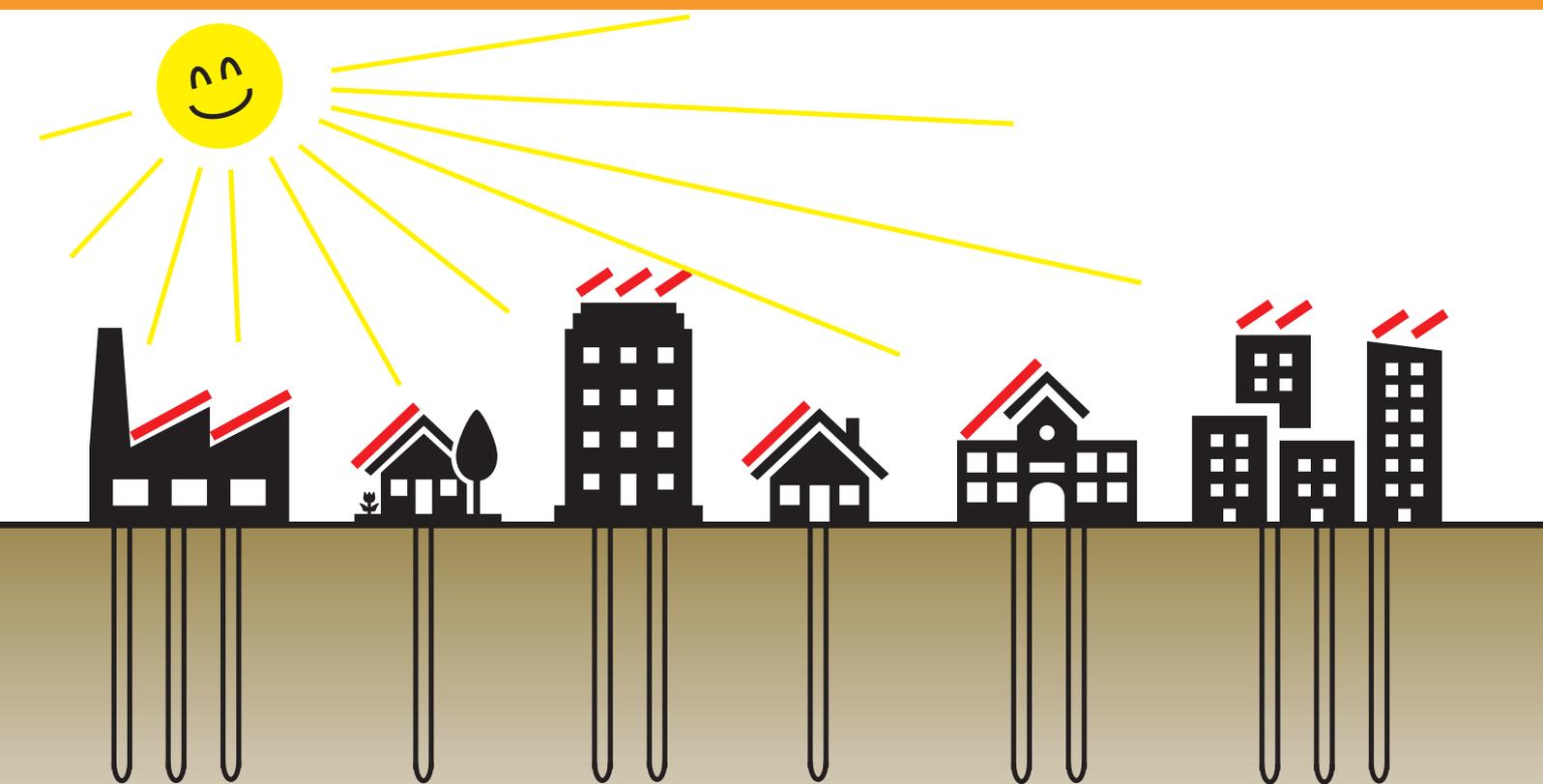


News aus der Wärmepumpen-Forschung

Dekarbonisierung, Digitalisierung und Smart Meter
Laufende Projekte: kurz und bündig
Erdwärmesonden: Regeneration bis saisonale Speicherung

Mittwoch, 22. Juni 2022, im Auditorium
der BFH Berner Fachhochschule, Burgdorf



28. Tagung des Forschungsprogramms
Wärmepumpen und Kältetechnik
des Bundesamts für Energie BFE



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Bundesamt für Energie BFE

News aus der Wärmepumpen-Forschung

Dekarbonisierung, Digitalisierung und Smart Meter
Laufende Projekte: kurz und bündig
Erdwärmesonden: Regeneration bis saisonale Speicherung

Tagungsband zur
28. Tagung des Forschungsprogramms
Wärmepumpen und Kältetechnik

22. Juni 2022
BFH Berner Fachhochschule
Burgdorf

Herausgeber:
Bundesamt für Energie (BFE)



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Bundesamt für Energie BFE

Impressum

Datum: Juni 2022

Bundesamt für Energie BFE, Forschungsprogramm Wärmepumpen und Kältetechnik
Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen
Postadresse: CH-3003 Bern

www.bfe.admin.ch

Bezugsort der Publikation:

www.bfe.admin.ch/forschung-waermepumpen-und-kaeltetechnik

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren der Beiträge verantwortlich.

Titelbild: Wärmespeicherung mit Erdwärmesonden (ZHAW)



Vorwort

News aus der Wärmepumpen-Forschung

Bis 2050 sollen 55 % der Heizwärme durch Wärmepumpen erzeugt werden – weltweit. So sieht es die Roadmap «Net Zero by 2050» der Internationalen Energieagentur vor. Heute sind es 7 %. Der erforderliche Zuwachs ist enorm. Zugleich bleibt es wichtig, möglichst effiziente Gesamtlösungen zu finden, die gut ins Energiesystem integriert sind und die saisonale Verfügbarkeit der Energiequellen berücksichtigen.

Die forschungsbasierte Verbesserung von Wärmepumpen und energieeffizienten Systemlösungen sowie die Kommunikation der Ergebnisse ist deshalb wichtiger denn je. Sie halten die Dokumentation zur 28. BFE-Wärmepumpentagung vom 22. Juni 2022 in ihren Händen und wir freuen uns, darin wiederum detaillierte Berichte über „News“ aus der Forschung wie auch über Ergebnisse von Pilot- und Demonstrationsprojekten publizieren zu können. Der Tagungsband ist nur mit einem zusätzlichen Effort der Referenten möglich, wofür wir einmal mehr sehr herzlich danken.

Den Einstieg bildet ein Übersichtsbericht über die Ziele und den Stand der Arbeiten des Forschungskonsortium DeCarbCH – Dekarbonisierung von Kühlen und Heizen in der Schweiz. Er ist Teil des Programms SWEET (Swiss Energy research for the Energy Transition) mit dem das BFE seit 2021 Innovationen fördert, die wesentlich zur erfolgreichen Umsetzung der Energiestrategie 2050 und zur Erreichung der Schweizer Klimaziele beitragen.

Die Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) wird auch für Wärmepumpen immer wichtiger. Mit den Projekten «IoT (Internet of Things) for Heat Pumps» sowie «KI-WP Künstliche Intelligenz für Wärmepumpen» wird darüber berichtet.

In sechs Kurzberichten finden Sie Informationen über Herausforderungen und Ziele von laufenden Forschungsprojekten; drei davon beschäftigen sich mit dem Einsatz von Wärmepumpen in der Industrie, ein Sektor, wo effiziente Technologien zur Dekarbonisierung besonders gefragt sind.

Ein weiterer Schwerpunkt widmet sich dem Thema Erdwärme. Diese erlaubt einen effizienten Einsatz von Wärmepumpen und kann durch Regeneration noch besser genutzt oder für die saisonale Wärmespeicherung eingesetzt werden. Den Abschluss bilden zwei Berichte zu Wärmepumpen und Eisspeicher.

Wir wünschen Ihnen eine interessante Lektüre!

Carina Alles & Stephan Renz
für das Forschungsprogramm Wärmepumpen und Kältetechnik
am Bundesamt für Energie BFE

Avant-propos

Nouvelles de la recherche sur les pompes à chaleur

D'ici 2050, 55 % de la chaleur de chauffage devrait être produite par des pompes à chaleur, et ce dans le monde entier. C'est ce que prévoit la feuille de route « Net Zero by 2050 » de l'Agence internationale de l'énergie. Aujourd'hui, ce chiffre est de 7 %. Il faudra une énorme croissance ! Dans le même temps, il demeure important de trouver des solutions globales aussi efficaces que possible, aptes à bien s'intégrer dans le système énergétique et tenant compte de la disponibilité des sources d'énergie selon les saisons.

L'amélioration, basée sur la recherche, des pompes à chaleur et des solutions système efficaces sur le plan énergétique ainsi que la communication des résultats sont plus importantes que jamais. Vous tenez entre vos mains la documentation du 28^e symposium de l'OFEN sur les pompes à chaleur du 22 juin 2022 ; vous y trouverez à nouveau des rapports détaillés sur les nouvelles de la recherche ainsi que sur les résultats des projets pilotes et de démonstration. Les actes de conférence ont pu être publiés grâce aux efforts supplémentaires des orateurs et des oratrices, que nous remercions une fois de plus très chaleureusement.

L'introduction est un compte-rendu des objectifs et de l'état des travaux du consortium de recherche DeCarbCH – DéCarbonisation du refroidissement et du chauffage en Suisse. Il fait partie du programme SWEET (Swiss Energy research for the Energy Transition), grâce auquel l'OFEN vise à promouvoir les innovations nécessaires à la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050 et à la réalisation des objectifs climatiques de la Suisse.

Les technologies de l'information et de la communication (TIC) gagnent également de plus en plus en importance pour les pompes à chaleur. Les projets « IoT (Internet of Things) for Heat Pumps » et « IA-PAC Intelligence artificielle pour les pompes à chaleur » permettent d'en rendre compte.

En outre, vous trouverez dans six rapports succincts des informations sur les défis et les objectifs des projets de recherche en cours. Trois d'entre eux traitent de l'utilisation des pompes à chaleur dans l'industrie, un secteur où les technologies efficaces de décarbonisation sont particulièrement demandées.

Un autre point fort des actes de conférence est consacré à la géothermie. Celle-ci permet une utilisation efficace des pompes à chaleur et peut être encore mieux exploitée par régénération ou utilisée pour le stockage saisonnier de la chaleur. Enfin, deux rapports sur les pompes à chaleur et les accumulateurs de glace clôturent l'ouvrage.

Nous vous souhaitons une lecture intéressante !

Carina Alles & Stephan Renz
Pour le programme de recherche Pompes à chaleur
et froid de l'Office fédéral de l'énergie OFEN

Inhaltsverzeichnis

SWEET DeCarbCH – Decarbonisation of Cooling and Heating in Switzerland Martin Patel, Institute for Environmental Sciences, Université de Genève	7
Digitalization and IoT (Internet of Things) for Heat Pumps (IEA HPT Annex 56) Veronika Wilk, AIT Austrian Institute of Technology	23
KI-WP – Introduction to Smart Meter Data Analysis for Heat Pump Optimization Tobias Bruder Müller, Bits to Energy Lab ETH-Zürich	37
DeCarb-PUI – Decarbonization of Industrial Processes through Redesign of the Process-Utility Interface Pierre Krummenacher, IGT Haute École d'Ingénierie et de Gestion du Canton de Vaud	47
IntSGHP – Integration of Steam-Generating Heat Pumps in Industrial Sites (Retrofit) Frédéric Bless, IES, OST-Ostschweizer Fachhochschule	53
HTHP-CH – Integration of High-Temperature Heat Pumps in Swiss Industrial Processes Cordin Arpagaus, IES, OST-Ostschweizer Fachhochschule	57
HPCosy – Heat Pump Comfort System Dezentrales Sole/Wasser Wärmepumpensystem für Mehrfamilienhäuser Christoph Messmer, IEBAU, Fachhochschule Nordwestschweiz	67
SunStore – Latenter, kompakter Pufferspeicher für mit Photovoltaik betriebene Wärmepumpen Philipp Roos, Cowa Thermal Solutions AG	73
OPERA – Utilisation optimale de l'énergie renouvelable avec PAC pour les immeubles collectifs en rénovation Andreas Hutter, CSEM	79
Soleheap – Solarthermie als Quelle für Sole/Wasser Wärmepumpen Herbert Güttinger, Quidconsult	85
SolSeasStore – Saisonale Wärmespeicherung in städtischen Quartieren mit Erdwärmesonden Manuel Hunziker, IUNR Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften	99
Cool2Regen – Aktives Kühlen von Gebäuden mit Wärmepumpen & Erdsonden für hohe Regenerationsgrade Florian Ruesch, SPF OST – Ostschweizer Fachhochschule	113
Erkenntnisse über Erdwärmesonden-Regeneration am Beispiel Doppel-Mehrfamilienhaus Ländisch Marc Bättschmann, Allianz 2SOL	125

News aus der Wärmepumpen-Forschung	28. Tagung des BFE-Forschungsprogramms «Wärmepumpen und Kältetechnik» 22. Juni 2022, BFH Burgdorf	Seite 6
------------------------------------	---	---------

2000-Watt Areal Weltpostpark Bern, autarke, regenerative Wärme mit Eisspeicher Beat Nussbaumer, Eicher und Pauli	141
TRI-HP – Heat Pump Systems for Heating and Cooling with Photovoltaic and Natural Refrigerants Raphael Gerber, Heim AG Heizsysteme	155
Abkürzungsverzeichnis	168
Adressen Referenten und Organisationsteam	169

Hinweis

Bei vom BFE mitfinanzierten Forschungs- und Entwicklungsprojekten (F&E) sowie Pilot- und Demonstrationsprojekten (P&D) werden auf der jeweiligen Titelseite im Tagungsband die Projektnummer und die Projektdauer angegeben.

Beispiel: **Kurzpräsentation BFE P&D-Projekt SI/502220 (in Bearbeitung 2021 – 2025)**

Auf www.aramis.admin.ch finden Sie weitere Projektinformationen. So zum Beispiel die Schlussberichte, die nach dem Projektabschluss publiziert werden. Unter «Projektsuche» die Projektnummer eingeben und Sie finden das Projekt. Die Berichte finden Sie unter «Texte».

Martin K. Patel, Institute for Environmental Sciences (ISE), University of Geneva
Stefan Bertsch, Ostschweizer Fachhochschule (OST), Institute for Energy Systems, Buchs
Beat Wellig, Hochschule Luzern (HSLU), Thermal Energy Systems and Process Engineering
Gianfranco Guidati, Energy Science Center ETH Zürich

BFE SWEET-Projekt **SI/502260** (in Bearbeitung 2021 – 2028)

SWEET DeCarbCH – Decarbonisation of Cooling and Heating in Switzerland

Abstract

DeCarbCH is a research project sponsored by the Swiss Federal Office of Energy's SWEET programme and coordinated by the University of Geneva, in close collaboration with OST (Buchs), HSLU (Lucerne) and ETHZ (Zurich). The DeCarbCH project addresses the colossal challenge of decarbonisation of heating and cooling in Switzerland within three decades and it prepares the grounds for negative CO₂ emissions. The overall objective of the project is to facilitate, speed up and de-risk the implementation of renewables for heating and cooling in the residential sector as well as for the service and the industry sector. The DeCarbCH project focusses on three main components, i.e. i) advanced renewable energy and transformation technologies, ii) thermal grids (for heating and cooling), and iii) energy storage. Heat pumps play a central role in the DeCarbCH project, in first instance in work package WP03 on thermal grids in combination with thermal energy storage, in WP04/WP10 on industry and in WP05/WP11 on primarily standalone renewable energy-driven system solutions. They are also addressed in other work packages, e.g. the case studies (WP06 for Zurich and WP07 for Romandie), legal and socio-economic integration (WP02/WP09) and energy system modelling (WP01/WP08), leading to recommendations for policy makers and other stakeholders.

Zusammenfassung

DeCarbCH ist ein vom BFE im Rahmen des SWEET-Programmes gefördertes Forschungsprojekt, das von der Universität Genf in enger Zusammenarbeit mit der Ostschweizer Fachhochschule, der Hochschule Luzern und der ETHZ koordiniert wird. Das Projekt nimmt sich der gewaltigen Herausforderung der Dekarbonisierung von Heizen und Kühlen in der Schweiz innerhalb von drei Jahrzehnten an, und es erarbeitet die Grundlagen zur Realisierung negativer CO₂-Emissionen. Das übergeordnete Ziel des Projekts ist es, die Anwendung von erneuerbaren Energien für die Wärme- und Kälteerzeugung im Wohnbereich sowie im Dienstleistungs- und Industriesektor zu befördern, zu beschleunigen und möglichst risikoarm zu gestalten. Das DeCarbCH-Projekt konzentriert sich auf drei Hauptkomponenten: i) neue Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien, ii) Wärmenetze (für Heizen und Kühlen) und iii) Energiespeicherung. Wärmepumpen spielen eine zentrale Rolle im DeCarbCH-Projekt, in erster Linie im Arbeitspaket WP03 zu Wärmenetzen in Kombination mit thermischen Energiespeichern, in WP04/WP10 zum Industriesektor und in WP05/WP11 zu vorwiegend autonomen, auf erneuerbaren Energien basierenden Systemlösungen. Sie kommen auch in anderen Arbeitspaketen zur Anwendung, z. B. in den Fallstudien (WP06 für Zürich und WP07 für die Westschweiz), im Rahmen ihrer Einbettung in rechtliche und sozioökonomische Fragestellungen (WP02/WP09) und bei der Modellierung von Energiesystemen (WP01/WP08). Aus den diversen Arbeiten werden letztlich Empfehlungen für politische Entscheidungsträger und andere Akteure abgeleitet.

Background

The scale of transformation needed to meet the confederation's net zero carbon objective by 2050 (Federal Council, 2019) is colossal, even when considering only the built environment and industry (as targeted by the SWEET research challenge No.3): Within less than three decades, 29% of Switzerland's total final energy use and 46% of its fossil energy use need to be substituted by renewable energy (SFOE, 2020). For the residential sector only, this amounts to 900'000 buildings (approximately 60% of all residential buildings), to which all fossil fuel boilers in non-residential building and in industry have to be added. In total, on average in the order of 50'000 oil and gas boilers will have to be replaced by renewable heating every year from now until 2050. In addition, renewable energy solutions need to be implemented to address the rising demand of cooling, which is related to both climate change and the demand for higher thermal comfort. Apart from old fossil fuel boilers, also boilers installed in rather recent years and the last decade will soon need to be substituted, calling for incentives or other accompanying measures to facilitate the transition. All owners of fossil fuel-fired heating systems must participate in this process and take the required steps. Many owners of cooling systems (such as in the commercial sector) which work to the full satisfaction of their users may have to move to other solutions, in particular grid-connected technologies.

How to best manage this entire process, to ensure that it materializes as smoothly as possible? Which type of knowledge is required as we move along the decarbonization pathway? What are the trade-offs to consider? How to anticipate possible challenges and cater for them? In particular, how can serious delays, lock-ins or even roadblocks be avoided?

While most technical solutions are known, at least in terms of the principle to be applied, it is much less clear what the concrete best-practice solutions are in any given situation. This is partly due to the existence of numerous technological options and the existence of an immense number of potential technological combinations. Their choice partly depends on the locally available renewable energy resources, space availability, the density of energy demand (e.g. suburban versus downtown) as well as several other factors. Even in an urban context, many circumstances may be considered as unique, making it challenging to choose the best possible solution and to provide guidance for others. The complexity is multiplied when considering industrial energy demand which is characterized by very high heterogeneity. Moreover, performance and cost levels of new combinations of technologies are not always clear (even for energy retrofitting in the residential sector), e.g. because they depend on the way of integration and control, thereby calling for mastery of technology in many ways and at different levels, e.g. sizing, installation as well as monitoring and control.

Constraints such as maximum acceptable cost levels or legal conditions reduce the solution space, resulting in more complex decision making. Furthermore, many technology choices influence the viability (economic, technical etc.) of other technologies, therefore resulting in path dependencies (e.g. the decision to build a thermal grid may make certain stand-alone technologies undesirable; and the use of waste heat from a municipal waste incineration plant for district heating raises the question about the heat source for future carbon capture). The question is hence what the main interdependences of technology choices are and which essential path dependencies exist. For instance, "picking low-hanging fruits" today (e.g. in terms of high cost-effectiveness) may create barriers later on due to pathway dependence, e.g. by resulting in more pronounced differences in marginal costs. As further example, using biomass for residential heating may result in a lack of biomass availability for high-temperature processes in industry

where there are less alternative solutions. Vice versa, certain technological and non-technological (e.g. regulatory) choices may facilitate further development, calling for their early implementation. Being an interrelated challenge, there is urgent need to better understand how the financial risk related to heavy investment can be minimized. This is important not only from the perspective of the investor but also for the collectivity because single failures entail the risk of discrediting key technological solutions (e.g. technology families) or pathways, apart from damaging the reputation of the actors involved. Extending the system perspective, the question is how to ensure that the acceptance, engagement and clear support of the various stakeholders (utilities, companies, households etc.) is gained and then sustained over decades.

In a nutshell, implementing zero-carbon solutions for household, industry and the service sector is much more than only a technological question and it instead calls for an overarching approach that accounts for technical, economic and social as well as legal aspects.

Overall objectives

The DeCarbCH project addresses the colossal challenge of decarbonization of heating and cooling within three decades and of preparing the grounds for negative CO₂ emissions. We seek smart, target-oriented and future-proof solutions while pursuing and prioritizing consensual approaches. The overall objective of the project (with the ultimate target of net zero emissions) is to facilitate, accelerate and de-risk the implementation of renewables for heating and cooling

- by providing guidance on which combination of technologies to implement where, to what extent and when
- by developing, piloting and demonstrating combinations of commercially viable technologies thereof, consequently helping to drive down the cost of renewable heating and cooling in all sectors
- by conducting model-based analyses that support planning, inter alia by the development of scenarios representing the supply, distribution and demand of renewable heating and cooling services
- by quantifying the value of both renewable heating and cooling as well as of negative CO₂ emissions
- by providing evidence-based guidance on how to enable the implementation of renewable heating and cooling by policies and by legal measures as well as by engaging with the relevant actors and ensuring the necessary level of acceptance

In abstract terms, the objective can be formulated as identifying which types of (generic) solutions (technical and non-technical) can be recommended for which type of (generic) situation.

Scope

The scope of this complex socio-technical system coincides with the definition for research challenge No.3 in the call text, thereby encompassing heating and cooling in the residential sector, services and industry in cities and districts/regions of various scales and degrees of urbanization.

The large-scale integration of renewables for heating and cooling in industry, services and households is a prerequisite for reaching the net-zero carbon emissions target. A wide range of renewable energy resources is available for this purpose, including solar energy, geothermal energy, ambient heat (e.g. from air, ground, lakes and rivers), bioenergy and waste, next to further options enabled by sector coupling. Hardly any of these renewable energy resources can be easily transported over longer distances or stored over longer periods of time (solid biomass and biogas are exceptions to some extent), making it necessary to use them locally and to fully exploit the potential in the periods of time when they are available. Wherever the energy demand is rather low or when/if it can be strongly decreased (e.g. potentially in some suburban areas), the renewable energy supply may meet or exceed the demand. On the other hand, a net energy deficit will continue to exist for the next decades in most urban areas and in industry, thereby representing the largest challenges for the energy transition.

In order to overcome the temporal and spatial constraints, renewable heating and cooling in the built environment and in industry/services will therefore have to rely on three main components, i.e. i) advanced renewable energy technologies, ii) thermal grids (for heating and cooling) and iii) energy storage.

Specific objectives

Having defined the three main components of renewable heating and cooling, the objective of the DeCarbCH project is to establish, for a given (local or regional) demand, the optimal combinations of renewable energy, thermal grids and energy storage as well as necessary and desirable conditions for their implementation. Optimality of the solutions implies technical (efficiency etc.), economic (costs) and environmental (CO₂ emissions, land use) aspects while the necessary and desirable conditions include regulatory aspects as well as support or at least acceptance by the relevant actors.

Depending on the circumstances it will not be necessary to always include all three components (renewable energy, thermal grids and energy storage). However, it can be expected that typically at least two components will need to be combined because simple, well-known, 100% renewable energy solutions without grids and storage typically only apply to rural areas which are not in the key focus of the planned project.

In more detail, the specific objectives of the DeCarbCH project are

- to compile data and to model the spatio-temporal availability of renewable resources in Switzerland and their costs (WP01)
- to establish spatio-temporal information of thermal demand including temperature levels for the residential, commercial and industrial sector, thereby making use of opportunities of local thermal integration prior to usage of excess heat (esp. for industry and commercial sector) (WP01 and WP04)
- to characterize in terms of techno-economic features and costs (largely existing) energy conversion technologies (WP01, 04, 05), i.e. residential sector heat pumps, industrial heat pumps, CHP/tri-generation systems and to compile techno-economic data on negative emission technologies (WP04)
- to develop technological solutions (including design and operation) of urban thermal grids for future energy planning, thereby addressing, inter alia, the need to reduce thermal grid

temperatures to lower levels than today in order to facilitate the integration of renewable resources and to increase efficiency (WP03, 07)

- to identify and characterize (in terms of techno-economic features and costs) thermal energy storage solutions that can be integrated in a relevant selection of technical configurations including thermal grids and (partially/primarily) thermal grid-independent conditions (WP03, 04, 05)
- to develop tools to recommend a single technology (where relevant) and to support the selection of technology combinations (e.g. renewables + storage; renewables + grids), configuration and sizing at different levels of granularity (WP01, 03, 04, 10, 11)
- to develop (largely in the context of complementary projects) new technology combinations on system level (WP05)
- to develop open-source tools for spatio-temporal (GIS-based), techno-economic energy and emissions modelling and to apply these at different spatial resolution, from the level of neighborhoods to towns, cities, cantons/regions and the country as a whole (WP01)
- to develop an understanding of key legal and socio-economic enabling factors for overcoming barriers and accelerating the implementation of clean heating and cooling solutions, and to elaborate and assess appropriate organizational and policy measures (WP02, 05, 09)
- to develop a systematic framework to support well-reasoned decision making, on all levels of stakeholder engagement, to facilitate the transition towards integration of renewables in industrial heating and cooling (WP10), by understanding the needs and barriers of industry.
- to practically apply, test, validate and improve approaches, tools and results developed in DeCarbCH to concrete locations, e.g. the cities of Zurich and Geneva (WP06, 07)
- to (co-)develop and/or evaluate real-case technical and non-technical solutions and to disseminate best practice solutions (WP06, 07; WPPD1-5)
- to conduct scenario analyses (including energy use, CO₂ emission reduction potential, costs and other KPIs) and to study transition pathways, leading to policy recommendations (WP01, 08)
- to develop guidelines and hands-on tools for energy planners, and policy makers as well as for researchers and teachers (WP01 to WP06 and WP08 to WP11)
- in a later stage of the DeCarbCH project, to further improve and demonstrate new solutions in Pilot & Demonstration (P&D) projects, thereby facilitating accelerated uptake under different circumstances (WPPD1 to WPPD5).
- to disseminate research findings and transfer knowledge to industry, the service sector, education, engineering firms, consultants and other stakeholders (WPG2).

Research concept and vision

The DeCarbCH project focusses on areas which on one hand have a high impact (large multiplication potential) and on the other hand are still in need for development. This includes urban areas with grids (large impact, and still development needed) as well as system solutions for off-grid (i.e. industry, or old buildings with high supply temperatures and need for seasonal storage), while it does not include new single-family residential buildings for which suitable solutions are readily available. We neither include highly specialized industrial plants.

The DeCarbCH consortium developed a common understanding of the role of renewable energy, thermal grids and energy storage in the context of Swiss energy and climate policy making. This is summarized in the following, thereby serving as concept and vision of this project:

- (i) Net-zero as objective within three decades implies that fossil fuel boilers must not be installed anymore for heating. The renewable energy technologies that need to be primarily implemented instead and that require further development with regard to integrated solutions for Switzerland (WP05) are solar energy (PV and solar thermal), heat pumps, bioenergy and geothermal energy (subject to local availability and economic viability; WP01). Heat pumps are a key enabler and can be considered to be fully developed (air source & geothermal heat pumps) for small buildings and well-insulated larger buildings whereas further R&D and demonstration is required for high(er)-temperature heat pumps for commercial and industrial use, for heat pumps feeding large thermal grids and for heat pumps integrated in complex configurations and processes (WP05). Solid waste includes biomass (e.g. wood and food residues) which is used as energy resource already today in municipal solid waste incineration (MSWI) plants. By combination with carbon capture and storage (CCS, e.g. in combination with municipal solid waste incineration plants), these MSWI plants offer local opportunities for negative carbon emissions which can also be realized for dedicated biomass combustion plants (WP04). Biomass is ideally used to cover thermal energy needs at high temperature, i.e. primarily in industry, preferably in combination with heat cascading. With regards to regulatory implication and stakeholder aspects, the experience made in Basel-City, with the prohibition of fossil fuel-fired heating systems since 2017, will serve as one important starting point for the DeCarbCH project (in WP02).
- (ii) Thermal grids are a key solution to integrate renewable thermal energy (e.g. geothermal and solar) in urban centres (both in new districts and existing ones, WP03) as well as in industry (WP04). Thermal grids also allow to address the future demand for cooling while offering opportunities for sector coupling. In certain geographical areas (e.g. dense urban centres), thermal grids appear as essentially the only option for realizing near-complete decarbonisation within the targeted time frames. In other areas, they allow to make use of excess heat from industry and/or from the service sector. There are several important legal and actor-related aspects which will be taken into account (WP02).
- (iii) Thermal energy storage (WP03-05) is a mature technology in the form of hot water tanks of low to medium size while international experience is available for large-scale open pit storage systems connected to district heating. This type of storage serves the needs of flexibilisation at various time scales from hourly to seasonal and are considered as least-cost solution among the energy storage technologies. However, they are characterized by significant drawbacks such as high energy losses, large space needs and high investment costs. Alternative solutions are therefore being developed such as underground water storage, borehole fields (also for high temperatures), latent energy storage technologies using

phase change materials as well as sorption technologies. The choice of the most suitable technology is expected to depend on the (local) energy system which is characterized by the renewable energy to be harnessed, the (non-)existence of a thermal grid and its features as well as the characteristics on the energy demand side. At this stage, it is not known whether innovative thermal storage technologies beyond hot water systems are viable as practical solutions for integration in larger systems like thermal grids.

In the urban context, there is no one-size-fits-all solution for designing and implementing thermal grids. To begin with, thermal grids should generally be avoided wherever decentralized, renewable energy solutions are possible (e.g. decentralized heat pumps or direct use of solar thermal energy), for reasons of energy efficiency, grey energy, costs and a number of other aspects. The most suitable and acceptable stand-alone renewable energy technology must be chosen in these cases. Identifying the areas for which thermal grids start to compete with decentralized heating and cooling solutions is not straightforward (will be covered by WP01). Factors that determine whether or not a thermal grid is an adequate solution in an urban context include the local availability of renewable energy, the availability of a properly matching energy conversion technology and energy demand characteristics. R&D and demonstration are still required in various areas related to thermal grids, e.g. temperature cascading, other strategies of temperature reduction, integration of energy storage, hydraulics of low-temperature grids, optimal operation etc. Legal considerations (e.g. compensation), urban planning aspects (space use but also, for example, the minimization of various types of nuisance for local residents and for the transport infrastructure) as well as local acceptance by the population are further, potentially crucial success factors. The DeCarbCH project focusses primarily on larger thermal grids at the level of city-cantons or towns of various size whereas smaller grid solutions are of subordinate importance due to their higher cost-effectiveness, easier planning processes and relatively low technical challenges. Even for well-connected thermal grids but likewise for smaller towns, for industry and commerce, the supply of peak demand is another key area of concern.

Industry has very specific, widely varying requirements with regard to energy demand profiles, temperature levels, etc. As indicated above, it is imperative to first ensure thermal integration within an industrial site before feeding its excess heat to a thermal grid, and process integration techniques such as pinch analysis are crucial for accomplishing this (further work is required to facilitate swift exploitation of the potential, especially for SMEs). Such systematic and holistic analyses are a fundamental starting point for correct integration of renewables in process heating and cooling and for energy efficiency measures in general. Different criteria must be applied for heat integration in greenfield versus brownfield conditions. To satisfy the remaining heat demand there is still need for developing and demonstrating reliable hybrid energy systems containing an optimized mix of renewables that meet the various and specific demand-side constraints of industrial companies (WP05). This includes process electrification with heat pumps and power-to-heat, fuel shifting (e.g. biomass, biogas, wastes, hydrogen), and the supply of heat by thermal grids (WP04, WP05). On the other hand, excess heat can also be fed into thermal grids. Cooling processes must be optimally designed and integrated into the processes. Free cooling is preferable, recooling heat from refrigeration plants is to be used within the processes or for thermal grids. Future utility systems must adapt to fluctuations in demand- and supply-side. Thermal energy storage will be crucial for heating and cooling in industry, although exact storage technologies, designs, and control strategies required are an open point of inquiry. The total energy system resiliency can be increased by clustering processes based on excess energy, heat quality, waste and wastewater management, and location. Regulatory

aspects appear to be less crucial for industry than for the urban context. However, the potentially facilitating role of stakeholders for overcoming existing barriers to decarbonization deserves more attention than received to date (WP02).

While not being the focal point of attention of this project, negative CO₂ emissions will be addressed from the very beginning, in first instance as modelling exercise by representing in the scenario calculations different options of carbon capture and export, thereby accounting for the implications for energy use, CO₂ abatement and costs (WP01). It will be taken up in more detail by WP12 (to be funded primarily by external funds) which is meant to serve as step-stone to a P&D project on negative CO₂ emissions (WPPD5).

New, highly efficient and competitive technical solutions are required in the areas of

- large-scale heat pumps as well as both solar thermal and geothermal technologies and combinations thereof (for temperatures up to around 150°C) which are properly integrated in industrial, commercial sites and in district heating and cooling systems
- low-temperature grids (which are so far typically not operating sufficiently well)
- thermal grid evolution towards massively decreased temperature levels in order to facilitate the integration of renewable energy
- thermal energy storage in the order of weeks and months, thereby ensuring proper integration of such systems in various contexts
- unlocking the potential of negative CO₂ emissions
- Synergistic solutions with (further) sector coupling strategies which must also be urgently identified and developed.

Project approach and methodology

The focus of DeCarbCH is on applied research. We pursue a strongly collaborative, inter- and transdisciplinary approach, reaching from applied physics, engineering, energy science, architecture and environmental sciences to economics, innovation science, law and other social science. In each research work package, two or more disciplines are involved.

The activities foreseen by DeCarbCH include collaborative research, testing and piloting, demonstration as well as the development of hands-on operational tools, practical guidelines and policy recommendations for stakeholders:

- Research itself includes a broad range of activities reaching from technical research to combined techno-economic and spatio-temporal analysis, socio-technical research, research of legal and regulatory aspects as well as modelling of various types. Within DeCarbCH, technical research excludes the development of single technologies using SWEET funds. Instead, technical research within DeCarbCH deals with the combination of technologies, e.g. renewables in combination with grids and energy storage. Single technologies are developed in accompanying projects where relevant.
- Testing and piloting of real-scale technical systems is either facilitated by i) complementary projects (funded by other sources and serving as matching) that create synergies with DeCarbCH, ii) by work packages focusing on case studies (WP06 & 07) or iii) by P&D projects. This also applies to the demonstration of solutions in different locations with its specific features.

- In contrast, for example, testing and piloting of analytic tools (e.g. GIS-based), testing of socio-technical concepts (e.g. actor tailored approaches) and assessment of legal security fully fall into the scope of DeCarbCH. However, also for this type of research a significant share of complementary projects (e.g. funded by Innosuisse, by cities and utilities) is foreseen.

As common research challenge across the various subsystems forming renewable heating and cooling systems, the very large number of possible technology combinations needs to be tackled. It would be impossible to assess all of these options individually. At the same time, there is not enough reliable information available to develop formal optimization models representing the various technologies and their combinations at a high level of detail. It is therefore necessary to expand the current knowledge base and to develop and apply appropriate methods. The methods foreseen by the various work packages include

- Generic approaches based on heuristics
- More accurate representation of individual, specific technologies
- Creation of archetypes of technology combinations

With increased information about which solutions (typically representing technology combinations) to apply where, it will become more and more possible to use increasingly formalized approaches. To reach this objective, numerous and repeated iterations between different modelling approaches, the inclusion of real-case data of different types and scales and various modelling approaches (bottom-up, top-down/statistical approaches, machine learning) will be required. Different levels of detail and accuracy will be reached: while for example, dedicated tools will be developed for industry (WP04), off-grid circumstances (WP05) and in thermal grids (WP03) respectively, the spatio-temporal techno-economic modelling will be more aggregated (therefore referred to as meso-level; WP01).

By developing new technical and non-technical solutions and by piloting and demonstration of innovative solutions, enhanced insight into good practices will be achieved and published (tools, guidelines).

DecarbCH also has the ambition to provide evidence-based and policy-relevant analysis suitable for the development of policies. The analysis is fostered by underlying WP02-12 most of which will provide policy-relevant findings on their own, while the integration is foreseen in WP01 and WP08. While many highly effective yet societally unacceptable solutions can be thought of, it is the joint task and responsibility of the technically oriented WPs, WP02 on legal and sociotechnical aspects as well as the overarching WP01 and WP08 to strike the right balance. This implies considering effectiveness on the one hand and costs with its implications (e.g. competitiveness of Swiss industry) on the other as well as other trade-offs .

Work packages

DeCarbCH consists of twelve research work packages (WP01-12) plus five P&D projects (WPPD1-5). While research work packages (WP01-WP05 and WP08-12) focus on the development of methods and tools and generic analyses, the WPs on case studies (WP06 and 07) offer a basis for testing, calibration and validation under real world circumstances. These serve as step-stone for Pilot and Demonstration projects – both in terms of content and by collaborating with implementation partners. For most WPs, a distinction is made between the first project

phase (Y1-Y4) and the second phase. For example, WP01 in phase 1 transitions into WP8 in phase 2 (see Figure 2).

In the following, the various work packages are briefly outlined:

- WP01 (Thermal Energy System Modelling at the Mesoscale: developing spatially resolved decarbonization pathways for thermal energy) develops system-level modelling of thermal energy service provision to explore decarbonisation pathways with different technical, economic, and policy assumptions and constraints. It aims to quantify the value of both renewable heating and cooling as well as of negative CO₂ emissions. To achieve this, it delivers a dataset on thermal energy resources and technologies as well as models with specific focus on higher spatial resolutions that are needed to model location-constrained technologies such as district heat networks. These will be linked with whole energy system models.
- WP02 (Understanding legal and socio-economic integration of clean heat and cooling solutions) includes a socio-economic analysis that focusses on the network of actors representing the energy system on a local level. A solid understanding of the needs and interests of the different actors and the relationships between them forms the basis for a context-sensitive evaluation of solutions for a future heating and cooling system. In addition, the innovation system is studied by identifying what is required to accelerate the commercialization and integration of new and emerging technological solutions. As second pillar, WP02 deals with legal requirements related to thermal and cooling infrastructure (permit aspects, expropriation, compensation) and related to large energy plants (efficiency and acceptance of procedures).

The following WP03 focusses on thermal grids, whereas WP05 considers (potential) thermal grid-independent conditions while WP04 on heating and cooling in the industry sector takes an intermediate position by either having a grid (on larger sites) or being more comparable to an off-grid configuration. Somewhat more detailed descriptions follow for these three and the subsequent work packages falling into phase 1 (at least partly):

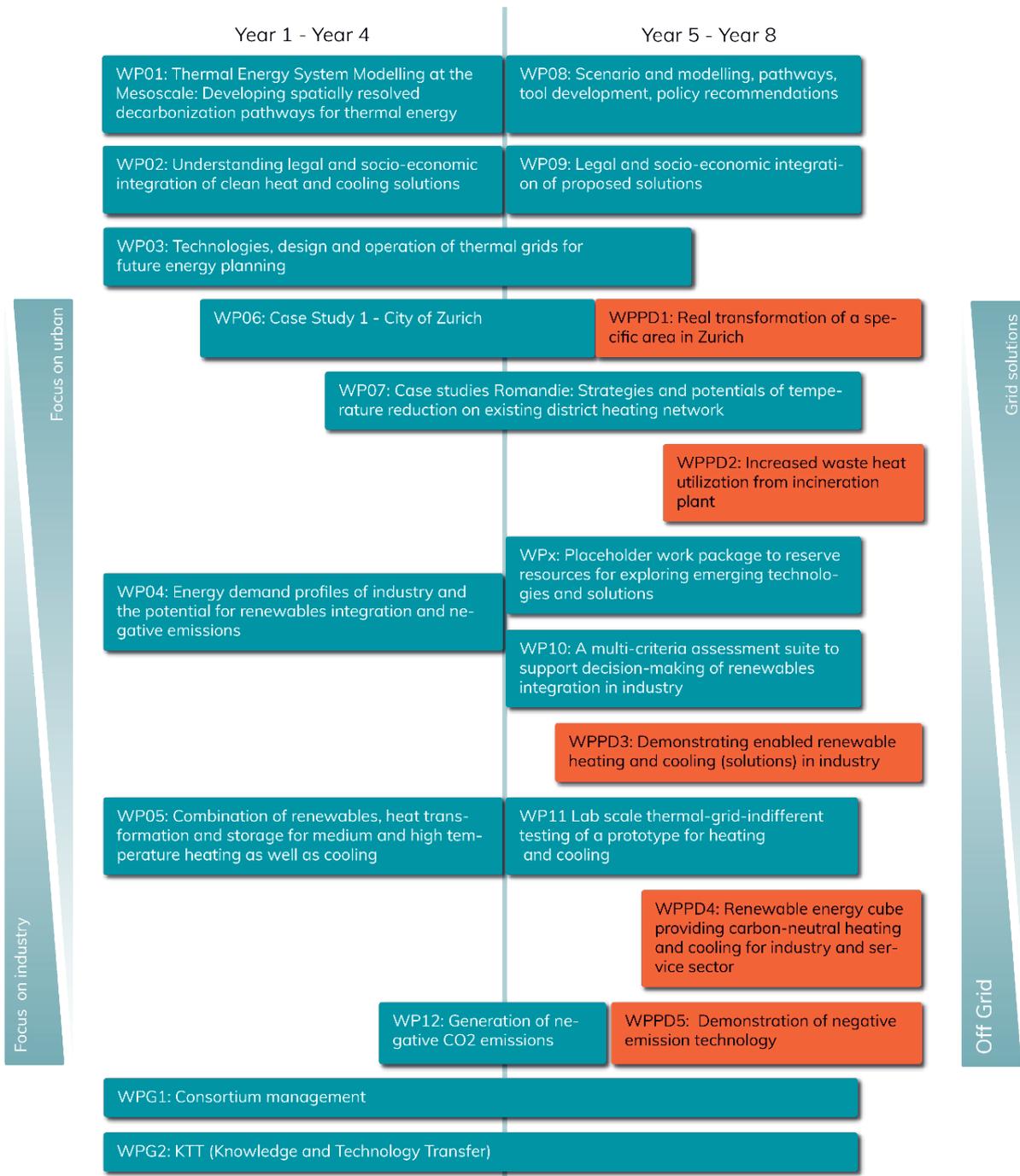


Figure 1: Overview of work packages in the DeCarbCH project

- WP03 (Technologies, design and operation of thermal grids for future energy planning) develops a solid understanding of new thermal grid concepts, temperature reduction strategies and underlying control algorithms as basis for future energy planning. The work package deals with technology options for the integration of renewables and storages in thermal grids, design and control of future thermal grids for heating and cooling as well as local energy planning for future thermal grids.
- WP04 (Energy demand profiles of industry and the potential for renewables integration and negative emissions) deals with the identification of thermal profiles of Swiss industrial companies using existing pinch analyses, the development of tools and methods to guide users

in industry in obtaining their own energy profiles, assessment of the potential for thermal integration and the use of renewable energy at company and at sector level as well as the characterization of negative CO₂ emission technologies.

- WP05 (Combination of renewables, heat transformation and storage for medium and high temperature heating as well as cooling) develops and showcases (primarily standalone) renewable energy-driven system solutions providing medium to high temperature heat (including peak heat) and cooling. These solutions for carbon free heating and cooling consider the possible temporal (storage) and spatial (transport) mismatch between supply and demand of real world situations. As outcome, technical solutions based on renewable energy and efficiency measures will be proposed and suggestions for accelerated market introduction will be made.
- WP06 (Case study of Zurich) applies, tests, validates and improves approaches, tools and results developed in other work packages to concrete locations in the City of Zurich. Parts of the work will revolve around the net-zero neighbourhood (“Netto-Null Quartier”) and other parts around thermal grid solutions for the city of Zurich, offering a unique possibility to not only test and monitor findings, but also to explore real situations in the complexity of a built city. Possible concrete topics are the speed of transformation, subsidy schemes for the implementation for thermal grids and the role of the industrial/commercial sector. This empirical work will offer insights into the barriers and success factors of strategies to support the transition. It will also allow to understand the opportunities of applying the strategies to other cities. This WP extends into phase 2 (Y5-8).
- WP07 (Case study Romandie) focusses on strategies of temperature reduction in existing district heating substations, thereby addressing a key requirement for renewable heat integration. Several techniques for temperature reduction at substation level have been proposed or are currently under investigation in the context of existing DH systems, in urban and rural context, requiring close collaboration with our cooperation partners. Being driven by Associate partners, only phase 1 has so far been defined for WP07. Some form of continuation of case studies in Romandie is, however, also envisaged for phase 2.

Falling into phase 2 (Y5-Y8), we briefly address WP08 to WP12 as well as the envisaged P&D projects.

- Being the continuation of WP01, WP08 (Scenario and modelling, pathways, tool development, policy recommendations) continues the thermal Energy System Modelling, however with a stronger focus on policy recommendations through interaction with policy makers and the development of pathway analysis and modelling tools. By analogy with WP01, WP08 brings together insights from WP09 to WP12 as well as the case studies.
- As continuation of WP02, WP09 (Legal and socio-economic integration of proposed solutions) assesses the legal and socio-economic consequences of the solutions proposed by other WPs and it identifies and assesses different solutions to reduce legal and socio-economic barriers for a timely implementation of the proposed heating / cooling systems.
- Following WP04, WP10 (A multi-criteria assessment suite to support decision-making of renewables integration in industry) includes the development of screening methods for renewables integration, techno-economic assessment, business model development and multi-criteria decision analysis.
- Building on the work of WP05, WP11 (Lab scale thermal-grid-indifferent testing of prototypes for heating and cooling) consists of the development, real-condition testing and evaluation of (primarily standalone) renewable energy-driven system solutions providing medium to high temperature heat and cooling.

- Finally, research work package WP12 (Generation of negative CO₂ emissions) explores various options in the form of concrete case studies, the objective being to identify opportunities for a pilot & demonstration project (WPPD5). Additional funding will be acquired through an Innosuisse project.

The P&D projects, which are expected to begin in phase 2 (see Figure 2), cover a wide range of local conditions, from dense urban centers to more rural areas, industry, (quasi-) stand-alone systems and negative CO₂ emissions.

- WPPD1 will support and facilitate the real transformation to renewable heating and cooling in a dense urban area (Zurich, possibly also Winterthur) by means of preparatory and accompanying analysis on selected legal, financial, technical and social aspects.
- WPPD2 will demonstrate the better use of excess heat from a waste incineration plant for which a variety of strategies are possible (e.g. more users/other types of users, energy storage etc.).
- WPPD3 will apply the multi-criteria assessment tools and methods developed in WP04 and WP10, leading to the integration of renewables in a Swiss manufacturing company.
- WPPD4 will demonstrate a renewables-based zero/low-carbon energy system providing an industry process continuously with heat of up to 160°C and with cooling as add-on.
- WPPD5 will demonstrate negative CO₂ emissions.

Heat pumps in DeCarbCH

Heat pumps are considered in all work packages. Highlights with regard to heat pump integration are

- Synergistic integration of heat pumps with high-temperature Borehole Thermal Energy Storage (BTES) to effectively shift heating loads from winter to summer (in WP3, Task 3.3, lead Empa); actual implementation of foreseen on the Empa Campus in Duebendorf and potential further development in the context of a P&D project.
- Robust design and control of thermal grids for heating and cooling, e.g. to avoid heat pump failure and freezing of heat exchangers (in WP3, Task 3.4, lead HSLU-IGE).
- Local energy planning for future thermal grids, thereby better capturing key parameters, e.g. grid temperature and related heat pump efficiency (in WP3, Task 3.5, lead Empa).
- Exemplary energy profiles (Grand Composite Curves, GCCs) for the manufacture of key products and as basis for sector-wide analyses (in WP4, Task 4.3 and 4.5, lead HSLU-TEVT).
- Significantly more efficient negative emissions technologies (in WP4, Task 4.4, lead ETHZ).
- System solutions for supplying medium and high temperature heat (above of 80-150 °C) considering a broad variety of resources and technologies (in WP5, Task 5.1, lead OST-IES).
- Accelerating integration and industrial market penetration of new decarbonization technologies including heat pumps in the form of case studies (in WP5, Task 5.3, lead ZHAW-INE).
- Medium and high temperature renewable heat in peak season for thermal-grid-independent systems using longer term storage solutions and heat pumps (in WP5, Task 5.4, lead OST-SPF).
- Case Study 1, City of Zurich: Real transformation of a district towards carbon neutrality; the exact way of heat pump integration remains to be established (in WP6, led by ZHAW-INE).

- Case studies Romandie on strategies and potentials of temperature reduction on existing district heating networks; temperature reduction is of major importance for heat pump integration opportunities (in WP7, led by UNIGE-SE).
- (in all five foreseen P&D projects) Real Transformation of a specific area in Zurich (WPPD1), increased utilization of waste heat from incineration plant (WPPD2), Enabling and demonstrating the implementation of renewables for industrial heating and cooling (WPPD3), Renewable energy cube providing carbon-neutral heating and cooling for industry and service sector (WPPD4), Demonstration of negative emission technology (WPPD5).

Organisation

The project lead consists of a Board in which all research groups participating in the project are represented. The Board is headed by the director (M. Patel, UNIGE) and the deputy directors (B. Wellig, HSLU-TEVT and S. Bertsch, OST-IES). The project's daily operations are ensured by a manager (G. Guidati, ETHZ). The director, deputy directors and the manager form the Management team.

The consortium consists of 16 research groups (represented by one applicant each), ten of which are Core partners whereas six are Associate partners (see Table 1). Core partners and Associate partners both receive funding but the level and duration of funding differs as well as their roles in the project. The Associate partners involved for the first phase have 2-year projects running either in Y1-Y2 or in Y3-Y4.

In order to both facilitate collaboration within the project as well as to disseminate results, a website has been developed (<https://www.sweet-decarb.ch/>), newsletters have been prepared and lunch talks have been organized (all available on the project's website; subscriptions are also possible). Further activities related to Knowledge and Technology Transfer are foreseen.

Institution	Group
Core partners	
1. Université de Genève	UNIGE-EE (Energy Efficiency), Patel
2. Eidgenössische Material- und Prüfungsanstalt	EMPA (Urban Energy Systems), Orehounig
3. Eidgenöss. Techn. Hochschule Zürich	ETHZ (Energy Science Center), Guidati
4. Hochschule Luzern	HSLU-IGE (Institut für Gebäudetechnik und Energie), Villasmil/Mennel
5. Hochschule Luzern	HSLU-TES (Thermal Energy Storage), Stamatiou/Worlitschek
6. Hochschule Luzern	HSLU-TEVT (Thermal Energy Systems and Process Engineering), Wellig
7. OST Hochschule für Technik Buchs	OST-IES (Institute for Energy Systems), Bertsch
8. OST Hochschule für Technik Rapperswil	OST-SPF (Institut für Solartechnik), Häberle
9. Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften	ZHAW-INE (Institute of Sustainable Development), Eberle
10. Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften	ZHAW-ZOW (Center for Public Commercial Law), Abegg
Associate partners	
11. Centre de Recherches Energétiques et Municipales	CREM, Ragers
12. Haute Ecole d'Ingénierie et de Gestion du Canton de Vaud	HEIG-VD-IGT (Institute of Thermal Engineering), Duret and Krummenacher
13. Institut für Nachhaltigkeits- und Demokratiepoltik	INDP, Bolliger
14. Scuola universitaria professionale della Svizzera italiana	SUPSI, Curti
15. Université de Genève	UNIGE-GE (Geo-Energy/Reservoir Geology and Basin Analysis), Moscariello
16. Université de Genève	UNIGE-SE (Energy Systems), Hollmuller
Cooperation partners	
More than 30 cooperation partners (municipalities, cities, utilities, companies of the manufacturing sector, associations, engineering firms and consultancies)	See SWEET-DeCarbCH website, https://www.sweet-decarb.ch/

Table 1: Partners of the DeCarbCH project

V. Wilk, R. Jentsch, T. Barz, C. Reichl, S. Hauer, B. Windholz, S. Knöttner, R. Hemm,
J. Spreitzhofer, Austrian Institute of Technology GmbH
G. Music, G. Steindl, W. Kastner, TU Wien, Institute of Computer Engineering
H. Plank, C. Heschl, University of Applied Sciences Burgenland
R. Partl, D. Ziermann, R. Stelzer, Forschung Burgenland GmbH

Digitalization and IoT (Internet of Things) for Heat Pumps (IEA HPT Annex 56)

Abstract

Digitalisation is an important factor in the transformation of the energy system to realize the full potential of flexible energy generation and consumption. To reach net zero carbon emissions by 2050, heat pumps are expected cover more than half of the building heating needs. Heat pumps are thus a key technology in the energy transition and become increasingly connected devices that participate in the Internet of Things (IoT). This contribution presents a variety of IoT aspects for heat pumps, such as intelligent components and soft sensors, digital twins, semantic modelling, optimized building services, optimized industrial energy supply and heat pump pooling. IoT enabled heat pumps, both in domestic and industrial applications, allow for operation optimization to reduce energy consumption, to reduce the carbon footprint and to realize economic benefits. They also provide grid services by targeted exploitation of flexibility of a pool of small heat pumps or with large scale industrial heat pumps, which is of increasing importance due to the rising share of renewable energy production.

Zusammenfassung

Die Digitalisierung ist ein wesentlicher Teil der Transformation des Energiesystems, um das volle Potenzial der flexiblen Energieerzeugung und des Energieverbrauchs nützen zu können. Im Jahr 2050 sollen Wärmepumpen mehr als die Hälfte des Wärmebedarfs von Gebäuden decken, um das 1,5 Grad Ziel zu erreichen. Wärmepumpen sind daher eine Schlüsseltechnologie für die Energiewende und werden auch zunehmend zu vernetzten Geräten, die am Internet der Dinge (IoT) teilnehmen. In diesem Beitrag werden verschiedene IoT-Aspekte für Wärmepumpen erörtert, wie z. B. intelligente Komponenten und Soft-Sensoren, digitale Zwillinge, semantische Modellierung, optimierte Gebäudetechnik, optimierte industrielle Energieversorgung und Wärmepumpen-Pooling. IoT-fähige Wärmepumpen verringern durch Betriebsoptimierung den Energieverbrauch, den CO₂-Fußabdruck und bieten damit auch wirtschaftliche Vorteile. Auch Netzdienstleistungen können durch die gezielte Nutzung der Flexibilität eines Pools kleiner Wärmepumpen oder industrieller Großwärmepumpen angeboten werden, was aufgrund des steigenden Anteils der erneuerbaren Energieerzeugung immer wichtiger wird.

Introduction

Ambitious climate, energy and environmental goals require the transformation of the energy system into an efficient and renewable system with low CO₂ emissions. Digitalisation is one of the important factors for this transformation. Intelligent, digital solutions are increasingly in demand to efficiently use various flexibility options such as power-based heat generation, the use of storage facilities or e-mobility as well as to safely control the electricity grid. The EU has high expectations for digital technologies in the energy transition, as they should unlock the full potential of flexible energy generation and consumption. Digital technologies enable system optimization, operational savings and saving in network infrastructure, as they should provide the necessary data to match supply and demand both locally and system wide. Therefore, the EU Commission has presented an action plan that will help to develop a competitive market for digital energy services and digital energy infrastructure, that are cyber-secure, efficient and sustainable. The action plan is expected to be adopted by the commission in the second quarter of 2022 [1].

Heat pumps will play an important role in the energy system of the future. They are a versatile technology for the provision of space and process heat, for water heating and for cooling of buildings and processes. According to the IEA's Net Zero by 2050 report, a total of 1800 million heat pumps have to be installed in buildings world-wide to provide more than half of the heating needs. It is a tenfold increase compared with the level of 2020 [2]. As digitalisation progresses, heat pumps increasingly become connected devices that participate in the Internet of Things (IoT). They can be designed to intelligently meet demand, enabling real-time energy efficiency, flexible use of electricity, optimized load profiles and an optimized compromise in terms of comfort and operating costs. IEA's Net Zero by 2050 report also elaborates on the impact of digitalization on emission reduction. Advances in technology, e.g. smart thermostats or other smart appliances lower carbon emissions, as they reduce the necessity for people to play an active role in energy savings. It is expected that emissions from the building sector will be reduced by 350 Mt CO₂ by 2050 due to digitalisation and smart controls [2].

In the Technology Collaboration Programme on Heat Pumping Technologies of the IEA [3], the IoT Annex project was launched in 2020. In this collaborative project, researchers from Germany, France, Sweden, Norway, Denmark, Switzerland and Austria explore the opportunities and challenges of connected heat pumps. Both heat pumps in household applications that are typically mass-produced, as well as large heat pumps for industrial and district heating applications are included. The Annex project has a broad scope looking at different aspects of digitalization and aims to create a knowledge base on connected heat pumps to provide information for heat pump manufacturers, component manufacturers, system integrators and other actors involved in IoT. This contribution presents a variety of IoT aspects for heat pumps that have been elaborated by the Austrian research team as a part of the knowledge base of the IoT Annex.

Selected IoT aspects of heat pumps

Intelligent components and the use of soft sensors

Digitalisation concerns all parts of the energy system and extends to the component level. More and more heat pump components such as compressors or valves, etc. are equipped with sensors and offer advanced connectivity to provide and exchange information. An example of such a connected component is a fan of an air-source heat pump equipped with vibration sensors. The primary use of monitoring vibrations is fault detection for the fan itself. In addition, it can be used to draw conclusions on the operation state of the heat pump, such as the occurrence of icing on the evaporator. A soft sensor can be created, which provides information that cannot be measured directly, but can be calculated based on the conversion of data from various measurements using software-based models. These soft sensors can be used to optimize heat pump operation, e.g. to lower operation costs and to increase comfort.

For the creation of the soft sensor, the icing behaviour of the heat pump was studied during operation under several simulated climatic conditions in a climate chamber at AIT's laboratories. The experiments provided thermodynamic measurement data as well as continuously recorded vibration signals, and ice mass and ice layer thickness data acquired through the use of a scale and image capturing techniques, as reported in [4][5][6]. First tests with the IoT-enabled fan as a part of the air source heat pump did not result in conclusive correlations of vibration and pressure loss data. Most likely, changes in the spectra of the vibration data because of ice accretion on the evaporator were superimposed by vibrations from the compressor. Therefore, the test setup was modified by removing the refrigerant circuit (compressor, expansion valve, condenser) to operate the evaporator and the fan only. The refrigerant was replaced by brine, which is passed through the heat exchanger by means of a pump. The brine temperature is directly controlled using the AIT laboratory chiller and is cooled to temperatures well below freezing. In this way, investigation of the icing of the heat exchanger is possible without using the heat pump compressor, which means that the inference from rotating equipment in the heat pump cycle can be completely avoided. An external 3-axis vibration measurement system was integrated in the new experimental setup, which works with a high sampling rate and a high bit depth. The sensor can be mounted at different positions on the fan. The data streams are recorded and analysed simultaneously with the scale signal, the fan internal data and the image data from the cameras. High resolution vibration data was then successfully correlated with the icing status of the heat exchanger.

Soft sensor development relies on the identification and development of correlation models that map cheap sensor data to key process variables which are usually too expensive or too complex to monitor directly. The experimental work outlined above illustrates the high experimental efforts and the complexity in the experiment design and analysis necessary to generate meaningful quantitative reference data, and the high requirements in terms of an extensive good data base covering all relevant operating ranges and scenarios. However, a cost-benefit analysis is likely to be very positive considering the potential value of detailed online information on the operation state of the heat pump components. This information facilitates operation optimization, and it may provide additional insights for maintenance measures and product design improvements.

Automated model generation: digital twin of a heat pump for performance tests

Digital twins are an ever-present term when it comes to new opportunities due to digitalisation. A digital twin is a specific virtual representation of a physical object, which is updated repeatedly according to real world data, representing the state of the physical object. In turn it is possible to act on the physical object based on the knowledge inferred from the virtual representation (model), thus closing the cycle between physical and virtual representation. By continuously collecting, managing, and utilizing real-world data, the digital twin closes any gaps between the virtual and physical representation that may arise in the lifecycle of the real object (production, commissioning, operation and decommissioning), therefore maintaining a high-fidelity representation. This process is referred to as twinning or “closing the similarity gap”. As high-fidelity representations, digital twins can enable new or facilitate established concepts and applications on operational or organizational level. On organizational level, the transfer of digital twins – data and models – can replace document transfer between stakeholders. Detailed status information of the object becomes permanently available in real time enabling for example usage-based business models. On the operation level, the repeated adaptation of the digital twin enables, for example, operation optimization, new product development, and individualization of production processes.

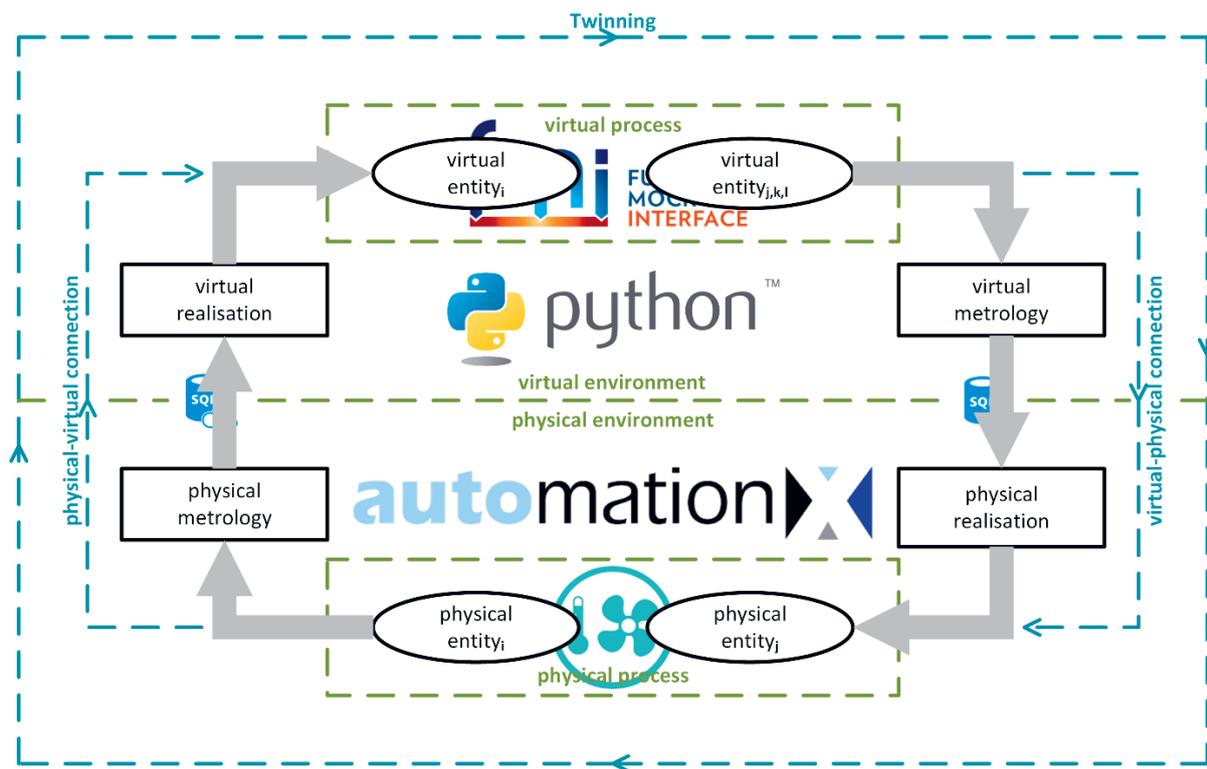


Figure 1: Illustration of a twinning cycle used in [7] based on the twinning concept in [8]

As part of a demonstration project in the context of digitalization, decision support and operator assistance, AIT developed and implemented a digital twin of a heat pump connected to a complex laboratory test infrastructure for compression heat pumps. The infrastructure is part of the accredited test laboratory where heat pump performance data is determined by measurement of the energy consumption for various part-load and climatic conditions according to the EN-14528 and EN-14511 standards. A special test case scenario (steady-state test points) is the measurement of the part-load behaviour for heat pump compressors, which cannot, or can no

longer be controlled directly, either because they do not allow for continuous speed control, or because the actual speed is below the minimum speed. In this case, a representative alternative test point needs to be selected at a corresponding emulated sink outlet temperature. The value of this outlet temperature depends, among others, on the heat pump performance at this temperature. The test point can therefore only be determined iteratively. However, the establishment of such a test point can be very time-consuming and takes usually several hours. A reason for this is the thermal and material coupling of the heat pump and the test infrastructure, which leads to comparatively long settling phases until the requirements for stationarity, i.e. the strict absolute and relative tolerances on the deviations of prescribed test settings are met. In addition, there are large thermal masses of buffer storages on the heat source and sink system compared to the heating capacity of the heat pump, which lead to slow system responses.

An assistance system based on the application of a digital twin of the heat pump and the infrastructure was developed with the aim to reduce the number of the iterations and thus to optimize the throughput of the test infrastructure. The system determines the emulated sink outlet temperature by simulation and proposes optimized operating parameters (mass flows and temperatures) to the operator. With each test point completed, the validity of the physical heat pump model as part of the digital twin is tested, process model mismatch is detected, and best fitting model parameters are identified. Based on this iterative operator-centered optimization and adaptive model fitting, critical heat pump test points could be established after only two iterations. Furthermore, besides the significantly improved throughput, a validated physical heat pump model was generated after competition of all test points. The physical model as part of the Digital Twin was implemented in Python and Modelica/Dymola using Functional Mockup Units (FMU) for model exchange. The data base with a link to the standard industrial process control system of the thermal infrastructure, the automatic data processing and control logics according to EN-14511 and EN-14825 were implemented in a dedicated software tool provided by AutomationX GmbH (Graz, Austria). The established twinning cycle is illustrated in Figure 1. Results and detailed information from the successful demonstration of the Digital Twin, i.e., the repeated matching (with each test point) between virtual object (FMU and parameters) and the physical object (the heat pump) can be found in [7].

Parts of the digital twin, namely the calibrated and experimentally validated thermodynamic model of the heat pump, can, for example, be further used in building simulations for design and operation in the further life cycle of the heat pump.

Representation of heat pumps and other heating, ventilation and air conditioning (HVAC) components in BIM

Building Information Modeling (BIM) is a comprehensive digitalization method for buildings and aims to consolidate the large number of different information sources throughout the life cycle of a building. The key is to use one single model which contains geometry and data information, that is needed to support different phases of the building life cycle like planning, construction, operation and maintenance of the building.

HVAC components such as heat pumps are currently hardly standardized represented within BIM, using the openBIM standard industry information classes (IFC) [9]. Therefore, the Austrian research project metaTGA developed for 56 standard HVAC components (domain heating and ventilation) detailed property sets, to be able to model and represent these components in a BIM project. The property sets are highly detailed in order to be used by different stakeholders (e.g. architects, different HVAC-planners and facility managers), in various development stages (planning, construction, maintenance) and use cases. More than 800 different properties are considered to cover the entire life cycle from design to operation of a building. The sets are available for download on the project website [10] for further use. In addition to that, process models of how to use the property sets in BIM projects and process models of how to create own data sets are also available.

The key aspect of BIM is that information is up to date and (re)usable for different stakeholders. A comprehensive BIM model can be used for the operation and maintenance of the building. Accurate energy information for e.g. heat pumps is an important prerequisite for further applications in the building energy management.

Digital Twin for building services

Building automation is an important source for exploiting the optimization potential of HVAC systems. The actual energy efficiency and optimal operation of HVAC plants depend on real conditions of use and the user behaviour over the life cycle, making permanent data collection and analysis essential. In addition, continuous inspections of HVAC systems are required. Here, data-driven analysis methods could replace the manual, cost-intensive inspections performed to date.

The combined use of building automation and IoT and IoS (Internet of Things/Sensors) technologies creates new opportunities for efficient monitoring of individual plant components and entire systems. Integrating real-time data from IoT devices into the BIM process offers a way to improve the design of the building and operational efficiency. Connecting real-time data streams with detailed BIM models opens up numerous applications opportunities.

One of the key challenges in implementing such a digital twin is the reliable and cost-efficient supply of real operating data. The interoperable sensor and actuator data aggregation is a promising approach to meet these requirements. Based on gateways, existing HVAC sensor data can be exploited for predictive maintenance and performance gap analysis. Additional monitoring needs can be covered with retrofitted installed IoT-sensors. This approach avoids sensor redundancies and high installation costs. Furthermore, information about the set values and actuating variables are permanently offered which is necessary for automated fault detection and diagnostics methods. Such approach has been developed and demonstrated within the H2020 project PRELUDE [11].

One of the essential innovations is the interoperable and robust data transfer between different communication standards like BACnet, KNX, Modbus, M-Bus, EnOcean, LoRaWAN, Narrowband IoT, SigFox, MQTT etc. Specific configured gateways facilitate the flexible and efficient integration of different devices. Figure 2 shows an implementation example which was realized in the building living-lab ENERGETIKUM. The Building Automation Communication Network (BACnet) standard is used as backbone so that each datapoint represents a BACnet-object. Based on this communication structure, all required performance data can be supplied in a centralized way. In addition, bidirectional gateways enable automated set value adjustments for proactive optimization services. This approach is generic and can be used for other building automation architectures as well (e.g. MQTT).

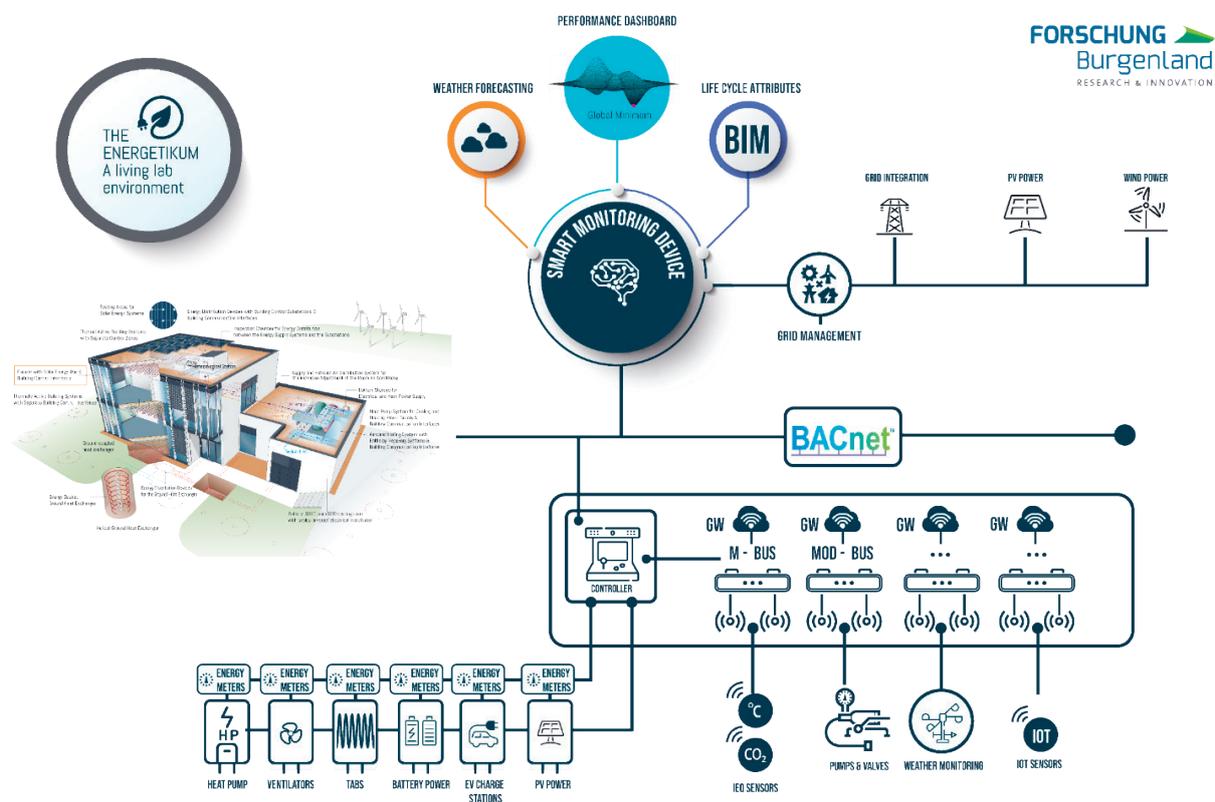


Figure 2: Efficient and robust data aggregation approach for smart monitoring applications

The digital twin concept outlines a promising approach to integrate BIM and IoT technologies for different applications among the whole lifecycle of a building. One of the main challenges to design and develop such a concept is to collect all relevant data based on valid as-is conditions e.g. as-built model.

In practice, there are a lot of different data sources (e.g. datasheets, monitoring data etc.) to be connected, which are illustrated in Figure 3. This requires efforts in linking data, which is a time-consuming task. Moreover, for an interoperable data exchange, a lot of different data formats have to be handled. Further research is necessary to extract information, for making it easier to enable energy benchmarking and energy performance analysis based on digital twin concepts. Future research activities focus on Linked Data technologies to address interoperability among various data sources and information exchange challenges.

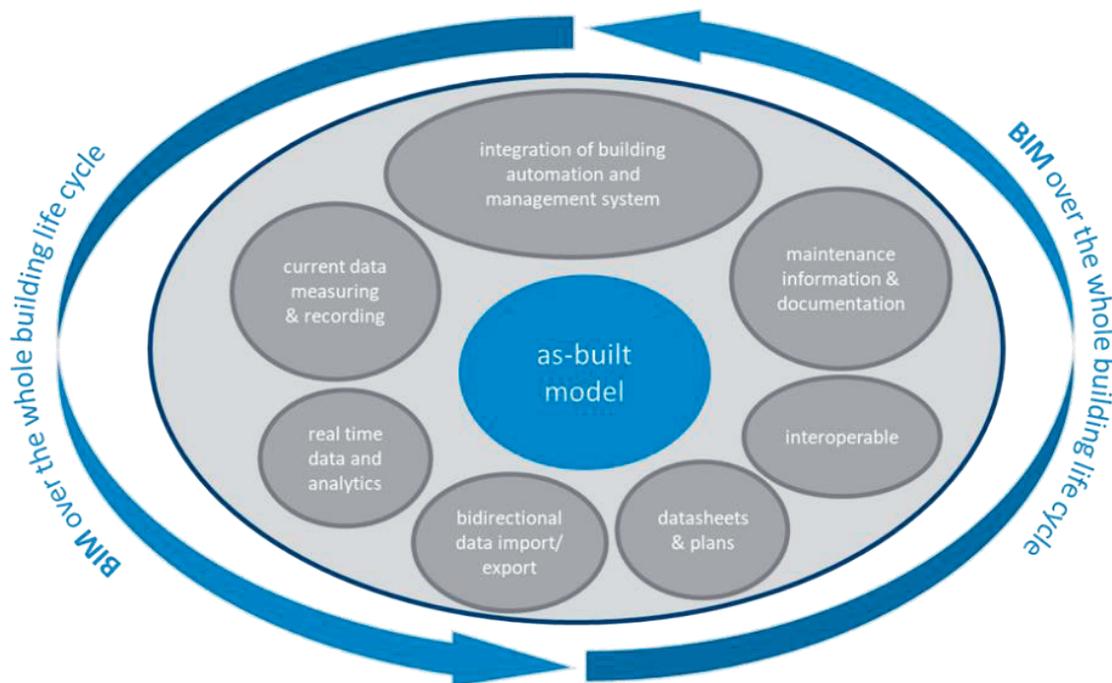


Figure 3: Information details for a digital building twin

Linked Building Data based on OPC UA information model

With an increasing number of intelligent components and systems, various data sources are available that should be connected in a meaningful way. Contextual information of runtime data is especially important for further analysis, e.g. linking a temperature measurement with the location of the sensor, the sensor type and other meta information, like the physical unit. Semantic Web technologies are suitable to manage such semantic data integration from various sources, while OPC Unified Architecture (OPC UA) is an industrial standard that can provide semantic context information to the runtime data.

To demonstrate the workflow and the usability of a semantic model for heat pumps in building applications, an information model was designed using the information modelling capacities of OPC UA. This model was used to create Linked Building Data by the research team of the TU Wien. Various schematics for small heat pump systems found in the STASCH design guides [12], were used as the basis for the information model. Since various standards and technologies already exist for representing engineering data, the focus was put on creating a structure for specifying and representing runtime data, as described in [13]. The operational aspect of automation systems, or of entities ("things") in general, is one of the crucial but comparatively less studied topics in the context of Industrial IoT (IIoT) and Industrie 4.0. Following a classic systems engineering approach, an iterative process was used to create the information model, composed of the following sub-processes:

- Specify user requirements
- Specify system requirements
- Specify system design
- Implement system
- Perform system testing and validation

OPC UA was selected as the base technology for this project because it best met the identified requirements. In addition, it offers advantages for usability and comprehensibility for end users from other domains and is also very suitable for demonstration purposes as many open-source tools and protocol stacks are available. OPC UA types were defined for different device types, for groupings of devices into segments, as well as for different types of heat pump circuit layouts containing selected segments and devices. For each device as well as for each group, structures were provided in which operational data and further information can be specified, such as configurations, parameters, alarms, or various services of the respective component. Supported by the generic nature of OPC UA mechanisms, the defined models (of concrete small heat pump circuits) can be instantiated directly in OPC UA servers, which are later supplied with runtime data from the process. By using advanced model transformation techniques, it is also possible to generate the projections (or "shadows") of the modelled components for various other useful and standardized technologies.

Such a transformation is used to interlink the information from the OPC UA models with other context information about the building and the heat pump. This information is represented as domain ontologies such as Building Topology Ontology (BOT), Brick Schema or Semantic Sensor Network Ontology (SSN). A novel method has been developed to transform the information from the created OPC UA information model for heat pumps into the domain-specific ontologies [14] and to enable access to OPC UA runtime data via Ontology-based Data Access (ODBA) [15][16]. This approach enables linking of heat pump information and sensor data into a so-called knowledge graph. This knowledge graph contains the Linked Building Data which can be used for further (semi-)automatic sensor data analysis.

Heat pumps in industrial energy systems: Optimized energy supply and demand

In contrast to the building sector, industrial companies have long been using process control systems. In addition to the classic application fields of logistics and automation, industrial IoT platforms are now increasingly used for online monitoring of production facilities. Energy management is becoming more and more important, both in terms of monitoring and evaluation of KPI and in integration of new equipment to increase process efficiency such as heat pumps. Industrial heat pumps allow for process heat production from otherwise unused waste heat and enable sector coupling (power-to-heat, as well as power-to-cold). With heat pumps supplying more than 100°C, more and more industrial processes can be optimally supplied with green electricity (depending on the energy mix) and waste heat. Those high temperature heat pumps are in an early phase of market diffusion with a large potential to be realized in the coming years.

In order to address the challenges of decarbonization of industrial production, the Austrian research project EDCSproof developed a control concept for industrial energy supply systems with a special focus on small and medium enterprises, where these concepts are not yet established. The control concept comprises all generation and conversion assets such as conventional gas boilers and high temperature heat pumps. It includes energy storages and information on the energy demand of the processes, which is calculated based on relations between product and energy consumption. The control concept mainly consists of (i) an operation planner with a prediction horizon of e.g. 24 hours (cmp. electricity markets) regularly calculating optimal trajectories for the actuators of the energy supply system, (ii) a model predictive controller with a shorter period (typically a few hours) to follow the trajectories of the operation planner as exact as possible, (iii) an observer to estimate the current state of the system from measurement

data, and (iv) an HMI for the operator interaction (e.g. input of the production plan, weighing of optimization objectives). The optimization model is based on operational characteristics of the assets, such as nominal and part load, ramping speed, minimum up and downtimes and delays. It is formulated as a Mixed Integer Linear Programming (MILP) model. It provides an operation schedule when to use which asset based on user defined objective functions such as minimal cost, least environment impact, etc. The control system has been successfully tested in AIT's lab for an energy system consisting of a high temperature heat pump, a thermal energy storage, a hot water boiler, and an electrical heating element, enabling the emulation of different industrial energy supply systems (gas boiler, high and low temperature waste heat, solar thermal etc.) as reported in [17] and [18]. The control system will be rolled out for further tests in different industrial sites starting this year. Detailed information on the operation and control of the high temperature heat pump is provided in [19].

Industrial heat pumps will be operated as one of many assets in industrial production as it was outlined in the EDCSproof project. Therefore, integration in the process control system and connection to overall optimization is an important requirement for industrial heat pumps to realise flexible and energy efficient production systems.

Marketing of flexibility of heat pumps

An important aspect of digitalization is the ability to offer flexibility for the electricity grid. With increasing share of intermittent renewable energy in the electricity generation, load shifting as well as ancillary services for the grid become more and more important. In a large number of households, heat pumps are available that can act together as a large provider of flexibility when combined in a pool. Heat pumps can be operated in a flexible way as they convert electricity into thermal energy, that can be stored onsite e.g. due to the thermal inertia of the building or in buffer tanks.

In the Austrian research project Flex+, heat pumps, domestic hot water storages, battery storages and electric vehicles are being pooled for participation at spot and balancing markets. There is a pool for each component type, which is either operated by the component manufacturer or by an external service provider. The heat pump pool is managed by the heat pump manufacturer. The individual heat pumps provide information such as the current charging status of storages and building temperatures to the pool operator. The heat pumps are modelled as part of an optimization algorithm at a server of the heat pump manufacturer.

Figure 4 gives an overview on the architecture that has been developed and implemented within Flex+. The heat pump pool receives market data from suppliers via the Flex+ platform, that connects the component pools with the market. Information about the heat pumps is sent to the pools, where an optimization algorithm creates an optimal schedule for heat pumps and calculates, which products to bid at the balancing markets. This information is transferred via the Flex+ platform to the suppliers, which are trading these amounts at the markets. Activation signals for balancing markets are also transmitted to the components, via the Flex+ platform and the pools of component manufacturers. For optimization purposes the components (heat pumps and buildings) need to be represented as mathematical model. Different well-established approaches like models based on heating curves or simplified resistance-capacity building models were used. The models need to be parametrized based on real world data e.g. type of heat pump, electric power, location and building physics, etc.). The aim is to enable the participation at balancing and spot-markets by pooling of several components. Mathematical optimization

tools (MILP = mixed integer linear programming) are used to create the necessary schedules. Different scenarios have been modelled and compared by simulations and all of them are compared to a reference scenario. The scenarios are also tested in the scope of live-demos. More information on the project and its results is provided in [20].

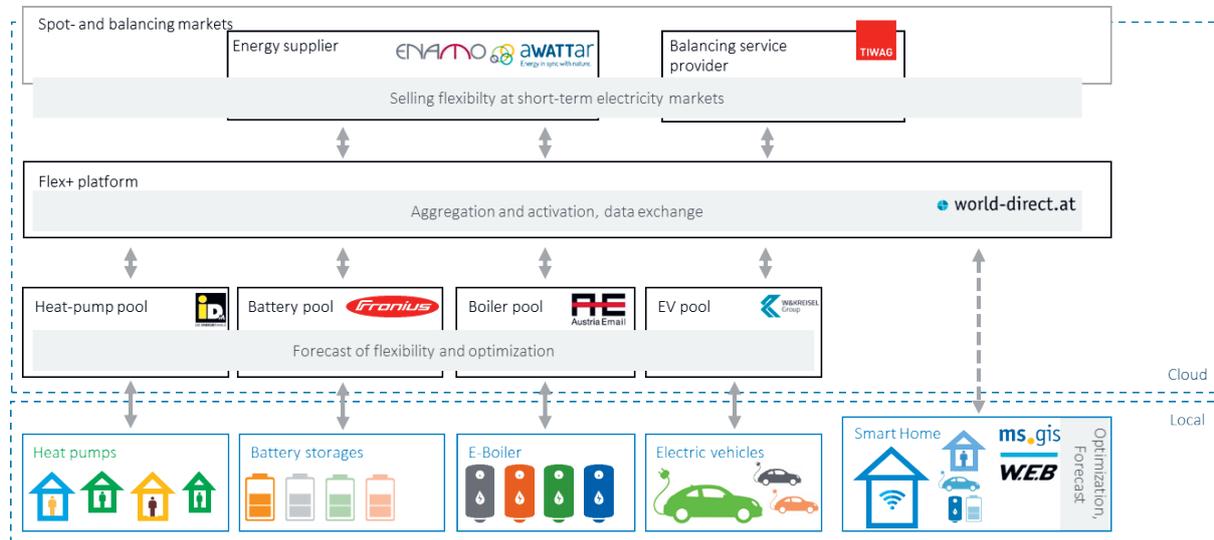


Figure 4: Flexibility provision via the Flex+ platform to short-term electricity markets

Conclusion and outlook

The different aspects of IoT and heat pumps presented above outline the variety of possibilities to make use of connectivity and information exchange. The opportunities for heat pump users, both in domestic and industrial applications, are most typically optimization of the heat pump operation to reduce energy consumption, to reduce the carbon footprint and to realize economic benefits. Performance monitoring, better interaction and alignment with other assets in generation, storage and consumption and integration in high level control systems are further opportunities. For heat pump manufacturers, IoT enabled heat pumps allow for predictive maintenance, fault detection and diagnosis, performance benchmarks of product series and new services, such as heat pump pooling. The targeted exploitation of flexibility of a pool of small heat pumps or with large scale industrial heat pumps is in the interest of the electricity grid. The need to stabilize the grid with increasing share of intermittent renewable electricity producers will further increase the demand for grid balancing options.

The Annex project on Digitalization and IoT for heat pumps is expected to be finished by the end of 2022. By then, a more detailed overview on connected heat pumps including the findings of all participating countries will be available.

Acknowledgement

The Austrian IoT Annex project is being carried out within the framework of the IEA research cooperation on behalf of the Federal Ministry for Climate Action, Environment, Energy, Mobility, Innovation and Technology. metaTGA is supported by the Austrian Research Promotion Agency within the 4th FFG City of the Future call. PRELUDE has received funding from the

European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under Grant Agreement N° 958345. EDCSproof is part of the Energy Model Region NEFI (New Energy For Industry) and is powered by the Austrian Climate and Energy Fund. Flex+ (864996) is funded within the 4th call of the Energy Research Program of the Austrian Research Promotion Agency (FFG) and the Climate Energy Fund. The financial support of all projects is gratefully acknowledged.

References

- [1] European Commission, https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/13141-Digitalising-the-energy-sector-EU-action-plan_en, access on 15.10.2021
- [2] IEA, Net Zero by 2050, IEA, Paris, 2021. <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>
- [3] IEA Heat Pumping Technologies TCP, www.heatpumpingtechnologies.org
- [4] Ch. Reichl, C. Sandström, F. Hochwallner, F. Linhardt, M. Popovac, J. Emhofer, Frosting in heat pump evaporators part A: Experimental investigation, Applied Thermal Engineering, Volume 199, 2021, 117487, ISSN 1359-4311, <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2021.117487>. (<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1359431121009182>)
- [5] M. Popovac, J. Emhofer, Ch. Reichl, Frosting in a heat pump evaporator part B: Numerical analysis, Applied Thermal Engineering, Volume 199, 2021, 117488, ISSN 1359-4311, <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2021.117488>. (<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1359431121009200>)
- [6] C. Sandström, Frosting and Defrosting on Air Source Heat Pump Evaporators, KTH Industrial Engineering and Management, 2021. Frosting and Defrosting on Air Source Heat Pump Evaporators (diva-portal.org)
- [7] R. Jentsch, J. Aizpuru, M. Lauermaun, T. Barz, Digitaler Zwilling einer Wärmepumpe für die prognosebasierte Betriebsführung, DKV 2020
- [8] D. Jones, C. Snider, A. Nassehi, J. Yon, B. Hicks, Characterising the Digital Twin: A systematic literature review, CIRP Journal of Manufacturing Science and Technology, 2020
- [9] <https://www.buildingsmart.org/standards/bsi-standards/industry-foundation-classes/>
- [10] <http://www.metatga.org/ergebnisse/>
- [11] <http://prelude-project.eu>
- [12] H.R. Gabathuler, H. Mayer, Th. Afjei, Standardschaltungen für Kleinwärmepumpenanlagen, Schlussbericht Dezember 2002, im Auftrag des Bundesamtes für Energie. <https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=64180&Load=true>
- [13] G. Music, B. Heinzl und W. Kastner, AVA - A component-oriented abstraction layer for virtual plug&produce automation systems engineering, Elsevier Journal of Industrial Information Integration (JII), 2021
- [14] G. Steindl, W. Kastner, Transforming OPC UA information models into domain-specific ontologies. Proceedings - 2021 4th IEEE International Conference on Industrial Cyber-Physical Systems, ICP, 191–196, 2021. <https://doi.org/10.1109/ICPS49255.2021.9468254>

- [15] G. Steindl, T. Frühwirth, W. Kastner, Ontology-Based OPC UA Data Access via Custom Property Functions. In 24th International Conference on Emerging Technologies and Factory Automation, 2019, Zaragoza, Spain
- [16] G. Steindl., W. Kastner, Query Performance Evaluation of Sensor Data Integration Methods for Knowledge Graphs. In 6th IEEE International Conference on Big Data, Knowledge and Control Systems Engineering, 2019, Sofia
- [17] B. Windholz, F. Fuhrmann, D. Riegelneegg, S. Knöttner, A. Schirrer, K. Schenzel, Demonstration des Energy Demand Control System (EDCS) im Labor, Konferenz des Innovationsverbundes New Energy For Industry 2021, online; 06.05.2021 - 07.05.2021
- [18] F. Fuhrmann, B. Windholz, A. Schirrer, S. Knöttner, K. Schenzel, M. Kozek (2022): Energy management for thermal batch processes with temporarily available energy sources– laboratory validation for two industrial use cases, Submitted to Case Studies in Thermal Engineering
- [19] B. Windholz, M. Lauermann, Leistung einer n-Butan Hochtemperatur-Wärmepumpe, DKV 2020
- [20] <https://www.flexplus.at/>

Tobias, Brudermüller, Bits to Energy Lab (Chair of Information Management – ETH Zürich)
Prof. Dr. Thorsten, Staake, Bits to Energy Lab (Lehrstuhl für Wirtschaftsinformatik, Universität Bamberg & Chair of Information Management – ETH Zürich)

Kurzpräsentation BFE F&E-Projekt **SI/502257** (in Bearbeitung 2021 – 2023)

KI-WP – Introduction to Smart Meter Data Analysis for Heat Pump Optimization

Abstract

With an increasing number of active heat pumps, the demand for maintenance increases. However, skilled technicians and energy consultants are a limited resource. Additionally, customer visits are expensive therefore, often prolonged. This can reduce the lifetime of heat pumps. Additionally, energetic optimization potential remains hidden and faulty behavior remains undetected. Each aspect leads to unexpected additional costs for heat pump owners.

For these given reasons, we develop AI-based systems that can remotely monitor and identify faulty heat pumps and reveal their optimization potential. To achieve this goal, we analyze smart meter data. Hence, we can reach heat pumps independent of the manufacturer, type, and age, which is especially relevant because a high number of heat pumps is not IoT-ready and not connected.

Zusammenfassung

Mit der steigenden Anzahl an Wärmepumpen im Feld steigt auch der Wartungsbedarf. Ausgebildete Installateure und Energieberater sind jedoch eine limitierte Ressource und Kundenbesuche teils mit hohen Kosten verbunden und werden daher vermieden. Dies wiederum kann die Lebenszeit der Wärmepumpen oder deren Bauteile reduzieren. Auch bleibt Optimierungspotential in Bezug auf Energieverbrauch unentdeckt. Beides ist mit hohen zusätzlichen Kosten für Wärmepumpenbesitzer verbunden. Aus diesen Gründen entwickeln wir im Rahmen dieses Projektes KI (künstliche Intelligenz)-basierte Systeme, welche aus der Ferne fehlerhafte Anlagen identifizieren und Optimierungspotentiale ermitteln können. Hierfür nutzen wir Stromzählerdaten, um Anlagen unabhängig von Hersteller, Typ und Alter erreichen zu können, da eine hohe Anzahl an Wärmepumpen nicht über ein Kommunikationsmodul verfügt.

Résumé

L'augmentation du nombre de pompes à chaleur sur le terrain s'accompagne d'un besoin accru de maintenance. Or, les installateurs et les conseillers en énergie formés sont une ressource limitée. De même, les visites chez les clients sont parfois très coûteuses et sont donc évitées. Cela peut également réduire la durée de vie des pompes à chaleur ou de leurs composants. Le potentiel d'optimisation en matière de consommation d'énergie n'est pas non plus découvert. Ces deux aspects sont liés à des coûts supplémentaires élevés pour les propriétaires de pompes à chaleur. Pour ces raisons, nous développons dans le cadre de ce projet des systèmes basés sur l'IA qui peuvent identifier à distance les installations défectueuses et déterminer les potentiels d'optimisation. Pour ce faire, nous utilisons les données des compteurs électriques afin de pouvoir atteindre les installations indépendamment de leur fabricant, de leur type et de leur âge, car un grand nombre de pompes à chaleur ne disposent pas d'un module de communication.

Introduction and Motivation

With an increasing number of active heat pumps in the field, the demand for maintenance increases. However, skilled technicians or energy consultants are a limited resource and customer visits are expensive and therefore, often prolonged. This can have severe consequences: it can reduce the lifetime of a heat pump or of parts of it, e.g. the compressor. Additionally, optimization potential remains hidden and failure or faulty behavior remains undetected. Any of the points addressed can lead to unexpected additional costs for heat pump owners.

Therefore, new services for remotely monitoring heat pump behavior are required. Such services could not only prevent damage or reveal energy optimization potential but could also serve as additional incentive for high investment costs in heat pump installations. However, a high number of active heat pumps cannot be reached by typical services for several reasons: Either they are not IoT-ready and not connected to remotely read out parameters (although these might be the eldest and critical ones). Or they are connected but the heat pump owner does not have a maintenance agreement with the manufacturer. Or the manufacturer does not offer a service for remote monitoring that can reveal saving potentials or provide predictive maintenance, but just reads out values after a defect report.

For these given reasons, we develop algorithms that use smart meter data on a 15-min resolution for predictive maintenance. This way the data source is not only standardized across different heat pump manufacturers and models, but also, we can cover systems that are not IoT-ready and not connected. Hence, we can also reach heat pumps in houses where only an active smart meter is installed. Our machine learning-based systems can predict heat pump parameters and settings and propose solutions for optimizing the systems in terms of energy usage and costs. More specifically, we target towards achieving the following:

- Identifying systems where an on-site consultation is recommended.
- Achieving large scaling effects in energy and cost savings by reaching a high number of households to make use of their optimization potential.
- Increasing the lifetime of already installed heat pumps.
- Independence of the developed systems of factors like age, manufacturer, and the type of heat pump.

The goal of this article is to give an introduction to smart meter data analysis by describing typically dominant heat pump patterns in data visualizations. It is focused on heat pumps in heating mode under relatively mild Middle-European conditions. Heat pumps in cooling mode and in combination with solar applications are not part of this article.

Smart Meters

A smart meter is a connected electricity meter that transmits the aggregated electricity consumption within a given time frame to the utility company. Usually, this means that it transmits a single reading-value in regular time intervals, accounting for the electricity consumption in kWh from the last reading to the current reading. A common resolution is 15 or 30 minutes, while the examples presented in this article are based on data with 15-min resolution.

In some countries (e.g. Germany and Switzerland), some utility companies have a special offering for house owners with heat pumps. If house owners agree to install a separate smart meter that measures only the electricity consumption of the heat pump (and potentially other heating-related utilities like an additional electric heating), the house owner can profit from a cheaper tariff per kWh used by the heat pump. In return, the energy provider can control the heat pump load for a given number of hours a day, which is however, usually not critical and is given reason by wanting to achieve grid stability. From a data analysis perspective, this has the advantage that the heat pump's energy consumption is measured separately from other appliances like dishwashers, wall boxes for electric vehicles or washing machines.

While not every smart meter measures only the heat pump's consumption, the present article makes use of a few of such examples to show what kind of patterns are caused by heat pumps.

Smart Meter Data Analysis

Since a smart meter takes measurements in regular intervals, the collected data is a time series that can be analyzed and exploited. An overview of typical applications of smart meter data analytics is provided in [1]. A common approach to analyze such data is by extracting statistical features to describe characteristics in a given time horizon (e.g. yearly, monthly, weekly, daily). Examples of easy feature derivations are the sum, mean or median consumption. However, it can get more complex than this and the selection of the “right” features is an engineering process itself. The resulting features can be concatenated and then be seen as one vector to describe a data point – hence, a specific observation, for example, a smart meter's measured consumption of one year, caused by one household with one heat pump.

After having retrieved a collection of feature vectors, it can be used to retrieve information about the underlying system's state. The simplest case is a binary classification of a state variable, e.g. “heat pump okay” or “heat pump not okay”. However, achieving robust and precise results in such classifications requires a lot of expertise and is again part of the engineering process.

In our research project, we partly develop machine learning algorithms to find such mappings from features to descriptions of heat pump states or parameters.

Data Visualizations

In this article, it is not aimed at providing an overview of classification algorithms or the underlying engineering process. Instead, we want to illustrate how heat pump behavior can affect the time series patterns and more specifically, what can be observed in data visualizations.

One way to visualize smart meter data is a so-called “load-profile”, which is given by a simple curve plotted over time. In our case, there is a single scalar measurement of the consumption in kWh every 15 minutes. An example of how this looks like for smart meter data of one week can be found in Figure 1.

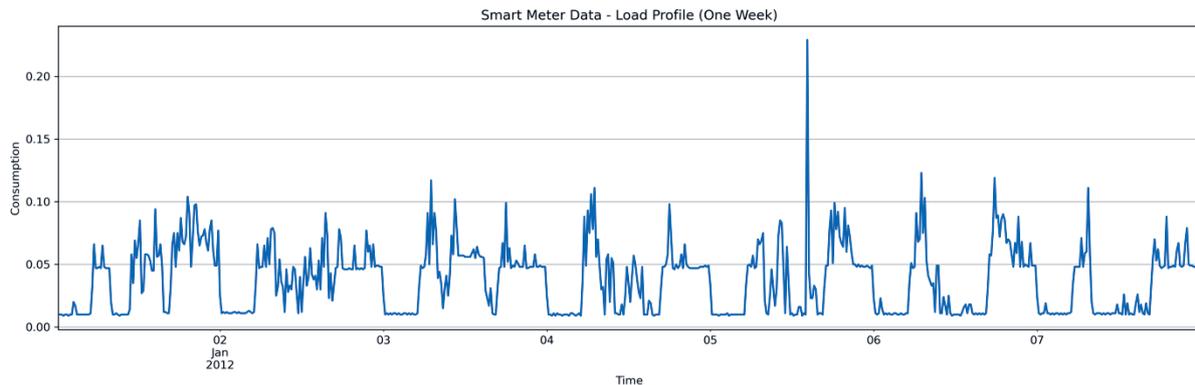


Figure 1: Example of a load profile derived from smart meter data measurements of one week

The disadvantage of load profile visualizations is that they are often not suitable for observations longer than one or two months. Therefore, when inspecting longer periods of time, the more suitable alternative is visualizing smart meter data as a “heat map” (also often referred to as a “carpet plot”). Here, the data is shown as an image in two dimensions. The x-axis represents the date, and the y-axis represents the time at each date. The measured consumption values are then given by the color-encoding of pixels. Examples of such visualization can be found in the following figures (Figure 2, 3, 4 and 5).

Another type of visualization that can be found in the following are histograms. They account for the frequency distribution of consumption values without considering the time points of consumption. Thus, it is only counted how often a measurement can be observed in the time series data. This can especially be useful when wanting to find an indication of power ranges of different appliances or the existence of additional big load consumers.

Besides purely analyzing smart meter data, also other data sources can be considered. For example, weather data or geo-location data can help to account for seasonal effects, since a heat pump’s electricity consumption is highly correlated with the outdoor air temperature at its location. However, considering additional data sources would be beyond the scope of this article, which is why in the following it is focused on examples that use smart meter data only.

Isolating Heat Pump Patterns from Load Profiles

A heat pump usually is such a big load that it leaves traces in form of dominating patterns on a load profile. Figure 2 shows heatmaps of a household where the heat pump consumption is measured separately (left) from other appliances (middle). When aggregating both consumptions by adding the kWh-measurements of both smart meters at every time stamp (right), the heat pump still clearly dominates.

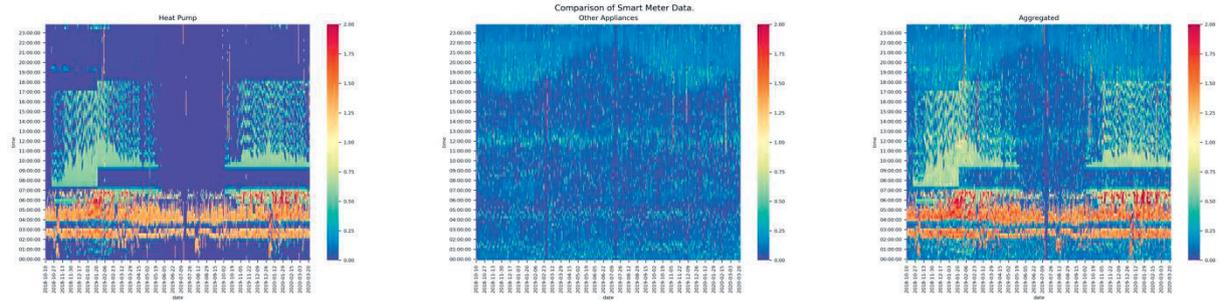


Figure 2: Comparison of smart meter data heat maps with one year of data. Left: heat pump measured separately. Middle: other appliances measured separately. Right: aggregated, i.e. sum of left and middle

Although heat pumps are mostly dominant in the time series of aggregated smart meters, a disaggregation is algorithmically a complex task. However, in some cases, it is necessary for detailed analyses. For example, when wanting to account for annual operating hours and the number of breaking operations, i.e. how often the heat pump switches on and off, every measurement that is not related to the heat pump leads to an increase in the deviation from the true value. Since such a disaggregation is naturally prone to errors, it is only possible to provide a rough estimate of such heat pump up-times. Nonetheless, usually, this estimate is already enough for an indication about the heat pump’s state. In literature the term “load disaggregation” is also referenced as “non-intrusive load monitoring”, which means isolating the consumption patterns of individual appliances on the same load profile. Most available approaches are based on finding windows of power ranges to identify appliances based on the distribution of values and their time points of consumption as for example in [2].

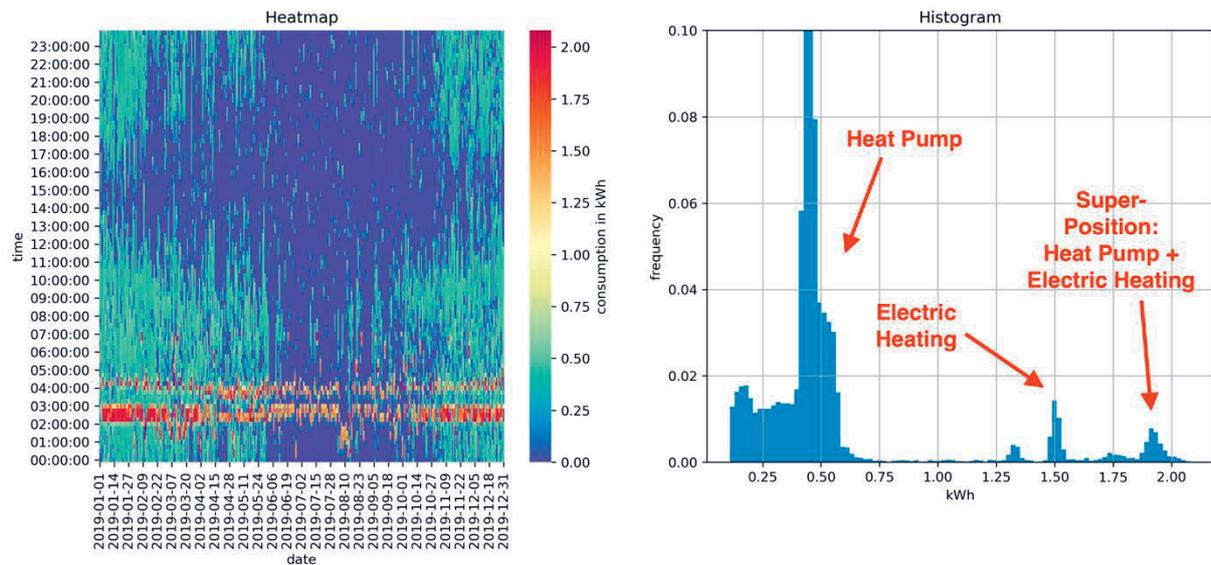


Figure 3: Heat map and frequency distribution in form of a histogram, showing the electricity consumption of one year measured by a single smart meter. There are two appliances on the smart meter: a heat pump and an additional electric heating

Figure 3 provides an example of a single smart meter measuring the consumption of two devices: a heat pump and an additional electric heating rod. Both do not only show different behavior concerning the time points of consumption on the heat map, but also represent clear

peaks in the frequency distribution as given in the histogram (approx. at $x=0.4$ and $x=1.5$). An additional peak (at approx. $x=1.9$) can be observed in the histogram which represents the consumption when both devices run at the same time. Hence, it is the superposition of both.

General Timepoints of Consumption

A heat pump usually runs during the day, but also at night with regular breaks. The consumption is dependent on the climate conditions in general, especially the outdoor air temperature. Therefore, more activity can be observed in winter during heating days than in summer. If there is activity at all during summer, it is usually due to a heat pump not only producing warm water for the heating system but also for domestic hot water.

Usually, it can also be observed that there is a transition period (spring and autumn) during which there still is heating activity, but not as much as during winter. The consumption fades-out in spring and fades-in again in autumn. At the so-called “heating limit”, the mean outside air temperature is then high enough for the heating to switch off. Often the heating limit represents a parameter that can easily be optimized to achieve energy savings by lowering it.

Figure 4 shows an example of such behavior when analyzing heat pump measurement data of one year. There is almost no activity between end of May and beginning of October, i.e. the heat pump is also not in charge of the domestic hot water production. Additionally, the consumption slowly fades in the transition periods (March – May and October – November).

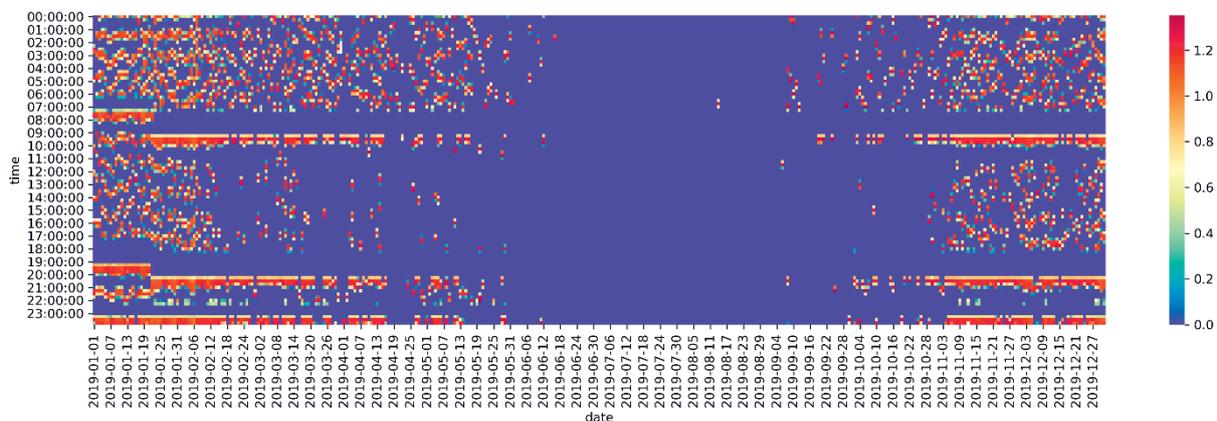


Figure 4: Example of a heat pump's one-year consumption – measured separately from other appliances. The heat map starts in January and ends in end of December

Regularity of Consumption

It can be observed that the regularity in time points of consumption each day is highly influenced by the lock waits of the energy provider. There can be times during which the utility company locks big consumers (like heat pumps) and enforces them to switch-off for the reason of grid stability. These times are location-dependent and are often around noon or early evening when there is more activity on the grid, e.g. due to cooking. In case of such enforced off-times being present it can be observed that the heat pump patterns are more regular. In this case the heat pump switches on and off almost at the same times every day.

For example, in Figure 4, there is a constant off-time throughout the year around 07:00 – 09:00 am and 06:00 – 08:00 pm given by the utility company. Immediately after the off-time (looking at it from top to bottom), the consumption reaches its maximum each day when the heat pump switches on again for the first time. This is given reason by the heat pump needing to compensate for the missed operating time and can be seen as a start of the daily heating hysteresis curve.

In comparison to the regularity observed in Figure 4, the opposite can be found in Figure 3. In this case, no off-times are given by the utility company, leading to less regular switch-on and -off times. Here, the consumption is especially shifted more towards the night. Usually, utility companies provide two or more tariffs that are dependent on fixed times. The price is lower during times with low load on the grid, e.g. at night. Therefore, slightly shifting the consumption to nighttime can be beneficial from a cost-perspective since the main consumption then falls into the low tariff phase. In general, it can be said that optimizing a heat pump's energy consumption can go hand in hand with optimizing for costs. However, only as long as the energy consumption happens regularly and in an almost equal spread across day and night.

Nighttime and Daytime Reductions

An extreme case of irregularity between daytime and nighttime consumption is if the heat pump is switched off during daytime. This represents a case called “daytime reduction”.

Vice versa, there is a common belief that during the night the room temperature in a house can be reduced. This case is known to be a “nighttime reduction”.

However, both a daytime reduction and a nighttime reduction are not beneficial because it leads to the walls and floors cooling down. This in return can lead to the opposite effect of the intended that more energy is needed the next morning to heat up the rooms again.

Figure 5 shows an example of smart meter data of a heat pump with activated nighttime reduction. Between 09:00 pm and 05:00 am there is no activity, leading to long on-times in early mornings and during the day. During these on-times, the heat pump mostly runs on high power levels to compensate for the heating loss.

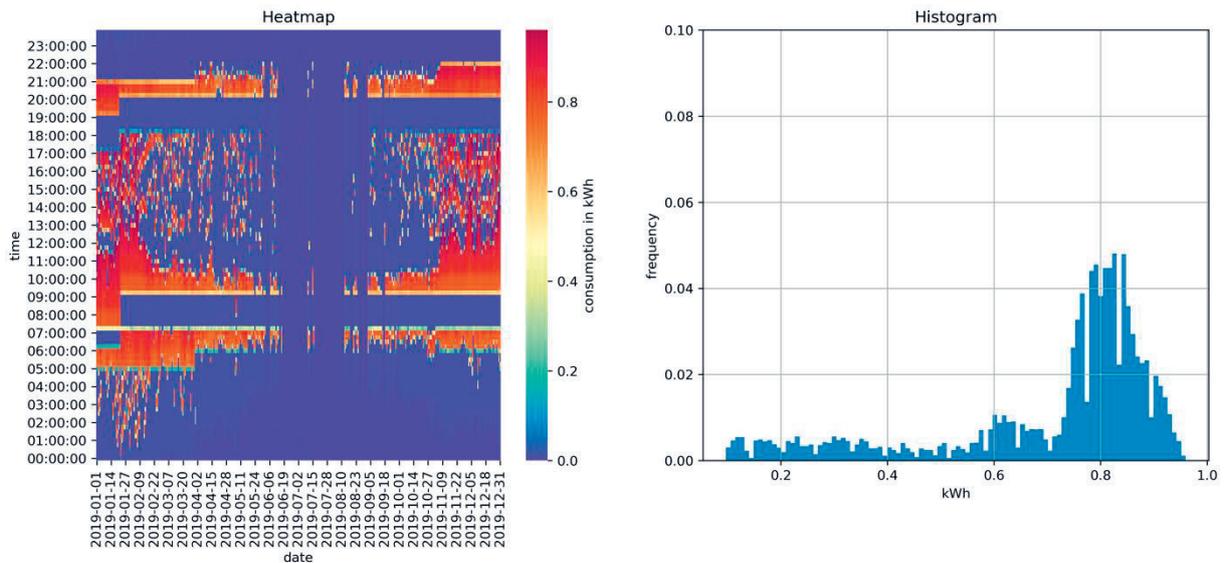


Figure 5: Heat map and histogram of a heat pump with nighttime reduction

Conclusion

To summarize all paragraphs above, an average load profile can be calculated which indicates the consumption of a “typical heat pump day” in each season of a year. As shown in Figure 6, the consumption at each time point of a day (fixed daily measurement times) is averaged across all days of a season. When doing so, it can be seen that the patterns of consumption are similar for each season but that the consumption is the highest in winter, followed by spring and autumn, while there is almost no activity in summer. Also it can be observed that the consumption oscillates in a regular rhythm. Approximately one hour of high consumption is followed by one hour of low consumption.

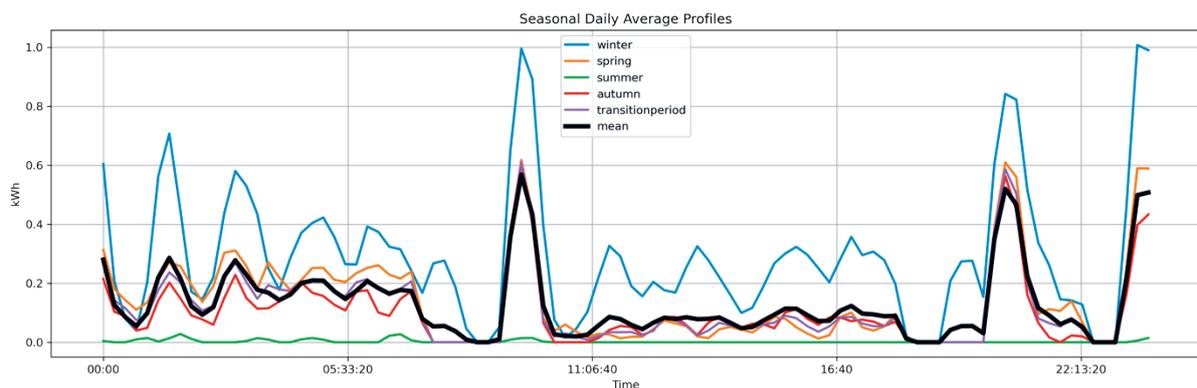


Figure 6: Average day load profiles of an exemplary heat pump. The curves visualize the behavior across different seasons of a year

It can be concluded that knowing about a heat pump’s behavior and its influence on the patterns in smart meter data is the first step towards exploiting this information for fault detection and predictive maintenance. Analyzing smart meter data can become a powerful method for revealing optimization potential and saving energy.

References

- [1] Y. Wang, Q. Chen, T. Hong, C. Kang: Review of smart meter data analytics: Applications, methodologies, and challenges, IEEE Transactions on Smart Grid, 10(3), 3125-3148, 2018
- [2] M. A. Devlin, B. P. Hayes: Non-intrusive load monitoring and classification of activities of daily living using residential smart meter data. IEEE transactions on consumer electronics, 65(3), 339-348, 2019

Pierre Krummenacher, HEIG-VD

Benjamin H.Y. Ong, Donald G. Olsen, Beat Wellig, HSLU

Kurzpräsentation BFE F&E-Projekt **SI/502298** (in Bearbeitung 2021 – 2024)

DeCarb-PUI – Decarbonisation of Industrial Processes through Redesign of the Process-Utility Interface

Zusammenfassung

DeCarb-PUI baut auf dieser weitreichenden Aussage auf: "In einer ressourcenbeschränkten Welt: Denken Sie an Exergie, nicht an Energie." (Science Europe 2016). In vielen Industrieprozessen führt die Wärmeübertragung zu großen Exergieverlusten, vor allem aufgrund von Versorgungssystemen, die so ausgelegt sind, dass sie die für den jeweiligen Prozess erforderliche Temperatur erreichen. So sind z.B. Mitteldruck-Dampfsysteme de facto ein "Standard", so dass die Hersteller ihre Prozessausrüstung entsprechend auslegen. DeCarb-PUI stellt diese Standards in Frage und konzentriert sich auf die Wärmeübertragung an der Schnittstelle zwischen Prozess und Versorgungssystem durch eine Neugestaltung sowohl der Prozesse als auch des Versorgungssystems. Dieser neue Ansatz wird unter Einbeziehung von Partnern aus der Prozessindustrie und von Anlagenherstellern entwickelt. Anhand von Fallstudien werden die bestehenden grafischen Werkzeuge und Methoden für die Wärmeintegration erweitert und das Dekarbonisierungspotenzial dank einer grösseren Wärmerückgewinnung sowie einer verbesserten Effizienz und Rentabilität von prozessintegrierten Wärmepumpen und erneuerbaren Ressourcen aufgezeigt.

Résumé

DeCarb-PUI s'appuie sur ce slogan: Dans un monde à ressources limitées: pensez exergie, pas énergie (Science Europe, 2016). Dans les procédés industriels, le transfert de chaleur induit de grandes pertes d'exergie lorsque les utilités sont conçues pour atteindre la température requise par le procédé le plus exigeant. Par ex., les systèmes vapeur moyenne pression sont une "norme" de facto, et les fabricants conçoivent leurs équipements en conséquence. DeCarb-PUI challenge ces normes et se concentre sur les transferts à l'interface procédé-utilité, par le redesign des procédés et des utilités. Cette nouvelle approche est menée avec des partenaires des industries de procédés et des fabricants d'équipements. Des études de cas servent à étendre les outils et les méthodes graphiques existants, et à démontrer le potentiel de décarbonisation par une récupération de chaleur améliorée, ainsi qu'une efficacité et rentabilité accrues des technologies de pompe à chaleur et ressources renouvelables.

Situation and motivation

Many industrial companies are preparing or will be elaborating a roadmap to decarbonize their production in the coming decades. To support them, SwissEnergy published the brochure "*Auf dem Weg zur klimaneutralen Produktion*" / "*Vers une production climatiquement neutre*" in September 2020. This brochure describes a generic workflow and reminds us of the renewables energy resources and technologies available to reduce, or even substitute fossil-based process heat (biomass, biofuels, solar thermal, heat pumps, etc.).

High temperature heat pumps (HT-HP) are the subject of significant technical developments in the recent years and have aroused the interest of industry [1]. In particular, steam generating heat pumps are being developed for supplying existing steam utility networks or steam consuming processes directly.

Resorting to these technologies (e.g. combination of electrification of processes using certified CO₂-free electricity, combustion of biomass, etc.) may allow a company to reach its GHG emissions target in the short/middle term. But it will very likely not be possible to achieve industry-wide climate neutral production on the long term without a major change in the way the energy resources and the utility systems are selected and designed to match the real heat transfer thermal requirements of industrial processes.

Several industrial sectors undoubtedly need energy resources providing heat at high temperatures (e.g. cement, metals), but this is not the case in general for sectors as e.g. Food & Beverages, as well as Biotech & Pharma. However, in these sectors, the *de facto* standard for heat supply remains middle pressure steam (typically 8 to 16 bar(g)), and the processes are still designed accordingly.

In fact, currently, the consumption of high quality fuels to supply low temperature¹ process heating requirements represents a major misuse / wastage of resources², which can be measured in terms of exergy losses³. The relevance of both the energy and exergy efficiency indicators is illustrated by [2]: the energy efficiency is rather high in the Swiss Food & Beverages industry sector, but the exergy efficiency is among the lowest, due to large exergy losses resulting from the fuels being used to supply low temperature heat sinks (the process actual requirements are mostly below 100°C).

In the future context of decarbonization, misuse and wastage must be prevented, because of the limited availability and of the cost-efficiency issues of renewable resources. For example, the large-scale and cost-effective application of technologies like solar thermal collectors is highly dependent on the operating temperature of the collectors.

¹ To simplify, low temperature typically refers here to $T < 100^\circ\text{C}$, and high temperature to $T > 100^\circ\text{C}$

² When not properly resorting to common heat and power (CHP) systems. Due to the relatively small size and decentralized location of many industrial plants in Switzerland, CHP scheme at the company's level is not straightforward with existing utility systems.

³ Exergy is a metric for the quality (level) of a quantity of energy, namely the fraction that may be converted in mechanical energy using an ideal Carnot cycle. Hence, the exergy E of a quantity Q of heat at T is defined by $E = Q \cdot (1 - T_0/T)$, where T_0 and T are defined in [K].

The promotion and financial support of SwissEnergy since over one decade has allowed to establish Pinch Analysis as an essential practical method to optimise heat recovery and achieve heat integration of industrial processes. However:

- The savings potential of heat integration using pinch analysis remains partially under-estimated and hence under-exploited, especially for semi-continuous and batch processes requiring heat storage and heat upgrading using heat pumps.
- Questioning the established systems is tricky, and perceived as being too big a challenge for both the industry and the engineer in the absence of a method allowing the quantification of the potential benefits and costs. The optimisation of the utilities is therefore seldom addressed by the pinch analysis performed.

On the academic level, many research projects have been addressing the optimal design of the energy conversion and distribution system. Various methodologies combining graphical tools for engineer's insight and MILP formulations for optimisation have been proposed.

Goals and scope

The overall objective of DeCarb-PUI is to optimise the exergy efficiency of the process-utility interface to unlock site-wide decarbonization potentials of heating and cooling in process industries. The exergy efficiency is not an objective in itself, but essentially a means to make the best use of limited renewable energy resources. The diagrams of *Figure 1* sketch the approach; these schematic diagrams represent the hot utility and the net process heating requirements in a Carnot factor $= (1 - T_{amb}/T)$ versus Heating duty instead of the usual Temperature versus Heating duty. In this way, the area between the utility supply and the process heating requirements corresponds to the heat transfer exergy losses:

1. Currently (“Today’s HU”), due to the hot utility system being designed to meet the temperature required by the most demanding process, significant heat transfer exergy losses appear for the supply of less demanding processes; in other words, more exergy than actually required is necessary to supply the processes.
2. The redesign of the hot utility to operate at a lower temperature (“Lower HU”) decreases the exergy losses significantly and allows to take advantage of increased intra- and inter-process heat integration, as well as increased efficiency and lower CAPEX of renewable energy technologies. The resulting lower OPEX and larger decarbonization potential must be traded-off against larger CAPEX for the new/additional utility supply network, the larger area of the utility-process heat exchangers (and/or heat transfer enhancement devices), and possibly “local” HT HP to specifically supply the most demanding processes. Depending on the number of processes / fraction of total heat duty actually required at high temperature, the original hot utility may be kept instead of HT HP (also for backup reasons).

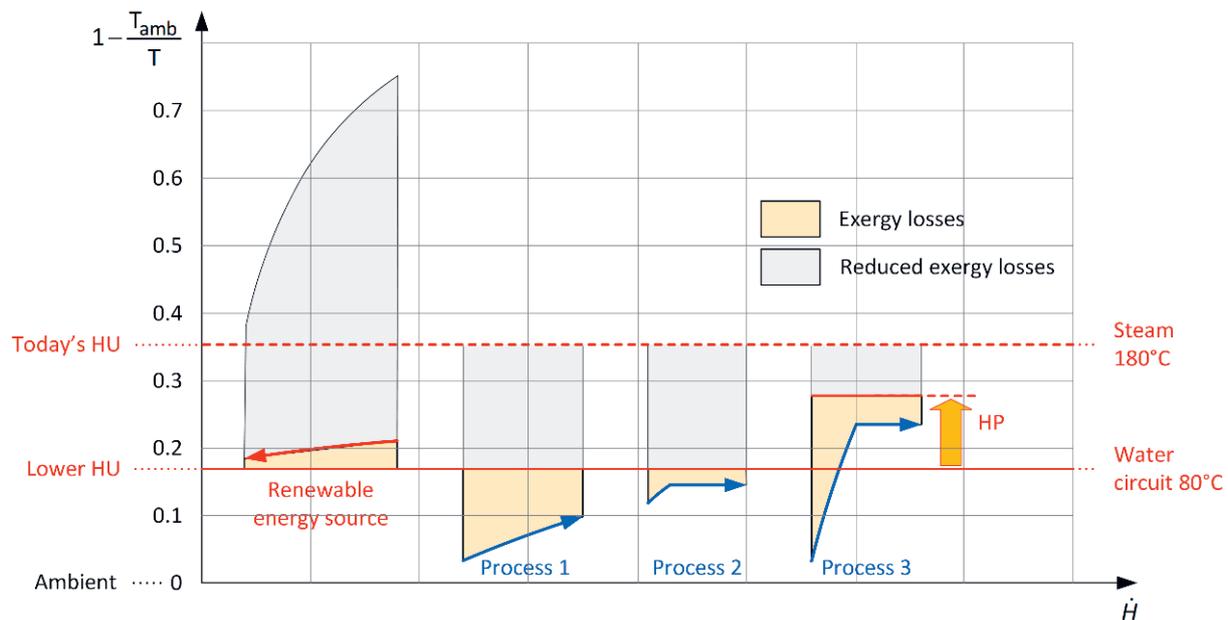


Figure 1: Heat transfer exergy losses for hot utility production and at the process-utility interface: a significant reduction of exergy losses can be achieved thanks to lower supply temperature (Lower HU) and the use of renewable energy technologies, as compared to the current practice (Today's HU). Refer to explanations in the text

Energy and exergy efficiency in industry must be addressed as a whole to achieve optimal trade-off between total costs and efficient use of resources. This means processes, utilities, and energy resources need to be matched together, i.e. designed and optimized as a whole and not each separately.

Unlike the complex academic approaches striving for optimal solutions, the focus of DeCarb-PUI is rather on simplified, but practice-oriented and applicable, tools and methods. DeCarb-PUI considers real case studies from the Food & Beverages sectors that bring together the requirements and needs of manufacturers of industrial thermal equipment and the process industries that use those pieces of equipment.

To allow such a practice-relevant approach to establish itself, DeCarb-PUI must also alleviate or remove several barriers. This will be achieved by:

1. Demonstrating and quantifying the improvement potentials (in terms of both energy efficiency and decarbonization) when considering actual process requirements over the existing situation.
2. Assessing the overall total costs (CAPEX & OPEX of processes + utilities) when “optimising” the overall site-wide system (process(es), utility, resources) in a mid-term perspective of complete decarbonization.
3. Elaborating practical guidelines and training material for:
 - a. Industries: to assess process requirements and to analyse and redesign the utility systems correspondingly.
 - b. Manufacturers: to assess the overall improvement potential, identify key changes, and prepare appropriate marketing.

Organisation and cooperation

DeCarb-PUI is an applied research project funded by the Swiss Federal Office of Energy (SFOE) involving:

- HEIG-VD and HSLU Universities of Applied Sciences as research partners
- Industrial partners (leading food and beverage industries and process equipment / plant manufacturers)

DeCarb-PUI can be seen as an accompanying project of the SWEET DeCarbCH project [3] and therefore benefit from the synergies. It builds on the data collated in DeCarbCH and provide practical results to DeCarbCH, but without overlap, since the goal, the scope, the depth of analysis and the practical relevance are different.

Project management

DeCarb-PUI is structured as follows:

- **Workpackage WP1 : Literature review**
Deliverable D1: Documented summary of key literature findings and available data.
- **Workpackage WP2 : Extension of graphical tool Grand Composite Curve (GCC)**
Deliverable D2: A documented extension to the graphic tool GCC to allow the determination of the potential for improving energy efficiency while minimizing exergy losses.
- **Workpackage WP3 : Definition of case studies and process requirements**
Deliverable D3: Two cases studies defined together with industry partners together with the associated process requirements.
- **Workpackage WP4 : Methods for the redesign of the process-utility interface**
Deliverable D4: Documented methods and associated analysis for the redesign of the process-utility interface based on the two case studies.
- **Workpackage WP5 : Heat integration analysis of individual processes with redesign**
Deliverable D5: Documented methodology for heat integration analysis of individual processes that have been redesigned based on the two case studies.
- **Workpackage WP6 : Development of guidelines**
Deliverable D6: "How to" guidelines document with general recommendation plus 2-3 concrete examples of process redesign in the praxis.
- **Workpackage WP7 : Knowledge and technology transfer**
Deliverable D7: Participation in one conference, publication of one paper, Pinch Analysis course material extended to include new concepts, workshops with industry partners and manufacturing partners completed.

Status and outlook

WP1 is completed, while WP2 is ongoing, along with the definition of cases studies (WP3). Among suitable methods and diagrams, WP1 has identified [4] as one of the papers presenting a complete list of diagrams particularly relevant to provide insight in exergy efficiency issues. In addition, the concept of dual representation [5] (thermodynamic requirements and technological implementation) – in some way similar to white / grey / black box modeling – is a useful approach as regards the identification of promising opportunities in retrofit situations.

As for any Pinch Analysis project, the data collection and the determination of actual process heat transfer requirements as well as the appropriate consideration of constraints is foreseen to be a challenging step. The identification and evaluation of most promising opportunities for the redesign will be challenging as well.

Acknowledgements

This work is being carried out with the financial support of the Swiss Federal office of Energy (SFOE) under grant contract SI/502298-01. The authors bear sole responsibility for the conclusions and findings.

References

- [1] C. Arpagaus: HTHP - Integration of High-Temperature Heat Pumps in Swiss Industrial Processes, Short Presentation, 28.Tagung des BFE-Forschungsprogramms Wärmepumpen und Kältetechnik, Burgdorf, 22. Juni 2022
- [2] J. Zuberi et al.: Excess heat recovery: An invisible energy resource for the Swiss industry sector, Applied Energy, (2018), 228, 390/408
- [3] M. Patel: SWEET DeCarbCH - Decarbonisation of Cooling and Heating in Switzerland, Keynote Presentation, 28.Tagung des BFE-Forschungsprogramms Wärmepumpen und Kältetechnik, Burgdorf 22. Juni 2022
- [4] F. Maréchal and D. Favrat: Combined Exergy and Pinch Analysis for Optimal Energy Conversion Technologies Integration, 18th Int. Conf. on Efficiency Cost Optimization Simulation and Environmental Impact of Energy Systems, 2005
- [5] D. Brown et al.: A dual representation for targeting process retrofit, application to a pulp and paper process, Applied Thermal Engineering, (2005), 25/7, 1067/1082

Frédéric Bless, Cordin Arpagaus, Manuel Prinzing, Stefan Bertsch
Institute für Energiesysteme (IES) OST Ostschweizer Fachhochschule.

Kurzpräsentation BFE F&E-Projekt **SI/502298** (in Bearbeitung 2021 – 2024)

IntSGHP – Integration of Steam Generating Heat Pumps in Industrial Sites (Retrofit)

Abstract

Steam is a major heat carrier in the Swiss industry, which is almost exclusively heated using fossil fuels. In existing plants, its replacement as part of efficiency measures is usually a significant challenge from a perspective of process stability and cost. Integrated industrial heat pumps increase steam generation efficiency and reduce carbon emissions. While such heat pumps are on the market, their market uptake is slow, due to many unknowns concerning integration, controls, and dynamic behaviour. This study will investigate three specific case studies and analyse possible system integrations of open and closed cycle steam generation heat pumps. The aim is to fill the gap between the process integration analysis and the actual implementation. From the findings (control approach, storage, cost of equipment and integration, etc.), guidelines applicable to many industrial sites in Switzerland and Europe will be derived.

Zusammenfassung

Dampf ist ein wichtiger Wärmeträger in der Schweizer Industrie, der fast ausschliesslich mit fossilen Brennstoffen erzeugt wird. In bestehenden Anlagen ist sein Ersatz im Rahmen von Effizienzmassnahmen meist eine grosse Herausforderung aus Sicht der Prozessstabilität und der Kosten. Integrierte industrielle Wärmepumpen erhöhen die Effizienz der Dampferzeugung und reduzieren die CO₂-Emissionen. Solche Wärmepumpen sind zwar auf dem Markt, werden aber aufgrund vieler Unbekannten in Bezug auf Integration, Steuerung und dynamischem Verhalten nur langsam am Markt angenommen. In dieser Studie werden drei spezifische Fallstudien untersucht und mögliche Systemintegrationen von Wärmepumpen mit offenem und geschlossenem Kreislauf zur Dampferzeugung analysiert. Das Ziel ist es, die Lücke zwischen der Analyse der Prozessintegration und der tatsächlichen Umsetzung zu schließen. Aus den Erkenntnissen (Regelungsansatz, Speicherung, Kosten für Ausrüstung und Integration usw.) werden Richtlinien abgeleitet, die auf viele Industriestandorte in der Schweiz und Europa anwendbar sind.

Project description

The idea of IntSGHP derived from different projects that OST-IES participated in. It started with research within the SCCER EIP (Swiss Competence Centers for Energy Research of Efficiency of Industrial Processes) [1] theoretically demonstrating the efficiency of low-pressure steam generating heat pumps. Thanks to the many publications made possible during this SCCER EIP and IEA HPT “Annex 48” projects (International Energy Agency Technology Collaboration Programme on Heat Pumping Technologies) [2], OST-IES became known for its knowledge in high temperature heat pumps and steam generating heat pumps bringing more collaboration between OST and companies interested in this subject. Several case studies showed what is already done and which information is missing in the Swiss industry. Furthermore, an InnoSuisse project has started between the LAMD laboratory (EPFL) and OST-IES with the goal of building a steam generating heat pump prototype using a novel steam turbo-compressor. OST-IES is also a key member of the newly started SWEET DeCarbCH program (Swiss Energy research for the Energy Transition DeCarbonisation of Cooling and Heating) [3] where it can, thanks to its good relation with the swiss industrial sector, efficiently spread its knowledge gained with the InnoSuisse and this IntSGHP projects. As presented in the figure below, IntSGHP fits really well between other Swiss projects which are complementing each other.

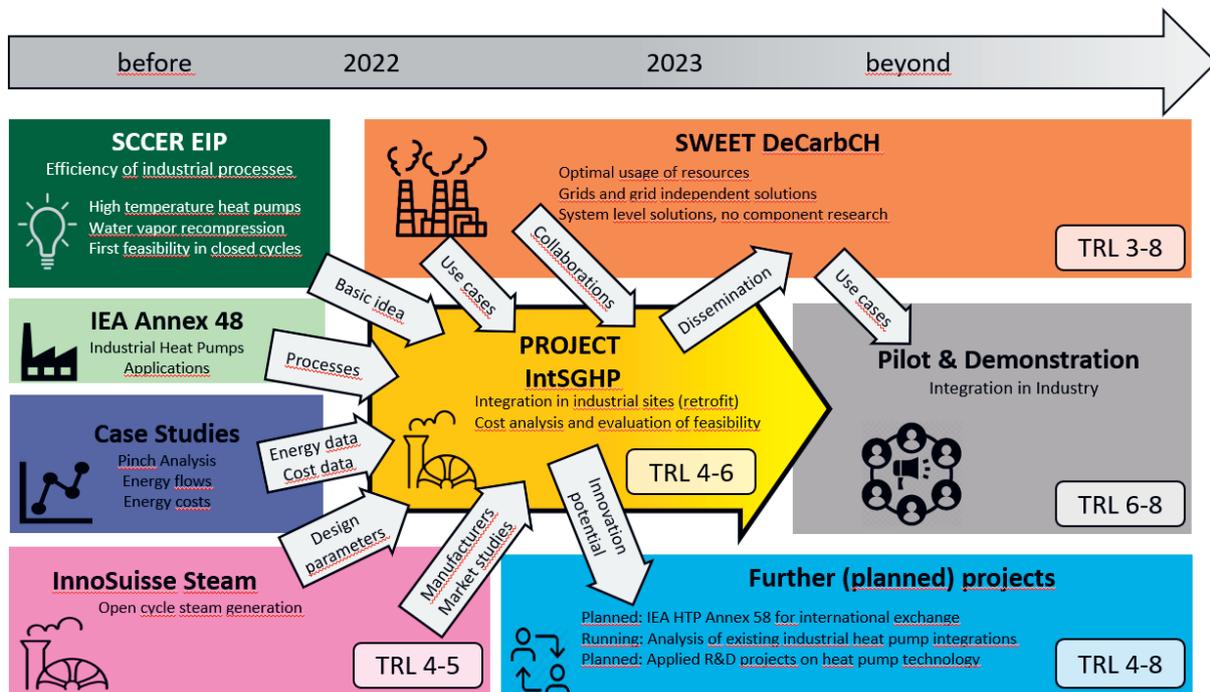


Figure 1: Relation between the project IntSGHP and other Swiss and EU Projects

The project is structured in 6 work packages (WPs) which can be separated into 4 categories:

1. Data collections (WP1)
2. Scenario simulation and cost analysis (WP2-4)
3. Results and guideline (WP5)
4. Management and monitoring (WP6)

and represented by the figure 2.

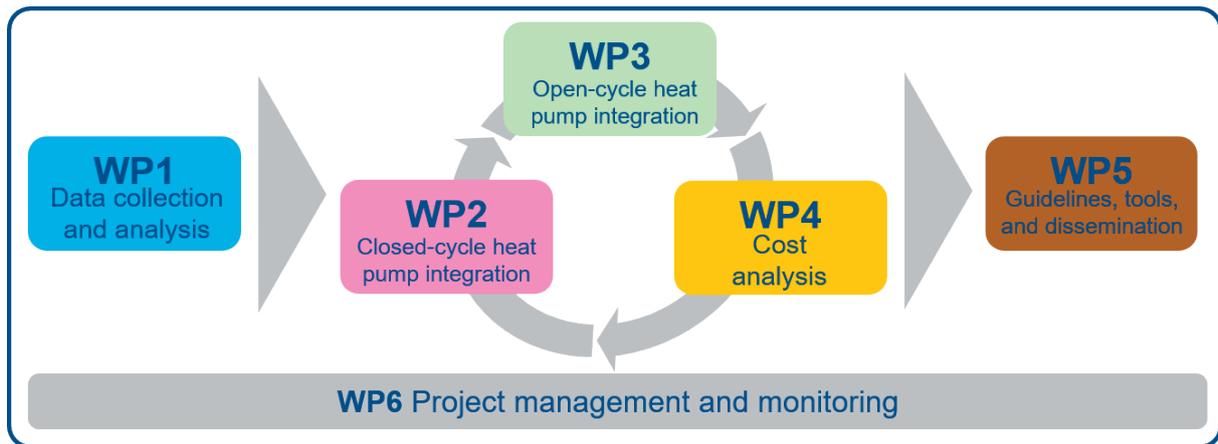


Figure 2: Structure of the project

There are three groups participating in this project where each group is assigned a specific task.

- OST-IES team: Stefan Bertsch, Frédéric Bless, Manuel Prinzing, and Cordin Arpagaus, they are the core team, they will lead, manage and monitor the project.
- Industrial partners: 2 pharmaceutical Swiss companies and 1 Swiss food and beverage company are collaborating in this project. There is one official contact person per industrial partner where the analysis of a steam generating heat pump integration will be made. They provide OST with all the information needed to be able to perform the best analysis possible.
- The advisory team: Carina Alles, Stephan Renz, Frédéric Maurer, and Beat Welling. They are accompanying the project to ensure that it goes into the correct direction and that transfer knowledge is appropriately spread.

The three main goals of IntSGHP projects are:

- To help 3 Swiss industrial sites with the integration of steam generation heat pump systems, finding optimal solutions, using data analysis, market availability, etc.
- Preparatory work for a follow up P&D project, where the technology is demonstrated.
- To share the experience and create guidelines for other companies and energy consultants.

The duration of the project is one year and a half. It started on the 17.11.2021, with a Kick-Off meeting and is separated into two parts.

- 1st part: Analysis of the three industrial sites using energy data, heat pump cycle analysis, cost estimation, etc. with a duration of approximately 1 year.
- 2nd part: Creating a guideline and publishing the results and findings in order to share the knowledge gained in the 1st part.

Summary and Outlook:

- The current status is different for each of the company.
 - With one of them, we are still at the stage of obtaining the process data,
 - with another one, solutions for different steam generation heat pump options were defined and offers from manufacturers are being analysed by the company,
 - for the third one, the options from manufacturers are being chosen.
- The next steps are the following.
 - Defining and simulating the process as soon as we have the data of the process for one of the companies.
 - Discussing with the second company to understand how they are analysing the potential offers from manufacturers.
 - Helping the third company with the implementation details (start-up, etc.) once the choice of steam generating heat pump is made.

References

- [1] <http://www.sccer-eip.ch>
- [2] <https://heatpumpingtechnologies.org>
- [3] <https://www.sweet-decarb.ch/annex48/>

Cordin Arpagaus, Frédéric Bless, Stefan Bertsch, Institute for Energy Systems (IES) OST Eastern Switzerland University of Applied Sciences,
Pierre Krummenacher, Institute of Thermal Engineering (IGT), HEIG-VD
Daniel A. Flórez-Orrego, Eduardo A. Pina, François Maréchal, EPFL Valais, Industrial Process and Energy Systems Engineering (IPESE), Sion
Nicole Calame-Darbellay, Fabrice Rognon, CSD Ingénieurs SA, Fribourg

Kurzpräsentation BFE F&E-Projekt **SI/502336** (in Bearbeitung 2021 – 2025)

HTHP-CH – Integration of High-Temperature Heat Pumps in Swiss Industrial Processes

Summary

High-temperature heat pumps (HTHPs) with supply temperatures above 100 °C are becoming increasingly important in industry to replace fossil fuels. Although HTHPs are available on the market, their adoption is slow as there is still a lack of knowledge and a gap in practical implementation. This project develops a guide and an assessment tool for integrating HTHPs in practice based on highly relevant case studies for the Swiss industry. The focus is on processes with energy demand above 100 °C, in both batch and continuous operation. Examples are drying, evaporation, sterilization, etc. Suitable HTHP integration concepts will be developed with quantified results in terms of efficiency gains, CO₂ emission reduction potentials, and cost-efficiency. In parallel, the project will be accompanied by the participation in the IEA HPT Annex 58 on HTHPs to share results and knowledge with a group of international domain experts.

Zusammenfassung

Hochtemperatur-Wärmepumpen (HTWP) mit Vorlauftemperaturen über 100 °C gewinnen in der Industrie zunehmend an Bedeutung, um fossile Brennstoffe zu ersetzen. Obwohl HTWPs auf dem Markt verfügbar sind, erfolgt ihre Einführung langsam, da es Wissenslücken bei der praktischen Umsetzung gibt. Das Projekt entwickelt einen Leitfaden und ein Bewertungstool für die Integration von HTWP in der Praxis, basierend auf Fallstudien mit hoher Relevanz für die Schweizer Industrie. Der Fokus liegt auf Prozessen mit einem Energiebedarf über 100 °C auf Prozess- und Versorgungsebene und im Batch- und Dauerbetrieb. Beispiele sind Trocknung, Verdampfung, Sterilisation, etc. Geeignete HTWP-Integrationskonzepte werden entwickelt mit quantifizierten Ergebnissen in Bezug auf Effizienzgewinne, CO₂-Emissionsminderungspotenziale und Kosteneffizienz. Parallel wird das Projekt durch die Teilnahme am IEA HPT Annex 58 zu HTHPs begleitet, um die Ergebnisse und das Wissen international auszutauschen.

Résumé

Les pompes à chaleur haute température (PAC-HT) avec des températures de départ supérieures à 100 °C gagnent en importance dans l'industrie pour remplacer les combustibles fossiles. Des PAC-HT sont disponibles sur le marché, mais leur adoption est lente car il reste de nombreuses inconnues et un fossé dans la mise en œuvre pratique. Le projet développe un guide et un outil d'évaluation pour l'intégration des PAC-HT dans la pratique, basé sur des études de cas pertinentes pour l'industrie suisse. L'accent est mis sur les procédés dont la demande d'énergie est supérieure à 100 °C au niveau procédé et utilité, et en fonctionnement discontinu et continu, par ex. le séchage, l'évaporation, la stérilisation, etc. Des concepts appropriés d'intégration de PAC-HT seront développés, avec des résultats quantifiés en termes de gains d'efficacité, de potentiel de réduction des émissions de CO₂ et de rentabilité. Le projet s'accompagnera d'une participation à l'IEA HPT Annex 58 on HTHPs afin d'échanger résultats et connaissances au niveau international.

Motivation and Background

Switzerland is a pioneer in the development and commercialization of heat pumps. The first European heat pumps were realized in Switzerland [1]. In 2021, sales increased to an all-time high of 33'704 units (20% growth compared to 2020) [2]. Especially in the small-capacity range (i.e., single- and multi-family houses), heat pumps are an established technology for space heating and domestic hot water, with a market share of over 90% in new buildings.

In larger heating capacity ranges, especially in industry, oil and gas boilers dominate for process heat generation [3]–[5]. Therefore, replacing fossil heating systems with industrial heat pump systems is a possible scenario to reduce GHG emissions from industry.

High-temperature heat pumps (HTHP) with supply temperatures above 100 °C are becoming increasingly important in industry to replace fossil fuels [6]–[8]. The energy savings potential from a switch from fossil fuels to HTHPs in the Swiss industrial sector addressing process heat and steam below 150 °C can be roughly estimated at 2'893 GW/a, which is approximately 6.7% of the total process heat demand (Table 1).

Table 1: Estimation of the potential energy savings through the use of HTHPs in Swiss industry

	Energy consumption	Data source
Swiss industry	42'972 GWh	154,7 PJ as of 2018 [9]
Process heat demand	24'107 GWh	56,1% [9] (>80 °C)
Process heat and steam below 150 °C	7'232 GWh	30% (estimate based on EU data, Heat Roadmap Europe [10])
Energy savings potential through the use of HTHP	2'893 GWh (6.7% of process heat demand)	40% (moderate estimate based on technical analysis and heat pump cycle proposals within SCCER EIP [11])

Compared to natural gas, which has an emission factor of 0.202 kg CO₂ per kWh of useful heat, the consumer electricity mix produced in Switzerland is 0.128 kg CO₂/kWh [12]. On this basis and with an average COP of 4.0 for an electrically-driven industrial HTHP (50 K temperature lift from the heat source to sink [6]), the generated CO₂ emissions per useful heat are about 0.032 kg CO₂/kWh, which is 6 to 7 times lower than for a gas boiler (assuming 90% efficiency).

Thus, the integration of industrial HTHPs will contribute to both energy savings and CO₂ reduction. Furthermore, the expansion of renewable energy and increased energy efficiency in industrial processes are in line with the federal government's Energy Strategy 2050 [13]. Consequently, heat pump technology supports the efforts to realize the decarbonization of industry and reduce Switzerland's net carbon emissions to net-zero by 2050 [14].

Although HTHPs are available on the market, their adoption is slow as there is still a lack of knowledge from the industrial sector and planners regarding possibilities, optimal integration, correct design, control, and dynamic behavior leading to few practical implementation examples. In general, the industrial sector lacks operating experience. There is also a need to show that HTHP technology is reliable and economically attractive. As mentioned in a white paper [15], more research is being carried out in this context on an international level, and HTHP technology is gaining higher visibility in energy systems design, particularly for process electrification.

Objectives and Framework Conditions

The primary goal of the project HTHP-CH is to develop guidelines and tools to accelerate the integration of HTHPs with supply temperatures above 100 °C in Swiss industrial applications with medium to large heat demand. At the moment, there are no such guidelines available.

The detailed objectives are:

- 1) Overcome the technical, economic, and non-technical barriers to HTHP integration
- 2) Identifying suitable concepts for HTHP integration >100 °C based on case studies
- 3) Characterization and clustering of typical HTHP applications
- 4) Development of guidelines and an evaluation tool as a decision tool to facilitate specifically the integration of HTHPs in practice
- 5) Evaluation of synergies and multiplication potentials with high relevance for the Swiss industry

The project also provides a basis for further add-on projects with interested industrial companies in HTHP technology. The dissemination of the project results will be made available to a broader audience of Swiss industry and the general public through publications, reports, and workshops.

In parallel, the HTHP-CH project will be accompanied by participation in the IEA HPT Annex 58 project on HTHPs to share results and knowledge with a group of international experts. Participating countries are Austria, Belgium, Canada, Denmark (Operating Agent), France, Germany, Japan, The Netherlands, Norway, and Switzerland [16]. The project duration is from 01/2021 to 12/2023. Figure 1 gives an overview of the activities.



Figure 1: Overview of activities in IEA HPT Annex 58 [17]

The overall objective of Annex 58 is to provide an overview of the technological possibilities and applications of HTHPs with temperatures above 100 °C, as well as to look at process integration by developing concepts and strategies for the transition toward heat pump-based process heat supply. In addition, the intention is to improve the understanding of the technology's potential among various stakeholders, such as manufacturers, potential end-users, consultants, energy planners, and policymakers.

Organization and Cooperation

The project is a collaboration of the following research partners and combines their strengths and competencies:

- OST-IES (Institute for Energy Systems) leads the activities, develops suitable concepts for HTHP integration based on case studies, and prepares a guideline as an evaluation tool for practice.
- EPFL-IPESE (Industrial Process and Energy Systems Engineering) develops solutions (web-based tools) for the optimal integration of HTHPs based on modeling and energy systems integration.
- HEIG-VD/IGT (Energy Optimization & Pinch Analysis Competence Center) has a deep understanding of the capabilities and limitations of applying pinch analysis and has insight into the difficulties in practical implementation.
- CSD Engineers SA has close contacts with industry and heat pump manufacturers and practical experience with large heat pump projects (industrial-scale, district heating, multi-family houses, etc.).

In addition, three industrial partners in Switzerland (ELSA, Cremo SA, and Gustav Spiess AG) are actively supporting the project by supplying case studies and access to industrial process data (Table 2). Furthermore, other industrial companies (e.g., food, biotech, chemical) and heat pump suppliers are in contact with the project team showing interest in HTHPs.

Table 2: Industrial case studies for supporting the HTHP-CH project

Industrial Partner	ELSA Dairy 	CREMO SA Dairy 	Gustav Spiess AG Food (meat) 
Application/ Process Description	Several opportunities to upgrade various heat sources (e.g., waste heat from ammonia chillers, and from UP process) to supply various heat sinks (e.g., UP or UHT processes, or CIP processes).	A hot water loop operated at 105 °C to supply various processes currently being heated by a district heating supplied by a waste incineration plant. In case of a possible future decrease of the district heating supply temperature, a HTHP could be used to upgrade the heat to 105 °C . HTHP integration in a milk permeate drying plant supplied by 3 bar(g) steam and operated continuously could be another opportunity to analyze.	Sausage cooking and smoking, steam demand at 115 °C . Operation 12 h per day Waste heat is available as heat source from ammonia refrigeration units at 40 °C to 50 °C

ELSA (Estavayer Lait SA, member of MIGROS Industrie) is Switzerland's largest dairy site and has applications for heat treatment in the temperature range of 80 to 180 °C. CIP (cleaning in place) is a major steam-consuming side process. To save energy and water, ELSA is interested in integrating a HTHP to upgrade waste heat from the ammonia chillers (now released to the environment via cooling towers) to substitute part of the steam required for the CIP. A steam-generating heat pump should minimize the changes (i.e., avoid costly retrofit) to the process equipment at the expense of a lower COP. However, the type, integration point, heat sources, and sinks of the HTHP remain to be analyzed and confirmed.

Crema SA (Villars-sur-Glâne) manufactures dairy products and features various opportunities for integrating HTHP. The application of HTHP for adapting heat transfer from the district heating network to the internal hot water loop at 105 °C in case of a future lowering of the district heating temperature remains uncertain. The integration of a HTHP in a milk permeate drying plant (using a paddle dryer), presently consuming a large share of the 3 bar(g) steam and

operated continuously, would be more readily useful to Cremo SA. The analysis of this case study shall show whether the heat sources within the drying plant are suitable to get an acceptable COP or if other heat sources of the site must be considered.

Gustav Spiess AG (Berneck, SG) is a producer of meat products and sees potential for integrating HTHP in sausage cooking processes, especially steam generation in the temperature range of 105 to 120 °C (1.5 bar). In addition, waste heat from NH₃ refrigeration units at 40 to 50 °C is available as a potential heat source.

The applied case studies will be used to evaluate and compare various HTHP integration concepts with quantified results regarding efficiency gains, CO₂ emission reduction potentials, and cost-effectiveness, bridging the gap from theory to practice.

Figure 2 shows the relation between the research partners, industry partners, the SFOE as a funding body, and further projects (i.e., IntSGHP, DeCarb-PUI, DeCarbCH).

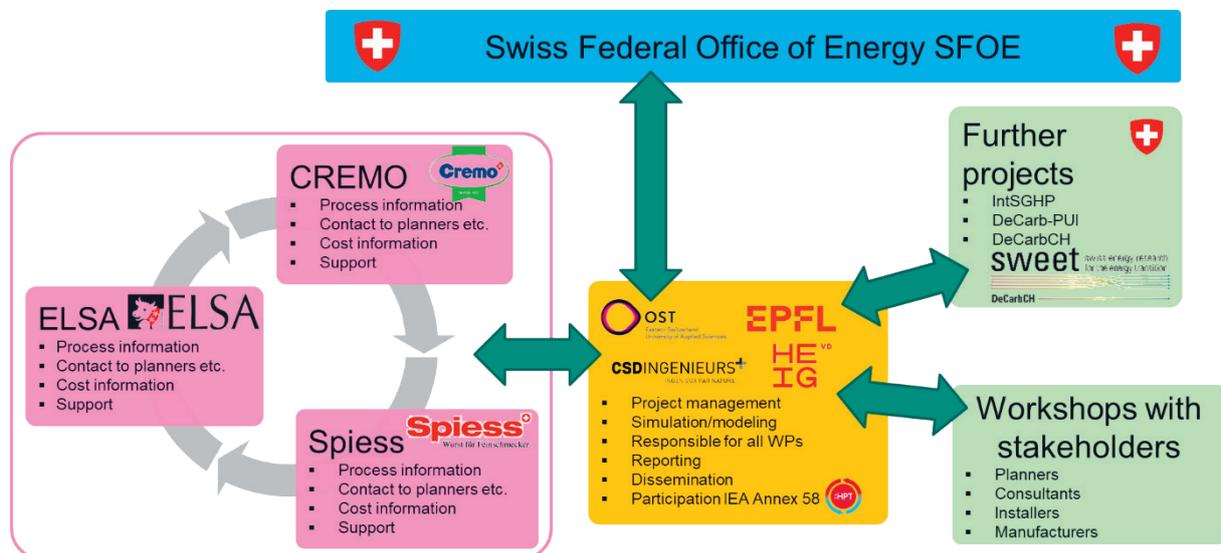


Figure 2: Relation between research partners, industry partners, SFOE, and stakeholders

Furthermore, a support group consisting of representatives of SFOE, heat pump manufacturers, industrial companies with high-temperature process heat demand (incl. SWEET DeCarCH cooperation partners [18]), planners, installers, and associations will accompany the project from a practical point of view.

During workshops with those stakeholders' insights and feedback from the field will be gathered on technical implementation, economic, non-technical, and other barriers.

Project Description and Work Packages

The HTHP-CH project (3 years, Q4/2021 to Q1/2024) is structured in five work packages (WPs) represented in Figure 3:

- WP1: Defining a favorable framework for HTHP integration (CSD)
- WP2: Suitable concepts of HTHP integration (OST-IES)
- WP3: Solution generation for optimal HTHP integration (EPFL-IPESÉ)
- WP4: Guideline and evaluation tool for HTHP integration in practice (OST-IES)
- WP5: Project management and dissemination (OST-IES)

OST-IES coordinates the project as project leader, conducts substantial parts in WP2 and WP4, and coordinates all external deliverables. In addition, OST-IES provides appropriate concepts based on practice data and evaluations from case studies.

EPFL-IPSE is responsible for the central part of WP3 and develops a web-based heat pump integration tool based on superstructure optimization, but with a simplified excel-based interface. This experience also provides insights for developing the guidelines for HTHP integration in WP4.

HEIG-VD/IGT provides practical information from pinch analyses of different industrial processes and access to process data. HEIG-VD is involved in WP2, WP3, and WP4 and has insight into the difficulties from the practical side of implementation, e.g., temporal variability and information from industry profiles with high pinch temperatures.

CSD Engineers leads WP1 and provides insights and feedback from the field through workshops on technical implementation, economics, non-technical, and other barriers. This aims to understand the decision-making process and define strategies to increase HTHP implementation in industries. In addition, CSD will be involved in all WP4 tasks, including performing complete costing of some proposed concepts and contributing to elaborating the guidelines and the evaluation tool.

Together with all project partners, a generalized guideline will be developed in WP4 to quickly assess the feasibility of HTHP integration based on economic, energy, and technical criteria.

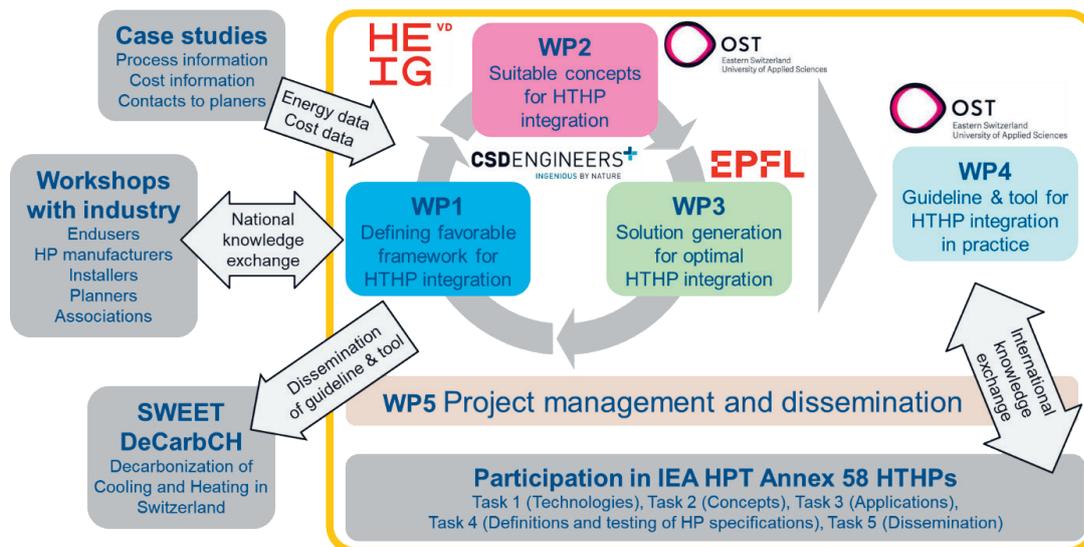


Figure 3: Structure of the HTHP-CH project and arrangement of work packages with leads and interconnection with the industrial support group, participation in IEA HPT Annex 58, and further dissemination via SWEET DeCarbCH

The main deliverables are:

- Integration concepts of HTHPs >100 °C for the industrial Swiss case studies
- Preliminary evaluation tool for initial assessment of feasibility (go/no-go decision)
- Online tool for optimal heat pump integration in industrial processes
- Workshops involving Swiss industry with case studies and knowledge transfer
- Guideline for the implementation of HTHPs in industrial processes (market-oriented and implementation-relevant)

Dissemination of the project results will take place through national workshops with the industrial support group and further dissemination via SWEET DeCarbCH, international knowledge-sharing through participation in IEA HPT Annex 58 meetings, and other events such as HTHP Symposium, European HP Summit, or IEA conferences, and publication at national and international level. Finally, the guideline and evaluation tool is planned to be disseminated via EnergieSchweiz and national associations (e.g., FWS).

Status and Main Results

The HTHP-CH project was officially started with a kick-off meeting on December 16, 2021. In the meantime, interviews with the three industrial partners, ELSA, CREMO, and Gustav Spiess, have been conducted to clarify the industrial processes, heating demand, and temperatures and to identify possible HTHP integration points. In addition, CREMO was selected as a case study for semester student work at EPFL to identify opportunities for HTHP integration. Furthermore, the project team also addressed issues related to data sharing of sensitive energy and process data, and publication of information.

In the IEA HPT Annex 58 project framework, 8 status meetings have already been attended. In addition, a presentation on the theoretical investigation of HTHP cycles for steam generation was provided [19], and a description of the Swiss national team was posted on the Annex 58 homepage [20]. Furthermore, as part of the Annex 58 Task 1 report, which aims to provide an overview of HTHP technologies, a report on the Swiss HTHP market and perspectives has been written. The Task 1 report is in review progress.

On March 29-30, 2022, the 3rd HTHP Symposium took place in Copenhagen. It was organized by the Danish Technological Institute (DTI), SINTEF, and the Technical University of Denmark (DTU) and co-organized by the European Heat Pump Association (EHPA). The focus was on various aspects of HTHP with supply temperatures above 100 °C. OST contributed an oral presentation on the techno-economic analysis of steam-generating heat pumps in distillation processes [21] and presented a poster on the potential impact of industrial HTHPs on the European market [22]. During the symposium, the following topics were discussed in particular:

- Products from various suppliers and companies active in the HTHP market (Figure 4),
- Natural (water, ammonia, CO₂, hydrocarbons) and synthetic HFOs refrigerants with low global warming potential, as well as noble gases (e.g., helium, argon),
- Technology developments and perspectives, such as temperature-stable compressors and compressors for mechanical vapor recompression (MVR),
- Various applications in the food, chemical, and paper industries,
- Regulatory framework for the use of HTHPs, and finally,
- Numerous activities by research institutes in Norway, Denmark, Germany, Austria, Switzerland, the Netherlands, and Belgium.

All symposium presentations will be published on the website and will be a valuable source of information on the development and technology of HTHP and for researchers in similar projects and the larger SWEET DeCarbCH network.



Figure 4: Companies active in the HTHP market (Source: IEA HPT Annex 58 HTHP)

Outlook

The next step in the HTHP-CH project is to analyze available energy/process data (with time resolution) and energy costs of the three case studies in more detail and study the integration of HTHPs.

At the end of May 2022, a site visit at ELSA and CREMO is planned for the entire project team and advisory board to see the industrial processes for potential HTHP integration. In addition, the dissemination of the project results will be conducted through workshops with representatives of the Swiss industry.

For Task 2 of Annex 58, OST is taking the lead with DTI in developing various concepts for integrating HTHP technologies into hot water generation, steam generation (low/medium pressure), spray drying processes, other drying processes, evaporation processes, distillation columns, and MVR.

Acknowledgments

The project team acknowledges the Swiss Federal Office of Energy (SFOE) for the financial support of the R&D project HTHP-CH with project number SI/502336.

References

- [1] M. Zogg, "History of Heat pumps: Swiss Contributions and International Milestones," 2008. <https://www.zogg-engineering.ch/publi/HistoryHP.pdf>
- [2] FWS, "Statistik 2021, Fachvereinigung Wärmepumpen Schweiz," 2021. <https://www.fws.ch/wp-content/uploads/2022/05/FWS-Statistiken-2021-V2.pdf>.
- [3] S. Renz, "Heat Pump Market Development in Switzerland, Market Report," *Heat Pump Technol. Mag.*, vol. 38, no. 1, pp. 19–22, 2020
- [4] B. Vonlanthen, "Erfolgsgeschichte der Wärmepumpen in der Schweiz," in *News aus der Wärmepumpen-Forschung, 25. Tagung des BFE-Forschungsprogramms "Wärmepumpen und Kälte", 26. Juni 2019, BFH Burgdorf*, 2019, pp. 7–16
- [5] C. Arpagaus, F. Bless, S. S. Bertsch, and J. Schiffmann, "Wärmepumpen für die Industrie: Eine aktuelle Übersicht," in *25. Tagung des BFE-Forschungsprogramms "Wärmepumpen und Kälte", 26. Juni 2019, BFH Burgdorf, Schweiz*, 2019, pp. 1–15
- [6] C. Arpagaus, F. Bless, M. Uhlmann, J. Schiffmann, and S. S. Bertsch, "High temperature heat pumps: Market overview, state of the art, research status, refrigerants, and application potentials," *Energy*, vol. 152, pp. 985–1010, Jun. 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.03.166
- [7] C. Arpagaus, *Hochtemperatur-Wärmepumpen: Marktübersicht, Stand der Technik und Anwendungspotenziale, 138 Seiten, ISBN 978-3-8007-4550-0 (Print), ISBN 978-3-8007-4551-7 (E-Book)*. Offenbach, Berlin: VDE Verlag GmbH, 2018
- [8] N. Calame, F. Rognon, and O. Sari, "High Temperature Heat Pumps for Industrial Processes - State of the Art and Research Needs," in *23. Tagung des Forschungsprogramms Wärmepumpen und Kälte des Bundesamts für Energie BFE, 14. Juni 2017, Burgdorf*, 2017, pp. 1–17
- [9] Bundesamt für Energie (BFE), "Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000 -2018 nach Verwendungszwecken," 2019. [Online]. Available: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/en/home/supply/statistics-and-geodata/energy-statistics/analysis-of-energy-consumption-by-specific-use.html>
- [10] T. Fleiter *et al.*, "Profile of heating and cooling demand in 2015, Deliverable D3.1 Report, Heat Roadmap Europe," *HeatRoadmapEU*, no. 695989, p. 70, 2017, [Online] Available: https://heatroadmap.eu/wp-content/uploads/2018/11/HRE4_D3.1.pdf
- [11] M. J. S. Zuberi *et al.*, "Decarbonizing Swiss industrial sectors by process integration, electrification, and traditional energy efficiency measures," in *Eceee Industrial Summer Study Proceedings, Industrial Efficiency 2020 Decarbonise industry! 14–17 September 2020 Online event*, 2020, pp. 307–318, [Online]. Available: https://www.eceee.org/library/conference_proceedings/eceee_Industrial_Summer_Study/2020/4-technology-products-and-systems/decarbonizing-swiss-industrial-sectors-by-process-integration-electrification-and-traditional-energy-efficiency-measures
- [12] Bundesamt für Umwelt (BAFU), "8. How climate-friendly is the Swiss energy supply? Last modification 02.10.2018," 2018. www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/klima/klimawandel--fragen-und-antworten.html
- [13] Bundesamt für Energie (BFE), "Energierstrategie 2050," 2021 <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energiestrategie-2050.html>
- [14] Bundesamt für Umwelt (BAFU), "Klimastrategie 2050," 2021 <https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/klima/fachinformationen/emissionsverminderung/verminderungsziele/ziel-2050/klimastrategie-2050.html>

- [15] R. De Boer *et al.*, "Strengthening Industrial Heat Pump Innovation, Decarbonizing Industrial Heat, White Paper," 2020
- [16] IEA HPT, "Annex 58 High-Temperature Heat Pumps," 2021
<https://heatpumpingtechnologies.org/annex58>
- [17] HPT TCP, "HPT TCP Annual Report 2021, Technology Collaboration Programme on Heat Pumping Technologies," 2021. [Online]. Available:
<https://etkhpcorderapi.extweb.sp.se/api/file/2280>
- [18] SWEET DeCarbCH, "DeCarbonisation of Cooling and Heating."
<https://www.sweet-decarb.ch/consortium/partners>
- [19] C. Arpagaus, F. Bless, and S. Bertsch, "Theoretical investigation of high-temperature heat pump cycles for steam generation, 3rd HTHP Annex 58 Status Meeting, Deep Dive about steam generation and MVR, 30/08/2022," 2022
- [20] Annex 58, "Description of Swiss Team for Annex 58," 2022
<https://heatpumpingtechnologies.org/annex58/wp-content/uploads/sites/70/2022/03/description-of-swiss-team-for-annex-58.pdf>
- [21] C. Arpagaus, F. Bless, and S. S. Bertsch, "Techno-Economic Analysis of Steam-Generating Heat Pumps in Distillation Processes," *3rd HTHP Symposium, 29-30 March, 2022, Copenhagen, Denmark, 2022*. <http://hthp-symposium.org/hthp-symposium-2022/>
- [22] C. Arpagaus, J. Payá, A. H. Hassan, and S. S. Bertsch, "Potential Impact of Industrial HTHPs on the European Market," *3rd HTHP Symposium, 29-30 March, 2022, Copenhagen, Denmark, 2022*. <http://hthp-symposium.org/hthp-symposium-2022/>

Christoph, Messmer, Ralph Eismann, Vincent Gerber, Mathias Schindler
Institut Nachhaltigkeit und Energie am Bau, Fachhochschule Nordwestschweiz (FHNW)

Robert Haberl, Michel Haller, Kanchan Bohara
SPF Institut für Solarenergie, OST - Ostschweizer Fachhochschule

Michele Zehnder, CTA AG

Kürzpräsentation BFE F&E-Projekt **SI/502088** (in Bearbeitung 2020 – 2023)

HpCosy – Heat Pump Comfort System Dezentrales Sole/Wasser Wärmepumpen- system für Mehrfamilienhäuser

Zusammenfassung

Im Projekt HpCosy werden die Grundlagen für ein dezentrales Sole-Wasser-Wärmepumpensystem für Wohnungen in Mehrfamilienhäusern (MFH) entwickelt und untersucht. Dieses umfasst die Funktionen Heizen, Kühlen und Warmwasserbereitung.

Die Regelung und Steuerung soll die Berücksichtigung der Verfügbarkeit von eigenem Photovoltaikstrom für die Einzelanlage im Schwarm-Verbund mit anderen Wärmepumpen im Gebäude ermöglichen. Das Projekt ist noch nicht abgeschlossen. Die Endergebnisse werden Ende 2022 veröffentlicht.

Abstract

In the project HpCosy the base for a decentralized brine-water heat pump system for flats in multi-family houses are developed and investigated. It encompasses the functions heating, cooling and domestic hot water preparation. Its control shall enable the consideration of availability of own photovoltaic electricity as a single unit within a swarm of all heat pumps within the building. The project is ongoing and the final results will be published by the end of 2022.

Ausgangslage und Hintergrund

Die Wärme zur Bereitstellung von Warmwasser wird gegenüber der Wärme für das Heizen auf Grund der zunehmend besseren Gebäudedämmungen mehr Gewicht bekommen. Kühlanwendungen werden infolge gesteigerter Komfortansprüche und nicht zuletzt auch durch den fortschreitenden Klimawandel vermehrt realisiert werden. Dabei ist es naheliegend, im Sommer sowohl Kälte wie auch Wärme für die Warmwasserbereitung mit derselben Wärmepumpe zu erzeugen, und diese so weit wie möglich mit dem selbsterzeugten Strom aus Photovoltaik- (PV) zu betreiben oder auf tarifliche Anreize zur Lastverschiebung (Demand Side Management) reagieren zu können.

Dezentrale Wärmepumpenanlagen für Heizung und Warmwasserbereitung in Mehrfamilienhäusern (MFH) mit Einzelgeräten pro Wohneinheit bieten gegenüber einer zentralen Wärmepumpe entscheidende Vorteile: die Warmwasserzirkulation wird nicht benötigt. Dadurch können Verteilverluste eingespart werden und durch die in Übereinstimmung mit der Norm SIA 385/1 tieferen Anforderungen an die Speichertemperaturen erhöht sich die Effizienz der Wärmeerzeugung. Die bezogenen elektrischen Leistungen können infolge der Verteilung auf mehrere Einheiten feiner auf den produzierten PV-Strom eingeregelt werden.

Bei Kombination mit Erdsonden als Wärmequellen und Wärmesenken wird erwartet, dass das System sowohl energetisch als auch ökonomisch betrachtet grosse Vorteile aufweist.

Projektziele

Das Hauptziel ist die Entwicklung von Grundlagen für ein neues Wärmepumpensystem, welches die folgenden Eigenschaften hat:

- Erhöhte Effizienz (30% weniger elektrischer Energiebedarf) gegenüber heutigen Lösungen bei gleicher Hygienesicherstellung (Legionellenschutz) [1]
- Erhöhung des Komforts durch Anbieten von Free Cooling und/oder WP-Kühlfunktion
- Erhöhte Flexibilität durch Solekreislauf, welcher wahlweise mit Erdsonden, Anergienetzen, Luft-Wärmetauscher oder anderen Wärmequellen gekoppelt werden kann
- Entwicklung einer sogenannten Schwarm-Steuerung zur geschickten Berücksichtigung der lokalen PV-Stromproduktion

Marktpotenzial

In einem ersten Schritt wurde das Marktpotenzial für die Anwendung analysiert, und die Anforderungen an eine dezentrale Einheit definiert, wie die nötigen Heiz- und Kühlleistungen, die Leistungsregelbarkeit, die nötige Kommunikationsfähigkeit, sowie die Grösse des Warmwasserspeichers.

Gemäss dem Bundesamt für Statistik (BFS) befanden sich im Jahr 2019 insgesamt rund 1.76 Mio Gebäude mit Wohnnutzung in der Schweiz [2]. Davon sind rund 1.48 Mio reine Wohngebäude, aufgeteilt in 1.0 Mio Einfamilienhäuser und 0.48 Mio MFH, wovon rund 0.25 Mio zwischen 3 und 9 Wohnungen haben. Die Zahl der Wohngebäude mit Nebennutzung und mit 3 bis 9 Wohnungen ist rund 0.06 Mio. Eine erste grobe Abschätzung für das HpCosy Systempotential ergibt rund 0.31 Mio Gebäude mit 6 Wohnungen im Schnitt, was somit 1.86 Mio dezentrale Wärmepumpen bedeuten würde. Eine Marktuntersuchung geeigneter, erhältlicher Wärmepumpen/Speichersysteme hat gezeigt, dass die Geräte für die Anwendung bereits erhältlich sind. Ein Hauptkriterium war der nötige Leistungsstellbereich im tiefen Heizleistungsbe-
reich gemäss Abbildung 1.

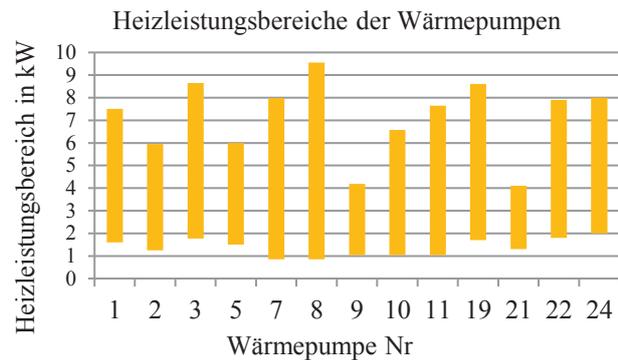


Abbildung 1: Heizleistungsbereiche geeigneter, erhältlicher Wärmepumpen/Speichersysteme

Vergleich zentraler und dezentraler Wärmepumpensysteme

Eine Kombination aus Gebäudesimulationen mit der Software TRNSYS und Tabellenkalkulationen zur Berechnung des Heizsystems wurde verwendet, um ein zentrales mit einem dezentralen Wärmepumpensystem in einem Mehrfamilienhaus (MFH) zu vergleichen.

Die Modellierung erfolgte mit dem "Type 56"-Gebäudemodell in TRNSYS. Beim modellierten Gebäude handelt es sich um ein dreistöckiges renoviertes MFH mit sechs Wohneinheiten (WE): Drei WE auf der Ostseite und weitere drei auf der Westseite [3]. Sowohl die internen Lasten der Wohnungen als auch der Warmwasserbedarf sind über individuelle Nutzerprofile berücksichtigt. Standort ist die Stadt Zürich. Der Gesamtwärmebedarf der WE ist als Summe aus Raumwärmebedarf (RH) bei idealer Beheizung auf Solltemperatur 21 °C und dem Warmwasserbedarf in Abbildung 1 dargestellt. Die Wärmeversorgung des Gebäudes erfolgt

entweder mit einem zentralen Heizsystem, bestehend aus einer invertergesteuerten Sole-Wasser Wärmepumpe, zwei 600 l WW-Speichern und einem 850 l Pufferspeicher für Raumheizung, oder sechs dezentrale Sole-Wasser Wärmepumpen, die jeweils einen 220 l WW-Speicher integriert haben. Die Parametrierung der Wärmepumpen zur Berechnung des Stromverbrauchs wurde nach zwei Modellen der Firma CTA AG vorgenommen:

- Optiheat Inverta 17e für das zentrale System, und
- Optiheat Inverta TWW für die dezentralen Anlagen

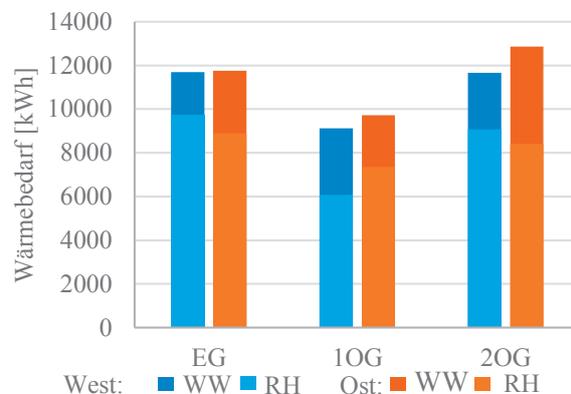


Abbildung 2: Wärmebedarf im MFH

Die Raumwärmeverteilung erfolgt im zentralen System mittels einer zentralen Heizkreispumpe und je einem Strang pro Wohneinheit plus einem Überströmventil. Die dezentralen Systeme liefern die Wärme jeweils direkt an den jeweiligen Heizkreis. Für die Verteilung von Trinkwarmwasser ist im zentralen System eine Zirkulation mit 60/55 °C in Vor- und Rücklauf – und entsprechend hoher Solltemperatur im Speicher - integriert, die dezentralen Systeme können auf die Zirkulation verzichten, weshalb eine Temperatur von 55 °C im Speicher ausreichend ist (SIA 385/1:2020 [4]).

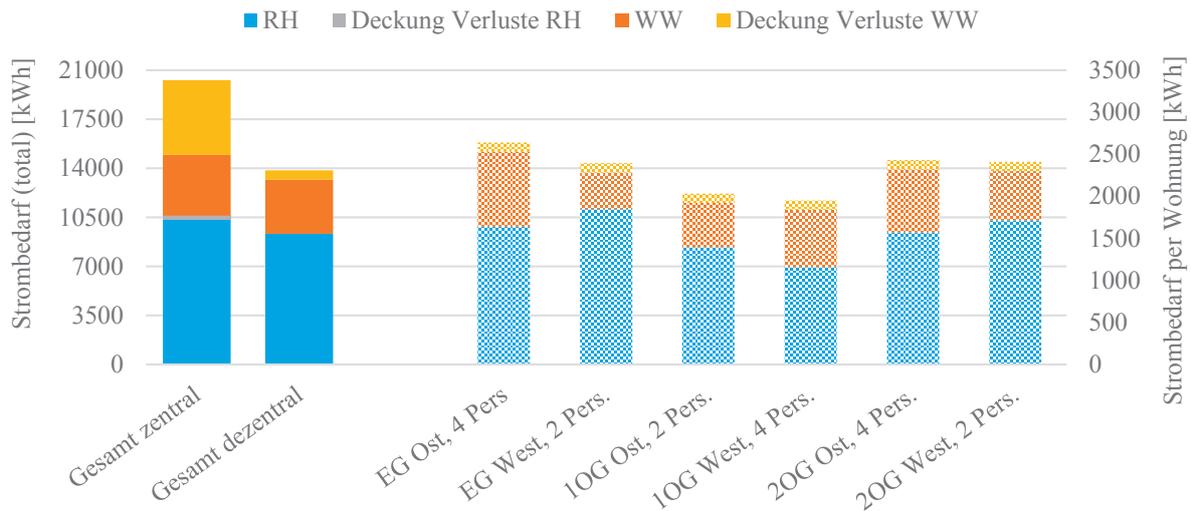


Abbildung 3: Strombedarf für die beiden Heizsysteme total (links) und aufgeteilt auf einzelne Wohnungen des dezentralen Systems (rechts)

Vergleicht man die Wärmebilanzen der Varianten, so wird deutlich, dass der größte Unterschied in der Warmwasserbereitung und -verteilung liegt. Für die Raumwärme fallen im zentralen System nur 1,5 MWh Verluste an, bei einem Wärmebedarf von 49,6 MWh. Beim Warmwasser betragen die Verluste von Speicher und Verteilung 7,4 MWh, bei einem Bedarf von 17,3 MWh. Bei den dezentralen Anlagen sind die einzigen Verluste die Wärmeverluste aus den Trinkwarmwasser-Speichern. Diese belaufen sich auf insgesamt 2,9 MWh, welche der Raumwärme der jeweiligen Zone gutgeschrieben werden können. Der Unterschied zwischen zentralem und dezentralem System wird noch deutlicher, wenn man sich den in Abbildung 2 dargestellten elektrischen Energiebedarf ansieht. Bei einer angestrebten Raumtemperatur von 21 °C in jeder Wohnung könnten die dezentralen Systeme 12 % der für die Raumheizung verwendeten elektrischen Energie einsparen. Bei der Warmwasserbereitung beträgt die Gesamteinsparung, d.h. einschließlich Abdeckung der Wärmeverluste der Zirkulation, sogar 53 %.

Laboraufbau und Messungen



Abbildung 4: Wärmepumpensystem Optiheat In-verta TWW - CTA AG

Ein Gerätemuster eines Systems der Firma CTA AG wurde gemäss Abbildung 4 zur Bereitstellung von WW, RH und Kälte in einem «Hardware-in-the-Loop» Teststand vermessen, die Funktionalität wurde geprüft, und dessen Effizienz bewertet. Im Hintergrund der Wärmepumpe sind die Emulatoren für die Gebäudeheizung und die Erdwärmesonde sichtbar, welche simulationsgeführt und -gekoppelt betrieben werden. Die Warmwasserzapfungen finden real statt gemäss dem SN EN 16147 Zapfprofil L [5].

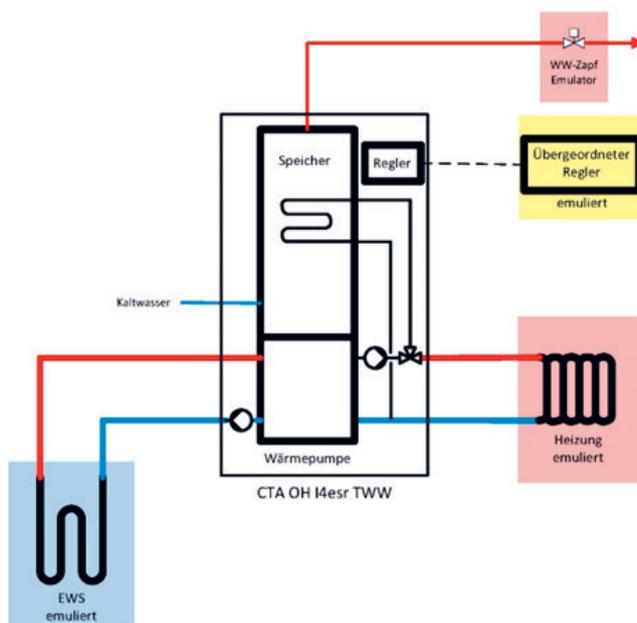


Abbildung 5: Schema der Labormessung

Abbildung 5 zeigt das Schema der Labormessung mit den Emulatoren (farblich hinterlegt). Die weiteren fünf Systeme sind virtuell in der Simulation abgebildet. Aufgezeichnet werden Temperaturen für sämtliche Vor- und Rückläufe, Tankschichttemperaturen, Volumenströme und elektrische Leistungen.

Abbildung 6 zeigt die Speichertemperaturen auf verschiedenen Höhen und die Volumenströme der Wärmepumpenladung und Warmwasserzapfungen während eines 24-h Zyklus der Messung. Die nach Leistung gewichtete, mittlere Vorlauf-temperatur der WP während dieses Zyklus betrug $44.5\text{ }^{\circ}\text{C}$, die nach Leistung gewichtete, mittlere Vorlauf-temperatur des WW betrug $51.4\text{ }^{\circ}\text{C}$. Für eine effiziente WW-Bereitung mit der WP ist es vor allem wichtig, die Vorlauf-temperatur der WP so tief als möglich zu halten indem Durchmischung im Speicher

vermieden wird. Bei jeder Mischung von Fluiden verschiedener Temperatur entsteht, genau wie auch bei Wärmeübertragungsvorgänge, Entropie. Die Entropieproduktion im gesamten Speichersystem wurde während des Prüfzyklus aus den Messdaten bestimmt. Sie betrug 5.8 kJ/K . Im Projekt StorEx [6] wurde gezeigt, dass aus dieser gemessenen Entropieproduktion im Verhältnis zur Entropieproduktion eines völlig durchmischten Kombispeichers die Schichtungseffizienz bestimmt werden kann. Im Projekt DHWStrat [7] wurde die Entropieproduktion eines durchmischten WW-Speichers mit 12.75 kJ/K bestimmt. Entsprechend beträgt die Schichtungseffizienz des hier gezeigten Speichers nach Formel 1 54.6% .

$$\text{Formel 1} \quad \text{Schichtungseffizienz} = 1 - \frac{\text{Entropieproduktion gemessen}}{\text{Entropieproduktion durchmischter Speicher}}$$

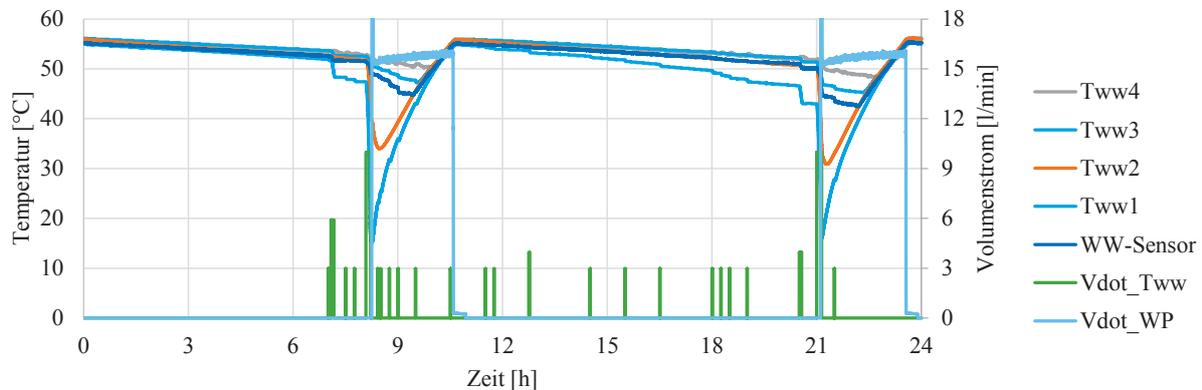


Abbildung 6: Warmwasserspeicher, Temperaturen und Volumenströme

Ausblick

Im nächsten Schritt wird die per Simulationen entwickelte Regelstrategie auf das im Labor installierte System übertragen und getestet. Für diesen Test werden fünf Anlagen online und in Echtzeit simuliert und mit dem real installierten System zu einem Schwarm verbunden. Über die Messung kann dann das Verhalten der installierten Anlage im Schwarm beobachtet und bewertet werden.

Quellen

- [1] B. Vetsch, A. Gschwend, A. Bertsch, 2012. "Warmwasserbereitstellung mittels Wärmepumpen in Mehrfamilienhäusern"
- [2] Bundesamt für Statistik BFS. «Allgemeine Übersicht «Gebäude» 2019» Bundesamt für Statistik. 10. Oktober 2020. <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/bau-wohnungswesen/gebaeude.assetdetail.17924951.html>
- [3] I. Mojic, S. Cramer, M. Caflisch, D. Carbonell, and M. Haller. 2019. "Reference Framework for Building and System Simulations: Multifamily Reference Building." SPF Institut für Solartechnik, HSR Hochschule für Technik Rapperswil
- [4] Norm SIA 385/1. Anlagen für Trinkwarmwasser in Gebäuden - Grundlagen und Anforderungen
- [5] Norm SN EN 16147:2017. Wärmepumpen mit elektrisch angetriebenen Verdichtern - Prüfungen, Leistungsbemessung und Anforderungen an die Kennzeichnung von Geräten zum Erwärmen von Brauchwarmwasser
- [6] M. Y. Haller, R. Haberl, P. Persdorf, A. Reber. 2015. "StorEx – Theoretische und experimentelle Untersuchungen zur Schichtungseffizienz von Wärmespeichern." Rapperswil: SPF Institut für Solartechnik
- [7] R. Haberl, O. Türk, A. Bohren, M. Y. Haller. 2021. "DHWStrat – Methode zur Bestimmung der Schichtungseffizienz von Warmwasserspeichern." Rapperswil: SPF Institut für Solartechnik

Philipp Roos, Cowa Thermal Solutions AG

Christoph Meier, Carsten Wemhöner, Ostschweizer Fachhochschule

Kurzpräsentation BFE P&D-Projekt **SI/502289** (in Bearbeitung 2021 – 2023)

SunStore – Latenter, kompakter Pufferspeicher für mit Photovoltaik betriebene Wärmepumpen

Zusammenfassung

Im Pilotprojekt SunStore wird ein neues, auf Phasenwechselmaterialien (PCM) basiertes Wärmespeicherkonzept für Pufferspeicher in Wärmepumpensystemen unter realen Bedingungen in einem Einfamilienhaus eingebaut, getestet und evaluiert. Das PCM wird in modifizierten high-density Polyethylen (HDPE), blasgeformten Kapseln als Schüttgut in den Puffer-speicher gefüllt. Im Projekt sollen insbesondere die Vorteile von PCM-Speichern in Bezug auf das Erreichen eines hohen Eigenverbrauchs von Photovoltaik (PV)-Strom in Kombination mit Wärmepumpen untersucht werden. Damit soll die Wirtschaftlichkeit der PV-Installation verbessert, die Nutzung von Heizstäben verhindert und ebenfalls einen netzdienlichen Betrieb ermöglicht werden. Mit der Pilotanlage mit einer Luft/Wasser Wärmepumpe und einer Nachrüstung von PCM in den bestehenden Pufferspeicher sollen im realen Betrieb über drei Heizperioden umfangreiche Erfahrungen zum Einsatz von PCM gesammelt, die Ergebnisse ausgewertet und der Anlagenbetrieb optimiert werden. Das Projekt startete im Herbst 2021 und es konnte bereits eine erste Heizperiode mit konventionellem Wasserpufferspeicher als Referenz aufgezeichnet werden. Im Sommer 2022 wird der Pufferspeicher mit den PCM Kapseln befüllt und für 3 Heizperioden getestet.

Abstract

In the SunStore pilot project, a new heat storage concept based on phase change materials (PCM) for buffer storages in heat pump systems is being installed, tested and evaluated under real conditions in a single-family house. The PCM is filled in modified high-density polyethylene (HDPE), blow-molded capsules as bulk material into the buffer storage. In particular, the project will investigate the advantages of PCM storage in terms of achieving high self-sufficiency of photovoltaic (PV) electricity in combination with heat pumps. This can improve the economic efficiency of the PV installation, prevent the use of resistance heaters, and enable grid-serving operation. On the pilot plant with an air/water heat pump and a retrofit of PCM in the existing buffer storage, extensive experience on the use of PCM in real operation over three heating periods will be gathered, the results evaluated, and the plant operation optimized. The project started in the fall of 2021 and a first heating period with conventional water buffer storage as reference could already be recorded. In summer 2022, the buffer tank will be filled with PCM capsules and tested for 3 heating periods.

SunStore - Latenter, kompakter Pufferspeicher für mit Photovoltaik betriebene Wärmepumpen

Der Gebäudesektor verursacht 45% des schweizerischen Primärenergieverbrauchs. Im Jahr 2020 wurden über 30% des Endenergieverbrauches für Raumwärme aufgewendet. Der fossile Anteil ist nach wie vor hoch - Schweizer Gebäude werden zu 45.7% mit Öl und zu 24.4% mit Gas beheizt. Um den Anteil der erneuerbaren Energien in Heizsystemen zu steigern, wird im Projekt SunStore ein von Cowa Thermal Solutions AG entwickelter thermischer Energiespeicher auf Basis von Phasenwechselmaterialien (PCM) in Zusammenarbeit mit der Ostschweizer Fachhochschule (OST) getestet.

Cowa Thermal Solutions AG ist ein Spin-off des Kompetenzzentrums für thermische Energiespeicher der Hochschule Luzern, das mit dem Ziel, makroverkapseltes Phasenwechselmaterial (CowaCaps) zu kommerzialisieren, gegründet wurde. Mit dem Projekt SunStore soll der Autarkiegrad und die Wirtschaftlichkeit von mit Photovoltaik betriebene Wärmepumpen-Heizsysteme erhöht und dadurch deren Verbreitung gesteigert werden. Durch den Einsatz von CowaCaps und der dadurch erhöhten Speicherkapazität kann der Anteil der erneuerbaren Energie des Wärmepumpensystems bei gleich hoher (Sole/Wasser) oder sogar verbesserter (Luft/Wasser) Systemeffizienz gesteigert werden. Dabei wird der Bezug von Netzstrom mit dem vorgeschlagenen System in der Übergangszeit und im Winter gesenkt, was sich positiv auf die Verkleinerung der Stromlücke im Winter und somit die Umweltbilanz des schweizerischen Energiesystems auswirkt. Somit entspricht das Projekt der strategischen Ausrichtung der Energiestrategie 2050, sowohl hinsichtlich der Steigerung der Gesamteffizienz als auch dem Ausbau der Erneuerbaren.

CowaCaps können ohne Änderungen am Wärmepumpensystem in den Pufferspeicher gefüllt werden, wodurch die Kapazität um bis zu Faktor 4 erhöht werden kann. Die Kapseln werden als Schüttgut in die Pufferspeicher befüllt und ermöglichen so die Tag/Nacht-Speicherung von Photovoltaikenergie (siehe Bild 1).

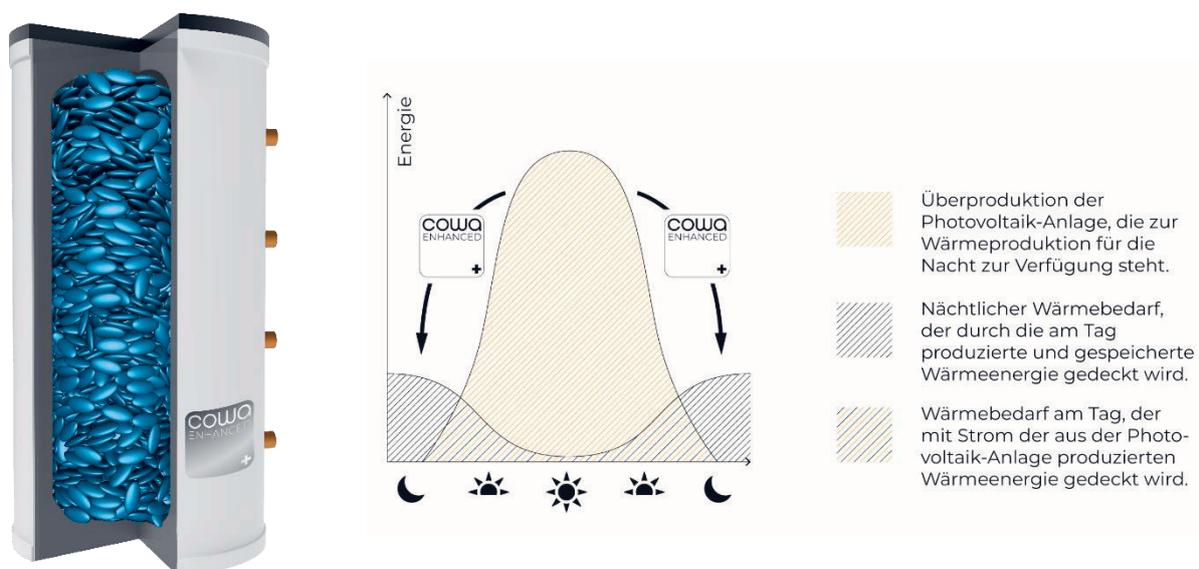


Bild 1: Abbildung eines mit CowaCaps befüllten Pufferspeichers (links) und das Prinzip der Energiespeicherung über den Tag zur Deckung des Wärmebedarfs in der Nacht (rechts)

In Neubau Objekten kann durch die Befüllung des Heizungspufferspeichers mit PCM Kapseln die Speicherkapazität um bis zu Faktor 4 erhöht werden. In Verbindung mit einer Photovoltaikanlage kann dadurch der Eigenverbrauch von Solarstrom im Winter und in der Übergangszeit erhöht werden, was den Netzbezug verkleinert. Gleichzeitig wird durch die latente Energiespeicherung die gemittelte Temperatur vom Pufferspeicher gegenüber sensiblen Speichern gesenkt, was sich vorteilhaft auf Wärmeverluste und den COP der Wärmepumpe auswirkt. Die Temperaturabsenkung wird noch stärker ausgeprägt sein, wenn der Pufferspeicher vorher mit einer Temperaturüberhöhung betrieben wurde, um eine Eigenverbrauchs-optimierung zu erzielen.

Im Renovationsbau gelten grundsätzlich die gleichen Vorteile von PCM Speichern wie beim Neubau. Allerdings erhöht sich hier der Vorteil durch die PCM Kapseln, da das Temperaturniveau allgemein höher ist, und somit die durch die Wärmepumpe nutzbare Temperaturanhebung, aufgrund der limitierten maximalen Temperatur im sensiblen Fall, kleiner ist. Bei Eigenverbrauchsoptimierungen, in denen Heizstäbe eingesetzt werden, kann mit der Kapazitätserhöhung durch PCM auf diese ineffiziente Art der Eigenstromnutzung ganz verzichtet werden. Zusätzliche Vorteile der erhöhten Speicherkapazität für die Effizienz (COP) ergeben sich durch wegen der Möglichkeit bei Luft/Wasser Wärmepumpen die Betriebszeit auf den Tag zu beschränken (höhere Aussentemperatur).

Im Rahmen dieses Projektes soll die CowaCaps Technologie in einem ersten realen Pilotobjekt getestet werden. Bei dem Pilotobjekt handelt es sich um ein renoviertes Gebäude mit Baujahr 1988, ausgestattet mit einer Photovoltaikanlage mit 17 kW_p, einer Luft-Wasser Wärmepumpe mit 14 kW_{th} kombiniert mit einem 800 l Pufferspeicher. Die Wärmeabgabe in den Räumen erfolgt gemischt, teilweise durch Radiatoren oder Bodenheizung. Die Erprobung umfasst die Produktion der Kapseln für die Pilotanlage inklusive Qualitätssicherung und Funktionsprüfungen. Hinzu kommt die Planung der Messinstallationen, um eine vollständige Energiebilanzierung der Wärmeerzeugung zu ermöglichen. Auch die Installation und die Inbetriebnahme der Pilotanlage und deren Überwachung und periodische Überprüfung einzelner Kapseln, um deren Funktionalität und Lebensdauer zu erproben sind Teil des Projekts. Dadurch sollen am Ende des Projekts klare Aussagen über die energetischen Vorteile der mit PCM gefüllten Pufferspeicher und deren Wirtschaftlichkeit gemacht werden können.

Die Gesamtprojektkoordination erfolgt durch Cowa. Das Projekt wird wissenschaftlich durch das Institut für Energietechnik (IET) der Ostschweizer Fachhochschule (OST) begleitet. Cowa ist der Technologieentwickler und Hersteller, wobei das Monitoring und die Auswertung der Ergebnisse vom IET durchgeführt wird.

Seit Projektbeginn im Sept. 2021 konnte in der Pilotanlage in Pany die Messinstallation (siehe *Bild 2*) umgesetzt werden und bereits eine erste Heizperiode mit dem vorhandenen System, ohne PCM Kapseln, aufgezeichnet werden. Diese Referenzmessung dient im weiteren Verlauf des Projektes als Grundlage zur Auswertung und zum Vergleich der PCM Technologie mit dem Stand der Technik.

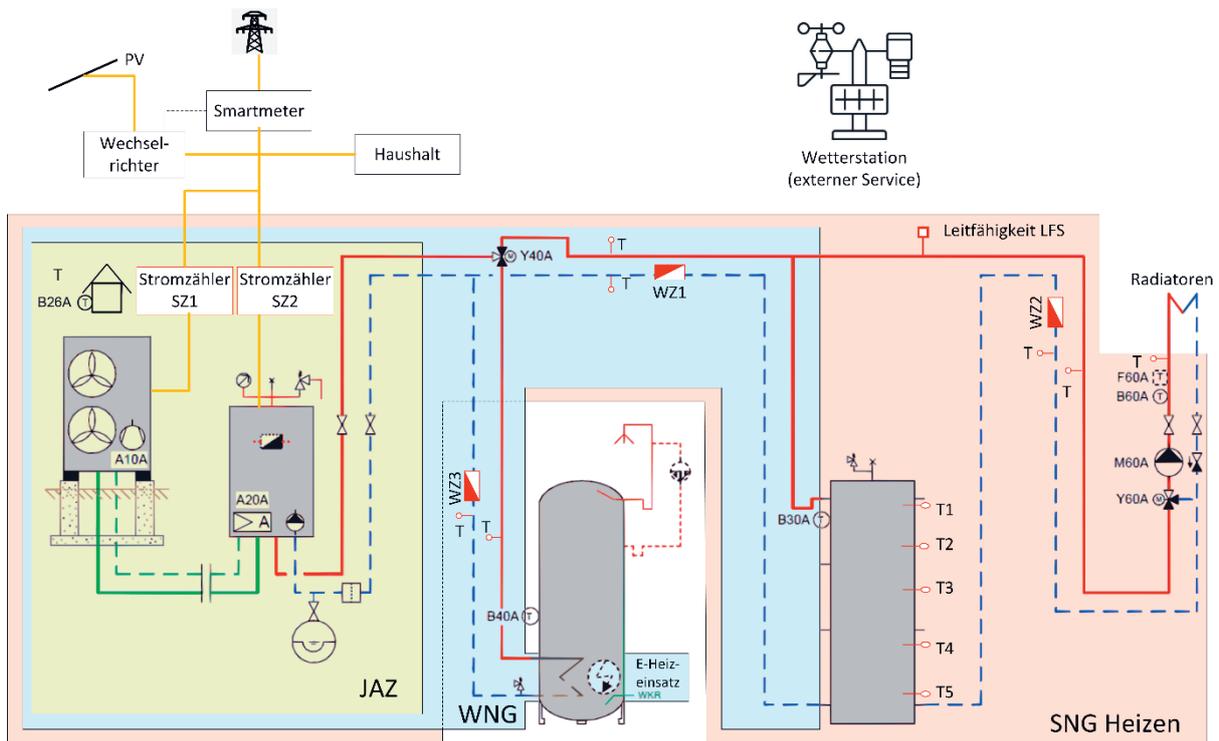


Bild 2: Schema mit den wichtigsten Messinstrumenten und erfassten Kenngrößen der Pilotanlage

Erste Auswertungen der Messdaten wurden gemacht und die wichtigsten Kenngrößen wie Heizautarkie, Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe und Eigenverbrauch für die laufende Messperiode berechnet. Dabei konnte gezeigt werden, dass die Messinstrumente funktionieren und alle gewünschten Kenngrößen zuverlässig berechnet werden können. Ein weiterer Teil der Auswertung besteht darin, die optimalen Eigenschaften für die PCM Kapseln zu bestimmen. Dabei sind die Entladeleistungen, sowie die Vorlauftemperaturen des Pufferspeichers von besonderem Interesse.

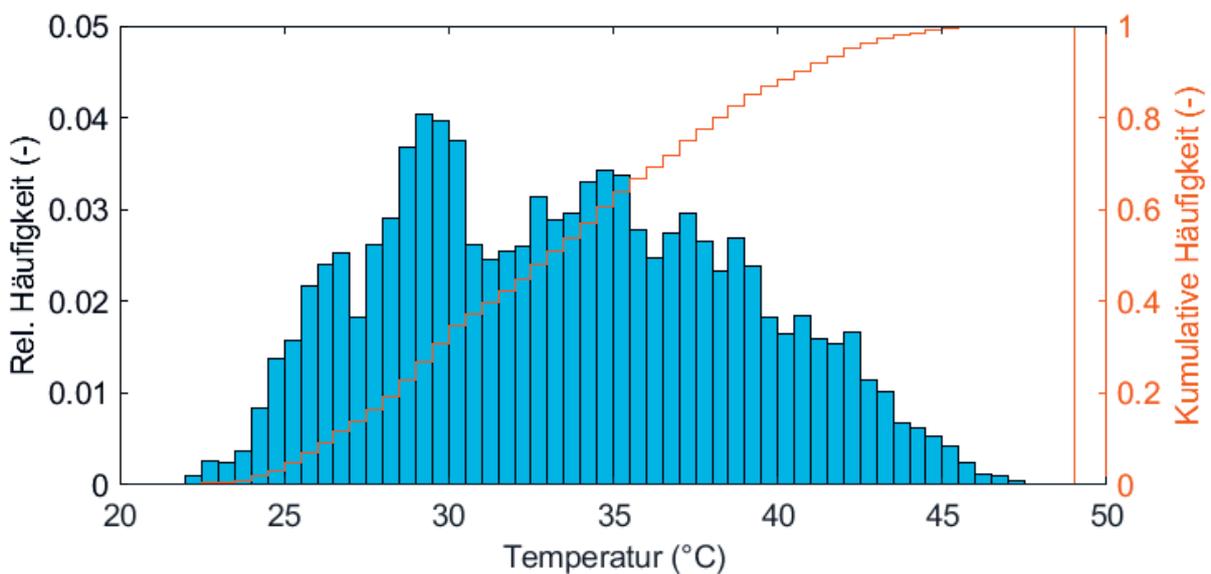


Bild 3: Histogramm der Vorlauftemperaturen über die bisher gemessene Heizperiode

In *Bild 3* sind die aufgezeichneten Vorlauftemperaturen ersichtlich. Für die Auslegung des PCM ist wichtig, mit welchen Temperaturen die Heizung mehrheitlich betrieben wird. Aus *Bild 3* ist ersichtlich, dass rund 90% der Vorlauftemperaturen unter 41°C liegen. Daraus kann gesagt werden, dass die Erstarrungstemperatur des PCM optimalerweise im Bereich dieser 41°C für dieses Heizsystem liegt.

Unabhängig vom Pilotobjekt wurden Diffusionsversuche im Labor gemacht, um die Lebensdauer der Kapseln unter möglichst realen Bedingungen abschätzen zu können. Für die Lebensdauer ist die Wasserdiffusionsrate von Heizungswasser in die mit PCM gefüllte Kapsel entscheidend. Dadurch wird mit der Zeit die Phasenwechselenthalpie, sowie der Schmelzpunkt verringert, was beides zu verringerter Leistung im System führt. Erste Messergebnisse zeigen, dass die Kapseln in rund 20 Jahren nicht mehr als 3% (Gewicht) an Wasser zunehmen, was die Funktionsfähigkeit über diese Zeit garantiert.

Die Kapselproduktion und Abfüllung wurde industrialisiert und ist bereit, um die Herstellung der benötigten 0.8 m³ für die Pilotanlage fertigzustellen und im Sommer in den Speicher gefüllt zu werden. Ein entsprechendes Befüllkonzept, um die Befüllung in weniger als einer Stunde zu ermöglichen ist ebenfalls in Arbeit.

Vor der Befüllung des Speichers im Sommer 2022 werden die Auswertung der Referenzmessperiode fertiggestellt. Weiter werden die Kapseln hergestellt, befüllt, und in kleinerem Massstab getestet sowie einer Qualitätskontrolle unterzogen. Dabei sind alle Aktivitäten momentan darauf fokussiert, einen der wichtigsten Meilensteine, die Inbetriebnahme des Heizsystems mit den CowaCaps im Pufferspeicher für den Start der Heizperiode im Herbst 2022, zu erreichen.

Andreas Hutter, Yves Stauffer, Tomasz Gorecki, CSEM

Kurzpräsentation BFE P&D-Projekt **SI/502220** (in Bearbeitung 2021 – 2024)

OPERA¹ – Utilisation optimale de l'énergie renouvelable avec PAC pour les immeubles collectifs en rénovation

Résumé

Malgré des nombreuses solutions déjà disponibles sur le marché, l'intégration des énergies renouvelable – spécialement la combinaison du photovoltaïque avec des pompes à chaleur (PAC) – n'est pas encore optimale à l'heure actuelle [1] (inclusion des prévisions, contrôle adapté avec stockage de l'énergie dans le bâtiment). En même temps, la gestion des bâtiments à multiples habitations présente encore un gros potentiel pour augmenter le rendement des PAC [2]. OPERA va développer et valider des solutions techniques pour ces deux aspects et démontrer l'augmentation de l'efficacité énergétique sur le site pilote du projet, un immeuble actuellement en rénovation. Les avantages économiques qui découlent de la solution technique du projet, ainsi que l'évaluation de son potentiel au niveau Suisse, seront fournies aux acteurs de multiplication afin de répliquer la solution à plus grand échelle. Ainsi, le projet va promouvoir l'attractivité des systèmes PV+ PAC, surtout pour les immeubles en rénovation, et faire ainsi une contribution pour la Stratégie Énergétique Suisse 2050.

Zusammenfassung

Trotz zahlreicher bereits auf dem Markt erhältlicher Lösungen ist die Integration von erneuerbaren Energien - insbesondere die Kombination von Photovoltaik (PV) mit Wärmepumpen (WP) - derzeit noch nicht optimal [1] (Einbeziehung von Prognosen, angepasste Steuerung mit Energiespeicherung im Gebäude). Gleichzeitig bietet die Steuerung von Gebäuden mit mehreren Wohneinheiten noch ein großes Potenzial zur Steigerung der Effizienz von Wärmepumpen [2]. OPERA wird technische Lösungen für beide Aspekte entwickeln und validieren und die Steigerung der Energieeffizienz an der Pilotanlage des Projekts, einem derzeit in Renovierung befindlichen Gebäude, demonstrieren. Die wirtschaftlichen Vorteile, die sich aus der technischen Lösung des Projekts ergeben, sowie die Bewertung ihres Potenzials in der Schweiz werden im Rahmen des Projektes ermittelt, um die Replikation der Lösung in größerem Maßstab vorzubereiten. Auf diese Weise wird das Projekt die Attraktivität von PV+WP-Systemen, insbesondere für Gebäude, die renoviert werden, fördern und damit einen Beitrag zur Schweizer Energiestrategie 2050 leisten.

¹ Optimal use of renewable energy with heat pump for multi-family buildings under renovation

Situation de départ et motivation

L'installation des **systèmes PV** avance trop lentement. En effet, les objectifs initiaux de la stratégie énergétique prévoient une production renouvelable de 4.4 TWh en 2020 ainsi qu'environ 24 TWh en 2050. Les chiffres plus récents prévoient 34 TWh en 2050 [3]. Si le nombre d'installations PV a beaucoup augmenté pour les industries ces dernières années, le potentiel des immeubles d'habitation avec seulement 39 MW installé en 2019 (12%) restent encore largement inexploités [4]. Car en Suisse, 75% de la population habite dans un des 750'000 immeubles [5]. 88% de ces immeubles ont été construits avant l'an 2000 et présentent ainsi un potentiel de rénovation, comme le remplacement du système de chauffage. De plus leur grande surface de toitures – en générale au moins 200 m²– les immeubles d'habitation représentent aussi un fort potentiel de recevoir des systèmes PV d'au moins 20 à 30 kW_p, ce qui représente une classe d'installation qui est très attractive économiquement avec des prix d'installation autour ou même en dessous de 2 CHF/kW_p.

Pour le **chauffage renouvelable**, la vente de PAC montre une augmentation de plus de 10% annuellement avec environ 24'000 pièces vendues en 2019 [6]. Si aujourd'hui les petites installations entre 5 et 20 kW_{th}, surtout destinées à des maisons individuelles, sont prédominantes, l'intégration des PAC air/eau pour des immeubles d'habitation dans le contexte urbain a déjà été démontré avec succès.

Dans l'optique d'une rénovation avec une PAC, les deux aspects suivants sont importants

- **L'exploitation efficiente de la PAC** afin d'obtenir un haut rendement tout au long de l'année. Pour ce faire, générer de la chaleur plutôt l'après-midi quand la température extérieure est plus élevée, est une des options. Additionnellement, le contrôle des PAC ne tient pas compte des gains solaires passifs de manière prédictive, dans le meilleur des cas une correction de la température intérieure avec délai est appliquée. En pratique ce moyen de correction n'est pas encore déployé à grande échelle (fine tuning trop fastidieux et pas robuste).
- **La gestion optimale de l'autoconsommation**, surtout en vue des très probables réductions du tarif de rachat d'électricité PV dans le futur. Dans ce contexte, les deux points techniques suivants ne sont pas encore satisfaisants à l'heure actuelle et représentent un grand potentiel d'amélioration de l'efficacité énergétique, surtout pour des immeubles d'habitations.

Premièrement, l'intégration du PV avec des PAC n'est pas encore optimale car le contrôle des PAC en fonction de la production PV est encore rudimentaire et loin d'être optimal. Ainsi, les solutions du marché actuelles, comme celles investiguées par le CSEM dans le cadre du projet OFEN Prosumer-Lab [7], sont limitées à un simple contrôle ON/OFF et les méthodes de contrôle actuel ne sont par exemple pas capables d'adapter la puissance de la PAC en continu à la puissance PV disponible, même si cette fonctionnalité est maintenant en principe disponible pour des PAC modernes à modulation. De l'autre côté, les méthodes de contrôle qui étaient investiguées dans les projets OFEN OPTEC [8] et CombiVolt [9] se basent sur des règles simples en optimisant des niveaux de commutation en fonction des mesures à disposition. Les trois projets OFEN cités ci-dessus ont souligné l'importance de pouvoir contrôler des PAC en continu et dans Prosumer-Lab il était montré que le gain du taux d'autoconsommation peut être doublé dans un contexte d'une maison familiale en combinant le contrôle de la puissance de la PAC en continu avec les méthodes de contrôle optimal, comme par exemple des méthodes de contrôle prédictif intégrant également la masse du bâtiment comme possibilité de stockage thermique.

Ces valeurs ont été entretemps aussi confirmé en pratique sur des sites de test de SOL représentant des maisons individuelles.

Deuxièmement, la gestion des immeubles d'habitations présente encore un gros potentiel d'efficacité énergétique, surtout pour des PAC où le rendement peut être amélioré significativement. Ainsi, une réduction de consommation de l'énergie primaire de l'ordre de 10 à 20% pour des configurations où des vannes thermostatiques intelligentes sont utilisé afin de piloter le chauffage central. Cette approche représente un changement de paradigme pour le contrôle de chauffage, qui est actuellement encore fait dans la grande majorité des cas via des courbes de chauffe (une solution rigide et peu optimale), vers des solutions qui intègrent les besoins effectifs basé sur des capteurs – comme des vannes thermostatiques intelligentes – à dispositions dans toutes les pièces d'un immeuble. Dans le cadre du projet THERMOSS [10] le CSEM a pu montrer pour un cas d'étude d'un immeuble avec 43 appartements opérant avec une PAC que la consommation peut être réduite de 96 à 73 MWh par an (donc une réduction de 24% avec cette méthode, dont la réduction vient d'une augmentation du COP saisonnier de 26%). En même temps, LOX propose une gamme de produit qui permet de déterminer la température de départ optimale pour le système de chauffage, mais n'est à l'heure actuelle pas en mesure de communiquer cette information directement à des systèmes PAC.

En combinant ces deux points nous pensons pouvoir rendre l'introduction des systèmes combinés PV+PAC encore plus attrayant, surtout d'un point de vue économique. L'idée du projet est de démontrer pas seulement la faisabilité de l'approche mais aussi de fournir des valeurs techniques et financières concrètes afin de supporter les partenaires de multiplication avec la répliation de la solution à grande échelle en Suisse.

Objectifs et conditions-cadres

En exploitant les améliorations venant des deux points techniques décrits ci-dessus, le potentiel de réduction de la consommation pour le site pilote situé à Neuchâtel est estimé à 11 MWh par ans, ce qui équivaut une réduction de 14%. Les gains économiques se chiffrent à 21 kCHF sur la durée de vie de 25 ans, ce qui correspond à 13% de l'investissement des installations techniques. L'objectif général du projet est de vérifier ces valeurs via le projet de démonstration.

Afin de réaliser cet objectif, les activités ainsi que les résultats vérifiables suivants sont prévus dans le cadre du projet :

- a) Définition, implémentation et validation d'une interface SmartGridReady de niveau 4 (contrôle dynamique) et 6 (contrôle prédictive) pour gestion de PAC qui est adaptée pour les besoins d'interaction avec le système PV – p. ex. l'adaptation de la puissance de la PAC. Ce point sera défini sur la base du protocole de SGR et par la suite développé ensemble avec le fournisseur de la PAC du projet (Heliotherm) pour, enfin, être validé par le groupement prof. Suisse des PAC afin de promouvoir la solution auprès d'autres fournisseurs en Suisse et en Europe,
- b) Réalisation et démonstration du système de gestion de la PAC selon les demandes identifiées par le système de gestion de Loxone, c'est-à-dire les vannes des distributions et leur interaction avec le contrôleur du climat ainsi que celui du la température du caloporteur. Les performances de ce système seront validées et le potentiel d'optimisation sera identifié sur la base des analyses théoriques du CSEM utilisé dans le projet THERMOSS.
- c) Evaluation des performances techniques et des avantages économiques qui en découlent au niveau du site de démonstration ainsi qu'un outil d'estimation pour d'autres sites,
- d) Génération des documents de promotion pour la solution développé et publications des résultats afin de promouvoir des systèmes PV+PAC pour des immeubles en rénovation.

Au niveau du potentiel Suisse nous estimons qu'une grande partie des plus qu'un demi-million d'immeubles sont prédestinés à installer un système PV en combinaison avec un système PAC pour le chauffage ces prochaines années. Avec la confirmation des chiffres clefs sur le site de démonstration du projet, nous comptons faire une contribution significative pour la réalisation des objectives de la stratégie énergétique 2050 de la Confédération.

Organisation et coopération

Les 11 acteurs du projet OPERA couvrent les différents besoins, ils sont organisés en 3 groupes (acteurs de réplication, facilitateurs/promoteurs et instituts de recherche).

Acteurs de réplication :

- **Heliotherm** (HEL) : fabricant de pompe à chaleur, leader Européen et **Thermoclima** (TCA), professionnel pour le conseil et l'installation en matière de refroidissement, chauffage et ventilation (fournisseur de Heliotherm en Suisse).
- **Soleco** (SOL) : bureau d'ingénieur qui conseil et fournit de solutions d'optimisation énergétique.
- **Prévoyance.ne** (PREV) : caisse de pension de la fonction publique du Canton de Neuchâtel.
- **Loxone** (LOX) : développeur et fournisseur de matériel d'automatisation du bâtiment et **Gerber Elektro** (GER), installateur électrique spécialisé dans l'automatisation du bâtiment (fournisseur de Loxone en Suisse).

Institut de recherche :

- **CSEM** : le centre Suisse d'électronique et de microtechnique est responsable de la gestion du projet ainsi que du développement des outils de gestion d'énergie.
- **OST** : l'Institut des systèmes énergétiques d'OST se concentre sur les pompes à chaleur et leur intégration dans des systèmes globaux.

Facilitateurs/promoteurs :

- **SmartGridReady** (SGR) : ambitionne de devenir un label de qualité largement reconnu et éprouvé pour un approvisionnement énergétique futur fondé sur une communication intelligente.
- **Groupeement prof. Suisse des PAC** (FWS) : groupeement professionnel suisse pour les pompes à chaleur.
- **Service de l'énergie du canton de Neuchâtel** (SENE) : poursuit les objectives énergétique du canton, comme la promotion des énergies indigènes et renouvelables, l'utilisation économe et efficace de l'énergie ainsi que la réduction de la consommation afin de tendre progressivement et durablement vers une société à 2000 watts.

Déroulement du projet (les principaux contenus des lots de travaux)

Le projet est organisé selon les phases suivantes :

- 1) **Travail technique** : se compose de deux groupes, premièrement les spécifications (nous définissons les éléments à développer ainsi que les critères de validations). Deuxièmement, le travail technique, lui-même subdivisé en deux activités : a) interfaçage PAC et bâtiment (nous développons les interfaces nécessaires vers les éléments du projet), b) optimisation (développement d'un gestionnaire d'énergie assurant une utilisation optimale de la PAC).
- 2) **Travail d'évaluation** : nous validons le concept de contrôle sur un site de test à Neuchâtel. En parallèle, différents cas seront également simulés.
- 3) **Dissémination** : afin d'assurer la réplique de la solution, un travail important de dissémination/communication sera effectué, en particulier par le groupement professionnel Suisse des PAC et SmartGridReady.

État d'avancement et principaux résultats

Bien qu'ayant commencé mi-2021, nous avons décidé de mettre le projet en standby jusqu'à la libération du site pilote – un immeuble en possession d'une régie immobilière avec un grand potentiel de réplique – afin d'assurer l'adéquation entre le travail technique et le déploiement sur site. De ce fait, le travail technique n'a effectivement commencé qu'en mars 2022. Les travaux actuels confirment qu'un important travail doit être mené avec les fabricants de systèmes techniques (PAC, vannes thermostatiques, ...). L'approche proposée par SmartGridReady est parfaitement fonctionnelle. Cependant, les fournisseurs doivent implémenter la logique qui permet un fonctionnement optimal et sans erreur des systèmes techniques. De ce fait, une plus grande pénétration des solutions standardisées est souhaitable.

Perspectives

Les travaux sur le site de test commenceront en été 2022 pour une durée d'environ une année. Pendant ce temps, le travail technique ainsi que des simulations préliminaires seront effectuées. Cela permettra de valider le concept tel que prévu pendant au moins une saison de chauffe.

Références

- [1] A. Hutter, N. Koch, Y. Stauffer, and T. Gorecki, ‘Augmenter l’efficacité des prosomma-teurs’, bulletin.ch, vol. 8/2019, Aug. 1, 2019
- [2] M. Dahlblom, B. Nordquist, L. Jensen, ‘Evaluation of a feedback control method for hy-dronic heating systems based on indoor temperature measurements’, Energy & Buildings, Feb. 2018
- [3] P. Previdoli, ‘Energiesstrategie 2050: 1. Massnahmenpaket’, Nat. Photovoltaik-Tagung 2014 et « Perspectives énergétiques 2050+, résumé des principaux résultats », Office fé-déral de l’énergie OFEN, nov. 2020
- [4] ‘2.5 GW de puissance solaire installés – il nous en faut 20 fois plus’. Swissolar, Jul. 2020
- [5] Wohnverhältnisse in der Schweiz: Mieter und Eigentümer’, BFS, 2017 et Gebäude nach Gebäudekategorie sowie Bauperiode und Geschosszahl’, BFS, 2018
- [6] Wärmepumpen Statistik 2019’, FWS, Apr. 2020
- [7] Prosumer-Lab: Influence of novel strategies and components of the energy management of grid-integrated, smart buildings on the stability and quality of the house and distribu-tion grids, Aramis, OFEN P&D, 2019
- [8] OPTEG: Regelstrategien für die Optimierung des Eigenverbrauchs, OFEN P&D, 2015
- [9] CombiVolt: Steigerung des Photovoltaik-Eigenverbrauchs durch intelligente Wärme-pumpen. OFEN R+D, 2019
- [10] THERMOSS: Building and district thermal retrofit and management solutions, EC grant ID 723’562, 2016-2020

Herbert, Güttinger, quidconsult, Elgg

(Das Projekt wurde unterstützt von der Baudirektion des Kantons Zürich, AWEL.)

Soleheap – Solarthermie als Quelle für Sole/Wasser-Wärmepumpen

Zusammenfassung

In der Schweiz sind über 350'000 Wärmepumpen in Betrieb. Bei einer Arbeitszahl von 3.3 benötigt jede davon im Durchschnitt 6 MWh Strom pro Jahr. Dabei fallen zwei Drittel des Stromverbrauchs im Winter an. Die Anzahl installierter Wärmepumpen soll bis 2050 auf 1.5 Millionen ansteigen. Jede eingesparte Kilowattstunde Strom ist deshalb von Bedeutung.

Im Projekt Soleheap (Solar enhanced heat pump) wurde in einer Pilotanlage den Fragen nachgegangen, ob solarthermische Kollektoren als Quellenenergie für eine Wärmepumpenanlage ausreichen, wenn ihre Vorlauftemperatur gesenkt wird und ob dank der solaren Vorwärmung die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe verbessert werden kann. Die verwendeten unverglasten Solarabsorber an der Südfassade bringen im Winter monatlich bis 120 kWh/m² und die verglasten Sonnenkollektoren auf dem Dach bis 40 kWh/m². Während die Absorber Temperaturen bis -6°C nutzen können, liefern die Kollektoren Wärme auf einem höheren Temperaturniveau. Die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe beträgt 5.4 bei monatlichen Werten zwischen 4.7 und 6.6. Der jährliche Strombedarf der Wärmepumpe für Heizung und Warmwasser beträgt im untersuchten Einfamilienhaus 3 MWh.

Solar-Wärmepumpen helfen dank höheren Arbeitszahlen, Strom zu sparen und können auch als Alternative zu Erdsonden- oder Luft-Wärmepumpen eingesetzt werden.

Résumé

Plus de 350 000 pompes à chaleur sont en service en Suisse. Avec un coefficient de performance de 3,3, chacune d'entre elles consomme en moyenne 6 MWh d'électricité par an, dont les deux tiers en hiver. Le nombre de pompes à chaleur installées devrait atteindre 1,5 million d'ici à 2050. Chaque kilowattheure d'électricité économisé est donc important.

Dans le cadre du projet Soleheap (Solar enhanced heat pump), une installation pilote a permis de répondre aux questions suivantes : les capteurs solaires thermiques sont-ils suffisants comme source d'énergie pour une installation de pompe à chaleur lorsque leur température de départ est abaissée ? Et le coefficient de performance annuel de la pompe à chaleur peut-il être amélioré grâce au préchauffage solaire ? Les absorbeurs solaires non vitrés utilisés sur la façade sud produisent en hiver jusqu'à 120 kWh/m² par mois et les capteurs solaires vitrés sur le toit jusqu'à 40 kWh/m². Alors que les absorbeurs peuvent utiliser des températures allant jusqu'à - 6°C, les capteurs fournissent de la chaleur à un niveau de température plus élevé. Le coefficient de performance annuel de la pompe à chaleur est alors de 5,4 avec des valeurs mensuelles comprises entre 4,7 et 6,6. Le besoin annuel en électricité de la pompe à chaleur pour le chauffage et l'eau chaude est de 3 MWh dans la maison individuelle étudiée.

Grâce à des coefficients de performance plus élevés, les pompes à chaleur solaires permettent d'économiser de l'électricité et peuvent également venir remplacer les pompes à chaleur à sondes géothermiques ou à air.

Einleitung

Die Minimierung des Wärmebedarfs, der Ersatz nicht erneuerbarer durch nachhaltige Energieträger sowie die Effizienzsteigerung der Wärmeerzeuger sind zentrale Ansatzpunkte zur Umsetzung der Energiestrategie 2050 [1]. Die Energiezukunft basiert zu einem bedeutenden Teil auf der dezentralen Gewinnung und Nutzung von Solarenergie, u.a. durch den Einsatz von Wärmepumpen. Heute sind 350'000 Anlagen in Betrieb [2] und gemäss Energieperspektiven 2050+ soll ihre Zahl bis 2050 auf 1.5 Millionen ansteigen [3]. Der Strombedarf wird von 2 TWh auf rund 8 TWh ansteigen.

Im Pilotprojekt Soleheap (Solar enhanced heat pump) wurde ergründet, welchen Beitrag die thermische Solarenergie für die dezentrale Wärmeerzeugung leisten kann. Folgende Hypothesen und Fragen lagen dem Projekt zugrunde:

1. Die Erträge von Solarkollektoren¹ können durch Senkung der Vorlauftemperaturen und entsprechender Erhöhung der nutzbaren Temperaturdifferenz gesteigert werden. Dank dem Einsatz von Wärmepumpen können auch tiefe Temperaturen im Winter genutzt und konvektive Wärmegewinne gemacht werden. Wie gross sind solche Gewinne?
2. Durch solare Vorwärmung der Quelltemperatur (Verdampfer-Eintrittstemperatur) kann die Leistung der Wärmepumpe (COP Coefficient of Performance) erhöht und entsprechend der Strombedarf gesenkt werden. Können damit mindestens so hohe Leistungen wie mit Luft/Wasser-Wärmepumpen erreicht werden?
3. In Regionen mit genügend Sonnenstrahlung und bei ausreichender Kollektorfläche sollte der Wärmebedarf ohne zusätzliche Wärmequelle gedeckt werden können. Dank Speichern sollten kalte Perioden von wenigen Tagen überbrückt werden können. Wie gross müssen die Speicher sein?

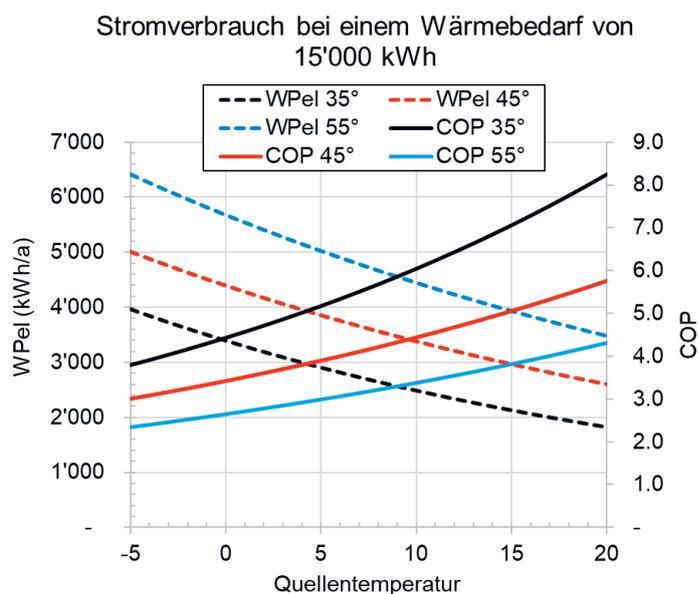


Bild 1: COP und Stromverbrauch WPeI der Wärmepumpe CTA Optiheat 1-8es in Abhängigkeit der Quelltemperaturen bei Senktemperaturen von 35°C, 45°C und 55°C und bei einem Wärmebedarf von 15 MWh pro Jahr

¹ Der Begriff Solarkollektoren wird für die verglasten Sonnenkollektoren und für die unverglasten Solarabsorber verwendet.

Die Unterlagen [4] der eingebauten Optiheat OH 1-8es Wärmepumpe enthalten die Leistungszahl COP in Funktion der Quellentemperaturen und bei verschiedenen Heizvorlauftemperaturen. Darauf basierend ist in Bild 1 neben dem COP die Abhängigkeit des Strombedarfs der Wärmepumpe für die Erzeugung von jährlich 15'000 kWh Wärme eingetragen., was dem Wärmebedarf der Liegenschaft entspricht.

Eine Erhöhung der Quellentemperatur von 5°C auf 15°C bringt eine Einsparung von rund 25%, etwa gleich viel wie die Senkung der Vorlauftemperatur der Heizung von 45°C auf 35°C. Zum Vergleich: Gemäss [5] liegen die durchschnittlichen Quellentemperaturen für Heizen und Aufladung bei Luft/Wasser Wärmepumpen bei 4.3°C und bei Erdwärmesonden bei 8.1°C. Bei Soleheap liegen sie an kalten Wintertagen ohne Sonnenstrahlung zwischen -3°C und -6°C und vom Februar bis Oktober erreichen sie Werte von 10°C bis >20°C (der Einsatzbereich der eingebauten Wärmepumpe liegt zwischen -6°C und 20°C).

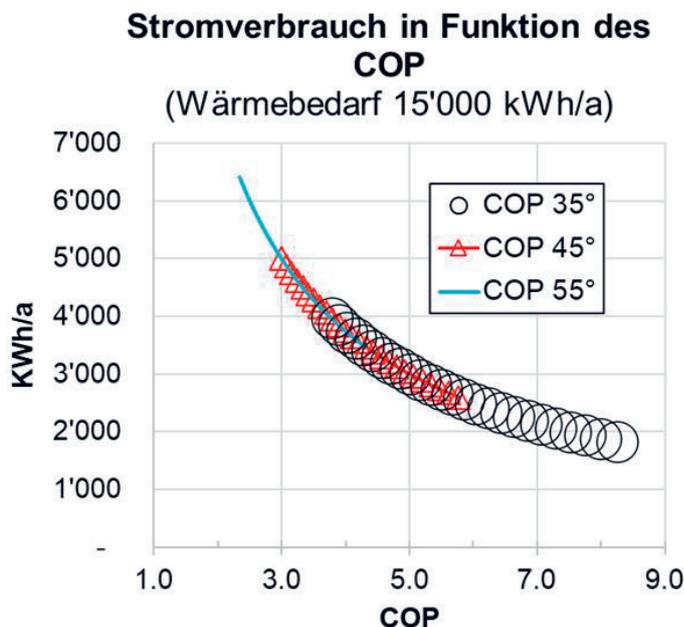


Bild 2: Darstellung der Auswirkung des COP auf den Stromverbrauch einer Wärmepumpe

In Bild 2 sind dieselben Daten wie in Bild 5 so dargestellt, dass die Abhängigkeit des Strombedarfs vom COP direkt erkennbar ist. Bis zu einem COP von 7 lässt sich der Strombedarf durch Erhöhung der Quellen-, bzw. Reduktion der Senktemperatur wesentlich verringern. Angesichts der Jahresarbeitszahlen heutiger Wärmepumpensysteme von 3.3 für Luft/Wasser-Wärmepumpen und 4.2 für Sole/Wasser-Wärmepumpen [5] besteht durchaus noch Potential für Verbesserungen.

Praktische Umsetzung

Bei der Realisierung des Projektes stellten sich nicht nur Fragen zur Dimension und Einbindung der Solarkollektoren ins hydraulische System, sondern auch solche der Speichergrosse und der passenden Steuerung der Anlage. Die Firma Hetag AG hat das hydraulische System entworfen und die JGE AG hat es implementiert. Technische Details der Anlage können dem Schlussbericht [6] entnommen werden. In Bild 3 ist das Schema der Anlage mit den installierten

Messinstrumenten dargestellt. Die 6 Sonnenkollektoren auf dem Dach sind verglast und 9 m² gross (Bild 4). Sie wurden bereits 1995 beim Bau des Gebäudes (Einfamilienhaus, EBF 150 m², Radiatoren und Fussbodenheizung kombiniert) installiert und dienten der Erzeugung von Brauchwarmwasser und zur Heizungsunterstützung, gemeinsam mit einem Ölkessel. 2019 wurden sie in das neue System integriert und zusätzlich wurden an der Südfassade 4 Solarabsorber mit einer Fläche von 8 m² montiert (Bild 4). Im Heizungskeller wurden nach dem Ausbau des Ölheizungskessels und des Öltanks die Wärmepumpe und die 5 Speicher installiert (Bild 5, Bild 6).

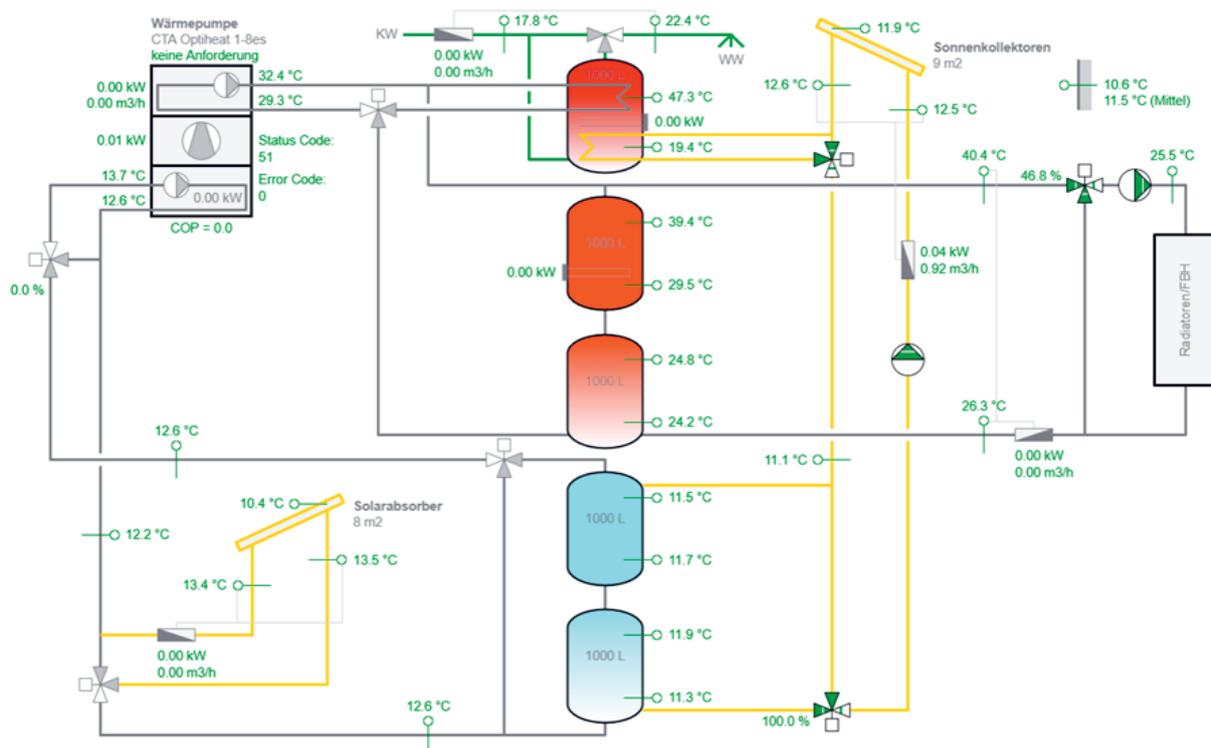


Bild 3: Schema der Wärmeerzeugungsanlage, so wie sie im Leitsystem netlogger.js repräsentiert ist. Sie umfasst Wärmepumpe, die Sonnenkollektoren auf dem Dach, die Solarabsorber an der Südfassade, 5 Speicher à je 1 m³ (1 für Brauchwarmwasser, 2 Heizungsspeicher und 2 Verdampferspeicher). Der Printscreen wurde am 7.4.2022 um 18:07 Uhr erstellt



Bild 4: Südseite der Liegenschaft Winzerstrasse 9, 8353 Elgg



Bild 5 (li): Wärmepumpe und Heizungsspeicher mit Expansionsgefäss (rot)



Bild 6(re): Brauchwarmwasser- und Verdampferspeicher

Betriebserfahrungen mit Soleheap

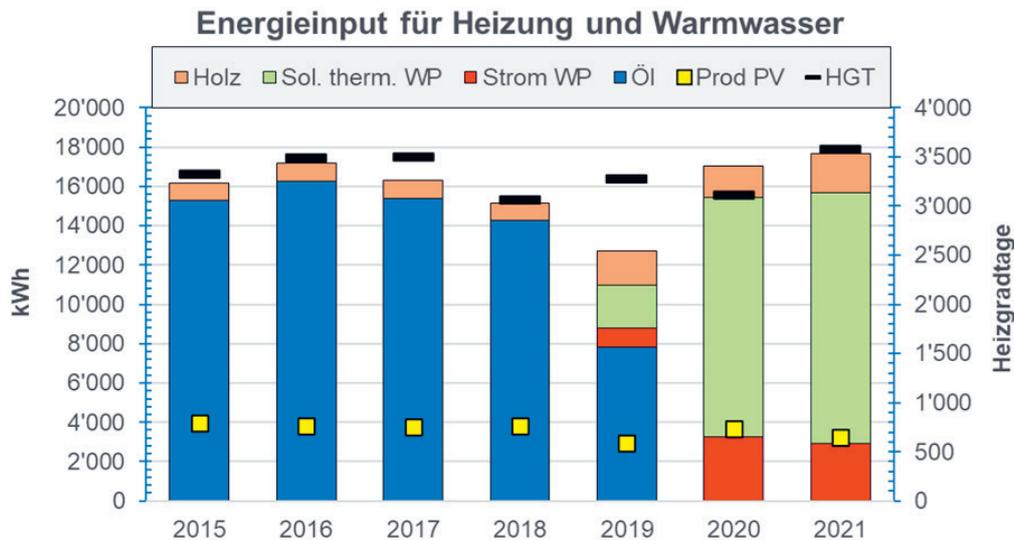


Bild 7: Die Wärmepumpenheizung wurde Ende 2019 installiert. Seither werden für Warmwasser und Heizung noch rund 3'000 kWh Strom anstelle der 1'600 Liter Heizöl benötigt. Braun dargestellt ist der Holzbedarf zur Abdeckung der Spitzenlast. Ebenfalls eingetragen sind die Heizgradtage (HGT) für Aadorf/Tänikon und der mittels Photovoltaikanlage produzierte Strom (Prod PV). Der Hauptanteil der Energie (hellgrün) stammt aus der Umwelt, bzw. von den Solarkollektoren (Sol. therm)

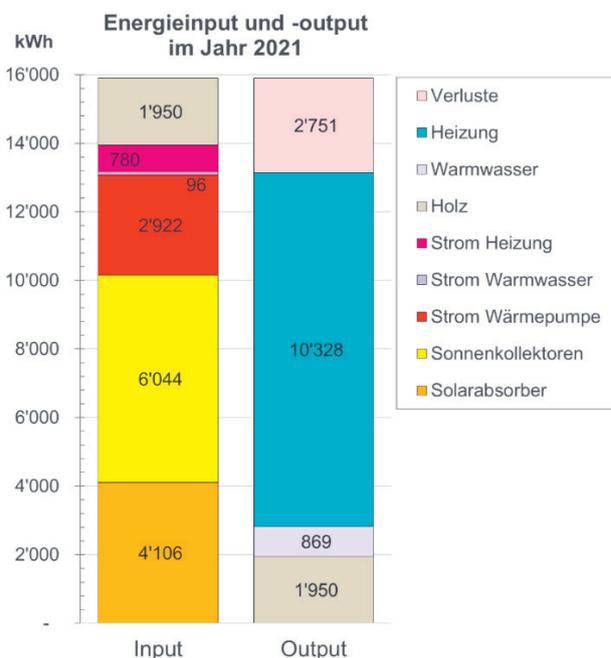


Bild 8: Energieinput und -output über ein ganzes Jahr. Die linke Säule zeigt die Herkunft der Energie und die rechte deren Nutzung. Die Differenz zwischen dem gemessenen Input und dem gemessenen Bedarf für Heizung und Warmwasser ist als Verlust eingezeichnet

Die Umstellung der Wärmeerzeugung auf eine Wärmepumpe im Jahr 2019 hat zu einer signifikanten Reduktion des Bedarfs an Primärenergie geführt (Bild 7). Dank der hohen Jahresarbeitszahl von 5.4 beträgt der Strombedarf für die Wärmepumpe seit März 2021 weniger als 3'000 kWh pro Jahr.

Über ein ganzes Jahr gesehen ist die Summe der gemessenen Inputs höher als der gemessene Bedarf für Warmwasser und Heizung (Bild 8). Ein Teil dieser Verluste könnte durch die Anordnung der warmen und kalten Speichertanks im selben Raum und die noch nicht optimale Beladung der Speicher entstehen.

Die praktischen Erfahrungen und die Analyse des Jahresverlauf (Bild 9) zeigen, dass an kalten und nebligen Wintertagen zu wenig Quellenergie zur Verfügung steht und mit Holz, bzw. mittels der elektrischen Heizstäbe nachgeheizt werden muss. Im Winter 2021/2022 wurde die elektrische Notheizung so eingestellt, dass sie erst bei Raumtemperaturen unter 18°C anspringt. Mit dem Holzofen konnte trotzdem eine Temperatur von 22°C im Wohnzimmer erreicht werden. Der Bedarf an Strom für die Notheizung konnte so auf 149 kWh im Winter 2021/2022 reduziert werden.

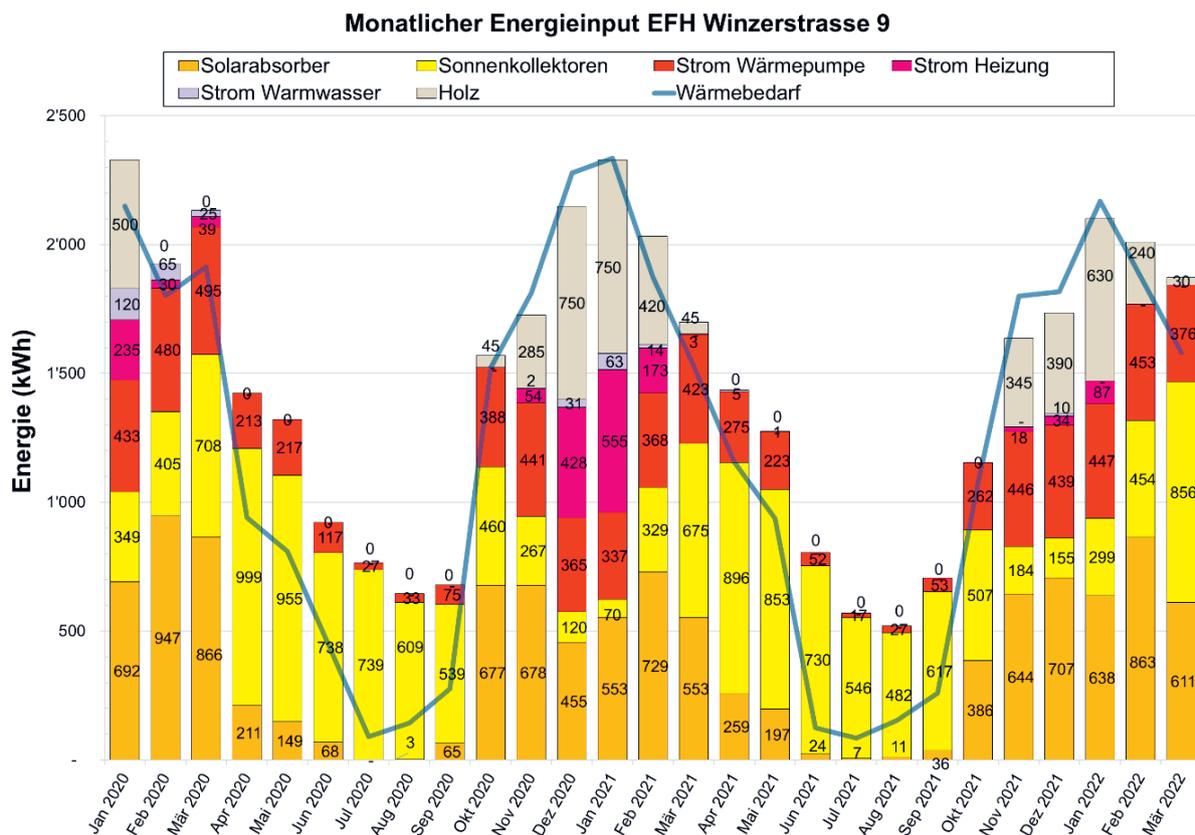


Bild 9: Monatlicher Verlauf des Energieinputs der einzelnen Komponenten von Soleheap. Bis Mitte 2021 erfolgten diverse Optimierungen des Systems, so dass im Winter 2021/2022 die elektrischen Notheizstäbe kaum noch eingeschaltet werden mussten

Die ersten zwei Betriebsjahre zeigen, dass die Solarkollektoren dank Senkung der Vorlauftemperaturen mehr Ertrag liefern und dass die solare Vorwärmung der Verdampfer-Eintrittstemperatur zu einer höheren Jahresarbeitszahl führt. Damit kann die eingangs aufgestellte Hypothese 1 bestätigt werden. Die Erträge der Solarkollektoren sind in Bild 9 und Bild 10 aufgeführt. Die Jahresarbeitszahl ist mit 5.4 sogar höher als diejenige von Erdsonden-Wärmepumpen. Insbesondere die Solarabsorber an der Südfassade leisten auch im Winter einen wesentlichen Beitrag zur Wärmeversorgung. Sie nutzen neben der direkten Strahlungsenergie auch konvektive Wärmegewinne aus der Luft und dank der Eisbildung an der Oberfläche wird auch die Kristallisationswärme der Luftfeuchtigkeit genutzt.

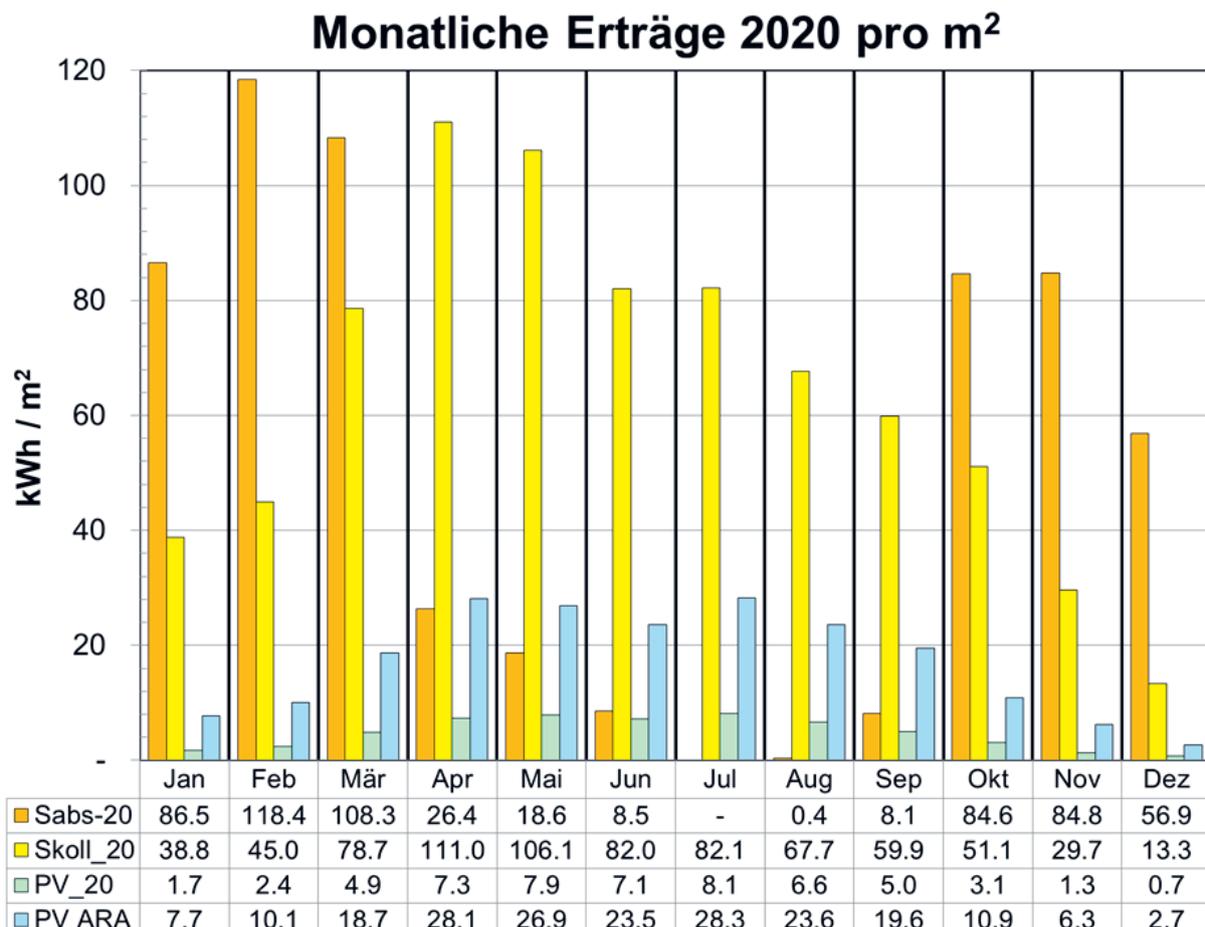


Bild 10: Erträge der Sonnenkollektoren S_{koll} und Solarabsorber S_{abs} im Vergleich zu denjenigen der Photovoltaikanlage PV. Da die Anlage eine Ost-West-Ausrichtung hat, ist blau noch der Ertrag einer südlich ausgerichteten Anlage der Energiegenossenschaft Elgg PV ARA eingezeichnet

Wie in Bild 10 ersichtlich, bringen die solarthermischen Anlagen im Winter bis zu 10-mal mehr Ertrag als Photovoltaikanlagen. Dabei ist zu beachten, dass der Ertrag sehr stark von der Ausrichtung einer Anlage abhängt und auch von der Nutzung der Energie. Weil die verglasten Sonnenkollektoren wegen Kondensationsproblemen keine Vorlauftemperaturen unter der Lufttemperatur erlauben, ist ihr Ertrag auch an sonnigen Wintertagen tief. Andererseits mussten die Solarabsorber im Sommer ausgeschaltet werden, weil die auch für den Solarabsorberkreislauf genutzte Verdampferpumpe nur maximal 20°C zulässt.

Die mittlere Arbeitszahl von 5.4 zeigt, dass die solare Vorwärmung gegenüber den Arbeitszahlen konventioneller Luft/Wasser- oder Erdsonden-Wärmepumpen um 1-2 Einheiten höher liegen ([5]). Also kann auch Hypothese 2 bestätigt werden. Solar-Wärmepumpen haben während des ganzen Jahres höhere Arbeitszahlen als Luft-Wärmepumpen und sind vor allem im Sommerhalbjahr effizienter als Erdsonden-Wärmepumpen. In Bild 13 sind die Monatsarbeitszahlen für das Jahr 2021 dargestellt. Sie variieren in der Heizperiode zwischen 4.5 und 6.7.

Die Hoffnung, mehrere Tage mit gespeicherter Wärme überbrücken zu können, hat sich nicht erfüllt und die Hypothese 3 kann nicht vollständig bestätigt werden. Die eingebauten Speicher genügen nur für 1 bis 2 Tage. In den beiden Verdampferspeichern werden im Winter nicht häufig genug Temperaturen über 0°C erreicht und die Wärmepumpe kann nur bis -6°C arbeiten. Für eine periodische Erwärmung der Heizungsspeicher über 40°C reicht die Quellenenergie im Dezember und Januar nicht aus, wenn die Sonne nicht scheint. Die warmen Speicher kühlen zudem um bis zu 5 K pro Tag ab. Dies entspricht mehreren Kilowattstunden. Bild 11 zeigt, dass in der Region Elgg manchmal bis zu 10 Tage in Folge ungünstiges Wetter herrscht. Der Speicherbedarf liegt damit bei etwa 1'000 kWh, was bei einer nutzbaren Temperaturdifferenz von 30 K Warmwasserspeicher von rund 30 m³ erfordern würde.

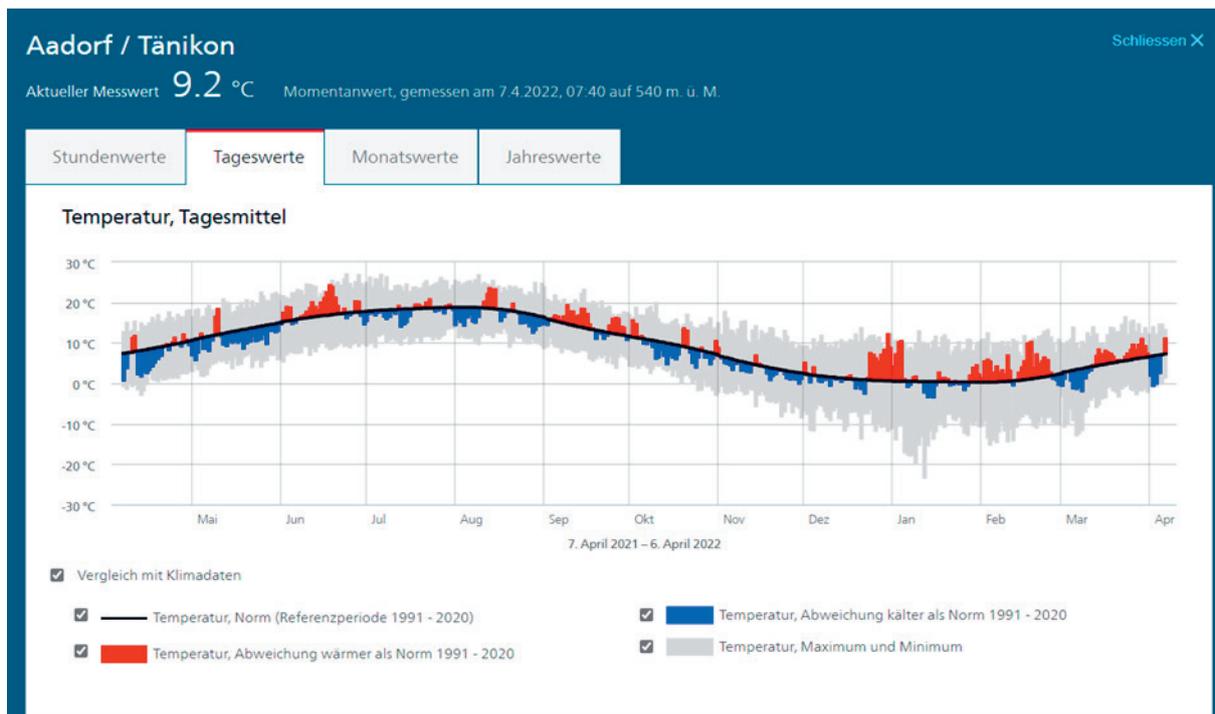


Bild 11: Tagesmitteltemperaturen im nahegelegenen Aadorf/Tänikon. Aus der Grafik kann herausgelesen werden, dass kalte Perioden von bis zu 10 Tagen verkraftet werden müssen. Quelle: MeteoSchweiz www.meteoschweiz.admin.ch

Der Jahresverlauf der verschiedenen Temperaturen ist in Bild 12 dargestellt. Sie sind direkt massgebend für die Arbeitszahlen der Wärmepumpe. Von Mitte November bis Mitte Februar läuft die Wärmepumpe häufig an ihrer Grenze und nutzt 'Wärme' zwischen -3°C und -6°C. Die Anfangs Januar 2022 aufgetretene mehrtägige Periode mit viel Sonnenstunden führte zu höheren Verdampfer Eintrittstemperaturen und einer entsprechend hohen Monatsarbeitszahl von 4.9.

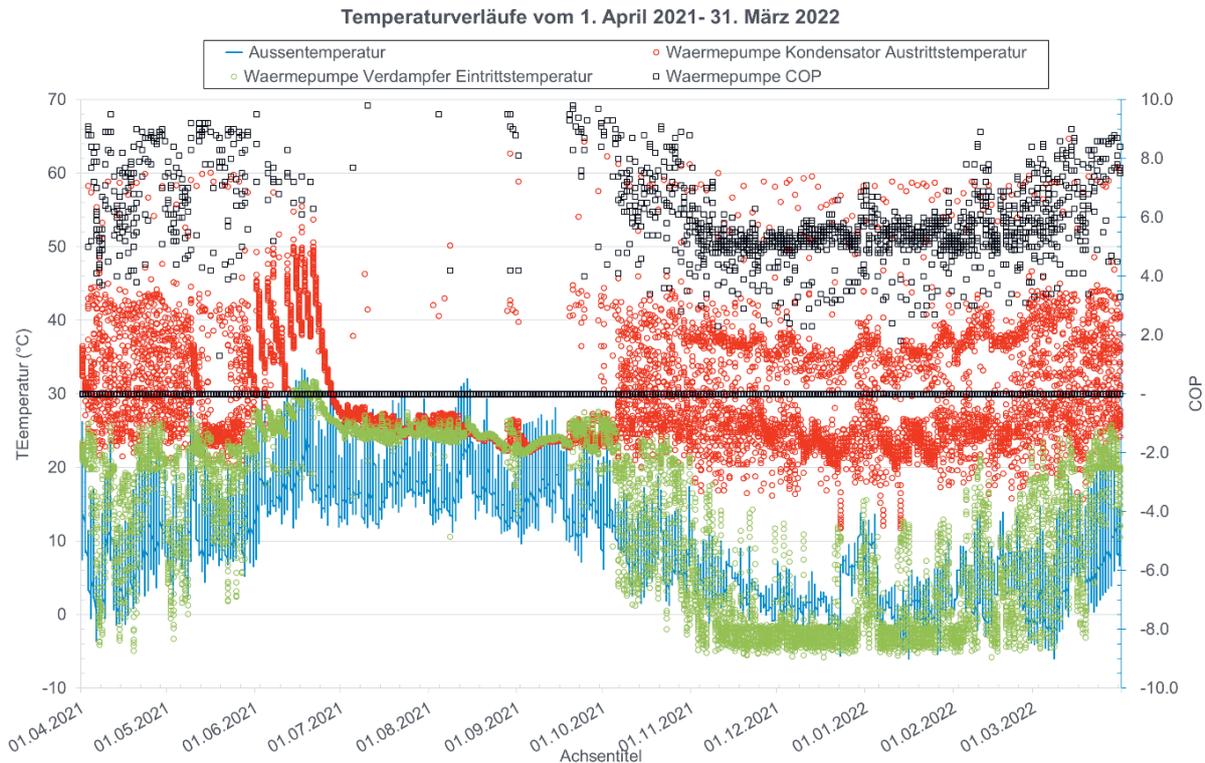


Bild 12: Temperaturverläufe und COP Coefficient of Performance der Wärmepumpe. In der Zeit zwischen November 2011 und März 2022 lag die Eintrittstemperatur des Verdampfers meistens zwischen -3°C und -6°C . Entsprechend waren auch die COP etwas tiefer. Dank periodischer sonniger Phasen konnten dennoch Monatsarbeitszahlen von über 4.5 erreicht werden

Diskussion

Die Energiewende führt zu einem Mehrbedarf an elektrischem Strom [3], [7], vor allem im Winter. Die solare Stromproduktion erfolgt aber vermehrt im Sommer. In Bild 13 sind deshalb die monatlichen Umsätze an elektrischem Strom für die Wärmepumpe sowie deren Monatsarbeitszahlen dargestellt. Einsparungen dank höheren Arbeitszahlen nützen im Winter direkt und im Sommer indirekt, indem vermehrt Überschüsse für die Produktion von Energieträgern wie Wasserstoff, Methanol, etc. zur Verfügung stehen.

Wärmepumpen sind geniale Erfindungen und ihre Technologie ist bereits heute weit entwickelt und macht immer noch Fortschritte [8]. Im Hinblick auf die Umsetzung der Energiestrategie 2050 ist es aber wichtig, nicht nur fossile Heizungen durch Wärmepumpen zu ersetzen, sondern diese auch möglichst effizient zu planen, installieren und betreiben. Eine Aufgabe, die sich das Wärmepumpen System Modul gesetzt hat. Die thermische Solarenergie könnte dabei eine zunehmend wichtige Rolle spielen.

Sonnenkollektoren und Solarabsorber erreichen bei Sonnenschein auch im Winter während weniger Stunden pro Tag Kollektortemperaturen von 20°C bis 30°C . Diese niederwertige Energie kann direkt kaum, mit Wärmepumpen aber sehr wohl genutzt werden. Im Projekt Soleheap wurden im Winter monatliche Erträge von bis zu 100 kWh/m^2 erzielt (Bild 10). Für ein gut isoliertes Haus würden also $10\text{-}15\text{ m}^2$ Kollektorfläche ausreichen. Bei Soleheap ist die zusätzliche Holzheizung noch erforderlich.

Stromproduktion PV-Anlage und -bedarf Wärmepumpe 2021

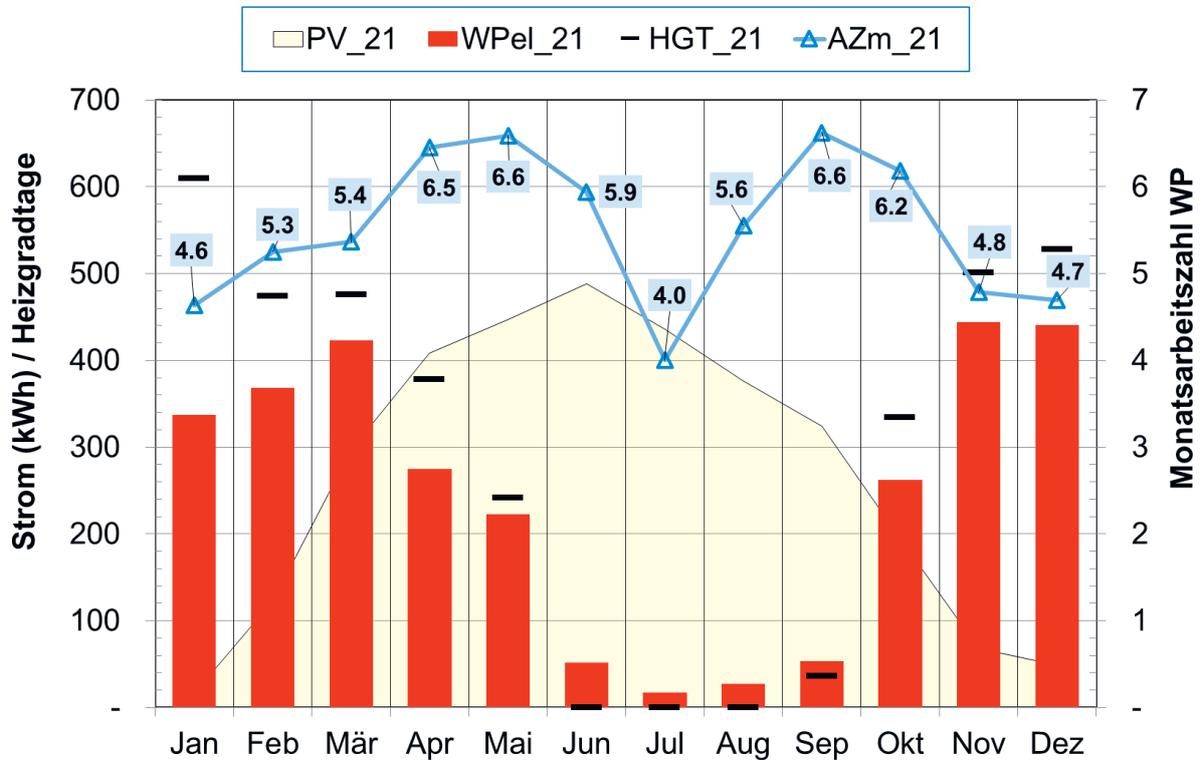


Bild 13: Der monatliche Bedarf an elektrischem Strom für die Wärmepumpe WP_{el} , die Monatsarbeitszahlen AZ_m , die Heizgradtage HGT sowie die Produktion von Solarstrom der installierten PV-Anlage PV. Kritisch sind die Monate November bis Februar

Die Verbesserung der Jahresarbeitszahl von Wärmepumpen von 3 auf 5 bringt eine Reduktion des Strombedarfs von 40%. Bei 1 Million Wärmepumpen und 2 MWh Einsparungen pro Jahr sind das 2 TWh Strom. Dies entspricht 10% des Strombedarfs der Schweizer Haushalte im Jahr 2020 [2] oder 25% des geschätzten zukünftigen Strombedarfs der Wärmepumpen [3]. Die finanziellen Einsparungen für die Konsumenten wären bei einem Preis von CHF 0.20/kWh 400 Millionen CHF jährlich.

Die Frage, ob anstelle von solarthermischen Anlagen Photovoltaik-Module installiert werden sollten, um Wärmepumpe zu betreiben, kann nicht generell beantwortet werden. Wie aus Bild 10 hervorgeht ist dies energetisch nicht immer die optimale Lösung, denn PV-Anlagen produzieren in den kritischen Wintermonaten wenig Strom. Erst im April produziert die eigene PV-Anlage (integriert, Panotron-Solarziegel, 5.6 kWp, 67 m²) genügend Strom pro Monat, um die Wärmepumpe zu betreiben (Bild 13). Zwischen Oktober und März muss Strom anderweitig bezogen werden. Aus der Gegenüberstellung der monatlichen Erträge der Solarkollektoren und von PV-Anlagen kann unter Berücksichtigung der Monatsarbeitszahlen herausgelesen werden, wann sich welche Art Solaranlage lohnt (Bild 10).

Solar-Wärmepumpen können je nach Situation auch als Alternative zu Luft/Wasser- oder Erdsonden-Wärmepumpen eingesetzt werden. Die direkte Nutzung von Solarthermie hat gegenüber deren Verwendung zur Regeneration von Erdsonden [9] den Vorteil, dass sie auch dort

verwendet werden kann, wo keine Möglichkeit besteht, mehrere Erdsonden-Bohrungen zu machen oder die Beschaffung des lokalen Untergrunds nicht geeignet ist.

Die Überlegungen zur Weiterentwicklung von Soleheap umfassen eine Reduktion des Wärmebedarfs des Hauses durch bessere Isolation, bessere und grössere thermische Speicher, grössere Flächen für Solarkollektoren, Sonnenkollektoren ohne Kondensationsprobleme, bessere Speicherbewirtschaftung, flexiblere Wärmepumpe (Nutzung tieferer Temperaturen als -6°C und höherer Temperaturen als 20°C) oder den Einsatz eines mehrstufigen Wärmepumpensystems. Alle diese Ansätze würden Reduktionen des Strombedarfs bringen, aber keinen substanziellen Beitrag zur Lösung des Winterstromproblems. Daher wird ein anderer Ansatz weiterverfolgt, nämlich der Einbau einer Wärme-Kraft-Kopplungsanlage.

Als Ergänzung zu Soleheap wäre der Einsatz einer Wasserstoff-Brennstoffzelle die optimale Lösung. Diese könnte während den Wintermonaten nach Bedarf betrieben werden und sowohl Wärme als auch (Winter-!) Strom generieren. Der Wasserstoff kann mit Überschussstrom mittels Elektrolyse oder mit Hydrolyse aus Aluminium [10] erzeugt werden. Aluminium dient dabei als Saisonspeicher und liefert beim angewendeten Verfahren pro kg 2 kWh Strom und 6 kWh Wärme.

Empfehlungen

Solarthermie kann eine gute Ergänzung zu einer Wärmepumpenanlage sein und sollte bei der Planung neuer Heizungsanlagen in Betracht gezogen werden. Da die thermischen Erträge höher sind als diejenigen von Photovoltaikanlagen, lohnt es sich, zumindest das Warmwasser im Sommer direkt solarthermisch zu erzeugen. Thermische Kollektoren und Photovoltaikmodule müssten dabei nicht zwingend auf denselben Flächen installiert werden, wenn ihre Formen etwas flexibler wären. Solarabsorber könnten auch als Schneefänger, Dachrinnen oder -abläufe, Zäune, Balkongeländer, etc. gestaltet werden. Hier wird noch etwas Kreativität und Entwicklung benötigt.

Da der Energiebedarf in Gebäuden dezentral entsteht, sind auch dezentrale Lösungen für die Versorgung ideal. Mit Solarenergie, Wärmepumpen, Speicher und flexibel zuschaltbaren Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen, wie zum Beispiel H_2 -Brennstoffzellen, stehen solche Technologien bereits heute zur Verfügung. Die Fachwelt ist gefordert, solche Gesamtsysteme zur Marktreife zu entwickeln.

Danke

Soleheap wurde von der Baudirektion des Kantons Zürich, Amt für Abfall, Wasser, Energie und Luft, Abteilung Energie, Stampfenbachstrasse 12, 8090 Zürich finanziell unterstützt. www.zh.ch/energie. Auf deren Website sind auch die Publikationen verfügbar. Das Pilotprojekt konnte nur dank der Offenheit der beteiligten Firmen Huber Energietechnik AG, Zürich und Jäggi Gmünder Energietechnik AG, Elgg für Neues sowie deren Fachkompetenz durchgeführt werden. Beat Lehmann vom AWEL danke ich für die positive Begleitung des Projektes und meinem Sohn Alain für die kritische Durchsicht des Manuskripts.

Quellen

- [1] S. Bundesrat, «13.074 Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 (Revision des Energierechts) und zur Volksinitiative "Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie (Atomausstiegsinitiative)",» 4. September 2013
- [2] Bundesamt für Energie BFE, «Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2020,» 2020
- [3] Bundesamt für Energie BFE, «Energieperspektiven 2050+. Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse.,» 2020
- [4] CTA AG, Technisches Handbuch Sole/Wasser: Optiheat All-in-One, Bde. %1 von %2 Buch 1: OH 1-5es bis OH 1-18es, CH-3110 Münsingen: CTA AG Hunzigenstrasse 2, CH-3110 Münsingen,, 2018
- [5] M. Prinzing, M. Berthold und M. Eschmann, «Schlussbericht "Feldmessungen Wärmepumpen-Anlagen 2015-2018*,» 2019
- [6] H. Güttinger, «Soleheap. Solar enhanced heat pump efficiency. Potential-Untersuchung zur Nutzung von thermischen Solarspeichern als Quelle für Sole/Wasser Wärmepumpen.,» quidconsult, Elgg, 2021
- [7] A. Züttel, N. Gallandat, P. J. Dyson, L. Schlapbach, P. W. Gilgen und O. Shin-Ichi, «Future Swiss Energy Economy: The Challenge of Storing Renewable Energy,» *frontiers in Energy Research*, pp. 1-17, 01 February 2022
- [8] M. Prinzing, M. Berthold und B. Stefan, «Ausblick auf mögliche Entwicklungen von Wärmepumpen-Anlagen bis 2050,» BFE-Bericht, 2019
- [9] A. Huber, S. Eberle und M. Chamberlin, «Saisonspeicherung von Sonnenenergie in einem Erdwärmesondenfeld,» Kanton Zürich. Baudirektion. AWEL, Zürich, 2018
- [10] M. Haller, D. Carbonel, M. Dudita und D. Zenhäusern, «HePoStAl Heat and Power Storage in Aluminium,» Swiss Federal Office of Energy SFOE, Bern, 2019
- [11] M. Prinzing, «Feldmessungen von Wärmepumpen-Anlagen. Heizsaison 2020/21. Jahresbericht,» Energie Schweiz, 2021
- [12] Bundesamt für Energie, «Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2020,» 2020
- [13] M. Rüdüsüli, S. L. Teske und U. Elber, «Impacts of an Increased Substitution of Fossil Energy Carriers with Electricity-Based Technologies on the Swiss Electricity System,» *Energies*, 2019

Manuel, Hunziker, David, Sauter, Mario, Rosso, Jürg, Rohrer,
ZHAW Institut für Umwelt Natürliche Ressourcen

Joachim, Poppei, Fabien, Cochand, CSD Ingenieure AG

Markus, Hubbuch, ZHAW Kompetenzgruppe Immobilienmanagement

BFE F&E-Projekt **SI/501950** (Bearbeitung 2019 – 2021)

SolSeasStore – Saisonale Wärmespeicherung in städtischen Quartieren mit Erdwärmesonden

Zusammenfassung

Es wurde untersucht, inwieweit eine Regeneration von Erdwärmesonden (EWS) in dicht besiedelten Gebieten mittels Solarthermie möglich ist, wenn ein gesamtes Wohnquartier durch Wärmepumpen mit EWS beheizt werden soll. Am Beispiel eines typischen Gebäudes mit herausfordernder Regeneration erfolgte zudem eine Betrachtung zusätzlicher Wärmequellen sowie des Stromverbrauches über 50 Jahre. Als Wärmequelle für die Regeneration wurden ungedeckte photovoltaisch-thermische Solarkollektoren (PVT) sowie Flachkollektoren verwendet. PVT-Fassadenanlagen, Luft-Wasser-Wärmeübertrager (LWWÜ) als auch die Gebäudekühlung dienten als zusätzliche Wärmequellen. Sofern grosse Gebäude mit hohem Wärmebedarf und verhältnismässig kleiner Dachfläche gleichmässig verteilt sind, ist eine nachhaltige Wärmeversorgung mit regenerativen EWS in suburbanen Quartieren mittels Solarthermie auf den Dächern möglich. In urbanen Quartieren hingegen, in denen Ansammlung grosser Gebäude zu erwarten sind, ist eine ausreichende und rein solarthermische Regeneration nicht möglich. Der Einsatz zusätzlicher Wärmequellen ist in diesen Fällen nötig, um den Regenerationsanteil bei grossen Gebäuden für einen nachhaltigen Betrieb ausreichend anzuheben.

Abstract

It was investigated to what extent a regeneration of borehole heat exchangers (BHE) in densely populated areas using solar thermal energy is possible if an entire residential district is to be heated with ground source heat pump systems. Based on a typical building with challenging regeneration, the potential of additional heat sources as well as the electricity consumption over 50 years was also analyzed. Uncovered photovoltaic-thermal solar-collectors (PVT) and flat-plate collectors were used as heat sources for the regeneration. PVT facade systems, air-water heat exchangers and the building cooling served as additional heat sources. Provided that large buildings with high heat demand and relatively small roof areas are evenly distributed, a sustainable heat supply with regenerative BHE and solar thermal energy on the roofs is possible in suburban residential districts. In urban residential districts, on the other hand, where clusters of large buildings are to be expected, a sufficient and purely solar thermal regeneration is not possible. In these cases, the use of additional heat sources is necessary to sufficiently increase the regeneration share in large buildings for sustainable operation.

1. Einführung

Wärmepumpensysteme mit Erdwärmesonden (EWS) sind eine bewährte Methode zur emissionsarmen Wärmeversorgung von Wohngebäuden. Allerdings muss mit der zunehmenden Verbreitung von EWS ihr Einsatz sorgfältig geplant werden. Insbesondere in Gebieten mit dichter Erdwärmennutzung besteht die Gefahr einer langfristigen Unterkühlung des Erdreichs, wobei im Winter oft mehr Wärme entnommen wird, als im Sommer zurückfliessen kann [1]. Die daraus resultierende Abkühlung des Erdreichs verringert die Effizienz der Wärmepumpen (WP). In zwei Feldstudien in Zürich wurde festgestellt, dass insbesondere in dicht besiedelten Gebieten viele vorhandenen EWS als "deutlich unterkühlt" zu betrachten sind [2, 3]. Das Problem der Unterkühlung ist nicht auf Zürich beschränkt. Auch in Bern wurde ein Quartier exemplarisch analysiert [4] und auch international wird dem Thema Beachtung geschenkt [5, 6].

Eine mögliche Lösung ist die Regeneration der EWS, indem im Sommer z.B. mittels Solarkollektoren überschüssige Wärme in das Erdreich eingebracht wird. Aufgrund der begrenzten Dachflächen in städtischen Quartieren müssten die Kollektoren mit der zunehmenden Nutzung von Photovoltaik (PV) konkurrieren. Diese "Konkurrenz" kann durch den Einsatz von photovoltaisch-thermischen Hybrid-Solarkollektoren (PVT-Kollektoren) entschärft werden, die auf der gleichen Fläche Wärme und Strom erzeugen.

In der Simulationsstudie SolSeasStore [7] wurde untersucht, wie weit die Regeneration von EWS in urbanen und suburbanen Wohnquartieren mit Solarthermie möglich ist, wenn das gesamte Quartier von Wärmepumpen mit EWS versorgt werden soll. Basierend auf zwei Wohnquartieren in der Stadt Zürich werden Modellgebäude mit typischer Dachfläche, typischem Wärmebedarf und typischen Nachbargebäuden definiert. Im Gegensatz zu früheren Untersuchungen [8], bei denen nur ein einzelner Gebäudetyp untersucht wurde, werden die gesamten Quartiere als eine Reihe von Modellgebäuden modelliert und die gegenseitige Beeinflussung zwischen den EWS verschiedener Nachbargebäude berücksichtigt. Der Wärmebedarf entspricht einem prognostizierten Wert für das Jahr 2035. Mittels Systemsimulationen wird die nötige Sondenlänge und Fläche der Kollektoren für die Wärmegewinnung ermittelt. Es werden unabgedeckte, ungedämmte PVT-Kollektoren, sowie solarthermische Absorber und Flachkollektoren ergänzt mit PV-Modulen, eingesetzt. Für Fälle, bei denen keine nachhaltige Regeneration durch eine PVT-Dachanlage möglich ist, wird stellvertretend ein Beispielgebäude mit herausfordernder EWS-Regeneration definiert (grosser Wärmebedarf bei gleichzeitig kleiner Dachfläche). Anhand dieses Gebäudes erfolgt eine Potenzialabschätzung zusätzlicher Wärmequellen für die EWS-Regeneration, sowie eine Abschätzung des erforderlichen Strombedarfs während 50 Jahren Betriebszeit.

2. Methodik

Modellgebäude

Fünf exemplarische Gebäude für die beiden Quartiere, das urbane (in Zürich-Altstetten) und das suburbane (im Loorenquartier in Zürich-Witikon), wurden auf der Basis von Daten des Zürcher Gebäudeparkmodells [9] modelliert. Die Gebäude wurden nach der Energiebezugsfläche (EBF) kategorisiert, wobei die kleinste Kategorie (U1, S1) Einfamilienhäuser und die grösste (U5) grosse Wohngebäude mit 21 oder mehr Wohnungen repräsentiert. Das Präfix "U" steht für Gebäude im urbanen und "S" für Gebäude im suburbanen Quartier. In letzterem fehlen die Gebäude der "Grösse 5", weshalb das Gebäudemodell "S5" zwar in Tabelle 1 aufgeführt, im Folgenden jedoch nicht mehr vorkommt.

Die instationäre Wärmelast der Gebäude wurde in Polysun unter Verwendung des quasi-dynamischen Gebäudemodells mit einem Raumtemperatursollwert von 22 °C und einer Heizgrenze von 16 °C simuliert. Es wurde eine lineare Heizkurve mit einer Standard-Aussentemperatur von -8 °C verwendet. Das Heizsystem wurde als Fussbodenheizung mit einer Vorlauftemperatur von 45 °C modelliert. Die jährlichen Wärmebedarfswerte der einzelnen Gebäudemodelle sind in Tabelle 1 aufgeführt. Es wurde eine Warmwasser-Solltemperatur von 50 °C vorgegeben. Bild 1 zeigt den hydraulischen Aufbau des verwendeten Modells in Polysun.

Gebäude- kategorie	EBF (m ²)	Jährl. Wärmebedarf RW (kWh kWh/m ²)		Jährl. Wärmebedarf WW (kWh kWh/m ²)		Jährl. Wärmebedarf gesamt (kWh kWh/m ²)	
U1	180	14'800	82.2	2'400	13.3	17'200	95.6
S1		13'500	75.0	2'200	12.2	15'700	87.2
U2	360	26'500	73.6	6'400	17.8	32'900	91.4
S2		24'300	67.5	5'800	16.1	30'100	83.6
U3	640	42'700	66.7	12'600	19.7	55'300	86.4
S3		39'100	61.1	11'400	17.8	50'500	78.9
U4	1'420	86'200	60.7	27'200	19.2	113'400	79.9
S4		79'000	55.6	24'600	17.3	103'600	73.0
U5	4'980	238'300	47.9	80'700	16.2	319'000	64.1
S5		218'200	43.8	73'200	14.7	291'400	58.5

Tabelle 1: Jährlicher Wärmebedarf der verschiedenen Gebäudekategorien

Die thermischen Kollektoren wurden so an die EWS gekoppelt, dass ihre Wärme je nach aktuellem Temperaturniveau und Wärmepumpenstatus entweder direkt als Wärmequelle oder zur Regeneration der EWS genutzt werden konnte. Als Referenz konnte auch der Normalbetrieb ohne Regeneration simuliert werden. Für die Simulation wurden die Wetterdaten für Zürich von Meteonorm 7.2. Die von Meteonorm 7.2 zur Verfügung gestellten Horizontdaten wurden miteinbezogen, die Abschattung im Nahbereich wurde jedoch vernachlässigt.

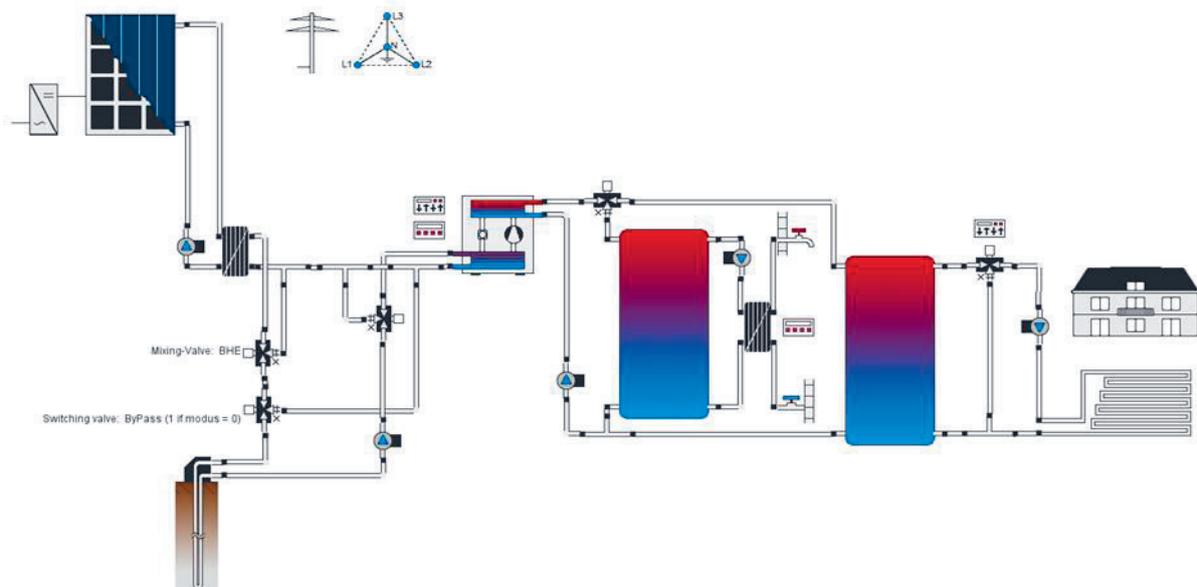


Bild 1: Hydraulischer Aufbau des Simulationsmodelles (Screenshot Polysun)

Jeder Gebäudekategorie wurden typische Werte für die Gesamtdachfläche, die nutzbare Dachfläche, den Dachneigungswinkel und die Dachausrichtung (Abweichung von Süden) zugeordnet. Die typischen Werte ergaben sich aus der Aggregation von Dachgeometriedaten von Sonnendach.ch für die gleiche Auswahl von Gebäuden, die für die Ermittlung der typischen Wärmebedarfswerte verwendet wurde. Die nutzbare Dachfläche wurde durch Multiplikation der Gesamtdachfläche mit einem Ausnutzungsgrad ermittelt. Letzterer ist eine Zahl zwischen null und eins, die durch manuelle Analyse der möglichen Kollektorkonfiguration für 20 zufällig ausgewählte Dächer jeder Kategorie ermittelt wurde. Weitere Einzelheiten zur Bestimmung des Ausnutzungsgrades sind in einer separaten Veröffentlichung [10] zu finden. Für die Simulationen wurden der unverglaste PVT-Kollektortyp "DualSun Spring 310M unisolated" und das generische Modell der verglasten Flachkollektors "Flachkollektor, sehr gut" aus der Polysun-Datenbank verwendet. Die Kollektoren haben eine Bruttofläche von 1.65 m² bzw. 2 m². Tabelle 2 zeigt die typischen Dachdaten und die mögliche Anzahl Kollektoren für jede Gebäudekategorie. Bei der Ableitung der typischen Dachgeometrie wurde nicht zwischen urbanen und suburbanen Gebäuden unterschieden.

Gebäudekategorie	Netto-Dachfläche (m ²)	Neigung (°)	Ausrichtung (°)	Mögl. Anzahl PVT-Kollektoren	Mögl. Anzahl Flachkollektoren
U1, S1	39	28	60	24	19
U2, S2	57	28	60	35	28
U3, S3	95	25	70	58	47
U4, S4	136	20	80	82	68
U5	245	20	80	148	122

Tabelle 2: Typische Dachgeometrie und maximal mögliche Anzahl Kollektoren pro Gebäudekategorie

Modellierung des Einflusses von benachbarten Erdwärmesonden

Um den Kühleffekt der benachbarten EWS zu modellieren, wurde für jedes Gebäudemodell ein typisches Nachbargebäude und ein typischer Abstand aus den Gebäudeparkdaten ermittelt. Der Einfluss einer einzelnen benachbarten EWS kann durch $\Delta T = 1/4 \pi \lambda \cdot Q \cdot EI(D^2/4at)$ bestimmt werden, wobei λ die Wärmeleitfähigkeit des Bodens, Q die spezifische Wärmeentnahme der benachbarten EWS, $EI(x)$ das exponentielle Integral $\int_0^\infty 2^{-u}/uR$, D der Abstand zwischen den EWS, a die thermische Leitfähigkeit des Bodens und t die Betriebszeit ist. Für λ wurde ein Wert von 2.4 W/(m·K) und für a ein Wert von 106 m²/s verwendet. Die Kühlwirkung aller benachbarten EWS wurde überlagert und die sich daraus ergebende reduzierte Bodentemperatur wurde zur Berechnung der erforderlichen EWS-Länge mit dem Softwaretool "EWS" verwendet. Eine niedrigere Bodentemperatur erfordert eine längere EWS, was wiederum den spezifischen Wärmeentzug Q und damit den Einfluss auf die Nachbar-EWS reduziert. Diese Berechnung wurde so lange wiederholt, bis keine nennenswerten Änderungen mehr zu beobachten waren. Die Ergebnisse dieser Iteration sind in Tabelle 3 dargestellt. Da S2 und S3 jeweils gleich häufig S2 und S4 als Nachbarn hatten, wurden für beide die Untervarianten a und b für beide eingeführt.

Gebäude- kategorie	Typischer Nachbar	Typischer Anzahl Nachbarn	Typische Distanz (m)	Erforderliche Anzahl EWS	Erforderliche Länge der EWS (m)
U1	U4	3	34	1	282
U2	U4	4	35	2	350
U3	U4	3	30	2	312
U4	U1	4	34	5	284
U5	U2	3	36	18	295
S1	S2	4	34	1	216
S2a	S2	3	34	2	209
S2b	S4	3	34	2	245
S3a	S2	3	37	3	228
S3b	S4	3	37	3	269
S4	S4	2	38	5	312

Tabelle 3: Typische Nachbargebäude und erforderliche EWS-Dimensionierung (ohne Regeneration) pro Gebäudekategorie

Simulationsprozess

Da sich die Dimensionierung der EWS auf die Regeneration auswirkt und umgekehrt, wurde die benötigte Anzahl Kollektoren und die erforderliche Länge der EWS iterativ ermittelt. Zuerst wurde der monatliche Wärmeentzug ohne Regeneration mit einer Simulation in Polysun mit der vom eingebauten Assistenten vorgeschlagenen Standard-EWS-Dimensionierung ermittelt. Ausgehend von diesen Monatswerten wurde der Einfluss der Nachbar-EWS und der entsprechend angepassten EWS-Dimensionierung ermittelt, wie im vorangehenden Abschnitt beschrieben. Anschliessend wurde eine weitere Polysun-Simulation durchgeführt, diesmal mit Regeneration. Die Anzahl der Kollektoren wurde so gewählt, dass der Regenerationsanteil so nahe wie möglich an 100 % liegt. Falls die Dachflächen die Kollektorzahl begrenzen, waren Werte von weniger als 100 % möglich. Mit den neuen monatlichen Wärmeentnahmewerten wurde eine weitere EWS-Dimensionierung, die wiederum die Grundlage für eine neue Polysun Simulation war, durchgeführt. Dies wurde so lange wiederholt, bis keine nennenswerten Änderungen in Bezug auf die EWS-Länge nicht mehr zu beobachten waren. Mit dem endgültigen EWS-Design und der maximal möglichen Anzahl an Kollektoren wurde eine weitere Polysun-Simulation durchgeführt.

Zusätzliche Wärmequellen für Gebäude mit herausfordernder Regeneration

Aufgrund der im Verhältnis zur EBF und dem Wärmebedarf kleinen nutzbaren Dachfläche bei grossen Gebäuden wurde gezeigt, dass die ausschliessliche Regeneration mittels PVT-Dachanlagen für einen nachhaltigen Betrieb der EWS schwieriger sein wird als bei kleineren Gebäuden. Das Verhältnis von nutzbarer Dachfläche zum gesamten Wärmebedarf ist bei grösseren Gebäuden der Kategorie U5 um rund 66 % kleiner als bei U1 Gebäuden. Die Möglichkeit, genügend Wärme für eine ausreichende Regeneration zu produzieren, ist entsprechend reduziert. Dies gilt insbesondere für hohe Gebäude mit kleiner Grund- und entsprechend kleiner Dachfläche aber hohem Wärmebedarf. Zur Untersuchung zusätzlicher Wärmequellen wurde folglich aus den Gebäuden der Kategorie U5 ein Beispielgebäude erstellt, welches stellvertretend für Gebäude steht, bei denen eine Regeneration der EWS herausfordernd sein dürfte. Die Eckwerte dieses Gebäudes sind in Tabelle 4 zusammengefasst.

		Beispielgebäude mit herausfordernder EWS-Regeneration	Beispielgebäude U5
Jährlicher Wärmebedarf Heizen	kWh	217'054	238'300
	kWh/m ²	59.7	47.9
Jährlicher Wärmebedarf Warmwasser	kWh	73'089	80'700
	kWh/m ²	20.1	16.2
Jährlicher Kühlbedarf	kWh	10'905 - 21'810	-
	kWh/m ²	3 - 6	-
EBF	m ²	3'635	4'980
Bruttodachfläche	m ²	338	570
Max. PVT-Kollektoren auf dem Dach	-	88	148
Max. PVT-Kollektoren an der S/O-Fassade	-	90	-
Ausrichtung S/O-Fassade	°	57	-
Max. PVT-Kollektoren an der S/W-Fassade	-	77	-
Ausrichtung S/W-Fassade	°	-33	-

Tabelle 4: Eckwerte des definierten Beispielgebäudes mit herausfordernder EWS-Regeneration und des Beispielgebäude U5

Ergänzend zur Regeneration mittels PVT-Kollektoren auf dem Dach, wurden weitere Wärmequellen für die Regeneration betrachtet. Es erfolgte eine Abschätzung des Potenzials naheliegender Möglichkeiten, wie zusätzlicher Kollektorfelder an geeigneten Fassaden, der Nutzung von Abwärme aus der aktiven sowie passiven Gebäudekühlung und dem Einsatz eines Luft-Wasser-Wärmeübertrager (LWWÜ) (20, 40 und 80 kW thermische Nennleistung). Die durchschnittlich nutzbare Fassadenfläche wurde anhand einer Stichprobe der Gebäude aus der Kategorie U5 bestimmt. Alle nach Süden ausgerichteten Fassadenflächen (S/O und S/W) wurden ab dem 2. OG betrachtet. Unter Einbezug der Verschattung durch nahegelegene markante Objekte in südlicher Richtung ergab sich ein mittlerer Belegungsfaktor von 0.23 für die S/O-Fassade und 0.25 für die S/W-Fassade.

Der Simulationsprozess orientiert sich weitgehend am beschriebenen Ablauf für die Regeneration mittels PVT- oder Flachkollektoren, weshalb auch diese Simulationen unter Berücksichtigung von Nachbareffekten erfolgten. Sämtliche Nachbarn regenerieren die EWS entweder mit der maximalen oder mit der für einen Regenerationsanteil von 100 % erforderlichen Anzahl PVT-Kollektoren auf dem Dach. Für die Nachbarn wurden keine zusätzlichen Regenerationsmassnahmen bereitgestellt, auch wenn deren Regenerationsanteil unter 100 % lag.

Zeitliche Untersuchung des Stromverbrauchs mit/ohne Regeneration über 50 Jahre

Die Regeneration von EWS geht mit einem erhöhten Stromverbrauch einher. Einerseits ist dieser durch den vermehrten Einsatz der Umwälzpumpe(n) bedingt, andererseits wird durch die Stabilisierung der Erdreichtemperatur eine kürzere EWS-Länge möglich. Dadurch stellt sich bei gleichbleibender Entzugsleistung im Heizbetrieb eine tiefere Quelltemperatur ein, wodurch die Effizienz der WP sinkt. Weiter erhöht die Erschliessung zusätzlicher Wärmequellen den Stromverbrauch weiter. Um den Strombedarf der zusätzlichen Regenerationsmassnahmen einzuordnen, erfolgte ein Vergleich der zielführendsten Regenerationsvariante (geringster konstruktiver Aufwand und Regenerationsanteil > 80 %) mit der Ausgangsvariante (PVT-Dachanlage) und einem konventionellen EWS-System ohne Regeneration. Verglichen wurde der Stromverbrauch des primärseitigen Kreislaufes inkl. WP als auch der WP separat. Die Sekundärseite wurde vernachlässigt, weil diese über sämtliche Varianten identisch ist. Ebenfalls vernachlässigt wurde der Strombedarf für die Gebäudekühlung.

3. Ergebnisse

Regeneration mit unabgedeckten PVT-Kollektoren

Bild 2 zeigt die mögliche Regeneration für jede Gebäudekategorie, wenn unabgedeckte PVT-Kollektoren verwendet werden. Die Balken auf der linken Seite zeigen jeweils den Fall, in dem nur die erforderliche Anzahl von Kollektoren verwendet wird, während die Balken auf der rechten Seite den Fall mit der maximalen Anzahl von Kollektoren zeigen. Die grauen Balken stellen den Bruttowärmeentzug und die orangenen Balken den Nettowärmeentzug dar. Ein Nettowärmeentzug von Null bedeutet 100 % Regeneration und ein positiver Nettowärmeentzug bedeutet weniger als 100 % Regeneration. Es ist zu erkennen, dass bei den grösseren Gebäuden U4, U5 und S4 eine vollständige Regeneration nicht möglich ist, selbst wenn die maximale Kollektorzahl verwendet wird. Bei den kleineren Gebäuden ist eine vollständige Regeneration möglich, jedoch werden bei Verwendung der maximalen Kollektorenzahl keine nennenswerten Regenerationsüberschüsse erzeugt. Dies bedeutet, dass auf dem Gebiet des Quartiers nicht genug Wärme für eine vollständige Regeneration vorhanden ist, selbst wenn man davon ausgeht, dass es möglich ist, die Überschusswärme zwischen den Gebäuden zu "teilen".

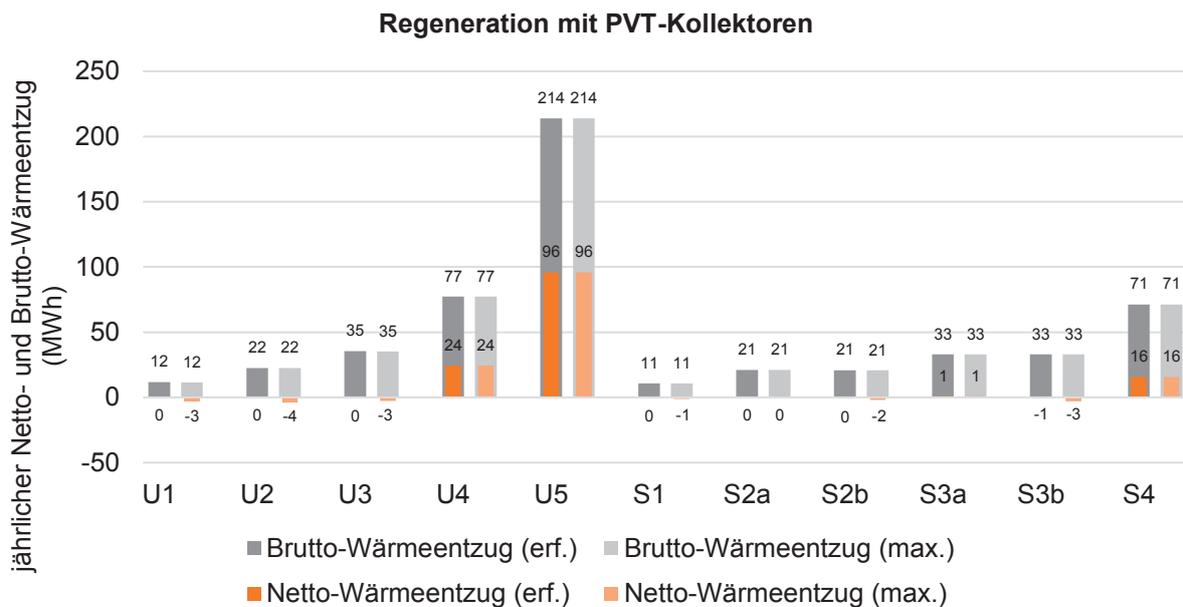


Bild 2: Jährlicher Netto- und Brutto-Wärmeentzug der EWS pro Gebäudekategorie bei einer Regeneration mit einer PVT-Dachanlage. Links mit der für eine vollständige Regeneration erforderlichen Kollektorzahl, rechts mit der maximal möglichen Kollektorzahl

Regeneration mit Flachkollektoren

Bild 3 zeigt die mögliche Regeneration bei Verwendung von Flachkollektoren. Ein beträchtliches Regenerationsdefizit ist nur bei dem grossen Gebäude U5 vorhanden. Wenn die maximale Anzahl von Kollektoren verwendet wird, weisen viele der Gebäudekategorien Regenerationsanteile von weit über 100 % auf, insbesondere im suburbanen Quartier.

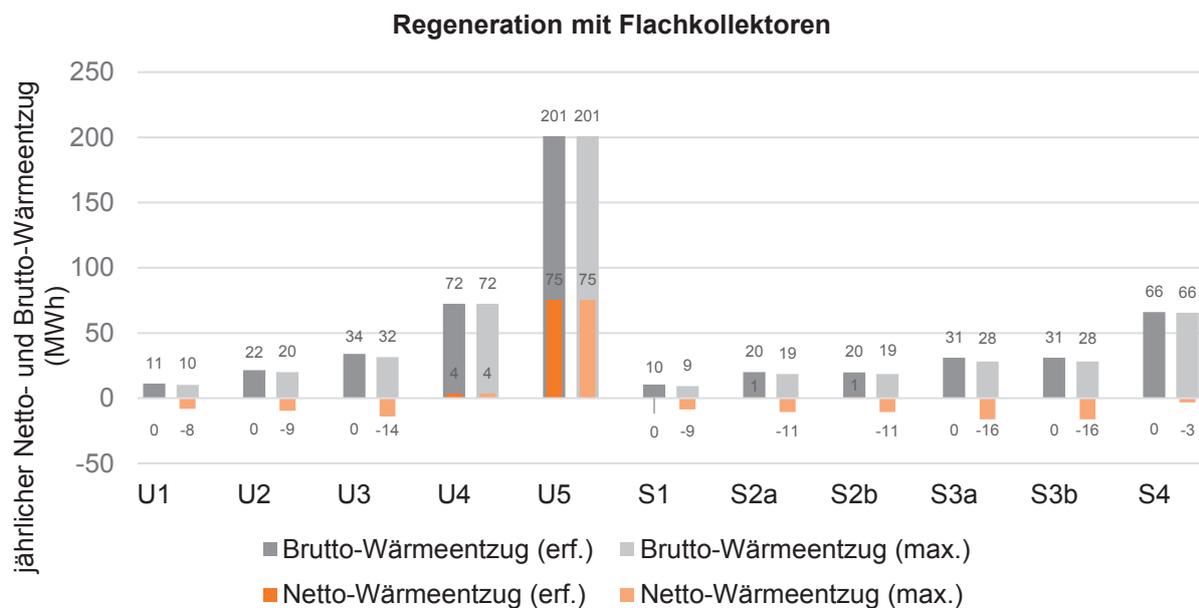


Bild 3: Jährlicher Netto- und Brutto-Wärmeentzug der EWS pro Gebäudekategorie bei Regeneration mit Flachkollektoren. Links mit der für eine vollständige Regeneration erforderlichen Kollektorzahl, rechts mit der maximal möglichen Kollektorzahl

Erforderliche Dachfläche für eine vollständige Regeneration

Bild 4 zeigt die mögliche Regeneration in Abhängigkeit vom Verhältnis der nutzbaren Dachfläche und dem jährlichen Wärmebedarf für PVT-Kollektoren und Flachkollektoren. Jeder Datenpunkt entspricht einem Modellgebäude. Für beide Kollektortypen lässt sich eine recht gute lineare Anpassung erzielen. Wie erwartet ist die mögliche Regeneration für eine bestimmte Dachfläche bei Flachkollektoren grösser als bei PVT-Kollektoren. Um eine Regeneration von 100 % zu erreichen, sind pro MWh jährlichen Wärmebedarfs etwa 1,8 m² unbedeckte PVT-Kollektoren oder etwa 1,2 m² Flachkollektoren auf der Dachfläche erforderlich. Oder, um es anders auszudrücken, bei der Verwendung von Flachkollektoren wird rund ein Drittel weniger Dachfläche für eine vollständige Regeneration benötigt als bei unbedeckten PVT-Kollektoren.

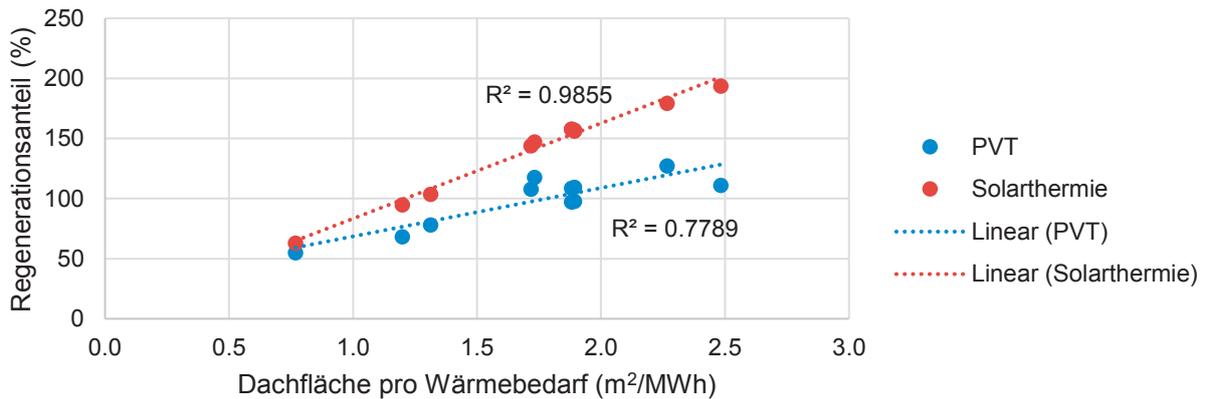


Bild 4: Möglicher Regenerationsanteil in Abhängigkeit der nutzbaren Dachfläche pro Wärmebedarf bei Verwendung maximaler Kollektorzahl von PVT- bzw. Flachkollektoren (Solarthermie)

Zusätzliche Wärmequellen für Beispielgebäude mit herausfordernder Regeneration

Sowohl zusätzliche PVT-Fassaden (S/O und S/W) als auch ein zusätzlicher 40 kW LWWÜ führen zu einer ähnlichen Reduktion des Netto-Wärmeentzugs aus den EWS um 76 % bzw. 75 % (Bild 5). Es wird ein Regenerationsanteil von rund 87 bzw. 86 % erreicht. Auf eine Darstellung der Resultate mit Gebäudekühlung als alleinige Regenerationsmassnahme wird aufgrund des geringen Effektes verzichtet. Analog zu den bisherigen Resultaten ist auch bei einer Kombination der betrachteten zusätzlichen Regenerationsmassnahmen ein abnehmender Grenznutzen in Folge der gegenseitigen Konkurrenz zu beobachten. Die Kombinationen weiterer Wärmequellen führt entsprechend zu einer geringen Steigerung der Regenerationsanteile, wie aus Bild 5 ersichtlich wird. Ein zu PVT-Anlagen auf dem Dach und den Fassaden zusätzlicher LWWÜ beispielsweise führt noch zu einer weiteren Reduktion des Netto-Wärmeentzugs aus den EWS um 9 % resp. zu einer Steigerung des Regenerationsanteils von 87 auf 92 %. Wird zudem die Abwärme aus der Gebäudekühlung zur Regeneration genutzt, reduziert sich der Netto-Wärmeentzug um weitere 2 % gegenüber der Ausgangsvariante.

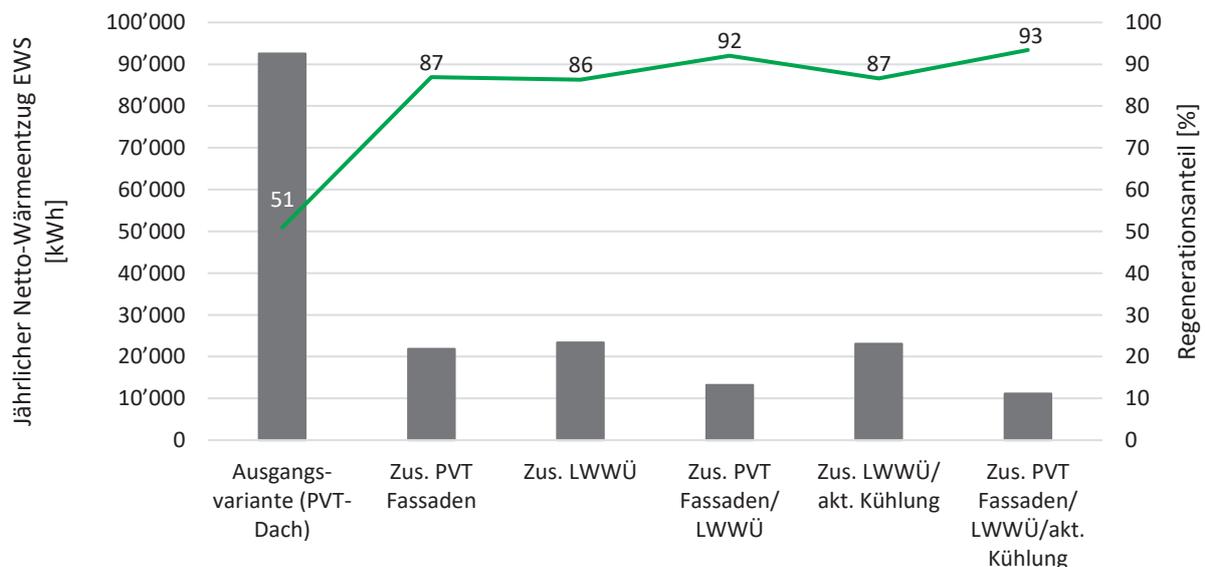


Bild 5: Jährlicher Netto-Wärmeentzug aus den EWS für ausgewählte zusätzliche Regenerationsmassnahmen und Kombinationen davon, inkl. den prozentualen Regenerationsanteilen

Stromverbrauch Regenerationsmassnahmen

Die Untersuchung des Stromverbrauchs durch die zusätzlichen Regenerationsmassnahmen erfolgte anhand der Variante mit einer PVT-Dachanlage und zusätzlichem 40 kW LWWÜ. Die Wahl dieser Variante ist durch die verhältnismässig einfache technische Realisierbarkeit bei vergleichbarem Regenerationsanteil wie mit zusätzlichen PVT-Fassaden begründet. Es erfolgte ein Vergleich des Stromverbrauchs dieser Variante mit dem der Varianten ohne Regeneration sowie mit einer PVT-Dachanlage.

Erwartungsgemäss liegt der Stromverbrauch sämtlicher Varianten mit Regeneration initial über der Variante ohne Regeneration (Bild 6). Über den gesamten Betrachtungszeitraum hinweg bleibt dieser jedoch höher als bei der Variante ohne Regeneration. Würde hingegen auf eine Kürzung der EWS verzichtet, reduziert sich der aufsummierte Stromverbrauch der Variante mit PVT-Dachanlage und LWWÜ (EWS: 18 x 246 m) über 50 Jahre um rund 0.9 % auf rund 3'540 MWh, weil eine Stabilisierung der mittleren EWS-Temperatur auf deutlich höherem Niveau möglich ist. Dies entspricht einer Reduktion des Stromverbrauches um rund 8.5 % gegenüber der Variante mit gekürzten EWS. Die Effizienzgewinne beim Betrieb der WP überwiegen in diesem Fall den Strommehrverbrauch der Pumpen und des LWWÜ bereits nach 15-20 Jahren.

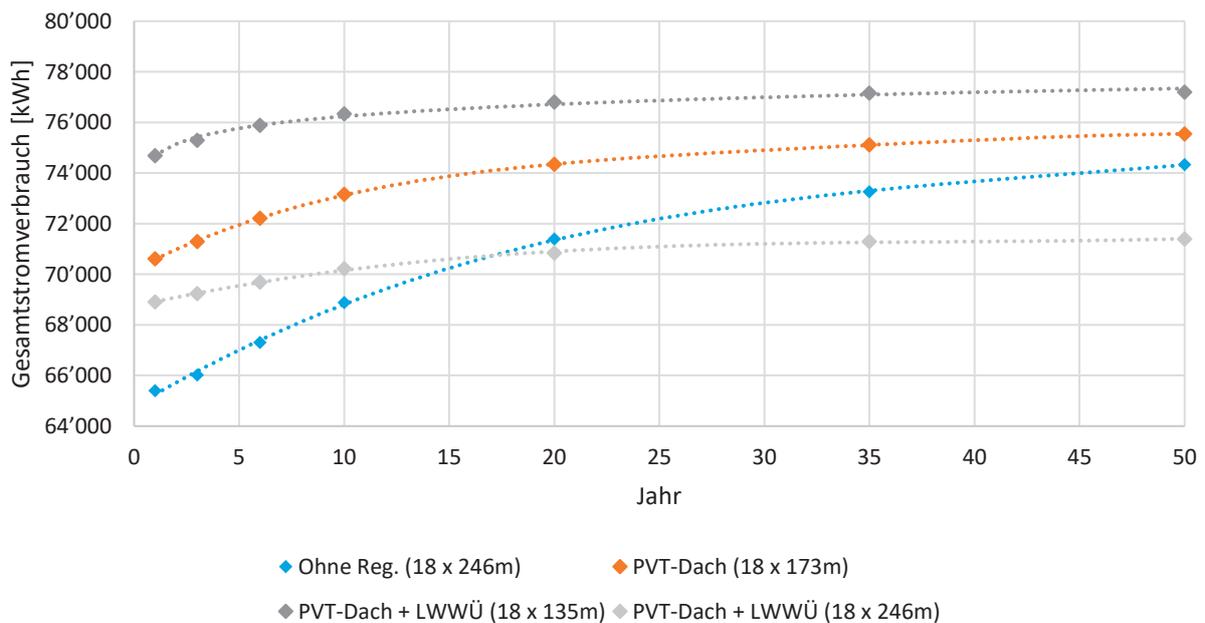


Bild 6: Stromverbrauch über 50 Betriebsjahre der Variante ohne Regenerationsmassnahme sowie mit PVT-Dachanlage und PVT-Dachanlage mit zusätzlichem LWWÜ mit gekürzten und originalen EWS-Längen

Die saisonale Verteilung des prozentualen Strommehrverbrauchs der Variante mit PVT-Dachanlage und LWWÜ relativ zur Variante ohne Regeneration wird in Bild 7 gezeigt. Die Kürzung der EWS führt nicht nur während dem Sommer, sondern auch während der Wintermonate zu einem Strommehrverbrauch. Erst nach rund 50 Jahren kann im Winter ein Minderverbrauch festgestellt werden. Im Gegensatz dazu sind aufgrund der höheren Quellentemperatur und somit höheren Effizienz der WP langfristig Stromeinsparungen während der Heizperiode von bis zu 10 % möglich, wenn die EWS nicht gekürzt werden. Zudem können während der Wintermonate Dezember bis Februar rund 3 bis 7 %, während der Übergangsmonate Oktober und März gar rund 10 % des benötigten gesamten Strombedarfs des Heizsystems durch die PVT-Anlage direkt gedeckt werden. Dieser Beitrag kann durch eine Steuerungsoptimierung sicherlich noch gesteigert werden. Mögliche Ansätze dazu werden bei Sauter et al., (2020) diskutiert.

Ein Grossteil des zusätzlich für die Regeneration erforderlichen Stromes wird in allen Fällen durch die PVT-Anlage gedeckt. Je nach Variante beträgt der Deckungsgrad 80 bis 90 %.

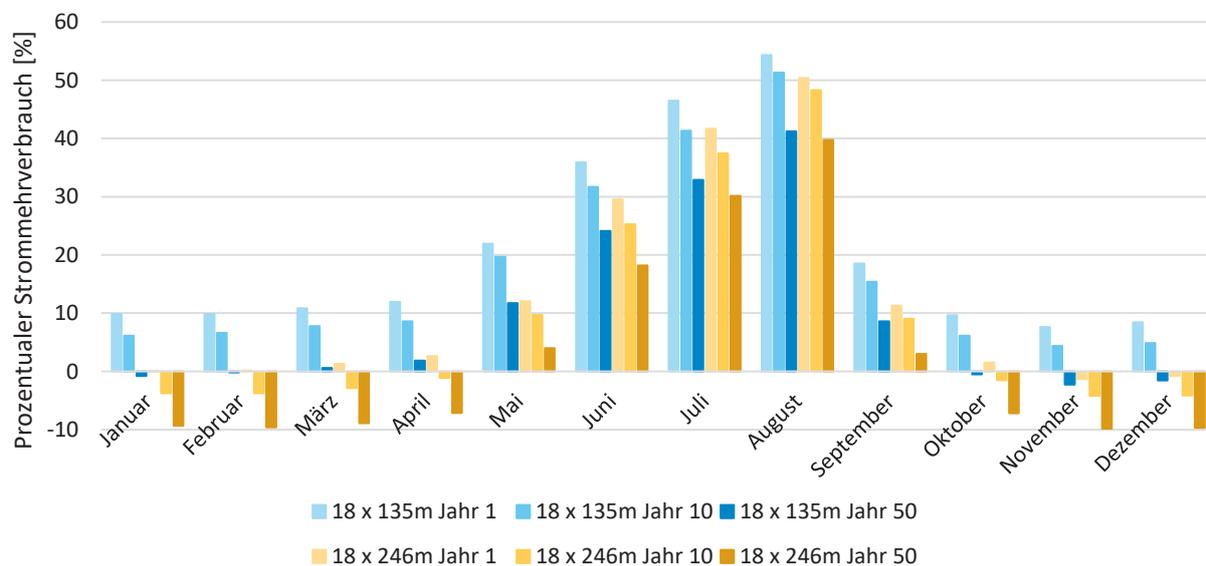


Bild 7: Prozentualer Strommehrverbrauch der Variante mit einer PVT-Dachanlage und einem LWWÜ mit EWS-Längen von 135 bzw. 246 m gegenüber einer Variante ohne Regenerationsmassnahmen für die Betriebsjahre 1, 10 und 50

4. Diskussion und Ausblick

Die Ergebnisse deuten darauf hin, dass eine vollständige Wärmeversorgung aus solarthermisch regenerierten EWS in suburbanen Quartieren grundsätzlich möglich ist, solange die grossen Gebäude nicht konzentriert und dicht beieinanderstehen. In urbanen Quartieren können nur die kleineren Gebäude durch solarthermische Wärme vom Dach vollständig regeneriert werden. Die meist grosse Anzahl grösserer Gebäude, die oft dicht beieinanderstehen, erschwert eine rein solarthermische Regeneration, da die Dachflächen im Vergleich zum Wärmebedarf meist klein sind. Soll das gesamte Quartier mit EWS-Wärmepumpensystemen beheizt werden, müssen zusätzliche Wärmequellen, wie z.B. PVT-Fassadenanlagen, LWWÜ und/oder Abwärme aus der Gebäudekühlung, erschlossen werden. Damit kann auch bei Gebäuden mit herausfordernden Regenerationsbedingungen ein Regenerationsanteil von mehr als 80 % erreicht werden.

Die zusätzliche Betriebszeit der Umwälzpumpen und gegebenenfalls des zusätzlichen LWWÜ bei der Regeneration der EWS führen zu einem Strommehrverbrauch. Dessen Ausmass ist massgeblich von der Effizienz und damit der Wahl der Komponenten abhängig. Besonders bei LWWÜ findet sich eine grosse Spannweite in Bezug auf die elektrische Leistungsaufnahme. Erfolgt eine durch die Regeneration ermöglichte Kürzung der EWS, sinkt zudem die Effizienz der WP aufgrund sinkender Temperaturen der Wärmequelle. Langfristig führt dies folglich zu einem Strommehrverbrauch insbesondere auch während der Wintermonate. In Anbetracht der dringend erforderlichen Dekarbonisierung des Energiesystems ist dies problematisch. Die erneuerbare Produktion von Winterstrom stellt eine Herausforderung dar.

Weil der Strombedarf bei der Regeneration meist zeitgleich mit der solaren Stromproduktion durch die PVT-Kollektoren (Deckungsgrad von 80-90 %) auftritt, stellt der Strombedarf der Regeneration ein ungleich geringeres Problem dar wie ein gesteigerter Winterstrombedarf. Im Falle einer Regeneration mittels Flachkollektoren, muss der gesamte Strommehrverbrauch im Sommer über das Netz gedeckt werden.

Vergleicht man die Eignung von ungedeckten PVT-Kollektoren mit Flachkollektoren, benötigen letztere etwa ein Drittel weniger Dachfläche zur Regeneration. Erstere ermöglichen jedoch die gleichzeitige Erzeugung von photovoltaischem Strom auf derselben Dachfläche. Bei der Bewertung der verschiedenen Kollektortypen für die Regeneration sollte dieser Aspekt nicht vernachlässigt werden. Dies gilt vor allem vor dem Hintergrund der zunehmenden Beliebtheit von Wärmepumpensystemen, welche die Nachfrage nach nachhaltigem Strom insbesondere im Winter, wenn Strom aus PV knapp ist, erhöhen wird.

Weitere Forschung ist erforderlich, um den Nutzen zusätzlicher Wärmequellen für die Regeneration von grossen Gebäuden mit begrenzter Dachfläche zu bewerten. Wenn PVT-Kollektoren eingesetzt werden, ist beispielsweise ein bivalenter Betrieb mit den PVT-Kollektoren als eigenständige Wärmequelle während der Übergangsmonate zu prüfen. Weiter könnte die Nutzung des Gebäudes als thermischen Speicher und eine Verschiebung der Wärmeproduktion von der Nacht in den Tag mittels intelligenter Steuerung Potenzial erschliessen. Neben thermischem Potenzial bestünde damit zudem die Möglichkeiten, den Grad der elektrischen Autonomie zu erhöhen und damit den Bedarf an Strom aus dem Netz zu reduzieren.

Quellen

- [1] J. Poppei und R. Schwarz: Gegenseitige Beeinflussung oberflächennaher Geothermieanlagen - Instrumente zum Management (knapper werdender) Ressourcen, Der Geothermiekongress, 2010
- [2] R. Kriesi: Analyse von Erdwärmesondenanlagen, Bundesamt für Energie BFE, 2017
- [3] R. Kriesi und R. Wagner: Bewertung älterer Erdsonden in der Stadt Zürich, Stadt Zürich, 2018
- [4] J. Poppei, C. Wilhelm, V. Gischtig und M. Hess: Überprüfung der Auslegungskennwerte zur strategischen Planung von Erdwärmesonden: Anwendungsbeispiele des grundstücksflächen-bezogenen Wärmeentzugs, Bundesamt für Energie BFE, 2019
- [5] H.J.L. Witte: A novel tool for assessing negative temperature interactions between neighbouring borehole heat exchanger systems, 14th International Conference on Energy Storage, 2018
- [6] M.L. Fasc und A. Lazzarotto: A novel model for the estimation of thermal influence of neighbouring borehole heat exchangers, European Geothermal Congress 2019: The Hague, 2019
- [7] D. Sauter, M. Hunziker, J. Poppei, F. Cochand, M. Hubbuch, N. Moro und J. Rohrer: SolSeasStore – Saisonale Wärmespeicherung in städtischen Quartieren mit Erdwärmesonden, Bundesamt für Energie BFE, 2020
- [8] P. Persdorf, F. Ruesch und M. Haller: RegenOpt - Optionen zur Vermeidung nachbarschaftlicher Beeinflussung von Erdwärmesonden: energetische und ökonomische Analysen, Stadt Zürich, 2015
- [9] H. Wallbaum, N. Heeren, M. Jakob und G. Martius: Gebäudeparkmodell Büro-, Schul- und Wohngebäude. Vorstudie zur Erreichbarkeit der Ziele der 2000-Watt-Gesellschaft für den Gebäudepark der Stadt Zürich, Stadt Zürich, 2010
- [10] N. Moro, D. Sauter, S. Strebel und J. Rohrer: Das Schweizer Solarstrompotenzial auf Dächern, Zürcher Hochschule für angewandte Wissenschaften ZHAW, 2021

Florian Ruesch, Lukas Füglister, Michel Haller,
SPF Institut für Solartechnik, OST - Ostschweizer Fachhochschule
Andrii Zakovorotnyi, Tobias, Sommer,
Institut für Gebäudetechnik und Energie IGE, Hochschule Luzern – Technik & Architektur

BFE F&E-Projekt **SI/502166** (in Bearbeitung 2020 – 2022)

Cool2Regen – Aktives Kühlen von Gebäuden mit Wärmepumpen und Erdsonden für hohe Regenerationsgrade

Zusammenfassung

Detaillierte Simulationen zeigen, dass mit dem Klimawandel und durch einen Wechsel von passiven zu aktiven Kühlmassnahmen bei energieeffizienten Bauten viel Wärme aus Gebäuden "gewonnen" und zur Regeneration von EWS (Erdwärmesonden) eingesetzt werden kann. Bei modernen Wohngebäuden müssen in diesen Fällen keine zusätzlichen Regenerationstechnologien realisiert werden, um eine problematische Langzeitauskühlung des Untergrundes in dicht bebauten Quartieren zu verhindern. Die für die aktive Kühlung benötigte elektrische Energie könnte zu einem grossen Teil durch gleichzeitig lokal erzeugten PV-Strom gedeckt werden.

Andererseits zeigt eine Analyse von unterschiedlichen realen Quartieren, dass die Situation bei Bestandbauten mit beschränktem Sanierungspotenzial anders ist und die bei der Kühlung anfallende Abwärme nicht ausreicht. Bei einem vollständigen Umstieg auf EWS-Wärmepumpen würde in diesen Fällen eine sehr starke Unterkühlung des Untergrundes drohen.

Abstract

Detailed simulations show that climate change in combination with a switch from passive to active cooling in energy efficient buildings generates elevated "waste heat", which can be used for the regeneration of borehole heat exchangers. For modern buildings, no other regeneration technologies are needed to avoid a problematic long-term ground cooling in high-density areas. Large parts of the electric energy needed for active cooling could be simultaneously covered using local PV-installations.

On the other hand, active cooling of existing building stock with low renovation potential is not providing enough waste heat for ground regeneration. In such quarters, a complete switch of the heating systems to ground-source heat pumps would lead to a critical long-term cooling of the ground.

Einleitungen und Hintergrund

In der Schweiz sind Gebäude für über 40 % des Endenergieverbrauchs und rund ein Drittel der CO₂-Emissionen verantwortlich. Wärmepumpen mit Erdwärmesonden (EWS) gehören zu den effizientesten erneuerbaren Wärmeerzeugungsanlagen und spielen daher eine entscheidende Rolle zur Senkung der CO₂-Emissionen des zukünftigen Gebäudeparks.

So rechnet die Stadt Zürich beispielsweise für eine 2000 W kompatible Energieversorgung mit fast 10 % des heutigen und mehr als 20 % des zukünftigen Wärmebedarfs für Gebäude aus geothermischen Wärmepumpen [1]. Für Quartiere, in denen die Erdwärmennutzung erlaubt ist, bedeutet dies allerdings Entzugsdichten von ca. 20-100 kWh/m². Die neue SIA 384/6 (2021) [2] fordert jedoch bereits ab einer grundstücksbezogenen Entzugsdichte von 8 kWh/m², Massnahmen zur Vermeidung von Langzeitauskühlung und ab 33 kWh/m² eine Regeneration der Sonden. Das Erreichen von hohen Regenerationsgraden ist dabei aber mit relevanten Zusatzkosten verbunden.

Weiter wird durch den Klimawandel, Wärmeinseleffekte und der modernen Bauweise der Gebäude der Kühlbedarf gegenüber dem Wärmebedarf immer wichtiger. Erdwärmesonden können mittels Geocooling (auch Freecooling / passive Kühlung) fast ohne Zusatzkosten zur Gebäudekühlung eingesetzt werden, dabei werden aber nur beschränkte Kälteleistungen und tiefe Regenerationsgrade erreicht [3]. Mit aktiver Kühlung mittels Kältemaschine oder Wärmepumpe im Umkehrbetrieb (“reversible Geräte”) und ggf. zusätzlicher Entfeuchtung der Zuluft können höhere Kälteleistungen und Regenerationsgrade erreicht werden [4]. Jedoch ist die aktive Kühlung von Wohngebäuden zum jetzigen Zeitpunkt nicht vorgesehen und die SIA 180 [5] verlangt, dass der Komfort mit passiven Massnahmen erfüllt werden können muss.

Daher fokussieren bestehende Studien meist auf andere Regenerationsmethoden wie Geocooling, Solarwärme oder Aussenluft-Wärmetauscher. Der Ausbau der Photovoltaik wird zu einer vermehrten Verfügbarkeit oder gar einem Überschuss von günstigem, lokal verfügbarem erneuerbarem Strom an heissen Sommertagen führen. Wenn dieser zur Kühlung von Wohngebäuden und gleichzeitig zur Regeneration von EWS eingesetzt wird, kann dies in einer Gesamtbetrachtung sinnvoll sein.

Im Projekt Cool2Regen (BFE Programm Gebäude und Städte) wurde untersucht, inwiefern der steigende Kühlbedarf in Kombination mit einer aktiven Kühlung zum Erreichen von hohen Regenerationsgraden eingesetzt werden kann. Dabei wurde auch eine Erhöhung des Kühlbedarfs und somit des Regenerationsgrades durch den Verzicht auf passive Wärmeschutzmassnahmen in Betracht gezogen. Zusätzlich wurde untersucht, inwiefern der erhöhte Strombedarf für die aktive Kühlung mit lokaler PV-Produktion gedeckt werden kann.

Methode

Für die Analyse des Potenzials der aktiven Gebäudekühlung für hohe Erdsondenregenerationsgrade wurden zwei Betrachtungsebenen gewählt.

Auf Gebäudeebene wurden detaillierte Simulationen in IDA-ICE durchgeführt, um Profile für den Wärme- und Kühlbedarf zu erhalten. Diese wurden in eine Polysun-Simulation der Gebäudetechnik integriert, um Kennwerte für die Wärmepumpen/Kältemaschinen und Profile für den Stromverbrauch zu erhalten und das Verhalten der Erdwärmesonden zu analysieren.

Quartierebene: Die Resultate aus den Gebäudesimulationen wurden wiederum für die Analyse von vier real existierenden Beispielquartieren verwendet. Das PV-Potential der Dachflächen und dessen Vergleich mit dem Elektrizitätsbedarf für die Kühlung wurde mit Hilfe einer Python basierten Routine analysiert. Parallel wurden über eine Matlab-Simulation die Effekte der nachbarschaftlichen Auskühlung des Erdreiches über 50 Jahre bestimmt.

Eine vereinfachte Übersicht der angewandten Methodik kann dem nachfolgenden Bild 1 entnommen werden.

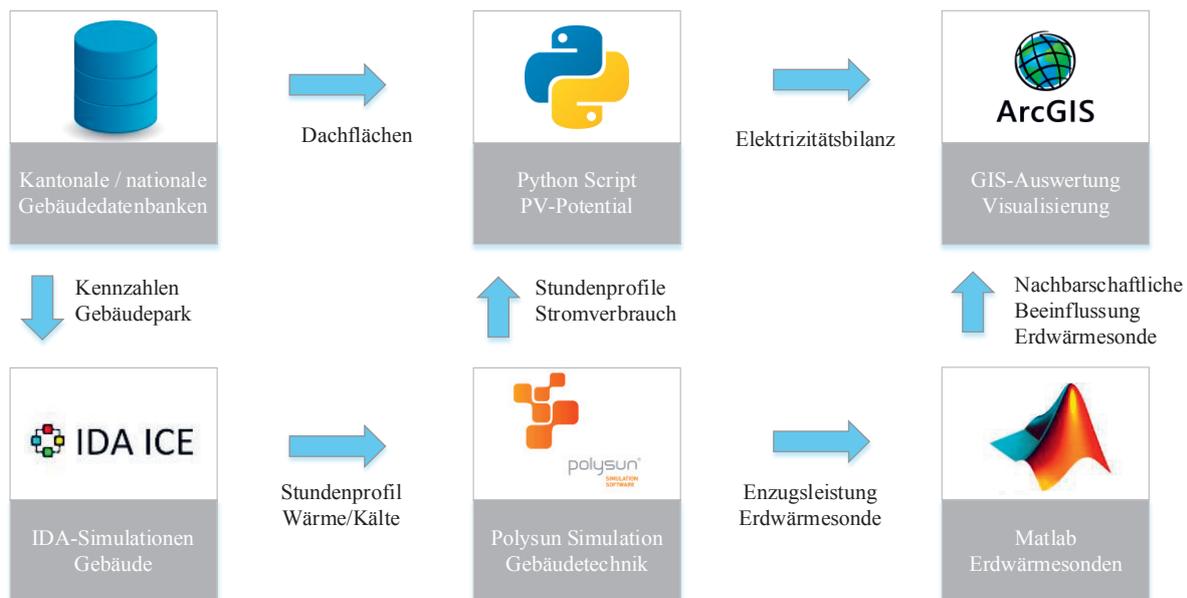


Bild 1: Übersicht Methodik und verwendete Hilfstools

Betrachtungsebene Gebäude

Wärme- und Kühlbedarf

Die Referenzgebäude für die Simulationen basieren auf den Forschungsprojekten ClimaBau [6] und ImmoGap [7]. Es wurden sieben Mehrfamilienhäuser ausgewählt und in IDA-ICE abgebildet. Diese decken eine grosse Bandbreite von modernen Niedrigenergiegebäuden bis hin zum schlecht gedämmten Altbau ab. Für diese Gebäude wurde der stündliche Heiz- und Kühlbedarf für ein aktuelles Klima und für ein Zukunftsszenario (2050 RCP 4.5) mit Wetterdaten aus Meteonorm [8] simuliert. Dabei wurden unterschiedliche Szenarien mit dem Verzicht auf

eine oder mehrere passive Wärmeschutzmassnahmen ausgewertet. Folgende Massnahmen wurden dabei berücksichtigt:

Sonnenschutz: Die Verschattung wird geschlossen, falls die auf die Fassade einfallende Solarstrahlung mehr als 200 W/m² beträgt und die Raumtemperatur 23 °C überschreitet.

Die **Nachtauskühlung** basiert auf der Regelkaskade gemäss SIA 382/1:2007 und wird zwischen 20 Uhr und 7 Uhr mittels Fensterlüftung (Kippwinkel 5°) durchgeführt.

Eine **Aussenluftkühlung** wird durch Fensteröffnungen während des Tages realisiert, falls die Raumtemperatur grösser als 23 °C und gleichzeitig grösser als die Aussenlufttemperatur ist.

Eine Übersicht über die Wärme- und Kühlbedarfe für die simulierten Szenarien der unterschiedlichen Gebäude wird in Bild 2 gegeben.

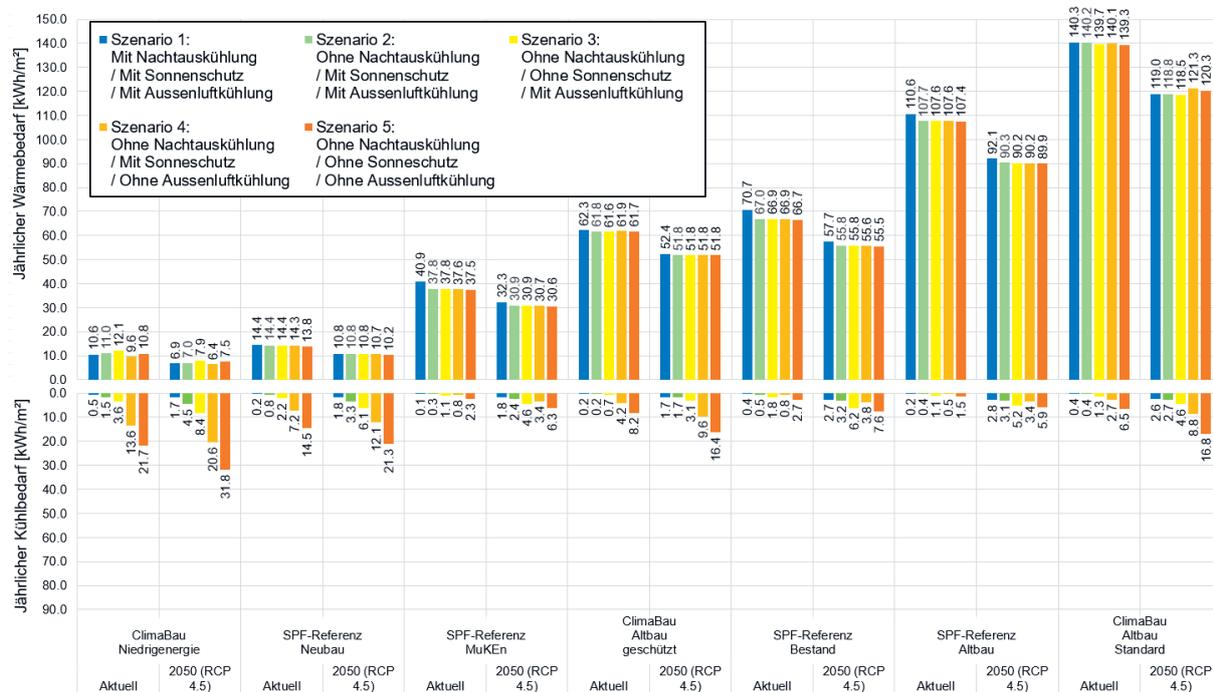


Bild 2: Simulationsergebnisse für ein ideales Heiz- und Kühlsystem mit unterschiedlichen Wärmeschutzmassnahmen und Klimadaten. Wärmebedarf nur für Raumheizung

Eine Variation der Wärmeabgabesysteme (Fussbodenkühlung, Deckenkühler, Luftkühlung) hat ergeben, dass die benötigten Kühlleistungen in Niedrigenergiegebäuden - bis auf wenige Überhitzungsstunden im Jahr für die Extremszenarien - mit einer Fussbodenkühlung kombiniert mit einer Zuluftkühlung in der Lüftungsanlage erbracht werden könnte. Diese Kombination führt bei den betrachteten Gebäuden nicht zu einer wesentlichen Limitierung des Kühlpotenzials. Für die nachfolgenden Auswertungen wurden daher die Simulationsergebnisse mit einem idealen Wärme- und Kälteabgabesystem verwendet.

Gebäudetechnik

Die in IDA ICE ermittelten Bedarfsprofile wurden in Polysun eingelesen, um die Gebäudetechnik, das Verhalten der Wärmepumpen/Kältemaschinen und der EWS zu simulieren. Aus simulationstechnischen Gründen wurde dazu die Wärme- und Kälteerzeugung sowie Abgabe separat

abgebildet (siehe Bild 3), auch wenn in der Realität dasselbe Fussbodenverteilsystem sowie dieselbe Wärmepumpe mit Umkehrfunktion eingesetzt würde.

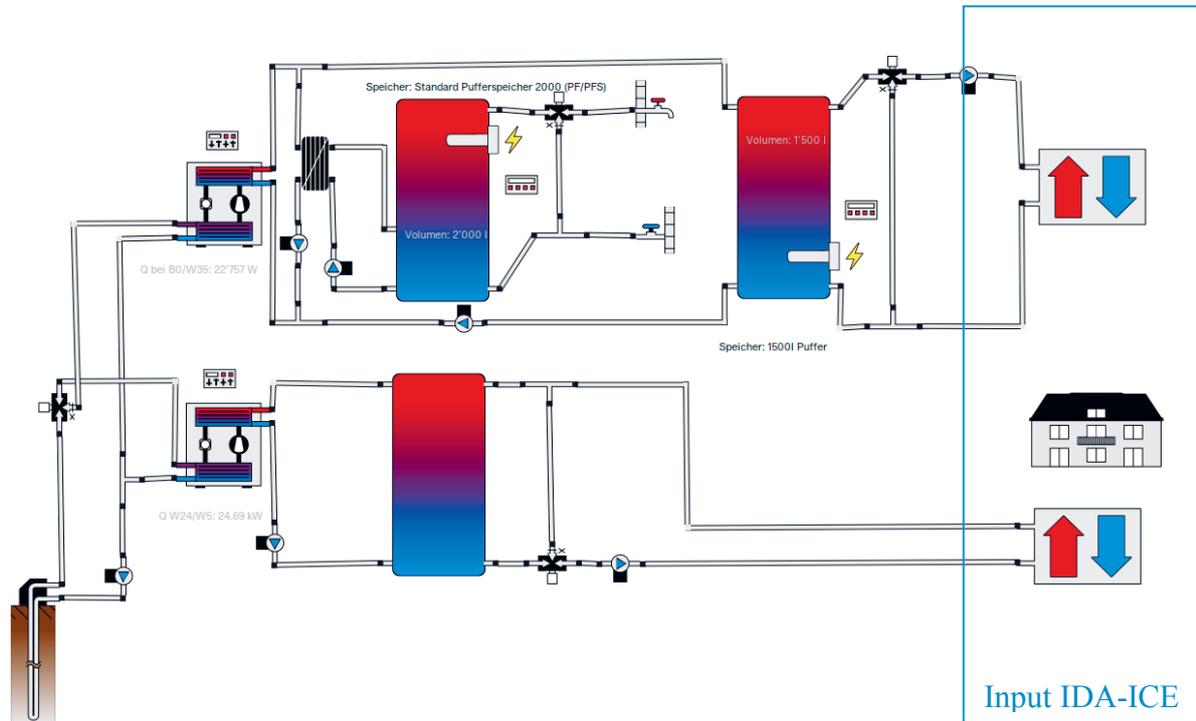


Bild 3: Effektives hydraulisches Schema der Wärmeerzeugungs- und Kühlanlage. Wärme- und Kälteerzeugung wie auch Wärme- und Kälteabgabe werden aus simulationstechnischen Gründen als separate Systeme simuliert

Parameter	Wert	Anmerkung
Erdwärmesonde	2 x 220 m	SIA384/6
Warmwasserbedarf inkl. Verluste	1'128 l	(18 Personen)
Heizleistung Wärmepumpe (B0/W35)	26.0 kW	(Leistungsgesteuert)
Kühlleistung Wärmepumpe (B25/W15)	17.8 kW*	(1-stufig)
Speicher Warmwasser	2'000 l	-
Speicher Puffer Heizung	1'500 l	-
Speicher Raumkühlung	1'000 l	-

*Leistungsbegrenzung FU auf 50% Last

Tabelle 1: Parameterliste Komponenten für das SPF-Referenzgebäude Neubau

In Bild 4 werden die monatlichen Mittel-, Maximal und Minimaltemperaturen der EWS für den «SPF Referenz Neubau» bei zwei unterschiedlichen Szenarien abgebildet. Bei einem geringen Kühlbedarf (Szenario 2, Wetterdaten aktuell) und somit auch geringen Regenerationsgrad von 6% steigen die EWS Temperaturen auch im Sommer nur während weniger Stunden über 20 °C. Dieser Kühlbedarf könnte wohl auch ohne Umkehrbetrieb der Wärmepumpe, lediglich durch «Geocooling» in einem ähnlichen Masse gedeckt werden. Bei einem Verzicht auf passive Massnahmen (Szenario 5, Wetterdaten 2050) und somit hohen Regenerationsgrad (107%) durch aktive Kühlung steigen die EWS Temperaturen über lange Zeiträume bis knapp unter 35°C an, was eine passive Kühlung («Geocooling») nur mit Wärmetauscher verunmöglichlicht.

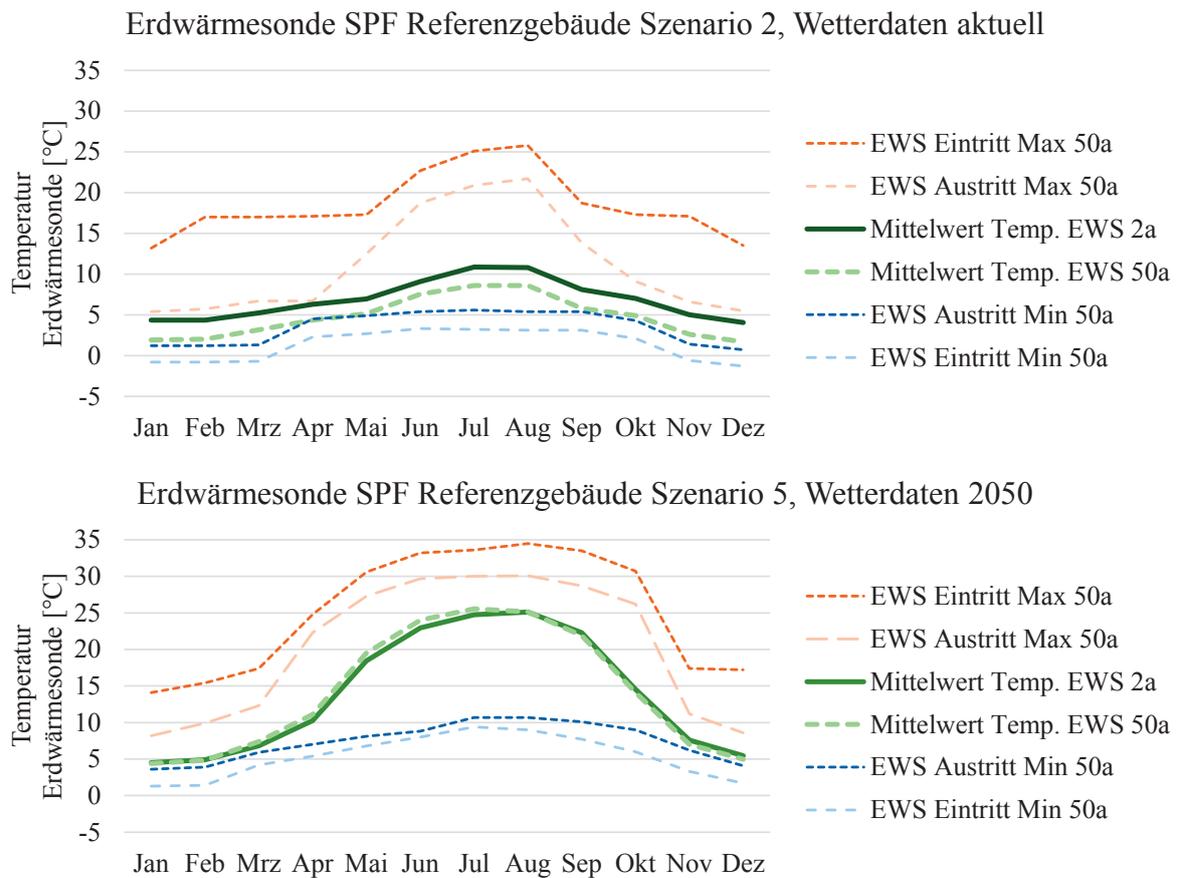


Bild 4: Jährliche Veränderung der Erdsondентemperaturen für den Fall SPF Referenz Neubau und zwei unterschiedliche Szenarien für sommerliche Wärmeschutzmassnahmen. Es werden sowohl Temperaturen für das zweite Simulationsjahr (2a) und für das 50. Simulationsjahr (50a) ohne nachbarschaftliche Beeinflussung gezeigt

Betrachtungsebene Quartiere

Betrachtete Quartiere

Es wurden drei unterschiedliche Quartiere der Stadt Zürich, sowie ein Quartier in Rapperswil Jona betrachtet. Der nachfolgenden Tabelle 2 sind einige relevante Kennzahlen zur Einordnung der Gebiete ausgewiesen. Die gebäudescharfen Daten (nach EGID) wurden hierbei auf die Quartierebene aufsummiert. Grundlage lieferten die Datensätze aus unterschiedlichen Quellen [9]–[11].

Kennzahl		Binz	Hottingen	Käferholz	R-J Südquartier
Perimeter Fläche	ha	50	117	12	90
Total Gebäude nach EGID*	-	350	1500	200	510
Median Baujahr Gebäude	-	1941	1909	1945	1967
Wohnfläche*	km ²	0.684	1.259	0.064	0.309
Wärmebedarf aktuell	MWh	43'700	138'000	7'000	25'600
Wärmebedarf 2050	MWh	33'700	109'000	4'700	15'500
Ø spez. Wärmebedarf der Gebäude*	kWh/m ²	64	110	108	83
Spez. Wärmebedarf* pro Quartierfläche	kWh/m ²	90	120	60	28

* aktuell

Tabelle 2: Übersicht und relevante Kennzahlen der betrachteten Quartiere

Potenzialabschätzung

Um den für die Referenzgebäude simulierten Bedarf für die Raumkühlung auf das Quartier zu übertragen, wurde eine GIS-basierte Datenbankanalyse durchgeführt. Basierend auf der Energiekennzahl Heizen wurden sämtliche Gebäude im Quartier einem entsprechenden Referenzgebäude zugeordnet. Aus der Energiebezugsfläche und der spezifischen Kühllast des entsprechenden Referenzgebäudes konnte danach für jedes Gebäude in Quartier der Kühlbedarf für die unterschiedlichen Szenarien (siehe Bild 2) abgeschätzt werden. Über eine Summenauswertung konnte somit der gesamte Kühlbedarf in einem Quartier erhoben werden. Mittels der dynamischen Simulation der Referenzgebäude in Polysun, werden die Bedarfswerte für den Kühlbedarf, wie über den EER-gekoppelt, auch für den elektrischen Bedarfs auf Quartier-ebene auf stündlicher Basis ermittelt.

In einer weiteren Analyse wurde das Potenzial für die PV Stromerzeugung im Quartier ermittelt. Die Grundlage zur Auswertung des PV-Potentials bildete der über swisstopo erhältliche Gebäudedatensatz zur Solareignung von Fassaden und Dachflächen, wobei alle Flächen mit einer Eignung von "gut" und besser (Einstrahlung > 1000 kWh/m²) für die Potenzialauswertung verwendet wurden. Um eine realistische tageszeitliche Verteilung der Solarstromerzeugung in den Quartieren zu erhalten, wurde die Dächer einer typischen Orientierung (9 Ausrichtungen sowie 3 Neigungen + Flachdach) zugeordnet. Für diese 22 typischen Orientierungen wurden in Polysun Stundenprofile der Solarstromerzeugung mit typischen Komponenten simuliert. Durch eine Skalierung mit den in den Quartieren vorhandenen Flächen der entsprechenden Orientierung und Neigung konnte das PV-Potenzial in stündlicher Auflösung ermittelt und mit dem Kühlbedarf und einer Annahme für den Haushaltsstrom verglichen werden. Der Verlauf dieser Grössen wird in Bild 5 für drei heisse Sommertage gegeben. In Tabelle 3 werden wichtige Jahreszahlen für alle vier Quartiere zusammengefasst. Dabei zeigt sich, dass eine stark forcierte aktive Kühlung (Szenario 5) auch ohne zusätzliche Massnahmen zur Erhöhung des Eigenverbrauches bereits zu ca. 70 % durch lokal erzeugten PV-Strom gedeckt werden könnte. Mit Massnahmen wie der Kältespeicherung im Gebäude oder technischen Speichern und/oder einer eigenverbrauchsoptimierten Regelung könnte dieser Deckungsgrad voraussichtlich weiter erhöht werden.

Hottingen, 3 extrem Sommertage, Szenario 5, Wetterdaten 2050

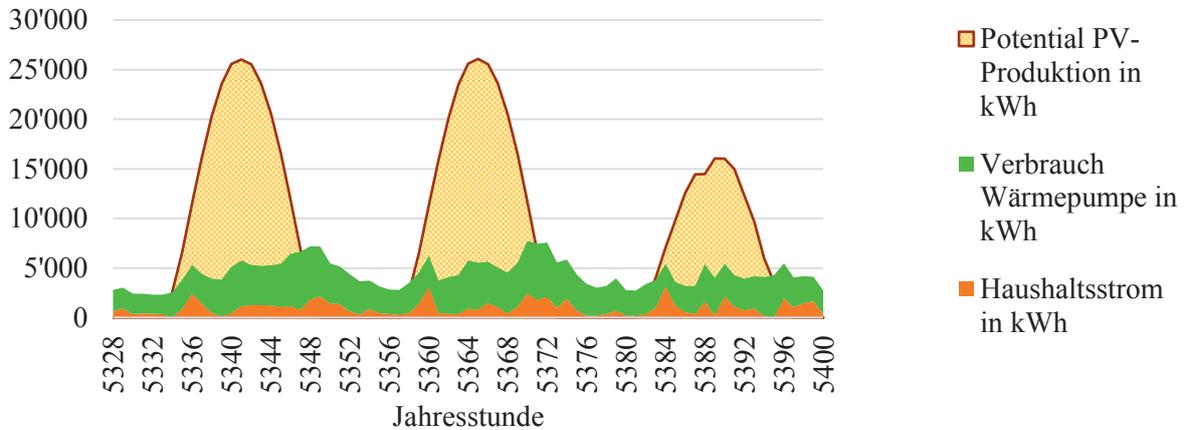


Bild 5: PV-Produktion und Bedarf im Quartier Hottingen für 2050, Szenario 5 (ohne passiven Wärmeschutzmassnahmen) über drei Tage im Sommer mit hohem Kühlbedarf

		Binz	Hottingen	Käferholz	RJ Südquartier
Produktion PV	MWh	25'450	40'535	3'364	20'541
Bedarf Haushaltsstrom	MWh	3'309	11'931	920	3'833
Bedarf Kühlen 2020 Sz.2	MWh	65	122	6	47
Bedarf Kühlen 2050 Sz.5	MWh	2'118	2'811	160	799
Deckungsgrad PV 2020 Sz.2	%	79	78	79	85
Deckungsgrad PV 2050 Sz.5	%	69	70	70	76

Tabelle 3: Kennzahlen zum Bedarf an elektrischer Energie für eine aktive Kühlung und zum Potenzial der PV-Produktion in den betrachteten Quartieren

Langzeitauskühlung im Untergrund

Zur Berechnung der gegenseitigen Beeinflussung bei einer zukünftigen verdichteten EWS Nutzung wurde angenommen, dass alle Gebäude in den Beispielquartieren auf eine Wärmeversorgung mit EWS-Wärmepumpe umsteigen. Auf Basis der gebäudescharf abgeschätzten Wärme- und Kältebedarfsprofile der Quartiere und der in Polysun ermittelten Kennzahlen der Wärmepumpe/Kältemaschine wurde für alle Szenarien eine jährliche Entzugsenergie für jede Parzelle ermittelt. Zur Berechnung der gegenseitigen Beeinflussung der EWS wurde das semianalytische Modell zur Berechnung des Langzeitverhaltens von grossen Erdsondenfeldern von Cimmino und Bernier [12] weiterentwickelt und angewendet. Analysiert wurde lediglich die durch Nachbarsonden verursachte Langzeitauskühlung, welche in Quartieren mit dichter Nutzung zusätzlich zur "Eigenauskühlung" durch den Betrieb der Sonde selbst auftritt. Die "Eigenauskühlung" erfährt starke jahreszeitliche Schwankungen und ist von der Sondenauslegung und der Sondenfeldkonfiguration abhängig, die Nachbarkühlung hingegen fast nicht. Daher wurde die Nachbarkühlung jeweils für das Zentrum einer Parzelle/Liegenschaft berechnet, wobei die gesamte Entzugsleistung auf eine 200 m tiefe Sonde in deren Zentrum konzentriert wurde. Für diese Betrachtung wurde nicht berücksichtigt, wo und ob überhaupt eine EWS in den jeweiligen Parzellen erstellt werden könnte. Um Randeffekte zu vermeiden, wurden die Quartiere mit einem regelmässigen Sondenraster ergänzt, welches denselben flächenspezifischen Entzug wie das betrachtete Quartier aufweist.

In Bild 6 wird die nachbarschaftliche Langzeitauskühlung für jede Parzelle, resp. jedes referenzierte Gebäude, und für das regelmässige umgebende Raster im Quartier Hottingen (Zürich) nach 50 Betriebsjahren ohne Regenerationsmassnahmen dargestellt.

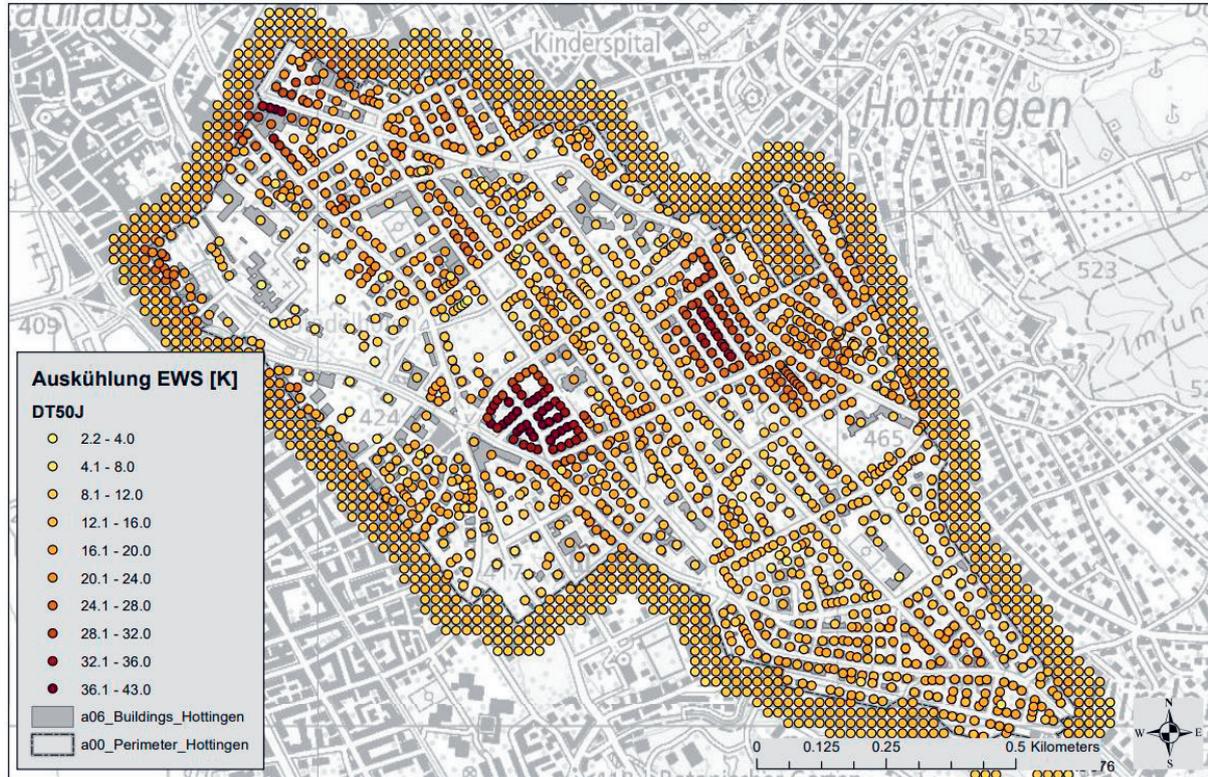


Bild 6: Hottingen: Nachbareffekt nach 50 Jahren unter der Annahme, dass alle Gebäude mit EWS beheizt werden (Bedarf 2050)

In Hottingen würde sich eine nachbarschaftliche Auskühlung ergeben, welche von Objekt zu Objekt zwischen ca. 8 K und über 25 K variiert. Die Verringerung der nachbarschaftlichen Auskühlung durch aktive Kühlung wird in Bild 7 gezeigt. Dazu wird die Verteilung der nachbarschaftlichen Auskühlung für unterschiedliche Szenarien der passiven Kühlung in Box-plots dargestellt. Es zeigt sich, dass im Quartier Hottingen mit einem dichten Bestand an Gebäuden mit geringem Sanierungspotenzial, die aktive Kühlung keinen entscheidenden Beitrag gegen die nachbarschaftliche Auskühlung leisten kann. Im Quartier Käferholz hingegen, würde mit dem Szenario 5 eine nachbarschaftliche Auskühlung von durchschnittlich fast 5 K (ohne Regeneration) auf nur noch wenig über 1 K verringert.

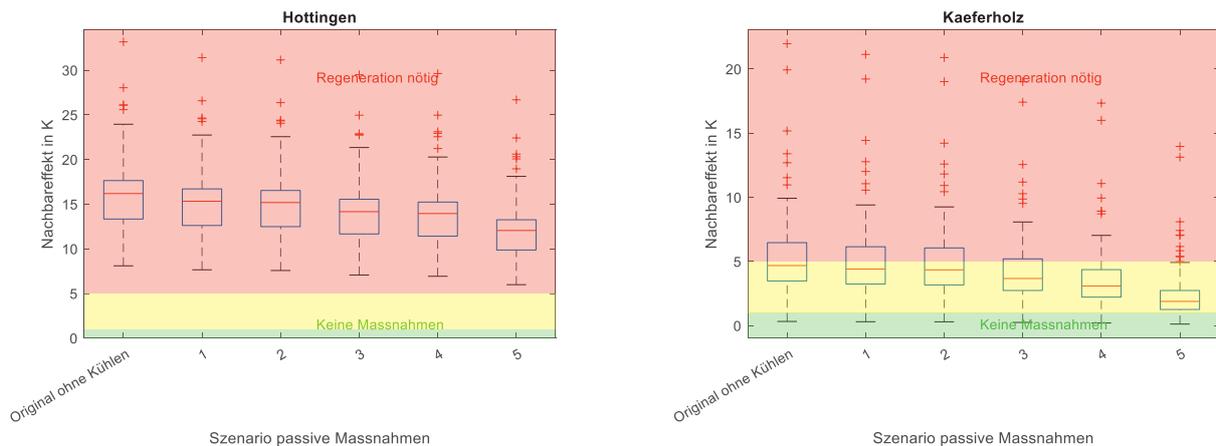


Bild 7: Nachbarschaftliche Auskühlung nach 50 Jahren unter der Annahme einer vollständigen Umstellung auf eine EWS Wärmeversorgung (Bedarf 2050). Vergleich des Effektes ohne Regeneration und mit Regeneration durch aktive Kühlung (unterschiedliche Szenarien aus Bild 2). Rote Linie: Median, rote Kreuze: Ausreisser, blaue Box: 25.-75. Perzentile, schwarze Whisker: Min. und Max. ohne Ausreisser

Schlussfolgerungen

Aus den durchgeführten Analysen werden folgende Schlussfolgerungen abgeleitet:

1. Bei Gebäuden mit Neubaucharakter können durch eine forcierte, aktive Kühlung sehr hohe Regenerationsgrade erreicht werden, bei Bestandsgebäuden hingegen nicht.
2. Passive Massnahmen wie Fensterlüftung, Nachtauskühlung und Verschattung haben einen grossen Einfluss auf das Regenerationspotenzial über aktive Kühlung.
3. Ein grossflächiger Umstieg auf EWS-Wärmepumpen in realen, bestehenden Quartieren würde zu einer sehr starken nachbarschaftlichen Auskühlung führen und ist nicht ohne Regenerationsmassnahmen umsetzbar.
4. Bei Quartieren, welche durch Bestandsbauten mit wenig Sanierungspotenzial dominiert werden, reicht eine Regeneration durch aktives Kühlen nicht aus, um das Problem der nachbarschaftlichen Auskühlung zu verhindern. Bei weniger dichten, modernen Quartieren könnte eine Regeneration mit aktiver Kühlung die Langzeitauskühlung des Untergrundes stark vermindern.
5. Der Strombedarf für eine grossflächig umgesetzte aktive Kühlung könnte zu einem sehr hohen Anteil durch lokal erzeugten PV-Strom gedeckt werden.

Danksagung

Das Autorenteam dankt dem Bundesamt für Energie, der Ostschweizer Fachhochschule, der Hochschule Luzern und der CTA AG für die finanzielle Unterstützung sowie den Mitgliedern der Begleitgruppe für die wertvollen Inputs zum Projekt.

Quellen

- [1] M. Jakob, K. Flury, und N. Gross, „Energiekonzept 2050 für die Stadt Zürich – Auf dem Weg zu einer 2000-Watt-tauglichen Wärmeversorgung“. Departements der Industriellen Betriebe und des Amts für Hochbauten der Stadt Zürich (unveröffentlicht), Juni 2012
- [2] SIA 384/6, „Erdwärmesonden“, Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverein, 2021
- [3] P. Persdorf, F. Ruesch, und M. Haller, „RegenOpt Optionen zur Vermeidung nachbarschaftlicher Beeinflussung von Erdwärmesonden: energetische und ökonomische Analysen“, Stadt Zürich Amt für Hochbauten AHB, Zürich, 2015
- [4] R. Kriesi, „Methoden der Erdsonden-Regeneration mit Sekundärnutzen oder tiefen Wärmekosten“, Stadt Zürich Amt für Hochbauten AHB, Zürich, 2017
- [5] SIA 180, „Wärmeschutz, Feuchteschutz und Raumklima in Gebäuden“, Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverein, 2014
- [6] G. Settembrini u. a., ClimaBau – Planen angesichts des Klimawandels. Bern: Bundesamt für Energie, 2017
- [7] I. Mojic, M. Luzzatto, M. Haller, M. Lehmann, M. Benz, und S. van Velsen, ImmoGap: Einfluss der Kombination aus Nutzerverhalten und Gebäudetechnik auf den Performance Gap bei Mehrfamilienhäuser. Bundesamt für Energie BFE, 2018
- [8] Meteonorm. METEOTEST, 3012 Bern
- [9] AWE, „EnergyGIS Wärme (NRJW) Daten“, AEW, St. Gallen, AEW ST. Gallen, 2017
- [10] Stadt Zürich, „Geodatenbank EV_Stadtgebiet“. Stadt Zürich, 2018
- [11] BFS, „GWR Basisdatensatz, Statistische Grundlagen und Übersicht, Version 4.1“. Bundesamt für Statistik, 2018
- [12] M. Cimmino und M. Bernier, „A semi-analytical method to generate g-functions for geothermal bore fields“, International Journal of Heat and Mass Transfer, Bd. 70, Nr. 0, S. 641–650, März 2014, doi: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2013.11.037

Marc Bättschmann, Allianz 2SOL

Studie im Auftrag von EnergieSchweiz durchgeführt (abgeschlossen 2021) [1]

Erkenntnisse über Erdwärmesonden- Regeneration am Beispiel Doppel- Mehrfamilienhaus Ländisch

Zusammenfassung

Für die vorliegende Studie wurden Monitoring Daten ausgewertet, um belastbare Daten zu Dimensionierung, Verbrauchswerten, Systemeffizienz und Wirtschaftlichkeit ausweisen und Empfehlungen für die Planung künftiger Sanierungsprojekte abgeben zu können. Ein Vergleich der über Simulationen berechneten Daten mit den effektiven Werten hat gezeigt, dass die Simulationsresultate aus den Variantenstudien den gemessenen Werten weitgehend entsprechen. Die nach Systemgrenze «SNG+» berechneten Jahresarbeitszahlen der gesamten Wärmebereitstellung in den untersuchten Betriebsjahren liegen zwischen 3,3 und 3,7. Die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe ohne Pumpenstrom erhöhte sich in den vier Betriebsjahren um 10 % bis 15 % und lag zwischen 3,7 und 4,1. Die Jahresbilanz des Stromverbrauchs zur Wärmeproduktion für Heizwärme und Brauchwarmwasser hat sich aufgrund der energetischen Verbesserung des Doppel-Mehrfamilienhauses und des Ersatzes der Elektroheizung durch eine Wärmepumpe um 93 % reduziert. Die energetische Sanierung der Hülle und Wärmeproduktion reduziert den jährlichen Strombedarf zur Wärmebereitstellung von 199 MWh auf 43 MWh und somit um den Faktor 5.

Abstract

For the present study, monitoring data were evaluated in order to provide reliable data on dimensioning, consumption values, system efficiency and economic efficiency and to be able to make recommendations for the planning of future renovation projects. A comparison of the data calculated via simulations with the actual values has shown that the simulation results from the variant studies largely correspond to the measured values. The annual performance factors calculated according to the "SNG+" system limit for the entire heat supply in the operating years investigated are between 3.3 and 3.7. The annual performance factor of the heat pump without pump power increased by 10 % to 15 % in the four operating years and was between 3.7 and 4.1. The annual balance of electricity consumption for heat production for heating and domestic hot water was reduced by 93 % due to the energy improvement of the double multi-family house and the replacement of the electric heating system by a heat pump. The energetic renovation of the envelope and heat production reduces the annual electricity demand for heat provision from 199 MWh to 43 MWh, by a factor of 5.

Untersuchungsgegenstand und Zielsetzungen der Studie

Wer in eine Heizung für ein Mehrfamilienhaus investiert, macht dies aufgrund von Planungsdaten und Kostenvergleichen. Berechnungen sind eine gute Basis, aber erst ein Monitoring zeigt, ob das Energiesystem im Alltag tatsächlich wie geplant funktioniert. Solche Messwerte sind jedoch kaum öffentlich zugänglich. Die Eigentümerschaft eines Doppel-Mehrfamilienhauses aus den 1970er-Jahren hat sich 2016 entschlossen, ihr Gebäude energetisch zu sanieren und ein Gebäudeenergiesystem mit regenerierten Erdwärmesonden nach dem 2SOL-Prinzip zu realisieren (Abbildung 1). Die Bauherrschaft stellt die Daten zur vertieften Analyse und Veröffentlichung im Rahmen der durchgeführten Studie [1] zur Verfügung.



Abbildung 1: Doppel-Mehrfamilienhaus an der Ländischstrasse 80+82 in Meilen

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

Das Doppel-Mehrfamilienhaus in Meilen (Abbildungen 1 und 3 - 6) entspricht einem in der Schweiz weit verbreiteten Gebäudetypus. Bei vielen solcher Immobilien steht in den nächsten Jahren eine energetische Sanierung an, denn ein Grossteil der älteren Gebäude wird bislang mit fossilen Energieträgern geheizt. Hier liegt in Hinblick auf die angestrebte Dekarbonisierung des Gebäudeparks grosses Potenzial. Um die Eigentümerschaft zu einem Wechsel auf erneuerbare Energieträger zu motivieren, gilt es aufzuzeigen, dass solche Systeme nicht nur ökologisch, sondern auch wirtschaftlich sind. Und bezüglich der Sozialverträglichkeit von Sanierungen sind zudem die Auswirkungen auf die Mieterschaft zu bedenken. Die durchgeführte Studie [1] beleuchtet die relevanten Aspekte und liefert belastbare Daten zu Dimensionierung, Verbrauchswerten, Systemeffizienz und Wirtschaftlichkeit.

Projektgrundlagen

Die Systemauslegung umfasst eine zweistufige Wärmepumpe, drei Erdwärmesonden mit je 360 m Tiefe und eine Hybridkollektoranlage mit 160 m² Kollektorfläche. Die thermische Energie, die die Hybridkollektoren liefern, wird mittels Erdwärmesonden zur Regeneration des Erdreichs verwendet. Über Eigenverbrauchsoptimierung des PV-Stroms, die durch eine intelligente Regelung, vergrösserte Speichervolumina und die direkte Schaltung der Wärmepumpe mit einem speziellen Netto-Stromüberschusszähler realisiert wird, verbessern sich Gebäude-Energiebilanz und die Wirtschaftlichkeit. Aufgrund des Innovationsgehalts des Systems (Abbildung 2) verzichtet der lokale Energieversorger auf Sperrzeiten für die Wärmepumpe. Für die Warmwasserbereitung wird Frischwassertechnik eingesetzt. Im Zuge der energetischen Sanierung und dem Ersatz der Elektroheizung wurden folgende Massnahmen durchgeführt:

- Neue Wärmeverteilung in der Dämmebene an der Fassade
- Neue Wärmeabgabe mit Radiatoren – Vorlauftemperatur auf 46 °C ausgelegt
- Warmwasser über Frischwassertechnik mit 50 °C Zapftemperatur (Auslegung)

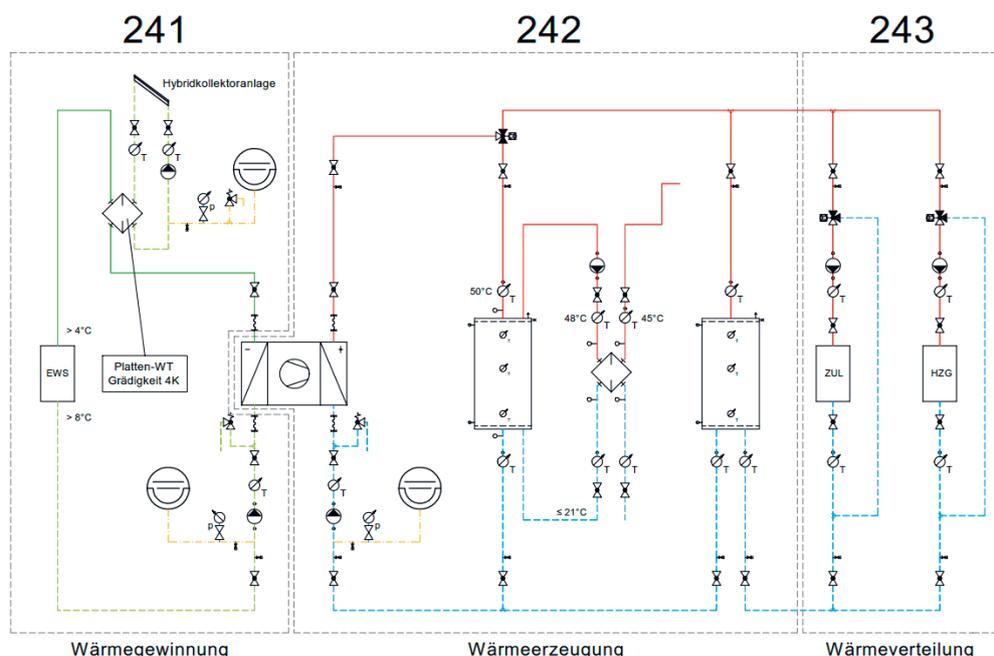


Abbildung 2: Vereinfachtes Heizungsschema

Beide Gebäude waren über Eisenrohre mit Zirkulationsleitung an einen 5-m³-Warmwasserspeicher von 1975 angeschlossen, der sich im Untergeschoss des Gebäudes Nr. 80 befand. Dieser wurde nachts zum Niedertarif direkt elektrisch auf über 60 °C Warmwassertemperatur aufgeladen. Da der Speicher nur nachts im Niedertarif nachgeladen wurde, musste er somit den Warmwasserbedarf des ganzen Tages abdecken. Für heutige Warmwasserbereitungstechnik war er daher deutlich überdimensioniert und auch aufgrund der Energieverluste nicht mehr zeitgemäß. Es gab keine hydraulische Wärmeverteilung im Gebäude. Die Wohnungen wurden dezentral und individuell über zahlreiche elektrische Nachtspeicheröfen geheizt. Die nächtliche Aufladung auf sehr hohe Temperaturen von bis zu 100° C in kalten Perioden erfolgte nutzergesteuert und nicht witterungsgeführt. Dies führte sehr wahrscheinlich zu erheblichen Lüftungswärmeverlusten und Übertemperaturen in den Wohnungen. Mangels zentraler Wärmeerzeugung existierte vor der Sanierung keine Heizungszentrale.

Die bauliche energetische Sanierung umfasste

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

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

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



Abbildung 3-6: Liegenschaft nach der Gebäudehüllensanierung und Heizungsersatz

Auswertung Messdaten

Verbräuche Nutzenergie

Der Gesamtnutzenergiebedarf beider Mehrfamilienhäuser mit ihren insgesamt 17 Mietparteien teilt sich in rund 30 % Strom und 70 % Wärme auf, wobei der Wärmebezug aus 70 % Heizwärme und 30 % Brauchwarmwasser besteht. Die Jahresmesswerte des Brauchwarmwasserbedarfs weisen über die vier untersuchten Betriebsjahre eine steigende Tendenz auf. Der Bauherrschafft waren auf Nachfrage bezüglich Belegung keine Leerstände oder eine angestiegene Belegung im untersuchten Zeitraum bekannt. Der Verbrauch scheint aufgrund des Nutzerverhaltens (evtl. durch Mieterwechsel) über die analysierten Betriebsjahre anzusteigen. Diese These wird unterstützt durch die Rückmeldung der Bauherrschafft bezüglich der deutlichen Erhöhung der Warmwasservorlauftemperatur von 45 °C auf 52 °C kurz nach Inbetriebnahme im Jahr 2016 aufgrund von Mieterbeschwerden. Es kann davon ausgegangen werden, dass die Mieterschaft einen Komfortanspruch aufweist, der über dem Norm-Nutzerverhalten nach SIA liegt.

Die Energieverbräuche der analysierten Mehrfamilienhäuser decken sich mehrheitlich mit den Referenzwerten des SIA-Merkblattes für Bestandsmehrfamilienhäuser. Eine deutliche Abweichung zum Normwert ist jedoch beim Heizwärmeverbrauch aufgrund der durchgeführten Gebäudehüllensanierung mit Aussenwärmedämmung auszumachen (Tabelle 1).

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

Tabelle 1: Vergleich der durchschnittlichen Nutzenergieverbräuche mit Normkennzahlen

Bilanzierungen Energiesystem

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

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

Tabelle 2: Zusammenfassung der jährlichen Energiemengen zur Wärmeversorgung der Mehrfamilienhäuser

Der jährliche Strombezug resp. eine Wärmeproduktion liegt bei rund 40 bis 47 MWh/Jahr resp. 142 bis 159 MWh/Jahr. Eine deutliche Abweichung ergibt sich im Brauchwarmwassersystem zwischen der Speicherladung und des Wärmeverbrauchs mittels Frischwasserstation inklusive Zirkulationsleitungen. Die Beladung der Brauchwarmwasserspeicher übersteigt den Verbrauch in den untersuchten Betriebsjahren jeweils um rund 20 MWh/Jahr resp. 35 %. Eine detaillierte Analyse der Zirkulations- und weiteren Systemverluste ist aufgrund fehlender Messsensoren zwischen Speicher und Frischwasserstation nicht möglich. Eine weitere Verlustquelle durch

eine gestörte Temperaturschichtung im Brauchwarmwasserspeicher kann anhand der vorhandenen Temperaturfühler ausgeschlossen werden.

Zu den einzelnen Verbräuchen der Betriebsjahre wird zusätzlich eine Jahresarbeitszahl für das System ermittelt. Die berechnete Jahresarbeitszahl entspricht aufgrund des gemessenen Strombezugs inkl. Aggregate der Systemgrenze «SNG+» (Abbildung 7).

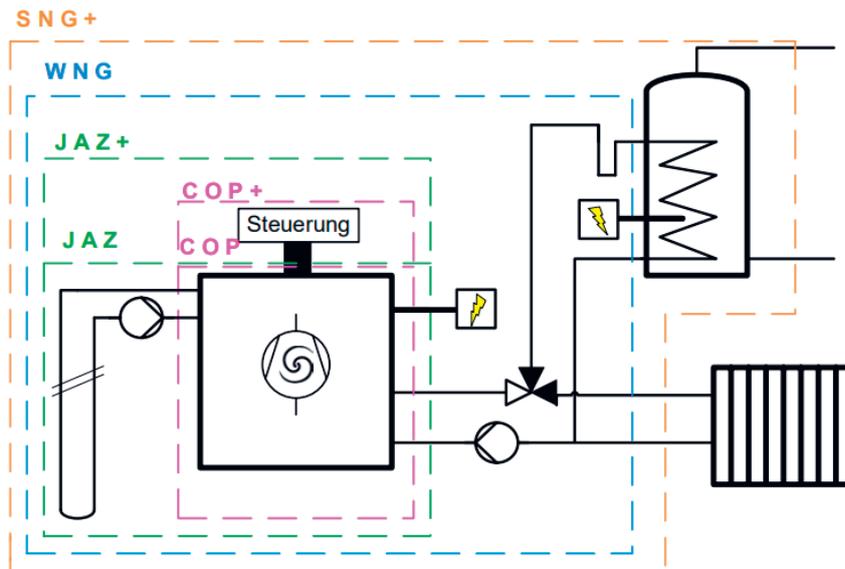


Abbildung 7: Systemgrenzen der unterschiedlichen Jahresarbeitszahlen (Bildquelle: Schlussbericht Feldmessung Wärmepumpen-Anlagen 2015-2018)

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

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

Für den vorliegenden Fall wird zur Berechnung der Wärmepumpen-Jahresarbeitszahl lediglich der Strom für die Umwälzpumpen, jedoch nicht der Strom für die Systemregelung vom Strombezug WP + Aggregate abgezogen. Die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe ohne Strom für die Umwälzpumpen erhöht sich in den vier Betriebsjahren um 10 % bis 15 % und liegt zwischen 3.7 und 4.1. (Abbildung 8)

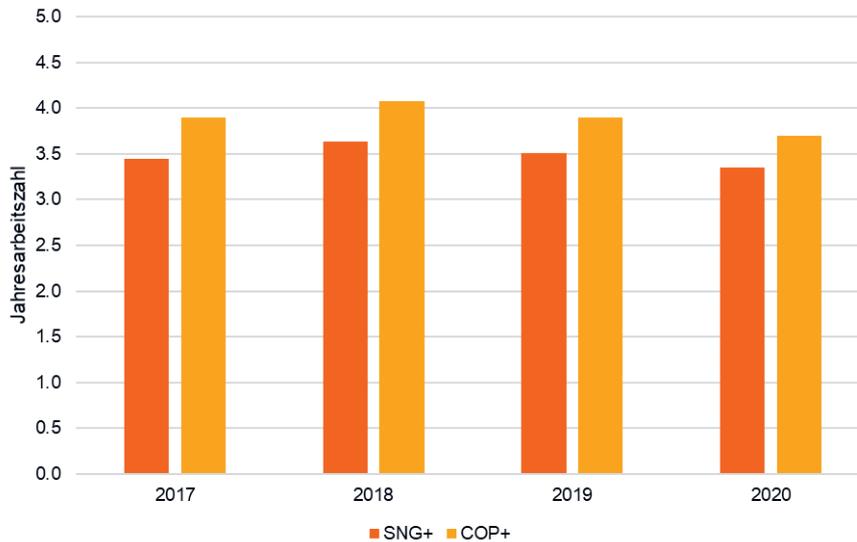


Abbildung 8: Vergleich der jährlichen Jahresarbeitszahlen inkl. Aggregate mit der Jahresarbeitszahl ohne Berücksichtigung des Stroms für Umwälzpumpen

PVT-Erträge und Erdreichregeneration

Die auf dem Dach der beiden Mehrfamilienhäuser installierte, nach Süden ausgerichtete PVT-Anlage erreicht mit der Solarwärme- und Solarstromproduktion einen hohen Energienutzungsgrad für den Betrieb des Energiesystems. Die Kernnutzung des PVT-Ertrags bildet dabei die Solarwärmeproduktion zur Regeneration des Erdreichs zum Ausgleich des Wärmeentzugs durch den Wärmepumpenbetrieb. Der PVT-Anlagenertrag teilt sich über die untersuchten Betriebsjahre gleichmässig auf und lag bei 94 bis 104 MWh/a, davon rund 70 % für Solarwärme und 30 % für Solarstrom. Aus diesem Ertrag leiten sich hohe spezifische Kennzahlen von 415 kWh/m²*a Solarwärmeertrag und 1070 kWh/kW_p Solarstromertrag als Durchschnitt der Betriebsjahre ab. Dieser Solarwärmeertrag ist bemerkenswert und darf als sehr hoch bewertet werden. (Vgl. dazu Abschlussbericht BFE-Studie Oberfeld Ostermundigen mit einem durchschnittlichen Ertrag der Hybridkollektoranlagen von 330 kWh/m²a.) Dieser hohe Solarwärmeertrag resultiert aus dem geplanten Regenerationsgrad von 60 %, was in der Regenerationsphase mehr Wärmeaufnahme im Erdreich ermöglicht. Einen weiteren positiven Effekt haben die konstant niedrigen Kollektorvorlauftemperaturen, die den Temperaturanstieg im Erdreich verringern.

Die Untersuchung der schwankenden Solarwärmeproduktion, die direkt mit der Regeneration des Erdreichs verbunden ist, korreliert nicht direkt mit der Wärmeproduktion mittels Wärmepumpe oder der am Standort gemessenen globalen Einstrahlungssumme in der Horizontale. Die Schwankung deutet auf eine im Zweijahresrhythmus variierende Aufnahmekapazität der Regenerationswärme im Erdreich hin, die unabhängig ist von der angestiegenen Wärmeproduktion der Wärmepumpe und der Einstrahlungssumme. Diese Erkenntnis lässt sich durch den Vergleich der Betriebsjahre 2018, 2019 und 2020 bestätigen (Abbildung 9). Im Jahr 2019 ist ein Rückgang der Solarwärmeproduktion gegenüber dem Jahr 2018 zu erkennen – dies trotz erhöhter Wärmeproduktion der Wärmepumpe und vergleichbarer Einstrahlungssumme. Im darauffolgenden Betriebsjahr 2020 steigt die Solarwärmeproduktion mit der erhöhten Wärmeproduktion der Wärmepumpe und der höheren Einstrahlungssumme wieder deutlich an. Die Betrachtung der Solarstromproduktion ist über die vier Betriebsjahre trotz variierender Einstrahlungssumme sehr konstant.

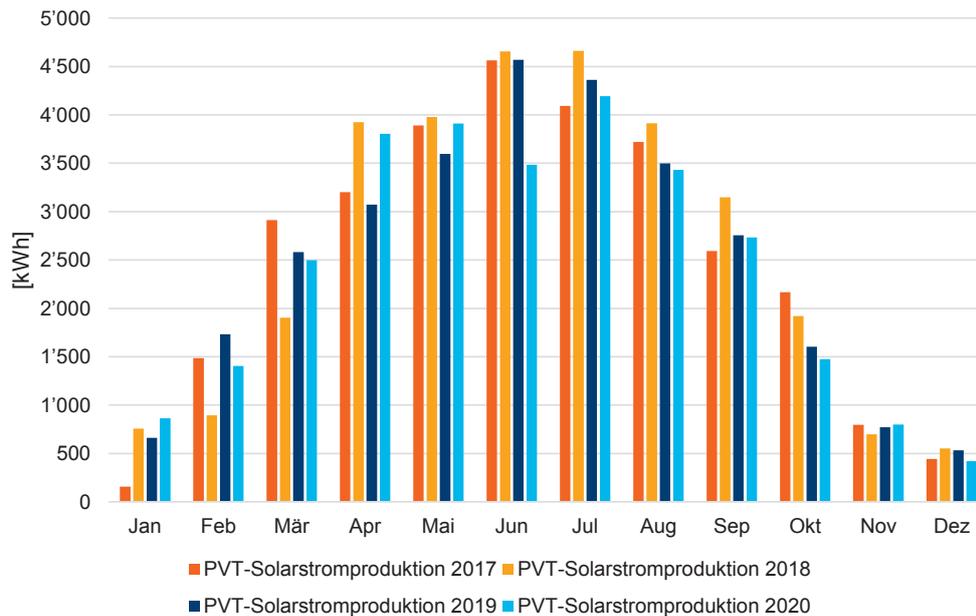


Abbildung 9: Zusammenfassung der Messdaten in monatliche Solarstromproduktion mit Ertragsschwankungen aufgrund der Einstrahlungsverhältnisse

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

Kennzahlen Regeneration	Apr. 17- Mrz. 18	Apr. 18- Mrz. 19	Apr. 19- Mrz. 20
Jahressumme hor. Globalstrahlung [kWh/m ²]	1'315	1'315	1'345
PVT-Solarwärmeproduktion [kWh]	64'564	71'869	77'180
WP-Wärmebezug Erdreich [kWh]	-105'027	-115'693	-114'458
Regenerationsgrad	61%	62%	67%

Tabelle 3: Zusammenfassung des Wärmebezugs und der Regeneration des Erdreichs in Bezug auf die Globalstrahlungssumme

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

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

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

Tabelle 5: Übersicht der minimalen Erdsondeneintritts- und -austrittstemperatur auf Basis von Stundenmittelwerten über die Betrachtungsperioden

PV-Eigenverbrauch

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

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

Tabelle 6: Zusammenfassung der Solarstromproduktion und des direkt vor Ort im Gebäude verbrauchten Solarstroms

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

Simulationsresultate

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

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

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

Tabelle 1: Resultatvergleich Messergebnisse und Simulationsresultate

Die Validierung des Simulationsmodells in Polysun zeigt für die Bereitstellung der benötigten Wärmeenergie eine leichte Unterschätzung des Strombezugs der Wärmepumpe. Diese Unterschätzung führt zu einer entsprechenden Überschätzung der Wärmepumpeneffizienz (JAZ) im Simulationsmodell. Die grösste Abweichung beim Resultatvergleich ist bei der PVT-Solarstromerzeugung zu finden. Die Polysun-Simulation weist bei der spezifischen Solarstromerzeugung einen hohen Ertrag von rund 1300 kWh/kW_p auf, was eine deutliche Überschätzung darstellt. Der Vergleich der eingespeisten Solarwärme zur Erdreichregeneration weist beinahe identische Resultate auf, was auch zu einem vergleichbaren Regenerationsgrad des Erdreichs führt. Für die detailliertere Validierung der Erdreichsimulation wurden die Erdsondentemperaturen der durchschnittlichen Messresultate der vier Betriebsjahre mit den Simulationsresultaten auf Basis von Stundenmittelwerten verglichen (Abbildung 10).

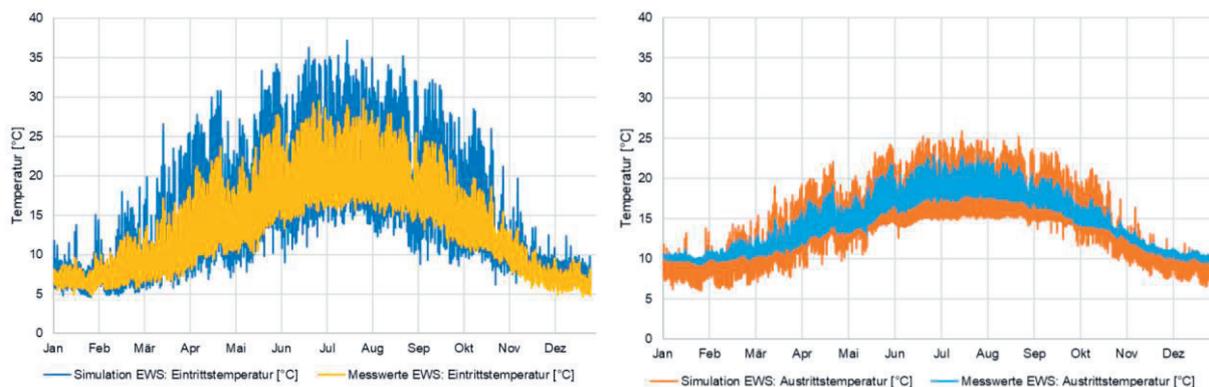


Abbildung 10: Vergleich gemessener und simulierter Ein- bzw. Austrittstemperaturen der Erdwärmesonden

Der Temperaturverlauf des Simulationsergebnisses über eine einjährige Zeitspanne zeigt im Vergleich zu den effektiven Messresultaten deutlich mehr Temperaturspitzen – in beide Richtungen. Im Mittelwert ist der Kurvenverlauf zwischen Messung und Simulation jedoch vergleichbar. Die Austrittstemperatur aus dem Erdreich wird im Simulationsmodell leicht unterschätzt, was zu einer höheren saisonalen Temperaturschwankung im Simulationsmodell führt. Da die Temperaturschwankung abhängig ist von den Erdreicheinstellungen im Simulationsprogramm kann diese Abweichung vermutlich auf den spezifischen Erdreichaufbau am Standort der Liegenschaft zurückgeführt werden.

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

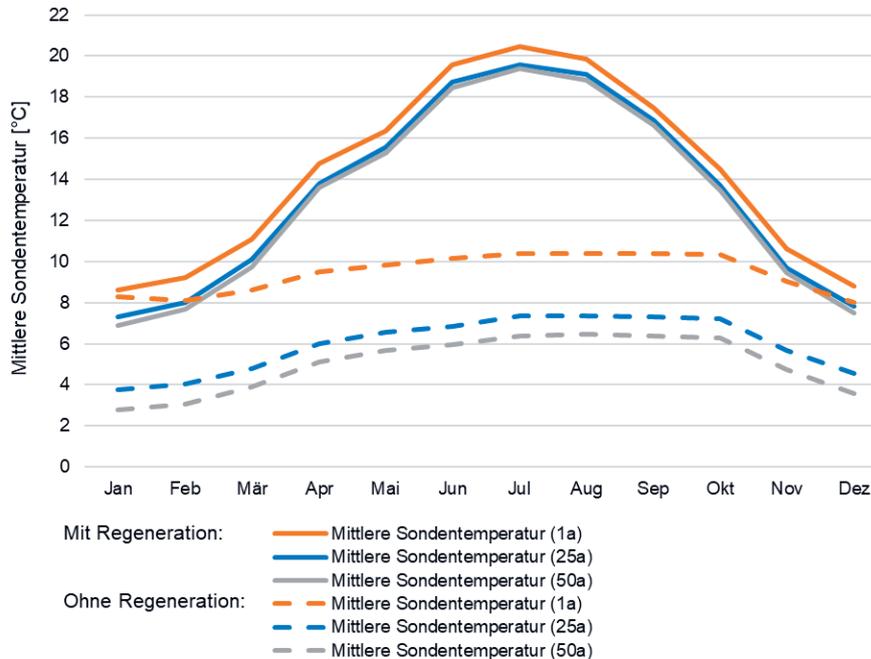


Abbildung 11: Vergleich der mittleren Sondentemperatur nach 1, 25 und 50 Betriebsjahren mit und ohne Regeneration des Erdreichs mittels Solarwärme

Anhand des validierten Simulationsmodells wurde ein zusätzlicher Vergleich des in Meilen installierten Gebäudeenergiesystems mit und ohne Erdreichregeneration durchgeführt. Dazu wurden die Erdreichtemperaturen über 50 Betriebsjahre simuliert und die beiden Varianten gegenübergestellt. Für die Simulationen wurden die identischen Templates und Eingaben verwendet. Für die Simulation ohne Regeneration wird in Polysun lediglich die Solarpumpe deaktiviert. Die Simulationsresultate des installierten Energiesystems mit Regeneration ergeben nach 50 Betriebsjahren eine minimale Erdreichauskühlung von rund 2 K gegenüber dem ersten Betriebsjahr. Die Simulation ohne Regeneration des Erdreichs weist eine deutlich höhere Erdreichauskühlung von rund 5 K gegenüber dem ersten Betriebsjahr auf. Der Vergleich der beiden Varianten zeigt die Auswirkung der Regeneration des Erdreichs nach 50 Betriebsjahren sehr deutlich (Abbildung 11). Die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe liegt gemäss Simulation nach 50 Betriebsjahren im nicht regenerierten Fall bei 3.8 und im regenerierten Fall bei 4.2. Dies bedeutet, dass ein Effizienzverlust von 10 % im fünfzigsten Betriebsjahr entsteht, wenn das Erdreich nicht thermisch regeneriert wird.

Dieser Effizienzverlust kann zur Bewertung der Regeneration auch in einen Wirtschaftlichkeitsvergleich überführt werden. Die jährliche Betriebsstromersparung aufgrund der höheren Wärmepumpeneffizienz über die Simulationsdauer von 50 Jahren beträgt gemäss Simulationsmodell 2980 kWh. Dies entspricht einer Gesamtersparung unter Berücksichtigung der spezifischen Stromkosten und einer jährlichen Energiepreissteigerung¹ von 33'425 CHF über die 50 Betriebsjahre.

¹ Angenommene jährliche Energiepreissteigerung 1%/a

Interpretation der Ergebnisse

Kritische Anlagengrösse für wirtschaftliche Regenerationslösungen

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

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

Vergleich geplanter Wärmebedarf und gemessener Verbrauch

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

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

Tabelle 8: Vergleich Planungswerte nach SIA-Norm mit den gemessenen Verbrauchswerten

Die Abweichungen in Tabelle 8 weisen für den durchschnittlichen Wärmeverbrauch der untersuchten Betriebsjahre zum Planungswert einen geringeren Brauchwarmwasserverbrauch auf. Jedoch übersteigt der höchste gemessene Brauchwarmwasserverbrauch im Jahr 2020 den Normwert um 10 %. Der gemessene Heizwärmeverbrauch liegt mit +7 % leicht über dem Planungswert für die Systemauslegung. Die Abweichungen beweisen, dass mithilfe der Normwerte eine vernünftige Systemauslegung ohne hohe Sicherheitszuschläge möglich ist.

Für die beiden Mehrfamilienhäuser bedeutet die Umstellung von der elektrischen Wärmeproduktion (Boiler und Elektroheizkörper) auf das Wärmepumpensystem mit Erdreichregeneration eine enorme Effizienzsteigerung. Die Strombedarfsreduktion bis zum mittleren Stromverbrauch über die 3 Jahre nach der Sanierung ist in der nachfolgenden Abbildung 12 für die einzelnen Sanierungsschritte in einer hypothetischen Aufgliederung der einzelnen Massnahmen veranschaulichend dargestellt.

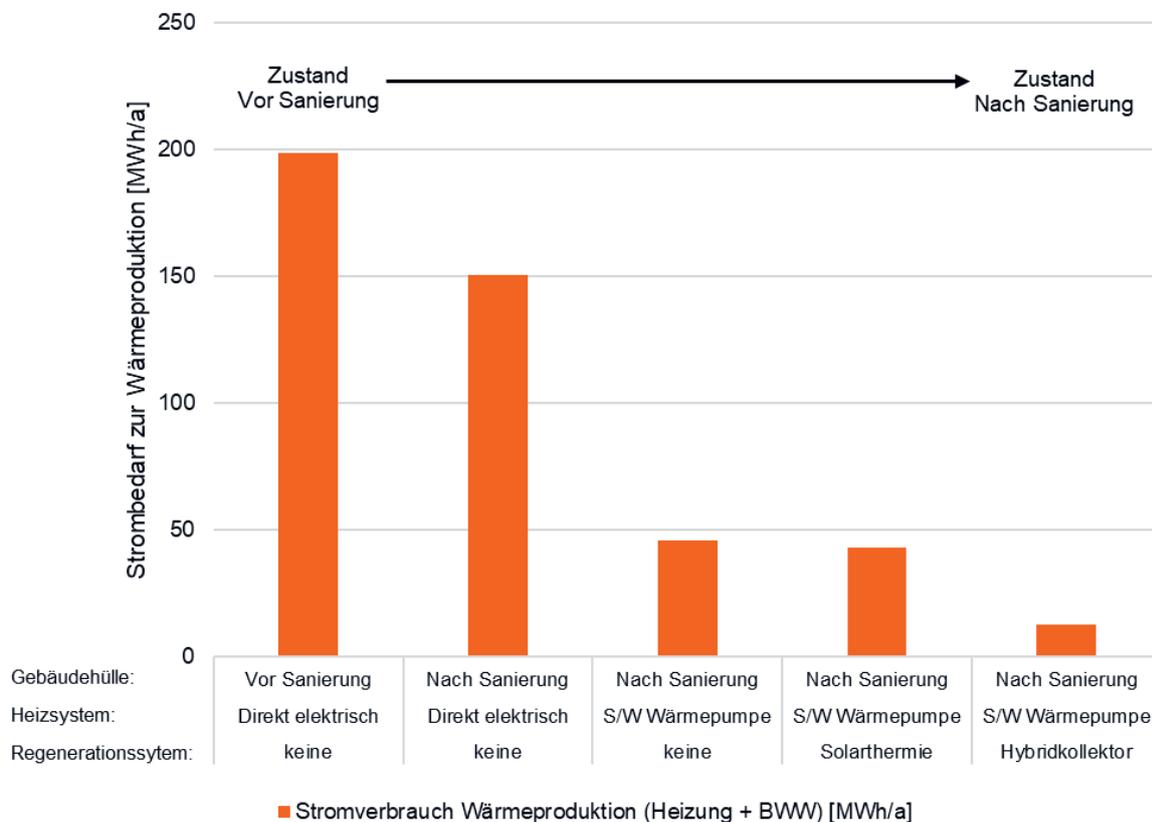


Abbildung 12: Abgestufte Stromverbrauchssenkung mittels Gebäudesanierung, Heizsystemersatz und Erdreichregeneration

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

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

Tabelle 9: Vergleich Stromverbrauch vor und nach Sanierung

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

Zusammenfassung der wichtigsten Erkenntnisse und Lessons learned

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

- Die Investition in ein nachhaltiges Heizungssystem hat sich für die Eigentümerschaft des Doppel-Mehrfamilienhauses Ländisch als rentabel erwiesen.
- Die leichte Mietzinserhöhung lässt sich mit der erzielten Komfortsteigerung in den Wohnungen rechtfertigen.
- Die Transformation bestehender Gebäude in Netto-Null-taugliche Gebäude kann mittels minimal invasiver Intervention sozialverträglich erfolgen, ohne für die Sanierungsarbeiten entmieten zu müssen.

Abschliessende Überlegungen

Die im Rahmen dieser Studie analysierte Gebäudesanierung zeigt exemplarisch auf, dass es mit derzeit verfügbaren Technologien und zu durchaus vertretbaren Investitionskosten möglich ist, bewohnte Mehrfamilienhäuser umwelt- und sozialverträglich zu sanieren und gleichzeitig attraktive Renditen zu erwirtschaften. Eine ganzheitliche Sanierung, die den Fokus auf Emissionsfreiheit und einen geringen Stromverbrauch im Winter legt, ermöglicht eine Komfortsteigerung für die Bewohnerinnen und Bewohner und berücksichtigt gleichzeitig Ansprüche an Ästhetik, Architektur sowie die Sanierungszyklen des Gebäudes. Darüber hinaus kann gezeigt werden, dass eine nachhaltige Nutzung von Erdwärme durch solare Regeneration in Wohngebieten möglich und wirtschaftlich realisierbar ist. Dies wird voraussichtlich die einzige Möglichkeit sein, um mittelfristig in dicht bebauten Gebieten Erdwärme zu nutzen, wie schon in zwei Studien [2] der Stadt Zürich aufgezeigt wurde.

Quellen

- [1] M. Bättschmann, S. Büttgenbach, M. Caflisch, M. Willim; Schlussbericht «Erkenntnisse über Erdwärmesonden-Regeneration am Beispiel Doppel-Mehrfamilienhaus Ländisch», 2021
Deutsch:
<https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/energieeffizienz/umgebungswaerme.html>
Français:
<https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/approvisionnement/efficacite-energetique/chaleur-ambiante.html>
- [2] P. Persdorf, F. Ruesch, M. Haller: Schlussbericht «RegenOPT», 2015

Beat Nussbaumer, eicher+pauli Bern AG

BFE F&E-Projekt **SI/501685** (in Bearbeitung 2018 – 2022)

2000-Watt Areal Weltpostpark Bern, autarke, regenerative Wärme mit Eisspeicher

Zusammenfassung

Im oberen Murifeld in Bern wurden mit dem Projekt «Weltpostpark» 170 Wohnungen in drei Gebäuden im Standard 2000 Watt-Areal nach SIA 2040 / Minergie eco realisiert. Die drei Mehrfamilienhäusern der SSA Architekten umfassen eine Bruttogeschossfläche von rund 19'000 m² und sind aktuell nominiert für die Auszeichnung «Wohnbauten des Jahres».

Zur Erlangung des 2000-Watt Standards konnten für die Wärmeversorgung als erneuerbare Energiequelle weder Erdwärme noch Grundwasser oder Holz genutzt werden. Im Rahmen einer Evaluation fiel die Wahl auf eine 100% regenerative und autarke Solarabsorber-Eisspeicher-Wärmepumpen-Anlage, wobei zusätzlich die Abwasser-Abwärme erschlossen wurde. Die Planungsarbeiten begannen 2014, ab Sommer 2020 erfolgte der Bezug.

Sowohl Eisspeicher-Solarabsorber als auch Abwasser-Wärmenutzungen sind etablierte Technologien. Mit einer kombinierten Nutzung resultiert ein hoher Effizienzgrad und eine autarke Wärmeversorgung. Mit Unterstützung durch das Bundesamt für Energie wird der Betrieb während zwei Jahren analysiert und optimiert. Die bisherigen Auswertungen lassen folgende Aussagen und Schlussfolgerungen zu:

- 1. Die Kombination einer Eisspeicher-Solarabsorber- mit der Abwasser-Abwärmennutzung bei Wohnnutzungen ist zielführend und wirtschaftlich tragbar für autarke, erneuerbare Wärmeversorgungen an Standorten, wo keine lokal gebundenen erneuerbare Energiequellen oder Holz zur Verfügung stehen.*
- 2. Alle drei Wärmepumpen-Anlagen erreichen oder übertreffen die prognostizierten Effizienz-Zielwerte.*
- 3. In den ersten Betriebsjahren ist dem höheren Wärmebedarf bei Massivbauten durch die Bauaustrocknung Beachtung zu schenken. Ebenso kann ein erhöhter Warmwasserbezug zu einer verfrühten Speicher-Vereisung führen. Für diesen Fall kann ein Not-Elektroregister vorgesehen werden, wobei der Elektrobezug durch Fotovoltaik abgedeckt werden soll.*
- 4. Auch mit der Klimaerwärmung kann es im schweizerischen Mittelland noch zu einer längeren Schneeüberdeckung der Solarabsorber kommen. Mit einer transluziden PV-Überdeckung oder einem grösseren Neigungswinkel kann dem entgegengewirkt werden.*
- 5. Wir empfehlen eine transparente und nachvollziehbare Auslegung der Systemkomponenten am besten im Rahmen einer dynamischen Simulation. Erfolgt diese nicht durch die Systemanbieter, sind Annahmen, Leistungsdaten und die Betriebsstrategie zu dokumentieren.*
- 6. Wegen den limitierten erneuerbaren Ressourcen einerseits und andererseits die hohe Relevanz des Nutzerverhalten (Performance Gap), ist eine klare Schnittstellendefinition zwischen Planer und Systemanbieter unabdingbar.*

Summary

In the upper Murifeld in Bern, 170 apartments in three buildings were realized with the project "Weltpostpark" in the standard 2000 Watt area according to SIA 2040 / Minergie eco. The three apartment buildings by SSA Architekten comprise a gross floor area of around 19,000 m² and are currently nominated for the "Residential Buildings of the Year" award.

To achieve the 2000-watt standard, neither geothermal energy nor groundwater nor wood could be used as renewable energy sources for the heat supply. In the course of a broad evaluation, the choice fell on a 100% renewable and self-sufficient solar absorber ice storage heat pump system, whereby wastewater waste heat was also tapped. Planning work began in 2014, with occupancy starting in the summer of 2020.

Both ice storage solar absorbers and wastewater heat utilization are established technologies. Combined use results in a high degree of efficiency and a self-sufficient heat supply. With the support of the Swiss Federal Office of Energy, the operation will be analyzed and optimized during two years. The evaluations so far allow the following statements and conclusions:

- 1. The combination of ice storage solar absorber / waste water waste heat recovery is target-oriented for residential use.*
- 2. All three heat pump systems achieve or exceed the predicted efficiency target values.*
- 3. In the first years of operation, the higher heat demand of solid buildings due to drying out of the building must be taken into account. Likewise, increased hot water demand can lead to premature storage tank icing. For this case, an emergency electric register can be provided, whereby the electric supply is to be covered by photovoltaics.*
- 4. Even with climate warming, a longer snow cover of the solar absorbers can still occur in the swiss midlands. This can be counteracted with a translucent PV cover or a larger tilt angle.*
- 5. We recommend a transparent and comprehensible design of the system components, preferably within the framework of a dynamic simulation. If this is not done by the system providers, assumptions, performance data and the operating strategy have to be documented.*
- 6. Due to the limited renewable resources on the one hand and the high relevance of the user behavior (performance gap) on the other hand, a clear interface definition between planner and system provider is indispensable.*

Beschrieb Pilot- und Demonstrationsprojekt

Die Überbauung Weltpoststrasse Bern umfasst drei Mehrfamilienhäuser mit 170 Wohnungen sowie Gemeinschafts- und Gewerbeflächen. Die drei Häuser sind nach SIA 2040, 2000 Watt Areal, Minergie eco erstellt. Im Rahmen der strategischen Planung wurden folgende Optionen zur Nutzung erneuerbarer Energien geprüft und wie folgt beurteilt:

- Grundwasser kann nicht genutzt werden, Erdsonden sind untersagt
- Der Raumbedarf für Luftregister ist nicht vorhanden
- Ein Nah- und Fernwärmeverbund ist auf absehbare Zeit nicht vorgesehen
- Eine Holzfeuerung ist wegen der bereits hohen Luftbelastung nicht erwünscht



Abbildung 1: Haus A und Haus C [1]

Unter diesen Voraussetzungen fiel der Systemscheid auf den Einsatz von Wärmepumpen mit Eisspeichern, welche mit nicht verglasten Kollektoren regeneriert werden. Durch Nutzung der Latent-Wärme wird den Eisspeichern Wärme bis zur Vereisung entzogen, wobei das Volumen mit der Vereisung theoretisch 8-fach, praktisch ca. 5.5-fach genutzt werden kann.

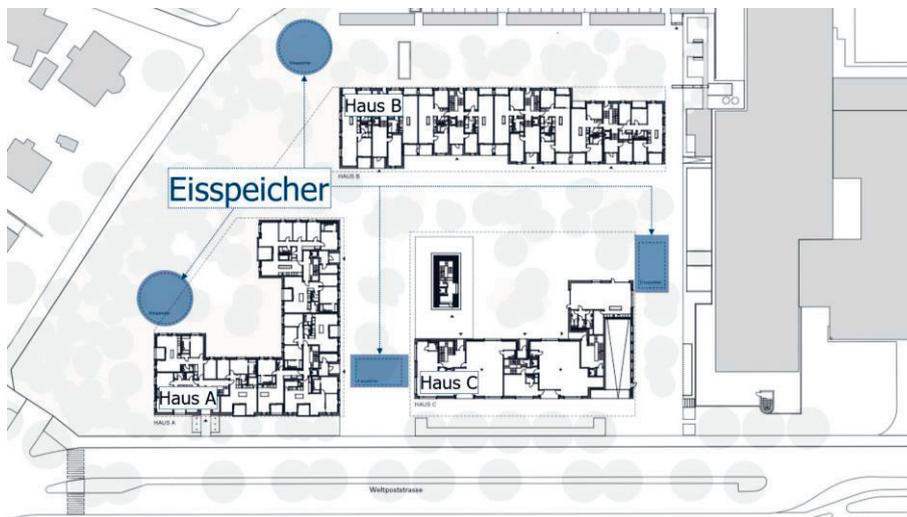


Abbildung 2: Situationsplan Häuser A, B und C

Energiekonzept

Die Wärmepumpe gewinnt ein Teil der Heizwärme aus der Kristallisationsenergie des Eisspeichers. Im Eisspeicher wird dieser Wechsel des Aggregatzustandes während der Heizperiode durch den Wärmeentzug der Wärmepumpe herbeigeführt. Wird das Eis im Regenerationsbetrieb wieder aufgetaut, kann dieser Prozess beliebig oft wiederholt werden. Am Ende der Heizperiode wird gezielt Eis aufgebaut. Dieses steht dann an heißen Tagen als Kältequelle für die Gebäudekühlung zur Verfügung.

Im Free-Cooling Betrieb können die Wohnungen mit der Regeneration des Eisspeichers über die Fussbodenheizung als Abgabesystem temperiert werden.

Über die Solar-Luftabsorber kann die niedrigere nächtliche Aussentemperatur genutzt werden, um das Wasser im Speicher oder das Gebäude selbst abzukühlen. So wird die Phase des sogenannten „Free-Cooling“ verlängert. Die Anlagensteuerung regelt auf einen Sommer- und Winterbetrieb. Die Einbindung der Hauptkomponenten ist nachfolgend ersichtlich:

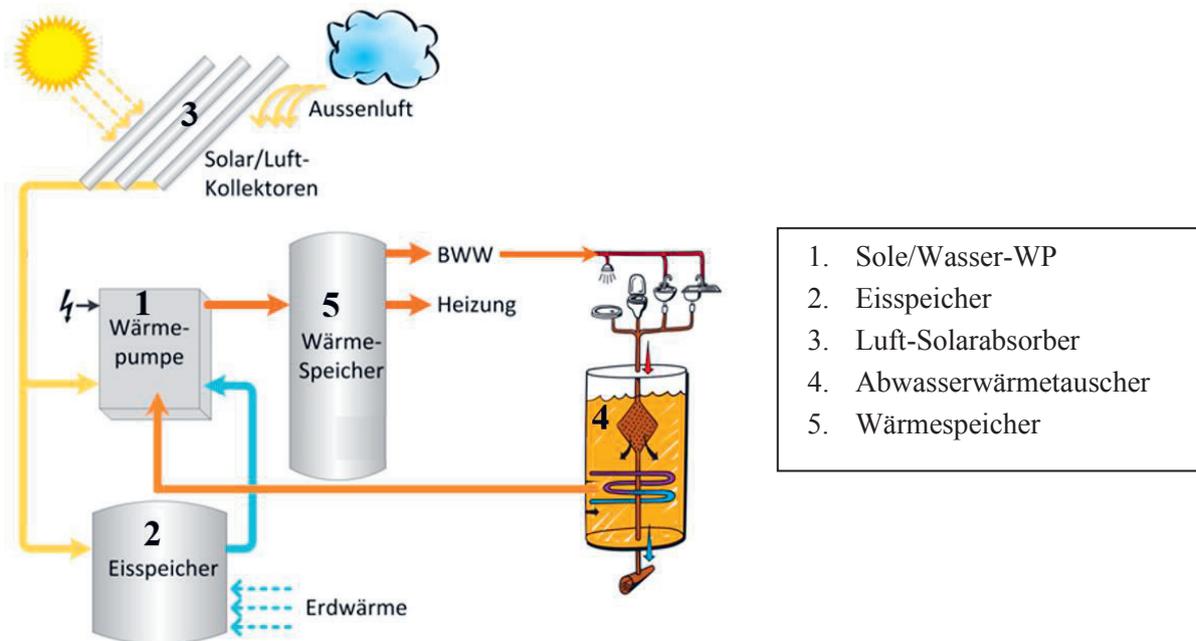


Abbildung 3: Komponenten

Die Lösung demonstriert, dass durch die Kombination bekannter Technologien (Eisspeicher, Abwasser-Abwärmenutzung) die Anforderungen der SIA 2040 auch im städtischen, verdichteten Raum, wo keine lokalen erneuerbaren Energien nutzbar sind, erfüllt werden können.

Obschon sich sowohl Eisspeicher als auch Abwasser-Abwärmenutzungen etablieren konnten, wurde die Kombination dieser Systeme für eine autarke Wärmeversorgung noch nicht analysiert. Die Zielsetzungen wurden wie folgt festgelegt:

1. Nachweis einer Auslegung für einen autarken Betrieb
2. Erkenntnisse aus dem kombinierten Anlagebetrieb
3. Hinweise auf ein Regelungskonzept für einen sicheren, aber auch effizienten Betrieb

Sole/Wasser-Wärmepumpen

Die fünf verbauten Wärmepumpen setzen sich bei allen Häuser aus zwei BWW-Wärmepumpen bei einer Wärmeleistung von 60 kW und drei Heizungs-Wärmepumpen mit 114 kW zusammen. Die Regulierung erfolgt in Stufen, der Durchfluss durch den jeweiligen Verflüssiger und Verdampfer kann mit einer motorisierten Absperrung aktiviert oder unterbunden werden.

Eisspeicher

Die Eisspeicher sollen zu 75% vereist werden und wurden wie folgt ausgebildet:

	Anzahl, Bauform	Gesamtvolumen
Haus A	1 x Zylinder	361 m ³
Haus B	1 x Zylinder	361 m ³
Haus C	2 x Quader	426 m ³

Mittels Radarsonden wird die Eisladung permanent überwacht. Durch das Vereisen der WT-Rohre im Eisspeicher steigt die Abgabe-, und Entzugsfläche, womit die Leistung der WT-Rohre während des Aggregatzustandswechsel in etwa gleich gross bleibt. Pro Eisspeicher kann eine Energiemenge von ca. 25 bis 30 MWh gespeichert werden.

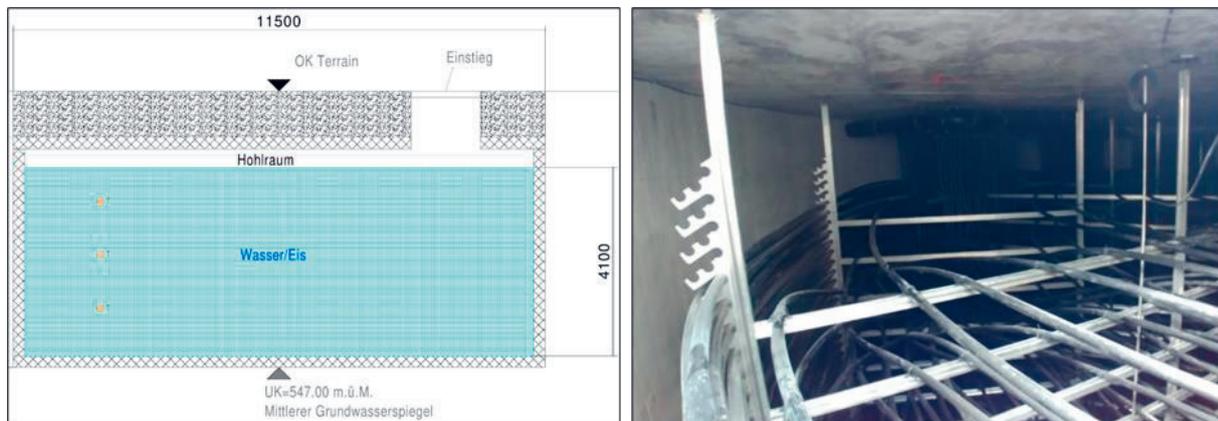


Abbildung 4: Eisspeicher Haus A und B

Luft-Solarabsorber

Auf den Häuser A und B sind jeweils 231 m² und auf Haus C 252 m² liegende Luft-Solarabsorber installiert. Die Absorber können in einem Direktbetrieb als Quelle für die Wärmepumpe genutzt werden sowie den Eisspeicher temperieren und regenerieren.

Grauwassernutzung

Die Grauwassernutzung dient als Quelle für die BWW-Wärmepumpen und entlastet dadurch die restlichen Quellen. Bei den Häusern A und C wird das gesamte Grauwasser genutzt, hingegen aus baulichen Gründen in Haus B nur ein Drittel. Die Grauwasser- Speicher fassen ein Wasservolumen von jeweils 1.1 m³.

Dynamische Simulation

Weil die Komponentendimensionierung der Systemanbieter nicht kommuniziert werden, wurden die Auslegungen im Rahmen einer dynamischen Simulation unter Abbildung der mehrjährigen Temperaturverläufe simuliert.

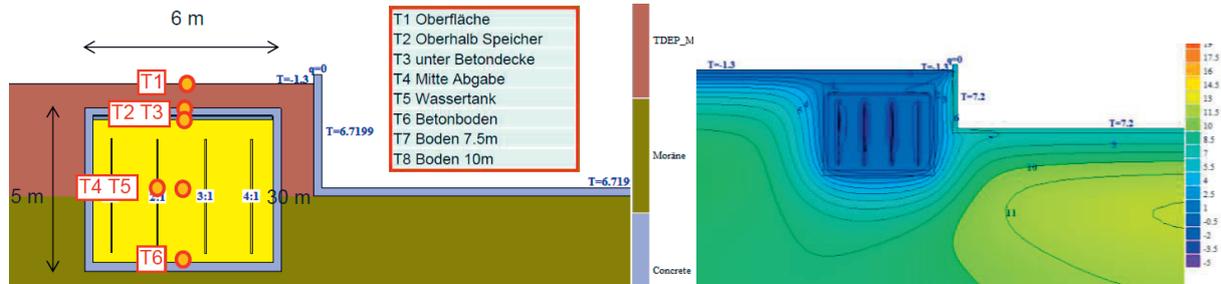


Abbildung 5: Simulationsmodell Eisspeicher

Temperaturen Ende 4. Betriebsjahr

Nachfolgend werden die Temperaturverläufe im vierten Betriebsjahr zuerst ohne, dann mit der Einbindung der Grauwassernutzung aufgezeigt:

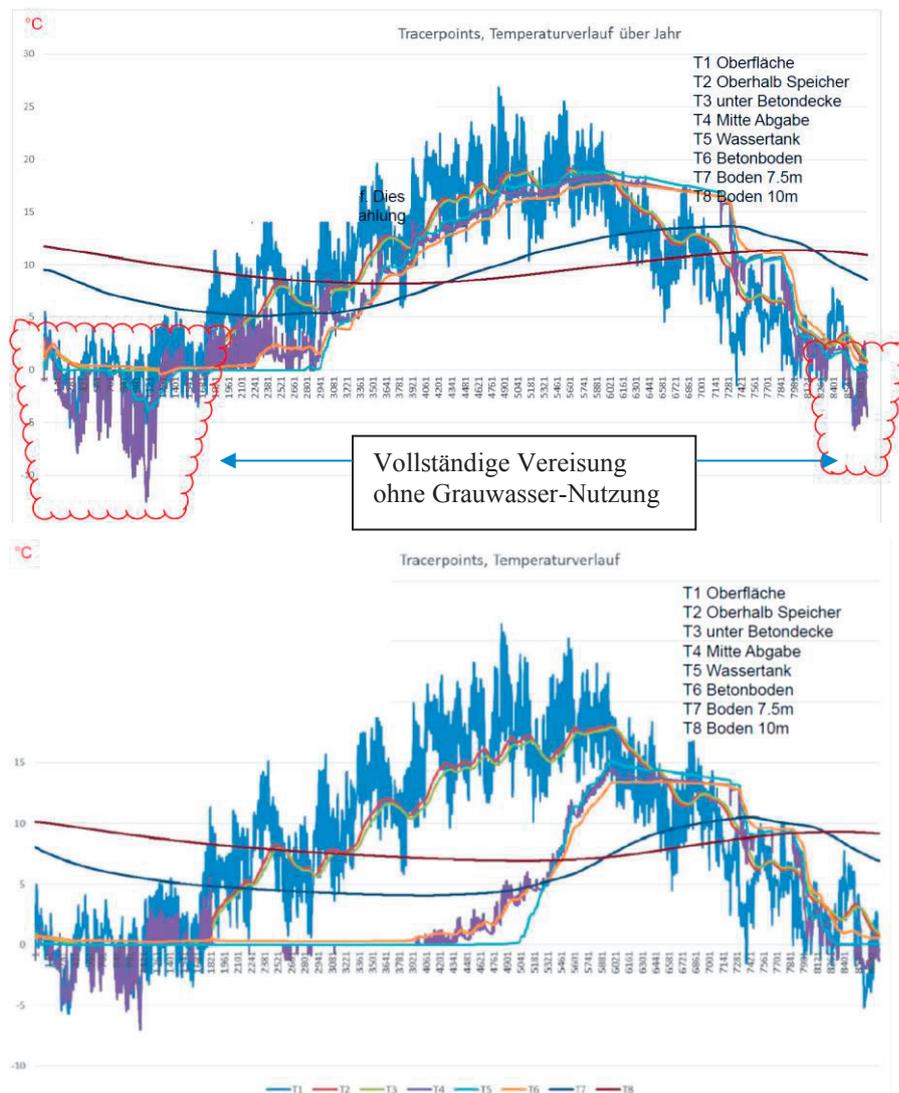


Abbildung 6: Simulation Temperaturen im vierten Betriebsjahr ohne/mit Grauwasser-AWN

Aus der Eisspeicher-Simulation ist ersichtlich, dass durch eine fehlende oder nur Teilweise Einbindung der Grauwassernutzung die Gefahr einer Überbelastung der Eisspeichers besteht. Die Simulation führte zum Schluss, dass mit den Auslegungen der Systemanbieter eine Zusätzliche Nutzung der Grauwasser-Abwärme unerlässlich ist. Würde davon abgesehen, müsste von einem sporadischen Einsatz einer Notheizung ausgegangen werden.

Effizienz Wärmepumpen

Der Wärmepumpenbetrieb erfolgt über die Grauwasser-AWN, die Eisspeicher sowie die Luft-Solarabsorber womit sich folgende theoretischen Wirkungsgrade ergeben. Die aufgelisteten Carnot Wirkungsgrade bilden dabei die möglichen Betriebsweisen der Wärmeerzeugung ab.

$$T_{Warm,Heizbetrieb} = 35 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$T_{Warm,BWW-Betrieb} = 63 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$T_{Kalt,Eisspeicher} = 0 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$T_{Kalt,Luft} = -14 \text{ und } 10 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$COP_C = \frac{1}{\eta_C} = \frac{T_{Warm}}{T_{Warm} - T_{Kalt}}$$

$$COP_{C,Heizbetrieb \text{ via Luft-Solarabsorber,Min}} = \frac{273 + 35}{(273 + 35) - (273 - 14)} = 6.3$$

$$COP_{C,BWW-Betrieb \text{ via Luft-Solarabsorber,Max}} = \frac{273 + 63}{(273 + 63) - (273 + 10)} = 6.3$$

$$COP_{C,Heizbetrieb \text{ via Eisspeicher}} = \frac{273 + 35}{(273 + 35) - (273 + 0)} = 8.8$$

Die vorgängig ersichtlichen maximal möglichen Carnot-Wirkungsgrade gilt es bestmöglich zu erreichen. Die durchschnittliche monatliche JAZ der Wärmeerzeugung berechnet sich aus den Energiezählermessungen der Senken und Quellen.

$$JAZ_{Monat} = \frac{Q_{Senkeenergie}}{Q_{Senkeenergie} - Q_{Quelleenergie}}$$

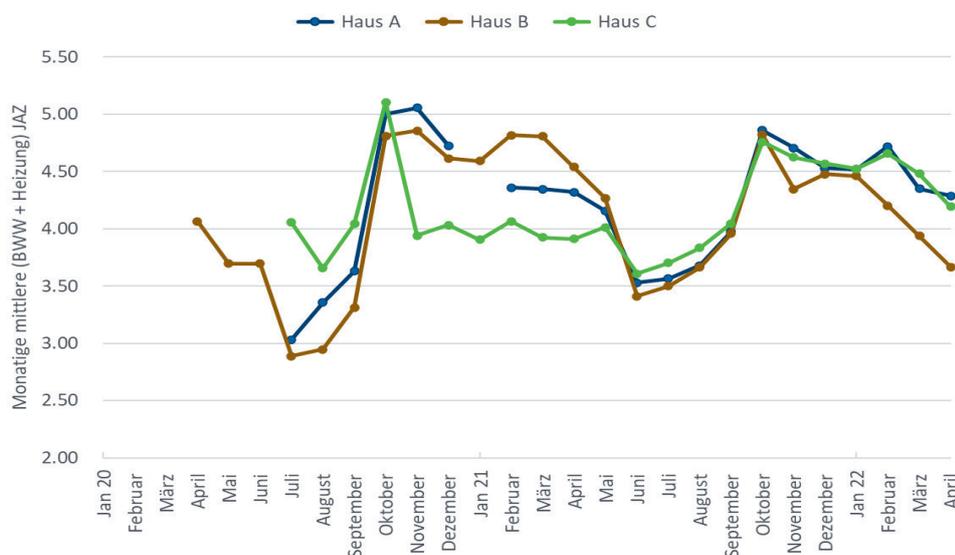


Abbildung 7: Monatliche Jahresarbeitszahl JAZ

Die Betriebsaufnahme erfolgte im Frühjahr 2020. Ab Dezember waren die FEKA-Anlagen in Betrieb. In den Wintermonaten fällt die Grauwassernutzung für die BWW-Wärmepumpen weniger ins Gewicht, da mehr Heizenergie benötigt wird.

Die zweite Heizperiode zeigte nun einen **stabilen Wärmepumpenbetrieb mit einer mittleren JAZ von 4.5**, mit einer Ausnahme: Wegen baulich schwierigen Voraussetzungen konnte in Gebäude C lediglich 1/3 des verfügbaren Grauwasser eingebunden werden. Die höhere Belastung der Eisspeicher führt zu einer tieferen Quelltemperatur und in der Folge zu einer deutlich geringeren JAZ. Diese liegt zwar mit Beginn der Heizperiode auch bei 4.5, jedoch gegenüber einer vollständigen Grauwassernutzung im Frühjahr nur bei 3.5.

Wärmesenken

In der Heizperiode 2021/22 wurde im Haus B leicht mehr Heizenergie als in den Häuser A und C verbraucht. Der Verbrauch an Warmwasser ist über die Betrachtungsperiode konstanter.

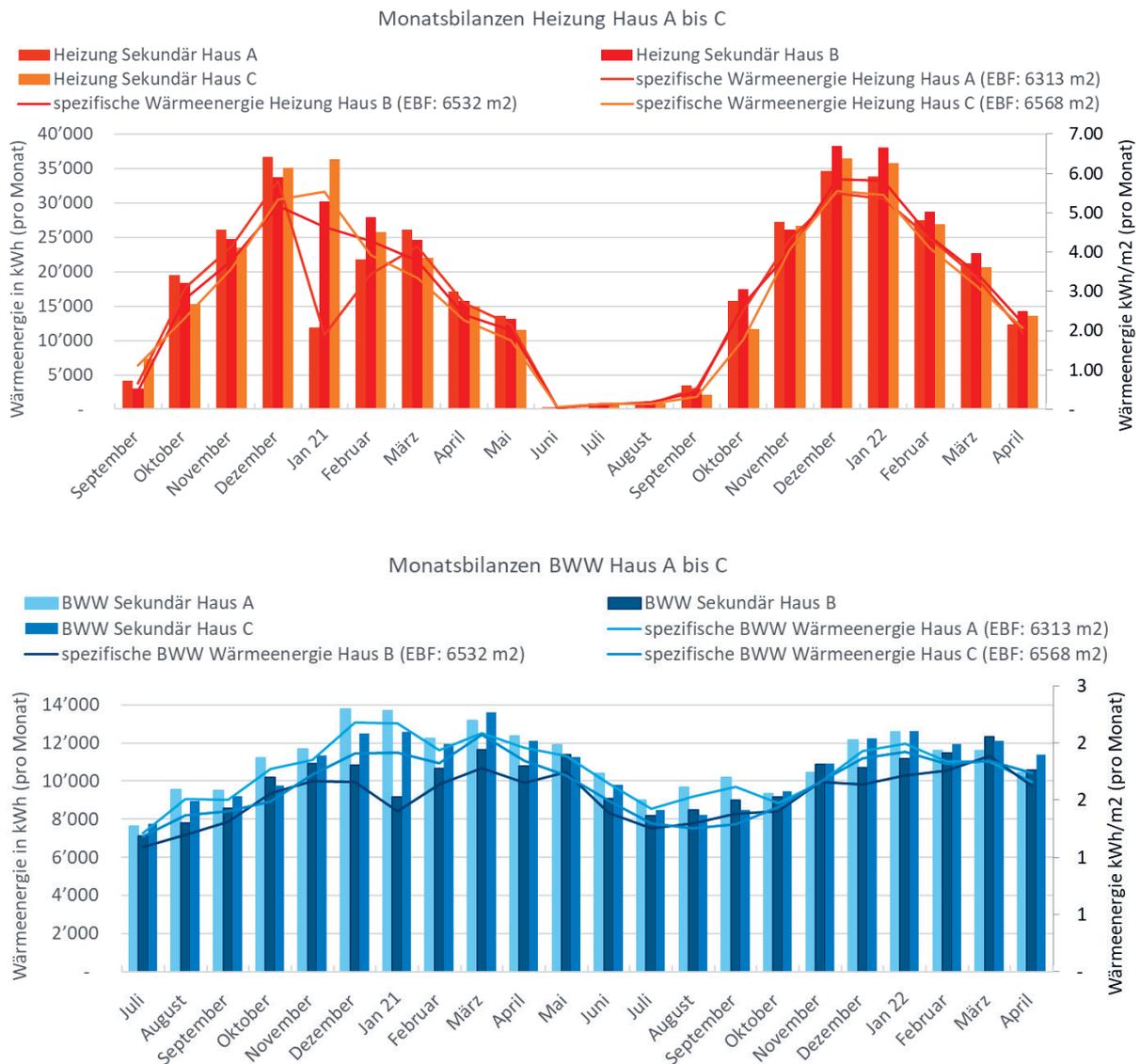


Abbildung 8: Wärmesenken

Quellennutzung

Für Effizienzverbesserungen stehen mehrere Temperatur- und Energiemessungen zur Verfügung. In der ersten Heizperiode 2020/21 ist ein grösserer Wärmeentzug des Eisspeichers erkennbar als in der Heizperiode 2021/22. Aus der Erfolgskontrolle ist der Betriebsanteil der Quellen ersichtlich und die Energiemengen der aufgeführten Quellen. Es ist erkennbar, dass die Anlage einen monatlichen Betriebsanteil der Luft-Solar Kollektoren/Grauwasser zwischen 50 bis 100% aufweist. Eine grosse Energiemenge der Regeneration ist nach Start des Heizbetriebes erkennbar. Der Eisspeicher wird über die Luft-Solarabsorber aufgetaut und erwärmt.

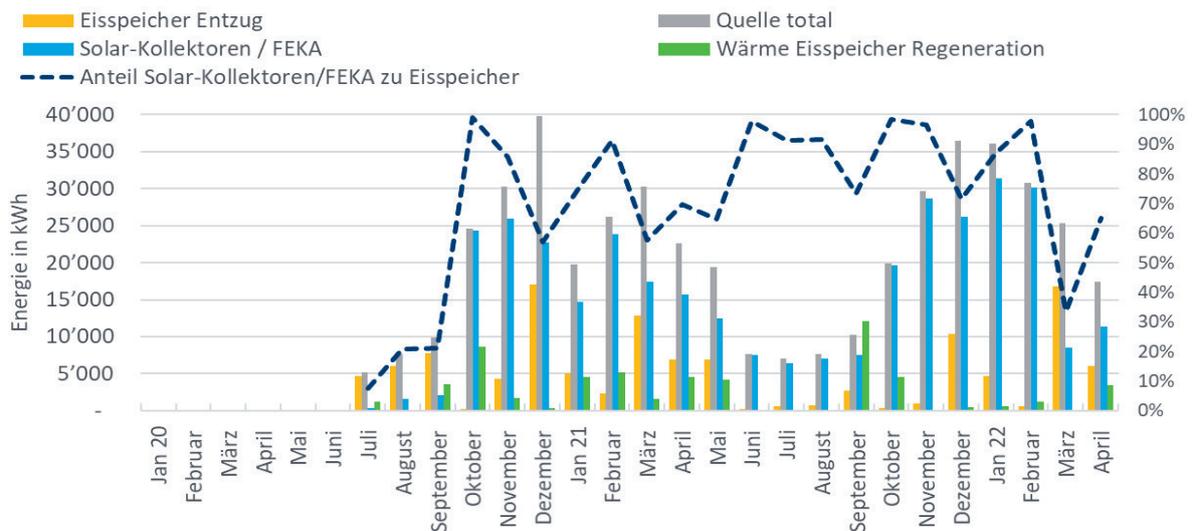


Abbildung 9: Quellenenergie und Anteile, Haus A

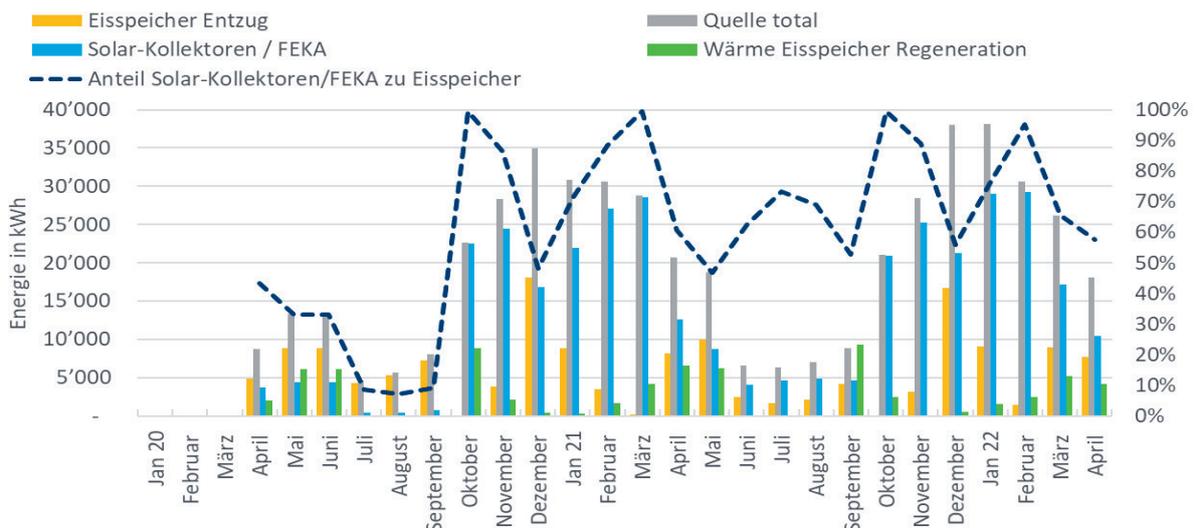


Abbildung 10: Quellenenergie und Anteile, Haus B

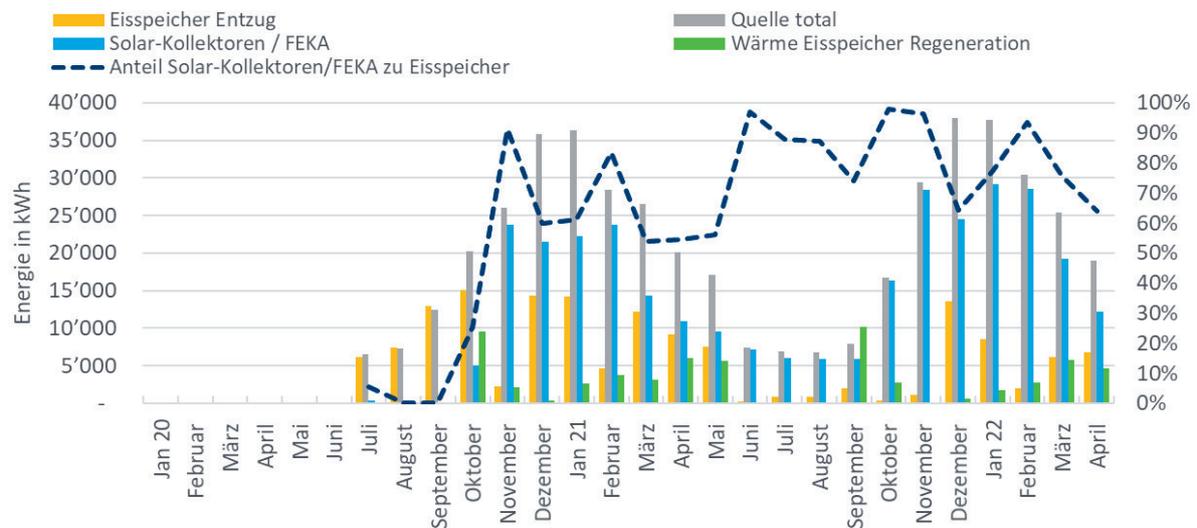


Abbildung 11: Quellenenergie und Anteile, Haus C

Historie und Eisspeicherdynamik

Bei allen Wärmeerzeugungen der Häuser kommt es ein bis zweimal jährlich zu einem Ausfall der Wärmepumpen. Als Ursache werden aktuell Spannungsschwankungen durch die Ladeinfrastruktur der E-Mobilität vermutet.

Haus A: Die Wärmeerzeugung ist seit März 2020 in Betrieb und das Gebäude seit Mai 2020 bezogen. Da der FEKA-Betrieb während der Heizperiode 2020/21 nicht zur Verfügung stand, führte die Überlastung des Eisspeichers und der Luft-Solarkollektoren zum frühzeitigen Vereisen vom Eisspeicher. Das Haus A musste mittels Notheizung versorgt werden. Die Wärmeerzeugung ist seit der Zuschaltung der Grauwassernutzung funktionstüchtig und es kommt nicht mehr zu einer Überbelastung des Eisspeichers. Während der Heizperiode 2021-2022 ist der Eisspeicher mit maximal 20% Eis entladen. Ab März schaltet die Anlage jeweils in den Sommerbetrieb und baut gezielt Eis auf um durch die Sommermonate das Gebäude zu kühlen. Die Vereisung des Eisspeichers wird durch den Sommerbetrieb auf ca. 60% geregelt.

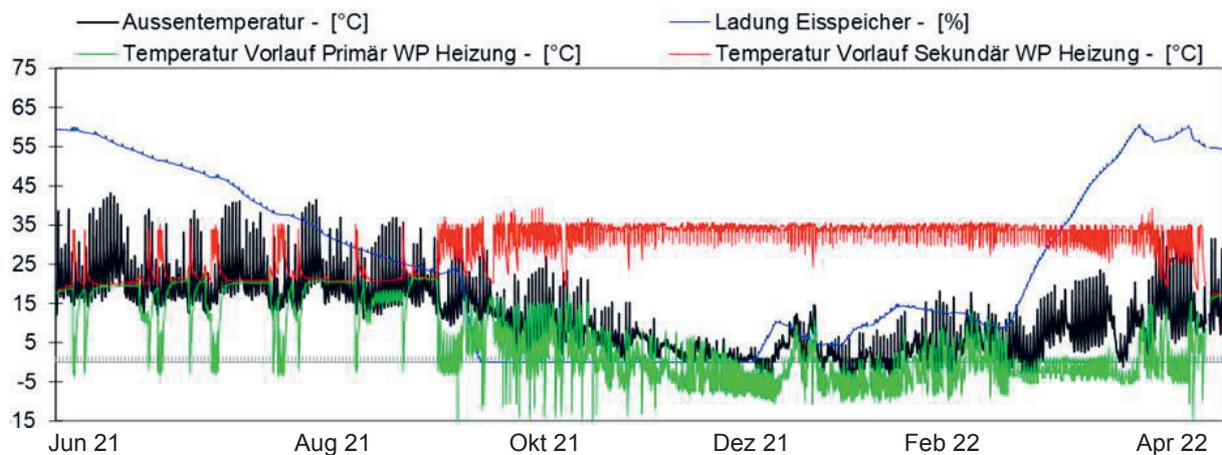


Abbildung 12: Eisspeicher und Temperaturdynamik Haus A

Haus B: Durch einen baulichen Eisspeicherschaden wurde während des Gebäudeeinzugs im Januar 2020 eine Notheizung erforderlich. Die Wärmeerzeugung ist nun seit März 2020 in Betrieb. Aus baulichen Gründen wurde lediglich ein Drittel der Grauwassermenge eingebunden, wodurch die restlichen Quellen auf Dauer stärker belastet werden. Es ist auch klar erkennbar, dass im Eisspeicher von Haus B mehr Eis aufgebaut wird. Im Sommer 2022 soll nun eine AUL-WP auf dem Dach von Haus B eingebunden werden, da eine nachträgliche vollständige Grauwassereinbindung zu teuer zu stehen kommt.

In der Heizperiode 2021/22 wurde der Eisspeicher mit maximal 70% Eis entladen. Ab März schaltet die Anlage jeweils in den Sommerbetrieb und baut gezielt Eis auf. Die Vereisung des Eisspeichers wird durch den Sommerbetrieb auf ca. 60% geregelt. Die Radarsonden wurden anfangs Heizperiode neu eingestellt.

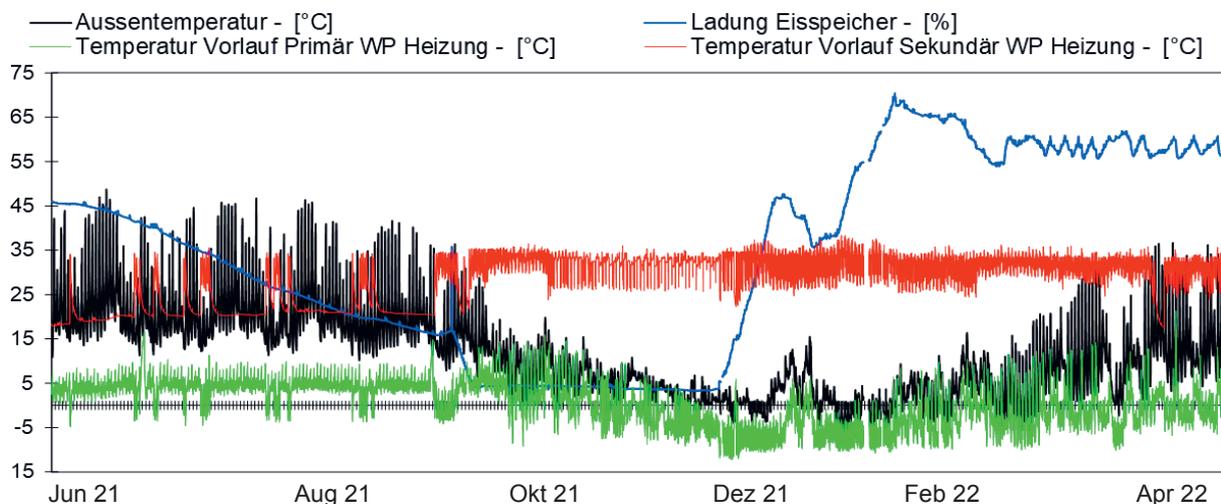


Abbildung 13: Eisspeicher und Temperaturdynamik Haus B

Haus C: Die Historie von Haus C deckt sich mit Haus A ausser, dass es nie zu einer frühzeitigen Vereisung kam. Während der Heizperiode 2021/22 ist der Eisspeicher mit 50% vereist. Ab März schaltet die Anlage in den Sommerbetrieb und baut gezielt Eis auf, um durch die Sommermonate das Gebäude zu kühlen. Die Vereisung des Eisspeichers wird durch den Sommerbetrieb auf ca. 45% geregelt. Durch die Sommermonate ist ausserdem ein zu hoher Vereisungswert von ca. 30% zu erkennen. Die Radarsonden wurden nun neu eingestellt.

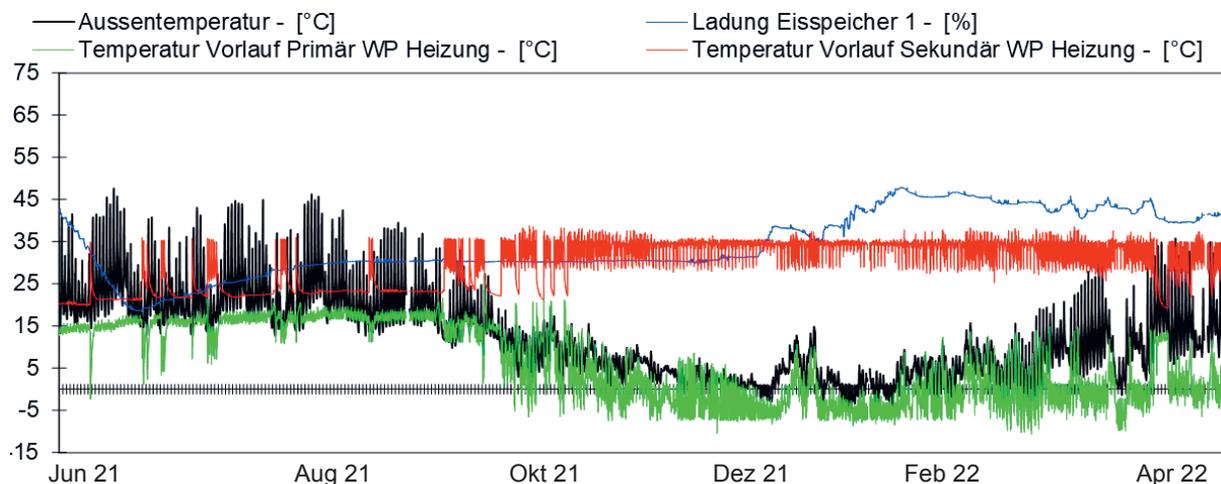


Abbildung 14: Eisspeicher und Temperaturdynamik Haus C

Kennzahlen

Das Energiejahr 2021/22 ergibt nachfolgende Wärmekennzahlen. Bei einer Gegenüberstellung mit Normkennzahlen gilt es, die noch vorliegende Bauaustrocknung zu beachten.

	Raumwärme kWh	Warmwasser kWh	Raumwärme kWh/m ² .a	Warmwasser kWh/m ² .a
Gebäude A	191'520	129'352	30.3	20.5
Gebäude B	203'730	122'410	31.2	18.7
Gebäude C	187'500	126'920	28.6	19.3

Die Anforderungen werden bereits im zweiten Betriebsjahr eingehalten. Durch die identische Bauausführung und eine homogene Nutzung ergeben sich keine nennenswerten Differenzen unter den Gebäuden.

Wirtschaftlichkeit

Die Kosten der verbauten Wärmeerzeugung wurden spezifisch weiteren Systemen zur Wärmeerzeugung gegenübergestellt. Die Investitionen beruhen auf Richtpreisen 2020, die Energiekosten basieren auf Tarifen in der Stadt Bern und die Berechnung der Jahreskosten erfolgte nach sia.

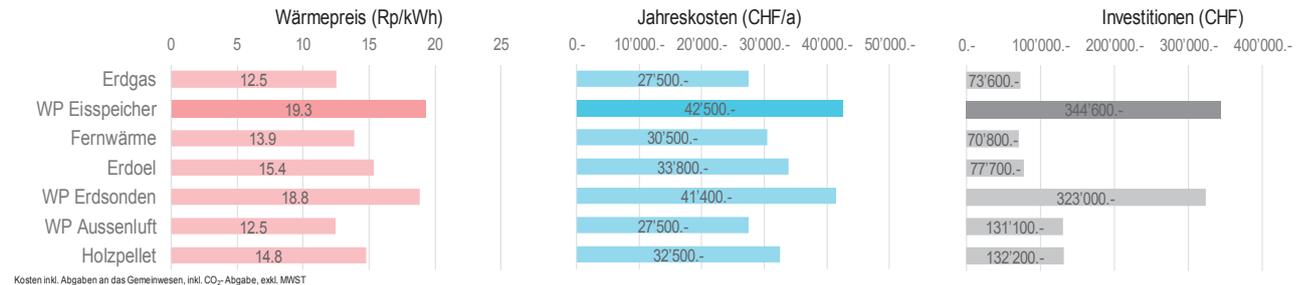


Abbildung 15: Wärmepreis / Jahreskosten / Investition für Heizanlagen 100 kW

Die Gegenüberstellung zeigt, dass die Eisspeicher-Technologie leicht höhere Investitionen gegenüber Erdsonden-Wärmepumpen auslöst, jedoch durch die hohe Effizienz nahezu ebenso wirtschaftlich betrieben werden kann.

Optimierungsvorschläge

Aus der Erfolgskontrolle ergibt sich für die Wärmeerzeugung der Häuser eine JAZ (Mai 2021 bis April 2022) von 4.1 bis 4.3, was den Erwartungen entspricht. Nachfolgend sind Optimierungsvorschläge aufgelistet, welche die Effizienz, die Stromversorgung und die Versorgungssicherheit weiter erhöhen sollen:

1. Es soll geprüft werden, ob eine spätere Vereisung resp. eine genügend tiefe Wassertemperatur für ein Free-Cooling ausreicht. Eine bisher praktizierte Vereisung bereits gegen Ende März wird als zu verfrüht beurteilt.
 2. Die Luft-Solarabsorber sollen zur Reduktion der Schneeüberdeckung bei weiteren Anlagen nach Möglichkeit einen grösseren Neigungswinkel aufweisen. Zudem könnten die Luft-Solarabsorber Module mit transluziden PV-Modulen überdeckt werden.
 3. Im Haus B erfolgte aus baulichen Gründen die Grauwassereinbindung nur teilweise. Um die geringere Quellleistung zu ergänzen, wird nun der Einsatz einer zusätzlichen Aussenluft-Wärmepumpe geprüft.
 4. Die Grauwasser-Tanks sollen für eine bessere Anlageneffizienz regelmässig gereinigt werden. Durch die geringere Grauwassermenge im Haus B kommt es zu einem pendeln des Wärmepumpen-Betriebes. Eine Korrektur der Regelungsparameter sollte das entschärfen.
 5. Dem sporadischen Ausfall einzelner Wärmepumpen soll durch eine Netzüberwachung resp. -Steuerung entgegengewirkt werden. Die durch E-Mobilität oder weiteren Verbraucher verursachten Fehlströme werden dadurch eruiert und die Steuerung der Verbraucher angepasst.
- Die verbaute Anlagentechnik bewährt sich und ermöglicht neue wichtige Erkenntnisse für die Planung von zukünftigen Wärmeversorgungen mit den Quellen Eisspeicher, Luft-Solarabsorber und Grauwassernutzung.

Schlussfolgerung

Die vorstehend aufgeführten Ergebnisse zum Betrieb der Pilotanlage lassen den Schluss zu, dass sich kombinierte Solarthermie-Eisspeicher-Wärmepumpen-Anlagen effizient betreiben lassen. Zudem zeigen die Ergebnisse der Erfolgskontrolle, dass die Abwärme-Nutzung aus Grauwasser für den energieeffizienten Betrieb essenziell ist und somit zur Erreichung der Anforderungen des 2000 Watt-Standards nach SIA 2040 beiträgt.

Die Energiebilanzierung der ersten zwei Betriebsjahre verdeutlichen a) die hohe Relevanz gesicherter und belegter Anlageauslegungen und bestätigen b) das bei einer limitierten Energiequelle eine Redundanz zwingend ist. Die Erfolgskontrolle zeigt nun durch die in Gebäude B nur teilweise umgesetzten Grauwasser-Abwärmenutzung deren hohe Relevanz.

Die Erfahrungen aus den Inbetriebnahmen bestätigen die hohe Relevanz von umfassenden Funktionsprüfungen bei Inbetriebnahmen von redundanten Systemen.

Dank und Schlussbericht

Das Projekt wurde im Rahmen eines Pilot- und Demonstrationsprojektes durch das Bundesamt für Energie gefördert. Der Schlussbericht befindet sich in der Fertigstellung und wird an einem späteren Zeitpunkt zur Verfügung stehen.

Quellen

- [1] [Weltpost Park Bern Weltpoststrasse 5 3015 Bern www.weltpostpark.ch](http://www.weltpostpark.ch) - www.referenzobjekte.ch

Raphael Gerber, Heim AG Heizsysteme

Daniel Carbonell, Kevin Erb, Maike Schubert,
Institut für Solartechnik SPF, Ostschweizer Fachhochschule OST

Ivan Bellanco, Catalonia Institute for Energy Research (IREC)

TRI-HP – Heat Pump Systems for Heating and Cooling with Photovoltaic and Natural Refrigerants ¹

Abstract

TRI-HP is a research and development project within the European research and innovation action "Horizon 2020", aiming at the development and demonstration of flexible energy-efficient and affordable trigeneration systems. Based on natural refrigerant heat pumps with advanced controls, the systems allow for three heat sources: solar, ground, and ambient air. They are coupled with renewable electricity generators (PV), using cold (ice slurry), heat and electricity storages to provide heating, cooling, and electricity to residential buildings.

Different heat pumps with propane and carbon dioxide have been developed and manufactured. These heat pumps have been already tested at component level and very soon will be tested within a complete system. Results of the ice-slurry-heat pumps built and tested are presented in this paper.

Zusammenfassung

TRI-HP ist ein Forschungs- und Entwicklungsprojekt innerhalb des EU-Förderprogramms für Forschung und Innovation "Horizont 2020" mit dem Ziel, flexible, energieeffiziente und erschwingliche Kraft-Wärme-Kälte-Kopplungssysteme zu entwickeln. Basierend auf Wärmepumpen mit natürlichem Kältemittel und fortschrittlicher Steuerung ermöglichen sie drei Wärmequellen: Solar, Erdreich und Umgebungsluft. Sie sind mit erneuerbarer Stromerzeugung (PV) gekoppelt und nutzen Kälte (Eisbrei), Wärme und Stromspeicher, um Wohngebäude mit Wärme, Kälte und Strom zu versorgen.

Verschiedene Wärmepumpen mit Propan und CO₂ wurden entwickelt und hergestellt. Diese Wärmepumpen sind als Komponenten ausgemessen worden und werden demnächst innerhalb eines gesamten Systems geprüft. Dieser Bericht zeigt Ergebnisse der bereits gebauten und getesteten Eisbrei-Wärmepumpen.

¹ Wärmepumpensysteme zum Heizen und Kühlen mit Photovoltaik und natürlichen Kältemitteln

Introduction

Heat pumps are known to offer an efficient way to reduce greenhouse gas emissions caused by heating and cooling. According to the IEA, the stock of installed heat pumps must rise from 180 million units today to 600 million in 2030 worldwide to be in line with the scenario of net zero emissions by 2050 [1]. With 1.6 million units sold in Europe alone, the current heat pump stock amounts to nearly 15 million units while sales grew by 7.4 % in 2020 [2], confirming current and future potential towards sustainability.

Direct greenhouse gas emissions need to be tackled by using natural refrigerant with very low global warming potential such as R290 and R744. Synthetic refrigerants such as HFC (hydrofluorocarbons) or HFO (hydrofluorolefine) should be replaced by natural options due to their high global warming potential and problematic decomposition products such as TFA (trifluoroacetic acid), which is very stable and remains in water bodies as an anthropogenic component, contrary to the TFA that exist naturally [3].

Heat pumps are supported by declining cost of PV systems increasing the renewable and onsite share use. In many residential applications, the natural refrigerants, e.g. CO₂ and propane, offer equal or slightly better energy efficiency compared to currently used synthetic refrigerants. Heat pumps capable of supplying hot water at 65 °C or more, as mostly seen with natural refrigerants, can cover market segments of space heating and domestic hot water supply due to their physical properties for both, new and renovated buildings. Also, solar ice-slurry systems can offer a renewable alternative where ground, water reservoirs or air cannot serve as heat source because of noise, special restrictions or ground regulations. In those systems, solar energy is used to regenerate the ice-slurry storage that serves as heat source for the heat pump.

Three different heat pumps with natural refrigerants have been developed and built for residential applications. Some results of the developed and tested heat pump prototypes are presented hereafter together with a brief overview of some elements of the TRI-HP project as part of the research and innovation action Horizon 2020.

TRI-HP in a nutshell

The overall goal of the TRI-HP project is the development and demonstration of flexible energy-efficient and affordable trigeneration systems ("tri" standing for heating, cooling and electricity). The systems are based on electrically driven natural refrigerant heat pumps coupled with renewable electricity generators (photovoltaics), using cold (ice slurry), heat and electricity storages to provide heating, cooling and electricity to multi-family residential buildings with an on-site renewable share of 80 %. The systems developed include advanced controls, managing electricity, heat and cold in a way that optimizes the performance of the system and increases its reliability via failure self-detection.

The innovations proposed aim at reducing the system cost by at least 10 - 15 % compared to current heat pump technologies with equivalent energetic performances. Flexibility is achieved by allowing for three heat sources: solar (with ice/water as storage medium), ground and ambient air.

Two natural refrigerants with very low global warming potential, propane, and carbon dioxide, are used as working fluids for adapted system architectures that specifically target the different heating and cooling demands across Europe. The newly developed trigeneration systems will find application in both new and refurbished multi-family buildings, allowing to cover a major part of Europe's building stock and reduce GHG emissions by 75 % compared to gas boilers and air-cooled chillers. The TRI-HP project provides the most appropriate knowledge and technical solutions to cope with stakeholder's needs (e.g., end-users, installers, investors, architects, engineering offices), building demand characteristics, local regulations (e.g., relating to ground/water protection or GHG refrigerant emissions), and social barriers (e.g., aesthetics, noise, confidence). Two system concepts are developed for two different combinations of heat sources:

- a) dual ground/air source and
- b) solar with ice-slurry as intermediate storage

Three complete systems are being developed and tested in the laboratory using a hardware-in-the-loop system test:

- dual-source with propane heat pump (tested at IREC in Spain)
- solar ice-slurry with CO₂ heat pump (tested at SPF in Switzerland)
- solar ice-slurry with propane heat pump (tested at SPF in Switzerland)

Figure 1 shows the dual system where ground and air serve as heat source and heat sink with a reversible heat pump. This system is targeting South European climates with needs of active heating and cooling.

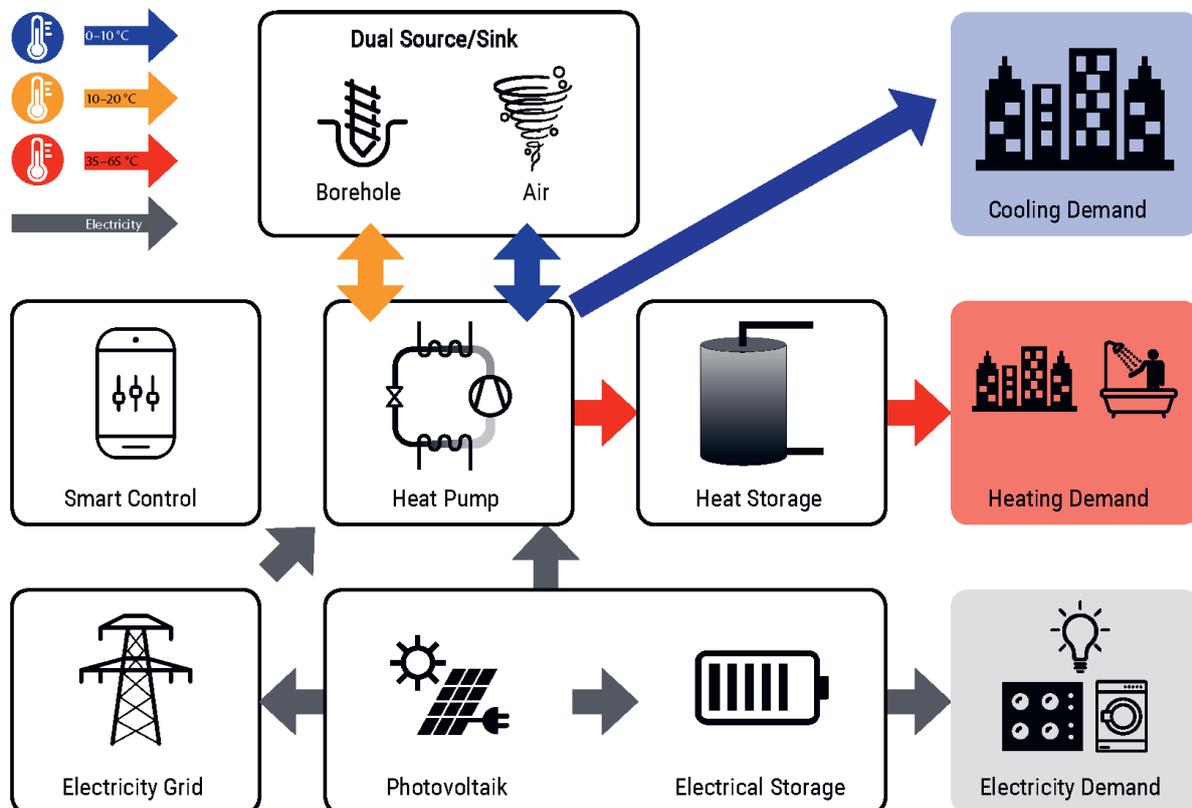


Figure 1: dual-source system developed with ground and air as renewable heat source

Figure 2 illustrates a solar ice-slurry system combined with solar thermal collectors. This system is targeting Central European climates with large heating demands with free-cooling as add-on feature.

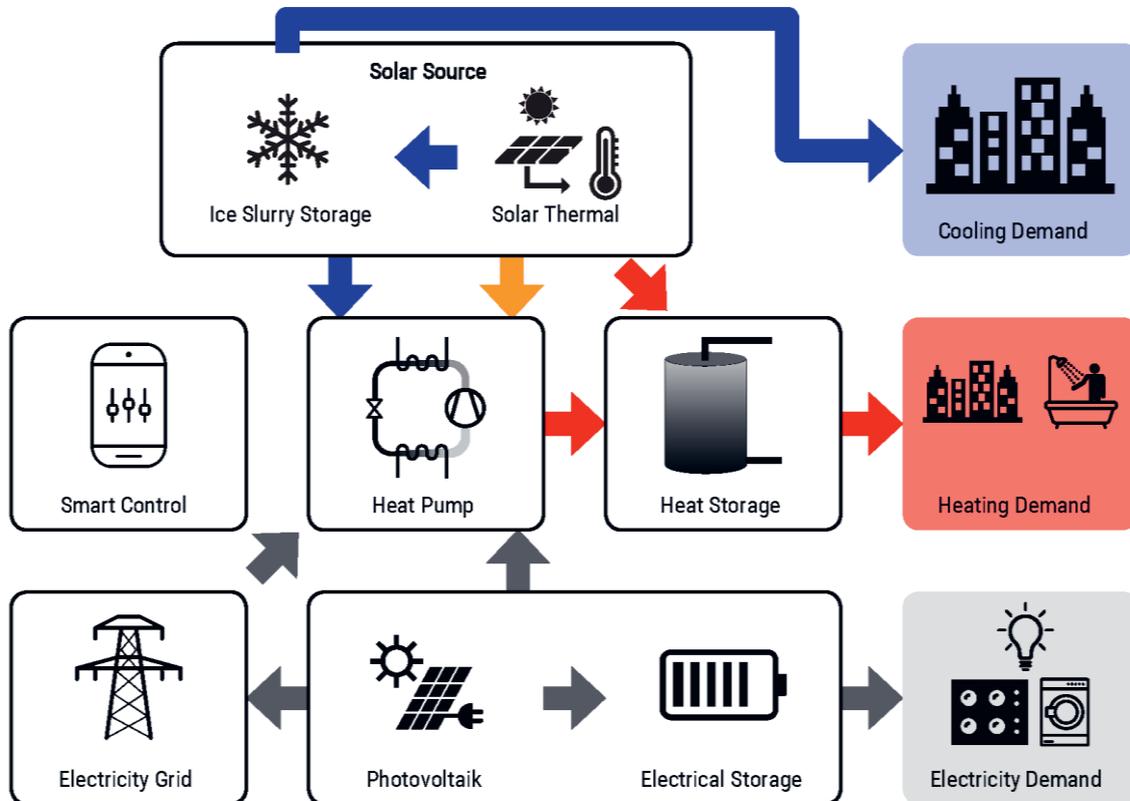


Figure 2: slurry-ice system developed with solar as renewable heat source

TRI-HP systems target many areas of international objectives to reduce energy use and greenhouse gas emissions in general. Amongst others, they also cover the demand for building retrofitting solutions, monitoring tools and highly performant renewable technologies, cost reduction, new materials and cross-cutting heating and cooling technologies for buildings.

Key innovative results from TRI-HP are presented in following. The technical readiness level (TRL) of most of the systems and components are increased from level 3/4 to level 5/6.

- Heat exchanger developments (all finished):
 - A tri-partite gas cooler for CO₂ that allows to produce SH and DHW simultaneously with an increase of efficiency of X % respect to current gas coolers.
 - Double source/sink heat exchangers for a propane heat pump with direct exchange between heat transfer fluids (air and glycol/water)
 - Evaporators able to supercool water up to 3 - 4 K in a controlled steady state environment thanks to icephobic coatings
- Heat pump developments (all finished):
 - A propane heat pump with supercoolers able to supercool water by at least 2 K in real working conditions
 - A CO₂ heat pump with supercoolers and a tri-partite gas cooler able to supercool water by at least 2 K in real conditions and produce simultaneous SH and DHW with a COP of X
 - A dual source/sink propane heat pump able to use simultaneous air and ground heat sources

- Control strategies:
 - Self-detecting algorithms for heat pump faults
 - An advance energy management system (AEMS) using model predictive control that reduces the energetic cost by 15 - 20 % using variable electricity prices and optimizing operation of energy flows
- Complete tri-generation systems (hardware-in-the-loop system test ongoing):
 - A solar ice-slurry system using solar thermal collectors, a propane heat pump
 - A solar ice-slurry system using solar thermal collectors, a CO₂ heat pump and PV to achieve 80 % on on-site renewable share. Use of the AEMS and comparison with rule-base-control
 - A dual source/sink propane heat pump system for borehole/air heat sources targeting a borehole length reduction of 50 %
 - All systems make use of PV and electrical batteries and target to achieve 80 % on on-site renewable share
- Recommendations on user needs and stakeholder's acceptance

The TRI-HP project is led by SPF (OST) in Rapperswil and involves 12 partners from 7 different European countries (Switzerland, Spain, Sweden, Germany, Norway, Denmark and Belgium). Among the partners there are research institutes and universities summing up to a total of seven R&D partners (SPF-OST, TECNALIA, IREC, ISOE, NTNU, DTI, IKKU), two SMEs (HEIM, ILAG), a large industry partner (ALFA LAVAL), and a NGO (REHVA). TRI-HP brings a multidisciplinary consortium together and covers the whole value chain with strong scientific, technological and manufacturing skills, strengthened by societal expertise. The research institutes and universities are some of the most well recognized institutes in the fields.

Application of ice-slurry systems

TRI-HP provides a system solution for heating, cooling and electricity generation with an on-site renewable share of 80 %. For building owners, this poses a new option to replace carbon-intensive heating and cooling systems by newer ones to adapt their buildings to changing political and regulatory framework conditions.

The solar ice-slurry concept is a particular case of solar-ice system which is based on using solar thermal collectors as the only source for the heat pump. If the sun shines or the ambient temperature is not too low, solar collectors act as a direct source for the heat pump. During cold nights or days with low irradiation, when the low-grade energy from the solar collectors is insufficient to run the heat pump directly, the ice storage is used as a temporary heat source. The ice storage can store low-grade heat from solar collectors with a high volumetric storage capacity, increasing the solar energy yield by a factor of two compared to a solar system without an ice storage.

Among the renewable technologies, solar energy systems and ground source heat pumps appear as the most preferred and reliable options. Among them, ice-slurry systems offer an attractive option to replace oil- or gas fired heating systems in general. Specifically, they are particularly appealing for the use in multi-family-buildings for several reasons: medium sized and big buildings are more likely to be in densely populated areas where the application of an air-to-water heat pump is problematic because of noise. Likewise, space is often limited for installing an outdoor unit. Both challenges are avoided with an ice-slurry system as the ice storage will only

occupy a little footprint while being flexible in shape. The surface required for the solar collectors generally is available.

Energetic simulations and cost estimations have shown that a solar ice-slurry system with 1.5 m² of collector area and 1 m³ of ice storage volume per MWh of heat demand can reach system performance factors and heat generation costs comparable to ground source heat pump systems.

Heat pumps with natural refrigerants

After studying the state-of-the-art of heat pumps with natural refrigerants, refrigeration and hydraulic layouts were defined. Three different heat pumps with a nominal heating capacity of 10 kW have then been designed and manufactured as summarized in Table 1.

	heat pump 1	heat pump 2	heat pump 3
refrigerant	Propane (R-290)	Propane (R-290)	CO ₂ (R-744)
modes	heating and cooling	heating	heating
heat source	ground/air ¹	ice-slurry	ice-slurry
source heat exchanger	dual-source ¹	brazed plate	brazed plate
¹ heating mode			

Table 1: heat pump types designed and produced

The design included careful consideration of different aspects like efficiency, safety, refrigerant charge, cost, and availability of components.

The first experimental campaign of all three heat pumps delivered results on performance and function, which allowed to modify the heat pumps and rebuilt each of them for a second experimental campaign. The two ice-slurry heat pumps were tested at the premises of the Institut für Solartechnik (SPF) and compared in three different modes of operation, providing medium temperatures for space heating (30 - 45 °C) and high temperatures for domestic hot water (50 – 70 °C). The heat pump performance was measured at different operating points with reference to the design conditions following the relevant standard [4] and additional points to address the main operation range of interest.

In extract, experiences with the two ice-slurry heat pumps (type 2 and 3) are presented hereafter. Results of the heat pump with propane refer to the second prototype while the ones for the heat pump with CO₂ refer to first prototype as the results for modified version are not yet available.

Ice-Slurry Propane (R-290)

Two variable speed propane heat pump prototypes with a nominal heating capacity of 10 kW were developed with the goal of showing good performance in refurbished building with high share of space heating demand compared to the total demand, including domestic hot water.

Figure 3 shows the layout of the second heat pump prototype produced and its specialties compared to a state-of-the-art heat pump: the prototype contains an evaporator coated with an ice-phobic surface for supercooling water directly in the evaporator (supercooler). The ice slurries are generated outside the heat pump in a crystallizer. Within the project TRI-HP different ice-phobic coatings were developed and tested before applying the most promising to a plate heat

exchanger that was implemented in the heat pump. The latent heat content of the supercooled water is then released by targeted crystallization creating an ice slurry that is then pumped into the ice storage tank. The desuperheater serves to extract heat for domestic hot water in addition to the condenser liquifying the refrigerant.

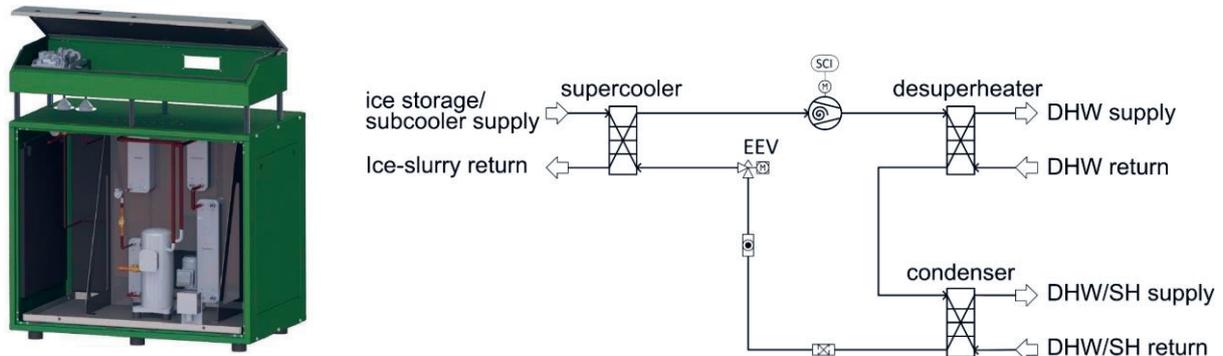


Figure 3: Ice-Slurry heat pump with propane refrigerant build-up (left) and simplified refrigeration circuit diagram (right)

The refrigeration circuit mainly consists of a variable speed scroll compressor together with the corresponding drive, an electronic expansion valve, a filter dryer and plate heat exchangers. An air fan together with an alarm system inside the frame is used to safely vent the enclosure should a leakage of the flammable refrigerant inside be detected inside the frame. A refrigerant charge of 650 g was achieved, leading to a specific charge of 35 g kW of maximum heating capacity. Thermal and electronic controls were specifically developed for the heat pumps. Besides standard functions like evaporator superheat control or safety functions, the controller additional functions for defrosting the supercooler, adjusting external valves and regulating external pumps were implemented. Compressor speed is controlled following the internal or external set point while covering compressor application limits such as operation envelope or absorbed current.

Compared to the first prototype tested in the project, the second prototype achieved 5 – 10% better performance [5]. This was mostly achieved by using a more efficient compressor and evaporator while reducing the heat loss cause by the safety system.

In the experimental campaign of the second prototype, a COP between 4.3 and 4.7 for 0/30-35 °C (evaporator inlet /condenser inlet-outlet temperatures) and a COP between 2.2 and 2.3 for 0/57-65 °C were achieved. Figure 4 shows the measured COP and heating capacity at a compressor speed of 54 % of its maximum speed. Those results refer to operating the heat pump only for space heating and thus only running the condenser, representing only one of the possible operation modes.

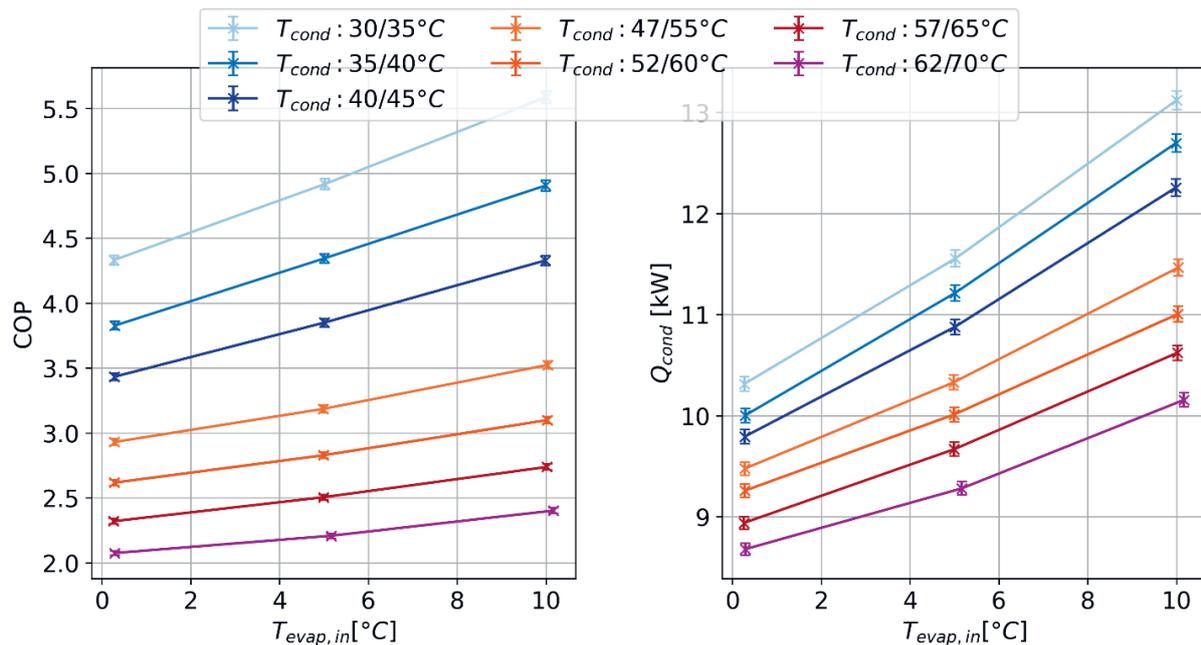


Figure 4: COP (left) and heating capacity (right) at compressor speed of 54%

Ice-Slurry CO_2 (R-744)

A variable speed CO_2 heat pump prototype with a nominal heating capacity of 10 kW was developed with the goal of showing good performance in refurbished building with high share of domestic hot water demand compared to the total demand, including space heating.

Figure 6 shows the layout of the first heat pump prototype produced. A CO_2 heat pump generally needs a high temperature difference at the sink side to reach good efficiency. Therefore, a combination of three gas coolers as proposed by one of the project partners [6] was first assessed in the lab and then built into the heat pump. The refrigerant at high pressure and high temperature reaches the tri-partite gas cooler, and the gliding temperature of CO_2 at transcritical conditions is used to produce domestic hot water in gas cooler 1 (pre-heater) and 3 (re-heater), and/or space heating in gas cooler 2. Very compact, brazed plate heat exchangers for high pressures were used. A suitable ejector was selected among the available off-the-shelf technologies as a throttling device, allowing to run an overfeed evaporation.

The CO_2 heat pump was designed and tested in three different operating modes:

1. domestic hot water (gas cooler 1 and 3)
2. space heating mode (gas cooler 2)
3. parallel mode (gas cooler 1, 2 and 3)

Because parallel mode best matches the properties of transcritical heat rejection, heat demand should be leading to parallel mode as much as possible. In the experimental campaign, a COP between 3.4 and 3.7 for $0/30\text{--}35^{\circ}\text{C}$ (evaporator inlet /gas cooler inlet - outlet) and a COP between 2.9 and 3.2 for $0/20\text{--}65^{\circ}\text{C}$ in domestic hot water mode were achieved. In this mode a COP of up to 3.6 was measured for temperatures of $0/10\text{--}65^{\circ}\text{C}$.

Representing one example of performance, Figure 5 shows the measured COP and heating capacity in parallel mode at a compressor speed of 55 % of its maximum speed. The heat provided

from the heat pump is shown as sum of gas cooler 2 (space heating) and gas cooler 1 and 3 (domestic hot water). Additionally, the share between gas cooler 2 and gas cooler 1 and 3 is shown. A ratio of 0.2 means that 20 % of the heating power is provided for space heating at low temperature level while 80 % is provided for domestic hot water at a high temperature level. At temperatures of 10-70 °C (inlet-outlet) for gas cooler 1 and 3, around 50 % of the heating power is provided for domestic hot water while for temperatures of 10-55 °C the share reaches about 75 %. In parallel mode, a COP of 4 was measured at a source temperature of 0 °C for domestic hot water produced at 10-60 °C and space heating at 30-35 °C, confirming the well-suited use of temperature glide in transcritical CO₂ gas cooling.

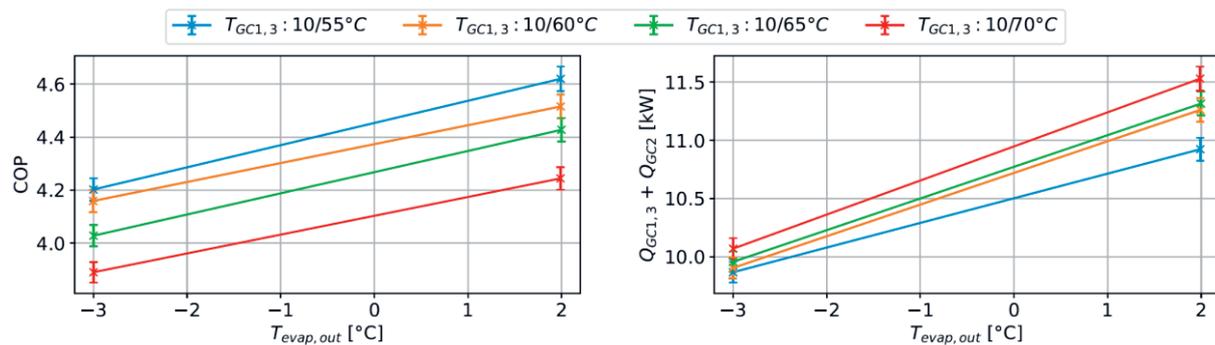


Figure 5: CO₂ heat pump performance example in parallel mode at a source inlet temperature of 0 °C and compressor speed of 55 %

The high heat losses of around 15 % of the total heat produced observed in the first design needs to be examined and reduced in the second prototype which is expected to lead to even better performance.

The refrigeration circuit mainly consists of a variable speed rotary compressor together with a corresponding drive, an ejector, a liquid separator, a filter dryer and plate heat exchangers. The heat source was a glycol-water mixture for the first prototype described while a second prototype equipped with a supercooler as described above is currently being manufactured.

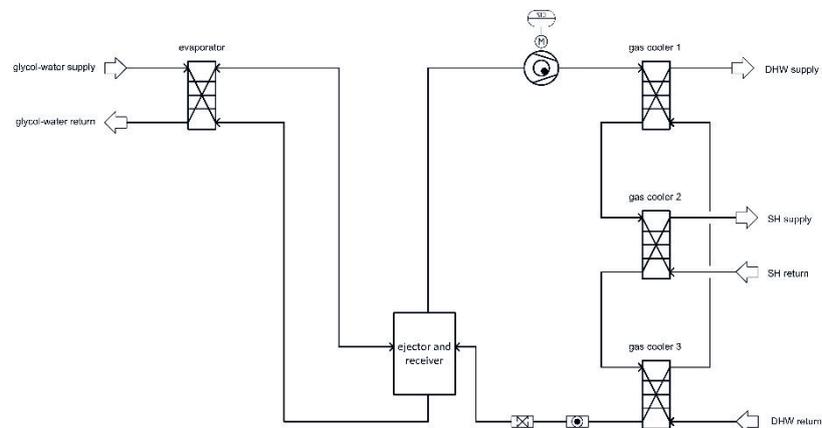


Figure 6: Ice-Slurry heat pump with CO₂ refrigerant build-up (left) and simplified refrigeration circuit diagram (right)

Supercooling

A major innovation within TRI-HP is the development of an evaporator in the ice-slurry heat pumps allowing for supercooling water below its freezing point in a meta-stable liquid form. Different icephobic coatings have been compared, developed, and applied to commercially available corrugated flat plate heat exchangers made of stainless steel. Testing the different coatings was done in the laboratory of SPF with a glycol-water mixture on the cold side of the heat exchanger. Results are summarized in Figure 7 [7].

The black lines indicate the range of results from the seven cycles performed in each test. Colors on the coatings are used to differentiate among chemical families.

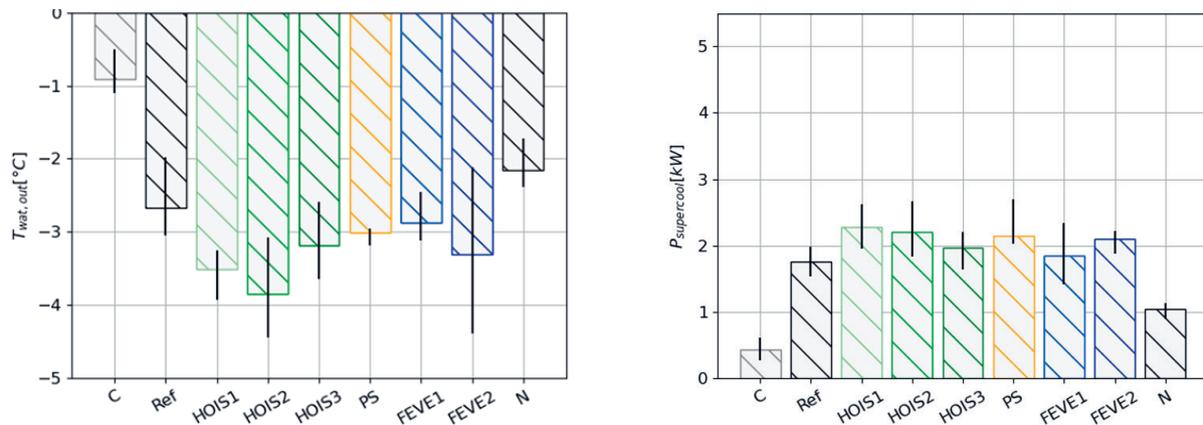


Figure 7: Supercooling temperature (left) and supercooling power (right) at 1'000 kg/h of water flow in a plate heat exchanger with different coatings

For the supercooling experiments the water side of the plate heat exchanger were coated with six different coatings of two material classes: three Hybrid Organic-Inorganic Silane sol-gel (HOIS), one room temperature curing PolySiloxane (PS) and two FluoroEthylene Vinyl Ether (FEVE). Moreover, a commercially available ceramic anti-fouling coating was tested as well (C). As a reference, a heat exchanger without any coating was used (Ref).

The most promising coating was then applied to the heat exchanger built into the second ice-slurry propane prototype described above. It is worth noting that the coatings improve supercooling by up to 40% compared to the untreated supercooler (Ref). Some coatings achieve a supercooling of up to 4 K, which is a very promising result. Supercooling systems with technology are likely to play an important role in thermal energy storage while being economically competitive.

Self-diagnosis efficiency system

Even though heat pumps are very efficient, faults in operation often remain undetected and can lead to severe increase in energy consumption. Within TRI-HP, a fault detection and diagnosis (FDD) system was developed and validated. The FDD method contains a self-learning functionality that enables its adaptation to any variable speed heat pump system to monitor efficiency drift and identify the cause of fault operation.

To validate the method, some of the most common faults on the variable-speed propane heat pump were emulated and summarized [8]. The heat pump covered the demand generated by nearly all the faults at the expense of increasing the power consumption. The features of each fault have been summarized in a chart, which could be used as table for diagnosing faults. The faults tested were evaporator fouling (EF), compressor valve leakage (CVL), liquid line restriction (LL) and refrigerant overcharge (OC). Evaporator fouling was the fault with least COP degradation and compressor valve leakage with the most (7 % and 56 % COP reduction, respectively). Figure 8 summarizes the impact of faults in the heat pump operation while FI as an absolute value represents the ratio between difference in flow rate (EF, CVL), pressure drop (LL) or mass (OC) and their nominal value. For the study, two steady-state conditions were tested: one with a heating load of around 10 kW and the other with a load of around 12 kW represented with the index in the graph.

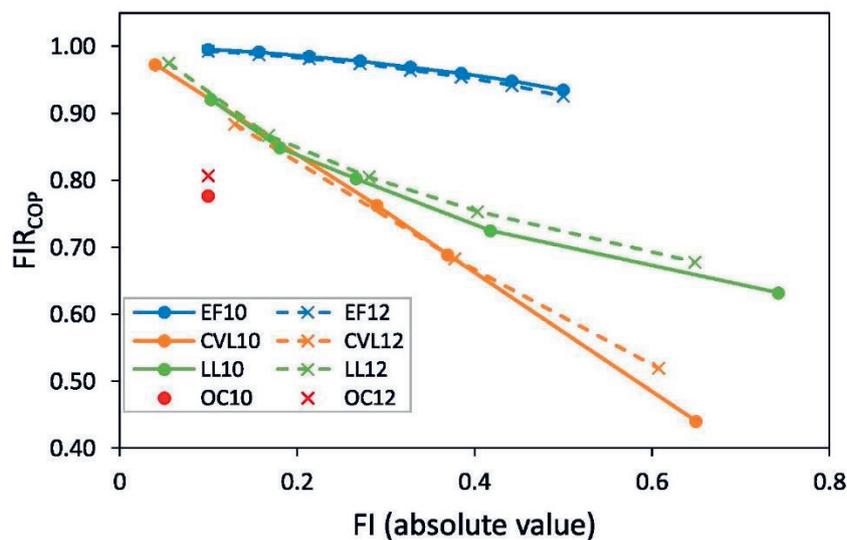


Figure 8: Fault impact ratio on the COP (FIR_{COP}) for each fault intensity (FI) at steady state conditions for heating loads of 10 kW and 12 kW respectively

Experiences in using natural refrigerants in heat pumps

Due to the EU F-Gas regulation and the Kigali agreement, working fluids with a global warming potential (GWP) value below 50 can be applied on a global base. This will become the common target for all vapor compression systems in the future, due to the quota system on refrigerants. In this case, besides CO_2 , the only available alternative working fluids are flammable refrigerants. The chosen direction of focusing on natural working fluids for the TRI-HP units secures a long-term perspective and maximizes the exploitation of the technology, since these natural substances will not be affected by legal restrictions in the future, nor do they harm the environment when produced or released into the atmosphere.

The prototypes developed within TRI-HP have allowed the researchers to gain valuable insight into the application of natural refrigerants for heat pumps. Besides the high environmental safety of propane, the main advantages compared to synthetic refrigerants lies in a wide application range of the compressor together with high efficiency and high sink temperatures that could be confirmed in the tests. Experiences with flammable refrigerants showed the importance of minimal and correct refrigerant charge.

In terms of CO₂, the simplicity in applying the non-flammable and non-toxic refrigerant was appreciated. Also, high system pressures faced with CO₂ did not represent great challenges as often claimed, especially because the refrigerant circuit is small and thus components are widely available. Experiences with commissioning the CO₂ heat pumps showed the importance of well prepared controls. The compressor used was very compact and efficient but came with the drawback of a limiting application envelope to some extent. Ongoing developments are hoped to cover this gap in the future.

Acknowledgment

This project has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement N. 814888 (www.tri-hp.eu).

Nomenclature

COP	coefficient of performance (-)	HOIS	hybrid organic-inorganic silane sol-gel
CVL	compressor valve leakage	IEA	International Energy Agency
EEV	electronic expansion valve	LL	liquid line restriction
EEVD	electronic expansion valve for defrosting	OC	refrigerant overcharge
EF	evaporator fouling	PS	PolySiloxane
FDD	fault detection and diagnosis	PV	Photovoltaik
FEVE	FluoroEthylene Vinyl Ether	P _{supercool}	supercooling power
FI	fault intensity	T _{cond}	water temperature at condenser (°C)
FIR	Fault impact ratio	TFA	trifluoroacetic acid
GC	gas cooler	TRI-HP	Tri-Generation-Heat-Pump System
GHG	green house gas	TRL	Technology Readiness Level
GWP	global warming potential	t _{wat.out}	water outlet temperature at super-cooler (°C)
HFC	hydrofluorocarbons	T _{evap,in}	water inlet temperature evaporator (°C)
HFO	hydrofluorolefine		

References

- [1] T. Abergel, "IEA Reports, Heat Pumps," November 2021. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/heat-pumps>
- [2] "Market Report 2021," European Heat Pump Association, 2021. [Online]. Available: <https://www.ehpa.org/market-data/market-report-2021/>
- [3] S. Joudan, "Insufficient evidence for the existence of natural trifluoroacetic acid," *Environmental Science: Processes & Impacts*, pp. 1641-1649, 04 10 2021
- [4] *SN EN 378*, Swiss Association for Standardization (SNV), 2021
- [5] R. Gerber, M. Schubert, K. Erb and D. Carbonell, "Residential heat pump for indoor installation operating with R-290 and ice-slurry heat-source," in *IIR Gustav Lorentzen Conference on Natural Refrigerants*, Trondheim, 2022
- [6] J. Stene, "Residential CO₂ heat pump system for combined space heating and hot water heating," *International Journal of Refrigeration*, pp. 1259-1265, 2005
- [7] M. Schubert and O. Schmid, "Experimental results of supercoolers, deliverable number D4.6," 2021
- [8] I. Bellanco, F. Belío, M. Vålles, R. Gerber and J. Salom, "FDD method for a variable-speed heat pump with natural refrigerants," *International Journal of Refrigeration*, pp. 259-266, 2022
- [9] S. Holberg et al., "Natures contrarian strategies to cope with ice formation and their technical application," in *Nano S+T congress*, 2011

Abkürzungsverzeichnis

Die im Bereich Wärmepumpe meist gebrauchten Abkürzungen sind nachfolgend aufgelistet

AZ	Arbeitszahl (COP über eine bestimmte Messdauer)
BFE	Bundesamt für Energie
BWW	Brauchwarmwasser (gleich wie WW)
COP	Coefficient of performance
eff.	effektiv
EFH	Einfamilienhaus
El. oder el.	Elektrisch
FKW	Fluor-Kohlen-Wasserstoffe (Kältemittel)
FWS	Fachvereinigung Wärmepumpen Schweiz
HFO	Hydro-Fluor-Olefine (Kältemittel)
HFKW	teilhalogenierte Fluor-Kohlen-Wasserstoffe
HPT	Heat Pumping Technologies (IEA Collaboration Programme)
Hzg.	Heizung
IEA	Internationale Energie Agentur
JAZ	Jahresarbeitszahl (AZ über ein Jahr oder eine Heizperiode gemessen)
L/W	Luft/Wasser
LZ	Leistungsziffer, siehe AZ
Min.	Minimum
Max.	Maximum
PV	Photovoltaik
RL	Rücklauf
S/W	Sole/Wasser
SP	Technischer Speicher
Temp.	Temperatur
th	thermisch
VL	Vorlauf
WA	Wärmeabgabe (meist Radiatoren oder Fussbodenheizung)
WP	Wärmepumpe
WW	Warmwasser (gleich wie BWW)
W/W	Wasser/Wasser

Adressen Referenten und Referentinnen

Martin Patel University of Geneva
Institute for Environmental Sciences (ISE)
Uni Carl-Vogt
1211 Genève 4
martin.patel@unige.ch

Veronika Wilk AIT Austrian Institute of Technology
Giefinggasse 2
A- 1210 Vienna
veronika.wilk@ait.ac.at

Tobias Bruder Müller ETH Zürich
Chair of Information Management
Bits to Energy Lab at ETH Zurich
Weinbergstr. 56, G218
8092 Zurich
tbrudermuell@ethz.ch

Pierre Krummenacher Haute Ecole d'Ingénierie et de Gestion
du canton de Vaud
Institut de génie thermique
Avenue des Sports 20
1401 Yverdon-les-Bains
pierre.krummenacher@heig-vd.ch

Frédéric Bless OST - Ostschweizer Fachhochschule
IES Institut für Energiesysteme
Werdenbergstrasse 4
9471 Buchs SG
frederic.bless@ost.ch

Cordin Arpagaus OST - Ostschweizer Fachhochschule
IES Institut für Energiesysteme
Werdenbergstrasse 4
9471 Buchs SG
cordin.arpagaus@ost.ch

Christoph Messmer Fachhochschule Nordwestschweiz
Institut Nachhaltigkeit und Energie am Bau
Hofackerstrasse 30
4132 Muttenz
christoph.messmer@fhnw.ch

Philipp Roos	Cowa Thermal Solutions AG Technopark Luzern Platz 4 6039 Root D4 philipp.roos@cowa-ts.com
Andreas Hutter	CSEM SA Jacquet-Droz 1 2002 Neuchâtel andreas.hutter@csem.ch
Herbert Güttinger	Quidconsult Winzerstrasse 9 8353 Elgg info@quidconsult.ch
Manuel Hunziker	ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen Grüentalstrasse 14 8820 Wädenswil manuel.hunziker@zhaw.ch
Florian Ruesch	OST – Ostschweizer Fachhochschule SPF Institut für Solartechnik Oberseestrasse 10 8640 Rapperswil florian.ruesch@ost.ch
Marc Bättschmann	Allianz 2SOL Zürcherstrasse 39 8952 Schlieren marc.baetschmann@2SOL.ch
Beat Nussbaumer	Eicher+pauli AG Stauffacherstrasse 65/59g 3014 Bern beat.nussbaumer@eicher-pauli.ch
Raphael Gerber	Heim AG Heizsysteme Wärmepumpen- und Systementwicklung Wittenwilerstrasse 31 8355 Aadorf raphael.gerber@heim-ag.ch

Adressen Organisationsteam

Bundesamt für Energie BFE (www.bfe.admin.ch)

Stephan Renz

Leitung Forschungsprogramm
Wärmepumpen und Kältetechnik
des Bundesamts für Energie
c/o
Beratung Renz Consulting
Elisabethenstrasse 44
4010 Basel
Tel. 061 271 76 36
info@renzconsulting.ch

Carina Alles

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieforschung und Cleantech
3003 Bern
Tel. 058 462 43 43
carina.alles@bfe.admin.ch

Rita Kobler

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Erneuerbare Energien
3003 Bern
Tel. 058 463 30 14
rita.kobler@bfe.admin.ch

Fachvereinigung Wärmepumpen Schweiz FWS (www.fws.ch)

Stephan Peterhans
Geschäftsführer

Informationsstelle Wärmepumpen
Steinerstrasse 37
3006 Bern

Claudia Müller
Leitung Informationsstelle

Tel. 031 350 40 65
claudia.mueller@fws.ch; stephan.peterhans@fws.ch

Centre d'information pour les pompes à chaleur
Chemin de Tabac-Rhône 12
1893 Illarsaz
info@pac.ch

Centro d'informazione per le pompe di calore
c/o Associazione TicinoEnergia
Via San Giovanni 10
6500 Bellinzona
milton.generelli@ticinoenergia.ch

**DIE ZEIT DER
FOSSILEN
IST LÄNGST
VORBEI**

**Wärmepumpen von
alpha innotec –
geschaffen für ein
besseres Klima.**

