer von 10 % (10-15 % lt. IWB) zugeschlagen. Damit ergibt sich eine skalierte Trafogrösse von 18.2 kW.

Erfolgt eine 100 %-ige Direkteinspeisung der Photovoltaikanlagen, dann liegt eine maximale Einspeiseleistung von 19.8 kW am Trafo an, welches eine Überlastung darstellt.

2.5 Lastmanagement

2.5.1 Steuerung nach Day Ahead Preisen und Treibhausgasemissionen

Die Netzdienlichkeit des Areals wird aufgrund verschiedener Optimierungsziele untersucht. Die Steuerungssignale für das Lastmanagement sind die stündlichen Schweizer Day-Ahead Preise (DAH) im Elektrizitätshandel und die Treibhausgasemissionen (THGE) der in der Schweiz verfügbaren Elektrizität. Es wird angenommen, dass nicht nur die Preise, sondern auch die Emissionen für das Lastmanagement im Voraus bekannt sind.

Die Grundannahme für das Lastmanagement besteht darin, dass ein Gebäude/Areal netzdienlich betrieben wird, wenn z.B. Strom in Zeiten mit tiefen Strompreisen oder tiefen Treibhausgasemissionen bezogen wird. Dies bedingt, dass der Betrieb von Verbrauchern zeitlich flexibel sein muss. Der grösste Verbraucher in einem Wohngebäude ist die Wärmepumpe. Daher wird in diesem Projekt das Lastmanagement auf die Wärmepumpe für den Heizfall angewendet.

Das Lastmanagement wird am Beispiel der Day-Ahead Preise erläutert, wird aber analog für die Treibhausgasemissionen angewendet. Bei diesen Steuervarianten erhalten alle Häuser zeitgleich das gleiche Signal (Basismanagement).

Die stündlichen Day-Ahead Preise sind für jeden Tag im Voraus bekannt und werden in drei Preisbereiche aufgeteilt:

- Bereich «tief»: Die tiefsten 25 % der Preis-Stundenwerte eines Tages (≤ 25 % Tagesquartil) werden genutzt, um die Räume vorzuheizen, so dass zu Zeiten mit höheren Preisen, weniger geheizt werden muss. Die Raumtemperatur wird z.B. von 21 °C auf den Wert von 23 °C erhöht. Dieses Szenario gilt für sechs Stunden am Tag.
- Bereich «hoch»: Bei den höchsten 25 % der Preis-Stundenwerte eines Tages (> 75 % Tagesquartil) sollen die Räume auf eine etwas tiefere Temperatur geheizt werden, um Kosten zu sparen. Die Raumtemperatur darf z.B. auf 18 °C sinken. Dieses Szenario gilt für sechs Stunden am Tag.
- Bereich «mittel»: Bei den restlichen 50 % der Preis-Stundenwerte eines Tages wird die gewünschte Raumtemperatur gehalten, z.B. 21 °C. Dieses Szenario gilt für 12 Stunden am Tag.

Ausgenommen vom Lastmanagement ist das Warmwasser. Dieses wird in einem fixen zweistündigen Blockzeitfenster erwärmt, welches für die Häuser jeweils verschieden ist.



Day-Ahead Preise

Als Preissignal für das Lastmanagement werden die stündlichen Schweizer Day-Ahead Preise von 2017 [20] und 2021-2023 [21] verwendet (Abb. 9, Tabelle 2). Da der Handel in Euro stattfindet, sind die Preise in Euro-Cent angegeben.

Im Mittel war der Day-Ahead Preis 2017 am günstigsten und 2022 am höchsten. Insgesamt treten negative Preise sehr selten auf. Die meisten Preise bewegen sich zwischen 5 und 40 Cent/kWh. Die Day-Ahead Preise *sind seit Mitte 2021 unter anderem aufgrund höherer Brennstoff- und CO₂-Preise, Kraftwerksausfällen und -abschaltungen sowie geringer Produktion der Windkraft sowie ab Februar 2022 aufgrund des russischen Angriffskriegs und der Energiekrise stark gestiegen* [22]. Im August 2022 wird ein Maximum erreicht. Im Jahr 2023 sind die Day-Ahead Preise jedoch wieder deutlich gesunken. Die einzelnen Jahresverläufe können dem Anhang Kap. 9.3 entnommen werden.

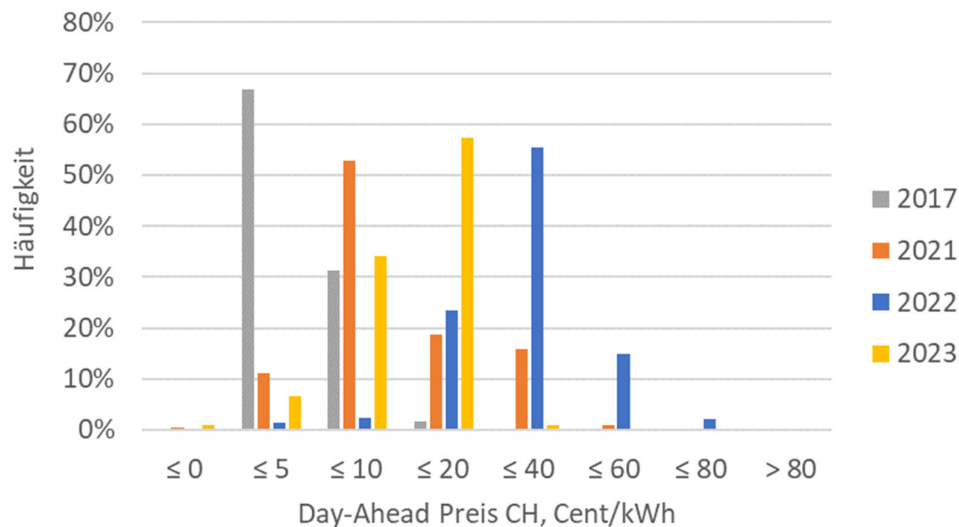


Abb. 9 Häufigkeitsverteilung der stündlichen Day-Ahead Preise für die Schweiz für die Jahre 2017, 2021-2023 (Nettopreise).

Tabelle 2: Jahresübersicht der stündlichen Day-Ahead Preise für die Schweiz für die Jahre 2017, 2021-2023 (Nettopreise).

Cent/kWh	2017	2021	2022	2023
Jahresmittel	4.6	11.5	28.2	10.7
Std.-Abw.	2.0	8.4	12.8	4.0
Min.	-5.0	-7.9	-0.1	-14.3
Max.	18.0	53.2	87.2	26.9



Treibhausgasemissionen

Für das Lastmanagement werden die stündlichen Treibhausgasemissionen der in der Schweiz verfügbaren Elektrizität ebenfalls für die Jahre 2017 [23] und 2021 – 2023 [24] verwendet (Abb. 10, Tabelle 3). 2017 weist im Mittel die höchsten und 2023 die tiefsten Treibhausgasemissionen auf. Seit 2017 haben sich die Jahresmittelwerte der Treibhausgasemissionen deutlich reduziert, auch wenn es zwischenzeitlich im Jahr 2022 wieder eine leichte Erhöhung gab. Die einzelnen Jahresverläufe können dem Anhang Kap. 9.3 entnommen werden.

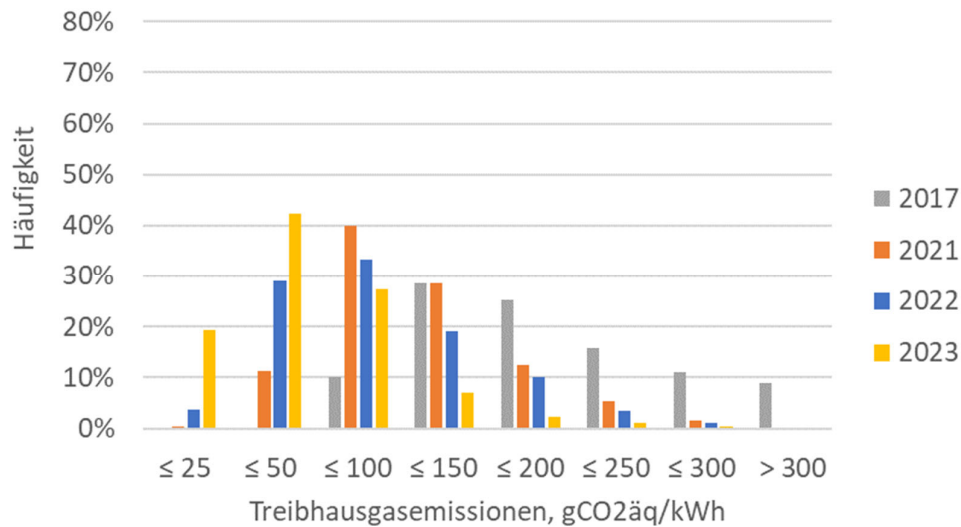


Abb. 10 Häufigkeitsverteilung der stündlichen Treibhausgasemissionen der in der Schweiz verfügbaren Elektrizität für die Jahre 2017, 2021-23.

Tabelle 3: Jahresauswertung der stündlichen Treibhausgasemissionen der in der Schweiz verfügbaren Elektrizität für die Jahre 2017, 2021-2023.

gCO ₂ äq/kWh	2017	2021	2022	2023
Jahresmittel	184	88	108	54
Std.-Abw.	74	56	54	40
Min.	57	11	13	3
Max.	416	335	314	295

Im Jahr 2017 gab es sehr tiefe Day Ahead Preise bei gleichzeitig hohen Treibhausgasemissionen. Dies deutet auf einen hohen Anteil an fossiler Erzeugung hin. In den Jahren 2021-2023 steigen die Day Ahead Preise deutlich gegenüber 2017 an (Faktor ca. 2.5 - 6), während die Treibhausgasemissionen deutlich sinken (-40 bis -70 %).



Für das Jahr 2023 sind beispielhaft die drei täglichen Wertebereiche «tief», «mittel» und «hoch» für DAH und THGE in Abb. 11 als Heatmap dargestellt. Deutlich ist für DAH zu erkennen, dass die drei Bereiche über das Jahr recht gleichmässig verteilt sind. Die hohen Preise treten morgens und abends auf, während in den frühen Morgenstunden und mittags die Preise tief sind.



Abb. 11 Stündliche Einteilung der Day-Ahead Preise (oben) und Treibhausgasemissionen der in der Schweiz verfügbaren Elektrizität (unten) in die drei täglichen Wertebereichen: tief (grün), mittel (gelb) und hoch (rot) für das Jahr 2023.



Bei den Treibhausgasemissionen ist diese klare Struktur nicht zu erkennen. Im Winter und Frühjahr treten die hohen Emissionen tendenziell in den frühen Morgen- und späten Abendstunden auf, während sich dies im Sommer auf die Morgen- und frühen Abendstunden verschiebt. Oft wechselt das Niveau stündlich. In den Sommermonaten von Mai bis September treten hohe Treibhausgasmissionen tendenziell zeitgleich am Morgen und Abend mit hohen Day-Ahead Preisen auf. Über Mittag ist das Niveau der Treibhausgasemissionen über das ganze Jahr sehr wechselhaft, während die Day-Ahead Preise fast in allen Monaten sehr tief sind.

Die stündlichen Jahresprofile von Day-Ahead Preisen und Treibhausgasmissionen sind im Jahr 2023 damit sehr unterschiedlich. Während die Day-Ahead Preise eine klare Tagesstruktur aufweisen und ein Niveau oft über mehrere Stunden halten, wechseln die Treibhausgasmissionen zum Teil stündlich das Niveau. Die beiden Profilverläufe stimmen am ehesten im Sommer über ein. Wo sich die Preise und Emissionen einpendeln werden, wird sich erst in den nächsten Jahren zeigen. Tiefe Emissionen bei tiefen Preisen sind wünschenswert.

2.5.2 Steuerung nach Trafoleistung und Trafotemperatur

Werden Trafostationen überlastet oder überhitzt, können sie Schaden nehmen. Ihre Lebenszeit reduziert sich und sie müssen früher ersetzt werden. Aus diesem Grund muss eine Trafoüberlastung oder Trafoüberhitzung vermieden und ein entsprechendes Überlastungssignal vom Trafo prioritär behandelt werden. D.h. dieses Signal muss das Basislastmanagement von DAH bzw. THGE übersteuern.

Da der skalierte Trafo mit 18.2 kW für die acht Häuser genügend gross ausgelegt ist, ist kein Überlastungssignal des Trafos zu erwarten. Allerdings hängen an dem realen Trafo weitere Häuser und es besteht die Möglichkeit, dass der Trafo durch andere Häuser mehr als geplant belastet wird. In diesem Fall steht den hier betrachteten Häusern nur eine geringere Trafoleistung zur Verfügung und die Leistung des skalierten Trafos muss reduziert werden. Es wird angenommen, dass nur eine reduzierte Trafoleistung von max. 13.6 kW (-25 %) zur Verfügung steht. Dies führt dazu, dass der Trafo zu gewissen Zeiten überlastet oder zu warm sein wird. Bei einer Trafoüberlastung oder Trafoüberhitzung wird das Basislastmanagement von DAH bzw. THGE vom Trafosignal übersteuert. Das Trafosignal hat gegenüber dem Signal aus dem Basislastmanagement stets Vorrang (Prioritätenmanagement).

Das Prioritätenmanagement wird auf zwei verschiedene Parameter angewendet. Zum einen wird die Trafoleistung und zum anderen die Trafotemperatur als Steuersignal verwendet.

Steuerung nach Trafoleistung (TL)

Solange die Residuallast des Areals am Trafo kleiner bzw. gleich 13.6 kW beträgt, wird das Basislastmanagement DAH bzw. THGE berücksichtigt. Überschreitet die Arealresiduallast den Trafogrenzwert, erhalten die Gebäude nach einer Prioritätenliste ein angepasstes und individuelles Signal für die Schaltung der Wärmepumpe. Bei diesem Steuersignal wird nur die positive Residuallast berücksichtigt, d.h. der Netzbezug. Netzeinspeisung infolge PV-Überschuss wird in diesem Projekt nicht berücksichtigt. Diese kann z.B. durch den Einsatz von Batterien, das Laden von Elektroautos oder Lastbegrenzung der PV begrenzt werden.

Wird die Trafoleistung überschritten, werden nicht gleichzeitig die Wärmepumpen in allen Häusern abgestellt, sondern die Häuser werden gemäss Abb. 8 in einer bestimmten Reihenfolge sortiert. Die Sortierung stellt sicher, dass nur die benötigte Anzahl an Wärmepumpen abgestellt wird. Es werden zwei verschiedene Sortiermethoden untersucht:

Sortierung I Auswahl der Gebäude nach Elektrizitätsbezug der Wärmepumpen von hoch zu tief, bis durch die Reduktion um den aufsummierten Wärmepumpenelektrizitätsbezug der



positive Trafogrenzwert eingehalten wird. Das Temperaturniveau in den Gebäuden spielt keine Rolle.

Sortierung II Auswahl der Gebäude nach Elektrizitätsbezug der Wärmepumpen unter Berücksichtigung der mittleren operativen Raumtemperatur von hoch zu tief bis durch die Reduktion um den aufsummierten Wärmepumpenelektrizitätsbezug der positive Trafogrenzwert eingehalten wird. Dabei werden nur Gebäude berücksichtigt, die mindestens eine mittlere operative Raumtemperatur von 18 °C aufweisen.

Steuerung nach Trafotemperatur (TT)

Neben der Überschreitung der maximalen Trafoleistung kann sich die Lebensdauer des Trafos auch infolge erhöhter Trafotemperaturen verkürzen. Überschreitet die Trafotemperatur (Hotspottemperatur T_h) 110 °C kommt es zu einer beschleunigten Alterung [25]. Dies sollte möglichst vermieden werden. Mit der skalierten Trafoleistung von 18.2 kW beträgt die maximal Temperatur 103 °C, d.h. 110 °C wird nicht überschritten. Wird die Trafoleistung jedoch wie beschrieben auf 13.6 kW reduziert, treten Temperaturen über 110 °C auf. Damit sich der Trafo nach dem Überschreiten der maximalen Temperatur von 110 °C abkühlen kann, werden die Wärmepumpen gemäss Sortierung II abgeschaltet und zusätzlich eine Temperaturhysterese für die Abkühlung des Trafos eingebaut. Erst wenn sich die Trafotemperatur auf eine bestimmte Temperatur abgekühlt hat, dürfen sich die Wärmepumpen wieder zuschalten. Da keine Definition einer unteren Temperatur für die Temperaturhysterese gefunden wird, wird 90 °C angenommen.

Bestimmung der Trafotemperatur und Trafoalterung

Bei einer konstante Trafotemperatur von 110 °C wird die Lebensdauer eines Trafos mit 180 000 h angegeben, was ca. 20.5 Jahren entspricht [25]. Da in der Realität die Trafotemperatur in Abhängigkeit von der Trafoauslastung und der Umgebungstemperatur variiert, muss diese für jeden Zeitschritt berechnet werden. Ist die Temperatur im Zeitschritt tiefer als 110 °C, verlängert sich die Lebensdauer, ist sie höher verkürzt sie sich. Daraus ergibt sich eine äquivalente Alterung. Je grösser dieser Wert wird, desto schneller altert der Trafo.

Für die Berechnung der Trafotemperatur und der Trafoalterung wird das Verfahren aus IEC 60076-7 [25] herangezogen. In [26] wird das Normverfahren gemäss [25] zur Berechnung der Trafotemperatur und der äquivalenten Alterung basierend auf 1-min Zeitschritten als Differenzengleichung dargestellt. Ein Zeitschritt von 1 min führt bei Jahresbetrachtungen jedoch zu sehr langen Simulationszeiten. Da der Simulationszeitschritt in diesem Projekt 10 min beträgt, muss das Normverfahren modifiziert werden. Die Differenzgleichungen werden in Integrale überführt, so dass eine zeitschrittflexiblere Berechnung erfolgen kann. Zur Überprüfung werden die Ergebnisse gegenübergestellt. Das Normergebnis für den Zeitschritt von 1 min und das Ergebnis des modifizierten Verfahrens mit einem Zeitschritt von 10 min liegen sehr nahe beieinander (Abb. 12). Aus diesem Grund wird das modifizierte Verfahren für die Berechnung der Trafotemperatur und Trafoalterung verwendet.

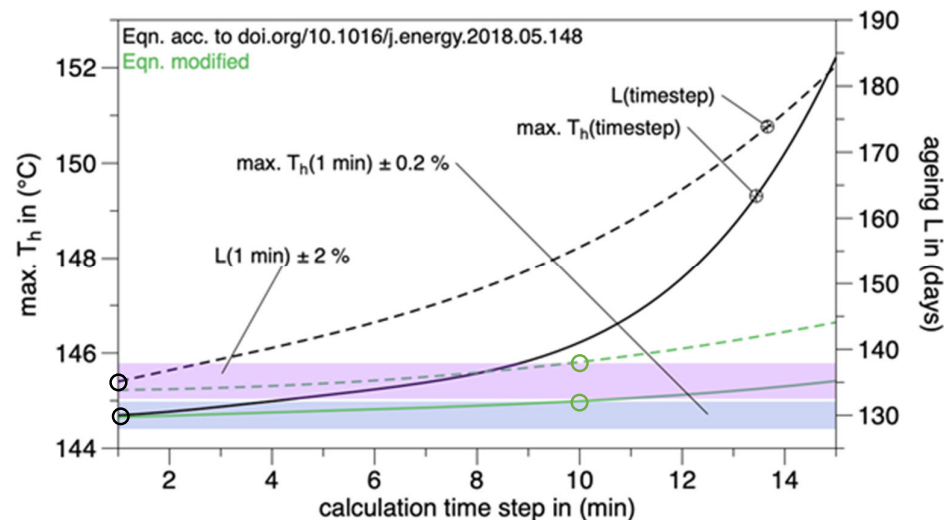


Abb. 12 Trafotemperaturen (T_h) und Trafoalterung (L) in Abhängigkeit von den Simulationszeitschritten (schwarz: Normverfahren, grün: modifiziertes Verfahren). Der prognostizierte Wert des modifizierten Verfahrens verglichen mit dem Normverfahren bei 1-min-Zeitschritten liegt bei der maximalen Temperatur bei ca. +0.2 %, für die Alterung bei ca. +2 %.

2.6 Varianten

Es werden verschiedene Varianten beruhend auf sechs verschiedenen Steuersignalen untersucht, wobei sich die Signale immer auf die Steuerung der Wärmepumpe für den Heizbetrieb beziehen:

Bedarf	Die Wärmepumpen laufen nach Bedarf (Referenzszenario)
DAH	Netzdienlicher Betrieb der Wärmepumpen unter Berücksichtigung der stündlichen Day-Ahead Preise (s. Kap. 2.5.1), (Basislastmanagement)
THGE	Netzdienlicher Betrieb der Wärmepumpen unter Berücksichtigung der stündlichen Treibhausgasemissionen der in der Schweiz verfügbaren Elektrizität (s. Kap. 2.5.1), (Basislastmanagement)
TL I/II	Netzdienlicher Betrieb der Wärmepumpen unter Berücksichtigung der Trafoauslastung in Verbindung mit DAH und THGE (s. Kap. 2.5.2), (Prioritätenmanagement)
TT	Netzdienlicher Betrieb der Wärmepumpen unter Berücksichtigung der Trafotemperatur in Verbindung mit DAH und THGE (s. Kap. 2.5.2), (Prioritätenmanagement)

In Tabelle 4 sind die Soll-Temperaturen für die operative Raumtemperatur, den Heizungspuffer und den Warmwassertank dargestellt. Je nach Steuersignal werden sie auf verschiedene Niveaus gesetzt, wobei die mittleren Soll-Temperaturen die Standardwerte für den Normalbetrieb sind. Die tiefen Soll-Temperaturen gelten, wenn der Elektrizitätsbezug der Wärmepumpen reduziert werden soll, z.B. weil der Day-Ahead Preis hoch ist. Mit der Festlegung der tiefen Temperaturen wird sichergestellt, dass ein



Mindestmass an thermischem Komfort gewährleistet ist. Die Raumlufthotemperatur von 21 °C wird gemäss [11] als Standardtemperatur gewählt.

Für die Warmwasserbereitstellung gibt es nur zwei Temperaturen. Nur bei sehr hohen Preisen oder einer Überhitzung des Trafos wird die Temperatur im Warmwasserspeicher gesenkt, eine Überhöhung bei tiefen Preisen gibt es nicht.

Tabelle 4: Übersicht der Randbedingungen für die Varianten. Der Pufferspeicher hat eine Hysterese von -3 K, der Warmwasserspeicher eine von -5 K. Das Frischwasser hat eine konstante Temperatur von 10 °C über das Jahr.

Nr.	Variante	Steuersignal	Soll-Temperatur		
			opr. Raumtemp.	Pufferspeicher	Warmwasser-speicher
1	Bedarf	---	21 °C	50 °C	55 °C
2	DAH oder THGE	Day-Ahead Preis oder CO _{2äq.} -Konz.	18, 21, 23 °C	40, 50, 55 °C	45, 55 °C
3	DAH oder THGE +TL I	Day-Ahead Preis oder CO _{2äq.} -Konz. und Trafoleistung Rangierung I	18, 21, 23 °C, wenn Arealresiduallast am Trafo < Trafoleistung, sonst 18 °C	40, 50, 55 °C, wenn Areal-residuallast am Trafo < Trafoleistung, sonst 40 °C	55 °C, wenn Areal-residuallast am Trafo < Trafoleistung, sonst 45 °C
4	DAH oder THGE +TL II	Day-Ahead Preis oder CO _{2äq.} -Konz., Trafoleistung Rangierung II			
5	DAH oder THGE +TT	Day-Ahead Preis oder CO _{2äq.} -Konz. und Trafotemp.	18, 21, 23 °C, wenn Trafotemp < 110 °C, sonst 18 °C	40, 50, 55 °C, wenn Trafotemp < 110 °C, 40 °C	55 °C, wenn Trafotemp < 110 °C, sonst 45 °C



Die Festlegung der Blockzeiten für die Warmwasserbereitung sind in Tabelle 5 für die verschiedenen Gebäude dargestellt. Im Normalfall wird das Warmwasser früh morgens erwärmt (WW-Bereitung früh morgens). Für eine Variante wird die Blockzeit jedoch auf die Mittagszeit verschoben (WW-Bereitung mittags).

Tabelle 5: Übersicht der Blockzeiten für Warmwasserbereitung der einzelnen Gebäude.

WW-Bereitung	Start-/Endstunde	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8
früh morgens	Startstunde, h	2	1	2	3	1	1	3	2
	Endstunde, h	4	3	4	5	3	3	5	4
mittags	Startstunde, h	12	13	14	12	13	14	12	13
	Endstunde, h	14	15	16	14	15	16	14	15

2.7 Elektrizitätskosten und Treibhausgasemissionen der Varianten

Für die Berechnung der Elektrizitätskosten werden die Day-Ahead Preise mit den Grundkosten für die Netzinfrastuktur und weiteren Abgaben in Anlehnung an die Preise des Einheitstarifs der IWB ergänzt (Tabelle 6). Der PV-Rückspeisetarif wird von der IWB übernommen. Die Stromgestehungskosten für den Eigenverbrauch werden zu 18 Rp./kWh gesetzt [27].

Tabelle 6: Kosten für Netzinfrastuktur und weiteren Abgaben sowie der Photovoltaik-Rückspeisetarif [28], [29], [30].

Rp./kWh	2017	2021	2022	2023
Grundkosten für Netzinfrastuktur und weiteren Abgaben (abgeleitet aus dem Einheitstarif, inkl. MwSt.)	20.87	25.79	25.38	26.50
PV-Rückspeisetarif (abzgl. Einkommenssteuer für Einkommen < 200 kCHF, Basel-Stadt)	10.89	10.96	10.96	10.96

Die Treibhausgasemissionen für den Elektrizitätsbezug werden verwendet, wie sie sind. Für die selbst genutzte Elektrizität aus der Photovoltaik und für die eingespeiste Elektrizität werden sie zu «Null» gesetzt [31], da die Grauen Treibhausgasemissionen der Anlage bei der Erstellung erfasst werden.



2.8 Komfortbewertung

Der Komfort wird in Anlehnung an SIA 180 [32] bewertet, wobei das Komfortdiagramm (Abb. 13) abweichend zur Norm auf das ganze Jahr angewendet wird. Aus der Auswertung werden die Intervalle herausgefiltert, in denen die Radiatoren während der Stosslüftungszeiten der Fenster ausgestellt sind.

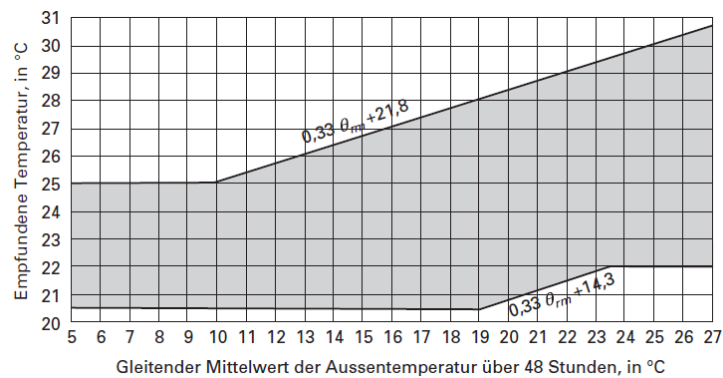


Abb. 13 Zulässiger Bereich der empfundenen Temperatur in Abhängigkeit von der Aussentemperatur (gleitender Mittelwert der letzten 48 Stunden) gemäss SIA 180 für Räume mit natürlicher Lüftung, während diese weder beheizt oder gekühlt werden (Bildquelle: [32]).



3 Ergebnisse und Diskussion

3.1 Effekte der Steuersignale

Die verschiedenen Effekte der Steuersignale auf die operative Raumtemperatur, die Temperaturen des Heizungspuffers und des Warmwasserspeichers sowie der Wärmepumpenleistung (Heizen/Warmwasser) werden in Abb. 14 bis Abb. 17 für Haus 5 dargestellt (09.-10.01., Umgebungslufttemperatur: $\varnothing$ 5.0 °C). Abb. 14 zeigt die Verläufe, wenn die Soll-Temperaturen den Standardwerten entsprechen (Basislastmanagement «Bedarf»).

- Im Verlauf der operativen Raumtemperatur (θ_{opr}) sind die Zeiten der Stosslüftung gut zu erkennen (rote Linie). Wie erwartet, sinkt die operative Temperatur während der Stosslüftung kurzzeitig ab.
- Für die Warmwasserbereitung steht täglich eine Blockzeit von zwei Stunden zur Verfügung. Der Temperaturverlauf im Warmwasserspeicher zeigt, dass das Warmwasser nur alle zwei Tage erwärmt werden muss (lila Linien).
- Die Temperatur des Heizungsspeichers schwankt um die 45 °C (dunkelgrüne Linie). Dies reicht aus, um die geforderten 21 °C im Normalbetrieb zu halten.
- Da die Wärmepumpe für den Heizbetrieb modulierend ist, zeigt der Strombezug kein definiertes an/aus-Verhalten, sondern passt sich der geforderten Leistung an (hellgrüne Linie). Wird die Warmwasser Blockzeit nicht zur Warmwasserbereitung benötigt, kann dieser Block fürs Heizen verwendet werden.

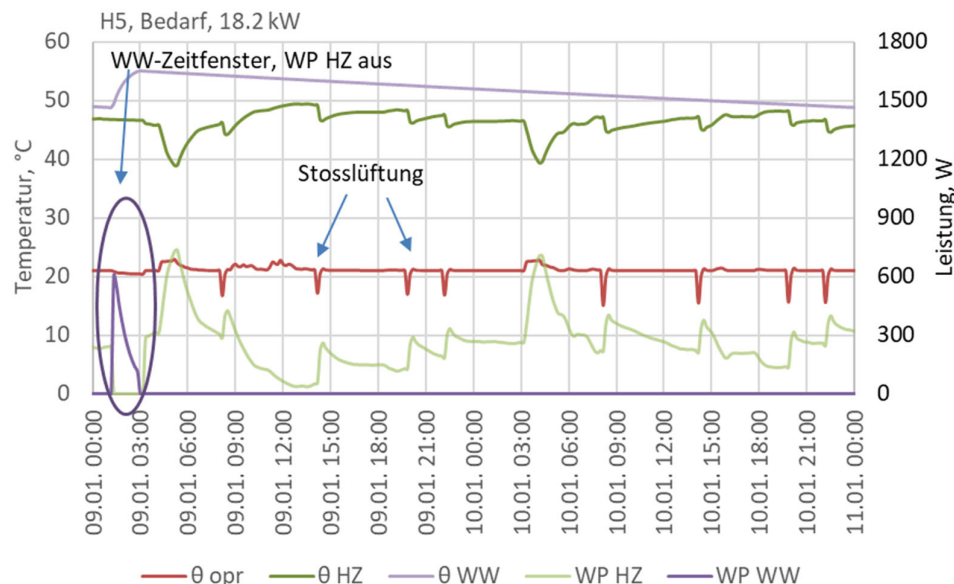


Abb. 14 Haus 5: Betrieb nach Bedarf (18.2 kW Trafo). (θ_{opr} : operative Raumtemperatur, $\theta_{HZ/WW}$: Temperatur Heizungspuffer/Warmwasserspeicher, WP HZ/WW: Leistungsbedarf der Wärmepumpe für Heizung/Warmwasser).



Abb. 15 zeigt den Einfluss der Steuersignale DAH_23 (oben) und THGE_23 (unten) auf die mittlere operative Raumtemperatur, die Temperaturen des Heizungspuffers und des Warmwasserspeichers sowie auf die Wärmepumpenleistung (Heizen/Warmwasser). In Zeiten mit hohen Preisen/Treibhausgasemissionen (orange Linie: 10), werden die Soll-Temperaturen gesenkt. Daraufhin sinkt der elektrizitätsbedarf der Wärmepumpe auf «Null» (hellgrüne Linie). Zu Zeiten mit tiefen Preisen/Treibhausgasemissionen (orange Linie: 0) steigt der elektrizitätsbedarf der Wärmepumpe, da die Soll-Temperaturen erhöht werden. Bei mittleren Preisen/Treibhausgasemissionen (orange Linie: 5) werden die Soll-Temperaturen auf Standard gestellt. Die unterschiedlichen Steuersignale führen zu unterschiedlichen Elektrizitätsbedarfsprofilen der Wärmepumpe für Heizen.

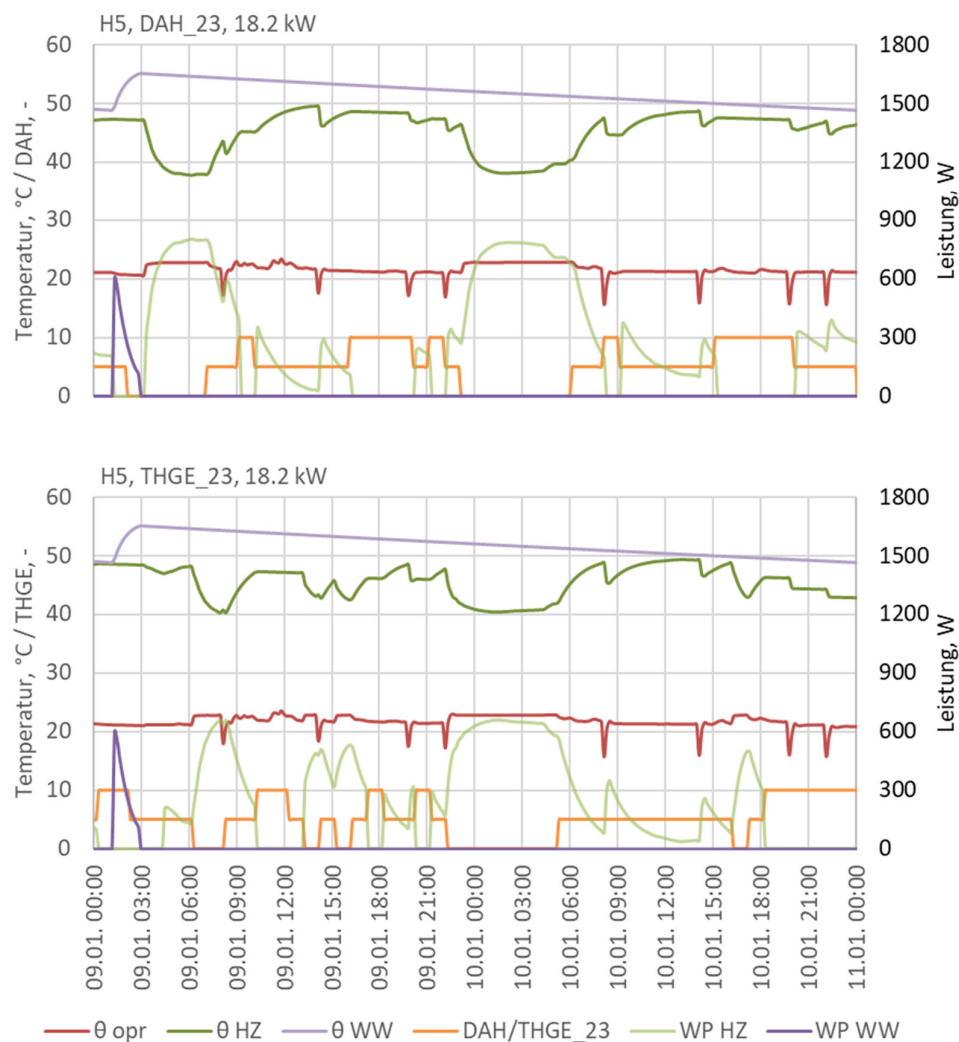


Abb. 15 Haus 5: Temperatur- und Leistungsverläufe bei Lastmanagement nach DAH_23 (oben) und THGE_23 (unten) (18.2 kW Trafo). (θ opr: operative Raumtemperatur, θ HZ/WW: Temperatur Heizungspuffer/Warmwasserspeicher, WP HZ/WW: Leistungsbedarf der Wärmepumpe für Heizung/Warmwasser, DAH/THGE_23: Zeitfenster mit tiefen (0), mittleren (5) und hohen (10) Preisen/Treibhausgasemissionen für das Jahr 2023).



Den Einfluss des Prioritätenlastmanagement auf das Basislastmanagement DAH zeigt Abb. 16 bei einer Trafogrösse von 13.6 kW. Das Basislastmanagement DAH ist aktiv, bis es am 13.12. um 20:20 Uhr durch das Prioritätenmanagement TL I übersteuert wird. Der Trafo ist überlastet und gemäss TL I wird die Wärmepumpe kurzzeitig in H5 abgestellt, obwohl der Day-Ahead Preis sich im mittleren Preisbereich befindet. Abb. 16 gilt ebenfalls für die Regelung TL II.

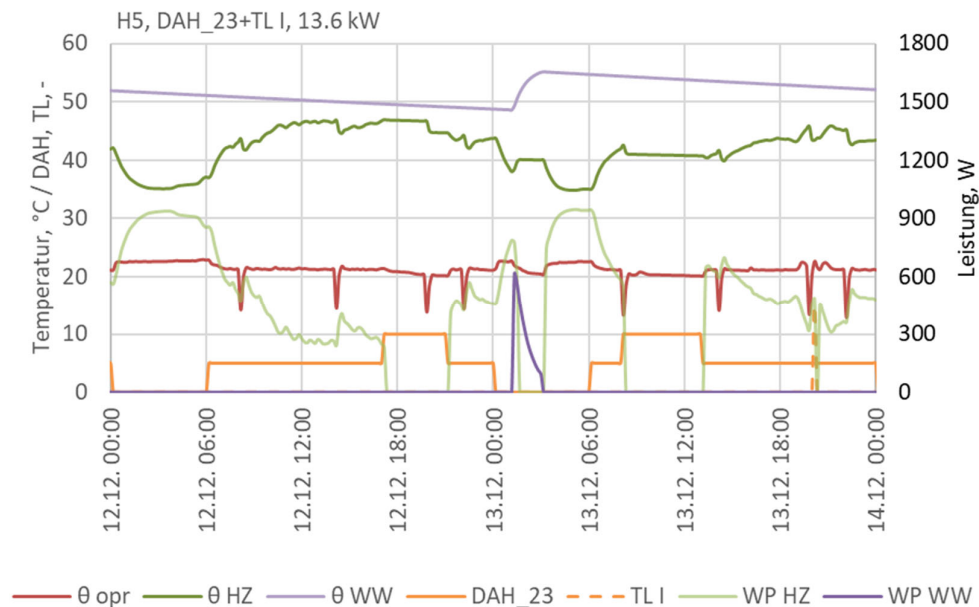


Abb. 16 Haus 5: Temperatur- und Leistungsverläufe bei Lastmanagement nach DAH_23+TL I (13.6 kW Trafo).
(θ_{opr} : operative Raumtemperatur, $\theta_{HZ/WW}$: Temperatur Heizungspuffer/Warmwasserspeicher, DAH_23: Zeitfenster mit tiefen (0), mittleren (5) und hohen (10) Preisen für das Jahr 2023, TL I: Normalbetrieb (0), Aktivierung wegen Überlastung (15), WP HZ/WW: Leistungsbedarf der Wärmepumpe für Heizung/Warmwasser).

Steigt bei der reduzierten Trafogrösse von 13.6 kW die Trafotemperatur über 110 °C können die Wärmepumpen für Heizen gemäss Ranking von TL II abgestellt werden, bis die Trafotemperatur wieder 90 °C unterschritten hat (Abb. 17). Das Temperatursignal TT des Trafos hat gegenüber dem Basislastmanagement DAH Vorrang.

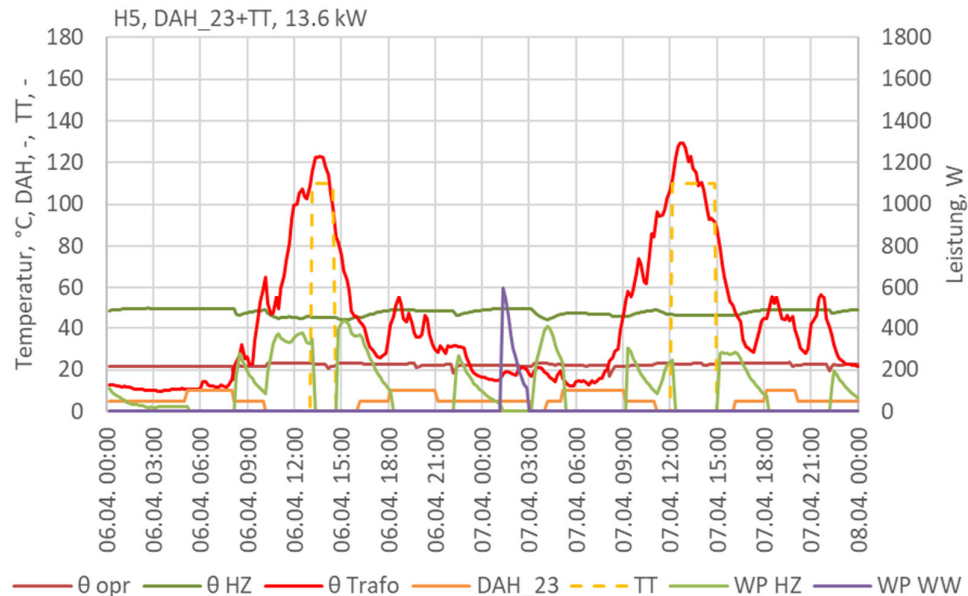


Abb. 17 Haus 5: Temperatur- und Leistungsverläufe bei Lastmanagement nach DAH_23+TT (13.6 kW Trafo).

(θ_{opr} : operative Raumtemperatur, θ_{HZ} : Temperatur Heizungspuffer, θ_{Trafo} : Trafotemperatur, DAH_23: Zeitfenster mit tiefen (0), mittleren (5) und hohen (10) Preisen für das Jahr 2023, TT: Zeitfenster im normalen Betrieb (0) und Hysterese (110), WP HZ/WW: Leistungsbedarf der Wärmepumpe für Heizung/Warmwasser).

Verschiedene Temperaturverläufe, Leistungsbezüge und Steuersignale für die Varianten Bedarf_23, DAH_23 und DAH_23+TT mit der reduzierten Trafoleistung von 13.6 kW sind in Abb. 18 für zwei Tage in der Übergangszeit dargestellt. Deutlich ist zu erkennen, dass sich das Strombezugsprofil für die Wärmepumpe Heizen (grüne Linie) aufgrund der unterschiedlichen Steuersignale verändert. Dies hat wiederum Einfluss auf andere Parameter. Die Residuallast am Trafo ergibt sich aus dem Strombedarf und dem Eigenverbrauch (dunkelblaue Linie). Generell erfolgt tagsüber Netzeinspeisung infolge PV-Ertragsüberschuss.

- Bedarf_23 (oben): Es besteht ein kontinuierlicher Strombedarf für die Wärmepumpen Heizen auf tiefem Niveau. Damit ist der grösste Teil des gesamten Strombedarfs Haushaltstrom (graue Linie).
- DAH_23 (Mitte): Da über die Mittagszeit die Preise tief sind, werden die Soll-Temperaturen und damit der Leistungsbedarf (Strombezug) der Wärmepumpen erhöht. Da der Bezug von dem PV-Ertrag gedeckt wird, reduziert sich die Residuallast, was eine leichte Reduktion der Traforauslastung und Trafotemperatur zur Folge hat.
- DAH_23+TT (unten): Weil die Trafotemperaturen am 06.04. mittags 110 °C überschreiten, wird das Trafotemperaturmanagement aktiviert. Dies hat zur Folge, dass der Strombezug durch die Wärmepumpen auf Null zurückgeht (Wärmepumpen werden abgeschaltet) und der Eigenverbrauch sinkt. Dadurch erhöht sich die Residuallast und damit auch die Trafotemperatur.

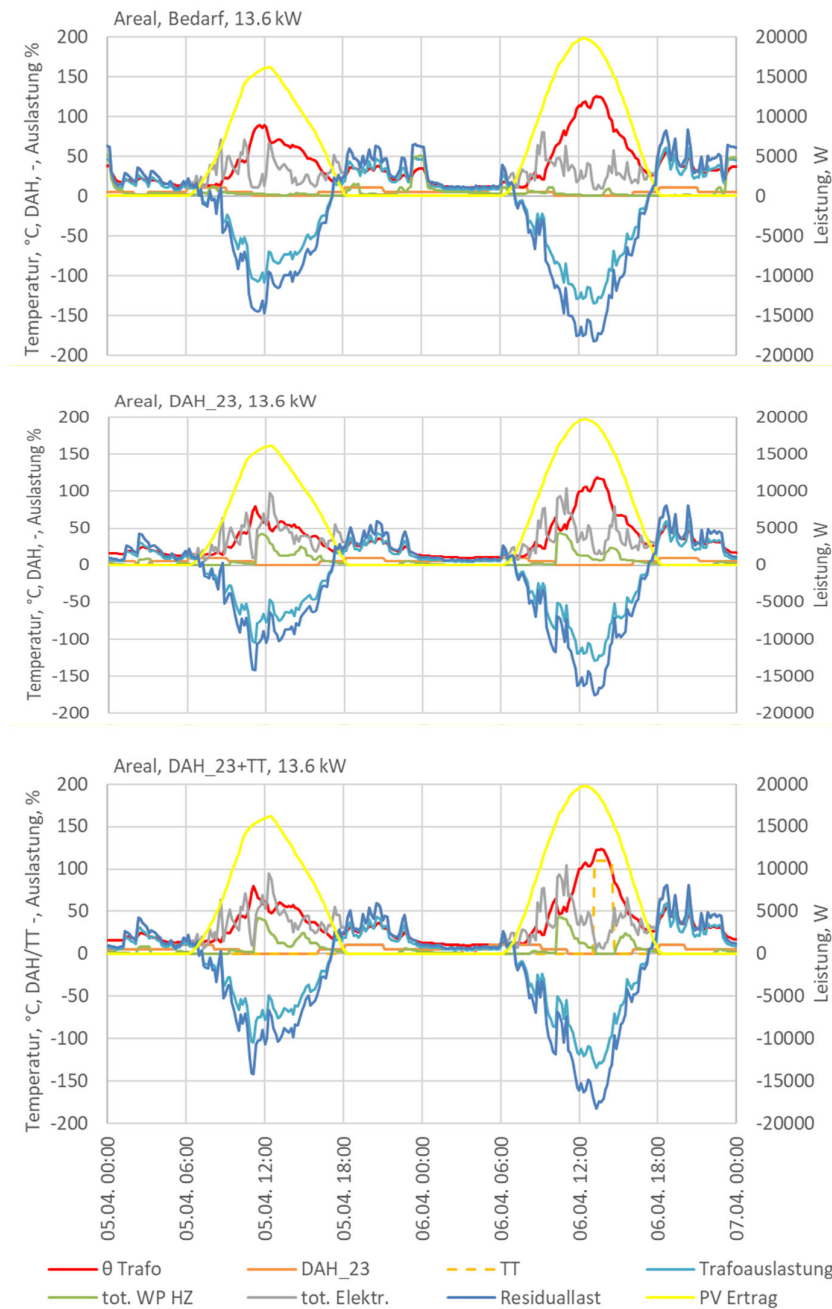


Abb. 18 Areal: Betrieb nach Bedarf (oben, $\theta_{\text{Trafo}_{\text{max}}} = 125.8^\circ\text{C}$), DAH_23 (Mitte, $\theta_{\text{Trafo}_{\text{max}}} = 118.5^\circ\text{C}$) und DAH_23+TT (unten, $\theta_{\text{Trafo}_{\text{max}}} = 123.3^\circ\text{C}$) bei einer maximalen Trafoleistung von 13.6 kW. (θ_{Trafo} : Trafotemperatur, DAH_23: Zeitfenster mit tiefen (0), mittleren (5) und hohen (10) Preisen für das Jahr 2023, TT: Zeitfenster im normalen Betrieb (0) und Hysterese (110), Trafoauslastung: pos./neg. Werte entsprechen Auslastung durch Netzbezug/Einspeisung, tot WP HZ: Strombedarf Wärmepumpe Heizung für alle Gebäude, tot. Elektr.: Gesamtstrombedarf aller Gebäude, Residuallast: pos./neg. Werte entsprechen Netzbezug/Einspeisung, PV-Ertrag: Summe PV Ertrag aller Gebäude).



Um die Trafoauslastung und -temperatur zu reduzieren, müssen am Mittag bei hohem PV-Überschuss die Wärmepumpen aktiviert werden, um den Eigenverbrauch zu erhöhen. Dies wird am besten mit der Variante DAH_23 abgebildet, da diese mittags tiefe Preise aufweist und die Wärmepumpen mit erhöhten Soll-Temperaturen aktiviert werden. Bei der Variante Bedarf_23 sind nur mittlere Soll-Temperaturen gesetzt, so dass sich dadurch ein geringerer Strombedarf für das Heizen als bei DAH_23 ergibt.

3.2 18.2 kW Trafo

Die Grössen Treibhausgasemissionen, Energiekosten, Eigenverbrauchsrate, Autarkiegrad, maximaler Netzbezug und maximale Netzeinspeisung werden als Einzelgebäude- und als Arealbilanz auf Basis von Jahressimulationen ausgewertet (Abb. 19 - Abb. 21). Bei der Einzelgebäudebilanz wird kein Austausch mit den Nachbargebäuden berücksichtigt. Dies betrifft den Photovoltaiküberschussstrom der einzelnen Gebäude. Dieser wird ohne Arealbilanzierung als direkte Netzeinspeisung betrachtet.

Grundsätzlich spiegeln sich die Jahresniveaus der Treibhausgasemissionen der Elektrizität im Schweizer Strommix und der Day-Ahead Preise in den Emissionen und Jahreskosten der Gebäude wider (Abb. 19). Bei den Emissionen liegt ein Faktor von rund 3.2 zwischen dem Jahr mit den höchsten und tiefsten Emissionen. Bei den Kosten beträgt der Faktor rund 2.0 zwischen dem Jahr mit den höchsten und tiefsten Elektrizitätskosten. Die Unterschiede, die sich durch die Steuersignale DAH und THGE ergeben wirken sich deutlich weniger stark auf die Bilanzen der Einzelgebäude und des Areals aus, als die Unterschiede im Emissions- und Kostenniveau der einzelnen Jahre.

Bei der Steuerung nach DAH steigen gegenüber der Bedarfssteuerung die Emissionen um 2-6 % bei fast gleichbleibenden Kosten (-1 % in den Jahren 22/23). Wird nach THGE gesteuert, reduzieren sich die Emissionen gegenüber der Bedarfsteuerung um -7 % bis -12 %, ebenfalls bei fast gleichbleibenden Kosten (-1 % in den Jahren 22/23, +1 % im Jahr 17).

Für beide Steuersignale ergibt sich gegenüber dem Betrieb nach Bedarf nur eine marginale Kostenänderung. Obwohl die Soll-Temperaturen in Zeiten mit tiefen Preisen bzw. Emissionen angehoben werden und dadurch mehr Elektrizität für die Wärmepumpen benötigt wird, bleiben die Kosten praktisch gleich. Das bedeutet, dass sich der vermehrte Betrieb mit hohen Soll-Temperaturen zu Zeiten von tiefen Preisen bzw. Emissionen und der verminderte Betrieb mit tiefen Soll-Temperaturen zu Zeiten mit höheren Preisen bzw. Emissionen hinsichtlich der Kosten ausgleicht.

Es zeigt sich, dass für den Nutzer eine Steuerung nach Bedarf, DAH oder THGE zu denselben Energiekosten führt. Die Arealbetrachtung führt zu etwas geringeren Kosten, dies würde einem Zusammenschluss zum Eigenverbrauch entsprechen. Für den Netzbetreiber ergeben sich jedoch positive Effekte. Bei einer Steuerung nach DAH wird weniger Energie bei hohen Preisen bezogen und bei einer Steuerung nach THGE werden mehr Zeiten mit tiefen Emissionen genutzt. Kann die netzdienliche Steuerung gewählt werden, ist die Steuerung nach THGE zu bevorzugen. Gegenüber der DAH-Steuerung fallen mit der THGE-Steuerung bei gleichen Kosten weniger Treibhausgasemissionen an. Die Arealbetrachtung führt zu leicht tieferen Emissionen und Elektrizitätskosten als die Betrachtung der Einzelgebäude. Dies liegt daran, dass der im Areal nutzbare Anteil des PV-Überschusses der Einzelgebäude in dieser Betrachtung auch rechnerisch genutzt wird.

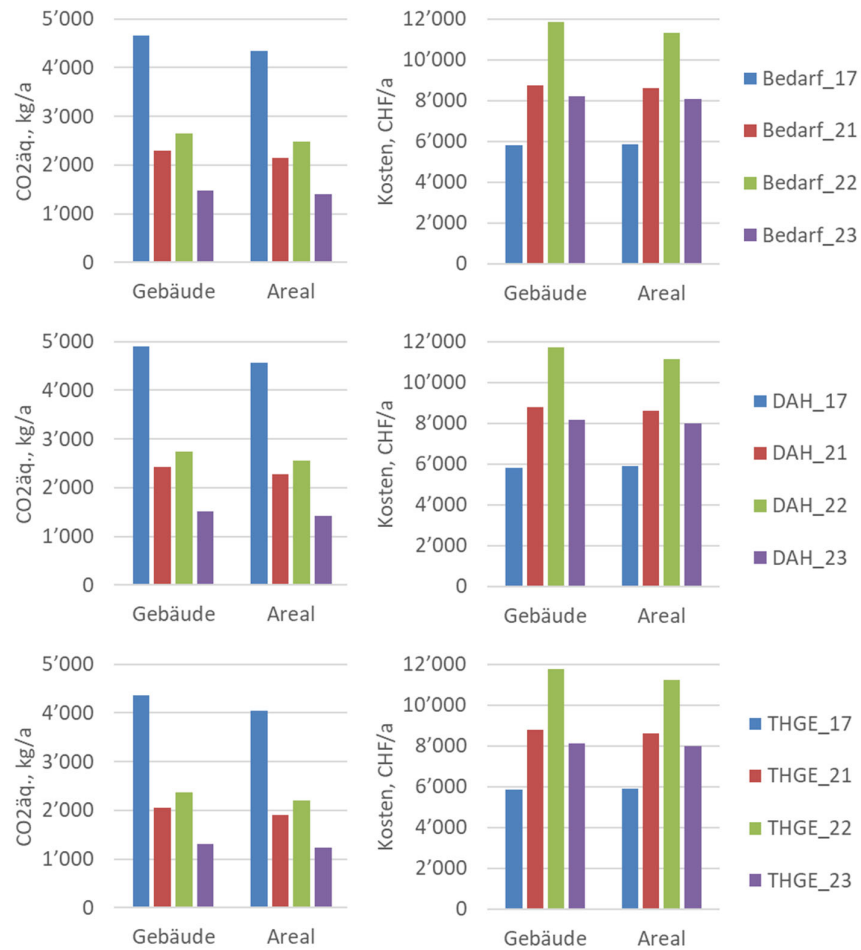


Abb. 19 Treibhausgasemissionen (links) und Elektrizitätskosten (rechts) als Bilanz der Einzelgebäude und des Areals für die Signale Bedarf (oben), DAH (Mitte) und THGE (unten) jeweils für die Jahre 2017, 2021-2023 (Trafo 18.2 kW).



Der Vergleich der Eigenverbrauchsrate und des Autarkiegrades zwischen der Bilanz der Einzelgebäude und des Areals zeigt, dass bei der Arealbilanz beide Parameter deutlich höher als bei der Einzelgebäudebilanz sind (Abb. 20), da ein Teil des Überschussstroms aus den einzelnen Gebäuden bei der Arealbilanz von den Nachbargebäuden genutzt wird. Die höchsten Eigenverbrauchsrate und Autarkiegrade werden mit dem THGE-Steuersignal erreicht.

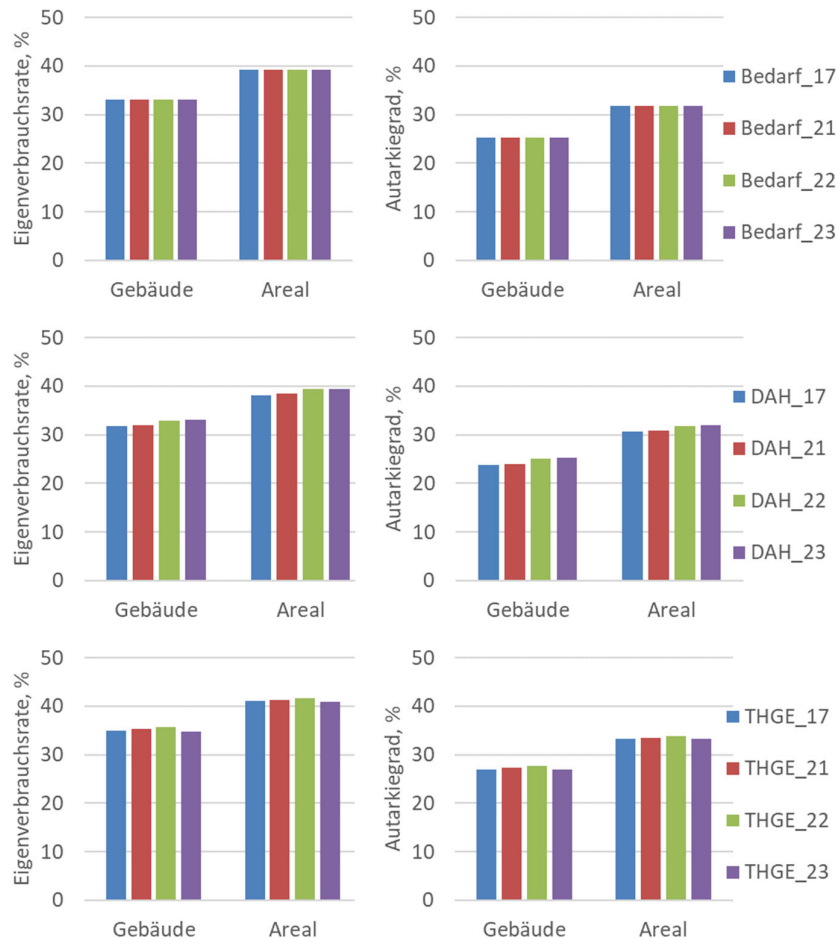


Abb. 20 Eigenverbrauchsrate (links) und Autarkiegrad (rechts) als Bilanz der Einzelgebäude und des Areals für die Signale Bedarf (oben), DAH (Mitte) und THGE (unten) jeweils für die Jahre 2017, 2021-2023 (Trafo 18.2 kW).

Bei der Bedarfssteuerung gibt es keinen Unterschied bei dem maximalen Netzbezug (17.5 kW) und der maximalen Einspeisung (18.4 kW) zwischen Einzelgebäude- und Arealbilanz und den Jahren (Abb. 21). Bei der Steuerung nach DAH und THGE treten leichte Unterschiede bei den verschiedenen Jahren auf. Während bei DAH sich der max. Bezug auf 17.1 kW reduziert (-2.3 %), steigt er bei THGE auf 18.8 kW an (+7.4 %). Die max. Einspeisung erhöht sich bei DAH zu 18.6 kW (+1.1 %) und reduziert sich bei THGE zu 18.2 kW (-1.1 %). Die maximalen Netzbezüge und die maximalen Einspeisungen variieren leicht über die Jahre, liegen aber nahe beieinander. Der Trafo mit 18.2 kW Nennlast wird öfters durch Netzeinspeisung als durch Netzbezug überlastet.



Während beim Bedarf und DAH die maximale Netzeinspeisung leicht über der Trafoleistung von 18.2 kW liegt ist es bei THGE der maximale Netzbezug. Die maximale Trafoauslastung beträgt bei Bedarf in allen Jahren 101 %, bei DAH 98-102 % und bei THGE 100-104 %.

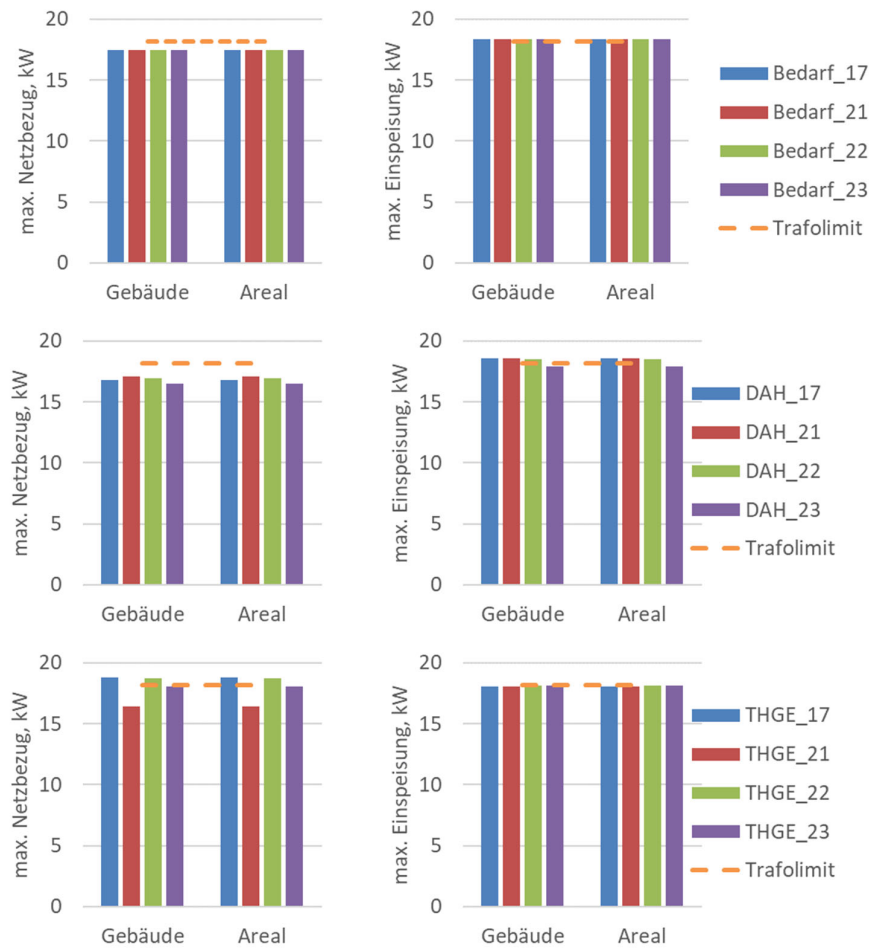


Abb. 21 Maximaler Netzbezug (links) und maximale Einspeisung (rechts) als Bilanz der Einzelgebäude und des Areals für die Signale Bedarf (oben), DAH (Mitte) und THGE (unten) jeweils für die Jahre 2017, 2021-2023 (Trafo 18.2 kW).



3.3 Variation der Trafogrösse

Da in der Praxis die Day-Ahead Preise 24 Stunden im voraus bekannt sind und sich damit gut als Steuergrösse eignen, wird DAH als Steuergrösse für weitere Varianten verwendet. Wie die vorhergehenden Ergebnisse gezeigt haben, weisen die verschiedenen Jahre sehr ähnlichen Ergebnissen für Netzbezug und -einspeisung auf. Daher wird für weitere Vergleiche nur noch das Jahr 2023 herangezogen.

Um zu sehen, wie sich die Trafoauslastung und Trafotemperaturen bei verschiedenen Trafogrössen verhalten, werden vier unterschiedliche Trafogrössen untersucht (Abb. 22). Die verschiedenen Trafogrössen repräsentieren die zur Verfügung stehende Trafoleistung für die untersuchten acht Häuser, welche sich durch die Auslastung der anderen Gebäude, die ebenfalls am Trafo hängen, ergeben könnten. Hierbei wird das Prioritätenmanagement TL I angewendet. Deutlich ist zu erkennen, dass der spezifisch ausgelegte Trafo mit 18.2 kW gut gewählt ist. Er ist zu rund 92 % der Zeit unter 50 % ausgelastet (Abb. 22, links), was sich auch in tiefen Trafotemperaturen widerspiegelt (Abb. 22, rechts). Die maximale Auslastung beträgt 98 %. Die Auslastung und Temperatur nehmen erwartungsgemäss bei kleineren Trafos zu. Schon bei einer Trafogrösse von 13.6 kW steigt die maximale Auslastung auf über 100 % und es treten Temperaturen grösser 110 °C auf. Beides tritt aber nur zu rund 2 % der Zeit auf. Die kleinste verfügbare Trafoleistung ist rund 8 % der Zeit überschritten und Temperaturen von grösser 110 °C treten in rund 6 % der Zeit auf.

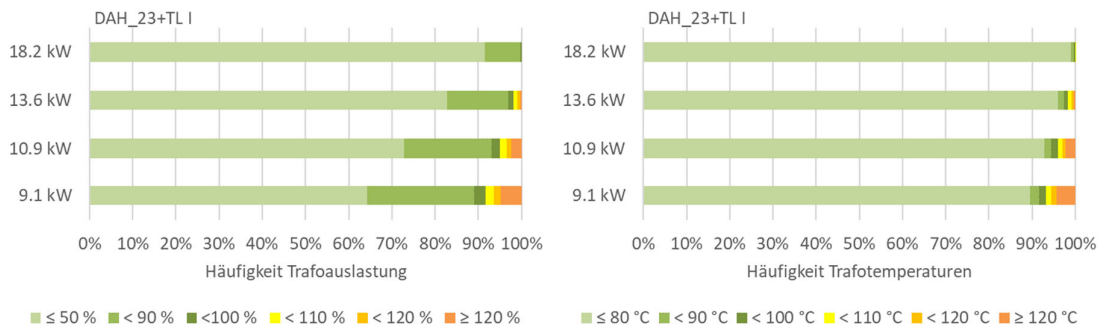


Abb. 22 Häufigkeit der Trafoauslastung (links) und Trafotemperaturen (rechts) in Abhängigkeit von der Trafogrösse für die Variante DAH_23.

Die maximalen Trafoauslastungen, die maximale Temperaturen und die äquivalente Trafoalterung in Abhängigkeit von der Trafogrösse sind in Abb. 23 zusammengestellt. Die Auslastung und die Temperaturen verhalten sich, invers zur Trafogrösse, wie erwartet und aus Abb. 22 auch ersichtlich. Je kleiner der Trafo, desto grösser ist die maximale Trafoauslastung und Trafotemperatur (Abb. 23, links). Die äquivalente Trafoalterung nimmt sehr stark mit kleiner werdenden Trafos zu, daher ist die Darstellung logarithmisch. Bei der kleinsten Trafogrösse ergibt sich eine äquivalente Alterung von knapp 14 Jahren für das betrachtete Betriebsjahr (Abb. 23, rechts).

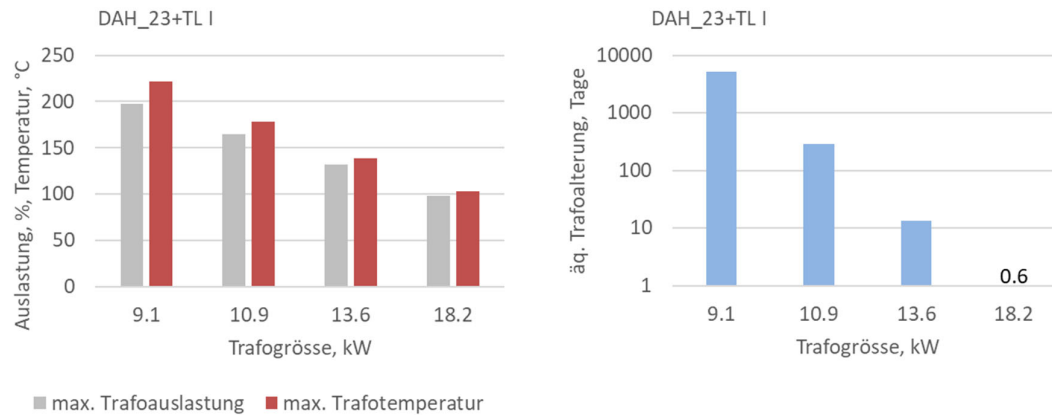


Abb. 23 Maximale Trafoauslastung und maximale Trafotemperatur (links) und äquivalenten Trafoalterung (rechts: Achtung logarithmische Skalierung) in Abhängigkeit von der Trafogrösse für die Variante DAH_23+TL I.

3.4 Prioritätenmanagement

Der Einfluss des Prioritätenmanagements auf die maximale Trafoauslastung, Trafotemperatur und äquivalente Trafoalterung wird für DAH_23 bei einer Trafogrösse von 13.6 kW untersucht (Abb. 24). Die maximale Trafotemperatur beträgt für alle Varianten 139 °C. Diese tritt im Sommer zur Mittagszeit auf, also zu einer Zeit, in der die Wärmepumpen nicht in Betrieb sind und ein hoher PV-Überschuss vorhanden ist. Da das Prioritätenmanagement nur auf den Elektrizitätsbezug der Wärmepumpe für den Heizfall wirkt, kann diese maximale Temperatur nicht beeinflusst werden.

Die maximale Trafoauslastung tritt im Frühjahr auf, wenn trotz Wärmepumpenbetrieb zur Mittagszeit ein hoher PV-Überschuss vorhanden ist. In diesem Fall werden die Wärmepumpen durch das Prioritätenmanagement TL I/II nicht deaktiviert, da das Prioritätenmanagement nur den Netzbezug beeinflusst. Die maximale Trafoauslastung beträgt für die Varianten DAH und DAH+TL I/II jeweils rund 132 %. Die Variante DAH+TT weist eine maximale Trafoauslastung von knapp 137 % auf. Dies liegt daran, dass die Wärmepumpen zu Zeiten mit hohen Trafotemperaturen ausgeschaltet werden. Diese hohen Temperaturen treten um die Mittagszeit auf, dann wenn auch viel PV-Ertrag vorhanden ist. Werden die Wärmepumpen zu dieser Zeit abgestellt, entsteht dadurch ein noch grösserer PV-Überschuss, der ins Netz eingespeist wird, was wiederum die Trafoauslastung und -temperatur erhöht (vergl. Abb. 18).

Die äquivalente Trafoalterung beträgt für die Varianten DAH und DAH+TL I/II jeweils 13.5 Tage und für DAH+TT 14.8 Tage.

Die Auswertung von DAH, DAH+TL I und DAH+TL II zeigt keinen Unterschied. Die zusätzliche Rangierung der Häuser nach Strombezug der Wärmepumpe zum Heizen bzw. der Raumtemperaturen hat bei den gegebenen Häusern keinen Einfluss auf die Resultate.

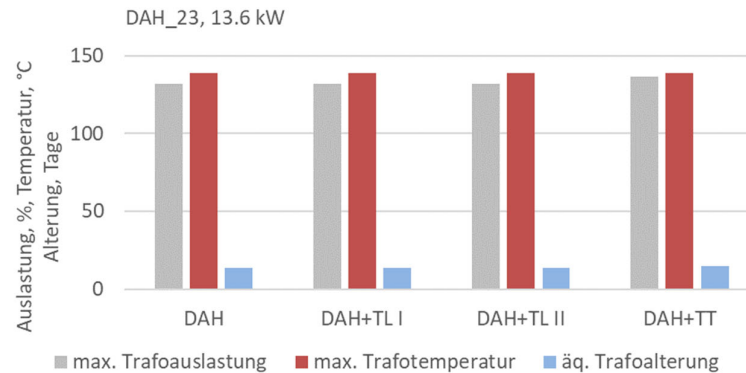


Abb. 24 Maximale Trafoauslastung, maximale Trafotemperatur und äquivalenten Trafoalterung in Abhängigkeit von den verschiedenen Prioritätenmanagements für die Varianten DAH_23 (Trafo 13.6 kW).

Die Häufigkeit der Trafoauslastung durch Netzbezug (positive Werte) und Netzeinspeisung (negative Werte) für die Varianten DAH_23 mit verschiedenem Prioritätenmanagement zeigt Abb. 25. Es ist zu erkennen, dass alle Varianten sehr ähnliche Anteile an Netzbezug (blau/gelb) und Einspeisung (grün/rot) aufweisen.

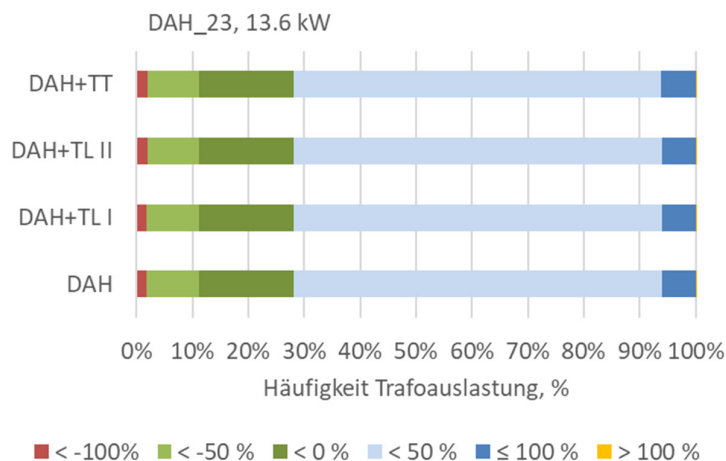


Abb. 25 Häufigkeit der Trafoauslastung durch Netzbezug (positive Werte) und Netzeinspeisung (negative Werte) für das Basislastmanagement DAH_23 mit verschiedenem Prioritätenmanagement (Trafo 13.6 kW).

Zu rund 66 % der Zeit ist der Trafo zwischen 0 bis 50 % bzw. zu rund 72 % der Zeit zwischen 0 bis 100 % ausgelastet. Somit findet zum grössten Teil der Zeit ein Netzbezug statt. Der Trafo wird zu knapp 2 % der Zeit überlastet, wobei dies hauptsächlich auf die Netzeinspeisung (< -100 %) zurückzuführen ist. Detaillierte Angaben sind in Tabelle 7 zusammengestellt (Spalten: WW-Bereitung früh morgens (Normalfall)). Im Mittel ist der Trafo rund 165 Stunden durch Netzeinspeisung und nur drei



Stunden durch Netzbezug überlastet. Die Trafotemperatur ist je nach Variante in 84-90 Stunden höher als 110 °C. Trafoüberlastungen und zu hohe Trafotemperaturen treten in 82-88 Stunden gleichzeitig auf. Daraus lässt sich schliessen, dass wenn die kritische Trafotemperatur überschritten wird, ist in der Regel der Trafo überlastet. Andersherum gilt dies nicht. Eine Trafoüberlastung bedingt nicht eine gleichzeitige Überschreitung der kritischen Trafotemperatur. Die kritische Trafotemperatur wird nur im Sommerhalbjahr überschritten, dann wenn die höchste Trafobelastung infolge Netzeinspeisung und zeitgleich hohe Aussentemperaturen anliegen.

Aufgrund der wenigen Stunden der Trafoüberlastung durch Netzbezug wird das Prioritätenmanagement TL I/II nur selten angewendet. Wird der Trafo infolge Netzbezug überlastet, werden die Gebäude individuell von der Netzverwaltung aufgefordert zu reagieren und den Elektrizitätsbezug der Wärmepumpen zu reduzieren. Hierbei wird unterschieden, wie oft dies vorkommt (Event), wie viele Events angenommen und wie viele Anfragen während eines Events erfolgen und angenommen werden. In Tabelle 7 sind die ermittelten Zahlenwerte zusammengefasst (Zeilen 5-8). Nicht alle Events bzw. Anfragen können angenommen werden, weil folgende Zustände dies verhindern:

- Die Wärmepumpen sind schon ausgeschaltet.
- Die Raumtemperaturen sind zu tief.

Bei der Steuerung nach dem Trafogrenzwert TL I/II treten 5-12 Events je nach Haus auf, von denen 1-7 Events je nach Haus angenommen werden. Da die Anzahl der angenommenen Events gleich der angenommenen Anfragen ist, greift das Prioritätenmanagement nur kurzzeitig ein. Der Trafogrenzwert wird nach einem einmaligen Eingriff wieder eingehalten. Die Dauer des Events beträgt in diesem Fall 10 min.

Bei der Steuerung nach der Trafotemperatur TT treten deutlich mehr Events (49) pro Haus auf. Da der Trafo erst auf eine bestimmte Temperatur abkühlen muss, bevor die Wärmepumpen wieder starten dürfen, erstreckt sich ein Event über eine längere Zeitdauer, z.B. 3 h. Da während eines längerdauernden Events alle 10 min eine Anfrage auf Reduktion des Elektrizitätsbezugs der Wärmepumpen erfolgt, steigt die Anzahl an Anfragen deutlich an. Von den 824 Anfragen werden je nach Haus nur 119-151 Anfragen angenommen. Es können nicht alle Events bzw. Anfragen angenommen werden, da die Wärmepumpen schon ausgeschaltet sind.

Zum Vergleich sind in Tabelle 7 zusätzlich die Werte eingetragen, wenn die Warmwasserbereitung in Blockzeiten um die Mittagszeit stattfindet. Wie erwartet reduziert sich die Anzahl an Stunden mit Trafoüberlastung durch Netzeinspeisung und Trafotemperaturen über 110 °C leicht. Entsprechend reduziert sich die Anzahl an Events und Anfragen bei der Variante TT. Bei TL I findet ein zusätzlicher Event statt. Die maximale Trafoauslastung und Trafotemperatur sind jedoch unabhängig davon, wann das Warmwasser bereitet wird (Abb. 26). Wird das Warmwasser am Mittag bereitet, reduziert sich die äquivalente Trafoalterung ganz leicht.



Tabelle 7: Übersicht der Trafoauslastung, Trafotemperatur und Events für die Varianten DAH_23 (Trafo 13.6 kW) mit Warmwasserbereitung früh morgens bzw. über die Mittagsstunden.

	DAH_23, Trafo 13.6 kW	WW-Bereitung früh morgens			WW-Bereitung mittags	
		TL I	TL II	TT	TL I	TT
1	Anzahl Stunden Trafoüberlastung durch Einspeisung (< -100 %), h	164	165	167	143	152
2	Anzahl Stunden Trafoüberlastung durch Netzbezug (> 100 %), h	3	3	3	3	3
3	Anzahl Stunden Trafotemperatur > 110 °C, h	84	84	90	65	75
4	Anzahl Stunden mit gleichzeitig hoher Trafoauslastung und Trafotemperatur, h	82	82	88	63	73
5	Anzahl Events pro Haus, -	5-12	5-12	49	5-13	38
6	Anzahl angenommene Events pro Haus, -	1-7	1-7	7-9	1-8	5-8
7	Anzahl Anfragen pro Haus, 10 min Zeitschritt	6-13	6-13	824	6-14	668
8	Angenommene Anfragen pro Haus, 10 min Zeitschritt	1-7	1-7	119-151	1-8	88-91

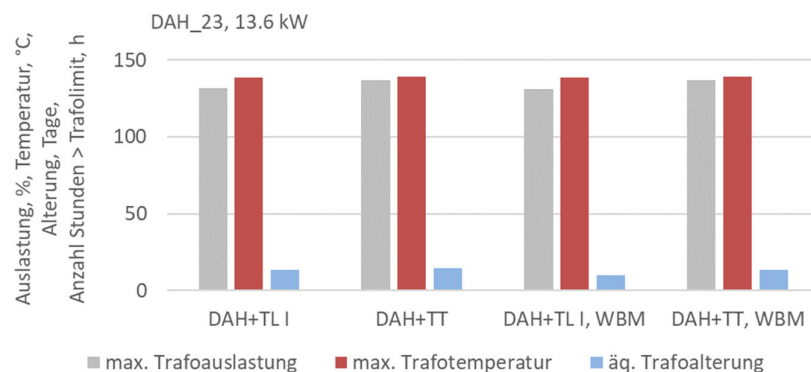


Abb. 26 Häufigkeit der Trafoüberlastung, maximale Trafoauslastung, maximale Trafotemperatur und äquivalente Trafoalterung für die Varianten DAH_23 mit verschiedenem Prioritätenmanagement und Warmwasserblockzeiten (WBM: Warmwasserbereitung am Mittag, Trafo 13.6 kW).



In Abb. 27 ist der Einfluss des Prioritätenmanagements und der unterschiedlichen Blockzeiten für die Warmwasserbereitung auf verschiedene Parameter der Einzelgebäude- bzw. auf die Arealbilanz dargestellt. Die Unterschiede fallen sehr gering aus. Bei den Varianten mit Warmwasserbereitung über Mittag erhöhen sich die Eigenverbrauchsrate und der Autarkiegrad leicht gegenüber den Varianten mit Warmwasserbereitung früh morgens, da mehr PV-Strom selbst genutzt wird (Abb. 27, oben). Obwohl mehr eigenproduzierter Strom (Bewertung mit THGE = 0) genutzt wird, steigen die Treibhausgasemissionen leicht an (Abb. 27, Mitte links). Durch die Verschiebung der Warmwasserbereitung in die Mittagsstunden verschieben sich die Betriebszeiten der Wärmepumpe für den Heizfall. Diese Verschiebung führt zu höheren Treibhausgasemissionen. Die Elektrizitätskosten steigen leicht an, da mehr eigenproduzierter Strom genutzt wird, dessen Entstehungskosten z.T. höher liegt als der aktuelle DAH-Preis (Abb. 27, Mitte rechts).

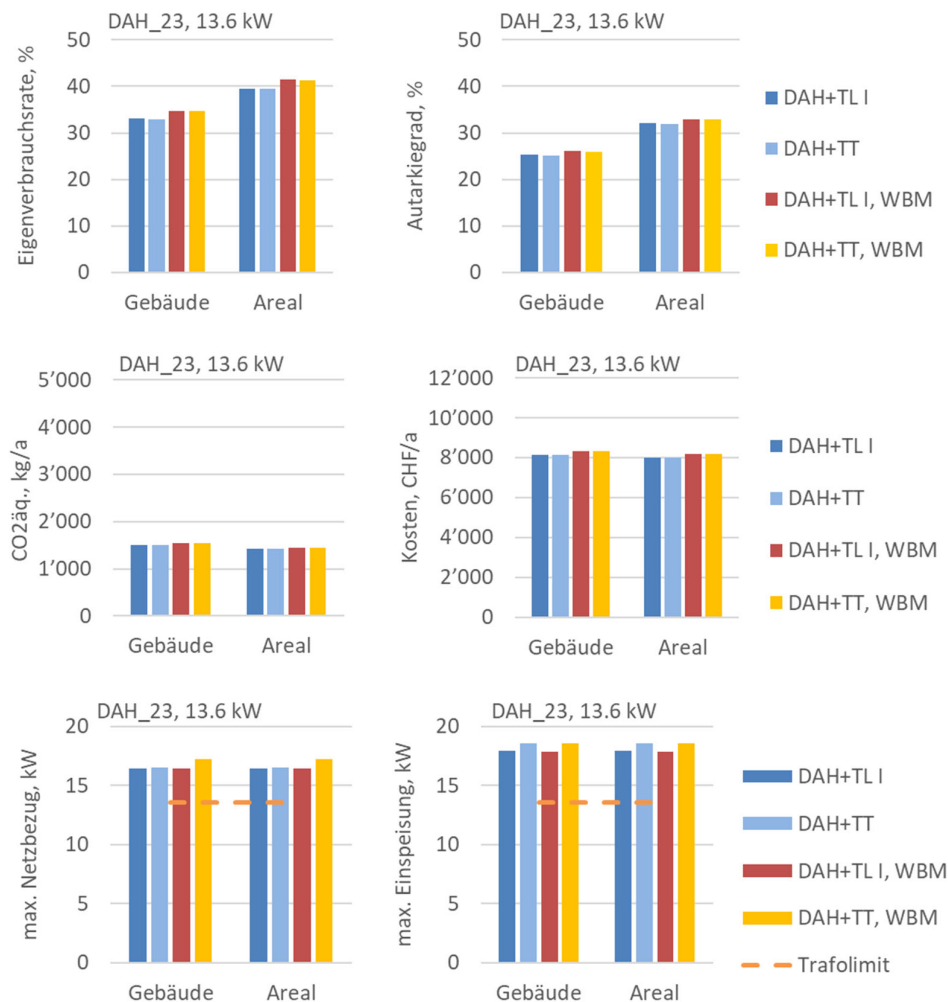


Abb. 27 Eigenverbrauchsrate (oben links), Autarkiegrad (oben rechts), Treibhausgasemissionen (Mitte links), Elektrizitätskosten (Mitte rechts), maximaler Netzbezug (unten links) und maximale Einspeisung (unten rechts) als Bilanz der Einzelgebäude und als Areal für verschiedene Prioritätenmanagements und Blockzeiten für die Warmwasserbereitung der Variante DAH_23 mit 13.6 kW Trafo (WBM: Warmwasserbereitung am Mittag).



Beim maximalen Netzbezug bzw. der maximalen Netzeinspeisung führt das Prioritätenmanagement TT zu leicht höheren Werten als das Prioritätenmanagement TL I unabhängig davon, wann das Warmwasser bereitet wird (Abb. 27, unten). Der maximale Netzbezug steigt, da Verschiebungen der Wärmepumpenlaufzeiten entstehen und dadurch die Wärmepumpen öfters zeitgleich mit höherem Haushaltsstrombedarf in Betrieb sind.

Die maximale Netzeinspeisung steigt leicht an, wenn die Wärmepumpen bei zu hohen Trafotemperaturen über die Mittagszeit ausgeschaltet werden und folglich mehr PV-Überschuss eingespeist wird. Der Zeitpunkt der Warmwasserbereitung hat darauf keinen Einfluss. Die maximale Netzeinspeisung wird durch das Abschalten der Wärmepumpe für den Heizbetrieb bedingt.

3.5 Behaglichkeit

Der Einfluss des Lastmanagements auf die Behaglichkeit wird exemplarisch an der Raumtemperatur für Haus 5 in Abhängigkeit von dem gleitenden Mittelwert der Aussenlufttemperatur über 48 Stunden in Abb. 28 für zwei Varianten zeigt. Abweichend zu SIA 180 ist das ganze Jahr berücksichtigt. Es ist zu erkennen, dass es Stunden, in denen die Grenzwerte der SIA 180 unter- bzw. überschritten werden gibt. Da über die manuelle Fensterlüftung mit einem fixen Lüftungszeitplan gelüftet wird, ist dies verständlich. Die grösseren Unterschreitungen oberhalb ca. 13 °C gleitendem 48 h Mittelwert der Aussenlufttemperatur treten ausserhalb der Heizperiode in Zusammenhang mit der Nachtauskühlung auf. Da das Lastmanagement nur auf die Wärmepumpen im Heizfall wirkt, wird nur der Einfluss der verschiedenen Steuersignale auf die Raumtemperaturen unterhalb des unteren Grenzwertes («Unterschreitungsstunden») für die Heizperiode betrachtet (grauer Bereich).

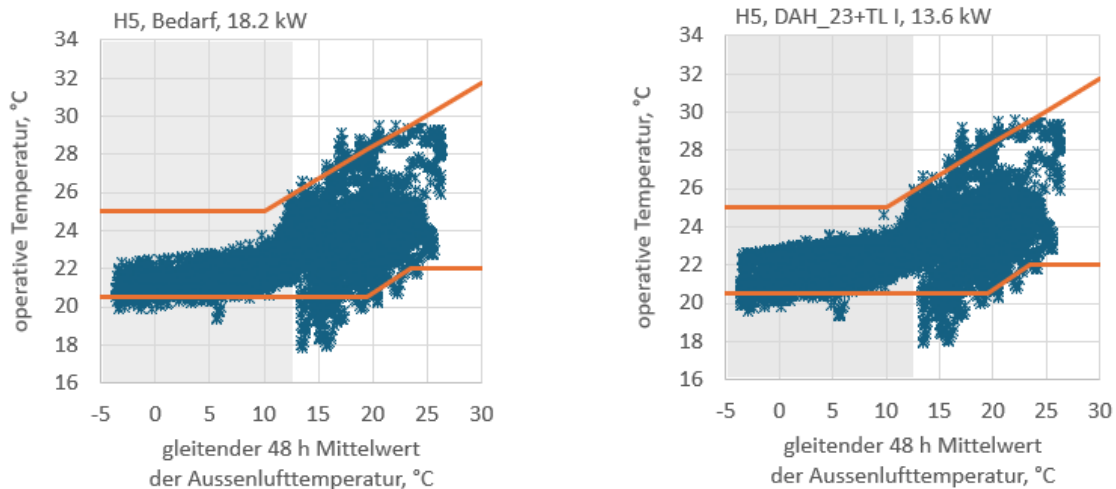


Abb. 28 Behaglichkeitsdiagramme für Haus 5 für die Varianten Bedarf (links, Trafo 18.2 kW) und DAH_23+TL I (rechts, Trafo 13.6 kW). Abweichend zu SIA 180 ist das ganze Jahr berücksichtigt (grauer Bereich: Heizperiode).



In beiden Varianten sieht man, dass die Differenzen der Unterschreitungen zum Grenzwert sehr gering sind. Bei der Variante DAH_23+TL I sind die Differenzen zur unteren Grenzkurve etwas grösser als bei der Variante Bedarf. Dies liegt daran, dass zu Zeiten mit hohen Day-Ahead Preisen der Sollwert für die Raumtemperatur auf 18 °C gesenkt wird. Die Raumtemperatur von 18 °C wird jedoch während der Heizperiode nie erreicht. Bei den Unterschreitungsstunden während der Heizperiode liegt die Raumtemperatur in den meisten Stunden knapp unter 20.5 °C. Dies zeigt der Vergleich, wenn die untere Grenztemperatur auf 20.0 °C gesenkt wird (Tabelle 8). Über das gesamte Jahr gesehen unterschreitet die Raumtemperatur im Mittel bei allen Varianten den unteren Grenzwert um -0.6 K.

Sind die Day-Ahead Preise tief, wird die Soll-Raumtemperatur auf 23 °C erhöht, was dazu führt, dass im Winter bei Varianten DAH_23+TL I höhere Raumtemperaturen auftreten als bei der Variante Bedarf. Mit dem Lastmanagement DAH ergeben sich im Winter grössere Schwankungen der Raumtemperatur. Durch das Lastmanagement erhöht sich der Wärmebedarf um rund 12 %.

Tabelle 8: Anzahl der Unterschreitungsstunden während der Heizperiode für Haus 5.

Unterschreitungs- stunden	Untere Grenztemperatur (Heizperiode)	
	20.5 °C	20.0 °C
Bedarf	87 h	10 h
DAH_23+TL I	128 h	22 h



Infolge der Sollwertverschiebung der Temperaturen bei dem Lastmanagement DAH und THGE verändern sich die Raumtemperaturen und damit die Anzahl Unterschreitungsstunden. Für die unterschiedlichen Jahre ist dies für DAH und THGE im Vergleich zum Standardbetrieb in Abb. 29 dargestellt (Jahresbetrachtung). Für jedes Gebäude ergeben sich über die Jahre andere Werte. Die Abweichung kann positiv (mehr Unterschreitungsstunden als im Standardbetrieb) oder negativ (weniger Unterschreitungsstunden als im Standardbetrieb) ausfallen. Dass überwiegend eine Zunahme der Unterschreitungsstunden festzustellen ist liegt daran, dass zu Hochpreiszeiten bzw. hohen Treibhausgasemissionen die Solltemperatur auf 18 °C reduziert wird. Da Haus 2 eine hohe Zunahme aufweist, wird Haus 2 exemplarisch detaillierter betrachtet.

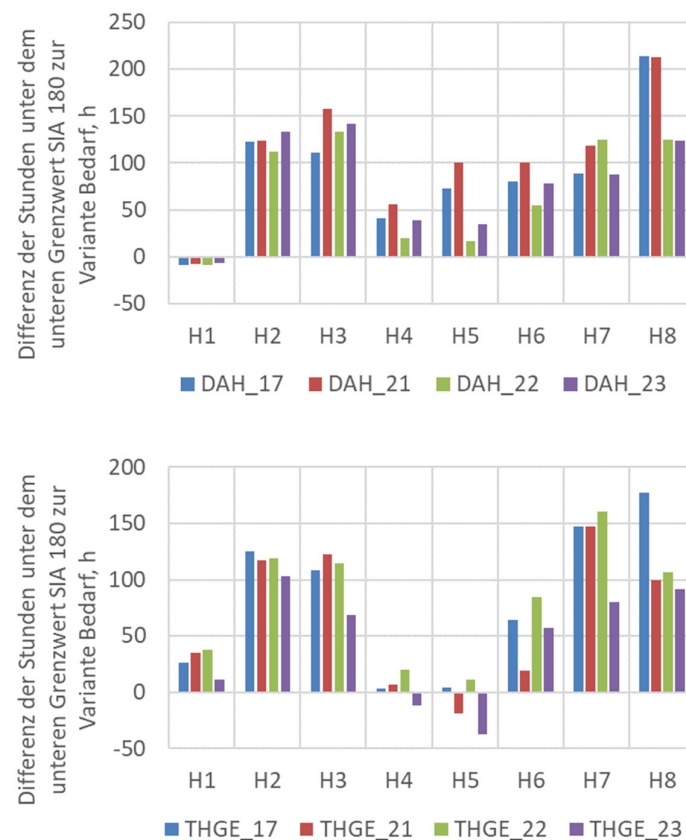


Abb. 29 Differenz der Stunden unter der unteren SIA 180 Grenzkurve für das gesamte Jahr für die Varianten DAH (oben) und THGE (unten) im Vergleich zum Standardbetrieb Bedarf (Trafo 18.2 kW). Bei positiven Werten ist die Anzahl der Unterschreitungsstunden der Varianten höher als im Standardbetrieb.



Abb. 30 zeigt die Behaglichkeitsdiagramme für drei Varianten von H2: Variante Bedarf (links, Trafo 18.2 kW), Variante DAH (Mitte, Trafo 18.2 kW) und Variante DAH+TL I (rechts, Trafo 13.6 kW). Die Varianten DAH und DAH+TL I zeigen eine erhöhte Anzahl Unterschreitungsstunden gegenüber der Variante Bedarf. Dies ist eine Folge der unterschiedlichen Regelstrategien. Bei den Unterschreitungsstunden in der Heizperiode liegen die Raumtemperaturen knapp unter 20.5 °C (grauer Bereich). Die Differenz zur unteren Grenzkurve bleibt auch bei einer erhöhten Stundenzahl der Unterschreitungen gering. Die meisten Raumtemperaturen während der Unterschreitungsstunden liegen ebenfalls knapp unter 20.5 °C. Temperaturen unter 20.0 °C treten nur in wenigen Stunden auf.

Mit einer manuellen Fensterlüftung sind Unterschreitungsstunden zu erwarten. Diese weisen jedoch nur eine geringe Differenz zum unteren Grenzwert auf, so dass es keine signifikante Komforteinbußen gibt. Durch das Lastmanagement erhöht sich zwar die Anzahl der Unterschreitungsstunden, aber die Differenz zur Grenzkurve bleibt weiterhin gering.

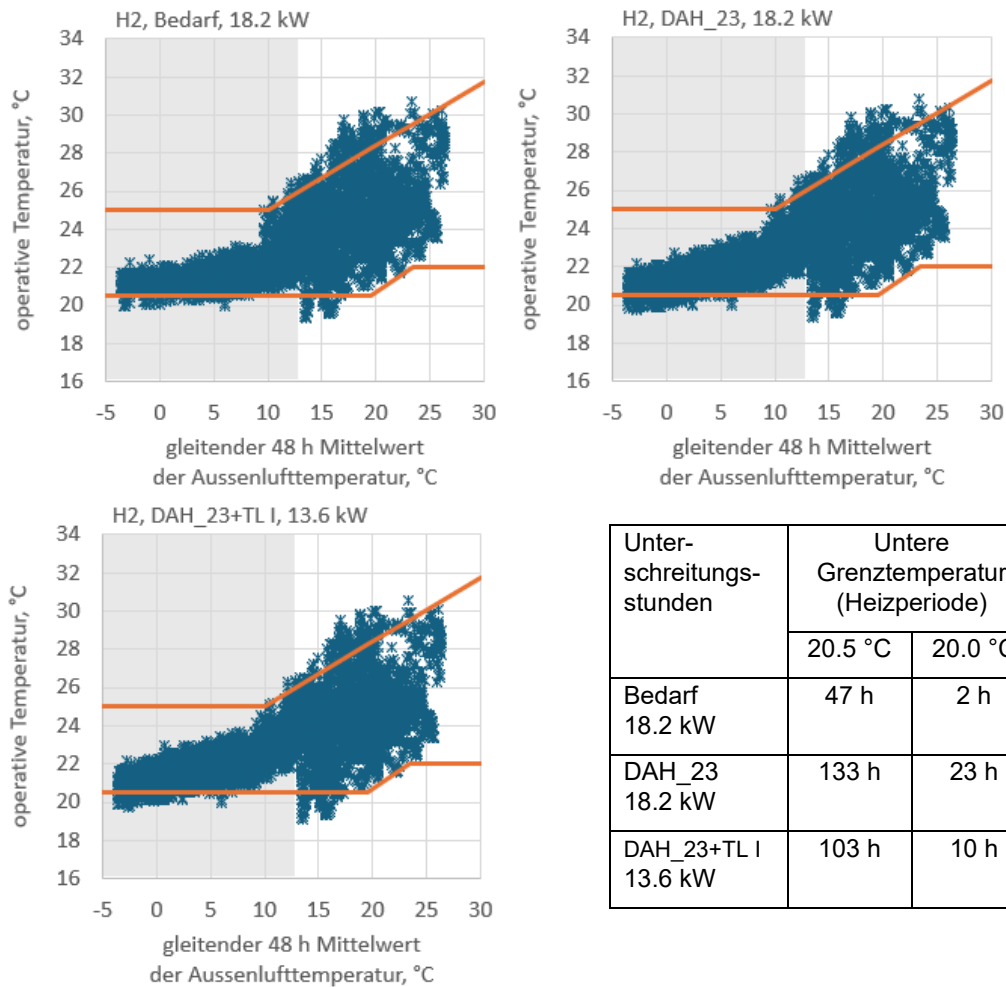


Abb. 30 Behaglichkeitsdiagramme für Haus 2 für die Varianten Bedarf_23 (oben links, Trafo 18.2 kW), DAH_23 (oben rechts, Trafo 18.2 kW) und DAH+TL I, 23 (unten, Trafo 13.6 kW). Abweichend zu SIA 180 ist das ganze Jahr berücksichtigt (grauer Bereich: Heizperiode). Unterschreitungsstunden während der Heizperiode (unten rechts).



3.6 Variation Warmwasserspeicher und Pufferspeicher

Der Warmwasserspeicher und der Pufferspeicher der Gebäude sind mit Standardgrössen dimensioniert. Es soll untersucht werden, wie sich die Trafoauslastung verändert, wenn die Speichergrössen um 30 % erhöht werden. Wie in Abb. 31 zu erkennen ist, hat dies keinen Einfluss auf den maximalen Netzbezug und die maximale Einspeisung und daher kann die Trafoauslastung nicht reduziert werden.

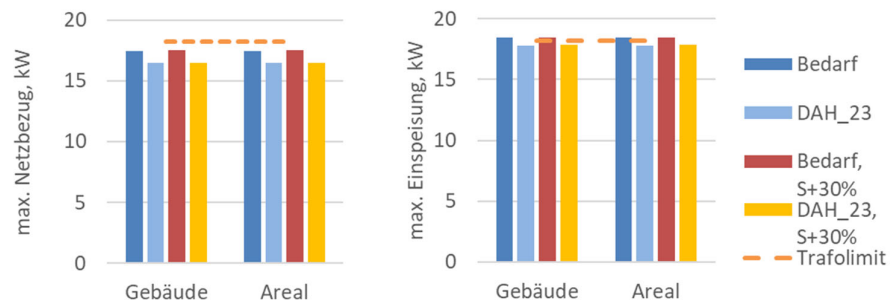


Abb. 31 Maximaler Netzbezug (links) und maximale Einspeisung (rechts) als Bilanz der Einzelgebäude und als Areal für die Varianten Bedarf und DAH_23 mit Warmwasser- und Pufferspeicher in Standardgrösse oder vergrössert mit 18.2 kW Trafo (S+30%: Warmwasser- und Pufferspeicher ist gegenüber Standardgrösse um 30 % erhöht).

3.7 Power-to-Gas

Rund 17'000 kWh werden über das Jahr in das Netz eingespeist. Würden diese konsequent für eine spätere Nutzung mit Hilfe der Wasserelektrolyse in Form von Wasserstoff eingespeichert und bei Bedarf durch eine Brennstoffzelle rückverstromt werden, könnten ca. 6'100 kWh (Annahme: 80 % Wirkungsgrad Elektrolyse [33], 45 % Wirkungsgrad Brennstoffzelle [34]) davon genutzt werden. Der Netzbezug würde sich um rund 27 % reduzieren.



3.8 Diskussion

Die Ergebnisse zeigen, dass netzseitige Steuersignale an Wärmepumpen für die Heizung einen netzdienlichen Betrieb unterstützen können. Mit einer entsprechenden Technik der Netzbetreiber oder der Netzverwaltung eines Areals könnten gezielt Wärmepumpen so gesteuert werden, dass diese nicht zu Zeiten mit hohen Day-Ahead Preisen in Betrieb sind. Dies hilft dem Netzbetreiber den unerwarteten Zukauf bei hohen Day-Ahead Preisen zu reduzieren und somit die Stromeinkaufspreise tief zu halten. Dasselbe gilt für die Treibhausgasemissionen. Auch hier könnte der Netzbetreiber die Netznutzung zu Zeiten mit tiefen Treibhausgasemissionen fördern. Sollten zukünftig die Treibhausgasemissionen der Elektrizität wie bei fossilen Brennstoffen bepreist werden, wäre eine Steuerung nach den THGE-Preisen möglich.

Die Steuerung der Wärmepumpen infolge überhöhter Trafoauslastung zeigt, dass in diesem Projekt die Wärmepumpen selten und wenn dann nur kurzzeitig abgeschaltet werden müssen. In diesem Fall kommt es zu keinem Takten der Wärmepumpe. Trotzdem sollte bei Lastmanagement das Takten im Auge behalten werden, damit die Wärmepumpen keinen Schaden nehmen. Dies kann z.B. dadurch erfolgen, dass definierte Zeitperioden für einen Ein- bzw. Ausschaltzustand eingehalten werden müssen oder eine grössere Hysterese im Puffer-/Warmwasserspeicher toleriert wird.

Wird die Trafotemperatur als Steuersignal berücksichtigt, ist ebenfalls kein Takten zu erkennen. Nach dem Überschreiten der maximalen Trafotemperatur und dem Abschalten der Wärmepumpen muss sich die Trafotemperatur erst auf ein niedrigeres Niveau abkühlen, bevor die Wärmepumpen wieder gestartet werden. Die Dauer der Abkühlzeit beträgt bei der Residuallast des untersuchten Areals und verwendeten Trafomodell mindestens eine Stunde.

Die Resultate zeigen deutlich, dass bei dem untersuchten Areal die Netzeinspeisung einen deutlich grösseren Einfluss auf die Trafoauslastung und Trafotemperaturen hat als der Netzbezug. Damit muss bei weiteren Untersuchungen der Fokus auf der Reduktion der Einspeisung liegen. Hier könnte ein solarangepasstes Lastmanagement der Wärmepumpen sowie stationäre Batterien, als auch E-Ladestationen mit der Möglichkeit des bi-direktionalen Ladens helfen. Da der Klimakältebedarf in der Regel zeitgleich mit hohem PV-Ertrag anfällt, könnte mit Kühlung über Wärmepumpen oder Kühlgeräten ebenfalls die Einspeisung reduziert werden. Werden Erdsonden-Wärmepumpen auch für die Bereitstellung von Klimakälte eingesetzt hat dies den Vorteil, dass das Erdreich regeneriert wird und damit langfristig die Effizienz der Wärmepumpe im Winter gewährleistet ist. Weitere Möglichkeiten die Einspeisung zu reduzieren sind saisonale Wärmespeicher zu füllen oder mit Power-to-X die elektrische Energie längerfristig zu speichern.

Mit dem untersuchten Lastmanagement wird bei Gebäuden mit Fensterlüftung die Temperaturamplitude der Raumluft leicht höher als ohne Lastmanagement. Die Anzahl der Stunden, in welchen die untere Grenztemperatur gemäss SIA 180 unterschritten wird, steigt an, wobei die Differenz zur Grenzkurve jeweils nur sehr gering ist. Sollen keine Unterschreitungen zugelassen werden, müssen die Soll-Temperaturen erhöht werden, was zu einem höheren Elektrizitätsbedarf für die Wärmepumpen führt. Dies widerspricht dem generellen Ziel die Effizienz zu steigern und sollte auch insbesondere im Kontext Winterstrom vermieden werden. Eine Anpassung der Komfortanforderungen bei Anwendung eines netzdienlichen Gebäudebetriebs ist zu überdenken. In Anlehnung an SN EN ISO 7730 [35] könnten verschiedene zulässige Temperaturbereiche definiert werden.

Die zwei unterschiedlichen Rangiermethoden der Gebäude für das Prioritätenmanagement nach Trafoleistung führt zu keinem Unterschied im Ergebnis. Dies kann daran liegen, dass die Gebäude einen guten Dämmstandard aufweisen. Sollte das Areal auch Gebäude mit weniger gutem Dämmstandard enthalten ist zu prüfen, ob die Rangierung mit Berücksichtigung des Temperaturniveaus relevant wird.



4 Schlussfolgerung und Fazit

4.1 Architektur der Co-Simulation

Im Rahmen des Projekts wird eine System-Architektur für die Co-Simulation und die agentenbasierte Gebäude- und Arealsteuerung aufgebaut. Hierzu werden verschiedene Programme verknüpft: EnergyPlus für die transiente Simulation der Häuser inkl. Gebäudetechnik, Pandapower für die Netzsimulation und Mosaik, welches die Multi-Agent Co-Simulationen steuert. Erweitert wird diese Architektur um die Berechnung der Trafotemperatur und Trafoalterung.

Die gesamte System-Architektur umfasst folgende Funktionalität:

- Es können Areale mit beliebig vielen Gebäuden und Gebäudekategorien in der Co-Simulation simuliert werden.
- Weitere Gebäudemodelle können problemlos eingebunden werden, wenn diese mit EnergyPlus V9.4 erstellt sind.
- Jedes Gebäude wird über eine individuelle Datei mit einem Lastprofil für elektrische Geräte und Beleuchtung versehen. Das Lastprofil muss im Rechenzeitschritt vorliegen.
- Jedes Gebäude kann über eine Konfigurationsdatei mit unterschiedlichen Soll-Temperaturwerten für die operative Raumtemperatur und die Temperaturen des Puffer- und Warmwasserspeichers sowie Warmwasserblockzeiten versehen werden.
- Für die Abbildung der Gebäude und der Anlagentechnik ist nur ein Programm (EnergyPlus) notwendig.
- Mit EnergyPlus wird das thermische Gebäudeverhalten und die Anlagentechnik als detailliertes physikalisches Modell abgebildet.
- Ein zweistufiges Multi-Agentensystem ist implementiert. Jedes Gebäude wird über Gebäudeagenten mit einem Basislastmanagement gesteuert, das bei Bedarf von der Netzverwaltung (Prioritätenmanagement) übersteuert werden kann.
- Verschiedene Steuerungs- bzw. Optimierungsmöglichkeiten können abgebildet werden.
- Die Auswertung der einzelnen Gebäude, als auch des Areals als Gesamtes ist möglich.
- Das elektrische Netz wird im Postprozess mit Pandapower abgebildet.
- Die Trafotemperaturen und Trafoalterung können bestimmt werden.
- Die Möglichkeiten zur Erweiterung der Funktionalität sind vielfältig: z.B. Berücksichtigung von Batterien, Kühlung und Elektromobilität, Einbindung eines Erdreichtemperaturmodells um das Erdreichtemperaturverhalten bei Erdsonden inkl. Regeneration abbilden zu können, andere Steuerungs- bzw. Optimierungsmöglichkeiten, etc.

Eine funktionierende System-Architektur für eine rechnerplattform unabhängige, flexible, detaillierte Co-Simulation von mehreren Gebäuden bzw. eines Areals bestehend aus einzeln definierbaren Gebäuden ist damit verfügbar.

4.2 Lastmanagement

Ein Areal mit acht Einfamilienreihenhäusern wird mit der aufgebauten System-Architektur untersucht. Verschiedene Steuersignale und Lastmanagementszenarien werden angewendet. Die netzdienliche Steuerung der Gebäude mit dem Basislastmanagement und dem Prioritätenmanagement ist möglich.



Für die Gebäudenutzer ergeben sich dadurch keine höheren Elektrizitätskosten. Die Elektrizitätskosten sind für sie etwas günstiger, wenn sie sich zu einer Eigenverbrauchsgemeinschaft (Betrachtung als Arealbilanz) zusammenschliessen, als wenn sie als Einzelgebäude abrechnen. Das Lastmanagement führt in der Heizperiode zu einer etwas grösseren Temperaturamplitude der Raumluft als im Standardbetrieb.

Für den Netzbetreiber ergeben sich durch das Lastmanagement Vorteile im netzdienlichen Betrieb. Sie können zu Zeiten mit hohen Day-Ahead Preisen bei Bedarf die Wärmepumpen abschalten und somit den teuren Zukauf vermeiden bzw. verringern und somit die Strompreise im Einkauf tief halten. Ausserdem können die Netzbetreiber bei Bedarf durch Abschalten der Wärmepumpen die Trafoüberlastung vermindern, was der Lebensdauer des Trafos zugutekommt und sich damit ebenso auf den Strompreis auswirkt. Es zeigt sich, dass die Trafoüberlastung fast nur über die Netzeinspeisung entsteht. Diese kann im Moment durch die Ausstattung der Gebäude bzw. durch das bestehende Lastmanagement nicht beeinflusst werden.

Analog zu den Day-Ahead Preisen kann auch auf die Treibhausgasemissionen reagiert werden, falls dies zukünftig ein Ziel sein sollte.

Eine Vergrösserung der Warmwasser- und Pufferspeicher um 30 % hat bei dem untersuchten Areal keinen Einfluss auf den maximalen Netzbezug bzw. die maximale Einspeisung.

Die unterschiedliche Rangierung der Gebäude im Prioritätenmanagement nach Trafoleistung führt zu demselben Ergebnis.

Es zeigt sich, dass es sinnvoll ist, nicht nur ein Basislastmanagement zu verfolgen, sondern zusätzlich ein Prioritätenmanagement, welches bei Bedarf das Basislastmanagement übersteuert. Im untersuchten Areal sollte das Basislastmanagement nach Treibhausgasemissionen erfolgen, da bei gleichen Kosten tiefere Treibhausgasemissionen gegenüber dem Basislastmanagement nach Day-Ahead Preisen anfallen.

Als Prioritätenmanagement wird eine Kombination aus Steuerung nach Trafoleistung und Trafotemperatur empfohlen.

Die häufigsten Trafoüberlastungen finden durch Netzeinspeisung im Sommer statt, wenn auch die Temperaturen hoch sind. In diesem Fall ist es wichtig, dass nicht nur die Last am Trafo reduziert wird, sondern dass sich der Trafo auch abkühlen kann. Die Last am Trafo kann in diesem Fall nur reduziert werden, wenn die Netzeinspeisung reduziert wird. Hierzu müssen Verbraucher gestartet werden, die die überschüssige Elektrizität flexibel aufnehmen können. Dieses Thema wird in diesem Projekt nicht untersucht. Während die Überlastung des Trafos schnell reduziert werden kann, muss bei dem Abkühlvorgang des Trafos mit ein bis drei Stunden gerechnet werden.

Aufgrund der Simulationen mit der erstellten System-Architektur kann gezeigt werden, dass das Lastmanagement für den netzdienlichen Betrieb des Areals geeignet ist. Es wird aber auch deutlich, dass ohne Berücksichtigung von Kurz- bzw. auch Langzeitspeichern das Areal im Sommer nur eine sehr begrenzte Flexibilität aufweist bzw. dem Lastmanagement nur bedingt Folge leisten kann.

4.3 Würdigung des angewandten Simulationsansatzes

Die Erstellung der System-Architektur für die Co-Simulation erfordert die Koppelung mehrere Programme. Aus der Literatur ist bekannt, dass die vorgesehenen Programme (dynamische Gebäudesimulation mit EnergyPlus, Netzsimulation mit PandaPower, Co-Simulation einschliesslich Agenten und Lastmanagement mit Mosaik) über die Schnittstelle FMI zusammenarbeiten können. Die Schnittstellenfunktionen sind jedoch nicht spezifisch, sondern generisch definiert. Für eine gegebene Anwendung bzw. zur Verbindung spezifischer Programme müssen diese jeweils an die konkrete Situation angepasst werden. Im Detail ist die Dokumentation zu den Programmen/Schnittstellen häufig



lückenhaft, oft muss daher in einem gewissen Rahmen über Versuch-und-Irrtum gearbeitet werden, was sehr zeitaufwändig ist. Die erstellte System-Architektur ist plattformunabhängig. Im Rahmen des Projektes wurde das System auf Windows 10 und MacOS verwendet.

Die Arealgrösse von acht Reiheneinfamilienhäusern wird in Absprache mit der IWB, in Anlehnung an ein reales Reihenhausquartier in Basel festgelegt. Die auf FMU/FMI beruhende System-Architektur erlaubt eine beliebige Anzahl an verschiedenen Gebäuden. Die Gebäudemodelle müssen festgelegte Ein- und Ausgabevariablen bereitstellen. Da die Lastprofile über individuelle Dateien für jedes Gebäude zu jedem Simulationszeitschritt eingelesen werden, können verschiedene Nutzungen abgebildet werden. Eine Jahressimulation von acht Gebäuden im 10 min Zeitschritt benötigt ca. 45 min, wobei die Dauer vom verwendeten Rechner abhängt. Andere Zeitschritte sind möglich. Aus anderen Simulationen ist bekannt, dass die Simulationsdauer meist zunimmt, je kürzer die Zeitschritte werden. Es kann keine Aussage darüber getroffen werden, wie die Simulationsdauer zunimmt, wenn z.B. 200 Gebäude simuliert werden. Das System liesse sich prinzipiell aber parallelisieren.

Um die Vorteile der dynamischen Simulation nutzen zu können, sollten die Zeitschritte nicht länger als 10 min werden. Die thermischen Effekte z.B. der Fensterlüftung und den Strombedarf im Gebäude können detailliert abbilden werden. Für die Bestimmung z.B. der Kosten, der Treibhausgasemissionen oder des Eigenverbrauchs ist der 10 min Zeitschritt ausreichen. Für die Bestimmung von Spitzenlasten am Trafo wären kürzere Zeitschritte wünschenswert.

Die Gebäudemodelle sind in EnergyPlus V9.4 erstellt. Dies hat sich durch die Nutzung von DesignBuilder ergeben. Es kann auch eine neuere EnergyPlus-Version verwendet werden. Es müssen aber alle Gebäude in derselben EnergyPlus-Version erstellt sein.

Die System-Architektur ist so erstellt, dass die Funktionalität flexibel erweiterbar ist.

Die im Projekt entwickelte Vorgehensweise hat sich bewährt.



5 Ausblick und zukünftige Umsetzung

Aus den Resultaten lässt sich ableiten, dass der Fokus des Lastmanagements für den netzdienlichen Betrieb unbedingt auf die Reduktion der Netzeinspeisung im Sommer gerichtet werden muss. Hierzu sollte in jedem Fall der Einfluss von stationären Batterien und Elektromobilität berücksichtigt werden sowie der Elektrizitätsbedarf für das Regenerieren der Erdreichtemperaturen im Sommer durch die Erdsonden-Wärmepumpen. Generell sollte der Klimakältebedarf berücksichtigt werden. Dies bedingt Anpassungen der Gebäudetechnik und im Lastmanagement. Wird die Regenerierung der Erdreichtemperaturen berücksichtigt, muss ein Erdreichmodell ergänzt werden.

Um den Einfluss verschiedener Arealkonfigurationen auf die Netzdienlichkeit zu untersuchen, sollte in einem weiteren Schritt das Areal aus Gebäuden mit unterschiedlichem Dämmstandard konfiguriert und die Arealzusammensetzungen auf verschiedenen Nutzungstypen ausgeweitet werden.

Um den zukünftigen Ausbau von Wärmeverbünden abbilden zu können, muss ein Wärme- und Kältenetz ergänzt werden.

Für die weitere Optimierung der Netzdienlichkeit wird empfohlen, kombinierte Steuersignale zu untersuchen. Eine Kombination aus den beiden Steuersignalen Day-Ahead Preise und Treibhausgasemissionen könnte als Basislastmanagement herangezogen werden, um ggf. Elektrizitätskosten und Treibhausgasemissionen gleichzeitig zu optimieren. Zusätzlich sollte das Prioritätenmanagement nach Trafoleistung und nach Trafotemperatur kombiniert und in Verbindung mit Massnahmen zur Reduktion der Netzeinspeisung angewendet werden.

In einem weiteren Schritt müssten die verschiedenen Lastmanagementmöglichkeiten in einem realen Areal umgesetzt und Praxiserfahrung gesammelt werden. Fragen der Umsetzung müssten geklärt werden, da wie in der Simulation die Daten vom Trafo und der Gebäude zeitgleich bekannt sein und entsprechend die Gebäude gesteuert werden müssen.

Um weitere Kenntnisse über den netzdienlichen Betrieb eines Areals zu erhalten, besteht Forschungsbedarf für theoretische Untersuchungen und an Praxisobjekten.



6 Nationale und internationale Zusammenarbeit

Das vorliegende Forschungsprojekt liefert einen Beitrag zum IEA EBC Annex 82 «Energy flexible buildings towards resilient low carbon energy systems» [36].

Auf nationaler Ebene wird hauptsächlich mit den Industriellen Werken Basel IWB zusammengearbeitet.

7 Publikationen

Ein open access Paper in der Fachzeitschrift «Energy and Buildings» unter Beteiligung von Monika Hall ist veröffentlicht:

Autor:innen: Jérôme Le Dréau, Rui Amaral Lopes, Sarah O'Connell, Donal Finn, Maomao Hu, Humberto Queiroz, Dani Alexander, Andrew Satchwell, Doris Österreicher, Ben Polly, Alessia Arteconi, Flavia de Andrade Pereira, **Monika Hall**, Tuğçin Kırant-Mitić, Hanmin Cai, Hicham Johra, Hussain Kazmi, Rongling Li, Aaron Liu, Lorenzo Nespoli, Muhammad Hafeez Saeed

“Developing energy flexibility in clusters of buildings: A critical analysis of barriers from planning to operation”, 2023, doi: 10.1016/j.enbuild.2023.113608 [37]



8 Literaturverzeichnis

- [1] Bundesrat, "Langfristige Klimastrategie der Schweiz," 2021.
- [2] Sympheny, "Optimierung von Energiesystemdesignen," online. Accessed: Dec. 21, 2010. [Online]. Available: www.sympheny.com
- [3] Urbio, "Automatisierte Auslegung von Energiesystemen," online. Accessed: Dec. 21, 2010. [Online]. Available: <https://www.urb.io/?lang=de>
- [4] novatlantis gmbh, "Gemeinde-Energiekarte," 2018, Zürich.
- [5] Swiss Energy Planing SEP, "Plattform für Gebäude und Energie," online. Accessed: Oct. 25, 2021. [Online]. Available: <https://www.swissenergyplanning.ch>
- [6] C. Hunziker *et al.*, "Netzkompatibilität von Wohngebäuden - Entwicklung einer Bewertungsmethode," BFE Schlussbericht SI/501530-01, www.aramis.admin.ch, 2019.
- [7] DesignBuilder Software Ltd, "DesignBuilder." Accessed: Nov. 03, 2022. [Online]. Available: <https://designbuilder.co.uk/>
- [8] ClimateMaster, "Tranquility® Water-To-Water (TMW) Series - Modells TMW036-340 60 Hz - HFC-410A," 2021, *Zugriff: 19.10.2022*.
- [9] H. R. Gabathuler, H. Mayer, and T. Afjei, "Standardschaltungen für Kleinwärmepumpenanlagen - Teil 1: STASCH-Planungshilfen," Schlussbericht, 2002.
- [10] N. Pflugradt, "LoadProfileGenerator v. 6.7.0," 2014. Accessed: Nov. 22, 2017. [Online]. Available: www.loadprofilegenerator.de
- [11] Merkblatt SIA 2024, "Raumnutzungsdaten für die Energie- und Gebäudetechnik (Merkblatt SIA 2024:2021)," 2021, *Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverein, Zürich*.
- [12] Schott Solar, "ASE-300-DGF50_us.pdf." Accessed: Jun. 10, 2024. [Online]. Available: www.secondsol.com/de/anzeige/15697/photovoltaikmodule/polykristalline-module/schott/ase-300-dgf50-300
- [13] National Renewable Energy Laboratory (NREL), "EnergyPlus." [Online]. Available: <https://energyplus.net>
- [14] University of Kassel and Fraunhofer Institute for Energy Economics and Energy System Technology IEE, "Pandapower (übersetzt von word translate)," Kassel. Accessed: Oct. 23, 2023. [Online]. Available: <https://www.pandapower.org>
- [15] Fraunhofer Institute for Energy Economics and Energy System Technology IEE, "Pandapower read the Docs v2.13.1 (übersetzt von word translate)," Kassel.
- [16] F. Schäfer, *Multi-year time-series-based power system planning with hybrid optimization and supervised learning Methods*. Dissertation, kassel university press, doi:10.17170/kobra-202101213009, 2020. doi: [doi.org/doi:10.17170/kobra-202101213009](https://doi.org/10.17170/kobra-202101213009).
- [17] OFFIS e.V. Oldenburg, "Mosaik - flexible Smart Grid co-simulation framework." [Online]. Available: <http://mosaik.offis.de/>
- [18] Modelica Association, "FMI Functional Mock-up Interface." Accessed: Nov. 22, 2023. [Online]. Available: <https://fmi-standard.org>
- [19] D. S. Schiera, L. Barbierato, A. Lanzini, R. Bochiellini, and E. Pons, "A Distributed Platform for Multi-Modelling Co-Simulations of Smart Building Energy Behaviour," in *IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2020 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, 2020, pp. 1–6. doi: 10.1109/EEEIC/ICPSEurope49358.2020.9160641.
- [20] EPEX SPOT Market DATA, "Schweizer Spotmarktpreise 2019," www.epexspot.com.
- [21] ENTSO-E, "Transparency Platform." Accessed: Mar. 15, 2024. [Online]. Available: <https://transparency.entsoe.eu/dashboard/show>



- [22] Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VESE, “Strommarkt und Stromhandel.” Accessed: Apr. 15, 2024. [Online]. Available: www.strom.ch/de/wissen/strommarkt-und-stromhandel
- [23] D. Vuarroz and S. Aguacil Moreno, “Dataset concerning the hourly conversion factors for the cumulative energy demand and its non-renewable part, and hourly GHG emission factors of the Swiss mix during a one-year period (2016 and 2017),” *Data Brief*, vol. 30, p. 105509, 2020, doi: 10.1016/j.dib.2020.105509.
- [24] Electricity Maps Data Portal, “Switzerland Carbon Intensity Data.” Accessed: Mar. 11, 2024. [Online]. Available: www.electricitymaps.com/data-portal
- [25] IEC 60076-7, “Power transformers Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers,” 2005.
- [26] R. A. Lopes, P. Magalhães, J. P. Gouveia, D. Aelenei, C. Lima, and J. Martins, “A case study on the impact of nearly Zero-Energy Buildings on distribution transformer aging,” *Energy*, vol. 157, no. December 2016, pp. 669–678, 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.05.148.
- [27] Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VESE, “Investitionssicherheit für PV-Anlagen.” Accessed: Mar. 19, 2024. [Online]. Available: <https://www.vese.ch/investitionssicherheit/>
- [28] Industrielle Werke Basel IWB, “Stromtarife und Abgaben.” Accessed: Mar. 19, 2024. [Online]. Available: <https://www.iwb.ch/servicecenter/stromtarife/vorherige-tarife>
- [29] Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom, “Strompreise Schweiz.” Accessed: Mar. 19, 2024. [Online]. Available: www.strompreis.elcom.admin.ch/
- [30] Industriellewerke Basel IWB, “Vergütung für Strom aus Photovoltaikanlagen.” Accessed: Nov. 16, 2023. [Online]. Available: www.iwb.ch/servicecenter/stromtarife/pv-ruecklieferarif
- [31] Merkblatt SIA 2040, “SIA-Effizienzpfad Energie,” 2017.
- [32] SIA 180, “Wärmeschutz, Feuchteschutz und Raumklima in Gebäuden (SIA 180:2014),” 2014, *Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverein, Zürich*.
- [33] ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V, “Wasser-Elektrolyse: Verbesserte Wirkungsgrade steigern die Wasserstoffproduktion.” Accessed: Jun. 26, 2024. [Online]. Available: https://www.asue.de/aktuelles_presse/elektrolyse-wirkungsgrad_und_effizienz_verbessert
- [34] SFC Energy, “Wirkungsgrad der Brennstoffzelle.” Accessed: Jun. 26, 2024. [Online]. Available: <https://www.sfc.com/de/glossar/wirkungsgrad-der-brennstoffzelle/>
- [35] SN EN ISO 7730, *Ergonomie der thermischen Umgebung - Analytische Bestimmung und Interpretation der thermischen Behaglichkeit durch Berechnung des PMV- und des PPD-Indexes und Kriterien der lokalen thermischen Behaglichkeit*. 2006.
- [36] International Energy Agency (IEA), “IEA EBC Annex 82 - Energy Flexible Buildings Towards Resilient Low Carbon Energy Systems,” 2020. [Online]. Available: <https://annex82.iea-ebc.org/>
- [37] J. Le Dréau *et al.*, “Developing energy flexibility in clusters of buildings: A critical analysis of barriers from planning to operation,” *Energy Build*, vol. 300, no. June, 2023, doi: 10.1016/j.enbuild.2023.113608.
- [38] C. Hoffmann and A. Geissler, “Dem Prebound Effekt auf der Spur – Differenzen zwischen dem Heizwärmeverbrauch und dem rechnerisch ermittelten Heizwärmebedarf bei Bestandsgebäuden (Wohnen),” *Bauphysik*, vol. 39, no. 3, pp. 159–174, Jun. 2017, doi: 10.1002/bapi.201710022.
- [39] Climate.OneBuilding, “Repository of free climate data for building performance simulation.” Accessed: Mar. 12, 2024. [Online]. Available: <https://climate.onebuilding.org/default.html>
- [40] Eidg. Steuerverwaltung, “Kurslisten direkte Bundessteuer.” Accessed: Mar. 15, 2024. [Online]. Available: <https://www.ictax.admin.ch/extern/de.html#/ratelist>



9 Anhang

9.1 Heizwärmebedarf

Um den Heizwärmebedarf einzustellen, wird der Heizwärmebedarf gemäss SIA 380/1 berechnet. Dieser Heizwärmebedarf wird mit dem Heizwärmebedarf (Wärmeabgabe der Radiatoren) aus der Simulation mit EnergyPlus verglichen. Hierfür müssen in EnergyPlus einige Anpassungen gemacht, damit die Eingabewerte in beide Programme so gut es geht ähnlich sind.

In [38] wird eine Abweichung von dynamischen Simulationen und der SIA 380/1 von ca. $\pm 10\%$ angegeben. Dies wird erreicht (Tabelle 9). Tabelle 10 zeigt eine Übersicht der verschiedenen Klimadaten. Die Konstruktionen sind in Tabelle 11 zusammengestellt. Die Luftdichtheit beträgt $n_{50} = 2.6 \text{ h}^{-1}$.

Tabelle 9: Übersicht Heizwärmebedarf. Der Heizwärmebedarf aus EnergyPlus ist mit den Heizgradtagen korrigiert.

	SIA380/1:2016 kWh/(m ² a)	EnergyPlus kWh/(m ² a)	Abw.
Heizwärmebedarf	36.3	33.4	-8%
SIA 380/1:2016 (Tool Zentralschweiz)			
- Klimadaten: SIA 2028 Basel-Binningen (Normaljahr), Jahresmitteltemperatur: 10.5 °C - Kein Sonnenschutz oder Verschattung			
EnergyPlus			
- Anpassung auf 60 m²/Person (gemäss SIA 380/1:2016) - Anpassung Haushaltsstrom, so dass der Bedarf rund dem Bedarf für elektrische Geräte gemäss SIA 380/1:2016 entspricht - Klimadaten: Tabelle 10 (Klimasatz von 1990-2021) - 4 x 10 min Lüften am Tag (Stosslüftung) - Kein Sonnenschutz oder Verschattung - Soll-Raumtemperatur: 20°C			

Für die eigentlichen Simulationen werden andere Profile für den Haushaltsstrombedarf, andere Flächen pro Person, andere Soll-Temperaturen für die Raumtemperatur, eine Sonnenschutzsteuerung und aktualisierte Klimadaten für Basel-Binningen (Tabelle 10) verwendet.



Tabelle 10: Jahreswerte der verwendeten Klimadaten. Die Daten mit der Klimaperiode 1990-2021 werden für den Vergleich mit SIA 380/1:2016 verwendet. Die Klimaperiode 2007-2021 wird in den Simulationen verwendet.

Programm			SIA 380/1	EnergyPlus v.9.4	
Klimadatenquelle			SIA 2028*	Climate.OneBuilding [39]	
Datenbasis		Klimaperiode	1984-2003	1990-2021**	2007-2021***
Temperatur	°C	Jahresmittelwert	10.5	10.8	11.2
Glob. Hor.	kWh/(m²a)	Jahressumme	1'115	1'249	1'273
Windgeschw.	m/s	Jahresmittelwert	2.5	2.0	1.9
Windrichtung	°	Jahresmittelwert	191	197	195
HGT	K/d	Jahressumme	3'011	2'954	2'852

*Basel-Binningen (Normaljahr)

**CHE_BL_Basel.Binningen.066010_TMYx.epw

***CHE_BL_Basel.Binningen.066010_TMYx.2007-2021.epw

Tabelle 11: Verwendete Konstruktionen, Wärmebrücken sind in den U-Werten enthalten.

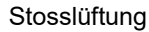
Bauteil	Schichten	Dicke, mm	U-Wert, W/(m² a)
Aussenwand	Aussenputz	10	0.53
	Dämmung	50	
	Mauerwerk	200	
	Innenputz	10	
Dach	Holzplatte	15	0.48
	Dämmung	70	
	Gipskarton	12.5	
Bodenplatte	Fussbodenbelag	15	0.48
	Dämmung	20	
	Beton	150	
	Dämmung	50	
Innenwand	Innenputz	5	1.9
	Mauerwerk	150	
	Innenputz	5	
Zwischendecken	Fussbodenbelag	15	1.2
	Dämmung	20	
	Beton	150	
	Innenputz	10	
Fensterglas	2-fach Verglasung g-Werte: 0.65	-	1.4



9.2 Zeitpläne

Personenanwesenheit

Haus 1 (2 P.)	Haus 2 (3 P.)	Haus 3 (2 P.)	Haus 4 (1 P.)	Haus 5 (3 P.)	Haus 6 (4 P.)	Haus 7 (2 P.)	Haus 8 (2 P.)
! Schedule: EFH_1_Pers Schedule:Compact, EFH_1_Pers, Fraction, Through: 31 Dec, For: AllDays, Until: 06:00, 0.8, Until: 07:00, 0.48, Until: 08:00, 0.32, Until: 12:00, 0, Until: 13:00, 0.64, Until: 14:00, 0.32, Until: 17:00, 0, Until: 18:00, 0.32, Until: 21:00, 0.64, Until: 24:00, 0.8;	! Schedule: EFH_2_Pers Schedule:Compact, EFH_2_Pers, Fraction, Through: 31 Dec, For: AllDays, Until: 06:00, 0.8, Until: 09:00, 0.5, Until: 11:00, 0, Until: 14:00, 0.5, Until: 17:00, 0, Until: 18:00, 0.5, Until: 22:00, 0.6, Until: 24:00, 0.8;	! Schedule: EFH_3_Pers Schedule:Compact, EFH_3_Pers, Fraction, Through: 31 Dec, For: AllDays, Until: 07:00, 0.8, Until: 15:00, 0, Until: 18:00, 0.4, Until: 21:00, 0.6, Until: 24:00, 0.8;	! Schedule: EFH_4_Pers Schedule:Compact, EFH_4_Pers, Fraction, Through: 31 Dec, For: AllDays, Until: 07:00, 0.8, Until: 08:00, 0.6, Until: 09:00, 0.4, Until: 11:00, 0, Until: 12:00, 0.2, Until: 13:00, 0.8, Until: 14:00, 0.4, Until: 17:00, 0.2, Until: 18:00, 0.5, Until: 20:00, 0.6, Until: 24:00, 0.8;	! Schedule: EFH_5_Pers Schedule:Compact, EFH_5_Pers, Fraction, Through: 31 Dec, For: AllDays, Until: 08:00, 0.8, Until: 11:00, 0.2, Until: 12:00, 0.6, Until: 16:00, 0.3, Until: 21:00, 0.4, Until: 24:00, 0.8;	! Schedule: EFH_6_Pers Schedule:Compact, EFH_6_Pers, Fraction, Through: 31 Dec, For: AllDays, Until: 06:00, 0.8, Until: 07:00, 0.48, Until: 08:00, 0.32, Until: 12:00, 0, Until: 13:00, 0.64, Until: 14:00, 0.32, Until: 17:00, 0, Until: 20:00, 0.32, Until: 23:00, 0.64, Until: 24:00, 0.8;	! Schedule: EFH_7_Pers Schedule:Compact, EFH_7_Pers, Fraction, Through: 31 Dec, For: AllDays, Until: 07:00, 0.8, Until: 08:00, 0.4, Until: 12:00, 0.2, Until: 13:00, 0.8, Until: 17:00, 0.5, Until: 24:00, 0.8;	! Schedule: EFH_8_Pers Schedule:Compact, EFH_8_Pers, Fraction, Through: 31 Dec, For: AllDays, Until: 06:00, 0.8, Until: 07:00, 0.5, Until: 09:00, 0.2, Until: 12:00, 0, Until: 14:00, 0.25, Until: 18:00, 0.0, Until: 22:00, 0.6, Until: 24:00, 0.8;

63/67



Radiatoren

Haus 1	Haus 2	Haus 3	Haus 4	Haus 5	Haus 6	Haus 7	Haus 8
! Schedule: Baseboard_H1_SoWi SCHEDULE:COMPA CT, Window_Opening_H 1_SoWi, Fraction, Through: 30 Apr, For: AllDays, Until: 06:50, 1, Until: 07:00, 0, Until: 14:50, 1, Until: 15:00, 0, Until: 18:40, 1, Until: 18:50, 0, Until: 21:50, 1, Until: 22:00, 0, Until: 24:00, 1, Through: 15 Sep, For: AllDays, Until: 24:00, 0, Through: 31 Dec, For: AllDays, Until: 06:50, 1, Until: 07:00, 0, Until: 14:50, 1, Until: 15:00, 0, Until: 18:40, 1, Until: 18:50, 0, Until: 21:50, 1, Until: 22:00, 0, Until: 24:00, 1;	! Schedule: Baseboard_H2_S oWi SCHEDULE:COM PACT, Baseboard_H2_S oWi, Fraction, Through: 30 Apr, For: AllDays, Until: 08:20, 1, Until: 08:30, 0, Until: 13:50, 1, Until: 14:00, 0, Until: 19:20, 1, Until: 19:30, 0, Until: 22:40, 1, Until: 22:50, 0, Until: 24:00, 1, Through: 15 Sep, For: AllDays, Until: 24:00, 0, Through: 31 Dec, For: AllDays, Until: 08:20, 1, Until: 08:30, 0, Until: 13:50, 1, Until: 14:00, 0, Until: 19:20, 1, Until: 19:30, 0, Until: 22:40, 1, Until: 22:50, 0, Until: 24:00, 1;	! Schedule: Baseboard_H3_S oWi SCHEDULE:COM PACT, Baseboard_H3_S oWi, Fraction, Through: 30 Apr, For: AllDays, Until: 08:10, 1, Until: 08:20, 0, Until: 13:40, 1, Until: 13:50, 0, Until: 19:00, 1, Until: 19:10, 0, Until: 22:10, 1, Until: 22:20, 0, Until: 24:00, 1, Through: 15 Sep, For: AllDays, Until: 24:00, 0, Through: 31 Dec, For: AllDays, Until: 08:10, 1, Until: 08:20, 0, Until: 13:40, 1, Until: 13:50, 0, Until: 19:00, 1, Until: 19:10, 0, Until: 22:10, 1, Until: 22:20, 0, Until: 24:00, 1;	! Schedule: Baseboard_H4_S oWi SCHEDULE:COM PACT, Baseboard_H4_S oWi, Fraction, Through: 30 Apr, For: AllDays, Until: 07:40, 1, Until: 07:50, 0, Until: 13:30, 1, Until: 13:40, 0, Until: 18:50, 1, Until: 19:00, 0, Until: 22:20, 1, Until: 22:30, 0, Until: 24:00, 1, Through: 15 Sep, For: AllDays, Until: 24:00, 0, Through: 31 Dec, For: AllDays, Until: 07:40, 1, Until: 07:50, 0, Until: 13:30, 1, Until: 13:40, 0, Until: 18:50, 1, Until: 19:00, 0, Until: 22:20, 1, Until: 22:30, 0, Until: 24:00, 1;	! Schedule: Baseboard_H5_S oWi SCHEDULE:COM PACT, Baseboard_H5_S oWi, Fraction, Through: 30 Apr, For: AllDays, Until: 08:00, 1, Until: 08:10, 0, Until: 14:00, 1, Until: 14:10, 0, Until: 19:40, 1, Until: 19:50, 0, Until: 22:00, 1, Until: 22:10, 0, Until: 24:00, 1, Through: 15 Sep, For: AllDays, Until: 24:00, 0, Through: 31 Dec, For: AllDays, Until: 08:00, 1, Until: 08:10, 0, Until: 14:00, 1, Until: 14:10, 0, Until: 19:40, 1, Until: 19:50, 0, Until: 22:00, 1, Until: 22:10, 0, Until: 24:00, 1;	! Schedule: Baseboard_H6_S oWi SCHEDULE:COM PACT, Baseboard_H6_S oWi, Fraction, Through: 30 Apr, For: AllDays, Until: 07:20, 1, Until: 07:30, 0, Until: 13:30, 1, Until: 17:40, 0, Until: 20:20, 1, Until: 20:30, 0, Until: 23:20, 1, Until: 23:30, 0, Until: 24:00, 1, Through: 15 Sep, For: AllDays, Until: 24:00, 0, Through: 31 Dec, For: AllDays, Until: 07:20, 1, Until: 07:30, 0, Until: 13:30, 1, Until: 17:40, 0, Until: 20:20, 1, Until: 20:30, 0, Until: 23:20, 1, Until: 23:30, 0, Until: 24:00, 1;	! Schedule: Baseboard_H7_S oWi SCHEDULE:COM PACT, Baseboard_H7_S oWi, Fraction, Through: 30 Apr, For: AllDays, Until: 07:50, 1, Until: 08:00, 0, Until: 13:10, 1, Until: 13:20, 0, Until: 20:00, 1, Until: 20:10, 0, Until: 22:10, 1, Until: 22:20, 0, Until: 24:00, 1, Through: 15 Sep, For: AllDays, Until: 24:00, 0, Through: 31 Dec, For: AllDays, Until: 07:50, 1, Until: 08:00, 0, Until: 13:10, 1, Until: 13:20, 0, Until: 20:00, 1, Until: 20:10, 0, Until: 22:10, 1, Until: 22:20, 0, Until: 24:00, 1;	! Schedule: Baseboard_H8_S oWi SCHEDULE:COM PACT, Baseboard_H8_S oWi, Fraction, Through: 30 Apr, For: AllDays, Until: 07:30, 1, Until: 07:40, 0, Until: 13:10, 1, Until: 13:40, 0, Until: 18:20, 1, Until: 18:30, 0, Until: 22:50, 1, Until: 23:00, 0, Until: 24:00, 1, Through: 15 Sep, For: AllDays, Until: 24:00, 0, Through: 31 Dec, For: AllDays, Until: 07:30, 1, Until: 07:40, 0, Until: 13:30, 1, Until: 13:40, 0, Until: 18:20, 1, Until: 18:30, 0, Until: 22:50, 1, Until: 23:00, 0, Until: 24:00, 1;



Warmwasserzapfprofil (0.00007293 m³/s Spitzendurchfluss)

Haus 1	Haus 2	Haus 3	Haus 4	Haus 5	Haus 6	Haus 7	Haus 8
! Schedule: DHWprofile_H1 Schedule:Compact, DHWprofile_H1, Fraction, Through: 31 Dec, For: AllDays, Until: 05:00, 0, Until: 06:00, 0.2, Until: 07:00, 0.05, Until: 11:00, 0.0, Until: 12:00, 0.01, Until: 13:00, 0.05, Until: 19:00, 0, Until: 21:00, 0.03, Until: 22:00, 0.0, Until: 23:00, 0.01, Until: 24:00, 0.0;	! Schedule: DHWprofile_H2 Schedule:Compact, DHWprofile_H2, Fraction, Through: 31 Dec, For: AllDays, Until: 06:00, 0, Until: 07:00, 0.1, Until: 08:00, 0.01, Until: 12:00, 0.0, Until: 13:00, 0.01, Until: 18:00, 0.0, Until: 19:00, 0.05, Until: 20:00, 0.11, Until: 21:00, 0.0, Until: 22:00, 0.01, Until: 24:00, 0.0;	! Schedule: DHWprofile_H3 Schedule:Compact, DHWprofile_H3, Fraction, Through: 31 Dec, For: AllDays, Until: 08:00, 0, Until: 09:00, 0.12, Until: 10:00, 0.01, Until: 11:00, 0.0, Until: 12:00, 0.03, Until: 13:00, 0.1, Until: 16:00, 0.0, Until: 17:00, 0.02, Until: 18:00, 0.01, Until: 24:00, 0.0;	! Schedule: DHWprofile_H4 Schedule:Compact, DHWprofile_H4, Fraction, Through: 31 Dec, For: AllDays, Until: 06:00, 0, Until: 07:00, 0.2, Until: 08:00, 0.1, Until: 11:00, 0.0, Until: 12:00, 0.05, Until: 13:00, 0.05, Until: 16:00, 0.0, Until: 17:00, 0.05, Until: 18:00, 0.07, Until: 19:00, 0.05, Until: 24:00, 0.0;	! Schedule: DHWprofile_H5 Schedule:Compact, Schedule:Compact, DHWprofile_H5, Fraction, Through: 31 Dec, For: AllDays, Until: 07:00, 0, Until: 08:00, 0.1, Until: 12:00, 0.0, Until: 13:00, 0.02, Until: 17:00, 0.0, Until: 18:00, 0.01, Until: 21:00, 0.0, Until: 22:00, 0.01, Until: 24:00, 0.0;	! Schedule: DHWprofile_H6 Schedule:Compact, DHWprofile_H6, Fraction, Through: 31 Dec, For: AllDays, Until: 05:00, 0, Until: 06:00, 0.2, Until: 07:00, 0.08, Until: 16:00, 0.0, Until: 17:00, 0.01, Until: 18:00, 0.03, Until: 19:00, 0.06, Until: 22:00, 0.0, Until: 23:00, 0.02, Until: 24:00, 0.0;	! Schedule: DHWprofile_H7 Schedule:Compact, DHWprofile_H7, Fraction, Through: 31 Dec, For: AllDays, Until: 06:00, 0, Until: 07:00, 0.3, Until: 08:00, 0.12, Until: 12:00, 0, Until: 13:00, 0.01, Until: 17:00, 0.0, Until: 18:00, 0.01, Until: 19:00, 0.02, Until: 22:00, 0.0, Until: 23:00, 0.02, Until: 24:00, 0.0;	! Schedule: DHWprofile_H8 Schedule:Compact, DHWprofile_H8, Fraction, Through: 31 Dec, For: AllDays, Until: 06:00, 0, Until: 07:00, 0.18, Until: 12:00, 0, Until: 13:00, 0.02, Until: 18:00, 0.0, Until: 19:00, 0.02, Until: 20:00, 0.03, Until: 21:00, 0.0, Until: 22:00, 0.01, Until: 24:00, 0.0;



9.3 Day-Ahead Preise und Treibhausgasemissionen 2017, 2021-2023

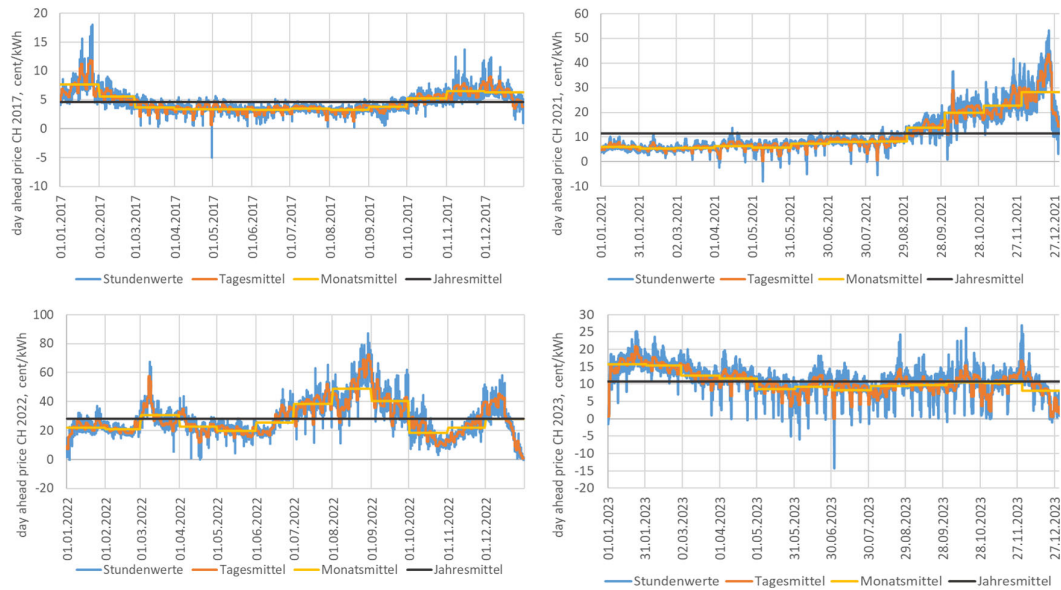


Abb. 32 Jahresverläufe der Day-Ahead Preise für die Jahre 2017, 2021-2023. Achtung: unterschiedliche Achsenskalierungen.

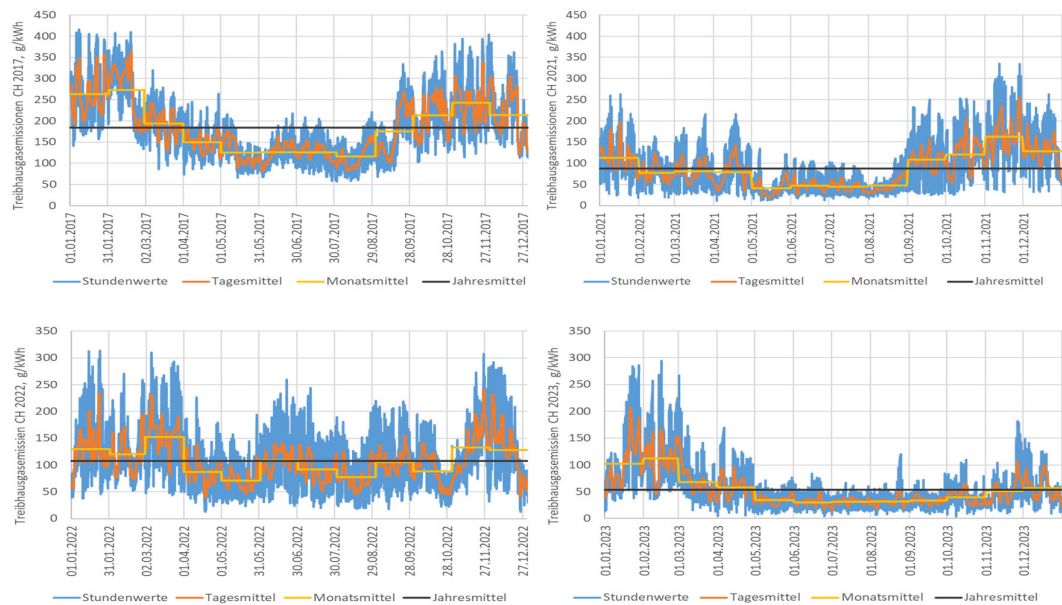


Abb. 33 Jahresverläufe der Treibhausgasemissionen der Schweizer Elektrizität für die Jahre 2017, 2021-2023. Achtung: unterschiedliche Achsenskalierungen.



Tabelle 12: Umrechnungskurse Euro zu Schweizer Franken [40]

Jahr	1 Euro = x CHF
2017	1.170150
2021	1.036150
2022	0.987450
2023	0.929700