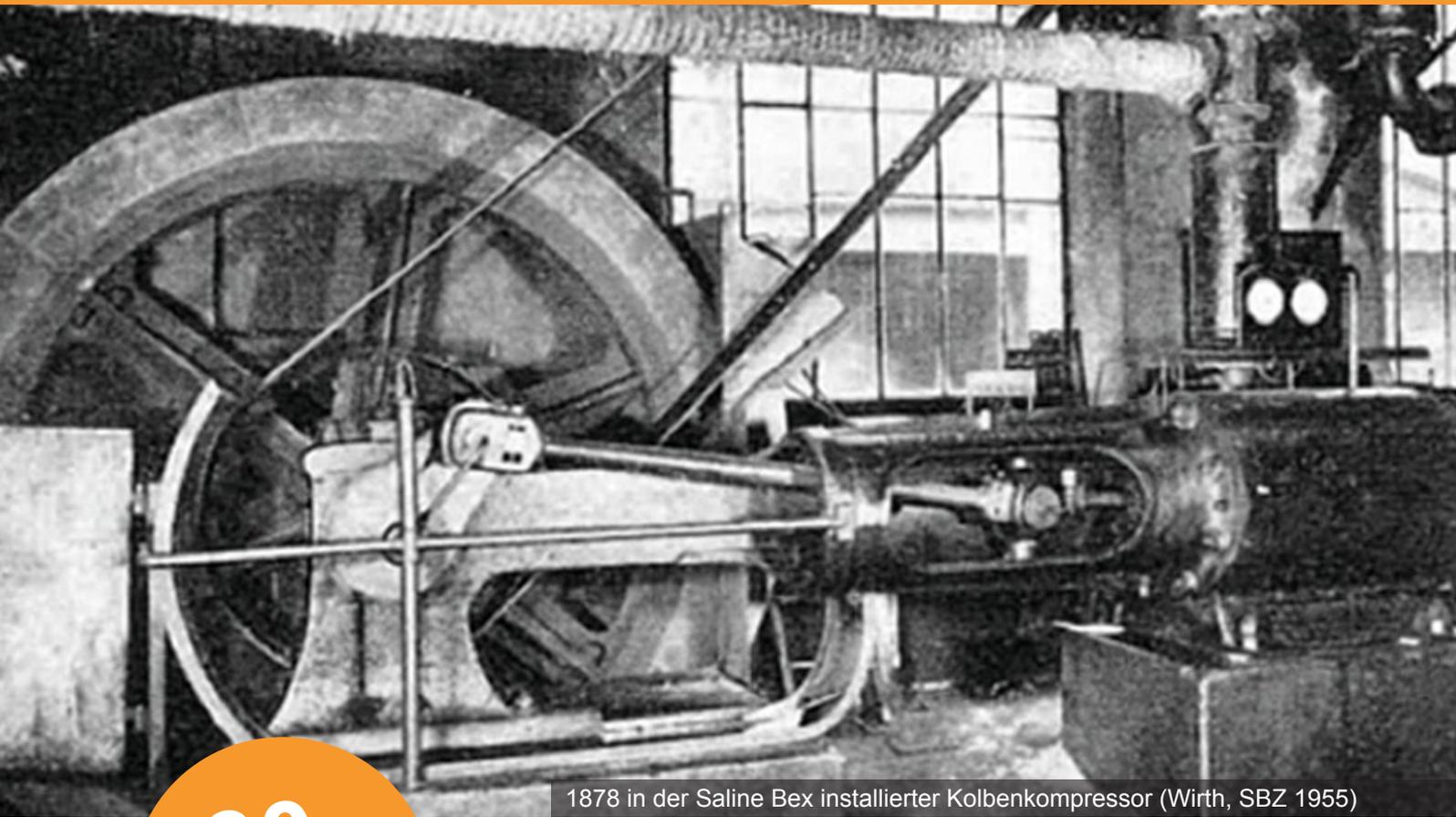


# News aus der Wärmepumpen-Forschung

Sicht der Politik, des Markts und der Technologie  
Wärmepumpen sind in Mehrfamilienhäusern hocheffizient  
Dekarbonisierung der Industrie erfolgt durch Wärmepumpen

Mittwoch, 26. Juni 2024,  
Eventfabrik, Bern



1878 in der Saline Bex installierter Kolbenkompressor (Wirth, SBZ 1955)

**30.**  
**Jubiläum**  
Neu in Bern

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



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Bundesamt für Energie BFE

# News aus der Wärmepumpen-Forschung

Sicht der Politik, des Markts und der Technologie  
Wärmepumpen sind in Mehrfamilienhäusern hocheffizient  
Dekarbonisierung der Industrie erfolgt durch Wärmepumpen

Tagungsband zur  
30. Tagung des Forschungsprogramms  
Wärmepumpen und Kältetechnik

26. Juni 2024  
Eventfabrik  
Bern

Herausgeber:  
Bundesamt für Energie (BFE)



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

**Bundesamt für Energie BFE**

## Impressum

Datum: Juni 2024

**Bundesamt für Energie BFE**, Forschungsprogramm Wärmepumpen und Kältetechnik  
Pulverstrasse 13, CH-3063 Ittigen  
Postadresse: CH-3003 Bern

[www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

Bezugsort der Publikation:

**[www.bfe.admin.ch/forschung-waermepumpen-und-kaeltetechnik](http://www.bfe.admin.ch/forschung-waermepumpen-und-kaeltetechnik)**

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

Titelbild: 1878 in der Saline Bex installierter Kolbenkompressor  
(Aus der Entwicklungsgeschichte der Wärmepumpe, E. Wirth, SBZ 1955; siehe Textauszug auf S.131)

## Vorwort

# News aus der Wärmepumpen-Forschung

Sehr geehrte Damen und Herren

Die erste Wärmepumpentagung in der Schweiz fand 1992 statt. Damals wurden 2260 Wärmepumpen verkauft. Nach einem stetigen Zuwachs wurden 2008 insgesamt 20'670 Einheiten abgesetzt. Damit wurde ein Plateau erreicht, das erst 2018 mit 21'980 Stück überschritten wurde. Danach stieg die Nachfrage rasant an und bis 2023 hat sich der jährliche Absatz auf 43'490 Wärmepumpen verdoppelt. Ein genauerer Blick in die Zahlen zeigt, dass 87% der verkauften Wärmepumpen eine Leistung unter 20 kW ausweisen und entsprechend nur wenige in Mehrfamilienhäusern, in der Industrie oder gar in Fernwärmesystemen installiert werden. Im Gegensatz zu kleineren Wohngebäuden sind die Anforderungen an Platzverhältnisse, verfügbare Abwärmequelle, Temperaturen, Systemintegration, geeignete Produkte, Schallemissionen vielfältig und effiziente sowie ökonomische Lösungen schwieriger zu erreichen.

Gerade für den Einsatz in grösseren Gebäuden gibt es vielversprechende Lösungen. An der Tagung wird über Wärmepumpen in Mehrfamilienhäusern im städtischen Umfeld, in Plusenergiequartieren sowie über höchsteffiziente Lösungen berichtet. Ein Schwerpunkt sind Wärmepumpen für die Industrie. Voraussetzung für eine energetisch und exergetisch effiziente Integration ist eine fundierte Analyse der Energie- und Prozessströme. Anschliessend wird über die neusten Technologien und Produkte referiert und genauer auf Einsatzmöglichkeiten von Hochtemperatur-Wärmepumpen sowie dampferzeugende Wärmepumpen eingegangen. Sie erfahren dazu auch die internationale Sicht aus einem Projekt des Heat Pumping Technologies Programm der Internationalen Energie Agentur, in dem 14 Länder engagiert sind. Die Schweiz ist mit einem Projekt, in dem vier Forschergruppen und drei Industriebetriebe zusammenarbeiten, vertreten. Übrigens, in der Schweiz wurde 1878 in der Salzmine in Bex die weltweit erste Wärmepumpe eingesetzt (siehe Titelbild).

Die Tagung findet in diesem Jahr in Bern statt. Die neue Lokalität (Eventfabrik) stellt mehr Raum und eine zügelmässige Infrastruktur zur Verfügung und wir können erstmals Projekte mit Poster vorstellen. Damit wird der Informationsgehalt der Tagung und die Möglichkeiten für Diskussionen vergrössert.

Wir wünschen Ihnen eine interessante Lektüre!

Pierre Christe / Stephan Renz  
für das Forschungsprogramm Wärmepumpen und Kältetechnik  
am Bundesamt für Energie BF

## Avant-propos

# Nouvelles de la recherche sur les pompes à chaleur

Madame, Monsieur,

Le premier symposium sur les pompes à chaleur en Suisse a eu lieu en 1992. À l'époque, 2260 pompes à chaleur avaient été vendues. Les ventes ayant augmenté constamment, le nombre de pompes à chaleur vendues était passé à 20'670 unités en 2008 ; après une phase de stabilisation, il a à nouveau augmenté en 2018 (21 980 pièces vendues). La demande a ensuite connu une croissance en flèche, jusqu'à entraîner un doublement des ventes annuelles en 2023, avec 43 490 pompes à chaleur. En regardant de plus près les chiffres, on constate que 87 % des pompes à chaleur vendues ont une puissance inférieure à 20 kW et que, par conséquent, peu d'entre elles sont installées dans des immeubles collectifs, dans l'industrie ou même dans des systèmes de chauffage urbain. Contrairement aux petits bâtiments résidentiels, il y a de multiples exigences à remplir en matière d'espace, de source de chaleur résiduelle disponible, de températures, d'intégration du système, de produits adaptés, d'émissions sonores ; les solutions efficaces et économiques sont donc plus difficiles à trouver.

Il existe pourtant des solutions prometteuses pour l'utilisation dans des bâtiments plus grands. Le symposium de cette année sera dédié aux pompes à chaleur dans les immeubles collectifs en milieu urbain et dans des « Quartiers à énergie positive » (QEP) ainsi qu'aux solutions les plus efficaces. Les pompes à chaleur constituent un atout majeur pour l'industrie. La condition préalable à une intégration efficace du point de vue énergétique et exergetique est une analyse approfondie des flux d'énergie et de processus. Ensuite, il sera question des technologies et produits les plus récents et des possibilités d'utilisation des pompes à chaleur à haute température et à production de vapeur. Vous découvrirez également le point de vue international grâce à un projet du programme Heat Pumping Technologies de l'Agence internationale de l'énergie dans lequel 14 pays sont engagés. La Suisse y est représentée par un projet qui réunit quatre groupes de chercheuses et chercheurs et trois entreprises industrielles. La Suisse est d'ailleurs le premier pays au monde à avoir installé une pompe à chaleur ; celle-ci avait été placée dans la saline de Bex en 1878 (voir photo de couverture).

Cette année, le symposium aura lieu à Berne. Le nouveau lieu (Eventfabrik) offre plus d'espace et une infrastructure adaptée à la présentation. Pour la première fois, nous pourrons aussi y présenter des projets avec des posters. Cela permettra non seulement de multiplier le contenu informatif de la conférence, mais aussi les échanges.

Nous vous souhaitons une bonne lecture !

Pierre Christe / Stephan Renz  
engagés dans le programme de recherche sur les pompes à chaleur  
et la technique du froid de l'Office fédéral de l'énergie OFEN

# Inhaltsverzeichnis / Sommaire

## Berichte

<b>Wärmepumpe – eine Schlüsseltechnologie für die Dekarbonisierung</b> Pascal Previdoli, Bundesamt für Energie BFE	7
<b>Marktentwicklung Wärmepumpen: Die nächsten Herausforderungen</b> Alexandra Märki, FWS Fachvereinigung Wärmepumpen Schweiz	9
<b>Challenges and Opportunities for Heat Pump Technologies</b> Reinhard Radermacher, University of Maryland	13
<b>Pompes à chaleur dans l’habitat collectif à Genève :</b> 9 études de cas pour l’IEA-HPT Annex 62 Simon Callegari, Universität Genf	23
<b>Wärmepumpen in Plusenergiequartieren: Zwischenergebnisse des Annex 61 im IEA HPT</b> Carsten Wemhöner, IET OST, Ostschweizer Fachhochschule	39
<b>Wärmepumpe mit COP 10 im Betrieb: was es dafür braucht</b> Beat Wellig, CC TEVT HSLU, Hochschule Luzern	55
<b>Wärmepumpen in der Industrie gestern und heute</b> Urs Hofmeier, Schweizer Salinen	67
<b>Übersicht zu Industrie- und Grosswärmepumpen</b> Cordin Arpagaus, IES OST, Ostschweizer Fachhochschule	69
<b>High-Temperature Heat Pumps: how to bring them into application</b> Benjamin Zühlsdorf, Danish Technological Institute	89
<b>CO<sub>2</sub>-neutraler Prozessdampf für die Industrie: Analyse von Technologien und Strategien</b> Dennis Roskosch, EPSE ETHZ	93
<b>Steam-generation heat pump: A revolution for the Swiss industry? Results of the IntSGHP project</b> Frédéric Bless, IES OST, Ostschweizer Fachhochschule	103
<b>Rethinking Industry’s Process Utility Interface with Temperature Reduction</b> Beat Wellig, CC TEVT HSLU, Hochschule Luzern	115
<b>Aus der Entwicklungsgeschichte der Wärmepumpe</b> Elias Wirth, Dipl.Masch.-Ing. ETH, Aargau Auszug «Schweizerische Bauzeitung» Band 73 (1955)	131

## Poster

<b>Mehrquellen-Wärmepumpensysteme für den Wärmeerzeugersatz mit Erdwärmesonden zur Spitzenlastdeckung</b> Christoph Meier, IET OST, Ostschweizer Fachhochschule	137
<b>Latenter, kompakter Pufferspeicher für mit Photovoltaik betriebene Wärmepumpen</b> Carsten Wemhöner, IET OST, Ostschweizer Fachhochschule	141
<b>Effizienz-Plus für hygienisch einwandfreie Wärmepumpen-Warmwassersysteme</b> Vera Gütle, SPF OST, Ostschweizer Fachhochschule	147
<b>Optimized Adsorption Heat Pump for Efficiency Increase of District Heating Networks</b> Xavier Daguenet, SPF-OST, Ostschweizer Fachhochschule	149
<b>Energie-Transfer-System: Pilotprojekt Prodega-Markt Dietikon</b> Jonas Schönenberger, Frigo-Consulting AG	151
<b>Heat pumps: it's all about temperature!</b> Gianfranco Guidati, ESC-ETHZ	153
<b>High-Efficiency High-Temperature Heat Pumps with Temperature Glide</b> Philip Widmaier, EPSE ETHZ	155
<b>Estimating heat profiles of industrial processes</b> Alireza Mahmoudan, ISE, Université de Genève	157
<b>Assessment of industrial heat pump integration and waste heat availability using representative profile</b> Navdeep Bhadbhade, TEVT HSLU, Hochschule Luzern	159
<b>A web-based decision support tool for the design and integration of industrial high-temperature heat pumps</b> Florez Orrego, IPESE EPFL	161
<b>Integration einer dampferzeugenden Wärmepumpe in einer Schweizer Fleischfabrik: Fallstudie Gustav Spiess AG</b> Cordin Arpagaus, IES OST, Ostschweizer Fachhochschule	163
<b>Industrial heat pump integration: Process analysis is key! Case study: CIP station at ELSA industrial dairy</b> Pierre Krummenacher, Institut des énergies, HEID-VD	165
<b>Practical integration of steam-generating heat pumps in industrial processes: Case study Crema SA</b> Nicole Calame, CSD INGÉNIEURS SA	167
<b>CO2-Hochtemperatur-Wärmepumpe in der Produktion veganer Alternativen zu Käse: Fallbeispiel New Roots</b> Cordin Arpagaus, IES OST, Ostschweizer Fachhochschule	169
<b>Gross-Wärmepumpe für prozessintegrierten Einsatz: Fallbeispiel Feldschlösschen</b> Frédéric Bless, IES OST, Ostschweizer Fachhochschule	171
<b>Decarbonizing Swiss Pulp and Paper Industry</b> Mostafa Babaei, ISE, Université de Genève	173
<b>Integrating heat pumps in CO2-separation processes</b> Gianfranco Guidati, ESC-ETHZ	175
Abkürzungsverzeichnis	177
Adressen Referenten und Organisationsteam	178

Pascal Previdoli, Bundesamt für Energie BFE

# Wärmepumpe – eine Schlüsseltechnologie für die Dekarbonisierung

*Der Inhalt dieses Beitrags kann den Folien entnommen werden, welche an der Tagung am 26. Juni 2024 gezeigt werden.*

*Die Folien werden den Tagungsteilnehmern im PDF-Format zugestellt und weitere Interessierte können diese per Mail bei der Informationsstelle des FWS bestellen:*

*[claudia.mueller@fws.ch](mailto:claudia.mueller@fws.ch)*



Alexandra Märki, Fachvereinigung Wärmepumpen Schweiz FWS

# Marktentwicklung Wärmepumpen: Die nächsten Herausforderungen

## Zusammenfassung

*Die Wärmepumpentechnologie ist definitiv angekommen. Der Wärmepumpenmarkt hat in den letzten Jahren ein massives Wachstum erlebt. Im 2023 hat der Marktanteil der Wärmepumpen im Vergleich zu allen verkauften Wärmeerzeugern 74% betragen. Nach diesem rasanten Wachstum ist nun eine gewisse Marktkorrektur absehbar. Die Verkaufszahlen (nicht gleichzusetzen mit der Anzahl installierten Heizungen) gehen zurück – nicht nur bei den Wärmepumpen, sondern bei allen Technologien. Es gilt nun: Ruhe bewahren und sich auf die bevorstehenden Herausforderungen und Chancen vorbereiten. Diese sind technischen Ursprungs wie auch in der Politik und beim Umgang mit dem Thema «Heizungersatz» in der Bevölkerung. Denn das Ziel ist klar und von der Schweizer Stimmbevölkerung beschlossen: Weg von fossilen Energieträgern hin zu Netto Null 2050.*

## Résumé

*C'est maintenant certain, la technologie des pompes à chaleur est bel et bien arrivée. Le marché des pompes à chaleur a connu une croissance massive ces dernières années. En 2023, la part de marché des pompes à chaleur par rapport à l'ensemble des générateurs de chaleur vendus s'élève à 74 %. Après cette croissance fulgurante, une certaine correction du marché est désormais prévisible. Les chiffres de vente (à distinguer du nombre de chauffages installés) sont en baisse, non seulement pour les pompes à chaleur, mais aussi pour toutes les technologies. Il s'agit maintenant de garder son calme et de se préparer aux défis et aux opportunités à venir, tant sur le plan technique, que politique ou sur la manière dont la population aborde la question du « remplacement du chauffage ». Car l'objectif est clair et a été approuvé par le peuple suisse : il faut abandonner les sources d'énergie fossiles pour atteindre le zéro net en 2050.*

## **Die Fachvereinigung Wärmepumpen Schweiz FWS sieht für die Branche folgende Herausforderungen**

### **Ablösung synthetischer Kältemittel**

Zurzeit ein heisses Thema ist die Ablösung synthetischer Kältemittel hin zu natürlichen Kältemitteln. Die Berichterstattung in der Öffentlichkeit verbreitet eine grosse Verunsicherung bei Endkunden. Darf ich meine Wärmepumpe auch in Zukunft noch betreiben oder bei Bedarf reparieren? In der Kommunikation mit Endkunden ist hier ein ganz klares «Ja» wichtig! Bereits installierte oder in dieser Zeit verkaufte Wärmepumpen können über die gesamte Lebensdauer betrieben, serviciert und bei Bedarf repariert werden. Es gibt keinen Grund mit der Installation einer Wärmepumpe abzuwarten. Jede Wärmepumpe, die eine fossil betriebene Heizung (Öl, Erdgas) ersetzt, stellt einen unverzichtbaren Mehrwert für den Klimaschutz dar – unabhängig vom verwendeten Kältemittel. Zudem sind bereits Geräte mit natürlichen Kältemitteln auf dem Markt verfügbar. Für die Hersteller/Lieferanten und Installateure bringt die Umstellung hin zu natürlichen Kältemitteln Anpassungen in Abläufen, Aufstellung, Installation und Umgang mit Wärmepumpen mit sich. Es sind insbesondere sicherheitstechnische Fragen. Eine sorgfältige Schulung der Installateure ist zentral. Die FWS ist zusammen mit ihren Partnerverbänden suissetec, GKS und VKS an der Umsetzung eines Kompetenzvermittlungskonzepts mit Merkblättern und drei Schulungsmodulen. Dieses startet im Sommer 2024.

### **Schall und Lärmschutz**

Die Lärmschutzverordnung wurde revidiert und ab November 2024 sind neue Messpunkte anzugeben. Alle Hersteller/Lieferanten müssen entsprechend ihre Produktemessungen sowie Produktbeschreibungen anpassen. Die FWS ist in Zusammenarbeit mit dem Cercle Bruit um eine möglichst einheitliche Interpretation der Anforderungen in den Kantonen bemüht.

### **Heizungersatz in dicht besiedelten Gebieten**

Zum Erreichen der Energie- und Klimaziele müssen bis 2050 alle fossil betriebenen Heizungen ersetzt werden. Bisher hat sich dieser auf Einfamilienhäuser oder kleine Mehrfamilienhäuser insbesondere in wenig dicht besiedelten Gebieten konzentriert. In einem nächsten Schritt müssen Wärmepumpen dicht besiedelte, urbane Gebiete durchdringen. Hier stellen sich andere oder zusätzliche Herausforderungen: Beschränkte Platzverhältnisse, grössere Leistungen in grösseren Gebäuden, noch kostensensitivere Eigentümerschaften, Schall- und Lärmfragen. Bei solchen Projekten sind häufig mehrere Akteure involviert, beispielsweise auch Architekten oder Planer. Kooperation ist gefragt. Es ist an der Branche diese Berufsgruppen für die Wärmepumpentechnologie zu begeistern und gemeinsam gute Lösungen aufzuzeigen.

## **Fachkräftebedarf**

Bereits heute sind Fachkräfte in der Heizungsbranche sehr gesucht. Zur Erreichung der Energie- und Klimaziele müssen in Zukunft noch deutlich mehr Wärmepumpen installiert werden. Die Branche muss es schaffen Quereinsteiger aus verschwindenden Branchen abzuholen und auf hohes Qualitätsniveau weiterzubilden. Standardisierung bei Produkten und Abläufen sowie die Vereinfachung administrativer Aufwände tragen zusätzlich zur Entschärfung des Fachkräftebedarfs bei.

## **Abbau administrativer Hürden**

Heizungen ersetzt man nicht am Bürotisch, sondern «im Feld», in Heizungskellern und Gebäuden. Um den Heizungsersatz zu beschleunigen und zu vereinfachen, sollte der administrative Aufwand möglichst gering gehalten werden. Erste Kantone haben bereits die Meldepflicht eingeführt im Vergleich zur Bewilligungspflicht. Voraussetzung dafür ist ein gewisses Vertrauen der Behörden in die Branche, d.h. in eine gute Qualität der Produkte und Dienstleistungen. Die FWS ist mit den kantonalen Behörden in Kontakt und setzt sich für Vereinfachungen ein. Denn: Jede Wärmepumpe, die eine fossil betriebene Heizung ersetzt, stellt einen unverzichtbaren Mehrwert für den Klimaschutz und die Wärmewende dar.

## **Effizienz im Betrieb**

Wärmepumpen sind insbesondere während der Heizperiode. Also während der Jahreszeit, in der die zukünftige inländische Produktion weniger hoch ausfällt. Es muss ein zentrales Anliegen der Branche, der Behörden, der Bevölkerung sein, dass Wärmepumpen entsprechend möglichst effizient laufen, um den Stromverbrauch so gering wie möglich zu halten. Auch, um das Stromnetz zu entlasten. Korrekte Dimensionierung, effizienter Betrieb und Monitoring sind dazu die Schlagworte. Wir müssen es schaffen, dass Auslegung, Installation und Betrieb von Wärmepumpen möglichst einfach und gleichzeitig effizient und qualitativ hochwertig sind. Zudem ist es im Interesse der Branche, dass die Eigenproduktion von Strom aus verschiedenen erneuerbaren Energiequellen rasch vorangetrieben wird.

## **Energiesystem Gebäude & Mobilität**

Die Wärmepumpe wird immer mehr zu einem Teil eines Gesamtenergiesystems Gebäude & Mobilität. Die verschiedenen Produzenten und Konsumenten innerhalb dieses Energiesystems und in Zusammenhang mit dem Stromnetz optimal aufeinander abzustimmen, beschäftigt uns immer mehr. Die FWS erarbeitet Weiterbildung «Systemintegrator» in Zusammenarbeit mit Partnernverbänden anderer Branchen, um diese Lücke möglichst rasch schliessen zu können.

## **Die Fachvereinigung Wärmepumpen Schweiz FWS sieht für die Branche folgende Chancen**

### **Heizen und Kühlen**

Alle Prognosen deuten für die Zukunft auf eine Abnahme der Heizgradtage und eine entsprechende Zunahme der Kühlgradtage hin. Dies verschiebt den Stromverbrauch der Wärmepumpen leicht vom Winter in den Sommer. Die Wärmepumpe ist zurzeit die einzige Technologie, die sowohl Heizen wie auch Kühlen beherrscht. Eine Chance für die Positionierung.

### **Energie- und Klimapolitische Ziele**

Die Ziele sind ganz klar festgelegt und von der Schweizer Stimmbevölkerung bestätigt: Netto Null 2050 muss erreicht werden. Die Wärmepumpentechnologie ist zurzeit die einzige Technologie, die diese grosse Umstellung von fossilen Energieträgern hin zu erneuerbaren Energieträgern im Heizungsbereich leisten kann. Der politische Druck wird weiter steigen und entsprechend die Marktentwicklung wieder und weiter ankurbeln.

### **Förderung**

In der Schweiz haben wir seit Jahren eine relativ konstante Förderung von Wärmepumpen in allen Kantonen. Dies schafft Sicherheit in der Bevölkerung – auch Politik und Behörden glauben an diese Technologie. Gleichzeitig haben die Behörden dadurch einen Hebel, um den Fokus auf Qualität zu setzen. Dies schafft zufriedene Wärmepumpenbesitzende und hält das Image der Branche hoch. Auch in den nächsten Jahren wird diese Förderung fortgesetzt. Dazu kommt ab 2025 eine zusätzliche Förderung für grössere Leistungsbereiche (voraussichtlich ab 70kW Heizleistung) und Ersatz Elektrodirektheizungen im Rahmen des Impulsprogramms. Die laufende Förderung wird durch dieses Programm nicht tangiert. Bei Wärmepumpen in Leistungsbereichen <70kW lohnt sich ein Abwarten dementsprechend definitiv nicht.

Reinhard Radermacher, Professor and co-Director, CEEE  
University of Maryland at College Park, MD, USA

# Challenges and Opportunities for Heat Pumping Technologies

## Introduction

Over more than a century heat pumps, that is in the context of this report, vapor compression systems for heating, cooling and refrigeration, made tremendous progress. The physical size, weight and energy consumption were reduced significantly. There was so much progress that a subset of decision makers in the industry today voices concern that the common vapor compression technology reached its ‘region of diminishing returns’, meaning that even huge investments in furthering the technology will yield only incremental progress.

I beg to differ. However, we must leave our proverbial box behind. Because, as Einstein said, a problem cannot be solved with the same level of thinking that created it.

## **The two biggest challenges heat pumps face are efficiency and the cost of installation.**

### **Let’s take a look at efficiency**

It is an inconvenient truth that the variable that influences efficiency the most is the temperature lift, i.e. the temperature difference between the evaporator and condenser. The most impactful measures to minimize the temperature lift, are usually inconvenient or impossible: Raising the evaporator temperature for heating applications, such as ground coupling or using reliable surface water sources such as rivers or deep lakes would be ideal but are not generally available. On the indoor side, means to deliver heat at the lowest possible temperature would be welcome. Examples are floor heat (and chilled beams for comfort cooling) is ideal. But these technologies are best implemented in new construction. For a retrofit these options are challenging and thus costly. It is no surprise that air-to-air systems may be the easiest to install, but also the least efficient technology option. In any case, reducing the temperature lift by finding the optimal application and installation scenario has a much more meaningful impact on efficiency than improvements to the heat pump itself, albeit these are a worthwhile task.

### **Let’s take a look at the costs**

Furthermore, the cost of installing a heat pump is often several times the cost of the heat pump itself (at least in the US) and customarily requires highly trained personnel, especially in retrofit situations. A reduction of the cost of the heat pump itself by the manufacturer, which is, by the way, a hard-won victory for the manufacturer, may not play a role at all for the consumer when the installation cost amounts to several times the cost of the heat pump. Thus, the biggest challenge for society is not so much reducing the cost of heat pumps, although a cost reduction

would be very welcome, but to eliminate the installation effort and related cost. It can only be addressed in a multidisciplinary approach with the involvement of all the stakeholders, from manufacturer to end user. And this approach may lead to unusual designs.

While the well-known manufacturers are slow in addressing the cost of installation, more nimble startup companies are working hard to meet the challenge. For example, Gradient Comfort, (Figure 1) originating in Silicon Valley, markets a heat pump that is a derivative of the traditional window air-conditioner, without occupying much of the window opening. The design is best described as ‘saddlebags’ with the indoor and outdoor portions of the unit hanging down from the windowsill on the inside and outside while connected via a relatively thin plate containing all means to functionally connect these two parts. Such concept eliminates most of the disadvantages of the traditional window air-conditioner while allowing for simple installation and reasonable esthetics. This concept does not address installation cost in general, but it is a creative step in the right direction. Coming to think of it, multiple such units may still be of lower cost than one central system.



*Figure 1: Saddlebag Window  
Heat Pump for Easy Installation*  
<https://www.gradientcomfort.com>

Another example is Ecosnap invented by the National Renewable Energy Laboratory (Figure 2). This heat pump, consisting of an indoor and outdoor unit, eliminates the need for an installer as follows. The indoor and outdoor units, which are precharged with refrigerant, must be installed aligned with each other on opposite sides of an outside wall of a dwelling. Then, when aligned correctly, they are connected by throwing a single lever that connects all piping, wiring and controls. Again, while this approach does not eliminate all installation challenges, it is another step in the right direction.



*Figure 2: Ecosnap Heat Pump where the indoor and outdoor units are connected via a single switch that connects all services between indoor and outdoor unit. <https://www.ecosnap.us> , <https://www.nrel.gov/news/program/2019/patent-protection-awarded-to-nrels-ecosnap-ac-technology.html>*

**We need many more such steps!**

## Creative technologies to improve the heat pump technology itself

Regarding the heat pump technology itself, there are many creative technologies under development.

### Let's take a look at compressors

The workhorse for residential and small commercial systems is the hermetic compressor using scrolls or rotary pistons. The potential for improving the efficiency of the compressor itself is limited, considering that the pump mechanism itself may be over 90% efficient as well as the electric motor, resulting in a combined efficiency of better than 80% which is hard to improve upon. But cost and weight reductions should be possible by increasing compressor speed. Variable speed drives allow this already today. Furthermore, electric motors operating at 400Hz are common in the aircraft industry because of their smaller size and weight. The ultimate goal may be the micro-centrifugal compressor running at 200,000 rpm as is being developed at EPFL (Figure 3) for example. Its implementation will be challenging but ultimately very rewarding. Compressor innovation does not stop there. Figure 4 shows as example a linear, oil-free reciprocating compressor for refrigerator/freezers and then there are the well-established oil-free centrifugal compressors.

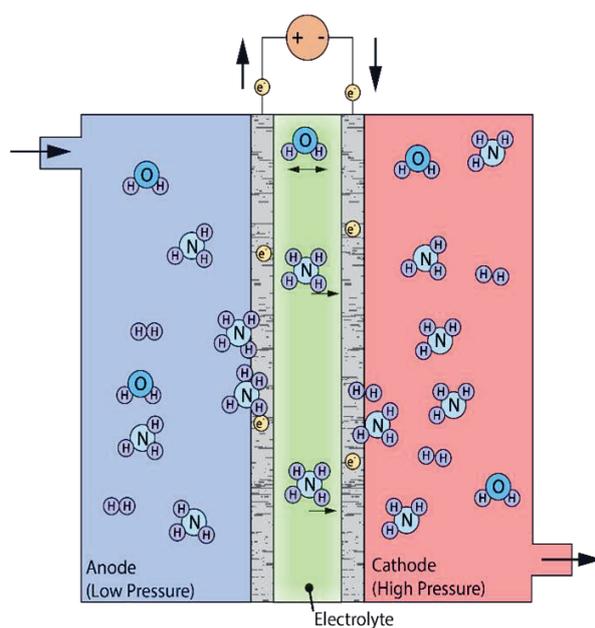


*Figure 3: Size comparison between traditional scroll compressor (right) and high-speed micro centrifugal compressor with equivalent capacity and efficiency (left)*



*Figure 4: Oil-free linear reciprocating compressor for refrigerator applications.  
<http://www.embraco.com/wisemotion/Default.aspx>*

But how about compressors without moving parts? The answer may be the concept of electrochemical compression. The underlying idea is the electrochemical compression of hydrogen (<https://doi.org/10.1016/j.cej.2024.150733>). When using a fuel cell membrane assembly in reverse, that is applying a voltage to it rather than producing power and having pure hydrogen on both sides of the membrane, then hydrogen is being compressed across the membrane with the pressure ratio limited only by the mechanical strength of the membrane assembly and back diffusion of the hydrogen. With colleagues at the University of Maryland we have validated this concept for ammonia (Figure 5) and, with a different electrochemistry, for carbon dioxide as well. The implication is that electrochemical compression may allow eventually for the compression of refrigerants without moving parts, noise and the presence of compressor oil.



*Figure 5: An electrochemical membrane assembly pumps ammonium ions from the Anode to the Cathode when a voltage is applied. In this case Hydrogen is required as carrier gas allowing for the formation on  $\text{NH}_3$  Ions. Means for handling the hydrogen must be provided for*

*Tao, Y., Gibbons, W., Hwang, Y., Radermacher, R., Wang, C., Electrochemical ammonia compression, ChemComm, 53, 5637, April 2017*

*Tao., Y, Hwang, Y., Radermacher, R., Wang, C., Experimental Study on Electrochemical Compression of Ammonia and Carbon Dioxide for Vapor Compression Refrigeration System, International, Journal of Refrigeration, 104, 180-188, June 2019*

Finally, there is progress on the front of isothermal compression. The poor performance of carbon dioxide as refrigerant, when the critical point is exceeded, results from the fact that the compressor outlet is greatly superheated. If the compression process were isothermal, the COP of a carbon dioxide air conditioner would be about 30% larger (~40% for refrigeration) than it is with isentropic compression. Figure 6 shows the difference between isentropic and isothermal compression on a pressure-enthalpy diagram. Most efforts of implementing isothermal compression focus on packing heat transfer surfaces into the cylinder of the compressor. Another option is to move the compression process into a heat exchanger, which, for carbon dioxide systems, is the gas cooler. The compression process is accomplished with the help of liquid pistons (for example a non-miscible compressor oil) which compresses the carbon dioxide within the gas cooler. Experiments at the University of Maryland show that isothermal efficiencies of 90+% are achievable.

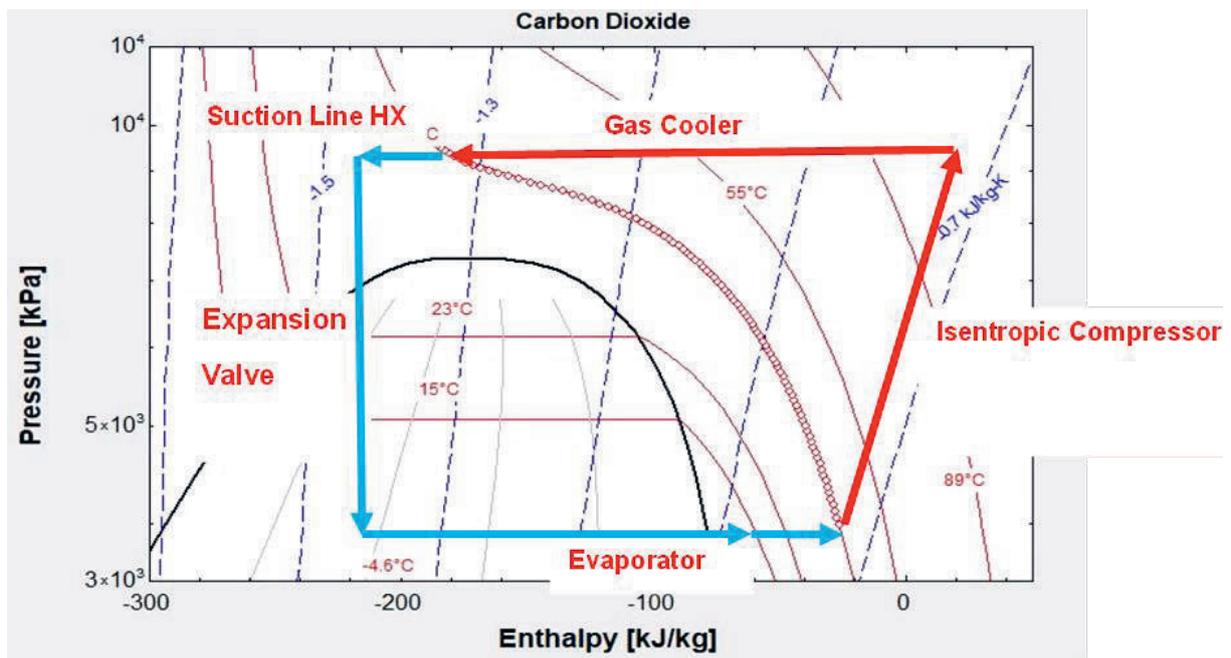


Figure 6: Conventional Transcritical Carbon Dioxide vapor compression cycle with isentropic compression

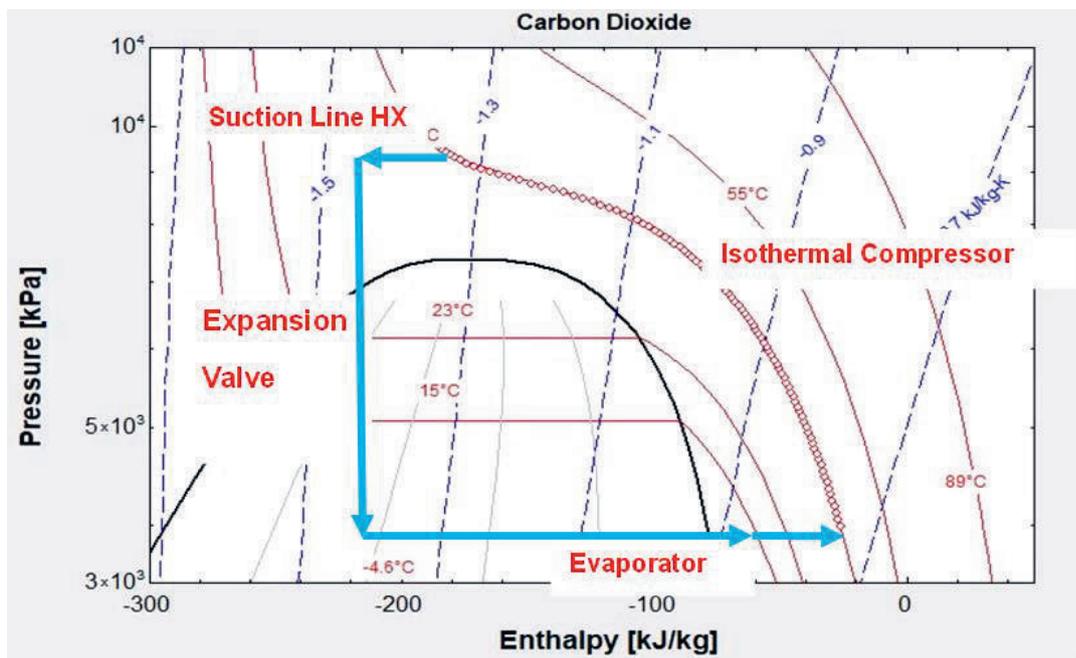


Figure 7: Transcritical Carbon Dioxide vapor compression cycle with isothermal compression. The compressor and gas cooler are merged into one component, the isothermal compressor. The increase in efficiency of using isothermal compression over isentropic compression is estimated to be 30%-40%

Thus, summarizing current and potential advances in compression technology, one can expect increasing compressor speeds, oil-free compressors, and possibly even compressors without moving parts, oil, or noise. And, last but not least, isothermal compression for refrigerants of small molecular weight such as carbon dioxide.

## Let's take a look at heat exchangers

Heat exchangers are the other component with great influence on heat pump efficiency. Figure 8 shows conceptually how heat exchanger compactness, defined as total heat transfer area divided by the total volume of the heat exchanger and heat exchanger material utilization defined as heat transfer surface area divided by heat total material volume, increase as the hydraulic diameter of the flow parts for the refrigerant decreases. While the increase of compactness and material utilization is very significant when reducing the hydraulic diameter from 10mm to 1mm (that is transitioning from tube fin heat exchangers to microchannel heat exchangers) the improvements are much more dramatic when the hydraulic diameter drops below 1mm. By the way, the ultimate heat exchanger would be the lung, with unmatched compactness, and other qualities such as being self-healing, self-cleaning and having a lifetime of many decades.

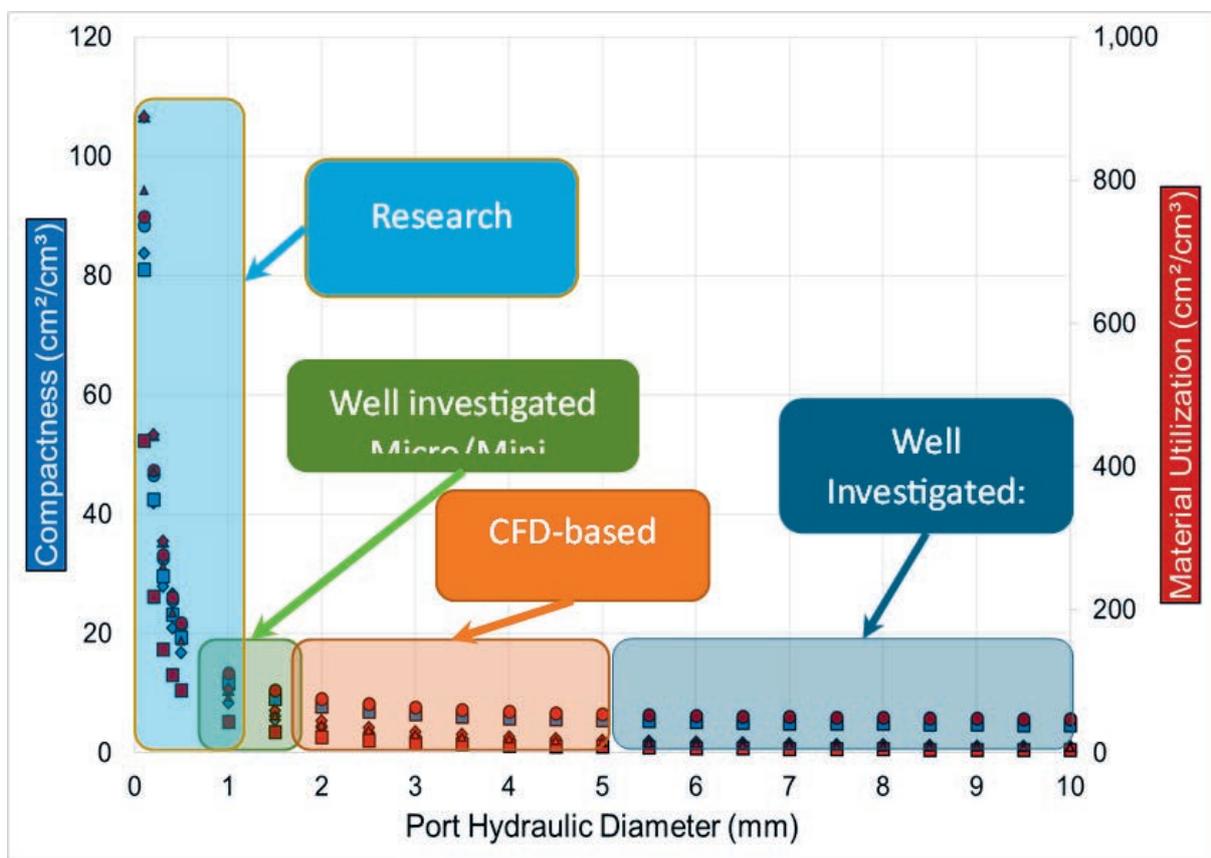


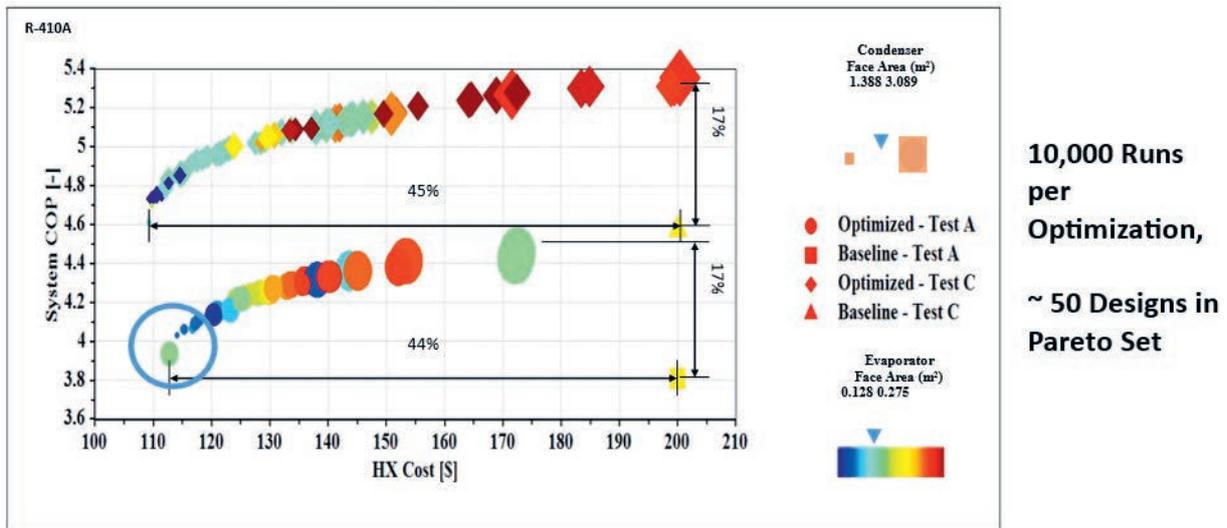
Figure 8: Conceptual representation of how heat exchanger compactness, defined as total heat transfer area divided by the total volume of the heat exchanger and heat exchanger material utilization defined as heat transfer surface area divided by heat total material volume change with flow port hydraulic diameter (x-axis)

Bacellar, D., Aute, V., Huang, Z., and Radermacher, R., 2016, Airside friction and heat transfer characteristics for staggered tube bundle in crossflow configuration with diameters from 0.5 to 2.0mm, Technical Note, Intl J. of Heat and Mass Transfer, Vol. 98, pp. 448-454

Robust heat exchanger design software can be integrated with mathematically rigorous optimization, such as genetic algorithms (so that discrete variables such as tube diameters can be accommodated), allowing for the design of optimum heat exchangers for a given application, minimizing cost or maximizing capacity or any other desirable characteristic. Figure 9 shows

an example. The small bluish dot inside the blue circle indicates a design that has about 44% reduction in material cost (x-axis) a slight increase COP (y-axis) a blue color indicating a smaller evaporator face area, and it is the smallest round symbol of the entire graph, indicating a smaller condenser surface area. The letter two criteria indicating a smaller overall volume of the entire heat pump.

## Heat Exchanger Optimization Results



Copyright © 2023 Center for Environmental Energy Engineering

CENTER FOR  
ENVIRONMENTAL  
ENERGY ENGINEERING

Figure 9: The small bluish dot inside the blue circle indicates a design that has about 44% reduction in material cost (x-axis) a slight increase COP (y-axis) a blue color indicating a smaller evaporator face area, and it is the smallest round symbol of the entire graph, indicating a smaller condenser surface area. The letter two criteria indicating a smaller overall volume of the entire heat pump

Alabdulkarem, A., Hwang, Y., Radermacher, R., 2013. System Drop-In Tests of Refrigerants R-32, D2Y-60, and L41a in Air Source Heat Pump. Air-Conditioning, Heating, and Refrigeration Institute (AHRI) Low-GWP Alternative Evaluation Program

At the University of Maryland we developed a framework that, once a design space is defined, invents novel heat exchanger geometries on its own and predicts their performance. When manufacturing constraints are integrated the framework delivers new or at least less common heat exchanger geometries. A particular example is shown in Figure 10 as non-round or droplet shaped tubes of about 1-2mm width and height. Prototype heat exchangers for small capacity heat pumps (<10kW) were fabricated, and tests validated predicted results.

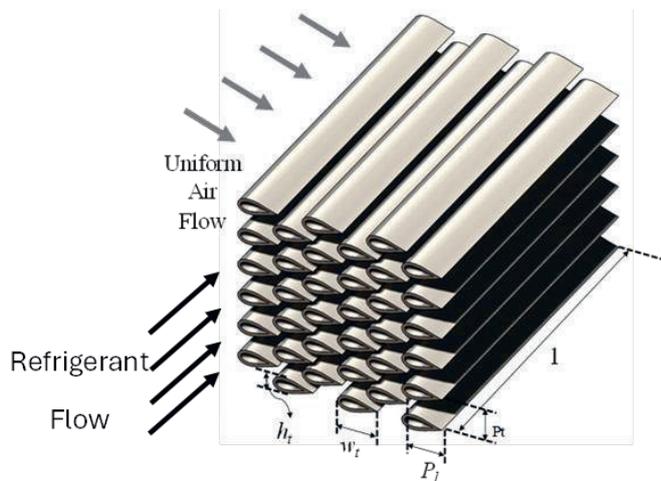


Figure 10: Example of air-to-refrigerant heat exchanger with droplet shaped tubes of small diameter  
Bacellar, D., Aute, V., Huang, Z., and Radermacher, R., 2017, Design Optimization and Validation of High Performance Heat Exchangers Using Approximation Assisted Optimization and Additive Manufacturing, Science and Technology for the Built Environment, No. 6, pp. 896-911, doi: 10.1080/23744731.2017.1333877

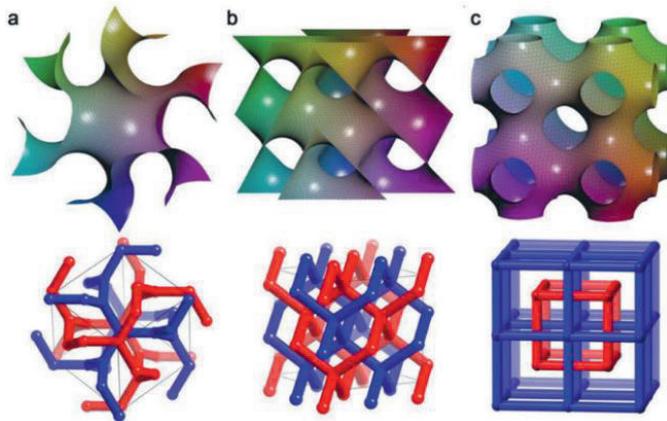


Figure 11: Examples for Triply-periodic Minimal Surfaces (TPMS)  
Dharmalingam, Lalith Kannah; Aute, Vikrant; and Ling, Jiazhen, «Review of Triply Periodic Minimal Surface (TPMS) based Heat Exchanger Designs» (2022). International Refrigeration and Air Conditioning Conference. Paper 2393. <https://docs.lib.purdue.edu/iracc/2393>

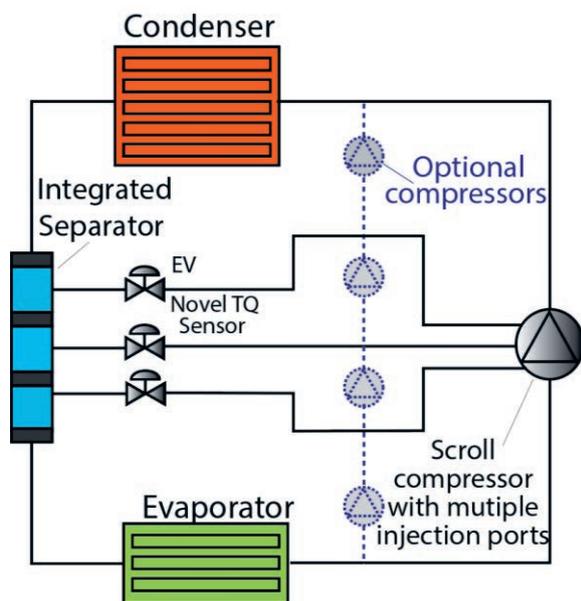
A new generation of heat exchanger concepts may become available with the advent of 3D-printing. So called triply-periodic minimal surfaces (TPMS) are known since 200 years, but only now may we be in a position to actually manufacture them. Figure 11 shows examples. These designs maybe particularly suited for heat exchange between fluids of similar thermal capacity.

Finally, let's not lose sight of heat exchangers that may not be products of traditional heat pump manufacturers. These are heated floors, cooled ceilings and chilled beams.

## Let's take a look at heat pump cycles

In terms of heat pump cycles innovative concepts emerge. These range from the compressors with multi-stage injection ports (Figure 12) to designs where the heat pump itself rotates (Figure 13) and culminates in so-called not-in-kind systems such as ab(d)sorption systems, thermo-electrics, and magneto-, elasto-, electro- and baro-caloric systems all of which are not considered here in detail but deserve their own presentation.

Such creativity may be required when we want to ensure heat pumps are the enduring success we need them to be. While vapor compression will be the leading heat pumping technology for a while, its implementation and related components and approaches are set to change dramatically.



*Figure 12: Multistage Vapor Compression Cycle for Cold Climate or High Temperature Heat Pump Applications*



*Figure 13: Rotating Heat Pump by ECOP. <https://www.ecop.at/de/produkt/#Technologie>*

Simon Callegari (orateur), Pierre Hollmuller  
Université de Genève, Groupe Systèmes Energétiques

# Pompes à chaleur dans l'habitat collectif à Genève – 9 études de cas pour l'IEA-HPT Annex 62

## Résumé

*Nous synthétisons neuf études de cas portant sur des systèmes de pompes à chaleur (PAC) pour des bâtiments résidentiels collectifs, avec production de chaleur locale ou via réseau de chaleur à distance. Ces études couvrent des bâtiments de différentes périodes de construction, pour des demandes de chaleur variant entre 53 et 132 kWh/m<sup>2</sup>.an, et des fractions ECS entre 29 et 72%. Les surfaces de référence énergétiques varient de 900 à 170'000 m<sup>2</sup>, avec des puissances PAC de 30 à 5'000 kW. Les PAC utilisent diverses sources de chaleur, telles que des sondes géothermiques, des nappes d'eau souterraine, des eaux usées, ou encore l'air. Les PAC couvrent entre 14 et 100% de la demande de chaleur, avec des COP annuels entre 2.3 et 3.7. Ces études mettent en évidence les points clés et les contraintes de mise en œuvre des systèmes de PAC. Elles fournissent une base précieuse pour l'apprentissage et l'amélioration continue des performances des PAC en conditions réelles d'utilisation.*

## Zusammenfassung

*Wir synthetisieren neun Fallstudien über Wärmepumpensysteme (WP) für Mehrfamilienhäuser, mit lokaler Wärmeerzeugung oder über Fernwärmenetze. Diese Studien umfassen Gebäude aus verschiedenen Bauzeiten, mit einem Wärmebedarf von 53 bis 132 kWh/m<sup>2</sup>.Jahr und einem Warmwasseranteil von 29 bis 72%. Die Energiebezugsflächen reichen von 900 bis 170'000 m<sup>2</sup>, die WP-Leistungen von 30 bis 5'000 kW. Die Wärmepumpen nutzen eine Vielzahl von Wärmequellen, darunter Erdsonden, Grundwasser, Abwasser und Luft. Sie decken zwischen 14 und 100 % des Wärmebedarfs, mit jährlichen JAZ zwischen 2,3 und 3,7. Diese Studien zeigen die wichtigsten Punkte und Einschränkungen bei der Umsetzung von WP-Systemen auf. Sie bieten eine wertvolle Grundlage für das Lernen und die kontinuierliche Verbesserung der WP-Leistung unter realen Bedingungen.*

## Abstract

*We summarize nine case studies of heat pump (HP) systems for multi-family residential buildings, with local heat production or via district heating networks. These studies cover buildings from different construction periods, for heat demands ranging from 53 to 132 kWh/m<sup>2</sup>.year, and DHW fractions from 29 to 72%. Energy reference areas range from 900 to 170,000 m<sup>2</sup>, with HP capacities from 30 to 5'000 kW. The heat pumps use a variety of heat sources, including geothermal probes, groundwater, wastewater and air. The heat pumps cover between 14 and 100% of heat demand, with annual COPs between 2.3 and 3.7. These studies highlight the key points and implementation constraints of heat pump systems. They provide a valuable basis for learning and continuous improvement of heat pump performance under real-life conditions.*

## Introduction

Le groupe Systèmes énergétiques de l'Université de Genève a compilé différentes études de cas qu'il a menées entre 2016 et 2023, concernant des systèmes de pompes à chaleur (PAC) pour bâtiments résidentiels collectifs, avec production de chaleur locale (dans les bâtiments), ou via réseau de chaleur à distance (CAD).

Ces retours d'expérience et suivi énergétiques ont été résumés sous forme de fiches techniques, partagées via la base de données d'études de cas de l'IEA-HPT Annex 62 [1].

## Présentation générale des études de cas

Les neuf études de cas concernent des bâtiments de différentes périodes de construction, ainsi que des systèmes PAC de divers types:

- Les bâtiments sont tous de type résidentiel collectif (dont un hôtel), et couvrent des périodes de construction allant de 1952 à 2020. Il s'agit ainsi de bâtiments tant neufs qu'existants (rénovés ou non), avec une demande de chaleur variant entre 53 et 132 kWh/m<sup>2</sup>.an, avec une fraction ECS variant entre 29 et 72% (note: il s'agit ici de la chaleur livrée aux ballons ECS, à ne pas confondre avec la demande ECS nette, déduction faite des pertes de stockage et de distribution).
- Les surfaces de référence énergétiques varient entre 900 et 170'000 m<sup>2</sup>, si bien que les puissances des PAC varient entre 30 et 5'000 kW<sub>th</sub> (en fonction également de la présence ou non d'une production de chaleur d'appoint), correspondant à des puissances spécifiques de 3 à 77 W/m<sup>2</sup>.
- Les sources de chaleur des PAC comprennent: sondes géothermiques (y compris récupération de chaleur sur fumées de chaudière), nappe d'eau souterraine, eaux usées, solaire thermique non-vitré, air, ou encore air vicié (sur ventilation simple-flux).
- En fonction de la présence ou non d'une production de chaleur d'appoint (gaz, électricité directe, incinération de déchets, ...), ainsi que des problèmes d'intégration y relatif, les PAC couvrent entre 14 et 100% de la demande de chaleur totale.
- Les COP annuels varient entre 2.3 et 3.7 (mesures en situation d'usage). Note: ces valeurs ne tiennent en principe pas compte de l'électricité auxiliaire côté source froide (sauf pour les PAC sur air, dont la consommation électrique des ventilateurs est comprise dans la consommation des PAC).

Le Tableau 1 récapitule ces données pour chacune des études de cas. Les données concernant la performance des bâtiments (demande de chauffage et ECS) ainsi que des systèmes de production de chaleur (PAC et appoint) sont toutes des valeurs mesurées, en situation d'usage réel.

La Figure 1 représente un exemple de factsheet, tel que publié dans le cadre de l'IEA-HPT Annex 62.

	Laurana	St.-Julien	Daru	La Cigale	SolarCity	Versoix	Fontenette	Vergers	Soubeyran
<b>Bâtiment</b>									
Type	Existant	Existant	Existant	Rénové	Neuf	Neuf	Neuf	Neuf	Neuf
Surface (m2)	100 000	4 050	7 560	19 000	927	27 300	30 440	170 000	4 067
Chauffage (kWh/m2.an)	70	77	72	35	19	43	22	46	35
Prod. ECS (kWh/m2.an)	32	55	30	34	48	20	43	26	18
Demande tot. (kWh/m2.an)	102	132	102	69	67	63	65	72	53
Fraction prod. ECS	31%	42%	29%	51%	72%	32%	63%	36%	34%
<b>PAC</b>									
Type de prod./raccordement	CAD	Local	Local	Local	Local	CAD	CAD	CAD	Local
Source froide	Sondes géo & fumées	Air	Air	Solaire th. non-vitré	Solaire th. non-vitré	Eau de lac	Eaux usées	Eau de nappe	Air vicié
Nb de PAC	1	2	6	2	1	1	1	1	1
Puissance totale (kWh.th)	340	312	186	500	30	400	200	5 000	44
Puissance spéc. (W/m2)	3	77	25	26	32	15	7	29	11
Production (kWh/m2.an)	14	132	68	54	54	49	34	61	20
COP annuel	3.0	2.3	2.3	3.2	2.7	3.2	3.0	3.7	3.3
<b>Appoint</b>									
Type d'appoint	Gaz		Gaz	Gaz	Elec. dir.	Gaz	Gaz	Gaz & incinér. déchets	Gaz
Puissance (W/m2)	98	0	26	17	32	51	20	29	31
Production (kWh/m2)	88	0	34	6	1	14	31	11	33
<b>Bilan système</b>									
PAC	14%	100%	67%	78%	80%	77%	53%	85%	38%
Appoint	86%	0%	33%	8%	1%	23%	47%	15%	62%
Solaire direct				14%	19%				

Tableau 1: Informations clés et principales valeurs mesurées pour chaque étude de cas

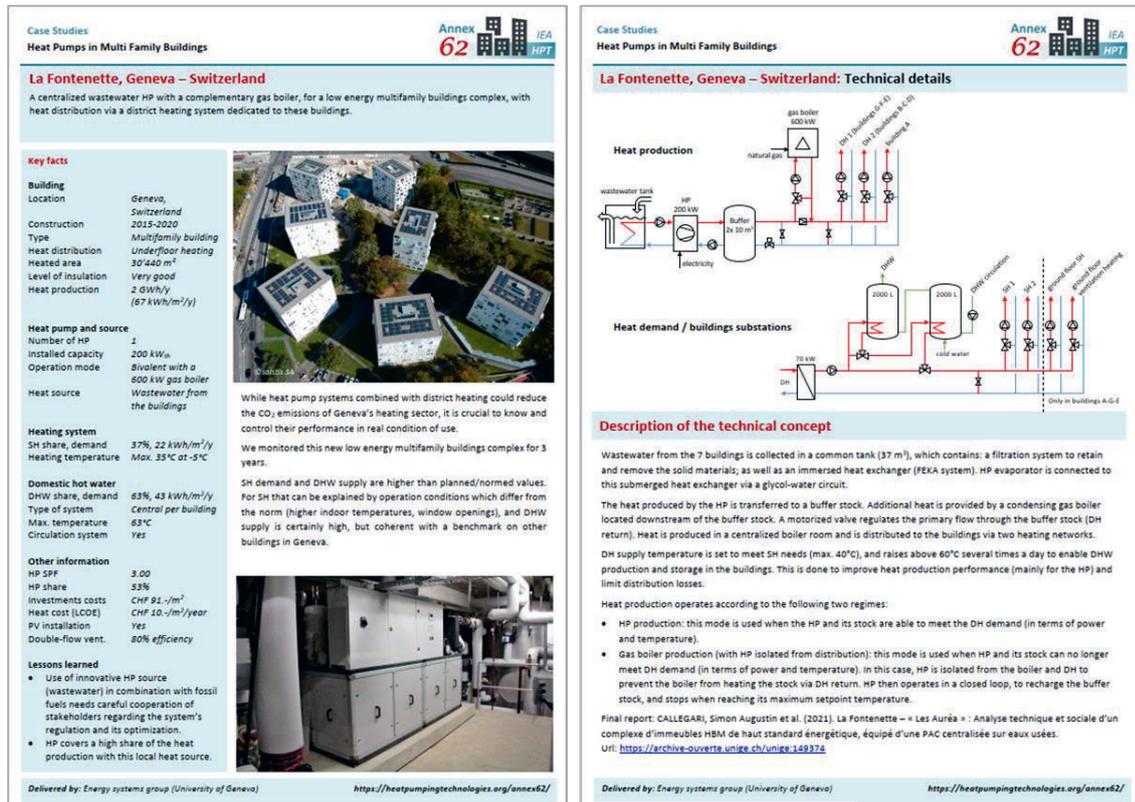


Figure 1: Exemple de factsheet publié dans le cadre de l'IEA-HPT Annex 62 [1]

## Aperçu des études de cas

Nous présentons dans ce chapitre les neuf études de cas qui ont fait l'objet d'une fiche de synthèse pour l'IEA-HPT Annex 62.

Pour chaque étude de cas, les rapports de recherche détaillés sur lesquels ces fiches de synthèse se basent sont indiqués dans les références.

### Laurana (PAC sur sondes pour CAD de quartier)



Figure 2: gauche: Chauffage du CAD Laurana; droite: PAC eau-eau pour la récupération de chaleur des fumées des chaudières, et connectée à un champ de sondes géothermiques

#### Description

Cette étude [2] traite de la rénovation et de l'extension d'une centrale thermique en 2011, ainsi que de l'expansion de son réseau de chaleur (CAD) desservant 18 sous-stations. La rénovation a impliqué le remplacement de trois chaudières à mazout (3.3 MW au total) par trois nouvelles chaudières à gaz (9.8 MW au total, avec système de récupération de chaleur à deux étages) et une PAC de 340 kW<sub>th</sub>. Les sources de chaleur pour la PAC sont la géothermie (44 sondes géothermiques de 300 m) et les fumées des chaudières à gaz.

Le CAD étendu, composé des CAD interconnectés «Laurana» et «Trois-Chênes», fournit de la chaleur à environ 100'000 m<sup>2</sup> de surface chauffée pour 2'500 habitants, avec une puissance souscrite de 7 MW. Le projet visait à utiliser le champ de sondes géothermiques comme stockage saisonnier pour récupérer la chaleur résiduelle des gaz de combustion, mais les chaudières continuent de fonctionner en été, limitant ainsi l'extraction d'énergie des sondes géothermiques et le stockage saisonnier.

#### Concept technique

La chaleur récupérée des fumées, trop basse en température pour être utilisée directement, est dirigée vers un réservoir tampon. Elle est ensuite utilisée comme source de chaleur pour la PAC ou pour recharger les sondes géothermiques, deuxième source de chaleur pour la PAC.

La PAC alimente le retour du CAD «Laurana» via un réservoir tampon, permettant de gérer les débits différents entre la PAC et le CAD (séparation hydraulique). Mélangé au retour des «Trois-Chênes», le retour du CAD «Laurana» est renvoyé vers les chaudières à gaz pour fournir le complément de chaleur nécessaire. Les températures d'alimentation / retour du CAD sont typiquement de 75-65°C / 55°C.

### St.-Julien (PAC sur air pour bâtiment non-rénové)



Figure 3: gauche: vue de l'immeuble; droite: les deux PAC air-eau de type industriel installées en toiture

#### Description

Ce projet pilote [3], autrefois chauffé par une vieille chaudière à mazout, est désormais équipé d'un système monovalent comprenant deux PAC air-eau de type industriel. Au cours de la dernière année de suivi, le COP annuel des PAC s'élevait à 2.3, incluant leurs auxiliaires, et la consommation d'ECS représentait près de la moitié des besoins totaux en chaleur.

Des erreurs de fonctionnement ont été relevées au cours de la première année de suivi, principalement dues à un mauvais réglage, mais ont été largement corrigées par l'optimisation de la régulation, améliorant ainsi les performances du système depuis sa mise en service.

#### Concept technique

Le système de chauffage comprend un réservoir de stockage de 1 m<sup>3</sup> et deux circuits de distribution pour les radiateurs (nord-ouest et sud-ouest), chacun équipé de sa propre vanne à trois voies et de son propre circulateur. Le sous-système pour la production d'ECS est constitué de deux ballons d'ECS de 1 m<sup>3</sup> montés en série, alimentés par la production de chaleur des PAC via deux échangeurs de chaleur à plaques. Les deux PAC de type industriel fournissent alternativement de la chaleur pour le chauffage et l'ECS. Les consignes de chauffage et d'ECS sont fixées au sommet de chaque ballon et vérifiées par une sonde de température.

Une vanne motorisée dirige la production de chaleur des PAC en fonction du mode de production. Lorsque les PAC sont en mode chauffage, la vanne reste ouverte pour diriger la production de chaleur vers les circuits de chauffage. En mode ECS, la vanne est fermée et toute la production de chaleur des PAC est orientée vers les échangeurs ECS. En cas de demande simultanée d'ECS et de chauffage, la priorité est accordée à l'ECS.

## Daru (PAC sur air pour bâtiment non-rénové)



Figure 4: gauche: l'immeuble; droite: les six PAC air-eau de type villa installées en toiture

### Description

Dans ce projet [3], le système de production de chaleur d'un bâtiment multifamilial (avec des locaux commerciaux au rez-de-chaussée) a été partiellement remplacé par six PAC air-eau de type villa, installées sur le toit, afin de créer un système bivalent avec une chaudière à gaz fonctionnant en parallèle.

Au cours de la dernière année de suivi, 67% de la production était assurée par les PAC, avec un COP annuel de 2.3, y compris leurs auxiliaires. Plusieurs dysfonctionnements ont été identifiés et corrigés, comme une température de retour élevée entraînant l'arrêt des PAC, des auxiliaires électriques fonctionnant inutilement, et des émissions sonores excessives des PAC.

### Concept technique

Les six PAC sont des modèles résidentiels adaptés à l'habitat individuel (villas), installés sur le toit, chacun avec son propre circulateur. Trois PAC sont dédiées au chauffage uniquement, tandis que les trois autres produisent principalement de l'eau chaude sanitaire (ECS), et peuvent également fournir de la chaleur pour le chauffage. La chaudière à gaz peut apporter un complément de chaleur pour le chauffage et l'ECS.

Les PAC alimentent un ballon tampon pour le chauffage ( $1 \text{ m}^3$ ) et un échangeur pour la production d'ECS. La chaleur pour le chauffage provenant du ballon tampon PAC passe par un autre ballon tampon ( $1 \text{ m}^3$ ), dont la température peut être augmentée par la chaudière, avant d'être distribuée dans deux circuits de chauffage (appartements et commerces).

Pour la production d'ECS, l'eau froide est chauffée dans un premier ballon ( $1 \text{ m}^3$ ) par les PAC via un échangeur de chaleur, puis passe dans un second ballon ( $1 \text{ m}^3$ ), dont la température peut être augmentée par la chaudière à gaz via un autre échangeur de chaleur, avant d'être distribuée. Le retour de la circulation ECS arrive dans ce second ballon.

Les PAC sont régulées automatiquement en cascade pour le chauffage (avec leur propre logiciel interne), tandis que pour la production d'ECS, elles sont programmées manuellement pour démarrer à différents niveaux de température dans le réservoir de stockage de l'ECS afin de mieux répondre à la demande en eau chaude sanitaire.

## La Cigale (PAC sur solaire thermique non-vitré pour bâtiment rénové)



Figure 5: gauche: vue des bâtiments; milieu: capteurs solaires thermiques non-vitrés sur le toit; droite: cuve du stockage de chaleur latente eau-glace

### Description

Situé à Genève, le complexe de logements coopératifs «La Cigale» (2 bâtiments, 273 appartements) a été construit en 1952 [4, 5]. La consommation de mazout s'élevait alors à environ 150 kWh/m<sup>2</sup>.an pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire.

En 2013-2014, une rénovation complète selon le label Minergie-P, la plus importante opération de ce type en Suisse à l'époque, a été réalisée. Cette rénovation en site occupé a utilisé des éléments préfabriqués pour une isolation de qualité, transformé les balcons en loggias et installé un système de récupération de chaleur sur la ventilation (double-flux).

La production de chaleur repose principalement sur des capteurs solaires non-vitrés sur les toitures sud-est et sud-ouest, couplés à une PAC utilisant un stockage de chaleur latente (eau/glace). Chaque bâtiment possède son propre système de production et distribution de chaleur (toiture solaire, stockage eau-glace, PAC et chaudière à gaz d'appoint).

### Concept technique

Pour chaque bâtiment, une PAC eau glycolée-eau est alimentée en chaleur par des capteurs solaires sélectifs non vitrés sur le toit et un stock de chaleur à changement de phase (eau-glace). Un échangeur de chaleur permet l'utilisation directe de l'énergie solaire lorsque la température de production du toit solaire est suffisamment élevée.

Un «bus» hydraulique à quatre tubes relie tous les composants pour l'échange de chaleur, maintenant quatre niveaux de température distincts. Un réservoir de stockage permet une production semi-instantanée d'ECS dans sa partie supérieure, sert de réservoir tampon pour la PAC dans sa partie centrale, et stocke l'énergie solaire à basse température dans sa partie inférieure.

Une chaudière à gaz d'appoint assure une disponibilité à 100% du chauffage et de l'ECS, et a également été utilisée pour produire l'ECS pendant la période transitoire de construction.

## SolarCity (PAC sur solaire thermique non-vitré pour bâtiment neuf)



Figure 6: Les 4 immeubles du projet, composés chacun de deux ou trois blocs/allés identiques; droite: capteurs solaires non-vitrés en toiture

### Description

Cette étude de cas [6] concerne un système combinant solaire et PAC, mis en place en 2010 dans un nouveau complexe résidentiel haute performance thermique nommé SolarCity, à Genève. Ce complexe comprend 4 bâtiments, chacun divisé en 2 ou 3 blocs, pour un total de 10 blocs, offrant une surface habitable totale de 9'552 m<sup>2</sup>.

L'étude examine un seul bloc parmi les 10 existants, chacun équipé de son propre système de production de chaleur. Les résultats indiquent une faible demande de chaleur mais une consommation d'ECS élevée, expliquant en partie le COP annuel relativement bas de la PAC (2.7).

### Concept technique

Le concept énergétique repose sur des capteurs solaires qui peuvent fournir directement de la chaleur solaire directe via un échangeur, mais qui alimentent également l'évaporateur de la PAC. En l'absence de rayonnement solaire, les capteurs agissent comme un absorbeur de chaleur sur l'air ambiant.

Chaque bâtiment comprend: une PAC de 30 kW<sub>th</sub> ; 116 m<sup>2</sup> de capteurs solaires non vitrés; 2 x 3'000 L d'eau pour le stockage centralisé de la chaleur, avec une épingle électrique dans le réservoir en cas de défaillance de la PAC.

Le système utilise un circuit de distribution unique vers les appartements, alimentant alternativement le chauffage par le sol et la production d'ECS. Chaque appartement est équipé d'un réservoir d'ECS de 300 L, la production d'ECS ayant la priorité sur le chauffage. Le système comporte 4 modes de fonctionnement principaux, avec une priorité donnée à la production directe de chaleur solaire pour le chauffage ou l'ECS, suivie de la décharge du stockage, de l'activation de la PAC et enfin du chauffage électrique direct en cas de défaillance.

En été, le système peut également être utilisé pour le refroidissement nocturne en activant le circuit de distribution au sol et en dissipant la chaleur dans les capteurs solaires.

### Versoix-Centre (PAC sur eau du lac pour CAD et FAD de quartier)



Figure 7: gauche: un des 7 bâtiments raccordés; droite: la PAC sur eau du lac pour production de chaleur et de froid

#### Description

Dans cette étude [7], nous examinons le fonctionnement du réseau thermique «Versoix-Centre» dans le canton de Genève en 2018. Ce réseau fournit du chauffage et du refroidissement à plusieurs bâtiments neufs, totalisant une surface d'environ 27'000 m<sup>2</sup>.

En 2018, le mix de chaleur était de 75% PAC et 25% chaudières à combustibles fossiles, tandis que le mix de refroidissement était de 60% lac (en direct) et 40% PAC. La PAC centralisée avait un COPa de 3.24 (3.21 en hiver et 3.90 en été). Cependant, malgré des températures extérieures proches des normes, des constatations concernant les puissances ont été faites:

- Le réseau de chaleur était surdimensionné de près de 2 fois par rapport aux besoins réels des bâtiments (puissance souscrite/puissance livrée = 1.8).
- Pour le réseau de froid, le surdimensionnement était encore plus important, atteignant un facteur de 3 (puissance souscrite/puissance livrée = 2.9).

#### Concept technique

«Versoix-Centre» est un réseau thermique à 4 tubes, qui dispose d'une centrale thermique unique avec deux réseaux de distribution distincts: un pour le chauffage (CAD) et un pour le refroidissement (FAD).

La production de chaleur est principalement assurée par une PAC centralisée de 400 kW<sub>th</sub>, utilisant le lac Léman comme source de chaleur. Les besoins de pointe sont couverts par deux chaudières : une à gaz à condensation (400 kW) et une bi-combustible gaz/mazout (1 MW).

Les températures de distribution du réseau CAD sont relativement basses (45°C), car la production d'ECS est de la responsabilité des clients, qui utilisent le réseau CAD comme source froide avec des PAC décentralisées pour la production d'ECS. Pour le refroidissement, l'eau du lac est utilisée directement ou via la PAC centralisée, permettant une température de distribution jusqu'à 10°C, compatible avec les eaux profondes du lac.

### La Fontenette (PAC sur eaux usées pour CAD de quartier)



Figure 8: gauche: vue aérienne des 7 immeubles; droite: la PAC sur eaux usées

#### Description

Nous avons suivi pendant 3 ans ce nouveau complexe de bâtiments multifamiliaux à faible consommation d'énergie [8]. La demande de chaleur pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire est plus élevée que prévue, en raison de conditions d'utilisation réelle différentes de la norme pour le chauffage, et d'une production d'ECS élevée mais cohérente avec un benchmark sur d'autres bâtiments à Genève.

#### Concept technique

Les eaux usées des 7 bâtiments sont collectées dans un réservoir commun (37 m<sup>3</sup>) équipé d'un système de filtration et d'un échangeur de chaleur immergé (système FEKA), connecté à l'évaporateur de la PAC. La chaleur produite par la PAC est transférée à un stock tampon, après lequel une chaudière à gaz à condensation assure l'appoint. Une vanne régule le débit primaire à travers le stock. La température du CAD est ajustée pour le chauffage (max. 40°C) et monte au-dessus de 60°C pour la production d'ECS, afin d'améliorer les performances de la PAC et de limiter les pertes de distribution.

### Les Vergers (PAC sur nappe pour CAD de quartier)



Figure 9: gauche: vue du quartier; droite: exemple d'une sous-station préfabriquée utilisée

### Description

«Les Vergers» est un écoquartier avec 33 bâtiments à haute performance énergétique, totalisant 1'350 logements et 170'000 m<sup>2</sup> de surfaces chauffées [9]. Un réseau de chaleur à distance, principalement alimenté par une pompe à chaleur eau-eau, distribue la chaleur aux bâtiments pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire, en utilisant la nappe phréatique du Rhône et la chaleur résiduelle des industries voisines.

Les résultats confirment que cet écoquartier respecte le plan directeur cantonal de l'énergie, tant en termes d'efficacité énergétique des bâtiments que d'utilisation des énergies renouvelables.

### Concept technique

Un réseau de chauffage à distance basse température (CAD-BT) alimente les bâtiments en chaleur pour le chauffage et l'ECS. Le CAD-BT fonctionne à une température basse (50°C), augmentant à 65°C deux fois par jour pendant 2 heures pour chauffer les réservoirs d'ECS. Cette production d'ECS par «batch» vise à réduire les pertes de chaleur et améliorer l'efficacité énergétique du système.

La pompe à chaleur de 5 MW<sub>th</sub> utilise une nappe phréatique peu profonde comme source de chaleur. Cette eau froide (~12°C) alimente également un réseau de froid à distance, récupérant la chaleur résiduelle des industries voisines pour améliorer l'efficacité de la PAC. En complément, le CAD-BT est connecté au réseau principal de chauffage à distance de Genève, alimenté par des chaudières à gaz et par la chaleur de l'usine d'incinération des déchets.

### **Soubeyran (PAC sur air vicié pour bâtiment neuf)**



Figure 10: gauche: L'immeuble; droite: les deux PAC sur air vicié en toiture avec monoblocs à l'arrière-plan

### Description

Construit en 2017 par deux coopératives d'habitation [10], le bâtiment étudié comprend des locaux commerciaux au rez-de-chaussée et des logements collectifs sur les 5 étages supérieurs, avec une surface chauffée de 4607 m<sup>2</sup>. Sa demande de chauffage prévue (18.6 kWh/m<sup>2</sup>.an) répond aux normes cantonales de «très haute performance énergétique».

Bien que la demande de chauffage effective soit supérieure à celle prévue (situation courante), la demande de chauffage de ce bâtiment est en ligne avec la médiane des bâtiments collectifs

genevois construits entre 2011 et 2020. En revanche, la demande de chaleur pour la production d'ECS est nettement plus basse que la moyenne.

Dans cette étude, les PAC sur air vicié couvrent 38% de la production de chaleur, alors que la valeur projetée était de 61%. Cela peut être dû à une mauvaise évaluation de la performance réelle des PAC et à un système hydraulique non optimisé, entraînant une dégradation de la température produite par la PAC tout au long de la distribution.

Bien que l'utilisation de PAC sur air vicié pour le préchauffage de l'ECS soit courante, leur utilisation pour la production combinée d'ECS et de chauffage est moins répandue. Et si cette solution est intéressante pour les bâtiments à haute performance énergétique, elle rend le système de production et de distribution de chaleur plus complexe, nécessitant des solutions standard et des schémas hydrauliques optimisés, ainsi que des suivis en conditions réelles d'utilisation.

### Concept technique

Le système de production de chaleur comprend deux PAC sur air extrait ( $2 \times 22 \text{ kW}_{\text{th}}$ ), fournissant le chauffage par le sol et le préchauffage de l'ECS via des ballons tampons communs. Une chaudière à gaz à condensation (125 kW) assure la production complémentaire de chauffage et d'ECS. Une vanne à trois voies dirige le flux de retour vers la chaudière lorsque sa température est plus élevée que celle des accumulateurs des PAC, signifiant que la chaudière est active.

## **Synthèse des études de cas**

Afin de fournir un aperçu comparatif des différentes études de cas présentées ici, nous avons regroupé certaines de leurs caractéristiques dans les graphiques suivants.

La Figure 11 montre la demande totale de chaleur, séparée entre chauffage et production d'ECS, la répartition relative de la production de chaleur ainsi que le mix de production de chaleur et la performance du système PAC dans chaque étude de cas.

La Figure 12 montre la performance du système PAC en fonction de la demande de chaleur, ainsi que la puissance installée (PAC et totale) en fonction de la demande de chaleur pour chaque étude de cas.

Il convient de ne pas tirer de conclusions hâtives des tendances apparentes, car les systèmes étudiés sont très divers et peu nombreux au sein de chaque type. Par exemple: il n'y a que deux systèmes de pompe à chaleur air-eau, tous deux installés dans des bâtiments existants non rénovés ayant une forte demande de chaleur; il n'y a qu'un seul bâtiment ayant bénéficié d'une rénovation complète. Nous recommandons d'utiliser ces informations comme point de comparaison pour situer d'autres projets existants ou pour questionner la crédibilité de projets futurs avant leur mise en œuvre.

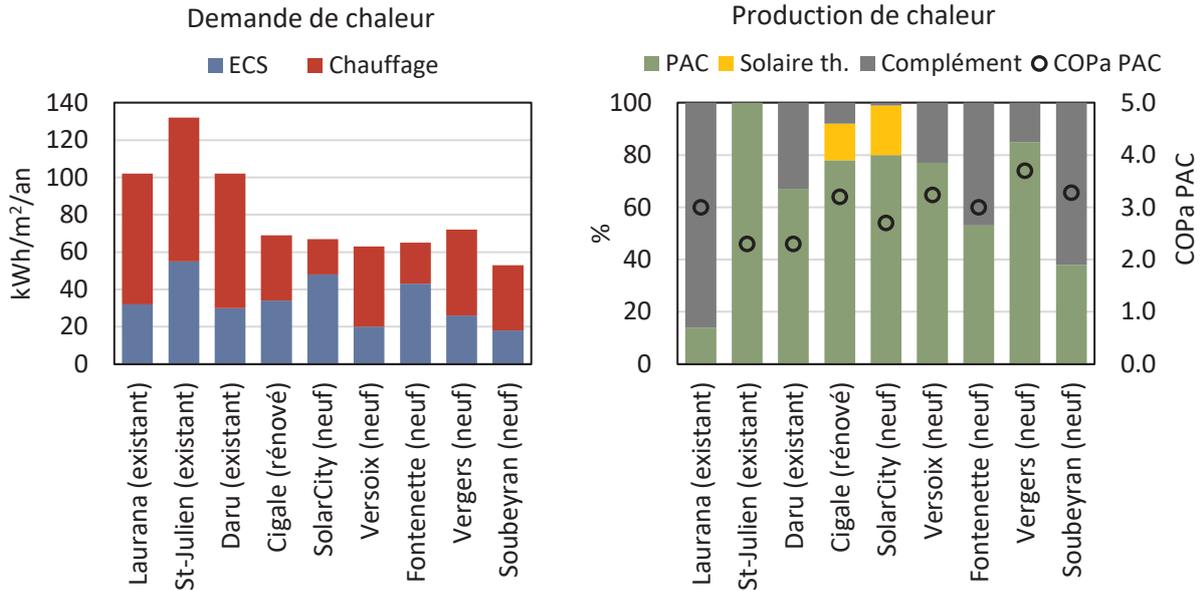


Figure 11: gauche: Demande de chaleur pour le chauffage et la production d'eau chaude sanitaire (ECS) par étude de cas. Droite: Répartition de la production de chaleur - PAC, solaire thermique, source de chaleur complémentaire (principalement gaz naturel) - avec la performance PAC associée (COPa PAC)

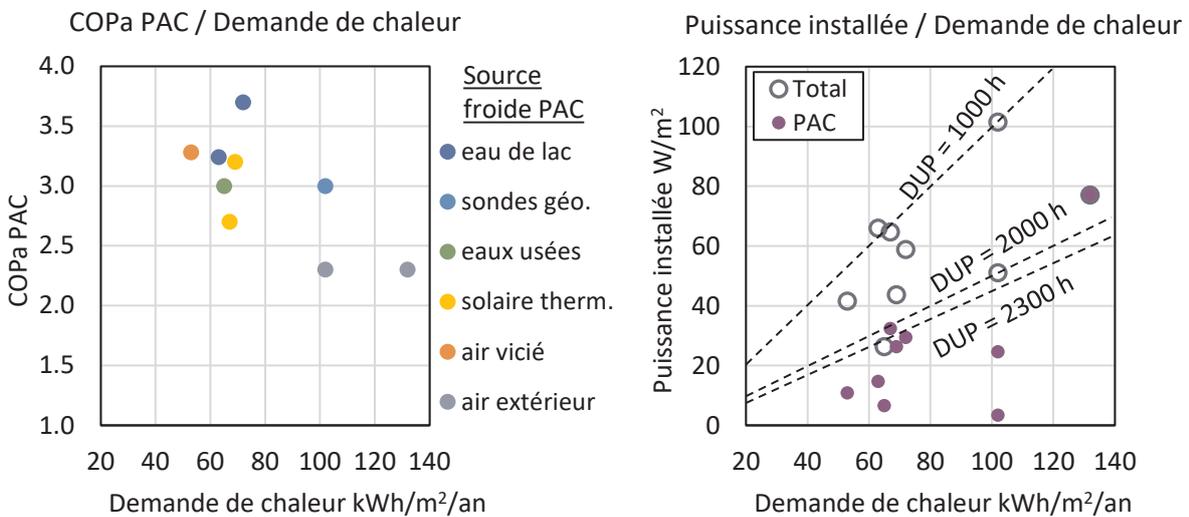


Figure 12: gauche: performance annuelle du système de pompe à chaleur (COPa PAC) en fonction de la demande de chaleur annuelle pour chaque étude de cas, avec indication des sources de chaleur respectives des PAC. Droite: Capacité installée de PAC et capacité totale (PAC + source de chaleur d'appoint) selon la demande de chaleur annuelle pour chaque étude de cas, avec indication de la durée équivalente d'utilisation pleine puissance (DUP)

## Conclusions

Ces études de cas se concentrent sur des exemples pratiques d'intégration des énergies renouvelables dans le système énergétique existant avec des pompes à chaleur, analysent leur fonctionnement en situation d'usage réel, mettent en évidence les points clés et les contraintes de leur mise en œuvre et de leur fonctionnement, et peuvent servir de base à un processus d'apprentissage et d'amélioration par le partage des enseignements tirés. Voici ci-dessous quelques-uns des principaux enseignements tirés de ces projets, à différents niveaux.

### Niveau général

- Réaliser un suivi énergétique et résoudre les problèmes détectés permet d'améliorer les performances globales du système.
- Éviter le surdimensionnement: mesurer la demande du bâtiment avant le projet pour dimensionner le système en conséquence, afin de minimiser l'investissement, la consommation d'énergie d'appoint et les problèmes de cycles courts des PAC.
- Vérifier la conformité de l'installation avant la mise en service.
- La récupération de chaleur (ventilation, eaux usées) dans les nouveaux bâtiments d'habitat collectif peut couvrir une grande part de leur demande de chaleur.

### Intégration, performance et optimisation des PAC

- L'utilisation de PAC en combinaison avec des combustibles fossiles nécessite une coopération étroite entre les parties prenantes du projet en ce qui concerne la planification, la réalisation, la régulation et l'optimisation du système.
- La température de retour est un facteur clé pour l'intégration de PAC sur un réseau de chaleur, car une température de retour élevée peut diminuer la performance de la PAC ou provoquer des arrêts non-désirés.
- L'optimisation des cascades de PAC (et leurs compresseurs) est une question délicate.
- Il faut faire attention aux pertes de chaleur entre PAC et chaufferie, et minimiser la longueur des conduites de distribution de chaleur.
- Les auxiliaires électriques (pompes) peuvent réduire considérablement les performances du système s'ils ne sont pas correctement régulés.
- Les PAC industrielles sont bon marché mais nécessitent des mesures conséquentes de protection contre le bruit pour une bonne intégration.

### Système ECS

- Il convient de prêter attention aux boucles de circulation ECS, qui sont des sources de pertes importantes, tant en termes de chaleur que de température.
- Une part élevée d'ECS dans la demande de chaleur peut diminuer la performance annuelle prévue des PAC.

Finalement, alors que les systèmes de pompes à chaleur sont appelés à se développer fortement, notamment dans le résidentiel collectif, il est crucial de connaître et de contrôler leurs performances en conditions réelles d'utilisation. À cet égard, malgré des exemples de performances souvent inférieures aux valeurs projet, les systèmes PAC étudiés ici fonctionnent bien dans leur ensemble, et contribuent à réduire considérablement les émissions de CO<sub>2</sub> vis-à-vis des systèmes basés sur les énergies fossiles.

## Références

- [1] IEA-HPT Annex 62, Case Studies  
Url: <https://heatpumpingtechnologies.org/annex62/case-studies>
- [2] FAESSLER, Jérôme et al. (2016). Réseaux thermiques multi-ressources efficaces et renouvelables: Retour d'expérience sur la rénovation de la chaufferie de quartier de Laurana-Parc à Thônex (GE)  
Url: <https://archive-ouverte.unige.ch/unige:93169>
- [3] CALAME, Nicole et al. (2021). AirBiVal: Développement et optimisation de concepts hybrides de pompes à chaleur sur l'air pour des immeubles résidentiels collectifs  
Url: <https://archive-ouverte.unige.ch/unige:156969>
- [4] TORNARE, Guy et al. (2017). Rapport technique et de communication du projet d'assainissement Minergie-P des immeubles «La Cigale» (GE) – Chauffage par pompes à chaleur solaires couplées à des stocks à changement de phase  
Url: <https://archive-ouverte.unige.ch/unige:92770>
- [5] HOLLMULLER, Pierre et al. (2017). Solar assisted heat pump with ice storage for a 19'000 m<sup>2</sup> retrofitted multi-family building complex. In: CISBAT 2017 International Conference  
Url: <https://archive-ouverte.unige.ch/unige:97185>
- [6] DE SOUSA FRAGA, Carolina (2017). Heat pump systems for multifamily buildings: which resource for what demand? Thesis, University of Geneva  
Url: <https://archive-ouverte.unige.ch/unige:94939>
- [7] DE OLIVEIRA FILHO, Fleury, HOLLMULLER, Pierre (2020). Réseau thermique Versoix-Centre: Analyse du fonctionnement et bilan énergétique  
Url: <https://archive-ouverte.unige.ch/unige:145705>
- [8] CALLEGARI, Simon Augustin et al. (2021). La Fontenette – «Les Auréa»: Analyse technique et sociale d'un complexe d'immeubles HBM de haut standard énergétique, équipé d'une PAC centralisée sur eaux usées  
Url: <https://archive-ouverte.unige.ch/unige:149374>
- [9] SCHNEIDER, Stefan, BRISCHOUX, Pauline, HOLLMULLER, Pierre (2022). Retour d'expérience énergétique sur le quartier des Vergers à Meyrin (Genève)  
Url: <https://archive-ouverte.unige.ch/unige:164877>
- [10] CALLEGARI, Simon Augustin, HOLLMULLER, Pierre (2023). Soubeyran 7: pompes à chaleur sur air vicié avec valorisation pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire, dans un immeuble d'habitat collectif de très haute performance énergétique à Genève  
Url: <https://archive-ouverte.unige.ch/unige:169454>



Carsten Wemhöner, IET - Institut für Energietechnik, OST - Ostschweizer Fachhochschule

BFE F&E Projekt **SI/502649** IEA HPT Annex 61 (in Bearbeitung 2023-2026)

# Wärmepumpen in Plusenergiequartieren Zwischenergebnisse des Annex 61 im IEA HPT

## Zusammenfassung

*IEA HPT Annex 61 mit dem Titel «Heat Pumps in Positive Energy Districts» (HP in PED) untersucht die Anwendung und Integration von Wärmepumpen in Gebäudeclustern und Plusenergiequartieren (engl. PED), was auch die Renovation bestehender Areale einschließt. Ziel ist es, die Integration von Wärmepumpen mit anderen Technologien wie erneuerbarer Energieproduktion und Speichern zu bewerten, um eine Plusenergiebilanz zu erzielen. Daraus sollen mittels Simulation und Monitoring Best-Practice Systemlösungen dokumentiert werden und Hinweise zu Integration, Auslegung und Regelung abgeleitet werden, die die Effizienz, Wirtschaftlichkeit und Energieflexibilität erhöhen. Ergebnisse einer Analyse zum Stand von PED zeigen, dass PED als Ansatz zu einer beschleunigten städtischen Energiewende propagiert werden, aber noch nicht sehr verbreitet sind. In bestehenden PED haben Wärmepumpen und PV-Produktion eine dominierende Stellung zur lokalen Energieproduktion, ergänzt durch Fernwärme und WKK. Eine Untersuchung von archetypischen PED ergab, dass ein PED auf dem Fussabdruck der Gebäude ein ambitioniertes Ziel sein kann. Der Beitrag gibt weitere Zwischenergebnisse des Annex zu Definitionen, Systemkonfiguration und untersuchten Monitoring-Systemen.*

## Abstract

*IEA HPT Annex 61 entitled «Heat Pumps in Positive Energy Districts» (HP in PED) investigates the application and integration of heat pumps in building clusters and positive energy districts (PED), which also includes the renovation of existing areas. The aim is to evaluate the integration of heat pumps with other technologies such as renewable energy production and storage to achieve a plus-energy balance. Based on the results, best-practice system solutions are to be documented by means of simulation and monitoring and recommendations on integration, design and control are to be derived to increase efficiency, cost-effectiveness, and energy flexibility. The results of an analysis on the state of PEDs show that PEDs are propagated as an approach to an accelerated urban energy transition but are not yet very widespread. In existing PEDs, heat pumps and PV production have a dominant position as local energy system, amended by district heating and CHP. A study of archetype PEDs showed that a PED on the footprint of buildings can be an ambitious objective. The article provides further interim results of the Annex on definitions, system configuration and investigated monitoring systems.*

## Motivation

In vielen Ländern weltweit spielt der Gebäudesektor eine Schlüsselrolle bei der Verringerung der CO<sub>2</sub>-eq.-Emissionen, da insbesondere der vorhandene Gebäudebestand eine schlechte energetische Qualität aufweist. Andererseits können Gebäude dadurch auch zu einer schnellen Emissionsreduzierung beitragen. In der Schweiz trägt der Gebäudebereich 24% und in der EU sogar 36% zu den CO<sub>2</sub>-eq.-Emissionen bei, so dass die Erreichung ehrgeiziger Klimaziele durch die Umgestaltung des Gebäudesektors erheblich erleichtert werden wird. Für neue Gebäude haben sich die Normen zu hohen Effizienzanforderungen entwickelt. Darüber hinaus sollen Gebäude dazu beitragen, ihren eigenen Bedarf zu decken, was zu Nahe-Null-Energie-Konzepten (nZEB) führt, die ab 1. Januar 2021 in den EU-Mitgliedstaaten eingeführt wurden. In der Schweiz entspricht dies den Energiepolitischen Leitlinien der Kantone, die über den MuKEn 2014 umgesetzt werden. Darüber hinaus haben sich die USA und Kanada sowie Japan und China das Ziel gesetzt, im Zeitraum von 2020 bis 2030 Netto-Nullenergiegebäude (NZEB) zu erreichen. Ehrgeizige Ziele sind jedoch bei bestehenden Gebäuden schwieriger zu erreichen. Die Fassung der Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (EPBD) von 2018 [1] verpflichtet die EU-Mitgliedstaaten jedoch auch, Sanierungsstrategien zu entwickeln, um die Energieeffizienz des Gebäudebestands deutlich zu verbessern. Für neue Wohngebäude gibt es auch Beispiele, die über die nZEB-Bilanz hinausgehen und eine positive Energiebilanz erreichen, indem Teile der Energieerzeugung vor Ort mit den angeschlossenen Netzen ausgetauscht werden können. Dieses Konzept kann auf Gebäudecluster und Areale ausgedehnt werden, so dass ein Plusenergiequartier entsteht.

Das Konzept von Plusenergiequartieren (engl. Positive Energy Districts - PED) markiert eine Verlagerung vom Einzelgebäude auf die Quartiersebene, um die Anstrengungen zu verstärken und das Tempo der Energiewende zu beschleunigen. Es wird als eine der zentralen Säulen für die städtischen Energiewende in Europa entwickelt. Die Europäische Kommission hat bereits 2015 die SET-Plan-Action 3.2 «Smart Cities and Communities» lanciert [2]. Das Hauptziel der Action 3.2 ist die Entwicklung integrierter und innovativer Lösungen für die Planung, den Einsatz und die Verbreitung von PED. Laut der Aktion sollen bis 2025 100 PEQ in konkreter Planung, im Bau oder im Betrieb sein, die synergetisch mit dem Energiesystem in Europa verbunden sind. 61 bereits existierende Projekte wurden 2020 in einer Broschüre publiziert [3]. Darüber hinaus werden weitere Vorteile der WP in Gebäudeclustern in Bezug auf Speicheroptionen und Erschließung von Energieflexibilität sowie wirtschaftliche Auswirkungen untersucht, um die Potenziale vollständig zu bewerten und ehrgeizige Ziele in Bezug auf Energieeffizienz und Emissionsreduzierung zu ermöglichen.

## Überblick des IEA HPT Annex 61

Vor diesem Hintergrund untersucht der neue Annex 61 mit dem Titel «Heat Pumps in Positive Energy Districts» im Wärmepumpentechnologieprogramm (HPT TCP) der Internationalen Energieagentur (IEA) die Anwendung von Wärmepumpen für Gebäudecluster und PED. Der Schwerpunkt liegt dabei auf kleineren Gebäudeclustern und Arealen, hauptsächlich mit Wohn- und Büronutzung. Einige Projekte konzentrieren sich auch auf Strategien zur Verbesserung der Energieeffizienz bestehender Areale in Richtung einer Netto-Null-Energie-/Emissions-Bilanz. Dabei umfassen die Sanierungsstrategien sowohl die Verbesserung der Gebäudehülle als auch die Integration von Haustechnik, und es sollen optimierte Konzepte für die Kombination beider Ansätze zur Verbesserung der Gesamtenergieeffizienz bewertet werden.

Ein Übergang von Einzelgebäude auf die Arealbetrachtung kann potenzial sowohl im Hinblick auf elektrisches Lastmanagement und Steigerung des Eigenverbrauchs als auch zur Nutzung von Abwärmepotenzialen der einen Gebäudedienstleistung für einen andere über Simultanbetrieb oder mittels Speicherintegration zu erschliessen. Dabei stellen WP neben ihrer einzigartigen Effizienz, die durch simultan Bereitstellung der verschiedenen Gebäudedienstleistungen Raumheizung und Warmwasserbereitung sowie Raumkühlung und Entfeuchtung sogar noch erhöht werden kann, auch eine Schlüsseltechnologie dar, um die Stromerzeugung vor Ort mit dem Wärme- bzw. Kältebedarf in Arealen zu verbinden und damit die Energieflexibilität und Netzdienlichkeit zu erhöhen. Viele Szenarien sehen einen starken Anstieg von WP als Heizsysteme. Daher ergibt sich zukünftig die grundlegende Fragestellung, ob WP für Gebäude-/Arealanwendungen eher zentral oder dezentral integriert werden sollten.

Um die Potenziale der WP zu bewerten, folgt die Arbeit im Annex einer vierstufigen Methodik, die in Task unterteilt ist. Auf der Grundlage der Analyse des Stands der Technik zur Nutzung von WP in bereits bestehenden Gebäudeclustern oder PED wird eine Konzeptanalyse für WP in PED durchgeführt. Für vielversprechende Konzepte wird eine detaillierte techno-ökonomische Analyse mit Simulationen durchgeführt und durch ein Monitoring des WP-Betriebs in PED unterstützt, die parallel ausgewertet werden. Details zu den einzelnen Tasks werden im Folgenden gegeben.

#### Task 1: Analyse des Standes der Technik

Ausgehend von bereits bestehenden WP-Anlagen in Gebäudeclustern und PED wird der Stand der Technik charakterisiert und die Randbedingungen für die Folgeaufgaben zusammengestellt. Als «Key Performance Indicators (KPI)» werden die CO<sub>2</sub>-eq.-Emissionen und weitere technische und wirtschaftliche KPIs betrachtet. Als Ergebnis von Task 1 wird eine Bewertung von realistischen technischen Optionen für PED sowie eine ökonomische Abschätzung der erreichbaren Anspruchsniveaus und die Differenz zum Erreichen eines PED vorgenommen werden. Dazu werden standardisierte Lastprofile erstellt und für archetypische Areale verwendet, z.B. reine Wohnnutzung, gemischte Wohn- und Büronutzung etc. Diese Archetyp-Areale sollen durch die Gebäudequalität, die sich in den Lasten widerspiegelt, die verfügbaren erneuerbaren Quellen und die Möglichkeiten der Energieerzeugung vor Ort charakterisiert werden.

#### Task 2: Entwicklung und Dokumentation generischer Konzepte

Auf Task 1 folgt Task 2 zur Analyse generischer WP-Systemkonzepte. Für jedes Systemkonzept wird eine technische Dokumentation als Factsheet erarbeitet. Als Ergebnis ist ein möglichst vollständiger Überblick über generische Integrationsmöglichkeiten der HP in Gebäudecluster und Arealen mit Vor- und Nachteilen, technischen und wirtschaftlichen Informationen, vorteilhaften Anwendungen sowie Empfehlungen vorgesehen.

#### Task 3: Techno-ökonomische Analyse der Konzepte

Basierend auf den in Task 2 abgeleiteten Systemkonzepten wird für vielversprechenden Konzepte eine detailliertere techno-ökonomische Analyse durchgeführt, insbesondere hinsichtlich der Auslegung und Steuerung sowie der Integration mit Speichern und anderen Erzeugern, um den WP-Betrieb hinsichtlich Auslegung, Integration erneuerbarer Energien, Systemkosten und Energieflexibilität zu optimieren. Die detaillierten Untersuchungen werden durch Simulationen durchgeführt, wobei auch Modellierungsaspekte von grösseren WP einfließen. Task 3 dient auch zur Bewertung von Optimierungspotenzialen der realen Monitoring-Systeme in Task 4, die wiederum Betriebs- und Effizienzdaten zur Validierung der Modelle liefern.

**Task 4: Monitoring und Systemoptimierung der realen Effizienz von WP in Quartieren**

Wie bereits erwähnt, widmet sich Task 4 der Bewertung der realen Performance von WP in Quartiersanwendungen und der Identifizierung typischer Optimierungspotenziale im realen Betrieb der verschiedenen WP-System im Monitoring. Darüber hinaus wird durch die realen Betriebsdaten ein Vergleich und eine Verifizierung zu den simulierten Werten ermöglicht.

Zurzeit sind die sechs Länder Deutschland (DE), Italien (IT), Österreich (AT), die Schweiz (CH), Japan (JP) und die USA (US) mit insgesamt 13 Institutionen am IEA HPT Annex 61 beteiligt. Weitere interessierte Länder sind die Niederlande, Schweden, Belgien und Dänemark. Die Projektleitung wird vom IET - Institut für Energietechnik der OST - Ostschweizer Fachhochschule im Auftrag des BFE durchgeführt. Die Laufzeit des Annex reicht von September 2022 bis Dezember 2025. An der IEA-Wärmepumpenkonferenz in Wien im Mai 2026 sollen die Endergebnisse vorgestellt werden. Die Beiträge der Teilnehmerländer sind in Tabelle 1 zusammengestellt.

Land	Institution	Betrag zum Annex 61
AT	UIBK	Simulation, Monitoring, Optimierung Areal Campagne Innsbruck Modellierung und Simulation von PED
	AIT	Monitoring eines Areals S100 E in Wien mit Asphaltkollektor
	AEE-Intec	Simulation und Monitoring des Areals Sargfabrik in Wien
CH	IET OST	Simulation und Monitoring des Papieri-Areals, Cham
DE	THN	Klimaneutrale Sanierung MFH, Konzeptbewertung auf Arealebene
	siz energie-plus	Monitoring von WP in Gebäudegruppen und Simulation und Monitoring eines Quartiers mit nachgerüstetem Wärmenetz
	TUBAF	Simulation/Monitoring Plusenergieareal mit Grubenwasserwärme
	TEB	Konzeptstudien zu Plusenergiearealen mit Simulation
	ISFH	Simulation und Monitoring von vier «Wärmepumpen-Quartieren»
IT	Unibo	Untersuchungen zu Lastprofilen und Mehrquellen-Wärmepumpen
JP	Uni Nagoya	Umsetzung von Plusenergiearealen in Japan
US	NIST	Simulation, Prüfung, Labortest einer hochintegrierten Wärmepumpe
	ORNL	Auslegung und Monitoring Areal mit Netto-Negativen Emissionen

*Tabelle 1: Beiträge der Teilnehmerländer*

**Ergebnisse Task 1: Stand von Wärmepumpen in Plusenergiequartieren**

Ausgehend von bereits bestehenden WP-Anlagen in Gebäudeclustern und PED wird der Stand der Technik charakterisiert und die Randbedingungen sowie Key Performance Indicators (KPI) für die nachfolgenden Task definiert. Als Ergebnis von Task 1 werden ebenfalls Untersuchungen zur Bewertung von technischen Optionen für PED sowie eine ökonomische Abschätzung der erreichbaren Anspruchs-niveaus bzw. die Differenz zum Erreichen von Plusenergiearealen vorgenommen. Dazu werden archetypische Areal verwendet, z.B. reine Wohnnutzung, gemischte Wohn- und Büronutzung etc.

## Definitionen von PED

Das Konzept von Plusenergiequartieren ist aus dem SET Action Plan 3.2 der EU [2] zu «Smart cities and communities» entstanden. Obwohl dieser Action Plan schon fast 10 Jahre zurückliegt, hat sich bisher keine einheitliche Definition von PED entwickelt. In Seifried et al. [4] wird eine detaillierte Bewertung der angewandten Definitionen durch die Analyse von fünf EU-Programmen und neun prominenten PED-Projekten vorgenommen und Gemeinsamkeiten und Unterschiede werden analysiert.

Abbildung 1 zeigt 3 Kategorien von PED-Definition in Abhängigkeit der erneuerbaren Eigenproduktion und der Netzinteraktion [5].

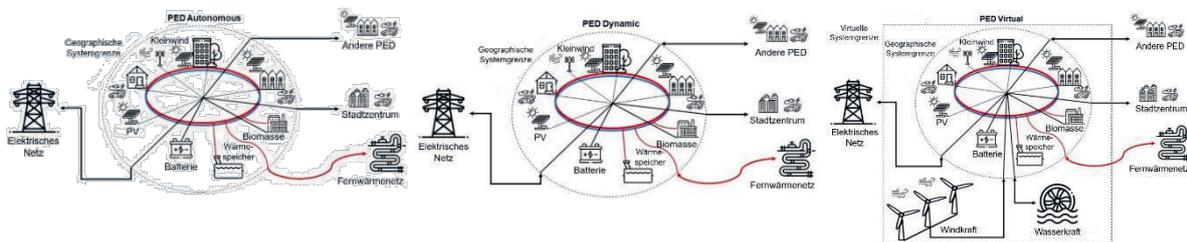


Abbildung 1: PED-Definitionen mit drei Anspruchsniveaus in Abhängigkeit von erneuerbarer Eigenproduktion und Netzinteraktion [6]

- Die ambitionierteste Definition, die als «PED Autonomous» bezeichnet wird und in Abbildung 1 links dargestellt ist, erlaubt nur die erneuerbare Energieerzeugung vor Ort innerhalb der geografischen Grenzen des Areals. «PED Autonomous» ist vollständig autark, d.h. der Energiebedarf vor Ort muss jederzeit vollständig durch erneuerbare Energieerzeugung vor Ort gedeckt werden. Der Export von überschüssiger Energie durch externe Strom- und Fernwärmenetze ist jedoch erlaubt.
- Die in der Mitte von Abbildung 1 dargestellte Definition der «PED Dynamic» basiert auf einer jährlichen Energieerzeugung vor Ort innerhalb der geografischen Grenzen, die höher ist als der Energiebedarf, wobei jedoch eine Interaktion mit externen Strom- und Fernwärmenetzen zulässig ist.
- Die in Abbildung 1 rechts dargestellte «PED virtual» Definition des PED erlaubt die Erzeugung und Speicherung erneuerbarer Energien außerhalb der geografischen Grenzen, setzt aber voraus, dass die jährliche Gesamtenergieerzeugung vor Ort und die virtuelle Energieerzeugung höher ist als der Energiebedarf.

Während «PED Autonomous» ausschliesslich Produktion und Speicherung vor Ort erfordert und nur den Export von Überschüssen erlaubt, kann ein «PED Dynamic» Energie über die geografische Grenze hinweg austauschen, solange der jährliche Export von erneuerbarer Energie größer ist als der Import. «PED virtual» legt eine virtuelle Grenze im Sinne einer vertraglichen Grenze fest, so dass die Erzeugung erneuerbarer Energie außerhalb der geografischen Grenze erlaubt ist, aber die Infrastruktur für erneuerbare Energie außerhalb muss ein Vermögenswert des PED sein.

In Abbildung 2 links ist der von der Joint Programming Initiative of Urban Europe (JPI UE) entwickelte PED-Rahmen dargestellt, der versucht, eine einheitliche Vision für PED zu schaffen und PED definiert als «energieeffiziente und energieflexible städtische Areal oder Gruppen zusammenhängender Gebäude, die Netto-Null-THG-Emissionen produzieren und aktiv eine jährliche lokale oder regionale Überschussproduktion erneuerbarer Energie verwalten. Sie

erfordern die Integration verschiedener Systeme und Infrastrukturen und die Interaktion zwischen Gebäuden, den Nutzern und den regionalen Energie-, Mobilitäts- und IKT-Systemen, während gleichzeitig die Energieversorgung und ein gutes Leben für alle im Einklang mit sozialer, wirtschaftlicher und ökologischer Nachhaltigkeit sichergestellt wird» [7].

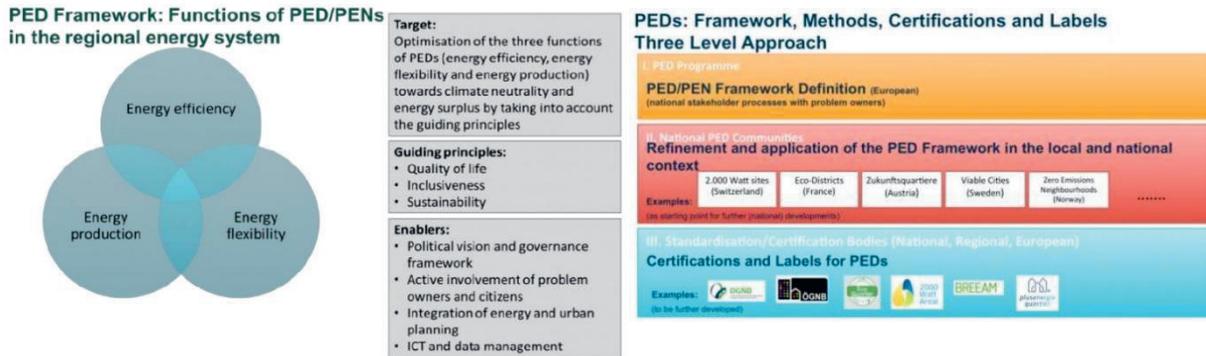


Abbildung 2: PED-Definition nach White Paper JPI-UE [7] mit Hauptkriterien, Prinzipien und Ermöglichern (links) und 3-Level-Definitionsrahmen für Framework, nationale Ausgestaltung und Labels (rechts)

Während diese Definition den Fokus auf die Betriebsphase legt, basiert die Schweizer Definition eines «2000-W-Areals» auf dem SIA 2040 Effizienzpfad [8], der den gesamten Lebenszyklus betrachtet und auch die graue Energie für die Bau- und Abbruchphase und die gebäudeinduzierte Mobilität im Zusammenhang mit dem Standort als grundlegende Energiebilanz einbezieht. Wie in Abbildung 3 links zu sehen ist, sind jedoch auch andere Kriterien wie Management- und Kommunikationsprozesse, Standortqualität und Nutzung enthalten. Ab Sept. 2023 ist das Label 2000-W-Areale in den Labeln MINERGIE-Areal mit Fokus auf energetische Aspekte und in SNBS-Areal mit Fokus auf Nachhaltigkeitsaspekten aufgegangen.



Abbildung 3: Definition von 2000-W-Arealen (links, [www.2000watt.swiss](http://www.2000watt.swiss)) und Bewertungskategorien der Definition für Zero Emission Neighbourhoods des ZEN Research Centers [9]

Das ZEN-Research Center (<https://fmezen.no>) in Norwegen hat eine detaillierte Definition mit einer entsprechenden Toolbox für Key Performance Indicators (KPI) ausgearbeitet [9]. Die wichtigsten Kategorien für die KPI sind in Abbildung 3 rechts dargestellt.

Seifried et al. [4] kommen in ihrer Bewertung zu PED-Definitionen zu dem Schluss, dass es noch viele Unterschiede gibt, unter anderem bei der PED-Systemgrenze, der Berechnungsmethode für die Energiebilanz und dem Spielraum für nicht-energetische Kriterien. Ein wichtiger Punkt ist die Definition des grundlegenden Zwecks und der Anwendung, die zu einem universellen Rahmen führen kann.

## Wärmepumpen in PED

### 2000 W Areale in der Schweiz

In der Schweiz gibt es derzeit 50 zertifizierte 2000-W-Areale (Stand Ende 2023), die sich in Projekte «in Betrieb» (26%), «in Planung» (64%) und «in Transformation» (13%) unterscheiden. Letztere bezeichnen Verbesserung bestehende Areale auf 2000-W-Anforderungen. Die 2000-W-Projekte sind mit 13 der 26 Kantonen recht gleichmäßig verteilt, aber nur in fünf Kantonen gibt es Projekte, die schon in Betrieb sind. WP sind dominierende Wärmeerzeuger mit Anteilen im Bereich über 75%, oft in Kombination mit der PV, die Anteile von über 90% erreicht. Mehr als die Hälfte der Projekte nutzen Wärmenetze. Außerdem importieren fast alle Projekte zertifizierten Ökostrom. Was die Nutzung der Areale angeht, so herrscht eine gemischte Nutzung aus Büros, Restaurants, Hotels etc. mit einer Bandbreite von 200 bis 1500 Arbeitsplätzen vor. Lediglich neun Areale beinhalten ausschließlich Wohnnutzung. Die Anzahl der Wohnungen liegt zwischen 81 und 1500. Die Anzahl der Gebäude erreicht maximal 53, wobei die Gesamtfläche zwischen 4500 m<sup>2</sup> und 900000 m<sup>2</sup> liegt.

### Energieplus-Quartiere in Deutschland

Am Steinbeis-Innovationszentrum (siz) energieplus und an der TH Nürnberg wurde eine erste Bestandsaufnahme der bestehenden PED in Deutschland mit dem Schwerpunkt auf WP erstellt. Die Gesamtzahl der PED beläuft sich auf 55 dokumentierte Projekte, von denen 50% in Realisierung sind oder bereits realisiert wurden, die anderen befinden sich noch in der Planungsphase oder werden nicht realisiert. Dabei sind die Projektstandorte nicht gleichmäßig in Deutschland verteilt, sondern die meisten Projekte befinden sich in Süd- und Westdeutschland. Energetisch sind die Mehrheit der PEDs mit PV-Anlagen ausgestattet, während der Anteil der installierten Solarthermieanlagen unter 25% liegt. Zusammen mit Wärme-Kraft-Kopplung (WKK) sind WP-Anlagen mit 40% die am häufigsten eingesetzten Systeme. Weitere Energieerzeuger sind kleine Windturbinen sowie Fernwärme. 38% der WP-Anlagen sind zentral integriert, während die anderen dezentral installiert sind.

Die Größe der PED variiert in einem Bereich von 16 bis 3000 Wohnungen. Die meisten PED umfassen jedoch weniger als 200 Wohnungen, auch die in Planung befindlichen Areale. Die Areale bestehen überwiegend aus Wohngebäuden; nur 18 % beinhalten auch Nicht-Wohnnutzung wie Gewerbe-/Bürogebäude. Die Anzahl der Gebäude reicht von zwei bis 180, wobei die Gesamtfläche von 7.600 bis ~2 Mio. m<sup>2</sup> reicht.

### 61 PED der JPI-UE

61 Projekte im Rahmen der JPI-UE Initiative «100 PED in Europe in 2025» sind der PED-Broschüre [3] und einer Bewertung der PEDs in [10] und [11] entnommen. Von den angestrebten 100 PED bis 2025 sind 61 Projekte dokumentiert, von denen 32 das ausdrückliche Ziel einer Plusenergiebilanz haben, während die anderen 29 als «in Richtung PED» (To-PED) bezeichnet werden und interessante Merkmale für PED aufweisen. Die Projekte sind nicht gleichmäßig verteilt. Die skandinavischen Länder haben einen höheren Anteil mit insgesamt 24 Projekten

(39 %), insbesondere Norwegen (9), Finnland (7) und Schweden (6), und die südeuropäischen Länder mit einem Anteil von 16 Projekten (26 %), insbesondere Italien (8) und Spanien (4). Die mitteleuropäischen Länder haben 6 Projekte in den Niederlanden, je 4 in Deutschland und Österreich, 2 in Frankreich und je 1 in Belgien, Estland, Ungarn, Irland und der Schweiz.

Die Größe der PED reicht von 200.000 bis 25,1 Mio. m<sup>2</sup> und ist damit deutlich größer als die oben beschriebenen schweizerischen und deutschen Projekte. Alle Areale weisen eine gemischte Nutzung auf, bis auf einen. Alle Areale enthalten Wohnnutzung, während Büro-, Gewerbe- und Sozialnutzung ähnliche Anteile von 60-65% in den PED haben, aber die Büronutzung in den «To-PED» Projekten (61%) dominiert. Bei der Gebäudesystemtechnik liegen die Spitzenwerte bei 78% PV, 62% WP und 75% Fernwärme.

Eine detailliertere länderübergreifende Zusammenfassung der in bestehenden PED verwendeten Technologien ist in Abbildung 4 dargestellt.

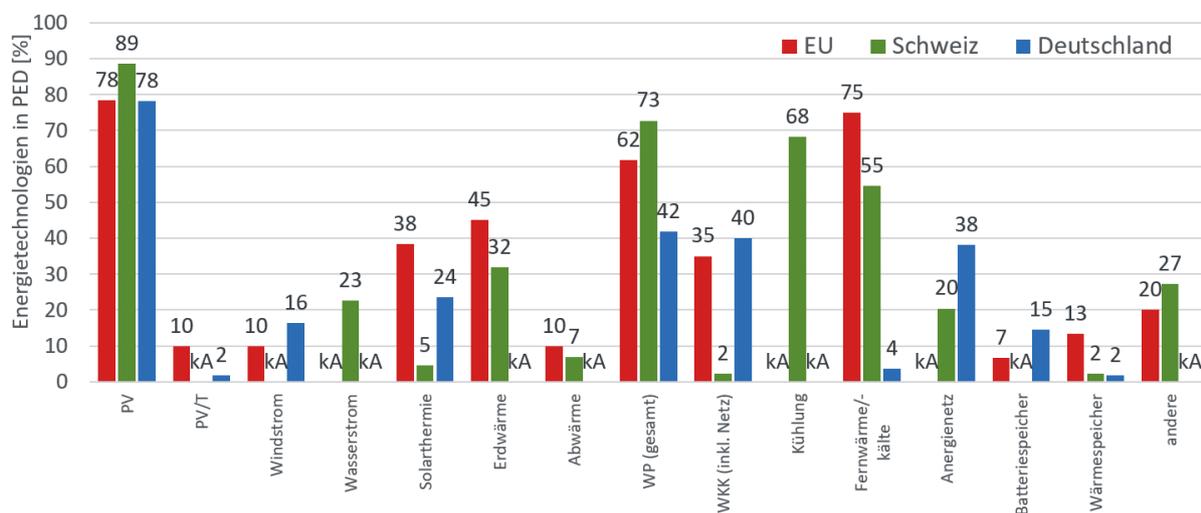


Abbildung 4: Länderübergreifender Vergleich von Energietechnologien in realisierten PED

## Archetype PED

Um einen Einblick in die Erreichbarkeit eines PED zu erhalten, wurden fünf Archetypen von PED definiert. Dafür wurden die Gebäudetypen in Abbildung 5 zugrunde gelegt. An der Uni Innsbruck wurde ein Lastgenerator programmiert, der unterschiedliche Gebäudelasten auf Grundlage der Gebäudetypen, Haustechnik und PV- Ertrag als Lastkurve bzw. Ertragskurve berechnen kann. Für die Auswertung wurde für Wohn- und Bürobauten 60% der Dachfläche als realistisch nutzbarer Anteil und ein Wirkungsgrad der PV von 20% angesetzt. Für die Wohngebäude wurde nur die Dachfläche, bei Bürogebäuden auch 60% der opaken Fassadenfläche angesetzt. Für die Haustechnik wurden für kleinere Leistung L/W-WP und für grössere Leistungen Grundwasser-WP betrachtet, ergänzt mit 10% direktelektrischer Heizung bei einem Mix unterschiedlicher Gebäudetypen im Archetyp PED 4.

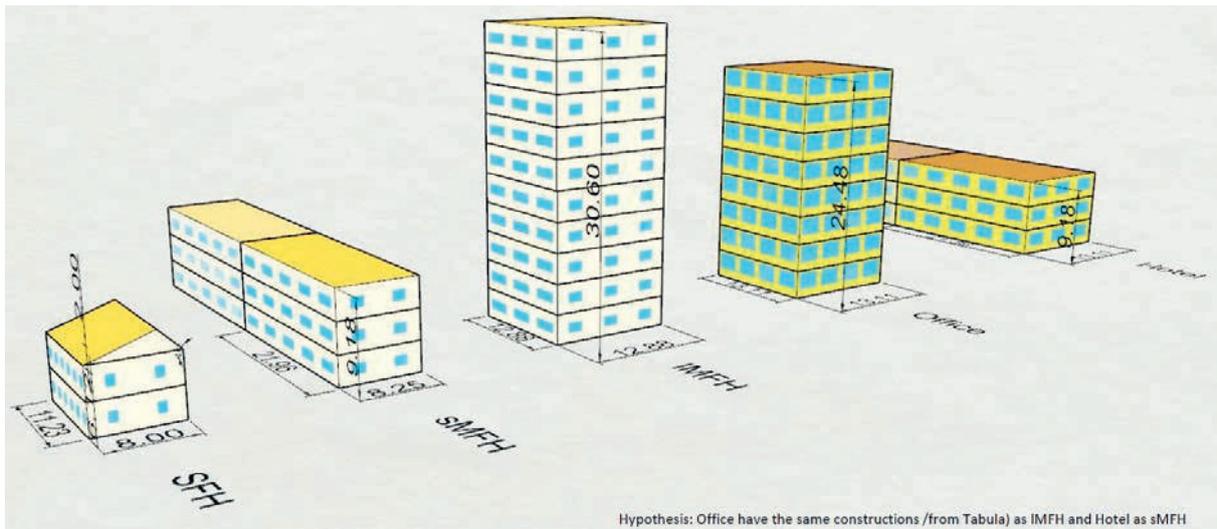


Abbildung 5: Gebäudetypen für die PED-Archetypen (s-small, l-large)

Tabelle 2 gibt einen Überblick der unterschiedlichen Archetyp-PED.

Archetyp	Definition		
	Gebäudetyp	PED-Konfiguration	Wärmeerzeuger
PED 1	Neubau EFH	100% SFH	A/W-WP
PED 2	Neubau MFH	30% sMFH, 70% IMFH	G/W-WP
PED 3	Renov. Neubau MFH	70% sMFH, 70% IMFH	G/W-WP
PED 4	Renov. Neubau mix	50% SFH, 30% sMFH, 20% IMFH	10% DE, 60% A/W, 30% G/W
PED 5	Neubau mix	50% Büro, 30% sMFH, 20% IMFH	G/W-WP

Tabelle 2: Definierte PED-Archetypen zur Bewertung des Erreichens einer positiven Bilanz

Die Archetypen werden verwendet, um verschiedene Einschränkungen und Optionen für eine bestimmte Last und Gebäudetypologie unter gegebenen Randbedingungen zu bewerten. Wenn die PED für bestimmte Optionen nicht erreicht wird, kann die Lücke zum PED ausgewertet werden.

Abbildung 6 zeigt die Lastkurven der fünf Archetypen als Lastkurve für Netzbezug und Einspeisung als Lastprofil über das Jahr (links) und als geordnete Dauerlinie (rechts).

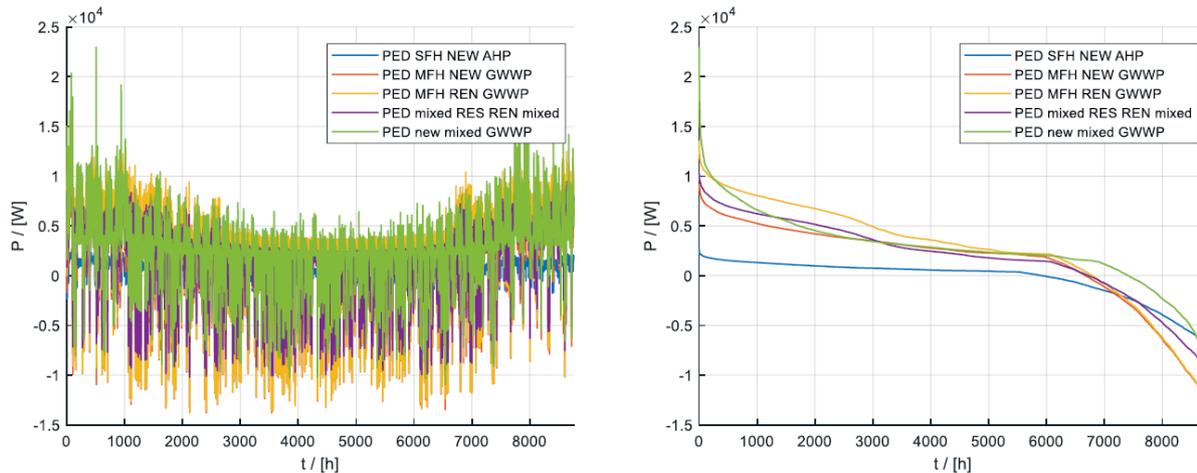


Abbildung 6: Ergebnisse zu Lastverlauf (links) und Netzbezug/-einspeisung (rechts) für die fünf Archetyp-PED

Negative Werte bezeichnen die Netzeinspeisung. Die Dauerlinien verdeutlichen, dass unter den getroffenen Randbedingungen nur Archetyp 1 aus 100% Einfamilienhäusern eine positive Bilanz erreichen können, für alle anderen Archetypen ist der Netzbezug grösser als die -einspeisung. Eine Plusenergiebilanz auf den Gebäude Fussabdruck ist daher für grössere Gebäude ein ambitioniertes Ziel, da nur mit sehr geringem Energiebedarf und sehr effizienter Haustechnik erreichbar ist.

### Schlussfolgerungen des Standes der Technik für den Annex 61

Im Folgenden werden Folgerungen aus dem Stand der Technik für die Arbeit des Annex 61 dargestellt.

#### PED Bilanzgrenze

Wie bereits erwähnt, gibt es keine einheitliche Definition für PED. In Annex 61 wurde die folgende Definition für die weitere Bearbeitung und Analyse vereinbart, die in Abbildung 7 links dargestellt ist. Als Bilanzgrenze ist die Arealfläche gewählt worden, was dem oben genannten «PED dynamic» entspricht. Wenn das PED auf dem Fussabdruck des Areals nicht erreicht wird, können auch externe Produktionsquellen gemäss «PED virtual» ausgewertet werden. Von den betrachteten Energien werden die Gebäudetechnik und der Haushaltsstrom eingeschlossen. E-Mobilität und Allgemeinstrom wie Strassenbeleuchtung können optional hinzugezogen werden. Als KPI wurde die Definition des ZEN-Centers zugrunde gelegt, wobei die ausgewerteten KPI je nach Areal definiert werden können.

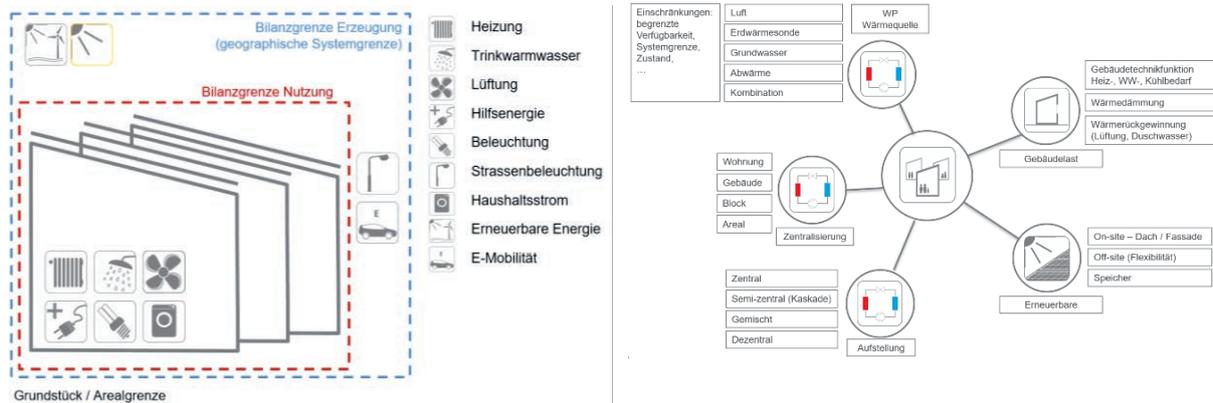


Abbildung 7: PED-Definition für die Arbeit im Annex 61 (links) und Auslegungsoption bzw. -einschränkungen für PED (rechts)

### PED Auslegungs-Methodik

Eine allgemeine Frage ist, wie ein PED unter verschiedenen Randbedingungen erreicht werden kann, insbesondere in einer städtischen Umgebung mit einschränkenden Randbedingungen. Wie bereits erwähnt, haben sich WP als eine sehr günstige Gebäudetechnologie erwiesen, die das Erreichen von PED erleichtern oder erst ermöglichen kann. Dies kann z.B. durch die gleichzeitige Erzeugung verschiedener Gebäudedienstleistungen erhöht werden, was allerdings allfällig eine andere Systemkonfiguration erfordert, die auch unter wirtschaftlichen Randbedingungen bewertet werden muss. Daher müssen in einem frühen Planungsstadium verschiedene Auslegungsoptionen bzw. -beschränkungen berücksichtigt werden, da die Systemsentscheidung oft früh getroffen wird, während die Detailplanung erst im Planungsprozess später erfolgt. Die verschiedenen Entwurfsoptionen bzw. -einschränkungen sind in Abbildung 7 rechts zusammengefasst. Zu den Systemoptionen bzw. -einschränkungen gehören:

- der Gebäudestandard und die Last.
- die Verfügbarkeit von Wärmequellen.
- die Zentralisierung der WP im Sinne eines zentralen WP-Fernwärmesystems vs. dezentralen WP auf Wohnungsebene und Stufen dazwischen.
- die Installation der WP in Bezug auf die Konfiguration als zentrale, zentrale - dezentrale Kaskade, gemischt zentrale und dezentrale WP nebeneinander (z. B. getrennte WP für die Warmwasserbereitung).
- das Potenzial für die Erzeugung erneuerbarer Energien im Areal und ausserhalb der Arealgrenzen.

## **Zwischenergebnisse Task 2: Generische Systemlösungen**

Um die verschiedenen Möglichkeiten der WP-Integration in Arealen zu erleichtern, wurde eine erste Kategorisierung in Form von generischen Systemkonzepten diskutiert und die in Abbildung 8 dargestellten Oberkategorien abgeleitet. In Abbildung 8 sind neben den generischen Konzepten auch die Monitoringsysteme im Anhang 61 dargestellt, was zeigt, dass die verschiedenen Konfigurationen auch hinsichtlich der realen Performance verglichen werden können. Die generischen Konzepte werden hinsichtlich ihrer besonderen Merkmale technisch beschrieben und bezüglich der Vor- und Nachteile sowie günstiger Einsatzgebiete bewertet. Dies kann durch die Simulations- und Monitoring-Ergebnisse in Task 3 und Task 4 ergänzt werden.



Abbildung 8: Klassifizierung von WP-Integrationsmöglichkeiten in PED und entsprechende Monitoring-Projekte im Annex 61

Ausgehend von dezentralen Konzepten auf Einzelgebäudeebene wurde ein schrittweiser Weg zu einem vollständig zentralen Konzept mit verschiedenen Integrationsstufen definiert als

- Dezentrale WP-Integration, die einer wohnungs- oder gebäudeweisen Integration entspricht.
- Rein elektrische Integration, die für das Lastmanagement nützlich sein kann, z.B. für die Eigenverbrauchsoptimierung von erneuerbarem Strom, Spitzenlastmanagement und netzdienlichen Betrieb.
- Wärmequellenintegration durch kollektive Wärmequelle, die Konfigurationen mit dezentralen Wärmequellen oder günstiger zentraler Wärmequelle, z.B. einem zentralen Grundwasserbrunnen, umfassen kann.
- Halbzentrale Integration, die in Kaskadenkonfiguration und Mischkonfigurationen unterteilt werden kann. Bei der Kaskadenkonfiguration hängt die dezentrale WP von der zentralen WP ab, z.B. bei Booster-Konfigurationen, bei denen eine zentrale WP für die Raumwärmeversorgung auf niedrigerem Temperaturniveau sorgt, während eine Booster-WP auf dezentraler Ebene für die reine Warmwasserbereitung integriert ist. Gemischte Konfigurationen sind unabhängig, z. B. eine zentrale Raumwärmeversorgung in Kombination mit einer für die Warmwasserbereitung optimierten dezentralen Wärmepumpe mit eigener Wärmequelle (z.B. mit Kältemittel CO<sub>2</sub>).
- Die zentrale Konfiguration umfasst die vollständige zentrale Erzeugung der Haustechnikfunktionen in einer Heiz-/Kühlzentrale und die Verteilung der Wärme/Kälte durch ein Netz.

Wie bereits aus der Gliederung der Kategorien ersichtlich, gibt es Unterkategorien, die im Laufe des Annex weiter ausgeführt werden.

## Zwischenergebnisse Task 3 und 4: Simulation und Monitoring von PED

Verschiedene Monitoring-Projekte im Annex 61 sind angelaufen. Exemplarisch werden erste Monitoring-Ergebnisse aus Österreich und ein Überblick des Schweizer Beitrags gegeben.

### Zwischenergebnisse Campagne Innsbruck

In Innsbruck, Österreich, wird ein neues Niedrigenergie-Wohnquartier gebaut. Die Gebäudeeigentümer (soziale Wohnungsbaugesellschaften) mussten Entscheidungen hinsichtlich der

energetischen Qualität der Gebäude und des Heizungssystems im Hinblick auf die Energie- und Umweltauswirkungen treffen. Das Viertel besteht aus 16 Gebäuden, die in vier Blöcken gruppiert sind (Abbildung 9). Der Hauptteil der Gebäude ist für Wohnzwecke bestimmt und wird aus etwa 1100 neuen Wohnungen mit einer Gesamtfläche von 78027 m<sup>2</sup> bestehen. Außerdem werden Sportanlagen, Cafés, Schulen und Kindergärten errichtet. In der Planungsphase wurde ein kooperativer Prozess durchgeführt, an dem die Anwohner und die lokalen Verbände beteiligt waren.



Abbildung 9: Simulations- und Monitoring Projekt Campagne Innsbruck

Die Gebäude sind im Passivhausstandard gebaut (Raumwärmebedarf unter 15 kWh/(m<sup>2</sup>a)). Der Raumwärmebedarf wird durch eine Grundwasser-WP und Fussbodenheizung gedeckt. Die Warmwasserbereitung erfolgt über das Fernwärmenetz, das einen hohen Anteil an Wärme aus erneuerbaren Quellen, Industrieabfällen und Bioenergie aufweist, da die Ergiebigkeit der Grundwasserquelle begrenzt ist. Der Anteil der erneuerbaren Energieträger und der industriellen Abwärme an der Fernwärmeversorgung von Innsbruck ist höher als in anderen Städten Österreichs, und es ist vorgesehen, dass dieser Anteil in Zukunft noch steigen wird. Auf den Dächern der Gebäude werden Fotovoltaikanlagen installiert, um den Strombedarf zu decken. Außerdem sind nachhaltige Mobilitätslösungen geplant, um die Elektromobilität zu fördern.

Die Auswertung beziehen sich auf einen Block aus 4 Gebäuden mit einer Gesamtfläche von 22277 m<sup>2</sup>. Erste Auswertungen des Projekts zeigen eine gute Monatsarbeitszahlen in den Systemgrenzen des COP von 4.6-5,8 während die Monatsarbeitszahlen unter Einbezug des Grundwasserbrunnens auf den Bereich von 4.0 – 5.0 fallen, und mit sämtlichen Hilfsenergien im Bereich von 3.3 – 4.0 liegen. Daher ist die Bilanzierung sämtlicher Hilfsenergie auch bei grösseren Objekten notwendig, da ein nennenswerter Einfluss auf die Systemeffizienz bestehen kann.

### Schweizer Beitrag im Annex 61

Das Papieri-Areal in Cham ist ein altes Industrieareal der Papierindustrie, das in Etappen zu einem neuen Quartier mit im Endausbau 1000 Bewohnern und 1000 Arbeitsplätzen entwickelt wird.

Abbildung 10 links zeigt ein Bild des Quartiers, die erste Entwicklungsphase ist in Abbildung 10 Mitte dargestellt und das Energiekonzept mit Erdsondenfeldes und Flusswasser und Energiezentrale ist rechts abgebildet.

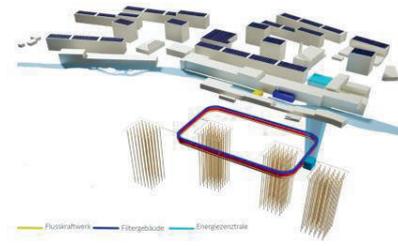
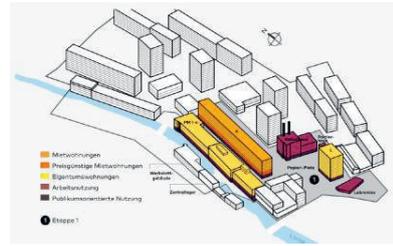


Abbildung 10: Papieri-Areal Cham zur Nutzung Wohnen und Arbeiten (Quelle: Cham Group)

Die Entwicklung und Erweiterung des Areals sind bis 2032 geplant. Die bestehenden Industriebauten werden saniert und umgenutzt sowie durch Neubauten ergänzt, so dass eine Kombination aus 30% Altbauten und 70% Neubauten entsteht. Das Areal besitzt eine 2000-W-Areal-Zertifizierung und die Energieproduktion für die Wärme- und Kälteversorgung wird vollständig erneuerbar über zentrale Wärmepumpen mit den zwei Wärmequellen Erdwärmesonden- und Flusswasser gewährleistet. Im Endausbau sind 192 Erdwärmesonden mit 320 m Tiefe geplant.

Zur Elektrizitätserzeugung dient ein Flusskraftwerk mit 240 kW, das durch 6500 m<sup>2</sup> PV-Anlagen mit gesamthaft 1.27 MW<sub>p</sub> installierter Leistung auf den Dächern der Neubauten ergänzt wird. Abbildung 11 fasst die wesentlichen Komponenten des Energiekonzepts zusammen. Die erste Etappe mit ca. 270 Wohnungen sowie 9000 m<sup>2</sup> Büro- und kommerziellen Nutzungen ist Ende 2022 in Betrieb genommen worden. Pro Jahr kommen rund 100 Wohnungen und 2000 m<sup>2</sup> Gewerbefläche hinzu. Das Areal ist 2024 mit dem Watt d'Or ausgezeichnet worden.



Abbildung 11: Bausteine des Energiekonzepts des Papieri-Areals Cham mit vollständig erneuerbarer Wärme- und Kälteversorgung mit zentraler Wärmepumpe (Quelle: Cham Group)

Im Rahmen des Annex 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, der teils über erdgekoppeltes Freecooling und im simultanen Kühl- und Warmwasserbetrieb abgedeckt wird. Weiterhin kann Abwärme aus aktivem Kühlbetrieb zur Regeneration der Erdsondenfelder genutzt werden, bzw. im Sommer auch mit Flusswasser regeneriert werden. Insgesamt werden 15 Betriebsmodi unterschieden. 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 des Wärmeerzeugernutzungsgrad entspricht. Für die Gesamtbilanz werden auch die Verteilung über das Wärme- und Kältenetz 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 Erdreich- und Flusswasserquelle gesehen, auch im Hinblick auf die Mehrquellennutzung für die Erweiterung des Areals. Derzeit werden die Systeme modelliert. Die ersten Messdaten stehen ab Mai 2024 zur Verfügung, so dass mit der Auswertung der Kennzahlen begonnen werden kann.

## **Zusammenfassung und Ausblick**

PED sind ein neues Konzept zur Beschleunigung der städtischen Energiewende. Die Verbreitung von PED ist noch begrenzt, wobei in bestehenden Arealen Wärmepumpe in Kombination mit PV die dominierenden Systeme zur lokalen Versorgung sind, die durch Fernwärme und Wärme-Kraft-Kopplung sowie Import von zertifiziertem grünem Strom ergänzt werden.

Vorläufige Auswertung zeigen, dass das Erreichen einer Plusenergiebilanz auf den Fussabdruck der Gebäude sehr ambitioniert ist und von der Nutzung und anderen Randbedingungen abhängt. In dicht bebauten Arealen mit grösseren Gebäuden reicht der auf den Dachflächen produzierte PV-Strom nicht für das Erreichen einer Plusenergiebilanz auf dem Fussabdruck aus und es müssen Fassaden- oder Freiflächen integriert werden. Das Erreichen einer Plusenergiebilanz kann dementsprechend anspruchsvoll bzw. nicht möglich. Das PED-Konzept ist dennoch sinnvoll, um Einflussgrössen und Systemanforderungen beispielsweise an den Gebäudestandard, die PV-Installation auf Dach und an der Fassade oder Effizienzanforderungen an die WP einzuordnen und Massnahme zur Auslegung in Richtung PED zu bewerten.

Im Annex 61 wird durch Simulation und Monitoring in 14 Gebäudeclustern und Arealen die Integration von Wärmepumpen in PED untersucht und Schlussfolgerungen für die Wärmepumpenintegration in Arealen gezogen. Die Simulationsergebnisse werden durch Messdaten aus den Monitoring-Projekten verifiziert und die reale Effizienz der Wärmepumpeneinsatzes ausgewertet. Weiterhin werden Empfehlungen zur Auslegung, Anlagenregelung und Speicherintegration abgeleitet. Günstige Systemkonfigurationen werden als Best-Practice Systeme dokumentiert. Die Task 1 zum State-of-the-Art wird derzeit abgeschlossen. Die Task 4 hat mit den ersten Monitoring-Ergebnissen aus den Anlagen begonnen, womit auch die Simulationsuntersuchungen validiert werden können und Systemvergleiche durchgeführt werden können. Die Simulationsergebnisse fliessen auch in die in der Task 2 dokumentierten generischen Systemlösung zur Integration von Wärmepumpenintegration in PED ein.

## **Verdankungen**

Der IEA HPT Annex 61 ist ein kollaboratives Forschungsprojekt und die Autoren danken allen Teilnehmern für die konstruktive Zusammenarbeit mit offenen Diskussionen. Die Unterstützung durch das BFE wird verdankt.

## Quellen

- [1] European Parliament: Directive 2018/844 of the European parliament and Council of of 30 May 2018 amending Directive 2010/31/EU on the energy performance of buildings and Directive 2012/27/EU on energy efficiency, Journal of the European Union, p. L 156/75, 2018
- [2] SET-Plan Temporary Working Group 3.2: SET-Plan Action n°3.2 Implementation Plan, 2015
- [3] C. Gollner, R. Hinterberger, M. Noll, S. Meyer, H. Schwarz: Booklet of positive energy districts in Europe; JPI Urban Europe and Austrian Research Promotion Agency FFG, 2020
- [4] V. Albert-Seifried, V. Murauskaite, G. Massa, L. Aelenei, D. Baer, S. Krangsås, B. Alpagut, A. Mutule, N. Pokorny, H. Vandevyvere: Definitions of positive energy districts: a review of the status quo and challenges, Sustainability in Energy and Buildings Smart Innovation, Systems and Technologies book Series Howlett R. and Jain L Springer Volume 263, 2021
- [5] A. Wyckmans, K. Karatzoudi, D. Brigg, D. Ahlers: D9.5: Report on Attendance at Eventsheld by Other SCC-01 Co-Ordinators 2, +CityxChangeWork Package 9 Task 9.2, 2019
- [6] O. Lindholm, H.U. Rehman, F. Reda: Positioning positive energy districts in European cities, Buildings 11, 2021
- [7] JPI UE: Europe towards positive energy districts a compilation towards sustainable urbanisation and the energy transition, 2020
- [8] SIA: SIA Norm 2040 Effizienzpfad Energie, Schweizerische Ingenieur- und Architektenverein, Zürich, 2017
- [9] FMEZEN: Zero Emission Neighbourhoods in smart cities - Definition, assessment criteria and key performance indicators ZEN REPORT No. 39, 2022
- [10] S. Bossi, C. Gollner, S. Theierling: Towards 100 positive energy districts in europe: preliminary data analysis of 61 european cases, Energies 13 6083, 2020
- [11] X. Zhang, S. Penaka, S. Giriraj, M. Sánchez, P. Civiero, H. Vandevyvere: Characterizing positive energy district (PED) through a preliminary review of 60 existing projects in Europe, Buildings 11 318, 2021

Beat Wellig, Raphael Agner, Forschungsgruppe Thermische Energiesysteme und  
Verfahrenstechnik, Hochschule Luzern – Technik & Architektur, Horw  
Beat Kegel, Kegel Klimasysteme, Zürich  
Torben Reuter, BMS Energietechnik AG, Wilderswil

## Wärmepumpe mit COP 10 im Betrieb: Was es dafür braucht

### Zusammenfassung

*Nachhaltig und effizient geheizt wird heute mit Wärmepumpen (WP). In Anwendungen mit kleinen Temperaturhuben verfügen WP über ein bisher nicht ausgeschöpftes Energieeinsparpotenzial. Sie erreichen bei kleinen Huben nur dann eine hohe Effizienz, wenn sie speziell für diese Betriebsbedingungen ausgelegt sind. In diesem Beitrag wird eine Niederhub-WP in einem Büro-/Gewerbegebäude in St. Gallen vorgestellt, welche über den relevanten Bereich der Heizleistungen und Temperaturhübe eine hohe Effizienz erreicht. Es wird aufgezeigt, welche Aspekte bei der Auslegung der Komponenten und Regelung der Anlage zu beachten sind. Der Feldbetrieb der Niederhub-WP mit dem Erdreich als Wärmequelle und Klimakonvektoren als Wärmeabgabesystem wurde umfassend analysiert. Bei den am häufigsten vorkommenden Betriebsbedingungen liegt der COP-Wert über 10, die höchsten gemessenen COP-Werte liegen bei rund 11.5. Die Wärmepumpe benötigt über die gesamte Heizsaison knapp über 1 kWh Strom pro Quadratmeter Gebäudefläche. Der Beitrag soll ein Anstoss sein, zukünftig kleine Temperaturhübe besser auszunützen und das vorhandene Potenzial für hocheffiziente Heizsysteme auszuschöpfen.*

### Abstract

*Sustainable and efficient heating is accomplished today by heat pumps (HP). In applications with small temperature lifts, HPs can provide a large energy saving potential. However, they only achieve high efficiency with small lifts if they are designed specifically for this type of operating condition. This article presents a small temperature lift HP in a commercial building in St. Gallen, which achieves high efficiency over the relevant range of heat flows and temperature lifts. It shows which aspects need to be considered in the design of the components as well as the control of the system. The field operation of the small temperature lift HP using the ground as a heat source and fan coil units as the heat distribution system was extensively analyzed. Under the most common operating conditions, the COP value was above 10, with the highest measured COP values being around 11.5. The heat pump requires just over 1 kWh of electricity per square meter of building area during the entire heating season. The article aims to be an impetus to make better use of small temperature lifts in the future and to exploit their potential to achieve highly efficient heating systems.*

## Einleitung

### Ausgangslage

An moderne Wohn- und Bürogebäude werden hohe Anforderungen gestellt. Investoren und Mieter haben hohe Ansprüche bezüglich Nutzungsqualität und erwarten gleichzeitig niedrige Betriebskosten für die Gebäudetechnik. Das Heizen von Gebäuden hat einen beträchtlichen Anteil an den gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen. Es ist unbestritten, dass die Wärmepumpe die Kern-technologie für die ökologische Wärmebereitstellung in Gebäuden darstellt. Ohne den breiten Einsatz von Wärmepumpen ist das Ziel eines emissionsfreien Betriebs des Gebäudeparks nicht erreichbar.

Nachhaltig und effizient geheizt wird heute mit Wärmepumpen. Sie verfügen jedoch über ein bisher kaum erkanntes und nicht ausgeschöpftes Potenzial für Energieeinsparungen, nämlich dann, wenn diese in Kombination mit effizienten Gebäudetechniksystemen konsequent bei kleinen Temperaturhuben betrieben werden. Selbstverständlich dürfen Effizienzsteigerungen keine Verschlechterung der Behaglichkeit zur Folge haben. Dieses Ziel kann nur erreicht werden, wenn ganzheitlich optimale Lösungen bestehend aus Architektur, Bauphysik und Gebäudetechnik umgesetzt werden.

Die Effizienz von Wärmepumpen (und Klimakälteanlagen) ist stark vom Temperaturhub abhängig, d.h. von der Temperaturdifferenz zwischen der Wärmesenke und Wärmequelle. In einer Reihe von F&E-Projekten an der Hochschule Luzern (HSLU) wurde in den vergangenen 20 Jahren gezeigt, dass die Effizienz von Wärmepumpen durch die konsequente Ausnutzung von kleinen äusseren Temperaturhuben markant verbessert werden kann, siehe z.B. [1-4]. Beat Kegel hat bereits vor mehr als einem Dutzend Jahren gezeigt, dass mit Niederhub-Wärmepumpen sehr hohe Effizienzwerte im Feld erreicht werden [5]. Auf dem Markt sind jedoch bis heute keine Wärmepumpen verfügbar, welche das Potenzial von Niederhub-Anwendungen auszunutzen vermögen (eine Ausnahme sind Anlagen mit Turbokompressoren für grössere Leistungen). Aufgrund des grossen Potenzials wurde das Thema «Niederhub-Wärmepumpen» wieder aufgegriffen, eine Anlage in Zusammenarbeit mit der BMS Energietechnik AG aufgebaut und im Feldbetrieb in einem Büro-/Gewerbegebäude ausgemessen.

### Temperaturhübe von Wärmepumpen

Der Temperaturhub einer Wärmepumpe ist massgeblich von der Wärmequelle und vom Wärmeabgabesystem abhängig. Abb. 1 zeigt beispielhaft die Temperaturbereiche verschiedener Wärmequellen und Wärmesenken sowie den Zusammenhang zwischen Leistungszahl (Coefficient of Performance, COP) und Temperaturhub. Die Temperatur des ungestörten Erdreichs in einer Tiefe von rund 10-15 m beträgt konstant 10°C und nimmt mit einem Temperaturgradient von 0.03 K/m zu. Gut dimensionierte Erdwärmesonden und Verdampfer ermöglichen relativ hohe Verdampfungstemperaturen von bis zu 10°C. Mit Umgebungsluft als Wärmequelle liegen die Verdampfungstemperaturen naturgemäss die meiste Zeit tiefer. Als Abgabesysteme kommen Radiatoren, Fussbodenheizungen oder auch Klimakonvektoren zur Anwendung. Der Bereich der Temperaturhübe für die Gebäudeheizung ist gross: Er liegt je nach Quelle und Abgabesystem zwischen etwa 15 K und teilweise über 60 K.

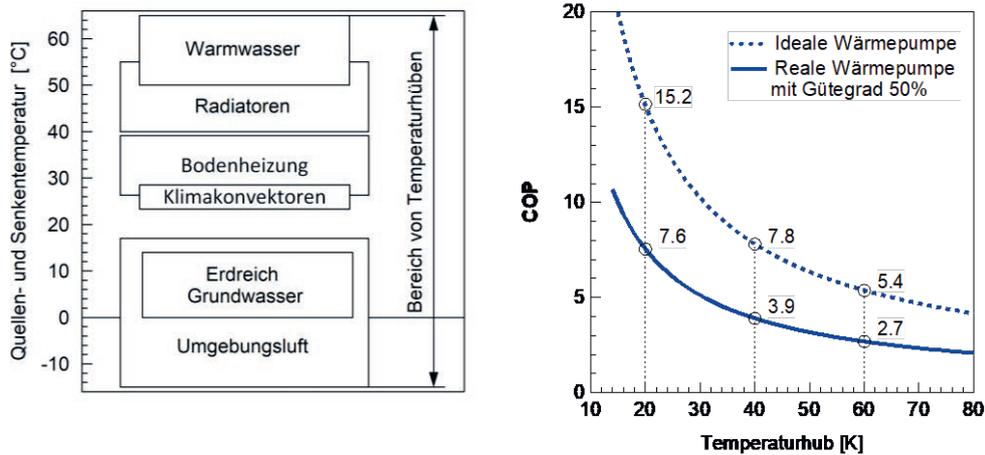


Abbildung 1: Links: Beispielhafte Temperaturbereiche von Wärmequellen und Wärmesenken. Rechts: Leistungszahl COP einer idealen Wärmepumpe (Carnot-Prozess) sowie einer realen Wärmepumpe mit einem Gütegrad von 50% in Funktion des Temperaturhubes

Für eine effiziente Gebäudeheizung ist ein Temperaturhub unter 30 K oft ausreichend. Mehr noch: In System mit dem Erdreich als Wärmequelle und mit modernen Niedertemperatur-Umluftklimageräten (Klimakonvektoren) erreicht man Temperaturhübe im Bereich von 15-20 K. In Abb. 2 ist ersichtlich, wie der COP-Wert einer idealen Wärmepumpe und einer realen Wärmepumpe für diesen Fall vom inneren Temperaturhub abhängen. Für einen Temperaturhub von beispielsweise 18 K erreicht man mit einem inneren Gütegrad von 60% (Verhältnis von effektiver Leistungszahl zur Leistungszahl des Carnot-Prozesses zwischen den gleichen Temperaturniveaus) einen COP-Wert von 10. Die praktische Erfahrung zeigt, dass Standard-Wärmepumpen, welche für deutlich grössere Hübe ausgelegt sind, COP-Werte in dieser Grössenordnung nicht erreichen.

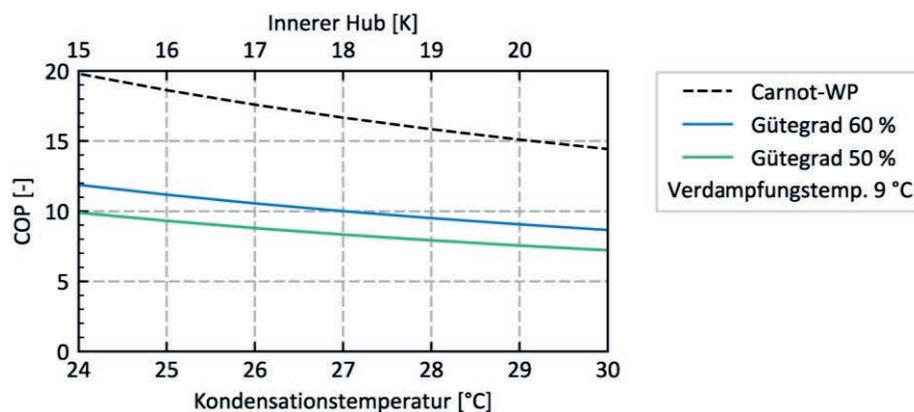


Abbildung 2: COP-Wert der idealen und realen Wärmepumpen in Abhängigkeit der Kondensationstemperatur bzw. des inneren Temperaturhubes (Differenz von Kondensations- und Verdampfungstemperatur) für eine konstante Verdampfungstemperatur von 9°C

## Ziele

Unabdingbare Voraussetzungen für kleine Temperaturhübe sind hohe Verdampfungstemperaturen sowie Heizwärmeabgabesysteme mit Temperaturniveaus nahe der Raumtemperatur. Wärmepumpen (WP) erreichen bei kleinen Temperaturhüben nur dann eine hohe Effizienz, wenn sie speziell für die entsprechenden Betriebsbedingungen ausgelegt sind. In diesem Beitrag wird eine Niederhub-Wärmepumpe vorgestellt, welche über den relevanten Bereich der erforderlichen Heizleistungen und Temperaturhübe hohe und relativ konstante Gütegrade erreicht. Weiter wird die Auslegung, der Betrieb und das Potenzial von Niederhub-Wärmepumpen diskutiert. Der Beitrag soll ein Anstoss sein, damit zukünftig vorhandene kleine Temperaturhübe besser ausgenutzt und das Potenzial für effiziente Anlagen ausgeschöpft wird.

## Auslegung von Niederhub-Wärmepumpen

In früheren F&-Projekten an der HSLU wurden verschiedene Niederhub-Wärmepumpe entwickelt und getestet (mit Kolben-, Scroll- und Turbokompressoren [2-4]). Dabei wurden wichtige Erkenntnisse bezüglich Auslegung und Betrieb solcher WP gewonnen. Wenn Standard-WP bei kleinen Temperaturhüben betrieben werden, führt dies zu einer vergleichsweise schlechten Effizienz, da deren Gütegrad bei kleinen Hüben teilweise stark absinkt. Das volle Potenzial kann nur mit speziell für kleine Temperaturhübe ausgelegten Anlagen ausgeschöpft werden. Die Realisierung hocheffizienter Niederhub-WP mit Standard-Komponenten ist grundsätzlich möglich, bei der Dimensionierung der Komponenten und der Anlage müssen jedoch einige Aspekte beachtet werden.

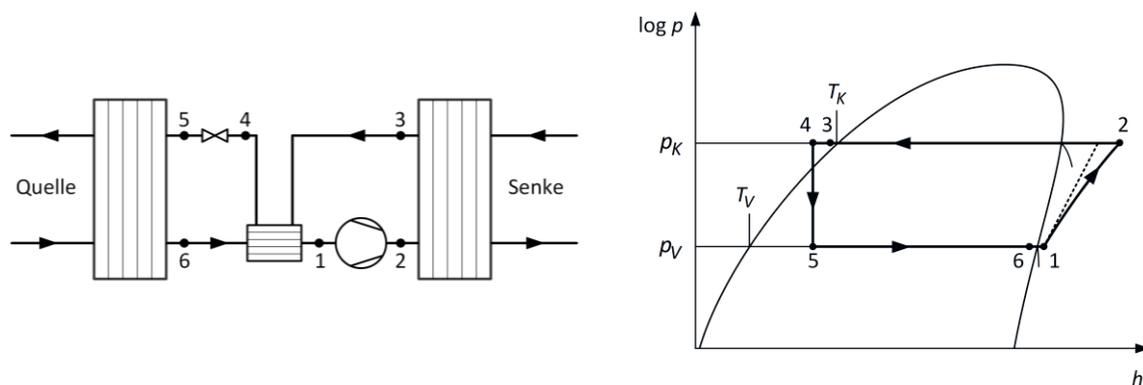


Abbildung 3: Vereinfachte Darstellung des Kältekreislaufs mit internem Wärmeübertrager sowie Darstellung des Kreisprozesses im  $\log p, h$ -Diagramm

Die Auslegung des Verdampfers und Kondensators erfolgt mit dem Ziel, die Temperaturdifferenz für die Wärmeübertragung klein zu halten, damit möglichst hohe Verdampfungs- und möglichst tiefe Kondensationstemperaturen erreicht werden. Zur Erreichung einer hohen Effizienz sind zwingend kleine Sauggasüberhitzungen anzustreben. Die von der BMS Energietechnik AG entwickelte zweistufige Verdampfung bietet dazu hervorragende Voraussetzungen [6]. Damit können, je nach Lastpunkt, Temperaturannäherungen von Wasseraustritt zu Verdampfung von 1 K erreicht werden. Die Evaluierung des Expansionsventils darf nicht nach Kälteleistung «gemäss Kältetechnik-Katalogen» erfolgen. Als Auswahlkriterium dient stattdessen der Druckverlust über das Expansionsventil: Der bei voller Ventilöffnung resultierende Druckverlust darf nicht grösser sein als die Differenz zwischen Kondensations- und

Verdampfungsdruck. Für die Auslegung ist der Betriebspunkt mit der höchsten Verdampfungs-temperatur und dem kleinsten Temperaturhub relevant (grösster Massenstrom des Kältemittels und kleinstes Druckverhältnis). Dieses Auswahlkriterium führt zu deutlich grösseren Expansionsventilen als für die vorhandene Kälteleistung üblich.

Die Auswahl des Kompressors ist entscheidend für die Realisierung von effizienten Niederhub-WP. Moderne, leistungsgeregelte Scroll-Kompressoren sind sehr gut geeignet. In Abb. 4 ist die Betriebscharakteristik des eingesetzten Kompressors dargestellt (Copeland Scroll ZPV-0662E-4E9). Die Drehzahl und damit die Heizleistung kann über einen weiten Bereich geregelt werden (von ca. 1'000 bis 7'200  $\text{min}^{-1}$  bzw. von ca. 8 bis 65 kW für die angegebenen Betriebsbedingungen). Der Kompressor wird so ausgewählt, dass er bei den am häufigsten vorkommenden Betriebsbedingungen mit möglichst hoher Effizienz läuft (im betrachteten Gebäude ca. 12-25 kW, maximale Heizleistung ca. 35 kW). Der Kompressor ist also etwas grosszügig dimensioniert. Das fällt aber preislich kaum ins Gewicht, und hat den Vorteil, dass der effizienteste, untere bis mittlere Drehzahlbereich kaum verlassen werden muss.

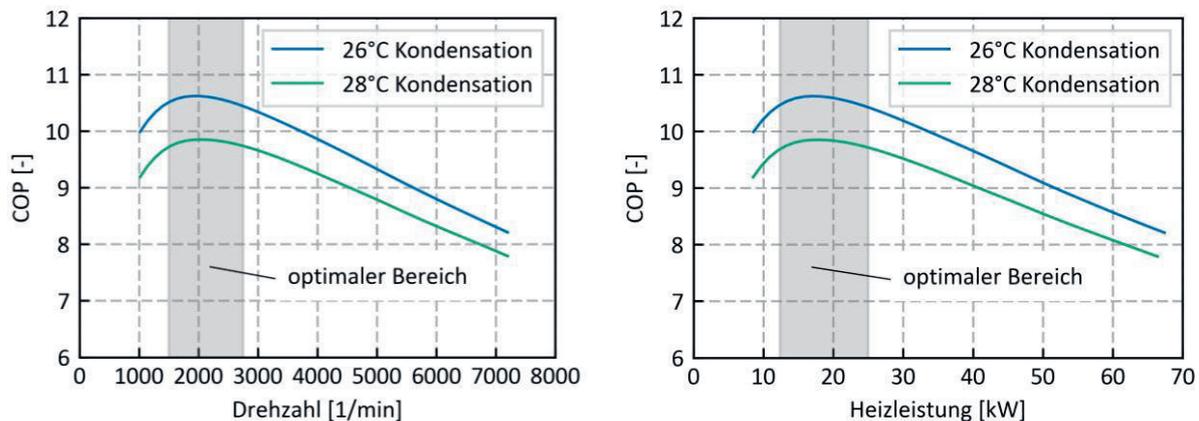


Abbildung 4: COP in Abhängigkeit der Drehzahl und Heizleistung für den drehzahlgeregelten Scroll-Kompressor von Copeland, Typ ZPV-0662E-4E9, Kältemittel R410A, für eine Verdampfungs-temperatur von 9°C und typische Kondensationstemperaturen für Niederhub-WP (berechnet mit Auslegungssoftware Copeland Select, Version 8.24.5)

Die Wahl des Kältemittels spielt eine zentrale Rolle bei der Realisierung von effizienten Niederhub-WP. Neben den thermodynamischen Eigenschaften soll das Kältemittel ein geringes Ozon-Abbaupotenzial (ODP) und Treibhauspotenzial (GWP) aufweisen. Die für Niederhub-WP infrage kommenden Kompressoren können (noch) nicht mit natürlichen Kältemitteln betrieben werden. Aus diesem Grund wird für die realisierte Niederhub-WP, wie für viele andere Heizungs-WP auch, das Kältemittel R410A verwendet.

## Büro- und Gewerbehäuser mit Niederhub-Wärmepumpe

Die Niederhub-WP kommt in einem Büro-/Gewerbegebäude in St. Gallen zum Einsatz (Baujahr 1981, an Hanglage, Beton- und Stahlkonstruktion, ebenerdige Einstellhalle, darüber vier beheizte Vollgeschosse, Energiebezugsfläche gerundet 5'700  $\text{m}^2$ , energetische Sanierung der Gebäudehülle 2013). Auf dem Gebäudedach ist eine PV-Anlage installiert (96 kWp). Im Jahr 2023 wurden im Gebäude alle Radiatoren durch Umluftklimageräte (Klimakonvektoren) und der Heizkessel durch die Niederhub-WP ersetzt. Die Klimakonvektoren sind entlang der

Fassade eingebaut. Dabei kommen unterschiedliche Bauweisen zum Einsatz, in Abb. 5 ist beispielhaft ein Klimakonvektor in Form eines «Heizkörperersatzes» zu sehen. Die Geräte konditionieren die Räume über die Luft. Auf diese Weise wird die natürliche Raumdynamik nicht gestört und die Gebäudemasse kann optimal als Kurzzeitspeicher genutzt werden.

Mit den Klimakonvektoren wird geheizt und gekühlt, für die Kühlung ergeben sich also keine Mehrinvestitionen für das Kälteabgabesystem. Die Geräte arbeiten mit Heizwasser-Temperaturen von 25°C bis maximal 28°C, die Kühlung erfolgt mit Kühlwasser-Temperaturen von 20°C. Dank den raumnahen Wassertemperaturen ist das System zu einem hohen Grad selbstregulierend. Die tiefen Heizwasser-Temperaturen ermöglichen den Einsatz der Niederhub-WP (siehe Abb. 5). Die Gebäudekühlung wird ohne Kälteanlage vollumfänglich durch Regeneration des Erdreichs bewerkstelligt.



*Abbildung 5: Links: Klimakonvektor (Heizkörperersatz). Rechts: Niederhub-WP mit drehzahleregelmtem Scroll-Kompressor, realisiert durch die BMS Energietechnik AG, Wilderswil*

Für die Erschliessung der Klimakonvektoren werden die bestehenden Leitungen verwendet. Das Heiz-/Kühlwasser-System ist ein «Change-Over-System», der Volumenstrom durch die Klimakonvektoren ist konstant, es sind keine Ventile und kein hydraulischer Abgleich notwendig. Jeder Klimakonvektor verfügt über einen Thermostat, jede Nutzungszone über einen MSR-Fühler. Der Energiebedarf zum Heizen ist deutlich geringer als bei bekannten Systemen wie Fussbodenheizung oder Radiatoren. Für Gewerbe-/Bürogebäude liegt die installierte Leistung bei rund 10 W/m<sup>2</sup>. Durch die schnelle Regelbarkeit passen sich die Geräte sehr gut der Nutzung an und reduzieren dadurch den Heizenergiebedarf und erhöhen den Komfort.

Ein wichtiges Ziel ist die möglichst einfache Einbindung der Niederhub-WP in das System (siehe Abb. 6). Die Erdwärmesonden (EWS) werden mit Wasser betrieben, welches im Sommer direkt für die Gebäudekühlung verwendet wird. Der Einbau eines technischen Speichers ist nicht notwendig – ein Speicher würde sich stark negativ auf die Effizienz der WP auswirken. Die Leistungsregelung der WP erfolgt nach der benötigten Vorlauf-Temperatur.

Der Scroll-Kompressor wird mit einem 0-10 V-Signal angesteuert (Analog Board). Dieses wurde so konfiguriert, dass der gesamte Drehzahlbereich zur Verfügung steht («full speed range mode»). Die Einsatzgrenzen im gewünschten Betriebskennfeld (maximal zulässige Verdampfungs- und Kondensationstemperatur) müssen bei dieser Konfiguration durch die eigene Regelung überwacht werden, die Überwachung durch den Drive von Copeland ist nicht möglich. Der bei längerem Betrieb bei kleinen Drehzahlen notwendige «Oil Boost» muss ebenfalls selbst in die Regelung implementiert werden.

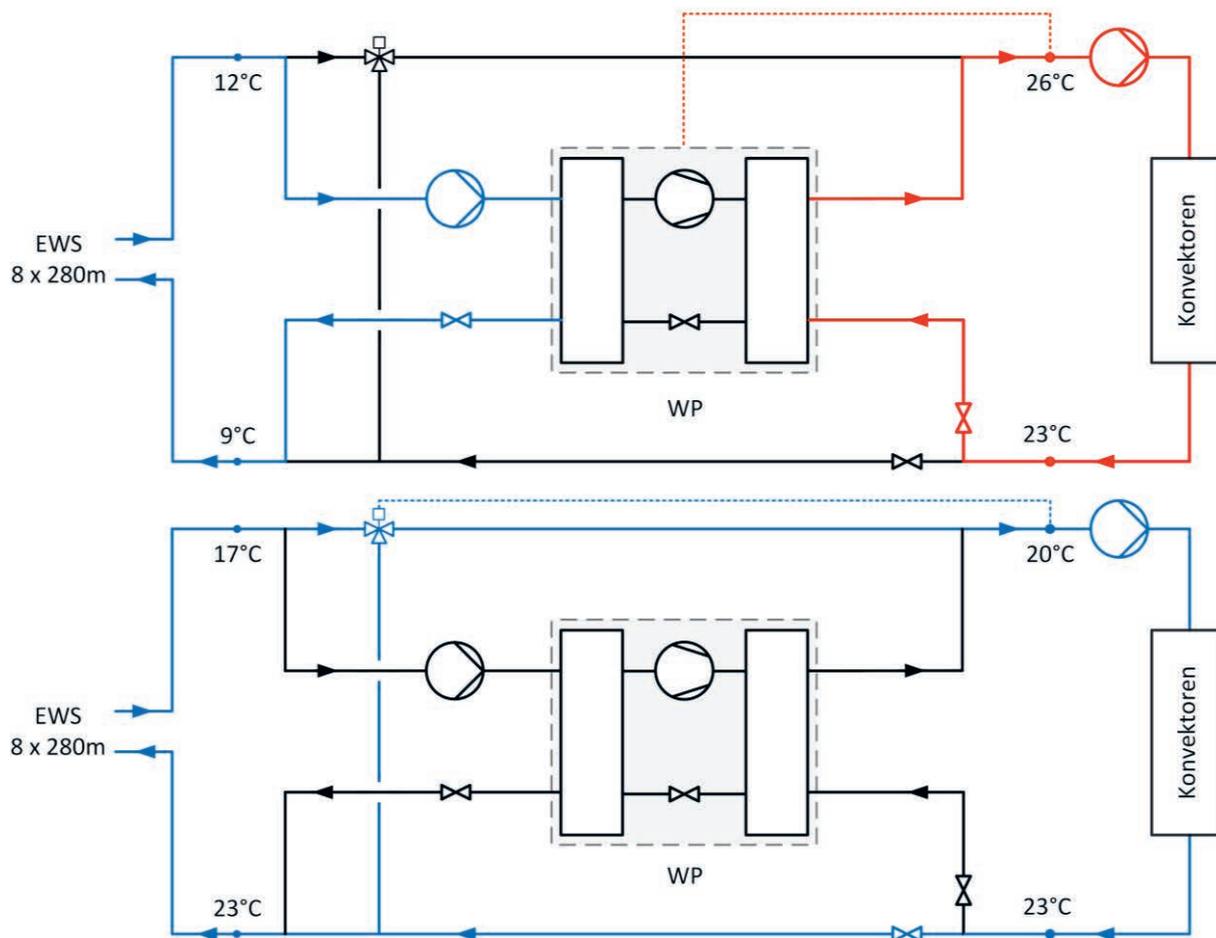


Abbildung 6: Vereinfachtes Prinzipschema der Anlage mit Angaben von typischen Temperaturen für den Heizbetrieb (oben) und Kühlbetrieb (unten). Die Regelung der WP erfolgt nach VL-Temperatur. Die Kühlung erfolgt vollumfänglich durch Geo Cooling, die konstante Kühlwassertemperatur von 20°C wird mit einer Beimisch-Schaltung geregelt

Die Gebäudekühlung erfolgt vollständig durch «Geo Cooling» (siehe Abb. 6 unten). Mit dem eingezeichneten Dreiwegventil wird die Kühlwassertemperatur auf einen konstanten Wert von 20°C geregelt. Mit der Abfuhr der Kühlenergie ins Erdreich wird dieses regeneriert. Nach der ersten Kühlsaison betrug die Wassertemperatur aus dem Erdreich rund 18°C. Bei der Gebäudekühlung ist nur eine Umwälzpumpe sowie die Ventilatoren in den Konvektoren in Betrieb. Der System-COP-Wert für die Gebäudekühlung liegt in der Größenordnung von 50.

## Resultate und Diskussionen

In der Heizsaison 2023/24 wurde ein umfassendes Monitoring der Anlage durchgeführt. Nachfolgend werden einige Kernresultate dargestellt und diskutiert. In Abb. 7 sind verschiedene Messwerte sowie der COP der Wärmepumpe an einem Wintertag mit einer mittleren Aussentemperatur von 1.1°C dargestellt. Die WP war an diesem Tag durchgehend in Betrieb, die VL-Temperatur betrug 27°C. Deutlich zu erkennen sind die «Oil Boosts», welche dafür sorgen, dass bei tiefen Drehzahlen das Öl aus dem Kältemittelkreislauf zurück in den Kompressor gelangt. Zwischen ca. 4 Uhr nachts und 10 Uhr am Vormittag war die Heizleistung und damit die

Drehzahl höher, so dass kein Oil Boost notwendig war. Der COP-Wert lag die meiste Zeit über 10, der Mittelwert über die 24 Stunden war  $\text{COP} = 9.96 \approx 10.0$ .

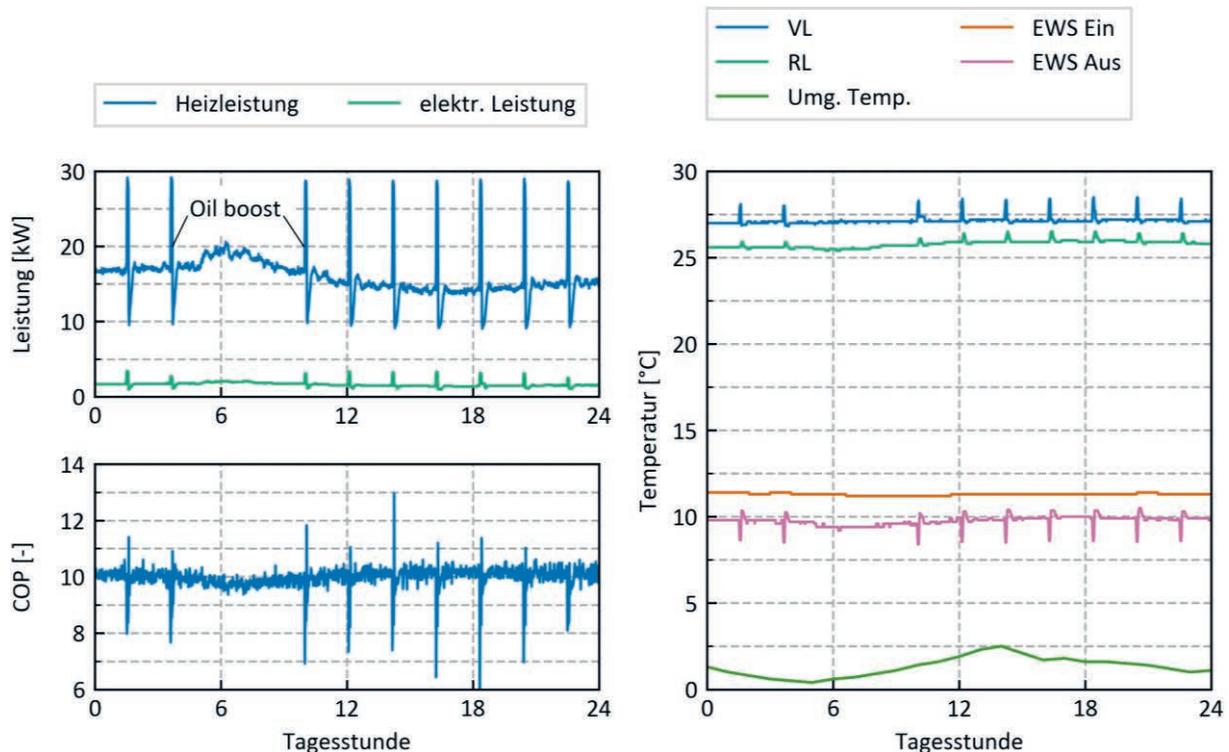


Abbildung 7: Heizleistung, elektrische Leistungsaufnahme der Wärmepumpe, COP sowie Verlauf verschiedener Temperaturen an einem Wintertag mit  $1.1^\circ\text{C}$  mittlerer Aussentemperatur. Abkürzungen: VL Vorlauf, RL Rücklauf, EWS Erdwärmesonden

Die präsentierten Resultate beschränken sich bewusst auf die Betrachtung des COP-Wertes der WP. Selbstverständlich muss auch die EWS-Umwälzpumpe sorgfältig evaluiert und optimal betrieben werden. Es wird an dieser Stelle auf die Forschungsarbeiten der HSLU im Bereich «Leistungsgeregelte S/W-WP» hingewiesen [7]. Zur Erreichung einer hohen Effizienz bei EWS-WP ist eine simultane Leistungsregelung von Kompressor und Umwälzpumpe nicht zwingend erforderlich. Stattdessen ist bei bestmöglicher Wahl des EWS-Massenstroms die alleinige Leistungsregelung des Kompressors ausreichend. Der Massenstrom muss grundsätzlich so klein wie möglich gewählt werden, die Strömung in der EWS muss jedoch immer im turbulenten Bereich liegen. In der betrachteten Anlage wird ein konstanter Massenstrom eingestellt, die Leistungsaufnahme der Umwälzpumpe beträgt ca. 180 W.

Weiter wurden Auswertungen bei konstanten Betriebsbedingungen durchgeführt. In Abb. 8 sind COP-Werte in Funktion der Heizleistung und Drehzahl dargestellt. Die COP-Werte wurden dabei in zwei Temperaturfenster für den äusseren Hub eingeteilt. Bei Heizleistungen zwischen etwa 9 kW und 17 kW liegt der COP-Wert immer über 10. Die in der Heizsaison 2023/24 höchsten gemessenen COP-Werte lagen bei rund 11.5.

Die bestmögliche Regelung würde die erzeugte Heizleistung durch Drehzahlreduktion des Kompressors kontinuierlich der erforderlichen Heizleistung anpassen, sofern dazu die optimale Drehzahl des Kompressors nicht unterschritten werden muss. Müsste dieses unterschritten werden, wird die WP mit der optimalen Kompressor-Drehzahl Ein/Aus-geregelt. Auf diese Art der Regelung wird bewusst verzichtet, um den kontinuierlich regelbaren Leistungsbereich zu erweitern und damit die WP «gleichmässiger» läuft (weniger Takten).

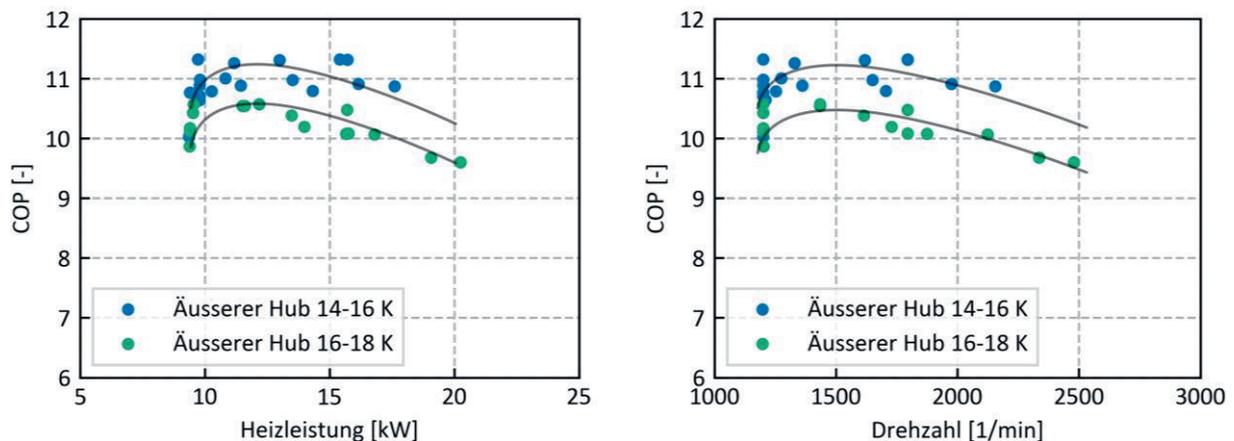


Abbildung 8: COP-Werte in Funktion der Heizleistung und Kompressordrehzahl für zwei Temperaturfenster des äusseren Temperaturhubes (Differenz Senke Austritt und Quelle Eintritt)

Unten sind die COP-Werte und Gütegrade der stationären Betriebszustände in Abhängigkeit des äusseren Temperaturhubes dargestellt. Die COP-Werte sinken naturgemäss mit steigendem Hub. Der äussere Gütegrad verschlechtert sich nur wenig mit sinkendem Hub.

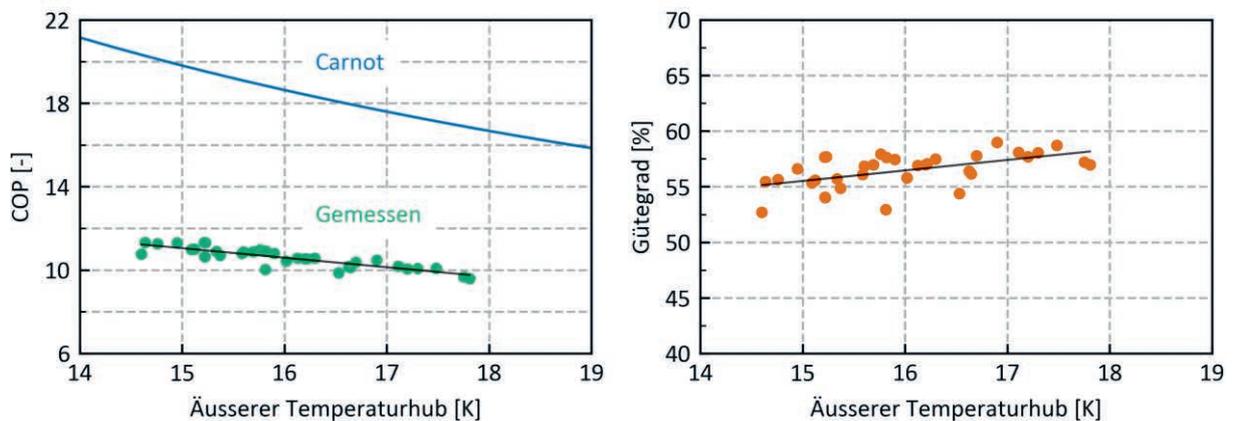


Abbildung 9: Carnot-COP bezogen auf äusseren Temperaturhub, gemessener COP und zugehöriger äusserer Gütegrad (äusserer exergetischer Wirkungsgrad) der Niederhub-WP für die betrachteten stationären Betriebspunkte

Aufgrund teilweise unvollständiger Datensätze ist eine detaillierte Auswertung für die gesamte Heizsaison 2023/24 leider nicht möglich. Trotzdem lassen verschiedene Werte gut abschätzen. Mit der fundierten Annahme, dass die WP über die Heizsaison einen durchschnittlichen COP-Wert von 9 (konservativ) bis 10 erreicht, ergibt sich folgendes Bild:

- Wärmebedarf mit Ölkessel: 13.0 kWh/m<sup>2</sup> a  
(Durchschnitt der letzten Jahre)
- Wärmebedarf nach Umstieg auf Klimakonvektoren: 10.2 kWh/m<sup>2</sup> a  
(Heizsaison 2023/24)
- Stromverbrauch der Wärmepumpe: ca. 1.00-1.15 kWhel/m<sup>2</sup> a  
(Schätzung mit COP = 9-10)

Die Wärmepumpe benötigt etwas mehr als **1 kWh Strom pro m<sup>2</sup> und Jahr**. Das Gebäude weist dank der guten Wärmedämmung, der hohen Effizienz der WP, der optimierten Betriebsweise und dem PV-Strom eine ausgezeichnete energetische Charakteristik auf.

Die durchschnittlichen flächenspezifischen Leistungen für den in Abb. 7 dargestellten typischen Wintertag (durchschnittliche Aussentemperatur 1.1°C) betragen:

- Heizleistung 2.8 W/m<sup>2</sup>
- Elektrische Leistung Wärmepumpe 0.28 W/m<sup>2</sup>
- Elektrische Leistung Umwälzpumpen, Ventilatoren 0.12 W/m<sup>2</sup>

**Die spezifische elektrische Leistung beträgt 0.40 W/m<sup>2</sup>.** Bildlich gesprochen bedeutet das: Mit der Leistung einer alten 40 W-Glühbirne können 100 m<sup>2</sup> des Gebäudes geheizt werden.

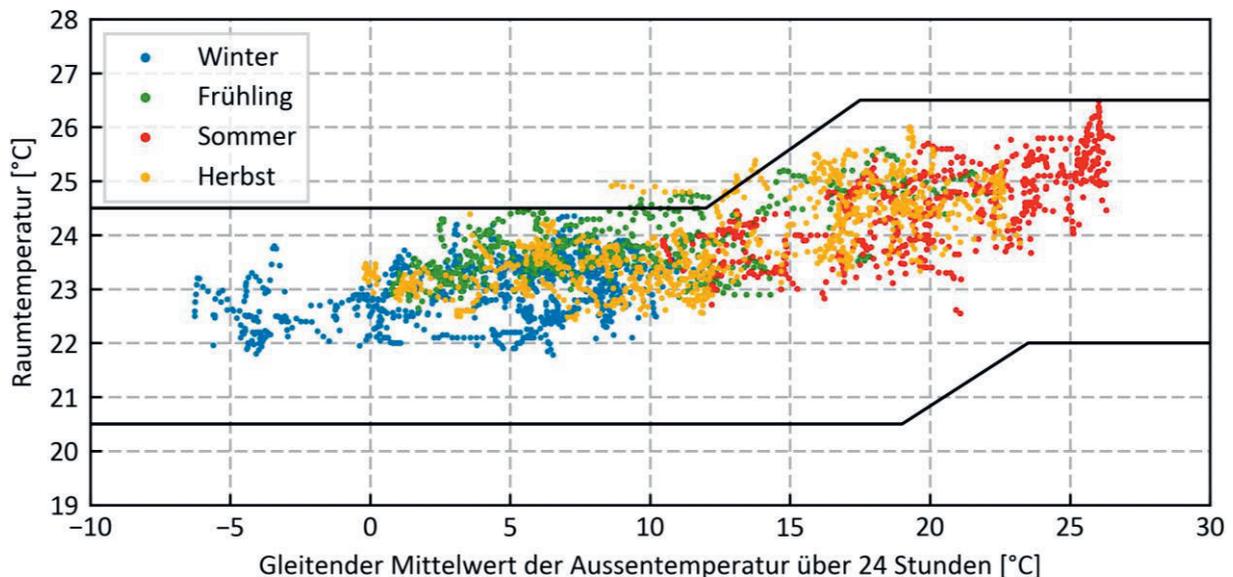


Abbildung 10: Behaglichkeitsdiagramm für ein Grossraumbüro. Messwerte Juli 2023 bis Ende April 2024, Tagesstunden von 08:00-18:00 Uhr

Abschliessend wird die Behaglichkeit betrachtet. In Abb. 10 ist die Behaglichkeitsdiagramm für ein Grossraumbüro dargestellt (Tagesstunden Juli 2023 bis April 2024). Die Raumtemperaturen befinden sich in den Winter- und Sommermonaten immer im Behaglichkeitsfeld, nur im Frühling und Herbst gibt es einige wenige Stunden mit Temperaturen ausserhalb des Behaglichkeitsfelds. Allgemein bemerkenswert sind die sehr kleinen Temperatur-Amplituden, was für einen sehr guten Komfort spricht.

## Schlussfolgerungen und Ausblick

Dieser Beitrag zeigt auf, dass durch konsequente Ausnützung eines kleinen Temperaturhubs viel Strom eingespart werden kann. Obwohl die Idee «kleine Hübe» auf den ersten Blick banal erscheinen mag, gibt es bei der Realisierung verschiedene Herausforderungen zu meistern. Eine zwingende Voraussetzung ist, dass die WP speziell für kleine Hübe gebaut ist, damit sie hohe Gütegrade erreicht. Der Einsatz einer hocheffizienten Niederhub-WP erschliesst nur einen Teil des Potenzials: Das Gesamtsystem bestehend aus Wärmequelle, Wärmepumpe, Verteil- und Abgabesystem sowie Regelung muss optimal ausgelegt werden.

Die Sanierung des Gebäudes in St. Gallen zeigt, dass mit einer ganzheitlichen Planung und Realisierung ein Gebäude mit sehr gutem Komfort und geringem CO<sub>2</sub>-Fussabdruck erreicht wird. Das Low-Tech-System mit Niederhub-WP und Geo Cooling ist einfach im Aufbau, einfach zu verstehen und zu bedienen, praktisch wartungsfrei und bietet eine hohe Flexibilität. Mit der Realisierung von hocheffizienten Niederhub-WP in Kombination mit effizienten Gebäudetechniksystemen werden markante Energieeinsparungen erzielt. Gebäude dieser Art benötigen einen Bruchteil der Energie im Vergleich zu Standard-Gebäuden und leisten damit ihren Beitrag zur Erreichung der Energie- und Klimaziele im Gebäudesektor.

## Danksagung

Die Autoren bedanken sich herzlich bei Simon Lang, Emerson Copeland, Maintal DE, für die Unterstützung auf Seite Kompressortechnik sowie Lukas Gasser, Alera energies AG, Ballwil, für die Unterstützung bei der Realisierung der Niederhub-Wärmepumpe. Weiter danken die Autoren Michael Mettler (Mettiss AG, St. Gallen, Bauherrschaft) sowie Franz Capaul (inpla ag, Flawil, Gebäudetechnikplanung) und Bern Pschorn (APTech Friedel AG, Schönengrund, Gebäudeautomation) für die sehr gute Zusammenarbeit.

## Quellen

- [1] B. Wellig, B. Kegel, M. Meier: Verdoppelung der Jahresarbeitszahl von Klimakälteanlagen durch die Ausnützung eines kleinen Temperaturhubs. BFE, 2006
- [2] Wyssen, L. Gasser, B. Wellig, M. Meier, B. Kegel: Effizientes Heizen und Kühlen mit Niedrighub-Anlagen. 16. Status-Seminar, Zürich, 2010
- [3] Wyssen, L. Gasser, B. Wellig: Effiziente Niederhub-Wärmepumpen und -Klimakälteanlagen. 19. Tagung des Forschungsprogramms Wärmepumpen und Kälte des BFE, 2013
- [4] L. Gasser, B. Wellig, M. Bättschmann, C. Meier: Hocheffiziente Turbo-Wärmepumpe für Niederhub-Anwendungen. 18. Status-Seminar, Zürich, 2014
- [5] B. Kegel, Ch. Maeder: Herausforderungen bei der Minergie-P Sanierung eines bestehenden Bürogebäudes aus den 80er Jahren. 17. Status-Seminar, 2012
- [6] R. Meister, E. Hänni: Hocheffiziente zweistufige Verdampfung. BFE, 2005
- [7] L. Gasser, I. Wyssen, T. Käch, M. Kleingries, B. Wellig: Sole/Wasser-Wärmepumpen mit kontinuierlicher Leistungsregelung. BFE, 2016



Urs Hofmeier, Schweizer Salinen

## Wärmepumpen in der Industrie gestern und heute

*Der Inhalt dieses Beitrags kann den Folien entnommen werden, welche an der Tagung am 26. Juni 2024 gezeigt werden.*

*Die Folien werden den Tagungsteilnehmern im PDF-Format zugestellt und weitere Interessierte können diese per Mail bei der Informationsstelle des FWS bestellen:*

*[claudia.mueller@fws.ch](mailto:claudia.mueller@fws.ch)*



Cordin Arpagaus, Frédéric Bless, Stefan S. Bertsch  
Institut für Energiesysteme (IES), OST Ostschweizer Fachhochschule, 9471 Buchs

BFE F&E-Projekte:

**SI/502292** IntSGHP (abgeschlossen 2021-2024)

**SI/502336** HTHP-CH (in Bearbeitung 2021-2025)

**SI/502260** DeCarbCH (in Bearbeitung 2021-2028)

## Übersicht zu Industrie- und Großwärmepumpen

### *Zusammenfassung*

*Der vorliegende Bericht bietet einen kompakten und aktuellen Überblick über Industrie- und Großwärmepumpen basierend auf den neuesten Erkenntnissen. Zunächst wird das Marktpotenzial in der Schweiz anhand von Stückzahlen, Heizleistung, Prozesswärmebedarf und Industriesektoren beschrieben. Eine Marktübersicht und Auswahl kommerziell erhältlicher Industrie- und Großwärmepumpen für hohe Vorlauftemperaturen wird vorgestellt, einschließlich Betriebskennfelder und einer Auswahl an Herstellern und Anlagenentwicklern in der Schweiz. Der Trend zu natürlichen Kältemitteln und Kältemitteln mit niedrigem Treibhauspotential wird aufgezeigt, einschließlich deren Temperaturbereiche. Effizienz und Kosten werden für technische und wirtschaftliche Studien beleuchtet. Realisierte und potenzielle Fallbeispiele von industriellen Wärmepumpen in der Schweiz werden zusammengefasst, einschließlich Geschäftsmodelle und potenzielle Wärmequellen. Die Marktbarrieren für die Marktdurchdringung werden beschrieben und aktuelle Forschungsprojekte am Institut für Energiesysteme (IES) im Bereich Hochtemperatur-Wärmepumpen (HTWP) aufgezeigt. Der Bericht schließt mit Schlussfolgerungen und einem Ausblick aus Sicht der Forschung, wobei Maßnahmen zur Beschleunigung der Marktdurchdringung von Industrie- und Großwärmepumpen hervorgehoben werden. Die Übersicht wird durch zahlreiche Literaturhinweise untermauert.*

### *Abstract*

*The present report provides a concise and up-to-date overview of industrial and large-scale heat pumps based on the latest insights. First, the market potential in Switzerland is described in terms of numbers, heating capacity, process heat demand, and industrial sectors. A market overview and selection of commercially available industrial and large-scale heat pumps for high supply temperatures are presented, including operating characteristics and a selection of manufacturers and plant developers in Switzerland. The trend towards natural refrigerants and refrigerants with low greenhouse potential is highlighted, including their temperature ranges. Efficiency and costs are examined for technical and economic studies. Realized and potential case studies of industrial heat pumps in Switzerland are summarized, including business models and potential heat sources. Market barriers to market penetration are described, and current research projects at the Institute for Energy Systems (IES) in the field of high-temperature heat pumps (HTHP) are highlighted. The report finishes with conclusions and an outlook from a research perspective, emphasizing measures to accelerate the market penetration of industrial and large-scale heat pumps. The overview is supported by numerous references.*

## Einleitung – IEA HPT Annex 58, Richtlinie VDI 4646, Ziele und Definitionen

Gemäß dem IEA HPT Annex 48 werden Industrierärmepumpen als Wärmepumpen (WP) im mittleren und hohen Leistungsbereich mit Temperaturen bis 150 °C definiert. Sie dienen der Wärmerückgewinnung und Wärmebereitstellung in industriellen Prozessen, sowie dem Heizen, Kühlen und Klimatisieren in Gewerbe- und Industriegebäuden [1].

Die Richtlinie VDI 4646 „Anwendung von Großwärmepumpen“, welche seit Januar 2024 als Entwurf erschienen ist, bezeichnet den Begriff Großwärmepumpe als WP für nicht standardisierte Anwendungsfälle in Gewerbe, Industrie, Quartieren, Nichtwohngebäuden und in der leitungsgebundenen Wärmeversorgung bei Wärmeleistungen von über 100 kW [2]. In der Studie zum „Roll-out von Großwärmepumpen in Deutschland“ werden alle WP ab einer Heizleistung von 500 kW pro Einheit als Großwärmepumpen betrachtet [3].

Ein Überblick zu industriellen WP wurde bereits auf der 25. WP-Tagung 2019 präsentiert [4]. In den letzten 5 Jahren hat sich die Zahl der WP-Produkte mit Vorlauftemperaturen von 100 °C und mehr praktisch verdoppelt [5]. Insbesondere hat sich die Hochtemperatur-Wärmepumpen (HTWP) Technologie weiterentwickelt und die Integration in industrielle Prozesse ist weiter fortgeschritten mit mehr Fallbeispielen. Auch die Zahl der wissenschaftlichen Veröffentlichungen zum Thema nimmt stetig zu. Die wesentlichen Treiber sind die Dekarbonisierung und Elektrifizierung der industriellen Prozesswärme weltweit.

Am 18. April 2024 präsentierten Experten in einem abschließenden Webinar auch die Endergebnisse des IEA HPT Annex 58 HTWP [6]. Insgesamt waren 14 Länder an diesem Projekt beteiligt, was es zu einem wahrhaft globalen Projekt machte. Ein Nachfolge-Annex steht bereits in Aussicht, und wir vom OST-IES werden uns bemühen, die Schweiz erneut vertreten zu können. Die Aufzeichnung des Webinars sowie weitere Informationen und Berichte sind auf der Homepage des Annex 58 verfügbar [7].

Zu den wichtigsten Ergebnissen gehören 4 Task Berichte:

- Task 1 Report [8]: Eine Technologieübersicht mit über 35 HTWP-Technologien für die Wärmeerzeugung über 100 °C, sowie eine Übersicht über 15 realisierte Demonstrationsbeispiele aus verschiedenen Sektoren.
- Task 2 Report [9]: Eine Beschreibung von mehr als 10 Integrationskonzepten.
- Task 3 Report [10]: Ein Leitfaden für die Umstellung auf eine WP-basierte Prozesswärmeversorgung.
- Task 4 Report [11]: Empfehlungen für die Prüfung von Industrie WP.

Der vorliegende Bericht zielt darauf ab einen kompakten und aktuellen Überblick über Industrie- und Großwärmepumpen zu geben basierend auf Erkenntnissen der letzten Jahre.

- Zunächst wird das Marktpotenzial für die Schweiz anhand von Stückzahlen, Heizleistung, Prozesswärmebedarf und Industriesektoren beschrieben.
- Dann werden eine Auswahl kommerziell erhältlicher Industrie- und Großwärmepumpen für hohe Vorlauftemperaturen vorgestellt.
- Daraufhin wird der Trend zu natürlichen Kältemitteln und Kältemitteln mit niedrigem Treibhauspotential aufgezeigt.
- Anschließend werden Effizienz und Kosten für technische und wirtschaftliche Studien beleuchtet.
- Danach werden Fallstudien von industriellen WP in der Schweiz zusammengefasst.
- Der Bericht schließt mit Schlussfolgerungen und einem Ausblick aus Sicht der Forschung.

## Stückzahlen und Heizleistung – Potenzial zur Dekarbonisierung

Im Jahr 2022 erreichte der Absatz von WP in der Schweiz mit 41'209 Einheiten, einen Höchststand, was einem Wachstum von 22,8% gegenüber 2021 entspricht [12]. Insbesondere in Ein- und Mehrfamilienhäusern haben sich WP als etablierte Technologie zur Raumheizung und Warmwasserbereitung erwiesen. Im Bereich großer Heizleistungen über 100 kW wurden 232 WP verkauft, was etwa 0,6 % aller Einheiten ausmacht.

Abbildung 1 stellt einen Vergleich der Verkaufsstatistiken von WP mit denen von Öl- und Gasheizkesseln dar und verdeutlicht, dass letztere im Bereich großer Heizleistungen dominieren. Dies betont die Dringlichkeit der Dekarbonisierung der Schweizer Industrie [13].

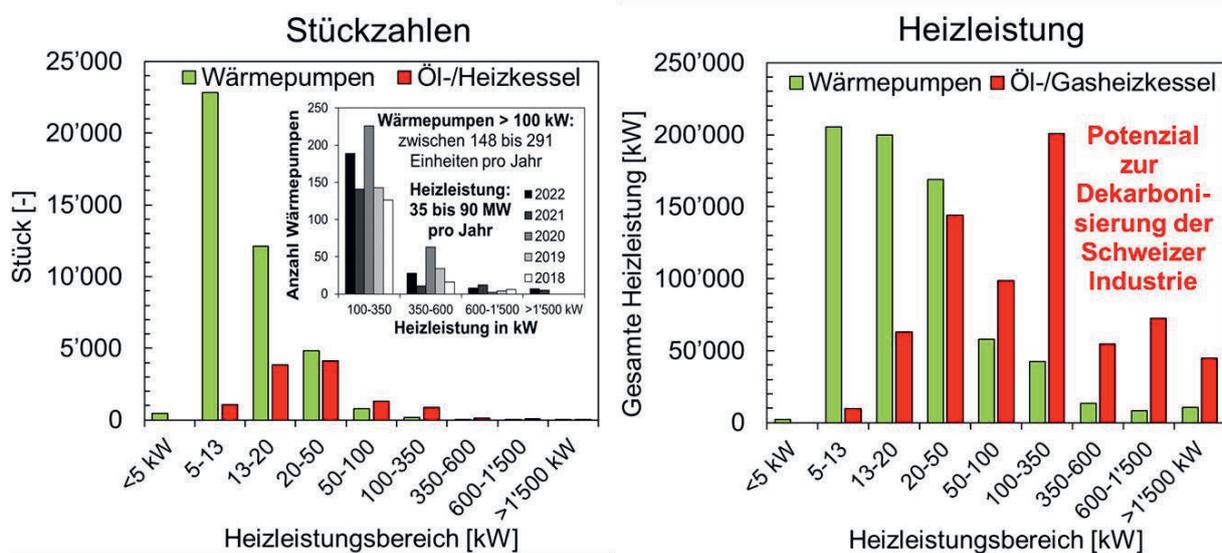


Abbildung 1: Verkaufszahlen 2022 von Wärmepumpen (41'209 Stück) und Öl-/Gasheizkesseln (11'446) in der Schweiz. Die Verteilung der gesamten Heizleistung von Wärmepumpen (grün) und Öl-/Gas-Heizkesseln (rot) verdeutlicht das Potenzial zur Dekarbonisierung der Schweizer Industrie (Eigene Darstellung [13], Datenquelle: <https://www.fws.ch/statistiken>)

## Prozesswärme und Industriektoren

Etwa 19% (152,8 PJ) des gesamten Endenergieverbrauchs in der Schweiz (795 PJ) entfallen auf die Industrie [14] (siehe Abbildung 2). Neben Raumheizung (9,5%, 14,5 PJ) und Warmwasserbereitung (1,7%, 2,7 PJ) stellt die Prozesswärme (rot markiert) den größten Anteil am Energieverbrauch dar (53,8%, 82,2 PJ oder 22,8 TWh) [14]. Etwa 48% davon basieren auf fossilen Brennstoffen (Gas, Öl, Kohle) [13].

Der größte Bedarf an Prozesswärme liegt in den Sektoren Chemie/Pharma, Mineralien, Nahrungsmittel & Getränke, Metall und Papier. Im Vergleich dazu entfällt etwa 11% (9,3 PJ) des gesamten Schweizer Prozesswärmeverbrauchs auf dem Lebensmittel-/Tabaksektor, während etwa 40% für Raumheizung und Warmwasser benötigt werden.

Eine Analyse der industriellen Prozesswärme nach Temperaturniveau zeigt, dass 18% (15,1 PJ) unter 100 °C und 11% (9,3 PJ) zwischen 100 °C und 200 °C liegen [14], was in einem Bereich liegt, der von Industrie WP abgedeckt werden kann.

Für höhere Temperaturen gibt es andere Elektrifizierungstechnologien zur industriellen Wärmeerzeugung (Power-to-Heat). Diese besitzen jedoch einen signifikant kleineren Wirkungsgrad von weniger als 1, wie z. B. Elektrokessel, Infrarothheizung, Mikrowellen- und Hochfrequenzerwärmung, Induktionsöfen, Widerstandsöfen, Lichtbogenöfen oder Plasmatechnologie [15] [16]



Abbildung 2: Die Verteilung des Prozesswärmebedarfs in der Schweiz nach Verwendungszweck und Industriesektor verdeutlicht das Potenzial für die Integration von Industriewärmepumpen auf. Derzeit werden 48% der Prozesswärme mit fossilen Brennstoffen (Gas, Öl, Kohle) erzeugt (Eigene Darstellung [13], Datenquelle: BFE [14])

Für die Schweizer Lebensmittel- und Getränkeindustrie wird bis 2050 ein wirtschaftliches Potenzial von rund 900 MW Heizleistung für WP prognostiziert [17]. Jedoch erfordert die Realisierung dieses Potenzials hohe CO<sub>2</sub>-Preise von mehreren hundert CHF/tCO<sub>2</sub> sowie zusätzliche politische Maßnahmen zur Bewältigung von Investitionshindernissen.

Andere Schätzungen zeigen, dass das CO<sub>2</sub>-Reduktionspotenzial im Schweizer Lebensmittel- und Getränkesektor durch Industrie WP zwischen 24% im konservativen Fall und 41% im optimistischen Fall liegen könnte [18].

## Marktübersicht zu Industrie- und Großwärmepumpen mit über 100 °C

Das Angebot an industriellen HTWP-Produkten ist in den letzten Jahren stetig gewachsen und hat sich seit 2018 bis 2024 praktisch verdoppelt [5]. Abbildung 3 gibt einen Überblick über 50 HTWP-Produkte dieses wachsenden Marktes sortiert nach Vorlauftemperatur über 100 °C bis 280 °C, basierend auf den gesammelten Informationen im IEA HPT Annex 58 Projekt [7,8,19] und eigenen Recherchen [5, 20–27].

Die Liste umfasst sowohl WP mit geschlossenem Kreislauf als auch offene mit mechanischer Dampfverdichtung (MVR). Die Heizleistungen erstrecken sich von etwa 10 kW bis hin zu größten Einheiten mit 70 MW (logarithmisch dargestellt in Abbildung 3). Die Kompressor Technologien sind farblich gekennzeichnet und umfassen Schrauben, Kolben, Turbo und andere, wie den Drehschieberkompressor von ToCircle, den Wärmetransformator von QPinch oder die Rotationswärmepumpe von Ecop, die ein Edelgas in einem Joule-ähnlichen Zyklus verwendet. Diese letzten Beispiele verdeutlichen, dass neben den klassischeren Carnot-Zyklen verschiedene HTWP Technologien Marktreife erlangt haben.

In den meisten Fällen werden für große Heizleistungen Turbokompressoren eingesetzt. Für große Temperaturerhöhungen müssen die Verdichter in der Lage sein, hohe Druckverhältnisse zu bewältigen. Daher bieten die Verdichter-Hersteller optimierte Konstruktionen für spezielle Anwendungen an. Für HTWP-Anwendungen müssen die Dampfverdichter vorzugsweise hohe Durchflussraten bei niedrigem Saugdruck, hohe Druckverhältnisse zur Reduzierung der Anzahl der Verdichtungsstufen, Temperaturbeständigkeit (z.B. die Notwendigkeit der Flüssigkeitseinspritzung) und langfristige Korrosionsbeständigkeit bieten.

Insbesondere zeichnet sich ein Entwicklungspotenzial für kleine Dampfkompressoren ab, um HTWP in industrielle Prozesse zu integrieren, entweder im offenen Kreislauf oder kombiniert in einem zweistufigen Zyklus mit MVR [28]. Zum Beispiel arbeiten die Kolben-Dampfkompressoren von Spilling bei Saugdrücken über 1,4 bar(a) (110 °C) und erreichen Temperatursteigerungen von bis zu 100 K mit einem 3-stufigen Verdichtungsdesign in einer Einheit. Pillers VapoFans werden in mehrstufigen MVR-Anwendungen mit Saugdrücken bis etwa 100 mbar(a) (45 °C) eingesetzt.

Enerin und Olvondo bieten HTWP mit Helium (R704) als Arbeitsmedium und doppelwirkende Kolbenkompressoren in einem Stirling-Zyklus an, die flexible Betriebsbedingungen, hohe Temperaturerhöhungen und Vorlauftemperaturen über 200 °C ermöglichen.

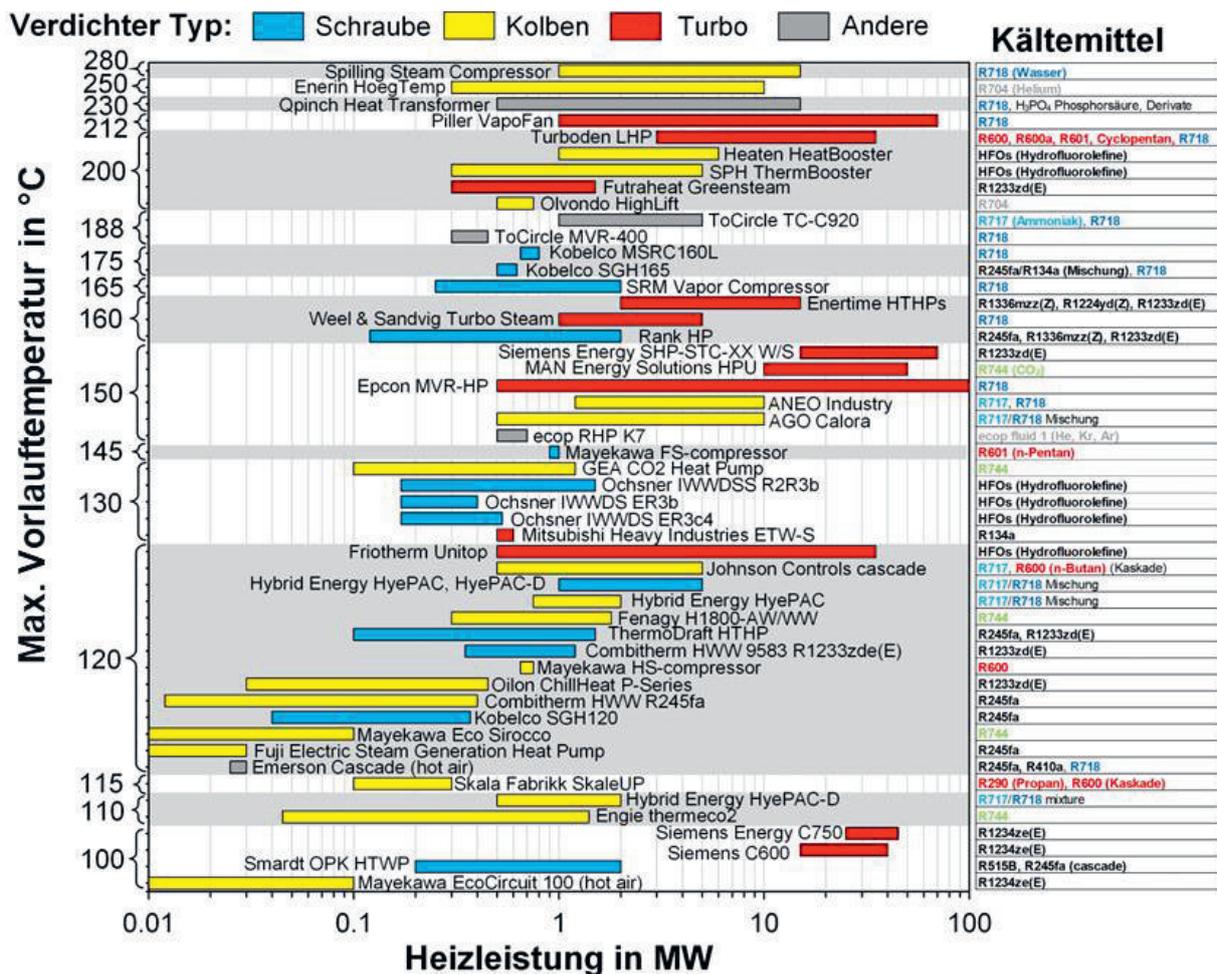


Abbildung 3: Marktübersicht zu Industrie- und Großwärmepumpen sortiert nach maximaler Vorlauftemperatur (100 bis 280 °C) und Heizleistung (logarithmisch dargestellt) in MW

In Abbildung 3 ist die Verdichter-Technologie farblich gekennzeichnet (blau: Schraube, gelb: Kolben, rot: Turbo, grau: Andere). Das Kältemittel ist in der Tabelle angegeben (Eigene Darstellung, basierend auf IEA HPT Annex 58 [7,8,19] und eigenen Recherchen [5,20–27], Hinweis: Die Daten sind Richtwerte und können je nach Anwendung variieren)

Einige Anbieter bieten geschlossene HTWP mit einer Vorlauftemperatur von 165 °C und höher unter Verwendung von HFO-Kältemitteln an, wie z.B. der HeatBooster von Heaten AS, der ThermBooster™ von SPH Sustainable Process Heat, oder die Rank®HP von Rank. Andere Hersteller realisieren dampferzeugende Wärmepumpen mit natürlichen Kältemitteln, z.B. ANEO Industry mit Ammoniak (R717) in einem geschlossenen Kreislauf und Wasser (R718) in einem offenen Kreislauf mit MVR, Mayekawa mit n-Butan (R600) oder Johnson Controls (Sabroe) mit einem R717/R600-Kaskadensystem unter Verwendung von Kolbenkompressoren.

Johnson Controls (Hybrid Energy) und AGO verwenden Ammoniak/Wasser (R717/R718) als Arbeitsmedium in einem Absorptions-/Kompressionszyklus. Dadurch werden Temperaturen von 120 °C bis zu 140 °C mit hoher Effizienz erreicht und potenziell hohe Temperaturspreizungen in der Wärmequelle und -senke erzielt. Fenagy hat kürzlich CO<sub>2</sub>-WP für die Heißwasserbereitung bis 120 °C mit Heizleistungen bis 1'800 kW auf den Markt gebracht. Weitere Hersteller mit HTWP-Produkten sind Ochsner (HFO-Kältemittel, bis zu 130 °C Vorlauftemperatur), Combitherm (HFO, bis zu 120 °C), Oilon (R1233zd(E), bis zu 120 °C), PureThermal (Pure PLUS, bis zu 120 °C), oder ThermoDraft (R1233zd(E), bis zu 120 °C).

Hersteller und Anlagenentwickler von Industrie- und Großwärmepumpen in der Schweiz sind CTA AG, Friotherm AG, MAN Energy Solutions AG, Scheco AG, SSP Kälteplaner AG, Walter Wettstein AG Kältetechnik, und Zero-C (in alphabetisch Reihenfolge, ohne Anspruch auf Vollständigkeit) [8,24,29–31].

Schließlich werden mehrere Großwärmepumpen mit einer Heizleistung von über 10 MW für Fernwärme und industrielle Anwendungen angeboten, darunter Produkte von Friotherm, MAN Energy Solutions, Turboden und Siemens Energy (siehe Tabelle 1) [5,20–26,30]. Die Wärmepumpen werden kundenspezifisch als Einzelanlagen konzipiert und in große Gesamtsysteme integriert.

Friotherm (CH)	Turboden (IT)	MAN Energy (CH)	Siemens (DE)	Ochsner (AT)	Kobelco (JP)
FRIOTHERM Heat Pump	Turboden Large Heat Pump	ETES	Gross-WP	IWWDSS R2R3b IWWHS ER3b TWIN	SGH 120/165
R1233zd(E) + R718 (Wasser)	R600, R600a, R601, C5H10	R744 (CO <sub>2</sub> )	HFOs	Öko (R245fa) R1233zd(E) (HFOs)	R245fa + R718
<b>25 MW</b>	<b>3 bis 35 MW</b>	<b>5 bis 100 MW</b>	<b>4 bis 70 MW</b>	<b>bis 750 kW TWIN bis 2.4 MW</b>	<b>bis 624 kW Kaskade 2.5 MW</b>
137 °C	200 °C	150 °C	150 °C	130 °C	165 °C



Tabelle 1: Beispiele für Großwärmepumpen für Fernwärme und industrielle Anwendungen (Eigene Darstellung aus [5,20–26,30], die Richtwerte können je nach Anwendung variieren)

## Betriebskennfelder und Kältemittel

Abbildung 4 zeigt die Betriebskennfelder einiger industrieller HTWP in Abhängigkeit von der Temperatur der Wärmequelle und Wärmesenke [24,25]. Insbesondere ist eine Überlagerung der Betriebskennfelder bei etwa 50 °C Quelle und 120 °C Senke zu erkennen. Die Betriebsgrenzen werden durch den zulässigen Kondensationsdruck, den Verdampfungsdruck, die Verdichtungsverhältnisse, den Differenzdruck an den Kolben im Verdichter, die Verdichter Drehzahl, die Gas- und Öltemperaturen am Austritt, die Schmierung und den niedrigsten zulässigen Saugdruck bestimmt.

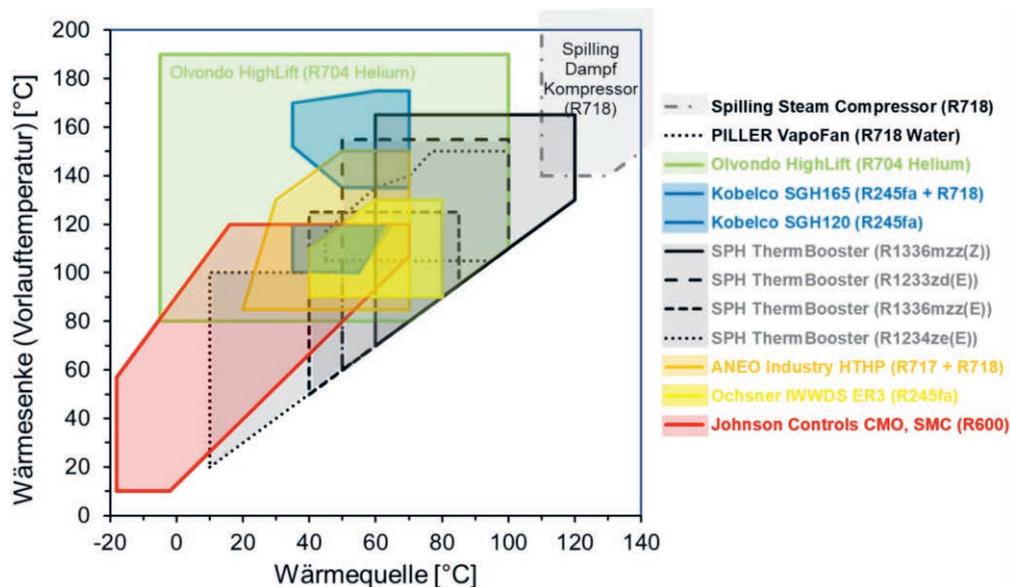


Abbildung 4: Betriebskennfelder einiger industrieller HTWP in Abhängigkeit von der Temperatur der Wärmequelle und Wärmesenke (Eigene Darstellung aus [24,25,27])

## Kältemittel Temperaturbereiche und Trend zu natürlichen Kältemitteln

Das Thema Kältemittel beschäftigt die Branche seit längerer Zeit. Eine Umfrage unter 14 Herstellern von Industrie- und Großwärmepumpen im Mai 2023 [26] verdeutlichte den Trend zu natürlichen Kältemitteln, wie R718 (H<sub>2</sub>O), R744 (CO<sub>2</sub>), R717 (NH<sub>3</sub>), R601 (n-Pentan), R600 (n-Butan), R600a (Iso-Butan), R290 (Propan), R704 (Helium) sowie synthetischer HFOs mit niedrigem GWP, wie R1336mzz(Z), R1233zd(E), R1336mzz(E), R1224yd(Z), R1234ze(E), und R1234yf.

Die Hauptkriterien für die Auswahl des Kältemittels sind die thermodynamische Eignung, die Umweltauswirkungen und der Wirkungsgrad (Effizienz, COP). Für die Entwicklungszeit, die Produktion von einem synthetischen auf ein natürliches Kältemittel umzustellen, wurden von den Herstellern Zeiträume von 6 Monaten bis 5 Jahre genannt [26]. Welche Kältemittel für welchen Temperaturbereich geeignet sind, zeigt Abbildung 5.

Darüber hinaus beschleunigt die Verordnung (EU) 2024/573 [32] (F-Gas-Verordnung) über fluorierte Treibhausgase (F-Gase), die seit dem 11. März 2024 in Kraft ist, den Ausstieg aus den F-Gasen durch strengere Vorschriften. Die auf dem Markt verfügbaren Mengen an teilhalogenierten Fluorkohlenwasserstoffen (HFKW) werden bis 2050 schrittweise begrenzt.

Zusätzlich gibt es erweiterte Verbote für die Verwendung von Kältemitteln mit einem GWP > 150 und in einigen Bereichen GWP > 750.

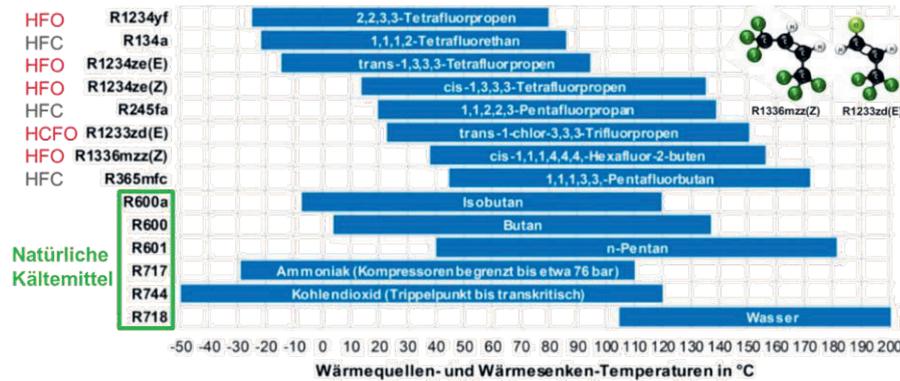


Abbildung 5: Einsatzbereiche von verschiedenen Kältemitteln bei Industrie- und Großwärmepumpen, untere Grenze: Siedetemperatur bei 1 bar + 5 K Grädigkeit im Wärmeübertrager, obere Grenze: 15 K unterhalb der kritischen Temperatur, Ausnahme bei R744 und R718 (Eigene Darstellung aus [22,24,26,27,33])

Intensiv diskutiert wird auch die Beschränkung von PFAS (per- und polyfluorierte Alkylverbindungen), welche die meisten synthetischen HFKW- und HFO-Kältemittel betreffen würde [22]. Wenn diese Kältemittel in die Atmosphäre freigesetzt werden, können sich schädliche Abbauprodukte bilden. Eine schnelle Entscheidung in diesem Bereich wäre notwendig, um Planungssicherheit zu erhalten. Natürliche Kältemittel und Kohlenwasserstoffe sind von der F-Gase-Verordnung und PFAS nicht betroffen.

In der Schweiz haben die europäischen Verordnungen (F-Gase, REACH) keine rechtliche Wirkung. Das Bundesamt für Umwelt (BAFU) verfolgt aber die fachliche Diskussion und die rechtlichen Entwicklungen im EU-Raum. Eine Angleichung der Chemikalien-Risikoreduktions-Verordnung (ChemRRV, 814.81) Anhang 2.10 (Kältemittel) tritt voraussichtlich per 1. Januar 2025 in Kraft.

## Effizienz und spezifische Investitionskosten

Abbildung 6 (links) stellt die COP-Werte für verschiedene industrielle WP in Funktion vom jeweiligen Temperaturhub dar. Die COP-Werte nehmen mit zunehmendem Temperaturhub ab (gemäß Carnot). Die durchschnittliche Gütegradkurve liegt bei 45% [33,34]. Der mittlere COP liegt bei etwa 3,0 bei einem durchschnittlichen Temperaturhub von 60 K.

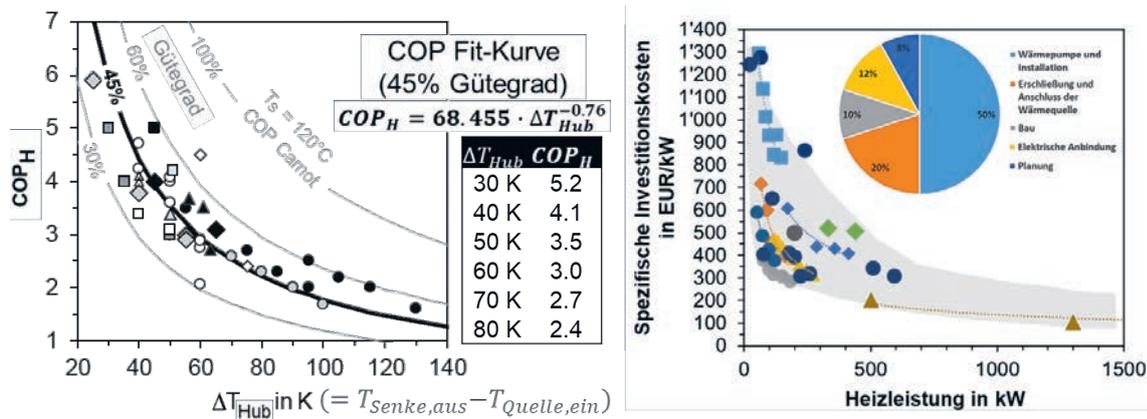


Abbildung 6: Links: COP von industriellen WP (COP-Fit:  $COP_H = 68.455 \cdot \Delta T_{Hub}^{-0.76}$ ) [33,34]. Rechts: Spezifische Investitionskosten für industrielle WP in Funktion der Heizleistung (Eigene Darstellung, basierend auf Preisinformationen von WP-Herstellern in Europa und [35])

Die spezifischen Investitionskosten (excl. Integration und Planung) für industrielle WP sind in Abbildung 6 (rechts) in Funktion der Heizleistung dargestellt. Die Daten basieren auf Preisinformationen von WP-Herstellern in Europa und sind indikativ und können je nach anwendungsspezifischen Parametern in den endgültigen Installationen variieren. Die angegebenen Werte im Kuchendiagramm geben einen Anhaltspunkt für die Aufteilung der Gesamtinvestition auf Einzelposten eines Großwärmepumpenprojekts. Etwa die Hälfte, nämlich 50%, entfällt auf die Wärmepumpe selbst und deren Installation [35].

## Geschäftsmodelle für Industrie- und Großwärmepumpen

Untersuchungen von Geschäftsmodellen für industrielle WP anhand von Interviews mit Herstellern, Endkunden, und Forschern zeigen, dass das am weitesten verbreitete Geschäftsmodell das Direct2Customer-Modell ist, das in erster Linie den Direktverkauf an den Endkunden umfasst (Kauf, Eigentum) [22,36,37]. Hinzu kommen Einnahmen aus der Installation und Inbetriebnahme sowie spätere Dienstleistungen aus Wartung und Instandhaltung. Neue Marktchancen eröffnen sich durch hoch kundenintegrierte Geschäftsmodelle wie Energy-as-a-Service (EaaS) und insbesondere Heat-as-a-Service (Haas).

Beim Energy-Contracting plant, finanziert, baut und betreibt der Contractor eine industrielle WP für den Kunden auf eigene Kosten für eine vorher festgelegte Laufzeit. Das gesamte unternehmerische Risiko wird auf den Contractor ausgelagert. Der Kunde zahlt für die gelieferte Wärme (z.B. in kWh). Am Ende der Vertragslaufzeit geht die Anlage oft in das Eigentum des Kunden über. Allerdings bieten derzeit nur wenige Energiedienstleister solche Geschäftsmodelle für industrielle WP an [22].

Technoökonomische Studien verdeutlichen, dass die Marktattraktivität mit einem niedrigeren Preisverhältnis von Strom zu Gas steigt [22,24,27]. Elektrizität ist in vielen europäischen Ländern jedoch teurer als fossile Brennstoffe. Die Dekarbonisierung erfordert deshalb eine verstärkte Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien. Zu den meist genannten alternativen Technologien gehören vor allem Elektrokessel, Biomasse und Biogas [22].

## Wärmequellen für Industrie- und Großwärmepumpen

Industrie- und Großwärmepumpen sind auf eine vorhandene, technisch nutzbare Wärmequelle angewiesen, die eine möglichst hohe Verfügbarkeit, eine hohe und nahezu konstante Quellentemperatur und eine möglichst hohe Energiedichte aufweist.

Abbildung 7 (links) zeigt eine statistische Übersicht der Großwärmepumpen in Wärmenetzen in der Schweiz [30,38]. Mit Stand vom 8. Mai 2024 sind in rund 14% (193 von 1'428) der erfassten thermischen Netze Großwärmepumpen gekoppelt. Zu den wichtigsten Wärmequellen gehören Grundwasser (58 Anlagen), Abwasser (46), oberflächennahe Geothermie (39), See- und Flusswasser (38), und Luft (12).

Abbildung 7 (rechts) zeigt typische Quellentemperaturen (inkl. Niedertemperatur-Abwärme und Rauch-/Abgas bis 50 °C) und Einschätzungen zu Temperaturschwankungen (gering, mittel, hoch, individuell) [35].

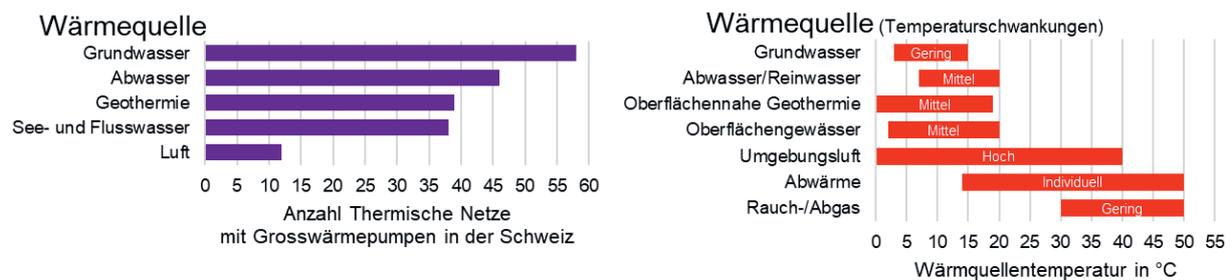


Abbildung 7: Links: Wärmequellen von Großwärmepumpen in thermischen Netzen in der Schweiz (14% bzw. 193 von 1'428 erfassten thermischen Netzen sind an eine Großwärmepumpe gekoppelt) (Eigene Darstellung, Datenquelle: opendata.swiss [30,38], Stand 8. Mai 2024), Rechts: Typische Wärmequellentemperaturen (Eigene Darstellung, Datenquelle: AGFW Juli 2023 Praxisleitfaden Großwärmepumpen [35])

Bei der thermischen Nutzung von **See- und Flusswasser** entziehen Großwärmepumpen dem Wasser laufend Energie. Dazu wird eine Leitung etwa 20 m bis 40 m tief in den See gelegt und das etwa 4 °C bis 10 °C warme Wasser ans Ufer gepumpt [39]. In einer Übergabestation trennt ein Wärmeübertrager das System hydraulisch in einen sekundären Heizungskreislauf zum Schutz der Gewässer. Grundsätzlich ist der Nachweis zu erbringen, dass die gesetzlichen Vorgaben der Gewässerschutzverordnung (GSchV 814.201, Anhang 2) zur Abkühlung der Quelle eingehalten werden (gegenüber dem möglichst unbeeinflussten Zustand, höchstens 3 °C in Fließgewässer bzw. 1.5 °C in Forellenregion, max. 0.5 °C in stehenden Gewässer). Dabei darf die Wassertemperatur nach weitgehender Durchmischung 25 °C nicht übersteigen [39].

Für die Nutzung von **Grundwasser** sind ein Entnahme- und ein Schluckbrunnen erforderlich [40]. Die Tiefe der Brunnen richtet sich nach dem jeweiligen Grundwasserspiegel und liegt in der Regel zwischen 5 m und 20 m [35]. In Wasserschutzgebieten ist die Nutzung durch WP nicht möglich, in anderen Gebieten wird eine wasserrechtliche Bewilligung benötigt (Gewässerschutzgesetz, GSchG 814.20, Kapitel 2).

Bei der **oberflächennahen Geothermie** nutzen Großwärmepumpen die im Erdreich vorhandene Wärme bis zu einer Tiefe von rund 400 m [35,41]. Ab 10 m Tiefe weist Erdreich eine über das ganze Jahr nahezu konstante Temperatur von etwa 11 °C auf, die in weiterer Tiefe

um rund 1 °C pro 30 m zunimmt [40]. Bei typischen Bohrtiefen zwischen 100 m und 300 m ergeben sich somit Quellentemperaturen von 12 °C bis 15 °C, was im Winter höhere Leistungszahlen als mit Umgebungsluft ermöglicht [40]. Werden mehrere Erdwärmesonden in einem Erdsondenfeld angeordnet, ist die gegenseitige thermische Beeinflussung bei der Auslegung durch entsprechende Abstände zu berücksichtigen. Ein sinnvoller Regenerationseffekt im Erdreich ist vorteilhaft. Das Erdreich kann so als Saisonspeicher genutzt werden (Wärmeentzug im Winter, Regeneration im Sommer) [40].

Die Wärmenutzung aus **Abwasserkanälen** erfolgt mehrheitlich über eingelassene Kanalwärmetauscher [42] oder Abwasserschächte [43]. Die Wärme des Abwassers wird auf ein im Wärmetauscher zirkulierendes Medium übertragen. Bei Temperaturen von 12 bis 20 °C ist Abwasser eine geeignete Quelle für WP für Heizzwecke [42,43]. Wirtschaftliches Potenzial haben Sammelkanäle von mindestens 0.8 m Durchmesser und einem Trockenwetterabfluss von mindestens 10 L/s, was einer Abwassermenge von ca. 5'000 Einwohnern entspricht [40]. Herausforderungen sind stark variierende Durchflussraten sowie Verschmutzungen.

Eine zentrale Nutzung von Abwasserwärme bietet sich bei **Abwasserreinigungsanlagen** (ARA) an. Besonders interessant ist dabei die Nutzung der vorhandene Restwärme des Klärwassers im Auslauf der ARA. Das Potenzial für die Wärmenutzung sind beispielsweise im Geoportal des Bundes [geo.admin.ch](http://geo.admin.ch) abrufbar. Bei typischen Wassertemperaturen im Winter von über 8 °C ist in der Regel eine Abkühlung um mindestens 4 K möglich [40]. Ähnlich wie bei Flüssen und Seen gibt es biologische Aspekte, welche die Abkühlung über eine Mindesttemperatur regeln. Auch die Qualität des Klärwassers sind zu beachten (z.B. Verschmutzung von Anlagenteilen durch Ablagerungen von biologischen Schwebstoffen) [35].

**Umgebungsluft** eignet sich besonders an Standorten, wo Erdsonden nicht zulässig oder andere Wärmequellen, wie See-, Fluss oder Grundwasser, nicht verfügbar oder zugänglich sind. Aufgrund der Temperaturschwankungen der Luft (Tag/Nacht, Sommer/Winter) ist die Jahresarbeitszahl geringer. Luft/Wasser-Großwärmepumpen eignen sich deshalb besonders zur Deckung der Grundlast im Sommer bis in die Übergangszeiten [35]. Oft zirkuliert ein Wasser-Glykol-Gemisch in einem Zwischenkreislauf, um Kältemittelfüllmengen zu reduzieren (z.B. rund 900 kg NH<sub>3</sub> Füllmenge werden pro 1 MW Heizleistung eingesetzt) [44]. Bezüglich Aufstellort sind Geräuschemissionen der Luft-Verdampfer in unmittelbare Umgebung zu beachten. Wie Dänemark zeigt, sind Luft/Wasser-Großwärmepumpen eine machbare Lösung für Wärmenetze. Von 155 WP in dänischen Wärmenetzen sind etwa 88 Luft/Wasser-Großwärmepumpen (78%) mit einer medianen Heizleistung von rund 2,0 MW. Typische VL- bzw. RL-Temperaturen liegen bei 70 bis 75 °C bzw. 40 °C. Die erforderliche Aufstellfläche der Luft-Verdampfer beträgt zwischen 75 bis 125 m<sup>2</sup> pro MW Heizleistung bei -1 °C Lufttemperatur [44].

**Industrielle, gewerbliche oder sonstige Abwärme** (z.B. Kühlwasser, Abwärme von Kältemaschinen, Abluftströme aus Fertigungsprozessen und andere unvermeidbare Wärmeverluste aus Energieumwandlungsprozessen [45]) kann eine geeignete Wärmequelle für eine industrielle WP sein, wenn das Temperaturniveau der Abwärme niedriger als das des Verwendungszwecks [45] und durch Wärmeübertrager technisch erschließbar ist [35]. Abwärme über 70 °C ist in erster Priorität betriebsintern zu nutzen, kann theoretisch aber auch direkt für Fernwärme genutzt werden (Stichwort Sektorkopplung) [40]. Im Gegensatz zu anderen Wärmequellen ist industrielle Abwärme abhängig vom dahinterliegenden Prozess. Eine entscheidende Rolle zur Erhöhung der Nutzbarkeit spielen Wärmespeicher, welche

schwankend anfallende Abwärme zwischenspeichern und so die Versorgung ausgleichen. Bei komplexen Prozessen mit Abwärmepotenzial empfiehlt es sich, den Prozess präzise zu untersuchen mittels Energieanalyse (z.B. Anwendung der Pinch-Analyse [33,46,47]). Eine aktive Wärmerückgewinnung (WRG) mit Wärmepumpe soll erst nach der Umsetzung der passiven Potentiale durch eine WRG erfolgen.

**Rauchgase oder Abgase** sind eine spezielle Form der Abwärme. Durch eine Rauchgaskondensation ist ein erheblicher Wärmegeinn zu erreichen. Eine aktuell häufig diskutierte Abwärmequelle stellen auch **Rechenzentren bzw. Serverräume** dar [35]. Abwärmekataster auf GIS-Plattformen bieten eine mögliche Informationsgrundlage für die Potenzialermittlung [17,48–50].

## Fallbeispiele von Industrie- und Großwärmepumpen

Das internationale IEA HPT Annex 48 Projekt [51] hat aufgezeigt, dass mehr als 25% der 342 dokumentierten industriellen WP-Anwendungen in der Lebensmittel- und Getränkeindustrie zu finden sind, darunter Bierbrauereien, Fruchtsafthersteller, Weinkellereien, Molkereien (z.B. für die Milchverarbeitung, Trocknung von Milchpulver, Eiscreme), Bäckereien, Schlachthöfe, Hersteller von Käse, Schokolade, Tiefkühlkost, Teigwaren, Zucker und andere.

Verwendete Wärmequellen sind Abwärme aus Kühlanlagen, Fermentationsprozessen, Abwasser, Abluft aus Trocknungsanlagen oder Kühler aus Koch-, Verdampfungs- und Destillationsprozessen bei etwa 30 °C bis 70 °C.

Auch in der Schweiz gilt die Lebensmittel- und Getränkeindustrie als wichtigster Sektor für industrielle WP [52], da hier der Prozesswärmebedarf bei relativ niedrigen Temperaturen liegt, typischerweise zwischen 80 °C und 200 °C [33,53–55] und es insgesamt ein breites Anwendungsspektrum gibt bei der Erwärmung von Prozesswasser, Cleaning in Place (CIP) und Waschanlagen, Trocknung, Pasteurisierung, Sterilisation, Kochen, Eindickung, Verdampfung und Destillationsprozessen [33]. Darüber hinaus besteht gleichzeitig ein großer Bedarf an der Kühlung von Lebensmitteln in Lagerhäusern, um die Haltbarkeit zu verlängern.

Die Pinch-Temperaturen liegen oft in einem Bereich, der von industriellen WP abgedeckt werden kann, z.B. Milchprodukte (60 °C), Käse (40 °C), Zucker (70 °C), Schokolade (25 °C), Brot (25 °C), Bier (15 °C), Tabak (65 °C) und Fleisch (25 °C) [18].

Tabelle 2 fasst einige realisierte [25,29,56–64] und potenzielle Fallbeispiele (ELSA, Crema SA, Gustav Spiess AG [25,56,65,66]) von industriellen WP in der Schweizer Lebensmittel- und Getränkeindustrie zusammen, geordnet nach Firma, Anwendung, Prozess, Heizleistung, Temperaturbereich, und Temperaturhub.

Firma, Ort	Anwendung, Prozess	Heizleistung (kW)	Temperatur Bereich (°C)	$\Delta T_{\text{Hub}}$ (K)
Kably SA, Trubschachen	Warmwasser für die Keksherstellung	471	20 - 65	45
Kellermann AG, Ellikon an der Thur	Warmwasser für die Beheizung von Gewächshäusern	1000	6 - 65	59
Hilcona AG, Schaan (LI)	Heißwasser für frische Fertiggerichte	507	31 - 67	36
Nutrex, Busswil bei Büren	Essiggärung und Pasteurisierung	194	30 - 70	40
Schokoladenfabrik Maestrani, Flawil	Warmwasser, Heizung, Kühlung	276	17 - 70	53
Feldschlösschen, Rheinfelden	Heißwasser für die Pasteurisierung von Bier	400	16 - 73	57
Schlachthaus, Zurich	Heißwasser für Reinigung	800	20 - 90	70
Bergkäserei, Gais Appenzell	Heißwasser für die Käseherstellung, Erhitzung	520	18 - 92	74
GVS Weinkellerei, Schaffhausen	Heißwasser für die Reinigung, Heizung, Kühlung	63	37 - 95	58
New Roots AG, Oberdiessbach	Kaltluft und Prozesswasser für Käse	n.a.	37 - 105	68
Gustav Spiess AG, Berneck	Dampf für die Wursterstellung	550	50 - 115	65
Crema SA, Villars sur Glâne	Heißluft für Trocknungsprozesse von Milchprodukten	940	38 - 120	82
ELSA, Estavayer-le-Lac	Dampf für CIP-Prozess in der Milchproduktion	3150	50 - 148	98

Tabelle 2: Fallbeispiele von industriellen WP-Anlagen in der Schweiz aus der Lebensmittel- und Getränkeindustrie, gegliedert nach Firma, Ort, Anwendung, Prozess, Heizleistung, Temperaturbereich, und Temperaturhub (Datenquellen: [25,29,56–64])

Die realisierten industriellen WP werden hauptsächlich zur Erzeugung von Warmwasser, Heißluft, Dampf und Kälte eingesetzt für die Produktion von Keksen, Gemüse, Fertiggerichten, Käse, Schokolade, Bier, Fleisch, Wurst, Milchprodukten und Getränken. Traditionell decken Ammoniak ( $\text{NH}_3$ ) Kälteanlagen den größten Teil des Kühlbedarfs, und die WRG aus den Kondensatoren ist eine geeignete Wärmequelle für die Integration von WP, wie mehrere Beispiele zeigen.

Weitere Fallbeispiele von umgesetzten HTWP mit Vorlauftemperaturen von über 100 °C wurden im finalen Webinar des IEA HPT Annex 58 am 18. April 2024 präsentiert [6] und sind im Task 1 Report [8] zusammengefasst. Außerdem werden derzeit industrielle HTWP im Rahmen von EU-finanzierten Projekten demonstriert, wie DryFiciency ([www.dryficiency.eu](http://www.dryficiency.eu)) [67], Push2Heat ([www.push2heat.eu](http://www.push2heat.eu)) [68], oder SPIRIT ([www.spirit-heat.eu](http://www.spirit-heat.eu)) [69].

## Energieeinsparungen und Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen

Wie Tabelle 3 anhand von verschiedenen Beispielen aus der Schweiz [24,29] verdeutlicht, führt der Ersatz von Gas- und Ölkesseln durch Industrie- und Großwärmepumpen zu signifikanten Energieeinsparungen (20% bis 80%) und Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen (30% bis 90%).

Fallbeispiel	Energieeinsparungen	Reduktion der CO <sub>2</sub> Emissionen
Schlachthaus Zürich	2'560 MWh fossile Brennstoffe	30% (510 t CO <sub>2</sub> /a) (520 t CO <sub>2</sub> /a*)
Schokoladenfabrik Maestrani	882 MWh Gas*	179 t CO <sub>2</sub> /a (2013 bis 2020)
Fernwärme Champagne	3'054 MWh Gas*	620 t CO <sub>2</sub> /a
Fernwärme Laurana	1'435 MWh fossile	42% (1'746 t CO <sub>2</sub> /a)
Käserei Gais Appenzell	1'500 MWh Gas	305 t CO <sub>2</sub> /a*
GVS Landi Getränke	26'000 L Öl/a	40% (69 t CO <sub>2</sub> /a*)
Nutrex AG Fermentation	bis zu 65'000 L Öl/a	310 t CO <sub>2</sub> /a (bis zu 172 t CO <sub>2</sub> /a*)
Härtereier Gerster AG Metalle	80% (800 MWh Gas)	160 t CO <sub>2</sub> /a (162 t CO <sub>2</sub> /a*)
Kellermann Gemüse	4'729 MWh Gas*	960 t CO <sub>2</sub> /a
Kambly SA Biscuits	25% (493 MWh Gas*)	90% (100 t CO <sub>2</sub> /a)
Fernwärme Casino Aarau	40% bis 2035	n.v.
Mifa AG Home Care & Nutrition	20% (4'729 MWh Gas*)	60% (960 t CO <sub>2</sub> /a)
Bachem AG Biotech	1'478 MWh Gas*	300 t CO <sub>2</sub> /a
Feldschlösschen Bier	75% (11'160 MWh fossile)	2'265 t CO <sub>2</sub> /a*
ARA Altenrhein Abwasser	14'778 MWh Gas*	3'000 t CO <sub>2</sub> /a

Tabelle 3: Energieeinsparungen und Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen von Industrie- und Großwärmepumpen in der Schweiz [24,29]. \*Annahmen für CO<sub>2</sub> Emissionsfaktoren [70]: Gas: 0.203 t CO<sub>2</sub>/MWh, Öl: 0.00265 t CO<sub>2</sub>/L Öl

## Marktbarrieren – Warum erfolgt die Marktdurchdringung nur langsam?

Obwohl industrielle HTWP mit Vorlauftemperaturen über 100 °C auf dem Markt erhältlich sind (siehe Abbildung 3, Tabelle 1), gibt es bisher nur wenige praktische Implementierungsbeispiele [6,8]. Die Marktdurchdringung wird durch einen niedrigen Standardisierungsgrad erschwert [22,27,71]. Ein Hauptgrund dafür ist, dass industrielle HTWP meist an den spezifischen industriellen Prozess angepasst werden müssen (maßgeschneiderte Designs, d.h. kleine Losgrößen, geringer Skaleneffekt), was eine spezialisierte Planung, Konstruktion, Fertigung und Installation erfordert.

Diese Situation stellt eine hohe Markthürde dar, die für viele potenzielle Kunden ein zu großes Risiko sowie zu viel Zeit, Kosten und Komplexität mit sich bringt, da sie eine zeitnahe und vorhersehbare Lösung verlangen. Andererseits fehlt es den HTWP-Herstellern und -Designern noch an einer kritischen Masse von Kunden, um standardisierte Lösungen zu entwickeln, welche die Kosten und den Planungsaufwand reduzieren könnten.

Die Beschleunigung der Marktdurchdringung erfordert ein abgestimmtes Vorgehen aller relevanten Akteure in der Wertschöpfungskette. Um Unternehmen einen An Schub bei der Realisierung des wirtschaftlichen und ökologischen Potenzials von industriellen HTWP zu verschaffen, ist es notwendig, ein wettbewerbsfähiges Geschäftsumfeld zu schaffen, das die Implementierung industrieller HTWP beschleunigt. Dies sollte das Ziel und die Mission der Wärmepumpenindustrie sein.

Aus Sicht der Autoren am Institut für Energiesysteme (IES) erfordert die Beschleunigung der Markteinführung von Industrie- und Großwärmepumpen insbesondere [71]:

- Richtlinien für die Anwendung von Großwärmepumpen [2].
- Richtlinien zur Integration von industriellen WP in industrielle Prozesse mit Speichern zum Ausgleich zeitlicher Schwankungen im Wärmebedarf und zur Effizienzsteigerung nicht-kontinuierlicher Prozesse [47,72].

- Pilotprojekte, um aus Erfahrungen zu lernen, Implementierungsrisiken zu reduzieren und das Anwendungspotenzial zu vervielfachen (Scale-up von Funktionsmodellen in den industriellen Maßstab [73]).
- Technoökonomische Studien und Fallbeispiele von erfolgreichen Integrationen im Vergleich zu alternativen Technologien [25,74–80].
- Schulung von qualifiziertem Personal, das in der Lage ist, industrielle WP optimal zu integrieren (Weiterbildungskurse, Wissensaustausch in der WP-Branche).
- Unterstützung für eine schnelle Umsetzung, um Investitionen in weniger optimale Energielösungen zu vermeiden, welche die Einführung industrieller WP in der Zukunft blockieren.
- Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Steuern und der Preise für fossile Brennstoffe als externe Faktoren, um die Industrie zu einer schnellen Dekarbonisierung zu bewegen.
- Stärkere Regulation fossiler Brennstoffe.
- Abfederung des Investitionsrisikos bei der Umsetzung von Wärmepumpenanlagen in der Industrie.

### Forschungsausblick – Wo gibt es Forschungsbedarf?

In den letzten Jahren haben viele Forschungsprojekte zum Thema industrielle HTWP auf nationaler und internationaler Ebene begonnen. Einige dieser Projekte tragen durch technologische Verbesserungen zur Wertschöpfung bei, andere durch die Analyse einzelner Fallstudien aus technischer oder wirtschaftlicher Sicht.

Aktuelle Forschungsprojekte am Institut für Energiesysteme (IES) im Bereich HTWP sind (Abbildung 8):

- Demonstration von HTWP zur Dampferzeugung in der Industrie [68,69,81].
- Experimentelle Untersuchungen zu Skalierungseffekten von HTWP [73].
- Steigerung der Effizienz (COP) von WP durch mehrstufige Kreisläufe [82] und optimierte Zykluskonfigurationen [83] (z.B. transkritische Kreisläufe [84]).
- Entwicklung optimierter Kältemittelgemische für hocheffiziente WP, die genau auf die Temperaturanforderungen einzelner Industrieprozesse abgestimmt sind [85–88].
- Einsatz natürlicher Kältemittel wie Kohlenwasserstoffe, CO<sub>2</sub> oder H<sub>2</sub>O [81].
- Techno-ökonomische Analysen von HTWP zur Abwärmenutzung [75,78,80,89].
- Geschäftsmodelle für industrielle WP [22,37].

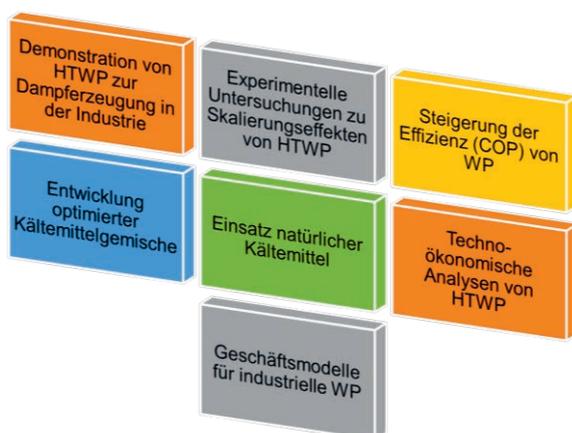


Abbildung 8: Forschungsprojekte am Institut für Energiesysteme (IES) im Bereich HTWP

## Schlussfolgerungen

### Hochtemperatur-Wärmepumpen (HTWP): Eine Schlüsseltechnologie zur Dekarbonisierung

HTWP sind essenziell, um die Dekarbonisierung von Niedertemperatur-Prozesswärme in der Industrie voranzutreiben. Trotz ihrer Bedeutung ist die Marktdurchdringung schleppend, da Wissen über optimale Integration, Auslegung, Regelung und dynamisches Verhalten fehlt, was bisher zu wenigen praktischen Anwendungsbeispielen führt.

### Verfügbarkeit und technische Machbarkeit

Industrie- und Großwärmepumpen sind zunehmend verfügbar (Technologie-Reifegrad 8 bis 9). Innovationen im Bereich HTWP schreiten voran, wie das IEA HPT Annex 58 darstellt. Es gibt zahlreiche realisierte Referenzen, Demonstrationsprojekte und Fallstudien, die Anwendungen wie heißes Wasser, heiße Luft für Trocknungsprozesse und Niederdruckdampf aufzeigen.

### Wirtschaftliche Bedingungen

Die Marktattraktivität von Industrie- und Großwärmepumpen hängt vor allem vom Verhältnis der Strom- zu Gaspreise und dem COP ab (Temperaturhub der Anwendung). Länder mit günstigen Bedingungen sind hier im Vorteil. Das Direkt2Customer-Modell (Direktverkauf, Installation, Inbetriebnahme, Wartung) ist das am weitesten verbreitete Geschäftsmodell.

### Nachhaltige Kältemittel

Verordnungen (F-Gas, ChemRVV) fördern den Einsatz natürlicher Kältemittel wie H<sub>2</sub>O (R718), CO<sub>2</sub> (R744), NH<sub>3</sub> (R717), Kohlenwasserstoffe (R290, R600, R601) und synthetischer HFO/HCFO mit niedrigem GWP (R1336mzz(Z), R1233zd(E), R1224yd(Z), R1234ze(E)).

### Forschung und Entwicklung

Weltweit gibt es eine hohe Forschungsaktivität im Bereich HTWP. Zukünftige Entwicklungen konzentrieren sich auf spezifische Kreislaufdesigns, um genau auf Temperaturanforderungen abzustimmen, große Temperaturhübe und Dampferzeugung zu ermöglichen. Maßgeschneiderte Integrationskonzepte sind entscheidend, um signifikante Energieeinsparungen und CO<sub>2</sub>-Reduktionen zu erzielen.

### Herausforderungen und Chancen

In der Schweiz gibt es bisher nur wenige installierte Beispiele für industrielle WP mit Vorlauftemperaturen über 100 °C, obwohl das Potenzial, insbesondere in der Lebensmittel- und Getränkeindustrie, groß ist. Demonstrationsprojekte und eine verstärkte berufliche Ausbildung sind notwendig, um Planungssicherheit zu schaffen und das Risiko für industrielle Kunden zu mindern. Die Bedeutung von Großwärmepumpen in Wärmenetzen ist erheblich. Bereits heute nutzen etwa 14% der thermischen Netze in der Schweiz Großwärmepumpen, wobei sinnvolle Wärmequellen Grundwasser, Abwasser, Erdwärme, See- und Flusswasser sowie Luft sind.

## Dank

Die Autoren danken dem Bundesamt für Energie (BFE) für die finanzielle Unterstützung der Projekte Annex 58 HTHP-CH – Integration of High-Temperature Heat Pumps in Swiss Industrial Processes (Projekt Nr. SI/502336), IntSGHP – Integration of Steam-Generating Heat Pumps in Industrial Sites (Retrofit) (SI/502292) und SWEET (SWiss Energy research for the Energy Transition) Projekts DeCarbCH (DeCarbonisation of Cooling and Heating in Switzerland) (SI/502260, [www.sweet-decarb.ch](http://www.sweet-decarb.ch)).

## Literatur

- [1] IEA HPT. ANNEX 48: Industrial Heat Pumps, Second Phase, Website 2019. <https://heatpumpingtechnologies.org/annex48/>
- [2] VDI (Verein Deutscher Ingenieure). VDI 4646: Anwendung von Großwärmepumpen, Mögliches Erscheinungsdatum: 2024-02 2024:103. <https://www.vdi.de/richtlinien/details/vdi-4646-anwendung-von-grosswaermepumpen>
- [3] Agora Energiewende, Fraunhofer IEG. Roll-out von Großwärmepumpen in Deutschland: Strategien für den Markthochlauf in Wärmenetzen und Industrie 2023:1–139
- [4] Arpagaus C, Bless F, Bertsch SS, Schiffmann J. Wärmepumpen für die Industrie: Eine aktuelle Übersicht. 25. Tagung des BFE-Forschungsprogramms “Wärmepumpen und Kälte”, 26. Juni 2019, BFH Burgdorf, Schweiz, 2019, p. 1–15
- [5] Arpagaus C. Introduction to the Steam Generating Heat Pumps Webinar 2024. OST Webinar, 18 March 2024 2024:1–25. [https://www.sweet-decarb.ch/fileadmin/downloads/Presentations\\_File/Presentation\\_Cordin\\_Arpagaus\\_Introduction\\_Steam-Generating\\_Heat\\_Pumps\\_Webinar\\_2024\\_OST.pdf](https://www.sweet-decarb.ch/fileadmin/downloads/Presentations_File/Presentation_Cordin_Arpagaus_Introduction_Steam-Generating_Heat_Pumps_Webinar_2024_OST.pdf)
- [6] IEA HPT Heat Pumping Technologies. Final Webinar: Outcomes on HPT TCP Annex 58 “High Temperature Heat Pumps”, 18.4.2024 2024. <https://www.youtube.com/watch?v=rCr0f2ZOUOk>
- [7] IEA HPT Heat Pumping Technologies. Website Annex 58 2024. <https://heatpumpingtechnologies.org/annex58/>
- [8] IEA HPT. Annex 58 High-Temperature heat Pumps, Task 1 - Technologies, Final Report, August 2023, Report no. HPT-AN58-2 2023:1–173. <https://heatpumpingtechnologies.org/annex58/wp-content/uploads/sites/70/2023/09/annex-58-task-1-technologies-task-report.pdf>
- [9] IEA HPT. Annex 58 High-Temperature heat Pumps, Task 2 - Integration Concepts, Task Report, April 2024, Report no. HPT-AN58-3 2024:1–93. <https://heatpumpingtechnologies.org/annex58/wp-content/uploads/sites/70/2024/04/annex-58-task-2-integration-concepts-report.pdf>
- [10] IEA HPT. Annex 58 High-Temperature heat Pumps, Task 3 - Applications and Transition, Task Report, March 2024, Report no. HPT-AN58-4 2024:1–35. <https://heatpumpingtechnologies.org/annex58/wp-content/uploads/sites/70/2024/04/annex58task3report.pdf>
- [11] Specifications HP. Annex 58 High-Temperature Heat Pumps Task 4 : Definition and Testing of Heat. 2024
- [12] GKS. GebäudeKlima Schweiz: Statistik für Heizkessel, Brenner, Wärmepumpen, Solaranlagen, Energiespeicher, Wassererwärmer, Stand 17.1.2023 2022:1–8
- [13] Arpagaus C, Bless F, Paranjape S, Bertsch SS. Integration of High-Temperature Heat Pumps in Swiss Food Processes. ICR2023, 26th Int. Congr. Refrig. August 21-25, 2023, Paris, Fr., 2023, p. 1–12. <https://doi.org/10.18462/iir.10.18462/iir.2023.0367>
- [14] BFE. Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000 - 2021 nach Verwendungszwecken, Oktober 2022. Im Auftrag Des BFE, Bern 2022:1–101. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/energieverbrauch-nach-verwendungszweck.exturl.html>
- [15] Bless F, Arpagaus C, Speich M, Bertsch S. Electrification of Heat Generation in Industry: State of Technologies, Integration Examples, and Integration Barriers. Young Energy Res. Conf. 2022 Electrification. 5. April 2022, Wels, Austria, 2022, p. 1–14
- [16] Madeddu S, Ueckerdt F, Pehl M, Peterseim J, Lord M, Kumar KA, et al. The CO2 reduction potential for the European industry via direct electrification of heat supply (power-to-heat). Environ Res Lett 2020;15:124004. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/abbd02>
- [17] Obrist MD, Kannan R, McKenna R, Schmidt TJ, Kober T. High-temperature heat pumps in climate pathways for selected industry sectors in Switzerland. Energy Policy 2023;173:113383. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113383>
- [18] Wallerand AS, Kantor I, Maréchal F. Integrated industrial heat pump systems: Background, software development & Swiss potentials, Final Report 30/07/2020 2020:1–130. <https://www.aramis.admin.ch/Dokument.aspx?DocumentID=66431>
- [19] IEA HPT. IEA HPT Annex 58 about HTHPs (Website), Task 1: Technologies - State of the art and ongoing developments for systems and components 2022. <https://heatpumpingtechnologies.org/annex58/task1/>
- [20] Arpagaus C, Brendel L, Paranjape S, Bless F, Uhlmann M, Bertsch S. High-Temperature Heat Pumps for Industrial Applications - New Developments and Products for Supply Temperatures above 100 °C. China Heat Pump Conf (CHPC2022), Hangzhou, Zhejiang Prov China, Oct 24-27, 2022 2022. <https://www.youtube.com/watch?v=HvCEWrG4uR0>
- [21] Arpagaus C. Industrial Heat Pumps: Research and Market Update. ACEEE Webinar Electrifying Ind Process Heat Supply with Ind Heat Pumps, 6 April 2022 2022. [https://www.youtube.com/watch?v=\\_9yX28MtDy4&t=2243s](https://www.youtube.com/watch?v=_9yX28MtDy4&t=2243s)
- [22] Arpagaus C. High-Temperature Heat Pumps Update. Aust Alliance Energy Product Webinar, 6 March 2024 2024. <https://www.a2ep.org.au/post/6-mar-2024-high-temperature-heat-pumps-update-webinar>

- [23] Arpagaus C. High-Temperature Heat Pumps for Industrial Applications - New Developments and Products for Supply Temperatures above 100°C, Webinar organized by the Australian Alliance for Energy Productivity (A2EP): 2023 High-Temperature Heat Pumps Update, 22 February 2023. <https://www.a2ep.org.au/post/webinar-2023-high-temperature-heat-pumps-update-with-dr-cordin-arpagaus-22-february>
- [24] Arpagaus C, Bless F, Paranjape S, Brendel L, Uhlmann M, Bertsch S. Hochtemperatur-Wärmepumpen: Technologie und Anwendungen. 22. EnAW Fachtagung, 7. Novemb. 2023, Kongress Kursaal Bern, 2023, p. 1–55
- [25] Arpagaus C, Bertsch SS, Bless F, Krummenacher P, Flórez-Orrego DA, Pina EA, et al. Integration of High-Temperature Heat Pumps in Swiss Industrial Processes (HTHP-CH). 14th IEA Heat Pump Conf 15-18 May 2023, Chicago, Illinois 2023:1–12. <https://etkhpccorderapi.extweb.sp.se/api/file/2573>
- [26] Arpagaus C, Bever P-M, Brendel L, Bertsch S. Kältemittel heute und in der Zukunft - Neue Vorgaben, neue Kältemittel. 7 Int Grosswärmepumpen Kongress, 25 Mai 2023, Zürich 2023:1–43. [https://grosswaermepumpen-kongress.com/wp-content/uploads/2023/05/Arpagaus\\_Cordin.pdf](https://grosswaermepumpen-kongress.com/wp-content/uploads/2023/05/Arpagaus_Cordin.pdf)
- [27] Arpagaus C. Industrial Heat Pumps: Technology readiness, economic conditions, and sustainable refrigerants. Int Conf 30 Novemb 2023, Prague, Czech Repub 2023
- [28] Bless F, Arpagaus C, Bertsch SS, Schiffmann J. Theoretical analysis of steam generation methods - Energy, CO 2 emission, and cost analysis. *Energy* 2017;129:114–21. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.04.088>
- [29] Arpagaus C, Bertsch SS. Industrial Heat Pumps in Switzerland: Application Potentials and Case Studies, Final Report, 23 July 2020. Behalf SFOE 2020:1–74. <https://www.aramis.admin.ch/Dokument.aspx?DocumentID=66033>
- [30] Arpagaus C. Grosswärmepumpen in Wärmenetzen. Symp. Solarenergie und Wärmepumpen, Fokus Thermische Netze, 2. Novemb. 2023, Rapperswil, 2023, p. 1–30
- [31] Arpagaus C. Swiss National Market, High-Temperature Heat Pumps. 14th Status Meet IEA HPT Annex 58, Aarhus, 25 April 2023 2023:1–29. <https://heatpumpingtechnologies.org/annex58/wp-content/uploads/sites/70/2023/09/swiss-national-market-hthps-cordin-arpagaus.pdf>
- [32] Europäische Union. Verordnung (EU) 2024/573 über fluoridierte Treibhausgase. Amtsblatt Der Eur Union 2024:1–67. <http://data.europa.eu/eli/reg/2024/573/oj>
- [33] Arpagaus C. Hochtemperatur-Wärmepumpen: Marktübersicht, Stand der Technik und Anwendungspotenziale, 138 Seiten, ISBN 978-3-8007-4550-0 (Print), ISBN 978-3-8007-4551-7 (E-Book). Offenbach, Berlin: VDE Verlag GmbH; 2018
- [34] Arpagaus C, Bless F, Uhlmann M, Schiffmann J, Bertsch SS. High temperature heat pumps: Market overview, state of the art, research status, refrigerants, and application potentials. *Energy* 2018;152:985–1010. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.03.166>
- [35] AGFW. Praxisleitfaden Großwärmepumpen, Juli 2023, 2. Auflage, Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V 2023:1–48. <https://www.agfw-shop.de/agfw-fachliteratur/erzeugung-sektorkopplung-speicher/agfw-praxisleitfaden-grosswaermepumpen.html>
- [36] Arpagaus C, Sidharth P, Stefan N, Rigo T, Stefan B. Review of Business Models for Industrial Heat Pumps. 36th Int. Conf. Effic. Cost, Optim. Simul. Environ. Impact Energy Syst. (ECOS 2023), Las Palmas De Gran Canaria, Spain: ECOS 2023; 2023, p. 749–60. <https://doi.org/10.52202/069564-0068>
- [37] Arpagaus C, Paranjape S, Nertinger S, Tietz R, Bertsch SS. Business Models for High-Temperature Heat Pumps. High-Temperature Heat Pump Symp. 23-24 January 2024, Copenhagen, Denmark, 2024, p. 1–5
- [38] opendata.swiss. Geodaten für Thermische Netze (Nahwärme, Fernwärme, Fernkälte), Stand 8. Mai 2024 2024. <https://opendata.swiss/de/dataset/thermische-netze-nahwarmer-fernwarme-fernkalte>
- [39] Schaffner B, Niederberger K. Nutzung von Oberflächengewässer für thermische Netze, Programm “Thermische Netze”, Schlussbericht, 27. September 2017. Im Auftrag von EnergieSchweiz 2017:1–73. <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/8797>
- [40] Nussbaumer T, Thalmann S, Jenni A, Ködel J. Planungshandbuch Fernwärme, Arbeitsgemeinschaft QM Fernwärme, Version 1.3, leicht überarbeitet vom 3. Mai 2021. Im Auftrag von EnergieSchweiz 2021:1–230. [https://www.verenum.ch/Dokumente/PHB-FW\\_V1.3a.pdf](https://www.verenum.ch/Dokumente/PHB-FW_V1.3a.pdf)
- [41] Link K. Statistik der geothermischen Nutzung in der Schweiz, Ausgabe 2022, Schlussbericht, 14. September 2023. Im Auftrag von EnergieSchweiz 2023:1–52. <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/11651>
- [42] Müller EA, Schmid F. Heizen und Kühlen mit Abwasser, Ratgeber für Bauherrschaften und Gemeinden, Bestellnummer 805.691.d. Im Auftrag von EnergieSchweiz 2004:1–36. [https://www.fws.ch/wp-content/uploads/2018/05/Heizen\\_Abwasser.pdf](https://www.fws.ch/wp-content/uploads/2018/05/Heizen_Abwasser.pdf)
- [43] EnergieSchweiz. Heizen und Kühlen mit Abwasser, Ratgeber für Bauherren, Gemeinden und Betreiber, Artikelnummer 805.208.D. Im Auftrag von EnergieSchweiz 2016:1–20. <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/681>
- [44] Heatpumpdata.eu. Overview of large electric (and gas) driven heat pumps, which produce heat for the Danish district heating networks 2024. <https://heatpumpdata.eu/plants>

- [45] Rast L, Oester M, Liem P, Mayer M, Abdelouadoud Y, Ködel J, et al. Leitfaden zur industriellen Abwärmenutzung, Schlussbericht vom 30.06.2019. Im Auftrag Des BFE 2019:1–20. <https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=65841&Load=true>
- [46] Wellig B, Liem P, Olsen D, Gitz L, Grüniger A. Integration von Wärmepumpen in industrielle Prozesse mit Hilfe der Pinch-Analyse. News Aus Der Wärmepumpenforschung, 20 Wärmepumpentagung Vom 25 Juni 2014, Bfe-Forschungsprogr “Wärmepumpen Und Kälte” 2014:1–12. <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/7832>
- [47] Wellig B, Agner R, Ong B, Stampfli JA, Olsen D, Krummenacher P. Integration von Wärmepumpen und Speichern zur Effizienzsteigerung nicht-kontinuierlicher Prozesse. 27 Tagung Des BFE-Forschungsprogramms “Wärmepumpen Und Kältetechnik”, 23 Juni 2021, BFH Burgd 2021:113–26
- [48] Zuberi MJS, Bless F, Chambers J, Arpagaus C, Bertsch SS, Patel MK. Excess heat recovery: An invisible energy resource for the Swiss industry sector. Appl Energy 2018;228:390–408. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.06.070>
- [49] Burg V, Richardet F, Wälty S, Roshandel R, Hellweg S. Mapping Local Synergies: Spatio-Temporal Analysis of Switzerland’s Waste Heat Potentials vs. Heat Demand. Energies 2023;17:106. <https://doi.org/10.3390/en17010106>
- [50] Chambers J, Zuberi S, Jibrán M, Narula K, Patel MK. Spatiotemporal analysis of industrial excess heat supply for district heat networks in Switzerland. Energy 2020;192:116705. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116705>
- [51] Jakobs RM, Stadtländer C. Final Report, IEA HPT Annex 48 (Industrial Heat Pumps, Second Phase), Heat PumpsTechnology Collaboration Programme on Heat Pumping Technologies (HPT TCP) 2020:1–57. <https://heatpumpingtechnologies.org/publications/final-report-annex-48-industrial-heat-pumps-second-phase/>
- [52] Wolf S, Flatau R, Radgen P, Blesl M. Systematische Anwendung von Großwärmepumpen in der Schweizer Industrie, Endbericht, 10. Mai 2017 2017:1–47
- [53] Arpagaus C, Payá J, Hassan AH, Bertsch SS. Potential Impact of Industrial HTHPs on the European Market. 3rd HTHP Symp. 29-30 March, 2022, Copenhagen, Denmark, 2022, p. Poster
- [54] Cooper SJG, Hammond GP, Hewitt N, Norman JB, Tassou SA, Youssef W. Energy saving potential of high temperature heat pumps in the UK Food and Drink sector. Energy Procedia 2019;161:142–9. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2019.02.073>
- [55] Dumont M, Wang R, Wenzke D, Blok K, Heijungs R. The techno-economic integrability of high-temperature heat pumps for decarbonizing process heat in the food and beverages industry. Resour Conserv Recycl 2023;188:106605. <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2022.106605>
- [56] Calame N, Arpagaus C, Florez-Orrego DA, Maréchal F, Krummenacher P, Bless F, et al. Joining Forces to Encourage High-Temperature Heat Pumps in Swiss Industries. HPT Mag 2024;42:1–6. <https://etkhpcorderapi.extweb.sp.se/api/file/2847>
- [57] Arpagaus C, Bertsch SS. Successful Application Examples of Industrial Heat Pumps in Switzerland. Rank. Glas. 26-29 July, 2020, 2020, p. 1–8. <https://doi.org/10.18462/iir.rankine.2020.1183>
- [58] Arpagaus C. Maestrani setzt auf Energieeffizienz. Alimenta 2019:Vol. 18 p. 24-26
- [59] Möhr E, Bertsch S. Gross-Wärmepumpe für prozessintegrierten Einsatz. Planer+installateur 2022;7:40–3
- [60] EnergieSchweiz. CO2-freundliche Produktion veganer Alternativen zu Käse 2022. <https://www.energieschweiz.ch/stories/waermepumpe-lebensmittelherstellung/>
- [61] Arpagaus C. From Waste Heat to Cheese. HPT Mag 2019;37:23–6
- [62] Arpagaus C, Bertsch S. High Temperature Heat Pump in a Swiss Cheese Factory. 2nd Conf. High Temp. Heat Pumps, Sept. 9, 2019, Copenhagen, 2019
- [63] EnergieSchweiz. Getränkeabfüllanlage klimaneutral reinigen mit einer Wärmepumpe 2021. <https://www.energieschweiz.ch/stories/waermepumpe-lebensmittelindustrie/>
- [64] EnergieSchweiz. Wie Wärmepumpen zur Energieeffizienz der Bierproduktion beitragen 2022. <https://www.energieschweiz.ch/stories/waermepumpe-getraenkeindustrie/>
- [65] Arpagaus C, Bless F, Bertsch SS, Krummenacher P, Flórez-Orrego DA, Pina EA, et al. HTHP-CH Integration of High-Temperature Heat Pumps in Swiss Industrial Processes. 28 Tagung Des BFE-Forschungsprogramms «Wärmepumpen Und Kältetechnik» 22 Juni 2022, BFH Burgd 2022:1–9
- [66] Arpagaus C, Paranjape S, Bless F, Bertsch SS, Jansen C. Integration of a steam-generating HTHP in a Swiss meat factory, Poster presentation. High-Temperature Heat Pump Symp. 23-24 January 2024, Copenhagen, Denmark, 2024
- [67] DryFiciency. Waste Heat Recovery in Industrial Drying Processes, 9/2016-8/2021, Grant agreement ID: 723576, Call: H2020-EE-2016-2017 2016. <https://doi.org/10.3030/723576>
- [68] Push2Heat. Pushing forward the market potential and business models of waste heat valorisation by full-scale demonstration of next-gen heat upgrade technologies in various industrial contexts, 10/2022 to 9/2026, Grant Agreement ID: 101069689, HORIZON-CL5-2021-D4-01 2022. <https://doi.org/10.3030/101069689>
- [69] SPIRIT. Implementation of sustainable heat upgrade technologies for industry, 09/2022-02/2026, Grant agreement ID: 101069672, HORIZON-CL5-2021-D4-01 2022. <https://doi.org/10.3030/101069672>
- [70] BAFU. Faktenblatt: CO2-Emissionsfaktoren des Treibhausgasinventars der Schweiz, April 2024 2024:1–5. <https://www.bafu.admin.ch/dam/bafu/de/dokumente/klima/fachinfo->

- daten/CO2\_Emissionsfaktoren\_THG\_Inventar.pdf.download.pdf/Faktenblatt\_CO2-Emissionsfaktoren\_04-2024\_DE.pdf
- [71] Bertsch S, Arpagaus C. High-temperature heat pumps are on the rise – Why is their market uptake slow? HPT Mag 2023;41:4
- [72] Lucas EJ, Stampfli JA, Rast LP, Agner R, Wellig B. Heat pump and thermal energy storage integration in non-continuous processes – an application to the food industry. 13th IEA Heat Pump Conf. April 26-29, 2021 Jeju, Korea, 2021, p. 1478–90
- [73] Jeßberger J, Arpagaus C, Heberle F, Brendel L, Bertsch S, Brüggemann D. Experimental investigations of upscaling effects of high-temperature heat pumps with R1233zd(E). Int J Refrig 2024;1–26. <https://doi.org/10.1016/j.ijrefrig.2024.04.023>
- [74] Arpagaus C, Bless F, Bertsch SS. Techno-Economic Analysis of Steam-Generating Heat Pumps in Distillation Processes. 3rd HTHP Symp. 29-30 March, 2022, Copenhagen, Denmark, 2022
- [75] Saini P, Ghasemi M, Arpagaus C, Bless F, Bertsch S, Zhang X. Techno-economic comparative analysis of solar thermal collectors and high-temperature heat pumps for industrial steam generation. Energy Convers Manag 2023;277. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.116623>
- [76] Saini P, Ghasemi M, Arpagaus C, Bless F. Comparative Techno-Economic Analysis of High Temperature Heat Pump and Parabolic Trough Collector System for Industrial Steam Generation: Analysis for Europe. Proc. EuroSun 2022 - ISES IEA SHC Int. Conf. Sol. Energy Build. Ind., vol. 277, Freiburg, Germany: International Solar Energy Society; 2022, p. 1–11. <https://doi.org/10.18086/eurosun.2022.05.10>
- [77] Flórez-Orrego D, Domingos MER, Maréchal F. Techno-economic and environmental analysis of high temperature heat pumps integration into industrial processes: the ammonia plant and pulp mill cases. Sustain Energy Technol Assessments 2023;60:103560. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2023.103560>
- [78] Kosmadakis G, Arpagaus C, Neofytou P, Bertsch S. Techno-economic analysis of high-temperature heat pumps with low-global warming potential refrigerants for upgrading waste heat up to 150 °C. Energy Convers Manag 2020;226:113488. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113488>
- [79] Arpagaus C, Bless F, Bertsch S. Techno-economic analysis of steam generating heat pumps for integration into distillation processes. 15th IIR-Gustav Lorentzen Conf Nat Refrig June 13-15, Trondheim, Norw 2022. <https://doi.org/10.18462/iir.gl2022.0029>
- [80] Payá J, Cazorla-Marín A, Arpagaus C, Corrales Ciganda JL, Hassan AH. Low-Pressure Steam Generation with Concentrating Solar Energy and Different Heat Upgrade Technologies: Potential in the European Industry. Sustainability 2024;16:1733. <https://doi.org/10.3390/su16051733>
- [81] Uhlmann M, Olmedo LE, Arpagaus C, Bless F, Schiffmann J, Bertsch S. Efficient steam generation in industry - Combined heat pump cycle with mechanical vapor recompression. 15th IIR-Gustav Lorentzen Conf. Nat. Refrig. June 13-15, Trondheim, Norw., 2022, p. 1–11. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.18462/iir.gl2022.0049>
- [82] Arpagaus C, Bless F, Schiffmann J, Bertsch SS. Multi-temperature heat pumps: A literature review. Int J Refrig 2016;69. <https://doi.org/10.1016/j.ijrefrig.2016.05.014>
- [83] Mateu-Royo C, Arpagaus C, Mota-Babiloni A, Navarro-Esbri J, Bertsch SS. Advanced high temperature heat pump configurations using low GWP refrigerants for industrial waste heat recovery: A comprehensive study. Energy Convers Manag 2021;229:113752. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113752>
- [84] Arpagaus C, Bless F, Bertsch S. Theoretical investigation of high-temperature heat pump cycles for steam generation, 3rd HTHP Annex 58 Status Meeting, Deep Dive about steam generation and MVR, 30/08/2022, 2022
- [85] Brendel LPM, Bernal SN, Arpagaus C, Roskosch D, Bardow A, Bertsch SS. Experimental Performance Comparison of High-Glide Hydrocarbon and Synthetic Refrigerant Mixtures in a High-Temperature Heat Pump. Energies 2024;17:1981. <https://doi.org/10.3390/en17081981>
- [86] Brendel LPM, Arpagaus C, Roskosch D, Bertsch SS. High-glide ternary mixtures in high-temperature heat pumps. DKV-Tagung 2023, Hann. 10 Novemb. 2023, 2023, p. 1–11
- [87] Brendel LPM, Bernal SN, Arpagaus C, Paranjape S, Bertsch SS. Mass fraction checks of an R1233zd(E) and R1234yf mixture in a high-temperature heat pump. 3rd IIR Conf. HFO Refrig. Low GWP Blends, Shanghai, China, April 5-7, 2023, 2023, p. 193–200. <https://doi.org/10.18462/iir.HFO2023.0024>
- [88] Brendel LPM, Bernal SN, Arpagaus C, Roskosch D, Bardow A, Bertsch SS. Experimental investigation of high-glide refrigerant mixture R1233zd(E)/R1234yf in a high-temperature heat pump. ICR 2023, 26th IIR Int. Congr. Refrig. August 21-25 Paris, Fr., 2023. <https://doi.org/10.18462/iir.icr.2023.0376>
- [89] Arpagaus C, Bless F, Bertsch S. Techno-economic analysis of steam generating heat pumps for integration into distillation processes. 15th IIR-Gustav Lorentzen Conf. Nat. Refrig. June 13-15, Trondheim, Norw., 2022. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.18462/iir.gl2022.0029>

Benjamin Zühlsdorf, Virginia Armato, Jonas Lundsted Poulsen  
DTI - Danish Technological Institute

# High-Temperature Heat Pumps: how to bring them into application

## *Zusammenfassung*

*Die Prozesswärme hat einen erheblichen Anteil am Endenergieverbrauch und an den Treibhausgasemissionen der Industrie. Die Dekarbonisierung der industriellen Prozesswärme hat deshalb höchste Priorität, um die Klimaziele zu erreichen. Hochtemperaturwärmepumpen sind eine vielversprechende Alternative zu fossilen Brennstoffen, um Prozesswärme mit höchster Effizienz und potenziell emissionsfreiem Strom bereitzustellen. Obschon bereits verschiedene und immer mehr Technologien im Markt verfügbar sind, ist der Einsatz von Wärmepumpen für Temperaturen über 100 °C noch begrenzt. Damit eine Vielzahl von Branchen ihre Prozesswärmeversorgung auf Hochtemperatur-Wärmepumpen umstellen kann, ist ein gemeinsames Verständnis der Technologie, ihrer Potenziale und Perspektiven erforderlich.*

## *Abstract*

*The decarbonization of industrial process heating is a top priority to achieve climate goals as process heating accounts for a considerable share of the final energy consumption and greenhouse gas emissions of industries. High-temperature heat pumps are a promising alternative to fossil fuels to provide process heating at the highest efficiency using potentially emissions-free electricity. However, the deployment of heat pumps for temperatures above 100 °C is still limited, while various technologies are entering the market. Enabling a large variety of industries to convert their process heat supply to high-temperature heat pumps requires a common understanding of the technology, its potentials, and its perspectives.*

## Summary of IEA HPT Annex 58 High-Temperature Heat Pumps

The overall objective of the IEA HPT Annex 58 (Project 58 “High-Temperature Heat Pumps” of the Technology Collaboration Programme on Heat Pumping Technologies by International Energy Agency) is to provide an overview of the technological possibilities and applications as well as to develop concepts and strategies for the transition towards heat pump-based process heat supply. The intention is to improve the understanding of the technology’s potential among various stakeholders, such as manufacturers, potential end-users, consultants, energy planners and policy makers. In addition, the Annex aims to provide supporting material to facilitate and enhance the transition to a heat pump-based process heat supply for industrial applications. The work was structured into five tasks: Task 1 - Technologies, Task 2 - Integration Concepts, Task 3 - Applications and Transitions, Task 4 - Definition and Testing of Heat Pump Specifications, and Task 5 - Dissemination.

### Task 1:

#### Technologies – State of the art and ongoing developments for systems and components

Task 1 provided an overview of the state of the art and future perspectives. The first part of the report is a technology review covering high-temperature heat pump technologies with supply temperatures over 100 °C that are available in the market or under development. The review was based on a systematic description that includes information on the layout, development status, expected performance, capacity and temperature range, compressor type, working fluid, investment cost, footprint and weight. The reviewed solutions included 37 technologies with a technology readiness level between 4 to 9, specific investment cost between 200 €/kW to 1500 €/kW, capacities between 30 kW to 70 MW and maximum supply temperature between 100 °C and 280 °C. The second part is a review of realized demonstration cases described by sector, application, process integration, technology type, manufacturer, operating experiences. The demonstration review includes 15 demonstration cases in various industrial sectors (food, refinery, electronics, chemicals). Lastly, an overview of the high-temperature heat pump industries, markets, application potentials, and development perspectives was given on a national basis for 13 countries. The national reviews indicate a generally large application potential with differences on a national and local level. The comprehensive technology review carried out in Task 1 showed that some solutions are already available and implemented. However, it also highlighted the need for further efforts for a transition towards heat pump-based process heat supply. The high-temperature heat pump technology is currently in development and therefore the technology and demonstration cases review database is continuously updated on the Annex 58 homepage.

### Task 2:

#### Concepts – Development of best practices for promising application areas

Task 2 focused on developing guidelines for the integration of high-temperature heat pumps in the most promising application areas. The first part of the report included a description and analysis of integration concepts for selected industrial processes and heat pump concepts for selected heat pump applications. A standardized template was used for a more structured collection of information about the concepts. The study included 12 industrial processes described by their temperatures, heating and cooling demands, mass flows, and production patterns. 27 different integration concepts were identified and it was found that the optimal

integration practices vary depending on the case-specific process requirements, but the processes could be classified on a general level, allowing the matching with heat pump concepts. The second part of the study described the heat pump concepts that can be developed for three heat pump applications: steam generation, hot water/oil production, heating along large temperature glides. Information about 15 heat pump concepts was collected using another template and described by their functioning principle, layout, refrigerant, compressor type and expected performance. Based on these findings, it was possible to develop recommendations for the selection of heat pump concepts depending on the heat pump application.

### **Task 3:**

#### **Applications – Strategies for the conversion to HTHP-based process heat supply**

In Task 3, instructions for creating decarbonization strategies for industries were developed. The aim of the task was to develop a long-term strategy that includes both technologies available today and in the near future and that takes a holistic view of all the measures that can be implemented. The first part of the development of a decarbonization strategy addressed the definition of overarching goals, the timeline in which the goals must be achieved and the factors influencing targets and timelines. The second aspect is the collection of data about the current status of the site in order to develop the decarbonization strategy and the reference scenario for its evaluation. The required data includes cooling and heating demand of the individual processes, medium, temperature and mass flow, existing waste heat flows, and site-specific aspects. Third, Task 3 investigated how to develop and evaluate concept solutions for decarbonization. The report gives an overview of the possible technologies, with a focus on heat pump technology. The possible integration levels for heat pump technologies in industrial processes and the methods for the development of integration concepts were explained. The evaluation criteria for evaluating the solutions were also discussed. The last aspect addressed in the Task 3 report was the development of an implementation roadmap for the transition, which includes a definition of milestones, targets, and required expertise.

### **Task 4:**

#### **Definition and testing of HP specifications – Recommendations for defining and testing of specifications for high-temperature heat pumps in commercial projects**

Task 4 investigated many aspects important to consider during a large-scale high-temperature heat pump project with the aim of supporting both contractors and end-users in heat pump projects. The main outcomes are three sets of guidelines for defining heat pump specifications, testing and validating heat pump performance in large-scale projects. The first guideline is for the definition of heat pump specifications, in which the parameters, performance metrics, safety, and testing procedures are discussed. The second guideline is for laboratory testing conditions, including recommendations for the type of tests, and methodology for performing tests, assessing deviations and uncertainties, and presenting results. The third guideline for site testing outlines similar recommendations as for the guideline for laboratory testing, in addition to the use of simulation models in combination with site testing. Besides the three guidelines, Task 4 report also includes a review of existing heat pump standards, examples and lessons learned from heat pump projects for process heating and district heating, and a description of the typical heat pump project phases from idea to heat production.

## **Task 5: Dissemination**

Task 5 revolves around the dissemination activities conducted to report valuable information about high-temperature heat pumps. The activities include the reports of Task 1, 2, 3, and 4, workshops and presentations at international conferences, articles, and webinars. Several “Deep Dives”, webinars of around 2 hours about selected topics, were organized within Annex 58. Selected speakers were invited and the “Deep Dives” sessions were open to all interested participants. The topics covered included process integration, application potential for high-temperature heat pumps, heat-driven heat pump technologies, working fluid and cycle optimization, steam generation and mechanical vapour recompression. Finally, the outcomes from the activities of the Annex were disseminated in a final webinar and the webinar slides are published on the homepage.

## **Results**

The results of Annex 58 have provided valuable insights into the development and application of high-temperature heat pump technologies across various industrial processes. Further effort is needed to develop and demonstrate more technology solutions in order to achieve the market penetration required for the decarbonization targets. Besides the technological development, important factors influencing the market deployment are the end-user adoption and the boundary conditions impacting the business case. Therefore, strengthening the collaboration between the different groups of stakeholders is a promising approach to overcome the barriers.

All information about the IEA HPT Annex 58, as well as all achieved results are available on the homepage: <https://heatpumpingtechnologies.org/annex58/>.

Dennis Roskosch, Niklas Nolzen, Luisa Evering, Claudio Schmid,  
Florian Baader und André Bardow  
ETH Zürich, Departement Maschinenbau und Verfahrenstechnik

# CO<sub>2</sub>-neutraler Prozessdampf für die Industrie: Modellgestützte Analyse von Technologien und Strategien

## *Zusammenfassung*

*Eine zentrale Herausforderung der Energiewende ist die Dekarbonisierung von industriellem Prozessdampf, für die aktuell verschiedene Technologien diskutiert werden: Von der direkten Elektrifizierung mit Elektrodenboiler oder Hochtemperatur-Wärmepumpen zur indirekten Elektrifizierung über Wasserstoff.*

*Diese Studie analysiert das Potenzial der genannten Technologien zur Dekarbonisierung der Prozessdampferzeugung anhand eines idealtypischen Chemieparks. Hierfür werden die Technologien zunächst mit Hilfe von techno-ökonomischen Prozesssimulationen modelliert und charakterisiert. Die Modellierungsergebnisse fließen in Systemoptimierungen, die Struktur und Betrieb des Dampferzeugungssystems ökonomisch optimieren.*

*Die Ergebnisse belegen das hohe Potenzial von Wärmepumpen. Das optimale Dampferzeugungssystem ist dominiert durch einen kombinierten Prozess aus subkritischer Wärmepumpe und Dampfnachverdichtung. Kleine Elektroden- und Wasserstoffboiler decken Lastspitzen ab. Wasserstoffbasierte Technologien dominieren erst, wenn der Wasserstoffpreis signifikant unter dem Strompreis liegt.*

## *Abstract*

*A central challenge of the energy transition is the decarbonization of industrial process steam, for which various technologies are under discussion: from direct electrification using electric boilers and high-temperature heat pumps to indirect electrification via hydrogen.*

*This study analyzes the potential of these technologies for decarbonizing process steam production using an archetype chemical park as the case study. The technologies are first modeled and characterized by techno-economic process simulations. The modeling results feed into system optimizations that economically optimize the structure and operation of the steam generation system.*

*The results demonstrate the high potential of heat pumps. The optimal steam generation system is dominated by a combined process of subcritical heat pump and mechanical vapor-recompression. Small electric and hydrogen boilers are installed to cover peak loads. Hydrogen-based technologies only dominate when the price of hydrogen is significantly lower than that of electricity.*

## Einleitung

Eine der zentralen Herausforderungen der Energiewende ist die Dekarbonisierung industrieller Prozesswärme. Prozesswärme wird häufig als Dampf benötigt [1], der derzeit meist in zentralisierten Anlagen unter Verwendung fossiler Brennstoffe produziert wird [2]. Um die Dampferzeugung zu dekarbonisieren, werden verschiedene Technologien in Betracht gezogen, die von der direkten Elektrifizierung mit Elektrodenboilern und Hochtemperatur-Wärmepumpen bis zur indirekten Elektrifizierung mit Wasserstoff und Biogas reichen. Einige dieser alternativen Technologien haben noch keine ausreichende technologische Reife erreicht, sodass deren Leistungsfähigkeit und Beschränkungen nicht gänzlich bekannt sind. Insbesondere nutzen marktverfügbare Hochtemperatur-Wärmepumpen ihr volles Potenzial hinsichtlich maximaler Temperatur und Effizienz noch nicht aus [3].

Aktuelle Studien konzentrieren sich entweder auf die Entwicklung spezifischer Technologien, wie Hochtemperatur-Wärmepumpen [4] und Wasserstofftechnologien [5] oder analysieren deren Integration in bestehende oder zukünftige Energiesysteme [6]. Es ist jedoch noch unklar, welcher Technologiemix das grösste Potenzial bietet, um die aktuellen Dampferzeugungsprozesse und -systeme zu ersetzen. Eine solche Bewertung erfordert eine prospektive Analyse der Technologieentwicklung, integriert mit der Analyse der zukünftigen Entwicklung von nationalen und globalen Energiesystemen und -märkten.

Diese Studie analysiert das Potenzial direkter und indirekter Elektrifizierungstechnologien zur Dekarbonisierung der Dampferzeugung in einer typischen industriellen Umgebung. Zu diesem Zweck verfolgen wir einen Multiskalen-Ansatz, der von der Auswahl des Kältemittels für Wärmepumpen über die Prozesssimulation bis zur Modellierung des Dampferzeugungssystems reicht (Abbildung 1). Die Technologien werden zunächst in verschiedenen Prozesskonfigurationen durch techno-ökonomische Prozesssimulationen modelliert und charakterisiert. Ein besonderer Fokus liegt hierbei auf den Hochtemperatur-Wärmepumpen, für die ein umfangreiches Kältemittelscreening durchgeführt wird. Die Modellierungsergebnisse auf der Technologieebene fliessen in Systemoptimierungen ein, die die Struktur und den Betrieb des Dampferzeugungssystems ökonomisch optimieren. Die Methode wird auf einen idealtypischen Chemiepark angewendet [7], für den unter Variation ökonomischer und technologischer Einflussparameter, wie Strompreis, Wasserstoffpreis, etc., das optimale Erzeugungssystem untersucht wird. Die Studie gibt Hinweise für die Anlagenplanung und die notwendigen Technologieentwicklungen für die industrielle Prozessdampferzeugung.

## Modellierung und Simulation

Der idealtypische Chemiepark [7] benötigt sowohl Elektrizität als auch Dampf bei 6 bar und 31 bar, die über stündlich aufgelöste Zeitreihen abgebildet werden. Der Dampf wird in einem zentralen Energiesystem erzeugt und mittels Dampfschienen im Chemiepark verteilt. Eine Rückführung von Abwärme aus dem Chemiepark zum Dampferzeugungssystem besteht nicht. Für die Erzeugung von Prozessdampf steht Flusswasser bei jahreszeitabhängiger Temperatur zur Verfügung. Das Ziel der Optimierung des Dampferzeugungssystems besteht darin, die kostenoptimale Struktur und den Betrieb zu identifizieren, während die Anforderungen des Chemieparks erfüllt werden. Zudem wird das optimierte Energiesystem darauf ausgelegt, Sicherheit gegenüber dem Ausfall der größten Komponente jeder Dampfschiene zu gewährleisten (n-1 Sicherheit). Die Optimierung des Energiesystems resultiert in einem MILP-

Optimierungsproblem (Mixed-Integer Linear Programming), welches im SecMod-Framework implementiert und gelöst wird [8,9].

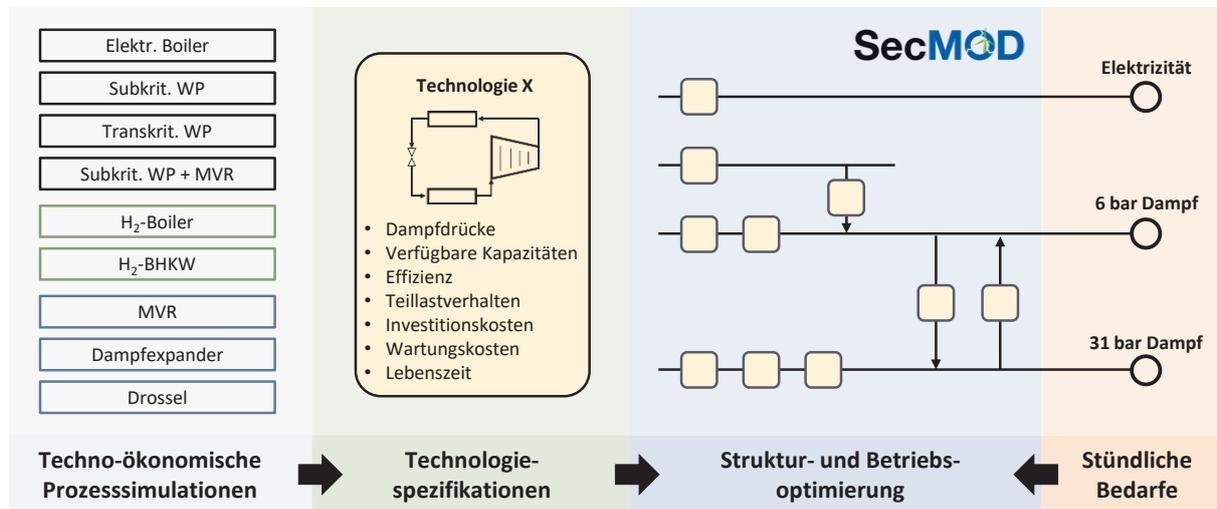


Abbildung 1: Schema des Multiskalen-Ansatzes

Die folgenden Technologien werden zur direkten Erzeugung von Prozessdampf betrachtet:

- **Elektr. Boiler:** Strombetriebene Boiler wie Elektrodenboiler.
- **Subkrit- und Transkrit. WP:** Einstufige subkritische und transkritische Hochtemperaturwärmepumpen bestehend aus Kompressor, Kondensator oder Gaskühler, Drossel und Verdampfer.
- **Subkrit. WP + MVR:** Kombiniertes System einer subkritischen Wärmepumpe, die Dampf bei einem Zwischendruck erzeugt, und einer nachgeschalteten Dampfnachverdichtungseinheit, die den Dampf vom Zwischendruck auf den Enddruck komprimiert. Die Dampfnachverdichtungseinheit ist ein mehrstufiger Dampfkompresseur mit Zwischenkühlung zwischen den Stufen, durch Einspritzung von flüssigem Wasser.
- **H<sub>2</sub>-Boiler:** Wasserstoffbetriebener Dampfboiler.
- **H<sub>2</sub>-BHKW:** Wasserstoffbetriebenes Blockheizkraftwerk bestehend aus Wasserstoff-Gasturbine und Abhitzeesseln zur Dampferzeugung. Das H<sub>2</sub>-BHKW ist darauf ausgelegt, Dampf bei 6 und 31 bar sowie Elektrizität zu erzeugen.

Folgende Technologien werden betrachtet zur Verbindung verschiedener Dampfdruckniveaus:

- **MVR:** Druckerhöhung von Prozessdampf durch offene Kompression mittels mehrstufigem Dampfkompresseur mit Zwischenkühlung durch Einspritzung von flüssigem Wasser.
- **Dampfexpander:** Druckreduktion von Prozessdampf mittels Schraubenexpander, bei gleichzeitiger Stromerzeugung.
- **Drossel:** Druckreduktion von Prozessdampf mittels isenthalpischer Expansion.

Es wird angenommen, dass die Versorgung des Chemieparks mittels trocken gesättigten Dampfs erfolgt. Ist aus thermodynamischen Gründen die direkte Erzeugung von trocken gesättigtem Dampf nicht möglich, wird ein Phasenseparator oder eine Einspritzung von flüssigem Wasser nachgeschaltet. Das zur Verfügung stehende Flusswasser wird durch eine Zeitreihe täglicher Temperaturen repräsentiert und dient sowohl als Speisewasser als auch als Wärmequelle für die Wärmepumpen.

Alle Technologien werden durch techno-ökonomische Prozessmodelle modelliert. Diese Modelle basieren auf typischen Komponentenmodellen und Annahmen, einschließlich Pinch-Modellen für Wärmeübertrager und isentropischen Wirkungsgraden für Kompressoren, Expander und Pumpen. Prozessvariablen (z. B. Verdampfungs- und Kondensationstemperaturen von Wärmepumpen) werden numerisch hinsichtlich Effizienz optimiert.

Da für die Leistungsfähigkeit von Hochtemperaturwärmepumpen, wie Effizienz und maximale Temperatur, das Kältemittel eine Schlüsselposition einnimmt, wird ein breites Screening potenzieller Kältemittel durchgeführt. Hierfür wird eine Datenbank mit insgesamt 457 Substanzen betrachtet, von denen 337 Reinstoffe und 120 Fluidgemische sind. Die Datenbank umfasst zahlreiche Stoffklassen und geht weit über den Raum der üblichen Kältemittel hinaus. Alle Substanzen in der Datenbank werden durch die Prozessmodelle für alle betrachteten Wärmepumpenprozesse und Dampfdrücke bewertet, während die Prozessvariablen individuell optimiert werden. Wir wählen das Kältemittel aus, das die höchste Leistungszahl hat, sowie keine ozonabbauende Wirkung ( $ODP = 0$ ), ein geringes Treibhauspotenzial ( $GWP < 150$ ) und eine geringe Toxizität aufweist. Die Kapitalkosten der Technologien werden anhand industrieller Kostenkorrelationen für die Komponenten berechnet. Die Prozesssimulationen liefern die Spezifikationen jeder Technologie, die für die Optimierungen des Energiesystems erforderlich sind (Abbildung 1).

## Ergebnisse und Diskussion

Als Grundlage für die Systemoptimierung werden zunächst die Modellierungsergebnisse der Technologieebene vorgestellt. Der Fokus liegt hierbei auf den Hochtemperaturwärmepumpen. Anschließend werden die Ergebnisse der Systemoptimierung eingeführt und diskutiert.

### Thechno-ökonomische Analyse von dampferzeugenden Wärmepumpen

Die techno-ökonomische Modellierung der betrachteten Wärmepumpenprozesse zeigt deutliche Unterschiede in der Leistungszahl und dem maximal zu erreichenden Prozessdampfdruck (Abbildung 2).

Der kombinierte Prozess aus subkritischer Wärmepumpe und Dampfnachverdichtung (schwarze Kreise) erreicht die höchsten Leistungszahlen und grössten Dampfdrücke aller betrachteten Wärmepumpenprozesse (Abbildung 2). Bei diesem Prozess wird der Zwischendruck zwischen der subkritischen Wärmepumpe und der Dampfnachverdichtung optimiert. Der optimale Zwischendruck liegt unabhängig vom finalen Dampfdruck bei kleinen Werten zwischen 20 – 30 kPa. Bei diesen geringen Drücken muss die subkritische Wärmepumpe nur einen geringen Temperaturhub generieren und arbeitet an einem optimalen Punkt mit hoher Leistungszahl. Neben der generell höheren Leistungszahl von Wärmepumpen bei niedrigerem Temperaturhub, haben die geringeren Kondensationstemperaturen den Vorteil, dass viele effiziente Kältemittel zur Auswahl stehen. Ausgehend von Dampf beim Zwischendruck hängt der maximale Dampfdruck des kombinierten Prozesses ausschließlich von der Anzahl der Kompressorstufen und dem Druckverhältnis jeder Stufe ab. Die hier betrachteten Bedingungen von maximal 6 Stufen und einem Stufendruckverhältnis von 3,5, greifen bei dem hier betrachteten höchsten Dampfdruck (35 bar) noch nicht.

Für den überwiegenden Teil der Dampfdrücke ist der subkritische Prozess effizienter als der transkritische Prozess. Die unterkritische Kondensation des Kältemittels entlang einer Isothermen passt besser zur isothermen Verdampfung des Wassers als die Wärmeabgabe entlang der überkritischen Isobaren beim transkritischen Wärmepumpenprozesses. Dennoch kann der transkritische Prozess Dampf bei höheren Drücken liefern. Bei beiden Prozessen sind die Eigenschaften der Kältemittel die primäre Limitation für den maximalen Dampfdruck. Der subkritische Prozess erfordert Kältemittel mit kritischen Temperaturen deutlich oberhalb der Dampftemperatur (Sättigungstemperatur bei Prozessdampfdruck), wobei gleichzeitig die Kältemittelverdampfung im Verdampfer der Wärmepumpe bei ausreichend hohen Drücken stattfinden muss (hier angenommenes Minimum: 20 kPa). Kältemittel, die diese Anforderungen erfüllen, sind für höhere Dampftemperaturen/-drücke selten, da der Sättigungsdruck in der Regel mit steigender kritischer Temperatur abnimmt. Über einen Dampfdruck von 8 bar hinaus erfüllen keine der 457 Substanzen in unserer Datenbank diese Kriterien des subkritischen Prozesses. Der transkritische Prozess benötigt keine besonders hohen kritischen Temperaturen, da die Wärmeabgabe entlang einer überkritischen Isobaren erfolgt. Die Hauptbegrenzung des transkritischen Prozesses ist das Druckverhältnis des Kompressors (hier limitiert bei 150), was in unserer Studie zu einem maximalen Dampfdruck von 17 bar führt.

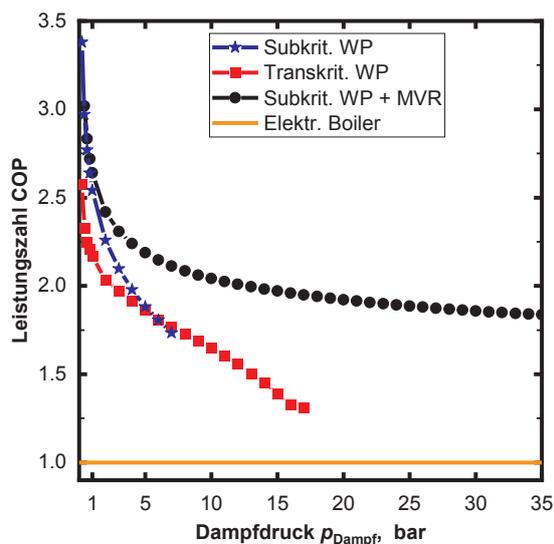


Abbildung 2: Leistungszahl COP als Funktion des Dampfdrucks  $p_{\text{Dampf}}$  (gesättigt) für verschiedene Wärmepumpenprozesse und elektrische Boiler

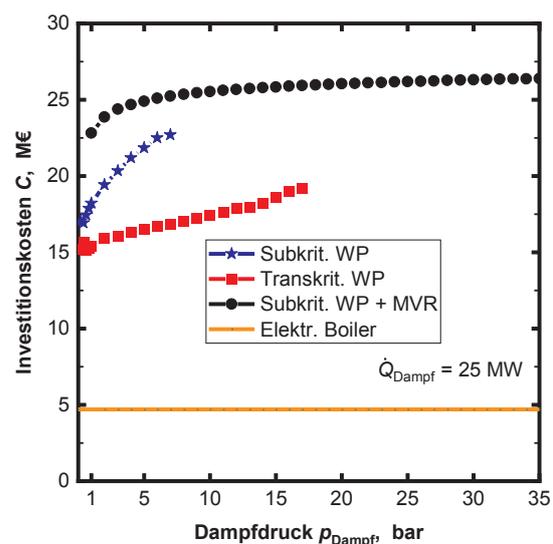


Abbildung 3: Investitionskosten  $C$  als Funktion des Dampfdrucks  $p_{\text{Dampf}}$  (gesättigt) für verschiedene Wärmepumpenprozesse und elektrische Boiler. Dampferzeugungsleistung: 25 MW

Generell zeigt sich eine signifikante Reduktion der Anzahl geeigneter Kältemittel mit steigenden Dampfdrücken/-temperaturen. Allerdings sind Kältemittel, die bei höheren Dampfdrücken eine hohe Effizienz aufweisen typischerweise auch bei niedrigeren Dampfdrücken effizient. Unter den geeigneten und effizienten Kältemitteln, gerade bei höheren Dampfdrücken, befinden sich häufig zyklische Kohlenwasserstoffe und Amine. Aktuell sind diese Stoffgruppen noch als explorative Kältemittel zu betrachten, da sie bislang nicht eingesetzt wurden. Ihre Eignung und Effizienz im Wärmepumpenprozess sollte zukünftig experimentell untersucht werden. Klassische synthetische Kältemittel, wie Hydrofluorolefine sind durchaus geeignet für kleine

Dampfdrücke, gehören dann aber nicht zu den effizientesten Kandidaten. Bei höheren Dampfdrücken, ab ca. 1 bar finden wir kaum noch synthetische Kältemittel unter den thermodynamisch geeigneten Kandidaten.

Die Investitionskosten zeigen eine andere Rangfolge für die betrachteten Wärmepumpenprozesse (Abbildung 3): Der transkritische Prozess weist die niedrigsten Investitionskosten auf, gefolgt vom subkritischen Prozess und dem kombinierten Wärmepumpenprozess als teuersten. Trotz der überlegenen Effizienz der Wärmepumpen im Vergleich zu elektrischen Boilern, gehen alle Wärmepumpenprozesse mit deutlich höheren Investitionskosten einher. Der kombinierte Prozess erfordert insbesondere höhere Investitionen aufgrund der zusätzlichen Kosten für den Dampfkompressor. Der transkritische Prozess führt zu geringeren Kosten im Vergleich zum subkritischen Prozess, da im Gaskühler grössere Temperaturdifferenzen vorliegen als im Kondensator des subkritischen Prozesses. Durch die grösseren Temperaturdifferenzen kann die nötige Wärmeübertragungsfläche und somit die Kosten reduziert werden. Der Anstieg der Investitionskosten mit dem Prozessdampfdruck ist vor allem mit abnehmenden Leistungszahlen assoziiert (Abbildung 2, Abbildung 3): Niedrigere Leistungszahlen erfordern eine höhere Kompressorleistung bei gleicher Dampfproduktionskapazität (Wärmeabgabe), was die Kompressorkosten erhöht.

Insgesamt zeigt die Analyse der Wärmepumpenprozesse deutliche Unterschiede in der Effizienz, den Kosten und den technologischen Grenzen. Hieraus resultieren interessante Trade-Offs, insbesondere zwischen Investitions- und Betriebskosten (effizienzabhängig), die nachfolgend auf der Systemebene aufgelöst werden.

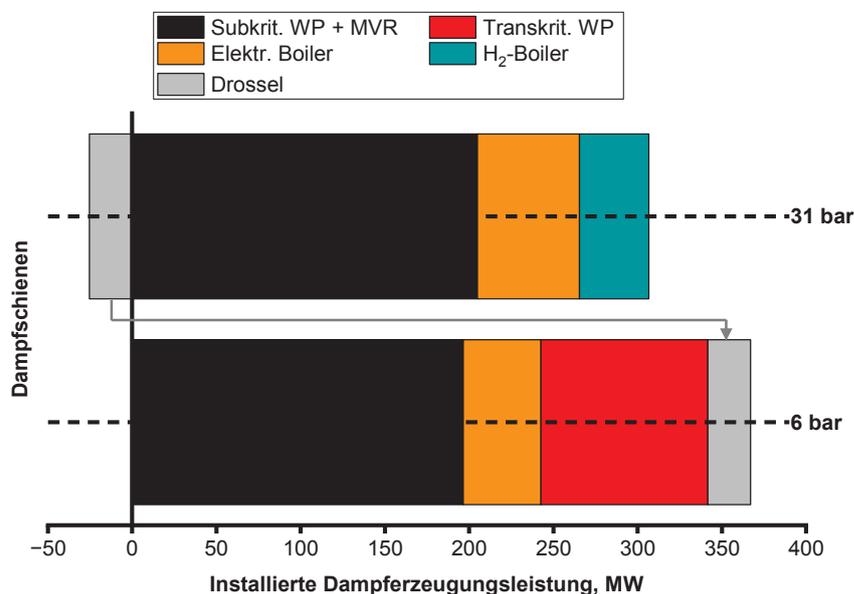


Abbildung 4: Installierte Dampferzeugungsleistungen zur Versorgung der 6 und 31 bar Dampfschienen im Basis-Szenario. Mittlerer Strompreis: 144 €/MWh; Wasserstoffpreis 96,85 €/MWh

## Optimales Dampferzeugungssystem zur Versorgung des Chemieparks

Die Optimierung des Dampferzeugungssystems wird im Basis-Szenario zu einem Wasserstoffpreis von 144 €/MWh und den Strompreisen des deutschen Spotmarktes im Jahr 2021 durchgeführt. Die Strompreise werden als zeitabhängig betrachtet, mit einem Durchschnittspreis von 96,85 €/MWh. Heutige europäische Preise für Strom und Wasserstoff befinden sich auf einem ähnlichen Niveau.

Die Optimierungsergebnisse zeichnen ein klares Bild (Abbildung 4): Hocheffiziente Wärmepumpen dominieren das Energiesystem, während wasserstoffbasierte Technologien nur in geringem Masse genutzt werden. Die Analyse der Vollastbetriebsstunden zeigt, dass hocheffiziente kombinierte Wärmepumpen die Grundlast bereitstellen (> 7000 h), weniger effiziente, aber günstigere transkritische Wärmepumpen die Mittellast bedienen ( $\approx 2800$  h), und elektrische sowie Wasserstoffboiler nur für Spitzenlasten eingesetzt werden (elektr. Boiler  $\approx 1000$  h; H<sub>2</sub>-Boiler  $\approx 400$  h). Der Wasserstoffboiler wird jedoch nur zur Abdeckung von Spitzenlasten verwendet, wenn der Wasserstoffpreis 20-30 % unter dem Strompreis liegt. Anstelle eines Expanders wird eine isenthalpische Drossel installiert, um die Dampfleitungen zu verbinden. Auch wenn das isenthalpische Drosseln mit hohen Exergieverlusten verbunden ist, ist der Einsatz eines Expanders im Basis-Szenario nicht kosteneffektiv.

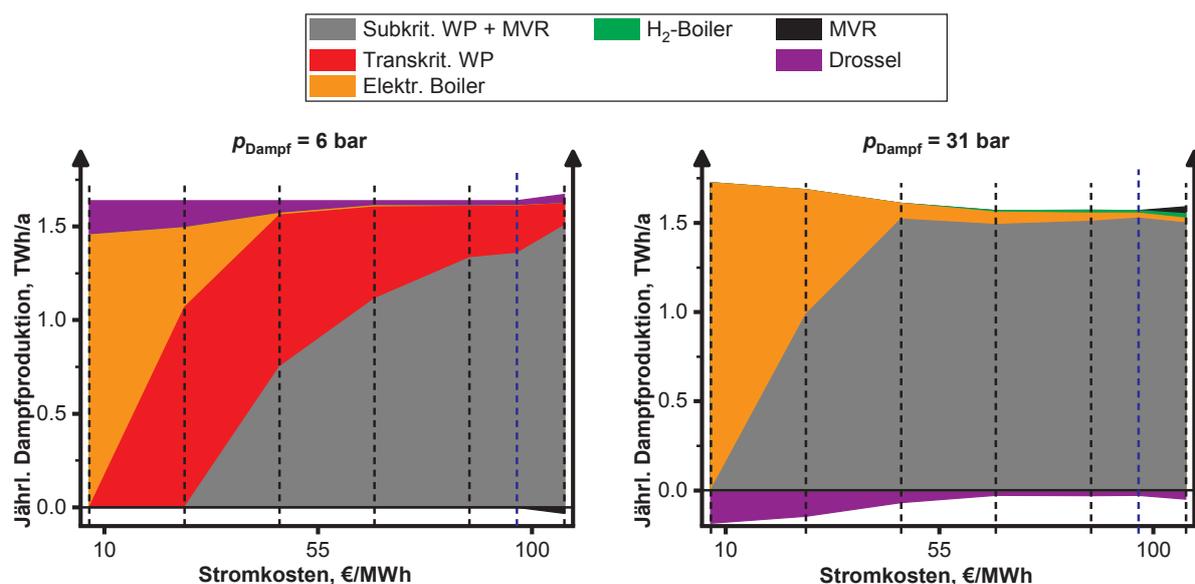


Abbildung 5: Jährliche Dampfproduktion unterteilt in die installierten Technologien als Funktion des Strompreises. Gestrichelte schwarze Linien zeigen simulierte Strompreise. Die blau gestrichelte Linie repräsentiert den Strompreis des Basis-Szenarios.

Wasserstoffpreis: 144 €/MWh

Wenn ausgehend von den Strom- und Wasserstoffpreisen des Basis-Szenarios die Strompreise reduziert werden, verändert sich der optimale Technologiemix des Dampferzeugungssystems (Abbildung 5). Wärmepumpen bleiben lange dominant. Allerdings wird der hocheffiziente kombinierte Prozess auf der 6 bar Schiene kontinuierlich durch den transkritischen Prozess ersetzt. Der transkritische Prozess ist weniger effizient (Abbildung 2), kommt jedoch mit deutlich geringeren Investitionskosten (Abbildung 3). Mit sinkendem Strompreis verlagert sich der Trade-Off zwischen Investitions- und Betriebskosten (effizienzabhängig) demnach zunehmend auf die Seite der Investitionskosten. Auf der 31 bar Schiene ist ein Wechsel vom kombinierten

Prozess zu einem anderen Wärmepumpenprozess nicht möglich, da kein anderer Wärmepumpenprozess diesen Dampfdruck bedienen kann (Abbildung 2). Ab einem Strompreis von rund 50 €/MWh nimmt der Anteil von rein elektrischen Heizern zu. Trotz ihrer unterlegenen Effizienz sind sie bei sehr niedrigen Strompreisen kosteneffektiv, auf Grund ihrer geringen Investitionskosten. Das optimale Dampferzeugungssystem wird jedoch erst durch elektrische Heizer dominiert, wenn die Strompreise deutlich unter 30 €/MWh liegen. Derartig niedrige Strompreise sind im Mittel jedoch nicht zu erwarten, da sie in der Größenordnung der reinen Stromgestehungskosten von Wind- und PV-Strom liegen (3 – 34 €/MWh [10]).

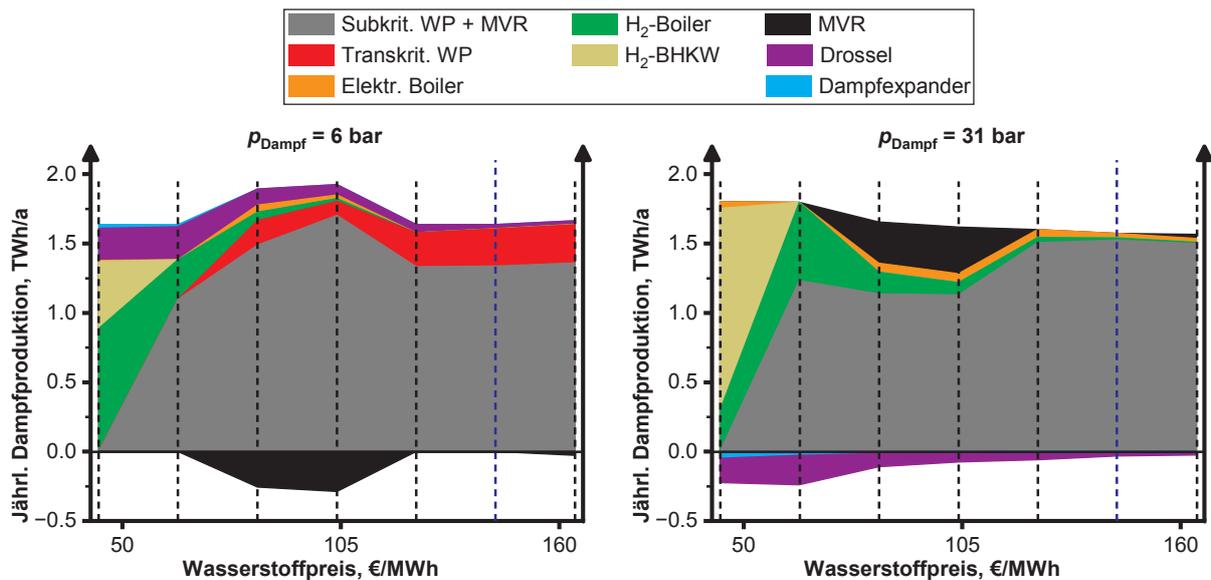


Abbildung 6: Jährliche Dampfproduktion unterteilt in die installierten Technologien als Funktion des Wasserstoffpreises. Gestrichelte schwarze Linien zeigen simulierte Wasserstoffpreise. Die blau gestrichelte Linie repräsentiert den Wasserstoffpreis des Basis-Szenarios.

Mittlerer Strompreis: 96,85 €/MWh

Wird ausgehend vom Basis-Szenario der Wasserstoffpreis verringert, steigt ab einem Wasserstoffpreis von ca. 120 €/MWh der Anteil an Wasserstoffboilern langsam an. Wärmepumpen und vor allem die kombinierte Wärmepumpe bleiben jedoch auch bei sinkenden Wasserstoffpreisen lange dominant. Erst wenn der Wasserstoffpreis unter 50 €/MWh fällt, wird das Dampferzeugungssystem durch wasserstoffbasierte Technologien dominiert. Eingesetzt werden dann sowohl das wasserstoffbasierte Blockheizkraftwerk als auch Wasserstoffboiler. Wasserstoffpreise von unter 50 €/MWh liegen deutlich unter den heutigen Preisen für grünen Wasserstoff und sind mit heimischer Produktion schwer zu erreichen. Unter der Annahme eines Elektrowirkungsgrads von 60% müsste der Strompreis unter 30 €/MWh liegen, um kosteneffektiv Wasserstoff bei 50 €/MWh erzeugen zu können. In diesem Fall wäre eine direkte Elektrifizierung mit Wärmepumpen oder Boilern auf Grund des höheren Kettenwirkungsgrads allerdings deutlich kosteneffektiver. Optimistische Schätzungen für im Ausland, unter optimalen Bedingungen erzeugten Wasserstoff prognostizieren einen Preis von rund 45 €/MWh für 2040 [11]. Werden derartig niedrige Preise in Zukunft erreicht, könnten Wasserstofftechnologien kostenoptimal sein. Es ist jedoch zu beachten, dass gleichzeitig Strompreise im Bereich des Basis-Szenarios (96,85 €/MWh) in diesem Fall nicht realistisch sind, da Strom aus Wasserstoff für rund 75 €/MWh (thermischer Wirkungsgrad von 60%) erzeugt werden könnte. Bei ausreichend hoher Verfügbarkeit wäre bei derart geringen Wasserstoffpreisen zu erwarten, dass alle Sektoren durch Wasserstofftechnologien dominiert würden.

Die Variation von Strom und Wasserstoffpreisen zeigt, dass ein Dampferzeugungssystem dominiert durch Wärmepumpen für die meisten realistischen Preiskombinationen kostenoptimal ist. Erst wenn Strom- oder Wasserstoffpreise sehr niedrige Werte erreichen, sind Dampferzeugungssysteme dominiert durch elektrische Boiler oder wasserstoffbasierte Technologien kostenoptimal.

## Schlussfolgerungen

Diese Studie untersucht Technologien und Energiesystemdesigns um die Dampfversorgung an industriellen Standorten zu dekarbonisieren. Der Schwerpunkt liegt auf dem Vergleich direkter Elektrifizierung mit Wärmepumpen und elektrischen Boilern und indirekter Elektrifizierung mit wasserstoffbasierten Technologien, wie Blockheizkraftwerke und Wasserstoff-Boilern. Für unsere Fallstudie betrachten wir einen idealtypischen Chemiapark mit Bedarfen an Dampf bei 6 und 31 bar sowie Elektrizität.

Wir stellen fest, dass subkritische Wärmepumpen und transkritische Wärmepumpen gesättigten Dampf bis zu 8 bzw. 17 bar liefern können. Kombinierte Prozesse, aus subkritischer Wärmepumpe mit nachgeschalteter Dampfnachverdichtung erreichen Dampfdrücke von bis zu 35 bar und darüber hinaus. Dieser kombinierte Prozess liefert die höchsten COPs, verursacht jedoch auch die höchsten Investitionskosten. Die Herausforderungen, Wärmepumpen für hohe Dampfdrücke zu designen, liegen hauptsächlich in der Auswahl des Kältemittels, der Handhabung hoher Kompressor-Druckverhältnisse und niedriger Verdampfungsdrücke.

Das optimale Dampferzeugungssystem im Basis-Szenario zeigt eine deutliche Priorisierung von Effizienz über Investitionskosten. Der Grossteil des Dampfbedarfs wird trotz höherer Investitionskosten durch den hocheffizienten kombinierten Wärmepumpenprozess bereitgestellt. Für die Mittellast zeigt sich jedoch zusätzlich ein Bedarf an Wärmepumpenprozessen, die weniger effizient aber deutlich günstiger sind. In unserer Studie zeigten transkritische Wärmepumpen diese Eigenschaften. Elektrische und Wasserstoffboiler werden ausschließlich genutzt, um Spitzenlasten abzudecken.

Die Variation von Strom- und Wasserstoffpreisen zeigt, dass das wärmepumpendominierte Dampferzeugungssystem für die meisten realistischen Preiskombinationen kostenoptimal ist. Eine Investition in dampferzeugende Wärmepumpen bietet somit eine grosse Robustheit gegenüber zukünftigen Preisentwicklungen. Herausforderungen in der Weiterentwicklung dampferzeugender Wärmepumpen sind vor allem effiziente Kältemittel sowie Wasserkompressoren, die grosse Druckverhältnisse bei kleinen Eintrittsdrücken realisieren.

## Danksagung

Diese Arbeit entstand im Rahmen des BRIDGE Projektes «High-Efficiency High-Temperature Heat Pumps with Temperature Glide» (Projekt-Nr. 203645) Wir danken dem Schweizerischen Nationalfonds (SNF) sowie Innosuisse für die Unterstützung.

## Referenzen

- [1] Rehfeldt M, Fleiter T, Toro F. A bottom-up estimation of the heating and cooling demand in European industry. *Energy Efficiency* 2018;11(5):1057–82  
<https://doi.org/10.1007/s12053-017-9571-y>
- [2] Kochenburger T, Liesche G, Brinkmann J, Gagalic K, Förtsch D. Fine chemicals production in a carbon-neutral economy: the role of electrification. *Current Opinion in Chemical Engineering* 2023;40:100904. <https://doi.org/10.1016/j.coche.2023.100904>
- [3] Arpagaus C, Bless F, Uhlmann M, Schiffmann J, Bertsch SS. High temperature heat pumps: Market overview, state of the art, research status, refrigerants, and application potentials. *Energy* 2018;152:985–1010. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.03.166>
- [4] Liu C, Han W, Xue X. Experimental investigation of a high-temperature heat pump for industrial steam production. *Applied Energy* 2022;312:118719  
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.118719>
- [5] Noble D, Wu D, Emerson B, Sheppard S, Lieuwen T, Angello L. Assessment of Current Capabilities and Near-Term Availability of Hydrogen-Fired Gas Turbines Considering a Low-Carbon Future. *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power* 2021;143(4) <https://doi.org/10.1115/1.4049346>
- [6] Obrist MD, Kannan R, McKenna R, Schmidt TJ, Kober T. High-temperature heat pumps in climate pathways for selected industry sectors in Switzerland. *Energy Policy* 2023;173:113383. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113383>
- [7] Bauer T, Prenzel M, Klasing F, Franck R, Lützow J, Perrey K et al. Ideal-Typical Utility Infrastructure at Chemical Sites – Definition, Operation and Defossilization. *Chemie Ingenieur Technik* 2022;94(6):840–51. <https://doi.org/10.1002/cite.202100164>
- [8] Reinert C, Schellhas L, Mannhardt J, Shu DY, Kämper A, Baumgärtner N et al. SecMOD: An Open-Source Modular Framework Combining Multi-Sector System Optimization and Life-Cycle Assessment. *Front. Energy Res.* 2022;10  
<https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.884525>
- [9] Reinert C, Nolzen N, Frohmann J, Tillmanns D, Bardow A. Design of low-carbon multi-energy systems in the SecMOD framework by combining MILP optimization and life-cycle assessment. *Computers & Chemical Engineering* 2023;172:108176  
<https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2023.108176>
- [10] Shen W, Chen X, Qiu J, Hayward JA, Sayeef S, Osman P et al. A comprehensive review of variable renewable energy levelized cost of electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2020;133:110301. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110301>
- [11] Ueckerdt F, Verpoort PC, Anantharaman R, Bauer C, Beck F, Longden T et al. On the cost competitiveness of blue and green hydrogen. *Joule* 2024;8(1):104–28  
<https://doi.org/10.1016/j.joule.2023.12.004>

Frédéric Bless, Cordin Arpagaus, Stefan Bertsch, Institute for Energy Systems (IES),  
OST - Eastern Switzerland University of Applied Sciences

BFE F&E-Projekt **SI/502292** IntSGHP (abgeschlossen 2021-2024)

# Steam-generation heat pump: A revolution for the Swiss industry? Results of the IntSGHP project

## Résumé

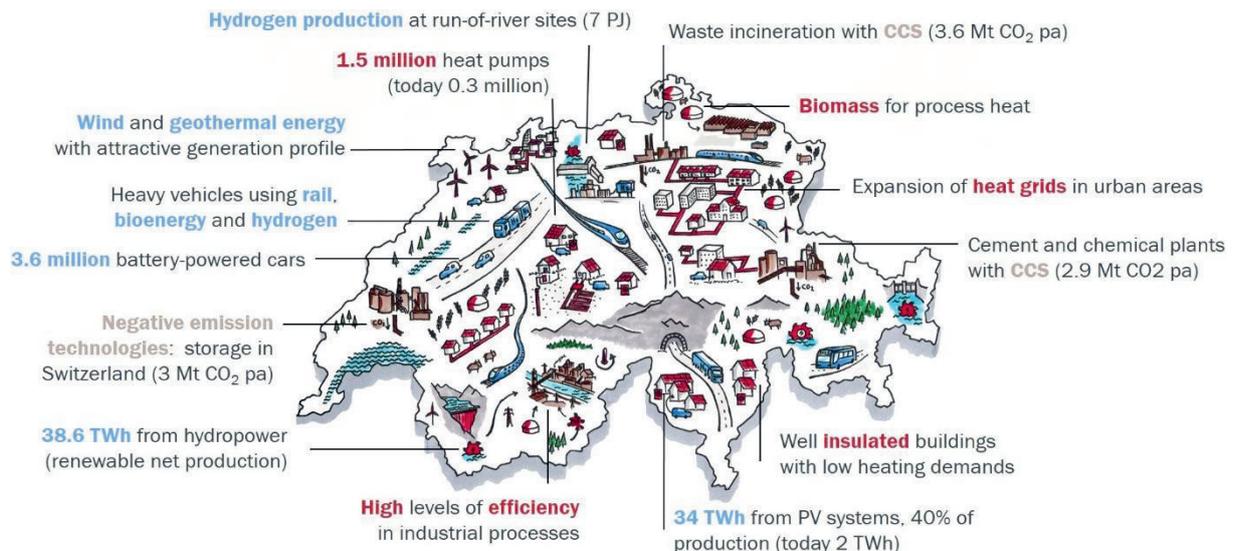
*La décarbonisation du secteur industriel suisse est impérative pour atteindre l'objectif ambitieux de neutralité carbone d'ici 2050. Le potentiel de l'utilisation de pompe à chaleur (PAC) pour la production de vapeur est grand car la vapeur est utilisée couramment dans l'industrie comme porteur de chaleur. L'analyse Pinch est une méthode importante qui peut servir de cadre d'orientation pour l'optimisation des flux de chaleur et de la récupération de chaleur, garantissant un déploiement optimal des PACs. À travers des études de cas, ce rapport résume le projet IntSGHP de l'OFEN, en mettant en lumière les promesses et les défis de l'intégration de cette technologie. Bien que des obstacles tels que notamment la disponibilité du marché et les coûts d'investissement persistent, les PACs produisant de la vapeur arrivent sur le marché et offrent l'espoir d'un avenir industriel durable. En adoptant l'innovation et la collaboration, la Suisse pourrait ouvrir la voie à un paysage industriel plus efficace et plus durable si des efforts sont faits afin de soutenir et promouvoir cette solution écologique.*

## Abstract

*Decarbonizing the Swiss industrial sector is not just a goal; it's a necessity for Switzerland to achieve its ambitious goal of carbon neutrality by 2050. The potential for using heat pumps (HP) for steam generation is great, as steam is commonly used in industry as a heat carrier. Pinch analysis is an important method that can serve as a guiding framework for optimizing heat flows and recovery, ensuring optimal deployment of HPs. This report summarizes the SFOE's IntSGHP project through case studies, highlighting the promises and challenges of integrating this technology. Although obstacles such as market availability and investment costs persist, steam-generating HPs are coming to market and offer the chance to a sustainable industrial future. By embracing innovation and collaboration, Switzerland could pave the way for a more efficient and sustainable industrial landscape if efforts are made to support and promote this environmentally friendly solution.*

## Introduction

Switzerland's commitment to carbon neutrality is reinforced by the acceptance of the Climate and Innovation Act Law passed on 18 June 2023<sup>1</sup>. The Swiss Federal Office of Energy has developed a heating strategy to guide the energy transition in this area. Recognizing the significant impact of the heating sector on greenhouse gas emissions, it outlines a multifaceted approach to improve its heating systems and achieve carbon neutrality. Figure 1 presents some key elements of Switzerland's heating strategy to achieve its goal.



Graphics: Dina Tschumi; Prognos AG

Figure 1: Objectives for a climate-neutral Switzerland by 2050. Energy perspectives 2050+ (Source: SFOE [1])

High levels of efficiency in industrial processes and an increase in heat pumps are two main key paths toward decarbonizing the heating strategy. Although the graphic mostly references residential heat pumps (HP), industrial HPs are included in these two objectives. Decarbonizing the industrial sector represents a major challenge for Switzerland, where traditional processes are deeply rooted, and change takes time. Figure 2 shows the final energy consumption for 2020 and its distribution. In the industry sector, more than a third of the energy used is produced by fossil fuel (e.g., coal, gas, or oil) whereas electricity, mostly used to drive motors and lighting, has a share of around 40%, is.

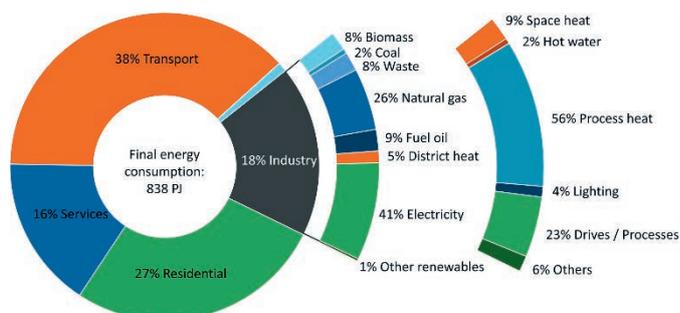


Figure 2: Final energy consumption based on SFOE 2019 and 2020 data (Picture source: [2])

<sup>1</sup> <https://www.admin.ch/gov/en/start/documentation/votes/20230618/climate-and-innovation-act.html>

As seen, process heat represents the highest energy consumption of the industrial sector representing slightly more than 10% of total energy consumption in Switzerland. In this category, a common heating medium used is steam for various reasons such as non-toxicity, high heat capacity, and low price. The production of steam used in the industrial sector is a significant source of carbon dioxide in Switzerland and the world. Swiss companies aim to be decarbonized by 2050, but current sustainable solutions do not seem to guarantee the competitiveness and sustainability of all of them. Except for biomass boilers, most of the steam is still produced by fossil fuel boilers.

Using HPs for steam production as a conversion solution is a technology with great potential but presents many barriers. These hindrances must be overcome before steam-generating heat pumps (SGHP) can be deployed to their full potential.

Results from simulations of global strategies to reduce carbon emissions in Switzerland by the ETH Zurich show that sectors like transport and heating can be largely electrified [3]. That total electricity demand can be covered with renewable electricity generation. Applications that are harder to electrify, like long-haul freight transport, aviation, and high-temperature applications in industry (typically higher than 200 °C), can be supplied by bio- or synthetic fuels, as shown in Figure 3 [3]. SGHPs are currently limited to a certain temperature and are the most efficient for low-pressure steam and process heat up to approximately 150°C.

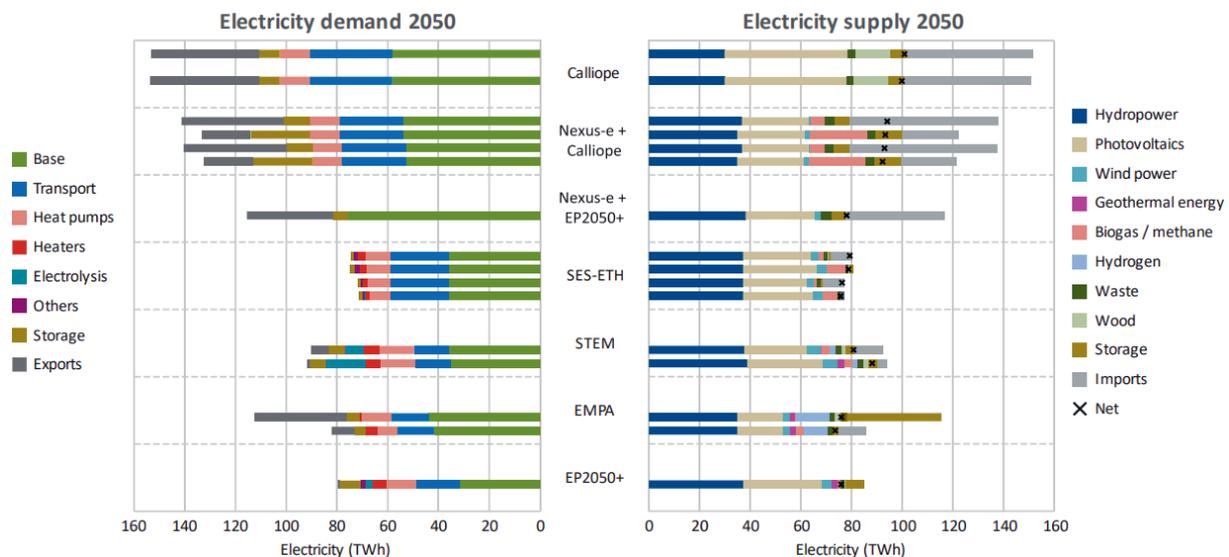


Figure 3: Model results of the yearly electricity demand (left) and supply (right) in 2050 of four different energy scenarios (Figure from ETH Zurich [3])

2050 is only 25 years away; the urgency of decarbonization must be considered. ETHZ's simulations give a concrete idea of the scale of the challenge, underlining the need for rapid intervention in various ways in different sectors [3], particularly in the Swiss industrial landscape, where carbon-intensive processes predominate. The transition requires a paradigm shift from traditional high-temperature processes using heat generated by burning fossil fuels to more environmentally friendly and sustainable solutions.

However, the situation's complexity calls for a nuanced approach, with each industrial site having to undergo a thorough analysis proposing different optimization options before

adopting new heating systems and/or changes to the internal use of heating and cooling. Rushing toward a standard solution, such as replacing gas boilers with biogas or hydrogen boilers or with wood furnaces, would not be a sustainable solution in the long term as Switzerland will not be able to produce enough of these fuels and resources in the future.

## **The Role of Heat Pumps in Industrial Decarbonization**

Heat pumps are emerging as key components in the decarbonization arsenal, offering a versatile means of recovering low-grade heat at temperatures suitable for industrial processes and reducing the need for cooling. However, their effectiveness depends on their ideal integration into existing infrastructures and optimal system design. Various cycles can be used in a heat pump, each having advantages and disadvantages and being the best option for a particular application. For example, a transcritical cycle would be the best for heating air for spray drying, whereas the same cycle is less efficient for producing steam [4].

Pinch analysis is one of the most comprehensive methods for illuminating the path to energy efficiency, identifying bottlenecks and facilitating targeted interventions. However, adopting HPs is challenging, with limitations in market availability, investment costs, temperatures, and heat source availability.

## **Steam Generation Heat Pump: A Solution for Industry Decarbonization**

SGHPs can be seen as a revolution to decarbonize the industry. These systems embody innovation and bridge the gap between low-grade heat sources, an environmentally friendly heat generation system, and the important use of steam in industrial processes. However, they are not primarily a technical revolution but rather a logical evolution of the HP developments of recent years. It has to be noted that SGHP can also be a false good solution, as they enable some companies to use them to produce steam sustainably without first doing an optimisation of their processes and their whole industrial site. Energy efficiency should be a priority of every industry and process analysis sometime show that steam is not the most efficient medium to be used removing the need of using SGHP. However, energy efficiency analysis of a whole industrial site is not a trivial procedure, takes time and resource.

Using sophisticated refrigeration cycles, SGHPs facilitate steam production at temperatures suitable for industrial operations while minimizing the environmental impact. The choice of refrigerants adds further flexibility, enabling tailor-made solutions to meet the industry's diverse needs. The most efficient categories of cycles to produce steam are the (a) closed-loop cycle, the (b) open-loop cycle and the (c) combined cycle shown in Figure 4.

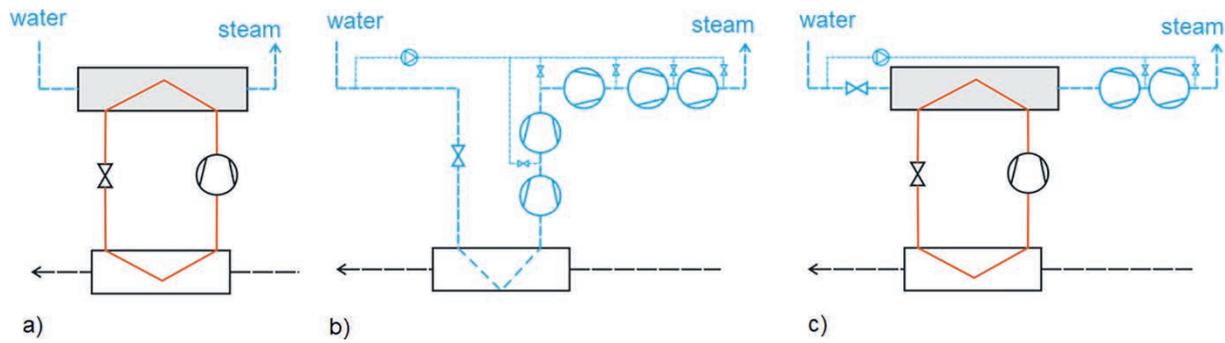


Figure 4: Cycles to produce steam. (a) Closed-loop cycle, (b) Open-loop cycle, and (c) Combined-loop cycle, where water is represented by the blue dashed lines and refrigerant lines are shown in orange. Compressors, water pumps, expansion valves and heat exchangers are also shown

The limitation in the closed-loop cycle is mostly the refrigerant, where its critical temperature must be above the steam temperature used. Table 1 describes some refrigerants that can be used in a closed-loop SGHP.

Refrigerant	Critical Pressure [bar]	Critical Temperature [°C]	Pressure ratio for 70°C/120°C	Density gas@ 70°C	Cp Gas @ 70°C	Flammable	Toxic	GWP	ODP
R717 (ammonia)	83.2	132.3	2.8	26.4	4.7	(slightly)	yes	0	0
R600a (isobutane)	36.4	134.7	2.6	28.4	2.3	yes	no	<5	0
R600 (n-butane)	38.0	152.0	2.7	20	2.2	yes	yes	<5	0
R718 (water)	220.6	373.9	6.4	0.2	2.0	no	no	0	0
R1336mzz(Z)	29.0	171.3	3.4	21	21.0	no	no	2	0
R1233zd(E)	35.7	165.6	3.1	27	27.0	no	no	1	~0.00034

Table 1: Properties of selected refrigerants able to produce high temperature heat

Table 1 shows some properties of natural refrigerants (e.g., ammonia, isobutane, butane, and water) as well as two synthetic refrigerants (R1336mzz(Z) and R1233zd(E)). R1336mzz(Z) has fewer defaults with being inflammable and non-toxic, having only a GWP of 2 and an ODP of 0. However, some research is being done to see if R1336mzz(Z) produces trifluoroacetic acid, which is toxic and potentially harmful to human health in drinking water. This health concern is important as removing trifluoroacetic acid from drinking water is difficult using conventional methods [5-6].

The open-loop cycle uses water as a refrigerant and has only one heat exchanger (the evaporator), as the steam is used after the compression step(s). This cycle has limitations if the heat source is low (below 70 °C); the first steam compression happens at low pressure (around 0.25 bar(a) for the evaporation temperature of 65 °C), which is too low for some types of steam compressors, limiting the options and unfortunately limiting its efficiency. Furthermore, each steam compression step has heat losses, and thus, as steam compressors rarely achieve a compression step higher than 20K, an open-loop cycle with a high-temperature lift will not produce a very high COP.

The combined cycle reduces the limitations of both cycles by having fewer steam compression steps which are also at a higher pressure than in the open cycle. Additionally, the choice of refrigerant that can be used are increased compared to the closed cycle, since lower condensing temperatures are needed.

## Optimization Before Implementation

Before implementing new heating systems, industrial sites should undergo a rigorous analysis to discover possible optimizations to maximize efficiency and minimize energy waste. As mentioned above, Pinch analysis is a high-potential tool, offering a clear view of energy flows and enabling the identification of optimization opportunities.

However, despite the importance of optimization, constraints such as cost, feasibility, company developments, long payback periods, and the novelty and hence risk of installing new technologies, the risk of rising energy prices can limit the choice of optimal solutions.

A short guideline to help start a project involving STGHP has been compiled for the IntSGHP project, which is available on the SWEET DeCarbCH website<sup>2</sup> [7].

## Case Studies

During the IntSGHP project [1], two case studies from Swiss companies were analyzed. They offer poignant illustrations of SGHP integration design, highlighting innovative design principles and technical feasibility. These projects illustrate the transformative potential of SGHP technology in industrial environments, albeit with many challenges.

Case Study A involved integrating a SGHP for a distillation process; the process details are given in Table 2.

Process demand	Medium	Power	Temperature inlet	Temperature outlet	Pressure	Consumption
Unit		[kW]	[°C]	[°C]	[bar(a)]	[MWh/y]
Heating	water	462	106.3 (steam)	100 (liquid)	1.58	7600*
Cooling	water	461	22	31	1	300**

\*Consumption of natural gas in the steam boiler

\*\*Electricity consumption of the cooling towers

*Table 2: Details of Case Study A: a distillation process*

First, a Pinch analysis was conducted for the whole industrial site, and different options were proposed and analyzed. Different solutions for reducing this process's environmental impact were presented and summarized in Table 3.

<sup>2</sup> <https://www.sweet-decarb.ch/wiki-2105>

Best theoretical solution	Optimal HP integration	Chosen solution
Using a compressor directly in the process to distillate the chemical solution	Reducing the temperature difference between the heating fluid and the distillation solution	Integration of a SGHP with an unmodified process
<ul style="list-style-type: none"> <li>+ carbon neutral solution</li> <li>+ best efficiency as no heat exchanger may be required, the evaporation would be done by decreasing the pressure and thus the evaporating temperature</li> <li>– never being tested, distillation at a lower pressure by using a compressor may modify the process</li> <li>– no reduction of the cooling consumption</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ carbon neutral solution</li> <li>+ good efficiency by reducing the temperature difference between the heating fluid and the solution</li> <li>– a new heat exchanger in the distillation column would need to be installed, which is expensive and not currently available</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ no modification of the process</li> <li>+ carbon neutral solution</li> <li>– not the optimal possible efficiency</li> <li>– larger temperature lift and high temperature sink, which means difficulty in the system (cascade or series HP) and the choice of refrigerants</li> <li>– also, the system goes from HTHP providing hot water to SGHP</li> </ul>
This solution would require much time and effort to implement and a full R&D project to be tackled.	This solution would be easiest regarding the HP system due to conventional temperature, but it is mostly a cost problem.	This solution is the best in process risk but requires state-of-the-art SGHP to succeed.

Table 3: Option to replace the steam used in the distillation process for the Case Study A

The integration of a SGHP with an unmodified process was chosen because it was the only feasible solution with respect to overall cost of implementation.

For Case Study B, the process was also a distillation process, detailed in Table 4.

Process demand	Medium	Power	Temperature inlet	Temperature outlet	Pressure
		[kW]	[°C]	[°C]	[bar(a)]
Heating	Water	2'300*	110 (steam)	90 (liquid)	1.74
Cooling	Water		45-47	40	

\*1'900 kW acetone evaporation + 250 kW acetone pre-heating + 380 kW additional heating (hot water)

Table 4: Details of the distillation process in Case Study B

This case study is similar, but it has higher power and a higher cooling temperature. Simulations of both case studies were made, and the combined cycle heat pump was selected as the most efficient for Case Study A. In contrast, the open-loop cycle was ideal for Case Study B due to its higher cooling temperature. Unfortunately, for Case Study A, there was no combined cycle solution available in the market, and even though some companies promised to do it, the lack of a pilot project was too risky for the Swiss company involved. Thus, a cascade closed-loop cycle was designed with ammonia for the lower stage and butane for the higher stage. The simulated COP was 3.3 for Case Study B with an open-loop cycle, 2.9 for Case Study A with a combined cycle, and 2.4 for the cascade ammonia-butane closed-loop cycle.

Both companies have not yet integrated the designed heat pump due to the high investment cost of each solution. However, they are both interested in doing so in the future.

Market availability, investment costs, and the risks associated with the novelty of these systems are major obstacles underlying the need for concerted efforts to create an environment conducive to the investment and realization of these innovative solutions. Despite these challenges, the promise of SGHP remains intact, offering a glimmer of hope in Switzerland's journey toward decarbonization. During the IntSGHP project, a simple payback tool for SGHP was developed [8] and is available online on the DeCarbCH website<sup>3</sup>.

## Challenges and Opportunities

Although the new high-temperature industrial heat pumps are promising, their application to Swiss industry needs to be improved. The mismatch between available thermal capacities and market offerings will soon be a major obstacle, requiring tailor-made solutions to meet industrial demand. Indeed, most SGHPs currently on the market, or soon to come onto the market, have heat capacities in the MW range. The probable reason for this is that fewer units need to be sold to fill the company's coffers and satisfy investors. Most of these companies are listed in the IEA Annex 58 report and website [9].

In Table 5, however, some companies making customized HPs, such as the Swiss firm Walter Wettstein AG or Zero-C, have knowledge and experience in designing and building industrial chillers and high-temperature heat pumps, affirming they can build SGHPs.

Heat Pump	Maximal Heating Temperature	Heating capacity range
Spilling Steam Compressor	280 °C	1-15 MV
Enering Hoeg Temp	250 °C	0.3-10 MV
Qpinch Heat Transformer	230 °C	0.5-15 MV
Piller Vapofan	212 °C	1-70 MV
Turboden LHP	200 °C	3-35 MV
Heaten HeatBooster	200 °C	1-6 MV
SPH ThermBooster	200 °C	0.3-5 MV
Futraheat Greensteam	200 °C	0.3-1.5 MV
Olvondo HighLift	200 °C	0.5-0.75 MV
ToCircle TC-C920	188 °C	1-5 MV
ToCircle MVR-400	188 °C	0.3-45 MV
Kobelco MSRC 160L	175 °C	0.65-0.8 MV
Kobelco SGH165	165 °C	0.5-0.6 MV
SRM Vapor Compressor	165 °C	0.25-2 MV
Enertime HTHPs	160 °C	2-15 MV
Well & Sandvig Turbo Steam	160 °C	1-5 MV
Rank HP	160 °C	0.15-2 MV
Siemens Energy SHP-STC-XX W/S	150 °C	15-70 MV
MAN Energy Solutions HPU*	150 °C	10-50 MV
Epcon MVR-HP	150 °C	0.5-100 MV

<sup>3</sup> <https://www.sweet-decarb.ch/decarbonization-tools>

Heat Pump	Maximal Heating Temperature	Heating capacity range
ANEO Industry	150 °C	1.5-10 MV
AGO Calora	150 °C	0.5-10 MV
Ecop RHP K7	150 °C	0.5-0.7 MV
Mayekawa FS-Compressor	145 °C	0.9-1.0 MV

Table 5: List of commercial HTHPs with heating temperature higher than 130°C based on a graphic from the new version of [10], which will be published in 2024-25. \*Transcritical cycle with CO<sub>2</sub> as refrigerant

As Table 5 shows, high-temperature heat pumps efficiently make steam, excluding CO<sub>2</sub> transcritical heat pumps, and have high power (higher than 500 kW heating capacity). However, particularly in Switzerland, the number of companies with a capacity in the MW range is not very high, as shown by Figure 6, where the maximal potential is between 100 and 350 kW.

It is also possible that companies may not have the required cooling source to integrate an SGHP for this size of heating. Thus, the dependence on process waste heat as a primary heat source underlines the need for innovative approaches. One avenue being explored is the integration of thermal networks, which offer a potential solution to heat source constraints. Having standardized solutions will help the spread of these new technologies.

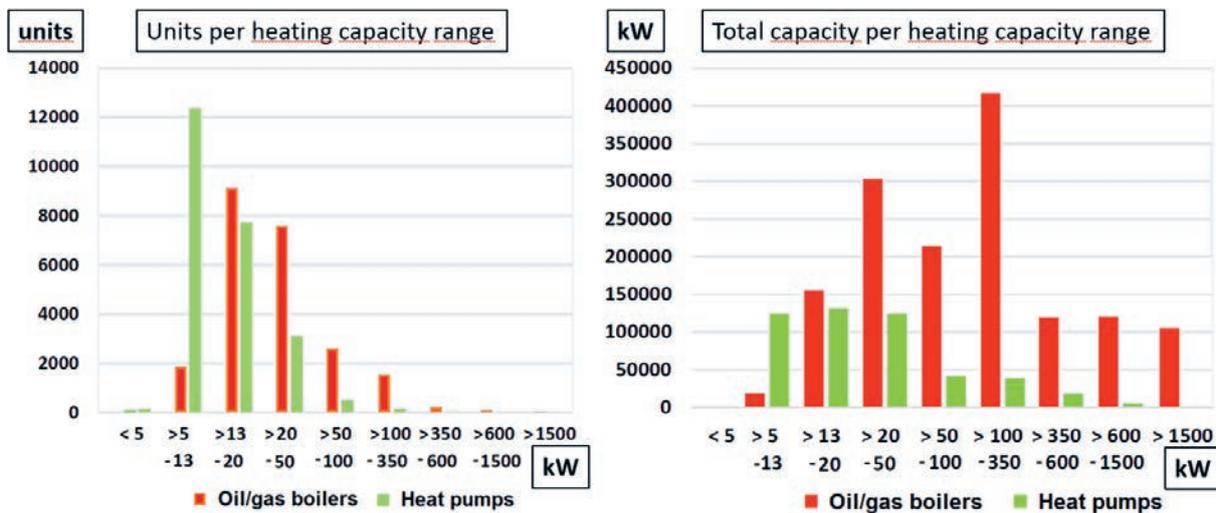


Figure 5: Statistics of the Swiss heat pump market (orange) compared to oil and gas boilers (blue) (A) in units of sales and (B) in cumulated heating capacity distributed by heating capacity range (Data: FWS, 2021) [9]

## Conclusions

The decarbonization of Swiss industry depends on a multi-faceted approach that particularly relies on cutting-edge technologies such as SGHPs. Through meticulous optimization, strategic investment and innovation, Switzerland can tackle the complexities of industrial decarbonization while preserving economic competitiveness and environmental sustainability.

The interest is there; some companies are ready to invest and only need a small push and support, and the market is evolving rapidly to fill the need. The road ahead is paved with difficulties, and the time to get there is limited. Still, with perseverance, collaboration and the right financial support in the right place, Switzerland can become a beacon of industrial sustainability and serve as an example to nations worldwide.

## References

- [1] SFOE (April 2024): Energy perspectives 2050+,  
<https://www.bfe.admin.ch/bfe/en/home/policy/energy-perspectives-2050-plus.html/>
- [2] Bundesamt für Energie BFE (April 2024), Fig. 1. Final energy consumption in Swiss industry in 2019 by energy carrier and application (Bundesamt für Energie BFE, 2019); (BFE, 2020).  
[https://www.dora.lib4ri.ch/psi/islandora/object/psi%3A49344/datastream/PDF/Obrist-2023-High-temperature\\_heat\\_pumps\\_in\\_climate-%28published\\_version%29.pdf](https://www.dora.lib4ri.ch/psi/islandora/object/psi%3A49344/datastream/PDF/Obrist-2023-High-temperature_heat_pumps_in_climate-%28published_version%29.pdf)
- [3] ETH Zürich Energy Science Center, “Energy security in a net zero emissions future for Switzerland”, White Paper, Published 24-05-2023,  
[https://www.research-collection.ethz.ch/bitstream/handle/20.500.11850/614564/1/ETH-ZurichESCWhitePaper\\_EnergySecurity\\_20230524.pdf](https://www.research-collection.ethz.ch/bitstream/handle/20.500.11850/614564/1/ETH-ZurichESCWhitePaper_EnergySecurity_20230524.pdf)
- [4] Bless, F., C. Arpagaus, and S. Bertsch. «Theoretical investigation of high-temperature heat pump cycles for steam generation.», Proceedings of the 13th IEA Heat Pump Conference, Jeju, Republic of Korea. 2021,  
<https://etkhpcorderapi.extweb.sp.se/api/file/2207>
- [5] Arpagaus, C., and Bertsch, S. «Experimental Comparison of HCFO and HFO R1224yd(Z), R1233zd (E), R1336mzz (Z), and HFC R245fa in a High Temperature Heat Pump up to 150 C Supply Temperature.», International Refrigeration and Air Conditioning Conference, Purdue, <https://docs.lib.purdue.edu/iracc/2200>
- [6] ATMOSphere, «The Rising Threat of HFOs and TFA to Health and the Environment», Report, September 2022, <https://atmosphere.cool/hfo-tfa-report/>
- [7] IntSGHP – Integration of steam-generating heat pumps in industrial sites (retrofit), Aramis Project SI/502292, 2021-2023,  
<https://www.aramis.admin.ch/Grunddaten/?ProjectID=49319>
- [8] Arpagaus, C.; Bless, F.; Bertsch, S. «Techno-economic analysis of steam generating heat pumps for integration into distillation processes», 15th IIR Gustav Lorentzen Conference on Natural Refrigerants (GL2022), 2022, <http://dx.doi.org/10.18462/iir.gl2022.0029>
- [9] IEA HPT Annex 58 High-Temperature Heat Pumps, Task 1- Technologies, Task Report, August 2023, HPT-AN58-2, <https://heatpumpingtechnologies.org/annex58/wp-content/uploads/sites/70/2023/09/annex-58-task-1-technologies-task-report.pdf>
- [10] Arpagaus Cordin. «Hochtemperatur-Wärmepumpen. Marktübersicht, Stand der Technik und Anwendungspotenziale.» Berlin, Offenbach: VDE Verlag GmbH, 2019,  
<https://www.vde-verlag.de/buecher/494550/hochtemperatur-waermepumpen.html>



Beat Wellig, Navdeep Bhadbhade, Benjamin H. Y. Ong, Donald Olsen  
Lucerne University of Applied Sciences and Arts,  
Competence Center Thermal Energy Systems and Process Engineering, Horw  
Pierre Krummenacher  
The School of Management and Engineering Vaud, Institut des Energies, Yverdon-les-Bains

BFE F&E Projekt **SI/502298** DeCarb-PUI (in Bearbeitung 2021-2025)

# Rethinking Industry's Process-Utility Interface with Temperature Reduction

## Zusammenfassung

*Mit zunehmender Dekarbonisierung der Industrie wächst die Bedeutung von Prozessintegration. Jedoch reicht die Prozessintegration sowie die Nutzung von Energieumwandlungstechniken nicht genügend eine tiefgreifende Dekarbonisierung zu erreichen. In vielen Industriesektoren führt die Wärmeübertragung zu signifikanten Exergieverlusten. Dies ist oft der Auslegung der Versorgungssysteme auf den Prozess mit der höchsten Temperatur geschuldet. Wir hinterfragen diesen Ansatz, indem wir die Versorgungstemperaturen überdenken und die Utilitysysteme zu optimieren. Die Anwendung von Pinch- und Exergieanalyse auf das Fallbeispiel einer Molkerei zeigt, dass die Versorgung von Wärme zwischen 50 °C und 100 °C zu einer Deckung von etwa 75% des Energiebedarfs ausreicht. Dadurch können Verringerungen von Exergieverlusten (bis zu 46%) und CO<sub>2</sub>-Emissionen (bis zu 66%) erreicht werden. Im Fallbeispiel existieren verschiedene Möglichkeiten für die Wärmeversorgung, basierend auf den CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten erweisen sich zentrale Wärmepumpen mit Zwischenkreisläufen als die kosteneffizientesten und technisch machbarsten.*

## Abstract

*As industries transition to decarbonization, the significance of process integration and energy conversion technologies grows. However, solely relying on process integration and energy conversion technologies is often insufficient for deep decarbonization. In many industrial sub-sectors, heat transfer results in significant exergy losses, often due to the utility systems catering to the highest temperature processes. The project DeCarb-PUI challenges these norms by rethinking utility supply temperatures and redesigning utility systems. Application of the pinch and exergy analysis to the chosen case study of the dairy plant reveals that supplying hot utility between 50 °C to 100 °C to provide approximately 75% of the utility demand can potentially result in reducing overall exergy losses by up to 46% and CO<sub>2</sub> emissions by up to 66%. Various heating supply options exist, but centralized heat pump measures with intermediate loops prove to be the most cost-effective and technically viable solutions based on the Levelized Cost of CO<sub>2</sub> Abatement.*

## Introduction

### Background information and current situation

As the industrial sector navigates to decarbonize its operation by 2050, roadmaps are currently being developed towards this critical goal. In September 2020, SwissEnergy provided invaluable support with the publication of the brochure «Auf dem Weg zur klimaneutralen Produktion» / «Vers une production climatiquement neutre». The fundamental pillars of decarbonizing the industrial sector are commonly recognized as increasing energy efficiency, expanding the use of renewable energy sources, and integrating available technologies to reduce or substitute fossil-based process heat (such as biomass, biofuels, solar thermal, and heat pumps). While integrating these technologies, such as combining process electrification with renewable energy sources, can yield significant reductions in greenhouse gas emissions in the short to medium term, achieving widespread climate-neutral production over the long haul will demand a fundamental shift of energy resource selection and redesigning of utility system to match the real heat transfer thermal requirements of industrial processes.

While certain industrial sectors inherently require energy resources capable of delivering high temperatures (e.g., cement, metals), this is not universally applicable, particularly in sectors like Food & Beverages, as well as Biotech & Pharmaceutical. Based on the bottom-up estimates using specific energy consumption and annual production data, more than half of the process heat demand in the Swiss industry is at low temperatures (i.e., <100 °C). However, in most cases, the de-facto standard provides heat by the low or medium-pressure steam, which is produced using fossil fuels, and processes continue to be designed accordingly. In fact, the utilization of high-quality fuels to meet low-temperature process heating demands represents a significant misallocation of resources, quantifiable in terms of exergy losses, in addition to CO<sub>2</sub> emissions from the use of fossil fuels. This underscores the importance of both energy and exergy efficiency indicators. The exergy of the system can be defined as the measure of the system's potential to perform useful work as it reaches equilibrium with its surroundings. Although energy efficiency tends to be relatively high in the Swiss Food & Beverages industry sector, exergy efficiency ranks among the lowest due to substantial exergy losses stemming from the utilization of fuels to cater to low-temperature heat requirements.

The SFOE co-funded project, “Decarbonization of industrial process through redesign of process-utility interface (DeCarb-PUI)”, focuses on the context of future decarbonization efforts, where mitigating misallocation and waste becomes imperative due to the constrained availability and cost-efficiency challenges of renewable resources. In addition, the widespread and economically viable adoption of technologies, e.g. heat pumps (HPs), hinges significantly on their operating temperatures.

### Purpose of the project DeCarb-PUI

The overarching aim of the project DeCarb-PUI is to **«retrofit for cooler hot utility and hotter cold utility»**. The project aims to achieve this by optimizing the process-utility interface (PUI) through exergy analysis, balancing costs and resource efficiency by addressing energy and exergy efficiencies, holistically, using Pinch Analysis (PA). It focuses on reducing exergy losses, especially at the PUI, to enhance heat integration and the efficiency of HPs (Figure 1).

By lowering hot utility temperatures, it minimizes exergy losses but must consider the trade-offs between operational and capital expenses.

Unlike complex academic approaches, DeCarb-PUI emphasizes practical tools and methodologies, drawing from real case studies to align industrial thermal equipment manufacturers' requirements with those of process industries.

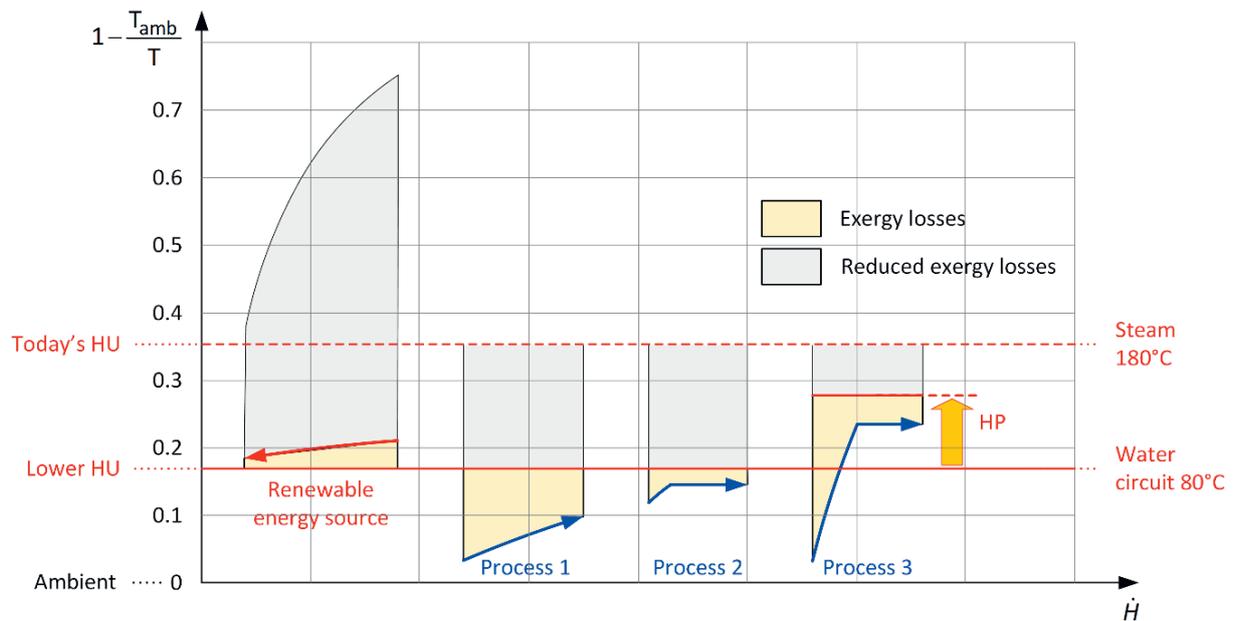


Figure 1: Illustration of heat transfer exergy losses at the process-utility interface: a significant reduction of exergy losses can be achieved thanks to lower supply temperature (Lower HU) and the use of renewable energy technologies, as compared to the current practice (Today's HU)

### Aim of the paper

The aim of this paper is to assist industrial stakeholders to rethink the method to retrofit their PUI in a holistic manner, by using PA and Exergy Analysis. The result of the paper is to use both methodologies to:

1. Identify improvements in temperatures for heat supply using practical methods
2. Identify the decarbonization potential
3. Identify trade-offs between exergy loss reduction and heat pump size/integration concept (local/centralized)

## Methodology

Two methodologies used in this study are PA and Exergy Analysis, as shown in Figure 2. SwissEnergy's promotion and financial support over the last decade have allowed to establish the PA as an essential practical method to optimize heat recovery (HR) and achieve heat integration of industrial processes.

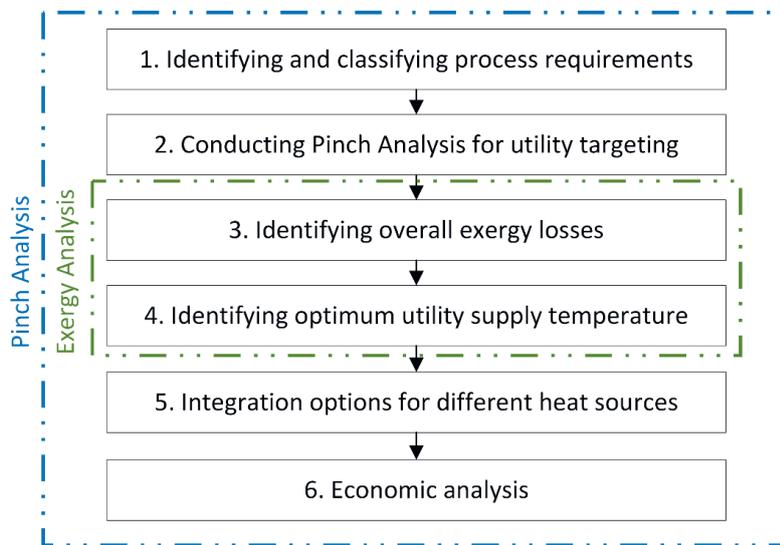


Figure 2: Overall methodology for retrofit of process-utility interface

### Identifying and classifying process requirements

The appropriate definition of process heating and cooling requirements (also called «process data extraction») is a key step for a successful and meaningful PA. In this work, it is distinguished into two typical modelling alternatives:

- White box (WB): In White box modeling, the heating and cooling requirements included in the process stream table are defined as «as close as possible» to the process. According to data extraction principles, features of any previous heat recovery (HR) solution are ignored when extracting heating and cooling requirements for the WB model. Thus, proposed EEM solutions are not constrained by pre-existing process features.
- Grey box (GB): defined by a restricted list of heating and cooling requirements after excluding the requirements achieved by the existing HR heat exchangers (HEXs). These processes usually have a small scope for additional heat exchange between the process streams but have significant utility use. GB model typically depicts «residual heating and cooling requirements».

The appropriate modelling alternative depends on the location of the boundary between where heat transfer can be modified (and process data are known or can be determined) and where no change can be made (and/or process data are unknown). The white box model offers the greatest flexibility and the highest HR potential. Hence, the white or grey box models refer to various boundaries of possible modifications of the considered process.

### Pinch Analysis for utility targeting

At its core is the concept of defining a process's heating and cooling requirements on a Temperature-Enthalpy diagram, commonly known as Composite Curves (CCs). The cold CC represents the heat sinks, and the hot CC represents the heat sources (Figure 3, (a)). The overlapping area represents the feasible HR from heat sources to heat sinks. Moving the CCs horizontally changes the minimum temperature difference,  $\Delta T_{min}$ , between the curves, the HR potential, and the required heating and cooling utilities (HU and CU). With the objective of minimizing the annual total costs, the optimal temperature difference  $\Delta T_{min,opt}$  is obtained (Figure 3, right). The larger the  $\Delta T_{min}$ , the smaller the overlapping area and, thus, the potential for HR. At the same time, more heating and cooling capacities are required, which leads to higher operating costs. The investment costs for HR are the opposite: they decrease with increasing  $\Delta T_{min}$  as smaller Heat Exchangers (HEXs) are required.

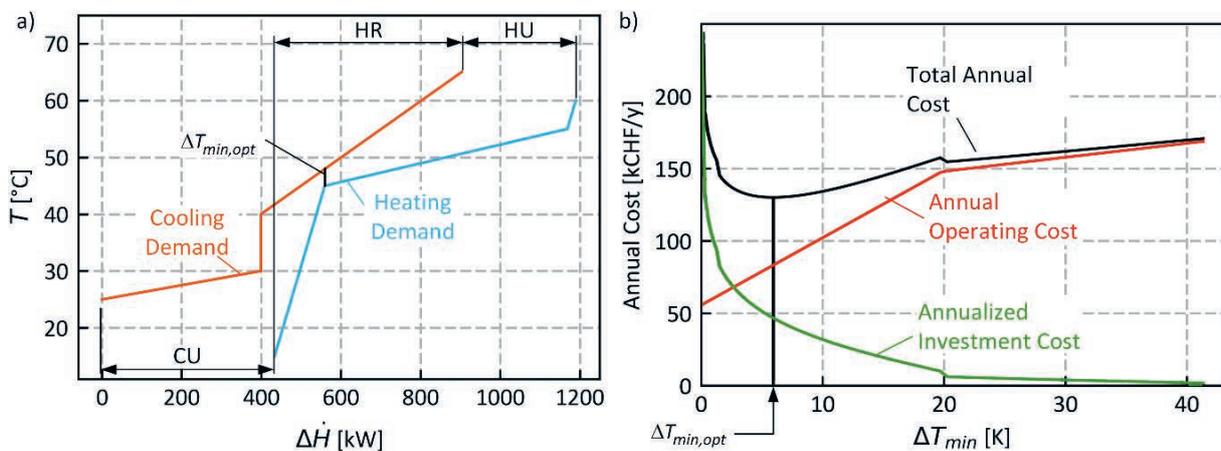


Figure 3: Example of a) composite curves, and b) cost curve

The Grand Composite Curve (GCC) is created by combining the shifted hot and cold CCs [1]. It shows how much net heat deficit (heating demand) and net heat surplus (cooling demand) exists at any temperature level (Figure 4).

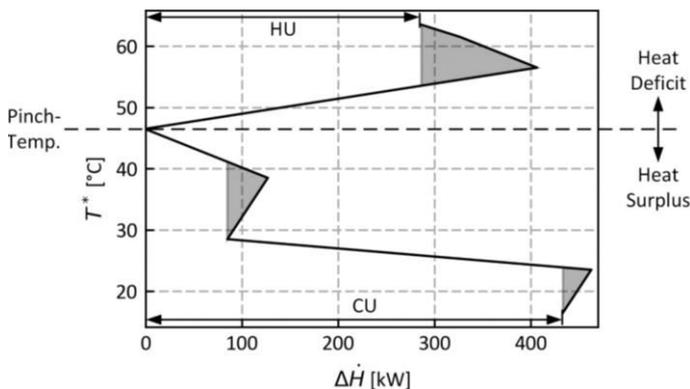


Figure 4: Example (metal processing plant) of a Grand Composite Curve

The heat deficit of the process exists above the pinch, heat surplus exists below the pinch, and neither a deficit nor surplus is present at the pinch point. The GCC is a useful graphical tool to determine the required HU and CU temperatures for a given heat duty and thus allows for an exergetic optimization of the utility system. Likewise, the net heat deficit and surplus shown in the GCC needs to be considered when integrating a HP. The required utility temperatures read

from the GCC do not correspond to the real temperatures: these are higher above the pinch by  $\Delta T_{min} / 2$  and lower below the pinch by  $\Delta T_{min} / 2$  than the temperatures in the diagram (see e.g. [2-4]).

However, if the GB model is used for all processes (i.e. existing HR HEXs must not be changed), the resulting CCs and GCC only show the residuals where the process has to be heated or cooled down, which are sometimes named residual CCs and residual GCC.

## Exergy Analysis to identify overall exergy losses

To include exergy analysis into PA, a new representation of the composite curves named exergetic GCC, i.e. using the Carnot factor instead of the temperature for the vertical axis, is introduced [5]. In this diagram, the area between the hot and the cold CCs provides a quantified and direct view of the heat transfer exergy losses. The exergy losses by heat transfer from the hot to the cold composite curves are then a side result, not an input parameter. Based on this, the exergy losses of the different processes can be identified.

### Identify process-utility interface exergy losses

In this work, only the exergy losses between the PUIs are considered. The exergy losses due to exergy destruction (e.g., through combustion) are not included in this study.

### Identifying optimum utility supply temperature using exergy

Based on the exergetic GCC, the optimum utility supply technologies and their corresponding operating temperature(s) can be identified according to the optimal exergy losses using exergy analysis and PA.

## Integration options

### Heat Pump

From the «Golden Rules» it can be deduced that a HP should absorb heat below the pinch (where there is a heat surplus) and release heat above the pinch (where there is a heat deficit). It is said that the HP operates «across the pinch» (Figure 5). If an HP operates only below the pinch, the heat surplus is increased, and additional compressor power must be dissipated through the CU. Integrating an HP only above the pinch results in a reduction of the HU by the compressor power – energetically, an electric heater.

One of the industry's recurring mistakes is that HPs are not correctly integrated. The position of the pinch point and the shape of the GCC indicate whether it makes sense to integrate a HP or whether an existing HP is correctly integrated into the process. With a correctly integrated HP, the heating and cooling requirements and the associated energy costs can be reduced simultaneously.

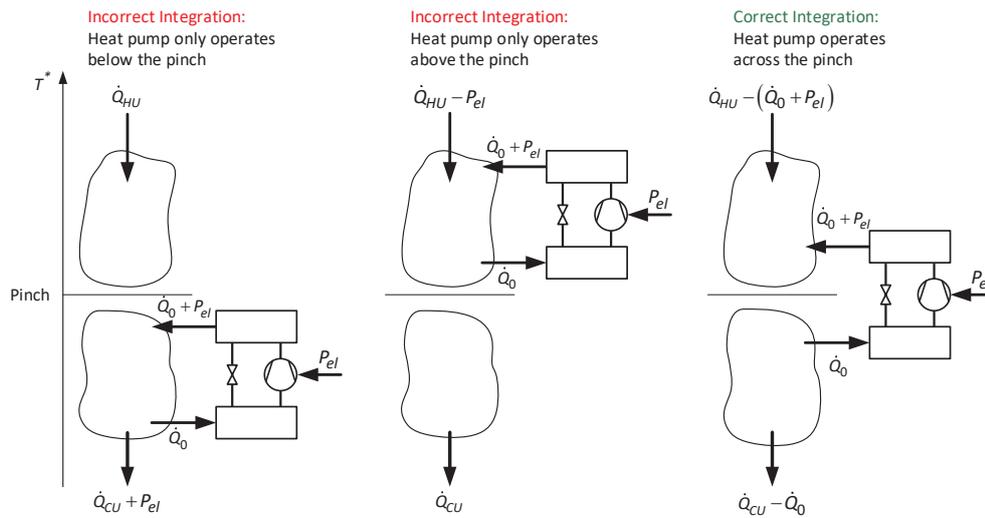


Figure 5: HP Integration into a continuous process (adapted from [6, 7])

## Cost functions

Once the improved utility temperatures and the technology options to achieve those temperatures are identified, the total costs of technology options for the PUI improvements are estimated using cost functions derived from historical data.

The total cost of technologies implemented to improve the PUI consists of capital expenditure (CAPEX) and operating expenditure (OPEX). The total CAPEX is converted to annualized CAPEX using the annuity factor, which in turn is a function of the discount rate and the lifetime of the technology (equation 1). The cost functions derived for this work are used for the estimation of the total CAPEX and are presented in the power law relationships between CAPEX and the installed capacity in terms of thermal output, surface area, or volume.

$$CAPEX_{annual} = CAPEX \cdot \left( \frac{1 - (1+r)^{-L}}{r} \right) \quad (1)$$

where,

$L$  = Depreciation period

$r$  = Discount rate (chosen to be 10%)

## Heat pump

Techno-economic data of HPs implemented in the Swiss industry and other European countries obtained from various databases were used to derive the power law relationships for the HP CAPEX. Each power law relationship represents slightly different scopes of CAPEX e.g., specific cost (CHF/kW condenser), total capital cost (including installation and piping; CHF/HP system), standard HP, high-temperature HP, etc. However, all power law relationships derived for HPs can be written in the form of equation 2.

$$CAPEX_{HP} = a \times Q_{cond,HP}^b \quad (2)$$

where,

$CAPEX_{HP}$  = specific cost (CHF/kW<sub>th</sub>) or a total capital cost (CHF/HP system).

$Q_{cond,HP}$  = HP condenser capacity (kW<sub>th</sub>)

$a$ ,  $b$  = constant and exponent for each type of power law relationship are found using the regression analysis of the cost data included in the database

The cost function CF1 is estimated based on the data collected by [8] and yields the CAPEX, which represents only the HP module costs for standard HPs (CHF/HP module). CF2 is derived based on the data published in the IEA annex 48 [9]. The CAPEX estimated using CF2 represents the specific cost (CHF/kW heating capacity) for the HP module cost as well as installation costs. CF3 is adopted from [10] and it represents the total CAPEX for the HP system (i.e., HP module cost + installation and piping costs), whereas CF4 is adopted from [11] and can be used to estimate the total CAPEX for the high-temperature HP system. The installation and piping costs for high-temperature HPs are estimated based on the analysis presented in [12]. Figure 6(a) presents the specific cost for HP (CHF/kW) as a function of HP capacity, whereas Figure 6(b) presents the total cost of HP (kCHF) as a function of HP capacity.

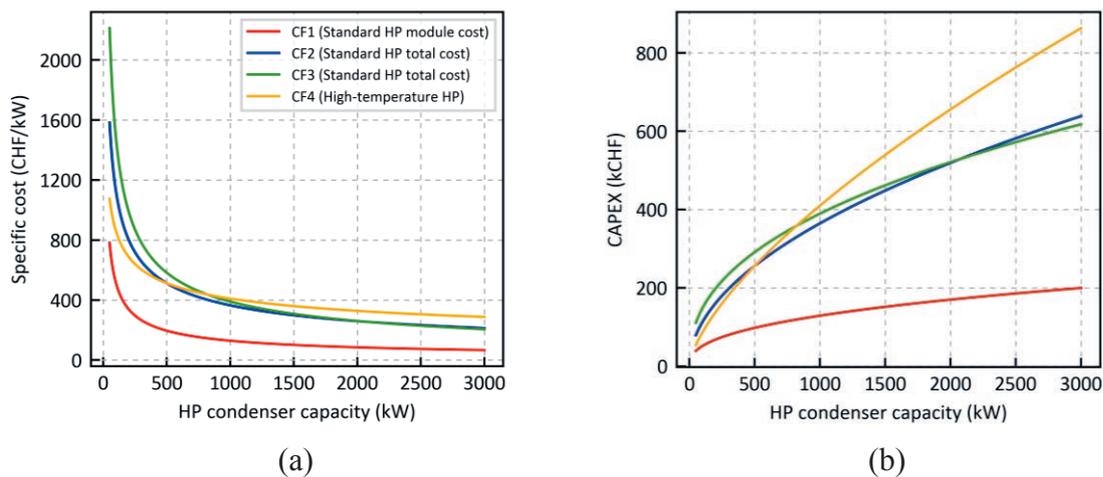


Figure 6. Cost functions for total HP CAPEX estimated based on collected data (a) Specific cost for HPs as function of heating capacity (b) Total cost for HPs as function of heating capacity

Cost functions CF1 (standard HP) or CF4 (high-temperature HP) are used to estimate total HP system CAPEX in this work, and they are converted to annualized CAPEX by multiplying it with the annuity factor presented in equation 1. Annual OPEX is assumed to be 3% of CAPEX based on the literature survey. For economic evaluation HPs that are integrated to supply heat at intermediate temperatures through heat networks, the piping length is assumed to increase by 100 meters (10% of total plant width) for each additional process integrated into the network.

### Economic evaluation criterion

The exergy analysis is used as the means to identify the decarbonization potential. As a result, the economic evaluation of the different heat sources is performed using the criterion of Levelized cost of CO<sub>2</sub> (LCCO<sub>2</sub>) abatement as presented in equation 3.

$$LCCO_2 = \frac{I \times ANF + O\&M - B}{CA} \quad (3)$$

where,

*I* = Initial investment cost for HP

*ANF* = Annuity factor for the given discount rate and technology lifetime

*O&M* = Annual operation and maintenance cost

*B* = Annual benefits, i.e., cost of saved total final energy and of avoided CO<sub>2</sub> tax payments

*CA* = CO<sub>2</sub> abatement potential (t-CO<sub>2</sub> emission reduction/year)

The CO<sub>2</sub> abatement potential (*CA*) is estimated based on the natural gas saved annually as a result of the HP integration. The CO<sub>2</sub> emission factor for natural gas is presented in Table 1. Only scope 1 (onsite) CO<sub>2</sub> emissions are considered in the present analysis.

## Case study

The concept of reducing the temperature of the PUI is presented using a dairy plant as a case study. The chosen dairy plant produces cheese, cream, and milk powder. Due to the campaign-driven operating schedule, a typical winter day is used to represent the heating and cooling demands. Representing almost a quarter of the total annual heating demand, spray drying is the largest heat-consuming process in the plant, followed by drum drying, which is responsible for about 13% of the total final heat demand. The main parameters used for the case study are presented in Table 1.

Parameter	Value	Unit
<b>Utility</b>		
Hot Utility Price (Steam (two boilers; 18 bar (g) and 13 bar (g)), Local heat recovery loops)	0.055	CHF/kWh
Cold Utility Price (Cooling water)	0.012	CHF/kWh
Natural Gas Emission Factor	0.202	kg CO <sub>2</sub> /kWh
<b>Heat pump</b>		
Depreciation period	20	years
Electricity price	0.121	CHF/kWh
Second law efficiency (assumption)	0.55	

Table 1. Main parameters used for case study

The process stream table consists of data for 52 process streams. In order to keep the paper concise, an abridged version of the process stream table is presented in Table 2. However, the results include detailed heating and cooling requirements of selected process streams.

Process	Hot/cold	T <sub>in</sub>	T <sub>out</sub>	Type of model
Separation	Cold	90	95	Grey box
Spray drying	Cold	46	195	Grey box
Roller ventilation (RV)	Cold	4	18	Grey box
Pasteurization heating	Cold	53	82	Grey box
Compressor	Cold	40	60	Grey box
Cheese production melting water (CP)	Cold	15	81	Grey box
Cleaning in place (CIP)	Cold	15	75	Grey box
Ultrafiltration heating (UF1 & UF2)	Cold	36	72	Grey box
Domestic hot water (DHW)	Cold	50	60	Grey box
Pasteurization cooling	Hot	62	5	Grey box
UF cooling	Hot	42	15	Grey box
Chiller recooling	Hot	30	20	Grey box
Wastewater	Hot	27	20	Grey box

Table 2: Typical process requirements for a dairy plant

## Results and discussion

### Exergy analysis

Based on the methodology presented in Section 2.3, heat transfer exergy losses are estimated for all major processes based on the current utility design (see Figure 7). The heating requirement for the majority of processes is below 100°C. However, because the drying process requires heating at 190 °C, the current hot utility is provided as 18 bar (g) and 13 bar (g) steam. Based on the exergy analysis, the current utility system results in 1'707 kW of heat transfer exergy losses across the entire plant with drying, pasteurization, and ultrafiltration contributing the largest share towards overall exergy losses as well as CO<sub>2</sub> emissions.

The exergy analysis helps identify the optimum temperature for the utility supply. Lowering the hot utility supply temperature reveals opportunities for internal heat recovery and HP integration. The process-level exergy analysis (Figure 7) shows a significant difference between the temperature of hot utility and real process requirements for many processes. The exergy analysis of all processes reveals about 75% of heating requirements are between 50 °C and 100 °C. Thus, reducing the current utility supply temperature can potentially result in a reduction of steam demand and the corresponding CO<sub>2</sub> emissions.

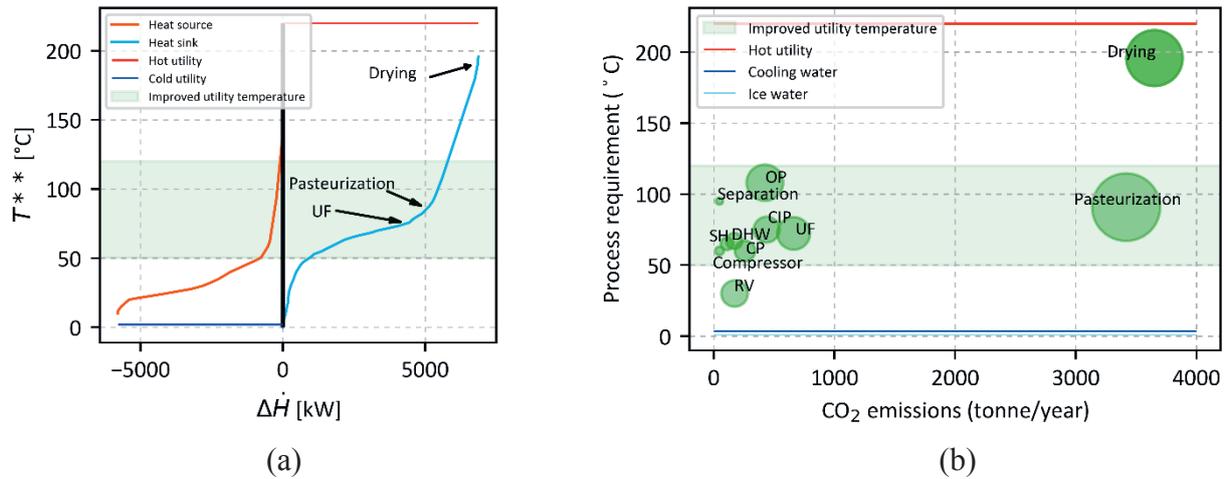


Figure 7. (a) Source-sink profile for the dairy process on a typical winter day (b) Exergy analysis for all processes (size of bubbles represent process-level exergy losses due to supplying heat at current utility temperatures)

However, due to spatial constraints for constructing plant-wide heat distribution networks at intermediate temperatures, the processes showing significant exergy losses (size of the bubble in Figure 7 (b)) and CO<sub>2</sub> emissions are selected for further analysis in this work and presented in Table 3. Process optimization and the identification of opportunities for local networks can improve the heat supply to the selected processes.

Process	Exergy losses (kW)	CO <sub>2</sub> emissions (tonne/year)
Pasteurization	663	3'417
Drying	454	3'651
Ultrafiltration (UF)	154	662
Cleaning in place (CIP)	96	43

Table 3. Exergy losses and CO<sub>2</sub> emissions for selected processes

### Heat pump integration

Based on the exergy analysis of the selected processes, represented using the exergy GCC, the current utility supply results in 1'367 kW of exergy losses (shaded green in Figure 8) and 8'170 tonne of CO<sub>2</sub> emissions per annum (86% of total annual CO<sub>2</sub> emissions from the plant). The exergy losses can be reduced by supplying heat closer to the process requirements, thus leading to a reduction in CO<sub>2</sub> emissions. Based on the exergy analysis, several lower utility supply temperatures between the range of 68 °C and 100 °C are identified for the selected processes. Following the identification of improved utility temperatures, four variants of different HP integration concepts for local improvements (individual processes) and centralized improvements (heat networks at intermediate temperatures) are evaluated.

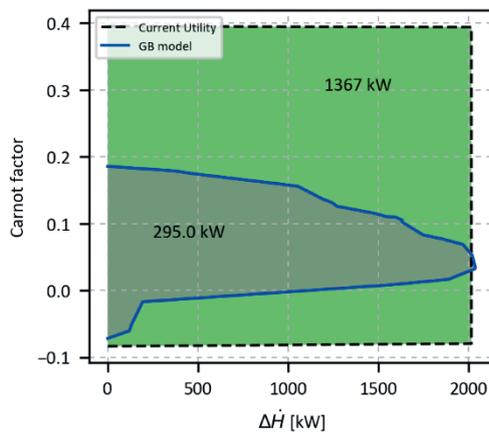


Figure 8. Exergy GCC for selected processes for current utility system on a typical winter day

Analysis of PUI improvement through HP integration is performed based on the grey box modeling approach, i.e., only the residual heating and cooling requirements are considered. In this case study, three integration variants were considered.

### Variant 1: Localized heat pump solution

Based on the residual requirements of the pasteurizer *only*, a HP with a thermal capacity of 350 kW can be integrated locally at 85 °C, potentially resulting in a 9% reduction in exergy losses and a 5% reduction in the annual CO<sub>2</sub> emissions compared to current utility supply system. Identified heat sinks and sources for the localized HP integration concept are presented in the schematic in Figure 9.

The principles of PA recommend that direct HR measures be implemented before the other measures for energy efficiency improvement such as HP integration. However, in praxis, technical complexities often impede the implementation of direct HR measures, as demonstrated by the present case study. Despite the theoretical HR potential displayed by the process streams «pasteurized cream cooling» and «raw milk heating», its implementation requires stream splitting, which in turn results in complexity and additional costs. Thus, impeding the implementation of direct HR. As a result, the PUI improvement analysis for all variants considered in this work only focuses on HP integration. Further challenges arise due to the resulting high temperature driving force in the evaporator, which can be addressed by regulating the mass flow rate in the evaporator.

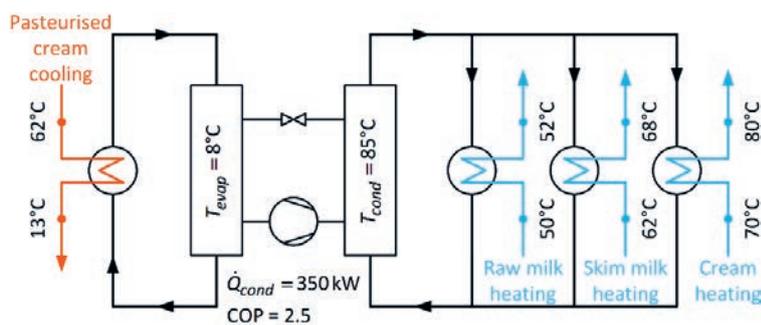


Figure 9. Localized heat pump integration (Pasteur 3)

### Variant 2: Centralized heat pump integration 1

Similarly, a HP with a thermal capacity of 450 kW can be integrated at 68 °C for the pasteurizer and ultrafiltration process, as shown in Figure 10, leading to a potential reduction of 12% in exergy losses and an 8% reduction in CO<sub>2</sub> emissions compared to the current utility supply system. Heat sinks and sources identified for the centralized HP integration concept are presented in the following schematic (Figure 10).

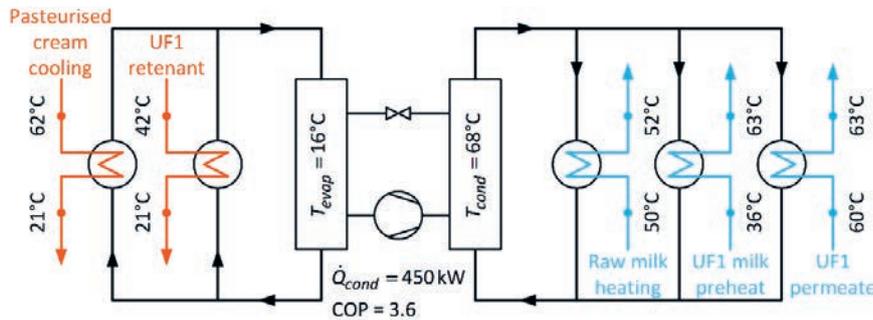


Figure 10. Centralized heat pump integration between Pasteur3 and ultrafiltration (UF1)

However, in both cases of local HP integration, as a result of excess heat availability at a low temperature, the integration results in COP values of about 2.5 and 3.6, leading to relatively higher electricity demand and lower cost-effectiveness (see Table 4).

### Variant 3: Centralized heat pump integration 2

All processes identified in Table 3 are included for the evaluation of centralized options for PUI improvement. The HP integration in variant 3 is analyzed further for two sub-cases: 3a) HP with a thermal capacity of 1.6 MW integrated at 100 °C to fulfill the heating demand of all process streams in the identified processes and 3b) HP with a thermal capacity of 900 kW integrated at 80 °C identified based on total annual cost optimum. The identified heat sinks and sources for the centralized HP integration variants 3a and 3b are presented in the following schematic (Figure 11).

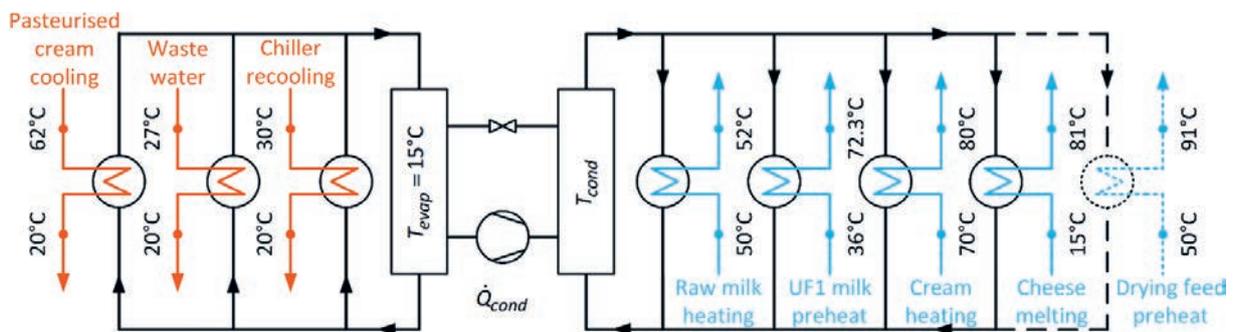


Figure 11. Centralized heat pump integration between multiple processes for variants 3a ( $Q_{cond}=1.6\text{ MW}$ , COP 2.5) and 3b (without heating demand for drying feed preheat (depicted by dashed lines);  $Q_{cond}=900\text{ kW}$ , COP 3)

Implementation of variant 3a can potentially result in a 46% reduction in total heat transfer-related exergy losses (shaded blue in Figure 12(a)) and a 66% reduction in the annual CO<sub>2</sub> emissions, whereas variant 3b results in a 40% reduction in heat transfer-related exergy losses (Figure 12(b)) and a 60% reduction in annual CO<sub>2</sub> abatement potential compared to the current utility supply system for all the selected processes. The implementation of variant 3a results in a relatively low COP value of 2.5 due to high-temperature lift. However, because it has considerably higher CO<sub>2</sub> abatement potential than other variants, it appears more cost-effective based on the chosen economic criterion. Implementing variant 3b results in a relatively higher COP value of 3.0 and lower CO<sub>2</sub> abatement, albeit with the lowest total annual cost (i.e., HP integration + utility costs + electricity cost) among all possible options for HP integration temperatures. It should be noted that for a centralized HP, supplying heat to multiple processes would inevitably require thermal energy storage. However, in the present analysis, since the aim is to present the application of exergy analysis, in order to maintain simplicity, the heating and cooling demands are assumed to be continuous.

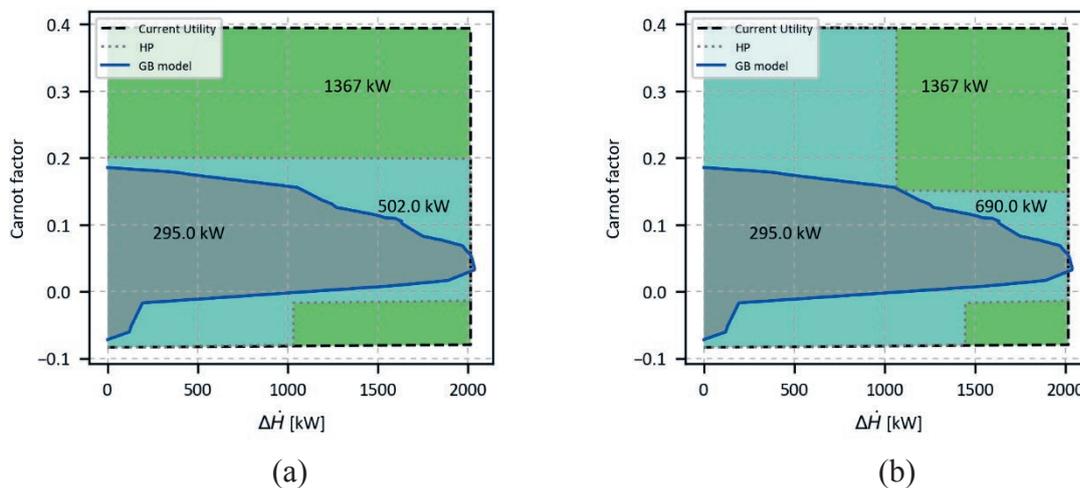


Figure 12. Exergy GCC for PUI improvement for a: Variant 3a (HP integrated at 100 °C) and b: Variant 3b (HP integration at 80 °C) for selected processes

## Economic analysis

The results of the economic analysis of all evaluated options are summarized in Table 4. The economic analysis of the technology options to supply heat at the improved utility temperature is conducted using the cost functions and economic criterion presented in section 2. The CAPEX for localized process-integrated HP is estimated using CF1 and the CAPEX for centralized HPs is estimated with CF2 (see Figure 6). In addition, the piping costs are estimated separately based on the assumption presented in section 2.

Integration option	Exergy loss reduction*	CO <sub>2</sub> emissions reduction*	CAPEX (CHF)	OPEX (CHF/a)	LCCO <sub>2</sub> (CHF/tCO <sub>2</sub> )
Variant 1	9%	5%	525'000	10'157	155
Variant 2	12%	8%	795'000	22'050	107
Variant 3a	46%	66%	1'900'000	56'996	98
Variant 3b	40%	60%	1'300'000	39'000	102
*relative to the current utility demand of the plant-based on grey box model					

Table 4. Results of the economic analysis of process-utility interface improvement

## Conclusions

Pinch Analysis helps to identify the theoretical heat recovery potential and hot and cold utility targets. Exergy analysis, in combination with Pinch Analysis, helps to identify the optimum utility supply temperatures. The identification of optimum utility supply temperatures uncovers the potential for integrating less carbon-intensive heating sources such as heat pumps.

Based on the exergy analysis of the dairy process presented in this work, overall exergy losses during heat transfer from the current utility to the process can potentially be reduced by up to 46% by rethinking and lowering the temperature at which the utilities are provided. Improving the utility supply temperatures represents the decarbonization potential of up to 66%.

The cost-effectiveness of the local heat pump integration option (process level integration) depends on the temperature at which the excess heat is available. The lower temperature of excess heat results in lower values of COP, leading to higher annual electricity demand and consequently, lower cost-effectiveness. The centralized heat pump integration option is more capital-intensive due to the larger heat pump capacity and the requirement for a bigger piping network. However, as a result of the higher potential for CO<sub>2</sub> abatement, this option appears more cost-effective based on the levelized cost of CO<sub>2</sub> abatement.

According to Pinch Analysis principles, the direct heat recovery potential should be exploited first. However, practical constraints, such as additional costs caused by complexity, often impede the implementation of these measures. As demonstrated in the present case study, the exergy analysis can further aid in identifying alternative technically feasible solutions for process-utility interface improvement.

## References

- [1] D. W. Townsend and B. Linnhoff, «Heat and power networks in process design. Part I: Criteria for placement of heat engines and heat pumps in process networks,» *AIChE Journal*, vol. 29, pp. 742-748, 1983, doi: 10.1002/aic.690290508
- [2] R. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), «Wärmepumpen mit Prüfzertifikat des COP-Wertes - Voraussetzung für die Förderfähigkeit,» BAFA, 2011
- [3] R. Smith, *Chemical process design and integration*, First edit ed. Chichester, West Sussex: Wiley, 2005
- [4] F. Brunner and P. Krummenacher, *Einführung in die Pinch-Methode; Handbuch für die Analyse von kontinuierlichen Prozessen und Batch-Prozessen*, Zweite Auflage ed. Bern, Switzerland: Bundesamt für Energie BFE, , 2017
- [5] F. Staine and D. Favrat, «Energy integration of industrial processes based on the pinch analysis method extended to include exergy factors,» *Applied Thermal Engineering*, vol. 16, pp. 497-507, 1996, doi: 10.1016/1359-4311(95)00036-4
- [6] D. Olsen, Y. Abdelouadoud, P. Liem, S. Hoffmann, and B. Wellig, «Integration of Heat Pumps in Industrial Processes with Pinch Analysis,» in *12th IEA Heat Pump Conference*, Rotterdam, 2017
- [7] B. Wellig, P. Liem, D. Olsen, L. Gitz, and A. Grüniger, «Integration von Wärmepumpen in industrielle Prozesse mit Hilfe der Pinch-Analyse,» in *20. Tagung des BFE-Forschungsprogramms «Wärmepumpen und Kälte»*, Burgdorf, 2014: Tagungsband der 20. Tagung des Forschungsprogramms «Wärmepumpen und Kälte» des Bundesamtes für Energie BFE, pp. 97-110
- [8] L. Rast, «Development of equipment module and investment cost estimating functions and integration concept in the PinCH software,» Master Thesis, Hochschule Luzern Technik & Architektur, Horw, 2018
- [9] C. S. Rainer M. Jakobs, «IEA Annex 48: Industrial Heat Pumps, Second Phase,» Heat Pump Centre, Germany, 2020
- [10] R. Agner, B. H. Y. Ong, J. A. Stampfli, P. Krummenacher, and B. Wellig, «A Graphical Method for Combined Heat Pump and Indirect Heat Recovery Integration,» *Energies*, vol. 15, pp. 1-21, 2022
- [11] F. B. Cordin Arpagaus, Stefan Bertsch, «Techno-economic analysis of steam generating heat pumps for integration into distillation processes,» presented at the 15th IIR- Gustav Lorentzen Conference on Natural Refrigerants, Trondheim, Norway, 2022
- [12] T. O. Henrik Pieper, Fabian Buhler, Bjarke Lava Paaske, Brian Elmegaard, Wiebke Brix Markussen «Allocation of investment costs for large-scale heat pumps supplying district heating,» presented at the CONECT 2018, 2018

## Aus der Entwicklungsgeschichte der Wärmepumpe

Von Elias Wirth, Dipl. Masch.-Ing. ETH, Aarau

Bei Anlass des hundertsten Geburtstages der Eidgenössischen Technischen Hochschule dürfte es angezeigt sein, die Entwicklung eines technischen Verfahrens rückblickend kurz zu verfolgen, das in unserem Land besonders gefördert wurde und dessen Anfänge auf die Gründungszeit unserer alma mater zurückgehen. Am Anfang aller technischen Entwicklung steht die Not; sie gibt dem Menschen Kraft, trotz Schwierigkeiten neue Erkenntnisse zu verwirklichen. Auch die Wärmepumpe ist ein Kind der Not. Sie erfuhr gerade in unserem Lande seit 1917 eine starke Förderung, weil uns eigene Brennstoffe praktisch weitgehend fehlen und wir unsere Wasserkräfte als unseren grössten Naturreichtum so wirtschaftlich als möglich ausnützen müssen, um die Lebensbedürfnisse unserer dichten Bevölkerung trotz der sonstigen Kargheit des Bodens befriedigen zu können. Der Verfasser beschränkt sich im vorliegenden Aufsatz auf die Bekanntgabe einiger persönlicher Erinnerungen, die zeigen sollen, wie man auch mit sehr einfachen Mitteln wertvolle Lösungen schaffen kann.

J. A. Ewing, ehem. Professor für Maschinenlehre und angewandte Mechanik an der Universität Cambridge, fasste die von ihm vor der «Society of Arts» gehaltenen Vorträge über «Mechanische Kälteerzeugung» zu einem Buch mit demselben Titel zusammen, das 1908 in englischer Sprache und 1910 in deutscher Uebersetzung [1] erschienen ist. Ein Hauptwert dieses Buches besteht in der elementaren Darlegung des Temperatur-Entropie-Diagramms und im Aufzeigen einiger Anwendungen auf den Kreislaufprozess der Kältemaschine. Es vermittelt eine gute Uebersicht und einen tieferen Einblick in die damals noch wenig bekannten Vorgänge mechanischer Kälteerzeugung. An zwei Stellen (S. 3 und S. 24) wird auf die Anwendung des Kompressions-Kälteprozesses zum Heben von Wärme auf ein höheres Temperaturniveau, also auf die Wärmepumpe hingewiesen, worauf Lord Kelvin schon im Jahre 1852 aufmerksam gemacht hat [2]. Wie aus Bild 1 hervorgeht, das dem zitierten Buch entnommen ist (Fig. 13 und Fig. 14 auf S. 13), dachte J. A. Ewing an die Erzeugung der Antriebsenergie für die Wärmepumpe auf thermischem Wege, z. B. durch eine Dampfmaschine, die die durch das Rechteck  $R T_0 O N$  dargestellte Wärme von der Temperatur  $T_0$  ausnützt, wodurch bei verlustfreiem Prozess die durch das Rechteck  $R T_1 T_1 Q$  dargestellte Wärme in Arbeit umgesetzt und damit die Wärme  $T_2 P N M$  von der tieferen Temperatur

$T_2$  der Umwelt auf die gewünschte höhere Temperatur  $T_1$  gehoben werden kann. Diese Wärmemenge ist so gross, dass die schraffierten Rechtecke gleichen Inhalt haben. Das waren die theoretischen Grundlagen, die damals für die Behandlung unseres Problems zur Verfügung standen.

In der Schweiz erschien vor dem Ersten Weltkrieg der Gedanke der Heizungswärmepumpe mit elektrischem Antrieb in der schweizerischen Patentschrift Nr. 59 350, die auf den Namen Heinrich Zoelly lautete und am 13. Februar 1912 erteilt wurde. Der Hauptanspruch hatte folgenden Wortlaut: Heizverfahren, dadurch gekennzeichnet, dass man durch einen Elektromotor einen Kompressor treibt, welcher einen Wärmeträger in einem Kreisprozess fördert, dessen Verlauf gleichartig ist mit demjenigen, den der Kälte-träger durch die Tätigkeit einer Kompressionskältemaschine erfährt, wobei Mittel vorgesehen sind, um den Wärmeträger aus dem Erdboden Wärme aufnehmen zu lassen.

Eine erste praktische Verwirklichung ergab sich im Laufe des Ersten Weltkrieges in der Färberei Jenny-Kunz in Aarau. Wir suchten damals Anwendungen, die einen ganzjährigen Betrieb erlaubten, weil diese für das Elektrizitätswerk, das die Antriebsenergie liefern sollte, interessanter waren und auch grössere Brennstoffersparnisse ergaben als Raumheizanlagen, die nur in der kalten Jahreszeit betrieben werden müssen. Wir verzichteten daher damals auf die Entwicklung von Wärmepumpen, die nach dem auf Bild 1 dargestellten Verfahren arbeiten. Beim Studium der Anwendungsmöglichkeiten stiessen wir zunächst auf die Nebelbildung über den offenen Kufen in der Färberei. Daraus entstand damals die Idee der Trocknung feuchter Luft durch Kühlen, Auskondensieren des Wasserdampfes und anschliessendes Erwärmen mit Hilfe der im Kondensator der Kühlanlage freiwerdenden Wärme. Diese Idee führte zum schweizerischen Patent Nr. 73 706 vom 8. Dezember 1915, das auf den Namen der AG Kümmler & Matter, Aarau, lautete, in deren Auftrag die Studien gemacht wurden. Bilder 2 und 3 sind der Patentschrift entnommen. Dabei bezieht sich die Anordnung nach Bild 2 auf eine Anlage zur Lufttrocknung und Luftkonditionierung, bei der der Luftkühler (Verdampfer  $S_2$ ) und der Lufterhitzer (Verflüssiger  $S_1$ ) von der zu behandelnden Luft durchströmt werden und grosse Austauschflächen benötigen. Um die dadurch bedingten hohen Anlagekosten zu senken, versuchte

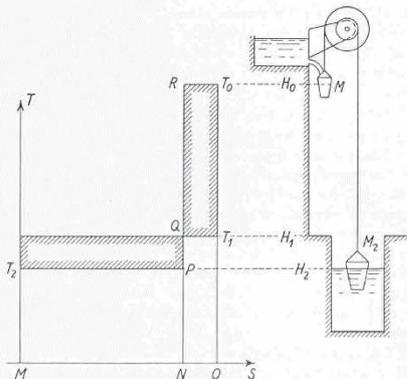


Bild 1. Zum Prinzip der Wärmepumpe. Links Entropie-Temperaturdiagramm der Wärmeumsätze, rechts Vergleich mit dem Heben von Wasser (aus J. A. Ewing, Mechanische Kälteerzeugung)

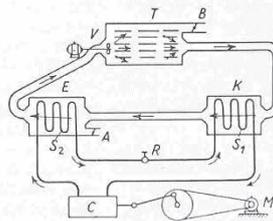


Bild 2. Prinzipschema einer Anlage zum Trocknen von flüssigkeitshaltigen Waren mit Hilfe eines geschlossenen Arbeitsmittel-Kreislaufes. T Trockenkammer, V Ventilator zum Umwälzen der zum Trocknen erforderlichen Luft, K Luftkühler, E Lufterhitzer, A Frischlufttritt, B Abluftaustritt, S Verdampfer, C Kompressor, S<sub>2</sub> Kondensator, R Regulierventil, M Antriebsmotor zu C

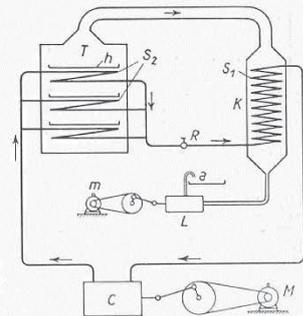


Bild 3. Prinzipschema einer Anlage zum Trocknen unter Vakuum. T Trockenkammer, h Behälter für das Trockengut, K Kühler zum Kondensieren der Brüden, L Luftpumpe, a Ablauf für das Kondensat, m Motor zum Antrieb von L, S<sub>1</sub> Verdampfer, C Kompressor, S<sub>2</sub> Kondensator, R Regulierventil, M Antriebsmotor zu C

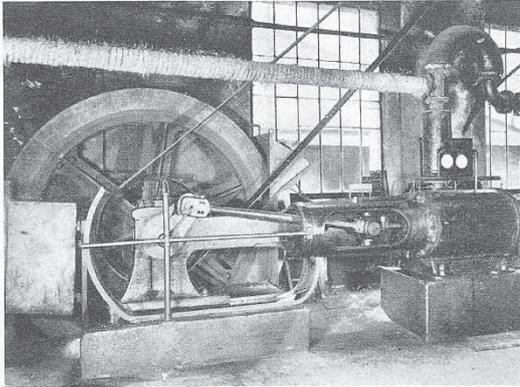


Bild 4. Die «verkehrt laufende Dampfmaschine» von Ing. P. Piccard in der Saline Bex

man, die Trocknung in einem Vakuumapparat ohne Luftkreislauf zu verwirklichen, was zur Anordnung nach Bild 3 führte. Das Trockengut wird hier in der Heizkammer *T* unter Vakuum durch kondensierendes Kältemittel wärmt, während die Brüden in der Kammer *K* zum Verdampfen des Kältemittels dienen.

Der nächste Schritt bestand in der Anwendung dieser Idee auf Eindampfprozesse. In der genannten Färberei bestand eine Eindampfpfanne zum Eindicken von Natronlauge, die bei der Mercerisierung verdünnt wurde. Wir erkannten bald, dass hier der Wärmetauscher *S*<sub>1</sub> (Bild 3) überflüssig wurde, indem der Kompressor *C* die Brüden aus dem Eindampfgefäss direkt absaugen und in die Heizschlangen *S*<sub>2</sub> fördern konnte. Ein Hilfswärmeträger wird unnötig. Damit war die Eindampf-Wärmepumpe im Prinzip erfunden, die sich von da an ein grosses Anwendungsgebiet erschliessen sollte.

In Wahrheit war es aber keine Neuerfindung, sondern das Wiederfinden einer bereits schon früher verwirklichten Idee. Es zeigte sich nämlich bei der Vorprüfung von Patentanmeldungen, dass die Brüdenverdichtung in der Salinenindustrie schon seit 1855 bekannt war. Damals schrieb Oberbergrat *P. Rittinger*, Wien, in der Vorrede zu einer Abhandlung über ein neues Abdampfverfahren [3]: «Dampf kann mechanische Arbeit erzeugen. Aber auch an der Richtigkeit des obigen umgekehrt ausgesprochenen Erfahrungssatzes: ‚Mechanische Arbeit kann Dampf erzeugen‘, dürfte wohl kaum ein Physiker zweifeln.» 1857 kam auf der österreichischen Saline Ebensee ein solches Abdampfverfahren, bei dem ein und dieselbe «Wärmemenge» (Stoffgewicht) durch Wasserkraft in ununterbrochenen Kreislauf versetzt wird, in Betrieb.

Wahrscheinlich war diese Ausführung der waadtländischen Saline Bex bekannt, in der der Genfer Ingenieur *Paul Piccard* in den Jahren 1870 bis 1880 eine Eindampfanlage für Sole mit Kolben-

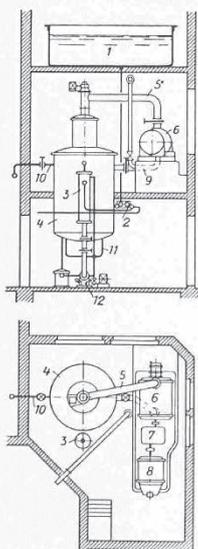


Bild 5. Erste Eindampfanlage nach dem Thermokompressionsprinzip, ausgeführt 1917 von der Firma Kummier und Matter in Aarau und aufgestellt in der Färberei Jenny-Kunz in Aarau

- 1 Behälter für Dünnlauge
- 2 Vorwärmer
- 3 Schwimmgefäss
- 4 Eindampfer
- 5 Saugleitung
- 6 Kompressor
- 7 Getriebe
- 8 Motor
- 9 Druckleitung
- 10 Frischdampfleitung zum Anheizen und Regeln
- 11 Ablassleitungen für Kondensat
- 12 Pumpe zum Entfernen der Dicklauge

kompressor zur Entwicklung brachte, die noch 1943 im Betrieb stand. Denn aus diesem Jahr stammt die Aufnahme Bild 4. Sie zeigt die «verkehrt» laufende, d. h. als Kompressor wirkende und durch einen Riemen direkt von einem Wasserrad angetriebene Dampfmaschine. Offenbar war die Schwungradmasse des gusseisernen Schwungrades nicht genügend gross, um das ungleichmässige Drehmoment des Kolbenkompressors genügend auszugleichen, wie aus dem Betonmantel mit Elechtring geschlossen werden muss, der um das gusseiserne Rad gelegt ist.

Die Brüdenverdichtung in Aarau war also eine Wiedergeburt, und zwar mit einem Turbokompressor an Stelle der Kolbenmaschine. Uebrigens erwähnte bereits Rittinger in seiner Abhandlung: «Eine wesentliche Vereinfachung des ganzen Abdampf-Apparates lässt sich dadurch erzielen, dass man statt der Dampfmaschine einen Ventilator in Anwendung bringt.»

Die praktische Verwirklichung der Eindampf-Wärmepumpe zur Konzentration von Mercerisationsablauge in der Färberei Jenny-Kunz in Aarau wurde von der Firma Kummier & Matter, Aarau, in enger Zusammenarbeit mit der Abteilung für Kompressorenbau der Firma Escher Wyss, Zürich, durchgeführt und zwar für eine Wasserverdampfung von 1000 kg/h. Sie kam 1917 in Betrieb, arbeitete seither ausgerechnet und besteht heute noch. Bild 5 zeigt die Anordnung der ganzen Apparatur. Anfangs 1918 führte Prof. Dr. A. Stodola, ETH, Zürich, eingehende Messungen an ihr durch. Sein Bericht vom 17. Februar 1918 machte ihm sichtlich so viel Freude wie den Erstellern; die Zusammenfassung lautet: «In der untersuchten Anlage wurde mit einem Aufwand von 1 kWh im Mittel 16,38 bis 17,11 kg Dampf pro Stunde aus einer Natronlauge von 7 ° Baumé erzeugt und diese während der Versuchsdauer auf ca. 23 ° Baumé eingedampft. In Wärmemass ausgedrückt bedeutet dies, dass vermöge des angewendeten Verfahrens das 11,2- bis 11,7-fache derjenigen Wärmemenge, die bei unmittelbarer Umwandlung der elektrischen Energie in Wärme verfügbar wäre, für die Verdampfung nutzbar gemacht wird.»

Die Verwendung eines Turbokompressors war mit Rücksicht auf die grossen abzusaugenden Dampfvolumen aus wirtschaftlichen Gründen nötig. Sie setzte aber eine genaue Kenntnis der Wärmeübergänge im Verdampfer voraus. Wenn nämlich bei Verwendung von Kolbenkompressoren das berechnete Kompressionsverhältnis zur Ueberwindung des Wärmedurchgangswiderstandes durch die Heizflächen nicht genügt, so stellt sich im Betrieb automatisch ein etwas grösseres Druckverhältnis ein, ohne dass dadurch die abgesaugte Dampfmenge wesentlich kleiner würde. Der Turbokompressor reagiert hingegen sehr viel empfindlicher auf eine solche Vergrösserung. Schon eine Zunahme von nur 10 % gegenüber dem normalen Druckverhältnis kann eine Verringerung des Förderolumens auf etwa 60 % bewirken. Dann beginnt aber die Gefahr des «Pumpens», d. h. eines sehr unstillen Betriebs mit Abnahme der Förderleistung praktisch auf Null. Man kann wohl dem Pumpen durch Drosseln oder durch einen Dampfumlauflauf oder schliesslich durch Erhöhen der Drehzahl begegnen. Die ersten beiden Massnahmen ergeben aber eine starke Verringerung der Verdampferleistung und die dritte erfordert einen kostspieligen Umbau.

Wenn die Anlage in Aarau als erste neuzeitliche Eindampf-Wärmepumpe von Anfang an befriedigte, so gilt der Dank in erster Linie einem guten Geschick. Aber ebenso sehr gebührt er der hervorragenden Ausbildung, die dem angehenden Maschineningenieur an der Eidgenössischen Technischen Hochschule zuteil wurde. Es war vor allem Prof. Dr. A. Stodola, der «Herr unter den Ingenieuren», der es verstand, die grundlegenden Vorgänge mechanischer und wärmetechnischer Art in einer Weise zu schildern und ihre Anwendungen in der Technik zu zeigen, dass man in der Lage war, auch Spezialprobleme, die nicht gelehrt wurden, zu überblicken und befriedigend zu lösen.

Einige interessante Besonderheiten des Wärmepumpenbetriebs, die teilweise schon damals erkannt und berücksichtigt wurden, mögen hier angeführt werden. Ein auf dem Gebiete der Eindampfprozesse sehr erfahrener Fachmann stellte nach dem Turbokompressor der Aarauner Anlage eine Dampfüberhitzung von etwa 50 ° C fest. Er befürchtete, der sehr schlechte Wärmeübergang zwischen überhitztem Dampf (Gas)

15. Oktober 1955

SCHWEIZERISCHE BAUZEITUNG

649

und Wand ergäbe eine schlechte Ausnützung der verfügbaren Heizfläche, indem schätzungsweise rund zwei Drittel dieser Austauschfläche zur Abkühlung des Dampfes auf Sättigung verwendet werden müssten. Nach ihm hätte die vorher vorzunehmende Abkühlung des Dampfes auf den Sättigungspunkt, z. B. durch Einspritzen von Wasser, eine wesentliche Senkung des Verflüssigungsdruckes bringen sollen. Durch provisorische Wassereinspritzung war es leicht möglich, nachzuweisen, dass die ganze Heizfläche mit dem hohen Wärmeübergang arbeitet, der bei kondensierendem Dampf auftritt: Die vermutete Verbesserung liess sich nicht erzielen. Vielmehr blieb die spezifische Verdampferleistung bei der von Stodola gemessenen hohen Zahl von rund  $40 \text{ kg/m}^2\text{h}$ , hoch deshalb, weil das Temperaturgefälle nur etwa  $20^\circ \text{C}$  brutto betrug, was unter Abzug von Siedepunkterhöhung und Flüssigkeitsdruck netto etwa  $16$  bis  $18^\circ \text{C}$  für den Wärmedurchgang ausmacht. Nur dank diesem kleinen Temperaturgefälle, das eine entsprechend geringe Druckerhöhung im Kompressor bedingte, liess sich die günstige Leistungsziffer von etwa  $11,5$  bei dieser verhältnismässig kleinen Anlage erreichen.

Der Eindampffachmann hatte übrigens nicht so unrecht. Wenig später erfuhren wir, dass Eindampfapparate vom Typ Kestner auf Dampfüberhitzung sehr empfindlich sind. Nun lässt sich eine Wassereinspritzung wohl mit einfachen Mitteln verwirklichen, sie erfordert aber Aufsicht, die bei einer kleineren Anlage nicht erwünscht ist. Eine Automatik war damals für einen solchen Fall noch nicht entwickelt. Für uns war daher sehr weitgehend der kluge Ausspruch massgebend, den Prof. W. Wyssling in seiner Vorlesung tat: «Eine selbsttätige Regelung ist eine Regelung, die man selbst betätigen muss.» Bei einer Erstlingsanlage verfährt man immer besser nach dem Grundsatz: Warum kompliziert machen, so lange man es einfach haben kann. Das wird nicht widerlegt durch die Tatsache, dass bei grossen Kompressorenanlagen mit Fachbedienung mit stufenweiser Wassereinspritzung gearbeitet wird, womit man den Wirkungsgrad der Verdichtung noch etwas erhöhen kann.

Die Vorstudien und das Verfolgen der Fachliteratur über die damaligen Vorstellungen betreffend Verdampfungs- und Verflüssigungsvorgänge hatten zur Einsicht geführt, dass bei beiden Vorgängen sich möglichst ungehemmte Strömungen ausbilden sollen. Dementsprechend mussten die Heizflächen geformt werden. Mit Rücksicht auf das im Kompressor zu überwindende Druckgefälle und den damit verbundenen Kraftaufwand musste man sich bestreben, die Temperaturdifferenz zwischen Verflüssigung und Verdampfung möglichst klein zu halten, was in erster Linie durch genügend grosse Heizflächen zu erreichen war. Man erkannte aber auch, dass der Wärmeübergang auf der Verdampfungsseite mit abnehmender Flächenbelastung von einem bestimmten Wert an stark abfiel und eine weitere Vergrösserung der Heizfläche praktisch keine Erniedrigung der Temperaturdifferenz mehr brachte. Für grössere Anlagen musste man auch wegen des Umfangs der Apparate und deren Erstellungskosten das Maximum an Ausnützung der Heizfläche zu treffen suchen.

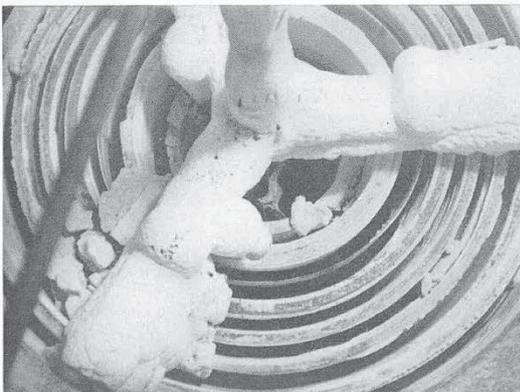


Bild 6. Starke Verkrustungen am Verdampfer der Versuchsanlage im Werk Reichenhall nach rd. 90 Betriebsstunden

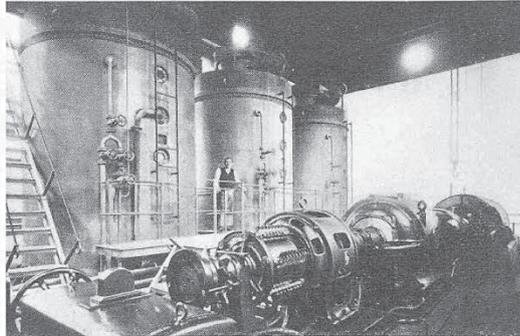


Bild 7. Erste grössere Eindampfanlage in der Saline Reichenhall: vorn die Wärmepumpe, hinten drei Verdampfer. Anfängliche Erzeugung  $8000 \text{ t}$  Salz pro Jahr

Der Wärmeübergang wird auf der Verdampfungsseite massgebend beeinflusst durch die Siedepunkterhöhung der Lösungen, durch Siedepunktverzögerungen, durch Schäumen und durch Verkrustungen der Heizflächen, auf der Heizdampfseite durch Kondensatfilme und Gasanteile (also hauptsächlich durch Luft und überhitzten Dampf). Die Vorstudien führten dazu, die Heizfläche als konzentrisch in einander angeordnete hohle Ringe auszubilden. Bild 8 zeigt die spätere Grosseausführung eines solchen Apparates. Diese Konstruktion erlaubte einen ungehemmten Strom von Dampf und Flüssigkeit von unten nach oben und ein Zurückfallen der siedenden Flüssigkeit im innersten Ring. Sie bietet auch die Möglichkeit einer einfachen Reinigung der Heizflächen. Wo nötig, liess sich diese Reinigung ständig und mechanisch mit rotierenden Abstreifern durchführen. Hierauf gründen sich die Erfolge im ersten Ausbaubauabschnitt bei der Soleversiedung. Ebenso ungestört ist der Fluss der Wasserdampfkondensation im Hohlraum ohne Schädigung durch die Ueberhitzungswärme und mit singemässer Abführung der Luftanteile dort, wo keine wesentliche Dampfströmung auf der Heizdampfseite mehr vorhanden ist.

Der Siedeverzug, der leicht zu instabilem Betrieb führt, konnte durch Einführen von sog. «Kitzeldampf» in einfacher Weise ausgeschaltet werden. Was Luft im Heizdampf trotz der «flüssigen» Anordnung der Kondensationswege ausmachen kann, ergab eine Anlage mit Vakuum im Verdampfer: Ein Anteil von  $3,5\%$  Luft im Kondensat bewirkte eine Leistungsverminderung von  $1250$  auf  $800 \text{ kg/h}$ , womit man an die Grenze des «Pumpens» kam. Die Störung konnte durch Sperrdampf behoben wer-

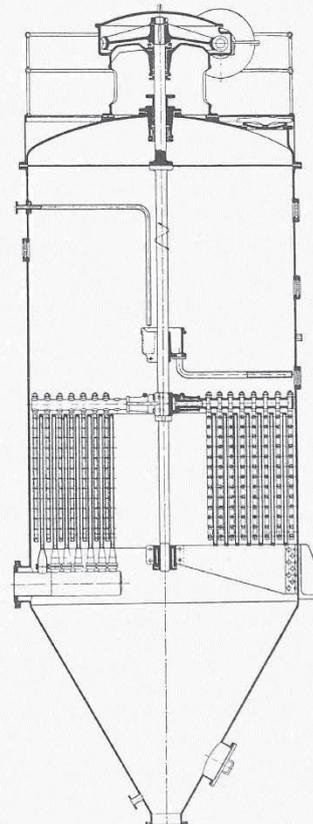
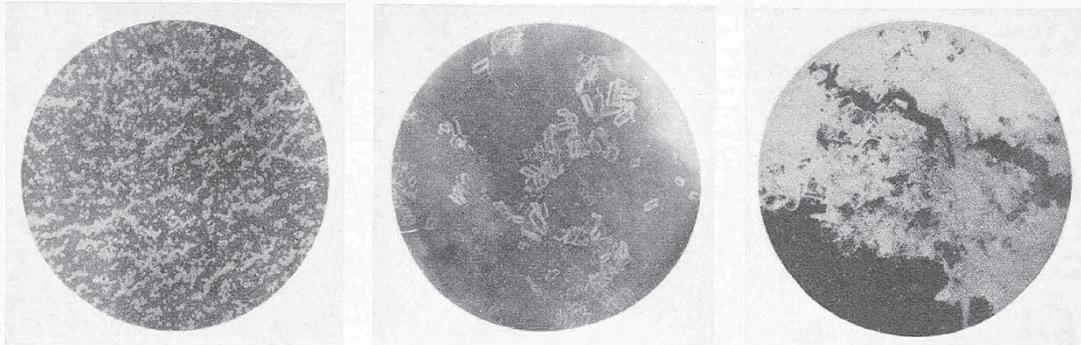


Bild 8. Sole-Eindampfungsapparat mit Ringheizkörper und Abstreifer der Anlage in Reichenhall nach Bild 7

650

SCHWEIZERISCHE BAUZEITUNG

73. Jahrgang Nr. 42

a. Niederschlag aus einer Fällung von Kalk-  
milch

b. reiner Gipsniederschlag aus Sulfitlauge

c. Ausschnitt aus einer beim Eindampfen ge-  
bildeten Kruste, die infolge Armierung  
durch monokline Gipskristalle so stark ver-  
festigt ist, dass sie von den Abstreifern  
nicht abgelöst werden kann.

Bild 9. Mikroaufnahmen des Verfassers aus dem Jahre 1917, Vergrößerung etwa 100fach

den, den man in die Stopfbüchse auf der Kompressoren-  
saugseite einführte.

Diese wenigen Bemerkungen mögen genügen, um das er-  
wähnte gute Geschick zu belegen, das über der ersten Wieder-  
geburt der Eindampfungswärmepumpe gewaltet hat. Ohne  
dieses Glück wäre sie wohl kaum längere Zeit am Leben ge-  
blieben. So aber bildete diese erste neuzeitliche Anlage mit  
Turbokompressor den Ausgangspunkt einer bedeutsamen Ent-  
wicklung für die einheimische Maschinenindustrie. Stolz be-  
richtete das «Bulletin SEV», Nr. 12 vom Dezember 1919: «Die  
praktische Durcharbeitung von Apparaten für Eindampfung  
von salzabscheidenden Lösungen ist nach mehr als einjährigen  
Versuchen fertig, so dass weitere Gebiete erschlossen werden  
können, und es ist zu hoffen, dass diese sehr wirtschaftlichen  
Anlagen besonders in der Schweiz weite Verbreitung finden  
werden.»

Das traf für die Eindampfung elektrolytischer Natron-  
lauge zu, wofür auch in Norwegen zwei Anlagen errichtet  
wurden. Erhofft wurde es auch für die Salzgewinnung aus  
Sole als eines der grössten Absatzgebiete für Eindampfan-  
lagen. Die «Vereinigten Schweizerischen Rheinsalinen» hatten  
Versiedeapparate für Sole mit dreifacher Ausnützung des  
Heizdampfes, den sog. Tripel-Effekt entwickelt und schon  
seit längerer Zeit mit Erfolg in Betrieb genommen. Diesen  
Anlagen gegenüber war die Brüdenverdichtung nicht so inter-  
essant wie gegenüber dem einfachen Eindampfprozess, wie er  
z. B. in den alten Salzpfannen vorgenommen wurde.

Allein die Arbeiten von Rittinger lebten nicht nur in der  
Erinnerung der alpenländischen Salinen. Auf der württember-  
gischen Saline Jagstfeld stand eine Piccardanlage mit Kolben-  
kompressoren im Betrieb, und auch die mächtige deutsche  
Maschinenindustrie interessierte sich bereits für die Weiter-  
entwicklung. Da war es ein glücklicher Umstand, dass die  
Versuche von Prof. Stodola in Aarau in Süddeutschland be-  
kannt wurden. Im Jahre 1921 kam eine kleine Studienkom-  
mission aus Bayern und Württemberg in die Schweiz, um an  
einem Eindampfversuch mit Sole aus Schweizerhall teilzu-  
nehmen, der in einer Eindampfanlage mit Brüdenverdichtung  
für Sulfitlauge in der Papierfabrik Perlen bei Luzern durch-  
geführt wurde. Das Ergebnis der kurzen Versuche war er-  
mutigend. Die Sole aus Schweizerhall war wohl etwas vorge-  
reinigt, wie es für die Durchführung des Tripel-Effektes  
nötig war. Daraufhin wurde die «Sieverfahren GmbH» zwi-  
schen den bayerischen und württembergischen Salinen und der  
AG. Kummeler & Mätter mit Sitz in München gegründet. Es  
war eine kleine aber wirksame «europäische Salzunion», von  
der eine richtige Versuchsanlage in der Saline Reichenhall auf-  
gestellt wurde. Ein erster Versuch war nicht überzeugend, der  
Eindampfapparat versalzte bei Verwendung von Rohsole innen  
sehr rasch, der Kompressor «pumpte», die Abstreifer brachen  
ab. Dieser Versuch führte zur wertvollen Erkenntnis, dass die  
Entwicklung der Wärmepumpe auf diesem grossen Gebiet weit  
über den Rahmen und die Kräfte der Firma Kummeler & Mat-  
ter hinausging und deshalb der weit grösseren Maschinen-

fabrik Escher Wyss, Zürich, übergeben werden sollte. Die Ab-  
tretung fand im Jahre 1923 statt. Mit einer beschränkten Vor-  
reinigung konnte man in der Versuchsanlage an die 90 Stun-  
den ohne Unterbruch eindampfen. Bild 6 zeigt die Ringheiz-  
körper mit Abstreifer von oben, wie sie nach einer solchen  
Eindampfperiode aussahen.

Die erste grosse Wärmepumpe für Salzgewinnung ent-  
stand 1925/26 für die Saline Reichenhall (Bayern), deren Kon-  
struktion auf den mit der Versuchsanlage gesammelten Er-  
fahrungen aufbaute. Bilder 7 und 8. Sie blieb während länge-  
rer Zeit die glückliche Vorstufe, bis dann später noch ein-  
fachere Apparate für noch grössere Leistungen gebaut wur-  
den, die nun aber mit vollständiger Solereinigung nach dem  
Verfahren der Vereinigten Schweizerischen Rheinsalinen ar-  
beiteten.

Diese Entwicklung erforderte insgesamt rund 20 Jahre;  
sie vollzog sich unter ständiger Zusammenarbeit mit den  
bayerischen Salinen, vor allem mit deren initiativem Direktor  
in Reichenhall, dem heute noch lebenden Ing. Spiess. Dieser  
Zusammenarbeit ist es zu verdanken, dass unsere einheimische  
Maschinenindustrie gründlich vorbereitet war, als durch die  
Brennstoffverknappung im Zweiten Weltkrieg eine neue ge-  
waltige Nachfrage nach wirtschaftlicher Verwendung elektri-  
scher Energie für Wärmeprozesse einsetzte, besonders auch  
zur Gewinnung des lebensnotwendigen Kochsalzes. So wurden  
die schweizerischen Salinen Ryburg und Schweizerhalle in den  
Kriegsjahren 1941 und 1943 auf Thermokompression umge-  
stellt. Heute arbeiten im Jura- und Alpengebiet zehn Salinen  
nach diesem Verfahren, nämlich die Salinen Montmorot und  
Pomblière in Frankreich, Bex, Schweizerhalle, Ryburg und  
Zurzach in der Schweiz, Hall, Hallein, Ebensee in Oesterreich  
und Reichenhall in Deutschland.

Gleichzeitig mit der Soleversiedung wurde auch die Ein-  
dampfung von Sulfit- und Sulfatablauge aus der Zellulose-  
fabrikation verfolgt. In beiden Fällen werden grosse Ein-  
dampfleistungen während des ganzen Jahres benötigt. Bei dem  
in der Schweiz üblichen Sulfitverfahren führten die Abstreifer  
in den Eindampfapparaten nicht zum Ziel. Die beim Konzen-  
trieren ausfallenden Nebenbestandteile der Lauge setzten sich  
als harte Kruste auf den Heizflächen ab und waren mechanisch  
nicht zu beseitigen. Wie aus Bild 9 ersichtlich, wirken die  
monoklinen Gipskristalle wie eine Armierung. Die beschränkte  
Vorreinigung bei der Sole betraf auch die Ausfällung des  
Kalziumsulfatgehaltes der Rohsole. Bei der Salzgewinnung  
sind die Kosten für diese Reinigung tragbar, nicht aber bei der  
Eindampfung der Sulfitablauge. Erst in den letzten Jahren  
gelang es, die Bildung von Gipskrusten durch Impfen der  
gipshaltigen Ablauge mit feinsten Gipskristallen zu vermei-  
den. Damit wird heute auch die Eindampfung von Sulfit-  
ablauge wirtschaftlich tragbar.

Abschliessend seien nur noch einige wenige Bemerkungen  
zur Wärmepumpe mit eigenem Betriebsmittelumlauf ange-  
fügt. Auch hierfür hat sich die schweizerische Maschinen-  
industrie tatkräftig eingesetzt. Am 9. September 1893 hat

15. Oktober 1955

SCHWEIZERISCHE BAUZEITUNG

651

Conrad Hirzel in Winterthur das schweiz. Pat. 7285 angemeldet, das einen «Apparat zur Gewinnung von Kochsalz durch Abkühlung von Salzsole» betrifft, bei dem zum Ausfrieren einer Lösung eine Kältemaschine verwendet wird. Das Ausfrieren erfordert viel weniger Wärme als das Eindampfen; die Wärme muss aber über eine grössere Temperaturstufe hinaufgefördert werden, als dies bei der Brüdenverdichtung der Fall ist. Ueberdies ist die Trennung von Salz und Wasser nicht so einfach wie beim Versieden. Nach einer Pressenotiz aus dem Jahre 1954 beschäftigt sich die Universität des Staates Washington mit der Umwandlung von Meerwasser in Trinkwasser durch Ausfrieren. Heute befinden wir uns bezüglich Trinkwasser schon an verschiedenen Orten in einer ausgesprochenen Notlage, und das Salz kann bei der Trennung des Salzwassers gegenüber dem trinkbaren Wasser in den Hintergrund treten.

Ebenfalls von Winterthur aus ist durch die Vertretung von Gebrüder Sulzer in Argentinien zu Beginn der zwanziger Jahre in Buenos Aires eine Klimaanlage mit zwei Ammoniak-Kältekompressoren von 130 000 bzw. 50 000 kcal/h, also insgesamt von 180 000 kcal/h erstellt worden [7]. Sie ist zur weitgehenden Lufttrocknung und nicht einfach zur Kühlung gebaut. Buenos Aires weist ein tropisches Klima mit hoher Feuchtigkeit auf. Man muss die Aussenluft durch starke Unterkühlung entfeuchten, darf aber die Raumtemperatur nicht zu stark unter die jeweilige Aussentemperatur senken. Das wurde damals von der Lieferfirma richtig erkannt. Demgegenüber fassten die Amerikaner anfänglich die Luftkonditionierung in jugendlichem Uebermut als ein einfaches Luftkühlungsproblem auf; sie wollten stets 20 Grad im Raum aufrechterhalten, unbekümmert um die Aussentemperatur. Der Entwärmungsbegriff war damals noch sehr umstritten.

Zwischen beiden Weltkriegen machte Prof. v. Gonzenbach auf das Katathermometer von Hill aufmerksam, und Gebrüder Sulzer entwickelten es in Zusammenarbeit mit v. Gonzenbach zu einem zuverlässigen, praktisch sehr einfach anzuwendenden Entwärmungsmesser, mit dem die Streitfragen über die Behaglichkeit rasch geschlichtet werden konnten. Nicht die Not des Gütermangels haben der Luftkonditionierung in den letzten Jahren einen grossen Auftrieb gegeben, sondern die Notwendigkeit, ein gesteigertes Arbeitstempo unter ungünstigen klimatischen Bedingungen und trotz zunehmendem Strassenlärm aufrecht erhalten zu können.

Der Mangel an Brennstoffen und elektrischer Energie hat während des Zweiten Weltkrieges schliesslich der Verwendung der Kältemaschine als Heizanlage nach den ursprünglichen Vorschlägen von Lord Kelvin grossen Auftrieb gegeben. Ab- und Umweltwärme von ungenügendem Temperaturniveau

kann durch Hinaufheben auf eine nutzbare Temperaturstufe zweckmässig und wirtschaftlich verwertet werden. Dieses Verfahren hat auf verschiedensten Gebieten, so z. B. für Raumheizung, Warmwasserbereitung, Trocknung und für industrielle Zwecke bedeutenden Umfang angenommen. An dieser Entwicklung sind verschiedene schweizerische Maschinenbaufirmen beteiligt.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass die grundlegende Idee der Abwärmearaufwertung auf ein zur Nutzung geeignetes Temperaturniveau unter Aufwand von elektrischer Energie etwas älter ist, als unsere Eidgenössische Technische Hochschule. Genau gleich alt ist jedoch die erste praktische Anwendung der Wärmepumpe im Salinenwesen, wie sie von P. Rittinger beschrieben und ausgeführt worden ist. Seit gut 70 Jahren steht eine solche Ausführung in der schweizerischen Saline Bex in Betrieb, heute in verjüngter Ausführung. Es gelang der schweizerischen Maschinenindustrie, die Eindampfungswärmepumpe nicht nur im Salinenwesen, und zwar auch im Ausland, sondern auch in verschiedenen anderen Industriezweigen mit Erfolg einzuführen. Die Eindampfung von Sulfidabläuge wird heute besonders interessant, weil sie einen wichtigen Beitrag zu unserem künftigen Gewässerschutz gibt. Mit der Wärmepumpe, unter Verwendung von Umweltwärme und eines besonderen Wärmeträgers, hat man sich in der Schweiz seit 1912, mit derjenigen zum Klimatisieren seit 1915 befasst. Aber erst im Laufe des Zweiten Weltkrieges reiften mit den technischen Möglichkeiten auch die Notwendigkeiten und das Vertrauen der Interessenten in dieses für unser Land vorteilhafte Verfahren.

#### Literaturangaben

- [1] Die mechanische Kälteerzeugung. Von J. A. Ewing. Autorisierte Uebersetzung von R. C. A. Banfield. Braunschweig 1910. Vieweg & Sohn.
- [2] «Proc. Phil. Soc. of Glasgow», vol. III, p. 269 oder «Collected Papers», vol. I, p. 515.
- [3] Theoretisch-praktische Abhandlung über ein für alle Gattungen von Flüssigkeiten anwendbares neues Abdampfverfahren mittels einer und derselben Wärmemenge, welche zu diesem Behufe durch Wasserkraft in ununterbrochenen Kreislauf versetzt wird. Mit spezieller Rücksicht auf den Salzsiedeprozess dargestellt von Peter Rittinger, k. k. Sektionsrat (Oberbergat) in Wien. Wien 1855. Verlag von Friedrich Manz.
- [4] Bulletin S. E. V. 1919, S. 347 u. ff. Die Bestreitung von Wärmeprozessen mittels Wärmepumpe. Von E. Wirth, Winterthur. SBZ, Bd. 107, S. 189 (25. April 1936).
- [5] Moderne Technik der Siedesalzerzeugung. Von Obering. R. Peter, Zürich. SBZ, Bd. 100, S. 323\* (17. Dez. 1932).
- [6] Salz-, Brennstoff- und andere Nöte in alten Zeiten. Von Ing. E. Wirth, SBZ, Bd. 120, S. 141 (19. Sept. 1942).
- [7] «Revue Technique Sulzer» 1925, Nr. 1, S. 19.

## Elektronenmikroskopie und Kristallsynthese

Von Franco Balduzzi, Dipl. Phys. ETH, Eternit AG., Niederurnen

Die Kristallsynthese ist für die Industrie zu einer wichtigen Technik geworden, weil die Möglichkeiten der Beschaffung natürlicher kristalliner Werkstoffe beschränkt und die Anwendung von Ersatzstoffen mit Qualitätsverlusten verbunden ist, die man in den meisten Fällen nicht zulassen kann.

Die früheren Beispiele von Kristallsynthesen des vorigen Jahrhunderts dienen der Erkenntnis mineralogischer Erscheinungen. Es wurde auch immer wieder versucht, den wertvollsten unter den Kristallen, den Diamanten, synthetisch herzustellen. Eingang in die Industrie fand die Kristallsynthese aus wirtschaftlichen Gründen, nachdem es sich gezeigt hatte, dass die berechnete Vorstellung der Reinheit, die mit dem kristallinen Zustand verbunden ist, es gestattete, beispielsweise für Zucker oder Kupfersulfat «in grossen Kristallen» höhere Preise zu erzielen als für die gleichen Stoffe in pulverisierter Form. Die ersten Patente über Kristallistatoren, die «grosse, klare Kristalle» liefern, stammen aus der Zuckerindustrie. Unabhängig von dieser Anwendung entwickelte sich die Industrie zum Verbraucher von Kristallen und ist nun selbst auf die synthetische Herstellung vieler

ihrer kristallinen Werkstoffe angewiesen. So führte zum Beispiel der Mangel an gut ausgebildeten Quarzkristallen, welche als elektromechanische Wandler einen wesentlichen Bestandteil elektronischer Geräte bilden, zwangsläufig zur Kristallsynthese.

Gestützt auf die Forschungen von G. Busch, P. Scherrer und Mitarbeiter, welche die seignette-elektrischen Eigenschaften des Kaliumphosphates und seiner isomorphen Salze erkannten, wurden in der Schweiz und in den USA Anstrengungen gemacht, diese Kristalle auf industrieller Basis herzustellen, um sie in besonderen Fällen an Stelle von Quarzkristallen einzusetzen. Dafür mussten Wege gefunden werden, um den Wachstumsprozess, die Synthese, auf kurze Zeit zu begrenzen.

Sehr bald wurden zwei grundlegende Methoden gefunden. Die eine besteht im Ausbilden eines «Kristallkeimes», der zur Auslösung des Wachstumsprozesses dient, derart, dass er in seinen langsamen Wachstumsrichtungen von allem Anfang an sehr gross ausgebildet ist. Bei der anderen Methode wird der Syntheseprozess in bewegten Lösungen durchgeführt. Obwohl



Christoph Meier (Vortragende), Carsten Wemhöner, IET - Institut für Energietechnik,  
OST – Ostschweizer Fachhochschule

# **P&D Renosource**

## **Mehrquellen-Wärmepumpensysteme für den Wärmeerzeugerersatz mit Erdwärme- sonden zur Spitzenlastdeckung**

### *Zusammenfassung*

*Das Projekt untersucht einen Wärmeerzeugerersatz in zwei Mehrfamilienhäusern, bei dem die Ölkessel durch zwei innenaufgestellten Propan-Wärmepumpen ersetzt werden, und die als Wärmequellen Luft und eine Spitzenlastdeckung über Erdwärmesonden nutzen. Durch die Auslegung der Erdreichquelle auf Spitzendeckung werden bestehende Platz- und Bohrtiefeinschränkungen überwunden und die Wärmepumpe wird ohne fossile Spitzendeckung betrieben. Dies wird auch durch die hohen möglichen Vorlauftemperaturen der Propan-Wärmepumpe von 70 °C unterstützt. Das Monitoring der Wärmepumpen über drei Heizperioden dient daher neben der Betriebsauswertung und –optimierung auch zur Verifizierung von Simulationsmodellen, mit denen erweiterte Auslegungs- und Planungsempfehlung für Mehrquellensysteme entwickelt werden. Weiterhin wird eine Bewertung der innenaufgestellten Propan-Wärmepumpen in Hinblick auf die Effizienz und Wirtschaftlichkeit vorgenommen. Ziel ist die Dokumentation eines Best Practice Systems für den Mehrquelleneinsatz und den Wärmeerzeugerersatz mit innenaufgestellte Propan-Wärmepumpen.*

### *Abstract*

*The project investigates a boiler replacement in two multi-family dwellings, where the oil boilers are replaced by indoor installed propane heat pumps with the two heat sources air and a peak load coverage by borehole heat exchangers. By designing the ground source for peak coverage, existing space and drilling depth constraints are overcome and the heat pump is operated without fossil fuel peak coverage. This is also supported by the high possible flow temperatures of 70 °C of the propane heat pumps. The monitoring of the heat pumps over three heating periods therefore serves not only for operational evaluation and optimization, but also for the verification of simulation models, which are used to develop advanced design and planning recommendations for these multi-source systems. Furthermore, an evaluation of indoor propane heat pumps with regard to efficiency and economy will be performed. The goal is to document a best practice system for multi-source applications and indoor installed propane heat pumps.*

## Motivation

Beim Wärmeerzeugerersatz von Heizkesseln durch Wärmepumpe können Einschränkungen der Wärmequellen auftreten, die gerade bei höheren Leistungen in grösseren Altbauten einen Wärmepumpeneinsatz beschränken oder verhindern können. Über Mehrquelleneinsatz können die Einschränkungen entschärft oder ganz umgangen und damit einen monovalenten Wärmepumpeneinsatz ermöglicht werden.

## Ergebnisse aus dem BFE-Projekt HP-Source

Im BFE-Projekt HP-Source [1] wurden zwei Strategie für Mehrquellenintegration für die in der Schweiz am häufigsten eingesetzten Wärmequellen Luft und Erdsonden mittels Simulationen untersucht.

Zum einen wurde eine Spitzenlastdeckung mit Erdsonden und Luft als Grundlast bewertet. Beide Quellen können dadurch auf ein reduzierte Quellenleistung ausgelegt werden, wodurch Einschränkungen sowohl für die Luft- als auch für die Erdsondenquelle abgemindert werden können. Für die Auslegung der Erdsonden wurde zusätzlich festgestellt, dass die Grösse der Erdsonden überproportional abnimmt, wie in Abbildung 1 dargestellt ist. Bei einer Auslegung auf 50% Leistung kann das Erdsondenfeld bspw. auf 20% der Grösse reduziert werden. Dabei ist die Reduktion bei kompakten Erdsondenfeldern grösser, was dem Platzbedarf gerade bei schwierigen Platzverhältnissen reduziert.

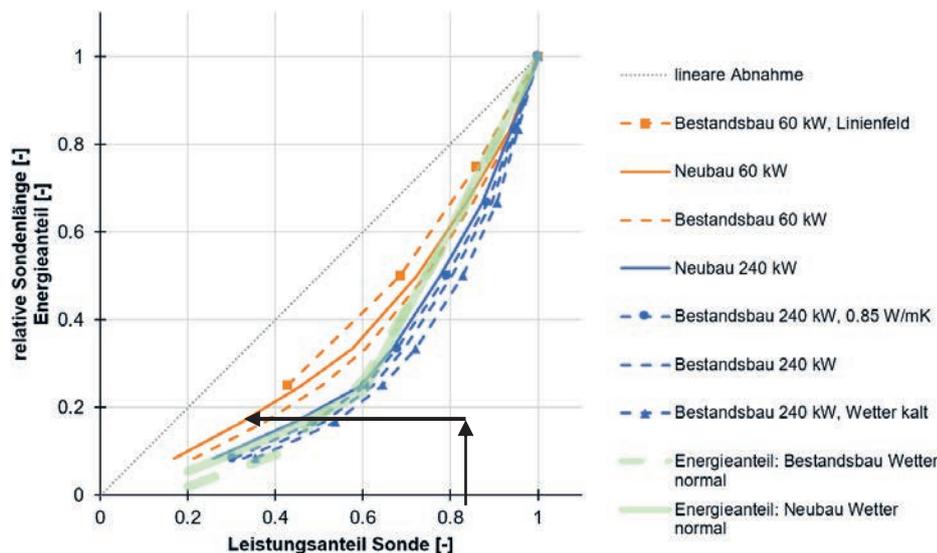


Abbildung 1: Parametervariationen für die Strategie «Spitzenlastdeckung» [1]

Als zweite Strategie wurde die Regeneration einer primären Erdreichquelle mit der sekundären Regenerationsquelle Luft oder Solarkollektoren betrachtet, die im Sommerbetrieb auch die Deckung des Warmwasserbedarfs übernehmen kann. Auch durch Regeneration lassen sich grosse Platzeinsparungen erzielen und durch Nutzung der besten Temperaturniveaus auch Effizienzsteigerungen. Als kostenoptimaler Regenerationsgrad stellen sich Regenerationsgrade zwischen 60%-80% heraus. Für grosse Leistungen können die beiden Strategien «Spitzenlastdeckung» und «Regeneration» auch kombiniert werden.

## P&D Projekt Renosource

### Ausgangslage

Die Wohngenossenschaft Lägern Wohnen besitzt in Baden zwei Mehrfamilienhäuser mit je 28 Wohnungen auf insgesamt 4'190 m<sup>2</sup> Wohnfläche. Die Mehrfamilienhäuser in Abbildung 2 mit Baujahr 1972 befinden sich mehrheitlich im Originalzustand und wurden zuletzt in den 90er Jahren leicht saniert. Die gemeinsame Wärmeerzeugung mittels Ölkesseln von gesamthaft 200 kW ist in der Heizzentrale im Kellergeschoss des einen Mehrfamilienhauses installiert. Das andere Mehrfamilienhaus ist mittels einer Fernleitung an die Heizzentrale angeschlossen. Der analysierte Heizölverbrauch über die letzten 14 Jahren ergibt einen durchschnittlichen Jahresverbrauch von 60'000 l Heizöl resp. 600 MWh/a.

Als Wärmeerzeugersersatz ist neu eine Wärmepumpe pro Gebäude mit einem gemeinsamen Erdsondenfeld geplant. Aufgrund von Platzbeschränkungen für die Erdwärmesonden auf den Parkplatz zwischen den Gebäuden durch die abschüssige Umgebung, siehe Abbildung 2, wurde eine zusätzliche Regeneration mittels Luftwärmetauscher vorgesehen.



Abbildung 2: Untersuchte Mehrfamilienhäuser im P&D Projekt Renosource (Quelle links: Lägern Wohnen. Quelle rechts, Google Earth)

Die Bohrungen der ersten beiden Erdsonden auf geplanten 290 m mussten bei 130 m Tiefe jedoch wegen Arteser abgebrochen werden. Daher bestand neben der Platzbeschränkung auch zusätzlich noch eine Tiefenbeschränkung bei 130 m. Es traten bei dem Projekt also genau die Einschränkungen auf, die im Projekt HP Source mittels Simulationen untersucht wurden. Als neues Konzept wurde daher ein Spitzenlastbetrieb der Erdwärmesonden mit der Grundlastquelle Aussenluft gewählt. Der Aussenluftwärmetauscher wurde vergrössert, und Simulationen ergaben, dass die Sondenlänge auf 16 Sonden à 105 m reduziert werden können, wenn nur die Spitzenlastdeckung über die Sonden erfolgt. Andererseits kann dadurch die Vergrösserung des Luftwärmetauschers beschränkt werden. Der Luftwärmetauscher dient im Sommer zusätzlich zur Regeneration des Erdreichs. Die Quellenintegration erfolgte über einen Sole-Zwischenkreis, was den Vorteil hat, dass beide Quellen für beide Wärmepumpen zur Verfügung stehen, und so keine Leistungslimitierung der einzelnen Quellen durch die Wärmepumpenleistung besteht.

Als Wärmepumpen wurden zwei innenaufgestellte Sole-Wasser-Wärmepumpen mit dem natürlichen Kältemittel Propan eingesetzt. Dies hat Vorteile für die Bestandsgebäude, da Vorlauftemperaturen bis 70 °C erreicht werden.

## Ziele des P&D Projekts

Das P&D Projekt kombiniert die beiden untersuchten Konzepte Spitzenlastdeckung und Regeneration und bietet damit ideale Voraussetzungen, die Simulationsergebnisse aus dem Projekt «HP-Source» an realen Messungen zu verifizieren. Es können Betriebserfahrung mit den realen Anlagenbetrieb des Mehrquellensystems gesammelt werden und Auslegungs- und Regelungsstrategie für den Betrieb abgeleitet und getestet werden. Die Projektziele umfassen daher im Einzelnen die folgenden Punkte

- Verifikation des Konzepts der Spitzenlastsonde über die vollständigen Projektphasen Planung – Inbetriebnahme – Monitoring – Optimierung.
- Überprüfung der Planungsgrundsätze und hydraulische Einbindung.
- Auswertung von 3 Betriebsjahren (optional auch längere Messungen des Mehrquellensystems).
- Modellvalidierung mit Betriebsdaten und Anlagenoptimierung.
- Optimierung der Quellenbewirtschaftung (z. B. mittels Sollwertschiebung: dynamischem Bivalenzpunkt, Kombination mit sommerlicher Regeneration etc.)
- Von den realen Randbedingungen abstrahierter Systemvergleich, um zu verifizieren, ob Mehrquellensysteme auch ohne Einschränkungen Vorteile bieten können.
- Auswertung Betriebsverhalten der innenaufgestellten Propan-Wärmepumpen grösserer Leistung.

## Messkonzept

Das Messkonzept umfasst Wärmehöher für die einzelnen Wärmequellen der Erdsonden und der Luft sowie für die Wärmeabgabeseite und Stromzähler für die Wärmepumpe und die Peripherie. Darüber hinaus werden die Betriebszustände wie die Kompressordrehzahl und der Pumpenstatus sowie die Ventilstellungen aufgezeichnet. Aus den Messgrössen können die Jahresarbeitszahl, die Quellenanteile, der Abtaubetrieb des Luftwärmetauschers und der Regenerationsgrad für die Erdsonden ausgewertet werden und entsprechende Optimierungen vorgenommen werden.

## Projektstand und Ausblick

In Verbindung mit Simulationen ist die Planung des Projekts ist in der ersten Hälfte 2023 erfolgt. Die Erdwärmesonden wurden im Herbst 2023 gebohrt und die Inbetriebnahme erfolgte im ersten Quartal 2024. Die ersten Messdaten werden gegenwärtig aufgezeichnet.

## Quellen

- [1] C. Wemhöner, Ch. Meier, S. Büsser, M. Bättschmann, HP Source – Integrationsmöglichkeiten von Wärmequellen, BFE-Schlussbericht, Rapperswil, Nov. 2023

Christoph Meier, Marc Werro, Carsten Wemhöner, IET - Institut für Energietechnik,  
OST – Ostschweizer Fachhochschule  
Philipp Roos, Remo Waser, Cowa Thermal Solutions AG

# SunStore

## Latenter, kompakter Pufferspeicher für mit Photovoltaik betriebene Wärmepumpen

### *Zusammenfassung*

*Im Projekt SunStore wird ein neues, auf Phasenwechselmaterialien (PCM) basiertes Wärmespeicherkonzept für Pufferspeicher in Wärmepumpensystemen unter realen Bedingungen eingebaut, getestet und evaluiert. Das PCM wird in modifizierten high-density Polyethylen (HDPE) Kapseln als Schüttgut in den Pufferspeicher gefüllt. Im Projekt sollen insbesondere die Vorteile von PCM-Speichern in Bezug auf das Erreichen eines hohen Eigenverbrauchs von PV-Strom in Kombination mit Wärmepumpen untersucht werden. An der Pilotanlage mit Luft/Wasser-Wärmepumpe und einer Nachrüstung von PCM in den bestehenden Pufferspeicher sollen Erfahrungen zum Einsatz von PCM im realen Betrieb über drei Heizperioden ausgewertet und der Anlagenbetrieb optimiert werden. Das Projekt startete im Herbst 2021. Bisher wurde eine Referenzperiode mit konventionellem Wasserpufferspeicher und eine Heizperiode mit der ersten Generation PCM-Kapseln gemessen. Erste Ergebnisse zeigen eine Steigerung des PV-Eigenverbrauchs und der Heizautarkie. In der Heizperiode 23/24 wurden neue Kapseln mit einer verbesserten PCM-Rezeptur und leicht angepasster Kapselgeometrie befüllt.*

### *Abstract*

*In the SunStore project, a new heat storage concept based on phase change materials (PCM) for buffer storage tanks in heat pump systems is being installed, tested and evaluated under real conditions. The PCM is filled in modified high-density polyethylene (HDPE) capsules as bulk material in the buffer storage tank. In particular, the project aims to investigate the advantages of PCM storage systems in terms of achieving high self-consumption of PV electricity in combination with heat pumps. The pilot system with an air-to-water heat pump and a retrofit of PCM in the existing buffer storage tank will be used to evaluate experiences with the use of PCM in real operation over three heating periods and to optimise the system operation. The project started in autumn 2021 and so far, a reference period with a conventional water buffer cylinder and a heating period with the first generation of PCM capsules have been evaluated. Interim results show an increase in PV self-consumption and self-sufficiency in heating. In the current heating period 23/24, the system operation with new capsules of an improved PCM recipe and slightly adapted capsule geometry are measured.*

## Projektübersicht

Cowa Thermal Solutions AG ist ein Spin-off des Kompetenzzentrums für thermische Energiespeicher (CC TES) der Hochschule Luzern (HSLU), das mit dem Ziel, makroverkapseltes Phasenwechselmaterial (CowaCaps) zu kommerzialisieren, gegründet wurde. Cowa hat dazu in Zusammenarbeit mit der HSLU verschiedene, auf Salzhydrat basierte, Phase Change Materials (PCM) entwickelt, die für typische Temperaturbereiche von Wärmepumpen im Gebäudebereich ausgelegt sind.

Im Rahmen dieses Projekts wird die Technologie in einer ersten realen Pilotanlage getestet. Bisher konnten Referenzmessungen in der Heizperiode 21/22 mit einem konventionellem Waspufferspeicher und in der Heizperiode 22/23 mit den PCM-Kapseln aufgezeichnet werden. Für die Heizperiode 23/24 wurden diese Kapseln nochmals ausgetauscht mit einem modifizierten PCM und einem neuen Kapseldesign.

Die Erprobung umfasst dabei die Produktion der Kapseln für die Pilotanlage inklusive der benötigten Qualitätssicherung und Funktionsprüfungen, die Installation und Inbetriebnahme der Pilotanlage, und deren Überwachung und periodische Überprüfung einzelner Kapseln, um deren Funktionalität und Lebensdauer zu erproben. Dadurch sollen am Ende des Projekts klare Aussagen über die energetischen Vorteile der mit PCM gefüllten Pufferspeicher und deren Wirtschaftlichkeit gemacht werden können.

## Projektziele

Die Projektziele umfassen die folgenden Einzelziele

- Herstellung der für die Pilotanlagen benötigten PCM-Kapseln.
- Erfassung aller relevanten Massen- und Energieströme zur vollständigen Bilanzierung des Systems sowie zur Bestimmung der JAZ und der Heizautarkie über drei Heizperioden.
- Evaluation dieser Key Performance Indicators (KPIs) und Vergleich der PCM-Lösung mit dem state-of-the-art
  - Der Eigenverbrauch soll um 10% im Vergleich zur Referenzmessung erhöht werden
  - Die Heizautarkie soll im Vergleich zur Referenzmessung um 50% erhöht werden
  - Der Netzbezug des ganzen Gebäudes soll im Vergleich zur Referenzmessung um 10% verkleinert werden.
  - JAZ und Energieeffizienz der Wärmepumpe sollen erhöht werden mit dem Ziel, die JAZ über die Heizperiode um 2 – 4% zu erhöhen
- Erweiterung des Wissensstands bezüglich der Langlebigkeit der Kapseln.
- Bestimmung idealer Reglerparameter zur möglichst effektiven Nutzung.

## Anlagenbeschreibung

Das Pilotobjekt ist ein Einfamilienhaus mit Einliegerwohnung (als Ferienwohnung vermietet) auf einer Sonnenterrasse in Pany (GR) auf 1178 m.ü.M mit Baujahr 1988 und folgenden technischen Anlagenkomponenten und Wärmebedarf (teils aus Eigentümerangaben geschätzt):

- Luft-Wasser Wärmepumpe Oertli LSI 140 SHW-SG mit Leistung 5.7 – 15.8 kW.
- PV-Anlage mit 17 kW<sub>p</sub>, 84 m<sup>2</sup>, 26 Module in West- und 24 Module in Ostorientierung.

- 800 l Heizungspufferspeicher und 500 l Warmwasserspeicher.
- Elektrische Batterie mit 7.7 kWh zur Solarladung.
- Geschätzter Wärmebedarf von 100 kWh/m<sup>2</sup>/a, Energiebezugsfläche 200 m<sup>2</sup>.
- Geschätzter Stromverbrauch 4000 kWh/a.
- Warmwasserverbrauch 180 l/Tag (16 °C auf 55 °C).
- Betrieb Pufferspeicher zwischen 40 °C und 52 °C, Kapazität von 11.2 kWh.  
Mit CowaCaps ergibt sich eine rechnerische Kapazität von 39.1 kWh.

### PCM-Kapseln

Die verwendete Kapsel heisst: «*BOOSTER CAPSULE 45*». Sie besteht aus *PCM45* und hat eine Schmelztemperatur von 45 °C. Die Speicherdichte des Materials beträgt 50 kWh/m<sup>3</sup>.



Abbildung 1: Cowa *BOOSTER CAPSULE 45*

Das PCM basiert auf Salzhydraten, welche im Vergleich zu anderen Phasenwechselmaterialien durch hohe Dichte und hoher Schmelzenthalpie (205 J/g bei diesem Material) zur hohen Speicherdichte führt. Die Verkapselung wurde auf Packungsdichte, thermische Leistung, und Produktionskosten optimiert, was zur Form in Abbildung 1 führte und eine Packungsdichte von 62% ermöglicht. Dadurch soll eine Kapazitätserhöhung im Vergleich von Wasser von über Faktor 2 erreicht werden.

### Messsystem

Für die Messdatenerfassung werden die vom Wechselrichter aufgezeichneten Daten und eine Datenerfassung basierend auf einem Raspberry-Pi genutzt. Die Daten werden im 5-min Takt aufgezeichnet. Die Auswertung erfolgt in Matlab. Abbildung 2 zeigt das Anlagenschema mit den installierten Messpunkten und den Systemgrenzen für die Kennzahlberechnung.

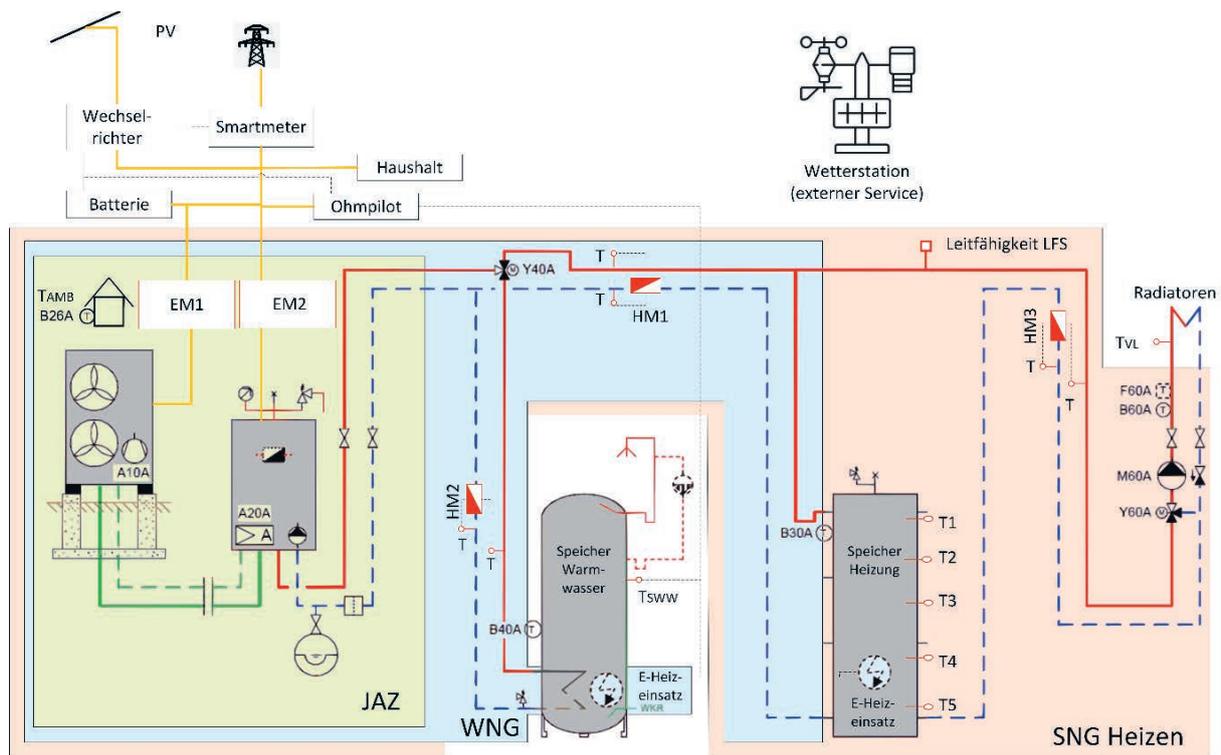


Abbildung 2: Aufbau Messsystem

## Messresultate

Die dargestellten Messresultate beziehen sich auf die ersten zwei Heizperioden, der Referenzperiode 21/22 mit Wasserspeicher und der Heizperiode 22/23 mit PCM-Kapseln. Es wurde festgestellt, dass sämtliche Wärmeabnehmer in der zweiten Heizperiode weniger Energie verbraucht haben als in der Referenzperiode. Die zweite Heizperiode war ein sehr schneearmer Winter, welcher sich positiv auf die Solarerträge auswirkt, jedoch die Belegung in der Ferienwohnung reduziert. Zudem war die zweite Heizperiode wärmer als die erste. Daher wurde die Daten der zweiten Heizperiode mit den Heizgradtagen und der Belegung korrigiert.

In Abbildung 3 sind die korrigierten Werte ersichtlich. Nach der Korrektur kann mehr Eigenverbrauch und ein Anstieg der Autarkie ausgewertet werden. Der Anstieg des Eigenverbrauchsanteils bestätigt die Messresultate. Die erhöhte Speicherkapazität führt also real zu einem Anstieg des Eigenverbrauchsanteils.

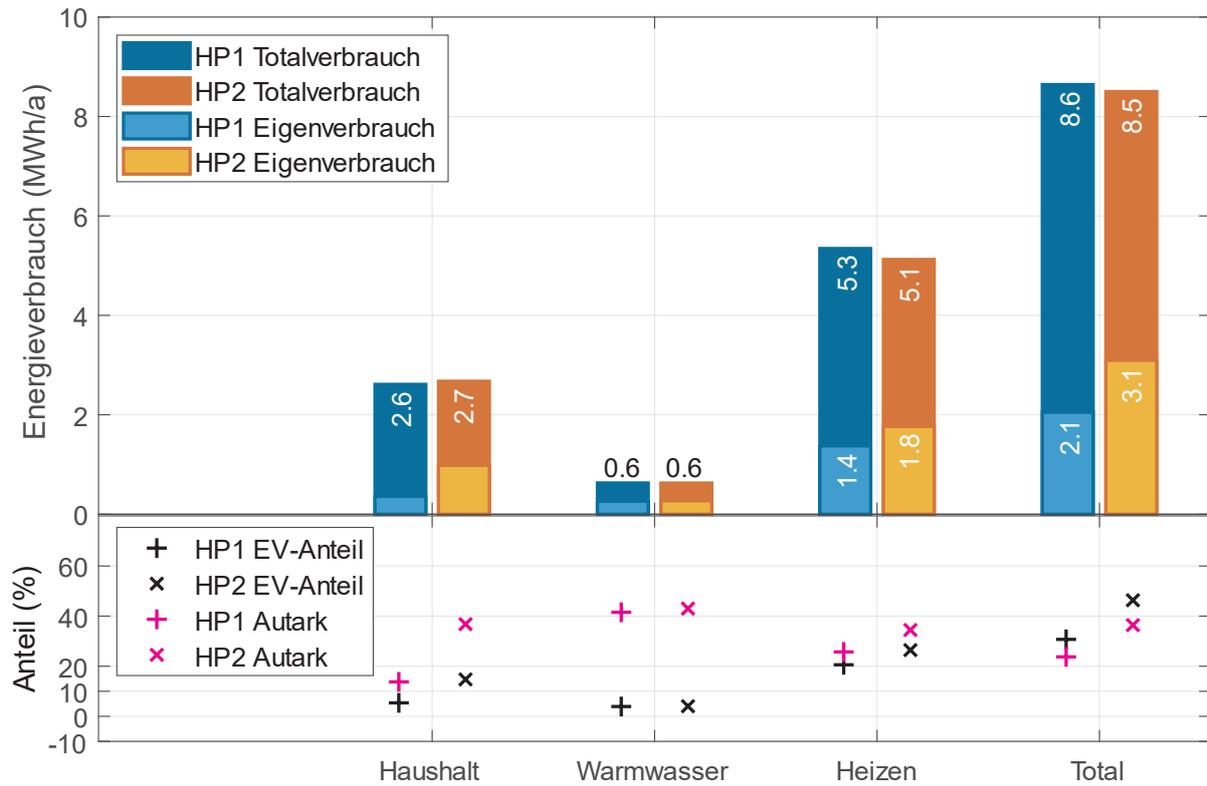


Abbildung 3: Resultate auf Basis der Klima- und Belegungskorrektur für die Heizperioden 21/22 und 22/23

## Zusammenfassung und Ausblick

Hinsichtlich der Zielsetzung konnten die KPIs bis auf die Effizienzsteigerung der WP erreicht werden. In der gegenwärtigen Heizperiode 23/24 wird die Anlage mit angepassten CowaCaps betrieben, womit eine weitere Steigerung des PV-Eigenverbrauchs erwartet wird.





EffPlusWW

# Effizienz-Plus für hygienisch einwandfreie Wärmepumpen-Warmwassersysteme

Im Projekt EffPlusWW werden verschiedene Konzepte zur Warmwasserbereitung mit Wärmepumpen verglichen und im Hinblick auf hygienische Anforderungen und Effizienz untersucht, sowie neue Konzepte entwickelt, um in Mehrfamilienhäusern mit Warmwasser-Zirkulation eine deutlich höhere Effizienz zu erreichen.



Vera Gütle  
 vera.guetle@ost.ch  
 T +41 58 257 4180

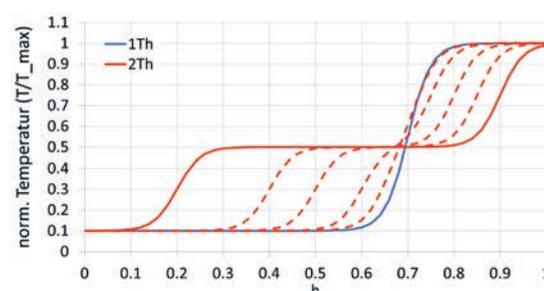
## Motivation und Hintergrund

Aufgrund der erforderlichen Dekarbonisierung der Wärmeversorgung werden Wärmepumpen für die Warmwassererwärmung immer wichtiger. Die aus hygienischen Gründen relativ hohen Anforderungen an die Temperaturen der Warmwasserbereitung und -verteilung sind jedoch mit heutigen Wärmepumpen-Konzepten oft nicht ohne zusätzlichen Einsatz von Elektroheizstäben zu erfüllen. Die System-Effizienz der Kombination Wärmepumpe und Speicher bleibt im Feld oft deutlich hinter den technischen Möglichkeiten zurück.

## Ziele

In diesem Projekt werden verschiedene Konzepte zur Warmwasserbereitung mit Wärmepumpen in Mehrfamilienhäusern verglichen. Dabei stehen Hygieneanforderungen und Effizienz im Fokus. Ziel ist es, neue Ansätze zu entwickeln und zu untersuchen, um in Mehrfamilienhäusern mit Warmwasserzirkulation eine deutlich höhere

Effizienz zu erreichen. Dabei sollen ausschließlich natürliche Kältemittel zum Einsatz kommen.



Neuer Ansatz zur Simulation von Wasserspeichern: Modellierung der Speichertemperatur als mathematische Funktion.

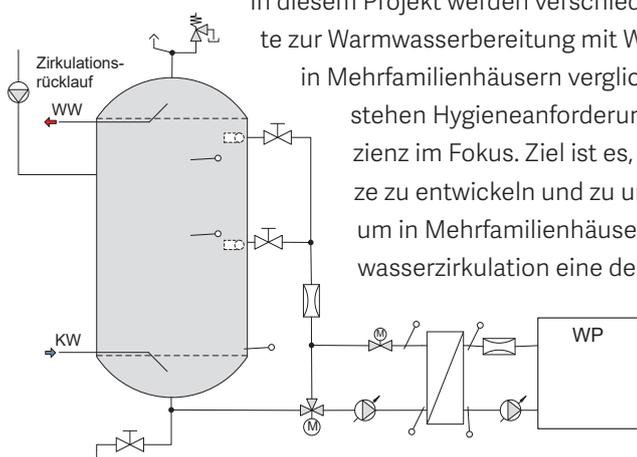
**Ziel 1:** Bewertung von Standard-Konzepten bezüglich Hygiene und Effizienz

**Ziel 2:** Innovation Simulation der Speicherschichtung

**Ziel 3:** Flexibilitäts-Optionen von Wärmepumpen-Warmwassersystemen in MFH aufzeigen

**Ziel 4:** «Next Generation» der Warmwasserbereitung über WP in MFH via natürliche Kältemittel

Bewertung von Standard-konzepten: Verschiedene Varianten werden im dynamischen Betrieb getestet.



Projektpartner

**HEIM AG**  
Heizsysteme

**matica**

**HSLU**

**IES** Institut für Energiesysteme

Begleitgruppe

**STIEBEL ELTRON**

**meier tobler**

**Alfred Müller**

**suissetec**

**EKZ**

Laufzeit

Nov. 2023 - Sept. 2026

**SPF** INSTITUT FÜR SOLARTECHNIK



# Optimized Adsorption Heat Pump for Efficiency Increase of District Heating Networks

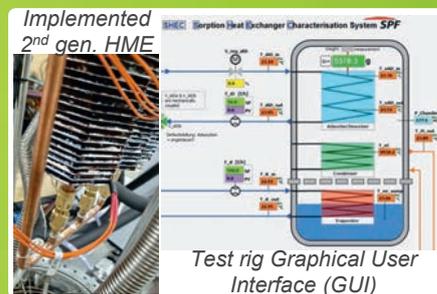
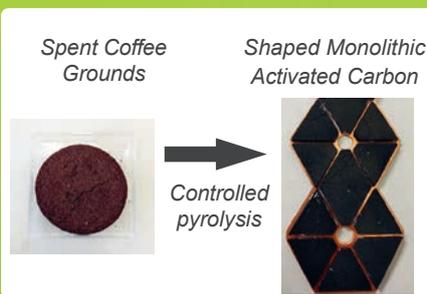
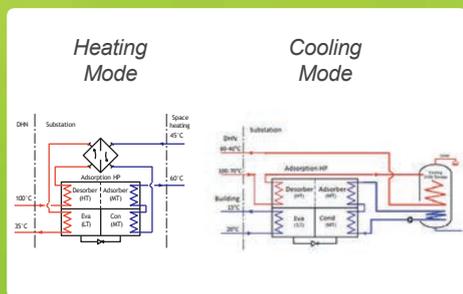
S. Galmarini<sup>(1)</sup>, X. Jobard<sup>(2)</sup>, A. Duret<sup>(2)</sup>, K. Meili<sup>(3)</sup>, X. Daguenet<sup>(3)</sup>

(1) Empa - Dübendorf, (2) HEIG-VD - Yverdon-les-Bains, (3) SPF-OST - Rapperswil, Switzerland

## Motivation

The energy demand of urban systems is and will be characterized by both heating and cooling needs. District Heating Networks (DHN) can increase the system's efficiency when they maximize the use of waste and/or solar heat.

Adsorption Heat Pumps (AdHP) can use that heat instead of electricity to satisfy both heating and cooling needs, but both adsorbent materials and equipment should be designed to satisfy these specific requirements and to provide efficient and fast energy conversion.



## DHN requirements

In heating mode, the AdHP uses DHN heat (70-110 °C) to serve space heating and domestic hot water (30-65 °C), while reducing the return temperature of the network (20-50 °C).

In cooling mode, it uses DHN heat (60-90 °C) to serve space cooling (6-15 °C) and domestic hot water.

## Adsorbent Material

Monolithic Activated Carbons (AC) are obtained from a sustainable source (spent coffee grounds).

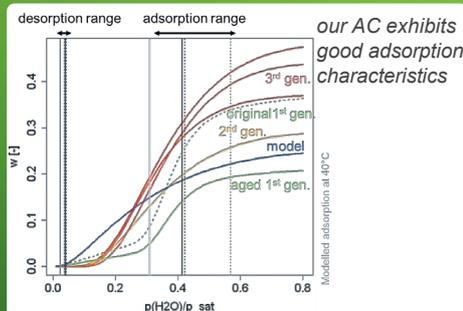
With a design of experiment, we could control the AC properties based on pyrolysis parameters. Best properties are achieved with high temperature and short duration of the process.

The simulation of a dynamic model of the material allows identifying the best geometries and cycle times for different configurations. For optimal monoliths (~4 mm thin) the material kinetics matches that of the heat and mass exchanger.

## Characterization

A 0.1-1 kW characterization setup for adsorption Heat and Mass Exchangers (HME) has been built and tested with a state-of-the-art AC. It can record both heat fluxes and adsorbate uptake.

The performance characteristics can be calculated and parametrized as a function of the application conditions.

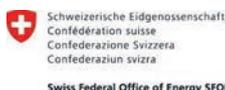


## Outlook

Tailored adsorbent properties are expected to achieve high performance in both heating and cooling modes (COP 0.8, cooling power 1.7 kW/kg). The developed experimental setup will guide the design of an AdHP HME. System simulations are currently being performed to assess the benefits of AdHP integration for DHNs.



sandra.galmarini@empa.ch  
alexis.duret@heig-vd.ch  
xavier.daguenet@ost.ch



This work is financed by the Swiss Federal Office of Energy.

We acknowledge contributions of J. Perez, F. Menezes, S. Tavarogondi, R. Torreggiani, J. Lacerda, G. Mendes



# News aus der Wärmepumpen-Forschung

30. Tagung des BFE-Forschungsprogramms  
«Wärmepumpen und Kältetechnik»  
26. Juni 2024, Bern

## Energie-Transfer-System

Forschungsprojekt BFE SI/502435-01

Im Herbst 2022 ging im Prodega-Markt Dietikon das erste Energie-Transfer-System in Betrieb. In die, im Rahmen einer Erneuerung installierte CO<sub>2</sub>-Kälteanlage, wurde ein Energie-Transfer-System integriert. Das letztere wandelt Hochtemperatur-Abwärme der CO<sub>2</sub>-Kälteanlage mittels eines Rankine-Kreisprozesses in nützliche Kälte um und entlastet dabei wiederum die CO<sub>2</sub>-Kälteanlage. Insgesamt wird eine Reduktion des Stromverbrauchs von ca. 8% erwartet.



CO<sub>2</sub>-Kälteanlage



Energie-Transfer-System

Der Rankine-Kreisprozess ist im Gegensatz zur «linkslaufenden» Kälteanlage ein «rechtslaufender» Prozess, so wie er bspw. in einem Dampfkraftwerk zu finden ist. Während eine Kälteanlage elektrische Arbeit in ein Temperaturunterschied (Kälte und Abwärme) umwandelt, wird in einem Dampfkraftwerk ein Temperaturunterschied (Dampf und Aussenluft) in elektrische Arbeit umgewandelt. Im Falle der Prodega Dietikon wird der Prozess jedoch nicht mit Wasserdampf, sondern mit flüssigem und gasförmigem CO<sub>2</sub> betrieben - das gleiche Fluid wie es ohnehin in der herkömmlichen CO<sub>2</sub>-Kälteanlage enthalten ist. Darüber hinaus wird bei der genannten Feldanlage die Energie nicht mittels Generator in Strom, sondern mittels einem neuentwickelten Heissgas-Ejektor in eine Saugwirkung umgewandelt, welche wiederum die herkömmliche CO<sub>2</sub>-Kälteanlage unterkühlt. Insgesamt wird letztere entlastet und das Gesamtsystem rund 8 % effizienter betrieben. Aktuell ist eine detaillierte Betriebsuntersuchung in Gang, Ergebnisse werden Ende 2024 erwartet.



**PRODEGA**



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

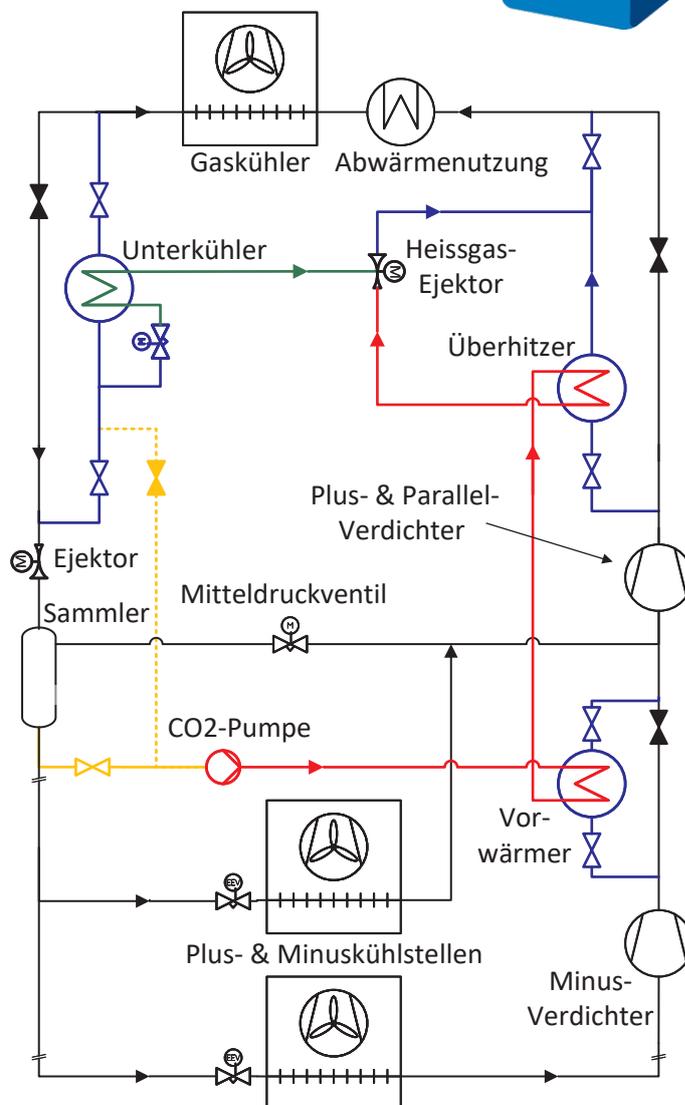
Bundesamt für Energie BFE  
Office fédéral de l'énergie OFEN

Projekt in Zusammenarbeit mit Transgourmet Schweiz AG, Prodega und Unterstützung vom Bundesamt für Energie.

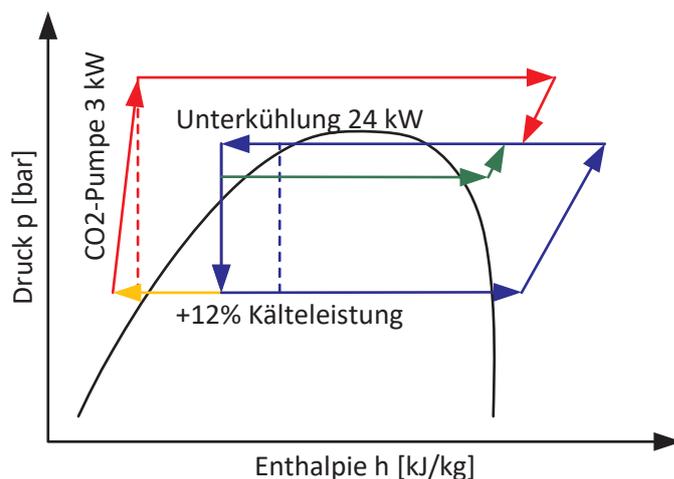
## Frigo-Consulting AG

Ingenieurbüro für Kältetechnik

j.schoenenberger@frigoconsulting.ch



Prinzip-Schema der CO<sub>2</sub>-Kälteanlage mit integriertem Energie-Transfer-System



Prozess vereinfacht dargestellt in Log-p-h-Diagramm





# Heat pumps: it's all about temperature!

Gianfranco Guidati, Adriana Marcucci, ESC-ETH Zurich, gguidati@ethz.ch

## Introduction

There is a general agreement that heat pumps will be the dominant source of space heat and domestic hot water (DHW) in a future net-zero energy system. However, the coefficient of performance – and hence the electricity demand – depends strongly on the temperature levels both on the source side (air, ground, water bodies) and on the sink side. Especially the sink temperature can be influenced by the heat delivery system. We consider an **innovative case** where space heat is delivered through a convective system at **28 °C** and compare it with a **conservative case** where heat is delivered at **45 °C** via radiators or underfloor heating. Likewise, we consider a borehole field with regeneration and without regeneration and assume that its seasonally varying source temperature is 10-15 °C and 0-5 °C, respectively. Finally, we model two types of district heating networks that use lake water as heat source. The first features a large heat pump that delivers hot water for space heating and DHW at **50 °C** or **70 °C**. The second is an energy grid with distributed heat pumps that deliver heat again at **28 °C** or **45 °C**. The regenerated borehole field and the energy grid allows for free cooling, in the other cases an active cooling via heat pumps is required.

## Method

All calculations are done with Swiss Energyscope (ETH) following the definition of the CROSS scenarios. We distinguish **innovative** and **conservative** baseline scenarios that differ in the adoption of new technologies, e.g. geothermal, alpine PV, seasonal thermal storage, etc. Three variations were considered, where features of the sink and source side were swapped between innovative and conservative scenarios, isolating the value of each feature.

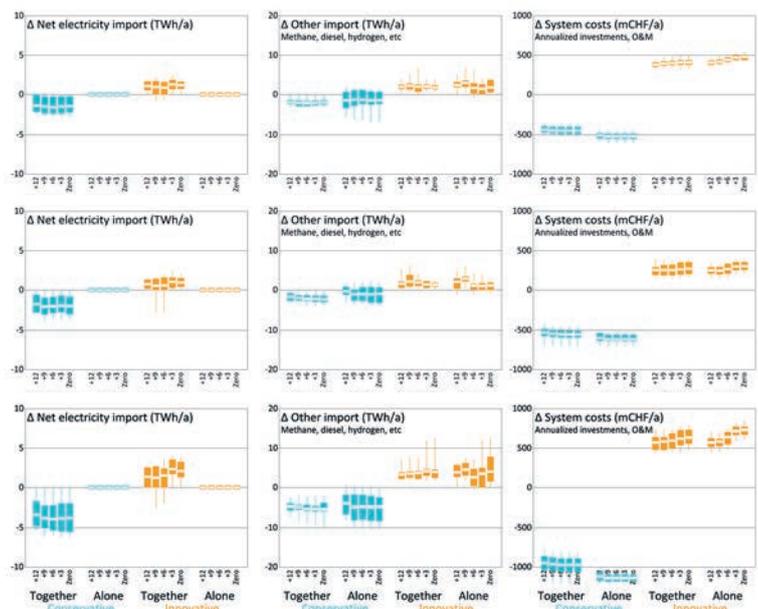
	Innovative scenario	Conservative scenario
Baseline	<ul style="list-style-type: none"> <li>Low temperature on sink side</li> <li>Regenerated borehole field and energy network <b>is available</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>High temperature on sink side</li> <li>Regenerated borehole field and energy network <b>not available</b></li> </ul>
Variation Sink	<ul style="list-style-type: none"> <li>High temperature on sink side</li> <li>Regenerated borehole field and energy network <b>is available</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Low temperature on sink side</li> <li>Regenerated borehole field and energy network <b>not available</b></li> </ul>
Variation Source	<ul style="list-style-type: none"> <li>Low temperature on sink side</li> <li>Regenerated borehole field and energy network <b>not available</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>High temperature on sink side</li> <li>Regenerated borehole field and energy network <b>is available</b></li> </ul>
Variation Sink/source	<ul style="list-style-type: none"> <li>High temperature on sink side</li> <li>Regenerated borehole field and energy network <b>not available</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Low temperature on sink side</li> <li>Regenerated borehole field and energy network <b>is available</b></li> </ul>

## Results

Adding the innovation of low sink temperature to the conservative scenarios decreases electricity and other imports, and also system costs. The opposite can be observed when this innovation is removed from the innovative scenarios.

The same effect can be observed when adding borehole regeneration and low-temperature cooling/heating networks to the conservative scenarios and vice versa.

Combining both changes shows that the effects are roughly additive.



**Innovations in the heating sector like low temperature supply systems, borehole regeneration and combined cooling/heating networks can reduce winter electricity imports by several TWh.**

### Core partners



### Associate partners

Scuola universitaria professionale della Svizzera italiana

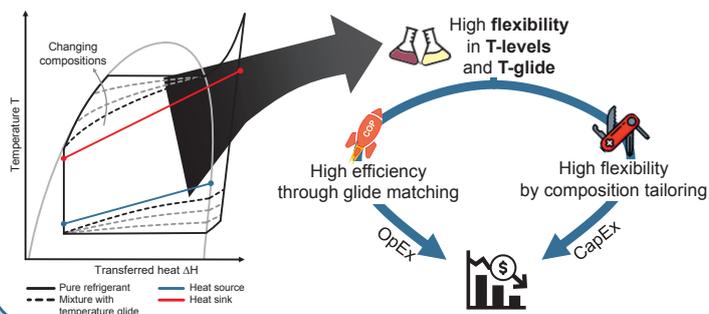




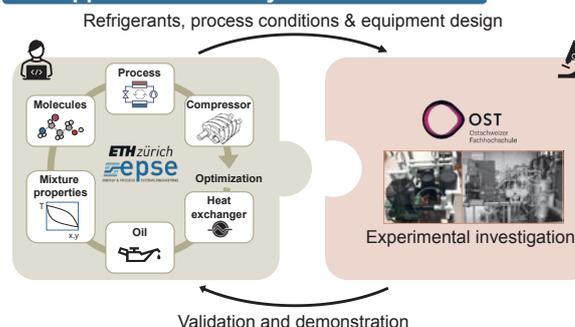
# High-Efficiency High-Temperature Heat Pumps with Temperature Glide

Philip Widmaier<sup>a</sup>, Leon Brendel<sup>b</sup>, Carl Hemprich<sup>a</sup>, Silvan Bernal<sup>b</sup>, Cordin Arpagaus<sup>b</sup>, Dennis Roskosch<sup>a</sup>, Stefan Bertsch<sup>b</sup>, André Bardow<sup>a</sup>

## Idea: refrigerant mixtures increase efficiency & flexibility

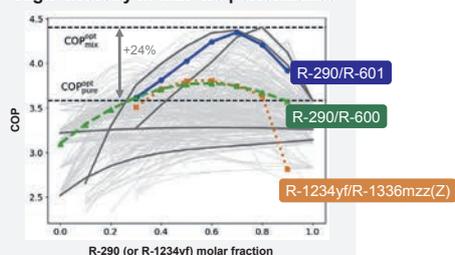


## Our approach to identify suitable mixtures



## Potential of refrigerant mixtures

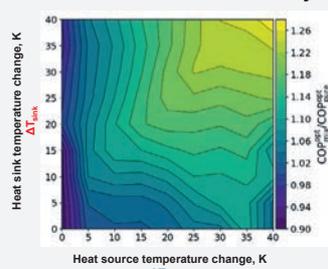
### High diversity in mixture performance



COP @  $\Delta T_{source} \cdot \Delta T_{sink} = 35$  K

- COP depends on components & composition
- Sound mixture selection necessary!

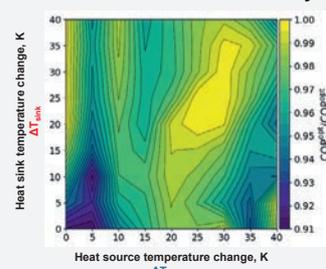
### Mixtures for maximum efficiency



Ratio of the best mixture COP and best pure refrigerant COP as a function of heat source and sink temperature changes

- The COP benefit of refrigerant mixtures increases for large  $\Delta T_{source} \cdot \Delta T_{sink}$
- Max. COP increase of 26%

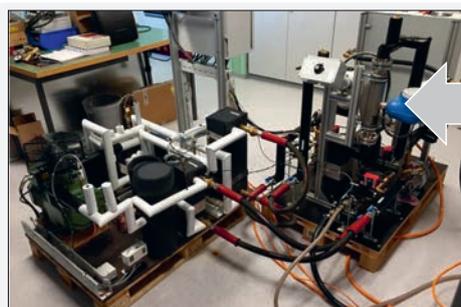
### Mixtures with maximum flexibility



Ratio of Diethyl ether/Cyclopropane COP and the overall best COP as a function of heat source and sink temperature changes

- High COPs for a range of  $\Delta T_{source} \cdot \Delta T_{sink}$  by tailoring the composition only
- One binary refrigerant pair with near-optimal performance for various applications!

## Experimental results for high-glide mixtures



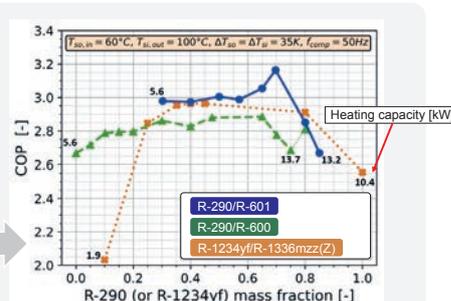
### Lab scale high-temperature heat pump

- Reciprocating piston compressor
- Plate heat exchanger
- Internal heat exchanger
- Receiver, oil separator

Heat source and sink: water

### Measuring mixture COP benefits

- $\Delta T_{source} \cdot \Delta T_{sink} = 35$  K
- Natural mixtures
- HFO mixtures



- R-290/R-601 improved COP +19% over best tested pure refrigerant R-600
- Next task: Investigation of mixture heat transfer coefficients

- Good agreement with model predictions
- Modeling results identify even better mixtures

## Project Objectives

- Demonstrate mixture benefits experimentally and model-based
- Identify promising refrigerant mixtures for maximum efficiency and all-round application
- Build practical expertise

Bridging the gap between research and industry



Towards the faster market introduction of high-efficiency heat pumps with temperature glide!

- Clustering most promising applications & mapping suitable mixtures
- Guideline for handling in practice
- Establishing Swiss competence center for industrial heat pumps

## CONTACT

André Bardow  
Tannenstrasse 3  
8092 Zürich, Switzerland  
+41 44 632 94 60  
abardow@ethz.ch  
epse.ethz.ch

Stefan Bertsch  
Werdenbergstrasse 4  
9471 Buchs, Switzerland  
+41 58 257 34 69  
stefan.bertsch@ost.ch

Project website:



## AFFILIATIONS

- a) Energy and Process Systems Engineering, ETH Zurich, Tannenstrasse 3, 8092 Zurich, Switzerland
- b) Institute for Energy Systems, Eastern Switzerland University of Applied Sciences, 9471 Buchs, Switzerland

## ACKNOWLEDGMENTS

We thank the Swiss National Science Foundation (SNSF) and Innosuisse – The Swiss Innovation Agency for funding this project through the BRIDGE programme.





# Estimating heat profiles of industrial processes

Alireza Mahmoudan<sup>a</sup>, Benjamin H. Y. Ong<sup>b</sup>, Navdeep Bhadbhade<sup>b</sup>, Beat Wellig<sup>b</sup>, Martin Patel<sup>a</sup>

<sup>a</sup> Energy Efficiency Group, Institute for Environmental Sciences and Forel Institute, University of Geneva, Boulevard Carl-Vogt 66, 1205, Genève, Switzerland

<sup>b</sup> Competence Center Thermal Energy Systems & Process Engineering, Lucerne Univ. of Applied Sciences and Arts, Technikumstrasse 21, 6048, Horw, Switzerland

Email: [alireza.mahmoudan@unige.ch](mailto:alireza.mahmoudan@unige.ch), [benjamin.ong@hslu.ch](mailto:benjamin.ong@hslu.ch), [navdeep.bhadbhade@hslu.ch](mailto:navdeep.bhadbhade@hslu.ch), [beat.wellig@hslu.ch](mailto:beat.wellig@hslu.ch), [martin.patel@unige.ch](mailto:martin.patel@unige.ch)

## Objective

Provide Composite Curves (CCs) and Grand Composite Curves (GCCs) for processes lacking such data. These are useful in estimating the potential use of renewable energy sources for heating and cooling requirements.

## Problem

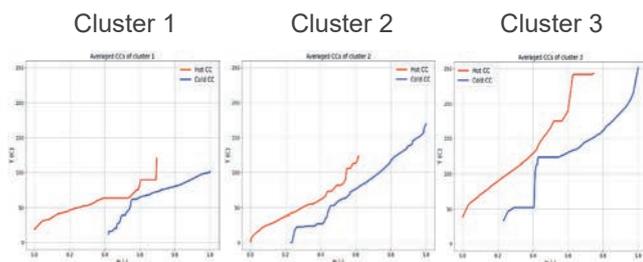
The availability of CCs for the industrial processes operated in Switzerland is very limited. It is possible to estimate missing CCs for low-to-medium temperature ranges by analysing the available ones using black-box algorithms.

## Introduction

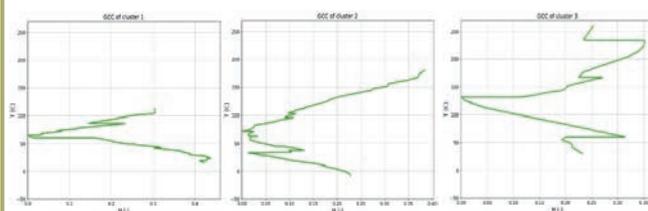
Contrary to fossil fuels, the temperature level that is achievable by many renewable energy sources (geothermal, solar thermal, ambient heat with or without heat pumps, etc.) is limited. Understanding the temperature levels involved in the heating and cooling of industrial processes is a prerequisite for the development of decarbonization strategies.

## Results

- Representative CCs

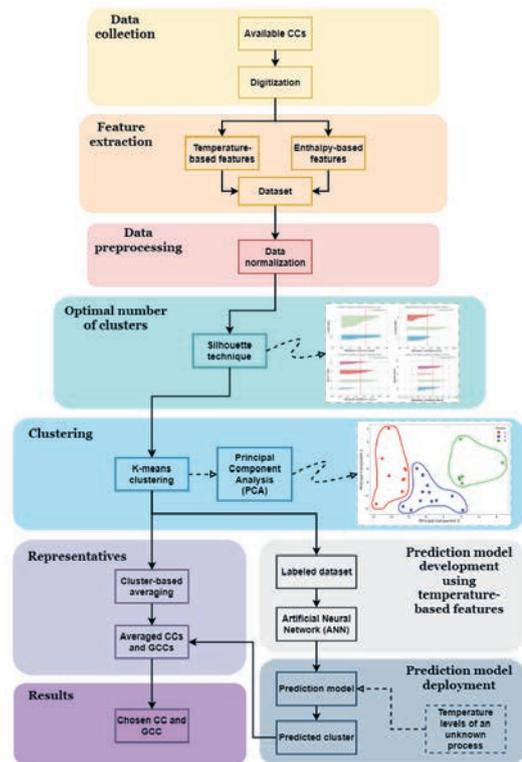


- Representative GCCs



- The accuracy of ANN = 89%

## Methodology



## Conclusions

- 27 CCs were grouped in three clusters
- A predictive ANN model with 89% accuracy was developed
- This enables the selection of an estimated CC/GCC for a given process lacking such data
- The addition of more CCs to the dataset can enhance accuracy.

Contributors







DeCarbCH

# Assessment of industrial heat pump integration and waste heat availability using representative profile

HSLU-TEVT, Navdeep Bhadbhade, Benjamin Ong, Beat Wellig, navdeep.bhadbhade@hslu.ch

## Goals

- Development of methods and tools for **rapid estimation of process requirements, energy conversion technology potentials, and waste heat availability.**
- Demonstration of the **use of exemplar profiles and representative profiles** developed using Pinch Analysis principles.

## Problems

- Limited availability of tools for **quick estimation of process heating and cooling demands**
- Absence of methods to **efficiently scale process requirements for varying production capacities and seasonal fluctuations**
- Lack of tools and methods for **rapid assessment of energy conversion technology integration opportunities and waste heat availability**

## Method

### Exemplar profiles

Exemplar profiles are generated using specific energy demand estimates for processes and mass balance

Production volume, operational time

### Representative profiles

Exemplar profiles are scaled up to represent various sizes or operating cases (e.g., winter, summer, transition) based on the production volume and operating hours

Energy conversion technologies

### Technology integration

Representative profiles are used to identify the integration opportunities for heat pumps and renewables (WP5)

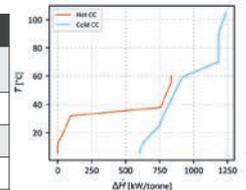
Residual demands

### Waste heat assessment

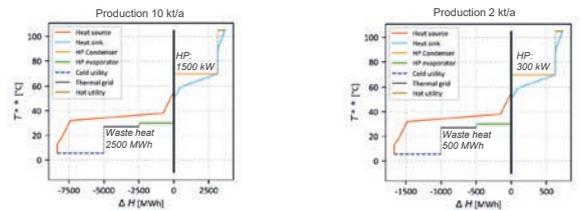
Waste heat available for various time resolutions (daily/monthly/seasonal) is estimated based on the production volume, operating hours, and residual demands after technology integration (WP3/ WP1)

## Results

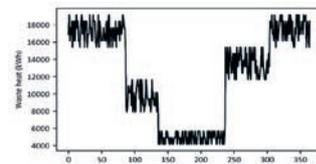
Case study parameters	Values
Process	Candy production
HP integration temperature	70 °C
Thermal grid temperature	30 °C
Annual production capacity	2 kt and 10 kt
Annual operation	6000 hours



Exemplar profile for one tonne of product



Annual representative profiles



Example of daily waste heat profile for 10 kt/year candy production

## Conclusions

- Pinch Analysis data in combination with specific energy demand allows the **generation of exemplar profiles for products/processes.**
- Exemplar profiles can be **scaled to represent a given production volume or operating case.**
- Representative profiles can be used to **estimate energy conversion technology potentials.**
- Representative profiles can be used to **estimate the quantity of waste heat that can be used for thermal grids.**

### Core partners



### Associate partners



### Cooperative partners:







# A web-based decision support tool for the design and integration of industrial high-temperature heat pumps

Daniel Florez-Orrego, Dareen Dardor, Meire Ellen Ribeiro Domingos, Lander Cortvirendt, Cyrille Platteau, François Maréchal  
*Industrial Process and Energy Systems Engineering, École Polytechnique Fédérale de Lausanne, L'Industrie 17, 1951 Sion, Switzerland.*



## 1 – Introduction

The energy integration of the dairy processes promotes rational energy use and reduced environmental impact. Enhanced waste heat recovery and residues upgrading increase the revenues of this industrial sector. **High temperature heat pump systems (HTHPs)** proved to be crucial to reduce and capitalize on waste heat and other residual streams. In effect, the use of HTHPs in applications like pasteurization and concentration can help converting undesirable by-products into value-added products, such as biogas from the whey biodigestion [1] and whey powder via Tixotherm™ process [2]. However, due to an increasing number of technological options and operating conditions, a thorough comparative analysis requires a suitable modeling, optimization, visualization and reporting tool [3].

## 2 – Methods

### 2.1 Process modeling, optimization, visualization and documentation in ROSMOSE

The energy integration and optimization problem is handled by ROSMOSE tool, which selects the optimal utility systems and the operating conditions that minimize the total cost and other performance targets [3]:

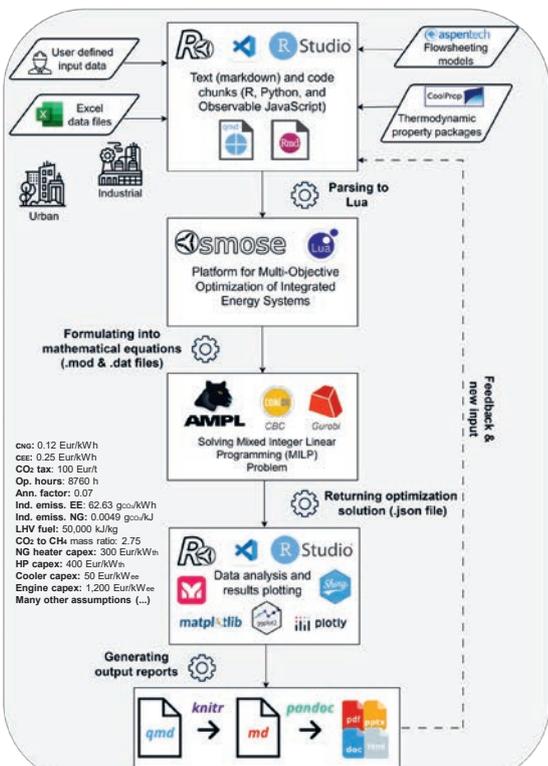


Figure 1. ROSMOSE web-based tool working principle [1].

### 2.2 Modeling and simulation of the heat pump superstructure

The heat pump superstructure considers a combination of evaporators, condensers, mixers, economizers, saturators, superheaters, subcoolers, and throttling valves, as well as optimal working fluids and operating conditions (e.g. temperatures, # stages, discharge T, compressor type, etc.):

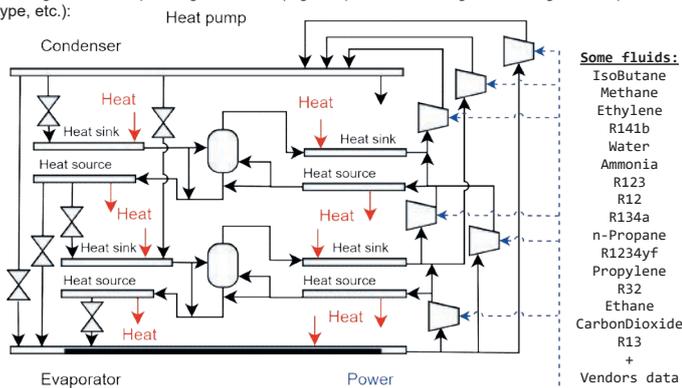


Figure 2. Superstructure of the heat pump utility systems [4].

## 3 – Results

The results of ROSMOSE tool for the energy integration of two whey upgrading processes, namely, (i) a dairy plant with whey biodigestion and (b) whey and ultrafiltration retentate drying, using either conventional utilities (fired heaters) or heat pumps, are presented.

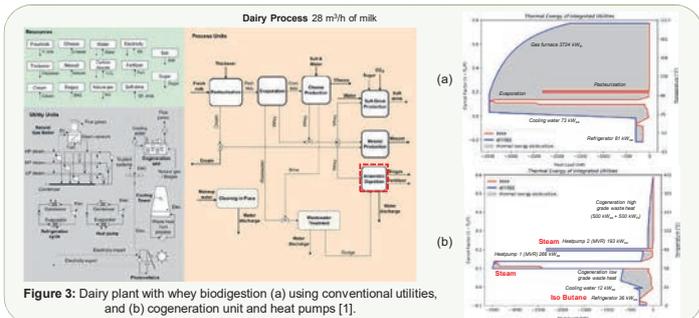


Figure 3: Dairy plant with whey biodigestion (a) using conventional utilities, and (b) cogeneration unit and heat pumps [1].

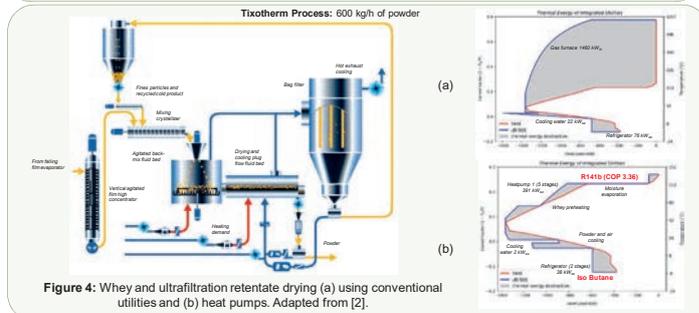


Figure 4: Whey and ultrafiltration retentate drying (a) using conventional utilities and (b) heat pumps. Adapted from [2].

Table 1: Comparative performance of whey processing routes in a dairy plant via biodigestion or concentration steps, using either conventional utilities or heat pumping systems.

	Dairy with whey biodigestion (28m³/h milk)		Niro Tixotherm powder (600 kg/h powder)	
	Conventional	Heat pump & Cogen	Conventional	Heat pump
Natural gas consumption (kW)	1,910	-1,352	1,459	0
Electricity import (kW)	154	0	99	429
Cooling water power consumption (kW)	73	12	22	1
Refrigerator power consumption (kW)	81	36	76	38
HP1 power consumption (kW)	0	266	0	391
HP2 power consumption (kW)	0	193	0	0
Operating cost (MEur/y) no CO2 taxes	2.34	-1.42	1.75	0.94
Operating cost (MEur/y) incl. taxes	2.71	-1.42	2.03	0.96
Capital cost* (MEur/y)	0.08	0.13	0.03	0.07
Direct fossil CO2 emission (ktCO2/y)	3.31	0.00	2.53	0.00
Indirect fossil CO2 emission (ktCO2/y)	0.38	0.00	0.28	0.24
Net CO2 emitted (ktCO2/y)	3.69	0.00	2.81	0.24

## 4 – Conclusions

- Process electrification and wastes valorization are crucial to defossilize heat supply to dairy plants.
- HTHPs are decisive technologies for defossilizing dairy industry: **3.6x lower** total energy input and **92% less CO<sub>2</sub>** emissions.
- Competition between fired heaters, **heat pumps, refrigerators**, coolers, engines, and other utility systems for meeting process demands calls for a tool to systematically compare the performance of alternative utility system configurations [5].
- Advanced computational and reporting tools help modeling "what if" production scenarios, in which CO<sub>2</sub> taxations in food and beverage industries [6] may favor heat pumps deployment by offsetting initial investments.
- In fact, for some cases, total costs *could be halved* if HTHPs are used to defossilize this industry.

## 5 – References

[1] Dardor, D., Florez-Orrego, D., et al. ROSMOSE: A web-based optimization tool to aid decision-making for the design and operation of industrial and urban energy systems. 36th Intl Conf. ECOS 2023, June 25th – 30th, Gran Canaria, Spain.  
 [2] Pisecky, J. Handbook of milk powder manufacture, Second Edition. GEA. Copenhagen, 2012.  
 [3] Florez-Orrego, D., et al. A systematic framework for the multi-time integration of industrial complexes and urban systems. 7th Intl Conf. CPOTE, 20th-23th September, 2022, Warsaw, Poland.  
 [4] Wallerand, A., et al. Optimal heat pump integration in industrial processes. Appl Ener, 2018; 219: 68–92.  
 [5] Florez-Orrego, D., et al. Techno-economic and environmental analysis of high temperature heat pumps integration into industrial processes: the ammonia plant and pulp mill cases. Sust. Energy Technol. Assess 2023; 60: 103560.  
 [6] Florez-Orrego, D. et al. Heat pumping and renewable energy integration for decarbonizing brewery industry and district heating. In: Computer Aided Chemical Engineering. Elsevier, pp. 3177–3182. 2023

## 6 – Acknowledgements



The team acknowledges the Swiss Federal Office of Energy (SFOE) for supporting the project **Annex 58 HTHP-CH: Integration of High-Temperature Heat Pumps in Swiss Industrial Processes N° SI/502336-01**





# Integration einer dampferzeugenden Wärmepumpe in einer Schweizer Fleischfabrik



Cordin Arpagaus<sup>1</sup>, Frédéric Bless<sup>1</sup>, Stefan S. Bertsch<sup>1</sup>, Christian Jansen<sup>2</sup>

<sup>1</sup>OST Ostschweizer Fachhochschule, Institut für Energiesysteme (IES), CH-9471 Buchs, cordin.arpagaus@ost.ch

<sup>2</sup>Gustav Spiess AG, CH-9442 Berneck

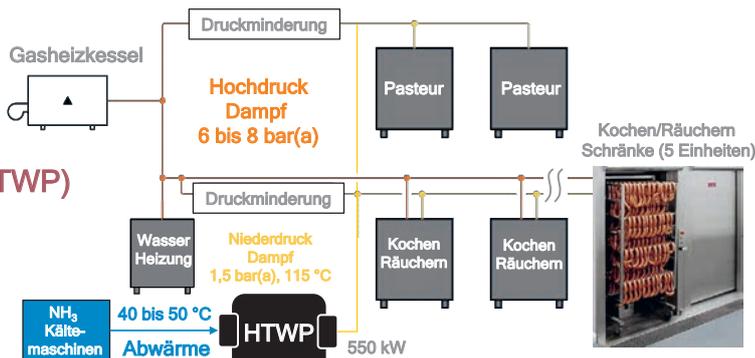


## Einführung und Motivation

- Das Familienunternehmen Gustav Spiess AG stellt **Fleischwaren** wie **Wurst, Schinken und Speck** her.
- Heute** liefert ein **Gaskessel** 6 bis 8 bar(a) Dampf zur Beheizung der Pasteurierungs- und Koch-/Räucherschrank.
- Der **Dampfdruck** wird auf **1,5 bar(a) (115 °C)** reduziert, um Schranktemperaturen von 85 bis 90 °C und eine Wurstkerntemperatur von etwa 72 °C zu erreichen.
- Im Rahmen der **SBTI (Science-based Targets Initiative)** hat sich das Unternehmen verpflichtet, **seine Treibhausgasemissionen** Scope-1 (direkte, Strom) und Scope-2 (indirekte) **bis 2030 (Basisjahr 2018) um 50 % zu reduzieren** und seine Scope-3 Emissionen zu messen und zu reduzieren.

## Integrationskonzept mit Wärmepumpe

- Einbindung einer **550 kW dampferzeugenden Wärmepumpe** in den Wurstkoch-/Räucherprozesse (840 kg/h Dampf, 5 Einheiten in der Bauphase 1) durch Nutzung der **Abwärme der NH<sub>3</sub> Kältemaschinen** und der **Druckluftherzeugung** als Wärmequelle **bei 40 bis 50 °C**
- Jährliche **Betriebszeit** beträgt ca. **3'000 h/a** (12 h/d, 250 d/a)



## Platz für die Hochtemperatur-Wärmepumpe (HTWP)



Der Platz neben dem bestehenden Gas-/Ölheizkessel ist **begrenzt**, und **brennbare Kältemittel** würden zusätzliche Kosten für **Sicherheitseinrichtungen** verursachen.

### Mögliche HTWP-Technologien

<b>Heaten</b> HeatBooster HBL4-W/S R1336mzz(Z) R1233zd(E) 750 kW 670 KEUR COP 2.8	<b>SPH</b> ThermBooster LS2 R600 (n-Butan) 634 kW 830 bis 850 KEUR COP 2.9 ThermBooster LS1-2 R515B/R1233zd(E) 652 kW 550 bis 650 KEUR COP 2.6
<b>Ochsner</b> IWWDS ER4b R1233zd(E) 550 kW 500 KEUR COP 2.4	<b>Combitherm</b> HWW 9583 R1233zd(E) 550 kW 540 KEUR COP 2.4

**Spezifische Investitionskosten (ohne Planung und Integration):**  
840 bis 1'000 EUR/kW (HFO-Kältemittel), 1'300 EUR/kW (n-Butan)  
COP zwischen 2.4 und 2.9

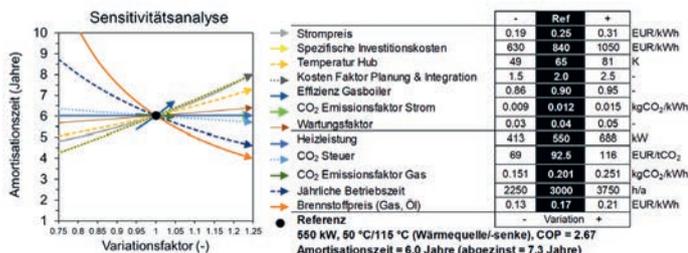
## Energiekosten und wirtschaftliche Berechnung

Eingabeparameter			
Einlass-/Auslasstemperatur des Kühlkörpers	°C	20/115 (1,5 bar(a) Dampf)	
Einlass-/Auslasstemperatur der Wärmequelle	°C	50/45	
Temperaturerhöhung ( $\Delta T_{Hub}$ )	K	65	
Heizleistung	kW	550	
Brennstoffpreis (Gas, Öl)	EUR/kWh	0.17	
Strompreis	EUR/kWh	0.25	
Verhältnis zwischen Strom- und Kraftstoffpreis	-	1.47	
CO <sub>2</sub> -Steuer (oder Subventionen)	EUR/tCO <sub>2</sub>	92.5	
Strom CO <sub>2</sub> Emissionsfaktor	kgCO <sub>2</sub> /kWh	0.012	
Gas CO <sub>2</sub> Emissionsfaktor	kgCO <sub>2</sub> /kWh	0.201	
Jährliche Betriebszeit (12 h/Tag, 250 Tag/Jahr)	h/a	3'000	
Wirkungsgrad des Brennstoffkessels	-	0.90	
Wartungsfaktor (auf Kapitalkosten)	-	0.04	
Kostenfaktor für Planung und Integration	-	2.0	
COP (= $52.94 \cdot \Delta T_{Hub}^{-0.716}$ )	-	2.67	
<b>Spezifische Investitionskosten (HTWP)</b>	<b>EUR/kW</b>	<b>840</b>	

## Ergebnisse unter Referenzbedingungen (Ref)

Ausgangsparameter		
Investitionskosten insgesamt	KEUR	924
Jährliche Reduktion der CO <sub>2</sub> Emissionen	tCO <sub>2</sub> /a (%)	361 (98%)
Jährliche Energieeinsparungen	MWh/a (%)	1'214 (66%)
Jährliche Brennstoffkosteneinsparungen	KEUR/a	312
Jährliche Stromkosten	KEUR/a	155
Jährliche Wartungskosten für die HTWP	KEUR/a	37
Jährliche CO <sub>2</sub> Steuer	KEUR/a	33
<b>Jährliche Kosteneinsparungen</b>	<b>KEUR/a</b>	<b>153</b>
Abzinsungssatz	%	5
Amortisationszeit	a	6.0
Abgezinste Amortisationszeit	a	7.3

## Amortisationszeit und Sensitivitätsanalyse

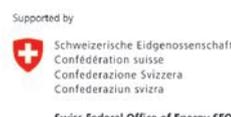


## Schlussfolgerungen

- Die geschätzte **Amortisationszeit von 6 Jahren** wird von den **Strom- und Brennstoffpreisen**, dem **Temperaturhub** (d.h. COP, Anwendung), den **Investitionskosten** und den **Kostenmultiplikationsfaktoren für Planung und Integration** beeinflusst.
- Das **Verhältnis von Strom- zu Gaspreis** scheint für strombetriebene Heiz- und Kühltechnologien in der Schweiz **vorteilhaft zu sein**.
- Die Nutzung der **Abwärme von NH<sub>3</sub> Kältemaschinen** als Wärmequelle zeigt ein **großes Multiplikationspotenzial** in anderen Schweizer Lebensmittelunternehmen.
- Für die Integration von industriellen Wärmepumpen ist technische Unterstützung erforderlich** (z. B. Know-how über die Auswahl des Kältemittels, HTWP in Kombination mit einem Gaskessel, Kostentransparenz in Bezug auf Investition, Wartung, Energiekosten, Reduktion der CO<sub>2</sub> Emissionen).
- Ausblick:** Detaillierte **Energieanalyse** und **Monitoring der Prozessdaten** (Wärmebedarf der Koch-/Räucherschrank in Wintersaison) und **Pinch-Analyse**



Das Projektteam von **Annex 58 HTHP-CH** (Integration von Hochtemperatur-Wärmepumpen in Schweizer Industrieprozesse, SI/502336-01) dankt Gustav Spiess AG als Industriepartner und dem BFE für die finanzielle Unterstützung.



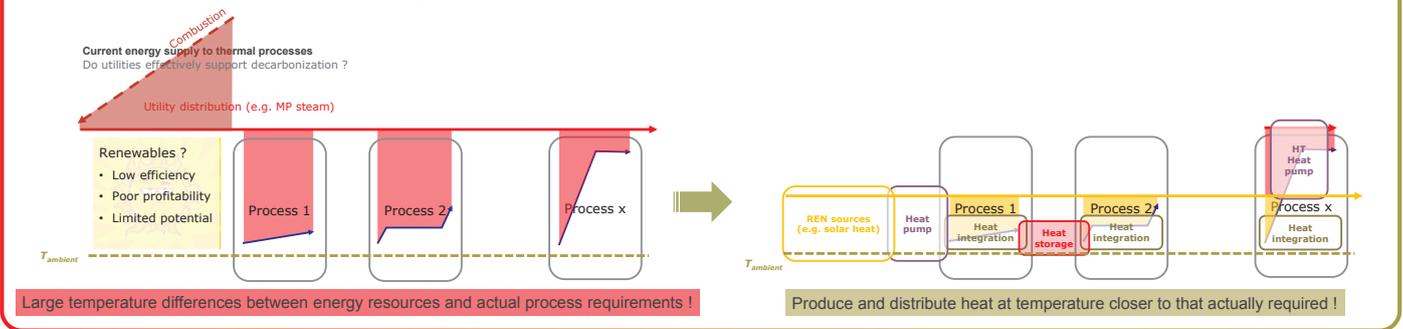


# Industrial heat pump integration : process analysis is key !

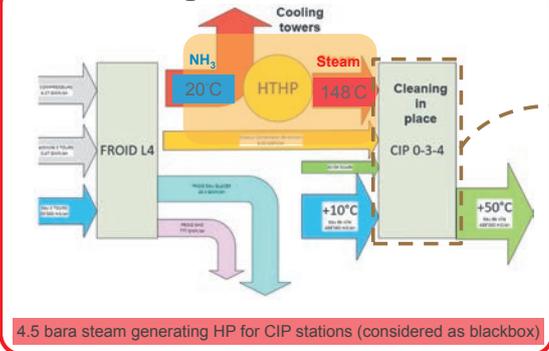
## Case study : CIP station at ELSA industrial dairy

HEIG-VD / IE, Pierre Krummenacher, +41 24 557 61 54, pierre.krummenacher@heig-vd.ch

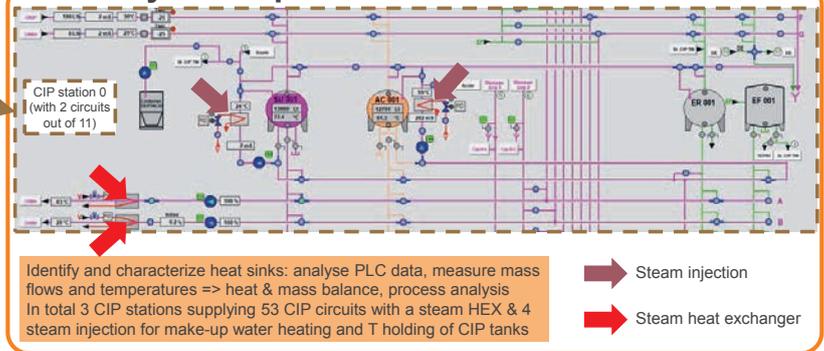
### Context & vision striving to decarbonisation



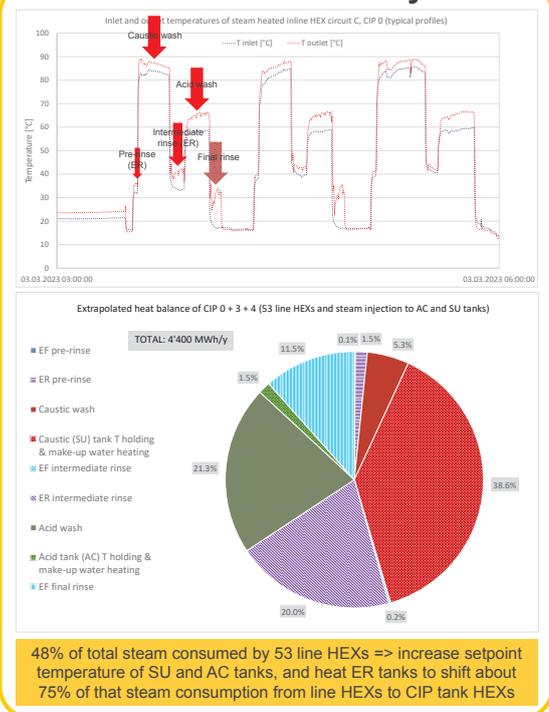
### 1. HP integration: idea of client



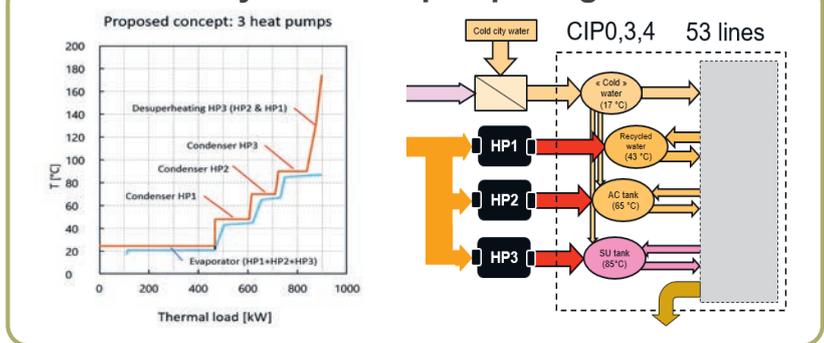
### 2. Analyse CIP process & steam consumers



### 3. Measurements & analysis



### 4. Pinch analysis & heat pump integration



### Results & conclusions

- Process analysis => change tanks setpoint temperatures => avoid retrofitting 53 HEXs & no need for a high T heat pump !
- Higher overall COP : average COP  $\approx$  4.0 instead of  $\approx$  1.8 (to generate 4.5 bara steam) => higher CO<sub>2</sub> savings & profitability
- Design challenges: building representative statistical profiles of heat sinks (stochastic schedule of CIP, simultaneity factor of CIP circuits, ...) for sizing of HPs and thermal energy storage to maximize savings; availability of NH<sub>3</sub> heat at the right time ?



# Practical integration of steam-generating heat pumps in industrial processes

CSD INGENIEURS, Nicole Calame, n.calame@csd.ch

## Context

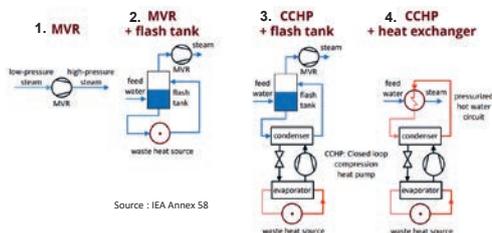
Heat pumps offer a powerful solution to drive the decarbonation and improve energy efficiency in the industrial sector by producing heat and simultaneously providing cooling needs or recovering waste heat.

More than domestic heating, the industrial environment is often complex, and can be highly demanding. However, HTHP development perspectives from IEA for 2030 see them established as preferred technology in the industrial domain for capacities from 200kW to more than 10MW. Today's available products allow to reach up to 280°C.

## Steam generating heat pumps

The following concepts can be applied depending on the state of the source and desired output :

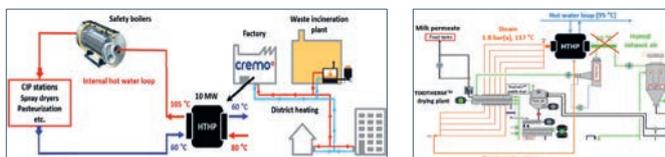
1. Mechanical vapour recompression (MVR)
2. MVR with flash tank
3. Closed cycle HP with flash tank
4. Closed cycle HP with heat exchanger



Source : IEA Annex 58

## Crema case study

Crema SA processes milk into various dairy products. It currently relies on gas-fired steam boilers and a district heating network for heat supply. Two integration concepts were identified to partially replace their fossil steam production by HTHPs.



Concept A.

Concept B.

- A. With a foreseen reduction from suppliers' district heating temperatures, an option is to integrate a large-scale HTHP to boost the internal hot water loop temperature.
- B. Integration of a HTHP to supply the steam needed for the milk permeate powder drying plant. Insufficient capacity and existing heat recovery on exhaust air led to alternative concept with internal hot water loop as a source. The 810 kg/h steam currently supplied at 3bar(a) could be produced closer to the dryer inlet conditions at 1.8bar(a) by a MVR-HP from condensate return. This study is ongoing.

### Benefits

- Replacing close to 100% fossil steam generation for the dryer operation
- No condenser heat exchanger, estimated COP of 6
- Considered MVR-HP contains no refrigerant fluid
- Installation close to the process unit

### Challenges

- Low steam flow rate for MVR fans
- Sufficient heat source flow rate
- Batch process, moderate operating time
- Access to the 5<sup>th</sup> floor for HP introduction

## Reference project realization

6 stage MVR-HP upgrading exhaust heat from a dryer by EPCON (2023) :

### Main data:

- Medium: Water steam
- Temp. inlet MVR1: 84°C
- No. of stages: 6
- Temp. to consumers: 140°C
- dT, total: 56°C

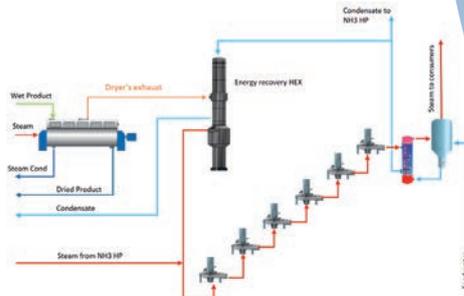


### Heat Source: Exhaust from Dryer

- Composition: 95-90% steam + 5-10% Air, RH=100%
- Temperature: 97-98°C (~1bara)
- Steam (~1/3) from NH3 HP is added

### Heat Sink: Steam delivery

- Temperature: 140°C
- Supplied steam to consumers: 7000 kg/h
- Corresponding to 4400 kW incl. subc. to 100 °C



Specific investment cost for installed turnkey system by EPCON : 1 - 3 MW : 500-1'600 €/kW and 3 - 30 MW : 200-1'000 €/kW. Range of CAPEX due to complexity of tailor-made projects.

## Key aspects

### General

Drivers supporting industrial HTHP adoption range from providing a solution for decarbonation and boosting efficiency to marketing purposes. Holding market growth are mostly perceived risks about the reliability of the technology, uncertainties on suitability under modified process conditions and compliance to future policy changes.

### Which integration level ?

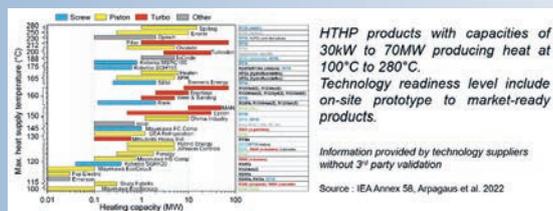
Process : requires clear process understanding but offers better efficiency, may imply process modifications and linked to specific process demand

Utility : easier to implement but lower overall efficiency, offers more flexibility and economy of scale

Preliminary process optimization to lower heat needs, reduce the temperature level of heat sink and increase it on source side is essential for HP efficiency.

### Available machine for sink & source side specifications

- Stream media
- Temperature
- Flowrate and fluctuations
- Precision of temperature control
- Capacity ramping rate
- Start-up and shutdown times
- Part-load functioning
- Minimum functioning time
- Noise emissions and vibration
- Refrigerant type
- Material requirements
- Integration in automation system



HTHP products with capacities of 30kW to 70MW producing heat at 100°C to 280°C. Technology readiness level include on-site prototype to market-ready products.

Information provided by technology suppliers without 3<sup>rd</sup> party validation  
Source : IEA Annex 58, Arpagaus et al. 2022

### Infrastructure requirements

Available electrical power, suitable location, building structure, possible need for heat storage and impact on internal distribution network.

### Safety

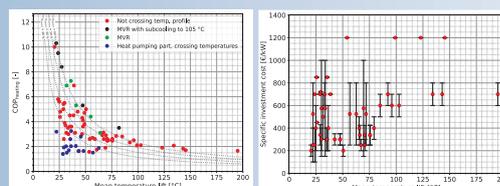
- Redundancy strategy ensuring production continuity : implementation of backup system, considering renewable redundancy options
- Compliance with safety regulations (pressure, explosive atmosphere, refrigerant,...)
- Warranty and service, reliable maintenance and response time, availability of spare parts components and insurance, performance guarantees, qualified operating staff.

### Financial

Cost-effectiveness of HTHP integration is strongly context dependent : CAPEX : HTHP and "annex costs" for integration with typical cost multipliers ranging from 1 to 4 times the equipment costs

OPEX : Energy price, HTHP efficiency (COP), operation time per year, maintenance (cost + production interruption), CO<sub>2</sub>-tax

Economic indicators include total operating costs, total cost of ownership, payback time, ROI, total energy production costs. Investment cost and funding opportunities alone are less regarded.



Impacting factors on project cost-efficiency : COP (left) and specific investment cost disregarding installation and integration cost (right) for HTHP producing heat at >100°C (technology readiness level include on-site prototype to market-ready products).

Source : IEA Annex 58





Hersteller der CO<sub>2</sub>-HTWP:  
 Enex (IT), Typ: E4/B  
 Installation/Betrieb:  
 F. Zaugg AG, Thun  
 Seit März 2021  
 in Betrieb

## CO<sub>2</sub>-Hochtemperatur-Wärmepumpe (HTWP) in der Produktion von veganen Alternativen zu Käse und Milchprodukten

Cordin Arpagaus<sup>1</sup>, Frédéric Bless<sup>1</sup>, Stefan S. Bertsch<sup>1</sup>, Christian Maibach<sup>2</sup>

<sup>1</sup> OST Ostschweizer Fachhochschule, Institut für Energiesysteme (IES), 9471 Buchs, [cordin.arpagaus@ost.ch](mailto:cordin.arpagaus@ost.ch)

<sup>2</sup> New Roots AG, 3672 Oberdiessbach, [www.newroots.ch](http://www.newroots.ch)



### Ziele und Motivation

Die vegane Molkerei New Roots AG im Emmental produziert verschiedene vegane Alternativen von Käse und Milchprodukten aus Nüssen und anderen pflanzlichen Rohstoffen zu Weichkäse, Raclette, Fondue, Joghurt, Quark oder Ricotta. Die Reifung und Lagerung der Produkte in den Kühlräumen benötigt Kälte, das Pasteurisieren, Fermentieren und Reinigen brauchen viel Prozesswärme.

Ziel war es, mit gezielter Wärmerückgewinnung (Abwärmenutzung) sowie Speicher und intelligenter Energiebewirtschaftung den CO<sub>2</sub>-Ausstoss gegenüber der traditionellen Käseherstellung um den Faktor 10 zu reduzieren [1].

### Energiekonzept

Das Herzstück der Energieaufbereitung ist eine Hochtemperatur-Wärmepumpe (HTWP) mit CO<sub>2</sub> (R744) als Kältemittel (Bild 1), die sowohl Wärme als auch Kälte bereitstellt ohne Einsatz fossiler Brennstoffe.

Ein Schichtspeicher mit 40'000 Liter Wasser dient als Energiespeicher (Bild 2) und ermöglicht eine gezielte Energiebewirtschaftung.

Überschüssige Energie auf tiefem Temperaturniveau wird ins Grundwasser abgegeben [2].

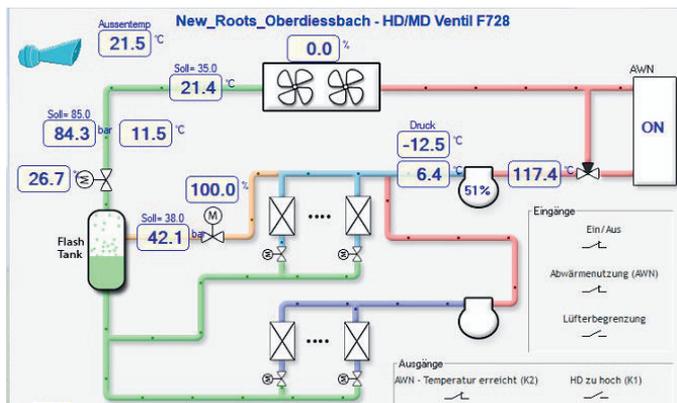


Bild 1: Prinzipschema der CO<sub>2</sub>-HTWP (Grafik: News Roots)

### Förderung

EnergieSchweiz, das Programm des BFE für Energieeffizienz und erneuerbare Energien, hat die Wärmeerzeugungsanlage von New Roots AG finanziell unterstützt.

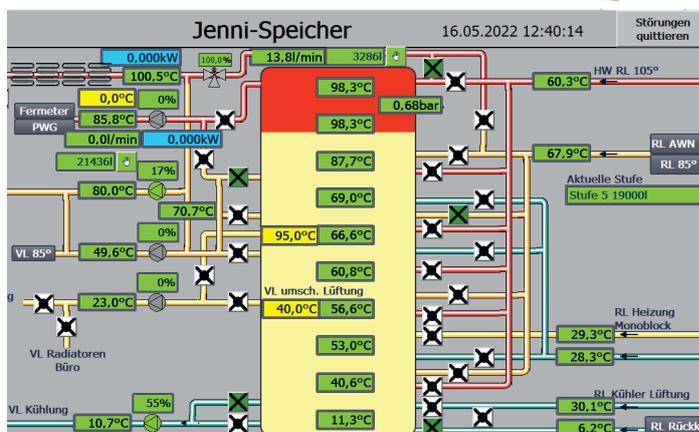


Bild 2: Schichtspeicher mit 8 Aus- und 22 Eingängen auf unterschiedlicher Höhe (40'000 Liter Wasser, Stahlbehälter, 7,5 x 2,7 m, H x D). Die Temperaturbereiche zwischen 15 bis 105 °C können laufend kontrolliert und gesteuert werden [1] (Grafik: News Roots [2])

### Ergebnisse der fossilfreien Kälte- und Wärmeerzeugung

CO <sub>2</sub> -Hochtemperatur-Wärmepumpe (transkritisch)	
Heissgasenthitzung (85 → 105 °C)	23 kW
Gaskühlung (20 → 65 °C)	125 kW
Kälteleistung (10 °C)	90 kW
Leistungszahl Wärme (COP)	1.93
Leistungszahl Kälte (EER)	2.34
Schichtspeicher (40'000 Liter Wasser)	
AWN2 (37%, 155'000 Liter/Monat)	68 → 98 °C
AWN1 (63%, 250'000 Liter/Monat)	20 → 60 °C

Die CO<sub>2</sub>-HTWP läuft sehr solide und zuverlässig [1] und versorgt die Kühlräume mit der notwendigen Kälte und bedient gleichzeitig den Energiespeicher.

Dessen Bewirtschaftung funktioniert bestens, und die Schichtung im Speicher ist erfreulich stabil [1].

### Quellen

- [1] EnergieSchweiz: CO<sub>2</sub>-freundliche Produktion veganer Alternativen zu Käse, <https://www.energieschweiz.ch/stories/waermepumpe-lebensmittelherstellung>
- [2] BFE-Magazin energieplus (5. Oktober 2023): Wie vegane Alternativen von Käse energie- und klimafreundlich produziert werden, <https://energieplus.com/2023/10/05/wie-veganer-kaese-energie-und-klimafreundlich-produziert-wird>





# Gross-Wärmepumpe für prozessintegrierten Einsatz

Ekaterina Möhr, Stefan Bertsch, Frédéric Bless, OST-Ostschweizer Fachhochschule

## Ziel

Ziel war es, die Effizienz und den effektiven Betrieb einer prozessintegrierten Wärmepumpe zu analysieren. Die Wärmepumpe deckt einen signifikanten Teil des Heizbedarfs vom Gebäude und dem Feldschlösschen Tunnelpasteur. Als Wärmequelle wird Kühlwasser aus dem Tunnelpasteur, welches nicht direkt für die Rekuperation verwendet werden kann, genutzt. Eine weitere Wärmequelle ist Abwärme der Druckluftzentrale, sowie Abwärme der feuchten Abluft. Wenn nicht genügend Abwärme vorhanden ist, wird die Heizleistung der Wärmepumpe dementsprechend reduziert.

## Zeitauflösung

Im Volllastbetrieb läuft die Wärmepumpe mit einer konstanten Kondensationstemperatur von ca. 75 °C, die Verdampfungstemperatur variiert dabei zwischen 10°C und 20°C, direkt abhängig von der Verfügbarkeit der Wärmequelle und der Quellenrücklauftemperatur.

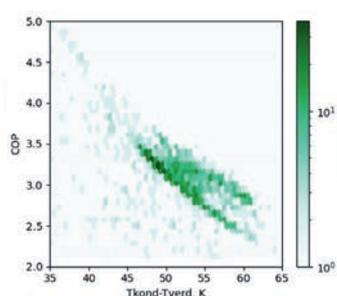


Abbildung 1: Effizienz der Wärmepumpe vs Temperaturhub (Tkond- Tverd) der Wärmepumpe mit zu geringer Speicherkapazität identifiziert. Eine Anpassung der hydraulischen Einbindung und des Wärmeabnahmepotentials führte schlussendlich zu eine, optimierten Betrieb.

Der COP der Wärmepumpe ist stark vom Temperaturhub abhängig. Pro 1 K Hub sinkt der COP um etwa 2.7% (Abb. 1). Zu Beginn der Messung zeigten sich viele kurze Starts der Wärmepumpe wie in Abb 2 ersichtlich wird. Da die Wärmeleistung während des Taktens auf einem sehr niedrigen Wert läuft, wurde ein hydraulisches Problem mit zu geringer Speicherkapazität identifiziert. Eine Anpassung der hydraulischen Einbindung und des Wärmeabnahmepotentials führte schlussendlich zu eine, optimierten Betrieb.

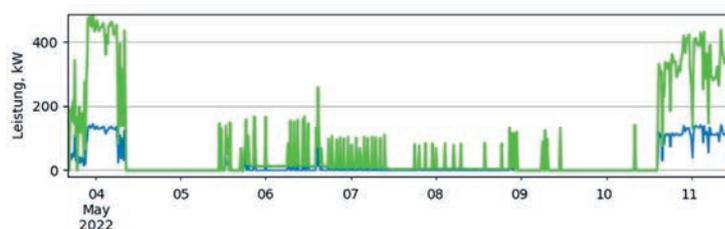


Abbildung 2: Verlauf der elektrische Leistung (blau) und Heizleistung (grün)

## Übersicht Messdaten

Die folgende Tabelle fasst die Messdaten im Mai mit 15 Minuten Zeitauflösung und Januar bis Ende Mai mit 1 Stunde Zeitauflösung zusammen. Der Jahressollwert von 5200 Betriebsstunden entspricht den Angaben von Feldschlösschen, der Jahresenergieverbrauch ist extrapoliert von Messdaten von Januar bis Mai.

	1 Mai – 27 Mai 2022	1 Jan - 27 Mai 2022	Sollwert Jahr
	15min Auflösung	1h Auflösung	
Betriebsstunden WP, Stunden	407	3123	5200
Betriebszeit WP, %	55 %	72 %	
Mediale Betriebszeit, Stunden	0.9	26	
Mittlere Heizleistung	210 kW	231 kW	
Produzierte Wärmemenge	135 MWh	815 MWh	1357 MWh
Elektrischer Energieverbrauch	43 MWh	258 MWh	
COP	3.1	3.2	
Gütegrad	51 %	49 %	
Tverd / Tkond, °C	15.7 / 72.2 (± 4K)	15.8 / 73.1 (± 4K)	
Anzahl Starts der WP	88	60	
CO2 Emission Ersparnis für Erdgas mit EF 201.6 gCO2/kWh*	27 to CO <sub>2</sub>	164 to CO <sub>2</sub>	274 to CO <sub>2</sub>
CO2 Emission Ersparnis für Heizöl mit EF 318 gCO2/kWh*	43 to CO <sub>2</sub>	259 to CO <sub>2</sub>	432 to CO <sub>2</sub>

\* O<sub>2</sub>-Emissionsfaktor für Erdgas und Heizöl ist von BAFU (Faktenblatt CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren für die Berichterstattung der Kantone), 201v8.

## Fazit

Nach einige Anlaufschwierigkeiten läuft die Wärmepumpe nun problemlos. Unter Annahme einer mittleren Heizleistung der Wärmepumpe von ca. 230 kW lassen sich etwa **270 Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr einsparen**. Ohne Förderung hätte sich die Wärmepumpe erst in etwa 7.5 Jahre amortisiert. Dank einer BFE Förderung von rund 30% reduzierte sich diese Frist auf etwa **5.5 Jahre**.

## Kontakt und Informationen

[www.ost.ch/ies](http://www.ost.ch/ies)  
[frederic.bless@ost.ch](mailto:frederic.bless@ost.ch)  
<https://www.energieschweiz.ch/stories/waermepumpe-getraenkeindustrie/>



# Decarbonizing Swiss Pulp and Paper Industry

Mostafa Babaei, Martin K. Patel

Institute for Environmental Sciences (ISE), University of Geneva, Geneva, Switzerland

[Mostafa.Babaei@unige.ch](mailto:Mostafa.Babaei@unige.ch)

[Martin.Patel@unige.ch](mailto:Martin.Patel@unige.ch)

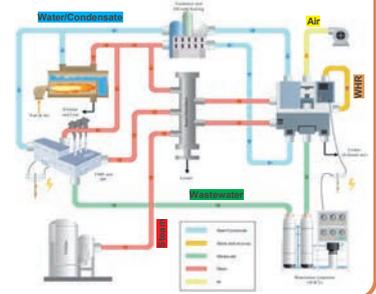
## Goals

- 1 Assessing Energy-Saving Opportunities at Each Site
- 2 Conducting Pinch Analysis for Heat Recovery Potential
- 3 Minimizing Utility Usage
- 4 Prioritizing Electrification in Processes and Utilities
- 5 Evaluating High-Temperature Heat Pump Integration

## Problem

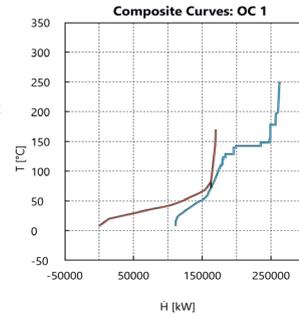
- Unlocking Heat Recovery Potential in Paper Manufacturing Industry
- Analyzing Heat Demands and Optimal Temperature Targets
- Evaluating the Viability of Maximizing Heat Recovery
- Assessing the Integration of High-Temperature Heat Pumps
- Cost-benefit analysis of Energy Retrofits and Upgrades

Overview of Perlen pulp and paper production site

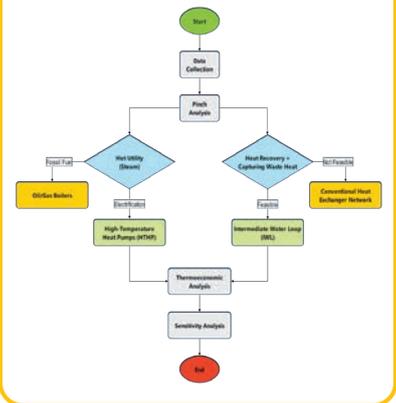


## Introduction

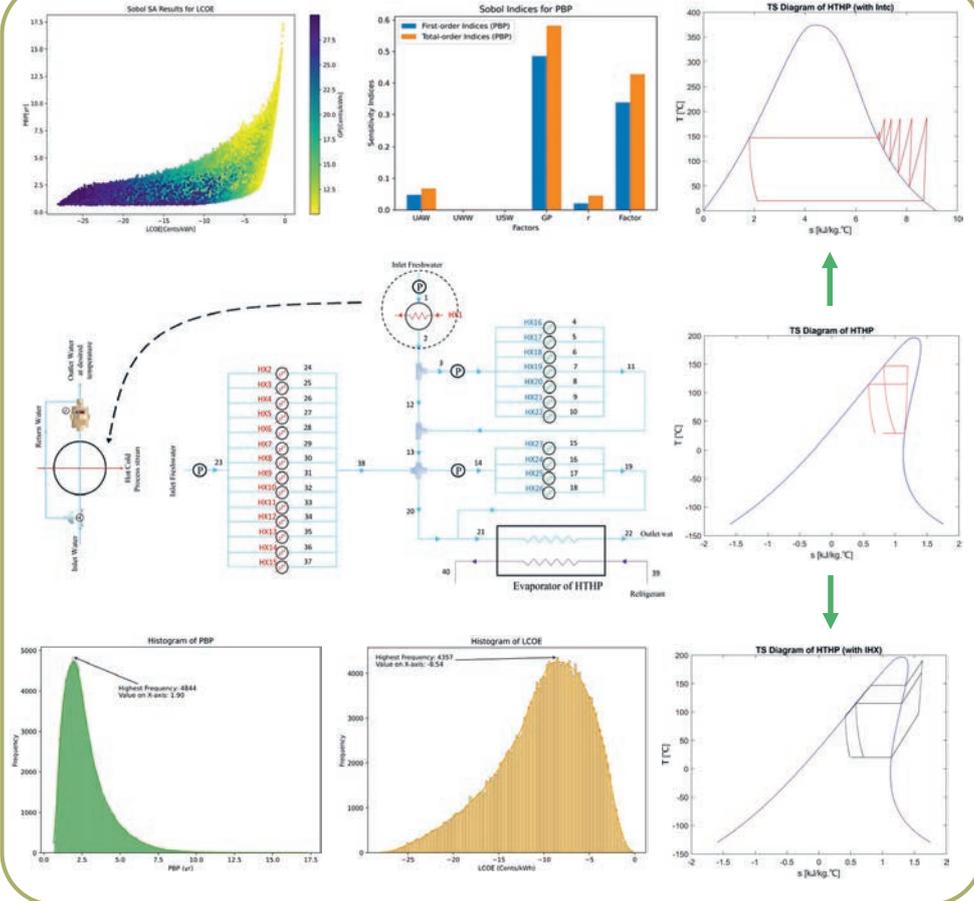
- **Industry's Share:** 19% of Switzerland's Final Energy
- **Pulp & Paper's Slice:** Roughly 9% of National Industrial Final Energy
- **Rising paper demand:** Makes decarbonization more challenging & urgent
- **Dominant Duo:** Model AG & Perlen Papier produce 90% of Swiss Paper
- **Pinch Analysis:** Shows potential of energy savings in paper mills
- **Heat Recovery Opportunity:** Potential of 58 MW identified
- **Demand vs. Waste acc. to Pinch Analysis:** 93 MW Needed, 111 MW Waste Heat Recoverable from 48°C to Ambient (cooling needs)
- **Steam Efficiency:** 150°C Steam fulfilling over 85% of Demand



## Method



## Results



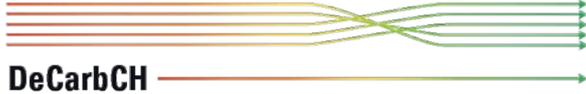
## Conclusions

- Pinch analysis reveals up to 39% of heat demand can be met through heat recovery.
- PBP for the IWL is 1-2 years, while for the entire system, it extends to 5 years.
- Full system adoption cuts final energy demand by 39% and CO<sub>2</sub> emissions by 96% (-215 kt CO<sub>2</sub>).
- PBP for the IWL is highly sensitive to gas price and the cost of heat exchangers.
- HTHP with Internal Heat Exchangers and/or Intercoolers are optimal for the paper industry.
- Approx. 30 MW waste heat can be upgraded for thermal grids using market-available HP.

## Core and Associate Partners







# Integrating heat pumps in CO<sub>2</sub>-separation processes

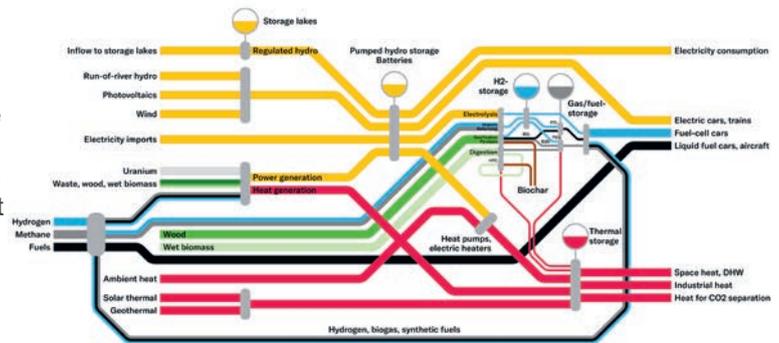
Gianfranco Guidati, Adriana Marcucci, ESC-ETH Zurich, gguidati@ethz.ch

## Situation

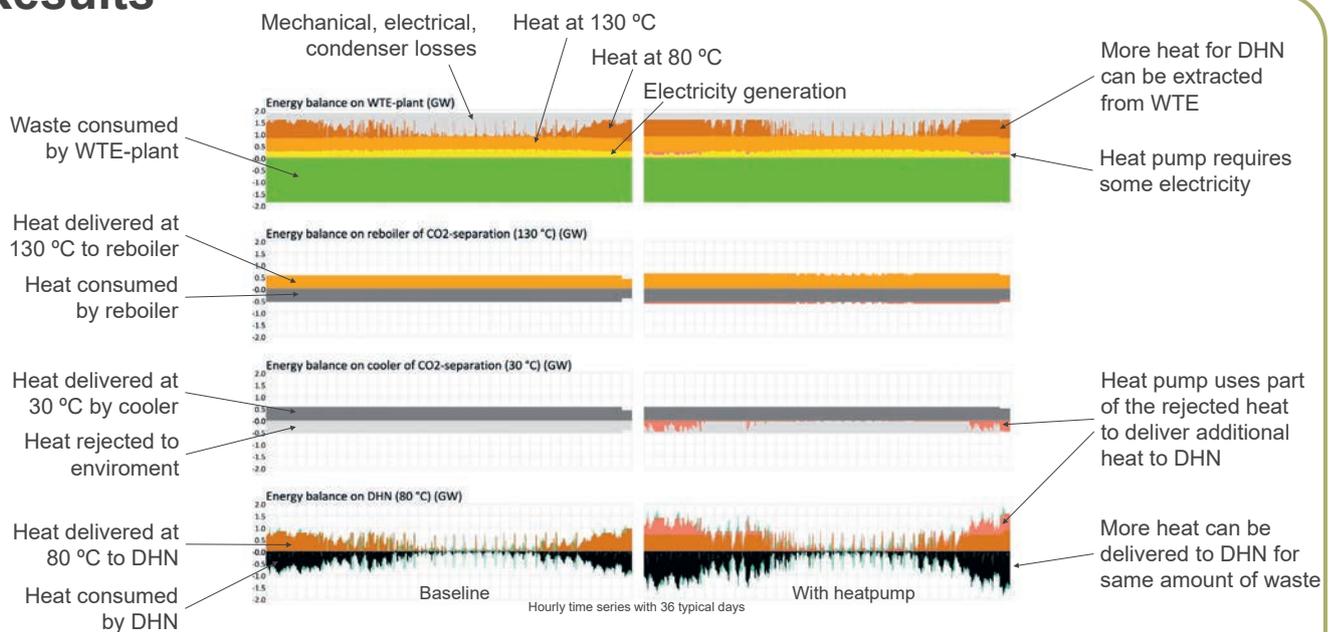
The separation of CO<sub>2</sub> from the flue gas of a waste-to-energy plant can be achieved by standard processes, namely amine scrubbing. This process requires heat at a temperature level of > 100°C that cannot be used anymore for a district heating network (DHN). However, the same amount of heat has to be removed from the process and is normally rejected to the environment at a temperature of < 30°C. A heat pump can help to recover this heat and make it available to the DHN at the right temperature level (e.g. 80°C).

## Method

A simplified model of a WTE-plant which delivers heat to a DHN and separates CO<sub>2</sub> using amine scrubbing is introduced into the Swiss Energyscope (ETH) energy system model. The model balances energy flows from supply via various transformation and storage steps to the demand for electricity, heat and mobility (incl. aviation). It optimizes both the sizing of all assets and the operation throughout a typical year (here 2050).



## Results



The addition of a heat pump to the CO<sub>2</sub> capture process allows to deliver more heat to DHN for the same amount of waste. The overall system efficiency increases by this measure, reducing costs and the need for other resources to deliver the heat (e.g. wood, electricity for heat pumps).

### Core partners



### Associate partners

Scuola universitaria professionale della Svizzera italiana





# Abkürzungsverzeichnis

Die im Bereich Wärmepumpe meist gebrauchten Abkürzungen sind nachfolgend aufgelistet

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

# Adressen Referenten und Referentinnen

## Berichte

**Dr. Pascal Previdoli**

Bundesamt für Energie BFE  
Abteilung Energiewirtschaft  
3003 Bern

pascal.previdoli@bfe.admin.ch

**Alexandra Märki**

Fachvereinigung Wärmepumpen Schweiz  
Steinerstrasse 37  
3006 Bern

alexandra.maerki@fws.ch

**Minta Martin Prof. Dr.  
Reinhard Radermacher**

University of Maryland  
CEEE Center for Environmental Energy Engineering  
4298 Campus Dr  
College Parc, Maryland, USA 20742

rader@umd.edu

**Simon Callegari**

Université de Genève  
Groupe systèmes énergétiques  
Bd Carl-Vogt 66  
1205 Genève

simon.callegari@unige.ch

**Prof. Dr.  
Carsten Wemhöner**

OST Ostschweizer Fachhochschule  
IET Institut für Energietechnik  
Oberseestrasse 10  
8640 Rapperswil SG

carsten.wemhoener@ost.ch

**Prof. Dr.  
Beat Wellig**

Hochschule Luzern Technik & Architektur  
CC TEVT  
Technikumstrasse 21  
6048 Horw

beat.wellig@hslu.ch

**Dr. Urs Ch. Hofmeier**

Schweizer Salinen AG  
Schweizerhalle  
Rheinstrasse 52  
4133 Pratteln 1

urs.hofmeier@saline.ch

**Dr. Cordin Arpagaus**

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

**Dr. Benjamin Zühlsdorf**

Danish Technological Institute  
Refrigeration and Heat Pump Technology  
Kongsvang Allé 29  
8000 Aarhus C  
bez@teknologisk.dk

**Dr. Dennis Roskosch**

ETH Zürich  
Energy & Process Systems Engineering (EPSE)  
Sonnengasse 3  
8092 Zürich  
droskosch@ethz.ch

**Dr. Frédéric Bless**

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

## Poster

(Falls unter Berichte nicht schon genannt)

### **Christoph Meier**

OST Ostschweizer Fachhochschule  
IET Institut für Energietechnik  
Oberseestrasse 10  
8640 Rapperswil SG  
[christoph.meier@ost.ch](mailto:christoph.meier@ost.ch)

### **Vera Gütle**

OST – Ostschweizer Fachhochschule  
SPF Institut für Solartechnik  
Oberseestrasse 10  
8640 Rapperswil SG  
[vera.guetle@ost.ch](mailto:vera.guetle@ost.ch)

### **Dr. Xavier Daguenet**

OST – Ostschweizer Fachhochschule  
SPF Institut für Solartechnik  
Oberseestrasse 10  
8640 Rapperswil SG  
[xavier.daguenet@ost.ch](mailto:xavier.daguenet@ost.ch)

### **Jonas Schönenberger**

Frigo-Consulting AG  
Lerzenstrasse 8  
8953 Dietikon  
[j.schoenenberger@frigoconsulting.ch](mailto:j.schoenenberger@frigoconsulting.ch)

### **Dr. Gianfranco Guidati**

ETH Zürich  
Energy Science Center (ESC)  
Sonneggstrasse 28  
8006 Zürich  
[gianfranco.guidati@esc.ethz.ch](mailto:gianfranco.guidati@esc.ethz.ch)

### **Philip Widmaier**

ETH Zürich  
Energy & Process Systems Engineering (EPSE)  
Sonnengasse 3  
8092 Zürich  
[pwidmaier@ethz.ch](mailto:pwidmaier@ethz.ch)

### **Alireza Mahmoudan**

Université de Genève  
Institut des Sciences de l'Environnement (ISE)  
Bd Carl-Vogt 66  
1205 Genève  
[alireza.mahmoudan@unige.ch](mailto:alireza.mahmoudan@unige.ch)

- Dr. Navdeep Bhadbhade** Hochschule Luzern Technik & Architektur  
CC TEVT  
Technikumstrasse 21  
6048 Horw  
navdeep.bhadbhade@hslu.ch
- Dr. Daniel A. Flórez-Orrego** EPFL Valais Wallis  
EPFL IPESE (SCI-STI-FM)  
Rue de l'Industrie 17  
1951 Sion  
daniel.florezorrego@epfl.ch
- Dr. Pierre Krummenacher** Haute Ecole d'Ingénierie et de Gestion  
du canton de Vaud  
Institut des énergies  
Avenue des Sports 20  
1401 Yverdon-les-Bains  
pierre.krummenacher@heig-vd.ch
- Nicole Calame** CSD INGÉNIEURS SA  
Route Jo-Siffert 4  
1762 Givisiez  
n.calame@csd.ch
- Mostafa Babaei** Université de Genève  
Institut des Sciences de l'Environnement (ISE)  
Bd Carl-Vogt 66  
1205 Genève  
mostafa.babaei@unige.ch

## Adressen Organisationsteam

### Bundesamt für Energie BFE ([www.bfe.admin.ch](http://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](mailto:info@renzconsulting.ch)

**Dr. Pierre Christe**

Bundesamt für Energie BFE  
Sektion Erneuerbare Energien  
3003 Bern  
Tel. 058 464 58 25  
[pierreguillaume.christe@bfe.admin.ch](mailto:pierreguillaume.christe@bfe.admin.ch)

### Fachvereinigung Wärmepumpen Schweiz FWS ([www.fws.ch](http://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](mailto:claudia.mueller@fws.ch); [alexandra.maerki@fws.ch](mailto:alexandra.maerki@fws.ch)

Centre d'information pour les pompes à chaleur  
Route du Stand 11  
1880 Bex  
[info@pac.ch](mailto: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](mailto:info@app-si.ch)

# Für Neubau und Sanierung: Luft/Wasser-Wärmepumpe Hybrox

Umweltfreundliches Heizen und Kühlen mit  
dem natürlichen Kältemittel R290



**R290**



**Hybrox**  
Luft/Wasser-Wärmepumpe  
zur Aussenaufstellung