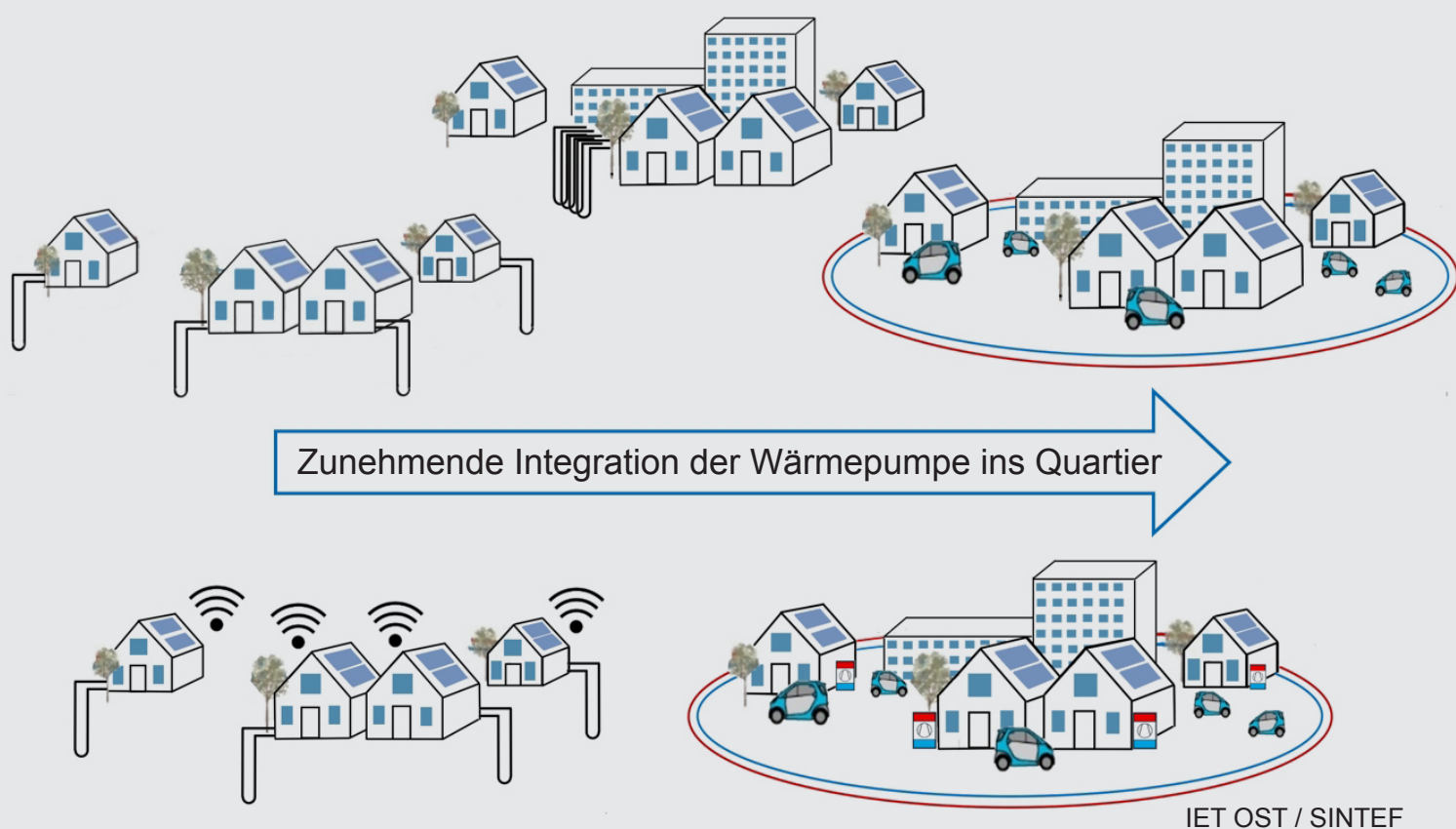


News aus der Wärmepumpen-Forschung

Wärmepumpen für Einzelgebäude, Areale und Industrie
Effizienz im Betrieb, ein Schlüsselfaktor der Wärmepumpe
Brennbare Kältemittel und CO₂: Regelungen und Lösungen

Mittwoch, 24. Juni 2026,
Eventfabrik, Bern



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



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Bundesamt für Energie BFE



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieforschung und Cleantech

Tagungsband vom 24. Juni 2026

News aus der Wärmepumpen-Forschung

Wärmepumpen für Einzelgebäude, Areale und Industrie
Effizienz im Betrieb, ein Schlüsselfaktor der Wärmepumpe
Brennbare Kältemittel und CO₂: Regelungen und Lösungen

**32. Tagung des Forschungsprogramms
Wärmepumpen und Kältetechnik**

**24. Juni 2026
Eventfabrik
Bern**

**Herausgeber:
Bundesamt für Energie (BFE)**

Impressum

Datum: Juni 2026

Bundesamt für Energie BFE, Forschungsprogramm Wärmepumpen und Kältetechnik
Pulverstrasse 13, CH-3063 Ittigen
Postadresse: Bundesamt für Energie BFE, CH-3003 Bern
Tel. +41 58 462 56 11 · contact@bfe.admin.ch
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: Varianten zur Integration von Wärmepumpen in Quartiere, IET OST / SINTEF
(Siehe Referat «Papiéri Cham – Transformation eines Areals in Richtung Plusenergie.» Seite 69)

Vorwort

News aus der Wärmepumpen-Forschung

Sehr geehrte Damen und Herren

Wärmepumpen werden zu Recht als Schlüsseltechnologie zur Dekarbonisierung des Wärmesektors bezeichnet. Sie sind hocheffiziente Energiewandler, die nicht auf Brennstoffe wie Heizöl, Erdgas oder Holz angewiesen sind. Der enorme Holzverbrauch in den Salzwerken war Auslöser für die weltweit erste industriell genutzte Wärmepumpe, die 1878 in Bex eingesetzt wurde. Die globalen Energiekrisen (2. Weltkrieg, Erdölkrisen 1973 und 1979, etc.) bewirkten den Bau von grossen Wärmepumpenanlagen zur Gebäudebeheizung (Zürich: Rathaus 1938, Walche 1942, Amtshäuser 1943; später: Birsfelden 1984, EPFL 1986). Durch die Substituierung der Importe fossiler Energieträger tragen Wärmepumpen zur Versorgungssicherheit bei und setzen auf die Elektrifizierung des Energiesystems.

Dekarbonisierung, Energieeffizienz und Versorgungssicherheit sind die drei Vektoren, welche Wärmepumpen auszeichnen und sie als robuste Technologie gegenüber heutigen und künftigen klima- und energiepolitischen Herausforderungen positionieren.

Heute können sie Wärme bis 200 °C erzeugen und erweitern damit das Anwendungsspektrum in der Prozessindustrie. Die Temperaturanforderungen von Wohngebäuden sind ohnehin kein Hinderungsgrund für Wärmepumpen. Damit die betrieblichen und ökonomischen Anforderungen erfüllt werden, die Effizienz im praktischen Einsatz erhalten bleibt und Opportunitäten eines entsprechend der Verfügbarkeit des Stroms flexiblen Betriebs genutzt werden, sind weitere Anstrengungen in Forschung, Entwicklung und Realisierung von Projekten erforderlich. Verbessertes Wissen und Erfahrungen, Fortschritte in der Informationstechnologie, neue Materialien und Stoffe, flexible Fertigungstechniken und eine verstärkte Marktnachfrage unterstützen die Entwicklung.

Die Wärmepumpentagung ist die Plattform, wo Sie sich über die neuesten Erkenntnisse und Ergebnisse aus der Forschung bis hin zur Umsetzung informieren können. Das Programm umfasst wiederum eine breite Palette von Wärmepumpenlösungen für den Gebäudepark und die Industrie, brennbare Kältemittel oder Vorschläge für die Effizienzoptimierung im Betrieb. Das Wissen wird nicht nur über die Vorträge vermittelt, sondern kann auch vertieft im umfangreichen Tagungsband nachgelesen werden.

Wir wünschen Ihnen eine interessante Lektüre!

Elena-Lavinia Niederhäuser & Stephan Renz

für das Forschungsprogramm Wärmepumpen und Kältetechnik
am Bundesamt für Energie BFE

Avant-propos

Nouvelles de la recherche sur les pompes à chaleur

Les pompes à chaleur sont considérées à juste titre comme la technologie clé pour la décarbonation du chauffage. Ce sont des convertisseurs d'énergie hautement efficaces qui ne dépendent pas de combustibles tels que le mazout, le gaz naturel ou le bois. L'énorme quantité de bois consommée dans les salines fût à l'origine de la première pompe à chaleur à usage industriel au monde, mise en service à Bex en 1878. Les crises énergétiques globales conduisirent à la construction de grands systèmes de pompes à chaleur pour le chauffage des bâtiments (Zurich : Hôtel de ville en 1938, Walche en 1942, bâtiments gouvernementaux en 1943 ; plus tard : Birsfelden en 1984, EPFL en 1986). En substituant les importations de combustibles fossiles, les pompes à chaleur contribuent à la sécurité énergétique et favorisent l'électrification du système énergétique.

La décarbonation, l'efficacité énergétique et la sécurité énergétique sont trois axes qui caractérisent les pompes à chaleur et en font une technologie robuste, apte à relever les défis actuels et futurs en matière de politique climatique et énergétique.

Aujourd'hui, elles peuvent produire de la chaleur jusqu'à 200 °C, élargissant ainsi le champ d'application dans l'industrie de transformation. Les exigences de température dans les bâtiments résidentiels ne constituent déjà plus un obstacle pour les pompes à chaleur. Afin de répondre aux exigences opérationnelles et économiques, de garantir l'efficacité dans la pratique et de tirer parti de la flexibilité d'exploitation en fonction de la disponibilité de l'électricité, des efforts supplémentaires sont nécessaires en matière de recherche, de développement et de mise en œuvre de projets. L'amélioration des connaissances et du savoir-faire, les progrès des technologies de l'information, les nouveaux matériaux, les systèmes de fabrication flexibles et une demande accrue du marché favorisent ce développement.

Le symposium sur les pompes à chaleur est la plateforme qui vous offre une information sur les dernières découvertes et les résultats de la recherche, jusqu'à leur mise en œuvre. Le programme couvre à nouveau un large éventail de solutions de pompes à chaleur pour le parc immobilier et l'industrie, les fluides frigorigènes inflammables ou encore des propositions pour optimiser l'efficacité opérationnelle. Ces connaissances ne sont pas seulement transmises lors des présentations, mais peuvent également être approfondies dans les actes du symposium.

Nous nous réjouissons de votre participation et de votre contribution à cet échange d'informations !

Nous vous souhaitons une bonne lecture !

Elena-Lavinia Niederhäuser & Stephan Renz

Programme de recherche « Pompes à chaleur et technique du froid »
l'Office fédéral de l'énergie OFEN

Inhaltsverzeichnis / Sommaire

Abkürzungsverzeichnis	7
Berichte	
Revision der Regelungen der ChemRRV zu Kältemitteln in Wärmepumpen Loic Schmidely, Bundesamt für Umwelt BAFU	9
Sicherheitsforschung und -massnahmen für brennbare Kältemittel in Wärmepumpen: Ergebnisse aus dem IEA HPT Projekt 64 Thore Oltersdorf, Fraunhofer ISE	11
Experimentelle Effizienzoptimierung einer 20 kW Luft-Wasser-Wärmepumpe mit Propan als Kältemittel Raffaella Menet, IES OST, Ostschweizer Fachhochschule	23
EffiWag – Effizienzpotenzial eines Ersatzes des Wärmeabgabesystems Mario Roost, ideenwerk gmbh & Theresa Schwery, Lemon Consult AG	39
Les pompes à chaleur dans l'habitat résidentiel collectif Nicole Calame, CSD Ingénieurs, Omar Montero, Universität Genf, Carolina Fraga, SIG, Genf	53
Papieri Cham – Transformation eines Areals in Richtung Plusenergie Carsten Wemhöner, IET OST, Ostschweizer Fachhochschule	69
Effizienzoptimierung von Wärmepumpen: Mögliche Wege zur Umsetzung der energie- und umweltpolitischen Ziele Pierre Guillaume Christe, BFE, David Zogg, IA FHNW, Silvan Bernal, IES OST	87
Prototype of a commissioning-friendly fault detection tool for residential heat pumps using machine learning algorithms Parantapa Sawant, INEB FHNW, Fachhochschule Nordwestschweiz	103
Increasing market transparency of residential air-to-water heat pumps in Europe by clustering the appliances Ugne Potthoff, Bosch IoT Lab ETHZ / Uni SG	117
CO₂ als Kältemittel: Technologische Fortschritte und Einsatzmöglichkeiten Jonas Schönenberger, Frigo-Consulting AG	133
Hochtemperatur-Wärmepumpen: Stand der Entwicklung und Umsetzung (HPT TCP Projekt 68) Cordin Arpagaus IES OST Ostschweizer Fachhochschule	145
Vom Produkt zum System: Wärmepumpen als Bestandteil einer modernen Energieinfrastruktur Thomas Nowak, Qvantum Industries AB	161

Poster

Climate-friendly comfort units with focus on natural refrigerants (CliCo-Nat)	175
Frank Tillenkamp, INE ZHAW, Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften	
HPT TCP Project 66 OASE – Optimale Auslegung und Steuerung von energieeffizienten Wärmepumpen	177
Silvan Bernal, IES OST, Ostschweizer Fachhochschule	
Ölfreier Turboverdichter für 100-kW-Propanwärmepumpen	179
Nando Hofmann, FISCHER Compressor AG	
Textile Erdwärmesonden im Grundwasser	181
Simon Bernath, TTS INOVA AG	
Mehrquellen-Wärmepumpensysteme	183
Christoph Meier, IET OST, Ostschweizer Fachhochschule	
HPT TCP Annex 59 - Heat pumps for drying - update	185
Cordin Arpagaus, IES OST, Ostschweizer Fachhochschule	
SWEET DECarbCH: ASTRA: From expert-driven to automated industrial heat pump design and integration	187
Mostafa Babaei, ISE, Université de Genève	
SMART HP – Standardized modular approach for reliable heat pump technology in industrial applications	189
Benjamin Ong, HSLU-TEVT, Hochschule Luzern	
SWEET DECarbCH: Data-driven prediction of compressor efficiency for high temperature heat pumps	191
Mostafa Babaei, ISE, Université de Genève	
Industrial steam, reinvented assessing Switzerland's heat pump + storage potential	193
Frédéric Bless, IES OST, Ostschweizer Fachhochschule	
SWEET DECarbCH: Rapid energy profiling for industrial processes	195
Navdeep Bhadbhade, HSLU-TEVT, Hochschule Luzern	
Effiziente Wärme für perfekte Schokolade	197
Leon P. M. Brendel, IES OST, Ostschweizer Fachhochschule	

Adressen Referenten und Organisationsteam	199
--	-----

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

Revision der Regelungen der ChemRRV zu Kältemitteln in Wärmepumpen

Loïc Schmidely, Bundesamt für Umwelt / Office fédéral de l'environnement OFEV, Bern

Zusammenfassung

Die Technologie von Wärmepumpen hat sich in den letzten Jahren dynamisch weiterentwickelt. Mit ein Grund dafür war der Wechsel hin zu umweltfreundlicheren Technologien. Während in den 1990er Jahren noch chlorierte, ozonschichtabbauende Kältemittel der Standard waren, wurden diese in den 2000er Jahren durch chlorfreie Alternativen ersetzt, nämlich durch teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (HFKW). Jedoch sind auch diese Stoffe starke Treibhausgase. Andere fluorierte Alternativen, die Hydrofluorolefine (HFO), werden in der Umwelt zu persistenten und phytotoxischen Abbauprodukten umgewandelt. Daher drängt sowohl der Markt als auch die Regulierung immer stärker hin zu einem Ersatz durch natürliche Kältemittel, soweit diese aus technischer Sicht sicher einsetzbar sind.

Um den klimaschädlichen Auswirkungen der HFKW entgegenzuwirken, hat sich die Schweiz im Rahmen des Kigali-Amendments zum Montrealer Protokoll, verpflichtet, ihren HFKW-Verbrauch bis zum Jahr 2036 um 85 % zu reduzieren. Die Europäische Union erfüllt ihre internationalen Verpflichtungen mit Hilfe einer Revision ihrer «F-Gas Verordnung» [1]. Diese Revision umfasst unter anderem eine Verschärfung der Beschränkungen des Inverkehrbringens von Wärmepumpen, die mit HFKWs betrieben werden. Diese internationalen Entwicklungen haben auch in der Schweiz eine Revision der Regelungen zu den Kältemitteln in Anhang 2.10 der Chemikalien-Risikoreduktions-Verordnung (ChemRRV) angestoßen. So hat der Bundesrat im Oktober 2025 eine Änderung von Anhang 2.10 der ChemRRV beschlossen, die am 1. Januar 2027 in Kraft tritt. Diese zielt darauf ab, den Einsatz von Kältemitteln mit in der Luft stabilen Stoffen (z.B. HFKW) einzuschränken, und zwar in denjenigen Anwendungsbereichen, wo nach dem Stand der Technik Alternativen ohne solche Stoffe bestehen.

In Bezug auf Wärmepumpen mit in der Luft stabilen Kältemitteln sehen die neuen Regelungen im Wesentlichen eine Verschärfung der Beschränkungen des Inverkehrbringens vor. Insbesondere wurden die massgeblichen Grenzwerte für das Treibhauspotenzial und die Heizleistung gesenkt und zusätzliche Beschränkungen für in sich geschlossene Anlagen eingeführt. Des Weiteren werden 2032 und 2035 Beschränkungen für das Inverkehrbringen von bestimmten Wärmepumpen, die mit HFO betrieben werden, in Kraft treten. Damit sollen die Emissionen der HFO und somit die Anreicherung ihrer phytotoxischen Abbauprodukte eingedämmt werden.

Um die Herausforderungen, die durch die neuen Regelungen für die Branche entstehen, abzufedern, sind Übergangsfristen und Ausnahmen vorgesehen. Insbesondere ist die Abgabe von Lagerbeständen an Endkunden noch bis zum 30. Juni 2027 zulässig. Zudem bestehen Ausnahmen, wenn nach dem Stand der Technik die Sicherheitsnormen nicht eingehalten werden können. Für besonders häufig vorkommende Situationen hat das BAFU gemeinsam mit der Branche den Stand der Technik festgelegt.

Diese Präsentation bietet einen Überblick über die neuen Regelungen in Anhang 2.10 in Bezug auf Wärmepumpen. Sie soll den Akteuren der Industrie das Verständnis dieser Regelungen erleichtern und deren Umsetzung in die Praxis unterstützen.

Résumé

La technologie des pompes à chaleur a connu un développement fulgurant ces dernières années. L'une des raisons de cette évolution a été le passage à des technologies plus respectueuses de l'environnement. Alors que dans les années 1990 les fluides frigorigènes chlorés, qui appauvrissaient la couche d'ozone, constituaient encore la norme, ceux-ci ont été remplacés dans les années 2000 par des alternatives sans chlore, à savoir les hydrofluorocarbures (HFC). Cependant, ces substances sont de puissants gaz à effet de serre. D'autres alternatives fluorées, les hydrofluoro-oléfines (HFO), se transforment dans l'environnement en produits de dégradation persistants et phytotoxiques. C'est pourquoi le marché et la réglementation poussent de plus en plus vers un remplacement par des fluides frigorigènes naturels, dans la mesure où ceux-ci peuvent être utilisés en toute sécurité d'un point de vue technique.

Afin de lutter contre les effets néfastes des HFC sur le climat, la Suisse s'est engagée, dans le cadre de l'amendement de Kigali au Protocole de Montréal, à réduire sa consommation de HFC de 85 % d'ici 2036. L'Union européenne remplit ses obligations internationales grâce à une révision de son « règlement sur les gaz fluorés » [1]. Cette révision comprend notamment un renforcement des restrictions relatives à la mise sur le marché de pompes à chaleur fonctionnant avec des HFC. En Suisse, ces évolutions internationales ont également donné lieu à une révision des dispositions relatives aux fluides frigorigènes figurant à l'annexe 2.10 de l'ordonnance sur la réduction des risques liés aux produits chimiques (ORRChim). Ainsi, le Conseil fédéral a décidé en octobre 2025 d'une modification de l'annexe 2.10 de l'ORRChim, qui entrera en vigueur le 1er janvier 2027. Cette modification vise à limiter l'utilisation de fluides frigorigènes contenant des substances stables dans l'air (p. ex. des HFC) dans les domaines d'application pour lesquels il existe, selon l'état de la technique, des alternatives sans de telles substances.

En ce qui concerne les pompes à chaleur fonctionnant avec des fluides frigorigènes stables dans l'air, les nouvelles réglementations prévoient essentiellement un renforcement des restrictions relatives à la mise sur le marché. En particulier, les valeurs limites en matière de potentiel de réchauffement global et de puissance calorifique ont été abaissées et des restrictions supplémentaires ont été introduites pour les installations autonomes. De plus, des restrictions relatives à la mise sur le marché de certaines pompes à chaleur fonctionnant avec des HFO entreront en vigueur en 2032 et 2035. L'objectif est de limiter les émissions de HFO et, par conséquent, l'accumulation de ses produits de dégradation phytotoxiques.

Afin d'atténuer les difficultés que ces nouvelles réglementations entraînent pour la branche, des délais transitoires et des exceptions sont prévus. En particulier, la remise de stocks existants aux clients reste autorisée jusqu'au 30 juin 2027. De plus, des exceptions sont prévues lorsque l'état de la technique ne permet pas de respecter les normes de sécurité. Pour les situations courantes, l'OFEV a défini l'état de la technique en collaboration avec la branche.

Cette présentation offre un aperçu des nouvelles dispositions de l'annexe 2.10 concernant les pompes à chaleur. Elle a pour but d'aider les acteurs de l'industrie à mieux comprendre ces dispositions et de les accompagner dans leur mise en œuvre.

Literaturverzeichnis

- [1] Verordnung (EU) 2024/573 / Règlement (UE) 2024/573
https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202400573

Sicherheitsforschung und -massnahmen für brennbare Kältemittel in Wärmepumpen – Ergebnisse aus dem IEA HPT Projekt 64

Dr.-Ing. Thore Oltersdorf, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg im Breisgau, Deutschland

Zusammenfassung

Mit der schnellen Marktdurchdringung von Wärmepumpen mit brennbaren Kältemitteln rückt die Sicherheitsbewertung dieser Kältemittel in den Mittelpunkt der angewandten Forschung. Quantitative Risikoanalysen (QRA) sind das methodisch anerkannte Werkzeug zur Bewertung des verbleibenden Risikos, ihre Aussagekraft hängt aber unmittelbar von der Qualität der Eingangsgrössen ab. In Europa besteht zudem eine Diskrepanz zwischen der lebenszyklusübergreifenden Anlagensicherheitsnorm EN 378 und der produktfokussierten IEC 60335-2-40. Im IEA HPT Projekt 64 «Safety with Flammable Refrigerants» (2023-2026) erarbeiten Forschungsinstitutionen aus fünf Ländern einen Überblick zum Stand der Forschung. Der vorliegende Beitrag dokumentiert die Aktivitäten, die einen Grossteil der angewandten Forschung zu diesem Thema in Deutschland.

Abstract

With the rapid market penetration of heat pumps using flammable refrigerants, the safety assessment of these refrigerants has become a central focus of applied research. Quantitative risk assessments (QRA) are the methodologically recognized tool for evaluating residual risk, but their validity depends directly on the quality of the input data. In Europe, there is also a discrepancy between the life-cycle-based system safety standard EN 378 and the product-focused IEC 60335-2-40. In IEA HPT Project 64 “Safety with Flammable Refrigerants” (2023–2026), research institutions from five countries are compiling an overview of the state of the art in research. This article documents the activities that constitute a large part of the applied research on this topic in Germany.

Ausgangslage und Zielsetzung

Regulatorischer Hintergrund

Die F-Gas-Verordnung (EU) 2024/573 und die fortschreitende Substitution stark treibhauswirksamer HFKWs haben einen Technologiesprung in der Wärmepumpenbranche ausgelöst. Propan (R290) hat sich aufgrund seines vernachlässigbaren Treibhauspotenzials ($GWP = 0,02$) und ausgezeichneter thermodynamischer Eigenschaften als Kältemittel etabliert. Mit der Klassifizierung als A3 nach ISO 817 ist R290 jedoch leicht entzündlich – die untere Explosionsgrenze (UEG) liegt je nach Quelle und Messmethode im Bereich von 1,7-2,1 Vol.-%, und ist in der ISO 817 und kältetechnischen Sicherheitsnormen auf 2,1 Vol.-% festgelegt.

Normative Situation: Produktsicherheit versus Anlagensicherheit

Die regulatorische und normative Sachlage in Europa ist unübersichtlich. Zwei komplementäre Normenwerke adressieren die Sicherheit von Wärmepumpen mit brennbaren Kältemitteln:

IEC 60335-2-40:2024 (Produktsicherheit, aktuell 8. Ausgabe) folgt einem primär deterministischen Prüfansatz: Sie setzt voraus, dass ein kritischer Einzelfehler eintreten kann, und verlangt den Nachweis, dass die Folgen durch die Gerätekonstruktion sicher beherrscht werden. Ein Meilenstein war hierbei der Übergang von der pauschalen ‚Vier-Minuten-Leck‘-Annahme bis zur 6. Ausgabe zu physikalisch begründeteren Rissgrössen und entsprechend der Berechnung von gasförmigen Leckraten. Dieser Fokus sichert das einzelne Produkt im Betrieb exzellent ab. Doch lässt die Norm im Gegensatz zur EN 378 lebenszyklusübergreifende Phasen wie Lagerung, Transport und den grossflächigen Rückbau oft unberücksichtigt.

EN 378:2016 (Anlagensicherheit) hingegen verfolgt einen ganzheitlichen, risikobasierten Ansatz über den gesamten Lebenszyklus und leitet Schutzmassnahmen aus der Bewertung von Eintrittswahrscheinlichkeiten und Schadensausmass ab. Während für Standardanwendungen oft deterministische Tabellen gelten, geht die Norm bei Abweichungen eher den Weg einer probabilistischen Risikoanalyse [2]. Die Norm steht derzeit massiv unter Anpassungsdruck durch die F-Gas-Verordnung (EU) 2024/573, die eine rasche Modernisierung der Normen zur Förderung natürlicher Kältemittel einfordert.

- Während die IEC-Norm durch innovative Konzepte wie die ‚*releasable charge*‘ (freisetzbare Füllmenge) bereits Füllmengen von fast 1 kg R290 in Innenräumen ermöglicht, hinkt die EN 378 als allgemeiner Sicherheitsrahmen derzeit noch hinterher.

Diese beiden Ansätze sind jedoch keine Gegenspieler, sondern komplementäre Säulen der Sicherheit: Eine kohärente Sicherheitsargumentation erfordert zwingend beide Perspektiven – den deterministischen Nachweis der Geräteintegrität durch die Produktnorm und die lebenszyklusübergreifende, standortbezogene Risikobewertung der Anlagennorm.

Zielsetzung des Beitrags

Der Beitrag verfolgt zwei Ziele:

1. **Dokumentation der QRA-Methodik:** Wie ist eine quantitative Risikoanalyse für Wärmepumpen mit brennbaren Kältemitteln methodisch aufgebaut?

2. **Dokumentation einzelner Projekt-Beiträge:** Wie haben Projekte im Rahmen des IEA HPT Projekts 64 sowohl die Eingangsgrössen als auch die eingesetzten Methoden für solche Risikoanalysen verbessert?

Während Methoden und Werkzeuge für die Risikobewertung weithin anerkannt und standardisiert sind, ist dies nicht automatisch auf die Eingangsparameter von Risikoanalysen zu übertragen. Hersteller verwenden eigene Daten und entwickeln einen eigenen Prozess, so dass eine sehr heterogene Herangehensweise und heterogene Datensätze existieren. Angesichts heterogener Ausbildungsstände bei Herstellern, Planern und Installateuren ist es wichtig über Eingangsgrössen besser zu berichten, diese zu digitalisieren und bereitzustellen.

Methodik einer quantitativen Risikoanalyse

Das Risikodreieck

Drei Bedingungen müssen gleichzeitig erfüllt sein, damit ein Brand- oder Explosionsereignis eintreten kann:

1. **Bildung eines zündfähigen Gemisches** – Kältemittelkonzentration zwischen UEG und OEG im Aufstellungsraum;
2. **Vorhandensein einer Zündquelle** im Bereich des zündfähigen Gemisches;
3. **Zeitliche Koinzidenz** – Gemisch und Zündquelle am selben Ort zur selben Zeit.

Jede Seite dieses Dreiecks definiert zugleich einen ingenieurstechnischen Handlungsbereich: Füllmengenreduktion, Leckraten gemäss zu erwartender Rissgrössen und dem Eintrittszustand des Kältemittels (gasförmig, zweiphasig oder stark unterkühlt) und Gehäusebelüftung verhindern die Gemischbildung; Komponentenauswahl in Ex-Ausführung und Schutzzonenkonzepte eliminieren Zündquellen; schnelle Leckagedetektion mit Abschaltung verhindert die zeitliche Koinzidenz.

Lebenszyklusbetrachtung

Eine vollständige QRA muss unter Berücksichtigung des Risikodreiecks den gesamten Lebenszyklus einer Wärmepumpe abbilden. Die folgende Übersicht zeigt die normativen Zuständigkeiten:

Tabelle 1: Normative Abdeckung der Lebenszyklusphasen.

Lebensphase	Typische Dauer	EN 378	IEC 60335-2-40
Produktion	5 Tage	Teil 2	Konstruktion/Prüfung
Lagerung	45 Tage	Teil 3	-
Transport	2 Tage	Teil 3	-
Installation	5 Tage	Teil 3	begrenzt
Betrieb	~8030 Tage	Teil 1, 3, 4	Hauptfokus
Wartung	3 Tage	Teil 4	begrenzt
Ausserbetriebnahme	1 Tag	Teil 4	-

Freisetzungsszenarien

Für die sicherheitstechnische Bewertung ist eine systematische Unterscheidung der Freisetzungspfade erforderlich:

Pfad A – Direkte Freisetzung: Das Kältemittel tritt aus dem Kältekreis in das Maschinengehäuse und von dort in den Aufstellungsraum aus. Typische Quellen: Verbindungsleitungen, Serviceventile, Verdichter-Wellendichtungen.

Pfad B – Freisetzung in Sekundärkreise: Das Kältemittel tritt durch einen Riss im Wärmeübertrager in den hydraulischen Sekundärkreis über. Der Eintrag führt nicht unmittelbar zu einer Raumdispersion, sondern zu einer zeitlich verzögerten, gepufferten Freisetzung an Wartungsöffnungen, Sicherheitsventilen oder Membranausdehnungsgefässen.

Pfad C – Freisetzung bei Wartung/Rückbau: Austritt bei manuellen Eingriffen am geöffneten Kreislauf.

Schritte der QRA und benötigte Eingangsgrößen

Eine belastbare QRA erfordert unter anderem folgende Eingangsgrößen:

1. **Ausfallhäufigkeiten** – Wie häufig treten Leckagen auf?
2. **Rissgrößen** – Welche geometrischen Dimensionen weisen die Lecköffnungen auf?
3. **Leckraten** – Welche Massenströme resultieren aus den Rissgrößen? Ist eine Berücksichtigung des flüssigen oder zweiphasigen Zustands an einem Riss erforderlich?
4. **Räumliche Konzentrationsverteilung** – Wo bildet sich ein zündfähiges Gemisch oder kann dies komplett vermieden werden? Könnten sich bei einer Innenaufstellung «Totzonen» bilden?
5. **Zündwahrscheinlichkeit** – Wie wahrscheinlich ist eine Zündquelle im zündfähigen Volumen? Ist die Betrachtung der Zündquellenarten vollständig abgedeckt?
6. **Konsequenzanalyse** – Welche Schäden resultieren bei Zündung? Können Sach- oder Personenschäden ausgeschlossen werden?

Fehlerbaumanalyse als methodisches Werkzeug

Für die probabilistische Verknüpfung dieser Eingangsgrößen wurde die Fehlerbaumanalyse (FTA) gewählt. Die Wahl begründet sich durch:

- **Top-Down-Logik:** Systematische Dekomposition des Top-Events «Zündung» in quantifizierbare Basisereignisse über UND/ODER-Gatter.
- **Kompatibilität mit EN 378:** FTA bildet Ereignisketten ab – das natürliche Werkzeug für die in EN 378 geforderte Betrachtung von Defekten bzw. fehlerhaftem Verhalten.
- **Etablierung in der Branche:** FTA wurde in den Risikoanalysen der JRAIA [3], im LifeFront-Projekt [4, 5] und von Colbourne [6] erfolgreich eingesetzt.
- **Koppelbarkeit mit Monte-Carlo-Simulationen:** Ermöglicht Sensitivitätsanalysen und Unsicherheitsquantifizierung.
- **Transparenz:** Die graphische Darstellung macht Annahmen für Dritte nachvollziehbar.

Forschungsrahmen: IEA HPT Projekt 64

Das IEA HPT Projekt 64 «Safety with Flammable Refrigerants» des IEA Heat Pumping Technologies TCP läuft bis Ende 2026 unter der Leitung von Prof. Björn Palm (KTH Stockholm). Teilnehmende Länder sind Schweden, Frankreich, Österreich, USA, Korea und Deutschland. Das Projekt gliedert sich in fünf Tasks:

- Task 1 – Technische Lösungen zur Risikobegrenzung (Anlagendesign, Schutzkonzepte)
- Task 2 – Untersuchung von Leckageszenarien
- Task 3 – Leckagedetektion
- Task 4 – Füllmengenreduktion
- Task 5 – Risikobewertung (Methodik und Eingangsdaten für QRA)

Die deutschen Aktivitäten verteilen sich auf das Fraunhofer ISE (Koordination und Leitung, Beiträge zu Tasks 1, 2, 3, 4 und 5), die RWTH Aachen (Tasks 3 und 5), das Fraunhofer IPM im Auftrag des Forschungsrats Kältetechnik (Task 3), die TU Hamburg (Task 4) und die PTB im Rahmen des DFG-Projekts *ExRef* (Task 5). *ExRef* ist ein von der Deutschen Forschungsgemeinschaft (DFG) gefördertes Projekt unter Leitung der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt unter Beteiligung zahlreicher Lehrstühle für Verbrennungsforschung.

Verbesserung der Eingangsgrößen

Betrachtete Eingangsgrößen

Im Rahmen von Projekten wurden die Rissgrößen, Leckraten, Konzentrationsverteilung bei Freisetzung in den Aufstellungsraum und Unfallstatistiken/Konsequenzen betrachtet. Eine Betrachtung. Es fand keine zusätzliche Betrachtung der Ausfallhäufigkeit und Zündwahrscheinlichkeiten statt.

Rissgrößen – Stand der Leckdatenbanken

Relevante öffentlich verfügbare Datenbanken für Leckhäufigkeiten und Rissgrößen sind die JRAIA-Risikoanalyse [3], die im EU-Projekt *LifeFront* zusammengetragenen Felddaten [4,5] sowie Unfall-Datenbanken aus Japan für industrielle Anlagen und Haushaltsgeräte mit Bezug zur Kälte-, Klima- und Wärmepumpentechnik. Daten der OREDA Datenbank [8] wurden dahingehend nicht verwendet, aufgrund der Abweichung des industriellen Sektors (Öl und Gas statt Kälte-, Klima- und Wärmepumpentechnik). Colbourne et al. [5] werteten über 1000 schadhafte Komponenten aus Anlagen aus und stellten fest, dass mehr als 90 % kleiner als 0,10 mm² und 98,8 % kleiner als 1,0 mm² sind. Eine strukturelle Lücke besteht für Luft/Wasser-Wärmepumpen: die Daten stammen überwiegend aus Klimaanlageanlagen mit Rundrohr-Lamellen-Wärmeübertrager, so dass keine Daten für Plattenwärmeübertrager (PWT) vorliegen.

Rissgrössen – Aufbau einer Defekt-Plattenwärmeübertrager-Datenbank

Einführung

Im Projekt WP-Resilienz stellten sechs deutsche Wärmepumpenhersteller insgesamt 44 defekte PWTs an das Fraunhofer ISE bereit [9]. Die Bauteile stammen von fünf PWT-Herstellern mit kältemittelseitigen Innenvolumina zwischen 0,6 und 3 Litern. Die bereitgestellten PWT stellen ein Spektrum von 13 verschiedenen Modellvarianten dar.

Defektursachen: PWTs versagen typischerweise durch (a) Korrosion und Belagbildung im Sekundärkreis – Chloride, niedrige pH-Werte oder Messingabrieb aus fehlenden Schmutzfängern greifen die Lötstellen kupfergelöteter BPWTs an – oder (b) Maldistribution mit lokaler Vereisung, die zu mechanischen Spannungen und Aufreissen der Plattenstruktur führt. Beide Wirkketten treten unabhängig vom verwendeten Kältemittel auf.

Prüfaufbau: Für die Bestimmung der effektiven Rissquerschnittsfläche wurde ein Gas-Release-Prüfstand aufgebaut (Stickstoff/R290, Coriolis-Massenstromsensor). Bei überkritischem Druckverhältnis liegt kritische Düsenströmung vor; der Rissquerschnitt wird mit $C_d = 0,611$ (scharfkantige Öffnung) zurückgerechnet.

Ergebnisse: Von 44 PWTs wurden 28 erfolgreich vermessen (16 unterhalb der Messempfindlichkeit des Coriolis-Sensors, Vervollständigung mit kleinskaligen Volumenstrommessern ausstehend). Die Rissquerschnittsflächen verteilen sich zwischen 0,01-2,5 mm² mit ausgeprägt bimodaler Form: ein Cluster kleiner Risse ($\leq 0,2$ mm², 13 Datenpunkte) und ein Cluster grosser Risse (> 1 mm², 5 Datenpunkte).

Zentraler Befund: Alle untersuchten 28 PWTs weisen ausschliesslich Risse zwischen Kältemittel- und Sekundärseite auf – kein einziger zur Umgebungsatmosphäre. Bei einem PWT-Defekt kommt es somit nicht zu einer direkten Freisetzung von R290 in den Aufstellungsraum (Pfad A), sondern zu einem Eintrag in den hydraulischen Heizungs- oder Solekreis (Pfad B). Dieser Befund verschiebt die QRA-relevante Fragestellung grundlegend.

Leckratenmodellierung

Für die Bestimmung der aus einem Riss resultierenden Leckrate stehen zwei Modellansätze zur Verfügung:

IEC 60079-10-1, Annex B [10] stellt für die Ex-Zonenklassifikation vereinfachte Leckratengleichungen bereit – gasförmig (kritische Düsenströmung) und flüssig (inkompressible Bernoulli-Formel). Beide sind explizit als «indikativ und absichtlich konservativ» deklariert; Zweiphaseneffekte wurden nicht abgebildet.

ISO 4126-10:2024 [11,12] stellt das HNE-CSE-Verfahren (Homogeneous Non-Equilibrium – Critical State Evaluation) bereit, das Mischungsthermodynamik, verzögertes Sieden und Phasenslip abbildet und gegen ca. 3000 experimentelle Datenpunkte kalibriert ist.

Tabelle 2: Vergleich der Leckraten für drei Rissgrößen (Bedingungen: pcond 15,3 bar, psec 2 bar, gesättigte Flüssigkeit).

Rissfläche [mm²]	HNE-CSE [kg/min]	IEC Flüssigkeit [kg/min]	IEC gasförmig [kg/min]
0,14	0,17	0,22-0,29	0,02
0,77	0,94	1,21-1,60	0,11
2,51	3,07	3,94-5,21	0,37

Drei Befunde: (1) Die rein gasförmige IEC-Berechnung unterschätzt die reale Leckrate um rund eine Größenordnung. (2) Die normative IEC-Flüssigkeitsformel überschätzt die HNE-CSE-Leckrate systematisch um den Faktor 1,3-1,7. (3) Transiente Effekte – insbesondere lokale Vereisung bei adiabater Entspannung an der Rissstelle – sind in keinem Modell berücksichtigt.

Brandursachenstatistik für Deutschland

Als weitere QRA-Eingangsgrosse wurde eine deutschlandweite Statistik gesucht, in welchem Umfang Wärmeerzeuger ursächlich an Bränden beteiligt sind. Die Innenministerien aller 16 Bundesländer sowie das Institut für Schadenverhütung und Schadenforschung (IfS) wurden angefragt. Ergebnis: Kein Bundesland verfügt über eine spezifische Statistik zu Brandursachen von Wärmeerzeugern oder Klimaanlage. Für eine belastbare Quantifizierung wird der Weg über Versicherer- und Gutachterdaten (GdV/VdS, IfS) weiterverfolgt.

Verbesserung der Methoden

Experimentelle Untersuchung von Leckageszenarien

Bereits im Projekt *LC 150* wurde am Fraunhofer ISE ein Prüfstand aufgebaut, der einen typischen Heizungsraum mit einer Wärmepumpe simuliert. R290 wird extern über Massenstromregler kontrolliert eingeleitet, um definierte Leckageszenarien (Pfad A) zu simulieren. Ein dichtes 3D-Sensornetzwerk erfasst die zeitaufgelöste Konzentrationsverteilung.

In verschiedenen Versuchskampagnen wurden normativ bereits vorhandene sowie neue, bislang nicht-normative Schutzkonzepte adressiert:

Tabelle 3: Übersicht über ausgewählte Versuchskampagnen und deren Ergebnisse.

Kampagne	Konzept	Ergebnis
1 – Referenz	Keine Sicherheitsmassnahmen, Referenzdaten über dieses Worst-Case Bedingungen generieren	Zündfähiges Gemisch in 16/21 Versuchen; starke bodennahe Stratifizierung
2 – Normativ	Rauminterner Mischventilator	Stark konfigurationsabhängig; nur bei geringeren Füllmenge und kleinen Leckraten sicher umsetzbar unter erheblichem Aufwand zur genauen Identifikation des verfügbaren konstruktiven Parameterraums
3 – Normativ	Externe Absaugung aus Gehäuse	Bei $\geq 27 \text{ m}^3/\text{h}$ in keinem Versuch UEG-Überschreitung im Raum

Probabilistische Konzentrationsfeldanalyse

Da die Sensorabdeckung oft räumlich begrenzt ist, wurde am Fraunhofer ISE ein geostatistisches Interpolationsverfahren (Universal Kriging) übertragen und angewandt [13], um aus punktuellen Sensormessungen dreidimensionale Konzentrationsfelder zu rekonstruieren. Kriging eignet sich besonders, weil es die räumliche Autokorrelation nutzt, einen physikalischen Trend berücksichtigen kann (Tendenz von R290 zur bodennahen Akkumulation, modelliert über einen anisotropen Skalierungsfaktor $\alpha = 0,1$ für die vertikale Richtung) und neben Punktschätzungen auch eine Kriging-Varianz als Mass für die Unsicherheit liefert.

Zur Quantifizierung der Unsicherheit wurde eine Monte-Carlo-Simulation ($N = 100$ Iterationen) auf die Kriging-Pipeline angewendet. Aus den resultierenden Feldern wurden zwei Sicherheitskenngrößen als Verteilungen berechnet:

- **Zündfähiges Gemisch (FMV):** Gesamtvolumen mit Konzentrationen zwischen UEG und OEG.
- **Minimaler sicherer Abstand (MSD):** Maximale radiale Entfernung von der Leckquelle, bei der die Konzentration die UEG überschreitet.

Automatisierte Fehlerbaumanalyse mit Sensitivitätsanalyse

Es wurde eine Methodik zur Automatisierung von Fehlerbaumanalysen entwickelt [13,14]. Die wesentlichen Merkmale:

- **YAML-basierte Baumstruktur:** Die Logik des Fehlerbaums wird in einer externen, menschenlesbaren Konfigurationsdatei definiert.
- **Monte-Carlo-Integration:** Basisereignisse wurden als Verteilungen modelliert (10^4 - 10^6 Iterationen).
- **Sensitivitätsanalyse:** Über Spearman-Korrelationen wurden die einflussreichsten Risikotreiber identifiziert.
- **Kampagnenspezifische Parametrierung:** Die experimentell bestimmten Zeitanteile mit UEG-Überschreitung wurden direkt als Eingangswerte verwendet.

Die Ergebnisse bestätigen quantitativ, dass Systeme mit aktiver Absaugung oder Drainagepfad eine um mehrere Größenordnungen niedrigere Zündwahrscheinlichkeit aufweisen (Median $\sim 6 \times 10^{-11}$) als Systeme ohne aktive Massnahmen (Median $\sim 8 \times 10^{-7}$).

Flankierende Massnahmen zur Risikoreduktion und einem besseren Verständnis der Risiken

Füllmengenreduktion

Die kältemittelseitige Füllmenge definiert die maximal freisetzbare Stoffmenge. Im Projekt *LC 150* (Task 4) wurden am Fraunhofer ISE dreissig R290-Wärmepumpensysteme mit dem Ziel einer maximalen Füllmenge von 150 g untersucht. Das beste System wies bei 12,4 kW Heizleistung (B0/W35) einen SCOP von 4,7 bei nur 124 g absoluter Füllmenge auf – eine spezifische Füllmenge von 9,7 g/kW. Marktübliche Geräte liegen bei 55-110 g/kW; das demonstrierte System unterschreitet diesen Bereich um nahezu eine Größenordnung.

Thematisch mit der Füllmengenreduktion beschäftigte sich auch die TU Hamburg und baute ein R290-Wärmeübertrager-Prüfstand auf, der es ermöglicht, sowohl Verflüssiger als auch Verdampfer unter variablen Betriebsbedingungen bei Leistungen von 0,2 bis 10 kW zu untersuchen. Insbesondere können optimierte Verflüssigergeometrien zur Füllmengenreduktion systematisch bewertet werden.

Leckagedetektion

Zwei neuartige Verfahren wurden im Zeitraum des Projekt 64 (Task 3) validiert und auch der Stand des Wissens über die Gasdetektion von R290 wurde über eine aktuell erschienene Studie ausgebaut.

Schwingungsbasierte Detektion am Sammler (RWTH Aachen): Veränderungen der Resonanzfrequenz und Dämpfung des Sammlers korrelieren mit der Restfüllmenge. Der kritische Füllbereich wird bei ~1500-2000 g detektiert, gegenüber ~1100-1200 g bei konventioneller p,T-Sensorik – ein erheblicher Zeitvorlauf für die Auslösung von Schutzmassnahmen.

Ultraschalldetektion (Fraunhofer ISE): R290-Lecks erzeugen ein breitbandiges Spektrum im Ultraschallbereich (ca. 20-80 kHz), das mit dem Querschnitt der Rissgrösse und Massenstrom korreliert [15]. Messungen zeigten, dass das Spektrum von R290 und Druckluft bei gleichen Bedingungen nahezu identisch ist und ein Maximum bei ca. 40 kHz aufweist. Die Gehäusehülle der Wärmepumpe dämpft externe Störgeräusche signifikant, sodass auch bei laufendem Kompressor Lecks ab ca. 0,4 mm Durchmesser im Frequenzbereich von 50-60 kHz detektiert werden können. Vorteile gegenüber chemischer Gassensorik sind hohe Reaktionsgeschwindigkeit, fehlende Vergiftungsanfälligkeit und geringe Komponentenkomplexität.

Review Detektion Gaskonzentration für R290 (Forschungsrat Kältetechnik): Der Forschungsrat Kältetechnik e.V. hat einen Forschungsbericht vom Fraunhofer IPM erstellen lassen, welche Sensortechnologien für die Detektion von R290 zur Verfügung stehen [16]. Es wurden Sensortypen wie NDIR, photoakustische Sensoren, MOX, Pellistoren sowie einige neue Messprinzipien verglichen. Die Studie bewertet diese Systeme hinsichtlich Zuverlässigkeit und Kostenoptimierung für den Einsatz in Kälte- und Wärmepumpenanlagen.

Flammenausbreitung und Brenngeschwindigkeit

Im Rahmen des DFG-Projekts *ExRef* führt die RWTH Aachen grundlagenorientierte Untersuchungen zur Flammenausbreitung von Kältemitteln durch. Zentral für die Risikobewertung ist der Einfluss der Luftfeuchtigkeit: Während die Brenngeschwindigkeit von R290 bei feuchter Luft leicht abnimmt (-4,5 %), steigt sie bei R1234yf drastisch an (+200 %) und bei R32 moderat (+27 %). Diese Daten präzisieren Eingangsparameter für Brand- und Explosionsrisikomodelle.

Einordnung und Diskussion

Rissgrössenverteilung und Übertragbarkeit

Die durch LifeFront etablierte Obergrenze von ~0,5 mm² [5] ist für PWTs nicht ohne weiteres übertragbar. Die vorliegende Stichprobe zeigt ein zweites Cluster oberhalb 1 mm², physikalisch plausibel durch schlagartiges Versagen bei Vereisung. Während LifeFront-Daten auf Klimaanlageanlagen mit Rundrohr-Lamellen-Wärmeübertragern basieren (Schwingungsrisse, Scheuerstellen), dominieren bei PWTs Korrosionsangriffe an Lötstellen und thermomechanische Überlastung durch Vereisung. Die bimodale

Verteilung deutet auf zwei distinkte Populationen hin. Dieser Unterschied muss bei der Dimensionierung von Heizkreisen berücksichtigt werden.

Bewertung der Leckratenmodelle

Das HNE-CSE-Verfahren [11,12] ist im Gegensatz zu den EN IEC 60079-10-1 Modellen nicht bewusst konservativ und über dieses Modell berechnete Leckraten fallen geringer aus. Ob dieser vom worst-case Fall abweichende Ansatz akzeptabel ist, wird in weiteren Arbeiten untersucht werden müssen. Die Überschätzung ist für konservative Auslegungen tolerabel, kann aber in der QRA zu unnötig restriktiven Massnahmen führen.

Einschränkend ist zu beachten, dass die HNE-CSE-Validierungsdaten überwiegend aus der Sicherheitsventilauslegung stammen. Die spezifische Geometrie von PWT-Rissen (unregelmässig, teils mit Ablagerungen) weicht von idealisierten Düsengeometrien stark ab.

Schutzkonzepte und Normung

Aktive Gehäusebelüftung ($\geq 27 \text{ m}^3/\text{h}$) ist das wirksamste Schutzkonzept für Pfad-A-Szenarien – unabhängig von Füllmenge und Leckrate in den untersuchten Bereichen. Dies bestätigt quantitativ den Ansatz der IEC 60335-2-40. Für die EN 378 liefern die Daten eine empirische Grundlage zur Festlegung konkreter Mindestvolumenströme, die bisher fehlt.

Detektionsverfahren

Die neuartigen Verfahren (Schwingungsanalyse, Ultraschall) sind als komplementäre Sicherheitsebenen zu verstehen – nicht als Ersatz für Gaskonzentrationsensorik. Ihr Vorteil liegt in schnellerer Ansprechzeit und Unabhängigkeit von der Gasausbreitung. Offene Herausforderungen: gerätespezifische Kalibrierung (Schwingung) und Diskrimination gegen betriebsbedingte Ultraschallquellen.

Füllmengenreduktion

Die demonstrierte Füllmenge von 9,7 g/kW zeigt, dass das inhärente Sicherheitspotenzial bei weitem nicht ausgeschöpft ist. Füllmengenreduktion ist die einzige Massnahme, die alle drei Seiten des Risikodreiecks gleichzeitig adressiert (geringere Konzentration, kleineres zündfähiges Volumen, kürzere Exposition) – ohne aktive Systeme mit eigener Ausfallwahrscheinlichkeit zu erfordern.

Limitationen

Die Stichprobengrösse von 28 PWTs ist für eine voll quantifizierte Verteilung zu klein; trotz sechs Herstellern und fünf PWT-Lieferanten kann eine Verzerrung aufgrund dieser nicht beeinflussbaren Auswahl nicht ausgeschlossen werden.

Zusammenfassung und Ausblick

Der Beitrag dokumentiert die Methodik einer quantitativen Risikoanalyse für Wärmepumpen mit brennbaren Kältemitteln und stellt die im IEA HPT Projekt 64 erarbeiteten Beiträge des Fraunhofer ISE zusammen.

Zentrale Ergebnisse:

1. Erstmalige systematische Rissgrößenverteilung für PWTs (0,01-2,51 mm², bimodal) mit dem Befund ausschliesslich interner Lecks in den Sekundärkreis.
2. ISO 4126-10/HNE-CSE als physikalisch konsistenter Mittelweg – die normative IEC-Flüssigkeitsformel überschätzt um Faktor 1,3-1,7, das Gasmodell unterschätzt um Faktor ~10.
3. Fünf Versuchskampagnen mit quantitativer Bewertung: Aktive Absaugung (≥ 27 m³/h) und Drainagepfade mit Rückschlagklappe als wirksamste Schutzkonzepte.
4. Sensorbasierte Kriging-Interpolation mit Monte-Carlo-Unsicherheits-quantifizierung und automatisierte FTA mit Sensitivitätsanalyse als methodische Werkzeuge.
5. Spezifische R290-Füllmenge unter 10 g/kW bei SCOP > 4,3 demonstriert.
6. Zwei neuartige Detektionsverfahren (Schwingungsanalyse am Sammler, Ultraschall) mit deutlichem Vorlauf gegenüber konventioneller Sensorik validiert.

Ausblick: Kurzfristig steht die Vervollständigung der Vermessung kleinster Risse an PWT an. Mittelfristig ist die Validierung des HNE-CSE-Verfahrens für unterkühlte Freisetzungen, die Erweiterung der PWT-Datenbank und die Bereitstellung der FTA-Methodik als offenes Werkzeug geplant. Langfristig wird eine Konsolidierung in öffentlich zugänglichen Leckdatenbanken sowie eine Normungsbegleitung angestrebt.

Danksagung

Die hier vorgestellten Arbeiten wurden in den Projekten *LC150* (FKZ 03EN4001A), *LC R290* (FKZ 03EN4046) und *WP-Resilienz* (FKZ 03EN4058) am Fraunhofer ISE durchgeführt. Die Förderung erfolgte durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) über den Projektträger Jülich (PtJ). Den sechs teilnehmenden Wärmepumpenherstellern wird für die Bereitstellung der defekten PWTs gedankt; der RWTH Aachen für die Beiträge zur schwingungsbasierten Detektion und Verbrennungsforschung, der TU Hamburg für die Arbeiten am R290-Wärmeübertrager-Prüfstand. Besonderer Dank gilt Prof. Björn Palm (KTH Stockholm) für die internationale Koordination.

Literaturverzeichnis

- [1] Verordnung (EU) 2024/573 über fluoridierte Treibhausgase.
- [2] Stenske, A.: Natürliche Kältemittel und Risikoanalyse gemäss SN EN 378: Warum sicher nicht automatisch zulässig ist, safety security, Mai 2027, Link.
- [3] JRAIA: Risk Assessment of Mildly Flammable Refrigerants – Final Report, Tokyo, 2017.
- [4] LifeFront EU H2020 Project: Recommended leak hole size and mass flow rates, www.lifefront.eu, 2019.
- [5] Colbourne D., Suen K. O., Vince T. et al.: Leak hole sizes from refrigeration, air conditioning and heat pump systems. Int. J. Refrig. 131 (2021), 197-208.
- [6] Colbourne D.: Summary of background work for IEC 60335-2-40:2022. Report for EIA-US, 2024.
- [7] IEA HPT TCP – Project 64, <https://heatpumpingtechnologies.org/project64/>
- [8] OREDA. Offshore and Onshore Reliability Data Handbook, 6. Aufl., Bd. 1: Topside Equipment / Bd. 2: Subsea Equipment, 2015.
- [9] Wiegand, L.: A Leakage Study On Plate Heat Exchangers. BSc-Arbeit, Univ. Freiburg, 2025.
- [10] IEC 60079-10-1:2020/2021: Explosive atmospheres – Part 10-1.
- [11] Schmidt J.: Sizing of nozzles, venturis, orifices, control and safety valves for initially subcooled gas/liquid two-phase flow – the HNE-DS method. Forschung im Ingenieurwesen 71 (2007), 47-58.
- [12] ISO 4126-10:2024: Safety devices – Part 10: Sizing of safety valves for gas/liquid two-phase flow.
- [13] Baranwal A.: Data-Driven Spatial Risk Assessment of Indoor Gas Dispersion. MSc-Arbeit, Univ. Freiburg, 2025.
- [14] Patel D. A.: Quantitative Risk Assessments for Heat Pumps. MSc-Arbeit, HS Nordhausen, 2025.
- [15] Allenbacher L.: R290 leak detection by ultrasound. Project 64 Webinar, Fraunhofer ISE, Juni 2025.
- [16] Forschungsrat Kältetechnik: Propangassensoren zur Leckagedetektion, FKT Bericht 261/24, 2026.

Experimentelle Effizienzoptimierung einer 20 kW Luft-Wasser-Wärmepumpe mit Propan als Kältemittel

Raffaella Menet, Michael Uhlmann, Leon P. M. Brendel, Stefan S. Bertsch, IES OST
Institut für Energiesysteme, Ostschweizer Fachhochschule,
Jan Segmüller, Ulrich Lindemann, Hoval Aktiengesellschaft, Vaduz, Liechtenstein

Innosuisse 104.366 IP-EE (2023 – 2026)

Zusammenfassung

Aufbauend auf einer vorhergehenden Untersuchung zur Niederdruckseite werden in dieser Arbeit die Einflüsse unterschiedlicher Kompressoren sowie das Hochdruckverhalten von Luft-Wasser-Wärmepumpen mit und ohne Sammler experimentell untersucht. Die Messungen erfolgten an einer 20-kW-Wärmepumpe mit Propan in einer Klimakammer unter Normbedingungen.

Der Vergleich zweier Kompressormodelle zeigt, dass Modell B im Teillastbereich höhere Wirkungsgrade erreicht und den COP am Punkt A12W24 um 12.2 % steigert, während bei A-7W34 eine Abnahme von 7.7 % beobachtet wird. Aufgrund der Gewichtung in der SCOP-Berechnung ergibt sich insgesamt ein deutlicher Vorteil für Kompressormodell B.

Die Analyse der Hochdruckseite zeigt, dass ohne Sammler Kältemittelverlagerungen zu erhöhter Unterkühlung und unnötig hohen Hochdrücken führen. Durch den Einsatz eines Sammlers konnte die Kondensationstemperatur an kritischen Betriebspunkten um über 3 K reduziert werden. Gleichzeitig reduziert die dann fehlende Unterkühlung die Heizleistung um 3 % bis 7 %.

Abstract

This study experimentally examines the influence of different compressors as well as the high-pressure behaviour of air-to-water heat pumps with and without a receiver. The experiments were conducted on a 20 kW heat pump prototype using propane in a climate chamber under standard conditions.

The comparison of two compressor models shows that Model B achieves higher efficiencies in part-load operation and increases the COP at point A12W24 by 12.2 %, while a decrease of 7.7 % is observed at point A-7W34. Due to the weighting in the SCOP calculation, this results in an overall clear advantage for compressor Model B.

The analysis of the high-pressure side shows that without a receiver, refrigerant distribution leads to increased subcooling and unnecessarily high condensing pressures. By installing a receiver, the condensing temperature at critical operating points could be reduced by more than 3 K. At the same time, however, the removal of subcooling results in a loss of 4–6 % of the heating capacity.

Einleitung

Luft-Wasser-Wärmepumpen sind ein zentraler Bestandteil der Dekarbonisierung des Gebäude-sektors, da sie ohne kostenintensive Erdwärmesonden auskommen und sich daher für den breiten Einsatz eignen [3]. In der Schweiz entfallen rund 72 % der verkauften Wärmepumpen auf Luft-Wasser-Systeme [2].

Die Effizienz einer Luft-Wasser-Wärmepumpe hängt von mehreren Faktoren ab. In der vorherigen Untersuchung [3] wurden die wesentlichen Einflussgrößen auf der Niederdruckseite analysiert, darunter Verdampfergeometrie, Luftverteilung, interner Wärmeübertrager (IHX) und das Vereisungsverhalten. Die Ergebnisse zeigten insbesondere, wie diese Faktoren die Sättigungstemperatur des Sauggases beziehungsweise den Saugdruck beeinflussen. So konnte gezeigt werden, dass durch den Einsatz eines Rohr-in-Rohr-Wärmeübertragers sowie einer optimierten Luftverteilung die Verdampfungstemperatur erhöht und die Vereisung verzögert werden konnte, wodurch der COP über längere Betriebszeiten stabiler bleibt. In der Literatur wird häufig als Faustregel angegeben, dass eine Erhöhung der Sättigungstemperatur an der Verdichtersaugseite um 1 K zu einer Verbesserung des COP um etwa 2–3 % führt ([4] und [5]).

Aufbauend auf den Ergebnissen zur Niederdruckseite werden in der vorliegenden Arbeit weiterführende Aspekte untersucht. Dabei liegt der Schwerpunkt auf der Auswahl des Kompressormodells sowie der Optimierung der Hochdruckseite. Untersucht wird, wie sich zwei verschiedene Kompressoren auf den COP auswirken und wie sich deren isentrope Gesamtwirkungsgrade abhängig von den Betriebspunkten, der Drehzahl und der Druckverhältnisse unterscheiden. Auf der Hochdruckseite wurde analysiert, wie sich der Hochdruck ohne Sammler verhält und inwieweit der Hochdruck durch den Einbau eines Sammlers verbessert und somit reduziert werden kann. Zudem wird analysiert, wie eine ausreichende Unterkühlung zur Verbesserung der Heizleistung beiträgt. Ergänzend werden die bisherigen Ergebnisse zur Niederdruck-seite zusammengefasst [3].

Experimenteller Aufbau und Messinfrastruktur

Zur Durchführung der Untersuchungen wurden zwei Versuchsaufbauten einer 20 kW-Luft-Wasser Wärmepumpe mit Propan realisiert, an denen der Kompressor sowie einzelne Komponenten ausgetauscht werden konnten. Insgesamt wurden diverse Versionen getestet. In dieser Arbeit wurden 3 Versionen zur Untersuchung der beschriebenen Einflüsse herangezogen (siehe Tabelle 3). Abbildung 1 zeigt den vereinfachten Kältekreislauf, in dem die Positionen der relevanten Sensoren dargestellt sind. Die gestrichelten markierten Bereiche variieren je nach Versuchsanlage sowie teilweise zwischen den einzelnen Versionen. Zur Vereinfachung wurden einige Komponenten in diesen Bereichen nicht dargestellt. Bei der Auswertung wurde darauf geachtet, nur vergleichbare Größen heranzuziehen. Beispielsweise wurden keine COP-Werte der Anlagen A und B verglichen, sondern nur die Kondensationstemperaturen. Der experimentelle Aufbau sowie die verwendete Messinfrastruktur basieren vollständig auf der vorherigen Untersuchung [3].

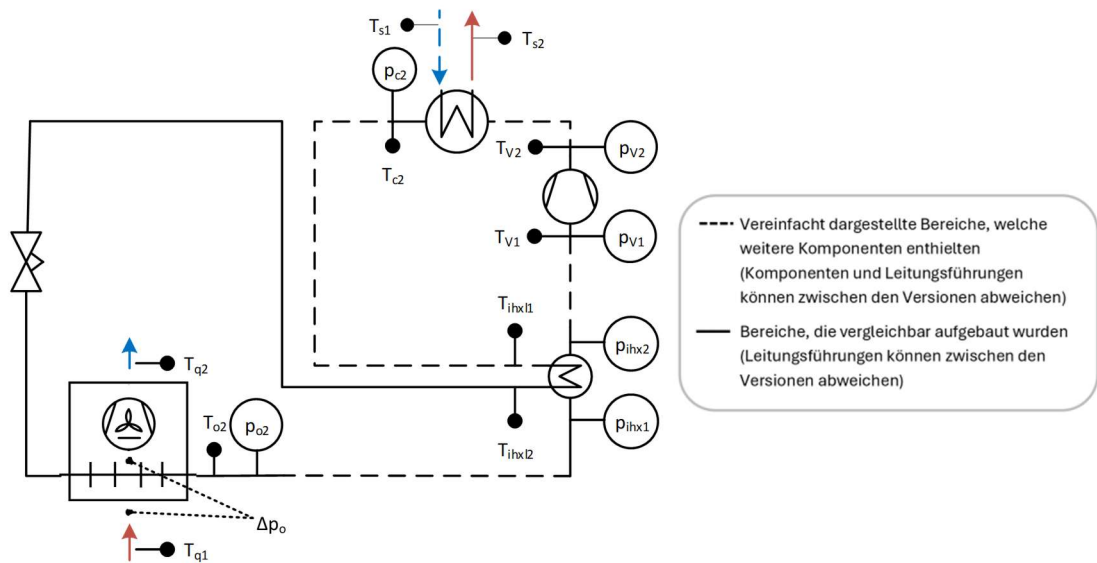


Abbildung 1: Vereinfachter Kältekreislauf mit der relevanten Messinfrastruktur.

Auf der Seite der Wärmepumpe wurden folgende für die Auswertungen relevanten Grössen erfasst:

- Saugdruck (p_{v1})
- Sauggastemperatur (T_{v1})
- Druck Heissgas (p_{v2})
- Heissgastemperatur (T_{v2})
- Kondensationsdruck (p_{c2}) (nach dem Kondensator)
- Temperatur vor Expansionsventil / nach IHX (T_{ihx12})
- Verdampfungsdruck (p_{o2})

Die Sauggasüberhitzung wurde mit Formel 1 berechnet.

Formel 1: Überhitzung

$$\Delta T_{sup} = T_{v1} - T_{sat}(p_{v1})$$

Der isentrope Gesamtwirkungsgrad zur Charakterisierung von Kompressoren berechnet sich nach Formel 2.

Formel 2: Isentroper Gesamtwirkungsgrad

$$\eta_{s,ov} = \frac{\dot{m} \cdot (h_{2s} - h_1)}{P_{el}}$$

Die Enthalpie und der Dampfgehalt am Verdampfereintritt wurden unter Annahme einer isenthalpen Expansion und unter Berücksichtigung von Kondensationsdruck und Temperatur vor dem Expansionsventil mit Formel 3 berechnet.

Formel 3: Dampfgehalt Verdampfer Eintritt

$$x_{o1} = f(h_{o1}, p_{o2}) = f(h_{ihx12}(p_{c2}, T_{ihx12}), p_{o2})$$

Die Unterkühlung im Kondensator wurde mit Formel 4 berechnet.

Formel 4: Unterkühlung

$$\Delta T_{sub} = T_{sat}(p_{c2}) - T_{c2}$$

Die in der Unterkühlung enthaltene Heizleistung wird mit Formel 5 berechnet.

Formel 5: In der Unterkühlung enthaltene Heizleistung

$$\dot{Q}_{sub} = \dot{m} \cdot \left(h_{c2,sat}(p_{c2}, x = 0) - h_{c2}(p_{c2}, (T_{sat}(p_{c2}) - \Delta T_{sub})) \right)$$

Die Sensoren der Versuchsanlage wurden nicht separat kalibriert. Die Herstellerangaben zu den Messunsicherheiten sind in Tabelle 1 zusammengefasst [3].

Tabelle 1: Messunsicherheiten der Messinfrastruktur auf der Seite der Wärmepumpe [3].

Parameter	Messinstrument	Messbereich	Genauigkeit
Temperatur	PT100 (Toleranzklasse A)	−200 – 600 °C	$\pm 0.15 \text{ °C} + 0.002 \cdot T \text{ [°C]}$
Druck (Niederdruck)	Piezoresistive	0 – 10 bar	0 ... 50 °C $\leq \pm 1.0 \text{ \% FS}$
	Miniatur-Drucktransmitter		−10 ... 80 °C $\leq \pm 1.5 \text{ \% FS}$
Druck (Hochdruck)	Piezoresistive	0 – 25 bar	0 ... 50 °C $\leq \pm 1.0 \text{ \% FS}$
	Miniatur-Drucktransmitter		−10 ... 80 °C $\leq \pm 1.5 \text{ \% FS}$

Weiter wurden über die Messinfrastruktur der Klimakammer die folgenden Grössen aufgezeichnet [3]:

- Temperatur Quelleneintritt und -austritt (T_{q1} (9-fach) und T_{q2} (2-fach))
- Relative Luftfeuchtigkeit Quelleneintritt (φ_{q1} (3-fach))
- Temperatur Senke (T_{s1} (2-fach) und T_{s2} (2-fach))
- Massenstrom Senke ($\dot{m}_s$)
- Leistungsaufnahme der Versuchsanlage (P_{el}) (enthalten ist die Leistungsaufnahme von Kompressor und Ventilator sowie die Regelung und der Messaufbau ohne Senkenpumpe)

Auf der Seite der Klimakammer wurden alle Sensoren kalibriert. Die Klimakammer ermöglichte eine präzise Regelung von Quelle und Senke sowie die Überwachung aller relevanten Grössen. Die entsprechenden Messunsicherheiten sind in Tabelle 2 angegeben [3].

Tabelle 2: Messunsicherheiten der verwendeten Messinfrastruktur der Klimakammer [3].

Parameter	Messinstrument	Messbereich	Genauigkeit
Temperatur Quelle	PT100 (Toleranzklasse A)	−200 – 600 °C	$\pm 0.15 [^{\circ}\text{C}] + 0.002 \cdot T [^{\circ}\text{C}]$
Luftfeuchtigkeit Quelle	Feuchtigkeitsfühler	0 – 100 %	$\pm 0.5 [\%]$
Temperatur Senke	PT100 Fühlerpaare	−20 – 60 °C	$\pm 0.5 \% \text{ bei } \Delta T \approx 5\text{K}$
Elektrische Leistung	Precision Power Analyzer		$\pm 0.8 \%$
Massenstrom Senke	Coriolis		$\pm 0.1\%$

Durchführung der Messungen

Für die Durchführung der experimentellen Untersuchungen wurden zwei Versuchsanlagen aufgebaut und verschiedene Versionen getestet. Versuchsanlage A wurde in den Versionen 1 und 2 getestet, um den Einfluss des Kompressors zu untersuchen. Anlage B wurde mit einem Sammler hinter dem Kondensator aufgebaut. Daraus resultiert Version 3. Es wurden an Anlage B ebenfalls andere Ventilator- und Kondensatormodelle verwendet. Ein Vergleich der Hochdruckseite ist jedoch trotzdem sinnvoll, da die Wärmeübergänge der Kondensatormodelle sehr ähnlich ausfallen. Die drei Versionen sind in Tabelle 3 aufgelistet und die jeweiligen Komponenten spezifiziert.

Mit jeder Version wurden mehrere Normbetriebspunkte mit festgelegten Randbedingungen wie Quelltemperatur, Luftfeuchtigkeit etc. angefahren. Die Messungen wurden jeweils im stationären Zustand über 15 Minuten durchgeführt, wobei die Mittelwerte für die Auswertung herangezogen wurden. An den Betriebspunkten A2 und A-7 trat Vereisung auf, weswegen nach einer vorgängigen Abtauung des Verdampfers das Einschwingen der Anlage abgewartet wurde, bevor Daten erfasst und Mittelwerte berechnet wurden. Die genauen Randbedingungen sind im Anhang in Tabelle 4 dokumentiert. Die Ventilator-drehzahlen wurden für jeden Normbetriebspunkt so eingestellt, dass ein möglichst hoher COP erreicht wurde. Die verwendeten Messdaten wurden bereits in der vorherigen Untersuchung [3] genutzt.

Für die Messungen wurden die Normbetriebspunkte für «Low Temperature Application» und «Medium Temperature Application» gemäss SN EN 14825:2022 [1] (average climate) angefahren, wobei variable Vorlauftemperaturen verwendet wurden. Die Teillastbedingungen stammen aus Tabelle 8 der genannten Norm. Mit abnehmender Quelltemperatur steigt die Heizleistung entlang der Heizkurve, sofern die Wärmepumpe dies zulässt [3].

Tabelle 3: Übersicht der getesteten Wärmepumpenversionen.

Version	Kompressor	Sammler	Kondensator	Ventilator	Lüfter- drehzahl	Sauggas- überhitzung [K]
1	KompA	Nein	KondA	VentA	Standard	5
2	KompB	Nein	KondA	VentA	Standard	5
3	KompB	Ja	KondB	VentB	Standard	5

Erklärung:			
Bez.	Typ Drehzahlbereich	Bez.	Modell T_{kond} am Auslegungspunkt A-7W34
KompA:	Kompressormodell A (Scroll) 1100-5500rpm	KondA:	Kondensator 1 (SWEP) 35.2 °C
KompB:	Kompressormodell B (Scroll) 1200-7200rpm	KondB:	Kondensator 2 (SWEP) 35.0 °C

Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die experimentellen Ergebnisse der drei Wärmepumpenversionen dargestellt und analysiert. Der Fokus liegt zunächst auf dem Vergleich der beiden eingesetzten Kompressoren anhand der erzielten COP-Werte sowie der isentropen Gesamtwirkungsgrade der Kompressoren für unterschiedliche Saugdrücke über die gesamten Drehzahlbereiche. Anhand der Gewichtung der Normbetriebspunkte in der SCOP-Berechnung werden die Resultate klassifiziert. Darauf folgt eine Analyse der Hochdruckseite. Dabei werden die Grädigkeiten im Kondensator ohne Sammler untersucht und den Veränderungen durch den Einsatz eines Sammlers gegenübergestellt. Ein besonderer Schwerpunkt liegt auf der Rolle der Unterkühlung sowie dem damit verbundenen Einfluss auf das Hochdruckniveau und die nutzbare Heizleistung. Abschliessend werden die wesentlichen Ergebnisse der vorhergehenden Untersuchung zur Niederdruckseite zusammengefasst [3].

Einfluss unterschiedlicher Kompressormodelle im Voll- / Teillastbetrieb auf den COP

Nachfolgend wurden die Versionen 1 und 2 miteinander verglichen, in welchen unterschiedliche Kompressormodelle (A und B) verbaut wurden. Abbildung 2 stellt einen Vergleich der gemessenen Leistungszahlen (COP) der Versionen dar. Die Auswertung zeigt, dass Kompressormodell B am Betriebspunkt A12W24 den COP um 12.5 % steigern konnte. Am Punkt A-7W34 ist der COP jedoch 7.7 % gesunken.

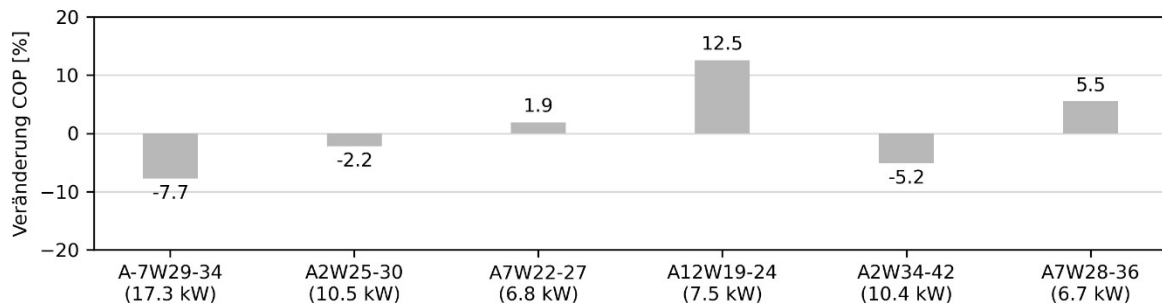


Abbildung 2: Prozentuale Veränderung des COP mit Version 2 (Kompressormodell B) im Vergleich zu Version 1 (Kompressormodell A) gemessen über die Messinfrastruktur der Klimakammer.

Zum Kompressormodell A wurde vom Hersteller ein auf den Kompressor abgestimmter Frequenzumrichter mitgeliefert. Beim Kompressormodell B gehörte der Frequenzumrichter nicht zum Lieferumfang und wurde entsprechend den Herstellerempfehlungen separat beschafft. Detaillierte Angaben zu den Wirkungsgraden der jeweiligen Frequenzumrichter liegen für beide Systeme nicht vor.

Für Kompressormodell A lagen drehzahlabhängige Polynome für den Kältemittelmassenstrom sowie die elektrische Leistungsaufnahme der Inverter-Kompressor-Einheit vor. Für Kompressormodell B wurden diese Beziehungen aus Polynomen für konstante Drehzahlen abgeleitet. Für Kompressormodell B stehen nur die Angaben für die Leistungsaufnahme des Kompressors ohne Berücksichtigung des Frequenzumrichters zur Verfügung. Für die Berechnung der isentropen Gesamteffizienzen wurden keine Verluste über den Frequenzumwandler angenommen.

Mit den drehzahlabhängigen Polynomen und der in Formel 2 definierten Berechnung des isentropen Gesamtwirkungsgrads ($\eta_{s,ov}$) erfolgte ein Vergleich der beiden Kompressormodelle. In Grafik a) der Abbildung 3 ist die Effizienz von Kompressormodell A in Abhängigkeit der Drehzahl des Motors dargestellt. Die vier Kennlinien gelten je für eine bestimmte Kombination von Saugdruck und Druckverhältnis, die sich an den Normbetriebspunkten für «Low Temperature Applications» orientieren. Die ersten 4 Betriebspunkte aus Abbildung 2 sind auf den Kennlinien mit eingezeichnet.

Grafik b) zeigt die Resultate des zweiten Kompressors. Die Absätze in den Kurven der Grafik, die bei 3600 rpm zu sehen sind, sind durch Bereichsgrenzen begründet, bei denen zwei unterschiedliche Polynome aufeinandertreffen.

Ein Vergleich der beiden Grafiken zeigt den sehr unterschiedlichen Verlauf des Wirkungsgrades über den Drehzahlbereich. Kompressormodell B schneidet bei kleinen Drehzahlen generell besser ab als Kompressormodell A. Hin zu höheren Drehzahlen erreicht Kompressormodell A bei hohen Druckverhältnissen (2,7 und 4,9), also bei grossen Temperaturhüben zwischen Quelle und Senke, höhere isentrope Gesamtwirkungsgrade. Der Umstand, dass bei Kompressormodell A die Verluste des Frequenzumrichters mitberücksichtigt sind, reicht nicht aus, um die Unterschiede zu erklären, da heutige Frequenzumrichter über den gesamten Lastbereich hohe Wirkungsgrade aufweisen. Zudem ist dies unwahrscheinlich, da die COP-Messungen die gleichen Tendenzen zeigen und der Frequenzumrichter hier mit vermessen wurde.

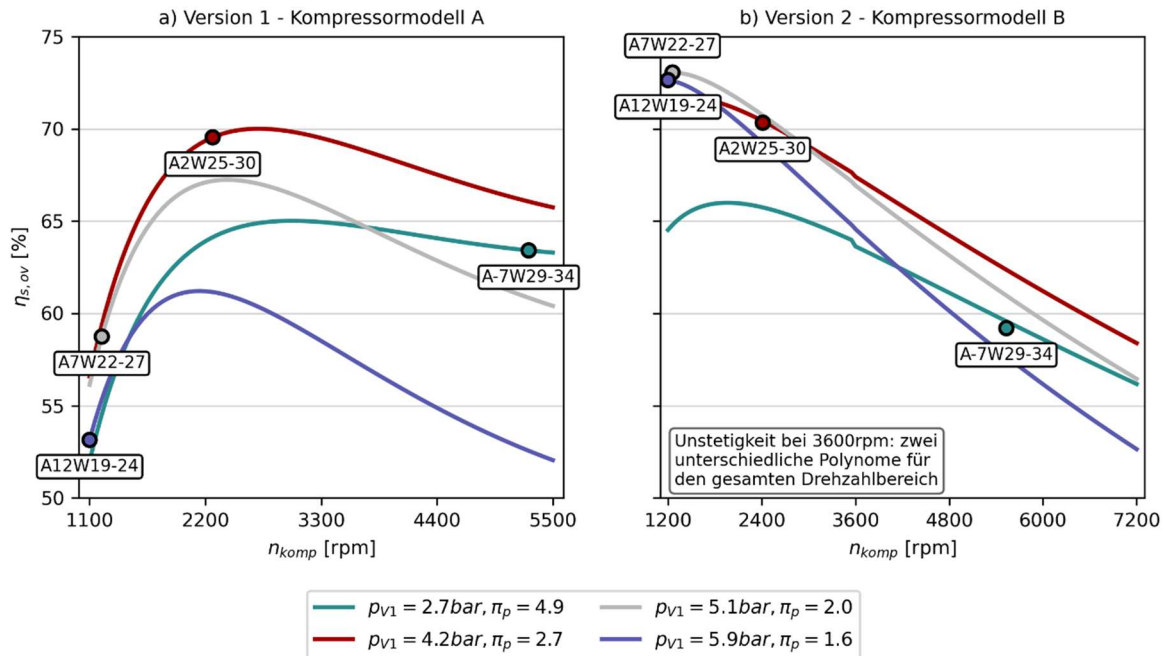


Abbildung 3: Isentroper Gesamtwirkungsgrad der Kompressormodelle abhängig von der Drehzahl für die Saugdrücke und Druckverhältnisse entsprechend der Normbetriebspunkte (Datengrundlage sind die Kompressorpolynome der Hersteller).

Bei der Auswahl eines Kompressors darf nicht nur die maximale Effizienz betrachtet werden, es ist auch von grosser Bedeutung, dass sie bei Betriebspunkten mit hohen jährlichen Betriebsstunden besonders hoch ausfällt. Der Kompressor muss also zu der Anwendung passen beziehungsweise hängt somit auch stark vom Standort der Wärmepumpe (Klima) und dem energetischen Zustand des zu beheizenden Objektes ab. Das Vorgehen zur Ermittlung des SCOP wird z.B. in der Norm EN14825 [1] beschrieben. Es wird zwischen drei standardisierten Klimabedingungen unterschieden, welche die europäischen Verhältnisse abdecken. Wie in Abbildung 4 zu sehen ist, fallen für das mittlere Klima die Betriebspunkte A2 und A7 am stärksten ins Gewicht. Es wird auch ersichtlich, dass der Betriebspunkt A12W24 deutlich mehr ins Gewicht fällt als der Betriebspunkt A-7W34. Aus diesem Grund bringt Kompressormodell B hinsichtlich des SCOP deutliche Vorteile.

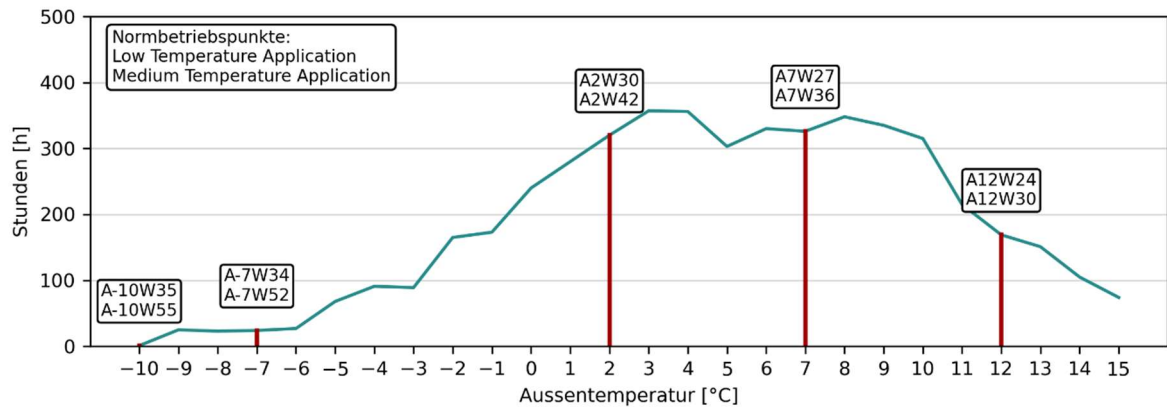


Abbildung 4: Jährlich auftretende Stunden je Aussentemperatur als Grundlage zur Berechnung des SCOP von Luft-Wasser-Wärmepumpen gemäss Norm (Quelle Tabelle G.2 in [1]).

Einfluss eines Sammlers im Kältekreislauf auf die Grädigkeiten im Kondensator, den Hochdruck und die Heizleistung

Die Version 2 wurde ohne Sammler betrieben, um den Einfluss von Füllmengenverschiebungen über den gesamten Betriebsbereich auf die Effizienz zu untersuchen. In einem ersten Schritt wurde analysiert, an welchen Stellen im Kondensator die Pinch Points in Version 2 auftreten. Hierzu wurden aus den Messdaten die Temperaturdifferenzen $\Delta T_{PP,1}$ und $\Delta T_{PP,2}$ für die jeweiligen Betriebspunkte berechnet (siehe Abbildung 5).

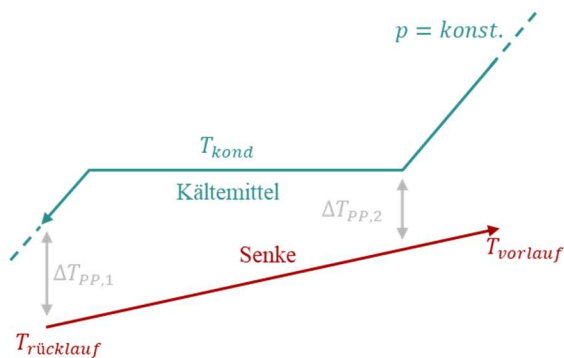


Abbildung 5: Darstellungen der möglichen Pinch Points im Kondensator (1: Austritt Kondensator, 2: Übergang ins Zweiphasengebiet).

Die Ergebnisse sind in Abbildung 6 dargestellt. An den Betriebspunkten A-10 und A-7 zeigt sich eine minimale Temperaturdifferenz an Punkt 1 (negative Werte können durch Messunsicherheit entstehen), während $\Delta T_{PP,2}$ bei knapp unter 5 K liegt. Beim Betriebspunkt A7W28-36 ergibt sich ein umgekehrtes Verhalten. Für die übrigen Betriebspunkte weisen beide Punkte vergleichbare und niedrige Temperaturdifferenzen auf.

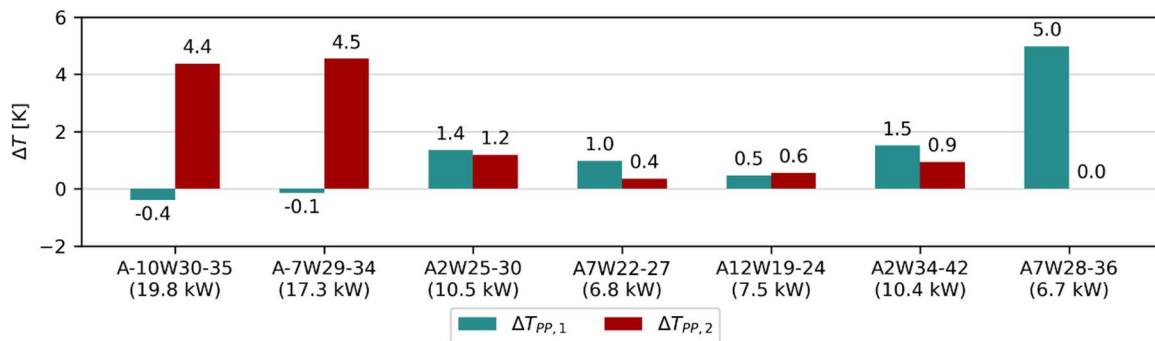


Abbildung 6: Temperaturdifferenzen im Kondensator von Version 2 an den Punkten 1 und 2 gemäss Abbildung 5.

Abbildung 7 zeigt in Plot a), dass an den Betriebspunkten A-10 und A-7 eine hohe Unterkühlung (leicht erhöht an Punkt A2W34-42) vorliegt, während sie beim Punkt A7W28-36 gering ist. An den übrigen Betriebspunkten bewegt sich die Unterkühlung im erwarteten Bereich. Plot b) stellt den berechneten Dampfgehalt am Verdampfer Eintritt dar. Da der Verdampfer einer Luft-Wasser-Wärmepumpe ein vergleichsweise grosses Volumen aufweist, ist dieser Parameter entscheidend für Füllmengenverlagerungen im System. An den Betriebspunkten A-10 und A-7 ergeben sich die höchsten Dampfgehalte am Eintritt und die niedrigsten Saugdrücke, was jeweils die Kältemittelmenge im Verdampfer reduziert. Dies spiegelt sich in höheren gemessenen Unterkühlungen wider. Die präzise Messung der Unterkühlung ist grundsätzlich schwierig und mit vergleichsweise hohen Unsicherheiten behaftet, dennoch ist der zugrunde liegende Zusammenhang klar erkennbar.

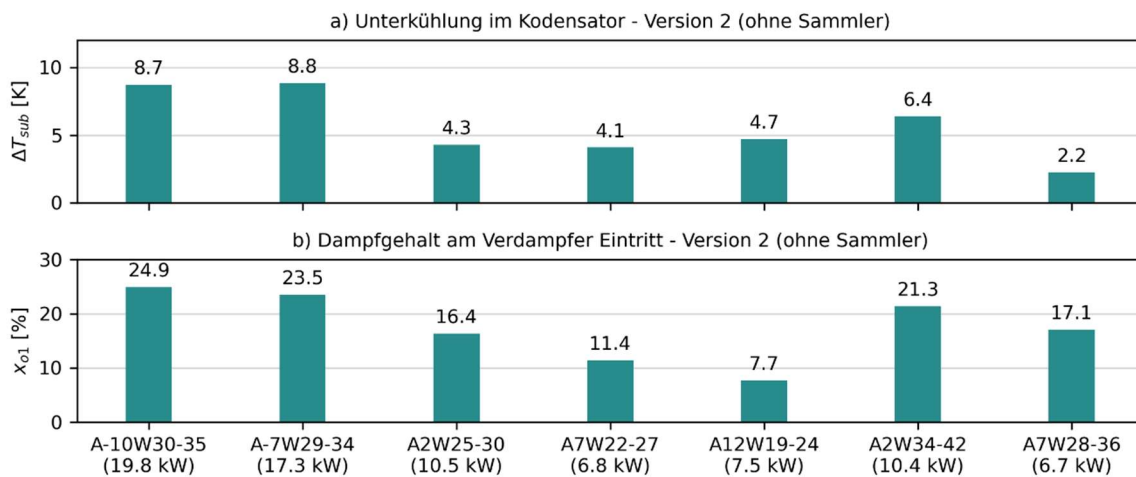


Abbildung 7: Unterkühlung im Kondensator und Zusammenhang mit dem Dampfgehalt am Verdampfer Eintritt an Version 2 (ohne Sammler).

In Abbildung 8 ist in Plot a) die Veränderung der Kondensationstemperatur an Version 3 infolge des Sammlers dargestellt. Ziel ist es, den Einfluss des Sammlers auf das Hochdruckniveau zu analysieren. An den Betriebspunkten A-10 und A-7 konnte die Kondensationstemperatur um mehr als 3 K reduziert werden. An den restlichen Betriebspunkten hat sich die Kondensationstemperatur nur sehr wenig verändert.

Plot b) zeigt die gemessenen Hochdrücke der beiden Versionen. Deutlich wird, dass an den Betriebspunkten A-10 und A-7 eine Reduktion des Hochdrucks mit Version 3 erreicht wurde. An den übrigen Betriebspunkten liegen die Hochdruckwerte beider Versionen hingegen sehr nahe beieinander, was die Vergleichbarkeit der beiden Versionen bestätigt.

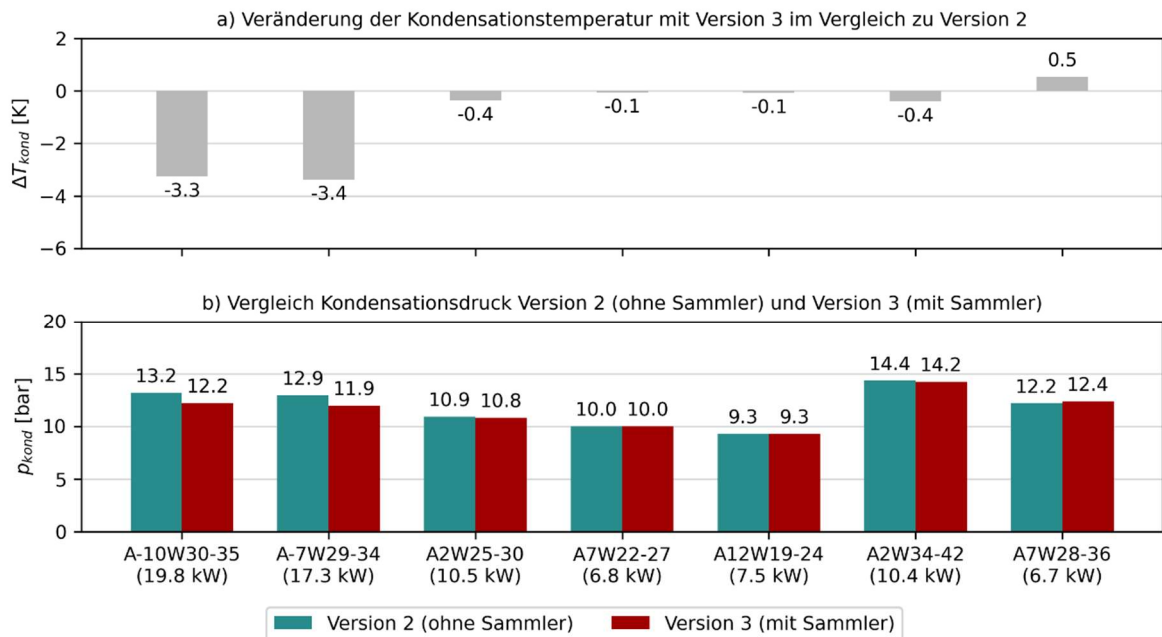


Abbildung 8: Veränderung der Kondensationstemperaturen durch den Sammler in Version 3 und gemessene Hochdrücke mit den Versionen 2 (ohne Sammler) und 3 (mit Sammler).

Als nächstes wird untersucht, welcher Anteil der Heizleistung in der Unterkühlung enthalten ist. Durch den Einsatz des Sammlers liegt am Austritt des Kondensators gesättigte Flüssigkeit vor, sodass im Kondensator keine Unterkühlung mehr genutzt wird.

Abbildung 9 zeigt den Anteil der Heizleistung, der von der Unterkühlung kommt. Die Auswertung basiert dabei auf den gemessenen Hochdrücken, wobei für die Berechnung eine Unterkühlung von 5 K für die «Low Temperature Application»-Betriebspunkte bzw. 8 K für die «Medium Temperature Application»-Betriebspunkte angenommen wurde (Formel 4 und Formel 5). Die durch den Sammler verlorene Heizleistung wird somit rechnerisch abgeschätzt. Bezogen auf die Normheizleistung macht der Heizleistungsanteil der Unterkühlung an den Normbetriebspunkten bei der Annahme von 5 K resp. 8 K 3 % bis 7 % aus.

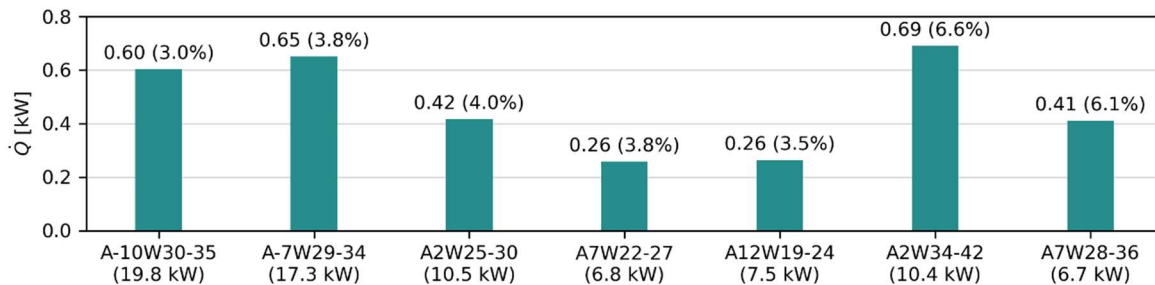


Abbildung 9: In der Unterkühlung enthaltene Heizleistung unter der Annahme einer vollen Ausnutzung der Sensenspreizung (5K für die ersten 5 Messpunkte und 8K für die letzten beiden Messpunkte).

Einflussfaktoren auf der Niederdruckseite: interner Wärmeübertrager, Verdampfergeometrie, Luftverteilung und Vereisungsverhalten

Die Analyse der Niederdruckseite hat gezeigt, dass ein interner Wärmeübertrager und ein Dampfgehalt <100 % am Verdampferaustritt einen positiven Einfluss auf die Verdampfungstemperatur und damit auf den Saugdruck haben. Mit einem Rohr-in-Rohr-Wärmeübertrager konnte eine um 0.3 bis 1.3 K höhere Verdampfungstemperatur erreicht werden, beim Plattenwärmeübertrager bis zu 1.7 K. Die konstant auf 5 K geregelte Sauggasüberhitzung sorgte dafür, dass die gesamte Überhitzung sowie ein Teil der Verdampfung innerhalb des IHX stattfand. Diese Effekte wurden bereits theoretisch beschrieben [5] und konnten in den Experimenten bestätigt werden. Gleichzeitig zeigte sich, dass der Druckverlust über den IHX bei hohen Heizleistungen die Sättigungstemperatur des Sauggases um bis zu 2 K senkte, wodurch der Saugdruck im Volllastbetrieb effektiv abnahm. Im Teillastbetrieb überwog der positive Effekt der höheren Verdampfungstemperatur [3].

Variationen von Lamellenabstand und Einströmstrecke an der Verdampfereinheit zeigten in Kurzzeitmessungen ohne Berücksichtigung der Vereisung keinen merklichen Einfluss auf die Verdampfungstemperatur, da die Temperaturdifferenz am Pinch-Point bereits etwa 1 K betrug. Eine Erhöhung des Luftvolumenstroms führte hingegen zu einer zusätzlichen Anhebung der Verdampfungstemperatur um bis zu 1.2 K. Dies erhöhte gleichzeitig die Ventilatorleistung, da ein grösserer Luftvolumenstrom gefördert und ein höherer Druckverlust überwunden werden musste [3].

Das Vereisungsverhalten des Verdampfers zeigte, dass eine längere Einströmstrecke und ein grösserer Lamellenabstand die Bildung von Eis deutlich verzögern. Bei einer Quelltemperatur von 2 °C reduzierte sich der Leistungsabfall in den letzten 60 min einer 130-min-Messung von 12.6 % auf 2.3 %, bei -7 °C von 3.5 % auf 0.9 % in den letzten 70 min einer 140-min-Messung. Diese Ergebnisse unterstreichen die Notwendigkeit einer gezielten Optimierung des Verdampfers, um den anfänglichen COP über längere Betriebszeiten zu halten und Effizienzeinbussen durch häufiges Abtauen zu vermeiden. Die beobachteten Verbesserungen konnten durch die bessere Luftverteilung über die Verdampferfläche erklärt werden [3].

Die auf der Niederdruckseite beobachteten Wechselwirkungen wurden in einem Kausalitätsdiagramm zusammengefasst (siehe Abbildung 10) [3].

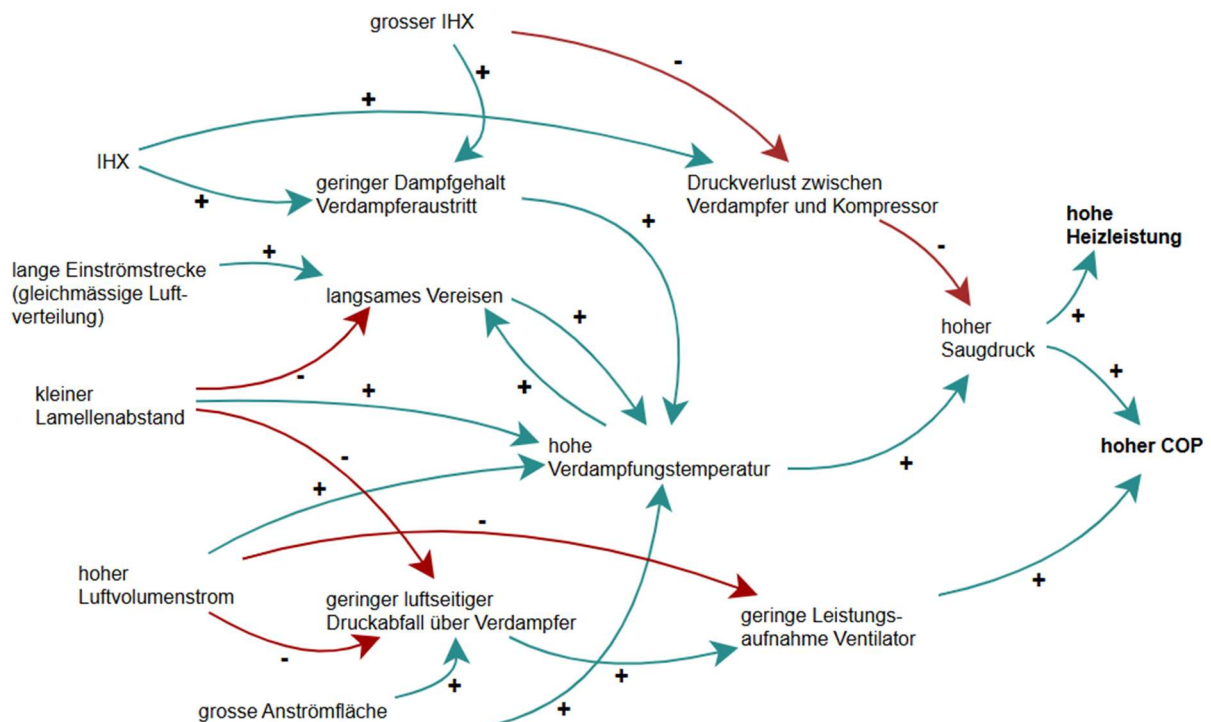


Abbildung 10: Kausalitätsdiagramm Niederdruckseite einer Luft-Wasser-Wärmepumpe (basierend auf [3]).

Schlussfolgerungen

Im Rahmen der Untersuchung wurden zwei für Wärmepumpenanwendungen geeignete Kompressoren unterschiedlicher Hersteller vermessen und miteinander verglichen. Die Ergebnisse zeigen, dass Modell B insbesondere im Betriebspunkt A12W24 eine deutliche Verbesserung des COP um 12.2 % erzielt, während bei tiefen Quellentemperaturen am Punkt A-7W34 eine Verschlechterung von 7.7 % beobachtet wurde.

Im Hinblick auf die saisonale Leistungszahl ist zu berücksichtigen, dass Betriebspunkte wie A12 stärker gewichtet werden als A-7, was den typischen Einsatzbedingungen von Wärmepumpen entspricht. Insgesamt ergibt sich daraus, dass Modell B für eine Optimierung des SCOP vorteilhaft ist.

Der Vergleich der Anlagen mit und ohne Sammler zeigt, dass die Kondensationstemperatur an den Betriebspunkten A-10 und A-7 um mehr als 3 K reduziert werden kann. Dies führt zu geringeren Hochdrücken und entsprechend reduzierten Druckverhältnissen über den Kompressor. An den übrigen Betriebspunkten bleiben Kondensationstemperatur und Hochdruck weitgehend unverändert.

Durch den Einsatz des Sammlers verlässt das Kältemittel den Kondensator in gesättigtem Zustand, sodass keine Unterkühlung mehr genutzt wird. Dies führt zu einem Verlust an nutzbarer Heizleistung, da die Senkenspreizung nicht vollständig ausgeschöpft wird. Die in der Unterkühlung enthaltene Heizleistung beträgt etwa 3 % bis 7 % der gesamten Heizleistung.

Die wesentlichen Ergebnisse zur Auslegung der Niederdruckseite wurden in dieser Arbeit zusammengefasst. Es zeigt sich, dass durch eine gezielte Optimierung der relevanten Einflussgrössen, der Reduktion des Dampfgehalts am Verdampferaustritt mittels IHX und einem verbessertem Vereisungsverhalten zur Aufrechterhaltung des COP über die Zeit, erhebliche Effizienzsteigerungen erreicht werden können.

Danksagung

Der Innosuisse wird für die finanzielle Unterstützung und Förderung des Projekts (Projektnummer 104.366 IP-EE) gedankt, durch welche die experimentellen Untersuchungen und Analysen ermöglicht wurden.

Literaturverzeichnis

- [1] Schweizerische Normen-Vereinigung (SNV): SN EN 14825:2022 - Luftkonditionierer, Flüssigkeitskühlsätze und Wärmepumpen mit elektrisch angetriebenen Verdichtern zur Raumbeheizung und -kühlung, gewerblichen Kühlung und Prozesskühlung - Prüfung und Leistungsbewertung unter Teillastbedingungen und Berechnung der saisonalen Arbeitszahl, Schweizerische Normen-Vereinigung (SNV), 2022.
- [2] Fördergemeinschaft Wärmepumpen Schweiz (FWS): Marktentwicklung Wärmepumpen Q4/2024, Zürich, 2025, verfügbar unter: <https://www.fws.ch/download/marktentwicklung-q4-2024/> (abgerufen am 27.10.2025).
- [3] R. Menet, M. Uhlmann, J. Segmüller, L. P. M. Brendel, U. Lindemann, S. S. Bertsch: Auslegung Niederdruckseite einer Luft-Wasser-Wärmepumpe: Experimentelle Untersuchung zu IHX, Verdampfergeometrie, Luftverteilung und Vereisungsverhalten mit dem Kältemittel Propan, DKV, 2025.
- [4] P. Hubacher, C. Bernal, M. Ehrbar: Feldmonitoring und Analysen an Grosswärmepumpen – Phase 2, Schlussbericht, Hubacher Engineering, im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE), Forschungsprogramm Wärmepumpen, WKK, Kälte, Bern, 2010.
- [5] F. J. Ziegler: Hohe SCOP-Werte und 3K-Betrieb bei Luft/Wasser-Wärmepumpen, HK-Gebäudetechnik, 5 (2025), 52–55.

Anhang

Tabelle 4: Randbedingungen der Messpunkte der Versionen 1 bis 3.

Messpunkt	Kompressor [%] Prozentual von Maximaldrehzahl			Quelle [°C]			Luftfeuch- tigkeit [%]			Ventilator [rpm]			Heizleistung [kW]		
	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Version															
A-7W29-34	96	77	77	-6.7	-7.0	-7.0	74	74	74	1226	1236	559	18.0	17.5	17.2
A2W35-30	41	34	34	2.1	2.0	2.0	85	84	84	1036	1043	423	11.4	10.8	10.9
A7W22-27	22	17	18	6.9	7.0	7.0	85	87	87	933	987	361	7.3	6.8	6.8
A12W19-34	20	17	17	11.9	12.0	12.0	89	90	89	948	963	331	7.8	7.8	7.6
A2W34-42	40	30	32	2.2	2.0	2.0	85	84	84	1041	1019	418	10.9	9.2	9.9
A7W28-36	21	18	17	7.0	7.0	7.0	86	87	87	936	940	360	6.8	6.8	6.4

EffiWag – Effizienzpotenzial eines Ersatzes des Wärmeabgabesystems

Mario Roost, ideenwerk gmbh, Theresa Schwery, Lemon Consult AG, Franziska Schranz, ZHAW ICP, Andreas Witzing, ZHAW ICP

BFE F&E Projekt SI/502572-01 EffiWag1 (2023-2025)

Zusammenfassung

Die Klimastrategie des Bundes sieht vor, die direkten Treibhausgasemissionen des Schweizer Gebäudeparks bis zum Jahr 2050 auf Netto-Null zu reduzieren. Im Fokus stehen energetische Gebäudesanierungen sowie der Ersatz fossiler Heizungen durch Wärmepumpen (WP).

In der Praxis stellt die Sanierung der Gebäudehülle für Eigentümer/-innen jedoch häufig eine Herausforderung dar. Besonders betroffen sind oft Gebäude älteren Baujahres mit Heizkörpern mit Auslegungstemperaturen von über 50 °C. Wird nun nur der fossile Heizkessel durch eine WP ersetzt, ist mit einem ineffizienten Betrieb der WP zu rechnen. Die Studie untersucht den Einfluss des Ersatzes eines Hochtemperatur-Wärmeabgabesystems (Auslegungstemperatur >50 °C) durch ein Niedertemperatur-Wärmeabgabesystem (<40 °C) auf den Energiebedarf und die Treibhausgas-Emissionen. Ergänzend wurden Hemmnisse zur Umsetzung von Niedertemperatur-Lösungen identifiziert und Ansätze zu deren Überwindung entwickelt.

Es zeigt sich, dass der Ersatz des Wärmeabgabesystems eine kosteneffiziente Massnahme zur signifikanten Reduktion der Netzbelastung einer WP darstellen kann. Dies stellt im Kontext der Winterstromlücke ein nationales Interesse dar.

Résumé

La stratégie climatique de la Confédération prévoit de réduire à zéro les émissions nettes de gaz à effet de serre du parc immobilier suisse d'ici 2050. L'accent est mis sur la rénovation énergétique des bâtiments ainsi que sur le remplacement des systèmes de chauffage fossiles par des pompes à chaleur (PAC).

Dans la pratique, la rénovation de l'enveloppe du bâtiment représente toutefois souvent un défi pour les propriétaires. Les bâtiments anciens équipés de radiateurs dont la température de conception est supérieure à 50 °C sont souvent particulièrement concernés. Si l'on se contente de remplacer la chaudière à combustible fossile par une pompe à chaleur, il faut s'attendre à un fonctionnement inefficace de cette dernière. L'étude examine l'influence du remplacement d'un système de diffusion de chaleur à haute température (température de conception > 50 °C) par un système de diffusion de chaleur à basse température (< 40 °C) sur les besoins énergétiques et les émissions de gaz à effet de serre. En complément, les obstacles à la mise en œuvre de solutions à basse température ont été identifiés et des approches pour les surmonter ont été développées.

Il apparaît que le remplacement du système de diffusion de chaleur peut constituer une mesure rentable permettant de réduire de manière significative la charge sur le réseau d'une pompe à chaleur. Cela représente un intérêt national dans le contexte de la pénurie d'électricité en hiver.

Ausgangslage

In der Klimastrategie des Bundes ist definiert, dass der Schweizer Gebäudepark bis im Jahr 2050 im Betrieb keine direkten Emissionen mehr verursachen soll [1].

Um dieses Ziel zu erreichen, stehen heute vor allem energetische Massnahmen an der Gebäudehülle sowie der Ersatz fossiler Wärmeerzeuger durch Alternativen mit einem erneuerbaren Energieträger (z.B. Wärmepumpe) im Fokus der schweizerischen Förderlandschaft. Dies führt zu einer zunehmenden Nachfrage an Elektrizität, vor allem im Winterhalbjahr. Zu diesem Zeitpunkt ist die Netzbelastung bereits heute erhöht (Winterstromproblematik). Massnahmen zur Reduktion des Stromverbrauches im Winterhalbjahr helfen, den notwendigen Zubau an Energieerzeugungsanlagen zu reduzieren und das Netz zu entlasten.

Die energetische Sanierung der Gebäudehülle, im speziellen das Dämmen der Aussenwände, stellt jedoch in vielen Fällen eine gestalterische, technische und finanzielle Herausforderung dar. Gemäss der Erfahrung des Autorenteam bleiben daher viele Fassaden, trotz vorhandener Fördergelder, ungedämmt und es wird lediglich ein Ersatz der Fenster und gegebenenfalls eine Dämmung der Dachfläche bzw. Kellerdecke vorgenommen. Häufig betrifft dies Gebäude älteren Baujahres, die über ein Wärmeabgabesystem mit hohen Auslegetemperaturen ($>50\text{ °C}$) verfügen.

Wird in solchen Fällen ein Ersatz des fossilen Wärmeerzeugers durch eine Wärmepumpe vollzogen, so ist auf Grund der hohen Vorlauftemperaturen mit einer ineffizienten Betriebsweise und einem erhöhten Strombedarf der Wärmepumpe zu rechnen. Mit dem Ersatz des Hochtemperatur-Wärmeabgabesystems ($>50\text{ °C}$) durch ein Niedertemperatursystem ($<40\text{ °C}$) kann die Effizienz der Wärmepumpen unter diesen Umständen deutlich gesteigert und der Endenergie- und Leistungsbedarf reduziert werden. Das vorliegende Projekt hat daher zum Ziel, das energetische und ökologische Potenzial eines Ersatzes des Wärmeabgabesystems in Bezug auf die Schweiz aufzuzeigen und sie mit einer herkömmlichen Sanierung der Gebäudehülle zu vergleichen.

Die Studie ist in drei Arbeitspakete aufgeteilt. Im Rahmen des Arbeitspaketes 1 werden für fünf Realobjekte verschiedene Sanierungsvarianten in Bezug auf die Gebäudehülle und den Ersatz des Wärmeabgabesystems erstellt und diese mit Fokus auf den Endenergie- und Leistungsbedarf sowie Treibhausgas-Emissionen verglichen. Im Arbeitspaket 2 werden die kosteneffizienten Varianten aus dem Arbeitspaket 1 auf den gesamten Schweizer Gebäudepark angewendet. Abschliessend werden im Arbeitspaket 3 die unterschiedlichen Hemmnisse in Bezug auf den Ersatz von Wärmeabgabesystemen evaluiert und nach Lösungen zu deren Überwindung gesucht.

Der vorliegende Bericht fasst die Studie EffiWag in Kurzform zusammen. Detailinformationen zur Methodik und umfangreichere Resultate sind dem Schlussbericht zu entnehmen [2].

Arbeitspaket 1: Fallstudien

Betrachtete Objekte

Folgende Objekte wurden im ersten Arbeitspaketes untersucht. Die Daten wurden im Rahmen der Erhebung der Grundlagendaten zusammengestellt (vgl. Kap. Methode).

Tabelle 1: Übersicht untersuchte Realobjekte AP1.

Objekt	A	B	C	D	E
Baujahr	1926	1932	1914	1941	1933/34
Anzahl Wohnungen	8	2	4	8	106
Energieträger	Heizöl	Erdgas	Erdgas	Heizöl	Fernwärme ¹
Energiebezugsfläche	530 m ²	350 m ²	600 m ²	580 m ²	8'800 m ²
Heizwärmebedarf	120 kWh/m ²	114 kWh/m ²	115 kWh/m ²	105 kWh/m ²	105 kWh/m ²
Wärmeabgabesystem	Heizkörper	Heizkörper	Heizkörper	Heizkörper	Heizkörper
Vorlauftemperatur	62°C	62°C	60°C	55°C	62°C

Übersicht Varianten

Basierend auf dem Ist-Zustand des Objektes (Variante 0) wurden die Varianten 1 bis 3 für die Gebäudehülle definiert.

1. Keine energetische Sanierung Gebäudehülle
In dieser Variante werden sämtliche energetischen Massnahmen an der Gebäudehülle, welche nicht dem Originalzustand des Gebäudes entsprechen und dazu geführt haben, dass das Bauteil den heutigen energetischen Anforderungen gemäss Einzelbauteilnachweis entspricht, kalkulatorisch rückgängig gemacht (z.B. Fensterersatz). Damit wird eine gewisse energetische Gleichstellung der Ausgangsszenarios sichergestellt.
2. Teilweise energetische Sanierung
Basierend auf der Variante 1 werden die Bauteile Fenster, Dachfläche/Estrichboden sowie Kellerdecke entsprechend den geltenden Anforderungen gemäss Einzelbauteilnachweis nach SIA 380/1 gedämmt. An der Fassade werden keine energetischen Massnahmen durchgeführt.
3. Umfassende energetische Sanierung der Gebäudehülle
Basierend auf der Variante 1 wird die Gebäudehülle entsprechend den Anforderungen des Systemnachweises nach SIA 380/1 energetisch gedämmt.

In einem weiteren Schritt werden die beschriebenen Varianten der Gebäudehülle durch neue Nieder-temperatur-Heizkörper (h) und eine Luft/Wasser Wärmepumpe (l) ergänzt². Als Referenzfall dient eine Variante mit einem reinen Ersatz der Wärmeerzeugung.

¹ Hinweis: Im Rahmen der vorliegenden Studie wurde angenommen, dass das Objekt E mit Erdgas und nicht mit Fernwärme beheizt wird.

² Im Schlussbericht der Effiwag Studie wurden die Berechnungen auch für Sole/Wasser Wärmepumpen durchgeführt.

Tabelle 2: Übersicht Varianten Arbeitspaket 1.

Gebäudehülle	Wärmeabgabe	Bestehende Wärmeerzeugung	Luft/Wasser Wärmepumpe
Ist Zustand		0	
	Bestehend	1	1l
	Niedertemperatur Heizkörper		1hl
teilweise Sanierung	Bestehend		2l
	Niedertemperatur Heizkörper		2hl
vollständige Sanierung	Bestehend		3l
	Niedertemperatur Heizkörper		3hl

Methode

Die Methode zur Erarbeitung der Resultate ist in Abbildung 1 grafisch dargestellt.

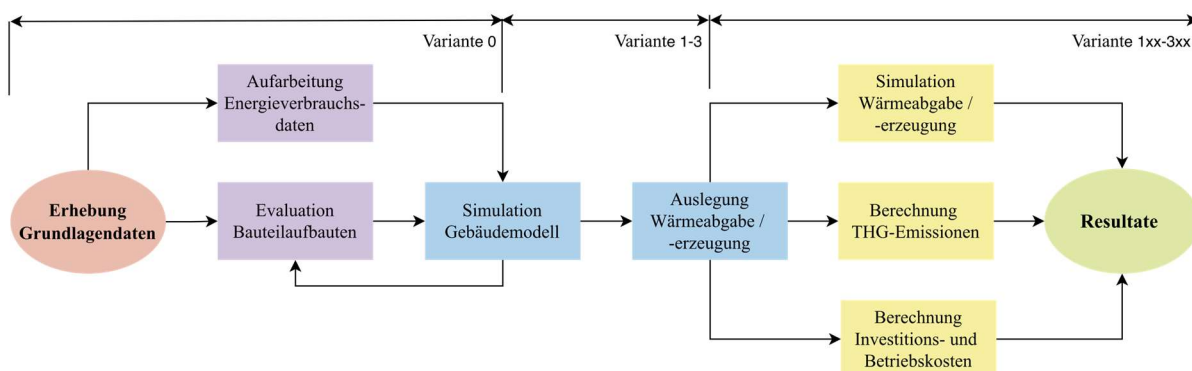


Abbildung 1: Prozessablauf Herleitung Resultate AP1.

In einem ersten Schritt wurden die Grundlagendaten der Objekte zusammengetragen. Zu den erfassten Daten gehörten die Plangrundlagen, die Energieverbrauchsdaten für die letzten drei Kalenderjahre sowie die Einstell-Parameter der Wärmeerzeugung (z.B. Heizkurve).

Um zu einem gemittelten Referenzwert für den Heizwärmebedarf zu gelangen, wurden die Endenergieverbrauchsdaten aufbereitet (Heizgradtag-Korrektur, Subtraktion Warmwasserverbrauch, Subtraktion Erzeugungs-, Verteil-, und Speicherverluste). Ergänzend wurden die Bauteilaufbauten (U-Werte) anhand der vorliegenden Grundlagen definiert.

Basierend auf diesen Daten wurde das Gebäudemodell in IDA ICE aufgebaut und der Heizwärmebedarf für das Design Reference Year (DRY) nach SIA 2028 simuliert. Die vorhandenen Daten aus der Begehung wurden dazu durch Angaben wie interne- und externe Wärmegewinne, Infiltration und Luftwechsel, u.ä. entsprechen den Standardwerten des SIA Merkblattes 2024 ergänzt. Als Vorgabe bezüglich Raumkomfort wurde die operative Raumtemperatur verwendet.

Der in der Simulation errechnete Heizwärmebedarf wurde dann mit dem Referenzwert verglichen. Lag eine Abweichung vor, wurden die Annahmen zu den Bauteilaufbauten angepasst und die Simulation erneut durchgeführt. Dieser iterative Prozess wurde so oft wiederholt, bis eine annähernde Übereinstimmung vorlag.

Darauf basierend, wurde der Heizwärmebedarf der drei Sanierungsvarianten unsaniert, teilsaniert und vollsaniert gemäss dem Beschrieb im Kapitel «Übersicht Varianten» simuliert.

Pro Sanierungsvariante der Gebäudehülle wurde anschliessend der Wärmeerzeuger dimensioniert und in Abhängigkeit der Variante, die Niedertemperatur-Heizkörper nach SIA 384.201 ausgelegt.

Das Gebäudemodell wurde mit diesen Angaben ergänzt und der Endenergiebedarf der Wärmepumpe simuliert. Diese Angabe diente wiederum als Grundlage zur Berechnung der Betriebskosten und der Treibhausgas (THG) -Emissionen für den Betrieb (Stromprodukt = CH-Verbrauchermix nach KBOB V6.2).

Die Investitionskosten für die einzelnen Massnahmen wurden basierend auf Kostenkennlinien berechnet. Die Berechnungen für die THG-Emissionen für die Erstellung basieren auf den Daten aus den KBOB Ökobilanzdaten (V 6.2.).

Abschliessend wurden die Ergebnisse zusammengeführt, ausgewertet und grafisch dargestellt.

Resultate und Diskussion Arbeitspaket 1

In Bezug auf die Zielsetzung des Bundes zur Reduktion der direkten THG-Emissionen und der Netzbelastung (siehe Ausgangslage) sind vor allem die THG-Emissionen für Erstellung und Betrieb, sowie die Aufnahmeleistung der Wärmepumpe im Auslegefall in Relation zu den Jahreskosten relevant.

Die schwarze Linie in der Abbildung 2 und Abbildung 3 beschreibt die Pareto-Front. Sie wird durch diejenigen Varianten gebildet, welche über die tiefst möglichen spezifischen THG-Emissionen bzw. elektrische Leistungsaufnahme bei den entsprechend tiefst möglichen spezifischen Jahreskosten verfügen. Somit ist eine Lösung, welche über der Pareto-Front liegt, im Vergleich zu denjenigen auf der Pareto-Front weniger kosteneffizient.

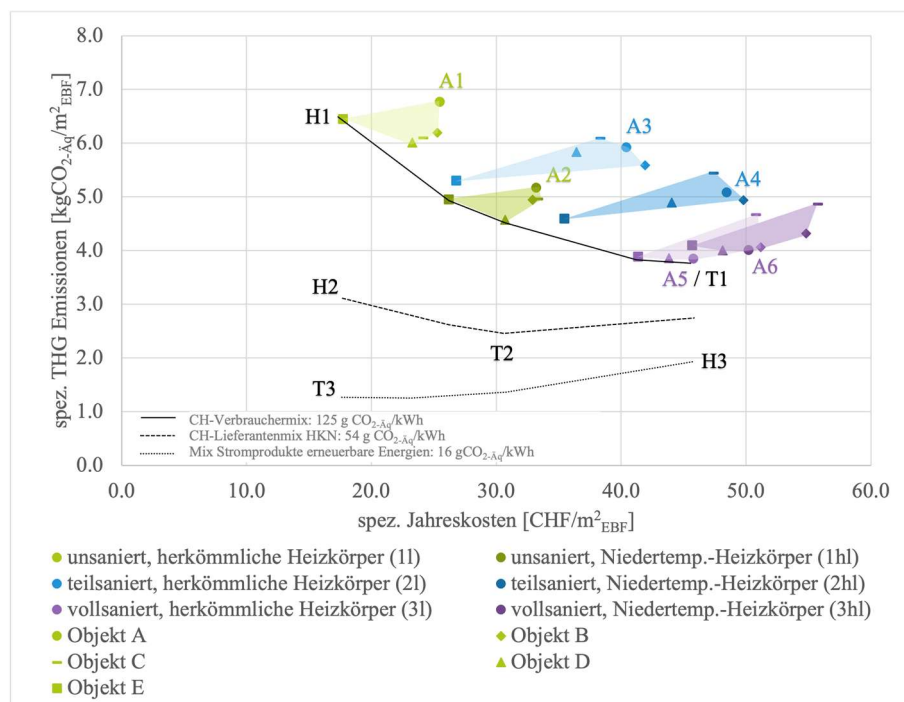


Abbildung 2: Darstellung Resultate spezifische THG-Emissionen vs. spezifische Jahreskosten.

Repräsentativ für alle Objekte wird Objekt A im Detail betrachtet. Als Ausgangslage dient der Zustand mit unsanierter Gebäudehülle, bestehenden Heizkörpern und Wärmepumpe (A1). Wird nun das Wärmeabgabesystem durch einen Niedertemperatur-Heizkörper ersetzt, reduzieren sich die THG-Emissionen um ~25 % bei Mehrkosten von 30 % (A1 zu A2). Würde stattdessen eine Teilsanierung vollführt, läge die Reduktion der THG-Emissionen bei ~15 % und ~60 % höheren Jahreskosten (A1 zu A3). Wird die Teilsanierung durch einen Ersatz des Wärmeabgabesystems ergänzt, liegen die THG-Emissionen in einem ähnlichen Bereich wie bei der unsanierten Variante mit Niedertemperatur-Heizkörper, jedoch zu ~45 % höheren Kosten (A2 zu A4). Eine Teilsanierung der Gebäudehülle, ob mit oder ohne Ersatz des Wärmeabgabesystems, stellt somit im Vergleich zur unsanierten Variante mit Niedertemperatur Heizkörpern eine, für das betrachtete Objekt, weniger kosteneffiziente Lösung dar.

Durch eine Vollsanieung des Objektes A, können die THG-Emissionen zur Ausgangslage um ~40 % reduziert werden. Die Mehrkosten liegen bei ~80 % (A1 zu A5). Wird in diesem Fall das zusätzlich Wärmeabgabesystem ersetzt, steigen die THG-Emissionen um ~2 % an, bei ~10 % höheren Jahreskosten (A5 zu A6). Im vollen sanierten Zustand macht somit ein Ersatz des Wärmeabgabesystems aus ökonomischer und ökologischer Sicht wenig Sinn.

Für den Standardfall wurden die THG-Emissionen für den Betrieb mit dem Stromprodukt CH-Verbraucher mix (125 gCO₂-Äq/kWh) berechnet. Durch eine Veränderung des Stromproduktes wird die Lage der Varianten vertikal verschoben. Die horizontale Lage (spez. Jahreskosten) bleibt gleich. Dadurch verschiebt sich auch die Pareto-Front.

Für den Standardfall liegen die höchsten THG-Emissionen auf der Pareto-Front bei der unsanierten Variante (H1). Die Tiefsten bei der Vollsanieung (T1). Die THG-Emissionen am Punkt T1 liegen um ~2.6 kgCO₂-Äq/m²EBF tiefer als am Punkt H1. Der ökologische Vorteil der Vollsanieung ist somit im Vergleich zum unsanierten Zustand sehr deutlich.

Wird nun das Stromprodukt CH-Lieferantenmix HKN (54 gCO₂-Äq/kWh) eingesetzt, verbleibt der höchste Punkt (H2) bei der unsanierten Variante. Der tiefste Punkt verschiebt sich in den Bereich der unsanierte Variante mit Niedertemperatur-Heizkörper. Die Differenz zwischen den beiden Punkten und somit der ökologische Vorteil reduziert sich auf ~0.6 kgCO₂-Äq/m²EBF.

Wird das Stromprodukt Mix Stromprodukte erneuerbare Energien (16 gCO₂-Äq/kWh) eingesetzt, kippt die Pareto-Front. Der tiefste Punkt (T3) liegt nun bei der unsanierten Variante und ~0.8 kgCO₂-Äq/m²EBF tiefer als der höchste Punkt (H3), welcher sich zur Vollsanieung verschoben hat. Die Vollsanieung ist nun im Vergleich zur unsanierten Variante ökologisch im Nachteil.

Die Betrachtung zeigt auf, dass mit sinkender CO₂-Intensität des Stromproduktes die ökologischen Vorteile einer Gebäudesanieung gegenüber dem unsanierten Zustand abnehmen und sich im schlimmsten Fall sogar negativ auswirken können.

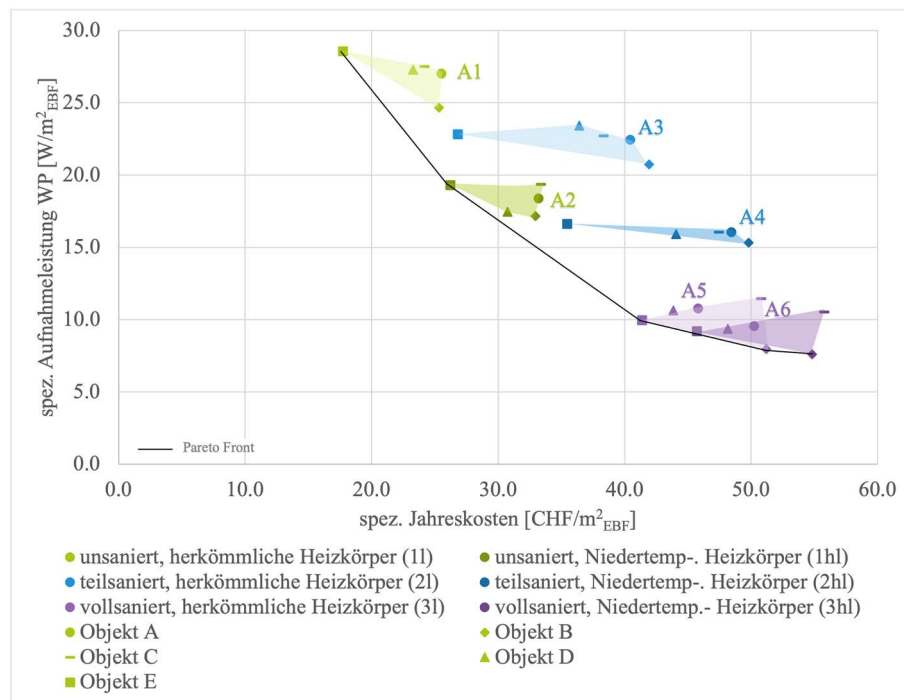


Abbildung 3: Darstellung Resultate spezifische Aufnahmeleistung Wärmepumpe vs. spezifische Jahreskosten.

Im Falle des Objektes A, kann durch den Ersatz des Wärmeabgabesystems die Aufnahmeleistung der Wärmepumpe im unsanierten Zustand, im Vergleich zur Ausgangssituation um ~35 % reduziert werden (A1 zu A2). Die Mehrkosten liegen bei ~30 %.

Eine Teilsanierung führt zu einer Reduktion der Aufnahmeleistung um ~20 % (A1 zu A3) bzw. um ~40 % wenn zusätzlich Niedertemperatur-Heizkörper eingebaut werden (A1 zu A4). Die Kosten liegen um ~60 % (A1 zu A3) bzw. ~90 % (A1 zu A4) höher. Eine Teilsanierung stellt auch in diesem Fall im Vergleich zur unsanierten Variante mit Ersatz des Wärmeabgabesystems eine weniger kosteneffiziente Lösung dar.

Durch eine Vollsanieung kann der Leistungsbedarf im Vergleich zum Ausgangszustand um ~60 % reduziert werden. Die Mehrkosten liegen bei ~80 % (A1 zu A5). In diesem Fall bringt ein zusätzlicher Ersatz des Wärmeabgabesystems nur einen geringfügigen Zusatznutzen zu zusätzlichen Kosten (A5 zu A6). Im vollsanierten Zustand bringt somit ein zusätzlicher Ersatz des Wärmeabgabesystems nur wenig Mehrwert.

Zusammengefasst kann festgehalten werden, dass die CO₂-Intensität des eingesetzten Stromproduktes für die THG-Emissionen für Erstellung und Betrieb entscheidender ist, als der energetische Zustand der Gebäudehülle oder die Vorlauftemperatur des Wärmeabgabesystems. Dies unterstreicht die Bestrebungen des Bundes, beim Ausbau der erneuerbaren Energien den Schwerpunkt auf die Optimierung der Winterproduktion zu setzen.

Aus Sicht der Netzbelastung ist der Ersatz des Wärmeabgabesystems ein kosteneffizienterer Ansatz zur Reduktion der Aufnahmeleistung als eine Teilsanierung. Durch eine Vollsanieung lässt sich die Aufnahmeleistung am stärksten reduzieren, führt jedoch auch zu den höchsten Kosten.

Arbeitspaket 2: Gebäudepark Schweiz

Übersicht Varianten

Im Arbeitspaket 2 wurden die in Tabelle 3 aufgezeigten Varianten untersucht.

Tabelle 3: Übersicht Varianten Arbeitspaket 2.

Gebäudehülle	Wärmeabgabe	Fossiler Wärmerzeuger	Wärmepumpe
Ist-Zustand	bestehend	0	
Ist-Zustand	bestehend		1wp
	Niedertemperatur Wärmeabgabesystem		1nwp
Vollständige Sanierung	bestehend		3wp

Methode

Im Rahmen des zweiten Arbeitspaketes wurden die objektspezifischen Betrachtungen aus dem Arbeitspaket 1 auf den gesamtschweizerischen Wohngebäudepark hochskaliert. Das Vorgehen dazu ist in Abbildung 4 dargestellt und nachfolgend erläutert.

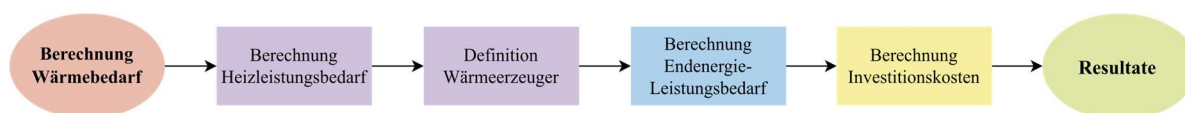


Abbildung 4: Übersicht Methode Arbeitspaket 2.

Zu Beginn des Prozesses wurde für alle Wohngebäude der Schweiz der Wärmebedarf für Raumheizung berechnet. Die Berechnung basiert auf Angaben zu den Energiebezugsflächen pro Objekte gemäss Gebäude- und Wohnungsregister (GWR) und der Gebäude- und Wohnungsstatistik (GWS) und einer Annahme zum Heizwärmebedarf pro Quadratmeter Energiebezugsfläche in Abhängigkeit der Bauperiode des Objektes. Für die unsanierten Varianten 0, 1wp und 1nwp basieren die Annahmen zum Heizwärmebedarf auf Daten aus dem Gebäudeparkmodell [3]. Für die Variante 3wp wurde der Grenzwert nach SIA 380/1 Systemnachweis eingesetzt.

Der Heizleistungsbedarf wurde in Anlehnung an die Ergebnisse der Studie «OptiPower» berechnet. Diese stellt einen Zusammenhang zwischen dem spezifischen Heizwärmebedarf und dem spezifischen Heizleistungsbedarf her [4].

Die Definition des Wärmeerzeugers pro Objekt erfolgte anhand eines Entscheidungsbaums. Für Variante 0 wurden die im GWR vorhandenen Daten verwendet. Fehlten diese, wurde der Wärmeerzeuger anhand eines Entscheidungsbaums, der unter anderem den Heizleistungsbedarf (<40 kW L/W WP, >40 kW S/W WP) berücksichtigt, hergeleitet. Für die Varianten 1wp, 1nwp und 3wp wurde der Wärmeerzeuger ebenfalls anhand eines Entscheidungsbaums hergeleitet. Dieser berücksichtigt den aktuellen Energieträger, Regionen mit hoher Energiedichte (Fernwärme) und den Heizleistungsbedarf.

Der Endenergie- und Leistungsbedarf von Wärmepumpen wird stark durch die jeweilige Vorlauftemperatur beeinflusst. Für die Varianten 0 und 1wp wurde daher pro Objekt die Auslegetemperatur in Abhängigkeit der Bauperiode definiert. Die in Abbildung 5 dargestellten Temperaturannahmen basieren auf Angaben aus Realobjekten in Genf [5] sowie den aus der Vorgabe MuEN 2000-2014 [6] [7] [8] und deren Vorgängerversionen [9]. Da die Annahmen mit einer gewissen Unsicherheit behaftet sind, wurde ein Szenario hoch und tief etabliert.

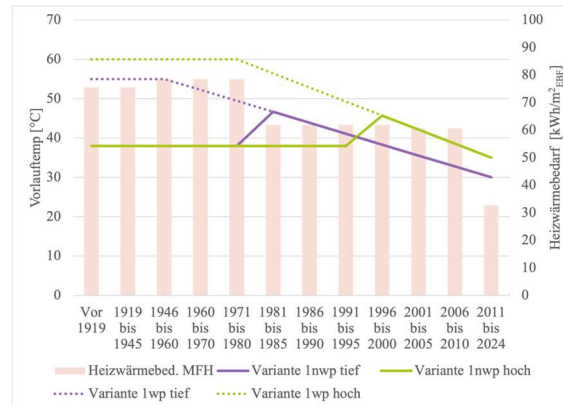


Abbildung 5: Darstellung Definition Vorlauftemperaturen in Abhängigkeit Bauperiode mit Szenario hoch / tief.

Für die Varianten 1nwp wurde definiert, dass in allen Objekten mit einer Vorlauftemperatur $>50\text{ °C}$ das Wärmeabgabesystem ersetzt wird. Für diese Objekte wurde neu von einer Vorlauftemperatur für den Auslegefall von 38.5 °C ausgegangen. Für die Variante 3wp wurde die Vorlauftemperatur durch einen iterativen Abgleich zwischen Wärmebedarf des Objektes und physikalisch möglicher Wärmeabgabe der bestehenden Heizkörper in Abhängigkeit der abgesenkten Vorlauftemperatur hergeleitet.

Die Berechnung der Jahresarbeitszahl (JAZ) und des Coefficient of Performance (COP) wurden in Abhängigkeit des Objektstandortes (Aussen-/Bodentemperatur) und der Vorlauftemperatur berechnet. Die Investitionskosten für den Ersatz des Wärmeerzeugers und des Wärmeabgabesystems sowie die Gebäudehüllensanierung basieren auf Kostenkennlinien analog dem Arbeitspaket 1.

Resultate und Diskussion Arbeitspaket 2

In Abbildung 6 sind die absoluten Investitionskosten für die Umsetzung der jeweiligen Massnahmen im betrachteten Gebäudepark aufgeteilt nach Komponente aufgezeigt. Die Kosten für die Wärmeerzeugung (WEZ) und Erdwärmesonden (EWS) kommen bei allen Varianten zum Tragen. Bei den Varianten 1nwp kommt die Wärmeverteilung (WV) und das Wärmeabgabesystem (WAG) hinzu. Die Investitionskosten der Varianten 1nwp nehmen dadurch im Vergleich zur Variante 1wp um $\sim 40\text{--}70\text{ %}$ zu. In den Varianten 3wp werden nur die Kosten für die neue Wärmeerzeugung und die Sanierung der Gebäudehülle (GH) berücksichtigt. Dies führt im Vergleich zu Variante 1wp zu einer Zunahme der Kosten um $\sim 195\text{--}295\text{ %}$. Durch die Umsetzung von Variante 1wp hoch/tief nimmt der elektrische Leistungsbedarfs für den Betrieb der Wärmepumpen in Variante 0 von 0.7 GW auf $3.2\text{--}3.6\text{ GW}$ zu ($+2.5\text{--}2.9\text{ GW}$) zu (Abbildung 7).

Mit der Umsetzung der Varianten 1nwp hoch/tief kann der elektrische Leistungsbedarf wieder um $\sim 15\text{--}20\text{ %}$ ($0.45\text{--}0.77\text{ GW}$) gesenkt werden. Durch eine vollständige Gebäudesanierung (Variante 3wp hoch/tief) lässt sich der elektrische Leistungsbedarf der Wärmepumpen im Vergleich zur Variante 1wp hoch/tief um $\sim 35\text{--}45\text{ %}$ ($1.1\text{--}1.6\text{ GW}$) reduzieren.

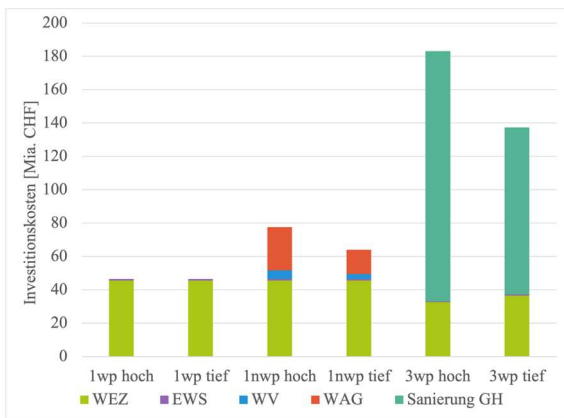


Abbildung 6: Darstellung Investitionskosten.

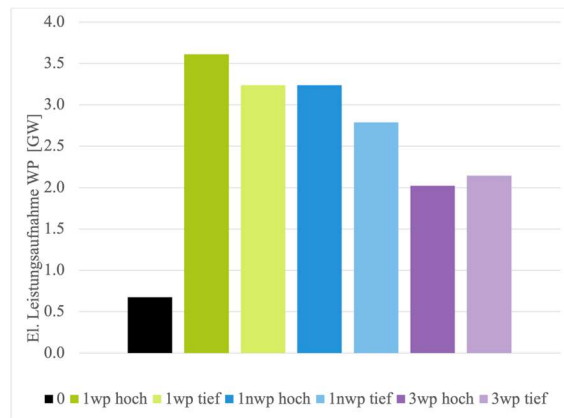


Abbildung 7: Darstellung elektrische Leistungsaufnahmen Wärmepumpen.

Es ist anzumerken, dass die jeweiligen Massnahmen in der vorliegenden Studie isoliert betrachtet wurden und die Varianten den Ausbau im Endzustand beschreiben. Dabei wurde vernachlässigt, dass sich über den Zeitraum, den es bräuchte, um diesen Endzustand zu erreichen, verschiedenste Faktoren ergeben, welche sich auf das Resultat auswirken. So wurden beispielsweise Einflussfaktoren wie eine verbesserte Effizienz zukünftiger Wärmepumpen, weniger Heizwärmebedarf aufgrund von Klimaveränderungen, erhöhter Heizwärmebedarf aufgrund von mehr Wohnraum usw. in der Studie nicht berücksichtigt.

Dennoch kann aus den Resultaten abgeleitet werden, dass der Ersatz von Hochtemperatur-Wärmeabgabesystemen, durch solche mit niedriger Vorlauftemperatur, eine Massnahme ist, die sich vor allem in Bezug auf die Reduktion des elektrischen Energie- und Leistungsbedarfs im Winter, also dann, wenn wenig Strom zur Verfügung steht und die CO₂-Intensität der Elektrizität hoch ist, positiv auswirkt. Damit kann die Massnahme einen nicht unerheblichen Beitrag zur Erhöhung der Versorgungssituation und Netzstabilität im Winterhalbjahr leisten. Dies ist ein Thema von nationalem Interesse. Nach Ansicht der Autoren sollte der Ersatz der Wärmeabgabesystems daher mehr in den Fokus der Energie- und Förderlandschaft gerückt werden.

Arbeitspaket 3: Hemmnisse und Empfehlungen

Im Rahmen von Interviews mit sechs Expert:innen aus der Wärmepumpenindustrie (Hersteller, Ingenieure und Planer) wurden die zentralen Hemmnisse beim Ersatz von Wärmeabgabesystemen identifiziert. Darauf basierend wurden mögliche Lösungsansätze zur deren Überwindung entwickelt.

Die identifizierten Herausforderungen wurden in sechs Kategorien gegliedert: technische, ökonomische, koordinative, regulatorische, soziale und informative Hemmnisse. Die Hemmnisse sind in Abbildung 8 und Abbildung 9 nach ihrer Relevanz (rot) und die zugehörigen Lösungsansätze nach ihrer Umsetzbarkeit (blau) dargestellt. Die Auflistung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Die Einstufung der Relevanz der Hemmnisse sowie die Umsetzbarkeit der Lösungsansätze basiert auf den Aussagen der Expert:innen und einer Interpretation der Autoren.

Für einzelne Hemmnisse, etwa zusätzliche Kosten für Massnahmen gegen die Unterkühlung von bestehenden Wärmepumpen mit Erdwärmesonden, konnten bislang keine konkreten Lösungsansätze entwickelt werden. Im Folgenden werden die wichtigsten Hemmnisse sowie entsprechende Lösungsansätze näher erläutert.

Niedertemperatur-Wärmeabgabesysteme benötigen physikalisch bedingt über einen grösseren Flächenbedarf. Im Falle von Heizkörpern kann dies zu einer Reduktion der nutzbaren Fläche führen oder einen Ersatz gar verunmöglichen. Technische Lösungen wie Heizkörper mit erzwungener Konvektion können dem entgegenwirken, müssen jedoch elektrisch erschlossen werden. Bei Flächensystemen stellt sich im Bestand die Herausforderung der Integration in die bestehenden Flächen wie z.B. Boden oder Decke.

Ein Ersatz des Wärmeabgabesystems kann zudem dazu führen, dass auf Grund der erhöhten Volumenströme auch die bestehende Heizverteilung ersetzt werden muss. Dies ist mit einem erheblichen baulichen Aufwand und Kosten verbunden. In den Experteninterviews wurde jedoch darauf hingewiesen, dass die Wärmeverteilsysteme in vielen Bestandsgebäude überdimensionierte sind, so dass ein Austausch nicht immer notwendig ist und die tatsächlichen Investitionskosten häufig geringer ausfallen als in vereinfachten Annahmen.

Aus ökonomischer Sicht stellen insbesondere hohe Investitionskosten sowie ungeklärte Zuständigkeiten zwischen Mietenden und Vermietenden zentrale Herausforderungen dar. Förderprogramme, Contracting-Modelle und gezielte Unterstützung für Immobilien mit hohem Einsparpotenzial, insbesondere unsanierte Gebäude mit begrenzten Sanierungsmöglichkeiten, können hier ansetzen. Allerdings sind Fördermassnahmen allein nicht ausreichend, um eine grundlegende Marktdurchdringung zu erreichen; die konkrete Ausgestaltung geeigneter Instrumente bedarf weiterer Untersuchung.

Koordinative Herausforderungen ergeben sich aus Fachkräftemangel, unklaren Schnittstellen zwischen Gewerken und komplexen Projektablaufen. Integrierte Planungsansätze, standardisierte Prozesse und digitale Werkzeuge bieten hier Potenzial zur Effizienzsteigerung.

Auch regulatorische Rahmenbedingungen, wie Vorgaben der Denkmalpflege oder Mieterschutzbestimmungen, können die Umsetzung erschweren. Vereinfachte Verfahren sowie eine stärkere Verankerung entsprechender Anforderungen in gesetzlichen Grundlagen könnten Abhilfe schaffen.

Soziale Aspekte spielen ebenfalls eine wichtige Rolle: Bauliche Eingriffe stossen bei Mietenden häufig auf Ablehnung, insbesondere auf Grund von Lärm- und Staubemissionen sowie Einschränkungen in der Nutzung während der Umbauphase. In manchen Fällen kann dies sogar zu vorübergehenden oder dauerhaften Auszügen führen. In solchen Fällen bieten sich modulare, rasch montierbare Systeme an, die im bewohnten Zustand umgesetzt werden können. Der Umbau während eines Mieterwechsels oder im Rahmen ohnehin geplanter Renovierungen kann dazu beitragen, Belastungen zu minimieren.

Ein zentrales Hemmnis liegt zudem im begrenzten Wissensstand über Niedertemperatur-Wärmeabgabesysteme bei Fachleuten und Nutzenden. Entsprechend sind verstärkte Informationsvermittlung, praxisnahe Studien, Weiterbildungsangebote sowie die Integration des Themas in Ausbildung und Planungstools entscheidend, um die Akzeptanz und Nachfrage langfristig zu erhöhen.

Die Studie hat ergeben, dass die Implementierung von Niedertemperatur-Wärmeabgabesystemen eine sorgfältige Planung, zielgerichtete Förderung und effektive Kommunikation erfordert. Als nächste Schritte sollten die gewonnenen Erkenntnisse breit kommuniziert, Informationslücken geschlossen und relevante Akteure aus Immobilienwirtschaft, Planung, Handwerk, Behörden und Bildung stärker eingebunden werden, um langfristig eine verstärkte Umsetzung dieser Systeme und Entwicklung neuer Ansätze zu ermöglichen.

	Tiefe Relevanz Tiefe Umsetzbarkeit	Hemmnisse Lösungsansätze	Hohe Relevanz Hohe Umsetzbarkeit
technisch	Erhöhter Platzbedarf – Installation von Heizkörpern mit Ventilation / tiefere Heizkörper / Ergänzung von Heizkörpern Ersatz Heizverteilung – Entwicklung Wärmeabgabesystem ohne Ersatz Heizverteilung / Beurteilung Notwendigkeit Ersatz		
ökonomisch	Hohe Kosten des neuen Wärmeabgabesystems – Finanzielle Förderprogramme / Beurteilung Notwendigkeit Ersatz Zusätzliche Kosten für Massnahmen gegen Unterkühlung Erdwärmesonden Unklare Kostenübernahme bei Ersatz des Wärmeabgabesystems (Mieter-Vermieter-Dilemma) – Keine Mietzinsreduktion bei energ. Sanierungen / Energiespar-Contracting (ESC) Höhere Projektkosten durch detailliertere Analysen – Stat. Berechnungen/ vereinfachter Simulationen / Entwicklung & Nutzung techn. Hilfsmittel Keine Fördergelder für Ersatz von Wärmeabgabesystemen – Finanzielle Förderprogramme Im Fall von Installation Flächenheizung hohe Mehrkosten für Deckbelag – Installation bei erforderlicher Bodenbelagsanierung (Synergie)		
koordinativ	Fachkräftemangel – Attraktivere Ausbildung / Werbemaßnahmen und erleichterter Berufseinstieg Unklare Schnittstellen zwischen Gewerben – Klare Definition von Schnittstellen und Abläufen / Komplettlösungen aus einer Hand Aufwändige Organisation für Zugang zu Wohnungen – Digitale Hilfsmittel Sicherstellung der Wirkung der Massnahme – Schulungen für Vermieter/-innen und Installateur/-innen / Technische Begrenzung der Vorlauftemperatur / Alarmpfunktion bei Überschreitung / Visualisierung direkt an der Anlage		

Abbildung 8: Relevanz der Hemmnisse vs. Umsetzbarkeit der Lösungsansätze (1).

	Tiefe Relevanz Tiefe Umsetzbarkeit	Hemmnisse Lösungsansätze	Hohe Relevanz Hohe Umsetzbarkeit
regulativ			
Auflagen durch Denkmalschutz			
– Lockerung des Denkmalschutzes			
Längere Umsetzungsfristen aufgrund des Mieterschutzes			
– Anreizsysteme für effiziente Umsetzung			
Unklare Zuständigkeiten bei der Verbreitung der Massnahme			
– Offizielle Anerkennung der Effizienzmassnahme / Regulatorisch verbindliche Vorgaben / Förderprogramme / Dynamische Strompreise / Leistungsabhängige Tarifkomponente			
Ggfs. temporärer oder dauerhafter Auszug der Mieter/-innen			
– Heizkörper mit identischen Anschlusshöhen / Installation Trockenfusssboden-/Decken-Heizsysteme			
Lärm, Staub und Einschränkungen der Nutzung während Einbau			
– Heizkörper nach Mass / Trockenbausysteme für Fussbodenheizung / Modulare bzw. stufenweise Umsetzung / Einsatz moderner Montagetechnologien			
Fehlende Innovationsbereitschaft			
Geringe Anreize für bauliche Anpassungen			
– Regulatorische Vorgaben / Kühlfunktion als Verkaufsvorteil			
Vorurteil gegenüber Technologie			
– Aufklärung und Wissensvermittlung			
Fehlendes Wissen			
– Studien, Fachtagungen, Publikationen, Schulungen, Entwicklung Merkblatt, Einbezug Verbände, etc.			
Fehlende Nachfrage bei Nutzenden			
– Verbreitung Themen an Anlaufstellen für Nutzende			
sozial			
informativ			

Abbildung 9: Relevanz der Hemmnisse vs. Umsetzbarkeit der Lösungsansätze (2).

Literaturverzeichnis

- [1] Bundesrat, «Langfristige Klimastrategie der Schweiz», Bern, 2021.
- [2] Roost M. et al., EffiWag - Effizienzpotenzial eines Ersatzes des Wärmeabgabesystems, Bundesamt für Energie (BFE), 2025.
- [3] Jakob M. et al., «Kantonale Energiekennzahlen und CO₂-Emissionen im Gebäudebereich», TEP Energy GmbH, 2021.
- [4] Bossard. I., et al., «OptiPower, Untersuchung der optimalen Auslegung der Leistung von Heiz- und Kühlsystemen für Wohn- und Verwaltungsgebäude», Bundesamt für Energie (BFE), Bern, 2023.
- [5] Quiquerez L. et. al., «Températures de distribution de chauffage zu parc immobilier gene-vois», Université de Genève, Carouge, 2013.
- [6] EnDK, «Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKEN)», Konferenz Kantonaler Energiedirektoren, Chur, 2000.
- [7] EnDK, «Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKEN)», Konferenz Kantonaler Energiedirektoren, Chur, 2008.
- [8] EnDK, «Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKEN)», Konferenz Kantonaler Energiedirektoren, Chur, 2014.
- [9] Bhend F. et. al., «Rationelle Energienutzung in Hochbauten, Musterverordnung», Bundesamt für Energiewirtschaft, Konferenz der kantonalen Energiefachstellen, 1992.

Les pompes à chaleur dans l'habitat résidentiel collectif

Nicole Calame, Fabrice Rognon, CSD Ingénieurs SA

Omar Montero, Pauline Brischoux, Pierre Hollmuller, Université de Genève (UNIGE)

Carolina Fraga, Matthias Rüetschi, Services Industriels de Genève (SIG)

BFE F&E Projet SI/502816-01 IEA HPT Annex 62: HP for multi-family residential buildings in cities (2024-2026)

Résumé

La décarbonation des bâtiments résidentiels collectifs repose en grande partie sur le déploiement des pompes à chaleur (PAC), dont la mise en œuvre à grande échelle dans le parc existant reste complexe. Cet article analyse cette problématique à travers trois approches complémentaires : un panorama de la situation en Suisse et en Europe, une évaluation technico-économique basée sur des simulations dynamiques de configurations monovalentes et hybrides de PAC, et des dispositifs développés à Genève pour accompagner la mise en œuvre des projets. L'ensemble apporte une lecture à la fois contextuelle, analytique et opérationnelle du déploiement des pompes à chaleur dans le parc résidentiel collectif existant.

Zusammenfassung

Die Dekarbonisierung bestehender Mehrfamilienhäuser stützt sich weitgehend auf den Einsatz von Wärmepumpen (WP), deren großflächige Umsetzung im Bestand jedoch komplex bleibt. Dieser Artikel analysiert diese Problematik anhand von drei komplementären Ansätzen: einem Überblick über die Situation in der Schweiz und in Europa, einer techno-ökonomischen Bewertung auf der Grundlage dynamischer Simulationen von monovalenten und hybriden WP-Konfigurationen sowie Instrumenten, die in Genf entwickelt wurden, um die Projektumsetzung zu unterstützen. Zusammen bieten sie einen zugleich kontextuellen, analytischen und praxisorientierten Blick auf den Einsatz von Wärmepumpen im bestehenden Mehrfamilienhausbestand.

Abstract

The decarbonization of existing multi-family residential buildings relies largely on the deployment of heat pumps (HP), yet their large-scale implementation remains complex. This article analyses this challenge through three complementary approaches: an overview of the situation in Switzerland and Europe, a techno-economic assessment based on dynamic simulations of monovalent and hybrid HP configurations, and tools developed in Geneva to support project implementation. Together, they provide a contextual, analytical and operational perspective on the deployment of heat pumps in the existing residential building stock.

Introduction

La pompe à chaleur (PAC) est aujourd'hui au cœur des stratégies de décarbonation du chauffage des bâtiments collectifs. Pourtant, dans la pratique, son déploiement à grande échelle dans le parc existant reste complexe. En milieu urbain, des enjeux techniques, acoustiques et urbanistiques, ainsi que des contraintes organisationnelles et économiques freinent encore sa généralisation.

Cet article aborde cette problématique sous trois angles complémentaires :

- Un panorama de la situation des PAC dans les bâtiments collectifs en Suisse et en Europe : dynamiques de marché, cadres réglementaires et obstacles communs.
- Faut-il opter pour un système monovalent ou hybride ? Quelle configuration hydraulique privilégier ? À partir de simulations dynamiques, la deuxième partie apporte des éléments de réponse chiffrés en termes de performances, d'émissions de CO₂ et de coûts.
- Un ancrage dans des outils développés à Genève pour accompagner les acteurs sur le terrain : pré-diagnostic, suivi collectif des performances et intégration architecturale, pour faciliter le déploiement des PAC à chaque étape du projet.

Ensemble, ces trois contributions offrent une lecture à la fois contextuelle, analytique et opérationnelle des défis que pose le déploiement des pompes à chaleur dans le parc résidentiel collectif existant.

Situation des pompes à chaleur dans les bâtiments résidentiels multifamiliaux en Suisse et dans les pays participant au Projet 62 de l'AIE

La transition énergétique dans le secteur résidentiel constitue aujourd'hui un enjeu majeur où les bâtiments multifamiliaux (MFB) jouent un rôle central. Outre la Suisse, les pays ayant pris part au Projet 62 de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) (IEA HPT TCP Project 62) sur le thème des pompes à chaleur pour les MFB en ville sont la France, l'Allemagne, l'Italie, l'Espagne, la Suède, la Belgique et la Chine. Dans l'ensemble de ces pays, ce type de bâtiments représente une part importante du parc résidentiel, souvent ancien, énergivore et encore largement dépendant des énergies fossiles. Dans ce contexte, les pompes à chaleur (PAC) apparaissent comme une technologie clé pour atteindre les objectifs climatiques, mais leur déploiement se heurte à des obstacles structurels similaires d'un pays à l'autre. La Suisse illustre particulièrement bien cette dynamique, combinant une forte progression des PAC, un cadre réglementaire ambitieux et des défis techniques, économiques et administratifs qui rejoignent ceux observés ailleurs.

Dans les pays européens participants au Projet 62 de l'AIE, les MFB représentent environ la moitié du parc résidentiel, avec une majorité de bâtiments construits avant les années 1980, donc avant l'introduction des premières normes thermiques. Cette ancienneté se traduit par des consommations finales élevées, souvent comprises entre 150 et 200 kWh/m² par an, dont près de 80 % dédiés au chauffage et à l'eau chaude sanitaire. La Suisse présente un profil comparable : deux tiers des MFB ont été construits avant 1980, et les besoins de chauffage restent dominants dans la consommation énergétique du secteur résidentiel bien que moindres (65 %). Les politiques d'efficacité énergétique mises en place depuis les années 1990 ont permis une réduction progressive des besoins thermiques, particulièrement visible dans les bâtiments récents. À l'échelle nationale, les MFB constituent 39 % du parc de bâtiments résidentiels mais représentent 76 % des logements.

Sur le plan des systèmes de chauffage, la situation européenne est marquée par une forte prévalence des combustibles fossiles, à l'exception notable de la Suède, largement alimentée par des réseaux de chauffage urbain décarbonés (voir Figure 1). La Suisse n'y fait pas exception, mais si les chaudières fossiles restent majoritaires dans le parc de bâtiments existant (54 % en 2023, principalement au mazout), les nouvelles constructions se tournent massivement vers les PAC comme l'illustre la Figure 2. Ces dernières constituent globalement 21 % de la production de chauffage dans les bâtiments résidentiels. On observe toutefois qu'entre 2021 et 2023, 75 % des nouveaux MFB suisses ont été équipés d'une PAC pour le chauffage, et 70 % pour la production d'eau chaude sanitaire. Cette dynamique est cohérente avec la tendance européenne, où les ventes de PAC ont connu une croissance soutenue jusqu'en 2023, avant un ralentissement lié aux incertitudes économiques et politiques comme l'illustre la Figure 3.

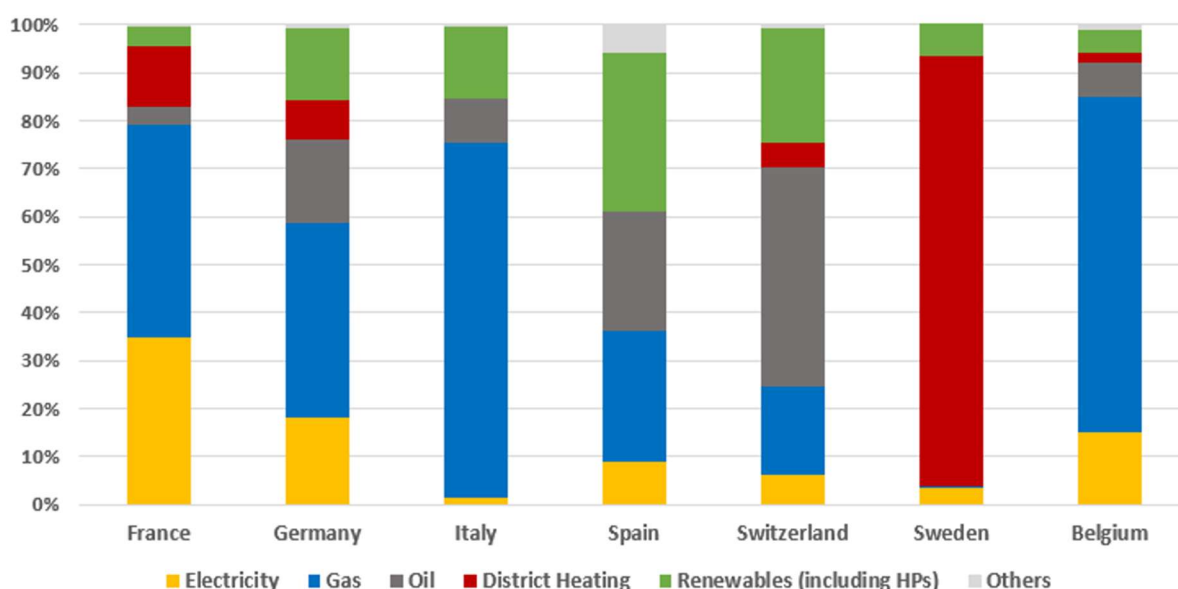


Figure 1 : Répartition des systèmes de chauffage dans les bâtiments résidentiels multifamiliaux. Les pompes à chaleur sont incluses dans la catégorie verte « Renewables » [5].

A l'échelle nationale, le marché suisse des PAC se distingue par son ampleur et sa maturité. En 2023, les PAC représentaient 74,5 % du marché du chauffage, avec près de 43 500 unités vendues dont $\frac{3}{4}$ de PAC A/W et $\frac{1}{4}$ de PAC W/W. La grande majorité sont des appareils de petite puissance, adaptés aux maisons individuelles (87 % de moins de 20 kW), mais les PAC destinées aux MFB progressent rapidement notamment dans le cadre de projets de rénovation qui représentent près de 80 % des PAC installées dans les MFB (voir Figure 2). Cette situation reflète l'impact direct du cadre réglementaire suisse, qui encourage fortement le remplacement des systèmes fossiles par des solutions renouvelables.

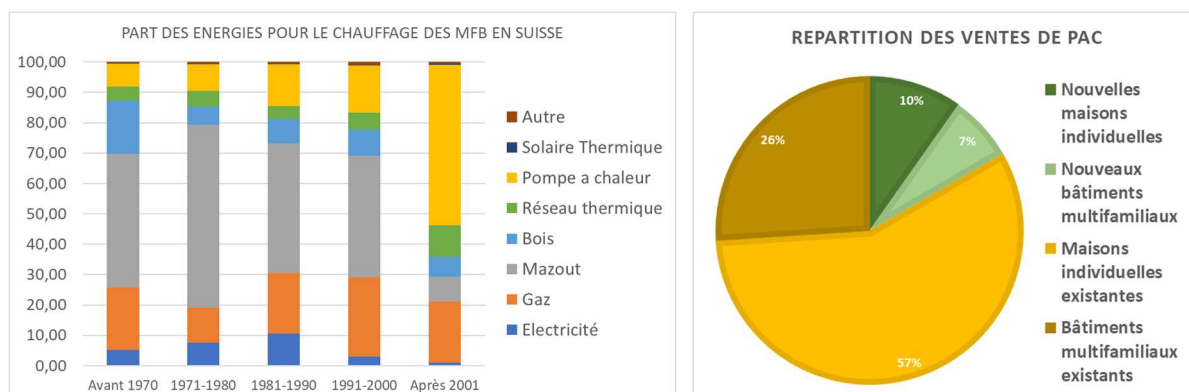


Figure 2 : Part des sources d'énergie pour le chauffage des MFB en Suisse selon la période de construction (gauche) et répartition du marché des PAC selon le type de bâtiment et le type de projet (droite). Situation 2023 [4].

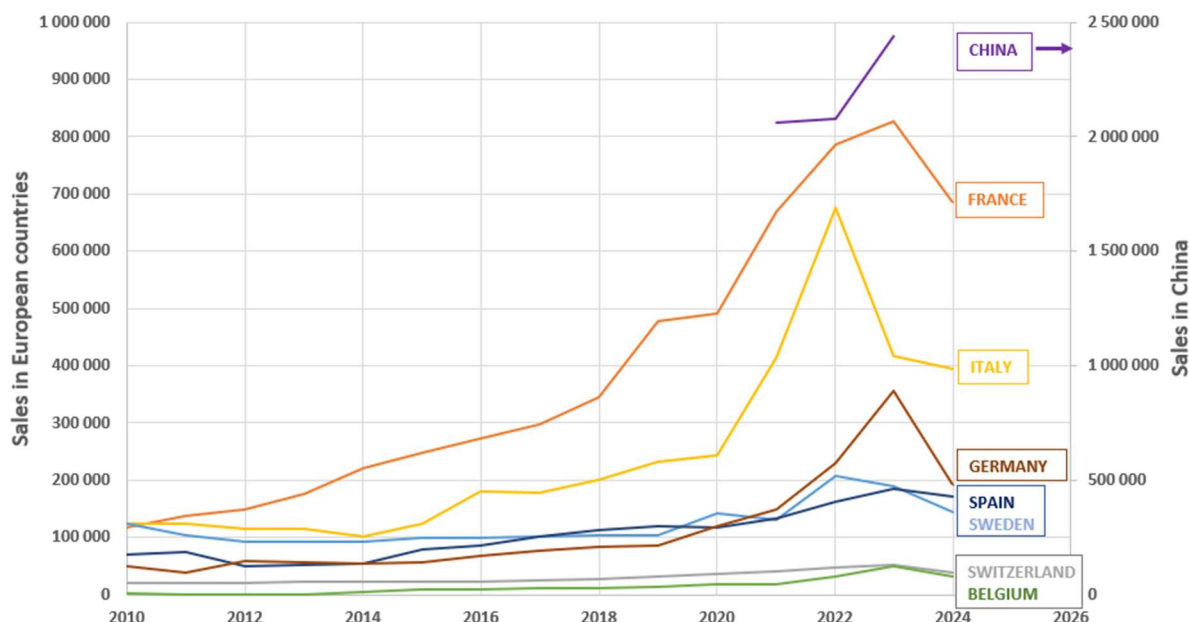


Figure 3 : Ventes de pompes à chaleur pour le secteur résidentiel dans les pays participant au Projet 62 de l'AIE [5].

Les politiques publiques jouent en effet un rôle déterminant dans tous les pays étudiés. En Europe, le Green Deal et le programme RePowerEU soutiennent un objectif de 60 millions de PAC installées d'ici 2030. Dans le cadre de sa Stratégie énergétique 2050, la Suisse suit une trajectoire qui vise 1,5 million de PAC installées à l'horizon 2050. Les instruments mobilisés, notamment la législation, les certificats énergétiques et les programmes de subventions, sont comparables à ceux des pays voisins.

Le MoPEC (modèle de prescription énergétique des cantons) constitue l'un des leviers les plus structurants : il impose désormais dans sa version 2025 une production de chaleur 100 % renouvelable dans les bâtiments neufs comme existants, accélérant la sortie des énergies fossiles. Cette exigence rejoint les réglementations européennes qui rendent progressivement impossible l'installation de chaudières

fossiles dans les bâtiments neufs. La mise en œuvre du MoPEC varie toutefois fortement selon la région, son adoption relevant des cantons. Toutefois, comme dans les autres pays, la Suisse doit composer avec des obstacles importants : coûts d'investissement élevés, contraintes techniques dans les bâtiments anciens, manque de main-d'œuvre qualifiée, lourdeurs administratives et difficultés liées au droit du bail.

Les coûts constituent un frein majeur dans tous les pays étudiés. Les PAC présentent des coûts d'investissement trois à cinq fois supérieurs à ceux des chaudières à gaz, en particulier dans les MFB où leur installation est plus complexe. En Suisse, cette difficulté est accentuée par le fait que c'est aux propriétaires de supporter les coûts tandis que les locataires bénéficient des économies d'énergie, ce qui réduit l'incitation à investir. Des solutions comme les contrats de performance énergétique (ESCO) existent mais restent marginales. Le ratio entre le prix de l'électricité et celui du gaz est également un indicateur exerçant une forte influence sur le marché des PAC. La Figure 4 illustre ce paramètre pour 5 pays européens avec une ligne horizontale discontinue indiquant la valeur seuil pour une exploitation plus avantageuse des PAC par rapport au gaz en considérant un COPA de 3. Dans le cas de la Belgique par exemple, les coûts opérationnels seront plus élevés avec une PAC. Le marché suisse se situe actuellement avec un ratio de coût électricité/gaz moyen entre 2.5 et 3 où les pompes à chaleur engendrent des coûts d'exploitation plus faibles par rapport aux chaudières à gaz et favorisent cette technologie. Cette valeur moyenne cache toutefois de très larges variations régionales selon la commune et le fournisseur d'énergie où la situation peut être beaucoup plus avantageuse ou inversement.

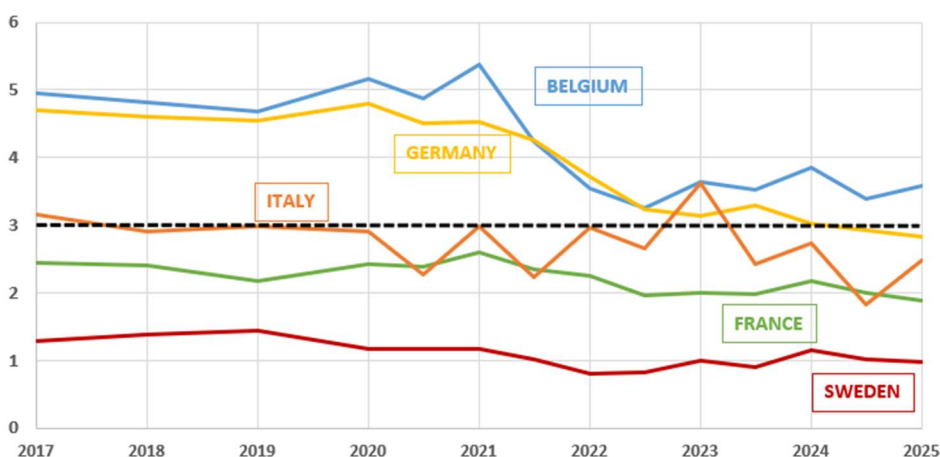


Figure 4 : Ratio des prix électricité/gaz dans le domaine résidentiel pour cinq pays participant au Projet 62 de l'AIE [5].

Les contraintes techniques sont également largement partagées. Dans les MFB, l'intégration d'une PAC nécessite souvent des adaptations structurelles : renforcement de toiture, gestion des vibrations, augmentation de la puissance électrique, respect des normes incendie ou acoustiques. En Suisse, les exigences en matière de bruit ou de protection des eaux sont particulièrement strictes, ce qui complique l'installation de PAC en milieu urbain dense. Les bâtiments classés ou soumis à des restrictions patrimoniales présentent une difficulté supplémentaire.

Enfin, la complexité du processus décisionnel dans les MFB constitue un frein commun à tous les pays. Les projets impliquent de nombreux acteurs : propriétaires, ingénieurs, installateurs, autorités et gérances, et les étapes administratives sont souvent longues. La Suisse ne fait pas exception : les autorisations relèvent de différents niveaux institutionnels (confédération, cantons, communes), ce qui peut encore allonger les délais et augmenter les coûts.

Malgré ces obstacles, la Suisse se distingue par une dynamique particulièrement favorable au développement des PAC. Le marché est solide, les politiques publiques soutiennent leur développement, et les nouvelles constructions adoptent massivement cette technologie. Comparée aux autres pays européens, la Suisse apparaît comme l'un des environnements les plus propices à la transition vers les PAC, même si les défis rencontrés restent largement similaires à ceux observés ailleurs.

PAC air-eau pour le résidentiel collectif existant : solutions monovalentes et hybrides, coûts, performances et émissions de CO₂

L'intégration d'une PAC à l'échelle d'un bâtiment résidentiel collectif existant s'accompagne de contraintes d'espace, de raccordement électrique ou de budget, qui se traduisent par des questions concrètes pour les bureaux d'études et les installateurs : faut-il opter pour un système monovalent ou hybride ? Quelle configuration hydraulique privilégier ? Et, compte tenu de la puissance installable disponible, quelle part de couverture par la PAC peut être visée, avec quels niveaux de performance, d'émissions de CO₂ et de coûts associés ?

Pour répondre à ces questions, des configurations hydrauliques ont été analysées, couvrant les principales options rencontrées dans la pratique. La méthodologie repose sur des simulations dynamiques (TRNSYS, pas de temps d'une minute, sur une année complète), validées à l'aide du suivi à long terme d'un bâtiment non rénové de 4 000 m² situé à Genève, équipé d'une PAC monovalente de 302 kW_{th} [6]. Chaque configuration hydraulique a été simulée pour trois niveaux de demande de chauffage représentatifs du parc genevois construit entre 1946 et 1980 (80, 100 et 130 kWh_{th}/m²·an), avec une demande d'eau chaude sanitaire (ECS) maintenue à 30 kWh_{th}/m²·an (valeur médiane observée à Genève). Les résultats de chaque simulation sont caractérisés par quatre indicateurs : la part PAC, le COP annuel (SPF), les émissions de CO₂ et le coût annualisé total.

Les détails complets de la modélisation, de sa validation, de la méthode de dimensionnement et des hypothèses retenues pour le calcul des indicateurs seront prochainement documentés dans le cadre d'un article de revue.

Configurations hydrauliques étudiées

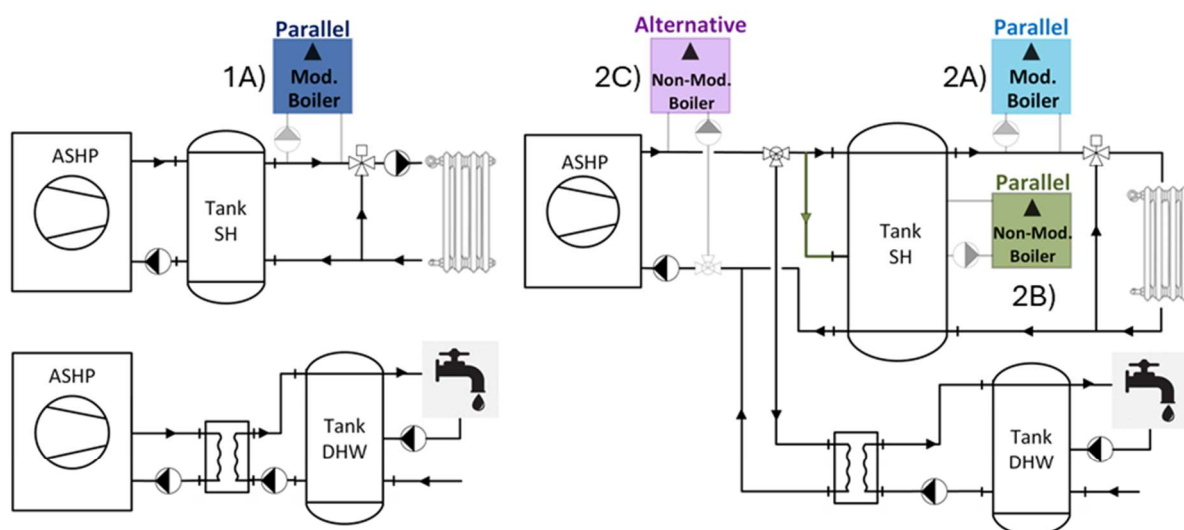
Les configurations étudiées se distinguent selon deux choix de conception. La configuration à double PAC (Figure 5, gauche) utilise deux machines, l'une pour le chauffage, l'autre pour l'ECS : elle facilite l'intégration et le contrôle, et permet d'adapter le fluide frigorigène à chacun des deux usages, mais nécessite davantage d'espace. La configuration PAC unique (Figure 5, droite) fait alterner une seule machine entre chauffage et ECS : plus compacte, elle requiert toutefois une capacité installée plus importante (environ +33 % pour le chauffage) afin de compenser les heures consacrées à la production d'ECS. Dans toutes les configurations étudiées, l'ECS est exclusivement assurée par la PAC, ce qui permet d'arrêter complètement la chaudière hors saison de chauffe.

Chacune des deux configurations PAC peut être déclinée en monovalente (la PAC couvre 100 % de la demande de chauffage et d'ECS) ou hybride, où une chaudière vient compléter la PAC en pointe de chauffage, en dessous d'une température de bivalence. Pour les systèmes hybrides, deux modes de fonctionnement sont possibles : en fonctionnement parallèle, la chaudière fonctionne simultanément avec la PAC en pointe ; en fonctionnement alternatif, la chaudière prend le relais complet sous le point de bivalence.

Selon le mode retenu et le type de chaudière (modulante ou non modulante), la chaudière est intégrée à un emplacement différent du circuit (1A, 2A, 2C), de manière à limiter les interactions hydrauliques avec la PAC. A noter qu'une chaudière non modulante pourrait en principe être raccordée directement au ballon de stockage (position 2B), ce qui permettrait un fonctionnement en parallèle des deux dispositifs de production. Cependant, la simulation d'une telle configuration (non présentée dans cet article) montre que, comme la chaudière ne peut pas ajuster sa puissance et surproduit à chaque démarrage, cela entraîne un dépassement de la température de consigne du réservoir tampon, limitant le fonctionnement de la PAC et réduisant fortement sa part dans la production de chaleur.

1) Double HP configuration

2) Single HP configuration



Boiler integration options:

1A) Parallel, modulating boiler

Boiler integration options:

2A) Parallel, modulating boiler

2B) Parallel, non-modulating boiler

2C) Alternative, non-modulating boiler

Figure 5 : Configurations hydrauliques étudiées : Double PAC (à gauche) et Single PAC (à droite), avec différentes options d'intégration de la chaudière.

Hypothèses des indicateurs

Facteur d'émission de l'électricité : profil horaire du mix électrique suisse (moyenne 2017–2021), valeur moyenne $96 \text{ gCO}_2\text{eq/kWh}_{\text{elec}}$ [7].

Facteur d'émission du gaz : 230 gCO₂eq/kWh_{gas} [8], avec un rendement chaudière de 85 % (PCS).

Les hypothèses économiques sont basées sur des coûts observés sur plusieurs projets récents de PAC centralisées dans des bâtiments résidentiels collectifs non rénovés à Genève, ainsi que sur les tarifs énergétiques en vigueur localement.

- **Investissement et maintenance PAC :** 1 668 CHF/kW_{th} (machine + intégration hydraulique et régulation) + 881 CHF/kW_{th} (coûts associés : maçonnerie, installations électriques, acoustique, études), annualisés sur 20 et 40 ans respectivement (taux 4 %), avec coûts de maintenance de 28 CHF/kW_{th}.
- **Prix de l'énergie :** électricité 0.30 CHF/kWh_{élec} ; gaz 0.12 CHF/kWh_{gas} + frais de raccordement fixes et dépendants de la puissance.

Résultats

La Figure 6 présente les résultats de l'ensemble des simulations menées sur les variantes hydrauliques retenues. Pour chaque variante, la capacité installée de la PAC est augmentée progressivement, ce qui accroît la couverture par la PAC, jusqu'à atteindre un système 100 % monovalent. Comme résultats, nous présentons pour chaque schéma hydraulique (a) la part de la production de chaleur couverte par la PAC, (b) le SPF, (c) les émissions de CO₂ et (d) le coût annualisé total.

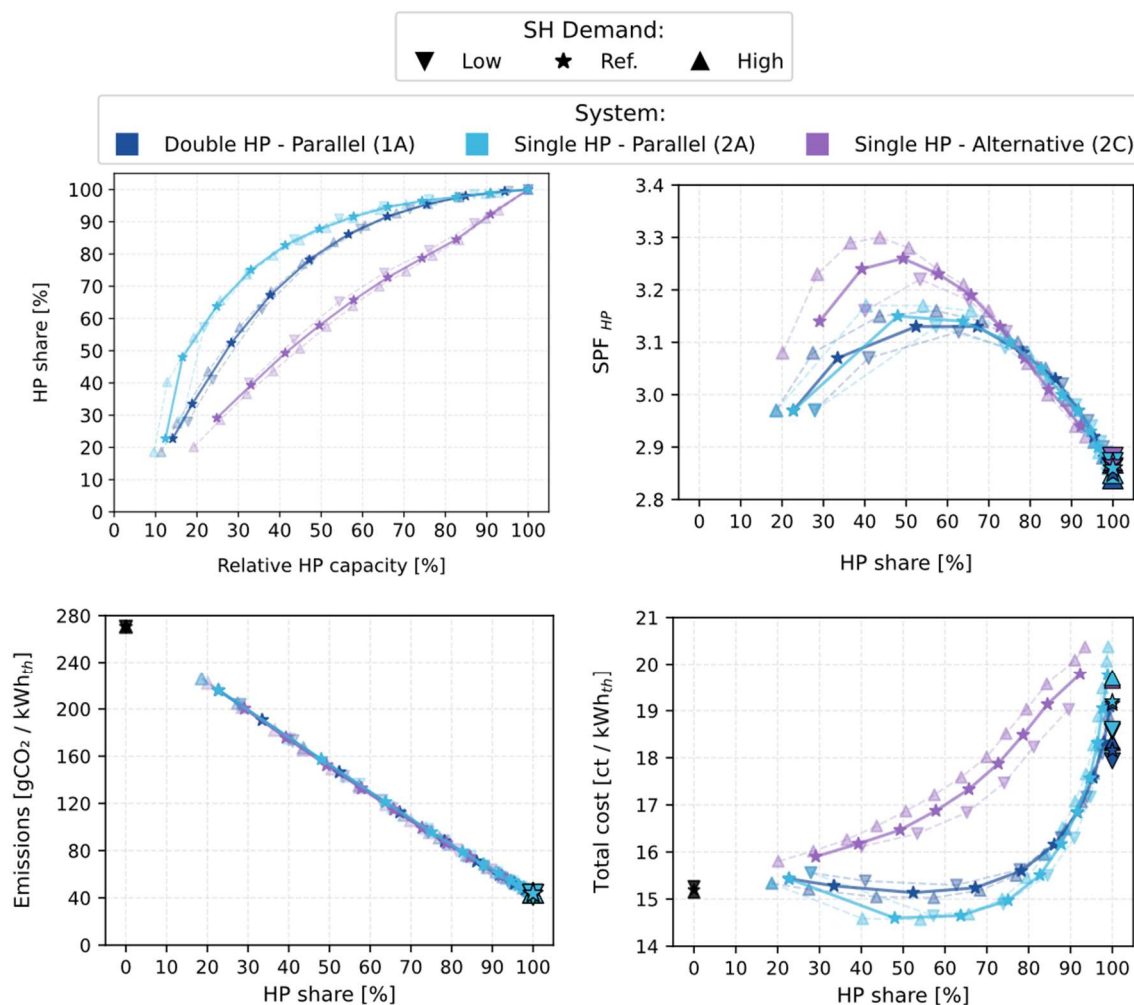


Figure 6 : Résultats des simulations pour trois configurations hybrides (1A, 2A, 2C) et trois niveaux de demande de chauffage (80–130 kWh_{th}/m²·an) : (a) part PAC en fonction de la capacité relative installée ; (b) SPF ; (c) émissions de CO₂ ; (d) coût annualisé total en fonction de la couverture PAC.

La Figure 6a montre que, pour une même capacité relative installée, les configurations en fonctionnement parallèle permettent d'atteindre des parts PAC nettement plus élevées que la configuration en fonctionnement alternatif. En particulier, la configuration Single HP – Parallèle (2A) atteint les parts PAC les plus élevées, suivie de Double HP – Parallèle (1A), tandis que la configuration Single HP – Alternative (2C) nécessite une capacité installée sensiblement plus importante pour atteindre un même niveau de couverture. En pratique, une part PAC de l'ordre de 70 à 80 % peut être atteinte avec environ 40 à 50 % de la capacité monovalente en fonctionnement parallèle.

Du point de vue énergétique (Figure 6b), le SPF augmente d'abord avec la part PAC, du fait du passage progressif de la production d'ECS à haute température vers le chauffage à plus basse température, puis diminue lorsque la PAC couvre une fraction croissante des charges à basse température extérieure. Les valeurs maximales atteignent environ 3.1 en fonctionnement parallèle et 3.25 en fonctionnement alternatif, avant de converger vers environ 2.85 en régime monovalent. Pour une même couverture

PAC, le fonctionnement parallèle présente un SPF légèrement inférieur au fonctionnement alternatif; en effet, dans ce cas la PAC ne fonctionne qu'au-dessus de la température de bivalence, c'est-à-dire dans des conditions plus favorables.

Les émissions de CO₂ diminuent quant à elles de manière quasi linéaire avec l'augmentation de la part PAC (Figure 6c), passant d'environ 280 gCO₂eq/kWh_{th} pour une chaudière seule à environ 45 gCO₂eq/kWh_{th} en régime monovalent. Les systèmes hybrides permettent déjà des réductions d'environ 60 %, ce qui confirme que l'augmentation de la couverture par la PAC constitue le principal levier de décarbonation.

Du point de vue économique (Figure 6d), les coûts annualisés restent globalement constants jusqu'à environ 70 % de part PAC en fonctionnement parallèle, avec des valeurs typiques de 15 à 16 ct/kWh_{th}. L'augmentation de la capacité installée est alors compensée par la diminution des coûts d'énergie. Au-delà de ce seuil, les coûts augmentent plus rapidement en raison du poids croissant de l'investissement, atteignant environ 18 à 19 ct/kWh_{th} en régime monovalent.

Synthèse

Dans l'ensemble, ces résultats montrent que les écarts de performance entre PAC double et PAC unique restent marginaux ; le choix entre les deux relève principalement de critères pratiques d'intégration et de complexité d'exploitation. Les configurations hybrides en fonctionnement parallèle offrent le meilleur compromis entre émissions, performance et coûts, avec une part PAC cible de 70 à 80 %, atteignable avec seulement 40 à 50 % de la capacité monovalente. Un système monovalent peut par ailleurs être dimensionné pour la demande post-rénovation, tout en fonctionnant en mode hybride dans l'attente de la rénovation de l'enveloppe. Les résultats constituent une référence pour estimer les performances attendues selon l'objectif visé : maximiser la part PAC, minimiser les coûts ou optimiser la capacité installée.

Pompes à chaleur pour chauffer les immeubles existants : survol des activités à Genève

Le cadre réglementaire de la politique énergétique genevoise est clair :

- **Sortie progressive des énergies fossiles** pour le chauffage, avec obligation de recourir aux énergies renouvelables ou de récupération lors du remplacement des générateurs. Ceci pour tout type de bâtiment (neuf et existant).
- **Abaissement progressif des seuils IDC** (Indice de dépense de chaleur), avec obligation d'audit puis de travaux dès dépassement significatif (actuellement 222 kWh/m².an, puis 180 et 153).
- **Priorité donnée au chauffage à distance** (réseaux thermiques structurants – RTS), et recours aux solutions décentralisées – principalement les PAC – hors zones couvertes.

Ce cadre pose une trajectoire cohérente et est clair sur les objectifs, mais peu prescriptif sur les modalités opérationnelles.

Contraintes rencontrées lors de l'application opérationnelle

Les projets de pompes à chaleur dans les bâtiments résidentiels collectifs existants mettent en évidence une série de contraintes récurrentes, souvent sous-estimées.

Contraintes techniques - Le manque d'espace disponible constitue une contrainte structurante, en particulier pour l'intégration des équipements et des volumes de stockage. À cela s'ajoutent des limitations de puissance électrique, fréquemment rencontrées dans les bâtiments existants, pouvant restreindre ou conditionner le choix des solutions.

Contraintes acoustiques et urbanistiques - En milieu urbain dense, les exigences en matière de bruit influencent fortement la conception des projets, pouvant aller jusqu'à remettre en cause certaines configurations techniques. Ces contraintes se conjuguent aux exigences architecturales et réglementaires, générant des arbitrages complexes entre performance énergétique, acceptabilité et coûts.

Contraintes organisationnelles et économiques - Les projets sont également affectés par :

- Coûts d'investissement élevés pour les propriétaires.
- Asymétrie propriétaire–locataire, particulièrement marquée dans le résidentiel collectif, liée au droit du bail.
- Pénurie relative de compétences spécialisées, tant en conception qu'en exploitation, avec un risque accru de contre-performances en exploitation.
- Une complexité administrative importante.

Dispositifs développés

Face à ces enjeux, plusieurs dispositifs ont été développés afin de structurer les pratiques et sécuriser le déploiement des PAC.

Capitalisation et diffusion des connaissances

Suite à la réalisation (2016) des premiers sites PAC en contracting énergétique [6], SIG éco21, en partenariat avec Suisse Energie et CSD ingénieurs, a pu créer du matériel pédagogique pour la diffusion des connaissances acquises.

Le **Vademecum PAC air-eau en toiture**, fournit un cadre opérationnel pour la conception et l'intégration de solutions adaptées aux bâtiments de petite et moyenne taille.

La **formation PAC Immo**, déclinée en deux niveaux (technique et gestion immobilière), contribue à la montée en compétence des acteurs. Désormais intégrée au programme romand de formation du GSP, elle participe à la diffusion homogène des bonnes pratiques.

Groupe de Suivi et d'Optimisation des Systèmes à PAC (SOSPAC)

Le Groupe de Suivi et d'Optimisation des Systèmes à PAC (SOSPAC) est né du constat que :

- les performances annoncées ne garantissent pas les performances réelles,
- les erreurs de conception ou de réglage peuvent dégrader fortement les résultats,
- l'expérience acquise reste trop souvent individuelle et non capitalisée.

Ce groupe propose un **partage de retours d'exploitation** entre pairs, avec des indicateurs harmonisés (COP PAC, COP système, IDC, CO₂), où l'analyse qualitative des dysfonctionnements et amélioration

Le dispositif **SOSPAC** répond directement à un angle mort du cadre réglementaire : l'absence de boucle de retour systématique sur les performances réelles. Ceci permet une montée en compétence collective des acteurs et d'alimenter la formation avec les retours d'expérience explicites.

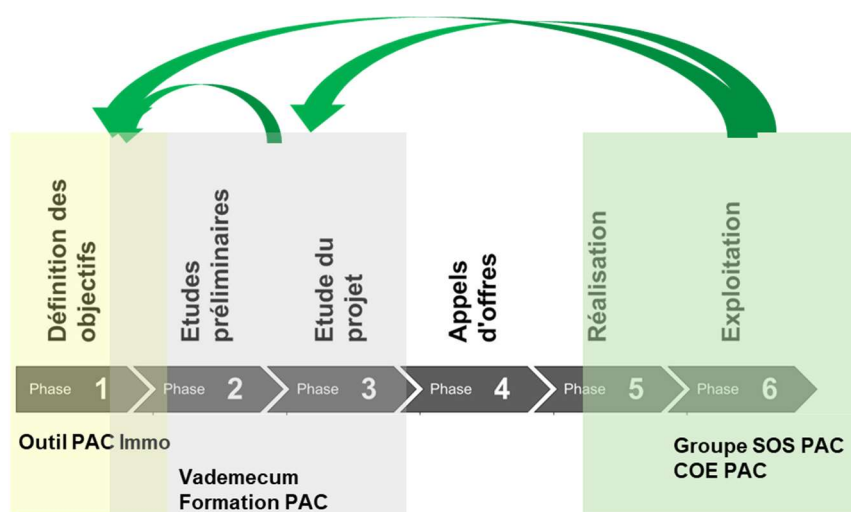


Figure 7 : Illustration des boucles de retour créées par les différents dispositifs.

Ceci a permis de maîtriser la complexité technique des projets PAC et de construire une pratique commune. Néanmoins, ce qui freine actuellement le développement massif des PAC pour cette cible de bâtiments n'est plus la méfiance technique mais la multitude de disciplines et acteurs à coordonner pour pouvoir réaliser un projet. Entre la difficulté de dialogue et compréhension entre les différents acteurs (ingénieurs, architectes, paysagistes, services préavisateurs) et les lourdeurs administratives, les porteurs de projets se trouvent de plus en plus découragés.

Etude-test – Intégration architecturale de pompes à chaleur

L'étude-test sur l'intégration architecturale des PAC part d'un constat pragmatique : la décarbonation du chauffage transforme profondément le paysage architectural.

Pour garder une cohérence et promouvoir le dialogue et compréhension des métiers, des binômes architectes et ingénieurs de la technique du bâtiment ont travaillé sur la rénovation de la chaufferie de 6 cas d'étude représentatifs du parc bâti genevois, illustrés à la Figure 8.

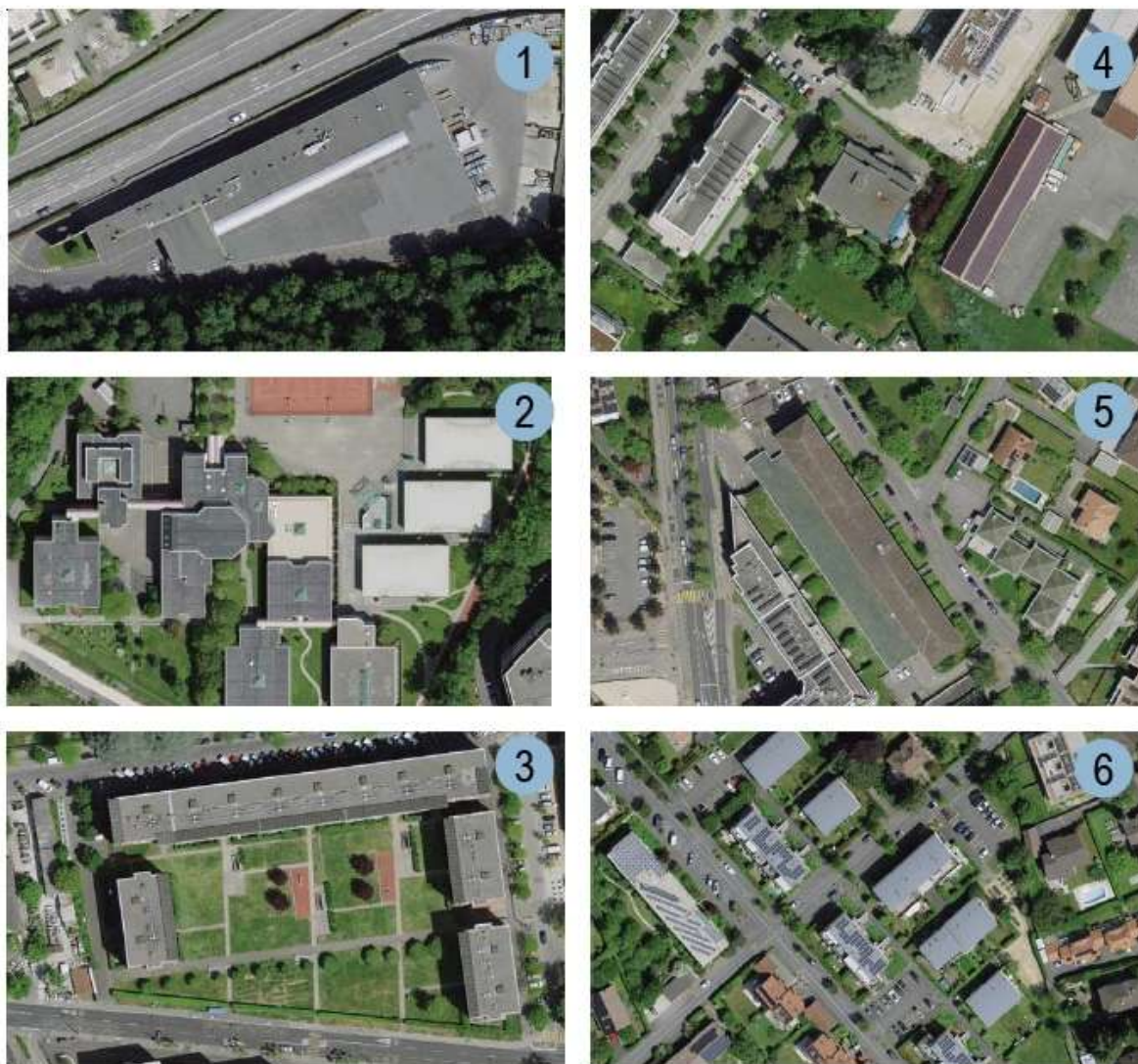


Figure 8 : Vue aérienne des six cas d'étude représentatifs du parc bâti genevois retenus pour l'étude-test sur l'intégration architecturale des PAC.

Cette démarche vise à :

- explorer, sur des cas **réels genevois hors CAD**, des solutions d'implantation variées,
- intégrer simultanément les **enjeux énergétiques, acoustiques, architecturaux et urbains**,
- produire un **corpus de références** utilisables par les concepteurs et les services préavisers.

Outil PAC Immo

Face à la difficulté, pour les propriétaires, de se positionner face à des projets PAC complexes, avec des frais d'études élevés avant de pouvoir entamer le projet concrètement.

La première solution du Pôle de compétences PAC Immo est la création de l'outil PAC Immo.



Figure 9 : Interface de l'outil de pré-diagnostic PAC Immo.

L'outil PAC Immo propose :

Au propriétaire – des paramètres à prendre en compte pour une éventuelle mise en place d'une pompe à chaleur sur son bâtiment, sous forme d'un rapport le plus rapide et le moins onéreux possible.

Aux professionnels – des données nécessaires pour alimenter une analyse détaillée de la mise en place d'une installation de pompe à chaleur en mettant en évidence les paramètres nécessitant plus de vigilance.

L'outil n'a pas vocation à remplacer une étude de faisabilité technico-économique, mais :

- à obtenir une vision claire et à moindre coût de la mise en place d'une solution PAC sur un immeuble,
- à appréhender les bases pour l'étude détaillée,
- à bénéficier d'un rapport final comme aide d'application du règlement de la loi sur l'énergie reconnu auprès des différents services pré-aviseurs,
- à suivre les indicateurs de la politique énergétique du canton grâce à des données en format digital.

Synthèse

La généralisation des PAC à Genève repose, aujourd'hui, moins sur la technologie que sur la capacité collective à gérer la complexité réelle des projets. Les dispositifs de diffusion des connaissances, SOS-PAC, l'étude-test sur l'intégration architecturale des PAC et l'outil PAC Immo apportent des réponses complémentaires et structurantes, indispensables pour une massification qualitative et durable des solutions PAC dans le parc bâti existant.

Conclusion générale

L'utilisation des PAC dans les immeubles résidentiels collectifs, neufs et existants, même non rénovés, est aujourd'hui possible et documentée. Toutefois, leur mise en œuvre reste complexe et soulève encore des défis importants, tant sur le plan technologique, en termes d'intégration, de dimensionnement et de performance, que sur les plans organisationnels, économiques et réglementaires. Dans ce contexte, le développement d'outils adaptés, le partage de retours d'expérience et la coordination des acteurs constituent des leviers clés pour accélérer une transition à grande échelle.

Références

- [1] Office fédéral de la statistique, statistiques suisses de l'énergie et des bâtiments, 2024.
- [2] Groupement professionnel suisse pour les pompes à chaleur, Statistiques du marché des pompes à chaleur, 2024.
- [3] Kemmler A., Vu P., Der Energieverbrauch der Privaten Haushalte 2000 bis 2023: Ex-post-Analyse nach Verwendungszwecken und Ursachen der Veränderungen, 2024.
- [4] IEA HPT TCP Project 62, Task 1 Report Switzerland, 2025.
- [5] IEA HPT TCP Project 62, Task 1 Country Reports, 2026.
- [6] Montero O. et al., Large Air-to-Water Heat Pumps for Fuel-Boiler Substitution in Non-Retrofitted Multi-Family Buildings, *Energies* 15 (2022) 5033. <https://doi.org/10.3390/en15145033>.
- [7] Romano E., Patel M.K., Holmüller P., Applying trade mechanisms to quantify dynamic GHG emissions of electricity consumption in an open economy — The case of Switzerland, *Energy* 311 (2024) 133398. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.133398>.
- [8] KBOB 2009/1:2022, Données écobilans dans la construction, 2023. https://www.kbob.admin.ch/kbob/fr/home/themen-leistungen/nachhaltiges-bauen/oekobilanzdaten_baubereich.html

Papieri Cham – Transformation eines Areals in Richtung Plusenergie

Carsten Wemhöner, Thomas Simpson, Institut für Energietechnik, Ostschweizer Fachhochschule IET OST
Thomas Wickart, Jason Podhradsky, AWIAG

BFE F&E Projekt SI/502649-01 IEA HPT ANNEX 61 Wärmepumpen für Plusenergieareale (2023-2026)

Zusammenfassung

Das Papieri-Areal in Cham ist ein ehemaliges Industrieareal, das schrittweise bis 2035 in ein neues Quartier mit 1000 Wohnungen und 1000 Arbeitsplätzen transformiert wird. Das Areal ist als 2000-W-Areal zertifiziert und 2024 mit dem Watt d'Or in der Kategorie Erneuerbare Energien ausgezeichnet worden. Die Wärme- und Kälteversorgung erfolgt rein regenerativ über zentrale Ammoniak-Wärmepumpen mit den Wärmequellen Erdwärmesonden und Flusswasser. Im Rahmen eines Monitorings und von Simulationen der Wärme-/Kälteversorgung wurden Optimierungspotenziale identifiziert, die dazu beitragen, das Areal in Richtung Plusenergie zu entwickeln. Auf Senkenseite kann durch Ladefenster für den Warmwasserbetrieb die Netztemperatur abgesenkt werden. Auf Quellenseite wurde die Auslegung des Mehrquellensystems sowie unterschiedliche Betriebsstrategien der beiden Wärmequellen untersucht. Damit kann gesamthaft ein niedriger Temperaturhub realisiert und der Systemnutzungsgrad erhöht werden. Trotz der Verbesserungen und einer regenerativen Stromproduktion von geplanten 2.3 GWh/a über ein Flusskraftwerk und PV-Anlagen an den Gebäuden erweist sich die Vision von Plusenergie-Arealen in dicht bebauten städtischen Gebieten als sehr ambitioniert, die aber zur Auslegung für hocheffiziente Areale trotzdem ihre Berechtigung hat.

Abstract

The Papieri district in Cham is a former industrial site that is being gradually transformed into a new district with 1000 flats and 1000 workplaces by 2035. The district is certified as a 2000-W-site and was awarded the Watt D'Or in the Renewable Energy category in 2024. Heating and cooling are supplied entirely from renewable sources via central ammonia heat pumps using ground probes and river water as heat sources. Through monitoring and simulations of the heating and cooling supply, optimisation potential was identified that will help develop the site towards becoming a Positive Energy District (PED). The network temperatures can be significantly reduced by employing charging windows for hot water operation. On the source side, the design of the multi-source system and different operating strategies for the two heat sources are investigated; together, these enables low-temperature lift operation, thereby increasing significantly the system performance. Despite these improvements and planned renewable electricity generation of 2.3 GWh/a provided by a run-of-river power plant and PV systems installed on the buildings, the vision of PED in densely built urban areas proves to be very ambitious. Nevertheless, it remains a valid design objective for highly efficient district planning.

Einführung Plusenergie-Quartiere und IEA HPT Project 61

Global werden ca. 60 % der Treibhausemissionen (THG) in Städten verursacht, die damit ein wesentlicher Treiber für den anthropogenen Klimawandel sind. In vielen Ländern ist der Gebäudepark für einen Grossteil der THG-Emissionen verantwortlich, in der EU für ca. 36 % und in der Schweiz für ca. 22 %. Damit sind Gebäude aber auch Schlüsselkomponenten für die Dekarbonisierung. In der Tat sind in der Schweiz die THG-Emissionen im Gebäudesektor bereits um ca. 40 % in Bezug auf 1990 reduziert worden.

Ganze Städte weisen allerdings eine hohe Komplexität auf, während die bestehende Betrachtung auf Ebene Einzelgebäude die Potenziale für Lastausgleich und Abwärmenutzung in Gebäudegruppen und Quartieren nicht berücksichtigt. Die Areal- bzw. Quartiersebene erscheint deshalb als geeignet, integrale Energiekonzepte umzusetzen. Mit der Gebäudeeffizienz-Richtlinie EPBD IV [1] werden in der EU für Neubauten ab 2030 «Zero Emission» Buildings gefordert, was in der Schweiz über die MuKE 2025 [2] implementiert wird. Für die Übertragung auf Areale, wird das Konzept von «Positive Energy Districts» (PED) im Rahmen des Umsetzungsplans der Strategic Energy Technologies (SET) Action 3.2 «Smart Cities and Communities» als Beschleunigung der urbanen Energiewende in der EU entwickelt. In der Schweiz werden Zertifizierungen durch den SNBS (Standard Nachhaltiges Bauen Schweiz) und MINERGIE für Areale als Nachfolge der 2000-W-Arealzertifizierung durchgeführt.

Die wesentlichen Charakteristika von Plusenergie-Quartieren (PED) sind ein Dreiklang aus Energieeffizienz, lokaler Energieproduktion im Quartier und die Bereitstellung von Energieflexibilität für die umgebenden Quartiere und Stadtteile. Ein PED ist also nicht notwendigerweise autark, sondern über Netze mit der Umgebung verbunden.

Im Project 61 - vormals Annex 61 - im Wärmepumpenprogramm HPT der Internationalen Energie-Agentur IEA, das am Institut für Energietechnik IET der Ostschweizer Fachhochschule OST im Auftrag des BFE geleitet wird, wird die Integration von Wärmepumpen in Gebäudegruppen und Quartiere anhand von Simulationen und realem Monitoring von Case studies untersucht. Ziele sind die Optimierung der betrachteten Cluster hinsichtlich der Wärmepumpenintegration und dem Erreichen einer Plusenergiebilanz, Simulationen zur Quantifizierung der notwendigen Massnahmen für eine Plusenergiebilanz sowie das Ableiten von Best-Practice Umsetzungsbeispielen. Als ein weiteres Ergebnis sind ein Workflow für die Planung von Wärmepumpen (WP) in Quartieren entwickelt und Planungshinweise abgeleitet worden.

Übersicht Papieri Areal und Energiekonzept

Als ein Schweizer Beitrag zum IEA HPT Project 61 wird das Papieri-Areal in Cham als Best Practice Beispiel eines PED ausgewertet. Es ist ein altes Industrieareal der Papierindustrie, das in Etappen zu einem neuen Quartier mit im Endausbau 1000 Wohnungen und 1000 Arbeitsplätzen entwickelt wird.

Abbildung 1 zeigt ein Bild des Quartiers mit den bereits realisierten Neubauten und Sanierungen und zwei Impressionen des Areals. Die Entwicklung und Erweiterung des Areals sind bis 2035 geplant. Die bestehenden Industriebauten werden saniert und umgenutzt sowie durch Neubauten ergänzt, so dass im Endausbau eine Kombination aus 30 % Altbauten und 70 % Neubauten entsteht. Das Areal besitzt eine 2000-W-Areal-Zertifizierung und ist 2024 mit dem Watt d'Or in der Kategorie «Erneuerbare Energie» ausgezeichnet worden.

Die erste Etappe mit ca. 270 Wohnungen sowie 9000 m² Büro- und kommerziellen Nutzungen ist Ende 2022 in Betrieb genommen worden. Pro Jahr kommen rund 100 Wohnungen und 2000 m² Gewerbefläche hinzu.



Abbildung 1: Arealentwicklung des Papieri-Areal Cham zur Nutzung Wohnen und Arbeiten (Quelle: Cham Immobilien AG, modifiziert).

Abbildung 2 fasst die wesentlichen Komponenten des Energiekonzepts zusammen. Die Energieproduktion für die Wärme- und Kälteversorgung erfolgt vollständig erneuerbar über drei zentrale Ammoniak-Wärmepumpen mit einer gesamten Heizleistung von 5.1 MW (B8/W67) mit den zwei Wärmequellen von 192 Erdwärmesonden (EWS) à 320 m und Flusswasser von gesamthaft ca. 2.9 MW. Der Fluss kann im Sommer zur Regeneration der EWS genutzt werden, aber ein Kühlbetrieb mit Flusswasser ist nicht möglich. Die EWS sind auch für Freecooling-Betrieb vorgesehen, der durch Spitzendeckung über aktiven Kühlbetrieb der Wärmepumpe mit Abwärmenutzung für eine Warmwasserproduktion oder EWS-Regeneration ergänzt wird. Es ist kein Rückkühler auf dem Areal installiert, so dass alle Abwärme bei aktiven Kühlen genutzt wird.

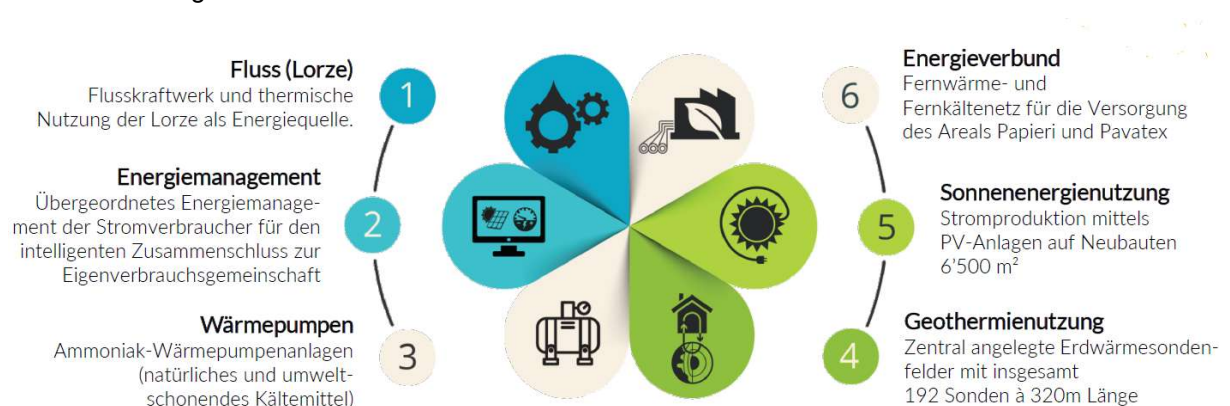


Abbildung 2: Bausteine des Energiekonzepts des Papieri-Areals Cham mit vollständig erneuerbarer Wärme- und Kälteversorgung mit zentralen Wärmepumpen (Quelle: AWIAG).

Die Verteilung auf dem Areal erfolgt über ein 4-Leiter Wärme- und Kältenetz. Heizseitig ist ein 50 m³ Wärmespeicher und kälteseitig ein 50 m³ Kältespeicher und ein 50 m³ Quellspeicher integriert, die beide mit den beiden Quellen EWS und Fluss verbunden sind. Abbildung 3 zeigt ein vereinfachtes Schema der Heizzentrale mit den Hauptkomponenten.

Zur Elektrizitätserzeugung dient ein Flusskraftwerk mit 230 kW und einer Jahresproduktion von 1.25 GWhel., das durch 6500 m² PV-Anlagen mit gesamthaft 1.27 MWp installierter Leistung und einer Jahresproduktion von 1.11 GWhel auf den Dächern der Neubauten ergänzt wird.

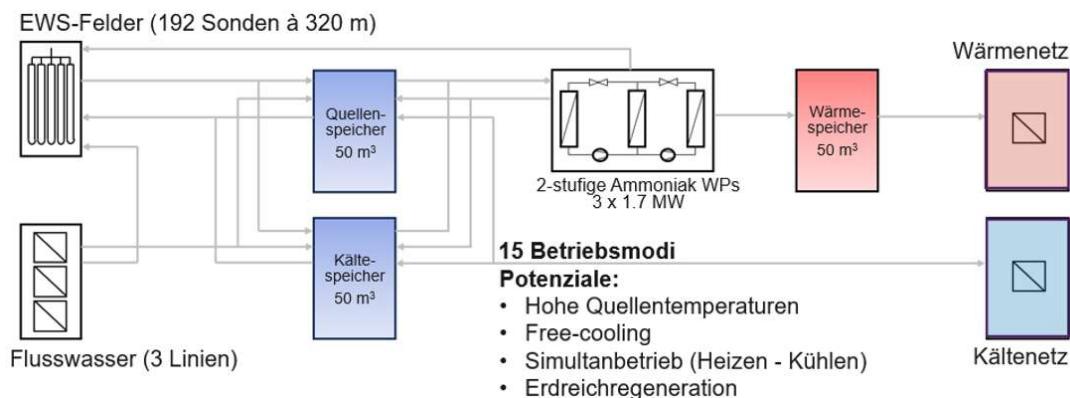


Abbildung 3: Schematische Darstellung der Energiezentrale mit angeschlossenen Quellen und Netzen.

Im Rahmen des IEA HPT Projects 61 wird das Monitoring ausgewertet und begleitende Simulationen durchgeführt. Aus dem Monitoring kann die reale Performance im Betrieb für die unterschiedlichen Betriebsmodi des Heiz-, Warmwasser und Kühlbetriebs ausgewertet werden. Die Monitoringdaten dienen weiterhin zur Validierung von Simulationsmodellen.

Ziel der Simulationen ist die Abbildung des Systems, um anschliessend modellbasiert Varianten- und Optimierungsrechnung durchführen zu können. Dabei wird ein Schwerpunkt auf die Heizzentrale inklusive der Wärmequellen gelegt, was der Systemgrenze der Jahresarbeitszahl (JAZ) entspricht. Für die Gesamtbilanz werden auch die Speicher und die Verteilung über das Wärme- und Kältenetz bis zu den Hausübergabestation einbezogen, was dem Systemnutzungsgrad entspricht und damit Aussagen im Hinblick auf eine Plusenergiebilanz ermöglicht. Optimierungspotenziale werden im Simultanbetrieb und Freecooling-Anteilen für den Kühlbetrieb und dem Quellenmanagement der Erreich- und Flusswasserquelle gesehen, auch im Hinblick auf die Mehrquellennutzung für die Erweiterung des Areals. Die ersten Messdaten stehen ab Sommer 2023 zur Verfügung.

Gegenwärtiger Betrieb gemäss Monitoringdaten

Aus dem Monitoring wurden die Messperioden Nov. 23 – Okt. 24 und Nov. 24 – Okt. 25 ausgewertet.

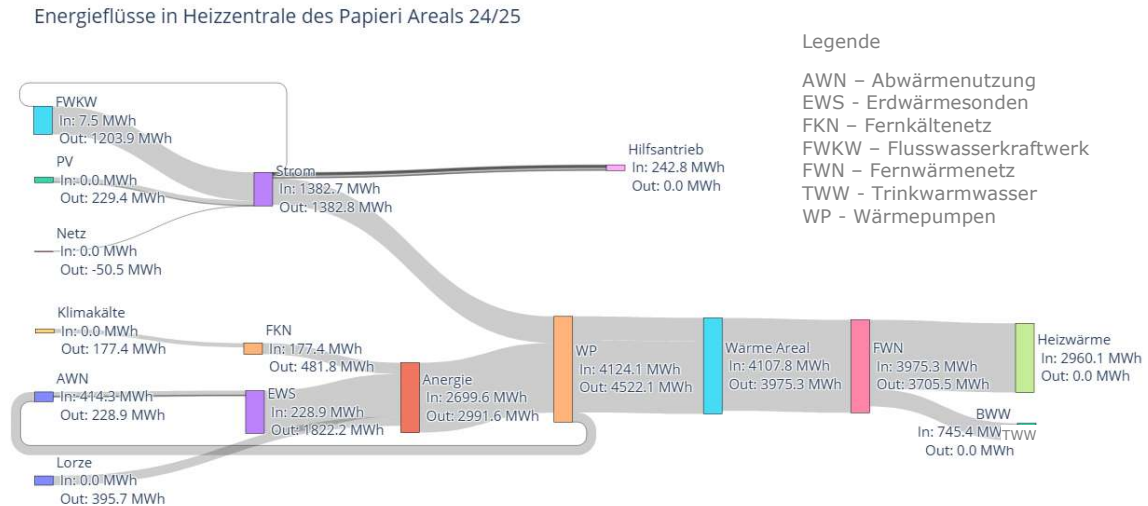


Abbildung 4: Energieflussdiagramm des Papieri-Areals für die Messperiode 24/25.

Abbildung 4 stellt das Energieflussdiagramm für die zweite Messperiode dar. Beide Jahre zeigen im Monitoring sehr ähnliches Betriebsverhalten. Abbildung 5 zeigt einen Vergleich der Monitoring-Daten mit den Grenzwerten nach MuKEN 2014 und MINERGIE-P.

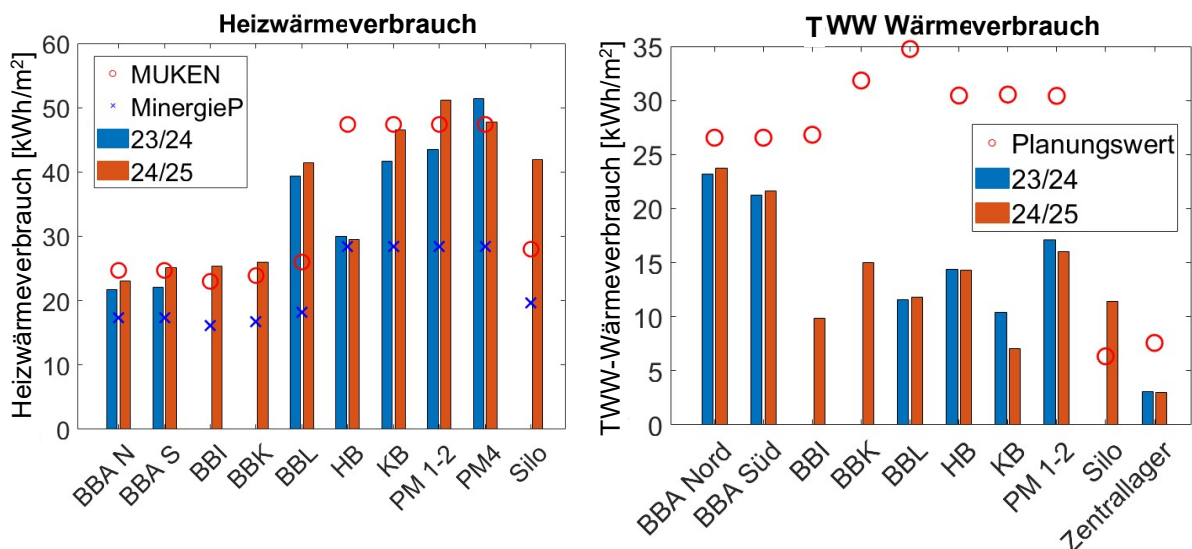


Abbildung 5: Vergleich Monitoring- und Planungsdaten des spezifischen Wärmeverbrauchs für Raumheizung (links) und Trinkwarmwasser (rechts) für die einzelnen Gebäude.

Gemäss den Monitoringwerten entspricht oder unterschreitet der Wärmeverbrauch für Raumwärme häufig die Grenzwerte, die für die Neubauten auf Niveau des MuKEN 2014 liegen.

Auffällig ist, dass der Warmwasserverbrauch deutlich niedriger als der Planungswert liegt. Trotz der Gebäudestruktur, die nach Planungswerten aus Neubauten auf MuKE 2014/MINERGIE-P®-Niveau und umfassend renovierten Altbauten besteht, ist der Verbrauch stark heizdominiert, was den Erwartungen widerspricht, da in gut wärmedämmten Mehrfamilienhäusern der Trinkwarmwasser (TWW)-Verbrauch ca. 70 % des Gesamtwärmeverbrauchs betragen kann. Erklärungen sind eine niedrige Belegung und ein spezifischer Verbrauch unter den Normwerten. Die Diskrepanz ist aber trotzdem noch recht gross, da ca. 71 % für den Heizbetrieb und nur 16 % für den Warmwasser und 12 % für den Kühlbetrieb aufgewendet werden, siehe Abbildung 6 Mitte rechts. Eine weitere Erklärung für den höheren Heizbetrieb ist die Bauaustrocknung in den ersten Betriebsjahren, die einen höheren Heizwärmeverbrauch bedingt. Zudem ist eine hohe Heizgrenztemperatur festgestellt worden, die den Heizbetrieb verlängern kann.

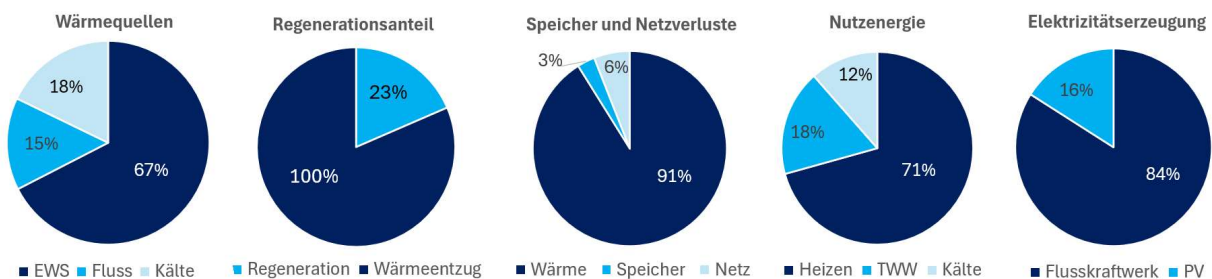


Abbildung 6: Anteile für Quellennutzung (links), EWS-Regeneration (Mitte links), Systemverluste (Mitte), Nutzenergien (Mitte rechts) und regenerative Stromerzeugung (rechts).

Als Quelle kommen hauptsächlich die Erdwärmesondenfelder mit einem Anteil von 67 % zum Einsatz. Der Anteil des Flusswassers aus der Lorze und der Abwärmenutzung der Kälte betragen nur jeweils 15 % und 18 %, wie Abbildung 6 links zeigt.

Das Temperaturniveau der Quelle liegt mit ca. 5-10 °C relativ hoch, obwohl die Erdsonden nur mit 23 % der entzogenen Wärme regeneriert wurden, siehe Abbildung 6 Mitte links. Dies hängt mit den tiefen Sonden und dem Stand des Ausbaus des Areals zusammen. Trotz der Netztemperaturen von kontinuierlich ca. 67 °C - siehe Abbildung 9 - liegen die Speicherverluste mit 3 % und die Netzverluste mit 6 % bezogen auf die produzierte Wärme recht niedrig. Der Strom für den Wärmepumpenbetrieb wird weitgehend vom Flusswasserkraftwerk und zu kleineren Teilen auch von der Photovoltaik (PV) bereitgestellt, siehe Abbildung 6 rechts. In der Jahresbilanz wird kein Netzstrom zum Betrieb der Wärmepumpen verwendet. Damit wird das Ziel einer vollständig regenerativen Wärme-/Kälteversorgung erreicht.

Teilsystem Wärmepumpen

Zur Bewertung der Effizienz der Wärmepumpe wurden verschiedene Systemgrenzen zugrunde gelegt (Abbildung 7).

- Die Effizienz der Quelle EWS bezieht die entzogene Wärme auf den benötigten Pumpenstrom der Quellenpumpen.
- Die JAZ WP entspricht der Systemgrenze des COP für die einzelnen Wärmepumpen, bezieht also die produzierte Wärme und Kälte auf die elektrische Energieaufnahme der Wärmepumpe, ohne die komplette Quellenpumpe.
- Die JAZ bezieht die produzierte Wärme/Kälte auf die gesamte elektrische Energie, also inklusive der gesamten Quellenpumpe.
- Die SNG bezieht die gelieferte Wärme an den Hausübergabestationen auf die gesamte elektrische Energie. Sie berücksichtigt also auch die Wärmeverluste durch den Wärmespeicher und die Verteilung im Wärme-/Kältenetz.

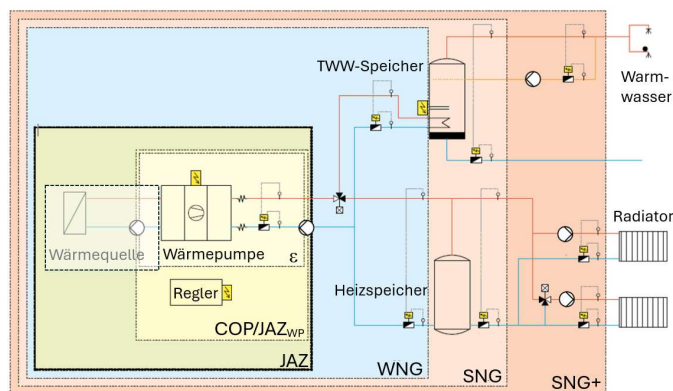


Abbildung 7: Systemgrenzen (Quelle: BFE, modifiziert).

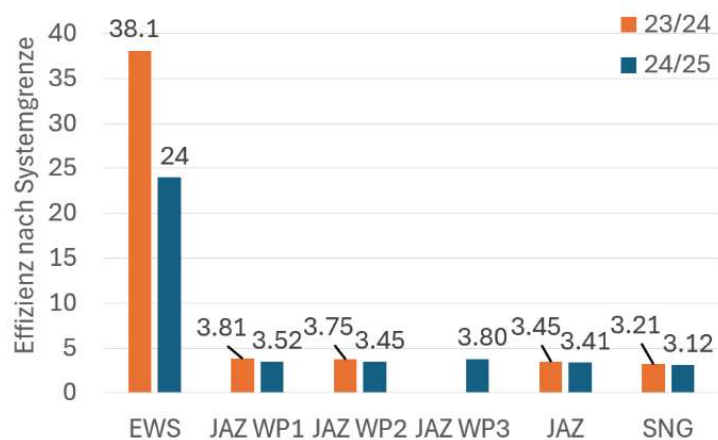


Abbildung 8: Effizienzkennzahlen der WP in den Monitoringzeiträumen 23/24 und 24/25.

Die Kennzahl der EWS liefert einen hohen Wert, der die gute hydraulische Auslegung der Erdsondenfelder bestätigt (Abbildung 8). Der Pumpenstrombedarf bleibt unter 8 % der elektrischen Energieaufnahme der Verdichter und erfüllt damit die Effizienzanforderung an die Auslegung [3]. Die Variation der Kennzahl in den beiden Betrachtungsperioden ist auf einen defekten Fühler zurückzuführen, so dass im zweiten Jahr nicht die gesamte gelieferte Quellenwärme erfasst wurde. Die Arbeitszahlen JAZ für die unterschiedlichen Systemgrenzen sind stark vom Temperaturhub beeinflusst. Abbildung 9 zeigt die Quellen- und Senkentemperaturen, die für beide Betrachtungszeiträume relativ konstant bleiben. Damit ergibt sich trotz hoher Quellentemperatur in der Heizperiode von 5–10 °C quasi kontinuierlich ein Temperaturhub von ca. 60 K zwischen Quelleneintritt und Kondensatoraustritt, woraus die JAZ im Bereich von 3.4–3.8 zu erklären sind. Der Gütegrad der Wärmepumpe liegt je nach JAZ, die eingesetzt wird, im Bereich von 0.6, was einen guten Wert für den WP-Betrieb darstellt. Durch den grossen Temperaturhub wird die JAZ jedoch begrenzt, entspricht aber den Herstellerangaben für diese Betriebsbedingungen.

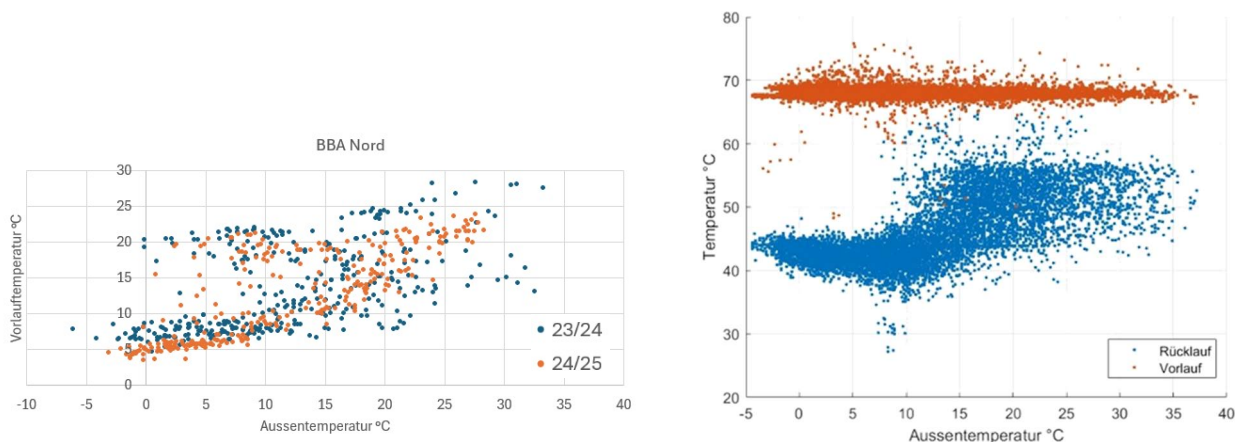


Abbildung 9: Vergleich der Temperaturniveaus der Wärmequelle in 23/24 und 24/25 (links) sowie der Vor- und Rücklauftemperaturen 24/25 der Wärmesenke (rechts).

Optimierungspotenziale anhand von Simulation

Parallel zur Auswertung des Monitorings wurden die Heizzentrale und die Wärmequellen in Matlab-Simulink und der Carnot-Toolbox [4] modelliert. Da ein grosses Optimierungspotenzial in der Absenkung der Netztemperaturen vermutet wird, wurden verschiedene Variantenrechnungen für abgesenkte Netztemperaturen durchgeführt. Da die Monitoring-Daten von den Planungsdaten abweichen, insbesondere für den Warmwasserbetrieb, ist ebenfalls ein Vergleich mit der Lastsituation nach Planungsdaten durchgeführt worden.

Als Simulationsvarianten wurden die folgenden Vergleiche simuliert:

- Vergleich mit Planungswerten.
- Hypothese: Effizienz verbessert sich durch höheren Anteil Kühlenergie nach Planungswerten, der sehr effizient im Simultanbetrieb und mit Free-Cooling bereitgestellt werden kann.
- Szenarien mit abgesenkten Netztemperaturen
Hypothese:
 - Absenkung des Temperaturniveaus im Netz bietet grosses Effizienzpotential für WP-Betrieb.
 - Netztemperaturen durch Warmwasserbetrieb bestimmt.
 - Variante: Temporäres Hochfahren des Netzes 2x täglich für Warmwasserladung (Ladefenster) mit dezentraler Speicherung des Warmwassers.

Abbildung 10 fasst die Ergebnisse der Variantenrechnungen für die aktuellen Messdaten, die Planungsdaten bei heutigem Ausbau und der Lastsituation im Endausbau «Papieri 2035» zusammen. Weiterhin werden Varianten einer Temperaturabsenkung der Netztemperatur von 67 °C auf 57 °C sowie für die Variante Papieri 2035 auch auf 47 °C dargestellt.

Die Ergebnisse zeigen eindrucksvoll sowohl die grossen Potenziale hinsichtlich Energieeffizienz der WP als auch im Hinblick auf die Kosteneinsparung. Werden die Planungsdaten zugrunde gelegt, steigen Arbeitszahl und Systemnutzungsgrad leicht an, da der Trinkwarmwasserbedarf und Kältebedarf höher liegen und mit Freecooling und im Simultanbetrieb aus Kühlen und Warmwasser effizienter abgedeckt werden können, was die Hypothesen bestätigt.

Die JAZ könnte um rund einen Punkt gesteigert werden, und eine Kosteneinsparung kann je nach Grösse des Areals und je nach Ausbaustand ca. 50-150 kCHF/a betragen. Bei einer Absenkung auf 47 °C würde im Endausbau sogar eine Steigerung der JAZ von knapp 2 und damit eine Kosteneinsparung von ca. 220 kCHF/a erzielt

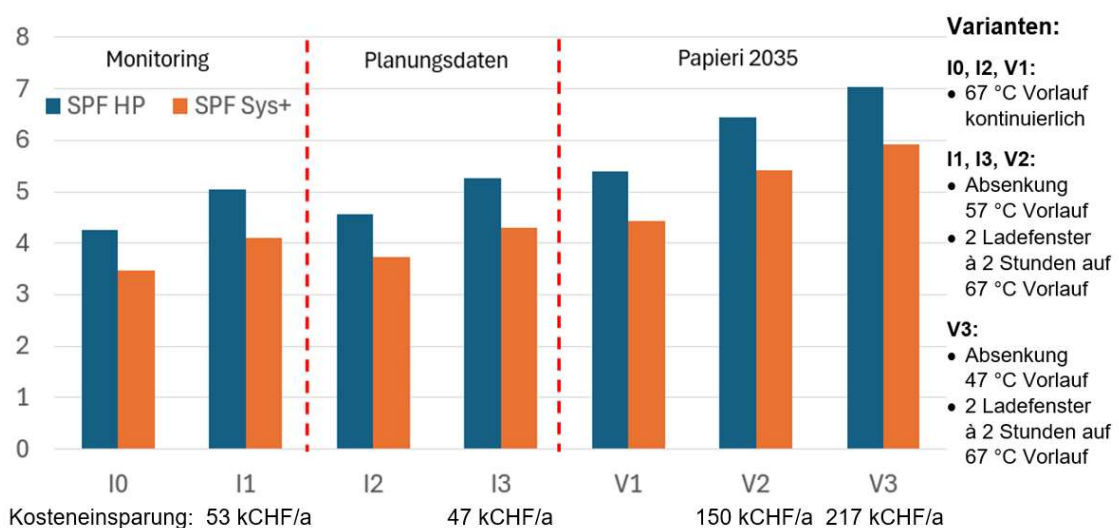


Abbildung 10: Variantenstudien zur Verbesserung der WP-Effizienz inkl. Freecooling-Betrieb und jährliche Kosteneinsparung (angenommener Strompreis: 30 Rp./kWh).

Da bereits dezentrale Speicher in den einzelnen Gebäuden installiert sind, wäre die Umstellung wahrscheinlich relativ einfach umzusetzen. Im Gebäude BBA Nord und Süd ist zu wenig Speichervolumen für zwei Ladefenster installiert, so dass allfällig 3 Ladefenster erforderlich sind. Eventuell kann aber das Speichervolumen auch noch vergrössert werden.

Die Zirkulation wird kontinuierlich auf Vorlauf-/Rücklauftemperaturen von 62 °C/59 °C betrieben, weist eine Übertragungsleistung des Zirkulationswärmetauschers in der Übergabestation von 3 kW im Beispielgebäude auf, was nur 10 % des WW-Ladewärmetauschers mit 30 kW entspricht. Bei geringem TWW-Verbrauch wird das Wärmenetz also im Wesentlichen zur Bereitstellung der Zirkulation in den Gebäuden benötigt, also wegen 3 kW Dauerleistung im Beispielgebäude das gesamte Netz auf 67 °C betrieben. Nach der Übergabestation wird die Zirkulation ebenfalls in den Warmwasserspeicher geführt. Daher könnte die Zirkulation allenfalls auch über die Ladefenster bereitgestellt werden, so dass die Netztemperaturen ausserhalb der Ladefenster sogar bis auf das Heizniveau von 47 °C oder tiefer abgesenkt werden könnten. Im Sommerbetrieb kann das Wärmenetz dann während der Ladefenster betrieben werden. Dies könnte voraussichtlich recht kostengünstig realisiert und mit den in Abbildung 10 angegebene Kosteneinsparungen amortisiert werden.

Auslegung und Betrieb des Zweiquellensystems

Hinsichtlich der Auslegung und des Betriebs der zwei Wärmequellen EWS-Felder und Flusswasser ergeben sich verschiedene Fragestellungen, die derzeit ebenfalls mit Simulationen untersucht werden:

- Auslegung EWS-Felder bei voller Nutzung des Flusswassers.
- Wechselbetrieb EWS-Quelle für Heiz-, TWW-, Freecooling- und Regenerations-Betrieb.
- Betriebsstrategie für optimale Quellentemperaturen und Leistungsentzug.
- Bewirtschaftung der 8 EWS-Felder für Freecooling und Regeneration.

Bezüglich der Auslegung wurde untersucht, wie die EWS-Felder ausgelegt werden könnten, wenn das volle Potenzial der Flusswasserquelle genutzt wird bzw. welche zusätzliche Quellenleistung mit den bestehenden 192 Erdwärmesonden à 320 m bereitgestellt wird und ob die Auslegung nach dem Heiz- oder Freecooling-Betrieb erfolgen sollte.

Im Endausbau beträgt bei gegenwärtigem Betrieb die gesamte Quellenleistung ca. 3.9 MW. Wenn im Winter die maximale Leistung des Flusswassers von ca. 2.9 MW entzogen wird, kann die Heizleistung der 3 WP von gesamthaft 5.1 MW beim gegenwärtigen COP von 4 fast ausschliesslich aus dem Flusswasser entzogen und in der Spitze lediglich ca. 1 MW aus den Erdsonden entzogen werden. Bei Annahme eines optimierten COP von 6 ist eine Spitzenleistung aus den Erdsonden von ca. 1.5 MW notwendig. Aus dem Projekt HP-Source [3] ist bekannt, dass die Erdsondenfelder deutlich kleiner dimensioniert werden können, wenn die Sonden regeneriert werden und/oder nur zur Spitzendeckung eingesetzt werden, da kurzfristig eine höhere Leistung entzogen werden kann, wenn lange Regenerationszeiten bestehen und während der relativ kurzen Zeit des Spitzenlastbetriebs nur wenig Energie aus den Erdsonden entzogen wird. Abbildung 11 zeigt die mittlere Sondenfluidtemperatur in den EWS für unterschiedliche Reduktionsraten der gesamthaft installierten Sondenmeter.

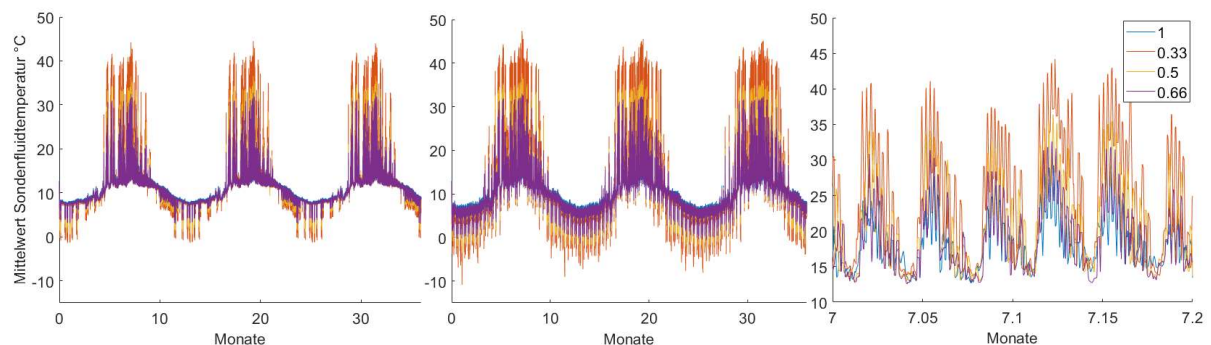


Abbildung 11: Simulationsergebnisse der mittleren Temperatur des Sondenfluids für unterschiedliche Reduktionsraten der gesamthaft installierten Sondenmeter für den gegenwärtigen Betrieb (links) und den optimierten Betrieb mit Warmwasser-Ladefenstern (Mitte) sowie Vergrößerung für 15 Tage im Juli des ersten Jahres (rechts).

Bei einer Reduktion der Sondenmeter auf 33 % kann im gegenwärtigen Betrieb die Anforderung an die mittlere Sondenfluidtemperatur von minimal -1.5 °C nach SIA 384/6 [4] eingehalten werden. Durch den Spitzenlastbetrieb erreichen die Sonden bereits im ersten Jahr sehr kalte Temperaturen, was für den Freecooling-Betrieb günstig ist. Bei Betrieb mit der optimierten Senktemperatur und COP 6 entsprechend dem vorigen Kapitel sinken die Temperaturen bei 33 % Sondenlänge durch die Leistungsspitzen der Ladefenster unter die Auslegungsgrenze nach SIA. Allerdings können die Leistungsspitzen reduziert werden, wenn während der Ladefenster von 2 h der Heizbetrieb unterbrochen wird, was durch Kapazität und Dämmstandard der Gebäude keine Komforteinschränkungen darstellt, so dass auch bei der höheren Effizienz eine hohe Reduktion der Sondenlänge möglich wäre. Ein weiterer Engpass entsteht im Sommerbetrieb, bei dem die mittlere Fluidtemperatur durch Rückkühlung der WP in die EWS-Felder während der Lastspitzen mit aktiven Kühlbetrieb der WP im Umkehrbetrieb auf Temperatur über 40 °C steigen können, was eine Anforderung an die Temperaturbeständigkeit der EWS stellt.

Um den Freecooling-Betrieb zu optimieren, ist je nach Bedarf allfällig die Auslegung der EWS im Fall der zwei Wärmequellen eher durch den Kühlbetrieb bestimmt. Es wird im weiteren Projektverlauf ausgewertet, wie sich aktiver Kühlbetrieb mit Abwärmenutzung und Freecooling-Betrieb hinsichtlich der Systemeffizienz auswirken.

Hinsichtlich des Betriebs der derzeit gesamthaft installierten Sondenlänge wird die Strategie angewendet, dass die Quelle mit der besten Quelltemperatur für den Wärmepumpenbetrieb genutzt wird.

Da noch nicht die volle Leistung des Endausbaus vorliegt, sind die Sondentemperaturen eher hoch, so dass zurzeit schwerpunktmässig die EWS als Quelle genutzt werden um die Temperatur ausreichend für den Freecooling-Betrieb zu reduzieren. Dafür werden zurzeit auch einzelne Felder stillgelegt. Zukünftig wäre eine gezielte Bewirtschaftung einzelner Felder für den Freecooling- und Regenerations-Betrieb möglich, so dass die Optimierung auf hohe Wintertemperatur bei gleichzeitig hohen Freecooling-Anteilen gewährleistet werden kann. Der Freecooling-Betrieb wird derzeit durch hohe Lastspitzen limitiert, die ein aktives Kühlen über Wärmepumpe erforderlich machen. Dazu wäre ein eher konstanter Kühlbetrieb unter Nutzung der Speicherfähigkeit in der Bauteilmasse der Fussbodenheizungen der Wohngebäude interessant. Allerdings fallen die Hauptkühllasten in der Büro- und gewerblichen Nutzung an, die mit Kühldecken ausgestattet sind und daher nur eine begrenzte Aktivierung der Gebäudemasse erlauben.

Die Planung der Sondenfelder ist vorausschauend auch auf den Anschluss weiterer Verbraucher geplant worden. Derzeit ist eine Erweiterung der Arealversorgung auf das Pavatex-Areal, das direkt an das Papieri-Areal angrenzt, siehe Abbildung 1, in Diskussion, so dass die EWS zukünftig wesentlich höher ausgelastet werden könnten und so die gesamthaft installierte Sondenlänge zur Deckung des Heizbedarfs notwendig ist.

Gesamtbilanz und Plusenergie-Quartier

Aus den Monitoringdaten ergibt sich die Gesamtbilanz für das Quartier. In der Jahresbilanz kann die Gebäudetechnik vollständig durch auf dem Areal selbst produzierte erneuerbare Elektrizität gedeckt werden und es ergibt sich ein Überschuss. Mit einem hochgerechneten gesamten Elektrizitätsverbrauch ergibt sich in der Jahresbilanz eine Autarkie von ca. 44 %, was zeigt, dass trotz des Wasserkraftwerks eine Plusenergiebilanz nicht erreicht wird.

Mittels Simulationen wurde weiter untersucht, wie das Areal in Richtung Plusenergie entwickelt werden kann. Die dafür verfügbaren Design-Variablen sind die Energieeffizienz von Gebäudehülle und Haushaltsstrom, die Performance der Wärmepumpe sowie die Produktion von erneuerbarem Strom auf dem Areal.

Die Energieeffizienzanforderung von Gebäudehülle und Haushaltsstrom sind häufig in Labels kombiniert, indem auch für MINERGIE-P® Bestgeräte gefordert werden, was aber in der Regel nicht geprüft wird. In Bezug auf das bestehende Areal ergeben sich daraus die folgenden Potenziale:

- Optimierung des WP-Betriebs durch Umstellung auf niedrigen Temperaturhub.
- Heizwärmeverbrauch auf MINERGIE-P®-Niveau.
- Optimierung des Betriebsstroms durch Nutzerverhalten und Bestgeräte (SIA-Zielwert).
- Ausweitung der PV-Produktion auf dem Areal.

Auf die Optimierung des WP-Betriebs wurde oben bereits eingegangen, eine Jahresarbeitszahl von 6 scheint mit entsprechenden Optimierungen auf niedrigen Temperaturhub durch Optimierung des Quellen- und Senkenbetriebs möglich. Dies reduziert den Elektrizitätsbedarf um 33 %.

Die Planungswerte für die Gebäudehülle entsprechen dem Neubaustandard nach MuKE 2014, was mit MINERGIE®-Niveau von 2016 vergleichbar ist. Im Schnitt liegen die Messwerte des Heizwärmeverbrauchs bei 178 % des MINERGIE-P®-Grenzwerts.

Eine Reduktion auf MINERGIE-P® bringt damit eine Einsparung des Heizwärmebedarfs von ca. 45 % und entsprechend einen Elektrizitätsbedarf zum Heizen von ca. 8 %.

Für die Auswertung des Haushaltsstroms wurden die SIA-2024 Standard- und Zielwerte [7] als Werte zugrunde gelegt, jeweils für die unterschiedlichen Nutzungen Wohnen MFH, Verwaltung für die Büronutzung und Verkauf für die kommerzielle Nutzung. Daraus ergibt sich gesamthaft ein weiteres Reduktionspotenzial, da die Monitoringdaten für den Haushaltsstrombedarf bei 128 % des SIA-Zielwerts liegen.

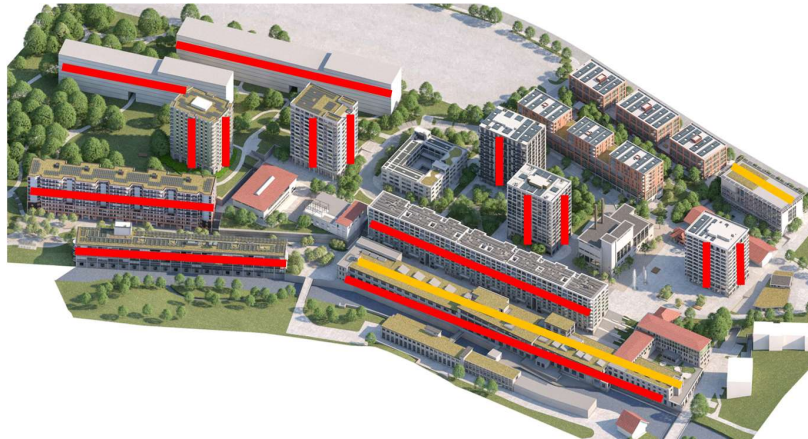


Abbildung 12: Angenommenes Flächenpotenzial für einen Ausbau der PV-Erzeugung auf dem Areal (nicht markierte Dachflächen schon im Endausbau eingeplant) (Quelle: Cham Immobilien AG, modifiziert).

Anhand von Flächenpotenzialen für eine zusätzliche Installation von PV an den Gebäuden, die in Abbildung 12 illustriert sind, wurde die zusätzlich mögliche Produktion auf dem Areal ausgewertet. Dafür wurden die noch nicht belegten/geplanten Dachflächen auf den renovierten Altbauten sowie die günstig orientierten Fassaden betrachtet. Trotz des kompakten Areals mit den Hochhäusern ist die Eigenverschattung durch den Abstand der Gebäude moderat. Für die Untersuchung wurde eine Eigenverschattung von 20 % angesetzt. Für die Fassadenintegration wurde jeweils alternierend ein Fensterband und auf der darunterliegenden Brüstung die PV-Installation angenommen.

Die Einsparpotenziale wurden zu Szenarien der unterschiedlichen Einflussgrössen hinsichtlich der Strombilanz zusammengestellt und sind zusammenfassend in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1: Autarkiegrad für unterschiedliche Szenarien zum Erreichen einer Plusenergiebilanz.

Szenario					Autarkiegrad [%]
#	Haushaltsstrom	WP-Netzbetrieb	PV-Strom	Gebäudehülle	
1	Monitoring	Hochtemperatur	IST	MuKE	44
2	Monitoring	Optimiert	IST	MuKE	50
3	SIA-Zielwert	Optimiert	IST	MuKE	58
4	Monitoring	Hochtemperatur	Max	MuKE	78
5	Monitoring	Optimiert	Max	MuKE	89
6	SIA-Zielwert	Optimiert	Max	MINERGIE-P	112
7	SIA-Zielwert	Optimiert	Max	MINERGIE-P	85*

* wie Szenario 6, nur ohne Wasserkraft

Das Szenario des gegenwärtigen Betriebs gemäss Monitoring führt auf einen Autarkiegrad von 44 % (Szenario 1), der mit der Optimierung des WP-Betriebs auf 50 % gesteigert werden kann (Szenario 2). Mit zusätzlicher Absenkung des Haushaltsstroms auf SIA-Zielwert werden 58 % erreicht (Szenario 3).

Eine Maximierung der PV-Produktion allein ohne weitere Optimierungsmassnahmen erreicht 78 % Autarkiegrad (Szenario 4). Die Steigerung der PV-Produktion in Kombination mit WP-Optimierung ergibt einen Autarkiegrad von 89 % (Szenario 5), und eine zusätzliche Optimierung von Haushaltsstrom und Gebäudehülle auf MINERGIE-P® ermöglicht schlussendlich eine Plusenergiebilanz von 112 % (Szenario 6), also ca. 10 % Überschussstrom.

Dies umfasst aber immer noch die Elektrizitätserzeugung mit dem Flusswasserkraftwerk, was im städtischen Gebiet eher die Ausnahme darstellt. Ohne Wasserkraft ergibt sich bei vollständiger Optimierung der anderen betrachteten Einflussfaktoren ein Autarkiegrad von 85 %, die Plusenergiebilanz wird also unter diesen Annahmen nur mit Wasserkraft erreicht (Szenario 7).

Varianten Einbindung Wärmepumpen in Quartieren

Nach der Energiestrategie 2050+ [7] soll die Anzahl der Wärmepumpen bis 2050 um den Faktor 5 ansteigen. Szenarien der IEA prognostizieren sogar, dass bis 2050 über die Hälfte des globalen Wärmebedarfs durch WP gedeckt wird [9]. Daher stellt sich die Frage, wie Wärmepumpen zukünftig im städtischen Umfeld integriert werden sollen.

Im IEA HPT Project 61 wurden daher unterschiedliche Integrationsoptionen kategorisiert. Abbildung 13 zeigt die Hauptkategorien von der dezentralen Integration auf Gebäudeebene bis zur vollständig zentralen Integration über eine Heizzentrale und Wärme-/Kältenetze.

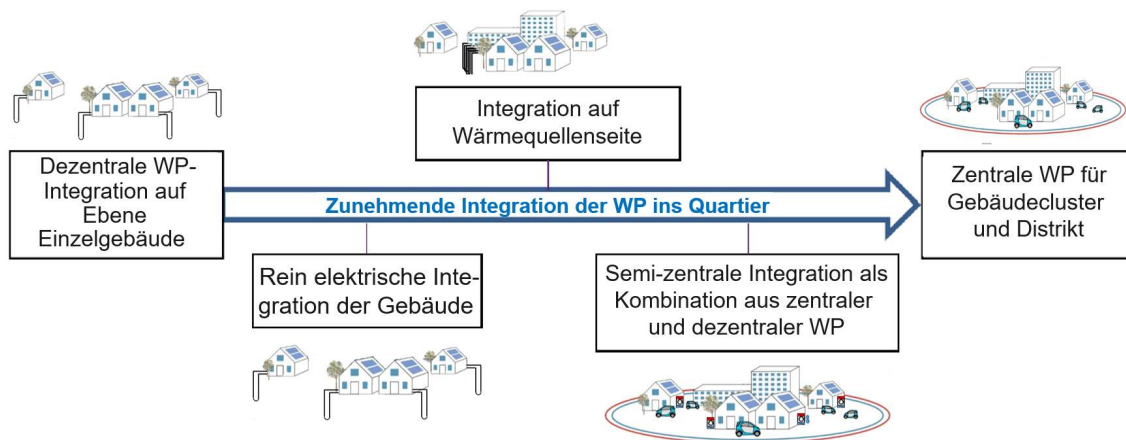


Abbildung 13: Varianten zur Integration von Wärmepumpen in Quartiere.

Ausgehend von der rein dezentralen Integration ist die erste Kategorie eine rein elektrische Verbindung zwischen den Gebäuden, etwa zur Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs oder der Netzdienlichkeit, wie diese mit ZEV und zukünftig vermehrt mit vZEV oder LEG erfolgen könnte. Eine weitere Kategorie ist die Quellenintegration, was auch Mehrquellensysteme bzw. Anergienetze umfasst. Die semi-zentrale Integration kombiniert die Bereitstellung einer Gebäudedienstleistung über ein Netz mit der dezentralen Erzeugung, z.B. für netzgebundene Heizversorgung und unabhängigen Warmwasserbetrieb oder Booster-Anwendungen. Die zentrale Integration beinhaltet auf Gebäudeebene nur noch eine Übergabestation, während alle Gebäudedienstleistungen über thermische Netze bereitgestellt werden und keine dezentrale Erzeugung vorhanden ist. Diese Hauptkategorien können weiter in Systemvarianten unterteilt werden.

Im IEA HPT Project 61 wurden verschiedene Netzkonfiguration als vereinfachte Berechnung auf Grundlage eines Gütegradmodells mit konstanter Wärmequellentemperatur und konfigurationsspezifischen Übergabetemperaturen verglichen.

Für die Kosten wurden statischen Kostenannahmen definiert und als Auslegungskriterium die Kostenoptimalität, die von der EPBD definiert wird, angesetzt. Die Methodik wurde für insgesamt 11 Areale angewendet. Die Auswertung unterstreicht, dass die beste Lösung stark von den lokalen Randbedingungen abhängt und wegen der Komplexität Entscheidungshilfen wie Simulationen notwendig sind, um eine kostenoptimale und integrale Planung zu ermöglichen.

Eine dezentrale Integration hat in dieser vereinfachten Betrachtung Vorteile, da die Netzkosten eingespart werden, die geringsten Systemverluste anfallen und tendenziell die niedrigsten Senktemperaturen zu realisieren sind. Boosterlösung zeigen bei Quartieren mit unterschiedlichen Nutztemperaturniveaus Vorteile, sind aber wirtschaftlich aufgrund der doppelten Kosten für Netz und zentrale WP sowie dezentrale WPs belastet. Zentrale Lösungen sind in kompakt bebauten Arealen mit eingeschränkten Platzverhältnissen günstig, tendieren aufgrund der Verteilung über ein Netz aber zu höheren Temperaturniveaus, was durch die schlechtere Effizienz und die Netzkosten die Wirtschaftlichkeit belasten kann.

Zudem ist für gleichzeitigen Heiz- bzw. Warmwasser und Kühlbetrieb ein 4-Leiter Netz notwendig. Zentrale Lösungen können jedoch bei fehlender lokaler Quellenverfügbarkeit und allfällig reduziertem baulichen Aufwand punkten, was die Wirtschaftlichkeit in dicht bebauten Gebieten verbessern bzw. Wärmepumpenlösung überhaupt erst ermöglichen kann. Die Erschliessung von zentralen Quellen kann ebenfalls ein Vorteil sein, konkurriert aber mit Anergienetzlösungen, bei denen sogar verschiedene (dezentrale) Quellen über das Netz genutzt werden können. Hier sind aber auch die baulichen Verhältnisse für eine dezentrale Integration entscheidend, die allfällig höhere Kosten ergeben und eher für eine zentrale Lösung sprechen können. Ein Vorteil von Anergienetzen hingegen ist, dass mit demselben Netz gleichzeitig auch gekühlt werden kann.

Workflow für die PED-Planung und Planungshinweise

Basierend auf der Analyse der verschiedenen Netz-Topologien sowie der Bewertung der Beispielquartiere sind ein Workflow und Planungshinweise abgeleitet worden. Abbildung 14 zeigt Design-Variablen und Randbedingungen bzw. Einschränkungen für die Quartiersplanung.

Aus der Auswertung wurden die folgenden Planungshinweise abgeleitet:

- Grundlage der Planung: Festlegung der Randbedingungen und Ziele.
- Gebäudeoptimierung: hohe Effizienzstandards mit Niedertemperaturverteilsystemen und maximalem PV-Ertrag.
- Minimierung der Netztemperaturen: Auslegung eines Netzes auf möglichst niedrige Temperaturen, die dennoch mit den Anforderungen der Gebäude vereinbar sind, insbesondere dem Warmwasserbetrieb.
- Begrenzung Netzgrösse und -komplexität: Kompakte Quartiere mit entsprechendem Netz sind wirtschaftlicher und energieeffizienter als entfernte Gebäude und grosse Quartiere.

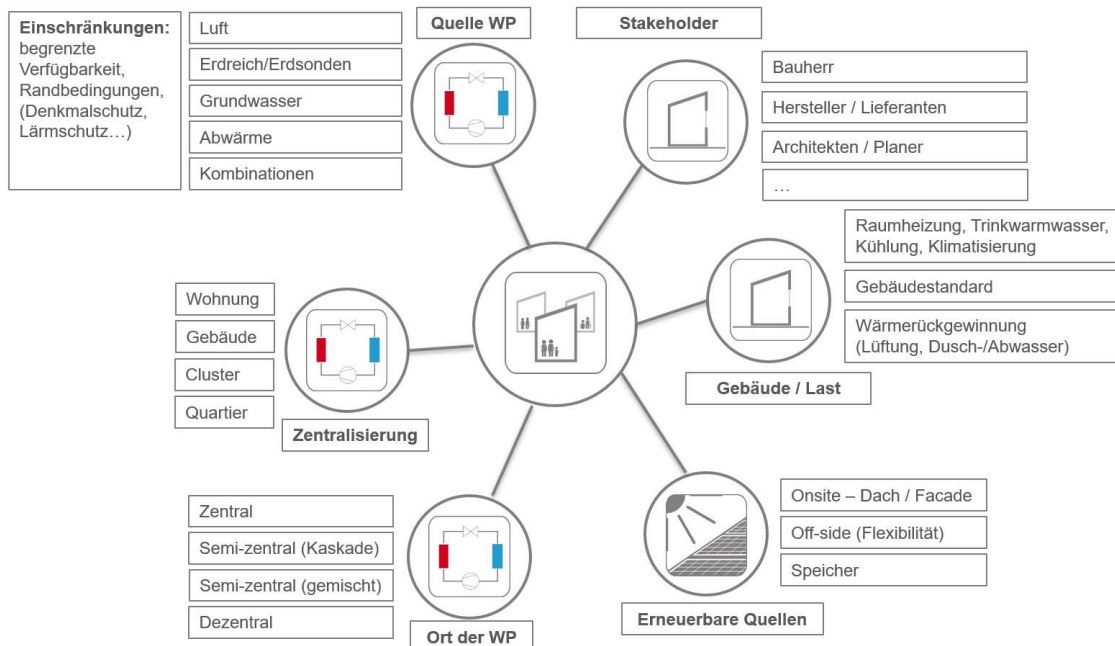


Abbildung 14: Design-Variablen und Randbedingungen für die (PED-)Quartiersplanung.

- Bevorzugung dezentraler oder semizentraler Wärmepumpenkonzepte: dezentrale Wärmepumpen mit minimalen Verteilverlusten und maximaler Leistung.
- Platzierung der Quelle: Einschränkungen bei der Wahl der Wärmequelle für die Wärmepumpe in dezentralen Lösungen ohne Netz. Mehr Optionen und einfachere Anbindung von Quellen bei Netz-Topologien.
- Anergienetze ermöglichen gleichzeitiges Heizen und Kühlen über das gleiche Netz.
- Der gleichzeitige Betrieb von Wärmepumpen für verschiedene Gebäudeanforderungen (Heizung, Kühlung, Trinkwarmwasser, Erdsondenregeneration) ermöglicht die Rückgewinnung von Abwärme für andere Funktionen.
- Ambitionierte Energie- und Emissionsziele Richtung Plusenergie können durch die hohe Energieeffizienz von Wärmepumpen mit angepassten Systemen ermöglicht werden.
- Die Topologie des Wärmepumpensystems bestimmt dessen Effizienz.
- Sicherheitsaspekte, die bei natürlichen Kältemitteln zu berücksichtigen sind, gewinnen für die dezentrale Integration zunehmend an Bedeutung.
- Die Verknüpfung von elektrischer und thermischer Energie ermöglicht einen Lastausgleich innerhalb des Quartiers bei elektrischen und/oder thermischen Lasten sowie erhöhten Eigenverbrauch durch Stromerzeugung vor Ort. Der Lastausgleich kann auch Energieflexibilität für angeschlossene Netze bieten.

Schlussfolgerungen und Ausblick

Im IEA HPT Project 61 werden Wärmepumpenkonzepte für hocheffiziente Gebäudegruppen und Quartiere unter der Zielvorgabe einer positiven Energiebilanz gemäss PED mit Simulationen und Monitoringprojekten untersucht.

Die Systemgrenze für die Untersuchungen im Project 61 wurde auf den Gebäudefussabdruck festgelegt, also ein Erreichen der Plusenergiebilanz an den Gebäuden gesetzt, um Lösungen für den städtischen Raum zu untersuchen bzw. weiterzuentwickeln. Allerdings ist dadurch das Erreichen der Plusenergie-Bilanz sehr ambitioniert ist, da im städtischen Umfeld kaum Nutzung von Energieerzeugung auf Freiflächen oder anderen regenerativen Energien wie Wind oder Wasserkraft möglich. Die Plusenergie-Anforderung erfordert daher eine Energieerzeugung am Gebäude, was für höhere Gebäude aufgrund der Limitierung der Kubatur sehr schwierig ist und hoher Fassadenintegration der PV bedarf. Dadurch wird mit dem Ziel einer Plusenergiebilanz die Effizienzanforderung für die Gebäudehülle und die Anlagentechnik erhöht, um die notwendige Erzeugungskapazität zu begrenzen. Daher kann das Konzept von PED eher als Vision als ein in der breiten Umsetzung befindlicher Ansatz bezeichnet werden, das aber für eine ambitionierte Planung durchaus sinnvoll und nützlich ist.

Im Project 61 wurde daher die Frage untersucht, wie Wärmepumpen für eine Versorgung von Gebäudegruppen und Quartieren möglichst günstig integriert werden können, um ambitionierte Planungsziele umzusetzen.

Das Papiere-Areal in Cham stellt ein Best-Practice Beispiel einer zentralen Wärmepumpenintegration in einem bestehenden Quartier dar, das durch Neubauten verdichtet wird und eine rein regenerative Wärme- und Kälteversorgung durch die erneuerbare Energieproduktion auf dem Areal erreicht. Durch Auswertung der detailliert verfügbaren Monitoringdaten und ergänzende Simulationen konnte eine Optimierung des WP-Betriebs durch Absenkung der Netztemperaturen und Optimierung des Quellenbetriebs vorgeschlagen werden, was die Effizienz deutlich erhöhen kann. Szenarioanalysen zeigen aber, dass für eine Plusbilanz neben dem WP-Betrieb auch eine optimierte Effizienz der Gebäudehülle, des Haushaltsstroms sowie eine Maximierung der PV-Eigenstromerzeugung notwendig ist, was am realen Areal bestätigt, dass die Plusenergiebilanz in dicht bebauten Quartieren ein ambitioniertes Ziel darstellt.

Zukünftig wird die Bewertung anhand von Treibhausgas-Emissionen wichtiger werden, wie dies in der EPBD in der Forderung nach «Zero Emission» Neubauten ab 2030 zum Ausdruck kommt. In der Schweiz werden die Anforderungen in den MuKE 2025 umgesetzt, und MINERGIE hat jüngst das Label MINERGIE-Netto-Null lanciert. Dabei wird der ganze Lebenszyklus des Gebäudes in den Vordergrund gerückt, da bei Hocheffizienzneubauten eine anteilig grosse Emissionsbelastung auch bei der Erstellung entsteht. Dadurch treten weitere Optimierungsgrössen hinzu, die Effizienz von Gebäude und Gebäudetechnik bleibt aber ein Schlüssel auf dem Weg zu Netto-Null-Emissionshäusern, womit PED als Vision und Planungsvorgabe ihre Relevanz behalten. Durch die hohen Effizienzanforderungen sind WP auch in Gebäudeclustern und Quartieren die Schlüsseltechnologie für ein nachhaltiges und emissionsfreies Energiesystem, die durch Lastausgleich und Abwärmenutzung die Effizienz und Energieflexibilität des Quartiers steigern können.

Literaturverzeichnis

- [1] Europäische Union: Richtlinie (EU) 2024/1275 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 24. April 2024 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (Neufassung), Amtsblatt der Europäischen Union, Reihe L, S. 1-68, Brüssel, 8. 5. 2024.
- [2] EnDK: MuKE n 2025, 2025.
- [3] R. Wagner: Erdwärmesonden - Theorie, Planung, Ausführung, Faktor-Verlag, 2020.
- [4] FH Aachen: Carnot Blockset Release 9.0, Solar Institut Jülich, 2025.
- [5] Ch. Meier, C. Wemhöner, S. Büsser, M. Bätschmann: HP Source – Integrationsmöglichkeit von Wärmequellen, BFE-Schlussbericht, 2023.
- [6] Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverein: SIA 384/6 Erdwärmesonden, 2021.
- [7] Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverein: SIA Merkblatt 2024. Raumnutzungsdaten für die Energie- und Gebäudetechnik, 2021.
- [8] BFE (Hrsg.): Energieperspektiven 2050+, Zusammenfassung der wichtigsten Erkenntnisse, 2020.
- [9] IEA: Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector, 4. Revision, 2021.
- [10] F.Bockelmann, F. Ochs, C. Wemhöner: Workflow für Wärmepumpensysteme in der Quartiersversorgung, Tagungsband Deutscher Geothermiekongress 2025.

Effizienzoptimierung von Wärmepumpen: Mögliche Wege zur Umsetzung der energie- und umweltpolitischen Ziele

Pierre Guillaume Christe, Bundesamt für Energie BFE

David Zogg, Institut für Automation, Fachhochschule Nordwestschweiz IA FHNW

Natasa Vulic, Parantapa Sawant, Andreas Genkinger, Christoph Messmer, Institut Nachhaltigkeit und Energie am Bau, Fachhochschule Nordwestschweiz INEB FHNW

Silvan Bernal, Leon Brendel, Institut für Energie Systeme, Ostschweizerische Fachhochschule IES OST

Zusammenfassung

Die Schweiz zählt zu den führenden Wärmepumpen-Märkten Europas. Dieser Erfolg beruht auf frühzeitiger Innovationsförderung, starken Qualitätsstandards und gut ausgebildeten Fachkräften. Mit Blick auf die Klimaziele 2050 wird jedoch deutlich, dass der weitere Ausbau der Wärmepumpen nicht allein über Stückzahlen entschieden wird, sondern über deren reale Effizienz, Systemintegration und Netzdienlichkeit im Betrieb.

Ergebnisse einer breiten Branchenbefragung sowie langjährige Erfahrungen aus Feldmessprogrammen zeigen, dass die Technologie heute ausgereift ist, die Qualität im Gesamtsystem jedoch mitunter an Planung, Parametrierung, Betrieb und fehlender Transparenz scheitert. Vor diesem Hintergrund wird ein erweitertes Qualitätsverständnis notwendig: weg von der reinen Geräteprüfung hin zu einem systemorientierten, praxisnahen Qualitätssicherungskonzept.

Der Beitrag zeigt auf, wo die zentralen Verbesserungspotenziale im Schweizer Wärmepumpenmarkt liegen, welche Rolle Monitoring und Betriebsoptimierung künftig spielen können und wie ein weiterentwickeltes Qualitätssystem für den Leistungsbereich bis 70 kW dazu beitragen könnte, Effizienz, Versorgungssicherheit und Akzeptanz langfristig zu sichern. Ziel ist ein praxistauglicher und skalierbarer Ansatz für das volumenstärkste Marktsegment.

Résumé

La Suisse figure parmi les principaux marchés européens des pompes à chaleur. Ce succès repose sur un soutien précoce à l'innovation, des normes de qualité rigoureuses et une main-d'œuvre qualifiée. Toutefois, au regard des objectifs climatiques pour 2050, il apparaît clairement que le développement futur des pompes à chaleur ne dépendra pas uniquement du nombre d'unités vendues, mais aussi de leur efficacité réelle, de leur intégration systémique et de leur flexibilité opérationnelle au sein du réseau.

Les résultats d'une vaste enquête menée auprès des acteurs du secteur ainsi que l'expérience acquise depuis de nombreuses années dans le cadre de programmes de mesures sur le terrain montrent que si la technologie est aujourd'hui arrivée à maturité, la qualité de l'ensemble du système pâtit parfois encore de problèmes de planification, de paramétrage, d'exploitation et d'un manque de transparence. Dans ce contexte, la notion de qualité doit être comprise au-delà d'un simple contrôle d'appareils vers un concept d'assurance qualité orienté système et proche de la pratique.

Cet article met en évidence les principaux potentiels d'amélioration sur le marché suisse des pompes à chaleur, le rôle que le monitoring et l'optimisation de l'exploitation pourront jouer à l'avenir, et comment un système de qualité optimisé pour les puissances jusqu'à 70 kW pourrait contribuer à garantir

l'efficacité, la sécurité d'approvisionnement et l'acceptation à long terme. L'objectif est de mettre en place une approche pratique et évolutive pour le segment de marché le plus important en termes de volume.

Abstract

Switzerland is one of Europe's leading markets for heat pumps. This success is rooted in early support for innovation, strong quality standards, and a well-trained workforce. However, with an eye toward the 2050 climate goals, the continued expansion of heat pumps will not be determined solely by unit sales, but rather by their actual efficiency, system integration, and serviceability during operation.

Results from a broad sector survey, as well as years of experience from field measurement programs, show that while the technology is now mature, the quality of the overall system sometimes falls short due to issues with planning, parameterization, operation, and a lack of transparency. Against this backdrop, a broader understanding of quality is necessary: moving away from mere device testing toward a system-oriented, practical quality assurance concept.

This paper highlights where the key opportunities for improvement lie in the Swiss heat pump market, what role monitoring and operational optimization can play in the future, and how a further-developed quality system for the power range up to 70 kW could help ensure efficiency, security of supply, and acceptance in the long term. The goal is a practical and scalable approach for the market segment with the highest volume.

Identifikation der Verbesserungspotenziale im Schweizer Wärmepumpenmarkt

Die Wärmepumpe ist eine Schlüsseltechnologie zur Dekarbonisierung des Gebäudesektors und nimmt eine zentrale Rolle bei der Umsetzung der Energie- und Klimapolitik der Schweiz ein [1]. Neben der zunehmenden Marktdurchdringung gewinnt dabei die reale Energieeffizienz der Anlagen im Betrieb zunehmend an Bedeutung, insbesondere mit Blick auf die Stromversorgungssicherheit im Winter.

Aufgrund der erwarteten zunehmenden Rolle der Wärmepumpe bei der Umwandlung des Schweizer Energiesystems ist es notwendig, möglichst einheitliche Qualitätsanforderungen für den Leistungsbereich bis 70 kW zu etablieren, die neben Effizienz und Langlebigkeit auch die Netzdienlichkeit sicherstellen. Dazu gehört insbesondere die Fähigkeit zur Lastverschiebung, die Ansteuerbarkeit durch Netzbetreiber sowie die potenzielle Teilnahme an Flexibilitätsmärkten.

Seit 2025 führt das BFE explorative Arbeiten durch, um diese Aspekte zu vertiefen und die nächste Wachstumsphase der Wärmepumpe in enger Koordination mit der Branche vorzubereiten. Der vorliegende Beitrag fokussiert auf Wärmepumpenanlagen im Leistungsbereich bis 70 kW in Wohngebäuden (EFH und MFH), sowohl im Kontext von Heizungsersatz als auch bei Neubauten.

Ergebnisse der Befragung von EnergieSchweiz

Die Ergebnisse der von EnergieSchweiz durchgeführten Branchenbefragung [2] zeigen ein klares Bild: Das heutige Qualitätssystem sorgt zwar für geordnete Prozesse, adressiert jedoch die entscheidenden Effizienzverluste im realen Betrieb teils nur unzureichend. Das Wärmepumpen-Systemmodul (WPSM) hat die wichtigsten qualitätssichernden Massnahmen erfolgreich im Leistungsbereich bis 15 kW definieren und branchenübergreifend festigen können. Im Bereich 15 bis 70 kW werden die Anlagen in der Regel komplexer, was das Erreichen der bestmöglichen Effizienz erschwert. Wärmepumpen funktionieren technisch zuverlässig, erreichen jedoch im Systemkontext häufig nicht die erwartete Leistungsfähigkeit.

Zentrale Ursachen liegen in der Planung (fehlerhafte Dimensionierung und Systemintegration, unzureichende hydraulische Einbindung, mangelhafter hydraulischer Abgleich), der Parametrierung (nicht angepasste Regelparameter, fehlende Nacht-/Tag-Optimierung), der Inbetriebnahme mit unzureichender Nutzung von PV-Überschuss sowie im fehlenden oder unzureichenden Monitoring während der Betriebsphase. Diese Defizite werden durch Fachkräftemangel, kantonale Fragmentierung und komplexe Bewilligungsverfahren zusätzlich verstärkt.

Gleichzeitig zeigt sich, dass der weitere Markthochlauf weniger durch technologische Grenzen, sondern durch wirtschaftliche Rahmenbedingungen, Akzeptanzfragen – insbesondere im Zusammenhang mit Lärm –, steigende Strompreise, sowie fehlende Transparenz für Endkundinnen und Endkunden gebremst wird. Daraus ergibt sich ein klarer Handlungsbedarf: Qualitätssicherung muss systemischer, praxisnäher und stärker auf den Betrieb ausgerichtet werden.

Relevanz für Effizienz, Stromsystem und Akzeptanz

• Effizienz & Winterstrom

Im Jahr 2024 haben bei einem schweizerischen Stromkonsum von 62 TWh die Wärmepumpen allein 2.8 TWh Strom benötigt [3]. Bis 2050 könnte der Strombedarf für Wärmepumpen auf rund 13 TWh ansteigen, was einen zusätzlichen Winterstrombedarf von 2.5 bis 3.5 TWh für Wärmepumpen erfordern könnte. Wichtige Effizienzgewinne sind dabei durch eine weiterentwickelte Technologie der Wärmepumpe, verbesserte Wärmeübertragungssysteme (grössere Heizflächen), besserer Gebäudedämmung für niedrigere Vorlauftemperaturen, sowie durch eine verbesserte Installation mit optimierter Betriebsweise (z.B. Digitalisierung und selbst-optimierende Systeme) zu realisieren. Die Verwendung höherer Wärmequellentemperaturen hilft ebenso, falls möglich. Unter der Annahme von nur 10 % (konservative Schätzung) besserer Energieeffizienz durch Betriebsoptimierung können 2035 etwa 800 GWh/a eingespart werden und bis 2050 ergibt sich auf Basis heutiger Prognose ein Einsparpotential von 1250 GWh/a [4].

• Akzeptanz (Lärm, Kosten, Vertrauen)

Die Akzeptanz von Wärmepumpen beim Endkunden wird wesentlich durch drei Faktoren geprägt: Lärm, Kosten und Vertrauen. Geräuschemissionen beeinflussen die lokale Akzeptanz unmittelbar, insbesondere in den dicht bebauten Gebieten. Die Investitionskosten stehen bei der Entscheidungsfindung klar im Vordergrund, während die langfristigen Betriebskosten und Effizienz oft weniger stark gewichtet werden. Gleichzeitig fehlt vielen Endkundinnen und Endkunden die Transparenz, um die tatsächliche Effizienz ihrer Anlage im Betrieb beurteilen zu können.

Die Befragung macht deutlich, dass der «Markt» über die reine Branchenperspektive hinausgeht: Endkundinnen und Endkunden sind nicht nur Käufer, sondern zentraler Akteur für die Wahrnehmung und Verbreitung der Technologie. Sie spielen eine zentrale Rolle als Entscheidungsträger und letztlich auch als «Zufriedenheitsrückmelder». Ein zukünftiges Qualitätssicherungssystem kann daher dazu beitragen, das Potenzial der Wärmepumpe als Schlüsseltechnologie der Energiewende voll zu entfalten, indem vermehrt die wirtschaftliche Relevanz, die betriebliche Zuverlässigkeit und die soziale Verträglichkeit in den Vordergrund rücken.

Rolle der Bildung

Planung, Monitoring und netzdienlicher Betrieb sind von Natur aus interdisziplinär. Sie erfordern eine konsequente Verankerung in Ausbildung und Weiterbildung sowie die systematische Integration von Erkenntnissen aus Feldmessungen und dem Betrieb. Hier gilt es, systemisches Denken, Planungskompetenz und betriebliche Optimierung flächendeckend zu verankern. Die Befragung unterstreicht einerseits den Bedarf nach verstärkter Ausbildung des Fachpersonals und andererseits verbesserter Leistungsüberwachung, warnt jedoch vor zusätzlichem administrativem Aufwand.

Ein zukünftiges Qualitätssystem hat sich damit in verschiedenen Spannungsfeldern zu bewegen, die sowohl strukturelle als auch verhaltensbezogene Aspekte betreffen. Die strategische Verknüpfung dieser Erkenntnisse mit praxisnahen Trainingsmaterialien und Weiterbildungsangebote (z. B. WP-Buch, CAS-Programme) kann dabei ein wichtiger Hebel sein, um Qualität, Transparenz und Akzeptanz zu stärken. Beispiel dafür ist hier der Kurs «Systemintegration - Energie-Gebäude-Mobilität», der gemeinsam von Swissolar und der Fachvereinigung Wärmepumpen Schweiz (FWS) mitgetragen wird.

Die Wärmepumpen: vom Gerät zum System

Der Schweizer Wärmepumpenmarkt ist etabliert, doch mit zunehmender Marktdurchdringung wird das Zusammenspiel der Technologien entscheidend. Zukünftige Qualitätsanforderungen müssen deshalb über das einzelne Gerät hinausgehen und die Systemintegration, den realen Betrieb sowie die Auswirkungen auf das Stromnetz berücksichtigen. Dabei rückt das Gebäude als integriertes Energiesystem in den Fokus, was ein Umdenken im Markt erfordert.

Die Analyse entlang der drei Ebenen Planung, Technologie und Betrieb zeigt, dass insbesondere Energieeffizienz und Flexibilität als neue Qualitätsdimensionen an Bedeutung gewinnen. Sie eröffnen zugleich die Perspektive für gestufte Leistungsnachweise, die den Betrieb über den gesamten Lebenszyklus berücksichtigen, statt Qualität einmalig bei der Inbetriebnahme zu prüfen.

Vor dem Hintergrund aktueller konjunktureller Herausforderungen im Markt wird deutlich, dass kurzfristige Lösungen allein nicht ausreichen. Die Sicherung eines nachhaltigen Markthochlaufs erfordert ein Engagement der gesamten Branche und einer langfristigen Strategie, die Mehrwert entlang der gesamten Wertschöpfungskette ermöglicht. Damit wird die Wärmepumpe nicht nur als technische Lösung, sondern als zentraler Baustein eines zukunftsfähigen, resilienten Energiesystems positioniert (Abbildung 1).

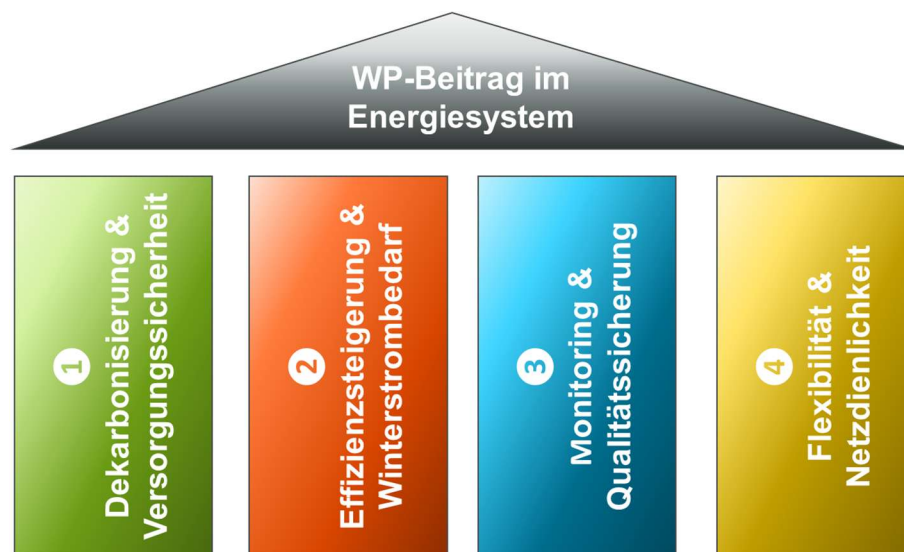


Abbildung 1: Strategische Handlungsfelder zur Darstellung, wie Qualität auf Gebäude- und Systemebene wirken. Die Wärmepumpe als Teil des Energiesystems liefert einen wichtigen Beitrag im Hinblick auf die Stromversorgung und Netzstabilität, die Wahrnehmung und Attraktivität der Berufe, die Zufriedenheit der Kundinnen und Kunden, sowie das Erreichen der Klimaziele.

Fokus auf Energieeffizienz und Flexibilität

Im Rahmen einer aktuellen Analyse zum Stand der Technik [5] wurden zentrale Fragestellungen zur Weiterentwicklung der Wärmepumpenqualität im Leistungsbereich bis 70 kW vertieft untersucht. Dabei standen insbesondere drei Themenfelder im Fokus.

Erstens wurde analysiert, welche Kriterien bei der Dimensionierung und Systemintegration von Wärmepumpen in Ein- und Mehrfamilienhäusern entscheidend sind, um Zielkonflikte zwischen effizientem Betrieb (COP/JAZ), dem Gebäudewärmebedarf und einer netzverträglichen Lastverteilung frühzeitig zu erkennen und zu vermeiden.

Zweitens wurde untersucht, welche technologischen Entwicklungen und Umsetzungsansätze notwendig sind, um die Lebenszykluskosten von Wärmepumpensystemen signifikant zu senken und damit ihre wirtschaftliche Attraktivität gegenüber fossilen Heizsystemen nachhaltig zu erhöhen.

Drittens wurde der Frage nachgegangen, wie ein wirtschaftlich tragfähiges Monitoringsystem ausgestaltet werden kann, das einerseits wirksame Anreize für die Betriebsoptimierung schafft und andererseits als objektive Grundlage für zielgerichtete Förder- und Regulierungsinstrumente dienen kann.

Die Ergebnisse liefern eine fundierte Entscheidungsgrundlage für Politik, Verwaltung und Branche. Sie zeigen auf, wie die Qualität, Effizienz und Flexibilität von Wärmepumpensystemen systematisch verbessert werden können und wie Wärmepumpen künftig einen noch stärkeren Beitrag zur Stabilität und Effizienz des Schweizer Energiesystems leisten können (Abbildung 2).

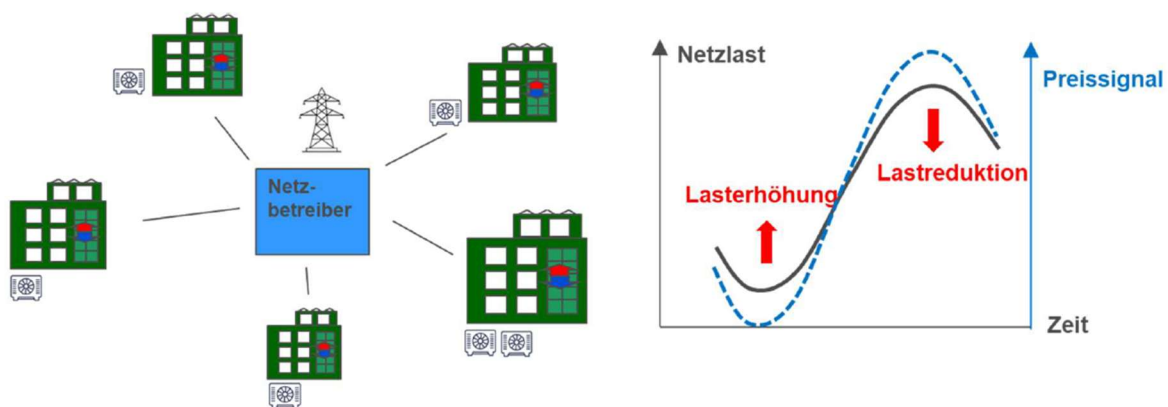


Abbildung 2: Zukunftsaussichten einer netzdienlichen Einbindung der Wärmepumpe z. B. in Funktion von dynamischen Stromtarife durch die Anbindung an dem Verteilnetzbetreiber. In diesem Fall wird einen Beitrag zur Stabilisierung des Stromnetzes geleistet.

Warum Systemdenken notwendig ist

Eine der zentralen Herausforderungen im Wärmepumpenmarkt besteht in der Sicherstellung einheitlicher Qualitätsstandards, die über das einzelne Gerät hinausgehen. Insbesondere die Systemintegration, der zuverlässige Betrieb über den gesamten Lebenszyklus, die kontinuierliche Optimierung sowie die Auswirkungen auf das Stromnetz sind zentralen Herausforderungen. Die Qualität einer Wärmepumpenanlage entscheidet sich damit nicht allein an der Technologie, sondern am Zusammenspiel von

Planung, Technik und Betrieb im realen Einsatz. Dies ist der Grundsatz der bisherigen Schweizer-Qualitätssicherung im WPSM [6].

Hier spielen folgende Handlungsfelder eine zentrale Rolle:

- **Planung:** Sicherstellung einer korrekten Dimensionierung und systemgerechten Auslegung.
- **Technologische Entwicklung:** Förderung netzdienlicher Steuerungsansätze und intelligenter Systeme.
- **Betriebsphase:** Etablierung von Monitoring, Analyse und kontinuierlicher Betriebsoptimierung.

Vor diesem Hintergrund gewinnen Energieeffizienz und Flexibilität als neue Qualitätsdimensionen an Bedeutung. Sie eröffnen die Perspektive für stufenweise Leistungsnachweise über den Betriebsverlauf hinweg und lösen das bisher dominierende Verständnis einer einmaligen Qualitätsprüfung bei der Inbetriebnahme ab.

Monitoring und Anreize für neue Geschäftsmodelle

Monitoring gewinnt im Kontext der Weiterentwicklung eines Qualitätssicherungssystems eine zentrale Bedeutung. Künftig wird es nicht nur als technisches Kontrollinstrument verstanden, sondern als «Enabler» für Transparenz, Effizienz und neue Formen der Wertschöpfung entlang des gesamten Lebenszyklus von Wärmepumpensystemen. Ziel ist es, reale Betriebsdaten nutzbar zu machen, um Effizienzpotenziale systematisch zu erschliessen und die Integration der Wärmepumpen in das Energiesystem zu verbessern.

Dabei wird gemäss den Ergebnissen aus der Studie [5] ein stufenbasierter, bedarfsgerechter Ansatz verfolgt: von einer einfachen Strommessung als kostengünstiger Einstieg bis hin zu erweiterten Monitoringlösungen für komplexe Anlagen mit erhöhten Anforderungen an Systemintegration und Netzdienlichkeit. Monitoring ist dabei nicht als pauschale Verpflichtung gedacht, sondern soll dort eingesetzt werden, wo es einen klaren energetischen und betrieblichen Mehrwert schafft.

Ein wirksam ausgestaltetes Monitoring kann unterschiedliche Funktionen erfüllen: als Frühwarnsystem bei Fehlfunktionen, als Begleitinstrument in der Anlauf- und Optimierungsphase oder als Grundlage für eine kontinuierliche Betriebsoptimierung. Gleichzeitig eröffnet es neue Anreizmechanismen: Betreiber erhalten Transparenz über die reale Leistungsfähigkeit ihrer Wärmepumpen-Anlage, Installateure und Dienstleister können Optimierungs- und Servicedienstleistungen anbieten, und Behörden gewinnen eine objektive Datengrundlage für zielgerichtete Förder- und Regulierungsinstrumente.

Damit schafft Monitoring die Grundlage für neue Geschäftsmodelle, die Qualität, Effizienz und Wirtschaftlichkeit verbinden und den Übergang von einer einmaligen Installation hin zu einer dauerhaft optimierten Systemlösung unterstützen. Die erhobenen Daten dienen primär der Transparenz, Optimierung und Qualitätssicherung auf Anlagenebene und müssen dabei die Prinzipien einer aggregierten und anonymisierten Auswertung strikt einhalten (Datenschutz und Privacy).

Monitoring von Wärmepumpen: Erfahrungen aus dem Programm «Feldmessungen»

Die Frage, wie reale Betriebsdaten von Wärmepumpen künftig verlässlich für Qualitätssicherung, Effizienzbewertung und Systemintegration genutzt werden können, ist bislang nur teilweise beantwortet. Während zunehmend Monitoring als wichtiges Instrument diskutiert wird, fehlt es häufig an belastbaren empirischen Grundlagen aus dem realen Betrieb, um Annahmen zu überprüfen, Abweichungen systematisch zu verstehen und daraus praxistaugliche Schlussfolgerungen abzuleiten.

Die langjährigen Erfahrungen aus dem Programm «Feldmessungen» [7] bringen hier einen enormen Mehrwert. Die Feldmessungen haben wesentlich zur Weiterentwicklung heutiger Standards, Auslegungsgrundlagen und Qualitätsanforderungen beigetragen (Abbildung 3). Gleichzeitig bieten die Erkenntnisse wichtige Lehren für zukünftige Monitoring- und Qualitätssicherungssysteme und zeigt der Datensatz seine Bedeutung für Forschung, Praxis und Wissenstransfer.

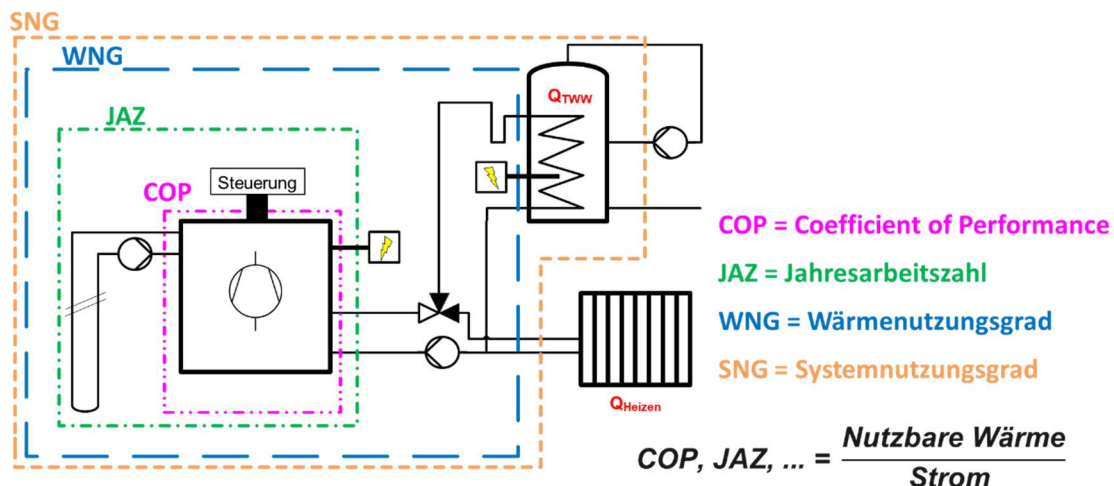


Abbildung 3: Klare Systemgrenzen sind für die Vergleichbarkeit von Feldmessungen entscheidend und ermöglichen die Ableitung relevanter Wärmepumpen-Standards.

Rückblick Feldmessprogramm BFE (1996–2025)

Seit 1996 hat das NTB (heute OST) in Zusammenarbeit mit Hubacher Engineering und Eicher+Pauli AG im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE) real betriebene Wärmepumpenanlagen über längere Zeiträume systematisch vermessen, mit dem Ziel, aus dem praktischen Betrieb und den gewonnenen Daten zu lernen und technische wie systemische Verbesserungen abzuleiten [7]. Die Erkenntnisse bildeten eine wichtige Grundlage für die Entwicklung heutiger technischer Standards, Auslegungsrichtlinien und Qualitätssicherungsinstrumente, wie etwa das WPSM, Normen zur Dimensionierung oder Garantianforderungen.

Über die Jahre haben sich sowohl die eingesetzten Wärmepumpentechnologien als auch die Mess- und Auswertungsmethoden kontinuierlich weiterentwickelt. Während anfänglich einfache Datenlogger und manuelle Auswertungen im Einsatz standen, erfolgt die Datenerfassung heute weitgehend digitalisiert und automatisiert. Moderne Steuerungen, standardisierte Schnittstellen und leistungsfähige

Auswertungswerkzeuge ermöglichen eine deutlich höhere zeitliche Auflösung und eine systematischere Analyse der Betriebsdaten.

Mit dem Abschluss des aktuellen Feldmessprogramms Ende 2025 steht ein umfangreicher Datensatz zur Verfügung, der über 26 Milliarden Messpunkte aus rund 30 Wärmepumpenanlagen mit unterschiedlichen Systemkonfigurationen umfasst. Aufgrund der langen Messdauer, der hohen zeitlichen Auflösung und der klaren Systemabgrenzungen zählt dieser Datensatz zu den umfangreichsten realen Wärmepumpen-Messreihen in Europa.

Zentrale Erkenntnisse

Die Auswertung der Feldmessdaten zeigt, dass trotz der hohen technischen Reife heutiger Wärmepumpengeräte weiterhin ein erhebliches Optimierungspotenzial im realen Betrieb besteht. Die Ursachen liegen dabei weniger in der Gerätetechnologie selbst, sondern vor allem in der Planung, der Systemintegration, der Regelung und der Betriebsführung der Anlagen.

Ein zentrales Ergebnis ist, dass Wärmepumpen zwar zunehmend über integrierte Monitoring- und Diagnosefunktionen verfügen, die Art, Qualität und Auswertbarkeit der erfassten Daten jedoch stark zwischen den Herstellern variieren können. Unterschiede bestehen unter anderem in der Sensorik, der Messgenauigkeit, der zeitlichen Auflösung sowie in der Datenverarbeitung und Berechnung von Effizienzwerten.

Die Feldmessungen zeigen zudem, dass Optimierungspotenziale häufig nur in Einzelfällen erkannt und umgesetzt werden, meist durch den gezielten Einsatz von Fachpersonen. Gleichzeitig lassen sich in den Daten wiederkehrende Muster identifizieren, die prinzipiell algorithmisch erkennbar wären. Dies eröffnet die Möglichkeit, Betriebsabweichungen und Effizienzverluste künftig systematischer und mit geringerem Aufwand zu identifizieren.

Darüber hinaus wird deutlich, dass bestehende Referenzwerte und Zielgrößen – etwa aus älteren BFE-Publikationen oder EN-Normen aus den Jahren 2007/2008 – den heutigen technologischen Entwicklungen nicht mehr vollständig gerecht werden. Neben der Jahresarbeitszahl gewinnen umfassendere Kennwerte, die das gesamte Gebäudesystem einschliessen (wie z.B. der Systemnutzungsgrad unter Berücksichtigung von Verteilung und Warmwasser), zunehmend an Bedeutung.

Lehren für zukünftige QS-Systeme und Relevanz für Praxis und Forschung

Aus den Erfahrungen des Feldmessprogramms lassen sich wichtige Lehren für die Weiterentwicklung zukünftiger Qualitätssicherungssysteme ableiten. Insbesondere zeigt sich, dass Qualitätssicherung nicht auf die Wärmepumpe als Einzelgerät beschränkt bleiben darf, sondern das gesamte System aus Gebäude, Wärmeverteilung, Regelung und Nutzung berücksichtigen muss.

In der Praxis existieren heute sowohl herstellerseitig integrierte Monitoringsysteme als auch externe Messlösungen mit unabhängiger Sensorik. Erste Vergleiche zwischen diesen Systemen und den Feldmessdaten zeigen, dass die Messwerte nicht immer deckungsgleich sind. Mögliche Ursachen liegen in der Sensorplatzierung, Kalibrierung, Datenauflösung oder in unterschiedlichen Algorithmen zur Datenverarbeitung [7].

Eine systematische Untersuchung dieser Unterschiede wurde in [4] adressiert und zeigt, dass mit der in den Anlagen integrierten Sensorik Effizienzkennwerte teilweise mit ausreichender Genauigkeit bestimmt werden können. Die festgestellten Abweichungen der berechneten Effizienzkennwerte liegen im Bereich von etwa -5 % bis +15 %, mit potenziellen Ausreissern bis rund -20 % bei unzureichender Datenqualität (Tabelle 1).

Gleichzeitig zeigen die Arbeiten, dass der Zugriff auf die Daten trotz vorhandener Infrastruktur mit erheblichem Aufwand verbunden ist und stark vom jeweiligen Hersteller abhängt. Insbesondere der Initialaufwand, sich mit den jeweiligen Systemen und Abläufen vertraut zu machen, erwies sich als grösser als erwartet. Für jede der Anlagen musste ein Login erstellt werden. Teilweise mussten die Messungen erst aktiviert und ein Verständnis für die vorhandenen Daten geschaffen werden.

Die Datenerfassung erfolgte je nach System über Web-Plattformen, SD-Karten oder über Modbus. Erste Versuche mit der Verwendung der Modbus-Schnittstelle zeigten im konkreten Projektkontext einen hohen Implementierungsaufwand im Verhältnis zu den verfügbaren Parametern.

Hinsichtlich der Datenqualität ergibt sich ein differenziertes Bild (Abbildung 4): Während thermische Energiegrössen bei allen untersuchten Anlagen grundsätzlich verfügbar sind, sind diese nur bei zwei von drei Anlagen in einer Qualität vorhanden, die eine vertiefte Analyse erlaubt. Für elektrische Energie zeigt sich ein ähnliches Bild, wobei auch hier nur ein Teil der Anlagen eine konsistente und direkt nutzbare Datengrundlage bietet. Es ist anzumerken, dass die vorliegenden Ergebnisse auf einer begrenzten Anzahl von Anlagen basieren und derzeit durch weiterführende Analysen ergänzt werden.

Tabelle 1: Prozentuale Abweichungen der thermischen und elektrischen Werte für verschiedene Wärmepumpen-Anlagen, die anlässlich der Studie [5] zwischen eingebaute Sensorik und Feldmessdaten untersucht wurden: * Messzeitraum Januar 2026-April 2026 ** Vergleichswert enthält Hilfsenergien * Datenerfassung nicht umgesetzt.**

thermisch			
Fabrikat	Anlage	Messsystem thermisch	mittlere Abweichung th*
A	F016	ΔT + Volumenstrom (wasserseitig)	-0.1%
B	F019***	warte auf RM Umfrage	nicht gemessen
C	F024	ΔT + Volumenstrom (wasserseitig)	noch nicht verfügbar
D	F017	ΔT + Volumenstrom (wasserseitig)	+2.5%
E	F027	ΔT + Volumenstrom (wasserseitig)	-19.2 %

elektrisch			
Fabrikat	Anlage	Messsystem elektrisch	mittlere Abweichung el*
A	F016	Direkte Messung (internes Messmodul), nur Verdichter	-15.15%**
B	F019***	warte auf Rückmeldung	nicht gemessen
C	F024	Ausgabe von Inverter, ohne Pumpen, Steuerung etc.	noch nicht verfügbar
D	F017	Interne Berechnung (z. B. Kennfeld)	7.70%
E	F027	warte auf Rückmeldung	keine Messwerte vorhanden

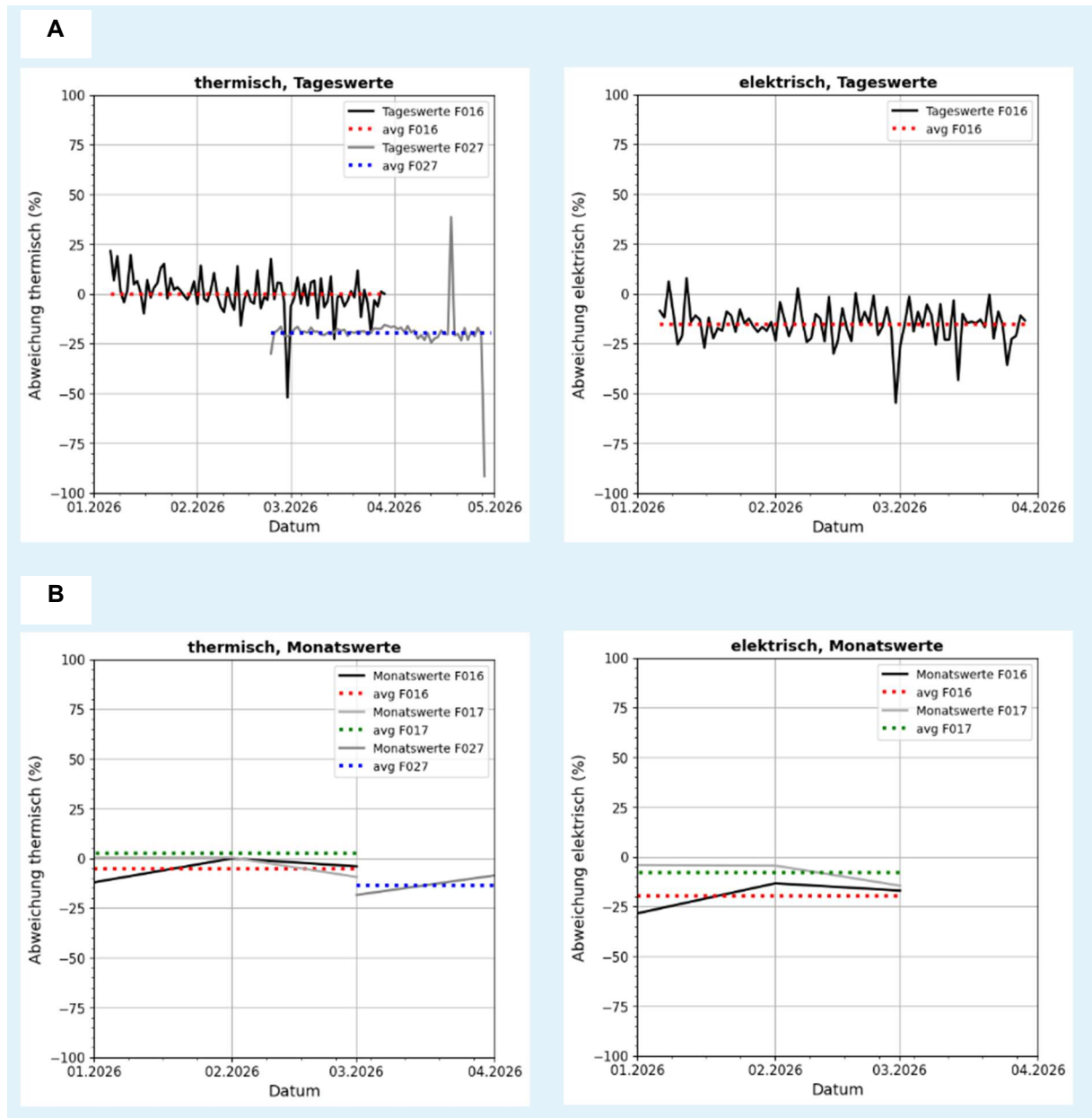


Abbildung 4: A) Prozentuale Abweichung der thermischen und elektrischen Tagesenergiewerte im Vergleich zu den Feldmessungen. Elektrische Energie aller Anlagen (Monatswerte), Thermische Energie aller Anlagen (Monatswerte). B) Prozentuale Abweichung der thermischen und elektrischen Monatsenergien im Vergleich zu den Feldmessungen. Der Vergleich der Messwerte zeigt, sehr gute Übereinstimmungen, aber auch grössere Differenzen. Mögliche Ursachen dafür sind in [5] angegeben.

Open Government Data & Wissenstransfer

Die Feldmessungen leisten einen wichtigen Beitrag zur evidenzbasierten Weiterentwicklung von Qualitätssicherung, Monitoring und Betriebsoptimierung im Schweizer Wärmepumpenmarkt. Der langjährig

aufgelegte Datensatz bietet für Forschung und Praxis eine wertvolle Grundlage, um Effizienz, Betriebsverhalten und Einflussfaktoren wie Planung, Dimensionierung, Regelung und Nutzerverhalten vertieft zu analysieren.

Mit dem formellen Abschluss des Feldmessprogramms wurde deshalb entschieden, den entstandenen Datensatz über die Bundesinfrastruktur zu veröffentlichen [8]. Die Publikation dient einem niederschweligen Wissenstransfer und ermöglicht eine breitere Nutzung durch Verwaltung, Forschung, Hochschulen und Fachpraxis. Damit soll gewährleistet werden, dass die über Jahre aufgebauten Messdaten nicht nur projektbezogen genutzt werden, sondern dauerhaft verfügbar bleiben und als verlässliche empirische Grundlage für Analysen, Modelle und Standards langfristig systemischen Mehrwert schaffen.

Damit steht künftig eine konsistente und vergleichbare Datengrundlage zur Verfügung, welche datenbasierte Arbeiten im Kontext der Qualitätssicherung, der Effizienzbewertung und der Forschung gezielt unterstützt. Auf diese Weise kann sichergestellt werden, dass die gewonnenen Erkenntnisse in die Weiterentwicklung von Methoden und Qualitätssicherungsinstrumenten einfließt.

Weg zum neuen QS

Die bisherigen Ausführungen zeigen deutlich, dass die zukünftige Leistungsfähigkeit der Wärmepumpen nicht primär durch technologische Grenzen bestimmt wird, sondern durch die Art und Weise, wie Systeme geplant, integriert, betrieben und langfristig optimiert werden. Vor diesem Hintergrund stösst das heutige Verständnis von Qualitätssicherung zunehmend an seine Grenzen: Es fokussiert stark auf Geräte, formale Prozesse und den Zeitpunkt der Inbetriebnahme, während die reale Leistungsfähigkeit im Betrieb nur unzureichend berücksichtigt wird.

Gleichzeitig verändert sich das Umfeld der Wärmepumpen grundlegend. Mit der zunehmenden Bedeutung für die Stromversorgungssicherheit, der wachsenden Systemkomplexität und den steigenden Anforderungen an Effizienz und Flexibilität wird deutlich, dass Qualitätssicherung künftig systemischer, praxisnäher und stärker am tatsächlichen Betrieb ausgerichtet sein muss. Ein wirksames Qualitätssystem muss dabei nicht nur technische Mindestanforderungen abbilden, sondern Transparenz schaffen, Lernprozesse ermöglichen und Anreize für kontinuierliche Verbesserung setzen.

Im Zentrum steht die Erweiterung auf Monitoring-Ansätze, die Stärkung der Rolle der Endkundinnen und Endkunden und die Schaffung einer Grundlage für eine langfristig effiziente, glaubwürdige und sichtbare Integration der Wärmepumpe in das Schweizer Energiesystem.

Zielbild des neuen QS

Der Wärmepumpenmarkt ist heute stark angebotsgetrieben, während Endkundinnen und Endkunden nach der Inbetriebnahme oft kaum Transparenz über die reale Leistungsfähigkeit ihrer Anlage haben. Damit fehlt ein zentraler systemischer Korrekturmechanismus.

Ein zukünftiges Qualitätssicherungssystem sollte deshalb über die technische Geräteprüfung hinausgehen und als verbraucherorientiertes, transparentes Leistungssystem ausgestaltet werden. Drei Dimensionen stehen dabei im Vordergrund:

- **Transparenz:** Einführung eines standardisierten Leistungsnachweises, der die reale Effizienz im Betrieb sichtbar macht.
- **Leistungsorientierung:** Verpflichtende Nachprüfung und Optimierung bei signifikanten Abweichungen vom Planwert.
- **Betriebsphase:** Systematische Einbindung der Betriebsphase, etwa durch Optimierungskontrollen nach 12–24 Monaten.

Ziel ist es, Qualität nicht primär über Kontrolle, sondern über Transparenz, Lernprozesse und marktwirksame Anreize zu sichern. Dabei soll die bislang unzureichende Einbindung der Endkundinnen und Endkunden in die Systemlogik von Wärmepumpenanlagen verbessert werden. Viele Eigentümerinnen und Eigentümer verfügen nur über ein begrenztes Verständnis dafür, welche Faktoren den effizienten Betrieb beeinflussen – etwa die Bedeutung niedriger Vorlauftemperaturen, die negativen Effekte von häufigem Takten oder die Rolle des Eigenverbrauchs von Photovoltaikstrom.

Vor diesem Hintergrund steht die Einführung einer standardisierten Wärmepumpen-Systemapplikation, welche den Eigentümerinnen und Eigentümer in kompakter und verständlicher Form vermittelt, wie das eigene System funktioniert, welche Parameter die Effizienz wesentlich beeinflussen und in welchen Situationen Handlungsbedarf besteht. Ziel ist es, Transparenz und Verständnis zu erhöhen, ohne die Endkundinnen und Endkunden technisch zu überfordern, und sie damit als aktive Akteure in die Qualität und Effizienz des Systems einzubinden.

Rolle von Monitoring, Key Performance Indicators (KPI) und Systemgrenzen

Die wirksame Weiterentwicklung eines Qualitätssicherungssystems für Wärmepumpen setzt klar definierte Systemgrenzen sowie nachvollziehbare und einheitlich angewendete Leistungskennzahlen voraus. Nur so lassen sich reale Effizienz, Betriebsqualität und Systemintegration belastbar bewerten und vergleichen. Monitoring bildet dabei die technische Grundlage, um relevante Betriebsdaten zu erfassen und in geeignete Kennzahlen zu überführen.

In der Praxis zeigt sich jedoch [7], dass Systemgrenzen bislang uneinheitlich definiert werden. Unterschiedliche Abgrenzungen – etwa hinsichtlich der Einbeziehung von Wärmeverteilung, Warmwasserbereitung oder Hilfsaggregaten – erschweren die Vergleichbarkeit von Anlagen und führen zu uneinheitlichen Aussagen zur Effizienz. Ähnliches gilt für die Verwendung von Kennzahlen: Jahresarbeitszahl, saisonaler COP oder herstellereigenspezifische Effizienzindikatoren werden teils unterschiedlich berechnet und interpretiert, was ihre Aussagekraft einschränkt.

Für ein zukünftiges QS-System ist daher eine klare und konsistente Definition von Systemgrenzen und KPI zentral. Neben etablierten Kennwerten sollten verstärkt systembezogene Grössen berücksichtigt werden, die den realen Betrieb im Gebäudekontext abbilden. Monitoring ermöglicht es, diese Kennzahlen auf Basis gemessener Daten zu ermitteln und über den Zeitverlauf zu verfolgen. Damit wird nicht nur Transparenz geschaffen, sondern auch eine Grundlage für gezielte Betriebsoptimierung, Vergleichbarkeit und lernende Qualitätssicherung gelegt.

Kommunikation & Akzeptanz in der Branche

Die Weiterentwicklung der Qualitätssicherung für Wärmepumpen ist nicht nur eine technische, sondern auch eine kommunikative Herausforderung. Die Akzeptanz eines neuen QS-Ansatzes in der Branche und bei den Kantonen hängt wesentlich davon ab, wie Ziele, Nutzen und Auswirkungen vermittelt werden. Rückmeldungen aus der Befragung [2] zeigen, dass Unsicherheiten und Vorbehalte weniger aus grundsätzlicher Ablehnung entstehen, sondern häufig aus unklaren Erwartungen, fehlender Transparenz und der Sorge vor zusätzlicher Bürokratie.

Eine erfolgreiche Umsetzung erfordert daher eine klare, konsistente und zielgruppengerechte Kommunikation, die den Mehrwert des neuen QS-Systems in den Vordergrund stellt. Statt Kontrolle und zusätzliche Anforderungen zu betonen, sollte der Fokus auf Effizienzgewinnen, reduzierten Reklamationen, höherer Betriebssicherheit und langfristiger Marktstärkung liegen. Entscheidend ist, die relevanten Akteure frühzeitig einzubinden, um Praxiserfahrungen zu berücksichtigen und Vertrauen aufzubauen.

Damit wird Kommunikation zu einem zentralen Erfolgsfaktor: Sie kann entweder Widerstände verstärken oder die Grundlage für Kooperation, Lernprozesse und eine breite Akzeptanz des neuen Qualitätssystems in der Branche schaffen.

Schlussfolgerungen

Ein zukünftiges und tragfähiges Qualitätssystem soll primär ein Instrument der Branche sein, welches jedoch durch klare Zielorientierung und transparente Wirkungslogik an öffentlicher Legitimität gewinnen kann. Dies erfordert ein kohärentes Rollen- und Verantwortungsmodell zwischen der Branche einerseits, welche Planung, Umsetzung, Betrieb und Kompetenzentwicklung verantwortet, und der öffentlichen Hand (Bund/Kantone) andererseits, welche einen Ordnungsrahmen setzt, ohne operativ in den Betrieb einzugreifen, und letztlich der Forschung an Hochschulen, welche Methoden, Referenzsysteme und wissensbasierte Weiterentwicklung sichern.

Die Ergebnisse der eingeleiteten prospektiven Arbeiten [2], [4], [5] sowie die Erkenntnisse aus dem bisherigen Qualitätssystem [6] und dem langjährigen Feldmessprogramm [7] zeigen, dass Qualität nicht durch zusätzliche Bürokratie, sondern durch Transparenz, klare Systemgrenzen und eine stärkere Fokussierung auf den realen Betrieb gesichert werden kann. Monitoring und Betriebsoptimierung spielen dabei eine zentrale Rolle, ebenso wie eine konsistente Definition von Kennzahlen und Referenzwerten.

Ein wirksames Qualitätssystem muss daher unabhängig von Förderinstrumenten funktionieren und als eigenständiger Geschäftsmodell für Branche sowie Eigentümer und Eigentümerinnen tragfähig sein. Förderinstrumente können eine Hebelwirkung entfalten, sind jedoch nicht Voraussetzung für den Nutzen und die Legitimität des QS. Somit würde ein Mehrwert entstehen, da das QS Verbindlichkeit mit Umsetzbarkeit verbindet, Systemdenken statt Gerätedenken fördert und die Kompetenzentwicklung in der Branche priorisiert.

Die angestrebte Weiterentwicklung versteht sich ausdrücklich nicht als Ablösung bestehender Instrumente wie das WPSM oder die Leistungsgarantie. Vielmehr soll auf deren Stärken aufgebaut werden (insbesondere dem Systemgedanken des WPSM) und um Aspekte erweitert werden: die Betriebsphase, transparente Leistungsindikatoren und kontinuierliche Optimierung. Das BFE hat in einem ersten Schritt Verbesserungspotenziale identifiziert. Nun geht es darum zu prüfen, mit welchen Massnahmen man diese nutzen kann und dann die wichtige Frage zu beantworten, wer was macht.

Literaturverzeichnis

- [1] Wärmestrategie 2050. Bundesamt für Energie BFE, 2023.
- [2] C. Bauer und N. Imhof: Verbesserungspotenziale im Schweizer Wärmepumpenmarkt, Befragung im Auftrag von EnergieSchweiz, 2026.
- [3] Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2024. Bundesamt für Energie BFE, 2025.
- [4] S. Bernal, L. Brendel, U. Potthoff: Monitoring von Wärmepumpen - Vergleich zwischen eingebaute Komponente und Feldmessdaten. Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie BFE, 2026.
- [5] A. Genking, C. Messmer, P. Sawant, N. Vulic, D. Zogg: Schweizer Wärmepumpenmarkt: Fokus auf Energieeffizienz und Flexibilität. Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie BFE, 2026.
- [6] Fachvereinigung Wärmepumpen Schweiz - FWS. Wärmepumpen-System-Modul (WPSM). Jahresbericht, 2025.
- [7] S. Bernal, M. Berthold, S. Bertsch, M. Eschmann: Feldmessungen von Wärmepumpen-Anlagen. Bundesamt für Energie BFE, EnergieSchweiz, 2023.
- [8] Open Government Data (OGD) | Bundesamt für Statistik - BFS.

Prototype of a Commissioning-Friendly Fault Detection Tool for Residential Heat Pumps using Machine Learning Algorithms

Parantapa Sawant, Nicola v. Bülow, Institute of Sustainability and Energy in Construction INEB-FHNW

Zusammenfassung

Wärmepumpen sind ein zentrales Element der Wärmewende, doch unerkannte Betriebsfehler können die Systemeffizienz um bis zu 25 % reduzieren. Bestehende Methoden zur Fehlererkennung setzen umfangreiche Betriebsdaten, detaillierte physikalische Modelle oder Expertenwissen voraus – Ressourcen, die unmittelbar nach der Inbetriebnahme typischerweise nicht verfügbar sind. Dieser Beitrag stellt ein schlankes, inbetriebnahmefreundliches Framework zur Fehlererkennung vor, das auf kurzfristiger Zeitreihenprognose mittels eines regularisierten ARX-Modells basiert. Trainiert auf nur drei fehlerfreien Referenztagen, bewertet das Framework tägliche Abweichungen zwischen prognostizierter und gemessener Vorlauftemperatur anhand von drei komplementären Residualmetriken, kombiniert durch eine logische ODER-Regel. Evaluiert auf 12 realen Wärmepumpen-Datensätzen sowie einem synthetischen Datensatz – Luft-Wasser-, Hybrid- und Erdwärmepumpensysteme umfassend – wurden in acht von zwölf Systemen keine Fehler übersehen bei einer mittleren Falschpositivrate von 3,9 Tagen pro System.

Abstract

Heat pumps are central to residential decarbonization, yet undetected operational faults can reduce system efficiency by up to 25 %. Existing fault detection methods rely on extensive labeled data, detailed physical models, or specialist configuration – none of which are available immediately after commissioning. This article presents a lightweight, commissioning-friendly fault detection framework based on short-horizon time-series forecasting using a regularized ARX model. Trained on as few as three fault-free reference days, the framework evaluates daily deviations between predicted and measured flow temperature using three complementary residual metrics combined through a logical OR rule. Evaluated on 12 real-world residential heat pump datasets and one synthetic dataset across air-to-water, hybrid, and ground-source configurations, the framework achieved zero missed faults in eight of twelve systems with a mean false positive rate of 3.9 days per system.

Introduction

Heat pumps have emerged as a central technology in modern residential energy systems, where they operate alongside photo voltaic (PV), hydronic distribution systems such as underfloor heating, various storages, and an overarching energy management system. In this multi-technology context, the heat pump governs overall system efficiency to a degree that no other single component does, making its reliable and fault-free operation a prerequisite for achieving the energy performance targets that motivate its adoption. Studies have shown that undetected faults can reduce system efficiency by up to 25 %, translating directly into elevated energy costs and increased carbon emissions over the operational lifetime of the system [1].

The scale of deployment underscores the urgency of addressing this risk. In Switzerland alone, annual heat pump sales exceed 41'000 units [2], and the technology is firmly positioned as a central pillar of the national decarbonization strategy. As the installed base expands rapidly, so does the population of systems operating without continuous expert supervision – a condition under which performance degradation can go undetected for extended periods, eroding both the efficiency gains and the broader credibility that the technology promises to deliver.

A scalable, reliable, and commissioning-friendly Fault Detection and Diagnosis (FDD) framework is therefore essential. Such a framework must be capable of systematically identifying anomalous behavior early – ideally from the first days of operation – without requiring extensive historical data, specialized sensor installations, or significant expert intervention. This report presents a prototype of such a system, developed and validated on real-world residential heat pump data. Section 1.1 provides the necessary background on FDD concepts and prior work; Section 2 describes the methodology and experimental setup; Section 3 reports the results; and Section 4 discusses the findings and outlines directions for further development.

Background of Fault Detection and Diagnosis in Heat Pump Operation

FDD encompasses two distinct but complementary tasks. Fault detection refers to the recognition that an anomaly is present – that the system is no longer operating within its expected performance envelope. Fault diagnosis extends this by identifying which specific fault has occurred and, where possible, its root cause and in some cases quantify the severity, enabling operators to prioritize and schedule maintenance interventions. The present work focuses primarily on the detection layer, as this represents the most critical and least addressed need at the commissioning stage.

Faults in heat pump systems are broadly classified into *hard faults* and *soft faults*, as illustrated in Figure 1. Hard faults – including compressor failure, fan failure, or electronics malfunctions – produce immediate, unambiguous system responses and are generally identified quickly. Soft faults are more consequential in practice: they degrade performance gradually and may persist undetected across entire heating seasons. These are further subdivided into *operational faults* and *installation-related faults*. Installation faults, such as refrigerant overcharge or liquid line restriction, typically manifest during the initial hours of commissioning. Operational faults are more insidious and of greater practical concern: they typically include problems in the refrigerant circuit such as condenser and evaporator fouling or refrigerant leakage, but also a broad class of parameterization and configuration errors that are frequently overlooked because they do not trigger error codes and therefore go undetected. Representative examples from residential practice include an incorrectly parameterized heating curve; sensors

incorrectly positioned in heating or domestic hot water storage amongst others. The reader is referred to comprehensive reviews [1, 3, 4] of fault taxonomies and their energy impact.

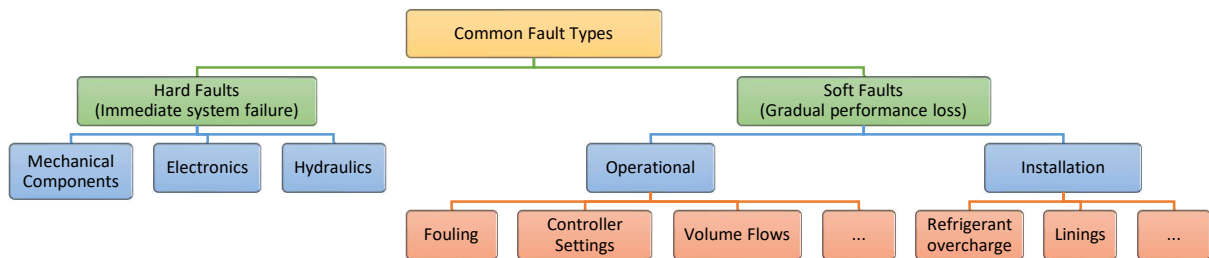


Figure 1: Common fault types in residential heat pump systems (adapted from [1]).

FDD methods are generally classified by the type of process knowledge they exploit, and a taxonomy is shown in Figure 2 below. Model-based approaches construct an explicit system representation using a priori expert knowledge – quantitative approaches through mathematical and simulation-based models, qualitative approaches through causal or heuristic rules. Process-history-based approaches derive diagnostic knowledge entirely from historical operational data without requiring an explicit system model. A practically important subclass is expert systems, which encode diagnostic expertise as rule sets. These are effective for fault diagnosis – particularly for control-related faults – but are inherently incomplete and typically require substantial sensor coverage. Hybrid approaches that combine parity space methods with expert systems exploit their complementary strengths: parity space for detection sensitivity, expert systems for diagnostic specificity. A detailed review of these methodologies and their implementation as products or patents is provided comprehensively by Pelella et al. [1].

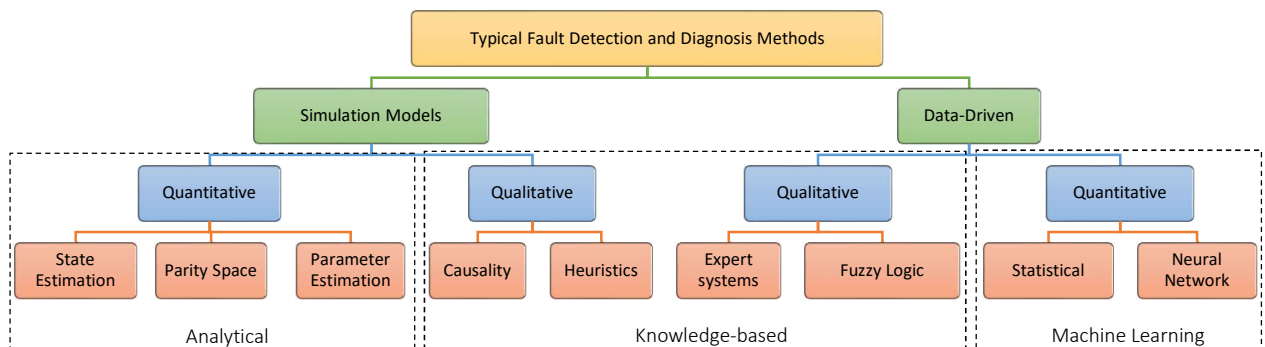


Figure 2: Classification of typical FDD methods in HVAC systems with some examples (adapter from [4]).

Within the Swiss research context, following contributions are of relevance:

- At the component diagnostics level, a dissertation project at the ETH developed two complementary fault diagnosis systems for operational monitoring already in the early 2000s. The first employed sequential re-identification of a dynamic grey-box model with fault classification via statistical methods, fuzzy logic, and neural network techniques, designed for minimal additional sensor instrumentation. The second used a steady-state physical model whose parameters carry direct physical meaning, enabling straightforward operator interpretation and requiring minimal training effort [5].
- More recently, the *DIBA-WP project* at HSLU established a systematic basis for digital operational analysis of heat pumps also at a component level, cataloguing 130 fault types of which 27 were selected for detailed investigation. Using simulation-based quantitative evaluation, the most energy- and lifetime-relevant faults were identified – including incorrect heating curve settings, incorrect source pump parameterization in brine/water systems, incorrect switchover temperature to auxiliary electric heating elements, and deteriorating defrost behavior [6].
- At a system diagnosis level, a recent research project at ETH developed and evaluated a set of AI-based algorithms that assess heat pump operation using only 15-minute smart meter electricity readings, without requiring any additional contextual information about the installation. The algorithms enable automated identification of households with heat pumps, differentiation between modulating and non-modulating systems, disaggregation of the heat pump signal from total household consumption, and retrospective estimation of energy savings achievable through operational optimization [7].

Despite this progress, existing FDD methods share several limitations that constrain their applicability to small residential heat pump installations. From a hardware perspective, the most diagnostically informative measurements – such as direct air and water flow rates for identifying heat exchanger fouling, or refrigerant charge sensors for detecting leakage – are typically only available in large-capacity commercial systems where sensor infrastructure is already in place. In residential units, both the physical space and the cost of such instrumentation are prohibitive; in some cases, the cost of a comprehensive sensor suite would approach or exceed the value of the heat pump itself. For residential FDD applications, diagnostic methods must therefore rely exclusively on low-cost, non-intrusive measurements such as temperatures and pressures that are already present in standard installations or can be retrofitted as IoT sensors.

From a data and modelling perspective, machine learning-based FDD approaches have demonstrated strong detection and diagnosis performance, with reported accuracies typically in the range of 80–96 % [4, 8, 9]. However, these results are generally achieved under conditions that are incompatible with early-stage deployment: they require large volumes of labelled training data collected at high temporal resolution over periods of several months to a year, along with extensive expert effort to configure and tune models across different installation types. Expert system approaches face a complementary challenge – while they require less data. They demand significant domain knowledge to define rule sets and thresholds, and their scalability across the diverse landscape of residential heat pump configurations is limited. Neither class of method is well-suited to the period immediately following commissioning, when historical data is absent, system behavior is still stabilizing, and the need for diagnostic capability is arguably greatest.

Towards a Commissioning-Friendly Approach

The limitations described above motivate a fundamentally different design philosophy. A commissioning-friendly FDD framework for residential heat pumps should satisfy the following criteria:

- it must operate with very limited historical data immediately after installation;
- it must rely primarily on measurements already collected by operators or manufacturers, with any additional sensor requirements kept to a minimum and limited to low-cost, non-intrusive instrumentation such as temperatures;
- its evaluation must be sufficiently automated to support human decision-making without demanding continuous expert involvement; and
- it must scale readily across different heat pump types and hydraulic configurations.

The core physical intuition behind the proposed approach is that thermal systems exhibit strong day-to-day regularity once they are commissioned and in stable operation. Under normal conditions, the thermal response of a heat pump on any given day closely resembles that of preceding days with comparable boundary conditions – deviations from this pattern are therefore diagnostically informative. Systematic changes in system dynamics do occur, but they follow predictable drivers such as the weekday-weekend cycle or seasonal transitions in outdoor temperature. If nominal operation on a set of verified reference days is known, any significant and persistent departure from that baseline on subsequent days warrants further investigation or classification as a fault.

This observation motivates a lightweight, forecasting-based detection framework. Rather than training a classification model on an extensive labeled fault history, the proposed method establishes a reference model of nominal system dynamics from as few as three consecutive reference days immediately after commissioning. Deviations between predicted and measured output – evaluated using a set of complementary residual metrics – form the basis for daily fault detection decisions. Parameter estimation is fully automated, eliminating the need for expert configuration, and a daily re-initialization loop prevents prediction drift from accumulating over time. The method is deployable from the first days of operation, imposes no additional instrumentation burden, and is designed to support – rather than replace – human judgment in the commissioning process.

Methodology

The fault detection framework presented in this article builds on a forecasting-based diagnostic approach previously developed by the authors for domestic solar-thermal systems, where lightweight time-series models were shown to deliver reliable diagnostic information even under minimal sensor instrumentation [10]. The present work adapts and extends this framework to residential heat pump systems, exploiting the same core principle – that deviations between a short-horizon forecast of nominal system behavior and actual measured values can serve as a practical and scalable fault indicator – while addressing the specific operational characteristics and data availability constraints of heat pump installations.

The overall workflow consists of six steps: data preprocessing and selection of reference training periods; construction of forecasting model features; model selection and training; iterative one-day-ahead forecasting using real lagged values; extraction of daily residual metrics; and application of a composite detection rule. Each of these steps is described in the subsections that follow.

Practical Deployment of Fault Detection Framework

The framework operates as a daily pipeline that alternates between model updating and fault assessment, as illustrated in Figure 3. Deployment begins at commissioning, when an operator or technician identifies an initial set of three consecutive days during which the system is known to be operating correctly. These reference days form the initial training dataset for the forecasting model and define the baseline of nominal system dynamics against which all subsequent operation is assessed.

The selection of reference days is based on operational plausibility criteria that are commonly applied during commissioning and do not require specialist measurement analysis. Suitable reference days are characterized by stable operation without active error messages, consistent heat demand, absence of known maintenance interventions, and flow temperature trajectories that follow expected diurnal and load-driven patterns. In the validation study underlying this article, the initial reference days were identified by an experienced operator applying these criteria; in a fully automated deployment, this step could be supported by simple rule-based screening of the available measurement record.

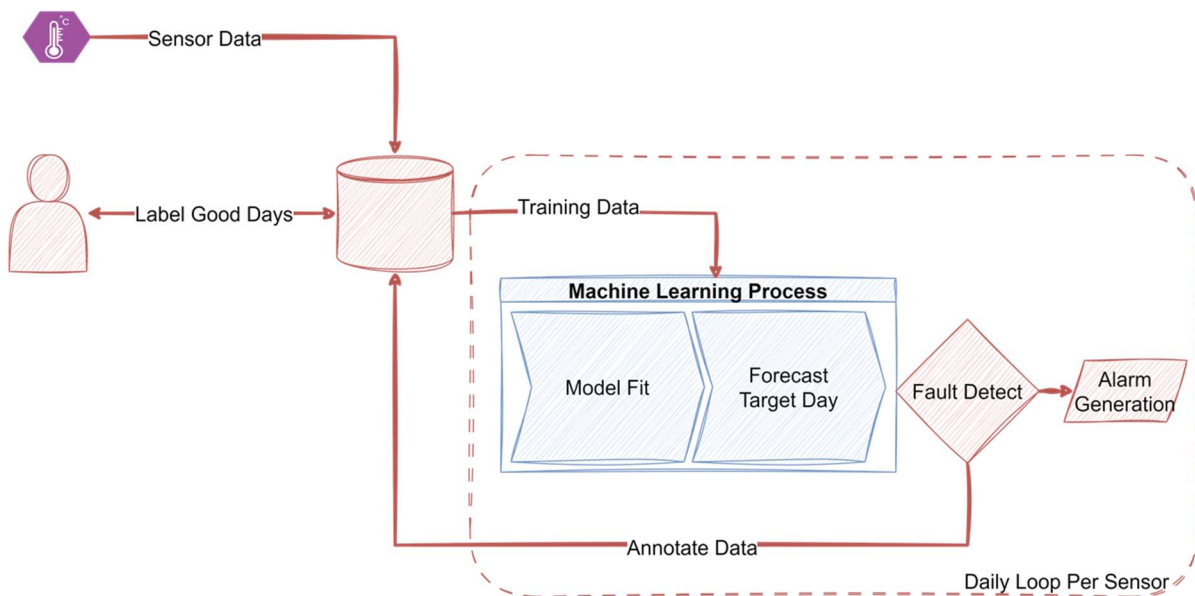


Figure 3: Exemplary framework for implementing the MLA pipeline in fault detection and iterative training-set updates.

Once the reference dataset is established, the framework executes the following steps on a daily basis. The forecasting model is fitted to the available reference data and used to generate a one-day-ahead prediction for the target day. The predicted and measured profiles for that day are then compared using the residual metrics described earlier, and the day is classified as either a reference day or a fault day. This classification is written back into the dataset: reference days are appended to the training set, continuously updating the model's representation of nominal dynamics; fault days are excluded from training but retained in the annotated record for later review and potential expert follow-up.

The daily re-initialization loop is a central design feature of the framework. Rather than propagating forecasts forward in a chained sequence – which causes prediction errors to accumulate progressively – the model is re-fitted each day using only measured data from the most recently verified reference days. Each daily forecast therefore starts with true observed values, ensuring that model errors do not compound over time and that the reference model remains aligned with the system's evolving operating conditions. This architecture mirrors practical deployment scenarios in which new measurements become available daily and models can be updated incrementally without manual intervention.

Time-Series Forecasting Model

The primary diagnostic variable used in this framework is the heat pump supply flow temperature. This choice is motivated by two complementary considerations. First, the flow temperature is among the most universally available measurements in residential heat pump monitoring systems, recorded as standard by most manufacturers and operators without requiring additional instrumentation. Second, as documented in the prior literature, the flow temperature exhibits strong sensitivity to the fault modes most encountered in residential installations – including heat exchanger fouling, refrigerant leakage, and hydraulic disturbances – making it a practically informative diagnostic signal across a wide range of fault types [1].

Several candidate forecasting models were evaluated during the development phase, including classical seasonal autoregressive models with exogenous inputs (SARIMAX), standard linear regression with exogenous variables, autoregressive models with exogenous inputs (ARX) with fixed lags, regularized linear models (Ridge, Lasso), and tree-based regressors (Random Forests).

SARIMAX demonstrated competitive predictive accuracy but imposed substantial computational overhead due to repeated parameter estimation on high-frequency multi-month datasets. For day-by-day operational deployment – particularly when applied to multiple sensors in parallel – this computational cost was judged impractical. Tree-based models delivered reasonable accuracy but tended to over-smooth short-duration transients, reducing their sensitivity to spike-based residual metrics. They also offered limited interpretability and did not naturally exploit the strong autocorrelation structure characteristic of hydronic heating systems.

Based on this evaluation, a regularized linear ARX model implemented as a Ridge regression with exogenous inputs was selected. This model achieves a deliberate balance between low computational effort, stable performance across sensors with different operational characteristics, adequate prediction quality for both diurnal and transient dynamics, and sufficient interpretability to support threshold refinement and result communication in practice.

The ARX feature set is constructed to capture both the short-term temporal dynamics and the primary boundary conditions of the system. Lagged flow temperature values at four time offsets – the previous time step, one hour prior, one day prior, and two days prior – are included as autoregressive inputs. These lags provide the model with information about both immediate thermal inertia and the daily periodicity of heating demand. Two exogenous inputs are incorporated: the ambient outdoor temperature, which is the primary driver of heating load, and the heat pump on/off status, which directly conditions the flow temperature profile. Model training is performed exclusively on verified reference days to ensure that the learned representation of nominal dynamics is not contaminated by fault periods, which would bias the residual-based detection metrics.

Predictions are generated using a recursive rolling-forward procedure that replicates the expected operational deployment. For each forecast day, a history window covering the maximum lag is assembled from real measured values immediately prior to the forecast period. Predictions for each time step are then computed sequentially, using the ARX model with the most recently available lagged values. Exogenous inputs for the forecast horizon are taken from recorded measurements, which in the current implementation assumes perfect knowledge of boundary conditions – an assumption that is conservative in practice. The resulting predicted time series is aligned with the measured counterpart for residual computation.

Residual Metrics and Composite Fault Detection

A single residual metric is rarely sufficient for reliable fault detection across the range of fault modes encountered in residential heat pump operation. Different fault types produce characteristically different signatures: some manifest as brief, intense deviations; others as sustained but moderate offsets; and others as a gradual deterioration in the temporal structure of the flow temperature profile that magnitude-based metrics alone would not capture.

During the development phase, a broad candidate set of residual metrics was systematically evaluated across multiple sensors with distinct operational characteristics, ranging from stable moderate signals to strongly fault-prone profiles. The candidate set included mean absolute error, bias computed over sliding windows, residual drift, maximum absolute error, time-over-threshold (ToT), and percentile-based metrics. Several of these were found to be highly correlated, offering limited independent discriminatory power. ToT and bias-based indicators generated frequent false alarms on sensors exhibiting natural mode-switching behavior, while mean absolute error predominantly reflected global amplitude deviations without distinguishing fault-specific anomalies from normal variability.

Three metrics were retained on the basis of their complementarity, robustness across sensor types, and alignment with fault labels derived from established operational heuristics:

- **Spike magnitude (MaxAE):** The maximum absolute error captures short-lived but intense deviations, such as spikes produced by hydraulic transients or abrupt control anomalies. This metric is sensitive to fault modes that manifest as isolated events rather than sustained drifts.
- **Global deviation (RMSE):** The root mean squared error quantifies the average deviation over the full forecast day and is sensitive to systematic offsets or progressive degradation that persists across many time steps without necessarily producing extreme individual values.

- **Pattern matching (Pearson correlation):** The correlation between the predicted and measured daily profiles assesses the degree of temporal correspondence independent of magnitude. This metric is particularly relevant for detecting faults that alter the diurnal structure of the flow temperature – such as control failures, mode-switching anomalies, or loss of sensitivity to ambient temperature dynamics – without producing large absolute residuals.

For each forecast day, the three metrics are computed from the predicted and measured profiles and evaluated against empirically determined thresholds. The thresholds T_{RMSE} , T_{MaxAE} , and T_{corr} are derived from the residual distributions observed during the reference period and are set automatically within the framework. These metrics are then combined through an *OR-rule* as shown in Eq. (1).

$$Fault = (RMSE \geq T_{RMSE}) \vee (MaxAE \geq T_{MaxAE}) \vee (corr \leq T_{corr}). \quad (1)$$

This formulation ensures that the detection rule responds to any of the three characteristic fault signatures independently. A day is therefore classified as a fault day if it exhibits either an extreme instantaneous deviation, a broad sustained mismatch, or an incorrect temporal pattern – without requiring simultaneous exceedance of multiple thresholds. The resulting daily fault flags are compared against ground-truth labels derived from operational heuristics to assess detection performance.

Data and Experimental Setup

The framework was evaluated using data from the Electrification of Heat (EoH) Demonstration Project [11], a large-scale field study conducted in the United Kingdom in which approximately 700 residential heat pump installations were monitored at high temporal resolution. From this dataset, 12 systems were selected to represent a broad range of installation characteristics, including variation in system type (air-to-water, ground-to-water, and hybrid configurations), rated thermal capacity (4–16 kW), and manufacturer. Selection followed a pairwise pairing principle, matching identical or closely related models with markedly different mean flow temperatures and seasonal performance factors, thereby allowing installation-specific influences to be separated from operational anomalies. The selection additionally includes the highest and lowest observed across the full dataset, probing the detection boundaries of the framework across the complete range of observed system behavior.

A fundamental limitation of the EoH dataset for FDD purposes is the absence of fault labels. No annotations indicate whether individual days represent normal or anomalous operation, and insufficient information about plant configuration and control parameterization was available to establish ground-truth classifications through expert assessment. A synthetic dataset was therefore generated using the real recordings as a statistical foundation, producing physically plausible flow temperature time series for both normal and faulty operating conditions at 15-minute resolution over 20-day windows. Normal operation was calibrated by linear regression on data from two monitored EoH installations, yielding a heating curve of the form, with compressor cycling modelled as a two-state machine fitted to the observed on/off duration statistics. Two fault types were superimposed on this baseline: a cycling fault, calibrated from a third installation exhibiting behavior consistent with an oversized heat pump operating against insufficient buffer volume and reproducing the characteristic high-frequency flow temperature overshoots above the heating curve setpoint; and a heating curve fault, simulated as a sustained constant flow temperature of approximately 50 °C largely decoupled from ambient conditions, consistent with a misconfigured or overridden controller setpoint.

Each synthetic sequence contains a binary ground-truth fault label encoded at noon on each fault day, enabling unambiguous evaluation of detection performance. Figure 4 illustrates a representative 20-day synthetic sequence showing all three operating regimes – fault-free operation, cycling fault, and heating curve fault – together with zoomed views of each regime and a scatter plot of flow temperature against ambient temperature by operating type, confirming the physical plausibility and mutual distinguishability of the generated signals.

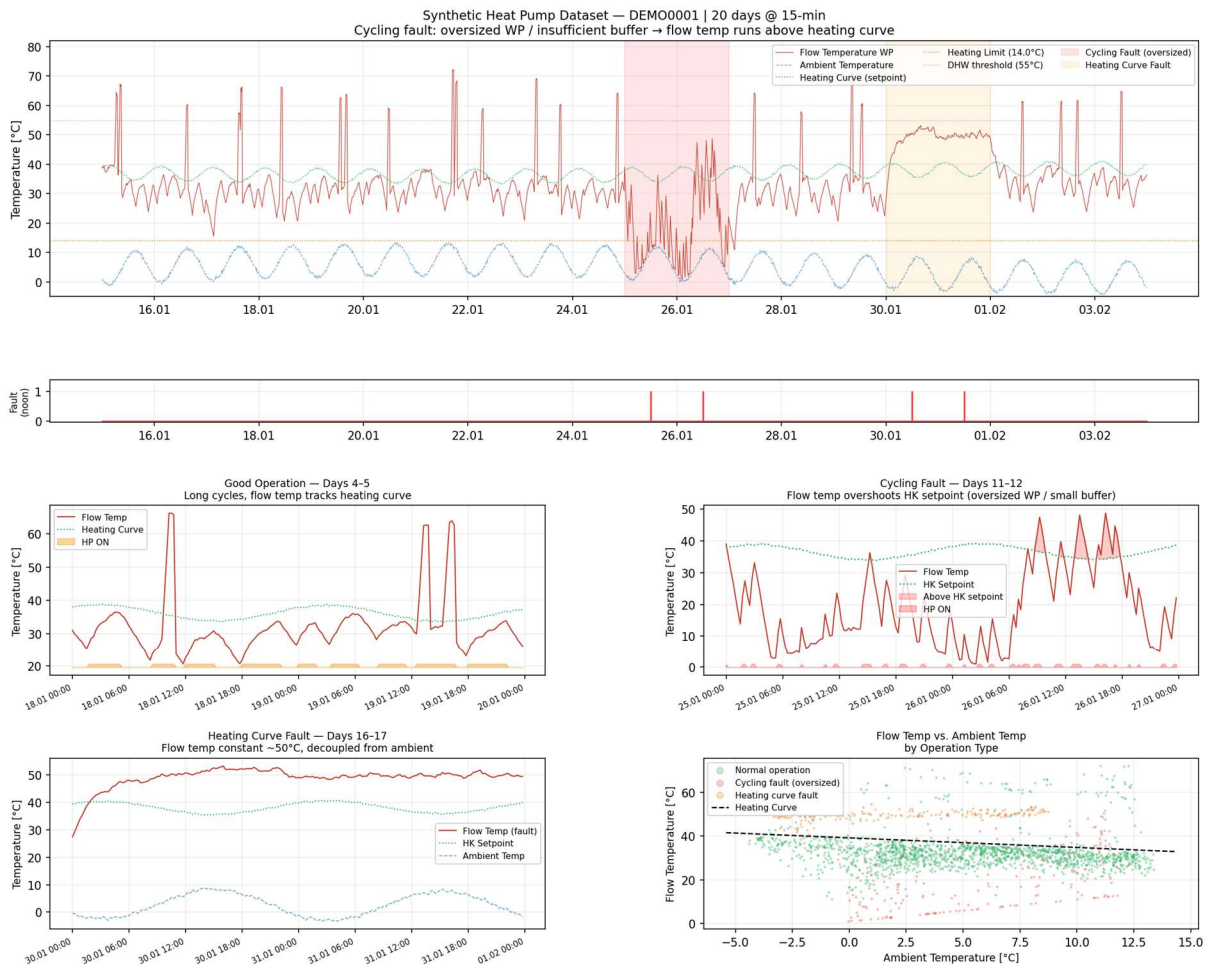


Figure 4: Representative synthetic dataset for a single heat pump instance (DEMO0001) over a 20-day period at 15-minute resolution. Top panel: full time series of flow temperature, ambient temperature, and heating curve setpoint, with fault periods shaded. Middle left: zoomed view of fault-free operation on days 4–5, showing realistic compressor cycling. Middle right: zoomed view of the cycling fault on days 11–12, with flow temperature overshooting the heating curve setpoint. Lower left: zoomed view of the heating curve fault on days 16–17, with flow temperature decoupled from ambient conditions. Lower right: flow temperature versus ambient temperature scatter plot by operating regime.

Results

Figure 5 shows the forecast output for the flow temperature (Sensor 1) over the evaluation window from 20 January to 1 February 2024 in the synthetic data set. During the initial reference period, the ARX model fit closely follows the measured flow temperature, capturing both the diurnal cycling pattern and the influence of ambient temperature on the heating curve setpoint. In the forecast window, the model maintains good predictive accuracy during fault-free days, where the forecast and measured profiles remain closely aligned. Two distinct fault periods are visible: a cycling fault characterized by high-frequency, high-amplitude oscillations in the measured flow temperature well below the model forecast, and a heating curve fault in the final days of the window where the measured temperature decouples from the ambient-driven forecast and stabilizes at an elevated level. Both fault periods are correctly identified by the framework, as indicated by the predicted fault markers at noon on the respective days.



Figure 5: Fault detection results on the synthetic data set.

The confusion matrix confirms these observations quantitatively. Across the 13 evaluated days, the framework correctly classified all four fault days (true positive rate = 100 %) and correctly identified six of the nine fault-free days (true negative rate = 67 %). Three false positives were recorded, meaning that three fault-free days were flagged as anomalous. No fault days were missed (false negatives = 0). In a commissioning context, this outcome is acceptable: the complete absence of missed faults is the primary performance criterion, as undetected faults during early operation carry the greatest risk of sustained efficiency loss. The false positive rate, while non-negligible, reflects the conservative nature of the OR-based composite detection rule and is consistent with the elevated behavioral variability observed in the synthetic dataset during normal operation – particularly the high-amplitude domestic hot water spikes. Strategies to reduce false positives through persistence criteria and adaptive thresholding are discussed in the next.

The proposed fault detection framework was evaluated on 12 synthetic datasets derived from real-world residential heat pump installations, covering air-to-water, air-to-water hybrid, and ground-source configurations with rated capacities ranging from 4 to 16 kW. Figure 6 summarizes forecasting accuracy and detection performance across all systems.

ARX forecasting accuracy was consistently strong across all system types, with MAE values ranging from 0.35 °C to 1.60 °C and RMSE values between 1.27 °C and 2.80 °C, indicating that the model generalizes well without system-specific tuning. Fault detection performance was more variable: false negatives were limited to four systems, each recording a single missed fault day, while false positive counts ranged from 1 to 7 days per system with a mean of 3.9 days. The elevated false positive rates in several systems are primarily attributable to high-amplitude domestic hot water production spikes and mode-switching events during nominally fault-free operation. These results confirm the framework's ability to detect faults reliably across a representative range of residential installations, while identifying threshold refinement and false positive reduction as the primary areas for further development

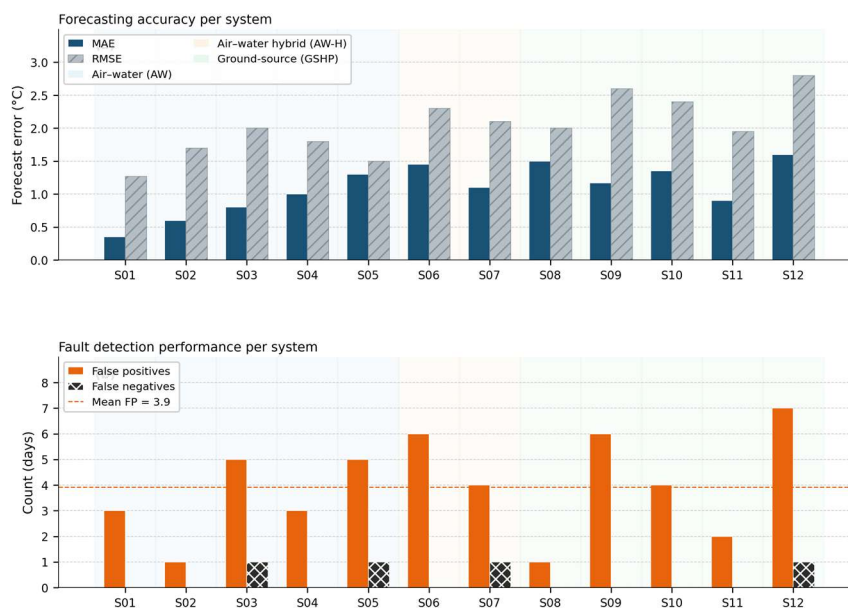


Figure 6: Summary of fault detection performance on 12 different datasets.

Discussion and Outlook

The results demonstrate that a lightweight ARX-based forecasting framework can deliver reliable fault detection across a representative range of residential heat pump installations with minimal configuration effort and without requiring labeled fault histories or additional sensor instrumentation. Across all 12 evaluated systems, the framework achieved zero false negatives in eight cases and only a single missed fault day in the remaining four, confirming that the conservative OR-based composite detection rule prioritizes the performance criterion most critical in a commissioning context.

The primary limitation identified is the false positive rate, which averaged 3.9 days per system. This is primarily attributable to high-amplitude domestic hot water production events and frequent mode-switching behavior during nominally fault-free operation, which periodically exceed the residual thresholds established during the reference period. Several mitigation strategies are under investigation: adaptive thresholding based on recent residual distributions, persistence criteria requiring threshold exceedances over multiple consecutive days before a fault is declared, and the incorporation of additional contextual signals such as auxiliary heater activation status. These extensions are expected to reduce false positives substantially while preserving the conservative detection behavior required during early operation.

A further limitation of the current evaluation is the use of synthetic fault data. While the synthetic generation procedure was carefully calibrated to real monitored installations, validation on field datasets with confirmed fault labels remains an essential next step. The assumption of perfect knowledge of exogenous inputs during forecasting – in particular, ambient temperature – also requires relaxation in a production deployment, where forecast boundary conditions would need to be sourced from weather services or estimated from recent measurements.

Looking ahead, several development directions appear promising. Integration with rule-based or manufacturer-specific diagnostics could form a hybrid framework that combines data-driven residual detection with expert knowledge, improving both false positive rejection and fault interpretability for operators. Extension to additional diagnostic variables beyond the flow temperature – such as return temperature differential, compressor on/off statistics, or power consumption – would broaden the detectable fault spectrum. Finally, embedding the framework within a building automation or remote monitoring platform would enable population-level deployment, where aggregated detection outcomes across many installations could support systematic quality assurance of heat pump commissioning at scale.

References

- [1] Pelella F, Passarelli AF, Llopis-Mengual B, et al (2025) State-of-the-Art Methodologies for Self-Fault Detection, Diagnosis and Evaluation (FDDE) in Residential Heat Pumps. *Energies* 18:3286. <https://doi.org/10.3390/en18133286>
- [2] (2025) Jahres-Statistiken & Marktzahlen –Wärmepumpen Marktentwicklung Schweiz. Fachvereinigung Wärmepumpen Schweiz FWS, Bern.
- [3] Weigert A (2022) Identification and classification of heat pump problems in the field and their implication for a user-centric problem recognition. *Energy Inform* 5:70. <https://doi.org/10.1186/s42162-022-00250-3>
- [4] Mirnaghi MS, Haghighat F (2020) Fault detection and diagnosis of large-scale HVAC systems in buildings using data-driven methods: A comprehensive review. *Energy Build* 229:110492. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2020.110492>
- [5] Zogg D (2002) Fault diagnosis for heat pump systems. IMRT Press, c/o Institut für Mess- und Regeltechnik, ETH Zentrum, Zürich.
- [6] Raphael Agner, Matthias Etterlin, Daniel Troxler, et al (2022) Vermeidung von Effizienzeinbussen von Heizungswärmepumpen durch digitale Betriebsanalyse. SFOE, Horw und Ballwil.
- [7] Brudermueller T, Kreft M, Fleisch E, Staake T (2023) Large-scale monitoring of residential heat pump cycling using smart meter data. *Appl Energy* 350:121734. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121734>
- [8] Liu Z, Liu Y, Zhang D, et al (2015) Fault diagnosis for a solar assisted heat pump system under incomplete data and expert knowledge. *Energy* 87:41–48. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.04.090>
- [9] Hofer B, Wotawa F (2024) Detecting Soft Faults in Heat Pumps. In: Pill I, Natan A, Wotawa F (eds) 35th International Conference on Principles of Diagnosis and Resilient Systems (DX 2024). Schloss Dagstuhl – Leibniz-Zentrum für Informatik, Dagstuhl, Germany, p 22:1-22:10.
- [10] Sawant P, Sintzel B, Eismann R, et al Low Cost Monitoring thermischer Solaranlagen mit IoT-Sensor und maschinellem Lernen. <https://www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=49446>. Accessed 11 July 2024.
- [11] Energy Systems Catapult (2024) EoH Performance Data Electrification of Heat Demonstration Project, 2020-2023 Electrification of Heat Demonstration Project: Heat Pump Performance Cleansed Data, 2020-2023.

Increasing market transparency of residential air-to-water heat pumps in Europe by clustering the appliances

Ugne Potthoff, Felix Morlock, D-MTEC, ETH Zürich, Felix Wortmann, ITEM-HSG Universität St. Gallen

Zusammenfassung

Der Übergang zu CO₂-armen Heizsystemen erfordert transparente Märkte, doch der Vergleich von Luft-Wasser-Wärmepumpen (AWHP) ist aufgrund komplexer Parameter und uneinheitlicher Modellbezeichnungen erschwert. Diese Studie analysiert die Preisbildung von Wärmepumpen in Westeuropa auf Basis eines Datensatzes von 696 Keymark-zertifizierten Systemen aus der hplib-Datenbank, ergänzt durch per Web-Scraping erhobene Preisdaten. Die Ergebnisse zeigen, dass Nennleistung, Speichergröße und Kältemittel die zentralen Preistreiber sind ($R^2 = 0.84$), während Effizienz (COP) nur eine geringe Rolle spielt. Eine Clusteranalyse identifiziert fünf Produktgruppen, die sich vor allem nach Herkunft (EU vs. Nicht-EU) und Systemkonfiguration unterscheiden. Europäische Modelle sind teurer, bieten jedoch höhere Vorlauftemperaturen und geringere Geräuschemissionen bei vergleichbarer Effizienz. Die Studie trägt zu mehr Transparenz und Vergleichbarkeit im europäischen Wärmepumpenmarkt bei.

Abstract

The transition to low-carbon heating requires transparent markets, yet comparing air-to-water heat pumps (AWHPs) is challenging due to complex parameters and inconsistent naming. This study analyzes heat pump pricing in Western Europe by combining technical and market data. A dataset of 696 Keymark-certified AWHPs (<13 kW) from 13 manufacturers was compiled using the open-source hplib library, with prices collected via web scraping. Price modelling shows that rated power, storage size, and refrigerant type are the main drivers, explaining most variation ($R^2 = 0.84$), while efficiency (COP) has limited influence. Clustering identifies five product groups by origin and configuration. European models are more expensive (€1'362/kW vs. €1'023/kW) but offer higher supply temperatures and lower noise levels, while efficiency remains similar. Overall, the study provides a data-driven contribution to improving transparency and comparability in the European AWHP market.

Introduction

Heat pumps (HPs) have become central to the decarbonization of Europe's building stock, providing an efficient alternative to fossil-fuel-based heating systems. Their market penetration has grown rapidly, with more than 24 million units now installed in Europe alone [1]. Air-to-water heat pumps (AWHPs) in particular play a crucial role in residential heating transitions due to their lower installation costs compared to ground- or water-source systems. Despite strong policy support and continuous technological improvements, adoption remains uneven across regions, and market transparency continues to be a significant barrier to wider deployment [2].

One of the central challenges in the European AWHP market is the large variation in retail prices among technically comparable products. A survey by a German consumer advice center analyzing 160 installation offers revealed price differences of up to a factor of three for similar systems, creating significant uncertainty and distrust among potential adopters [3]. Such discrepancies hinder consumer confidence and slow down the market uptake of low-carbon heating technologies. Importantly, these price comparisons often conflate equipment costs with installation and site-specific expenses, which are rarely disclosed separately and vary strongly across regions and installers.

A key reason for these inconsistencies lies in the limited market transparency. Due to the technical complexity of heating systems and the dominance of business-to-business oriented sales, homeowners rarely receive standardized product information. In some cases, heat pumps are offered primarily as bundled solutions including installation, while the standalone hardware price is not explicitly visible to end users. Moreover, non-uniform product naming across countries, sales platforms, and even within manufacturer catalogues prevents direct price comparison. Two heat pumps with identical certified performance parameters may appear under different commercial names or configurations, obscuring comparability for consumers, installers, and analysts alike. This fragmentation fosters information asymmetry, where buyers cannot distinguish whether price differences reflect real performance or simply branding and configuration choices.

Beyond these data inconsistencies, there remains limited empirical understanding of what drives heat pump prices. Manufacturers often attribute higher prices to superior efficiency, commonly expressed by the Seasonal Coefficient of Performance (SCOP). However, empirical evidence supporting this relationship is scarce. Previous studies have primarily examined cost structures or technical performance in isolation. For example, Ban and Bungău [4] and Paiho et al. [5] identified strong cost differences between system types but did not link them to retail pricing. Bianco et al. [6] focused on primary energy and life-cycle efficiency, while Miara et al. [7] emphasized discrepancies between laboratory and field performance. Yet, the interaction between efficiency indicators, configuration type, and retail prices across manufacturers remains insufficiently quantified. Understanding this relationship is essential for designing transparent, data-driven policies and for enabling fair comparison in the rapidly expanding European heat pump market.

Previous research on heat pumps has focused mainly on efficiency metrics such as COP and SCOP or on life-cycle economics, while little work has linked certified technical data to real-world retail prices. To enable meaningful comparability across products and countries, this study focuses explicitly on the retail prices of heat pump hardware only, excluding installation and other customization-dependent costs, which are typically not transparently available on a large-scale. This study addresses that gap by combining HP Keymark data [8] with retail prices obtained through automated web scraping of German-led

Western European online markets. Because identical models often appear under different commercial identifiers, a reference dictionary was developed to harmonize naming and create a unified dataset. Using this consolidated data, the study aims to quantify retail price variation across certified AWHPs, identify the technical and market-related factors that explain price differences, and detect structural product clusters based on combined technical and commercial attributes.

Methods

Data and scope

We constructed a dataset of residential AWHPs from the Heat Pump Library (hplib) based on Keymark certificates (snapshot: February 2025) [8,9]. Certificates provide harmonized technical specifications, including model identifiers, SCOP, rated heating capacity at low temperature, outdoor sound power level, and maximum water temperature. The study focuses on AWHPs with nominal capacity of ≤ 13 kW and using R32 or R290 refrigerants to represent the European residential segment [10,11]. Duplicate certificate entries and non-AWHP technologies were removed. The resulting technical base covers models from 13 manufacturers.

Retail price collection

Retail prices were collected from publicly accessible Western European e-commerce platforms using automated web scraping. Web scraping refers to the programmatic extraction of structured information from publicly available web pages using automated scripts, enabling systematic and reproducible data collection from online sources [12]. This approach is widely used in market analysis and energy economics to capture real-world price information that is otherwise fragmented across platforms.

The analysis focuses on online retailers operating primarily in Western Europe, with strongest coverage in Germany, and additional platforms serving the Netherlands, Italy, Switzerland, and the United Kingdom, where standalone heat-pump hardware prices are publicly disclosed. Scraped platforms and their associated markets are listed in Table 1. Data was collected exclusively from pages displaying equipment-only prices, excluding offers that include installation or additional site-specific services.

Table 1: Online retail platforms used for heat pump price collection and their primary markets.

Platform	Market	Platform	Market
breeze24.com	Germany	heima24.de	Germany
climamarket.eu	Italy / EU-wide	heizungsdiscout24.de	Germany
climamarket.it	Italy	idealo.de	Germany / EU-wide
climashop.nl	Netherlands	plumbnation.co.uk	United Kingdom
eibabo.ch	Switzerland	raleo.de	Germany
eibmarkt.com	Germany / EU-wide	selfio.de	Germany
theheatpump-warehouse.co.uk	United Kingdom	vanwalraven.com	Netherlands / EU-wide

For each product listing, the scraper extracted the manufacturer name, model identifier, listed price, currency, product URL, and scraping date. Prices were converted to euros (€), exact duplicates were removed by retaining the most recent observation, and entries below €1,000 were excluded, as these typically correspond to accessories or non-comparable components rather than complete heat-pump units. This procedure ensures that the resulting dataset reflects comparable, market-visible hardware prices that consumers and analysts can independently verify.

Model configuration decoding

To enable like-for-like comparisons, we systematically annotated each Keymark-certified model with configuration attributes that affect price: monoblock vs. split, presence of a hydraulic module, and integrated domestic hot-water tank (recording tank capacity where available). Classification combined certificate metadata with manufacturer documentation and major reseller listings; when encoded hints were present (e.g., suffixes indicating m/s or tank size), they were resolved and verified against source pages. The resulting configuration labels were merged with the technical records, allowing products to be grouped not only by performance (e.g., power) but also by system architecture - an essential prerequisite for unbiased price comparisons and subsequent segmentation.

Cross-source model matching

Market listings frequently use variant model strings that differ from Keymark identifiers (regional codes, formatting, added descriptors). We therefore built a reference dictionary to reconcile vendor/model strings to their corresponding Keymark entries, as shown in Table 2. Matching applied token normalization (lower-casing, removal of special characters and regional suffixes) and rule-based reconciliation; ambiguous or low-confidence pairs were manually reviewed. This iterative procedure - refining rules whenever unmatched items were detected - produced a unified dataset that reliably links certified specifications with observed retail prices, forming the basis for further data analysis.

Table 2: Exemplary name matches between scraped vendor data and official *hplib* entries. For each manufacturer, a selected row shows how the scraped Model/Type column was matched with the *hplib* Titel column.

Manu- facturer	Model (Keymark database)	Title (Keymark database)	Model (Scraped data)
Bosch	CS5800i/6800iAW 10/12 OR	CS5800iAW 10 ORM-T	BOSCH Luftwärmepumpen-Paket BOPA CS788 AW 10 OR-T, CS5800iAW 12 M, 7739623429
Daikin	ALTHERMA 4 H ECH2O 08–10 kW 500L (3ph)	EPSK08AW1 / EPSX(B)10P50A	Daikin Altherma 4 H ECH2O Set EPSK-08AW1 + EPSX-10P50A Hydrobox/Speicher 500 L WiFi R290 Heizstab 9 kW
Johnson Hitachi	Yutaki M 5.0 HP R32 (mono)	RASM-5VR1E – with cooling kit	Hitachi Yutaki M RASM-5VR1E Monoblock Wärmepumpe zum Heizen / Kühlen / Brauchwasserbereitung 12,0kW

... full table available in the supplementary GitHub repository.

Binarized region

To account for potential regional patterns while maintaining model interpretability, the origin of each manufacturer was binarized into two categories - European (EU) and non-European (non-EU) - based on the location of the brand's headquarters. This binary representation reduces model complexity, avoids sparsity across many country-level categories, and enables robust comparison between broad manufacturing regions.

Price modelling

To quantify how technical attributes influence heat pump prices, several regression and machine-learning models were trained and tested, and the best-performing model was selected based on out-of-sample accuracy. Testing multiple model types is necessary because price formation may involve both approximately linear relationships, which are easy to interpret, and more complex non-linear patterns, which simpler models may fail to capture.

We therefore compared parametric linear models (ordinary least squares and Ridge regression), which provide transparent and easily interpretable estimates, with non-parametric ensemble methods (Random Forest and Gradient Boosting), which can represent non-linear relationships and interactions between technical features without requiring explicit functional assumptions [13]. While linear models assume constant marginal effects, ensemble methods allow effects to vary across operating ranges and feature combinations, which may better reflect heterogeneous market behavior.

Rather than normalizing prices by capacity or pre-grouping heat pumps into fixed size classes, rated power was included directly as a model feature alongside all other technical attributes. This multivariate formulation allows the contribution of parameters such as SCOP, acoustic performance, or configuration to be estimated after accounting for capacity, without restricting the analysis to predefined capacity bins. Given the wide capacity range covered by the dataset (approximately 3–13 kW), sufficient overlap exists to disentangle capacity effects from other features while retaining the full information content of the data.

All models were evaluated using five-fold cross-validation on an 80/20 train–test split. Model performance was assessed using standard metrics: the coefficient of determination (R^2), mean absolute error (MAE), and root mean squared error (RMSE). Based on this comparative evaluation, Gradient Boosting was selected as the final modelling approach. Unlike linear models, Gradient Boosting allows for non-linear and interaction effects, providing a flexible representation of price formation across capacity ranges.

To retain interpretability despite model complexity, feature contributions were analyzed using SHapley Additive exPlanations (SHAP), a widely used, model-agnostic framework for quantifying how individual features influence predicted prices in observed data [14]. This approach enables the identification of key price drivers while preserving transparency in a non-linear modelling context.

Market segmentation (clustering)

To identify structural patterns within the European AWHP market, we applied unsupervised clustering to group products with similar technical and commercial characteristics. Clustering is a data-driven method that identifies recurring product archetypes without imposing predefined categories, making it

well suited for exploratory market analysis [13]. In this study, Gaussian Mixture Model (GMM) clustering was used, as it allows clusters to differ in size, shape, and overlap, which better reflects heterogeneous technology markets than distance-based methods such as k-means [13].

Clustering was performed using nine standardized features that jointly describe heat pump characteristics (Table 3). To ensure consistent interpretation, several variables were expressed as inverse indicators (e.g. affordability, value, and quietness), such that higher values correspond to more favorable product attributes.

Table 3: Feature description used for clustering.

Feature	Description	Feature	Description
SCOP	Seasonal Coefficient of Performance	Power	Rated power at low temperature (kW)
Quietness	Inverse of outdoor noise level (dBA)	Affordability	Inverse of total price
Value	Inverse of price per kW	Storage size	Size of installed water storage (L)
Max temp	Maximum water heating temperature (°C)	Region	Binarized origin of the manufacturer brand
		Config	Monoblock / Split

The optimal number of clusters was determined by minimizing the Bayesian Information Criterion (BIC), with the Akaike Information Criterion (AIC) serving as a consistency check [13]. Based on this evaluation, five clusters were selected. Each product was assigned to one of the five Gaussian mixture clusters, and summary statistics (mean, median, and percentile values) were computed for key technical and price-related variables. To derive interpretable market archetypes, a rule-based labeling system was applied using percentile thresholds across multiple attributes, summarized in Table 4. Clusters were named according to their dominant characteristics - meaning that if a feature showed systematically similar values within a cluster, it served as the defining label, as summarized in the table below. Up to three dominant traits were combined to form concise and interpretable market labels, such as EU-Monoblock-Retrofit or non-EU-Split.

Table 4: Trait assignment criteria based on percentile thresholds. Traits are used to label each cluster with interpretable market personas.

Trait	Selection Criterion
Retrofit	Cluster average max. water temperature > 65 °C (suitable for older radiator systems)
Quiet	Average noise level below 20th percentile (low acoustic output)
EU	>80 % of cluster items have manufacturers with EU origin
Non-EU	>80 % of cluster items have manufacturers with non-EU origin
Monoblock	>80 % of cluster items are monoblock heat pumps
Split	>80 % of cluster items have manufacturers with EU origin

Reproducibility

All data preprocessing, model matching, and analysis scripts are fully reproducible. The codebase, matched dataset, and scripts to regenerate all figures and tables are maintained in repository at: <https://github.com/UgneP/Heat-pump-market-transparency>.

Results

Dataset overview

The final dataset comprised 696 certified AWHPs from 13 manufacturers, combining technical specifications from the Keymark certification database with retail prices collected via automated web scraping. Valid retail prices were successfully matched for 26.5 % of all certified models, as shown in Table 5. Unmatched cases primarily resulted from: (1) inconsistent or unidentifiable product names and technical specifications, (2) incomplete system configurations where models are sold as separate components and a comparable bundle couldn't be created, and (3) units that are not yet available or no longer on the market.

Table 5: Overview of selected HPs matched with a price. The table shows the number of HPs from the filtered hplib database, the number of scraped items associated with the corresponding manufacturer, the number of matches, and the matched percentage.

Manufacturer	# Database	# Scraped	# Matched	% Matched
Alpha Innotec	27	257	22	85.19 %
Bosch	83	732	57	68.67 %
Buderus	84	1128	72	86.71 %
Daikin	875	1025	102	11.66 %
Johnson Hitachi	139	49	22	15.83 %
LG	80	195	58	72.50 %
Mitsubishi	610	480	123	20.16 %
Panasonic	137	215	48	35.04 %
Samsung	148	90	38	25.68 %
Toshiba	162	39	22	13.58 %
Vaillant	89	635	38	42.70 %
Viessmann	171	1015	71	41.52 %
WOLF	23	657	23	100.00 %
Total	2'628	6'517	696	26.48 %

Across all models, the average retail price was €8'898 ± 2'843 (range: €2'725–17'499), corresponding to a mean price of €1'162 ± 421 per kW. The mean SCOP was 4.72 (3.84-5.45), and the average rated power was 8.25 kW. Outdoor noise levels averaged 54.6 dBA, and the mean maximum water temperature was 59.4 °C (Figure 1).

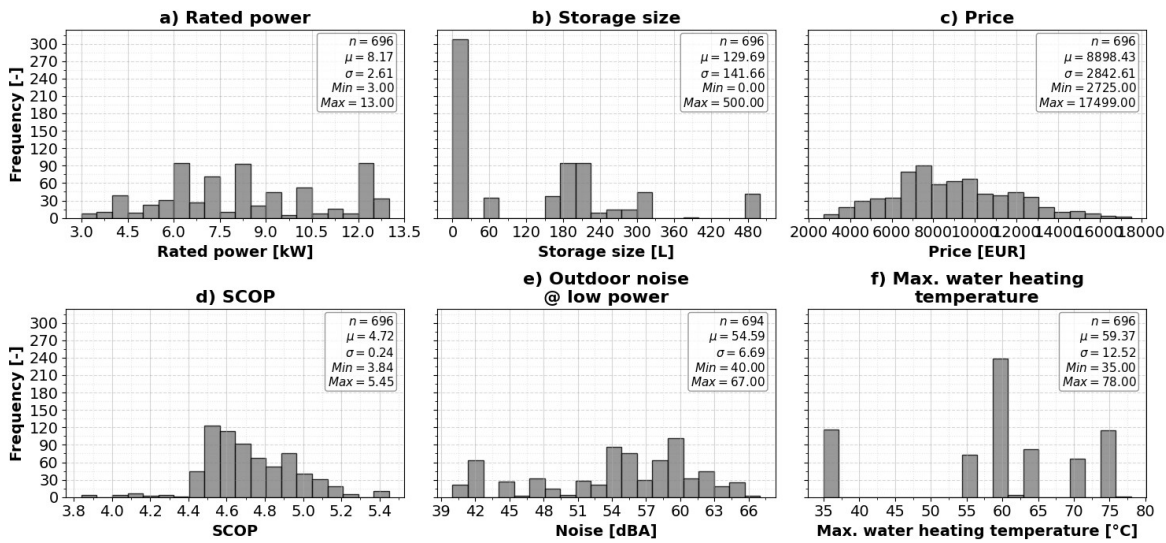


Figure 1: Descriptive statistics of key heat pump features of the scraped heat pump data (n = 696).

Two refrigerants dominated: R32 (n = 446) and R290 (n = 250). R290-based systems had higher prices (mean = €10'746 vs. €7'863) and slightly higher SCOP (4.78 vs. 4.69). Mann-Whitney U tests confirmed significant differences for both - price (U = 87'526, $p < 0.001$, $r = 0.47$) and SCOP (U = 68'159, $p < 0.001$, $r = 0.18$). However, refrigerant type is confounded with system architecture: all R290 models were monoblock systems, while R32 appeared in both split and monoblock designs.

Price modeling with Gradient Boosting model

The Gradient Boosting Regressor achieved the best overall predictive performance, with an R^2 of 0.92 on the training set and 0.83 on the test set, and mean absolute errors of €551 and €887, respectively. These results indicate high predictive accuracy with limited overfitting. The superior performance of gradient boosting compared to linear models suggests that the relationship between heat pump technical specifications and retail prices is predominantly non-linear, reflecting complex interactions between system characteristics and configurations. Although capacity strongly determines price, it is included explicitly as a model feature, allowing the influence of SCOP to be estimated conditional on capacity. The weak relationship between SCOP and price therefore reflects a limited additional price effect beyond what is already explained by system size.

The SHAP analysis revealed that rated power, storage size, and refrigerant type were the most influential determinants of retail price, while noise level, standby power, and COP at the reference point also contributed meaningfully, as summarized in Table 6.

Table 6: Top 7 features ranked by mean absolute SHAP value, representing average impact on predicted price in €.

Feature	Mean SHAP Value (€)	Value ranges in the dataset
Rated power	1'174.61	3.44 - 13.0 kW
Storage size	959.80	0 - 500 Liters
Refrigerant type	686.09	R32: 0, R290: 1
Noise	403.77	40 - 69 dBA
Standby power	398.19	0 - 60 W
COP at reference point	246.29	1.65 – 2.65
Tank configuration	206.89	Hydraulic module:0, with warm water tank: 1

In contrast, SCOP and maximum water temperature showed only marginal effects. Rated power showed the strongest SHAP impact (€1'174.61), indicating that variation across the 3.44–13 kW range contributes more to predicted price differences than any other feature. Across all heat pumps in the dataset, the variation in storage-tank size (from 0 to 500 L) leads, on average, to about €960 difference in predicted price. Larger storage volumes, systems with R290 refrigerants and quieter designs were likewise associated with higher prices. The direction of the feature impact is shown in Figure 2.

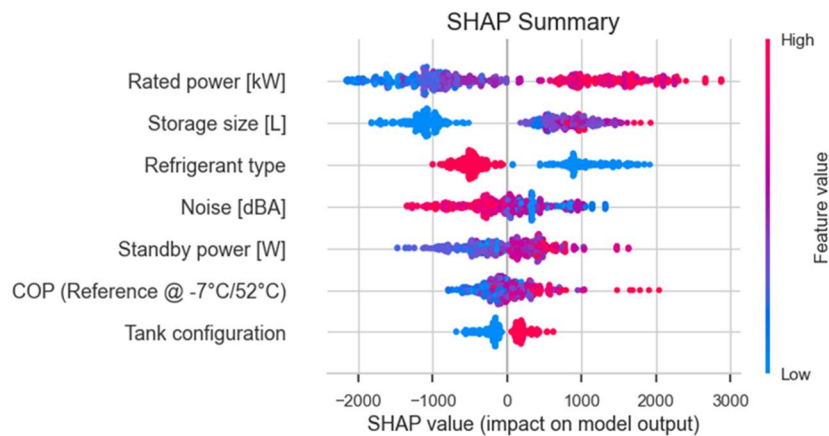


Figure 2: SHAP summary plot showing both global and local feature effects from the gradient boosting model. Each dot represents an individual sample; color indicates feature value, and position indicates the SHAP impact on predicted price.

Market segmentation

Unsupervised Gaussian Mixture clustering applied to standardized heat pump features (SCOP, noise level, price per kW, rated power, and maximum water temperature) revealed five distinct product groups within the dataset of 696 certified AWHPs. Cluster validation using the Bayesian Information Criterion (BIC) and Akaike Information Criterion (AIC) confirmed the selection of five clusters as the best trade-off between compactness and separation (Figure 3).

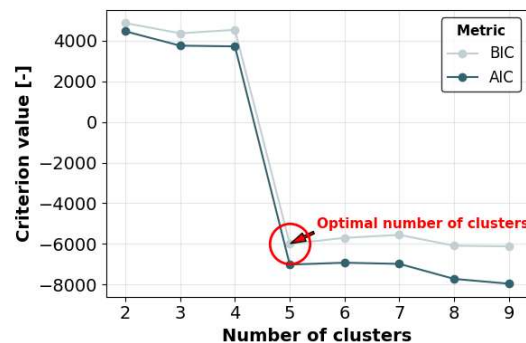


Figure 3: Optimal number of clusters for Gaussian Mixture clustering based on BIC and AIC. Both metrics reach their lowest values at $k=5$, indicating that five clusters provide the best balance between model fit and parsimony.

The resulting clusters are primarily structured by manufacturer origin (EU vs. non-EU) and system configuration (monoblock vs. split). Despite no prior labelling, the algorithm naturally grouped European and non-European manufacturers, highlighting systematic differences in product design and market positioning. The radar plots in Figure 4 further illustrate these distinctions, showing that non-EU clusters emphasize affordability and standardization, while EU clusters focus on retrofit capability, quiet operation, and higher supply temperatures - reflecting divergent value propositions within the European heat pump market.

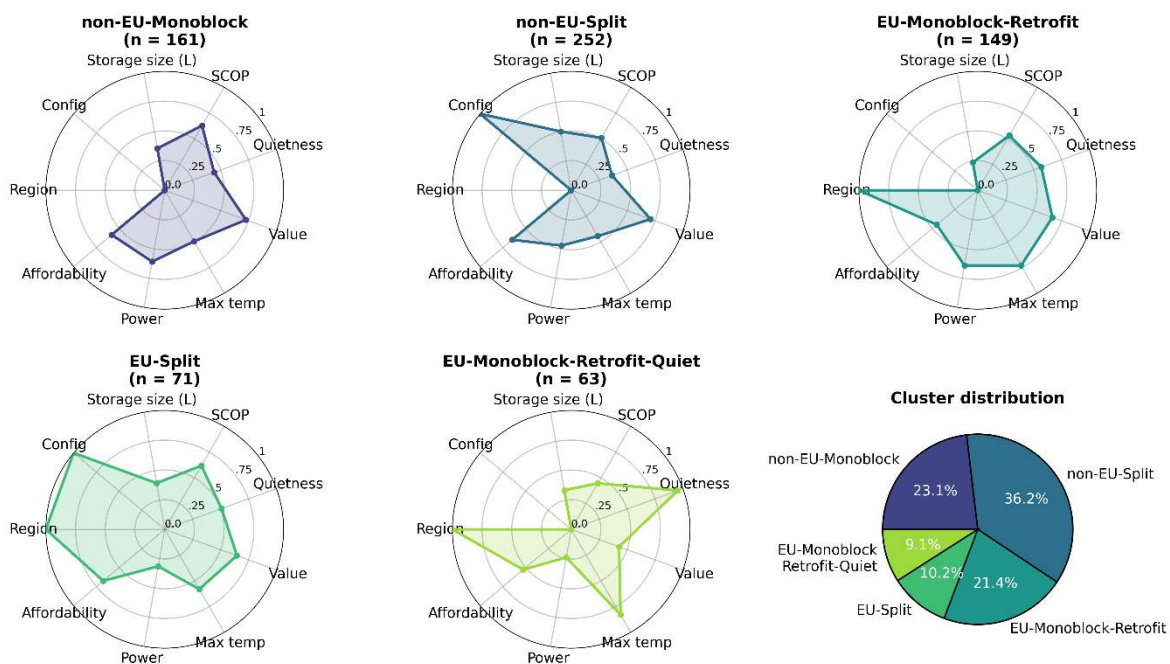


Figure 4: Radar plots illustrating the normalized feature profiles of each cluster (market segment), along with a pie chart showing the market share of these clusters.

The non - EU clusters (Monoblock and Split, jointly 59.3 % of models) emphasize affordability and standardized configurations, with average prices below €9'000 and typical rated powers around 8-9 kW. These systems predominantly use R32 refrigerant and target the mass residential segment. In contrast, EU clusters (40.7 %) exhibit greater design diversity and specialization. The EU-Monoblock-Retrofit and Retrofit-Quiet groups feature higher maximum supply temperatures (66-71 °C) and lower noise levels (down to 41 dBA), catering to retrofit and comfort-oriented markets. The EU-Split cluster balances moderate efficiency (SCOP $\approx$ 4.8) with compact form factors and mid-range prices. The cluster features are summarized in Table 7.

Table 7: Detailed segment-level cluster profiles, including number of products, performance indicators, brand, and configuration traits for each cluster.

Attribute	non-EU-Monoblock	non-EU-Split	EU-Monoblock-Retrofit	EU-Split	EU-Monoblock-Retrofit-Quiet
Number of products	161 (23.1 %)	252 (36.2 %)	149 (21.4 %)	71 (10.2 %)	63 (9.1 %)
Average price [€]	8'894 $\pm$ 3'466	7'930 $\pm$ 1'710	10'851 $\pm$ 3'159	7'529 $\pm$ 2'117	9'707 $\pm$ 1'752
Price per kW [€/kW]	1'002 $\pm$ 410	1'046 $\pm$ 270	1'147 $\pm$ 287	1'202 $\pm$ 323	1'738 $\pm$ 418
SCOP	4.85 $\pm$ 0.28	4.66 $\pm$ 0.17	4.70 $\pm$ 0.28	4.84 $\pm$ 0.17	4.56 $\pm$ 0.01
Noise level [dBA]	56.2 $\pm$ 5.0	58.4 $\pm$ 3.5	52.5 $\pm$ 6.4	54.2 $\pm$ 5.5	41.3 $\pm$ 1.0
Rated power [kW]	9.3 $\pm$ 2.5	8.0 $\pm$ 2.3	9.6 $\pm$ 2.3	6.5 $\pm$ 1.6	5.7 $\pm$ 1.0
Max. temp. [°C]	56 $\pm$ 16	54 $\pm$ 11	66 $\pm$ 9	60 $\pm$ 0	71 $\pm$ 7
Refrigerants	R32 (94) R290 (67)	R32 (252)	R290 (120) R32 (29)	R32 (71)	R290 (63)

Overall, the unsupervised clustering demonstrates that regional manufacturing origin and system configuration dominate market segmentation, while efficiency (SCOP) varies only modestly across clusters. The resulting archetypes - from non-EU-Split budget systems to EU-Monoblock-Retrofit-Quiet premium models - reflect distinct value propositions and consumer priorities within the European heat pump market.

Discussion

This study provides the first large-scale, data-driven analysis linking certified technical specifications of AWHPs with real market prices across Europe. By combining Keymark certification data with retail prices obtained through automated web scraping, the research quantifies how product characteristics - rather than nominal efficiency ratings - shape consumer-facing costs. Results from a fine-tuned gradient boosting model ($R^2 = 0.87$, MAE app. €740) show that rated heating power, configuration, and noise level are the dominant price determinants, while SCOP contributes only marginally. Each additional kilowatt of heating capacity increases price by approximately €535-1'150, and monoblock systems with integrated tanks are on average €2'300 more expensive than comparable configurations.

Unsupervised clustering further revealed five distinct market segments primarily differentiated by manufacturer origin (EU vs. non-EU) and configuration type (monoblock vs. split). European clusters emphasize retrofit suitability, higher maximum water temperatures, and lower noise levels, whereas non-EU clusters focus on affordability and standard residential applications. Together, these findings highlight systematic design and pricing differences across global suppliers and contribute to improving market transparency for policymakers and consumers.

Implications

The analysis provides empirical evidence on how technical and design-related factors influence heat pump prices in Europe. By focusing explicitly on the equipment cost component, the results are directly relevant for policy instruments such as labeling schemes. The weak association between price and SCOP indicates that higher-priced heat pumps do not necessarily offer higher theoretical efficiency. This creates a challenge for manufacturers, as efficiency metrics - particularly SCOP - remain one of the few indicators that consumers can easily access and understand, potentially exerting price pressure in favor of theoretically more efficient models.

At the same time, several researchers have shown that realized efficiency in practice often deviates from laboratory-based SCOP values reported on certification labels [15,16]. Real-world performance is influenced by operational dynamics such as defrost cycles, part-load operation, switching between space heating and domestic hot water, control modes (e.g., eco vs. comfort), and building-specific conditions. As a result, certificate-based efficiency metrics may not fully reflect achievable performance in typical applications. To avoid disadvantaging advanced, well-controlled heat pump systems, energy labeling and policy frameworks could benefit from incorporating more dynamic efficiency indicators that better represent real-world operation. Reporting performance metrics that account for realistic operating conditions would improve transparency, support fairer market positioning, and enable more informed consumer and policy decisions.

The observed variation of configuration and price across manufacturer origin also suggests limited comparability in product information. Broader access to certified data, supported by consistent product identifiers and naming conventions, could improve the reliability of market analyses and consumer comparisons. Methodologically, the study shows that linking certification databases with retail data through open-source tools enables scalable and transparent market monitoring. This approach can be extended to other heating and appliance markets, providing a reproducible framework for evaluating product-level cost and performance drivers.

Limitations and future research

While this study provides statistically robust insights into price formation in the German-led Western European AWHP market, several limitations suggest directions for future work. Expanding retailer coverage to Southern and Eastern Europe would improve geographic representativeness and allow regional price comparisons. Incorporating temporal price data could further reveal seasonal or policy-driven dynamics. Future research may also benefit from text-mined product specifications or manufacturer documentation to capture attributes such as control sophistication, build quality, or design, which are not fully represented in certification data.

Data limitations remain a central challenge. Matching Keymark-certified models with retailer listings was constrained by non-standardized product naming, reducing the number of valid matches. Although this is unlikely to bias results directionally, it may limit representativeness toward models with clearer labeling. Furthermore, the analysis focuses exclusively on equipment prices, excluding installation, accessories, and operational costs. This controlled scope isolates product-level pricing behavior but should be considered when comparing with total system cost studies.

Finally, the absence of detailed metadata for advanced features (e.g., inverter type, defrosting mode, or control strategy) and the lack of real-world efficiency or installation data constrain explanatory power. Combining certified and market data with field measurements of installed costs and performance would allow more comprehensive techno-economic assessments and better inform policy design, payback analysis, and total cost of ownership modeling.

Conclusion

This study provides the first quantitative, data-driven assessment linking certified technical specifications of residential AWHPs with real market prices across Europe. By combining Keymark certification data with web-scraped retail prices, it offers an evidence-based view of how equipment attributes influence market valuation. The analysis demonstrates that rated power, configuration type, acoustic performance, and refrigerant choice are the dominant factors shaping product pricing, whereas SCOP - often used in marketing and policy metrics - plays only a minor role.

Unsupervised Gaussian mixture clustering revealed five distinct product segments, differentiated primarily by manufacturer origin (EU vs. non-EU) and system configuration (monoblock vs. split). European products tend to emphasize higher water outlet temperatures and lower noise, reflecting a focus on retrofit and comfort applications, while non-EU products are positioned toward affordability and standard residential use. Together, these results highlight structural differences in product design and pricing strategies among global suppliers.

Beyond empirical insights, the study contributes a reproducible open-data framework that integrates certified product databases with market data, helping to improve transparency and comparability in the European heat pump market. Future extensions combining equipment prices with installation, maintenance, and operational cost data could provide a more comprehensive picture of total system economics. Overall, the findings inform evidence-based policy design, support consumer-oriented transparency, and advance empirical understanding of how technology, performance, and value interact in the residential heat pump sector.

References

- [1] European Heat Pump Association (EHPA). (2024): EHPA Market Report 2024, Brussels. Available from: https://www.ehpa.org/wp-content/uploads/2024/08/Executive-summary_EHPA-heat-pump-market-and-statistic-report-2024-2.pdf. Accessed 11 November 2025.
- [2] Toleikyte A, Roca Reina JC, Volt J, Carlsson J, Lyons L, Gasparella A, et al. (2023): The Heat Pump Wave: Opportunities and Challenges. Luxembourg: Publications Office of the European Union. <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/94cf1914-10b1-11ee-b12e-01aa75ed71a1/language-en>. Accessed 11 November 2025.
- [3] Verbraucherzentrale Rheinland-Pfalz e.V. (2025): Luft-Wasser-Wärmepumpen: Eine Auswertung von 160 Angeboten aus Rheinland-Pfalz. Mainz: Verbraucherzentrale Rheinland-Pfalz. Available from: https://www.verbraucherzentrale-rlp.de/sites/default/files/2025-06/250605_vz-rlp_auswertung_wp_angebote.pdf. Accessed 11 November 2025.
- [4] Ban A, Bungău C. (2022): Estimation of the initial investment cost in systems equipped with heat pumps using regression analysis. *Journal of Engineering Sciences and Innovation*. 7. 293-304. https://jesi.astr.ro/wp-content/uploads/2023/03/2_Ban-Alexandra.pdf
- [5] Paiho S, Pulakka S, Knuuti A. (2017): Life-cycle cost analyses of heat pump concepts for Finnish new nearly zero-energy residential buildings. *Energy and Buildings*, Volume 150, Pages 396-402. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2017.06.034>
- [6] Bianco V, Scarpa F, Tagliafico LA. (2017): Estimation of primary energy savings by using heat pumps for heating purposes in the residential sector. *Applied Thermal Engineering*, Volume 114, Pages 938-947. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2016.12.058>
- [7] Miara M, Günther D, Langner R, Helmling S, Wapler J. (2017): 10 years of heat pump monitoring in Germany: Outcomes of several monitoring campaigns from low-energy houses to un-retrofitted single-family dwellings. In: *Proceedings of the 12th IEA Heat Pump Conference*. <https://etkhpconderapi.extweb.sp.se/api/file/1642>
- [8] Heat Pump KEYMARK Certificates. Certified Products. Available from: <https://keymark.eu/en/products/heatpumps/certified-products>. Accessed 12 February 2025.
- [9] Tjaden T, Hoops H, Rösken K. RE-Lab-Projects/hplib: Heat Pump Library (v2.0). 2021. <https://doi.org/10.5281/zenodo.5521597>. Accessed 12 February 2025.
- [10] Aste N, Adhikari RS, Manfren M. (2013): Cost optimal analysis of heat pump technology adoption in residential reference buildings. *Renewable Energy*, Volume 60, Pages 615-624. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.06.013>
- [11] Bouzghiba H, Géczi G. (2022): Comparative analysis of the environmental load of natural refrigerant (R290). *Comparative Analysis of the Environmental Load of Natural Refrigerant (R290)*. *Journal of Central European Green Innovation*, 10 (Suppl 1), 135-142. <https://doi.org/10.33038/jcegi.3506>

- [12] Mitchell R. (2018): Web Scraping with Python: Collecting More Data from the Modern Web. 2nd ed. Sebastopol, CA: O'Reilly Media. <https://edu.anarcho-copy.org/Programming%20Languages/Python/Web%20Scraping%20with%20Python,%202nd%20Edition.pdf>
- [13] Hastie T. , Tibshirani R. , & Friedman J. (2009): The Elements of Statistical Learning. Springer Series in Statistics. <https://doi.org/10.1007/978-0-387-84858-7>
- [14] Lundberg S, Lee S. (2017): A unified approach to interpreting model predictions. In Proceedings of the 31st International Conference on Neural Information Processing Systems (NIPS'17). Curran Associates Inc., Red Hook, NY, USA, 4768–4777. <https://dl.acm.org/doi/10.5555/3295222.3295230>
- [15] Brudermueller T, Potthoff U, Fleisch E, Wortmann F, Staake T. (2025): Estimation of energy efficiency of heat pumps in residential buildings using real operation data. Nature Communications 16, 2834. <https://doi.org/10.1038/s41467-025-58014-y>
- [16] Nolting L, Steiger S, Praktiknjo A. (2018): Assessing the validity of European labels for energy efficiency of heat pumps. Journal of Building Engineering, 18, 476–486. <https://doi.org/10.1016/j.jobbe.2018.02.013>

CO₂ als Kältemittel: Technologische Fortschritte und Einsatzmöglichkeiten

Jonas Schönenberger, Erik Wiedenmann, Frigo-Consulting AG

BFE F&E Projekt SI/502872-01 CEP - Continuous Ejector Performance (in Bearbeitung 2024-2026)

Zusammenfassung

CO₂ hat sich dank regulatorischer Entwicklungen, ökologischer Vorteile und technologischer Fortschritte zu einem zentralen natürlichen Kältemittel in der modernen Kälte- und Wärmepumpentechnik entwickelt. Seine thermodynamischen Eigenschaften ermöglichen insbesondere in transkritischen Systemen effiziente Anwendungen in Gewerbe-, Industrie- und Wärmepumpenanlagen, erfordern jedoch eine angepasste Systemauslegung und präzise Hochdruckregelung. Aufbauend auf dem transkritischen CO₂-Booster-System wurden in den letzten Jahren zahlreiche Optimierungstechnologien entwickelt, darunter Parallelverdichtung, Flüssig- und Gasejektoren, teilgeflutete Tiefkühlung sowie Energie-Transfer-Systeme. Diese Technologien reduzieren Expansions- und Verdichtungsverluste und steigern die Effizienz teils deutlich. Zunehmend rückt zudem die intelligente Regelung komplexer Systeme in den Fokus. Im Rahmen des CEP-Projekts wird untersucht, wie durch kontinuierliche Überwachung und Bewertung der Ejektorperformance die Regelstrategie optimiert und das Effizienzpotenzial moderner CO₂-Systeme besser ausgeschöpft werden kann. Dadurch erweitert sich der Einsatzbereich von CO₂ zunehmend auch auf anspruchsvolle Wärmepumpen- und Integralsysteme.

Abstract

Driven by regulatory developments, environmental benefits, and technological progress, CO₂ has become a key natural refrigerant in modern refrigeration and heat pump technology. Its thermodynamic properties enable efficient applications in transcritical refrigeration and heat pump systems, particularly in commercial, industrial, and heat pump applications, while requiring adapted system design and precise high-pressure control. Based on the transcritical CO₂ booster system, several optimization technologies have been developed in recent years, including parallel compression, liquid and gas ejectors, semi-flooded low-temperature operation, and energy transfer systems. These technologies reduce expansion and compression losses and significantly improve system efficiency. In addition, the focus is increasingly shifting toward intelligent control of complex CO₂ systems. Within the CEP project, continuous monitoring and evaluation of ejector performance are being investigated to optimize control strategies and better exploit the efficiency potential of modern CO₂ systems. As a result, the application range of CO₂ is continuously expanding toward advanced heat pump and integrated energy systems.

Ausgangslage und Einleitung

Die Kältetechnik hat in den letzten 150 Jahren mehrere technologische und regulatorische Transformationsphasen durchlaufen. Während im 19. Jahrhundert vorwiegend natürliche Kältemittel wie CO₂, Ammoniak und Kohlenwasserstoffe eingesetzt wurden, verlagerte sich der Markt ab den 1930er-Jahren zunehmend hin zu synthetischen Kältemitteln, wodurch CO₂ als Kältemittel weitgehend verdrängt wurde.

Mit dem zunehmenden Bewusstsein für die Umweltwirkungen synthetischer Kältemittel und den daraus resultierenden regulatorischen Einschränkungen, vom Verbot ozonschädigender FCKW und HFCKW bis hin zum heutigen Phase-down von F-Gasen, rückten natürliche Kältemittel erneut in den Fokus. Insbesondere seit den Arbeiten von Gustav Lorentzen in den 1990er-Jahren erlebt CO₂ als Kältemittel eine Renaissance und hat sich zu einer der wichtigsten langfristigen Alternativen in der modernen Kälte- und Wärmepumpentechnik entwickelt. [1]

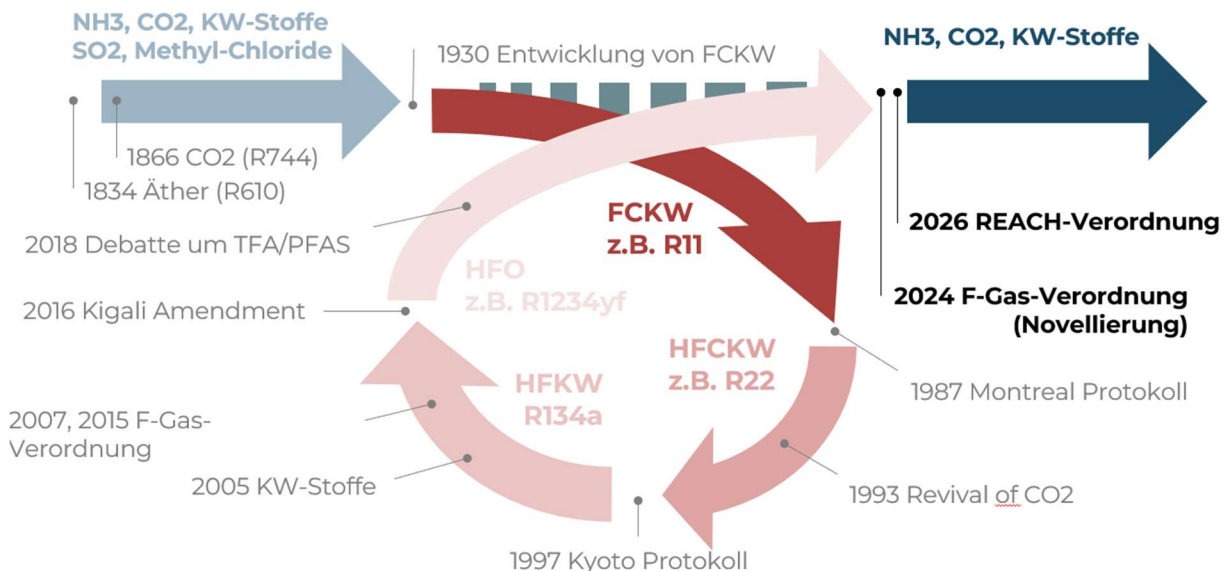


Abbildung 1: Grafische Zusammenfassung der historischen Kältemittel-Entwicklung.

Heute gilt CO₂ in zahlreichen Anwendungen als Stand der Technik. Besonders in der gewerblichen und industriellen Kältetechnik, insbesondere in Supermarktanlagen, haben sich CO₂-Systeme etabliert. Darüber hinaus gewinnt CO₂ zunehmend an Bedeutung in industriellen Prozesskälteanlagen sowie in Wärmepumpenanwendungen mit hohen Temperaturniveaus.

Nebst den ökologischen Vorteilen basiert die zunehmende Verbreitung von CO₂ auf günstigen sicherheitstechnischen und thermodynamischen Eigenschaften. Als nicht brennbares Kältemittel der Sicherheitsklasse A1 ermöglicht CO₂ geringe Sicherheitsanforderungen, während die hohe volumetrische Kälteleistung kompakte und leistungsfähige CO₂-Systeme begünstigt.

Gleichzeitig erfordern die spezifischen thermodynamischen Eigenschaften von CO₂ eine angepasste Anlagenauslegung und Prozessführung. Ein fundiertes Verständnis der Stoffeigenschaften von CO₂ bildet daher die Grundlage für die erfolgreiche Anwendung moderner CO₂-Systeme in der Kälte- und Wärmepumpentechnik. [2]

CO₂ als Kältemittel

CO₂ weist als Kältemittel mehrere thermodynamische Besonderheiten auf, welche dessen Einsatz in Kälte und Wärmepumpentechnik grundlegend von konventionellen Kältemitteln unterscheiden. Eine der zentralen Eigenschaften ist der vergleichsweise tiefe kritische Punkt bei 31.0 °C und 73.6 bar. Oberhalb dieses Zustands existiert keine eindeutige Trennung zwischen flüssiger und gasförmiger Phase mehr. CO₂ wird in vielen Anwendungen transkritisch betrieben. Die Wärmeabgabe erfolgt dabei nicht über eine isotherme Kondensation, sondern über eine kontinuierliche Abkühlung des überkritischen Fluids im Gaskühler.

Aus dem transkritischen Betrieb ergibt sich eine der wesentlichen Besonderheiten von CO₂-Systemen: die Notwendigkeit einer aktiven Hochdruckregelung. Im Gegensatz zu konventionellen Kältemitteln wird der Hochdruck nicht allein durch die Kondensation bestimmt, sondern wird abhängig von der Gaskühleraustrittstemperatur geregelt. Bereits geringe Abweichungen vom optimalen Hochdruck können zu deutlichen Effizienzverlusten führen, weshalb die Hochdruckregelung einen entscheidenden Einfluss auf die Leistungsfähigkeit transkritischer CO₂-Systeme hat.

Ein weiteres prägendes Merkmal von CO₂ sind die hohen absoluten Betriebsdrücke. Auf der Hochdruckseite werden typischerweise Drücke bis 110 bar erreicht, wobei einzelne Komponenten je nach Auslegung für Absicherungsdrücke bis rund 130 bar dimensioniert werden müssen. Dies stellt erhöhte Anforderungen an Verdichter, Wärmetauscher, Rohrleitungen und Armaturen. Trotz der hohen Absolutdrücke sind die internen Druckverhältnisse im Verdichtungsprozess im Vergleich zu konventionellen Kältemitteln relativ moderat, was sich grundsätzlich positiv auf die Verdichtereffizienz auswirken kann.

Darüber hinaus zeichnet sich CO₂ durch eine sehr hohe volumetrische Kälteleistung aus. Aufgrund der hohen Dichte und des damit verbundenen hohen Energieinhalts pro Fördervolumen kann für dieselbe Leistung ein deutlich geringerer Volumenstrom realisiert werden als bei vielen anderen Kältemitteln. Dies ermöglicht kompakte Verdichterbaugrößen, kleinere Rohrleitungsdimensionen und insgesamt platzsparende CO₂-Systeme.

Ein wesentlicher Vorteil von CO₂ liegt in der gleitenden Wärmeabgabe im transkritischen Betrieb. Im Gegensatz zur isothermen Kondensation konventioneller Kältemittel kann die Temperatur des CO₂ im Gaskühler über einen breiten Bereich abgesenkt werden. Dadurch eignet sich CO₂ besonders für Anwendungen mit grossen Temperaturspreizungen auf der Wärmesenkenseite, beispielsweise bei der Brauchwarmwassererwärmung, Gebäudeheizungen mit hoher Vor- und gleichzeitig tiefer Rücklauftemperatur oder bei industrieller Abwärmenutzung. In diesen Anwendungen kann CO₂ thermodynamische Vorteile gegenüber konventionellen Kältemitteln erzielen.

Die beschriebenen Eigenschaften verdeutlichen, dass CO₂ nicht als direkter Ersatz für konventionelle Kältemittel betrachtet werden kann. Vielmehr erfordert dessen Einsatz eine eigenständige Betrachtung der Prozessführung und eine gezielte Anpassung der Systemarchitektur an die thermodynamischen Besonderheiten des Kältemittels.

Die Grundlage für weiterführende Optimierungen bildet dabei das konventionelle transkritische Standard CO₂-System, dessen Aufbau und Funktionsweise im nachfolgenden Kapitel erläutert werden. [2]
[3]

CO₂-Booster-System | Referenzprozess

Im Folgenden wird das transkritische CO₂-Booster-System als Referenzprozess betrachtet, da es eine der häufigsten Anwendungen von CO₂ in der gewerblichen und industriellen Kältetechnik darstellt und heute als etablierter Standard gilt. CO₂-Booster-Systeme eignen sich insbesondere für Anwendungen mit gleichzeitiger Plus- und Minuskühlung, wie sie typischerweise in Supermarkt- und Gewerbekälteanlagen auftreten. Die grundlegenden Zusammenhänge lassen sich dabei auch auf andere transkritische CO₂-Systeme übertragen.

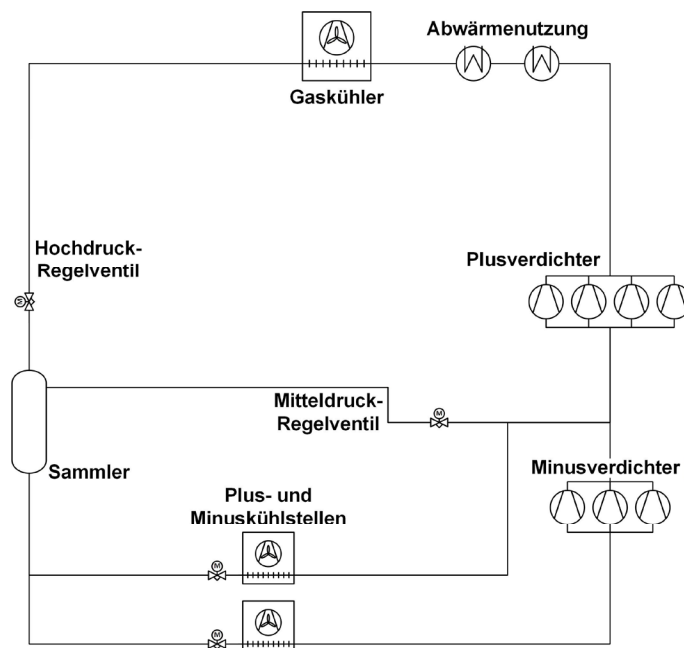


Abbildung 2: Prinzipschema eines transkritischen CO₂-Booster-Systems.

Abbildung 2 zeigt den schematischen Aufbau eines transkritischen CO₂-Booster-Systems. Die Verdichter komprimieren das gasförmige CO₂ von Saug- auf Hochdruck. Je nach Leistungsbedarf werden mehrere Verdichter parallel betrieben. Die anfallende Abwärme kann zur Brauchwarmwasser- oder Pumpenwarmwassererwärmung genutzt werden. Nicht genutzte Wärme wird anschliessend über den Gaskühler an die Umgebung abgegeben.

Nach der Hochdruck-Regelung gelangt das Kältemittel in den Sammler, wo sich flüssige und gasförmige Anteile trennen. Das Flashgas wird den Plusverdichtern zugeführt, während der flüssige Anteil über elektronische Einspritzventile den Verdampfern zugeleitet wird. Dort verdampft das CO₂ unter Wärmeaufnahme und erzeugt den gewünschten Kühleffekt.

Das CO₂-Booster-System bildet die Referenzarchitektur moderner transkritischer CO₂-Systeme. Gleichzeitig weist der Grundprozess thermodynamische Verluste auf, insbesondere durch die Hochdruckentspannung und die Rückführung des Flashgases. Daraus ergeben sich Ansatzpunkte für weiterführende Optimierungen und technologische Fortschritte, welche im nachfolgenden Kapitel erläutert werden. [3]

Optimierungsansätze | Technologische Fortschritte

Das Standard CO₂-Booster-System bildet die Grundlage moderner CO₂-Kälteanlagen, weist jedoch aufgrund von Verlusten des transkritischen Prozesses ein begrenztes Effizienzpotenzial auf. Insbesondere Drosselverluste bei der Hochdruckentspannung, die Rückführung von Flashgas, hohe Verdichtungsarbeiten im transkritischen Betrieb sowie Exergieverluste bei der Wärmeabgabe bieten Ansatzpunkte für weiterführende Optimierungen.

Vor diesem Hintergrund wurden in den vergangenen Jahren zahlreiche technologische Weiterentwicklungen vollzogen, welche gezielt einzelne Verlustmechanismen adressieren und die Effizienz transkritischer CO₂-Systeme deutlich steigern können. Die heute relevantesten Weiterentwicklungen umfassen Parallelverdichtung, Flüssigejektoren, Gasejektoren, teilgeflutete Tiefkühlung sowie Energie-Transfer-Systeme. Je nach Anwendung und Betriebsprofil kommen diese Technologien einzeln oder in Kombination zum Einsatz und ermöglichen gegenüber dem Standardprozess erhebliche Effizienzsteigerungen. Im Folgenden werden die wichtigsten Optimierungsansätze und deren thermodynamische Wirkprinzipien näher erläutert.

Parallelverdichtung

Die Parallelverdichtung zählt heute zu den etablierten Standardoptimierungen transkritischer CO₂-Systeme. Sie reduziert die Expansionsverluste im Flashgasbereich, indem das im Sammler entstehende Flashgas nicht über das Mitteldruck-Regelventil auf Saugdruck der Plusverdichter entspannt wird, sondern über einen separaten Parallelverdichter direkt vom Mitteldruck auf Hochdruck verdichtet wird.

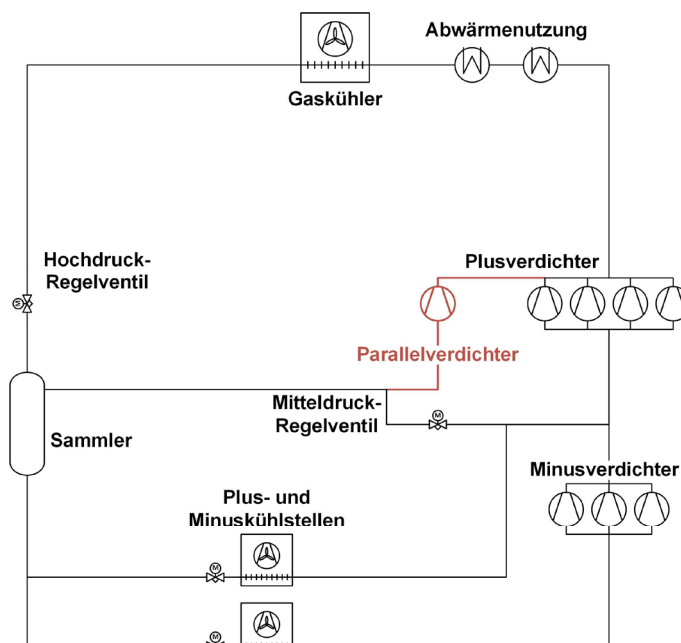


Abbildung 3: Prinzipschema eines transkritischen CO₂-Booster-Systems mit Parallelverdichtung.

Wie in Abbildung 3 dargestellt, wird dadurch ein zusätzlicher Verdichtungsprozess auf höherem Saugdruckniveau geschaffen. Dies reduziert das Verdichtungsverhältnis gegenüber einer Verdichtung über die Plusverdichter und senkt die spezifische Verdichterarbeit.

Der energetische Nutzen steigt insbesondere im transkritischen Betrieb, da mit zunehmendem Hochdruck auch der Flashgasanteil im Sammler zunimmt. Parallelverdichtung wirkt somit vor allem bei hohen Aussentemperaturen und grossen Flashgasmengen effizienzsteigernd.

Neben der energetischen Verbesserung entlastet die Parallelverdichtung die Plusverdichter, wodurch deren Betriebspunkt verbessert und die Anlagenregelung stabilisiert werden kann. In typischen Anwendungen lässt sich gegenüber einem Standard-Booster-System eine Effizienzsteigerung von rund 5 % erzielen [2].

Flüssigejektor

Der Flüssigejektor nutzt die bei der Hochdruckentspannung freiwerdende Expansionsenergie, um flüssigkeitsbehaftetes CO₂ aus dem Niederdruckbereich zurück in den Sammler zu fördern. Dadurch übernimmt er neben der Druckreduktion eine hydraulische Förderfunktion innerhalb des Systems.

Wie in Abbildung 4 dargestellt, ist der Flüssigejektor parallel zum Hochdruck-Regelventil angeordnet. Durch die entstehende Saugwirkung können Flüssigkeitsanteile aus dem Niederdruckbereich aktiv abgeführt werden, wodurch ein teilgefluteter Betrieb der Plus- und Minuskühlstellen ermöglicht wird.

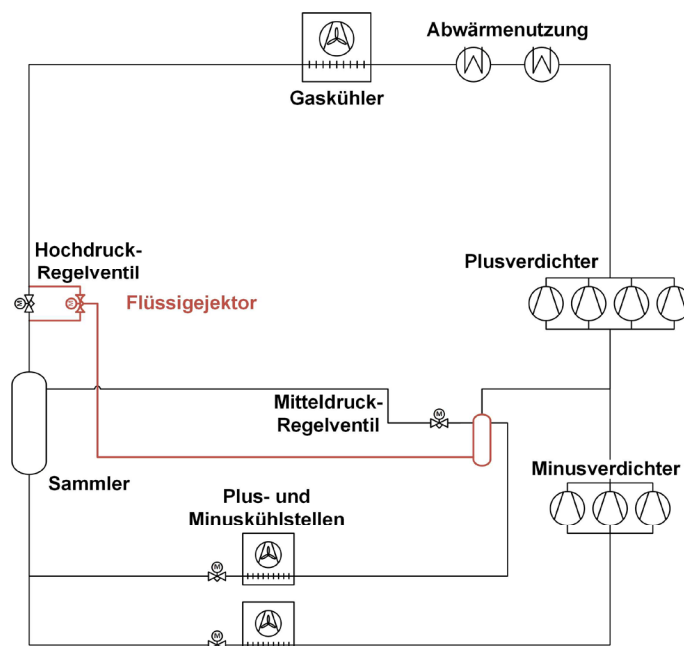


Abbildung 4: Prinzipschema eines transkritischen CO₂-Booster-Systems mit Flüssigejektor.

Die verbesserte Verdampferbenetzung erhöht den Wärmeübergang und erlaubt eine Anhebung der Verdampfungstemperatur. Dadurch sinkt das Verdichtungsverhältnis der Plusverdichter und Minusverdichter, was die spezifische Verdichterarbeit reduziert.

Zusätzlich wird ein Teil der ansonsten im Hochdruck-Regelventil vernichteten Expansionsarbeit zurückgewonnen. Effizienzsteigerungen von bis zu 8 % gegenüber dem Standardprozess sind möglich [3].

Gasejektor

Der Gasejektor nutzt die bei der Hochdruckentspannung freiwerdende Expansionsenergie, um gasförmiges CO₂ aus dem Niederdruckbereich auf ein höheres Druckniveau anzuheben. Dadurch übernimmt er eine Vorverdichtung des Sauggases und reduziert die mechanische Verdichtungsarbeit der nachgeschalteten Verdichter.

Wie in Abbildung 5 dargestellt, ist der Gasejektor parallel zum Hochdruck-Regelventil angeordnet. Das angesaugte Sauggas wird mit dem expandierenden Treibmassenstrom vermischt und auf das Druckniveau des Sammlers beziehungsweise des Parallelverdichters angehoben.

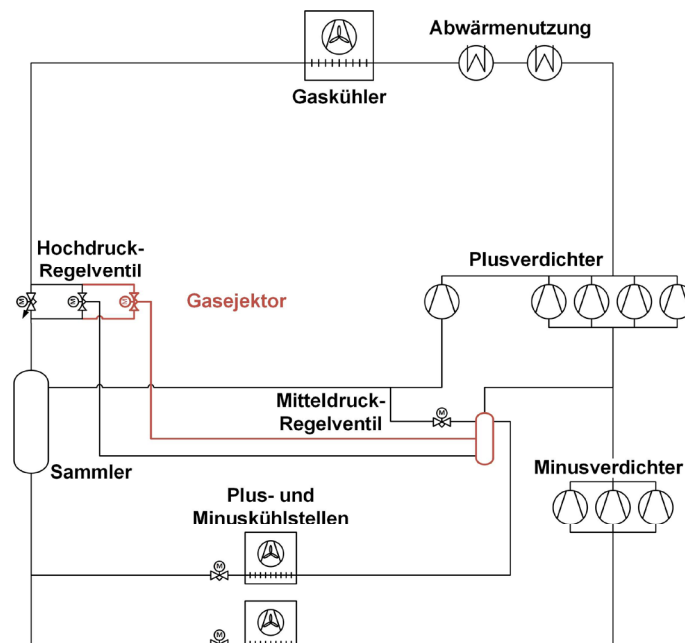


Abbildung 5: Prinzipschema eines transkritischen CO₂-Booster-Systems mit (Flüssig- und) Gasejektor.

Durch die Vorverdichtung reduziert sich das Verdichtungsverhältnis der Plusverdichter, wodurch deren spezifische Verdichterarbeit sinkt. Besonders wirksam ist der Gasejektor in Kombination mit einer Parallelverdichtung, da das angehobene Gas direkt auf dem passenden Druckniveau weiterverdichtet werden kann.

Der energetische Nutzen steigt mit zunehmendem Hochdruckniveau und ist insbesondere im ausgeprägten transkritischen Betrieb relevant. Gegenüber dem Standardprozess sind Effizienzsteigerungen von bis zu 7 % möglich. [3]

Teilgeflutete Minuskühlung

Die teilgeflutete Minuskühlung, häufig als Semi-Flooded LT bezeichnet, verbessert die Wärmeübertragung in den Minuskühlstellen durch einen teilgefluteten Betrieb der Tiefkühlverdampfer. Hierzu wird ein definierter Flüssigkeitsanteil am Verdampferaustritt zugelassen und über einen zusätzlichen Flüssigkeitsabscheider vom Sauggas getrennt.

Wie in Abbildung 6 dargestellt, ermöglicht diese Betriebsweise eine deutlich bessere Benetzung der Verdampferoberflächen und damit einen höheren Wärmeübergang. Dadurch kann die Verdampfungstemperatur im Tiefkühlkreis angehoben werden.

Die höhere Verdampfungstemperatur reduziert das Verdichtungsverhältnis der Minusverdichter, wodurch deren spezifische Verdichterarbeit sinkt und die Effizienz des Gesamtsystems steigt. Zusätzlich steht ein grösserer Anteil der Verdampferfläche für den eigentlichen Verdampfungsprozess zur Verfügung, was die Verdampferausnutzung verbessert.

Die teilgeflutete Minuskühlung eignet sich insbesondere für Anwendungen mit hohem Tiefkühlanteil und ermöglicht Effizienzsteigerungen von bis zu 5 % gegenüber dem Standardprozess.

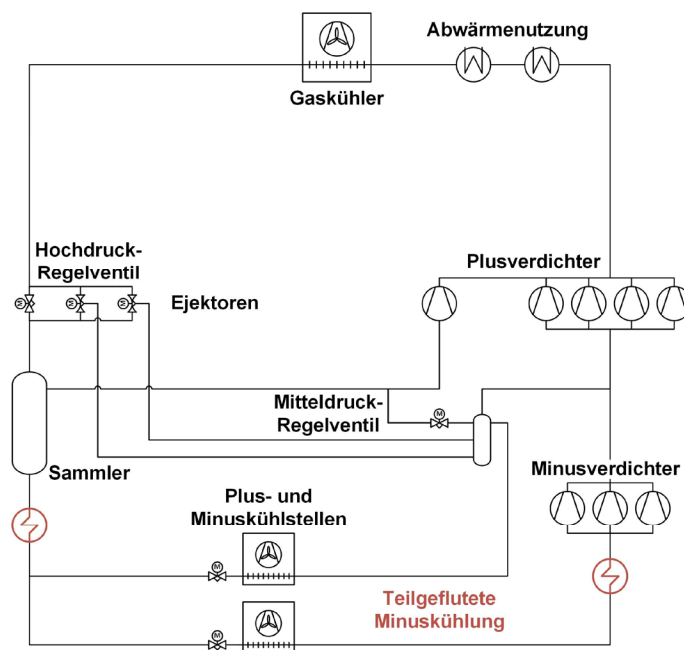


Abbildung 6: Prinzipschema eines transkritischen CO₂-Booster-Systems mit teilgefluteten Minuskühlstellen.

Energie-Transfer-System

Das Energie-Transfer-System (ETS) nutzt das hohe exergetische Potenzial der im Heissgas enthaltenen Abwärme, um zusätzliche Kälteleistung zu erzeugen. Ziel ist es, einen Teil der hochwertigen Wärme vor der Wärmeabgabe an Gaskühler oder Abwärmenutzung thermodynamisch nutzbar zu machen und in Unterkühlung umzuwandeln.

Wie in Abbildung 7 dargestellt, ist das ETS als separater Kreisprozess in das CO₂-System integriert. Über einen Wärmetauscher wird dem Heissgas thermische Energie entzogen, welche innerhalb des ETS-Prozesses zur Erzeugung zusätzlicher Unterkühlung genutzt wird. Diese Unterkühlung wird anschliessend dem Hauptprozess im Flüssigkeitsstrang zugeführt.

Durch die zusätzliche Unterkühlung reduziert sich die Flashgasbildung nach der Hochdruckentspannung, wodurch die Verdichter entlastet und die Kälteleistung des Gesamtsystems erhöht werden. Gleichzeitig sinkt das Temperaturniveau der abgegebenen Abwärme, was die Exergieverluste des Systems reduziert.

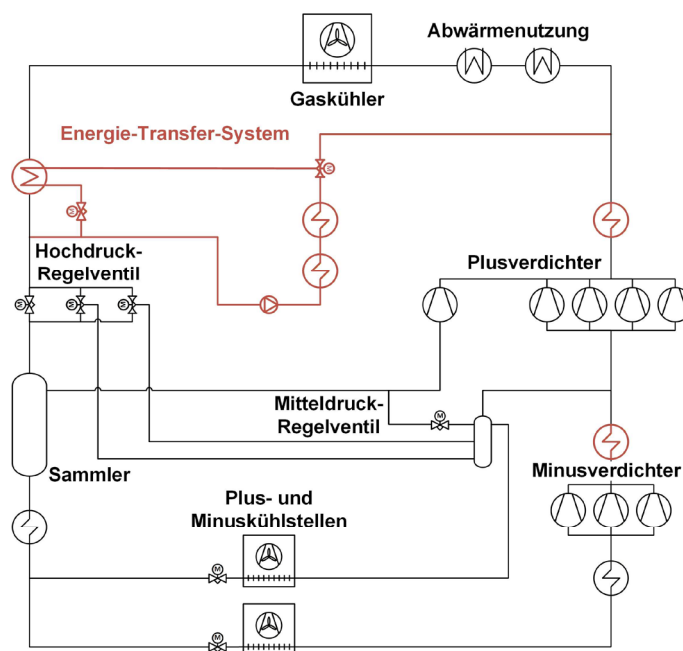


Abbildung 7: Prinzipschema eines transkritischen CO₂-Booster-Systems mit Energie-Transfer-System.

Mit dem ETS lassen sich gegenüber einem Standard-Booster-System zusätzliche Effizienzsteigerungen von rund 8 bis 11 % erzielen. Aufgrund der hohen Systemkomplexität und des zusätzlichen Investitionsaufwands eignet sich die Technologie primär für grosse CO₂-Systeme mit hohem und konstantem Lastprofil.

Continuous Ejector Performance |CEP

Mit zunehmender Verbreitung von Ejektor Technologien in transkritischen CO₂-Systemen gewinnt neben der eigentlichen Hardware auch deren messtechnische Überwachung und kontinuierliche Effizienzbewertung an Bedeutung. Unter dem Begriff Continuous Ejector Performance (CEP) wird ein Mess- und Regelungskonzept verstanden, das derzeit im Rahmen eines Pilot- und Demonstrationsprojekts untersucht wird. Es soll die kontinuierliche Überwachung und Bewertung der Ejektorperformance im Betrieb ermöglichen.

Ziel des CEP ist es, die effektive Leistungsfähigkeit von Ejektoren unter realen Betriebsbedingungen kontinuierlich zu erfassen und mit dem theoretisch möglichen Betriebspunkt zu vergleichen. Dadurch können ineffiziente Betriebszustände, Fehlfunktionen oder defekte Ejektoren frühzeitig erkannt werden. Dies ist insbesondere relevant, da die tatsächliche Effizienz von Ejektoren im Feld stark von Betriebszustand, Regelung und Systemintegration abhängt und ohne geeignete Messtechnik nur schwer beurteilt werden kann.

Ein weiterer Nutzen des CEP liegt in der direkten Rückkopplung der Ejektorperformance an die übergeordnete Regelung. Durch die kontinuierliche Erfassung der Ejektorwirkung kann die Regelung des Gesamtsystems dynamisch an den jeweils optimalen Ejektorbetrieb angepasst werden. Dadurch lässt sich das theoretische Effizienzpotenzial der Ejektor Technologie besser ausschöpfen als mit statischen Regelstrategien.

Neben der Effizienzsteigerung ermöglicht CEP auch eine zustandsbasierte Überwachung der Ejektoren. Abweichungen vom Sollverhalten können frühzeitig erkannt und für Wartung, Diagnose oder Fehlererkennung genutzt werden. CEP stellt damit einen wichtigen Schritt dar, um Ejektor Technologien langfristig betriebssicher, transparent und effizient in komplexe CO₂-Systeme zu integrieren.

Mit zunehmender Systemkomplexität von transkritischen CO₂-Systemen gewinnt CEP insbesondere bei Systemen mit mehreren Ejektoren und variablen Betriebszuständen an Bedeutung und dürfte künftig einen wichtigen Bestandteil intelligenter Regelungskonzepte darstellen.

Einsatzmöglichkeiten

CO₂ hat sich in den vergangenen Jahren in weiten Teilen der Kälte- und Wärmepumpentechnik als etabliertes Kältemittel durchgesetzt. Seine thermodynamischen Eigenschaften, das günstige Sicherheitsprofil und die regulatorische Zukunftssicherheit ermöglichen heute den Einsatz weit über klassische Supermarktanwendungen hinaus. Je nach Anwendung unterscheiden sich jedoch Temperaturbereich, Lastprofil und Systemanforderungen, wodurch auch unterschiedliche Systemkonzepte und Optimierungsansätze zum Einsatz kommen.

CO₂-Systeme decken heute ein breites Leistungsspektrum vom kompakten Gewerbesystem im unteren zweistelligen Kilowattbereich bis hin zu industriellen Anwendungen im Megawattbereich ab. Besonders wirtschaftlich sind sie in Anwendungen mit hohen Betriebsstunden, mehreren Temperaturniveaus oder gleichzeitiger Kälte- und Wärmenutzung. Zusätzliche Vorteile ergeben sich in Einsatzbereichen, in denen alternative natürliche Kältemittel aufgrund ihrer Brennbarkeit oder Toxizität erhöhte Anforderungen an Sicherheitskonzepte stellen. In solchen Anwendungen können die teilweise höheren Investitionskosten von CO₂-Systemen durch reduzierte sicherheitstechnische Anforderungen und eine vereinfachte Systemintegration teilweise oder vollständig kompensiert werden. [2]

Gewerbe-, Supermarkt- und Industriekälte

Die gewerbliche und industrielle Kältetechnik stellt heute das wichtigste Einsatzgebiet transkritischer CO₂-Systeme dar. Typische Anwendungen umfassen Supermärkte, Verteilzentren, Prozesskühlung, Tiefkühlager und Lebensmittelproduktion. Charakteristisch sind hohe Betriebsstunden, mehrere Temperaturniveaus sowie häufig ein bedeutendes Potenzial zur Wärmerückgewinnung.

Je nach Leistungsgrösse und Komplexität kommen unterschiedliche Optimierungsansätze zum Einsatz. Bei kleineren Systemen haben sich insbesondere Flüssigejektoren und teilgeflutete Minuskühlung etabliert. In mittleren Leistungsbereichen wird zusätzlich häufig eine Parallelverdichtung eingesetzt, oftmals kombiniert mit Gasejektoren. In grossen Systemen gewinnen darüber hinaus Energie-Transfer-Systeme zunehmend an Bedeutung.

Ein zunehmend bedeutendes Einsatzgebiet stellen CO₂-Integralsysteme dar, welche neben der klassischen Plus- und Minuskühlung zusätzlich Heiz- und Klimafunktionen innerhalb desselben Systems übernehmen. Solche Integralsysteme kommen insbesondere dort zum Einsatz, wo gleichzeitig Bedarf an Kälte, Raumheizung, Brauchwarmwasser und teilweise Klimakälte besteht. Durch die Zusammenführung sämtlicher Wärme- und Kältebedarfe in einem zentralen CO₂-System lassen sich Synergien zwischen den verschiedenen Lastprofilen nutzen, wodurch der Gesamtwirkungsgrad gesteigert und separate Heiz- oder Klimasysteme reduziert oder vollständig ersetzt werden können. Gleichzeitig sinken Installationsaufwand, Platzbedarf sowie Betriebs- und Unterhaltskosten.

Wärmepumpen

Während Integralsysteme die Wärmepumpenfunktion als Erweiterung eines CO₂-Booster-Systems nutzen, kommt CO₂ zunehmend auch in eigenständigen Wärmepumpen und Chiller zum Einsatz. Aufgrund seiner gleitenden Wärmeabgabe im transkritischen Betrieb eignet sich CO₂ besonders für Anwendungen mit hohen Vorlauftemperaturen und gleichzeitig tiefen Rücklauftemperaturen, entsprechend grossen Temperaturhüben sowie für Systeme mit gleichzeitiger Bereitstellung von Heiz- und Kühlleistung. Typische Einsatzgebiete sind Brauchwarmwasserbereitung in Kombination mit Gebäudeheizung und Chiller-Funktion für die Klimatisierung. CO₂-Wärmepumpen und -Chiller kommen gelegentlich auch in Kombination mit einem CO₂-Booster zum Einsatz, wo sie deren Leistungsbereich in einzelnen Temperaturbereichen erweitern.

Im Vordergrund stehen dabei eine optimierte Hochdruckregelung sowie Unterkühlungs- und Wärmerückgewinnungskonzepte zur Effizienzsteigerung. Zunehmend kommen auch Ejektor Technologien zum Einsatz. Teilweise werden Ejektoren zudem in Low-Pressure-Lift-Anwendungen eingesetzt. Das Energie-Transfer-System wäre grundsätzlich auch für Wärmepumpen- und Chilleranwendungen denkbar. Bislang konnte sich diese Technologie in diesem Bereich jedoch noch nicht etablieren. [4]

Schlussfolgerungen und Ausblick

CO₂ hat sich in den vergangenen Jahren von einer Nischentechnologie zu einem etablierten Kältemittel in der Kälte- und Wärmepumpentechnik entwickelt. Getrieben durch regulatorische Anforderungen, ökologische Zielsetzungen und technologische Fortschritte haben sich transkritische CO₂-Systeme in zahlreichen Anwendungen als langfristig zukunftsfähige Lösung etabliert. Die zunehmende Verbreitung in der Gewerbe-, Supermarkt- und Industriekälte sowie in Wärmepumpen- und Chilleranwendungen zeigt, dass CO₂ heute in einem breiten Leistungs- und Temperaturspektrum wirtschaftlich und technisch erfolgreich eingesetzt werden kann.

Gleichzeitig wird deutlich, dass das volle Potenzial von CO₂ nur durch eine auf das Kältemittel abgestimmte Systemauslegung und Prozessführung ausgeschöpft werden kann. Insbesondere die Hochdruckregelung, die Beherrschung transkritischer Betriebszustände sowie die gezielte Integration geeigneter Optimierungsansätze sind entscheidend für einen effizienten Betrieb. Technologien wie Parallelverdichtung, Ejektor Technologien oder Energie-Transfer-Systeme haben die Effizienz transkritischer CO₂-Systeme in den vergangenen Jahren signifikant gesteigert und deren Einsatzbereich kontinuierlich erweitert.

Mit zunehmender Systemkomplexität verschiebt sich der Fokus der technologischen Weiterentwicklung jedoch zunehmend von der reinen Hardware hin zur intelligenten Regelung und Betriebsoptimierung. Konzepte wie Continuous Ejector Performance verdeutlichen, dass künftig datenbasierte Überwachung, adaptive Regelstrategien und zustandsorientierte Optimierung einen wichtigen Beitrag zur weiteren Ausschöpfung des Effizienzpotenzials komplexer CO₂-Systeme leisten werden.

Für die Zukunft ist davon auszugehen, dass sich CO₂-Systeme weiter in zusätzliche Anwendungen entwickeln werden, insbesondere in Integralsysteme, industrielle Wärmepumpen, Chilleranwendungen sowie kombinierte Heiz-, Kühl- und Prozesssysteme. Parallel dazu werden bestehende Systemkonzepte weiter optimiert und zunehmend mit intelligenten Regelungs- und Monitoringkonzepten ergänzt. Insgesamt ist zu erwarten, dass CO₂ seine Rolle als eines der zentralen natürlichen Kältemittel langfristig weiter festigen wird.

Literaturverzeichnis

- [1] Lorentzen G. (1994): Revival of carbon dioxide as a refrigerant. *International Journal of Refrigeration*, 17(5), S. 292–301.
- [2] Schönenberger, J.; Müller, K. (2019): CO₂-Wärmepumpe für Warmwasser und Gebäudeheizung. 25. Tagung des BFE-Forschungsprogramms «Wärmepumpen und Kälte», BFH Burgdorf.
- [3] Schönenberger J., Wiedenmann E., Bärtsch M. (2014): Schlussbericht: Effizienzsteigerung von transkritischen CO₂-Kälteanlagen. BFE-Projektnummer: SI/500677-01 / 8100074.
- [4] Rütli M., Schönenberger J., (2021): Reversible CO₂-Wärmepumpe für Beheizung und Klimatisierung von modernisierten Grossgebäuden. 27. Tagung des BFE-Forschungsprogramms «Wärmepumpen und Kältetechnik», Bundesamt für Energie, Burgdorf.

Hochtemperatur-Wärmepumpen: Stand der Entwicklung und Umsetzung

Cordin Arpagaus, Frédéric Bless, Leon P.M. Brendel, Daniel Gstöhl, Stefan S. Bertsch
Institut für Energiesysteme (IES), OST Ostschweizer Fachhochschule, Buchs

BFE F&E SI/502336: IEA HPT Annex 58 HTHP-CH (2022-2025)

BFE F&E SI/502999: IEA HPT TCP Project 68 – Industrial High-Temperature Heat Pumps (2025-2029)

BFE F&E SI/502606: IEA HPT TCP Annex 59 Heat Pumps for Drying (2023-2026)

BFE F&E SI/502979: IEA IETS TCP Task XIX – Subtask 3: Electrification of Industry (2025-2027)

BFE SWEET SI/502260: DeCarbCH (2021-2028)

Zusammenfassung

Der vorliegende Bericht gibt einen Überblick über den Stand der Technik und die Marktentwicklung von Hochtemperatur-Wärmepumpen (HTWP) auf Basis der Projekte IEA HPT Annex 58 und Project 68 sowie eigener Recherchen. Die Marktübersicht umfasst heute über 60 Produkte, darunter zunehmend praxiserprobte Systeme sowie internationale Demonstrationsprojekte. Technologische Fortschritte erweitern den Einsatzbereich auf höhere Temperaturen und Leistungen, insbesondere durch die Kombination mit Dampfkompensation und Kaskadensystemen. Fallbeispiele belegen den erfolgreichen Einsatz von HTWP zur Elektrifizierung industrieller Prozesse. Während die Technologie international etabliert ist, gehen in der Schweiz ab 2026 erste Dampfwärmepumpen in Betrieb. Der Einsatz natürlicher Kältemittel (d.h. Kohlenwasserstoffe, Wasser, Ammoniak, CO₂ sowie Helium in Stirling-Wärmepumpen) nimmt deutlich zu und wächst schneller als jener synthetischer Arbeitsmedien. Für eine breitere Marktdurchdringung sind weitere Demonstrationsprojekte sowie ein vertieftes Verständnis der Systemintegration erforderlich. Praxisleitfäden, Bewertungstools und weitere Ressourcen zur HTWP-Integration unterstützen die Umsetzung.

Abstract

This report provides the state of the art and market development of high-temperature heat pumps (HTHPs), based on the IEA HPT Annex 58 and Project 68 as well as the authors' own research. The market overview currently includes more than 60 products, with a growing number of proven systems and international demonstration projects. Technological progress is expanding the application range toward higher temperatures and capacities, particularly through combinations with steam compression and cascade systems. Case studies demonstrate the successful use of HTHPs for the electrification of industrial processes. While the technology is already established internationally, the first steam-generating heat pumps in Switzerland will to be commissioned in 2026. The use of natural refrigerants (i.e., hydrocarbons, water, ammonia, CO₂, and helium in Stirling heat pumps) is increasing significantly and growing faster than that of synthetic working fluids. Further demonstration projects and a deeper understanding of system integration are required to accelerate market uptake. Available guidelines, evaluation tools, and resources for HTHP integration support implementation.

Einleitung

Der vorliegende Beitrag knüpft an frühere WP-Tagungsbeiträge an (2025: industrielle Trocknungsprozesse [1]; 2024: Industrie- und Grosswärmepumpen [2]; 2019: Übersicht Industrie-Wärmepumpen [3]) und bietet einen aktuellen Überblick über den Stand der Technik und die Marktentwicklung von Hochtemperatur-Wärmepumpen (HTWP).

Zunächst werden die zentralen Ergebnisse des IEA HPT Annex 58 zusammengefasst und die relevanten Schweizer Forschungsprojekte eingeordnet. Anschliessend wird der aktuelle Stand der Technik anhand einer Marktübersicht kommerziell verfügbarer HTWP ($>100\text{ °C}$) dargestellt (aus dem IEA HPT Project 68 und eigenen Recherchen) und durch ausgewählte internationale und Schweizer Fallbeispiele ergänzt. Der Beitrag schliesst mit Schlussfolgerungen und einem Ausblick auf zukünftige Entwicklungen.

IEA HPT Annex 58 HTHP-CH – Praxisleitfäden, Bewertungstool und Integration

Das IEA HPT Annex 58 Projekt HTHP-CH startete 2021 und wurde 2025 mit dem Abschlussbericht [4] erfolgreich abgeschlossen. Das Schweizer Projektkonsortium – bestehend aus OST-IES, EPFL-IPESE, HEIG-VD/IGT und CSD Ingenieure – entwickelte praxisorientierte Leitfäden, ein Bewertungstool sowie eine webbasierte Integrationsplattform zur Unterstützung der Implementierung von HTWP in der Schweizer Industrie. Der Schwerpunkt lag auf der Systemintegration, gestützt durch industrielle Fallstudien, Modellierungen und anwendungsnahe Richtlinien.

Die Ergebnisse wurden über Webinare, Publikationen, Workshops und internationale Zusammenarbeit weit verbreitet und sind im Folgenden zusammengefasst. Ergänzend entstanden mehrere Appendix-Dokumente mit vertiefenden Inhalten und praxisrelevanten Ressourcen. Diese sind in englischer Sprache als PDF über die ARAMIS-Plattform des Bundesamts für Energie (BFE) verfügbar:

- Summary Report [4]
- Appendix 1, Swiss Market Report [5]
- Appendix 2: Factsheets HTHP Technologies [6]
- Appendix 3: Factsheets HTHP Demonstration Cases [7]
- Appendix 4: Integration Concepts [8]
- Appendix 5: Integration Guidelines Report [9]
- Appendix 6: Case Studies Report [10]
- Appendix 7: HTHP Evaluation Tool (MS Excel Tool), User Instructions [11]
- Appendix 8: Minutes from the HTHP Workshop [12]

HTWP bieten ein erhebliches Potenzial zur Dekarbonisierung industrieller Prozesswärme im niedrigen und mittleren Temperaturbereich. Durch Nutzung von Abwärme können Primärenergiebedarf und CO₂-Emissionen [2] reduziert sowie wirtschaftliche Vorteile realisiert werden.

Der Markt für HTWP wächst [6], [7], insbesondere durch die zunehmende Verbreitung dampferzeugender Wärmepumpen [13], [14], [15]. Für die Erreichung der industriellen Dekarbonisierungsziele sind jedoch weitere Anstrengungen zur Skalierung und Diversifizierung erforderlich. Eine fundierte Analyse von Prozessdaten ist entscheidend für die geeignete Auswahl und Dimensionierung von HTWP und thermischen Speichern. Gleichzeitig ist eine enge Zusammenarbeit zwischen Technologieanbietern, Endanwendern, Planern, politischen Entscheidungsträgern und Forschungseinrichtungen notwendig, um bestehende Barrieren zu überwinden und die Marktdurchdringung zu erhöhen [16], [17].

Ergebnisse eines Workshops mit Schweizer Industrievertretern [12] zeigten neben technischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Herausforderungen ein bedeutendes Anwendungspotenzial, insbesondere in der Lebensmittel- und Getränkeindustrie. Zukünftige Massnahmen sollten sich auf die Reduktion von Investitionsrisiken, den Ausbau von Fachwissen sowie die Nutzung finanzieller Anreize konzentrieren. Eine ergänzende Umfrage (n=218) identifizierte Dampf als dominierendes Wärmeträgermedium oberhalb von 100 °C und Anlagen im Heizleistungsbereich von 500 kW bis 3 MW als besonders relevant für industrielle Anwendungen [15].

Zentrale Hemmnisse sind niedrige Gaspreise und ein begrenztes technisches Know-how in der Planung. Daraus ergeben sich folgende Handlungsfelder für die Schweiz [4]:

- (1) Erhöhung der Sichtbarkeit verfügbarer Produkte und realer Fallstudien.
- (2) Ausbau von Schulungs- und Weiterbildungsangeboten.
- (3) Weiterentwicklung standardisierter, effizienter HTWP-Systeme mit natürlichen Kältemitteln.
- (4) Stärkung regulatorischer und finanzieller Anreize, einschliesslich der CO₂-Bepreisung und der Reduktion fossiler Energieträger.

Die weitere Marktdurchdringung erfordert mehr Demonstrations- und Implementierungsprojekte, den Ausbau von Lieferketten sowie die aktive Einbindung industrieller Endnutzer zur Dekarbonisierung von Prozessen (ca. 80–200 °C). Zentrale Voraussetzung ist ein vertieftes Verständnis der optimalen Systemintegration (z.B. Pinch-Analyse, Dekarbonisierungs-Roadmaps) [4]. Zudem gewinnen langfristig angelegte dienstleistungsbasierte Geschäftsmodelle (z. B. Heat-as-a-Service) an Bedeutung [16], [18].

Aus Forschungsperspektive besteht besonderer Bedarf an Demonstrationen zur Dampferzeugung (z.B. in Kombination mit mechanischer Dampfverdichtung, MVR), an experimentellen Untersuchungen zu Skalierungseffekten sowie an Effizienzsteigerungen (COP) durch mehrstufige und optimierte Kreisprozesse, einschliesslich transkritischer Systeme.

Darüber hinaus sind der Einsatz natürlicher Kältemittel (z.B. Kohlenwasserstoffe, CO₂, Ammoniak, Wasser, Edelgase), die Entwicklung anwendungsspezifischer Kältemittelgemische sowie fundierte techno-ökonomische Analysen und geeignete Geschäftsmodelle entscheidend für eine beschleunigte Marktdurchdringung.

IEA HPT Project 68

Das IEA HPT Project 68 [19] ist das Nachfolgeprojekt des IEA HPT Annex 58 und setzt die aktive Beteiligung der Schweiz zu industriellen HTWP fort, um eine Führungsrolle in diesem Bereich weiter zu stärken. Das Projekt dauert von Juni 2025 bis Mai 2028.

Das IEA HPT Project 68 konzentriert sich auf höhere Technologie-Reifegrade (TRL 4 bis 9), Marktakzeptanz, Bildung und Wissensverbreitung. Ziel ist der Aufbau eines unabhängigen Wissenshubs, der ein gemeinsames Verständnis unter den Stakeholdern fördert und damit die Verbreitung industrieller Wärmepumpen beschleunigt.

Die Aktivitäten sind in vier Arbeitspakete (Tasks) gegliedert:

- Task 1 (Technologieentwicklung): Bereitstellung einer aktualisierten Übersicht verfügbarer und marktnaher Technologien für Hochtemperatur-Wärmepumpen sowie realisierte Demonstrationsprojekte.
- Task 2 (Sektorkollaborationen): Förderung des Wissensaustauschs zwischen Lösungsanbietern und Endanwendern zur Entwicklung sektorspezifischer Lösungskonzepte und zur Steigerung der Bekanntheit dieser Lösungen in ausgewählten Industriezweigen.
- Task 3 (Schulungsmaterial): Entwicklung und Bereitstellung von Lehr- und Schulungsmaterialien zur Unterstützung von Ausbildung und Weiterbildung in Wissenschaft und Industrie.
- Task 4 (Wissenstransfer): Verbreitung der gewonnenen Erkenntnisse zur Schaffung eines gemeinsamen Verständnisses bei verschiedenen Stakeholdern.

Erste Ergebnisse wurden im Januar 2026 auf dem HTHP-Symposium in Kopenhagen vorgestellt. Der Tagungsband mit allen Beiträgen zu HTWP ist online verfügbar [20]. Weitere Resultate werden im Rahmen eines Workshops auf der IEA Heat Pump Conference in Wien 2026 präsentiert.

Das Institut für Energiesysteme (IES) der OST vertritt die Schweiz im Projekt 68 und das SWEET De-CarbCH Projekt (www.sweet-decarb.ch) wird dabei gezielt als Multiplikator für den Wissens- und Technologietransfer (KTT) eingesetzt.

Zu den zentralen Zielen aus Schweizer Sicht zählen:

- Teilnahme an den Project-68-Treffen mit internationalen Expertinnen und Experten aus 14 Ländern.
- Analyse globaler Entwicklungen und Technologien im Bereich HTWP.
- Dokumentation von HTWP-Installationen in der Schweiz.
- Bearbeitung zentraler Fragestellungen zu Marktakzeptanz, Wirtschaftlichkeit, politischen Rahmenbedingungen, technischer Optimierung und Best Practices.

Das Projekt stärkt die internationale Zusammenarbeit, beschleunigt Innovationen und unterstützt die Umsetzung der Schweizer Klimaziele.

Weitere relevante Forschungsprojekte zu HTWP

Im Folgenden sind weitere für die Schweiz relevante Projekte zusammengefasst.

IEA HPT TCP Annex 59 Heat Pumps for Drying (BFE SI/502606) (2023-2026)

Der Einsatz von HTWP in Trocknungsprozessen bietet ein grosses Potenzial für Energieeinsparungen, da diese sehr energieintensiv sind und die notwendige Wärme zu einem grossen Teil aus dem Prozess zurückgewonnen werden kann. Die Schweizer Beiträge zum IEA HPT TCP Annex 59 [1] adressieren dieses Potenzial. Das abschliessende Webinar fand am 10. Juni 2026 online statt [21].

IEA IETS TCP Task XIX – Subtask 3: Electrification of Industry (BFE SI/502979) (2025-2027)

Ziel des internationalen Forschungsprojekts ist es, ein gemeinsames Verständnis für die Elektrifizierung der Industrie zur Dekarbonisierung zu schaffen und den Erfahrungsaustausch zu fördern. Dies erfolgt durch Analyse von Fallstudien, systemischen Auswirkungen und strategischen Umsetzungswegen. Das Schweizer Teilprojekt bereitet zentrale Erkenntnisse aus SWEET DeCarbCH und DeclnEL auf.

SMART-HP – Standardized Modular Approach for Reliable Heat Pump Technology in Industrial Applications (BFE SI/502997) (2025-2029)

SMART-HP beschleunigt die Einführung industrieller Wärmepumpen in der Schweiz durch standardisierte, modulare Lösungen und reduziert damit insbesondere die Hürden für KMU. Auf Basis von Sektoranalysen, Clusterung, und Simulationen werden optimale WP-Konfigurationen definiert. Validierung, Leistungsbewertung unter realen Lasten sowie Analysen zur Herstellbarkeit, zum Marktpotenzial, zur Kosteneffizienz und zu wirtschaftlichen Effekten stehen im Fokus.

PHPSSS - Potential of HTHP-Steam-Storage-Systems for accelerated decarbonization of process heat in Switzerland (BFE SI/503013) (2025-2027)

Im Rahmen des PHPSSS-Projekts wird das Potenzial integrierter Lösungen aus HTWP und thermischen Dampfspeichern für die Schweizer Industrie analysiert. Diese Kombination ermöglicht erhöhte Betriebsflexibilität, optimierte Dimensionierung und Kostensenkungen, insbesondere bei Batch-Prozessen. Ziel ist die Bereitstellung belastbarer Grunddaten zum Beitrag solcher Systeme zur Dekarbonisierung der Schweizer Industrie.

BFE SWEET DeCarbCH (BFE SI/502260) (2021-2028)

Das SWEET DeCarbCH Projekt verfolgt die Dekarbonisierung von Heizen und Kühlen in der Schweiz innerhalb der nächsten drei Jahrzehnte und bereitet den Übergang zu negativen CO₂-Emissionen vor. Übergeordnetes Ziel ist es, die Umsetzung erneuerbarer Energien im Gebäude-, Dienstleistungs- und Industriesektor zu beschleunigen und gleichzeitig Investitions- und Umsetzungsrisiken zu reduzieren, um den Weg zu Netto-Null-Emissionen zu ebnen.

Stand der Technik

Marktübersicht

Abbildung 1 (unten) zeigt rund 50 HTWP-Produkte im Jahr 2024 mit Vorlauftemperaturen von 100 °C bis 280 °C, basierend auf Daten des IEA HPT Annex 58 [22] sowie eigenen Recherchen [2], [3], [15], [23]. Das Angebot an industriellen HTWP hat sich zwischen 2018 und 2024 nahezu verdoppelt.

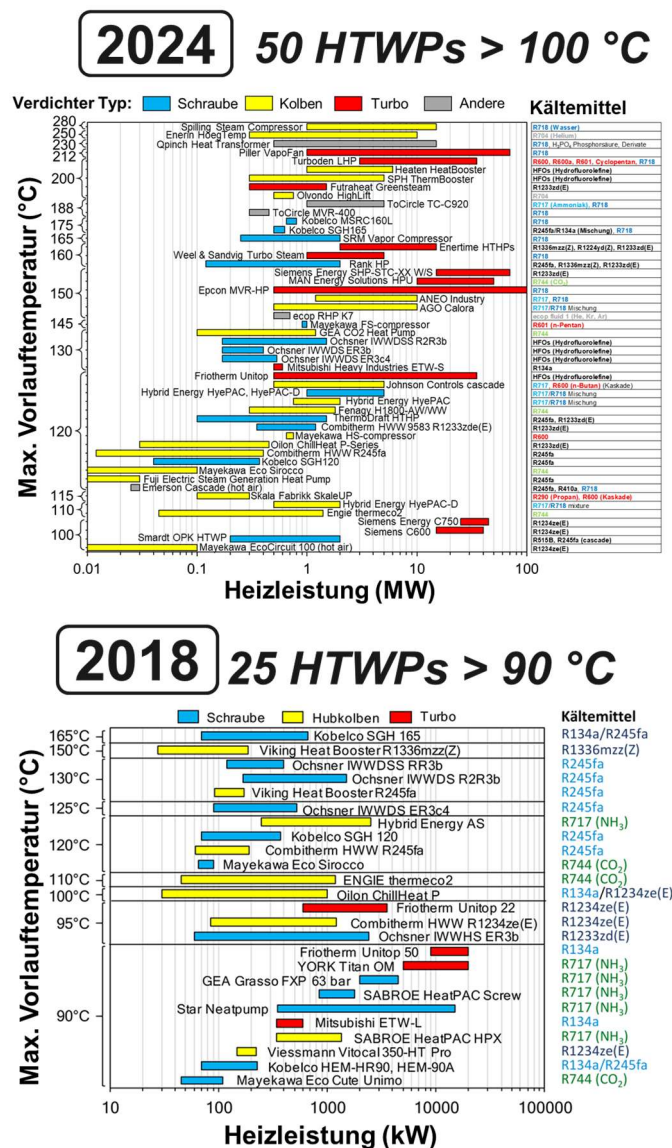


Abbildung 1: Entwicklung des HTWP-Marktes von 2018 bis 2024, dargestellt nach maximaler Vorlauftemperatur und Heizleistung. Die Verdichtertechnologie ist farblich gekennzeichnet (blau: Schraube, gelb: Kolben, rot: Turbo, grau: Andere). Die Kältemittel sind in der Tabelle angegeben. *Hinweis:* Die Werte sind Richtgrößen und können je nach Anwendung variieren. Datenquellen: [22] sowie eigene Recherchen [2], [3], [15], [23]. Eigene Darstellung.

Die Verdichtertechnologien sind farblich gekennzeichnet und umfassen Schrauben-, Kolben- und Turbokompressoren sowie weitere Konzepte (z. B. Drehschieberkompressor, Wärmetransformator, Rotationswärmepumpe). Dies verdeutlicht die zunehmende technologische Diversifizierung über die klassischen Carnot-Zyklen hinaus.

Die Übersicht umfasst sowohl geschlossene HTWP-Systeme als auch offene Konzepte auf Basis mechanischer Dampfverdichtung (MVR), sowie kombinierte Lösungen aus geschlossener HTWP und nachgeschaltetem Dampfverdichter für hohe Temperaturniveaus [15], [17].

Im Rahmen des IHW-Forums «Marktplatz für Industrie- und Hochtemperatur-Wärmepumpen» (18. März 2026, OST, Campus Buchs) wurde die Marktübersicht aktualisiert. Abbildung 3 zeigt 64 HTWP-Produkte, dargestellt nach maximaler Senktemperatur (100–300 °C) und Heizleistung (10 kW bis 100 MW, logarithmische Skala).

Die betrachteten Produkte decken einen Technologiereifegrad von TRL 4–9 ab. Die verwendeten Kältemittel sind in der Grafik angegeben. Die dargestellten Werte sind als Richtgrössen zu verstehen und abhängig von Anwendung und Randbedingungen. Datenquellen sind das IEA HPT Project 68 [19], [24] sowie eigene Recherchen.

Die Auswertung zeigt klare Trends:

- (1) Es besteht eine positive Korrelation zwischen Anlagengrösse und erreichbarer Senktemperatur – grössere Systeme erreichen höhere Temperaturniveaus. Unterhalb von etwa 500 kW bleibt die erreichbare Temperatur weitgehend begrenzt, was auf ein mögliches Entwicklungsfeld für neue Anbieter hinweist.
- (2) Ein Schwerpunkt aktueller Entwicklungen liegt im Leistungsbereich von 1–10 MW, mit zwei Clustern: (i) etwa 125 °C für standardisierte, aus der industriellen Kältetechnik abgeleitete Module, (ii) 160–200 °C für mehrstufige Hochtemperaturanwendungen mit zunehmender Reife und Verfügbarkeit.
- (3) Bei den Verdichtertechnologien zeigen insbesondere Schrauben- und Turbokompressoren ein starkes Wachstum. Vorlauftemperaturen über 180 °C werden vor allem mit öl-freien Kolben- und Turbokompressoren erreicht, die zugleich für grosse Leistungen (>10 MW) geeignet sind.
- (4) Für die Integration in industrielle Prozesse besteht weiterhin Entwicklungsbedarf, insbesondere bei kleineren Dampfverdichtern und mehrstufigen Systemkonzepten (z.B. Kombination mit MVR).

Insgesamt zeigt sich eine zunehmende Überführung von HTWP in kommerzielle Anwendungen, insbesondere im Bereich unter 130 °C. Die Konsolidierung im Temperaturbereich von 100–160 °C bestätigt die Erwartungen aus dem IEA HPT Annex 58 und stellt einen wesentlichen Treiber für die Marktdurchdringung dar. Gleichzeitig verschiebt sich die technologische Grenze kontinuierlich zu höheren Temperaturen und grösseren Leistungen.

Verdichter Typ: ■ Schraube ■ Kolben ■ Turbo ■ Andere

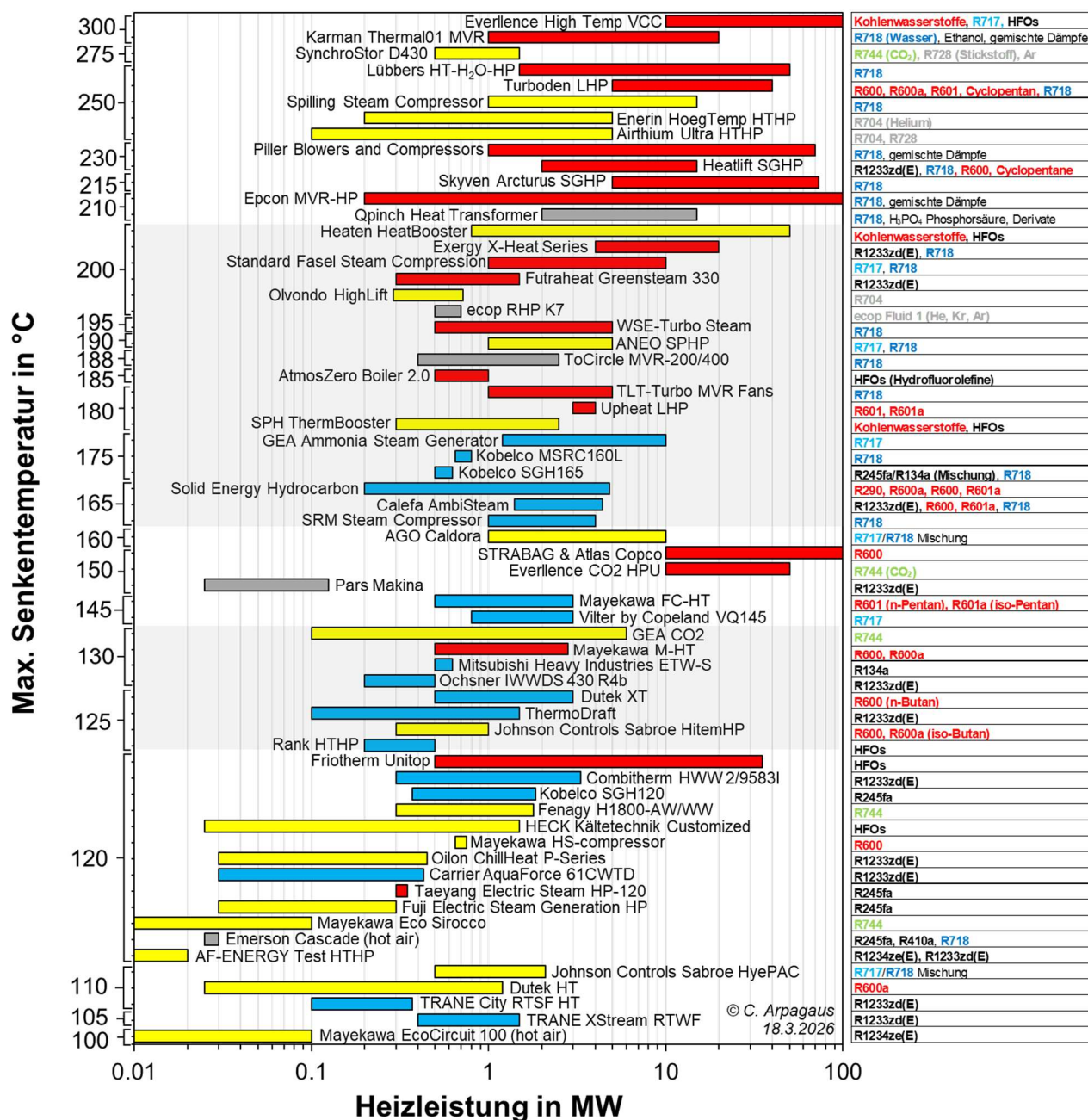


Abbildung 2: Marktübersicht zu Industrie- und Grosswärmepumpen, dargestellt nach maximaler Senktemperatur (100–300 °C) und Heizleistung (10 kW–100 MW, logarithmische Skala). Die Verdichtertechnologien sind farblich codiert (blau: Schrauben, gelb: Kolben, rot: Turbo, grau: Andere). Die Kältemittel sind in der Tabelle aufgeführt. Hinweis: Die angegebenen Werte sind Richtgrößen und können je nach Anwendung variieren. Datenquellen: [19], [24], sowie eigene Recherchen. Eigene Darstellung.

Spezifische Investitionskosten

Die spezifischen Investitionskosten (ohne Installation und Integration) liegen zwischen 200 und 800 EUR/kW und hängen ab von [17], [22]:

- Literaturquelle (Studie, Land, Autoren)
- Kreislaufdesign (offene MVR oder geschlossene Wärmepumpe)
- Heizleistung (kW)
- Temperaturniveau (max. Vorlauftemperatur)
- Temperaturhub von der Wärmequelle zum Wärmesenke (mehrstufige Kreisläufe)
- Kältemitteltyp (HFO, Kohlenwasserstoffe), und
- Medien (Dampf, Wasser, Luft)

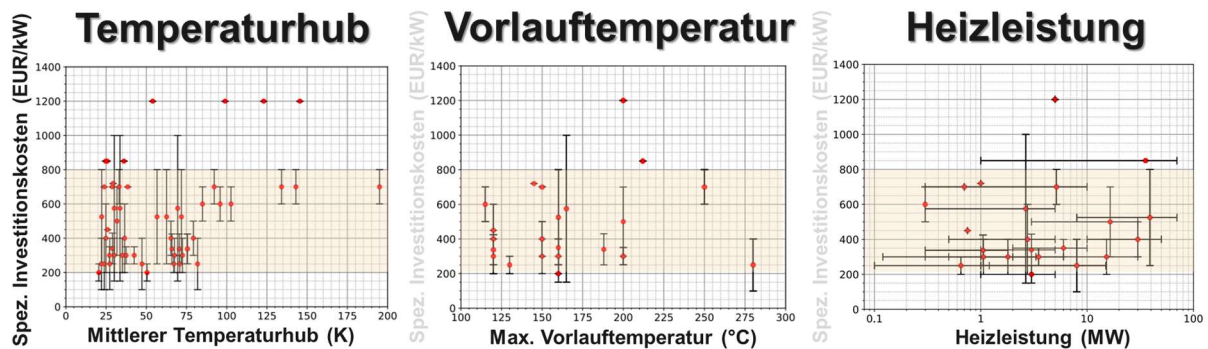


Abbildung 3: Spezifische Investitionskosten von HTWP (ohne Installation und Integration) im Bereich von 200–800 EUR/kW, abhängig von Temperaturhub, Vorlauftemperatur, und Heizleistung. Datenquellen: [17], [22].

Fallbeispiele

Fallbeispiele international

Im Rahmen von Project 68 wurden in Zusammenarbeit mit HTWP-Technologieanbietern zahlreiche Demonstrationsprojekte erfasst. Die Online-Datenbank umfasst sowohl laufende als auch geplante Anlagen mit erwarteter Inbetriebnahme innerhalb der nächsten drei Jahre. Die Demonstrationsprojekte sind in zweiseitigen Factsheets dokumentiert und über die Projekt 68 Webseite verfügbar [19].

Insgesamt wurden 41 Demonstrationsprojekte integriert (Stand: 27.3.2026), davon 11 bereits aus dem IEA HPT Annex 58 bekannt. Eine Erweiterung der Datenbasis ist für das kommende Jahr vorgesehen.

Die Übersichtstabelle (Abbildung 4) fasst zentrale Kenngrößen zusammen, darunter HTWP-Anbieter, Branche, Temperaturniveaus (Quelle/Senke), Kältemittel, Verdichtertyp, Heizleistung, COP sowie Quellen- und Senkenmedien.

HTWP Anbieter	Branche	Quelle ein → aus (°C)	Senke ein → aus (°C)	Kältemittel	Verdichter	Leistung (kW)	COP	Quellmedien	Senkemedien
Kobelco	Abwasser (Klärschlamm)	93 → k.A.	k.A. → 160	R718	Roots, Schraube	0.7	2.9	Dampf (gesättigt)	Dampf (gesättigt)
Epcot/Retrex	Abwasser (Schlamm)	100 → k.A.	k.A. → 125-146	R718	Turbo	0.5	4.5-8.7	Dampf (gesättigt)	Dampf (gesättigt)
Spilling	Chemie	152 → k.A.	k.A. → 240	R718	Kolben	12.0	5.3-5.8	Dampf (5 bar)	Dampf (19.5 bar)
Kobelco	Chemie (Bioethanol)	65 → 60	20 → 110-120	R245fa	Schraube	0.4	3.5	Wasser	Dampf (gesättigt)
Qinchon	Chemie (Ethylpropylenoxidation)	136 → 80	140 → 185	R718/H ₂ O	k.A.	2.9	0.45	Dampf/Wasser	Dampf (gesättigt)
Celeraton	Chemie (Methanoldistillation)	75 → k.A.	k.A. → 157	Methanol/Wasser	Turbo	k.A.	k.A.	Methanol/Wasser	Methanol/Wasser
SPH Sustainable Process Heat	Dampferzeugung	46 → 41	90 → 123	R515b, R1233zd	Schraube, Kolben	1.2	2.3	Wasser	Dampf
Everflence	Fernwärme	29 → 3	k.A. → 200	Natürlich	Zentrifugal	40.0	>2	Wasser	Dampf (15 bar)
Turboden	Fernwärme	70 → 60	60 → 120	R1233zd(E)	Zentrifugal	6.0	5-8	Wasser	Wasser
RANK	Fernwärme	25 → 15	60 → 90/105/130	R1234ze(E), R1233zd(E)	Schraube	1.0	2.78	Wasser	Wasser
AGO Energie & Anlagen	Fernwärme	23 → k.A.	120 → k.A.	R717, R718	Kolben	1.8	2.6	Wasser	Wasser
AtmosZero	Lebensmittel	40 → 20	k.A. → 165	R513a/R1233zd(E)	Zentrifugal	0.7	1.3-2.04	Luft	Dampf (7 bar)
AGO Energie & Anlagen	Lebensmittel (Brauerei)	90 → k.A.	120 → k.A.	R717, R718	Kolben	1.2	6.1	Wasser	Wasser
TTI	Lebensmittel (Frittieren)	95 → k.A.	150 → 170	R718	Turbo	1.0	3	Prozessgas	Öl
Olvordo	Lebensmittel (Milch)	85/31 → 75/26	105 → 155	R704	Kolben	5.4	2	Wasser/Wasser	Dampf (5 bar)
Skala Fabrick	Lebensmittel (Milch)	5/20 → 0/12	95 → 115	R290, R600	Kolben	0.3	2.5-3.4	Eiswasser/Wasser+Glykol	Wasser
GEA	Lebensmittel (Milch, Sprühtrocknung)	5 → 3	35 → 130	R744	Kolben	0.9	2.5	Wasser	Wasser
Aneo Industry	Lebensmittel (Pelletierung)	60 → 30	4 → 75/140	R717, R718	Schraube, Kolben, Zentrifugal	1.7	3.1	Feuchte Luft	Wasser/Dampf (2 bar)
Aneo Industry	Lebensmittel (Protein/Fischöl)	80/98 → 35/98	k.A. → 148	R717, R718	Kolben, Zentrifugal	4.4	3.5-6.5	Wasser/Dampf (gesättigt)	Dampf (4.5 bar)
Mayekawa Europe	Lebensmittel (Shrimp-Verarbeitung)	12 → 7	140 → 145	R717, R601	Schraube + Schraube	0.8	1.8	Ammoniak	Dampf (4 bar)
AMT Kältetechnik	Lebensmittel (Trocknung)	76 → 72	96 → 138	R1336mzz(Z)	Schraube	0.4	3.2	Wasser	Wasser
Olion/Asatine	Lebensmittel (Whisky)	60 → k.A.	k.A. → 115	Hochtemp.-Kältemittel	Kolben	1.0	5	Wasser	Wasser
Heaten	Lebensmittel (Zuckerproduktion)	102 → 100	128 → 130	R1233zd(E)	Kolben	4.0	6	Dampf (gesättigt)	Dampf (gesättigt)
GEA	Lebensmittel (Zuckerraffination)	75 → 75	110 → 140	R601	Schraube	4.0	3-5	Dampf	Dampf
Enerin	Lebensmittel, Futtermittel (Fischmehl/-öl)	16-72 → k.A.	k.A. → 163-167	R704	Kolben	0.4	1.75-2.35	Wasser	Wasser
HTT	Lebensmittel/Papier/Materialien	90/130 → 70/130	k.A. → 263/200	Luft	Turbo	0.6	1.5-1.8	Wasser	Öl/Wasser
ThermoDraft	Marine	75-85 → 65-75	90-100 → 110-120	R1233zd(E)	Schraube	0.1	3.4-5.6	Wasser	Wasser
Psychoterm, Heaten	Materialien (Dachziegel)	85/60 → 70/50	230/125 → 300/225	Luft, R600a, R718	Kolben, Turbo	1.0	1.5/2.1	Luft/feuchte Luft	Luft/Dampf (5 bar)
Piller Blowers & Compressors	Materialien (EPDM)	92 → 60	k.A. → 126-131	R718	Turbo/kompressor	10.0	4.4	n-Hexan/Wasser	Dampf
Ochsner Energie Technik	Materialien (Leder)	55 → 50	100 → 110	R1233zd	Schraube	0.3	3.2	Wasser	Wasser
SPH Sustainable Process Heat	Materialien (Metallbehandlung)	92 → 84	90 → 159	R1336mzz(Z)	Kolben	1.0	2.5	Wasser	Dampf (6 bar)
SPH Sustainable Process Heat	Materialien (Tabaktrocknung)	50 → 36	90 → 139	R515b, R1233zd	Hubkolben	0.7	2.5	Wasser	Dampf (3.5 bar)
MHI Thermal Systems	Materialien (Trocknung)	55 → 50	70 → 130	R134a	Zentrifugal	0.6	3	Wasser	Wasser
AMT Kältetechnik	Materialien (Ziegel)	88 → 84	96 → 121	R1336mzz(Z)	Kolben	0.3	5	Wasser	Wasser
Combitherm	Materialien (Ziegelrocknung)	102 → 74	110 → 120	R1233zd(E)	Schraube	0.8	4.2	Wasser	Wasser
SPH / Spilling	Pharma	70 → k.A.	k.A. → 184	R600, R718	Kolben	1.7	4.4	Wasser	Dampf (11 bar)
Olvordo	Pharma	36 → 34	105 → 183	R704	Kolben	2.3	1.7	Wasser	Dampf (10 bar)
Turboden	Zellstoff & Papier	17 → 8	104 → 170	R600a	Zentrifugal	12.0	2	Wasser	Dampf (überhitzt)
Spilling	Zellstoff & Papier	133 → k.A.	k.A. → 240	R718	Kolben	11.2	4.2-4.7	Dampf (3.2 bar)	Dampf (16 bar)
BS NOVA	Zellstoff & Papier (Dampf)	90 → 80	k.A. → 162	LiBr-H ₂ O	Absorption	0.3	0.48	Wasser	Dampf (6.5 bar)
Cannon Bono	Zellstoff & Papier (Dampf)	90 → 80	105 → 162	R1233zd(E)	Schraube	0.6	5.2	Wasser	Dampf (6.5 bar)

Abbildung 4: Übersicht der insgesamt 41 in der Project 68 Online-Datenbank bislang erfassten Demonstrationsprojekte mit ausgewählten Kenngrößen (Stand: 27. März 2026, Datenquelle: Project 68 [19]). Eigene Darstellung.

Die erfassten Demonstrationsprojekte konzentrieren sich auf Anwendungen mit Senkentemperaturen über 100 °C. Dampf ist mit rund 55 % das dominierende Wärmeträgermedium, gefolgt von Heisswasser (40 %) und Öl (5 %). Die Verteilung der Fallbeispiele zeigt eine klare Schwerpunktbildung in der Lebensmittelindustrie (15 von 41 Fällen, 37 %), gefolgt vom Materialsektor (8 von 41, 20 %) sowie weiteren Branchen wie Chemie, Zellstoff- und Papierindustrie, Fernwärme, Pharma und Abwasser.

Im Temperaturbereich unter 120 °C gelten HTWP als weitgehend marktreif, mit breiter kommerzieller Verfügbarkeit und Fokus auf Heisswasser- und Niederdruckdampfanwendungen. Typische Einsatzfelder sind die Lebensmittelindustrie (z. B. Milch, Brauerei, Zucker) sowie Fernwärmenetze. In diesem Bereich dominieren Kolben- und Schraubenverdichter.

Im Bereich von 120 und 160 °C nimmt die kommerzielle Verfügbarkeit in letzter Zeit deutlich zu. Anwendungen umfassen insbesondere Trocknungs- und Verdampfungsprozesse. Erste industrielle Dampfanwendungen markieren den Übergang von Demonstrationsprojekten hin zu einer breiteren industriellen Umsetzung.

Für Temperaturen zwischen 160 und 200 °C ist die Anzahl verfügbarer HTWP-Technologien derzeit noch begrenzt. Anwendungen konzentrieren sich auf die Dampferzeugung, häufig in Kombination mit Dampfkompensation. Technologisch kommen vermehrt wasserbasierte Systeme (R-718) sowie Luftzyklen mit Turbo- und Spezialverdichtern zum Einsatz.

Oberhalb von 200 °C befinden sich die HTWP-Technologien überwiegend in der Pilotphase. Hier bestehen weiterhin Unsicherheiten hinsichtlich der Kosten, des Betriebs und der Skalierbarkeit. Zum Einsatz kommen insbesondere Luftzyklen, transkritische Prozesse und spezialisierte Systemlösungen, die die aktuelle technologische Grenze für HTWP darstellen.

Kältemittel

Die Auswertung der verwendeten Kältemittel in den Demonstrationsprojekten (Abbildung 4) zeigt, dass in neuen Anlagen rund 40 % synthetische Kältemittel (HFO/HFC) und etwa 25 % Wasser eingesetzt werden, während Kohlenwasserstoffe mit rund 15 % bislang eine untergeordnete Rolle spielen.

Dies steht im Gegensatz zu den Daten der HTWP-Technologieanbieter, bei denen im Vergleich vom Stand von August 2023 bis November 2025 nur wenige neue Systeme auf synthetischen Kältemitteln basieren, während ein deutliches Wachstum bei kohlenwasserstoffbasierten Lösungen zu beobachten ist [17], [24] (siehe Abbildung 5).

Synthetische Kältemittel wie R-1233zd(E), R-1336mzz(Z) und R-1234ze(E) sind in zahlreichen kommerziellen Systemen verbreitet und technologisch ausgereift. Ihre Anwendung ist jedoch durch regulatorische Entwicklungen (z. B. F-Gas- und PFAS-Diskussion) sowie Unsicherheiten hinsichtlich der langfristigen Verfügbarkeit unsicher.

R-718 (Wasser) dominiert insbesondere bei Dampfanwendungen, während R-717 (Ammoniak) als etablierte industrielle Standardlösung gilt. Kohlenwasserstoffe (z. B. R-290, R-600, R-601) gewinnen zunehmend an Bedeutung, insbesondere im Temperaturbereich unter 160 °C.

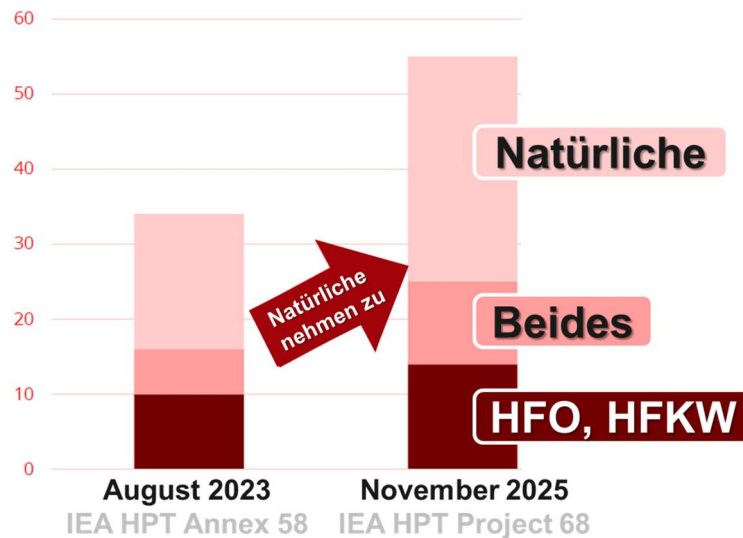


Abbildung 5: Anzahl der HTWP-Technologieanbieter mit Systemen für natürliche Kältemittel, synthetische Kältemittel oder beide im August 2023 (IEA HPT Annex 58) und November 2025 (IEA HPT Project 68) (Datenquelle:[24]. Eigene Darstellung [17].

Erste Fallbeispiele von Dampfwärmepumpen in der Schweiz

Abbildung 6 zeigt erste Dampfwärmepumpen, die 2026 in der Schweiz in Betrieb gehen, gefolgt von einer Testphase von etwa 3–6 Monaten [25].

Links ist der ThermBooster™ von SPH Sustainable Process Heat dargestellt, der in der Schweizer Fleischindustrie eingesetzt wird [26]. Rechts ist die Anlage vom Typ HoegTemp V12 von Enerin AS bei F. Hoffmann-La Roche in Basel/Kaiseraugst dargestellt [25], die eine energieeffiziente Bereitstellung von Hochtemperaturwärme und Kühlung ermöglicht [27]. Ergänzt wird das System in Basel durch eine HighLift HTWP von Olvondo Technology AS.

SPH installiert eine Dampfwärmepumpe vom Typ ThermBooster™ mit einer Wärmequelle von 88/83 °C und einer Dampferzeugung bei 140 °C [26]. Die Anlage erreicht eine Heizleistung von 360 kW bei einem COP von 5.0 und verwendet R601 (Pentan) als Kältemittel [15]. Die Inbetriebnahme ist ebenfalls für Q2/2026 vorgesehen.

Die Stirling-Wärmepumpen nutzen Helium als Arbeitsmedium und erzeugen 1.8 t/h (Enerin HoegTemp V12) bzw. 1.1 t/h (Olvondo HighLift) Dampf bei 7 bar(a). Beide Systeme werden als Pilotanlagen umgesetzt und nutzen ein Kältenetz (5/12 °C) als Wärmequelle bei einem Temperaturhub von bis zu 171 K. Installation und Inbetriebnahme sind für Q2/2026 geplant.

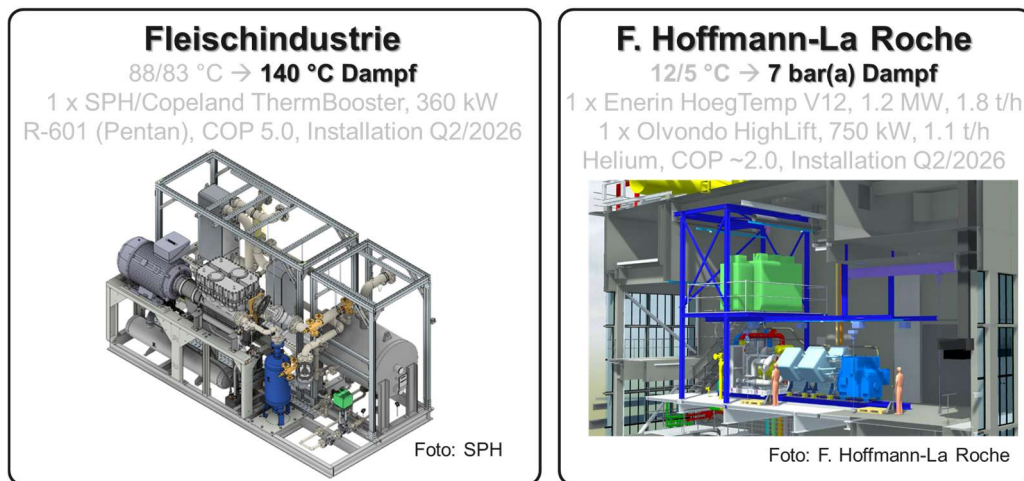


Abbildung 6: Erste Dampfwärmepumpen werden 2026 in der Schweiz in Betrieb gehen. Links: SPH Therm-Booster™ in der Fleischindustrie [26], Enerin HoegTemp V12 und Olvondo HighLift bei der Pharmafirma F. Hoffmann-La Roche in Basel/Kaiseraugst [25].

Schlussfolgerungen und Ausblick

Das Marktangebot an industriellen Hochtemperatur-Wärmepumpen (HTWP) hat sich zwischen 2018 und 2024 nahezu verdoppelt und umfasst heute über 60 Produkte, darunter zunehmend praxiserprobte Systeme. Technologische Fortschritte verschieben sich weiter in Richtung höherer Temperaturen Leistungen, insbesondere durch Kombination mit Dampfkompensation und Kaskadensystemen für die Dampferzeugung.

Die Marktentwicklung weist eine klare Reifestruktur auf:

- <120 °C: kommerziell etabliert, standardisierte Lösungen, breit verfügbar, bevorzugt eingesetzt
- 120–160 °C: Übergang in die Standardisierung mit zunehmender Marktdurchdringung
- >160 °C: getrieben durch Demonstrationsprojekte, Referenzanlagen in Vorbereitung

Der Einsatz natürlicher Kältemittel nimmt deutlich zu, insbesondere bei Kohlenwasserstoffen (z. B. Pentan), Wasser, Ammoniak und CO₂. Auch Edelgase wie Helium in Stirling-HTWP finden Anwendung. Insgesamt wächst der Anteil natürlicher Arbeitsmedien schneller als jener synthetischer Kältemittel.

Die vorgestellten Fallbeispiele zeigen den erfolgreichen Einsatz von HTWP zur Elektrifizierung industrieller Prozesse auf. International ist die Technologie etabliert, während in der Schweiz erste Dampfwärmepumpen 2026 in Betrieb gehen.

Für eine breitere Marktdurchdringung sind zusätzliche Demonstrationsprojekte, der Ausbau von Lieferketten sowie die stärkere Einbindung industrieller Endnutzer im Bereich der Prozesswärme (80–200 °C) erforderlich. Zentrale Voraussetzung ist ein vertieftes Verständnis der Systemintegration (z. B. Pinch-Analyse). Praxisleitfäden, Bewertungstools und weitere Ressourcen stehen bereits zur Verfügung. Zudem gewinnen dienstleistungsbasierte Geschäftsmodelle wie Heat-as-a-Service zunehmend an Bedeutung.

Aus Forschungsperspektive besteht besonderer Bedarf an Demonstrationsprojekten zur Dampferzeugung (z. B. in Kombination mit mechanischer Dampfverdichtung, MVR), an experimentellen Untersuchungen zu Skalierungseffekten sowie an Effizienzsteigerungen (COP) durch mehrstufige und optimierte Kreisprozesse, einschliesslich transkritischer Systeme.

Zukünftige Konferenzen – wie die 15. IEA Heat Pump Conference in Wien (26.–29. Mai 2026) und der 10. Internationale Grosswärmepumpen-Kongress in Zürich (2. September 2026) – werden weitere Fallbeispiele und Forschungsergebnisse präsentieren und zur Wissensverbreitung beitragen.

Dank

Die Autoren danken dem BFE für die finanzielle Unterstützung der Projekte IEA HPT TCP Project 68 – Industrial High-Temperature Heat Pumps (SI/502999), IEA HPT TCP Annex 59 Heat Pumps for Drying (SI/502606), IEA IETS TCP Task XIX – Subtask 3: Electrification of Industry (SI/502979) und SWEET (SWiss Energy research for the Energy Transition) DeCarbCH (DeCarbonisation of Cooling and Heating in Switzerland) (SI/502260, www.sweet-decarb.ch).

Literaturverzeichnis

- [1] C. Arpagaus, F. Bless, L. P. M. Brendel, D. Gstöhl, and S. S. Bertsch, “Wärmepumpen für industrielle Trocknungsprozesse,” 31. Tagung des BFE-Forschungsprogramms Wärmepumpen und Kältetechnik, 12. Juni 2025, Eventfabrik Bern. [Online]. Available: https://www.fws.ch/wp-content/uploads/2025/08/Tagungsband-31-Waermepumpen-Tagung_2025-06-12.pdf
- [2] C. Arpagaus, F. Bless, and S. S. Bertsch, “Übersicht zu Industrie- und Großwärmepumpen,” 30. Tagung des BFE-Forschungsprogramms «Wärmepumpen und Kältetechnik» 26. Juni 2024, Eventfabrik Bern. [Online]. Available: https://www.fws.ch/wp-content/uploads/2024/10/Bericht_Waermenpumpentagung_Bern_2024_UG_und_Inhalt_low.pdf
- [3] 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. [Online]. Available: https://www.fws.ch/wp-content/uploads/2019/11/BBL_Tagungsband-2019_WEB.pdf
- [4] C. Arpagaus, D. A. Flórez-Orrego, P. Krummenacher, and N. Calame, “Annex 58 HTHP-CH – Integration of HTHPs in Swiss Industrial Processes, Summary Report, Swiss contribution to the IEA HPT Annex 58 HTHP, 2 November 2025,” 2025. [Online]. Available: <https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=73720>
- [5] C. Arpagaus, D. A. Flórez-Orrego, P. Krummenacher, and N. Calame, “Annex 58 HTHP-CH – Integration of HTHPs in Swiss Industrial Processes, Appendix 1, Swiss Market Report, 31 August 2023,” 2023. [Online]. Available: <https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=73728>
- [6] C. Arpagaus, D. A. Flórez-Orrego, P. Krummenacher, and N. Calame, “Annex 58 HTHP-CH – Integration of HTHPs in Swiss Industrial Processes, Appendix 2, Factsheets HTHP

- Technologies, 12 October 2022,” 2022. [Online]. Available: <https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=73727>
- [7] C. Arpagaus, D. A. Flórez-Orrego, P. Krummenacher, and N. Calame, “Annex 58 HTHP-CH – Integration of HTHPs in Swiss Industrial Processes, Appendix 3, Factsheets HTHP Demonstration Cases, 12 October 2022,” 2022. [Online]. Available: <https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=73726>
- [8] C. Arpagaus, “Annex 58 HTHP-CH – Integration of HTHPs in Swiss Industrial Processes, Appendix 4, Integration Concepts, 24 August 2024,” 2024. [Online]. Available: <https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=73725>
- [9] C. Arpagaus, D. A. Flórez-Orrego, P. Krummenacher, and N. Calame, “Annex 58 HTHP-CH – Integration of HTHPs in Swiss Industrial Processes, Appendix 5, Integration Guidelines Report, 16 September 2024,” 2024. [Online]. Available: <https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=73723>
- [10] C. Arpagaus, P. Krummenacher, and N. Calame, “Annex 58 HTHP-CH – Integration of HTHPs in Swiss Industrial Processes, Appendix 6, Case Studies Report, 2 April 2025,” 2025. [Online]. Available: <https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=73724>
- [11] C. Arpagaus, “Annex 58 HTHP-CH – Integration of HTHPs in Swiss Industrial Processes, Appendix 7, HTHP Evaluation Tool (MS Excel Tool), User Instructions, 14 September 2025,” 2025. [Online]. Available: <https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=73722>
- [12] C. Arpagaus *et al.*, “Annex 58 HTHP-CH – Integration of HTHPs in Swiss Industrial Processes, Appendix 8, Minutes from the HTHP Workshop, 9 June 2023,” 2023. [Online]. Available: <https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=73721>
- [13] OST IES, “Steam-Generating Heat Pumps - OST Webinar 2025, 21 October 2025, 13:30 – 17:00 (GMT+2).” [Online]. Available: <https://www.sweet-decarb.ch/events/event/steam-generating-heat-pumps-ost-webinar-2025>
- [14] C. Arpagaus, “Webinar wrap-up, Steam generating heat pumps, OST Webinar, 21 October 2025.” [Online]. Available: https://www.sweet-decarb.ch/fileadmin/downloads/Presentations_File/OST_Webinar_SGHP_2025_Wrap-up_Cordin_Arpagaus.pdf
- [15] C. Arpagaus, F. Bless, L. P. M. Brendel, D. Gstöhl, and S. S. Bertsch, “Dampfverdichtung oder Hochtemperatur-Wärmepumpe (HTWP)? Effizienz im Vergleich,” DKV-Tagung 2025, Magdeburg, 20. November 2025. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/398107249_Dampfverdichtung_oder_Hochtemperatur-Warmepumpe_HTWP_Effizienz_im_Vergleich
- [16] M. Speich, C. Arpagaus, F. Bless, and S. Ulli-Beer, “Marktentwicklung für industrielle Wärmepumpen: Verbreitungsmodell und Handlungsoptionen, White Paper, SWEET DeCarbCH, 4. November 2025,” 2025. [Online]. Available: https://www.sweet-decarb.ch/fileadmin/downloads/Presentations_File/Speich_et_al._2025_DeCarbCH_Marktentwicklung_fuer_industrielle_Waermepumpen_Verbreitungsmodell_und_Handlungsoptionen.pdf

- [17] C. Arpagaus, "Stand der Technik von Industrie- und Grosswärmepumpen," in *IHW Forum - Marktplatz für Industrie- und Hochtemperaturwärmepumpen*, 18. März 2026, OST, Campus Buchs, 2026, pp. 1–38.
- [18] C. Arpagaus, P. Sidharth, N. Stefan, T. Rigo, and B. Stefan, "Review of Business Models for Industrial Heat Pumps," in *36th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems (ECOS 2023)*, Las Palmas De Gran Canaria, Spain: ECOS 2023, 2023, pp. 749–760. doi: 10.52202/069564-0068.
- [19] IEA HPT TCP, "Project 68 - Industrial High-Temperature Heat Pumps, Website." [Online]. Available: <https://heatpumpingtechnologies.org/project68/about/>
- [20] B. Zühlsdorf, P. Neksa, and J. K. Jensen, "Book of Proceedings," in *HTHP Symposium 2026, 21-22 January 2026, Copenhagen, Denmark*, 2026, pp. 1–1481. [Online]. Available: <https://orbit.dtu.dk/files/436728537/htthp-symposium-2026-book-of-presentations.pdf>
- [21] IEA HPT TCP, "Project 59 - Heat Pumps for Drying, Website," 2026, [Online]. Available: <https://heatpumpingtechnologies.org/project59/about-the-project/>
- [22] IEA HPT, "Annex 58 High-Temperature heat Pumps, Task 1 - Technologies, Final Report, August 2023, Report no. HPT-AN58-2." [Online]. Available: <https://heatpumpingtechnologies.org/annex58/wp-content/uploads/sites/70/2023/09/annex-58-task-1-technologies-task-report.pdf>
- [23] C. Arpagaus, "Introduction to the Steam Generating Heat Pumps Webinar 2024," OST Webinar, 18 March 2024. [Online]. Available: https://www.sweet-decarb.ch/fileadmin/downloads/Presentations_File/Presentation_Cordin_Arpagaus_Introduction_Steam-Generating_Heat_Pumps_Webinar_2024_OST.pdf
- [24] B. Zühlsdorf, M. P. Andersen, and C. Tammone, "Project 68 Industrial High-Temperature Heat Pumps, Task 1 -Technologies, Yearly Report 2025, November 2025, Report no. HPT-PR68-2." [Online]. Available: <https://etkhpcorderapi.extweb.sp.se/api/file/2924>
- [25] P. Hägeli, "Wärmepumpe für die Schweiz: CO₂-neutrale Energieversorgung (F.Hoffmann-La Roche)," in *IHW Forum - Marktplatz für Industrie- und Hochtemperaturwärmepumpen*, 18. März 2026, OST, Campus Buchs, 2026, pp. 1–13. [Online]. Available: <https://www.ost.ch/de/studium/technik/news-technik/industrielle-waermepumpen-aus-zukunftsmusik-wird-praxis>
- [26] C. Rau, "SPH Sustainable Process Heat GmbH, 2 Minuten Pitch, Erste Dampfwärmepumpe in der Schweiz," in *IHW Forum - Marktplatz für Industrie- und Hochtemperaturwärmepumpen*, 18. März 2026, OST, Campus Buchs, 2026, pp. 1–2.
- [27] Enerin, "Enerin heat pump installation due at Roche Switzerland," 2025. [Online]. Available: <https://www.enerin.no/news/blog-enerin-heat-pump-installation-due-at-roche-switzerland-enerin>

Vom Produkt zum System: Wärmepumpen als Bestandteil einer modernen Energieinfrastruktur

Thomas Nowak, Quantum Industries AB

Zusammenfassung

Die Wärmepumpentechnologie ist heute zuverlässig und etabliert. Lösungen zur Bereitstellung von Heizung, Kühlung und Warmwasser existieren für fast alle Anwendungen im Wohn- und Bürogebäudebereich, und immer mehr industrielle Bedarfe lassen sich durch die Prozessintegration von Wärmepumpen mit hoher Kapazität und Hochtemperaturwärmepumpen bedienen. Der parallel verlaufende, schnelle Ausbau von Photovoltaik, Elektromobilität und Batteriespeichern führt zu einer verstärkten Nachfrage nach Wärmepumpensystemen. Auf Systemebene kann diese Möglichkeit der Nachfrageflexibilisierung das Stromnetz stabilisieren. Das Gebäude wird zum aktiven Energieknoten, das Netz zum thermischen Gleichgewichtssystem.

Ein weiterer Schub in Richtung Elektrifizierung der Gesellschaft ist in Folge des Ukraine- und Irankrieges zu beobachten. Elektrifizierung im Allgemeinen und die Wende hin zu Wärmepumpen tragen einem gesteigerten Bedürfnis nach Versorgungssicherheit Rechnung.

Dieser Beitrag wagt einen Ausblick auf Herausforderungen an die Industrie entlang drei Innovations-ebenen: Produkt, Gebäude und System, und integriert Anforderungen an Forschung und Politik.

Abstract

Heat pump technology is today reliable and well established. Solutions for heating, cooling and domestic hot water exist for virtually all residential and commercial building applications, and an increasing number of industrial needs can be met through the process integration of large-capacity and high-temperature heat pumps. The parallel rapid expansion of photovoltaics, electric mobility and battery storage is driving growing demand for heat pump systems. At the system level, this demand flexibility potential can contribute to stabilising the electricity grid. Buildings become active energy nodes; the grid becomes a thermal balancing system.

The conflicts in Ukraine and Iran have provided a further impetus towards the electrification of society. Electrification in general, and the transition to heat pumps in particular, respond to a heightened need for energy security.

This paper offers an outlook on the challenges facing industry across three levels of innovation - product, building and system - and integrates requirements for research and energy policy.

Wärmepumpeninnovation – was bedeutet das für die Industrie?

Jules Verne lässt seinen Protagonisten Cyrus Smith in «Die geheimnisvolle Insel» sagen «Der Tag wird nicht ausbleiben, wo die Kohlenkammern der Steamer und die Tender der Lokomotiven statt der Kohle diese beiden Gase (Wasserstoff und Sauerstoff) vielleicht in komprimiertem Zustand mitführen werden, die unter den Kesseln eine enorme Heizkraft entwickeln. Keine Furcht also!» [1]. Smith ist im Buch überzeugt davon, dass Wasser, gespalten durch elektrischen Strom, Kohle als universellen Energieträger ablösen würde.

Es ist faszinierend zu beobachten, wie Verne zwar gedanklich das Problem der Energieverfügbarkeit durch Elektrifizierung überwinden kann, aber beim Anwendungsrahmen nicht über die Energiequelle hinausdenkt. Er liefert eine Zukunftsperspektive mit besserem Brennstoff ohne die Konsequenzen, die dieser Bruch für das ganze System haben muss, zu integrieren.

Fragt man nach einer Zukunftsvision der Heizungsbranche stösst man auf eine ähnliche Herausforderung. Lange Zeit war Innovation «der nächste Kompressor», «ein anderes Kältemittel» oder «ein neuer Kältekreis». Auf Gebäudeebene war die Wärmepumpe selbst die Innovation. Mit zunehmendem Erfolg muss sie sich gegen die Angriffe der Vertreter fossiler Kessel erwehren, die nicht müde werden, die (vermeintlichen) Schwächen der Wärmepumpe zu betonen, die mangelnde Eignung für alle Anwendungsgebiete zu beklagen und vor der Komplexität zu warnen, die den Wandel für Endbenutzer anspruchsvoll und unbequem macht.

Und während dieses Wettbewerbs um die Deutungshoheit im Heizungskeller verändert sich unser Energiesystem so fundamental, dass es gar nicht mehr nur um Produktinnovation gehen kann. Wenn die Wahl der Energieträger entscheidend für die Wettbewerbsfähigkeit von Ländern und Kontinenten wird [2], dann findet Innovation auf der Systemebene statt.

Wenn dann – wie zuletzt durch die Kriege in der Ukraine und im Iran - immer deutlicher wird, dass die Abhängigkeit von fossilen Energien Länder erpressbar macht, dann brauchen wir Prozess- und Politikinnovation, um den Systemwechsels so schnell wie möglich umsetzen zu können. Das gilt umso mehr, als dass die gegenwärtigen Konflikte auch weltweite Handelsrouten beeinträchtigen.

Was kann die Wärmepumpenindustrie in dieser Situation tun und woran muss sie arbeiten? Was kann Sie von der Politik erwarten, was muss sie fordern? Zukunftsfähigkeit wird sich kaum erreichen lassen, wenn der Fokus weiter auf der Verbesserung von Komponenten und Produkten liegt. Um die Energiewende mit der notwendigen Geschwindigkeit umzusetzen, müssen drei Innovationsebenen gleichzeitig betrachtet werden:

1. Produkt (und Komponenten),
2. Gebäude/Quartier/Energienetz, und
3. Planungs- und Umsetzungsprozesse.

Die grösste Herausforderung dürfte aus der Notwendigkeit der Prozessinnovation erwachsen, da sie die Koordination über die ganze Wertkette und verschiedene Anspruchsgruppen hinweg erforderlich macht, um etablierte Technik schnell umzusetzen.

Die Wärmepumpenindustrie: etabliert und zukunftsfähig

Die Wärmepumpe – eine etablierte Technologie bereit für die Zukunft

Wärmepumpen sind keine Zukunftstechnologie mehr, sie sind Stand der Technik. Sie versorgen Wohnungen, Büros und Gewerbeflächen zuverlässig mit Wärme, Kälte und Warmwasser. In der Industrie stellen sie effizient Temperaturen bis zu 200 °C bereit. All das funktioniert sauber, ohne fossile Verbrennung, mit einem Wirkungsgrad, den kein konventionelles Heizsystem erreicht. Die Kühltaste ist ohne den Kältekreis nicht denkbar und daher ist es nicht falsch zu behaupten, dass ohne den Kältekreis unsere Zivilisation binnen Tagen am Ende wäre.

Die Frage ist heute nicht mehr, ob Wärmepumpen funktionieren, sondern, welche Rolle sie in einem Energiesystem spielen werden, das sich gegenwärtig rasant verändert. Welche Innovation ist auf welcher Systemebene notwendig, um dieser Veränderungsgeschwindigkeit gerecht zu werden.

Der Elektrifizierungstrend: vom Erdölstaat zum Elektrostaat

2025 wurden 47,3 % der in der EU erzeugten Elektrizität (Nettokapazität) aus erneuerbaren Energien bereitgestellt [3]. Der Beitrag von Windrädern und PV-Anlagen überstieg erstmals den fossiler Kraftwerke. Im gleichen Jahr war nahezu der gesamte weltweite Kapazitätszubau erneuerbar: Laut Internationaler Energieagentur decken Wind, Wasserkraft und Solar fast 95 % des Strombedarfswachstums [4].

Michael Liebreich hat den Strukturwandel als Wettbewerb um die politische Vorherrschaft formuliert. In seiner Podcast-Episode «Petrostate USA vs Electorate China» beschreibt er, dass die globale Elektrifizierungsrate seit 1970 kontinuierlich wächst und China bereits über 28 Prozent liegt und zwar als Folge strategischer Politischer Entscheidungen mit dem Ziel der Energiesouveränität.[5] Wer heute in Solarfertigung, Batterien und Elektrofahrzeuge investiert, kontrolliert morgen die Energieversorgung und macht sich unabhängig vom Rest der Welt. Wer weiter auf fossile Energieträger setzt bleibt erpressbar.

Das hat Konsequenzen für die jeweiligen Systeme. Gebäude werden zu Prosumern im Stromnetz. Sie produzieren Elektrizität für Heizung und Mobilität, Speichern diese über Nacht in thermischen und elektrischen Speichern und stellen diese Flexibilität dem Stromnetz zur Verfügung. Wärmepumpen sind in diesem Kontext keine Last, sondern ein flexibler Nachfrager, der Erzeugungsspitzen absorbiert, Netzstabilität unterstützt und den Eigenstromverbrauch optimiert. Sie sind das intelligente Scharnier zwischen Gebäude und Netz. Dieser Systemwert steigert die Nachfrage nach Wärmepumpen über den reinen Bedarf an Wärme und Warmwasser hinaus. Wenn der ökonomische Wert dieser Nutzen die Kosten der Wärmepumpenlösung übersteigt, wäre perspektivisch kostenfreies Heizen und Kühlen denkbar.

Geopolitik als Verstärker: Krieg, Handelsbrüche und Versorgungssicherheit

Die kriegsinduzierte geopolitische Krise hat seit 2022, vielleicht sogar schon seit 2014 die Spielregeln verändert. Günstige fossile Energie ist nicht mehr automatisch verfügbar. Globaler Handel ist fragiler geworden und eine Wertkette, bei der 40 % aller globalen Seetransporte Öl und Gas geladen haben wird zum Versorgungsproblem. Von diesen Lieferketten abhängigen Staaten sind erpressbar und die Abhängigkeit damit zum sicherheitspolitischen Risiko.

Die Antwort von Regierungen und Märkten ist: Fast alle gegenwärtig aufgelegten Notfallprogramme fokussieren auf die Beschleunigung der Elektrifizierung. Aber auch die Individuen bleiben aktiv und fragen Wärmepumpen und elektrische Fahrzeuge (PKW und LKW) verstärkt nach.

Die drei Kräfte verstärken sich gegenseitig: Elektrifizierungstrend und Prosumer-Haushalte steigern die Nachfrage nach intelligenten Wärmepumpen. Die geopolitische Krise erhöht den Druck auf Versorgungssicherheit und Unabhängigkeit von Fossilen und verstärkt damit sowohl den Elektrifizierungstrend als auch die Grundnachfrage nach Wärmepumpen. Das Ergebnis ist ein struktureller Nachfrageschub.

Zwischenfazit

Vor diesem Hintergrund wächst die Nachfrage nach einer neuen Generation modularer, integrierter, intelligenter Lösungen, die besser zur elektrifizierten und vernetzten Welt passt [6]. Damit einher gehen zwei strukturelle Vorteile, die über den Klimaschutz hinausgehen:

1. Elektrifizierung ist gleichbedeutend mit Effizienzgewinn (Elektrifizierung = Efficiency first). Fossile Systeme verschwenden 2/3 der eingesetzten Primärenergie, elektrische Systeme vermeiden diese Verluste weitgehend [2]. Wärmepumpen sind drei bis fünfmal effizienter als Gaskessel und können den Energiebedarf im Heizungssektor um mehr als die Hälfte reduzieren [7].
2. Die Kombination aus erneuerbarer Erzeugung und Speichern macht die Energieversorgung unabhängig von fossilen Energieträgern. Ein weitgehend emissionsfreies Energiesystem ist möglich [8]. Es ist gleichbedeutend mit Energieunabhängigkeit und Versorgungssicherheit. Die eingesparten Kosten für Fossilimporte stehen vor Ort für Investitionen zur Verfügung.

Das elektrische System hat enormes ungenutztes Potential und hier muss Innovation auf allen Ebenen ansetzen. Die Verbesserung liegt nicht mehr im Produkt, sondern im System, vom Kältekreis bis zum thermischen Kreislauf im Stadtquartier.

Innovation als Selbstähnliche Optimierung

Die drei Systemschocks erzeugen Anforderungen auf allen Innovationsebenen, die parallel entwickelt werden müssen, da sie sich gegenseitig (positiv) beeinflussen. Betrachtet man die Ebenen genau, sind sie nicht voneinander getrennt, sondern folgen einer gemeinsamen Optimierungslogik, die sich auf der jeweils folgenden Ebene wiederholt (s. Tabelle 1).

Die **Grundstruktur** ist stets dieselbe: Sensordaten beschreiben den Zustand eines Systems, eine Steuerungslogik bewertet mögliche Optionen im Hinblick auf einen gewünschten Zielwert, der Betriebszustand wird über Aktionssignale angepasst. Was sich ändert ist die Systemgrenze und damit die Komplexität der Datenlage und die Zahl der Akteure, die koordiniert und optimiert werden müssen.

Tabelle 1: Ebenen der selbstähnlichen Optimierung.

Ebene	Fokus der Optimierung
Wärmepumpe	Wärmetauscher, Expansionsventil, Kompressor, Volumen, Kältekreis
Wärmepumpe im Gebäude	Wärmepumpe als Objekte in der Gebäudesteuerung zur Bereitstellung von Nutzerkomfort
Vom Apartment zum Gebäude	Apartment als Objekt der Nachfragesteuerung in einem Mehrfamiliengebäude
Vom Gebäude zum Quartier	Gebäude als Objekt der Nachfragesteuerung in einer Strasse oder einem Quartier

Ebene 0: Die Wärmepumpe selbst

Die Optimierung des Kältekreises war die Innovationsaufgabe der letzten Jahrzehnte: bessere Kompressoren, effizientere Expansionsventile, Wärmetauscher und Kompressoren, verbesserte Kältemittel, angepasste Schmiermittel, kompaktere Bauformen und minimierte Volumina. Wärmepumpen haben heute einen Entwicklungsstand erreicht, der ihre Anwendung grundsätzlich in fast allen Anwendungsbereichen ermöglicht. Damit ist die inkrementelle Optimierung von Komponente und Produkten nicht überflüssig, aber auch nicht mehr die entscheidende Aufgabe. Sie ist eine Pflicht, während Mehrwert durch systemische Innovation entsteht.

Ebene 1: Die Wärmepumpe im Gebäude

Ein modernes Gebäude ist kein passiver Energieverbraucher, sondern gleichermassen Produzent, Verbraucher und Speichermasse für Energie. Im Extrem existieren PV-Anlagen, elektrische und thermische Speicher, Wärmepumpen, Lüftungs- und Verschattungsanlagen neben Wallbox und Smart-Home Komponenten.

Ein Netz von Sensoren erfasst Volumenströme, Vor- und Rücklauftemperaturen, Stromaufnahme, Raumluftqualität, Belegung, PV-Ertrag, Innen- und Aussentemperatur, sowie Wetterprognosen. Sie lassen sich speichern und auswerten, um den effizienten Betrieb sicherzustellen und Produkt wie System zu verbessern. Qualität lässt sich bezogen auf ein konkretes Objekt garantieren und ihre Einhaltung kann online überwacht werden. Die dazu notwendigen Daten existieren bereits, häufig aber isoliert und ihre systematische, quellenübergreifende Nutzung stellt eine Herausforderung dar.

Der erste Schritt der rekursiven Optimierung beginnt hier: Die Wärmepumpe wird nicht mehr isoliert betrieben, sondern als ein Akteur innerhalb einer Gebäudesteuerungslogik, die alle verknüpften Systeme umfasst. Ziel ist nicht mehr nur die maximale Effizienz (Jahresarbeitszahl / JAZ) des Geräts, sondern der minimale Energieeinsatz zur Erreichung eines definierten Komfortniveaus im Gebäude über die nächsten Stunden und Tage.

Sobald das Stromnetz digitalisiert ist und über flexible Tarife und zeitvariable Netzentgelte die entsprechenden Preisinformationen liefert, wird eine ökonomische Optimierung ebenso möglich wie ein netzdienlicher Betrieb: Die Wärmepumpe lädt den thermischen Speicher, wenn Strom günstig ist, und schont das Netz in Spitzenlastzeiten. Abgerechnet wird im Viertelstundentakt. 35 040 Verbrauchswerte müssen erfasst und mit einer entsprechenden Anzahl von Preisen bewertet werden. Die Möglichkeit der Lastverschiebung lässt Gebäude zu aktiven Teilnehmern im Energiemarkt werden.

Ebene 2: Von der Wohneinheit zum Gebäude

Die Daten mehrerer Wohneinheiten lassen sich aggregieren. Es entsteht ein schärferes Bild des Betriebszustandes des Gebäudes. Lastspitzen werden genauso sichtbar wie PV-Produktionsmaxima und nicht ausgenutzte Speicherpotentiale. Wird das durch die Nutzer erwartete Komfortniveau nicht erreicht, wird auch das sichtbar. Geht man davon aus, dass sich Lasten und Beiträge normalisieren fallen auch Anomalien im Betrieb eher auf.

Auf Gebäudeebene eröffnet sich damit eine Optimierungsdimension: Predictive Maintenance auf Basis von Betriebsdaten. Der Serviceeinsatz erfolgt, wenn er notwendig ist. Ein vor-Ort Besuch zur Fehlerdiagnose ist meist nicht mehr nötig, da die entsprechende Information samt Ersatzteilliste und Reparaturanleitung dem Servicetechniker vom System übermittelt wird. Die Folge sind reduzierte Wartungskosten, geringere Ausfallzeiten und messbar bessere Systemarbeitszahlen über den gesamten Lebenszyklus.

Aus ökonomischer Perspektive lassen sich Netzbezug und Einspeisung «behind the Building meter» kosteneffizient und netzdienlich optimieren.

Erweitert man die Systemgrenze um eine thermische Dimension, lassen sich Wohneinheiten über ein gemeinsames Niedertemperaturnetz verbinden, ein Netz, das gleichzeitig als Wärmequelle und Wärmesenke fungiert und Heiz- und Kühlbedarf im Gebäude gegeneinander aufrechnet. Jede Wohneinheit entnimmt dem Netz Energie und stellt je nach Bedarf über die eigene Wärmepumpe Wärme oder Kälte bereit. Wo gleichzeitig geheizt und gekühlt wird, wird die Abwärme des einen zur Wärmequelle des anderen und separate Klimaanlage werden überflüssig. Das Niedertemperaturnetz ist das thermische Äquivalent des Stromnetzes: eine gemeinsame Infrastruktur, die individuelle Flexibilität ermöglicht.

Ebene 3: Vom Gebäude zum Quartier

Aggregiert man mehrere Gebäude entlang einer Strasse oder einem Quartier wiederholt sich die Logik auf der nächsten Stufe. Das Quartier wird zur steuerbaren Einheit: Flexible Lasten werden koordiniert, Abwärme lässt sich zwischen Gebäuden mit unterschiedlichen Lastprofilen austauschen, thermische Speicherkapazität wird über das gesamte Areal genutzt. Thermische Netze auf Umgebungstemperaturniveau sind die Infrastruktur, die diesen Austausch physisch ermöglichen, aber die eigentliche Innovation liegt in der Steuerungslogik, die den Austausch optimiert.

Auf dieser Ebene wird die Gebäudeflotte zur Ressource für den Netzbetreiber: Aggregierte steuerbare Last kann Regelreserveleistung bereitstellen, Erzeugungsspitzen aus Wind und PV absorbieren und damit direkt zur Netzstabilität beitragen. Wärmesystem und Stromsystem werden integriert.

Die Voraussetzung: das digitalisierte Netz

Diese Optimierungslogik funktioniert auf keiner Ebene ohne eine digitalisierte Netzinfrastruktur. Flexible Tarife und zeitvariable Netzentgelte sind das Preissignal, das individuelle Geräte zu systemdienlichem Verhalten motiviert. Smart Meter sind die Messinfrastruktur, ohne die dieses Signal nicht beim Gerät ankommt und nicht abgerechnet werden kann. Aggregationsplattformen sind die Schnittstelle, über die individuelle Flexibilität zu einem kollektiven Angebot an den Markt wird.

Solange der Smart-Meter-Rollout lückenhaft ist, bleibt die Optimierung auf Ebene 1 stecken. Solange Netzentgelte nicht zeitvariabel sind, fehlt der ökonomische Anreiz für systemdienliches Verhalten. Die Digitalisierung des Netzes ist keine regulatorische Feinheit, sie ist die Grundbedingung, unter der die gesamte rekursive Optimierungslogik überhaupt funktioniert.

Der Beschleuniger: Prozessunterstützung bei Planung, Logistik und Installation

In entwickelten Volkswirtschaften sind ca., 80% des Gebäudebestands, der im Jahr 2050 bewohnt sein wird, heute schon errichtet. Die Dekarbonisierung des Wärmemarkts muss im Bestand stattfinden in Gebäuden, die nicht für Wärmepumpen konzipiert wurden, mit heterogenen Installationssituationen und Anforderungen [9].

Gleichzeitig schrumpft die verfügbare Installationskapazität. Im Sanitär-, Heizungs- und Klimatechnik-Handwerk (SHK) fehlten in Deutschland im März 2025 über 12.000 Fachkräfte, jede zweite Stelle blieb unbesetzt [10a]. Der demografische Wandel mit rund 125.000 anstehenden Betriebsnachfolgen in den nächsten Jahren wird das Problem weiter verschärfen. Strukturelle Lösungen wie Ausbildungs-offensiven oder erleichterte Fachkräfteeinwanderung brauchen Jahre, um zu wirken [10b].

Das Mengenproblem ist damit eindeutig: Die Zahl zu sanierender Gebäude wächst, die Zahl verfügbarer Installateure sinkt. Der einzige Ausweg ist ein massiver Produktivitätssprung je Installation.

Erschwerend kommt hinzu, dass der Schwierigkeitsgrad mit fortschreitender Energiewende zunimmt. Viele Bestandsgebäude sind energetisch anspruchsvoll - sie erfordern häufig zusätzliche Arbeiten wie Dämmung, den Austausch von Heizkörpern oder die Anpassung von Speichern. In Ländern mit geringerem Altbauanteil oder weniger anspruchsvollen Effizienzanforderungen sind die Installationen einfacher und damit günstiger [11]. Die einfachen Projekte werden zuerst umgesetzt; was bleibt, wird komplexer.

Der Produktivitätshebel liegt im Prozess. Der **Sanierungssprint**, eine Methodik zur vollständigen Gebäudesanierungen in 22 Werktagen zeigt, was die Parallelisierung der Gewerke, halbtäggenaue Planung und Baustellenkoordination leisten können [12]. Die Prozessinnovation umfasst sieben Phasen:

- **Digitale Bestandserfassung**, die aus vorhandenen Gebäudedaten automatisiert eine Auslegungsempfehlung generiert und den Aufwand der Vor-Ort-Analyse reduziert.
- **Zentrale Vorfertigung** hydraulischer Module in Kombination mit modularen, flexiblen Wärmepumpen die Montagezeit auf der Baustelle von Tagen auf Stunden verkürzt, eine Strategie, die im Modulbau seit Jahrzehnten erprobt ist und auf die Heizungsmodernisierung übertragbar ist.
- **Qualifizierung und Wissenstransfer** über standardisierte Ausbildung, digitale Montageanleitungen, AR-gestützte Ausführungshilfen.

- **Optimierte Installationslogistik**, die Materialdisposition, Tourenplanung und Montagekapazitäten digital koordiniert. Die knappe Ressource Installateur erhält Unterstützung durch Baustellen-spezifisch konfektionierte Lösungspakete, die just-in-time angeliefert werden. Digitale Auftrags-steuerung und Kapazitätsplanung über mehrere Betriebe und Baustellen hinweg können die Pro-duktivität je Installateur weiter steigern. Das Modell ist aus dem Bauhauptgewerbe bekannt. Eine Übertragung wird durch Systemintegratoren schon erfolgreich getestet, wenn man erkennt, dass ihr Wettbewerbsvorteil nicht das Produkt ist, sondern die Logistikkette.
- **Digitale Inbetriebnahme**. Die geführte Inbetriebnahme per App, eine automatisierte Funktions-prüfung, und digitale Übergabedokumentation sichert Qualität und vermeidet Nacharbeit und Ge-währleistungskosten.
- **Onlineüberwachung zur Betriebsoptimierung**. Der Abgleich zwischen Planung- und Realität ermöglicht Lerneffekte, Produkt- und Prozessverbesserung, und
- integrierte **Planungs- und Förderplattformen**, die Heizlastberechnung, Produktauswahl, För-derantrag und Installationslogistik in einem durchgängigen digitalen Prozess zusammenführen.

Für Hersteller bedeutet das eine Erweiterung der Wertschöpfung: Wer nicht nur das Gerät, sondern auch das Installationssystem, inklusive Planungssoftware, vormontierten Systemkomponenten und di-gitaler Inbetriebnahme, als Gesamtlösung anbietet, adressiert den entscheidenden Engpass der Ener-giewende. Produktinnovation und Prozessinnovation sind keine Alternativen. Sie sind gleichzeitig not-wendig.

Herausforderung auf der Systemebene

Der Wettbewerb um den Kunden findet in der Zukunft nicht mehr im Heizungskeller statt, sondern dort, wo das Energieversorgungsversprechen gegeben wird. Alles aus einer Hand angeboten, finanziert, in-stalliert und betrieben: günstiger Strom, geringere Betriebskosten, maximaler Eigenverbrauch [13].

Was Normalität ist für Systemintegratoren wie Enpal, Thermondo und 1komma5° oder Aggregatoren wie Octopus Energy wird zunehmend auch für etablierte Energieversorger und Stadtwerke interessant. Sie erkennen, dass ein solches Angebot eine Antwort auf die «Herausforderung Energiewende» in den Städten liefert und ihr Kerngeschäft sichert, besonders, wenn das klassische Fernwärmeportfolio durch kalte Netze ergänzt wird.

Wärmepumpenhersteller, die «nur» das Gerät liefern werden zu OEM Zulieferern. Erfolg auf der Sys-temebene bedingt den direkten Zugang zum Kunden, ein Servicemodell und eine Datenstrategie. So lässt sich die Kundenbeziehung erhalten und der Wert der Betriebsdaten und der Systemwert behalten.

Was muss die Politik leisten?

Der Europäische Rechtsrahmen adressiert alle drei Innovationsebenen, allerdings in unterschiedlicher Tiefe und nicht trennscharf.

Tabelle 2: Ebenen der Regulierung.

Ebene	Instrumente
Produkt	Ökodesign-Verordnung [14] mit Ausführungsbestimmungen, Energieverbrauchs-kennzeichnung [15] [16], F-Gas-Verordnung [17], EU Cyber-Resilience Act [18]
Gebäude	Europäische Gebäudeeffizienzrichtlinie [19] mit Anforderungen an die Gebäudeau-tomatisierung, Smart Readiness Indicator
System	Erneuerbare Energien Richtlinie [20], Energieeffizienzrichtlinie[21], Klimage-setz [22], Electricity Market Design [23], NIS2-Richtlinie [24], EU Code of Conduct [25]

Die Politik muss denselben Spagat vollziehen wie die Industrie und vom Produkt zum System denken, ohne die Produktebene zu vernachlässigen. Die Vorteile der Digitalisierung des gesamten Systems ermöglichen eine Vereinfachung der Produktvorgaben, weil diese im Betrieb dokumentierbar sind. Mit der Digitalisierung und der Optimierungspotentiale auf den verschiedenen Ebenen geht aber auch ein Gefahrenpotential einher. Absicherung von Wärmepumpensystemen gegen Cyberattacken und Daten-diebstahl sind unabdingbar.

Zwei Bereiche mit Entwicklungspotential zum System:

Produktregulierung: Der Prüfstands-sCOP beschreibt nur unzureichend, wie sich ein Produkt im Betrieb verhält und erfasst die Systemvorteile nicht. Eine Wärmepumpe, die PV-Überschüsse nutzt und netzdienlich betrieben wird, ist systemisch wertvoller als ein Gerät mit exzellentem Laborwerten ohne jede Netzintegration. Moderne vernetzte Geräte liefern Echtzeitdaten, die Qualität am Einbauort messbar machen. Förderung könnte an nachgewiesene Betriebsleistung geknüpft werden. Das setzt Anreize für Installationsqualität und reduziert gleichzeitig den Regulierungsaufwand auf Produktebene.

Gebäuderegulierung: Die EPBD 2024 setzt wichtige Mindestanforderungen an Gebäudeautomatisierung, Smart Readiness Indicator (SRI), Renovierungspflichten. Aber der SRI bleibt optional, der Energieausweis normverbrauchs basiert, der Flexibilitätsbeitrag des aktiven Gebäudes wird kaum gewürdigt.

Der EU-Code of Conduct for Energy Smart Appliances ist ein guter Ansatz zur standardisierten Beschreibung von Integrationsfähigkeit. Solange er aber freiwillig bleibt, fehlt der Markthebel. Kurzfristig muss er mit Förderrecht verknüpft, mittelfristig in verbindliche Ökodesign-Anforderungen überführt werden.

Netzdigitalisierung: die nicht verhandelbare Grundbedingung. Die selbstähnliche Optimierungslogik, die in Kapitel 3 beschrieben wird, funktioniert auf keiner Ebene ohne digitalisierte Netzinfrastruktur. Flexible Tarife und zeitvariable Netzentgelte sind das Preissignal, das systemdienliches Verhalten wirtschaftlich macht. Smart Meter sind die Messinfrastruktur, ohne die dieses Signal weder beim Gerät ankommt noch abgerechnet werden kann — vom Wohnungsanschluss bis zur Trafostation.

Aggregationsplattformen brauchen regulatorischen Zugang, der heute noch Monate an Genehmigungsverfahren erfordert.

Die Schweiz ist auf Kurs: Über 50 % Smart-Meter-Penetration, gesetzliches Ziel 80 % bis 2027 [26]. Deutschland liegt bei unter 2 % [27]. Solange die grössten europäischen Märkte bei der Netzdigitalisierung blockiert sind, bleibt die Systemintegration ein Pilotprojekt. Das ist keine technische Feinheit, es ist die kritische Infrastrukturaufgabe der Energiewende.

Je weiter die Digitalisierung fortschreitet, desto mehr wird der Aspekt der **Datensicherheit** an Bedeutung in Produkt- und Systementwicklung bekommen. Der Cyber Resilience Act setzt ab 2027 verbindliche Anforderungen an security-by-design und vulnerability management für alle vernetzten Produkte, also auch für Wärmepumpen. Auf Systemebene stellt die NIS2-Richtlinie Anforderungen an den Betrieb von Aggregationsplattformen und thermischen Netzwerken als kritische Infrastruktur: Risikomanagement, incident Response und Meldepflichten bei Sicherheitsvorfällen. Da Wärmepumpen in diesen Infrastrukturen 15–20 Jahre im Einsatz bleiben, werden Reparierbarkeit und die Fähigkeit zu Softwareupdates über den gesamten Lebenszyklus zur Produkthanforderung.

Und nun?

Verne irrte nicht, weil er zu wenig wusste. Er irrte, weil er nicht auf allen Ebenen gleichzeitig dachte besserer Brennstoff, aber dasselbe System. Die Wärmepumpenbranche steht heute vor demselben Problem. Die Technologie ist bereit. Optimiert werden kann und muss das System.

Neue Marktteilnehmer besetzen diese Schnittstelle. Sie bauen kaum eine Wärmepumpe selbst, verkaufen aber das Energieversorgungsversprechen und erhalten im Gegenzug Nutzer- und Betriebsdaten. Etablierte komplettieren Ihr Angebot bis hin zum Vollanbieter von Strom, Wärme, Kälte und Speichern – auf Gebäude und Quartiersebene.

Was bedeutet das für die Wärmepumpenindustrie, für die Wärmepumpenforschung und die Politik? Worauf müssen wir uns einstellen, wenn wir am Puls der Zeit bleiben wollen?

Wettbewerbsfähig bleibt, wer die Systemschnittstelle zum Kunden besetzt. Das erfordert bessere, modulare, integrierbare Produkte, und eine Datenstrategie. Es erfordert auch ein Servicemodell, dass die Kooperationen mit Aggregatoren und Installateuren ermöglicht.

Innovationsführerschaft definiert sich nicht mehr nur im Labor, sondern im Feld. Effizienzmessung in Echtzeit, Hardware-in-the-loop, demand-response-algorithmen, Systemintegration der Sektoren Elektrizität und thermische Energie, Schnittstellendefinition und Entwicklung von Kommunikationsprotokollen, Geschäftsmodelle für thermische Netzwerke und «zero-bill» Angebotspakete, nicht zuletzt natürlich die Integration von AI in die Planung und den Betrieb von Produkten und Systemen. All das sind Grundlagen für wettbewerbsfähige Plattformen. Und alles ist nicht mehr ganz neu, sondern wurde schon mal gemacht: In Projekten, Start-ups, Prototypen oder in Kleinserien. Was fehlt ist die serienreife Integration, die Skalierung und der breite Markt Rollout.

Staatliche Forschungsprogramme müssen diese Trends aufgreifen und strukturieren. Sie übernehmen eine Brückenfunktion zwischen Grundlagenforschung und marktreifen Systemlösungen. Die Industrie muss ihre Produkte zu Systemlösungen weiterentwickeln, die Antworten auf die Eigenschaften eines zukünftigen elektrischen Systems mit hohen Anteilen variabler Stromgeneration liefert.

Die Politik darf gleichermassen nicht im Produktdenken verharren, sondern muss die Systemperspektive integrieren. Solange Förderung am Prüfstands-sCOP hängt, wird Systemdienlichkeit nicht honoriert. Solange Smart-Meter-Rollouts stocken und thermische Netzwerke nicht zum Teil der Standardinfrastruktur werden, bleibt Ebene 3 in der Testphase stecken. Der Rechtsrahmen muss die Trends aufgreifen und Rahmenbedingungen schaffen, in denen die Elektrifizierung schnell erfolgen kann.

Kehren wir zum Anfang zurück: «Keine Furcht also», schrieb Verne. Keine Furcht, weil das neue, die elektrische Innovation, das alte, die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern ersetzen kann. Man mag Furcht vor der Veränderung haben, aber sie ist kein Argument für Stillstand. Sie sollte die Motivation sein, die Elektrifizierte Zukunft schneller zu erreichen und daher entschieden und auf allen drei Ebenen gleichzeitig zu handeln.

Literaturverzeichnis

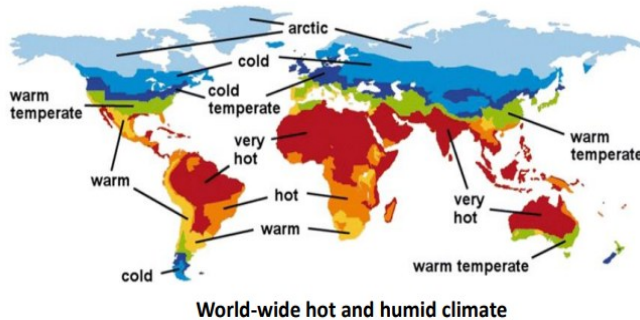
- [1] Verne, J. (1875/1876): Die geheimnisvolle Insel. Wien, S. 501. Digitalisiert: <https://www.math.tu-graz.at/~prodinger/geheimnisvolle-insel.pdf>
- [2] Bond, K., Walter, D. & Butler-Sloss, S. (2025): The Electrotech Revolution. Ember, London, 16. September 2025. <https://ember-energy.org/latest-insights/the-electrotech-revolution/>
- [3] Eurostat (2026): 47% of EU's electricity came from renewables in 2025. Eurostat News, 19. März 2026. <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/w/ddn-20260319-2>
- [4] IEA (2025): Electricity 2025. International Energy Agency, Paris. <https://www.iea.org/reports/electricity-2025>
- [5] Liebreich, M. & Worthington, B. (2025). Petrostate USA vs Electrostate China — Place Your Bets. Cleaning Up: Leadership in an Age of Climate Change, Episode 191. Januar 2025. <https://www.cleaningup.live/petrostate-usa-vs-electrostate-china-place-your-bets-ep191/>
- [6] Liebreich, M. (2023). The Next Half-Trillion-Dollar Market - Electrification of Heat. BloombergNEF. <https://about.bnef.com/blog/liebreich-the-next-half-trillion-dollar-market-electrification-of-heat/>
- [7] IEA (2022): The Future of Heat Pumps. Executive Summary. International Energy Agency, Paris. <https://www.iea.org/reports/the-future-of-heat-pumps/executive-summary>
- [8] IRENA (2026): 24/7 renewables: The economics of firm solar and wind. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi <https://www.irena.org/Publications/2026/May/24-7-renewables-The-economics-of-firm-solar-and-wind>
- [9] IEA (2025): The breakthrough agenda report 2025. International Energy Agency, Paris, p. 47.
- [10a] IW (2024): Handwerk: Jede zweite Stelle bleibt unbesetzt. Institut der Deutschen Wirtschaft, 20.9.2024. <https://www.iwkoeln.de/presse/iw-nachrichten/lydia-malin-jede-zweite-stelle-bleibt-unbesetzt.html>
- [10b] Kunath G./ Tiedemann J. (2025): Fachkräftemangel kann Investitionsschwung bremsen. In: KOFA Kompakt. Nr. 4, 2025.

- [11] Science Media Center (2025): Wärmepumpen: Warum sie in Deutschland teuer sind – und wie sie billiger werden könnten. 11.11.2025. <https://www.sciencemediacenter.de/angebote/waermepumpen-warum-sie-in-deutschland-teuer-sind--und-wie-sie-billiger-werden-koennten-25209>
- [12] Agora Energiewende, ifeu und Institut für Baubetriebslehre der Universität Stuttgart (2024): Der Sanierungssprint für Ein- und Zweifamilienhäuser – Potenzial und Politikinstrumente für einen innovativen Ansatz zur Gebäudesanierung. https://www.zukunftaltbau.de/fileadmin/user_upload/Sanierungssprint/2024_Studie_Ifeu_und_Uni_Stuttgart.pdf
- [13] Hannen, P. (2025): Enpal, 1Komma5, Zolar: Germany's solar giants adapt to harsh market realities. Sifted, 2. Mai 2025. <https://sifted.eu/articles/enpal-1komma5-zolar-solar-giants>
- [14] Europäisches Parlament und Rat (2009): Richtlinie 2009/125/EG zur Schaffung eines Rahmens für die Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung energieverbrauchsrelevanter Produkte. ABl. L 285 vom 31. Oktober 2009, S. 10–35.
- [15] Europäische Kommission (2013): Delegiert Verordnung (EU) Nr. 811/2013 zur Ergänzung der Richtlinie 2010/30/EU bezüglich der Energieverbrauchskennzeichnung von Raumheizgeräten, Kombiheizgeräten, Paketen aus Raumheizgerät, Temperaturregler und Solareinrichtung sowie Paketen aus Kombiheizgerät, Temperaturregler und Solareinrichtung. ABl. L 239 vom 6. September 2013, S. 1–65.
- [16] Europäische Kommission (2013): Delegierte Verordnung (EU) Nr. 812/2013 zur Ergänzung der Richtlinie 2010/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf die Energieverbrauchskennzeichnung von Warmwasserbereitern, Warmwasserspeichern und Paketen aus Warmwasserbereiter und Solareinrichtung. ABl. L 239 vom 6. September 2013, S. 83–131.
- [17] Europäisches Parlament und Rat (2024): Verordnung (EU) 2024/573 über fluoridierte Treibhausgase, zur Änderung der Richtlinie (EU) 2019/1937 und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 517/2014. ABl. L 2024/573 vom 20. Februar 2024. In Kraft getreten: 11. März 2024.
- [18] Europäisches Parlament und Rat (2024): Verordnung (EU) 2024/2847 über horizontale Cybersicherheitsanforderungen für Produkte mit digitalen Elementen (Cyber Resilience Act), zur Änderung der Verordnungen (EU) Nr. 168/2013 und (EU) 2019/1020 sowie der Richtlinie (EU) 2020/1828. ABl. L 2024/2847 vom 20. November 2024. In Kraft getreten: 10. Dezember 2024.
- [19] Europäisches Parlament und Rat (2024): Richtlinie (EU) 2024/1275 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (Neufassung). ABl. L 2024/1275 vom 8. Mai 2024, S. 1–114.
- [20] Europäisches Parlament und Rat (2023): Richtlinie (EU) 2023/2413 zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001, der Verordnung (EU) 2018/1999 und der Richtlinie 98/70/EG im Hinblick auf die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Aufhebung der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates (RED III). ABl. L 2023/2413 vom 31. Oktober 2023. In Kraft getreten: 20. November 2023.
- [21] Europäisches Parlament und Rat (2023): Richtlinie (EU) 2023/1791 über Energieeffizienz (Neufassung). ABl. L 231 vom 20. September 2023, S. 1–111.

- [22] Europäisches Parlament und Rat (2021): Verordnung (EU) 2021/1119 zur Schaffung des Rahmens für die Verwirklichung der Klimaneutralität und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 401/2009 und (EU) 2018/1999 («Europäisches Klimagesetz»). ABl. L 243 vom 9. Juli 2021, S. 1–17.
- [23] Europäisches Parlament und Rat (2024): Verordnung (EU) 2024/1747 zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/942 und (EU) 2019/943 sowie der Richtlinien (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 hinsichtlich der Verbesserung der Ausgestaltung des Elektrizitätsbinnenmarkts (Strommarkt-Reform). ABl. L 2024/1747 vom 26. Juni 2024.
- [24] Europäisches Parlament und Rat (2022): Richtlinie (EU) 2022/2555 über Massnahmen für ein hohes gemeinsames Cybersicherheitsniveau in der Union, zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 910/2014 und der Richtlinie (EU) 2018/1972 sowie zur Aufhebung der Richtlinie (EU) 2016/1148 (NIS-2-Richtlinie). ABl. L 333 vom 27. Dezember 2022, S. 80–152.
- [25] Europäische Kommission / Joint Research Centre (2024): Code of Conduct on Energy Management Related Interoperability of Energy Smart Appliances. Version 1.0. DG ENER / JRC Smart Electricity Systems, Petten. Veröffentlicht: 23. April 2024. https://ses.jrc.ec.europa.eu/sites/default/files/2024-04/code_of_conduct_on_energy_management_related_interoperability_of_energy_smart_appliances_v.1.0.pdf
- [26] SWI swissinfo.ch (2025): Über die Hälfte der Haushalte haben moderne Energiemesssysteme. 20. November 2025. <https://www.swissinfo.ch/ger/ueber-die-haelfte-der-haushalte-haben-moderne-energiemesssysteme/90396381>
- [27] Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (2025): SET Pilot 3: Smart Meter Rollout Planungstool – Entwicklung und Evaluierung eines Planungstools für den Rollout von intelligenten Messsystemen. Oktober 2025. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2025/Studie_Smart_Meter_Rollout_Planungstool.pdf
- [28] ACER/CEER (2024): Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2023 — Energy Retail and Consumer Protection Volume. Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden / Rat der europäischen Energieregulierungsbehörden, Ljubljana/Brüssel. Oktober 2024. <https://www.ceer.eu/publication/acer-ceer-2024-market-monitoring-report-energy-retail-and-consumer-protection/>

CliCo-NAT

CLimate-friendly COMfort units with NATural refrigerants



Why CliCo-NAT?

- Cooling demand up to 3x by 2050
- AC already causes massive electricity peaks
- Need for PFAS/PFOA-free refrigerants

Five applications with common objectives

- Standardized climate friendly cooling units
- Regional adaption and integration
- Acceleration of natural refrigerant adoption
- Market readiness and knowledge dissemination
- Cost reduction & economies of scales

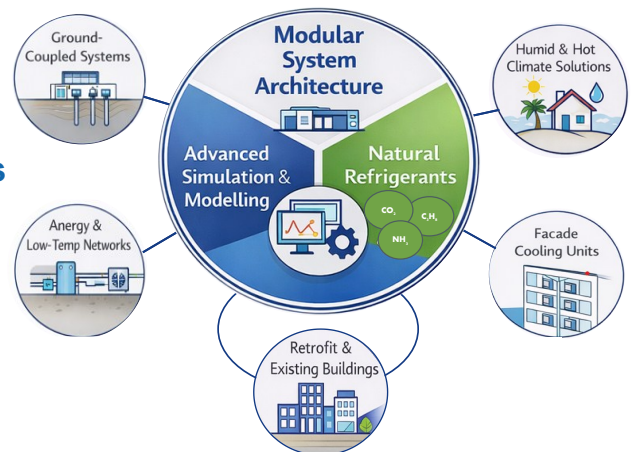


Why natural refrigerants, why now?

- PFAS restrictions
- F-gas regulation
- Decarbonization
- Resilience

What is CliCo-NAT?

- One modular platform for multiple climate solutions and applications
- Simulation-based design and evaluation of modular solutions
- Assessment of natural refrigerants (CO₂, Propane, Ammonia)
- Building upon the results of IEA HPT Annex 55
- Application of local adaptations



Our IEA Project initiative looking for partners

- Planners, manufacturers, building operators, policy makers, academia, society
- Access to open simulation tools, retrofit guidelines, standardized CliCo-NAT designs
- Supports sustainable cooling adoption and emission reductions

Contribution to UN Sustainable Development Goals



Prof. Dr.-Ing. Frank Tillenkamp
+41 (0) 58 934 73 61
frank.tillenkamp@zhaw.ch

ZHAW School of Engineering
Technikumstrasse 9
8400 Winterthur





IEA Project 66 OASE

Optimale Auslegung und Steuerung von Energieeffizienten Wärmepumpen

Silvan Bernal, Robert Haberl, Stefan S. Bertsch, Leon P. M. Brendel
Ostschweizer Fachhochschule



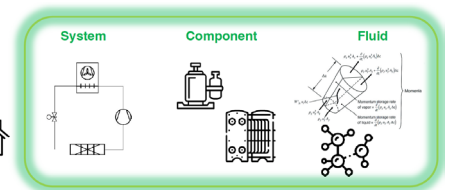
Beteiligte Länder



Grid



Buildings



Schwerpunkt auf Wärmepumpen <40 kW Heizleistung

Kurzinfo:

- Projekt untersucht international genutzte Wärmepumpenkonzepte hinsichtlich Entwicklung, Auslegung, Betrieb und Regelung
- Best-Practice-Empfehlungen ableiten
- Projekt kombiniert Feldmessungen, Labor- und Literaturdaten
- Erkenntnisse für Hersteller, Planer und Politik
- Zusätzliches Arbeitspaket zur Vorhersage des Teillastverhaltens

Teilnehmer:

USA:

- Purdue University
- Oak Ridge National Laboratories
- Trane Technologies
- Mitsubishi Research
- UC Davis Western Cooling Efficiency Center
- NREL
- Rheem
- University of Maryland – CEE

Schweden

- KTH Royal Institute of Technology

Spanien

- Polytechnic University of Valencia

Deutschland

- RWTH Aachen
- TU Dresden
- Fraunhofer ISE
- Copeland
- Viessmann
- BAM (Federal Institute for Materials Research and Testing)
- ILK Dresden
- Vaillant Group

Schweiz

- Ostschweizer Fachhochschule

Gesamtleitung:

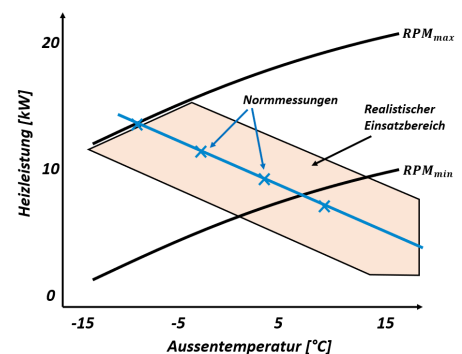
- Riley Barta, Purdue University

Aktuelles:

- Journal Paper eingereicht
- Projekttreffen bei IEA Konferenz in Wien geplant
- Treffen der Begleitgruppe 2 bis 3 mal im Jahr

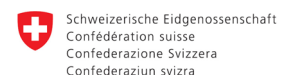
#	Titel des Arbeitspakets
1	Stand der Technik: Entwicklung, Auslegung und Bau von Wärmepumpen
2	Stand der Technik: Betrieb und Regelung von Wärmepumpen
3	Vergleich von Entwicklung und Auslegekonzepten
4	Vergleich von Betriebs- und Regelungskonzepten
5	Optimierung von Entwicklung und Auslegung
6	Optimierung von Betriebs- und Regelungskonzepten
7	Zusammenfassung und Publikation
8*	Teillastverhalten von Wärmepumpen
9*	Newsletter für Schweizer Begleitgruppe
10*	Einfluss Inverterbetrieb und Dimensionierung auf Lebensdauer

Übersicht der Arbeitspakete. Arbeitspakete mit Sternchen sind zusätzlich zum eigentlichen IEA Project 66 Arbeitsplan.



Visualisierung zu Arbeitspaket 8*

Projektkonsortium und Fördermittelgeber



Bundesamt für Energie BFE

Begleitgruppe





OST



Innosuisse

Ölfreier Turboverdichter für 100-kW-Propanwärmepumpen

Fischer Compressor AG: Nando Hofmann, Werner Stieger

OST: Noah Lüchinger, Matthias Schneider, Michael Uhlmann, Stefan Bertsch, Leon Brendel

Heim AG: Raphael Gerber, Martin Schneider

Im Rahmen dieses Innosuisse Projektes entwickelt die Firma Fischer Compressor AG einen Turboverdichter für eine 100 kW Propanwärmepumpe. Die Firma Heim AG baut einen ersten Prototypen. Die OST entwickelt einen Verdichterprüfstand und die Regelungseinheit.

Vorteile von ölfreien Turboverdichtern

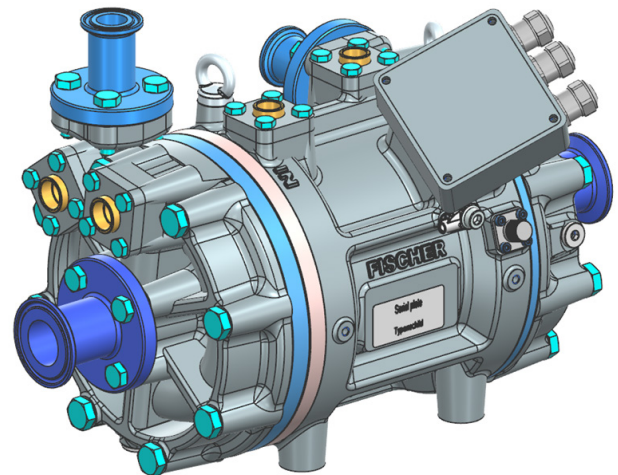
- Hohe Effizienz durch dynamische Verdichtung
- Geringe Vibrationen und kompakte Bauweise
- Kein Ölmanagement im Kältekreislauf erforderlich
- Potenziell geringere Kältemittelfüllmenge
- Über den kompletten Drehzahlbereich regelbar
- Lange Lebensdauer ohne Effizienzverlust
- Geeignet für natürliche Kältemittel wie R290

Projektziele

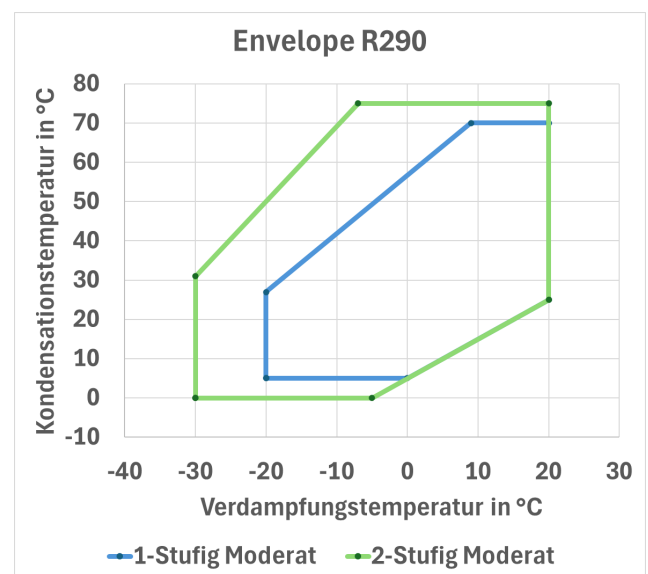
- Entwicklung eines ein- und zweistufigen ölfreien Turboverdichters für R290
- Aufbau und Validierung eines Verdichterprüfstands
- Integration in einen 100-kW-Wärmepumpenprototyp
- Entwicklung der Verdichter- und Wärmepumpenregelung
- Nachweis des modellierten Einsatzkennfelds im Versuch

Turboverdichter von Fischer Compressor AG

Herzstück des Projekts ist ein ölfreier Turboverdichter für Propan. Durch die kompakte Bauweise und den Verzicht auf Ölmanagement soll eine effiziente, wartungsarme und kältemittelarme Wärmepumpenlösung im Leistungsbereich von rund 100 kW ermöglicht werden. Fischer Compressor AG nutzt dabei Erfahrung aus der Hochgeschwindigkeits- und Verdichtertechnologie, um den Bereich kleiner Turboverdichter für natürliche Kältemittel zu erschliessen.



3D Modell des zweistufigen Turboverdichters





Wissenschaftliche Begleitung

TEXTILE ERDWÄRMESONDEN IM GRUNDWASSER

In Gebieten mit erhöhtem Grundwasservorkommen ist der Einsatz von konventionellen Erdwärmesonden mit Hinterfüllung oft nicht erlaubt. Dieses Problem könnte durch den Einsatz von coaxialen Erdwärmesonden aus beständigen Textilien, die sich an das Erdreich anschmiegen, gelöst werden.



Simon Bernath
Geschäftsführer
TTS INOVA AG



Leon Brendel
Teamleiter
IES - OST



Silvan Bernal
Mitarbeiter
IES - OST



Stefan Bertsch
Institutsleiter
IES - OST

PROJEKTbeschreibung

Im Rahmen dieses Projekts wird im Kanton Thurgau eine Pilotanlage mit einer textilen Erdwärmesonde der Firma TTS INOVA AG realisiert. Die OST begleitet das Vorhaben als neutrale, wissenschaftliche Institution über alle Projektphasen hinweg. Von der Genehmigungsabklärung über die Planung bis zur Umsetzung. Am Ende soll ein Leitfaden für Planende und Behörden entstehen. Das Projekt schliesst damit die Lücke für

den Einsatz von Erdwärmesonden in Grundwasser- und Randgebieten und adressiert gleichzeitig offene Fragen zur Rückbaubarkeit.

PROJEKTZIELE

- Grundsatzfragen sammeln und beantworten
- Regulatorische Fragen klären
- Planungsgrundlagen erarbeiten
- Praxistauglichkeit demonstrieren
- Rückbaubarkeit erproben

Eine Begleitgruppe aus Behörden und Experten stellt sicher, dass die Fragestellungen und Ziele praxisorientiert umgesetzt werden.



Auffüllen der coaxialen textilen Erdsonde von TTS INOVA AG

im Vergleich mit Messdaten sowie die Analyse offener technischer Fragen entsteht eine fundierte Basis für zukünftige Planungen, Zulassungsverfahren und die breitere Anwendung in Grundwassergebieten.

ERWARTETER ERKENNTNISGEWINN

Das Projekt liefert neue Erkenntnisse zur technischen Machbarkeit, Umweltverträglichkeit und Rückbaubarkeit textiler Erdwärmesonden unter realen Bedingungen. Durch die wissenschaftliche Begleitung, die Simulation

DANKSAGUNG

Das Projektteam dankt der EKT-Energiestiftung des Kantons Thurgau, ohne die das Innovative Projekt nicht möglich wäre.



Mehrquellen-Wärmepumpensysteme

Simulationsuntersuchungen und Pilotanlagen für den Wärmeerzeugersersatz im höheren Leistungsbereich

Motivation

Beim Ersatz von Heizkesseln durch Wärmepumpen können Wärmequellenbeschränkungen auftreten, die den Einsatz bei grösseren Altbauten einschränken oder verhindern. Durch den Einsatz mehrerer Quellen können diese Einschränkungen gemindert oder umgangen werden, was einen monovalenten Wärmepumpeneinsatz ermöglicht. Im BFE-Projekt HP-Source wurde unter anderem die Strategie der Spitzenlastdeckung mittels Erdwärmesonden (EWS) und Regeneration des Erdreichs mit Luftwärmetauscher (LWT) untersucht. Im Projekt RenoSource wurden die beiden Strategien in einer Pilotanlage kombiniert.

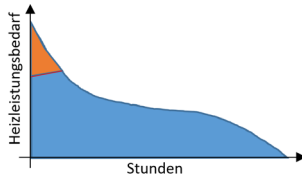


Abbildung 1: Untersuchte Strategie „Spitzenlastdeckung“

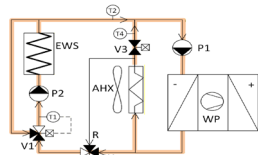


Abbildung 2: Vereinfachtes Hydraulikschema mit Zweiquellenbetrieb

Ausgangslage

Für zwei Mehrfamilienhäuser in Baden war ein Heizungsersatz mit 290 m tiefen Erdwärmesonden und einem LWT zur Regeneration geplant. Bei den Bohrarbeiten wurde in 130 m unerwartet ein Arteser getroffen, was zu einer Bohrtiefenbeschränkung führte. Wegen knappen Platzverhältnissen konnten nicht mehr Sonden gebohrt werden.

Lösung

Für jedes der beiden Häuser K6 + K8 wurde eine eigene Anlage gebaut. Die beiden Anlagen sind bis auf die Dimensionierung identisch. 9 resp. 8 Sonden liefern die Spitzenlast. Gegenüber dem ursprünglich geplanten System mit einem LWT für die Regeneration des gesamten Sondenfeldes wurde im Spitzenlastsystem für jede Anlage ein LWT für die Grundlast und die Regeneration installiert, während die Bohrmeter auf die Hälfte reduziert wurden (resp. 1/3 der benötigten Bohrmeter eines unregenerierten, monovalenten Sondenfeldes). Dabei wird der Massenstrom durch die Sonden so geregelt, dass sich die Austrittstemperaturen aus dem Sondenfeld (T2) und aus dem LWT (T4) möglichst angleichen.

Eine Rücklaufbeimischung schützt die Sonden vor zu niedrigeren Eintrittstemperaturen. Das Haus K8 wird bei Temperaturen $> 0^\circ\text{C}$ nur mit Luft, bei Temperaturen $< 0^\circ\text{C}$ nur mit Sonden betrieben.

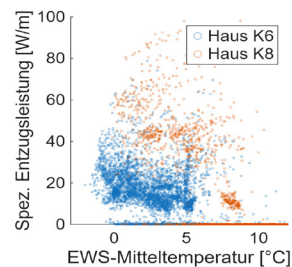


Abb. 3: Spez. Entzugsleistung

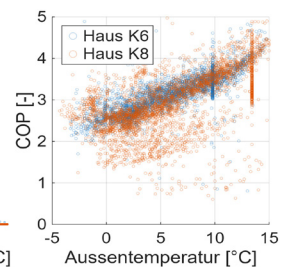


Abb. 4: COP in Abhängigkeit der Aussentemperatur

Erkenntnisse

Aus dem Pilotbetrieb mit detailliertem Monitoring über 2 Jahre können folgende Erkenntnisse abgeleitet werden:

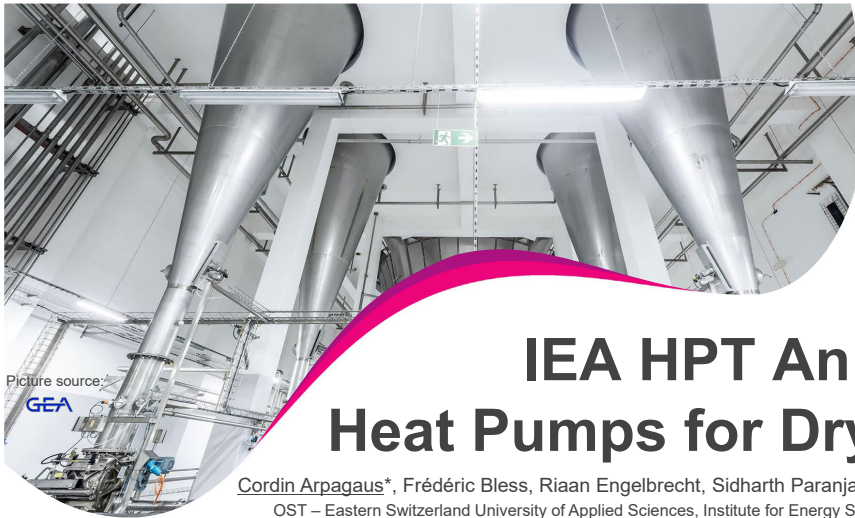
- Die Regelstrategie für gleichzeitige Nutzung beider Quellen funktioniert zuverlässig und robust
- Kurzfristig werden bis zu 100 W/m aus den EWS entzogen
- Regelstrategie K6 erreicht eine höhere JAZ, mit der Regelstrategie K8 ist die Effizienz an den kältesten Tagen ($T_a < 0^\circ\text{C}$) höher (siehe Abb. 4)
- Ca. 20% der Quellenwärme wurden in K6 aus den EWS entzogen, mind. 2/3 davon werden wieder regeneriert
- Das System stellt eine kosteneffiziente Lösung für Anlagen mit eingeschränkter Quellenverfügbarkeit dar.

Projekt MultiSource

Der Mehrquelleneinsatz zur Umgehung von eingeschränkter Quellenverfügbarkeit wird im Projekt MultiSource auf andere Quellen erweitert. Dies wird mit Simulationen und einer weiteren Pilotanlage mit der Kombination von Luft und Erdwärmekörpern untersucht. Die Messungen beginnen im Herbst 2026 und laufen über zwei Heizperioden.

Kontakt

christoph.meier@ost.ch
carsten.wemhoener@ost.ch



Picture source:
GEA

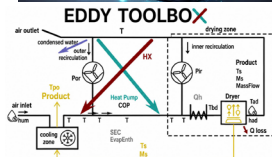
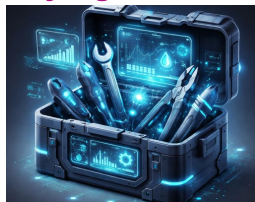
IEA HPT Annex 59 Heat Pumps for Drying – Update

Cordin Arpagaus*, Frédéric Bless, Riaan Engelbrecht, Sidharth Paranjape, Leon P.M. Brendel, Daniel Gstöhl, Stefan Bertsch
OST – Eastern Switzerland University of Applied Sciences, Institute for Energy Systems (IES), Buchs, Switzerland, cordin.arpagaus@ost.ch

Motivation and Outcomes

- Heat pump-assisted drying is an energy-efficient alternative to conventional dryers with high potential to reduce energy use, CO₂ emissions, and operating costs through exhaust air heat recovery.
- Successful integration requires assessment of temperature levels, waste heat availability, process integration, and electricity tariffs.
- IEA HPT Annex 59 developed an Implementation **Guideline**, a **Drying Toolbox** for simulation, **Case Study** Factsheets, **Applications** Overview and a **Video**.

Drying Toolbox



Drying Toolbox key features:

- Simulation of scenarios
- Quantification of energy-saving potentials
- Helping users determine the most efficient solutions
- Comparison of exhaust air recovery configurations
- Visualization of energy flows through the drying process

Video on Drying with HP Technology



- Video** is showcasing the innovative use of heat pump technology in industrial drying processes.

Guideline for implementation



- A practical **Guideline** providing step-by-step support to industrial end-users from use case definition to implementation planning.

Acknowledgments

Swiss Federal Office of Energy (SFOE) for funding the projects:

- IEA HPT TCP Annex 59 – Heat Pumps for Drying ([SI/502606](#))
- SWEET DeCarbCH (DeCarbonisation of Cooling and Heating in Switzerland) ([SI/502260](#), www.sweet-decarb.ch)



Case Studies and Factsheets

- Case studies** summarized from Annex 59 team demonstrate successful use in the food, feed, ceramics, and biomass sectors.

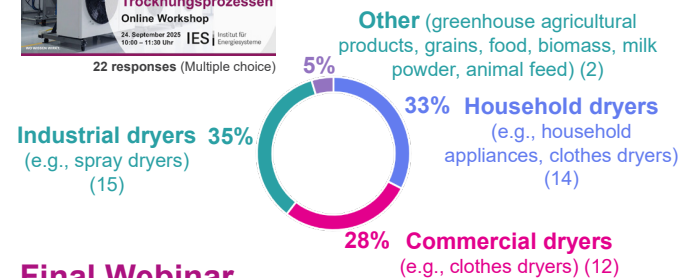
Industry	Company	Country
Air-dried beef	Bündnerfleisch	Switzerland
Feed drying	Arla Foods	Denmark
Feed drying	Cargill-Ewos	Norway
Animal feed/food drying	Felleskjøpet	Norway
Fish meal production	Pelagia Måløy	Norway
Brick drying I	Wienerberger	Austria
Brick drying II	Wienerberger	Austria
Starch drying	AGRANA	Austria
Biomass drying	Lindum	Norway



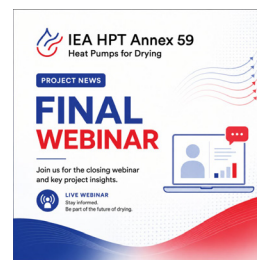
Survey Results from Switzerland



- Which applications are particularly suited for integrating heat pumps into dryers?



Final Webinar



- Date:** 10 June 2026
- Experts** discuss heat pump drying technologies and implementation
- AIT presents the **Drying Toolbox** and energy-saving potential
- Fraunhofer IEG** highlights superheated steam drying
- OST** shares realized **Case studies**
- Registration link**

Publications

- Arpagaus, C., Bless, F., Brendel, L.P.M., Gstöhl, D., Bertsch, S.: Heat pumps for industrial drying processes – An overview of realized examples, 15th IEA Heat Pump Conference, 26-29 May 2026, Vienna, Austria
- Sulzgruber, V., Rezucha, M., Hofmann, Ph., Ahrendts, F., Patanou, E., Bless, M., Arpagaus, C., Poelzl, M., Wilk, V.: Toward low-energy drying: Analysis of current processes and energy reduction potential utilizing heat pumps, 15th IEA Heat Pump Conference, 26-29 May 2026, Vienna, Austria
- Arpagaus, C.: Heat pump-assisted spray drying, EFCE Spotlight Talks, 13/03/2026, [Video Recording](#)
- Arpagaus, C.: Wärmepumpen in Trocknungsprozessen, Input Referat zu IEA HPT Annex 59 mit Fallbeispielen, 24. September 2025, Online Workshop, [Download PDF](#)
- Engelbrecht, R., Arpagaus, C., Paranjape, S., Bless, F., Gstöhl, D., Kong, L., Walmsley, T. G.: Transcritical-Transcritical CO₂ High-Temperature Heat Pump Cycle for Dairy Spray Dryers, HTHP Symposium, 21-22 January 2026, Copenhagen, Denmark, [Poster](#), [Extended Abstract](#)
- Arpagaus, C., Bless, F., Brendel, L.P.M., Gstöhl, D., Bertsch, S.S.: Wärmepumpen für industrielle Trocknungsprozesse, 31. Tagung des BFE-Forschungsprogramms «Wärmepumpen und Kältetechnik», 12. Juni 2025, Eventfabrik, Bern, Schweiz, [Tagungsbeitrag](#)

ASTRA: From Expert-Driven to Automated Industrial Heat Pump Design and Integration

Mostafa Babaei, Martin K. Patel

University of Geneva, Faculty of Science, Institute for Environmental Sciences (ISE) and Department Forel (DEFSE), Genève, Switzerland

✉ Mostafa.Babaei@unige.ch

✉ Martin.Patel@unige.ch

Motivation

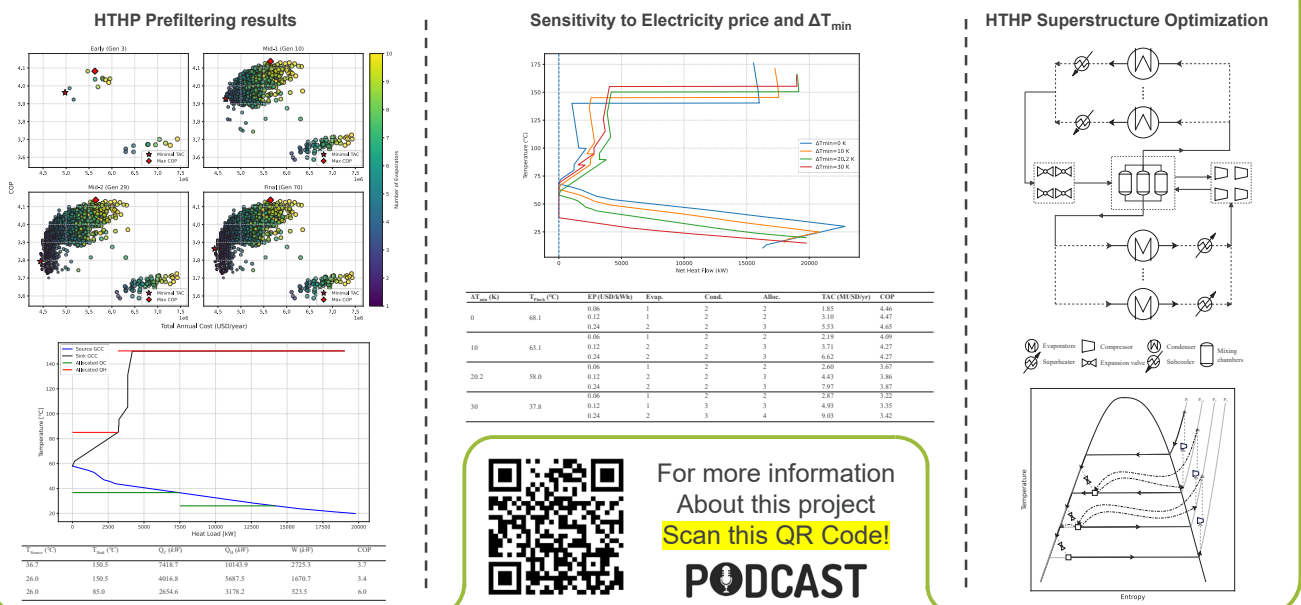
- Industrial heat pump integration relies heavily on expert-driven heuristics, with limited automation or systematic screening.
- Temperature-level selection and system sizing strongly influence performance and cost yet are often fixed early without quantitative justification.
- The number of possible source-sink combinations and configurations quickly exceeds what can be explored manually.
- As a result, promising integration options may be overlooked, while suboptimal designs remain unchallenged.
- Scalable and transparent decision-support tools are therefore essential for large-scale industrial decarbonization.

ASTRA addresses these challenges by automating early-stage heat pump design decisions using thermodynamically consistent and data-driven methods.

Application



Preliminary Results



Acknowledgments



SMART HP Standardized Modular Approach for Reliable Heat Pump Technology in Industrial Applications

From recurring industrial heat-demand patterns to realistic modular heat pump opportunities

A Swiss research project to accelerate industrial heat pump deployment through standardization and data-driven insights.

Key Findings from Manufacturer Survey

-  **72%** Cost reduction is the top driver for increased standardization
-  **70%** Compressor units are the most standardized component
-  **53%** Customer-specific requirements are the biggest barrier
-  **49%** Food & beverage is seen as the sector with highest potential

Expected Outcome of SMART HP

- ✓ Early visibility of candidate market segments and use cases
- ✓ Insights for modular HP design, product planning and road-mapping
- ✓ Better understanding of what is technically feasible and where standardization makes sense
- ✓ Reduced engineering risk and lower uncertainty before investment

Project Logic : PA Data → Recurring Process Requirements → Modular HP Opportunities



Our Database (status April 2026)

235 Pinch Analysis reports analyzed **~49%** Reports with process stream data **~20%** Swiss industry coverage across multiple sectors **40** Processes clustered into 6 preliminary groups

Preliminary Process Clusters – Where Could Modularity Emerge?

Clusters	Process Pattern	Typical GCC	Typical products/sectors	Typical heat sinks	Typical heat sources	HP- relevant interpretation
0	High Pinch, Smooth Grand Composite Curve (GCC), Wide heating and cooling span		Biopharmaceuticals, textile fibres, yeast manufacturing	Sterilization, drying (between 100–200 °C)	Cooling water, Exhaust air (20–30 °C)	High Temperature HP (HTHP) with zeotropic refrigerants
1	Moderate Pinch, narrow heating span, wide cooling span		Surface finishing, casting, rubber/plastic processing	Drying, painting, ventilation (70 – 90 °C)	Exhaust air (30 °C)	SHP with standard refrigerants
2	High Pinch , wide heating span, sharp GCC		Coffee roasting, metalworking	Roasting, melting (> 200 °C)	Exhaust air, compressor heat (55 - 70 °C)	HTHPs, cascade HPs
3	Low Pinch, Sensible heat dominant, narrow cooling span		Chocolate, dairy, meat, pharmaceuticals	Pasteurization, CIP, DHW (50–70 °C)	Chiller water, compressor heat (18 -55 °C)	Process integrated HPs
4	Smooth GCC, large latent heat shares, lower cooling share		Animal feed, organic chemicals, packaging, powder coating, textile, beer	Evaporation, CIP (50–100 °C)	Cooling water from condenser (20 °C)	Steam generating HPs (SGHPs)
5	Moderate pinch, balanced sensible heat dominant, Sharp GCC		Adhesives, minerals, paper	Mixing, Drying, Concentration (50–90 °C)	Cooling water/air (20 °C)	SHPs with zeotropic refrigerant blends

JOIN OUR SURVEY

Help us know your needs and map real process requirements and operational variability



PROJECT PARTNERS

SMART HP is a SFOE co-funded project, with CTAAG as manufacturing partner

HSLU Hochschule Luzern

Contact Person: benjamin.ong@hslu.ch



BFE Projekt Nr.: SI/50299Z

Data-Driven Prediction of Compressor Efficiency for High Temperature Heat Pumps

Mostafa Babaei, Martin K. Patel

University of Geneva, Faculty of Science, Institute for Environmental Sciences (ISE) and Department Forel (DEFSE), Genève, Switzerland

✉ Mostafa.Babaei@unige.ch

✉ Martin.Patel@unige.ch

Motivation

- Industrial HTHPs operating above 100°C are highly sensitive to compressor performance.
- Most studies still assume fixed isentropic efficiency ($\eta_{is} = 0.70-0.85$) across all conditions.
- In reality, η_{is} varies strongly with pressure ratio, suction state, refrigerant type, and temperature lift.
- These simplifications distort predictions of COP, electricity demand, cost, and optimal stage distribution.
- A fast and realistic η_{is} predictor is required for technoeconomic screening, and optimization of superstructure models.

Goal: Developing a data-driven, physically grounded model for accurate prediction of η_{is} for early-stage HTHP design.



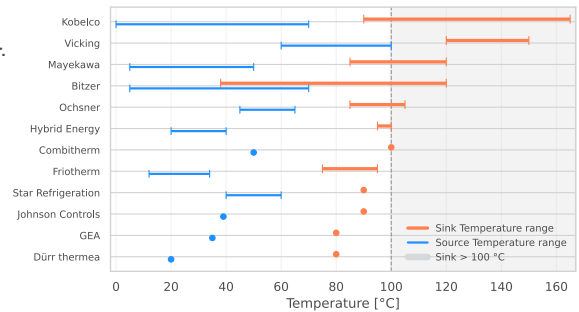
Dataset

~4000 operating points collected from major manufacturers and system integrators:

BITZER, GEA, Mayekawa, Johnson Controls, Kobelco, Star Refrigeration, FrioTherm, Ochsner.



- Source: 0-100°C, Sink: 38-165°C, PR ~1.5-10.
- ~2000 points above 100°C (steam/drying range).
- Broad refrigerant coverage: HFC/HFO, Hydrocarbons, NH₃, CO₂, Water.



Method

Early-stage features:

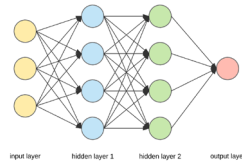
- Inlet density, pressure ratio, temperature lift, evaporator/condenser temperatures.

ANN architecture:

- 64-32-1 MLP with BN, dropout, ReLU.
- Sigmoid-bounded output for physical limits.
- Adam optimizer + early stopping + LR scheduler.

Hybrid ANN + kNN:

- ANN predicts η_{is} .
- kNN retrieves 10 nearest real compressors.
- Provides interpretability and engineering validation.



Results

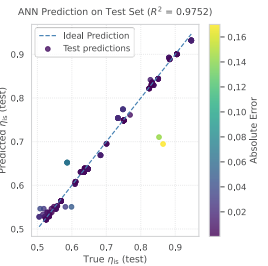
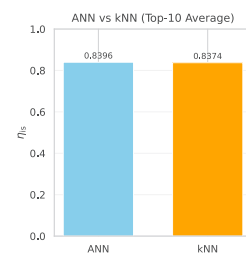
Predictive accuracy:

- $R^2 = 0.975$, MAE = 0.0093, RMSE = 0.018
- Error < 0.02 for nearly all test points
- Uncertainty = ± 1 percentage point



Example:

- ANN η_{is} : 0.8396 (NH₃, 50/85°C)
- Mean of retrieved compressors: 0.8374



Model	Rfluid	T _{evap} (°C)	T _{cond} (°C)	PR	η_{is}	$\dot{V}_G$ (m³/h)
6hs	r717	50.00	85.00	2.27	0.88	543.06
6hs	r717	50.00	85.00	2.27	0.83	362.75
6hk	r717	50.00	85.00	2.27	0.83	370.70
4hk-p	r717	50.00	85.00	2.27	0.81	113.61
6hs	r717	48.00	85.00	2.39	0.87	529.01
6hk	r717	48.00	85.00	2.39	0.82	366.28
4hs	r717	48.00	85.00	2.39	0.82	352.96
4hk-p	r717	48.00	85.00	2.39	0.79	110.64
6hs	r717	45.00	85.00	2.59	0.89	531.71
6hk	r717	45.00	85.00	2.59	0.83	166.90

Conclusions

- Accurate, data-driven prediction of compressor η_{is} across refrigerants and pressure ratios.
- Hybrid ANN + kNN approach ensures both reliability and engineering interpretability.
- Suitable for early-stage design and high-temperature (>100°C) HTHP applications.
- Improves accuracy in COP and TAC estimation within the ASTRA HTHP superstructure.

Abbreviations

ASTRA:	AI-based superstructure thermal system automated design
HTHP:	High temperature heat pump
COP:	Coefficient of performance
TAC:	Total annual cost
ANN:	Artificial neural network
kNN:	k-nearest neighbors
MLP:	Multi-layer Perceptron
BN:	Batch Normalization
ReLU:	Rectified Linear Unit
LR:	Learning Rate



For more information

Acknowledgments





Industrial Steam, Reinvented

Assessing Switzerland's Heat Pump + Storage Potential

frederic.bless@ost.ch for OST-IES, benjamin.ong@hslu.ch for HSLU-TEVT, and anastasia.stamatiou@hslu.ch for HSLU-TES

~50%

of industrial heat is delivered as steam

~90%

of that steam is produced by burning fossil fuel

70%

of that steam is used below 200°C

1 MW_{th}/min

maximal ramp rate of current steam-generating heat pump

— WHY THIS MATTERS —

Steam is Switzerland's largest industrial heating medium and is almost entirely produced by fossil-fuel. Steam-Generating Heat Pump (SGHP) is a new technology and its combination with thermal storage needs to be analyzed and optimized.

- Industrial heat accounts for ~20% of Swiss final energy demand.
- Steam dominates as the delivery medium. Despite high renewable electricity availability, no large-scale deployment of steam-generating heat pumps (SGHP) exists in CH.
- The combination with thermal storage, critical for matching supply and demand, remains unstudied at national scale.

Swiss Steam Demand Landscape

- Data source: 235 PA reports available from the SFOE-cofounded project REPID,
- Approx 90% of reports provide utility and infrastructure data.
- Fig. 1 shows that steam is the main medium used for Swiss industrial process heating.
- Steam supply sources: ~70% natural gas, ~20% oil, ~5% district heating, and ~5% wood chips.
- Fig. 2 shows that around 70% of steam use across the analyzed sectors is below 200°C.

Importance: Steam temperature is key to assessing efficient heat pump replacement potential.

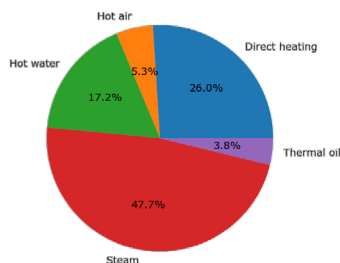


Fig 1: Industrial heat use by medium.

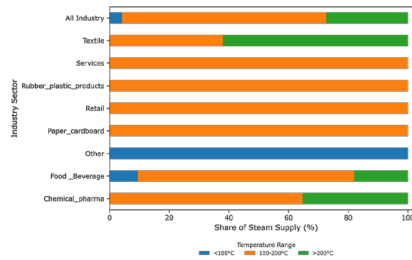


Fig 2: Steam supply by temperature range

When is storage necessary?

Variable steam demand

Production fluctuations means that SGHP needs to either be able to follow the variation or its output must be buffered. Case study shows demand variation up to 2 MW/min with a standard deviation of 213 kW/min, among the most extreme observed by the authors at OST-IES.

Non-continuous processes

Batch processes require steam bursts far exceeding average load. SGHP needs to ramp fast enough to follow or needs a storage as a buffer.

Steam Generating Heat Pump: State of the Art

To answer the question when a storage is necessary, the properties of current SGHP must be known.

- A survey of 17 SGHP manufacturers has been conducted and reveals performance tiers.
- A median value of **15 minute for cold-start** is a short time for heat pump with a median heat capacity of 1 MW_{thermal}.

The ramp rate during operation clearly identified 3 groups:

- Fast: ≥1 MW_{th}/min
- Slow: around 150 kW_{th}/min
- Very Slow: ≤50 kW_{th}/min

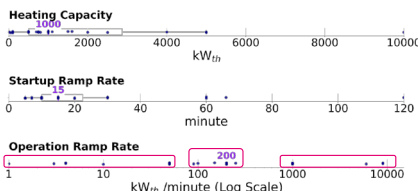


Fig 3: SGHP operational flexibility

- The survey also gives information about pricing which will be important for the financial study of the system.
- The median cost is 700 €/kW_{th} and an additional 475 €/kW_{th} for the installation.

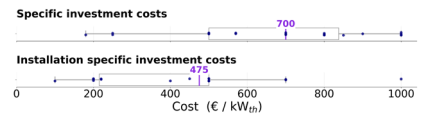


Fig 4: SGHP costs

Steam Storage Technologies

Three storage technologies cover the temperature range

- Steam accumulator (Ruths-type): commercially mature, 100–200°C, 5–10 MWh per module, fast response. Market-ready today.
- Latent heat (PCM): near-isothermal discharge, pilot-demonstrated up to ~320°C. Limited by low thermal conductivity.
- Thermochemical: highest energy density, >200°C. Still at lab scale.

For most Swiss industrial sites (100–200°C), steam accumulators are deployable today. The key opportunity is integration into hybrid SGHP systems, decoupling heat pump output from variable steam demand.

Open Questions | Foundation for a Follow-Up Project

This study establishes the quantitative basis. Four critical unknowns require a targeted next phase:

- Time-resolved steam demand:** No public or research-accessible data exists in CH. Acquisition is a major barrier to SGHP large deployment.
- Future steam demand trajectory:** How many industrial sites will transition away from steam entirely? This shapes the total potential.
- Real integration costs:** Published SGHP investment figures exclude several auxiliary components; site-specific integration costs are largely unknown.
- Lab-to-industry gap:** Optimal sizing from simulation differs from real plant constraints. Validation in an industrial pilot is needed.

Want to be part of our follow-up project currently in preparation, contact us directly !

CONTACT US

Help us know your needs and map real process requirements and operational variability for our follow-up project. *Emails below the title.*

Source Image Top Left: User Manual for Vahterus Plate & Shell Heat Exchangers

This poster was made in the Project "Potential of HTHP-Steam-Storage-Systems for accelerated decarbonization of process heat in Switzerland", ARAMIS Number: SI/503013

Data-driven process integration for decarbonization

HSLU-TEVT, Navdeep Bhadhbhade, Mario Berchtold, Jonas Grand, Benjamin Ong,
navdeep.bhadhbhade@hslu.ch

Motivation



Process integration unlocks significant energy savings and decarbonization potential



~80'000 Swiss SMEs can potentially benefit from Process Integration



Pinch Analysis is a tried-and-tested framework for Process Integration, but it is time-intensive

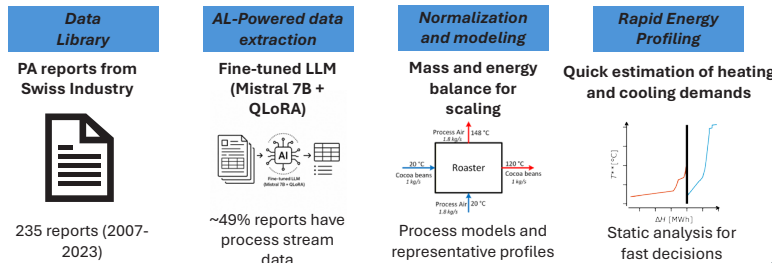
Vision

Make energy profiling faster, cheaper, reliable, and more accessible

- Bridge between research and industry
- Continuous monitoring
- Dynamic analysis of integrated systems
- Control strategy improvement
- Digital twin and decarbonization roadmap

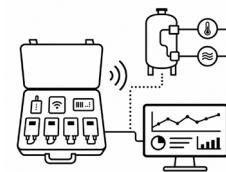
Approach

Static Analysis



Dynamic Analysis

Detailed measurement with Messkoffer for monitoring and optimization

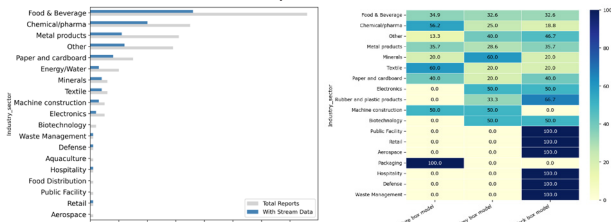


Real-time high-resolution data

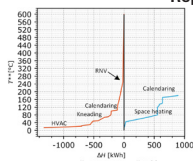
REPID

Static Analysis

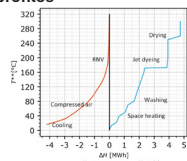
PA reports and normalized data provide a quick estimation of energy demand and potential for process integration for a given process



Representative profiles



PVC-membranes manufacturing



Textile manufacturing

Messkoffer

Dynamic Analysis

The measuring kit enables detailed and seamless measurements of process streams, followed by analysis and live visualization



- Instantaneous wireless transmission of measurements
- 10s-time resolution
- Long Battery life (1.5 years)
- Easy installation (< 2 hours)

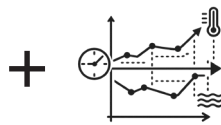


Data visualization and analysis

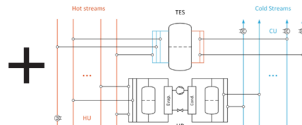
Long Term Vision



Waste heat identification



Temporal analysis of heat sources and sinks



Decarbonization solutions



Real-time data monitoring and dynamic model



Model-predictive control system

A digital pipeline from historic data to real-time decision support for energy system decarbonization

REPID and Messkoffer are EnergieSchweiz co-funded projects.
Project reference numbers- REPID: SH/8100385, Messkoffer: SH/8100386



Effiziente Wärme für perfekte Schokolade

Leon P. M. Brendel¹, Marc Grünig², Kilian Müller¹, Stefan Bertsch¹

1. Ostschweizer Fachhochschule, Institut für Energiesysteme, 2. Scheco AG

Der Schokoladenproduzent Lindt & Sprüngli AG stellt seine Wärmeproduktion in Zusammenarbeit mit der Firma Scheco AG und der OST um. Anstelle von Gas und Heizöl sollen in Zukunft Wärmepumpen mit angepasstem Kältemittelgemisch die Wärme bereitstellen.

Wärmebedarf:

In der Schokoladenherstellung wird viel Wärme in wichtigen Prozessen benötigt, insbesondere beim Conchieren und beim Temperieren der Schokolade.

Ziel:

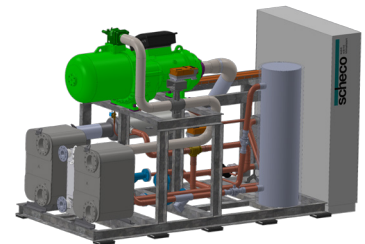
🔥 Ersatz der fossilen Brennstoffe zur Einsparung von 1200 tCO₂/Jahr.

Angepasste Kältemittelgemische:

Ein BRIDGE-Discovery Projekt [1] hat gezeigt, dass es lohnend sein kann, ein Kältemittelgemisch auf die Anwendung anzupassen.

Durch das Gemisch entstehen vorteilhaftere Drucklagen und ein Temperaturgleit in den Wärmeübertragern, welche die Effizienz des Prozesses steigern [2].

🔥 In vielen Anwendungen kann durch das angepasste Gemisch sowohl der COP als auch die spezifische Heizleistung gesteigert werden. Es ist zudem möglich, dass Gemisch nachträglich auf neue Randbedingungen anzupassen.

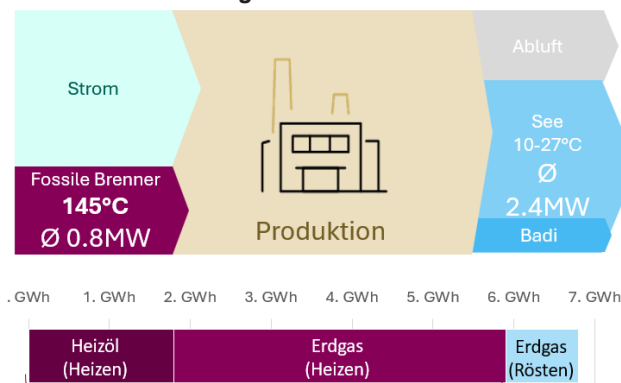


Pilotanlage:

Die Lindt-Anlage wird vom Kanton Zürich gefördert, wodurch eine wissenschaftliche Begleitung und Analyse des Wärmepumpenbetriebs möglich wird.

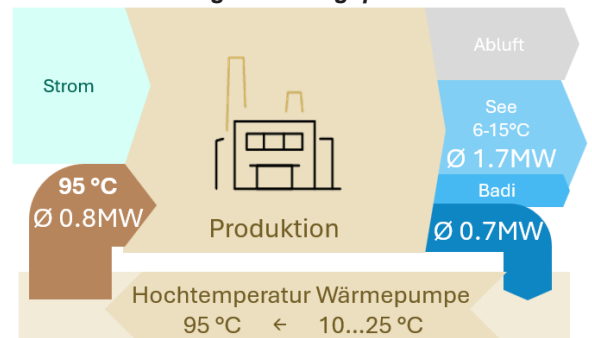
🔥 Mit den Anlagen werden Erfahrungen und Messdaten gesammelt, um die Laborergebnisse aus dem Bridge Projekt in der Praxis zu bestätigen. Durch diese Pilotanlage können anwendungsangepasste Kältemittelgemische mittelfristig Normalität werden.

Energieströme aktuell



87% der fossilen Energie
1200 tCO₂ / Jahr

Energieströme geplant



Verweise

[1] High-efficiency high-temperature heat pumps with temperature glide; André Bardow, Stefan Bertsch, Bridge Projekt 203645
[2] Brendel, L. P. M., Bernal, S. N., Arpagaus, C., Roskosch, D., Bardow, A., & Bertsch, S. S. (2024). Experimental Performance Comparison of High-Glide Hydrocarbon and Synthetic Refrigerant Mixtures in a High-Temperature Heat Pump. Energies, 17(8). <https://doi.org/10.3390/en17081981>

Adressen Referenten und Referentinnen

Berichte

Loïc Schmidely	Bundesamt für Umwelt BAFU Mühlestrasse 2 3063 Ittigen loic.schmidely@bafu.admin.ch
Dr. Thore Oltersdorf	Fraunhofer ISE Heidenhofstrasse 2 D-79110 Freiburg thore.oldersdorf@ise.fraunhofer.de
Raffaella Menet	OST - Ostschweizer Fachhochschule IES Institut für Energiesysteme Werdenbergstrasse 4 9471 Buchs SG raffaella.menet@ost.ch
Mario Roost	ideenwerk gmbh Wagenrain 8a 5607 Hägglingen hallo@ideen-werk.ch
Theresa Schwery	Lemon Consult AG Sumatrastrasse 10 8006 Zürich schwery@lemonconsult.ch
Nicole Calame	CSD INGÉNIEURS SA Route Jo-Siffert 4 1762 Givisiez n.calame@csd.ch

Omar Montero	Université de Genève Institut des Sciences de l'Environnement / Institut Forel Groupe Systèmes Énergétiques 66, bd Carl Vogt 1211 Genève 4 omar.montero@etu.unige.ch
Dr. Carolina Fraga	Services Industriels de Genève (SIG) Chem. du Château-Bloch 2 1219 Le Lignon carolina.fraga@sig-ge.ch
Prof. Dr. Carsten Wemhöner	OST - Ostschweizer Fachhochschule IET Institut für Energietechnik Oberseestrasse 10 8640 Rapperswil SG carsten.wemhoener@ost.ch
Dr. Pierre Guillaume Christe	Bundesamt für Energie BFE Sektion Erneuerbare Energien 3003 Bern pierreguillaume.christe@bfe.admin.ch
Prof. Dr. David Zogg	Fachhochschule Nordwestschweiz FHNW Hochschule für Technik und Umwelt Klosterzelgstrasse 2 5210 Windisch david.zogg@fhnw.ch
Silvan Bernal	OST - Ostschweizer Fachhochschule IES Institut für Energiesysteme Werdenbergstrasse 4 9471 Buchs SG silvan.bernal@ost.ch
Dr.-Ing. Parantapa Sawant	Fachhochschule Nordwestschweiz FHNW Hochschule für Architektur, Bau und Geomatik Institut Nachhaltigkeit und Energie am Bau Hofackerstrasse 30 4132 Muttenz parantapa.sawant@fhnw.ch

Ugne Potthoff

ETH Zürich
Bosch IoT Lab
Weinbergstrasse 56/ 58
8092 Zürich
ugne.potthoff@mtec.ethz.ch

Jonas Schönenberger

Frigo-Consulting AG
Lerzenstrasse 8
Postfach 296
8953 Dietikon
j.schoenenberger@frigoconsulting.ch

Dr. Cordin Arpagaus

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

Thomas Nowak

Quantum Industries AB
Ji-te gatan 7
S-265 38 Åstorp
thomas.nowak@gmail.com

Poster

(Falls unter Berichte nicht schon genannt)

Prof. Dr.-Ing. Frank Tillenkamp	ZHAW School of Engineering Institut für Energiesysteme und Fluid-Engineering Technikumstrasse 9 8400 Winterthur frank.tillenkamp@zhaw.ch
Nando Hofmann	FISCHER Compressor AG Ernst Fischer-Weg 5 3360 Herzogenbuchsee nando.hofmann@fischerspindle.com
Simon Bernath	TTS INOVA AG Wixlenweg 8 8240 Thayngen simon.bernath@tts-inova.com
Christoph Meier	OST - Ostschweizer Fachhochschule IET Institut für Energietechnik Oberseestrasse 10 8640 Rapperswil SG christoph.meier@ost.ch
Mostafa Babaei	Université de Genève Institut des Sciences de l'Environnement 66, bd Carl Vogt 1211 Genève 4 mostafa.babaei@unige.ch
Dr. Benjamin Ong	Hochschule Luzern Technik & Architektur CC TEVT Technikumstrasse 21 6048 Horw benjamin.ong@hslu.ch
Dr. Frédéric Bless	OST - Ostschweizer Fachhochschule IES Institut für Energiesysteme Werdenbergstrasse 4 9471 Buchs SG frederic.bless@ost.ch

Dr. Navdeep Bhadbhade

Hochschule Luzern Technik & Architektur
CC TEVT
Technikumstrasse 21
6048 Horw
navdeep.bhadbhade@hslu.ch

Dr. Leon P. M. Brendel

OST – Ostschweizer Fachhochschule
IES Institut für Energiesysteme
Werdenbergstrasse 4
9471 Buchs SG
leon.brendel@ost.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

Dr. Elena-Lavinia Niederhäuser

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieforschung und Cleantech
3003 Bern
Tel. 058 463 71 67
elena-lavinia.niederhaeuser@bfe.admin.ch

Dr. Pierre Guillaume Christe

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Erneuerbare Energien
3003 Bern
Tel. 058 464 58 25
pierreguillaume.christe@bfe.admin.ch

Fachvereinigung Wärmepumpen Schweiz FWS (www.fws.ch)

Alexandra Märki
Geschäftsführerin

Informationsstelle Wärmepumpen
Steinerstrasse 37
3006 Bern

Claudia Müller
Leitung Informationsstelle

Tel. 031 350 40 65
claudia.mueller@fws.ch; alexandra.maerki@fws.ch

Centre d'information pour les pompes à chaleur
Route du Stand 11
1880 Bex
info@pac.ch

Associazione professionale svizzera delle pompe
di calore APP
c/o Associazione TicinoEnergia
Ca' bianca
Via San Giovanni 10
6500 Bellinzona
info@app-si.ch



Innovative Wärmepumpen brauchen die richtige Quelle:

Präzise Bohrungen, saubere Grabarbeiten und fachgerecht ausgeführter Leitungsbau.

Von der Bohrung bis zum Anschluss an die Wärmepumpe:
Wir kümmern uns um die komplette Ausführung –
zuverlässig, effizient und aus einer Hand.

Bohren · Grabarbeiten · Leitungsbau · Anschluss bis
Wärmepumpe · Befüllung · Wartung

Wir übernehmen.



Jetzt Projekt anfragen