

News aus der Wärmepumpen-Forschung

The Future of Heat Pumps: national – international
WP in Gebäuden: Herausforderungen und Lösungen
WP in der Industrie: Grosses Potential erfordert vielfältige Lösungen

Mittwoch, 14. Juni 2023, im Auditorium
der BFH Berner Fachhochschule, Burgdorf



Zielbild Wärmestrategie 2050
Bundesamt für Energie

29. 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

The Future of Heat Pumps: national – international
WP in Gebäuden: Herausforderungen und Lösungen
WP in der Industrie: Grosses Potential erfordert vielfältige Lösungen

Tagungsband zur
29. Tagung des Forschungsprogramms
Wärmepumpen und Kältetechnik

14. Juni 2023
BFH Berner Fachhochschule
Burgdorf

Herausgeber:
Bundesamt für Energie (BFE)



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Bundesamt für Energie BFE

Impressum

Datum: Juni 2023

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

www.bfe.admin.ch

Bezugsort der Publikation:

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

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

Titelbild: Zielbild Wärmestrategie 2050 Bundesamt für Energie



Vorwort

News aus der Wärmepumpen-Forschung

Sehr geehrte Damen und Herren

Wärmepumpen gelten als *die* Schlüsseltechnologie zur Defossilisierung des Wärmebedarfs von Gebäuden und industriellen Prozessen. Die Internationale Energieagentur (IEA) fordert in ihrer Roadmap *Net Zero by 2050* eine Verzehnfachung des Wärmepumpenabsatzes weltweit. Auch in der anfangs Jahr publizierten Wärmestrategie 2050 des BFE sind Wärmepumpen neben thermischen Netzen die wichtigsten Heizsysteme der Zukunft.

Trotz gestiegener Strompreise sowie Verzögerungen in den Lieferketten ist der Wärmepumpenabsatz in Europa im letzten Jahr um 38 % gestiegen und hat sich im Vergleich zu 2019 sogar verdoppelt. Heisst das jetzt: «Es läuft rund, der Job ist erledigt»?

Genau das Gegenteil ist der Fall: Wenn Tausende von Wärmepumpen installiert werden, dann kommt ihrer Effizienz und optimalen Systemintegration eine mehrfach höhere Bedeutung zu. Ein besserer Wirkungsgrad hilft, den zusätzlichen Strombedarf zu reduzieren. Betriebliche Flexibilität ist nötig, um die Stromverfügbarkeit zu antizipieren. Zudem erfordert die Umstellung auf umweltverträglichere Kältemittel neue Lösungen; dazu ist eine hocheffiziente Maschine nötig, die bestmöglich in das System «Wärmequelle-Wärmesenke» integriert ist und Speichermöglichkeiten nutzt, um je nach Verfügbarkeit lokal produzierten Strom oder solchen aus dem Netz zu beziehen. Eine intelligente Steuerung ist unerlässlich, um diesen Anforderungen im Betrieb selbst bei veränderten Rahmenbedingungen gerecht zu werden. All diese Faktoren sind weiterhin prioritäre Aufgaben der Forschung an Hochschulen, in Forschungsinstituten und in der Industrie. Um den Wärmepumpenabsatz weiter zu steigern, braucht es einen Ausbau der Produktion und der Vertriebskanäle; zudem müssen in der Ausbildung zu Planung und Installation neue Kompetenzen aufgebaut werden. Idealerweise werden dabei die Ergebnisse der Forschung direkt in die Praxis transferiert.

Die BFE-Wärmepumpentagung ist das jährliche Treffen der Wärmepumpenfachleute – von der Forschung bis zur Anwendung – und will zu diesem Technologietransfer beitragen. Wir freuen uns auf Ihre erstmalige oder erneute Teilnahme, auf Ihren persönlichen Beitrag zum Informationsaustausch und den Diskussionen, die in Burgdorf stattfinden werden.

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

Avant-propos

Nouvelles de la recherche sur les pompes à chaleur

Mesdames, Messieurs,

Les pompes à chaleur sont considérées comme la technologie clé pour la défossilisation des besoins en chaleur des bâtiments et des processus industriels. Dans sa feuille de route *Net Zero by 2050*, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) préconise de multiplier par dix le nombre de pompes à chaleur dans le monde. La stratégie thermique 2050 de l'OFEN, publiée l'an dernier, considère également les pompes à chaleur, avec les réseaux thermiques, comme les principaux systèmes de chauffage de l'avenir.

Malgré la hausse des prix de l'électricité et les retards dans les chaînes d'approvisionnement, les ventes de pompes à chaleur en Europe ont augmenté de 38 % l'année dernière et ont même doublé par rapport à 2019. Cela signifie-t-il maintenant que « tout va bien, le travail est fait » ?

C'est exactement le contraire : lorsque des milliers de pompes à chaleur sont installées, leur efficacité et leur intégration optimale dans le système revêtent une importance plus grande que jamais. Un meilleur rendement contribue à réduire les besoins en électricité supplémentaires. Une flexibilité opérationnelle est nécessaire pour anticiper la disponibilité de l'électricité. En outre, le passage à des réfrigérants plus respectueux de l'environnement exige de nouvelles solutions. Pour cela, il faut une machine à haut rendement qui s'intègre au mieux dans le système « source de chaleur – puits de chaleur » et qui utilise des possibilités de stockage pour recourir, selon la disponibilité, à l'électricité locale ou à celle du réseau. Un système intelligent est indispensable pour répondre à ces exigences, même en cas d'évolution de la situation ainsi que de conditions générales changeantes. Tous ces facteurs restent des tâches prioritaires pour la recherche dans les universités, les instituts de recherche et l'industrie. Pour continuer à augmenter les ventes des pompes à chaleur, il faut développer la production et les canaux de distribution ; en outre, de nouvelles compétences doivent être développées dans la formation, la planification et par rapport à l'installation. L'idéal serait que les résultats de la recherche soient directement transférés dans la pratique.

Le congrès de l'OFEN sur les pompes à chaleur est le rendez-vous annuel des spécialistes des pompes à chaleur – de la recherche à l'application – et veut contribuer à ce transfert de technologie. Nous nous réjouissons de votre première ou nouvelle participation, de votre contribution personnelle aux échanges d'informations et aux discussions qui auront lieu à Burgdorf.

Carina Alles & Stephan Renz

Pour le programme de recherche Pompes à chaleur
et technique du froid de l'Office fédéral de l'énergie OFEN

Inhaltsverzeichnis / Sommaire

Wärmestrategie 2050 des Bundes und die Bedeutung der Wärmepumpen Philippe Müller, Bundesamt für Energie BFE	7
The Future of Heat Pumps IEA World Energy Outlook Special Report Yannick Monschauer, IEA International Energy Agency	17
IEA TCP on Heat Pumping Technologies Strategie 2023-2028 und neue Projekte Stephan Renz, Chairman IEA HPT TCP	25
HP Cosy – Heat Pump Comfort System Dezentrales Sole/Wasserwärmepumpensystem für MFH Christoph Messmer, INEB FHNW, Fachhochschule Nordwestschweiz	41
HP Source – Integrationsmöglichkeiten von Wärmequellen Carsten Wemhöner, IET OST, Ostschweizer Fachhochschule	57
DIBA WP – Digitale Betriebsanalyse für Wärmepumpen Raphael Agner, CC TEVT HSLU, Hochschule Luzern	73
Effizienter Einsatz von Hochtemperatur-Wärmepumpen in Altbauten und bei Sanierungen Robert Weber, Empa	89
Untersuchung der optimalen Auslegung der Leistung von Heiz- und Kühlsystemen für Wohn- und Verwaltungsgebäude Igor Bosshard, SPF OST, Ostschweizer Fachhochschule	97
Dachintegrierte Luft/Wasser-Wärmepumpe mit hybrid genutzter PV-Anlage in einem Stadthaus Daniel Philippen, SPF OST, Ostschweizer Fachhochschule	103
High-temperature heat pumps in climate pathways for selected industry sectors in Switzerland Tom Kober, Energy Economics Group, Paul-Scherrer-Institut	119
Wärmepumpen in industriellen Prozessen Überblick zu laufenden Projekten Carina Alles, Bundesamt für Energie BFE	135
Abkürzungsverzeichnis	141
Adressen Referenten und Organisationsteam	142

Philippe Müller, Denis Billat, Carina Alles; Bundesamt für Energie BFE

[BFE Publikation 202205-BFE-Waermestrategie_2050-DE.pdf \[1\]](#)

Wärmestrategie 2050 des Bundes und die Bedeutung der Wärmepumpen

Zusammenfassung

Der Wärmebereich macht heute in der Schweiz rund 50 Prozent des Energieverbrauchs aus und verursacht mehr als 35 Prozent der Treibhausgasemissionen. Die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung ist deshalb für die Erreichung des Klimaziels Netto-Null bis 2050 entscheidend. Kombiniert mit dem Ausbau der einheimischen erneuerbaren Energien kann die Auslandsabhängigkeit reduziert und die Versorgungssicherheit gestärkt werden. Das Potenzial ist vorhanden, um bis 2050 den Wärmebedarf der Schweiz vollständig mit erneuerbaren Energien und ohne fossile CO₂-Emissionen («CO₂-frei») zu decken.

In Anlehnung an die Energieperspektiven 2050+ entwirft die Wärmestrategie ein Zielbild für den klimaneutralen Wärmesektor, identifiziert die massgeblichen Handlungsfelder und zeigt zielführende Massnahmen auf. Wärmepumpen kommt dabei gleich in mehreren Handlungsfeldern eine Schlüsselrolle zu.

Résumé

Le domaine de la chaleur correspond aujourd'hui en Suisse à quelque 50% de la consommation énergétique et cause plus de 35% des émissions des émissions de gaz à effet de serre. La décarbonisation de l'approvisionnement en chaleur est donc déterminante pour atteindre l'objectif climatique de zéro émission nette d'ici à 2050. Combinée au développement des énergies renouvelables indigènes, elle permet de plus de réduire la dépendance vis-à-vis de l'étranger et de renforcer la sécurité d'approvisionnement. Il est en effet possible, d'ici-là de couvrir l'ensemble des besoins en chaleur de la Suisse avec les énergies renouvelables et sans émission de CO₂ d'origine fossile.

En s'appuyant sur les perspectives énergétiques 2050+, la stratégie de la chaleur dresse un tableau des objectifs pour un secteur de la chaleur neutre pour le climat, identifie les champs d'action déterminants et présente des mesures ciblées. Les pompes à chaleur jouent un rôle clé dans plusieurs champs d'action.

Handlungsbedarf

Die heutigen Rahmenbedingungen genügen nicht, um 2050 das Netto-Null-Ziel zu erreichen. Dies zeigen die Energieperspektiven 2050+ (EP2050+) [2]. Wie in Abbildung 1 dargestellt entstehen ohne neue Massnahmen (Szenario «Weiter wie Bisher» WWB7) bei gewissen Energieträgern bereits ab 2025 markante Differenzen zum Entwicklungspfad, der für die Erreichung des Netto-Null-Ziel benötigt wird (Szenario Zero Basis): Der Handlungsbedarf ist also gross.

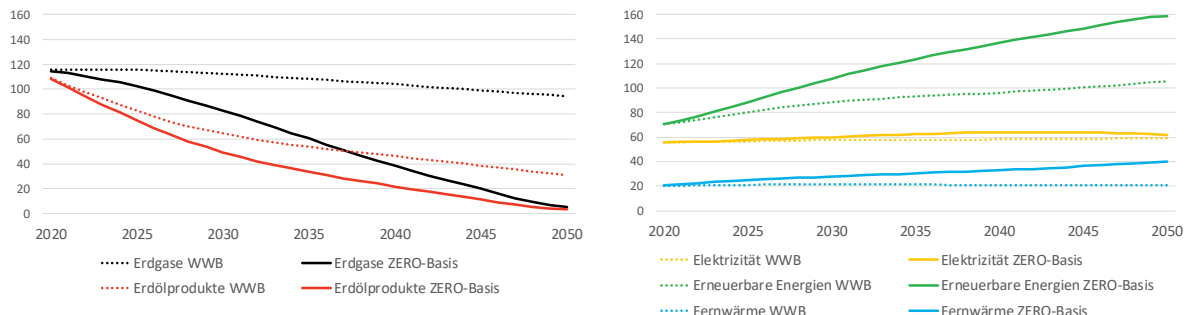


Abbildung 1: Vergleich der Entwicklungen in den EP2050+ Szenarien WWB vs. ZERO-Basis

Insbesondere der Verbrauch von fossilen Energieträgern muss rasch reduziert werden: der Endenergieverbrauch für die Prozesswärme muss gesenkt werden; der Ersatz von fossilen durch fossile Heizungen ist zu vermeiden und der Ausbau von erneuerbaren Energien und Fernwärme aus erneuerbaren Quellen oder Abwärme muss forciert werden. Zudem trägt eine stärkere Elektrifizierung der Wärmeversorgung durch Wärmepumpen zur Dekarbonisierung des Wärmebereichs bei. Diese muss durch Effizienzmassnahmen begleitet werden.

Zu beachten ist, dass beim Ausbau der erneuerbaren Energien und Fernwärme mit Rücksicht auf längere Planungs- und Bewilligungsprozesse häufig mehr Vorlaufzeit benötigt wird. Der frühe Einsatz einer Technologie kann dazu führen, dass andere Technologien später nicht mehr rentabel sind (bspw. Ausbau von thermischen Netzen in Gebieten, in denen bereits viele dezentrale Alternativen eingebaut sind). Aus den heutigen Entscheiden ergeben sich damit Pfadabhängigkeiten, die später nur mühsam oder mit grossen finanziellen Verlusten korrigiert werden können. Der Umbau des Energiesystems bedingt daher ein koordiniertes, systemdienliches und vorausschauendes Vorgehen. Dies hilft auch, «stranded assets» in fossilen Anlagen mit langen Lebensdauern zu vermeiden: Fossile Heizungen sollen aufgrund ihrer Lebensdauer von 20 Jahren spätestens ab 2030 nicht mehr installiert werden.

Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen im Wärmesektor

Jedes der verschiedenen Netto-Null Szenarien in den Energieperspektiven 2050+ belegt, dass der Wärmebedarf der Schweiz bis 2050 ohne direkte CO₂-Emissionen aus fossilen Energien gedeckt werden kann. Dazu stehen bei der Komfortwärme (Heizen von Gebäuden und Warmwasser) heute schon kosteneffiziente und bewährte Technologien zur Verfügung. Bei der Prozesswärme in der Industrie ist dieses Ziel mit innovativen Lösungen ebenfalls zu erreichen. Die beiden folgenden Abbildungen zeigen den heutigen Endenergieverbrauch von Wärme nach Verwendungszweck und Energieträger sowie die zur Erreichung des Netto-Null-Ziels benötigte Entwicklung bis 2050 auf. Um das Klimaziel zu erreichen, ist ein Wechsel der Energieträger

nötig, aber auch eine Senkung des Verbrauchs. Die erneuerbaren Energiepotenziale sind nicht unendlich und die Energie ist kostbar. 2050 soll der Energieverbrauch im Wärmebereich um rund 30 Prozent gegenüber 2020 reduziert sein.

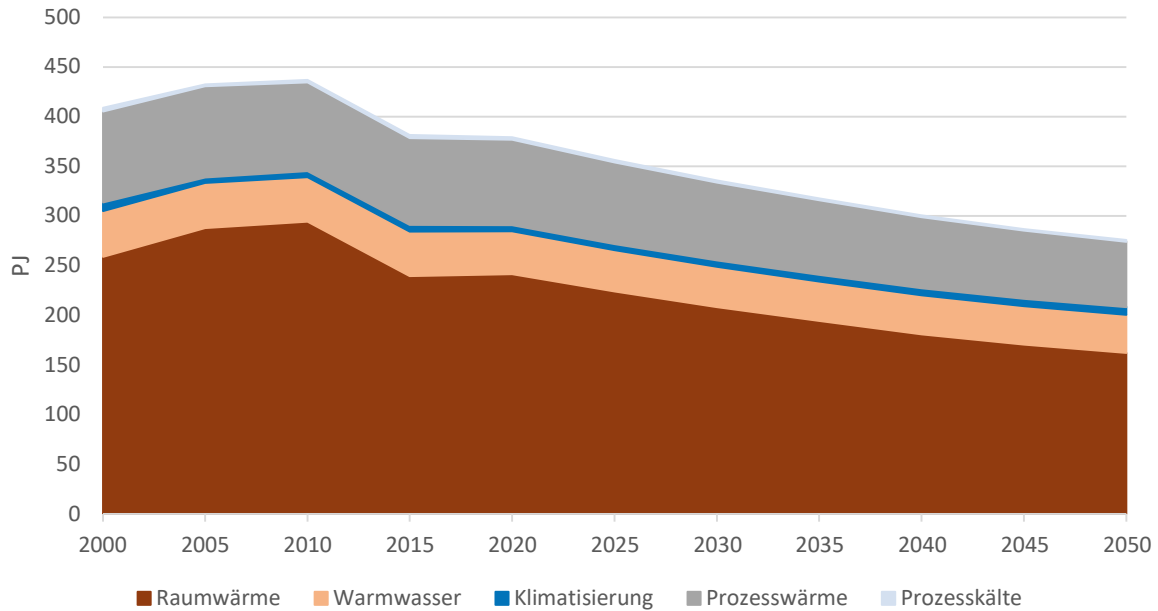


Abbildung 2: Energieverbrauch im Wärmebereich nach Verwendungszwecken

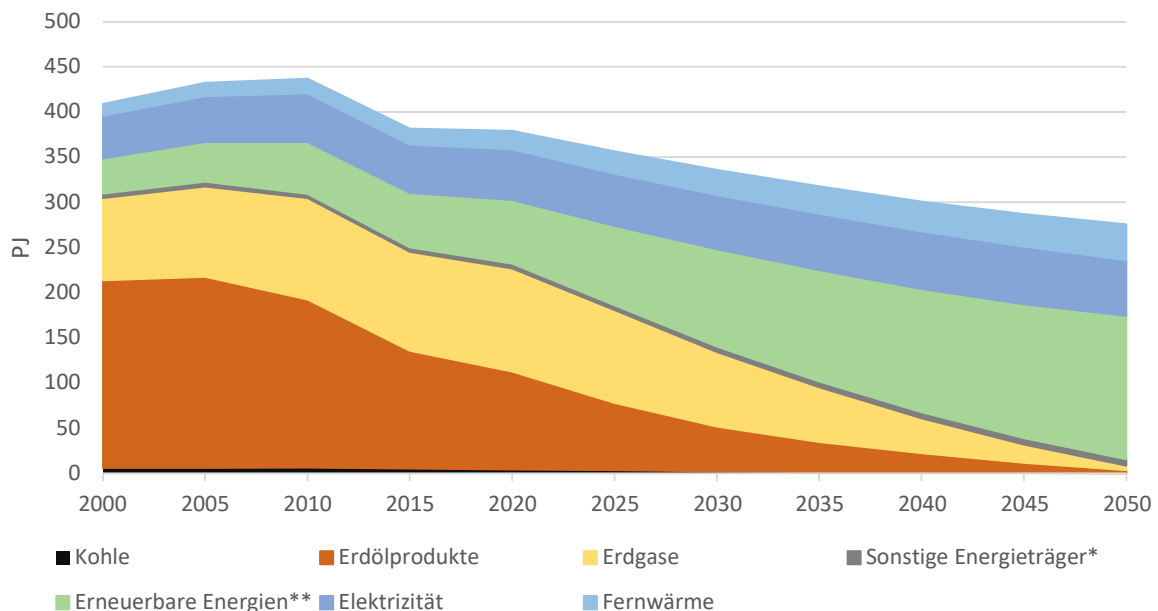


Abbildung 3: Energieverbrauch im Wärmebereich nach Energieträgern

* Müll und Industrieabfälle (fossiler Anteil);

** Holz, Holzkohle, Solarthermie, Umweltwärme/Geothermie, Biogas, biogener Müll der Industrie u. Abwärme

Zu den CO₂-Emissionen der Wärmeversorgung tragen die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser mit fast 80 Prozent und die Erzeugung von Prozesswärme in der Industrie mit 16 Prozent bei. Die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser war 2020 insgesamt für

mehr als 25 Prozent der Treibhausgasemissionen in der Schweiz verantwortlich gegenüber 8 Prozent zu Lasten der Prozesswärme in der Industrie.

Abbildung 4 zeigt auf, wie die Treibhausgasemissionen des Wärmesektors durch Energieeffizienzmassnahmen und Substitution fossiler Brennstoffe bis 2050 auf nahezu Null gesenkt werden können. Zum Erreichen des Netto-Null Zieles müssen die verbleibenden Emissionen mit Massnahmen zu CO₂ Abscheidung und Speicherung (CCS) abgefangen werden. Weil CCS aufwändig und teuer ist, ist die weitestgehende Reduktion der Treibhausgasemissionen in der Schweiz anzustreben.

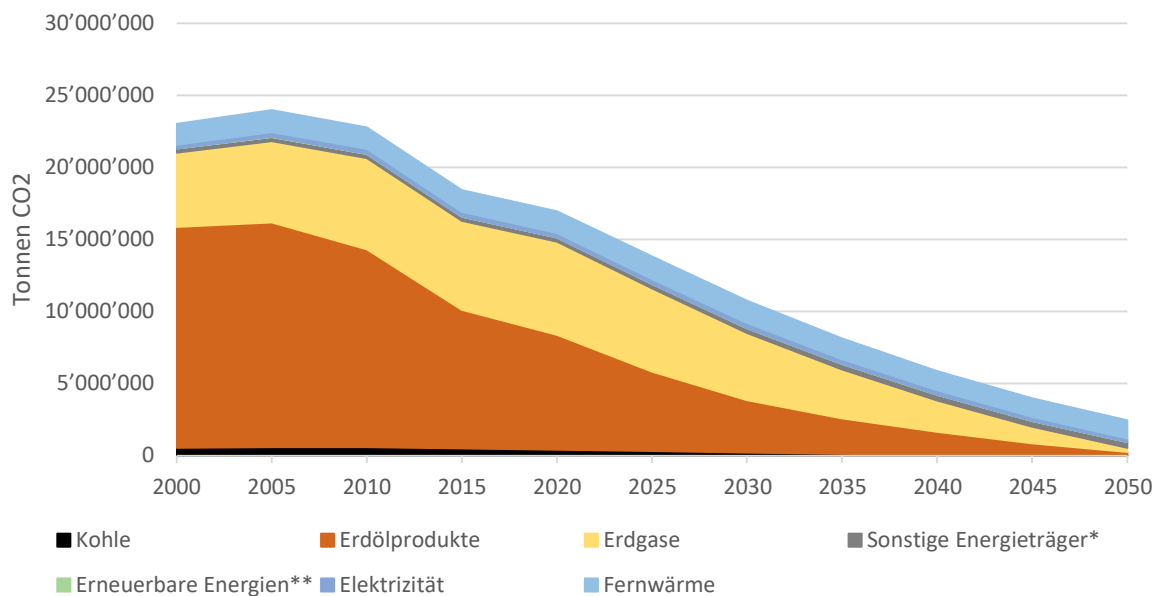


Abbildung 4: CO₂-Emissionen im Wärmebereich nach Energieträger

* Müll und Industrieabfälle (fossiler Anteil)

Sektorkopplung

Für die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung braucht es bedeutende Veränderungen im Energiesystem. Dieser Wandel muss koordiniert und systemdienlich über alle Technologien stattfinden. So wird die Sektorkopplung in Zukunft eine grosse Bedeutung haben. Wärmepumpen sind bereits heute eine Schlüsseltechnologie der Sektorkopplung und insbesondere im Industriebereich werden erneuerbare Gase und synthetische Brennstoffe immer wichtiger. Die Dekarbonisierung führt durch die zunehmende Verbreitung von Wärmepumpen und Elektromobilität zu einer stärkeren Elektrifizierung des Energiesystems. Dabei müssen die Energiesektoren Strom, Wärme und Verkehr eng miteinander verknüpft und intelligent gesteuert werden. Nur so können die erneuerbaren Energien optimal genutzt, möglichst effizient ins Energiesystem integriert und die CO₂-Emissionen in allen Bereichen gesenkt werden.

Zielbild 2050

In der Wärmestrategie sind zehn Handlungsfelder definiert, die zentral sind bei der Dekarbonisierung des Wärmesektors. Im Zielbild ist für jeden dieser Bereiche festgehalten, welche Veränderungen anzupacken sind. Dabei dürfen die einzelnen Bereiche nicht isoliert betrachtet werden: Massnahmen in einem Bereich haben mitunter auch Folgen für andere Bereiche.



Abbildung 5: Zielbild Wärmestrategie 2050

Handlungsfelder

Im Folgenden wird das Zielbild für jedes Handlungsfeld vorgestellt, mit ergänzenden Kommentaren zur besonderen Rolle der Wärmepumpen.

Gebäudeeffizienz

«Die Gebäude sind energetisch saniert und werden effizient und intelligent betrieben»

Wärmepumpen mit hohen Jahresarbeitszahlen sind Schlüsselemente zur effizienten Bereitstellung von Komfortwärme. Fortschritte der Digitalisierung erlauben eine intelligente Einbindung der Wärmepumpen in die Gebäudetechnik, mit der Möglichkeit elektrische Lasten so zu verschieben, dass der Eigenverbrauch vor Ort erzeugter Elektrizität optimiert und das Stromnetz stabil betrieben werden kann. In gut isolierten Neubauten und klug sanierten Bestandsbauten ist es mit ausgefeilter Gebäudetechnik sogar möglich, dass die eigene Stromerzeugung den Verbrauch übersteigt.

Heizungssysteme

«Raumwärme und Warmwasser werden ausschliesslich mit erneuerbarer Energie erzeugt.»

Egal ob Einfamilien- oder Mehrfamilienhaus, Wohn- oder Dienstleistungsgebäude, Alt- oder Neubau, zentrale oder dezentrale Lösungen: Vielfältige Wärmepumpen Konfigurationen stehen zur Verfügung, um Warmwasser und Raumwärme für verschiedene Heizsysteme auf unterschiedlichen Temperaturniveaus zu liefern. Je nach lokalen Verhältnissen kommen dafür unterschiedliche Wärmequellen und Kombinationen davon in Frage: Erdwärme, Umgebungsluft, Abwasser, Oberflächengewässer, Fern- oder Abwärme.

Prozesswärme

«Prozesswärme wird ohne fossile Brennstoffe erzeugt. Die Produktionsprozesse sind energetisch optimiert und erfüllen alle Qualitätsanforderungen.»

Es gilt, die Energieeffizienz der industriellen Prozesse weiter zu steigern und die erneuerbaren Energien besser zu integrieren. Voraussetzung dafür ist es, dass die Industrieunternehmen ihre thermischen Hauptverbraucher identifizieren, überwachen und in ihre Energie-Managementsysteme integrieren. Massnahmen zur Wärmerückgewinnung werden systematisch identifiziert und umgesetzt. Wo möglich sollen Synergien zwischen lokalem Kälte- und Wärmebedarf ausgeschöpft und Speicherkapazität geschaffen werden.

Der verbleibende Wärmebedarf industrieller Prozesse soll ohne fossile Brennstoffe gedeckt werden. Dies gelingt umso besser, wenn die Temperaturniveaus soweit abgesenkt werden, wie es die tatsächlichen Erfordernisse der Produktionsprozesse zulassen. Die Digitalisierung der Produktionsprozesse ermöglicht einen flexibleren Betrieb durch Demand Side Management und Sektorkopplung. Damit können fluktuierende erneuerbare Energiequellen besser ausgenutzt werden. Die Wahl der geeigneten Quelle erfolgt unter Berücksichtigung des erforderlichen Temperaturniveaus. Moderne Wärmepumpen können den Temperaturbereich bis 200°C abdecken. Für Prozesse über 200 °C kommen die direkte Elektrifizierung oder der Einsatz erneuerbarer Brennstoffe in Frage. Dabei sind die technischen Möglichkeiten, die Verfügbarkeit von erneuerbarer Elektrizität oder erneuerbaren Brennstoffen und die Möglichkeit für Wärmekraftkopplung unter ökologischen und ökonomischen Aspekten zu prüfen.

Thermische Netze

«Das Potenzial der standortgebundenen Wärmeressourcen wird über thermische Netze vollständig ausgeschöpft.»

Thermische Netze sind eine wichtige Infrastruktur für die CO₂-freie Wärmeversorgung von Gebäuden und teilweise auch von Industriebetrieben. Das aus wirtschaftlicher und raumplanerischer Sicht realisierbare Potenzial der thermischen Netze wird auf 17 bis 22 TWh pro Jahr geschätzt. Dieses Potenzial ist heute höchstens zur Hälfte ausgeschöpft.

Thermische Netze ermöglichen die Nutzung und lokale Weitergabe der standortgebundenen Abwärme, der Wärme aus mit Biomasse betriebenen Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen, der Wärme aus Kehrlichtverbrennungs- oder Tiefengeothermieanlagen oder auch die Nutzung des

Wärmepotenzials in Seen und Flüssen. Mit Wärmespeichern werden Leistungsspitzen geglättet, Betriebslaufzeiten erhöht oder die Nutzung der Wärme auf einen günstigen Zeitpunkt verschoben. Zur Spitzenlastabdeckung dienen erneuerbare Alternativen statt fossiler Energieträger. Grosswärmepumpen kommen in der Heizzentrale des Netzes zum Einsatz, während kleinere, dezentrale Anlagen bei Bedarf das Temperaturniveau in Unterstationen oder direkt in den Wohneinheiten anheben können. So tragen Wärmepumpen zum effizienten und stabilen Betrieb von thermischen Netzen bei.

Thermische Energiespeicher

«Thermische Kurz- und Langzeitspeicher brechen Lastspitzen, integrieren erneuerbare Energien und reduzieren den Winterstrombedarf.»

Im heutigen Energiesystem dienen fossile Brennstoffe nicht nur als Energiequelle, sondern aufgrund ihrer Lagerfähigkeit auch als Energiespeicher. Die fossilen Energieträger müssen durch erneuerbare Energien substituiert werden. Deren Produktion ist sowohl im Tages- als auch Jahresverlauf variabel. Auch die Nachfrage nach thermischer Energie ist grossen Schwankungen unterworfen. Um die Produktion und den Verbrauch aufeinander abzustimmen, ist sowohl eine Flexibilisierung der Nachfrageseite (Demand Side Management) als auch ein Ausbau von Energiespeichern notwendig. Wärmespeicher bieten die Möglichkeit, grosse Energiemengen über Zeiträume von Stunden bis Monate zu verschieben und damit die Integration von Abwärme (z.B. aus Industrie oder Kehrrechtverbrennung) oder variablen erneuerbaren Energiequellen wie Solarenergie zu stärken. Besondere Wichtigkeit haben dabei thermische Langzeitspeicher, denn sie helfen, Produktionsüberschüsse vom Sommer in den Winter zu verschieben. Auch der Winterstrombedarf von Wärmepumpen kann dadurch reduziert werden. Wärmespeicher leisten damit einen wesentlichen Beitrag zur Energiewende und die Umstellung auf eine rein erneuerbare Energieversorgung der Schweiz.

Elektrifizierung

«Strom wird im Wärmebereich effizient und im Sinne des Gesamtsystems eingesetzt und stammt aus erneuerbaren Energiequellen.»

Die für die Dekarbonisierung erforderliche starke Elektrifizierung des Gebäudebereichs mit Wärmepumpen und des Verkehrs mit Elektrofahrzeugen wird den Strombedarf weiter erhöhen. Deshalb ist es wichtig, den Ersatz von elektrischen Widerstandsheizungen und elektrischen Warmwassererzeugern zu beschleunigen. Wärmepumpen sind die effizienteren Alternativen.

Eine Herausforderung stellt die wegen des Heizens erhöhte Nachfrage im Winterhalbjahr dar. Der Strom muss im Wärmebereich darum möglichst effizient und im Sinne des Gesamtsystems eingesetzt werden. Mit Digitalisierung und Automation wird die Stromnachfrage (Wärmepumpen, dezentrale Batteriespeicher, Klimatisierung, Prozesswärme und Grosswärmepumpen, etc.) im Sinne der Entlastung des Gesamtsystems flexibilisiert (Demand Side Management) sowie das Monitoring und dadurch die Optimierung des Verbrauchs unterstützt.

Ein verstärkter und rascher Ausbau der inländischen Stromproduktion aus erneuerbaren Energien – insbesondere im Winter – ist zwingend, um die Versorgungssicherheit auch in Zukunft gewährleisten zu können. Dazu soll auch das Potenzial zur Energieerzeugung von

Gebäuden möglichst vollständig ausgeschöpft werden. Wärmepumpen ermöglichen es, den Eigenverbrauch besser zu optimieren.

Erneuerbare Gase und synthetische Brennstoffe

«Erneuerbare Gase und synthetische Brennstoffe werden für die Bereitstellung von Prozesswärme genutzt. Im Komfortwärmebereich kommen sie nicht oder nur in kleinen Mengen zum Einsatz.»

Zu den erneuerbaren Gasen und synthetischen Brennstoffen gehören Biogas oder Biomethan, die aus Biomasse hergestellt werden, sowie aus (erneuerbarem) Strom hergestellter Wasserstoff und dessen synthetische Nachfolgeprodukte. Das Potenzial an Biomasse ist in der Schweiz und im Ausland beschränkt. Bei der Herstellung von Wasserstoff und den synthetischen Nachfolgeprodukten kommt es zu hohen Umwandlungsverlusten. Deshalb sollen erneuerbare Gase und synthetischen Brennstoffe nur dort zum Einsatz kommen, wo es mit Blick auf die Versorgungssicherheit und den Klimaschutz volkswirtschaftlich am sinnvollsten ist und erneuerbaren Alternativen fehlen.

Das gilt für vor allem für industrielle Rohstoffe und die Erzeugung von Hochtemperatur-Prozesswärme. Das gilt für die Erzeugung von Hochtemperatur-Prozesswärme, für die Spitzenlastabdeckung in Wärmenetzen (die primär mit erneuerbaren Energien betrieben werden) sowie für wärmegeführte Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen. Die Bereitstellung von direkter Raumwärme und Warmwasser erfolgt hingegen nicht mehr mit Gasen, sondern mit erneuerbaren Energien oder Abwärme. Wärmepumpen machen das möglich.

Gesetzgebung

«Die nationalen und kantonalen Gesetzgebungen für die Transformation zu einer CO₂-freien Wärmeversorgung sind in Kraft und umgesetzt.»

Für die Wärmeversorgung gibt es zurzeit kein Spezialgesetz auf Bundesebene. Viele Aspekte sind in unterschiedlichen Gesetzen geregelt oder gar nicht reguliert. Hinzu kommt, dass vor allem die Kantone für Massnahmen im Gebäudebereich zuständig sind. In Zukunft soll der Umbau der Wärmeversorgung gesetzgeberisch zielgerichtet und koordinierter begleitet werden.

Bund, Kantone und Gemeinden

«Die Klima- und Energiepolitik von Bund, Kantonen und Gemeinden ist koordiniert und auf das Netto-Null Ziel ausgerichtet.»

Die Ausrichtung der Klima- und Energiepolitik auf das Netto-Null Ziel erfordert koordinierte Massnahmen auf den drei Staatsebenen Bund, Kantone und Gemeinden. Für Massnahmen zur Reduktion des Energieverbrauchs und der CO₂-Emissionen im Gebäudebereich sind gemäss Bundesverfassung vor allem die Kantone zuständig. Die Heterogenität und Komplexität der kantonalen Vorschriften und Bewilligungsverfahren behindern Unternehmen und Investoren darin, den nötigen Umbau des Energiesystems voranzutreiben.

Fachkräfte

«Die Transformation zu einer CO₂-freien Wärmeversorgung ist durch gut qualifizierte Fachkräfte umgesetzt.»

Die Transformation des Energiesystems verlangt einen signifikanten Umbau der schweizerischen Infrastruktur. So müssen bis 2050 rund 900'000 fossil betriebene Heizungen durch erneuerbare Heizsysteme ersetzt und gleichzeitig die Gebäudesanierungsrate deutlich erhöht werden. Die Komplexität der Planung, Realisation und Betrieb nimmt ständig zu. Je nach Berufsfeld fehlen heute dazu die nötigen Fachkräfte oder ihre Kompetenzen sind nicht auf die neuen Bedürfnisse zugeschnitten. Ohne ausreichende und gut qualifizierte Fachkräfte können jedoch die Ziele der Energie- und Klimapolitik nicht erreicht werden.

Planung, Installation und Betriebsoptimierung von Wärmepumpen bieten spannende und sinnstiftende Arbeitsmöglichkeiten. In Grossbritannien wirbt die Branche mit dem Slogan «digital, not dirty!» [3]

Fazit

Es gibt heute einen grossen Handlungsbedarf, damit wir bis 2050 eine klimaneutrale und sichere Energieversorgung erreichen können. Die Energieperspektiven 2050+ zeigen, dass die Schweiz ihre Energieversorgung bis 2050 im Einklang mit dem Netto-Null-Ziel umbauen und gleichzeitig die Versorgungssicherheit gewährleisten kann.

Allerdings reichen die heute geltenden Massnahmen nicht aus, um dieses Ziel zu erreichen. Insbesondere für die Erreichung einer klimaneutralen Wärmeversorgung bis 2050 sind längerfristig zusätzliche Anstrengungen nötig. Die Wärmestrategie zeigt auf, mit welchen Massnahmen die Klimaneutralität im Wärmebereich bis 2050 erreicht werden kann. Das ist gut für die Umwelt und für die Versorgungssicherheit unseres Landes.

Um das Ziel einer klimaneutralen Wärmeversorgung bis 2050 erreichen zu können, braucht es nun eine gemeinsame Anstrengung aller Beteiligten: von Bund, Kantonen und Gemeinden, von der Wissenschaft, den Verbänden, der Wirtschaft und der Bevölkerung. Alle können etwas dazu beitragen, um im Wärmebereich das Netto-Null-Ziel bis 2050 zu erreichen. Auch Sie!

Quellen

- [1] Bundesamt für Energie BFE: Wärmestrategie 2050, 01.01.2023, Website, <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-92576.html>
- [2] Bundesamt für Energie BFE: Energieperspektiven 2050+ (EP 2050+), 2020/2022, Website, <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html>
- [3] Heat Pump Federation HPF: What's the Role of the HPF?, Website, <https://www.hpfp.org.uk>

Yannick Monschauer, IEA International Energy Agency

The Future of Heat Pumps

(IEA World Energy Outlook Special Report)

Foreword (Dr Fatih Birol, Executive Director, International Energy Agency)

Today, many of the ways we heat buildings around the world – such as homes, offices, schools and factories – still rely largely on fossil fuels, particularly natural gas. It has long been clear that this leads to large amounts of greenhouse gas emissions – and the current global energy crisis is a sharp reminder of the urgency of moving to more affordable, reliable and cleaner ways of heating buildings.

In this context, heat pumps, which can efficiently provide heating to buildings and industry, are the key technology to make heating more secure and sustainable. They are quickly becoming more cost competitive, drawing interest from a growing number of governments, businesses and consumers across the globe. Until now, though, there has not been a comprehensive global study of the state of play of heat pumps – and their future role in our energy systems. This World Energy Outlook special report aims to fill that gap.

Our in-depth analysis finds that policy plans announced so far by governments globally point to a large expansion of the use of heat pumps, which will have a clear impact on the use of gas, oil and coal for heating. Heat pumps have the potential to reduce global carbon dioxide emissions by at least 500 million tonnes in 2030. For Europe, they are a vital tool to cut reliance on Russian gas, since they can lower Europe's largest source of gas demand – heating in buildings – by at least 21 billion cubic metres in 2030.

However, this special report shows there are key bottlenecks that need addressing to ramp up heat pumps' production and deployment. Government support is essential to help consumers overcome upfront costs and tap into the savings heat pumps provide. This is an urgent priority to shield low-income households from the energy crisis. There is also a lack of workers to install heat pumps, with electricians, technicians and construction workers already among the jobs that companies in Europe and the United States are struggling to fill.

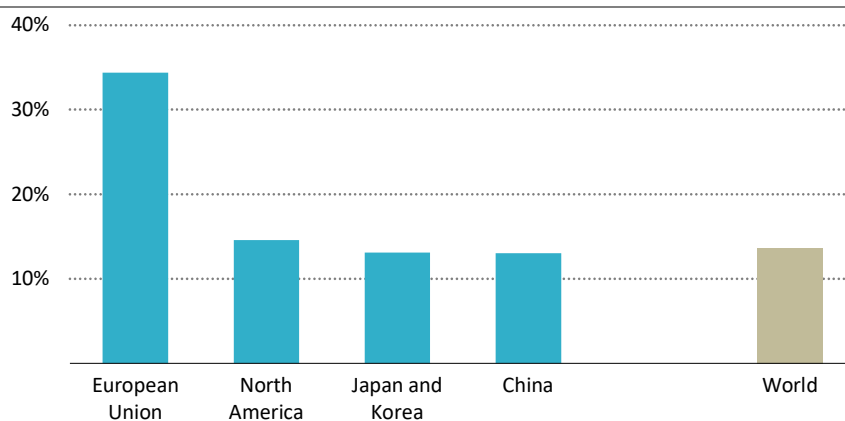
The growing role of heat pumps also requires policy makers to pay careful attention to the electricity security implications. Combining heat pump deployment with energy efficiency retrofits of buildings can reduce these risks, and leveraging smart controls can turn heat pumps into a grid asset, when employed alongside appropriate planning for electricity grids.

I would like to thank the European Bank for Reconstruction and Development for its collaboration on this report – and also the over 120 high-level representatives from governments, industry and academia around the world who took part in the excellent heat pump workshop we held in October at IEA headquarters in Paris, sharing valuable perspective and insights. I am also very grateful to the IEA team who worked quickly to assemble this timely and comprehensive report, under the outstanding leadership of my colleague Laura Cozzi. I am confident it will help inform decision-makers around the world in this urgent moment on how to clear the way for heat pumps to play their critical role in addressing the energy and climate crises.

Executive Summary

Heat pumps are a proven way to provide secure and sustainable heating

Heat pumps, powered by low-emissions electricity, are the central technology in the global transition to secure and sustainable heating. Heat pumps currently available on the market are three-to-five times more energy efficient than natural gas boilers. They reduce households' exposure to fossil fuel price spikes, which has been made all the more urgent by the ongoing global energy crisis. Over one-sixth of global natural gas demand is for heating in buildings – in the European Union, this number is one-third. Many heat pumps can provide cooling, too, which eliminates the need for a separate air conditioner for the 2.6 billion people who will live in regions requiring heating and cooling by 2050. Heating in buildings is responsible for 4 gigatonnes (Gt) of CO₂ emissions annually – 10% of global emissions. Installing heat pumps instead of a fossil-fuel-based boilers significantly reduces greenhouse gas emissions in all major heating markets, even with the current electricity generation mix – an advantage that will increase further as electricity systems decarbonise.

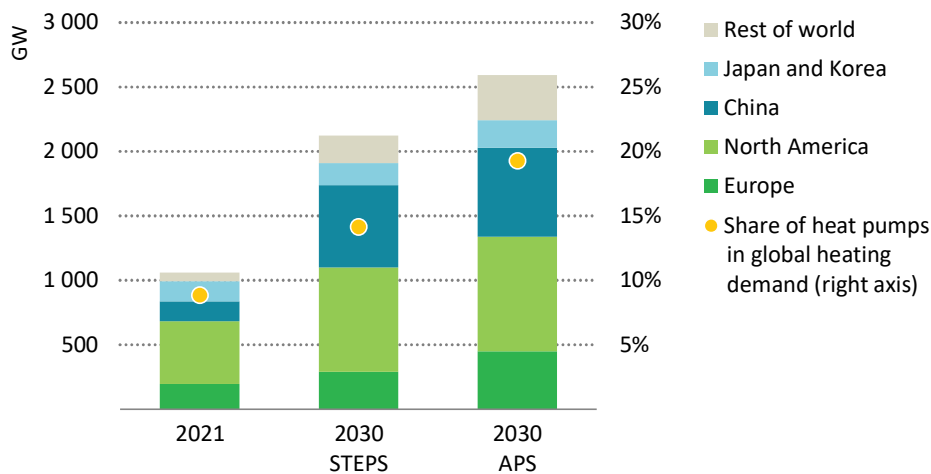


IEA. CC BY 4.0.

Figure 1: Annual growth in sales of heat pumps in buildings in selected regions, 2021 [1]

North America has the most heat pumps installed and China the largest market, but the European Union is the fastest-growing market today

Around 10% of space heating needs globally were met by heat pumps in 2021, but the pace of installation is growing rapidly. The share of heat pumps is comparable to that of fuel oil for heating and of other forms of electric heating but lower than the over 40% of heating reliant on gas heating and the 15% reliant on district heating. In some countries, heat pumps are already the largest source of heating. In Norway, 60% of buildings are equipped with heat pumps, with Sweden and Finland at over 40%, undercutting the argument that heat pumps are unsuitable for cold climates. Global sales grew by nearly 15% in 2021, double the average of the last decade. Growth in the European Union was around 35% and is slated to accelerate further in light of the energy crisis, with sales in the first half of 2022 roughly double over the same period last year in Poland, the Netherlands, Italy and Austria. China continues to be the largest market for new sales, while North America has the largest number of homes with heat pumps today. Together, these regions, along with Japan and Korea, are also major manufacturing hubs, home to the industry's largest players.

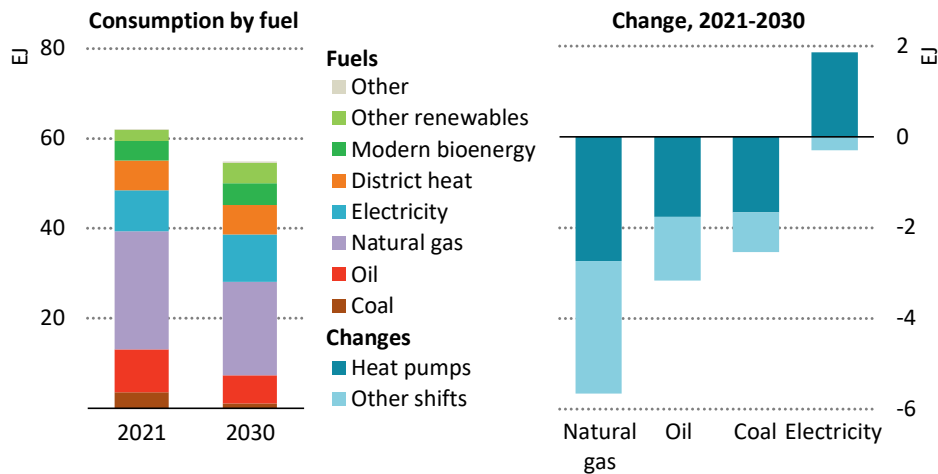


IEA. CC BY 4.0.

Figure 2: Heat pump capacity in buildings by country/region and scenario, 2021 and 2030

Around 20% of heating needs are met by heat pumps in 2030 in the APS, with China, North America and Europe remaining the leading markets

Government energy security concerns and climate commitments would make heat pumps become the primary means of decarbonising space and water heating. This report explores a scenario in which governments around the world meet all their announced energy and climate-related commitments in full and on time. As the proven technology of choice to decarbonise heating, global capacity of heat pumps jumps from 1 000 GW in 2021 to nearly 2 600 GW by 2030 in this scenario, boosting their share of total heating needs in buildings from one-tenth to nearly one-fifth. As a result, natural gas demand falls by 80 billion cubic metres (bcm), heating oil drops by 1 million barrels per day, and coal declines by 55 million tonnes of coal equivalent. In aggregate, this means heat pumps account for nearly half of the global reductions in fossil fuel use for heating in buildings by 2030, with the remained coming from other efficiency measures. In a scenario consistent with the global climate target of 1.5 °C, heat pumps accelerate faster – their capacity nearly triples by 2030 and their share in heating reaches one-quarter.

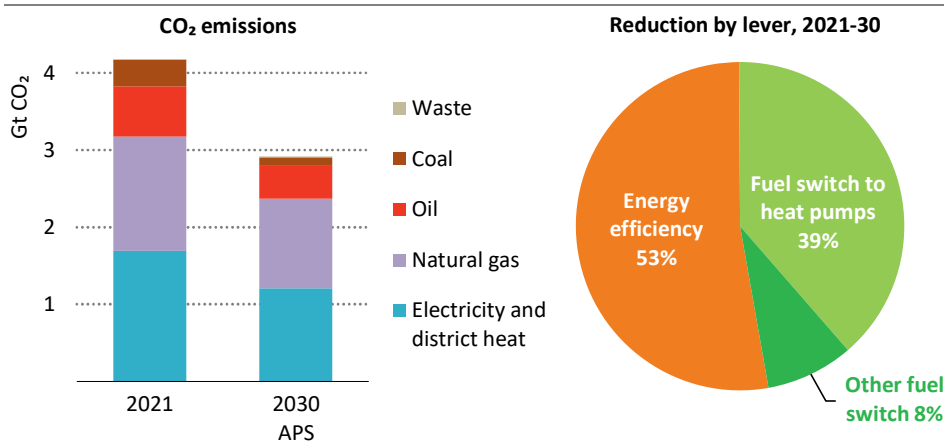


IEA. CC BY 4.0.

Figure 3: Global energy consumption for space and water heating in buildings in the APS, 2021-2030

Heat pumps contribute over half of the 29% decrease in demand for fossil fuels in space and water heating in the APS by 2030, reducing natural gas demand the most

Heat pumps can also address heating needs in industry and district heating. Large heat pumps can provide heat up to 140-160 °C today, with higher temperatures possible through innovation and improved designs. The most common industrial heat pumps today provide lower temperature heat. The paper, food and chemicals industries have the largest near-term opportunities, with nearly 30% of their combined heating needs able to be addressed by heat pumps. In Europe alone, 15 GW of heat pumps could be installed in 3 000 facilities in these three sectors, which have been hit hard by recent rises in natural gas prices.



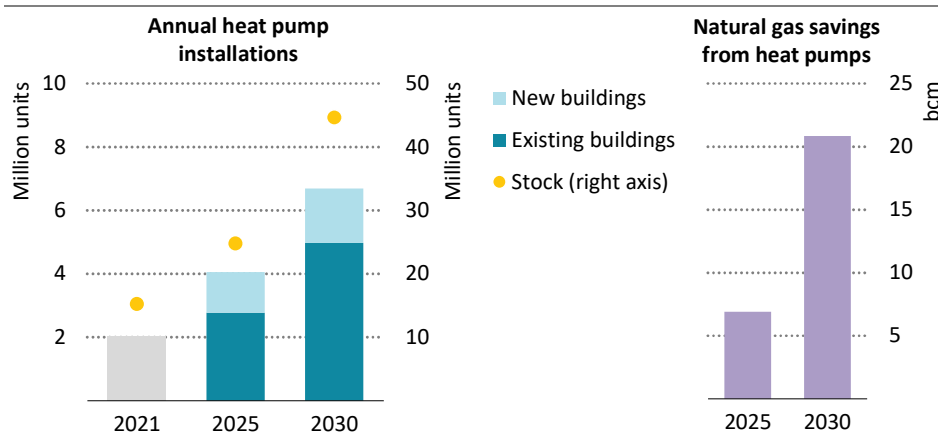
IEA. CC BY 4.0.

Figure 4: Global CO₂ emissions from space and water heating in buildings in the APS, 2021-2030

Heat pumps reduce global CO₂ emissions by 500 Mt by 2030 in the APS, around 40% of total direct and indirect emissions reductions in space and water heating in buildings

Heat pumps contribute to cutting gas imports quickly, especially in Europe

The potential for heat pumps to cut dependence on natural gas for heating is particularly large in the European Union, where natural gas is the most used heating fuel and where gas prices have risen the most. In a scenario consistent with the EU's climate ambitions, heat pump sales rise to 7 million by 2030 – up from 2 million in 2021 – helping achieve the REPowerEU objective of ending Russian gas imports well before 2030. This deployment reduces the consumption of natural gas by 7 bcm in 2025 and 21 bcm by 2030, an amount equivalent to almost 15% of EU pipeline imports from Russia in 2021.



IEA. CC BY 4.0.

Figure 5: EU heat pump installations and stock and related cumulative natural gas savings in the APS, 2021-2030

New heat pump installations cut the consumption of gas by 7 bcm in 2025 and 21 bcm by 2030 in the APS, roughly equal to 15% of Russian imports today

Retrofitting buildings in parallel reduces the strain on the power sector

The accelerated deployment of heat pumps inevitably increases global electricity demand, though energy efficiency and demand response measures can greatly reduce the impact on power systems. The share of electricity in heating for buildings and industry doubles between 2021 and 2030 to 16% if climate pledges are met. Over that same time, global electricity demand rises by one quarter, to which heat pumps contribute less than one tenth. For households that add a heat pump without improving efficiency in parallel, this can nearly triple their peak demand during winter. Improving a home's efficiency rating by two grades (e.g. from D to B in European countries) can halve heating energy demand and reduce the size of the heat pump needed, saving consumers money and reducing the growth in peak demand by one-third. Together with careful grid planning and demand-side management, this moderates the need for distribution grid upgrades caused by electrifying heat and minimises the need for additional flexible generation capacity to 2030.

The accelerated deployment of heat pumps brings a range of benefits

Over their lifetime, heat pumps can save consumers money and shield them from price shocks. The average household or business that uses a heat pump spends less on energy than those using a gas boiler. These savings offset the higher upfront costs for heat pumps in many markets today – in some, even without subsidies. The economic proposition of heat pumps improves in the context of today’s energy price spikes: household savings range from USD 300 per year in the United States to USD 900 in Europe. With appropriate support for poorer households to manage the upfront costs, heat pumps can meaningfully address energy poverty, with energy bill savings in low-income households ranging between 2% and 6% of their household income after moving away from a natural gas boiler.

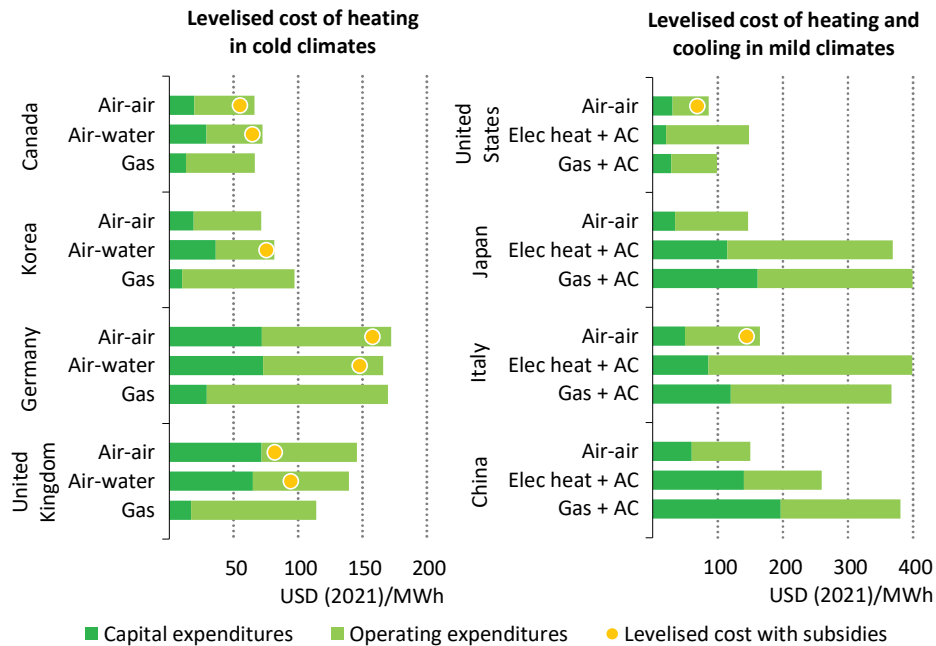
Switching to heat pumps cuts emissions of greenhouse gases and helps improve air quality. Accelerated deployment of heat pumps, in line with national climate targets, can reduce global CO₂ emissions by half a gigatonne already by 2030. However, unintended leaks of F-gas refrigerants – potent greenhouse gases – can decrease their positive climate impacts. With today’s refrigerants, heat pumps still reduce greenhouse gas emissions by at least 20% compared with a gas boiler, even when running on emissions-intensive electricity. This reduction can be as large as 80% in countries with cleaner electricity. Global emissions of major air pollutants caused by combustion heating in buildings also drop, particularly from coal in China, while other hazards associated with heating by fuel combustion diminish.

The expansion of heat pump manufacturing and installations to meet rising demand would create more jobs. Global employment in heat pump supply nearly triples to over 1.3 million workers to 2030 in our scenario. Jobs in installation grow the most, with growth also in maintenance and manufacturing, providing numerous opportunities, especially for medium-skilled workers.

Concerted action is needed to overcome barriers to faster adoption

Accelerating the take-up of heat pumps requires overcoming a number of barriers. Chief among them are the higher upfront cost of buying and installing the devices relative to other heating options; other non-cost deterrents to consumer adoption; manufacturing constraints; and potential shortages of qualified installers. Concerted action by governments, in partnership with the heat pump industry, is needed to address these hurdles and achieve higher rates of deployment.

Despite long-term savings, high upfront costs can deter consumers. The cost of purchasing and installing an air-to-air heat pump is typically between USD 3 000 and USD 6 000. However, even the cheapest air-to-water models, including modifications to the existing radiator systems, remain two to four times more costly than natural gas boilers in most major heating markets. Financial incentives are currently available in over 30 countries around the world – covering more than 70% of today’s heating demand. The subsidies in these countries make the cheapest heat pump options comparable to the cost of a new gas boiler for consumers. Additional incentives can target low-income households (as in Poland) and/or high efficiency models (as in Canada). In some countries, the design of electricity tariffs and energy taxation put heat pumps at a disadvantage relative to fossil fuel boilers. Tariffs and taxes should instead be tilted in favour of cleaner and more efficient consumer choices.



IEA. CC BY 4.0.

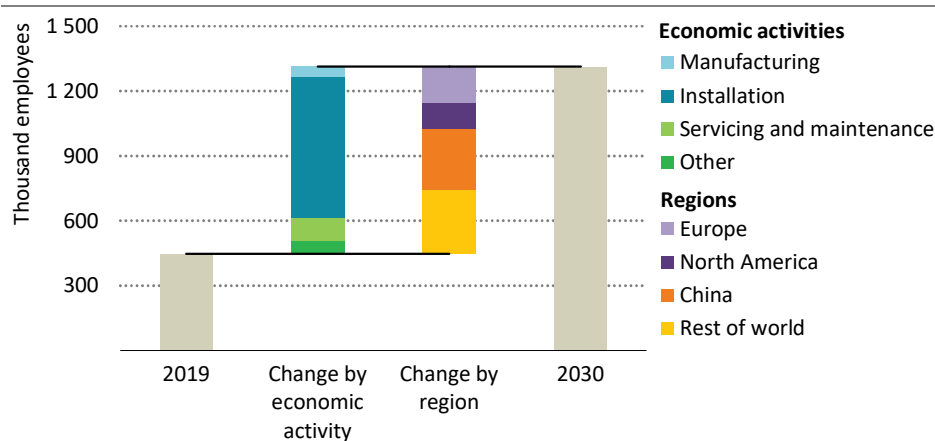
Figure 6: Levelised cost of heating and cooling of residential heat pumps and alternatives in selected countries, 2021

Thanks to lower operating costs, heat pumps can be competitive with gas boilers in some leading heating markets today, even without subsidy

* Air-air = air-to-air heat pump; Air-water = air-to-water heat pump; Gas = gas condensing boiler; Elec heat = electric resistance heater; AC = air conditioner. The levelised cost of heating and cooling estimates the average cost of providing 1 MWh of heating or cooling over the lifetime of the equipment, considering the capital cost of the equipment and installation; operating expenditures include the cost of fuel and regular maintenance. The analysis assumes heating and cooling degree days of one representative city in each representative country, then uses average energy prices in that country. For cold climates, we use Toronto, Seoul, Berlin, Edinburgh and for representative cities in mild climates we use Washington, D.C., Kyoto, Rome, Shanghai. Medium market prices for the equipment and projected fuel costs under the APS have been used. A lifetime of 17 years is assumed for gas boilers, 15 years for air-to-air and 18 years for air-to-water heat pumps. Electric resistance heaters and air conditioners are assumed to have a lifetime of 10 years.

A number of non-cost barriers hold back consumer adoption of heat pumps today. These include lack of information, split incentives for building owners and tenants, and building regulations. Several governments have taken action to adjust building codes (such as in the Czech Republic), create “one-stop shops” for consumers (such as in Ireland) and encourage alternative business models to address the split incentive – notably in North America, the United Kingdom and Germany – though stronger efforts are required. Particular attention needs to be paid to addressing barriers to the installation of heat pumps in multi-family and commercial buildings, which account for a low share of sales today.

Shortages of qualified installers, already a bottleneck in many key heating markets, call for large-scale worker reskilling. Global demand for full-time installers quadruples by 2030 in our scenario. Incorporating heat pumps into existing certifications for heating technicians, plumbers and electrical engineers, who have similar skills, would help reduce training requirements. Financial incentives, such as those used across Europe, can also attract new workers to specialised training programmes.



IEA. CC BY 4.0.

Figure 7: Change in heat pump employment by activity and region/country in the APS, 2019-2030

Heat pumps create 800 000 new jobs by 2030 mainly in installation and maintenance, calling for a major recruitment and training drive

* Other includes wholesale and transport.

Governments need to work with industry to lower supply-side hurdles

Leading manufacturers have recently announced plans to invest more than USD 4 billion in expanding heat pump production capacity and related efforts, mostly in Europe. New heat pump installation in the next four years would be roughly equal to the number of heat pumps installed in the last decade. Several countries, notably the United States, are responding to supply chain vulnerabilities with incentives to build up domestic manufacturing capacity. Long-term policy consistency and regulatory certainty, together with targeted action to strengthen supply chains, remain critical for manufacturers as they consider where to expand their operations. In particular, regulations on F-gases must balance the need to limit refrigerant emissions with cost, safety, energy efficiency and supply chain considerations.

Accelerating deployment of heat pumps in line with national climate targets is well within reach but requires further efforts from policy makers and industry. The market growth in heat pumps needed this decade to hit national climate targets is not as steep as the expansion we have already seen in solar PV and electric vehicles, although there would need to be a further acceleration to get on track for the IEA's Net Zero Emissions by 2050 Scenario. The additional upfront investment required is sizable, reaching USD 160 billion annually by 2030, but these incremental costs are outweighed by economy-wide savings on fuel, especially if today's high prices persist. Governments and industry have vital roles to play to address persistent market barriers and enable heat pumps to play their full part in addressing today's most pressing issues – energy security, energy affordability, and rapid reductions in emissions.

Sources

- [1] IEA analysis based on AHRI (2022), Chinabaogao (2022), EHPA (2021), JRAIA (2022)

Stephan Renz, Chairman IEA Heat Pumping Technologies Collaboration Programme
c/o Beratung Renz Consulting

IEA TCP on Heat Pumping Technologies Strategy 2023-2028 and New Projects

Zusammenfassung

Die Internationale Energie Agentur beschäftigt sich seit ihrer Gründung 1974 im Kontext der damaligen Erdölkrise auch mit nicht-fossilen Energietechnologien. Die Sorge um die weltweite Energieversorgungssicherheit wird seit langem mit Strategien zur Reduktion der Treibhausgasemissionen und damit der globalen Erwärmung ergänzt. Ein massgebender Bericht "Net Zero by 2050 – a Roadmap for the Global Energy Sector" wurde 2021 veröffentlicht. Darin wird beispielsweise eine Verzehnfachung des weltweiten Einsatzes von Wärmepumpen gefordert.

Die IEA mit Sitz in Paris ist jedoch keine Forschungseinrichtung, die mit eigenen Mitteln neue Energietechnologien entwickeln kann. Zu diesem Zweck hat sie ein Netz von 40 technologischen Kooperationsprogrammen eingerichtet, das mehr als 6000 Experten aus 55 Ländern vereint. Dazu gehört auch das Wärmepumpenprogramm, an dem 18 Länder beteiligt sind. Jeweils rund 10 Projekte (genannt Annex) mit einer Dauer von ca. 3 Jahren sind in Bearbeitung. Die Auswahl der Projekte erfolgt auf der Grundlage eines strategischen Plans, der alle 5 Jahre aktualisiert wird. Eine wichtige Aufgabe ist auch die Kommunikation der Ergebnisse und anderer relevanter Informationen zur Wärmepumpentechnologie, die über die Website, eine Zeitschrift, Konferenzbeiträge, Berichte, Informationsblätter bis hin zu einer alle drei Jahre stattfindenden internationalen Konferenz erfolgt.

Abstract

Since its founding in 1974, the International Energy Agency has also been concerned with non-fossil energy technologies in the context of the oil crisis at that time. Concerns about global energy security have long been complemented by strategies to reduce greenhouse gas emissions and thus global warming. An authoritative report, "Net Zero by 2050 - a Roadmap for the Global Energy Sector," was published in 2021. It calls for a tenfold increase in the global use of heat pumps, for example.

However, the Paris-based IEA is not a research institution that can develop new energy technologies with its own resources. To this end, it has set up a network of 40 Technology Collaboration Programs (TCP) that brings together more than 6,000 experts from 55 countries. This includes the Collaboration Program on Heat Pumping Technologies, in which 18 countries are involved. About 10 projects (called annexes) with a duration of about 3 years are underway in parallel. Projects are selected on the basis of a strategic plan, which is updated every 5 years. An important task is also the communication of the results and other relevant information on heat pump technology, which is done through the website, a magazine, conference papers, reports, information sheets, up to an international conference held every three years.

International Energy Agency (IEA)

The IEA is at the heart of global dialogue on energy, providing authoritative analysis, data, policy recommendations, and real-world solutions to help countries provide secure and sustainable energy for all. The IEA was created in 1974 to help coordinate a collective response to major oil supply disruptions. While oil security remains a key aspect of IEA's work, the IEA has evolved and expanded significantly since its foundation.

Taking an all-fuels, all-technology approach, the IEA recommends policies that enhance energy reliability, affordability and sustainability. It examines the full spectrum of issues, including renewables, oil, gas and coal supply and demand, energy efficiency, clean energy technologies, electricity systems and markets, access to energy, demand-side management, and much more. Since 2015, the IEA has opened its doors to major emerging countries to expand its global impact and deepen cooperation in energy security, data and statistics, energy policy analysis, energy efficiency, and the growing use of clean energy technologies.

IEA publishes various studies and flagship reports related to energy security and sustainability. In 2021, it published the report "Net Zero by 2050 – a Roadmap for the Global Energy Sector". Figure 1 shows the relevant milestones for the different sectors to achieve the zero-target by 2050. The installation of heat pumps has to increase tenfold, and by 2045, 50 % of heating demand must be met by heat pumps.

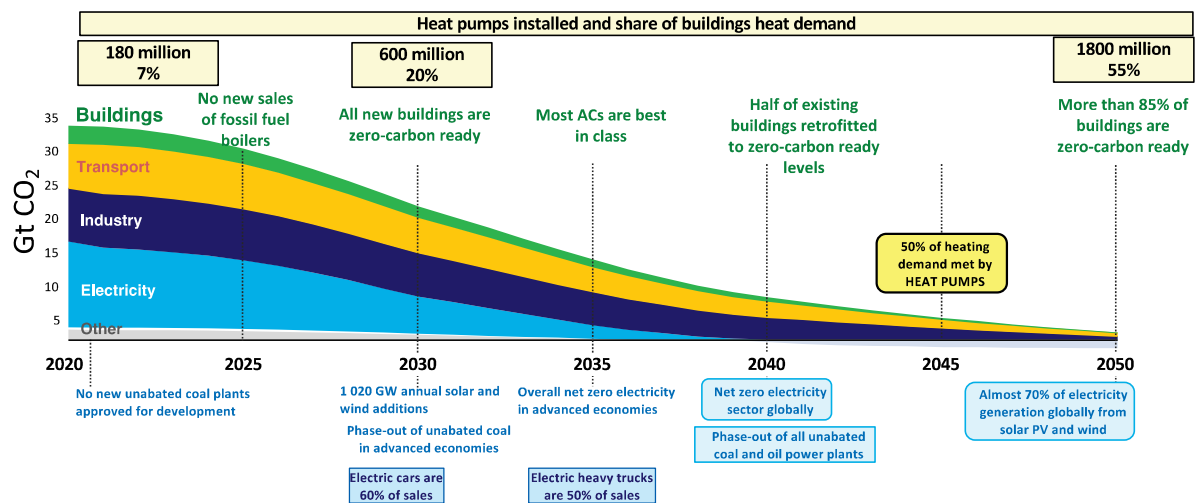


Figure 1: Global CO₂ emissions in the Net-Zero by 2050 Scenario and related milestones [1]

IEA Technology Collaboration Programme

The Technology Collaboration Programme (TCP), a multilateral mechanism established by the International Energy Agency (IEA) 45 years ago, was created with a belief that the future of energy security and sustainability starts with global collaboration. Under this framework, over 6000 experts from governments, academia and industry from 55 countries are collaborating to enforce research, development and commercialisation of energy technologies.

The scope and strategy of each collaboration are in keeping with the IEA's Shared Goals of energy security, environmental protection and economic growth, as well as engagement worldwide. Individual technology collaborations working across several technology or sector categories involve: energy efficiency end-use technologies (in buildings, transport, industry and electricity), renewable energy and hydrogen, fossil energies, fusion power, and cross-cutting issues (equality in energy transition, energy system analyses). Figure 2 shows twelve TCPs associated with the Heat Pumping Technologies TCP.

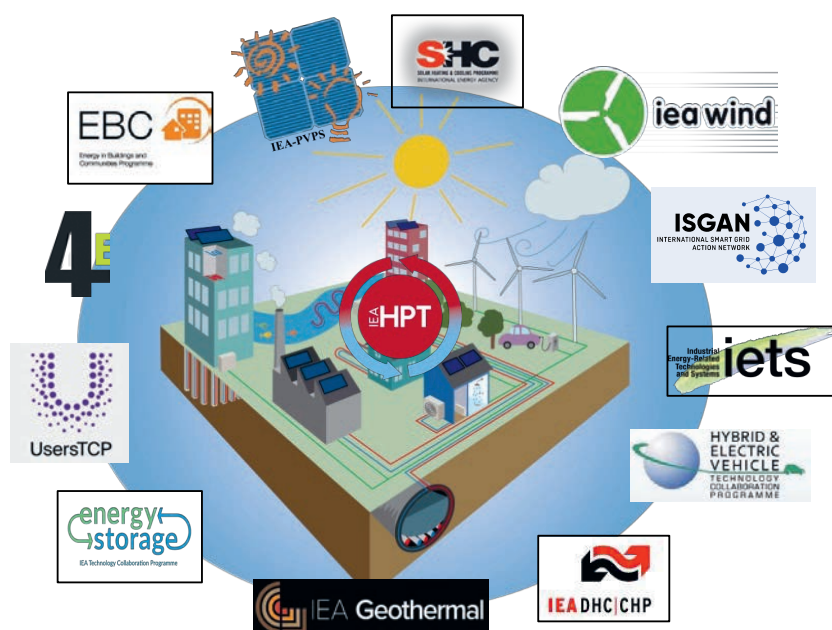


Figure 2: Twelve TCPs associated with Heat Pumping Technologies TCP (HPT)

These technology collaborations are a critical, member-driven part of the IEA family, but they are functionally and legally autonomous from the IEA Secretariat. The breadth of the analytical expertise in the Technology Collaboration Programme is a unique asset in the global transition to a cleaner energy future.

Heat Pumping Technologies Collaboration Programme

Organised under the umbrella of the International Energy Agency since 1978, the Technology Collaboration Programme on Heat Pumping Technologies (HPT TCP) is a non-profit organisation funded by its eighteen member countries. The scope of the Programme covers heat pumps, air conditioning and refrigeration, commonly denoted as heat pumping technologies.

HPT TCP continuously observes the development and requirements of the energy system and revises its strategy every five years, according to the objectives of the IEA.

The activities of the Programme include a communication service, the Heat Pump Centre, with a Magazine, Newsletter and a website, international collaborative projects (Annexes), workshops, analysis studies and a triennial international conference.

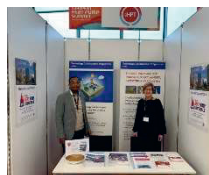
Executive Committee



National teams



National experts meeting Heat Pump Centre



Annexes



The work within the HPT TCP is organized in several interacting layers. The Executive Committee (ExCo) is the board of the HPT TCP. Meetings are held twice a year. At the meetings, each member country has one vote. The meeting locations alternate between the member countries and regions. National Teams (NTs) are important for promotion of the HPT TCP at the national level. The National Teams are experts on their countries' needs regarding industry, markets, deployment, research and development activities. It is a forum for discussion, networking and creation of new ideas. Thus, an interactive process where the National Team shares information with the ExCo delegates, the Heat Pump Centre, and other National Teams is highly important.

The cooperative projects within the HPT are called Annexes, and are a central activity of the HPT TCP. Within these, new knowledge is elaborated through collaborative RDD&D work. They are conducted on a combination of cost-sharing and task-sharing basis by the participating countries. They are often conceived at the joint National Experts' meetings.

The Heat Pump Centre (HPC) is the central communication activity of HPT TCP. This involves information dissemination, for instance, regarding project reports, the HPT Magazine and the HPT Website; nowadays also social media such as LinkedIn and Twitter (@heatpumpingtech). The Heat Pump Centre also involves programme support to ExCo, NTs and Annex coordinators (called Operating Agents, OAs), as well as stimulating and supporting the generation of new activities, arranging National Experts' meetings, representing the TCP at IEA meetings, supporting IEA publications, and conducting outreach activities.



Strategic Workplan 2023 - 2028 for the IEA HPT TCP

Vision

Heat pumping technologies are the cornerstone for a secure, affordable, high-efficiency, clean and net-zero emission energy system for heating, cooling and refrigeration. We are the key worldwide independent actor to achieve this vision across multiple applications and contexts. We generate and communicate information, expertise and knowledge related to heat pumping technologies as well as enhance international collaboration.

Mission

To accelerate the transformation to an efficient, renewable, clean and secure energy sector in our member countries and beyond by performing collaborative research, demonstration and data collection and enabling innovations and deployment within the area of heat pumping technologies.

Strategic Initiatives

1. **Advance the RDD&D** of heat pumping technologies through the creation of research opportunities, networking and meeting places for academia, industry, markets actors, investors and policy makers to collaborate under new Annexes (projects/tasks) and other activities (e.g. workshops) within the HPT TCP, see priority areas for RDD&D below.
2. **Contribute to advanced and/or disruptive innovations** through cross-cutting networking and collaboration with other TCPs, IEA, Mission Innovation and other relevant organisations, attracting new actors representing other relevant areas of knowledge.
3. **Communicate the results and impact from the RDD&D work**, tailor the messages and the dialogue using selected channels to reach relevant target groups, including policy makers, energy and environmental agencies, investors, utilities, manufacturers, city and building planners, system designers, architects, industry associations, installers, researchers and end-users. **Arrange a high-quality conference** about heat pumping technologies at least every third year, and establish this conference as the most important networking place.
4. **Providing and enlarging a dialogue platform to share and report back experiences** to those stakeholders and actors who could benefit from such knowledge.
5. **Provide IEA, standardisation organisations and regional or national policy makers with reliable and independent guidance, data and knowledge** about heat pumping technologies, separately or in combination with other technologies.
6. **Increase activities to attract new members**, including IEA key partners and association countries.

Priority areas	High-level tasks
System integration sector coupling, energy efficiency, flexibility, resilience, storage, digitalization, positive energy districts	<ul style="list-style-type: none"> • The role of heat pumps in integrated energy systems on building, district and city levels. • Heat pumps as an enabler for sector coupling • Methods for evaluating smart, flexible heat pumps
Robust, sustainable and affordable value chains improving affordability, securing value chains, circular economy, removing barriers for mass deployment	<ul style="list-style-type: none"> • Systems for circular economy for heat pumps • New business models • Easy to install products (plug and play and self commissioning) • Standardization for scaling • User behaviour/ acceptance of HPT, comfort and flexibility
Extending operation range and applications To fulfill demand from all climate zones, new markets, new applications and new demand. Refrigeration in emerging countries.	<ul style="list-style-type: none"> • Heat pumps for industrial applications • Heat pumps for district heating and cooling applications • Heat pumps for retrofitting of existing buildings with special requirements • Heat pumps/AC for cooling, dehumidification and drying • Cold climate heat pumps
New technologies and refrigerants Non-traditional heat pumping technologies (for heating and cooling) Refrigerants (low GWP, safety etc.)	<ul style="list-style-type: none"> • Non-vapour compression technologies • Other areas that need low TRL level research • Efficient operation, components and systems for Low GWP refrigerants • Safety measures for operating with low GWP refrigerants

Table 1: RDD&D Priority Areas 2023 - 2028

Ongoing Annexes of the HPT TCP

Annex 56: Internet of things for Heat Pumps

<https://heatpumpingtechnologies.org/annex57/> (January 2020 – December 2022)

The IoT Annex focusses on the opportunities and challenges of IoT enabled heat pumps. Connected devices will play a major role in the future addressing multiple aims, such as increased comfort for the user, reduction in energy consumption and decarbonization of heat supply.

Background

In the last 10 years, energy efficiency was an important optimization goal for heat pump development ranging from advanced heat exchangers, inverter controlled compressors, sub-coolers and economizers to increase COP to smart controllers. With increasing spread of digitalization in the years to come, heat pumps will also be designed for smart demand response. Thereby, they will provide real time energy efficiency, flexible use of electricity, optimized load profile and an optimized compromise concerning comfort and operation costs. Heat pumps will become connected devices participating in the Internet of Things (IoT). IoT devices are equipped with electronics, software, sensors and network connectivity and collect and exchange data. The benefit of IoT enabled heat pumps is to analyze the collected data and make a wise use of it. Heat pumps with IoT technology allow for further decarbonization of heat supply, as they provide the best way to transfer wisely available (renewable) energy into household comfort and industrial services.

Objective

In this Annex, opportunities and challenges of IoT enabled heat pumps are elaborated. Connected devices play a major role in the future addressing multiple aims, such as increased comfort for the user, reduction in energy consumption and decarbonization of heat supply. The results of the Annex are disseminated to relevant target groups such as OEM, heat pump manufacturers, associations and regulatory authorities. The Annex will thereby provide guidance, data and knowledge about heat pumping technologies with respect to IoT applications. The Annex will increase knowledge at different levels (OEMs, heat pump manufacturers, consultants, installers, legislators, etc.). It will contribute to the development of future standards.

Heat pumps for household and commercial applications are serial products that are sold in large quantities by heat pump manufacturers. IoT enabled heat pumps provide data that can be used for preventive analytics, such as what-if analysis for operation decisions, predictive maintenance, fine-tuning of the operation parameters and benchmarking. IoT enabled heat pumps can be used for smart demand response to reduce peak load and/or to optimize electricity consumption as a function of the electricity price. IoT enabled heat pump can also be integrated in the building energy management (BEM).

By contrast, *industrial heat pumps* are usually planned, manufactured and installed on a project-specific basis by contractors and installers. Digitalization in industry can range from automated equipment, advanced process control systems to connected supply value chains. IoT enabled heat pumps allow for integration in the process control system and a higher-level energy management system, which can be used for overall optimization of the process.

Contact Person

Dr. Veronika Wilk, veronika.wilk@ait.ac.at

Annex 57: Flexibility by implementation of heat pumps in multi-vector energy systems and thermal networks

This Annex focus on the implementation of heat pumps in district heating and cooling systems, describe possible solutions and barriers for heat pumps on these markets. Creation of the possible flexibility in the thermal network and electrical grid, is a main part of the annex.

Background

The objective of the IEA HPT TCP is to support the energy security and to demonstrate applications in existing and new energy systems and buildings. Another objective is new cross-cutting, affordable solutions for heating and cooling, where heat pumping technology is a key element through collaboration with other TCP's, enabling energy savings, flexibility, and responsiveness in energy systems.

The former IEA HPT Annex 47, focused on existing solutions and technology for heat pumps in district heating grids. This annex showed that up to 50% of heating demand in Europe could be covered by district heating and heat pumps can cover up to 25 % of the energy supply to the district heating grid. This means that the potential for heat pumps is large. Annex 47 showed that heat pumps can be integrated in different ways in the DH grid which means that the losses can be reduced, and the efficiency can be improved.

This new Annex will focus more on coming technologies and the possibilities of heat pumps to increase the flexibility in energy systems with different sources such as PV, wind-power, and biomass and where end users can be consumer or prosumer or both (Multi-Vector). Heat pumps in DH systems provide many benefits, since they enable the possibility of running DH systems at lower temperatures, which increases the possibilities of using waste heat. Thus, the grid can run more efficiently as the heat losses can be reduced.

The implementation of District Heating and Cooling (DHC) systems and heat pumps in these systems, is a solution to increase the overall energy efficiency in the public society and to minimize the use of fossil fuels. The implementation of HP in DHC systems is a solution to use waste heat and ambient heat as well as a way to increase the share of renewable energy in DHC systems and in the entire energy system.



Objective

This Annex focus on the implementation of heat pumps in district heating and cooling systems, describe possible solutions and barriers for heat pumps on these markets. Creation of the possible flexibility in the thermal network and electrical grid, is a main part of the annex.

The possibilities of increasing a larger share of renewable energy and excess heat as well as reduce the CO2 emission in the used heating systems by using heat pumps will be a focus area of the Annex. In addition, minimizing the system losses by using heat pumps will also be an objective as will the reduction of CO2 emissions.

Contact Person

Svend Pedersen, Danish Technological Institute, svp@teknologisk.dk

Annex 58: High-Temperature Heat Pumps

<https://heatpumpingtechnologies.org/annex58/> (January 2021 – December 2023)

This Annex gives an overview of available technologies and close-to-market technologies regarding high-temperature heat pumps. The need for further RD&D developments will be outlined. In order to maximize the impact of high-temperature heat pumps, this Annex also looks at process integration by development of concepts for heat pump-based process heat supply and the implementation of these concepts.

Background

The worldwide ambitions to decrease the greenhouse gas emissions require a considerable reduction of fossil-fuel based heat supply for industrial processes. In 2015 European process heating and cooling accounted for approximately 50 % of the final energy consumption of the industry. Electrically driven heat pumps are a promising technology for increasing system efficiencies and decreasing GHG emissions, using potentially emission free electricity.

However, the commercially available heat pumps are limited to supply temperatures below 100 °C, while the availability of systems capable of higher supply temperatures is limited. The European statistics shows that 67 % of the demand between 100 °C and 200 °C was directly covered by fossil fuels. From this, a considerable application potential for industrial heat pumps and the associated emission reductions can be derived

for the range between 100 °C and 200 °C. High-temperature heat pumps are expected to have the most promising performance in terms of levelized cost of heat in a variety of applications. Extending the range of application to supply temperatures of up to 200 °C would allow high-temperature heat pumps to cover 37 % of the entire process heat demand of the European industry.

Objective

The overall objective of the Annex 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.

Contact Person

Benjamin Zühlsdorf, Danish Technological Institute, bez@dti.dk



Annex 59: Heat Pumps for Drying

<https://heatpumpingtechnologies.org/annex59/> (January 2022 – December 2024)

The Annex aims to structure and describe the numerous possibilities and advantages of heat pump integration in dryers.

Background

Drying processes are widely used in industry, including the food, paper, chemicals, and ceramics industries, as well as in commercial laundries and in household applications, such as white goods. The Handbook of Industrial Drying describes at least 15 different dryer types and identifies more than 20 different industrial drying sectors, making it challenging to generalize about drying technologies.

Drying processes make a significant contribution to energy consumption, accounting for 10-25% of industrial energy consumption. To this day, drying continues to be the main process used in industrial preservation for a large number of products. Industrialization has helped to optimize drying processes, which are conducted under varying, but controlled conditions. However, the basic principle of drying remains the same as it was thousands of years ago, with convective dryers continuing to be the most commonly used type of dryer. Industrial convective drying plants are mainly operated by burning fossil fuels and product waste. The moisture extracted from the material to be dried is, in most cases, released into the environment in pure gaseous form, or with a drying medium (e.g. air, steam). This exhaust air contains high amounts of energy, which is often only partially utilised by heat recovery. Modern industrial drying processes are either an open loop system using heated ambient air, or closed loop systems that re-circulate the drying air.

Heat pumps offer an opportunity to utilize a heat source at low temperatures (at the evaporator) and supply a heat sink at a higher temperature (condenser). In the case of a closed loop drying system, the combined heating and cooling load is used for the recovery of drying energy, which is essentially the latent heat from the water evaporation, returning this energy back into the drying process in the form of dehumidified and re-heated drying air.

Objectives

The use of heat pumps in drying processes show great energy savings potential for the numerous industries reliant on drying processes. Annex 59 will thus explore and evaluate the potential that can be unlocked in a range of applications. Furthermore, the Annex shall seek to undertake the following:

- Collate relevant data of the state of the art of drying processes equipped with heat pumps
- Analyse drying processes at a theoretical level to find the optimal process design (lowering temperatures), in-process operation (time) and in heat pump design and integration.
- Gather experience from demonstration projects through monitoring and simulation of the entire drying system
- Make recommendations regarding the design of heat pump drying systems, taking into account performance compared with conventional dryers
- Highlight and review the most promising dryer concepts that can integrate heat pumps

Contact Person

Dr. Michael Lauermaun, AIT Austrian Institute of Technology, michael.Lauermaun@ait.ac.at

Annex 60: Retrofitting Heat Pump Systems in Large Non-domestic Buildings

<https://heatpumpingtechnologies.org/annex62/> (January 2022 – December 2024)

The Annex focus on providing straightforward, high-level guidance for building owners and other decision-makers.

Background

Climate goals require a major reduction of carbon emissions from existing and new buildings, both newly built and those that already exist. Existing non-domestic buildings are responsible for a substantial proportion of these emissions and are therefore increasingly a target for policy actions. As in other sectors, electrification of heating with heat pumps will be a major element of national and international policies, such as those recommended by the IEA.



While the technical options that are available for retrofitting heat pumps to dwellings are also applicable to the numerous smaller non-domestic buildings, larger non-domestic buildings contain a variety of more complex heating, ventilation and cooling (HVAC) systems. These present different challenges and opportunities. In practice the retrofitting of heat pumps will often be part of more general refurbishment of a building. The scale and extent of anticipated refurbishment will be an important factor in determining which options for heat pump systems are technically or economically feasible.

This complicated landscape is difficult to navigate and there is a need for straightforward, high-level guidance for building owners and other decision makers: they may know they need to take action but may not know what options are available, or how to choose between them. Decision makers will also be influenced by the availability or otherwise of evidence from similar existing buildings and systems to demonstrate feasibility and satisfactory performance.

Objective

The objective is to address the issues described under “Background” by developing:

- Evidence of the practical feasibility and satisfactory operation of a range of installed retrofit systems in large non-domestic buildings in a number of countries, together with insights into the thinking that led to the choice of system.
- Simple to use, accessible advice to support the initial selection of system options for specific circumstances, signposted to evidence and summaries of the relative strengths of each option.

Contact Person

Oliver Sutton, Department for Energy Security & Net Zero UK, oliver.sutton@beis.gov.uk
Roger Hitchin, roger.hitchin@hotmail.com

Annex 61: Heat pumps in Positive Energy Districts

<https://heatpumpingtechnologies.org/annex62/> (September 2022 – December 2025)

The Annex will investigate heat pumps concepts for positive energy districts regarding heat pump design and control as well as integration options from the individual building to district level. Concepts will be evaluated by both modelling/simulation and monitoring of heat pump performance in new built and existing districts.



Background

Ambitious climate protection targets require a transition to a highly performant and renewable energy system. The built environment is a key sector for fast emission reduction in many countries. For instance, in the EU, 36% of the emissions are due to buildings, so reaching ambitious climate protection targets will be strongly facilitated by a transition of the building sector. Heat pumps are seen as the future heating system in many scenarios. The IEA Net Zero by 2050 report, for instance, states that 50% of the global heat demand is met by heat pumps by 2045.

Thus, the integration of heat pumps into the energy system on a large scale is a future challenge, but also an opportunity to derive a highly performant and CO₂-free energy system. Positive energy districts are an ambitious objective to pave the way for the urban energy transition. Heat pumps can effectively couple different thermal and electric loads in districts at high performance. Thus, using synergies by system integration in districts can even increase the heat pump performance, while the coupling of electric and thermal loads also provides energy flexibility to the connected grids.

Objectives

The overall objective of the Annex is to evaluate the role of heat pumps in positive energy neighborhoods/districts. Efficiency potentials of the electric and thermal energy of neighborhoods/districts that can be unlocked with the use of heat pumps and are evaluated in order to reach a positive energy balance. This refers both to heat upgrade of waste heat and to simultaneous generation of different building services like space heating, DHW and space cooling/dehumidification and higher self-consumption of on-site electricity production. As starting point heat pumps in individual buildings are considered, and successively generic concepts on neighborhood level will be evaluated taking into account limitations on the individual building level. Thereby, the role of heat pumps for positive energy neighborhoods shall be defined and a road-map to positive energy district with heat pumps shall be developed.

Contact Person

Prof. Carsten Wemhöner, IET Fachhochschule OST, carsten.wemhoener@ost.ch

Annex 62: Heat pumps for multi-family residential buildings in cities

<https://heatpumpingtechnologies.org/annex62/> (January 2023 – December 2025)

This Annex will focus on heat pump's solutions for multi-family houses in high-density cities. In respect to the demand of the participating countries new buildings and retrofit will be considered, as well as buildings with higher specific heating demand.

Background

There is no doubt about the dramatical situation of the climate change. There is also no doubt about the necessity to act decisively to reduce the future impact of the climate change by reducing the emission of greenhouse gases.

One of the significant sources of CO₂ emissions amplifying the negative climate changes are the heating and cooling needs of people living in buildings. A major solution preventing CO₂ emissions in the heating and cooling sector is to use heat pumps instead of technologies based on fossil fuels. Heat pumps are already today the number one technology in new, typically single-family houses, in particular in Europe. This trend must continue and further evolve. As regards multi-family buildings, there exist good examples of heat pumps implementation, however, it is not yet a widely chosen solution, neither in new, nor in existing buildings. At the same time, there is an ongoing trend for a migration to high-density cities and, consequently, the significance of multi-family houses is on the raise.

The “Net Zero by 2050, A Roadmap for the Global Energy Sector” from IEA published in Spring 2021 shows very clearly: to reach the ambitious and in some time necessary CO₂ reducing goals by 2050, 50% of heating demand must be met globally by heat pumps in 2045 at the latest. To make it possible, short-term actions are required to find the best solutions for heat pumps implementation in all types of buildings, most importantly, there is a pressing need to search for and to provide optimal solutions for heat pumps implementation in high-density cities, with the focus on new and existing multi-family buildings.

The new Annex should clearly base on the results achieved in the Annex 50 “Heat Pumps in Multi-Family Buildings for Space Heating and DHW” and be a continuation of work initiated by the Annex 50 group. In addition to other sources, the work from other Annexes should obviously be taken into account. For example, the Annex 49 “Design and integration of heat pumps for nZEB” and Annex 46 “Domestic Hot Water Heat Pumps” should particularly be considered.

Objectives

This Annex will focus on heat pump's solutions for multi-family houses in high-density cities. In respect to the demand of the participating countries new buildings and retrofit will be considered, as well as buildings with higher specific heating demand.

Contact Person

Dr. Marek Miara, marek.miara@ise.fraunhofer.de

Annex 63: Placement Impact on Heat Pump Acoustics

<https://heatpumpingtechnologies.org/annex63/> (January 2023 – December 2025)

Background

Annex 63 “Placement Impact on Heat Pump Acoustics” has been set up as a follow up to the Annex 51 “Acoustic Signatures of Heat Pumps” [2]. The acoustic groundwork has been laid and the results have made their way into the development of standards. In the framework of Annex 51 psychoacoustics effects of heat pump acoustics have been studied with tests performed in Sweden and Austria. The acoustic effects of heat pump placement and the dependence on the operating conditions were reported. Guidelines for installers have been developed and made available. Barriers due to unwanted noise immissions (acoustic market barriers), however, still remain and hinder the necessary growth of the heat pump market.

The follow-up Annex 63 enriches independent information and expertise on the benefits of heat pumping technologies by focussing on the field of acoustics. Noise emissions are a potential threat to further spreading of heat pumps in the years to come. Thus, working on the acceptance of heat pumps by minimizing these adverse environmental impacts while keeping high energy efficiency is of great importance.

Objectives

Annex 63 is primarily focused on the “Placement Impact on Heat Pump Acoustics” but leaves room for special topics of heat pump acoustics covering selected applications and the refinement of methods. The main objective from IEA HPT Annex 51 Further – removing acoustic market barriers to establish heat pumps as the number 1 choice as renewable energy and energy efficiency option for HVAC applications remains. Intense discussions, however, emphasized that avoiding show-stoppers to the rapidly growing deployment of heat pumps is gaining significance. Therefore, consumer boards will be screened to identify the challenges in the field. Furthermore, as the cooling capability of heat pumps gets more and more important, Annex 63 will include the acoustics of heat pumps in cooling modes in its focus.

Revision of cases of complaints showed, that each placement situation is unique and several aspects contribute to successful installation. Therefore, as a proper installation is key to low acoustic impact on the environment, the existing guides will be revised and linked to the developed placement tools.

Building Acoustics Impact of Heat Pumps, Urban Acoustics Impact of Heat Pumps, Psychoacoustics of Heat Pumps, Digitally Assisted Heat Pump Placement, Dissemination

Components have been addressed in Annex 51 and manufacturers are working intensively on improving the acoustic performance. Therefore, no work on acoustics of heat pump components will be pursued in this Annex.

Contact Person

Dr. Christoph Reichl, christoph.reichl@ait.ac.at

Annex 64: Safety measures for flammable refrigerants

<https://heatpumpingtechnologies.org/annex64/> (January 2023 – December 2025)

Background

Global warming is a major threat to society, and all measures must be taken to decrease the emissions of gases contributing to this threat. The use of fossil fuels must therefore be abandoned as agreed in the Paris agreement. As a consequence, heating of buildings and heating within industry must be based on renewable energy, harvested in the form of electricity. This means that the use of heat pumps will increase tremendously in the coming decades, in line with predictions, scenarios and plans from many different authorities and organizations worldwide, including the IEA and the EU. The refrigerants used until recently have global warming potentials (GWP) one to four thousand times higher than carbon dioxide. Large efforts have been spent on identifying new fluids with low GWP which can be used as refrigerants in vapour compression systems. The conclusions from these studies, in particular screenings done by NIST [3], is that we cannot expect to find new fluids which have low GWP and at the same time are non-flammable. The only notable exception for ordinary temperature levels is carbon dioxide, which is already successfully used in e.g. supermarket refrigeration. The alternative is the use of Hydro Fluoro Carbon (HFC) refrigerants, often called Hydro Fluoro Olefins (HFO). These are synthetic substances not existing in the atmosphere, on land or in freshwater. Therefore, these fluids or their decomposition products may have unexpected effects on the environment in the long term. Already, there is a concern about the formation of TriFluoroAcetic acid (TFA) which is an extremely stable compound and may accumulate in the natural environment for hundreds of years. It should also be mentioned that many HFCs and HFOs are by definition belonging to the group of substances called PFAS.

Since many years there has been an interest in using hydrocarbons as refrigerants. Isobutane is the standard solution for domestic refrigerators and propane is already used in some AC systems and heat pumps. The amount of refrigerant in such systems has been limited by regulations due to the risks related to flammability. The risks have hampered the development of systems with larger capacity. Better understanding of the risks and novel ideas to limit the risks is necessary to allow modifications of the regulations and allowing safe use of flammable refrigerants for larger capacity systems.

Objectives

The ultimate goal of the Annex is to contribute to a broader safe use of flammable refrigerants. To reach this goal, the aim of the Annex is to increase the understanding of the risks related to the use of flammable refrigerants, and to develop methods and system designs to maintain the risks at acceptable levels also for systems with larger capacity than what is available on the market today. The objective is that the findings generated in the Annex will be used as background information when regulations regarding the use of flammable refrigerants are updated. It is expected that one outcome of the Annex is a set of recommendations for updates of the regulations. We have seen the important work done within Lifefront [4] and continued research in international cooperation can further support the safe use of flammable refrigerants.

Contact Person

Prof. Björn Palm, KTH Royal Institute of Technology, bpalm@energy.kth.se

References

- [1] Abergel T. et. al., (2021), Net Zero by 2050, IEA, Paris
- [2] <https://heatpumpingtechnologies.org/annex51/>
- [3] Domanski, P. (2019), Screening for Next Generation Refrigerants, [online], https://tsapps.nist.gov/publication/get_pdf.cfm?pub_id=928531
- [4] Lifefront.eu

Links

IEA IEA International Energy Agency <https://www.iea.org>

IEA Technology Collaboration Programme (TCP) <https://www.iea.org/about/technology-collaboration>

IEA Heat Pumping Technologies TCP <https://heatpumpingtechnologies.org>

IEA Net Zero by 2050 Roadmap for the Global Energy Sector <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>

IEA Tracking Report - Heat Pumps <https://www.iea.org/reports/heat-pumps>

IEA's World Energy Outlook special report "The Future of Heat Pumps" (2022)
<https://www.iea.org/reports/the-future-of-heat-pumps>

Weitere Links und Information auf der BFE-Website: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/forschung-und-cleantech/forschungsprogramme/waermepumpen-und-kaeltetechnik.html>

Christoph, Messmer, Ralph Eismann, Vincent Gerber, Mathias Schindler,
Institut Nachhaltigkeit und Energie am Bau, Fachhochschule Nordwestschweiz (FHNW)
Robert Haberl, Michel Haller, Kanchan Bohara, SPF Institut für Solarenergie,
OST - Ostschweizer Fachhochschule
Michele Zehnder, CTA AG

BFE F&E-Projekt **SI/502088** (abgeschlossen 2020 – 2023)

HpCosy - Heat Pump Comfort System

Zusammenfassung

Im Projekt HpCosy wird die Basis für ein dezentrales Sole-Wasser-Wärmepumpensystem für Wohnungen in Mehrfamilienhäusern entwickelt und untersucht. Es umfasst die Funktionen Heizung, Kühlung und Warmwasserbereitung. Seine Steuerung soll es ermöglichen, die Verfügbarkeit von vor Ort erzeugtem Photovoltaikstrom als eine Einheit im Schwarm aller Wärmepumpen im Gebäude zu berücksichtigen.

Der Vergleich zwischen einem zentralen und mehreren dezentralen Wärmepumpensystemen zeigt deutlich die großen Vorteile der dezentralen Lösungen (Einsparungen von bis zu 31% der elektrischen Energie). Der größte Teil der eingesparten Energie ist jedoch auf den Wegfall der Warmwasserzirkulation zurückzuführen.

Die Messung einer HpCosy-Anlage unter realistischen und dynamischen Arbeitsbedingungen hat gezeigt, dass eine individuelle Anpassung der Steuerung der einzelnen Schwarmteilnehmer auf ein Schwarmsignal hin technisch machbar ist und bereits in der ausgewählten und getesteten Woche zu einer Reduzierung des Netzverbrauchs führt. Die abschließenden Simulationen des Gesamtsystems zeigen, dass - zusätzlich zu den Einsparungen durch den Einsatz dezentraler Systeme - eine zusätzliche Reduktion des Netzverbrauchs von bis zu 5% durch die Erhöhung des Eigenverbrauchs um 11% bis 17% mit einem Schwarmsignal erreicht werden kann, unabhängig davon, ob eine positive Energieproduktion vor Ort vorliegt oder nicht.

Résumé

Dans le projet HpCosy, la base d'un système décentralisé de pompe à chaleur à eau glycolée pour les appartements dans les maisons multifamiliales est développée et étudiée. Ce système comprend les fonctions de chauffage, de refroidissement et de production d'eau chaude sanitaire. Son contrôle doit permettre de prendre en compte la disponibilité de l'électricité photovoltaïque produite sur place en tant qu'unité unique au sein d'un essaim de toutes les pompes à chaleur du bâtiment.

La comparaison entre un système de pompe à chaleur centralisé et plusieurs systèmes décentralisés montre clairement les avantages des solutions décentralisées (économies jusqu'à 31% de l'énergie électrique). Cependant, la plus grande part de l'énergie économisée est due à l'élimination de la circulation de l'eau chaude sanitaire.

La mesure d'une unité HpCosy dans des conditions de travail réalistes et dynamiques a montré qu'un ajustement individuel du contrôle des participants à l'essaim en réponse à un signal de l'essaim est techniquement faisable et conduit déjà à une réduction de la consommation du réseau au cours de la semaine sélectionnée et testée. Les simulations finales du système global montrent qu'en plus des économies réalisées grâce à l'utilisation de systèmes décentralisés, une réduction supplémentaire de la consommation du réseau pouvant atteindre 5 % peut être obtenue en augmentant l'autoconsommation de 11 % à 17 % grâce à un signal de l'essaim, qu'il y ait ou non une production d'énergie positive sur le site.

Ausgangslage und Hintergrund

Wärme für die Bereitstellung von Trinkwarmwasser (TWW) wird aufgrund der zunehmend besseren Gebäudedämmung und des damit sinkenden Raumwärmebedarfs wichtiger werden als Wärme zum Heizen. Kühlanwendungen werden aufgrund der gestiegenen Komfortansprüche und nicht zuletzt auch wegen des fortschreitenden Klimawandels zunehmend realisiert werden. In diesem Zusammenhang ist es sinnvoll, dieselbe Wärmepumpe sowohl zur Kühlung als auch zur Erwärmung von Warmwasser im Sommer einzusetzen und sie möglichst mit selbst erzeugtem Strom aus Photovoltaik (PV) zu betreiben oder auf tarifliche Anreize zur Lastverschiebung (Demand Side Management) reagieren zu können.

Dezentrale Wärmepumpensysteme für Heizung und Warmwasserbereitung in Mehrfamilienhäusern (MFH) mit Einzelgeräten pro Wohneinheit bieten entscheidende Vorteile gegenüber zentralen Wärmepumpen. Die Zirkulation des Warmwassers entfällt, Verteilungsverluste können vermieden werden, und die geringeren Anforderungen an die Warmwasserspeichertemperaturen gemäss der Schweizer Norm SIA 385/1 [1] erhöhen die Effizienz der Warmwasserversorgung. Durch mehrere kleinen Einheiten kann die elektrische Leistungsaufnahme feiner auf den produzierten PV-Strom abgestimmt werden. In Kombination mit Erdwärmesonden als Wärmequellen und Wärmesenken sind sowohl aus energetischer als auch aus wirtschaftlicher Sicht grosse Vorteile zu erwarten. Ein Systemvergleich zentral-dezentral wurde bereits in [2] geführt, hier zeigte sich, dass die Leitungslängen massgebend bei der Beurteilung sind.

Projekt Ziele

Das Hauptziel besteht darin, die Grundlage für ein neues Wärmepumpensystem zu entwickeln, das folgende Eigenschaften aufweist:

- Erhöhte Effizienz (30% weniger elektrischer Energiebedarf) im Vergleich zu aktuellen Lösungen bei gleicher Hygienesicherheit (Legionellenschutz) [1].
- Erhöhter Komfort durch freie Kühlung und/oder aktive Kühlfunktion der Wärmepumpe.
- Erhöhte Flexibilität des Solekreislaufs, der mit Erdwärmesonden, Energienetzen, Luftwärmetauschern oder anderen Wärmequellen gekoppelt werden kann.
- Entwicklung einer sogenannten Schwarmsteuerung zur geschickten Berücksichtigung der lokalen PV-Stromproduktion.

Marktpotenzial

In einem ersten Schritt wurde das Marktpotenzial für die Anwendung analysiert und die Anforderungen an eine dezentrale Wärmepumpe und Speichereinheit definiert, wie z.B. die notwendigen Heiz- und Kühlleistungen, die Regelbarkeit der Leistung, die notwendigen Kommunikationsanforderungen und die Grösse des Warmwasserspeichers.

Gemäss dem Bundesamt für Statistik (BFS) gab es in der Schweiz im Jahr 2019 insgesamt rund 1,76 Millionen Gebäude mit Wohnnutzung [3]. Davon sind rund 1,48 Millionen reine Wohngebäude, aufgeteilt in 1,0 Millionen Einfamilienhäuser (EFH) und 0,48 Millionen MFH, von denen rund 0,25 Millionen zwischen 3 und 9 Wohnungen haben. Die Zahl der Wohngebäude mit Zweitnutzung und 3 bis 9 Wohnungen beträgt etwa 0,06 Millionen. Eine erste grobe Abschätzung des HpCosy-Systempotenzials ergibt rund 0,31 Mio. Gebäude mit durchschnittlich 6 Wohnungen, was 1,86 Mio. dezentrale Wärmepumpen bedeuten würde.

Eine Marktübersicht über geeignete Wärmepumpen (WP) mit Warmwasserspeichersystemen zeigte, dass die Geräte für die Anwendung bereits verfügbar sind. Von den 27 untersuchten Modellen mit Inverterantrieb liegen 13 im Leistungsbereich von 1-10 kW, was für die einzelnen Wohnungen als ausreichend angesehen wird. Heizungspufferspeicher sind im Teillastbetrieb nicht erforderlich, da die Leistung auf einen sehr geringen Bedarf eingestellt werden kann. Die Heizleistungsbereiche der 13 ausgewählten Modelle sind in Abbildung 1 dargestellt.

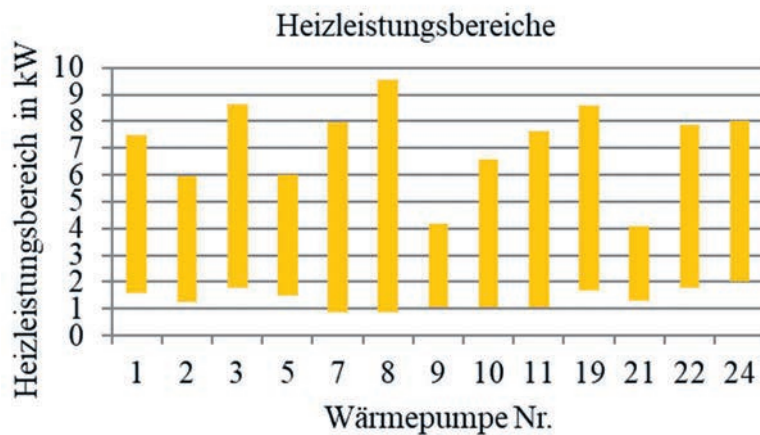


Abbildung 1: Heizleistungsbereiche ausgewählter WP-Systeme

Vergleich zentraler und dezentraler Wärmepumpensysteme

Eine Kombination aus Gebäudesimulationen mit der Software TRNSYS und Tabellenkalkulationen für das Heizsystem wurde verwendet, um ein zentrales mit einem dezentralen Wärmepumpensystem in einem MFH zu vergleichen. Die Modellierung wurde mit dem Gebäudemodell "Typ 56" in TRNSYS durchgeführt. Bei dem modellierten Gebäude handelt es sich um ein dreigeschossiges renoviertes Mehrfamilienhaus mit sechs Wohneinheiten: drei Wohneinheiten auf der Ostseite und drei weitere auf der Westseite [4]. Sowohl die internen Lasten der Wohnungen als auch der Warmwasserbedarf werden über individuelle Nutzerprofile berücksichtigt. Der Standort ist die Stadt Zürich. Der Gesamtwärmebedarf der Wohnungen ist in Abbildung 2 als Summe des Raumwärmebedarfs mit idealer Beheizung auf eine Solltemperatur von 21 °C und des Warmwasserbedarfs dargestellt.

Die Wärmeversorgung des Gebäudes erfolgt entweder mit einer zentralen Heizungsanlage, bestehend aus einer invertergeregelten Sole/Wasser-Wärmepumpe, zwei 600-Liter-Warmwasserspeichern und einem 850-Liter-Pufferspeicher für die Raumheizung, oder mit sechs dezentralen Sole/Wasser-Wärmepumpen mit je einem integrierten 220-Liter-Warmwasserspeicher.

Zentrales Heizungssystem

In der zentralen Anlage nach Abbildung 4 wird die Raumwärme mittels einer zentralen Heizkreispumpe und einer Leitung pro Wohneinheit verteilt. Jede Wohnung ist mit einem raumtemperaturgesteuerten Thermostatventil ausgestattet. Um den Druck konstant zu halten und zu verhindern, dass die Pumpe gegen geschlossene Ventile arbeitet, ist ein Überströmventil in die Heizkreisanlage integriert. Die Warmwasserverteilung wird durch eine Warmwasserzirkulation warmgehalten.

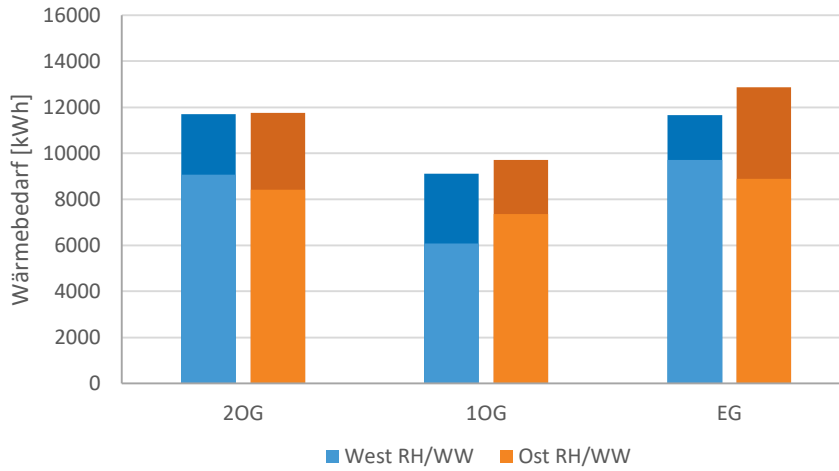


Abbildung 2: Wärmebedarf der Wohnungen für Raumheizung und Warmwasser, bei idealer Heizung und Raum-Solltemperatur von 21 °C

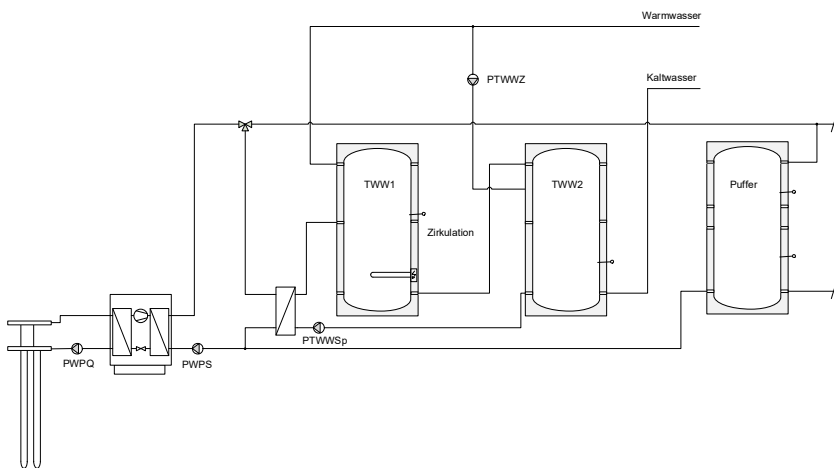


Abbildung 3: Hydraulikschema des zentralen Wärmepumpensystems: Wärmeerzeugung

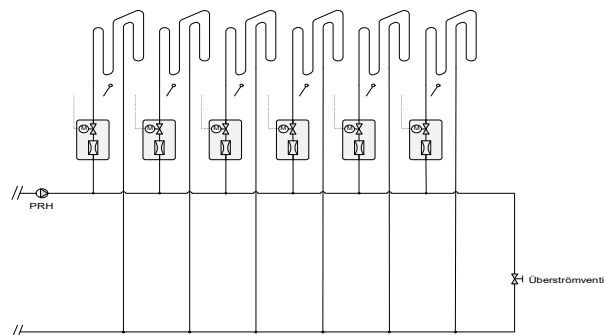


Abbildung 4: Hydraulikschema des zentralen Wärmepumpensystems: Heizkreisverteilung

Dezentrale Systeme

Die in Abbildung 5 dargestellten dezentralen Anlagen wurden als Kompaktgeräte mit integriertem Warmwasserspeicher (220 l) und direktem Anschluss an die Raumheizung ohne Heizpufferspeicher modelliert. Die Solltemperatur im Warmwasserspeicher beträgt 55°C (SIA 385/1:2020 für Anlagen ohne Trinkwasserzirkulation), die von der Wärmepumpe ohne Einsatz eines elektrischen Heizstabes erreicht werden kann; die Raumheizkurve kann in jeder Einheit individuell nach den Präferenzen der Bewohner und der Wärmeverlustrate der Wohnung eingestellt werden, die bei Wohnungen direkt unter dem Dach oder mit Kontakt zum Keller höher ist.

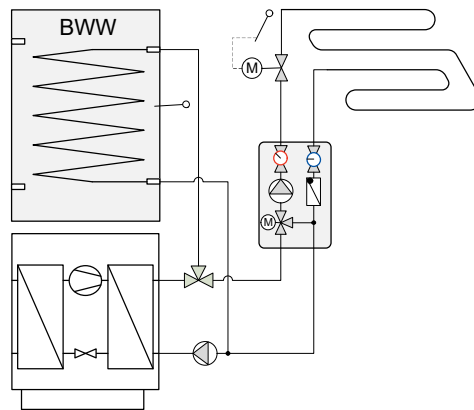


Abbildung 5: Hydraulisches Schema einer dezentralen Wärmepumpeneinheiten

Die Parametrierung der Wärmepumpen zur Berechnung des Stromverbrauchs wurde nach zwei Modellen der Firma CTA AG durchgeführt:

- Optiheat Inverta 17e für die zentrale Anlage, und
- Optiheat Inverta DHW für die dezentralen Systeme.

Die Dimensionierung der Wärmepumpe für die Heizzentrale erfolgte auf der Grundlage des oben beschriebenen Wärmebedarfs des Gebäudes. Das Ziel der Auslegung war ein Modell, das den Wärmebedarf mit 2500 Volllaststunden decken kann. Der gesamte Raumwärmebedarf (einschließlich Verluste) im Gebäude beträgt etwa 58 MWh. Unter Berücksichtigung der 2500 Volllaststunden für den Wärmepumpenbetrieb ergibt sich eine Wärmepumpenleistung von 23,11 kW. Als Basis für die Berechnungen wurde das Modell Optiheat Inverta (OHI) 17e der CTA AG mit einer Leistung von 25,6 kW bei einer Verdichterdrehzahl von 70 U/min gewählt. Die COP-Werte der beiden WP's wurden in Abhängigkeit von der Kondensatoraustrittstemperatur und der Verdichterdrehzahl berechnet.

Die dezentralen Anlagen liefern die Wärme direkt an den jeweiligen Heizkreis. Für die Verteilung des Trinkwassers ist im zentralen System ein Zirkulationssystem mit 60/55 °C im Vor- und Rücklauf - und einer entsprechend hohen Solltemperatur im Speicher - integriert; die dezentralen Systeme können ohne Zirkulation arbeiten, weshalb eine Temperatur von 55 °C in den einzelnen Speichern ausreicht (SIA 385/1:2020).

Vergleicht man die Wärmebilanzen der Varianten in Abbildung 6, so ist der Unterschied zwischen dem zentralen und dem dezentralen System relativ gering. Bei der Raumheizung fallen im zentralen System nur 1,5 MWh Verluste an, bei einem Wärmebedarf von 49,6 MWh. Bei der Warmwasserbereitung belaufen sich die Verluste aus Speicher und Verteilung auf 7,4 MWh, bei einem Bedarf von 17,3 MWh. Bei den dezentralen Anlagen sind die einzigen Verluste die Wärmeverluste aus den Warmwasserspeichern. Diese belaufen sich auf insgesamt 2,9 MWh, die der Raumheizung der jeweiligen Zone gutgeschrieben werden können.

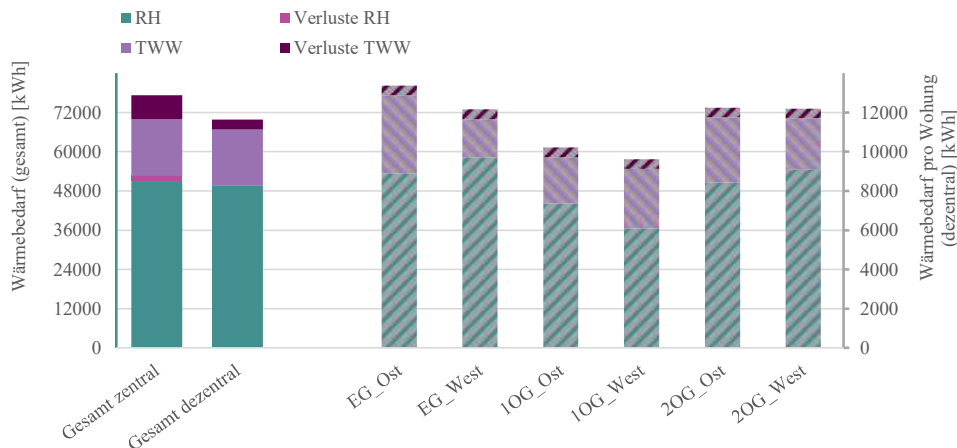


Abbildung 6: Strombedarf des MFH gesamt zentral und dezentral, sowie dezentral pro Wohnung

Der in Abbildung 7 dargestellte Vergleich des Strombedarfs offenbart jedoch einen großen Unterschied zwischen dem zentralen System und den 6 dezentralen Systemen. Es wird deutlich, dass der größte Unterschied in der Warmwasserbereitung und -verteilung liegt. Bei einer angestrebten Raumtemperatur von 21°C in jeder Wohnung konnten die dezentralen Systeme 12% der für die Raumheizung eingesetzten elektrischen Energie einsparen. Bei der Warmwasserbereitung beträgt die Gesamteinsparung, d.h. einschließlich der Deckung der Wärmeverluste aus der Zirkulation, sogar 53%.

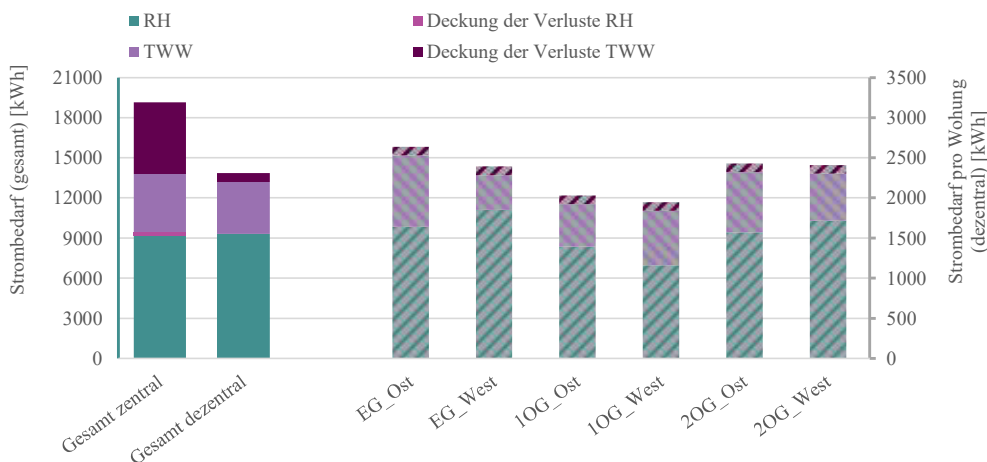


Abbildung 7: Wärmebedarf des MFH gesamt zentral und dezentral, sowie dezentral pro Wohnung

Schwarmsignal

Der Vergleich von zentralen und dezentralen Systemen in einem MFH zeigte bereits einen deutlichen Vorteil der dezentralen Systeme mit einer bedarfsgerechten Regelstrategie. In einem nächsten Schritt wurde untersucht, welche Vorteile eine Aggregation der 6 WP-Systeme zu einem Schwarm in Bezug auf den Eigenverbrauch des lokal erzeugten PV-Stroms hat. Das einzelne WP-System hat eine eigene Steuerung, die auch auf ein Führungssignal, das so genannte "Schwarm-Signal" hört, um Strom zu verbrauchen oder nicht. Es muss also ein Signal berechnet und an die einzelnen Einheiten übermittelt werden, deren Reaktion auf das Signal an ihre Steuerungen programmiert wird. Es sind verschiedene Konzepte von Leit-/Schwarmsignalen denkbar:

- Ein lokal erzeugtes, das sich auf die PV-Produktion und den Stromverbrauch des Gebäudes selbst bezieht.
- Ein vom Stromversorger aus der Ferne erzeugtes Signal (unter Verwendung von Tarifmodellen für Angebot und Nachfrage).

Für die Messungen wurde ein lokal erzeugtes Schwarm-Signal verwendet. Die Zentraleinheit erfasst den Sollwert, nämlich die Differenz zwischen der lokalen PV-Stromerzeugung und dem Verbrauch aller Teilnehmer für Haushaltsgeräte und den Betrieb der Wärmepumpen. Das Ziel der Schwarmsteuerung ist es, diese Differenz zu minimieren. Die Differenz S wird als unidirektionales Signal an die einzelnen HpCosy-Einheiten übertragen. Die Übertragung ist an die Produktion der lokalen PV-Anlage gekoppelt. Erst ab einem Schwellenwert von 200 W produziertem PV-Strom wird die Schwarm-Signalverarbeitung freigegeben. Ansonsten ist die HP-Steuerung rein bedarfsgesteuert.

Das Signal S ist auf die Spitzenleistung der PV-Anlage in kW begrenzt: $-PPV$ in kWp ... S ... PPV in kWp.

Laboraufbau und Messungen

Im "Hardware-in-the-Loop"(HIL)-Prüfstand der FHNW nach Abbildung 8 wurde ein Muster eines WP-Systems der Firma CTA AG für die Bereitstellung von TWW und Heizwärme vermessen, in seiner Funktionalität geprüft und in seiner Effizienz bewertet. Im Hintergrund der WP sind die Emulatoren für die Gebäudeheizung und die Erdwärmesonde zu sehen, die simulationsgekoppelt betrieben werden. Die Warmwasserentnahme erfolgt real nach dem Entnahmeprofil L der SN EN 16147:2017 [5].

Abbildung 8 zeigt das Schema der Labormessung mit den Emulatoren (farblich hervorgehoben). Die anderen fünf Wärmepumpen-/Speicheranlagen der anderen Wohnungen sind in der Simulation nur virtuell vorhanden. Aufgezeichnet werden Temperaturen für alle Vor- und Rücklaufleitungen, Speicherschichttemperaturen, Volumenströme und elektrische Leistungen.



Abbildung 8: Laboraufbau mit WP, Emulatoren; rechts das HIL-Schema

Insgesamt wurden mit diesem Aufbau drei verschiedene dynamische 7-Tage-Testsequenzen gemessen:

- 4 Tage lang nur Warmwasserbereitung und -zapfung und 3 Tage lang Standby-Betrieb.
- Wärmebedarf für Heizung und TWW mit einer rein bedarfsgerechten Regelung ohne PV-Leistung.
- Wärmebedarf für Heizung und TWW mit Vorgabe eines Schwarmsignals für die Messeinheit.

Warmwasserspeicher CTA Optiheat TWW

Abbildung 9 zeigt die gemessenen Speichertemperaturen bei 400, 700, 1000 und 1300 mm über dem Speicherboden (Tww1 ... Tww4) und die Volumenströme der Wärmepumpenladung (V_{dot_HP}) und der Warmwasserzapfung (V_{dot_DHW}) während eines 24-Stunden-Zyklus der Messung. Der Speicher hat eine Gesamthöhe von 1300 mm. Die leistungsgewichtete mittlere Vorlauftemperatur der WP lag in diesem Zyklus bei 44,5 °C, die leistungsgewichtete mittlere Vorlauftemperatur des Trinkwassers bei 51,4 °C.

Für eine effiziente TWW-Bereitung mit der WP ist es besonders wichtig, die Vorlauftemperatur der WP so niedrig wie möglich zu halten, indem eine Vermischung im Speicher vermieden wird [6], [7]. Jede Vermischung von Fluiden unterschiedlicher Temperatur bedeutet Exergieverluste, die über die WP wieder kompensiert werden müssen, mit den entsprechenden negativen Auswirkungen auf den Wirkungsgrad der WP. Der Temperaturverlauf in Abbildung 9 zeigt die durch den internen Wärmetauscher unvermeidbaren Vermischungsprozesse im unteren Teil des Speichers. Die Temperaturen im oberen Teil des Speichers bleiben jedoch während der Ladung unbeeinflusst.

Die WP musste insgesamt 13,2 kWh liefern, um den Wärmebedarf von 11,9 kWh zu decken. Die durchschnittliche Ladetemperatur betrug 44,7 °C, das Warmwasser wurde mit einer durchschnittlichen Temperatur von 51,5 °C abgegeben. Der Strombedarf der WP betrug 4,1 kWh, was zu einem Leistungsfaktor (PF) von 3,3 bzw. 2,9 unter Berücksichtigung der thermischen Verluste führte. Die Quelltemperatur wurde während des gesamten Tests bei 5 °C gehalten.

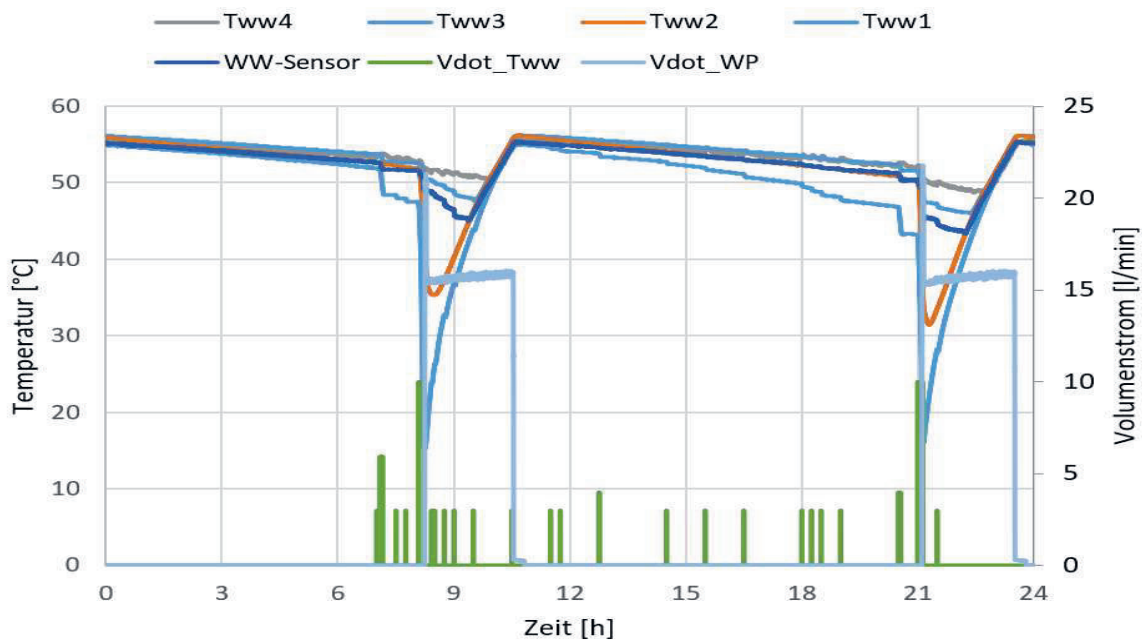


Abbildung 9: Tanktemperaturen, Lade- und TWW-Zapfvolumenströme während eines Tages

Messungen des WP-Systems mit Bedarfssteuerung (Messung 007) und Schwarmsignal-Steuerung (Messung 011)

Die entwickelte Schwarmsignal-Steuerungsstrategie wurde auf das im Labor installierte System übertragen, aber für die ersten Tests nicht aktiviert/eingeschaltet.

Als Referenzbasis wurde der rein bedarfsgesteuerte Systemaufbau getestet (Messung 007). Das gesamte Gebäude wurde im Voraus detailliert simuliert, um die Zeitreihen der fünf anderen Wärmepumpensysteme des Gebäudes zu erstellen. Die Strombezüge der fünf simulierten Wärmepumpensysteme wurden in die Echtzeitsimulation eingespeist, die während des Labortests lief. Die von der gemessenen "Hardware-in-the-Loop"-Wärmepumpenanlage gesammelten Daten wurden ebenfalls verwendet, um innerhalb der Simulation einen Schwarm von insgesamt sechs Wärmepumpenanlagen zu bilden.

Weitere Messungen wurden durchgeführt, um die korrekte Funktion der Schwarmsignal-Steuerung zu überprüfen (Messung 008, 009 und 010). Bei Messung 011 wurden die Schwarmsignale für die Leistungs- und Regelungsfreigabe in der Echtzeitsimulation berechnet und vom Wärmepumpenregler verarbeitet.

Die Reaktionen des WP-Reglers auf das Schwarmsignal waren:

- Anheben oder Absenken des Heizungs-Vorlauftemperatur-Sollwertes als Offset +/- 5K des Heizkurvenwertes.
- Anheben oder Absenken des Warmwassertemperatur-Sollwertes auf max. 58°C bis min. 48°C und Anheben oder Absenken der Verdichterdrehzahl während der TWW-Bereitung nom/min/max 44/30/65 Hz.

Abbildung 10 und Abbildung 11 zeigen die Zeitreihen der beiden Versuche 007 und 011 für die simulierte und gemessene Woche vom 24.3. bis 30.3.

Diese Woche wurde ausgewählt, weil sie ausreichend PV-Leistung, Tage mit und ohne Heizbedarf aufwies. Abgebildet sind die Heiz-, Warmwasser-, elektrische Verdichterenergie und die erzeugten Schwarm-Signale während der Messung 011. Vergleicht man die elektrischen Verdichterleistungen der Messungen 007 und 011, so ist in Abbildung 10 und Abbildung 11 zu erkennen, dass der Verdichter der Schwarmsignal-gesteuerten Anlage in den Zeiten mit positivem Schwarmsignal höher und mehr läuft.

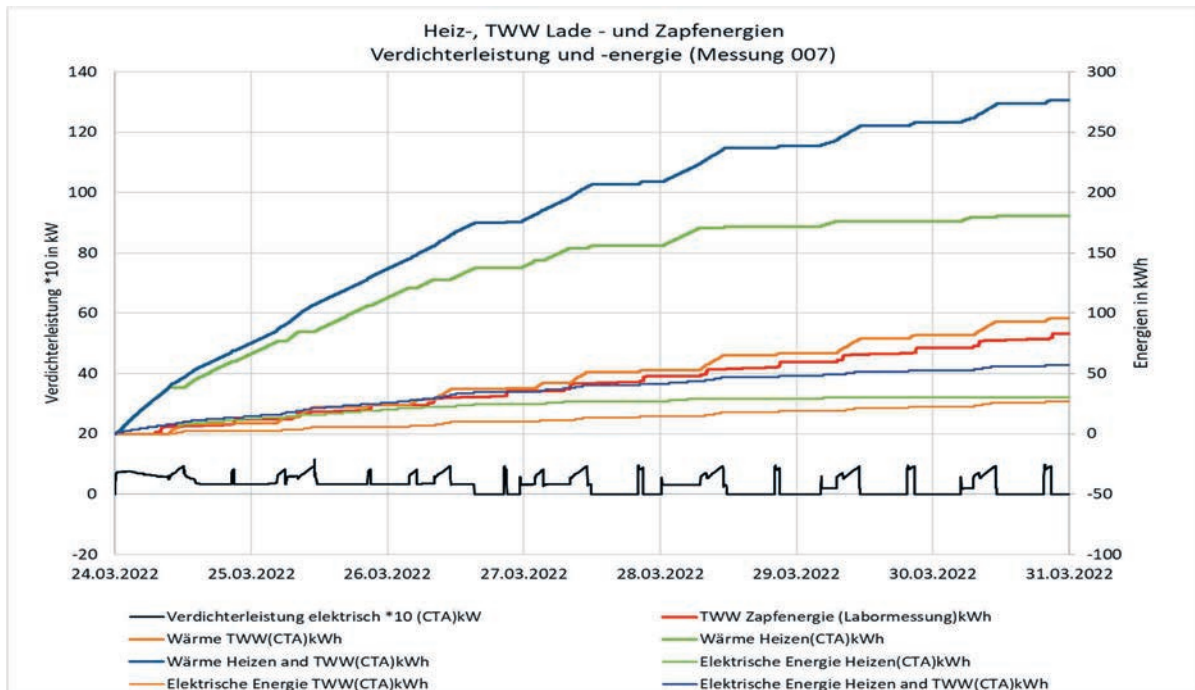


Abbildung 10: Heiz-, Speicherlade-, TWW-Zapf-Energien, Verdichter-Leistung und -energie Messung 007

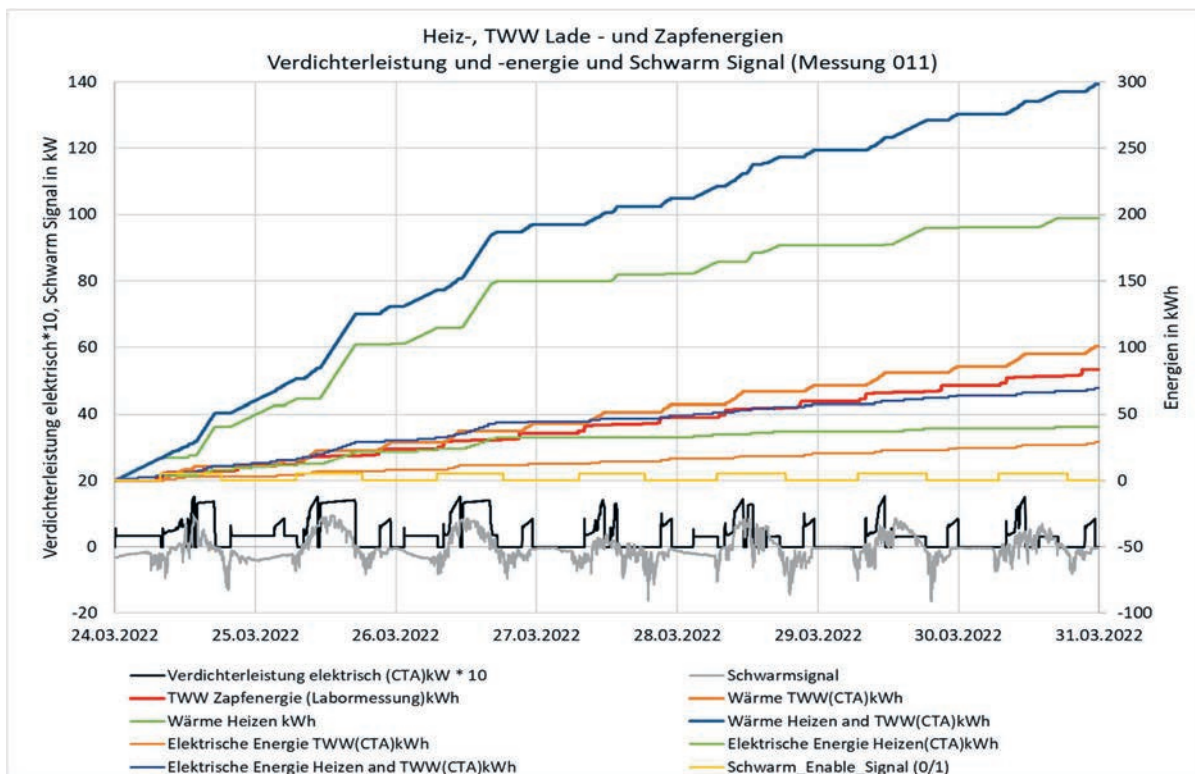


Abbildung 11: Heiz-, Speicherlade-, TWW-Zapf-Energien, Verdichter-Leistung und -energie Messung 011 mit Schwarmsignal und Schwarm-Enable-Signal

Vergleich des Stromverbrauchs aus dem Netz und der PV-Anlage in der Testwoche

Tabelle 1 zeigt die Endenergien und die durchschnittlichen COP-Werte nach 7 Testtagen. Messung 011 zeigte höhere Energiewerte für Heizen und TWW-Bereitung und niedrigere COP-Werte. Das Schwarmsignal-gesteuerte System hatte im Durchschnitt höhere Temperatursollwerte für Heizen und TWW-Bereitung, so dass die Wirkungsgrade im Vergleich zum bedarfs-gesteuerten System insgesamt 9 % geringer waren. Andererseits reduzierte das schwarmsignal-gesteuerte System den Netzverbrauch von 41 kWh auf 35 kWh (-14%), indem es den PV-Stromverbrauch erhöhte. Mit dem gewählten Schwarm-Signal-Konzept wurden die jährlichen Ergebnisse mit einer Reihe von testvalidierten Simulationen bewertet.

Grösse	Einheit	Messung 007 Bedarf			Messung 011 Schwarm			Veränderungen Messung 007 -> 011		
		Total	Netz- strom	Eigen- ver- brauch PV	Total	Netz- strom	Eigen- ver- brauch PV	Total	Netz- strom	Eigen- ver- brauch PV
Wärme Heizen	kWh	181			197			+9%		
Wärme TWW	kWh	96			101			+5%		
Wärme Heizen+ TWW	kWh	277			298			+8%		
Elektr. Energie Heizen	kWh	32	25	7	41	21	20	+28%	-15%	+190%
Elektr. Energie TWW	kWh	27	16	11	29	14	15	+6%	-12%	+30%
Elektr. Energie Heizen+ TWW	kWh	59	41	18	70	35	35	+18%	-14%	+90%
COP Heizen	-	5.66			4.82			-15%		
COP TWW	-	3.54			3.52			-1%		
COP Heizen+ TWW	-	4.69			4.29			-9%		

Tabelle 1: Auswertung WP-Energien und Effizienzen Messung 011 im Vergleich zu 007

Der Einfluss der Schwarmsignalsteuerung auf den Betrieb ist in Abbildung 13 zu sehen. Die getestete Woche hat ausreichend PV-Leistung, so dass tagsüber der Warmwasserspeicher auf höhere Temperaturen geladen wurde. Auch wurden die Heizungsvorlauftemperaturen in der Messung 011 erhöht, und der Betrieb auf Tageszeiten mit PV-Leistung verlagert.

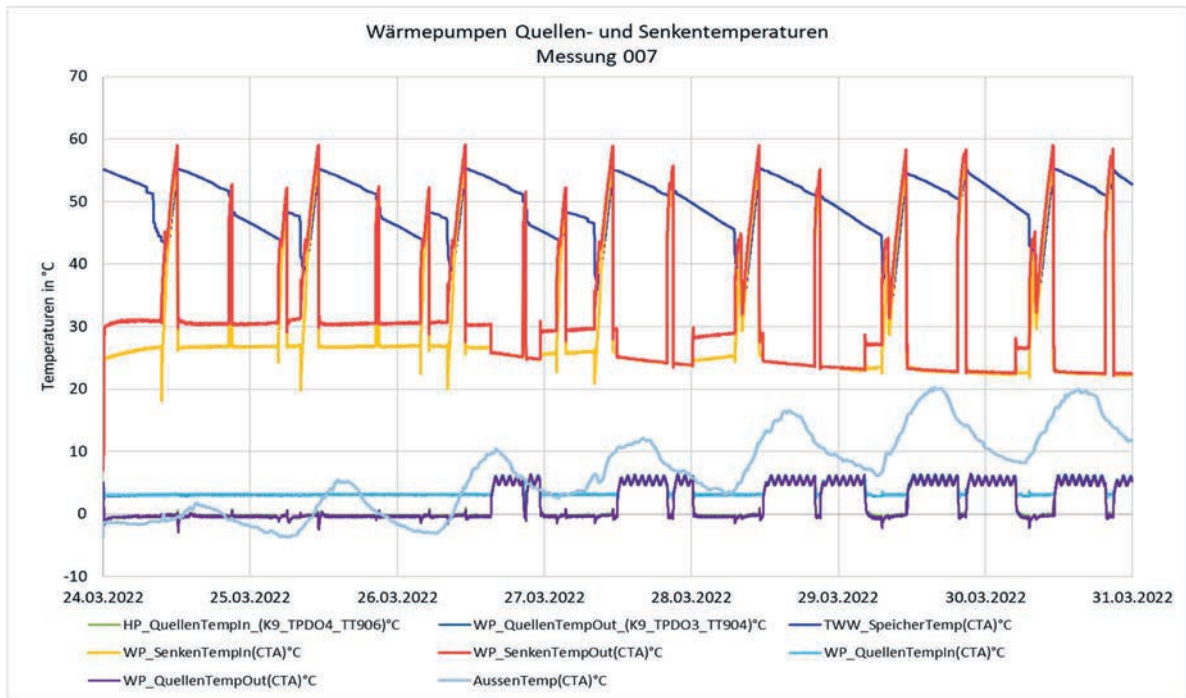


Abbildung 12: Temperaturen WP-Quelle und -Senke, sowie TWW-Speicher Messung 007

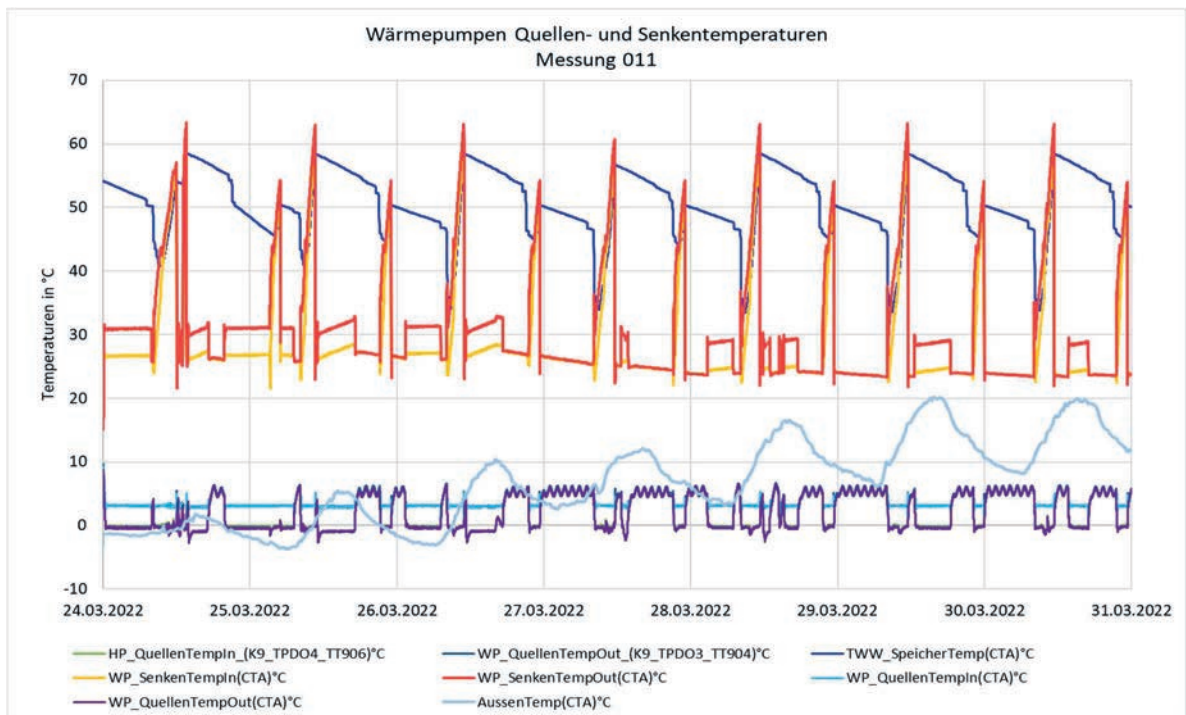


Abbildung 13: Temperaturen WP-Quelle und -Senke, sowie TWW-Speicher Messung 011

Jährliche Simulationsrechnungen

Jährliche Simulationen der gewählten Schwarmsteuerungsstrategie der dezentralen Anlagen mit dem Ziel, den PV-Strom möglichst effizient zu nutzen, wurden mit einem Simulationsmodell durchgeführt, das entsprechend der durchgeführten Hardware-in-the-Loop-Maßnahmen neu parametrisiert wurde, um tragfähige Ergebnisse zu erhalten. Abbildung 14 zeigt die Energiebilanzen mit Schwarmsteuerung für verschiedene PV-Flächen auf Monatsbasis. Das Ziel der Simulationen war es, den Term "GridtoHP", die elektrische Energie vom Netz zum WP-System zu minimieren und "PVtoHP", die elektrische Energie von der PV-Anlage zum WP-System zu maximieren. Der Begriff "ELfromGrid" ist die elektrische Energie aus dem Netz als Input (IN) in das System, "GridtoHH" ist die elektrische Energie aus dem Netz, die für die Haushaltsgeräte verwendet wurde als Output (OUT), im Sinne von, woher die Energie kommt und für was sie verwendet wurde.

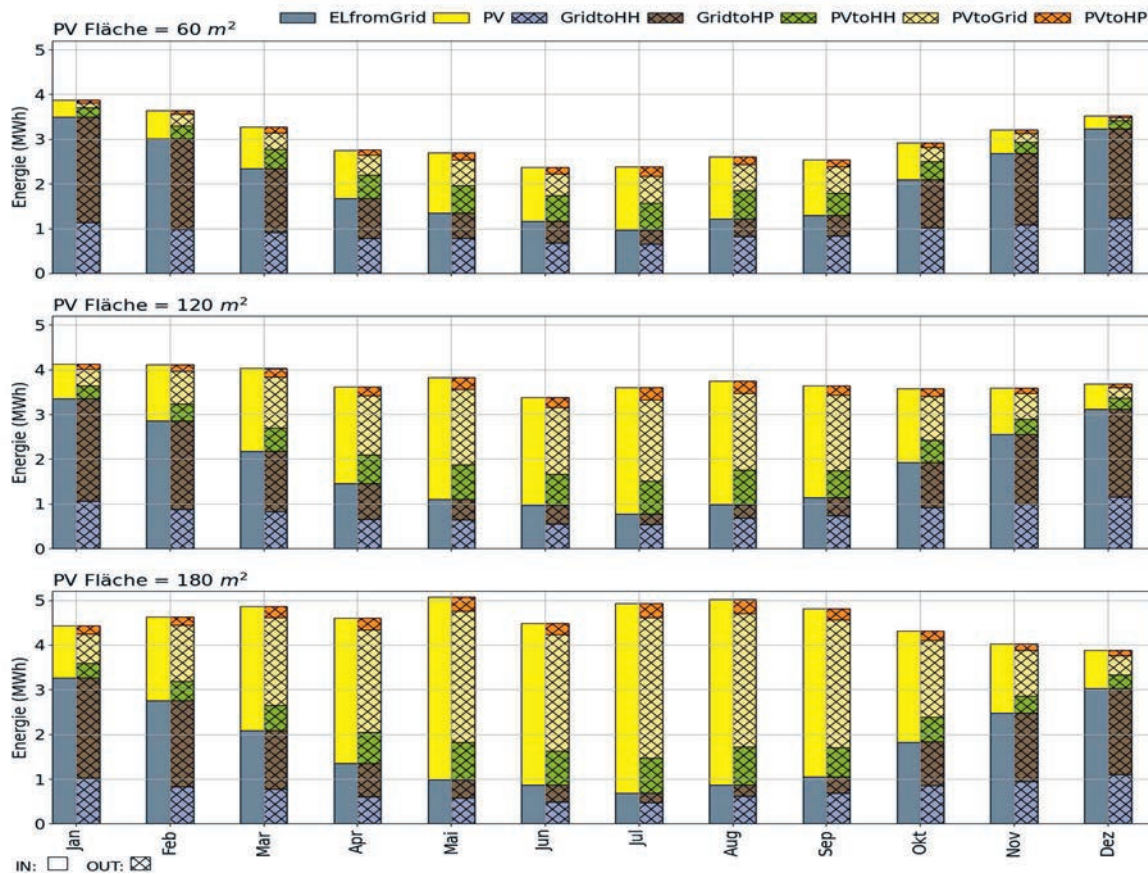


Abbildung 14: Energiebilanz des Gesamtsystems mit Schwarmregelung mit angepasster TWW-Bewirtschaftung und verschiedenen grossen PV-Flächen

Da die Schwarm-Signalstärke eine Funktion der PV-kWp-Dimensionierung im Vergleich zum Gesamtstromverbrauch des Gebäudes ist, wurden drei PV-Flächen mit 60, 120 und 180 m² spezifizierter PV-Module simuliert und mit dem Basisfall der rein bedarfsgesteuerten WPs verglichen.

Abbildung 15 zeigt den Netzbezug und die Netzeinspeisung der Anlagen mit zwei verschiedenen Varianten der Schwarmsteuerung im Vergleich zu denen mit reiner Bedarfssteuerung. Der Vergleich wurde jeweils für verschiedene PV-Anlagengrößen durchgeführt.

Die in der Abbildung links gezeigte Variante der Schwarmregelung beinhaltet eine Anpassung der Heizkurve um ± 1 K sowie einen direkten Eingriff in die Kompressordrehzahl im TWW-Betrieb sowie eine Erhöhung der Solltemperatur bei positivem Schwarmsignal.

Wie erwartet, ist die Reduktion des Netzbezuges (blaue Zahlen in der Grafik) geringer als die Reduktion der Netzeinspeisung (grüne Zahlen). Dies ist auf die Verringerung des Wirkungsgrads bei erzwungenem Betrieb bei höheren Vorlauftemperaturen (vor allem im TWW-Betrieb) zurückzuführen. Das Verhältnis von eingespartem Netzverbrauch zu verllorener Einspeisung liegt zwischen 2,2 (bei 60 m² PV-Fläche / 11,3 MWh PV-Ertrag) und 1,9 (bei 180 m² PV-Fläche / 23,8 MWh PV-Ertrag).

In einer weiteren Simulationsvariante wurde vorausgesetzt, dass der Ladezustand des Speichers bekannt ist. Ein Mindestladezustand von 30 % wurde definiert, um den Komfort jederzeit zu erfüllen. Diese Änderung führt dazu, dass die Nachladung des Speichers nicht mehr automatisch durch grössere TWW-Bezüge getriggert wird. So entsteht die Möglichkeit, bei einer positiven Energiebilanz (positives Schwarmsignal) die Beladung der Speicher vorzeitig auszulösen. Dadurch entstehen insgesamt tiefere Vorlauftemperaturen der WP, insbesondere durch den Verzicht auf ein Überladen der Speicher. Im Fall der 60 m² PV-Anlage wird ein Verhältnis von eingespartem Netzverbrauch zu verllorener Einspeisung von 0.8 erreicht. Der Netzbezug wird also stärker reduziert als die Einspeisung – eine Folge der verbesserten Arbeitszahl der WP. Im Fall der 180 m² PV-Anlage beträgt das Verhältnis noch immer 1.1. Der eingesparte Netzbezug liegt zwischen 1745 kWh und 2277 kWh, also zwischen 7 % und 11 % der rein bedarfsorientiert geregelten Systeme mit jeweils identischer PV-Anlage.

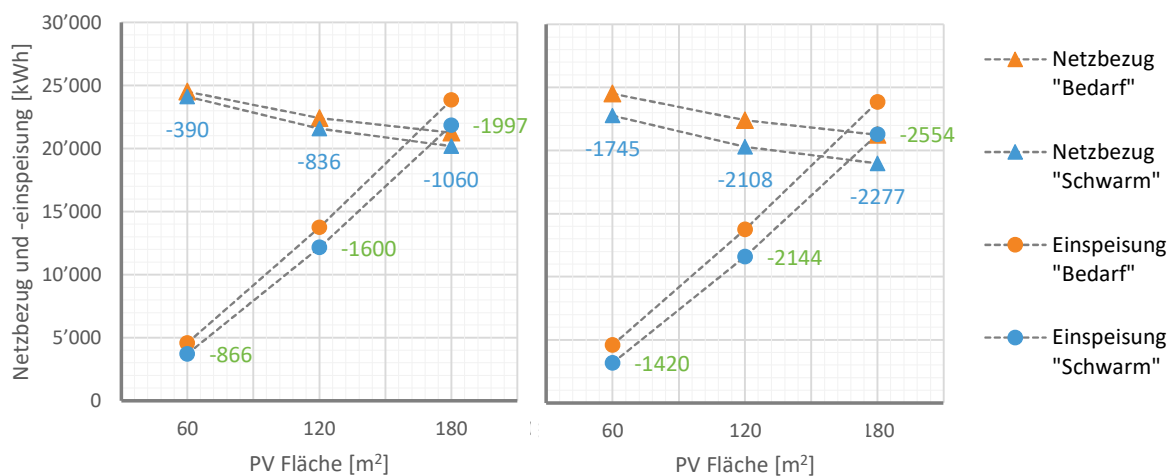


Abbildung 15: Netzbezug und -einspeisung bei bedarfsorientierter Regelung und Schwarmregelung im Vergleich. Links: Schwarmregelung Basisvariante. Rechts: Schwarmregelung mit angepasstem TWW-Betrieb

Zusammenfassung und Schlussfolgerung

Der Vergleich zwischen einem zentralen und mehreren dezentralen Wärmepumpensystemen zeigt deutlich große Vorteile der dezentralen Lösungen, auch bei einem rein bedarfsgesteuerten Betrieb ohne Berücksichtigung von PV-Strom oder einer Schwarmregelung.

Die Einsparung im Basisfall mit einer Raumsolltemperatur von 21 °C beträgt 28 % an elektrischer Energie. Die Variation der Raumsolltemperaturen zeigt, dass die Einsparungen auf bis zu 31 % steigen können, wenn nur eine der Wohnungen eine hohe Raumtemperatur fordert. Der größte Anteil der Energieeinsparung ist jedoch auf den Wegfall der Warmwasserzirkulation zurückzuführen.

Die Messungen haben gezeigt, dass eine individuelle Anpassung der Steuerung der einzelnen Schwarmteilnehmer auf ein Schwarmsignal hin technisch machbar ist und bereits in der ausgewählten und getesteten Woche zu einer Reduzierung des Netzverbrauchs führt.

Die abschließenden Simulationen des Gesamtsystems zeigen, dass - zusätzlich zu den Einsparungen durch den Einsatz dezentraler Systeme - eine zusätzliche Reduzierung des Netzverbrauchs von bis zu 5 % durch die Erhöhung des Eigenverbrauchs um 11 % bis 17 % erreicht werden kann.

Danksagung

Die Autoren danken dem Bundesamt für Energie für die Unterstützung des Projekts "HpCosy - Heat Pump Comfort System" unter der Vertragsnummer SI/502088-01 und dem Industriepartnern CTA AG und EWJR AG.

Quellen

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

Carsten Wemhöner, Christoph Meier
Institut für Energietechnik, OST – Ostschweizer Fachhochschule, Campus Rapperswil

BFE F&E-Projekt **SI/502144** (in Bearbeitung 2020 – 2023)

HP source – Integrationsmöglichkeiten von Wärmequellen

Zusammenfassung

Beim Ersatz fossiler Kessel durch Wärmepumpen können Einschränkungen auf der Wärmequellenseite eine grosse Herausforderung darstellen. Im Projekt "HP source" werden Massnahmen untersucht, wie durch Integration mehrerer Wärmequellen Einschränkungen einzelner Wärmequellen für Heizleistungen über 50 kW überwunden werden können, z.B. für Luft-Wärmequellen durch Lärm- oder für Erdwärmesonden aufgrund von Platz-/Bohrtiefenbeschränkungen. Mit Gebäude- und Anlagensimulation wurde ausgewertet, dass die Grösse des Erdsondenfeldes deutlich reduziert werden kann, wenn nur die Winterspitzenlast abgedeckt wird und die zwei Quellen auf jeweils 50% der Kälteleistung bei Heizlast ausgelegt werden. Dadurch können sowohl die Lärm- als auch die Platz- und Tiefenbeschränkungen umgangen werden. Über Regeneration kann ebenfalls eine geringere Erdsondenfeldgrösse und ein geringerer Sondenabstand erreicht werden. Zusammenfassend kann eine Anwendung mit zwei oder mehr Wärmequellen nicht nur einen monovalenten Wärmepumpenbetrieb ermöglichen, sondern auch die Kosten senken und die Effizienz steigern, was an in einem P&D-Projekt an einer realen Anlage mit einem Monitoring über drei Heizperioden verifiziert wird.

Abstract

For the replacement of fossil boilers by heat pumps, restrictions on the heat source side can be a major challenge. In the "HP source" project, measures are being investigated to overcome limitations of individual heat sources, , e.g. for air heat sources due to noise or for borehole heat exchangers due to drilling space or depth restrictions, by integration of multiple heat sources for heating capacities above 50 kW. By building and system simulation, it was evaluated that the size of the borehole heat exchanger field can be significantly reduced, if only the winter peak load is covered and both sources are designed to half of the source capacity at design heat load. This can avoid both the noise limitations of the air-source and the space/depths limitations of the borehole field. Regeneration can also allow for a smaller borehole heat exchanger field design and a smaller probe spacing. In summary, an application with two or more heat sources can not only enable a monovalent HP operation, but also reduce the cost and increase the efficiency, which will be verified in a P&D project of a real system with monitoring over three heating periods.

Hintergrund

Szenarien in vielen Ländern gehen davon aus, dass Wärmepumpen (WP) in Zukunft das vorherrschende Heizsystem sein werden. Im "Net Zero by 2050"-Bericht der IEA von 2021 [1] wird beispielsweise davon ausgegangen, dass Wärmepumpen bis 2045 50% des weltweiten Wärmebedarfs decken werden. Während Wärmepumpen in der Schweiz in neu gebauten, kleineren Wohngebäuden bereits einen hohen Marktanteil haben, ist ihr Einsatz in grösseren Wohngebäuden und Nicht-Wohngebäuden mit höheren Wärmelasten über 50 kW, insbesondere in bestehenden Gebäuden, noch begrenzt. Eine der Grenzen für eine stärkere Verbreitung von Wärmepumpen für den Einsatz im höheren Leistungsbereich sind geeignete Wärmequellen, insbesondere für den Ersatz von Wärmeerzeugern in bestehenden Gebäuden, wo die Begrenzung der Wärmequellen ein grosses Hindernis darstellen kann. In dicht bebauten Stadtquartieren sind die Grenzen von Luftwärmepumpen vor allem durch die Lärmemissionen gegeben, wenn viele Wärmepumpen auf kleiner Fläche und in einem Wohnquartier mit Lärmschutzanforderungen eingesetzt werden. Andererseits kann auch eine Erdwärmequelle durch Platzbeschränkungen für Erdsondenbohrungen, Tiefenbeschränkung der Bohrung in Abhängigkeit des Erdreichs und Beschränkungen durch die Zugänglichkeit des Bohrbereichs für die Bohrmaschinen begrenzt sein. Darüber hinaus kann auch die Bohrdichte eine Einschränkung darstellen, da bei vielen Bohrungen nebeneinander die Erdreichtemperatur mit der Zeit abnimmt. Eine Möglichkeit, die Beschränkungen einzelner Wärmequellen zu überwinden, besteht in der Kombination verschiedener Wärmequellen, insbesondere, wenn Synergien zwischen den Wärmequellen genutzt werden können.

Im Projekt "HP-source" werden daher Kombinationen von Wärmequellen mit dem Ziel untersucht, quellenseitige Beschränkungen zu überwinden und eine monovalente Nutzung von Wärmepumpen trotz Einschränkungen einzelner Quellen zu ermöglichen. Auf diese Weise können die Marktanteile auf grössere Leistungen und für den Wärmeerzeugersersatz erweitert werden. Im Projekt soll weiterhin ausgewertet werden, inwieweit Synergien zwischen den Wärmequellen für eine bessere Systemeffizienz und/oder wirtschaftliche Vorteile im Vergleich zur Nutzung nur einer einzelnen Quelle erschlossen werden können, z.B. durch die Nutzung der Wärmequelle mit dem besseren Temperaturniveau oder durch Ausnutzung von Auslegungsvorteilen. Ziel des Projektes ist daher die Ableitung von Empfehlungen für den Einsatz von Mehrquellen-Systemen für Anwendungen im höheren Leistungsbereich.

Methodik

Eine Literatur- und Marktrecherche lieferte das Ergebnis, dass bisher kaum kommerzielle Systemlösungen für mehrere Wärmequellen von den einschlägigen Herstellern auf dem Markt angeboten werden. Es gibt zwar verschiedene Beispiele für die Aufteilung der Gesamtheizleistung auf verschiedene Wärmepumpen, aber hauptsächlich mit derselben Wärmequelle, was Probleme im Falle einer Quelleneinschränkung nicht löst. Dies kann mehrere Gründe haben:

- Ein monovalenter Wärmeerzeugersersatz setzt sich schrittweise durch - derzeit wird noch eine Spitzenlastabdeckung durch fossile Brennstoffe akzeptiert, was die Begrenzung der Wärmequelle durch eine Verkleinerung der WP-Leistung entschärfen kann [3].
- Mehrquellen-Systeme sind mit einer höheren Komplexität und höheren Kosten verbunden und gelten daher als fehleranfälliger und riskanter für Investoren, Planer und Installateure.
- Es gibt nur wenige Referenzsysteme mit Mehrquellen-Anwendung.

In der Forschung gibt es mehrere Projekte, die sich jedoch hauptsächlich mit solarunterstützten Wärmepumpen befassen, bei denen Solarenergie

- als Regenerationsquelle für das Erdreich, z. B. [3],
- oder als Wärmequelle mit einem Quellspeicher, etwa als Eisspeicher, z.B. [4],
- oder auch als Wärmequelle und/oder im direkten Betrieb, z. B. zur Warmwasserbereitung im Sommer.

eingesetzt wird. Da jedoch der solare Ertrag im Winter nicht garantiert werden kann, ist entweder ein entsprechend grosser Quellspeicher erforderlich oder die primäre Wärmequelle muss für die gesamte Kälteleistung bei Norm-Heizlast des Gebäudes ausgelegt sein.

Natale et al. [5] untersuchen eine Zweiquellen-Konfiguration aus Erdreich- und Luft-Wärmequelle hinsichtlich zweier Regelstrategien. Es wird jedoch nur die Umschaltung zwischen den Quellen und kein Parallelbetrieb der beiden Quellen betrachtet. Es wurde festgestellt, dass auch mit kleineren Erdsonden eine ähnliche Leistung erreicht werden kann, was eine Nachrüstung von unterdimensionierten Erdwärmesonden ermöglicht. Reum et al. [6] untersuchen Regelstrategien für einen Luftquelle- und Erdsonden, die auch einen Parallelbetrieb unterhalb einer Bivalenztemperatur in Bezug auf die Quellenumschaltung berücksichtigen. Die WP-Modellierung basiert auf einem Black-Box-Modell, das durch Prüfstandsmessungen abgeleitet wurde. Es werden jedoch keine Implikationen für die Auslegung der Quellen gegeben. Eine systematische Bewertung der Potenziale, die durch unterschiedliche Wärmequellenintegration erschlossen werden können, fehlt jedoch.

Daher wurde zu Beginn dieses Projekts eine Charakterisierung verschiedener Wärmequellen und Kombinationsmöglichkeiten vorgenommen. Basierend auf dieser Charakterisierung von Wärmequellen werden Strategien für die Integration von zwei oder mehreren Wärmequellen betrachtet. Hier wird auf zwei Strategien mit einer hohen Praxisrelevanz eingegangen:

- (a) Spitzenlastabdeckung durch eine zusätzliche Wärmequelle
- (b) Regeneration der primären Wärmequelle durch zusätzliche Quelle(n)

Als Wärmequellen wurden die in der Schweiz am häufigsten eingesetzten Wärmequellen Luft und Erdreich betrachtet. Die Varianten für die beiden Strategien wurden durch dynamische Gebäude- und Anlagensimulationen untersucht. Die Gebäude- und Anlagentechnik wurde in Matlab-Simulink unter Verwendung des Carnot-Blocksets [7] modelliert. Ziel der Simulationen ist die Untersuchung der Systemkonfiguration im Hinblick auf Integration, Auslegung und Regelung. Der Schwerpunkt der Untersuchung liegt dabei auf der Ermöglichung einer monovalenten Nutzung der WP als alleiniger Wärmeerzeuger ohne Spitzenlastabdeckung durch fossile Energie, aber mit mehreren Wärmequellen, um einen effizienten und möglichst CO₂-freien Betrieb zu ermöglichen. Der Anwendungsbereich ist auf den höheren Leistungsbereich > 50 kW installierte Leistung der WP festgelegt, da für diesen Leistungsbereich die Einschränkungen auf Quellenseite zunehmen, insbesondere für dicht bebaute Gebiete in Städten und hinsichtlich des Wärmeerzeugersatzes in bestehenden Gebäuden.

Die Untersuchungen werden anhand von Simulationen von generischen Wohngebäuden im Ausbaustandard "Neubau" und "Bestand" mit einer Heizlast von 60 kW (Basisvariante) bis 240 kW (Obergrenze der Heizlastvariation) durchgeführt.

Als Randbedingung für die Auslegung von Erdwärmesonden/Erdsondenfeldern wurde für alle berechneten Varianten stets das Auslegungskriterium nach SIA 384/6 [8] zugrunde gelegt, die die Anforderung stellt, dass die mittlere Fluidtemperatur nach 50 Betriebsjahren -1.5 °C nicht

unterschreiten darf, z.B. mit den Temperaturen -3 °C am Eintritt und 0 °C am Austritt der Erdwärmesonde. Tabelle 1 gibt einen Überblick der wichtigsten Gebäude- und Anlagenparameter und der durchgeführten Parametervariationen.

Parameter	Neubau	Bestand	Variation/ Bemerkung
Heizwärmebedarf	45 kWh/(m ² a)	160 kWh/(m ² a)	Keine Variation
Heiz-/Warmwasser-Anteil	33% H, 66% WW	80% H, 20% WW	Keine Variation
Heizlast	60 kW	60 kW	Variiert bis 240 kW
Anzahl Wohnungen	36	12	bei 60 kW
Vorlauf Heizung	35 °C	55 °C	FBH/Radiator
WW-Temperatur	55 °C		Kein Heizstab, nur WP
Wetterdaten	Zürich SMA		Zürich SMA kalt
Leitfähigkeit Erdreich	2.4 W/(mK)		Wert Mittelland
Leitfähigkeit Hinterfüllung	2.0 W/(mK)		0.85 W/(mK)

Tabelle 1: Gebäude- und Anlagen-Parameter für die Simulationsstudien im Neu- und Altbau

Legende: H – Heizung, WW – Warmwasser, FBH – Fussbodenheizung

Dabei können Auswirkungen der Grössenskalierung (z.B. Sondenabstände) sowie im Lastprofil (höherer Warmwasseranteil in Neubauten) untersucht werden. Die verschiedenen Strategien können unter gleichen Randbedingungen (z.B. begrenzte Bohrlochtiefe) nach energetischen und wirtschaftlichen Kriterien verglichen werden. Als Bewertungsgrössen für die Effizienz wird die Jahresarbeitszahl (JAZ) der WP und für die Wirtschaftlichkeit die annualisierten Lebenszykluskosten ausgewertet.

Die Lasten wurden entsprechend der Standardnutzung nach SIA 2024 [9] für Mehrfamilienhäuser verwendet. Als Wetterdaten wurde das mittlere Jahr des Standorts Zürich Meteoschweiz nach SIA 2028 [10] verwendet. Um die Robustheit der Auslegung zu testen, wurden auch Variationen mit einem kalten Jahr nach SIA 2028 durchgeführt, sowohl für den gleichen Wetterdatensatz des kalten Jahres über 50 Jahre als auch als periodische Variation von vier normalen Jahren gefolgt von einem kalten Jahr. Die Wärmepumpe wird als Kennfeldmodell auf Grundlage von Herstellerangaben für Luft/Wasser- und Sole/Wasser-Wärmepumpen integriert. Das Erdsondenmodell entspricht einem in Auslegungsprogrammen üblichen Ansatz mit einem Finite-Differenzen-Modell der Erdsonde und des Sondennahbereichs und einer Sprungantwortfunktion, der so genannten "g-Funktion" nach Eskilson [11] für das angrenzende fernere Erdreich. Das Modell wurde durch einen programmübergreifenden Vergleich mit dem in der Schweiz gebräuchlichen Auslegungswerkzeug EWS [12] validiert und auch mit den Monitoringdaten eines Systems in Feldmeilen [3] verglichen, die eine gute Übereinstimmung lieferten. Die Validierung mit Messdaten deckt jedoch nicht die hier untersuchte Strategie einer Spitzenlastdeckung ab, was eine Zielsetzung des unten beschriebenen P&D-Projekts mit einem Wärmeerzeugersersatz in zwei Mehrfamilienhäusern ist.

Ergebnisse

Im Folgenden wird zunächst auf die Ergebnisse der einzelnen Strategien eingegangen. Auch eine Kombination der Strategien ist denkbar, was besonders bei hohen Leistungen im Bereich der Obergrenze für die Simulationen von 240 kW und mehr günstig sein kann. Dafür muss das Erdsondenfeld für die Spitzenlastdeckung eine Grösse erreichen, bei der eine Regeneration günstig ist. Die Kombination der Strategien kann die jeweiligen Vorteile der im Folgenden vorgestellten Einzelstrategien weiter verbessern, wie im Anschluss gezeigt ist.

Strategie (a) – Spitzenlastabdeckung mit Erdwärmesonde

Für die Integrationsvariante (a) Spitzenlastabdeckung mit Erdwärmesonden bieten sich Vorteile in Kombination mit Leistungsbegrenzungen der primären Wärmequelle, wie sie bei der Wärmequelle Aussenluft aufgrund von Lärmemissionen bestehen können. Bei einer alleinigen Erdwärmesonde durch Erdwärmesonden können dagegen räumliche Beschränkungen für die Installation einer ausreichenden Anzahl von Sonden bestehen. Die Spitzenleistungen werden jedoch oft nur für einen relativ kurzen Zeitraum benötigt, da die WP in der Schweiz monovalent auf die Norm-Aussentemperatur ausgelegt sind. Abbildung 1 zeigt die relative Sondenlänge im Vergleich zu einer 100%igen Erdwärmesonden-Wärmequelle für die durchgeführten Parametervariationen in Bezug auf neue und bestehende Gebäude, unterschiedliche Sondenanordnungen als Linien- und kompaktes Rechteckfeld, unterschiedliche Leistungen von 60 kW und 240 kW, normales und kaltes Wetter und unterschiedliche Wärmeleitfähigkeiten der Hinterfüllung von 2.0 W/(mK) und 0.85 W/(mK).

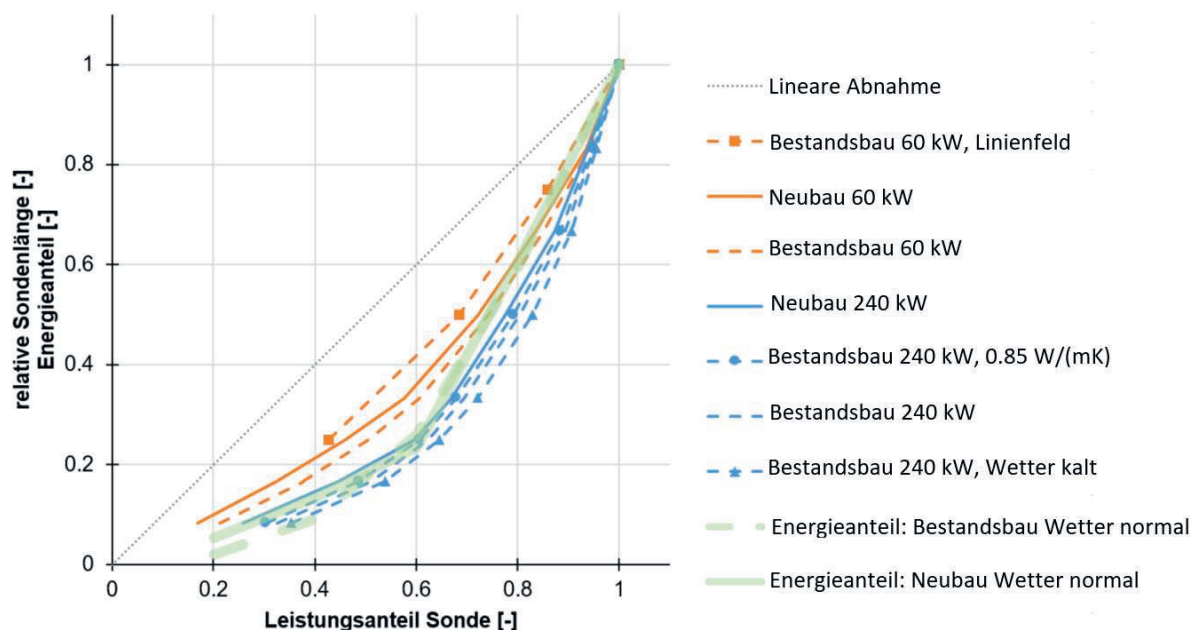


Abbildung 1: Parametervariationen der Strategie "Spitzenlastdeckung" über Erdwärmesonde

Die Grundeinstellung ist eine kompakte Feldanordnung als Rechteck. Für das 60-kW-Gebäude wurde auch eine Linienkonfiguration ausgewertet, die in der Abbildung der 45°-Linie am nächsten liegt und damit die geringsten Einsparpotenziale im Vergleich zu einer 100%igen Erdwärmesonde aufweist. Tatsächlich zeigen die meisten Ergebnisse ein robustes Verhalten bezüglich der durchgeführten Variationen, was die Auslegung für verschiedene Randbedingungen vereinfacht. Der grösste Unterschied liegt in der Sondenanordnung zwischen Linienanordnung und kompakterem Rechteckfeld.

Das kompakte Feld zeigt ein stärker degressiveres Verhalten, da die natürliche Regeneration durch den Feldeffekt, d.h. die Abschirmung der inneren Sonden in der Mitte vom umgebenden ungestörten Erdreich, stärker eingeschränkt wird und sich daher eine geringere Entladung des Feldes durch den Betrieb zur Spitzenlastabdeckung noch stärker auswirkt.

Als Schlussfolgerung aus den in Abbildung 1 dargestellten Ergebnissen wird bei der Kombination von Luft als Primärquelle und dem Erdreich für den Spitzenlastbetrieb deutlich weniger Energie aus dem Erdreich entnommen als bei einer reinen Erdreichquelle, z.B. ca. 20% der Gesamtenergie bei einer Auslegung auf 50% der Gesamtleistung. Dies entspricht einer wesentlich kürzeren Sondenlänge von nur 20% einer reinen Erdsondenquelle, wodurch Platzbeschränkungen überwunden werden können. Die Simulationsergebnisse bestätigen zudem, dass die Spitzenlastabdeckung mit Erdwärmesonden neben der Entschärfung von Leistungseinschränkungen auch Effizienz- und Wirtschaftlichkeitsvorteile wie geringere Gesamtinvestitionskosten bietet und zusätzliche Vorteile von Erdwärmesonden als Wärmesenke für die Sommerkühlung erschliessen kann.

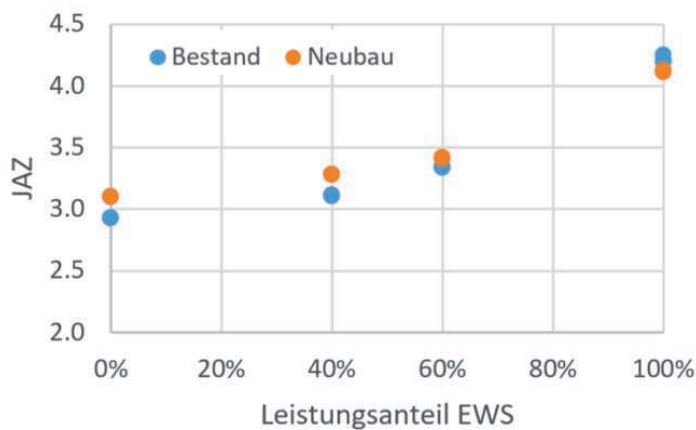


Abbildung 2: Jahresarbeitszahl Spitzenlastdeckung abhängig vom Erdreichquellenanteil

Abbildung 2 zeigt die JAZ als Funktion des Spitzenlastanteils der Erdwärmesonde bei Spitzenlastdeckung. Im Vergleich zu einer reinen Aussenluftquelle (0%) steigt die JAZ mit zunehmendem Spitzenlastanteil der Erdsonde ebenfalls an. Der Unterschied zwischen dem neuen und dem bestehenden Gebäude ist relativ gering, da die niedrigere Raumheizungsvorlaufstemperatur durch den höheren Warmwasseranteil kompensiert wird.

Die JAZ wird über den gesamten Betriebszeitraum von 50 Jahren gemittelt, da die Systemvarianten mit höherem Erdreichanteil eine Abkühlung des Erdreichs und damit niedrigere Quellentemperaturen über den Auslegungszeitraum von 50 Jahren aufweisen.

Abbildung 3 zeigt eine Abschätzung der Kostenstruktur für den Fall des Bestandsgebäudes in Abhängigkeit des Spitzenlastanteils der Erdwärmesonde und im Vergleich zu einer bivalenten Lösung mit einer fossilen Nachheizung über Gasbrennwertkessel als annualisierte Lebenszykluskosten (Gas- und Stromtarife von Juni 2022, siehe auch Tabelle 2 im Anhang, in der auch die weiteren Randbedingungen für die wirtschaftliche Bewertung aufgeführt sind).

Die Kosten der monovalenten Lösung nur mit WP können zu geringeren spezifischen Kosten führen als die Spitzenabdeckung durch Erdgas, was allerdings stark von den Marktpreisen abhängig ist. Bei den WP-Lösungen ergeben sich wirtschaftliche Vorteile der Einzelquellen Erdsonden oder Luft für den kleineren Leistungsbereich von 60 kW. Die Einzelquellen sind jedoch

bei Einschränkungen möglicherweise nicht zu realisieren. Zudem sind die Mehrkosten für eine Zweiquellen-Lösung um die 50 CHF/kW moderat und ermöglichen einen monovalenten WP-Betrieb ohne Nachheizung. Bei grösseren Leistungen nehmen die Kostenvorteile der einzelnen Quellen ab bzw. weisen sogar höhere Kosten auf, insbesondere bei der Erdsondenquelle.

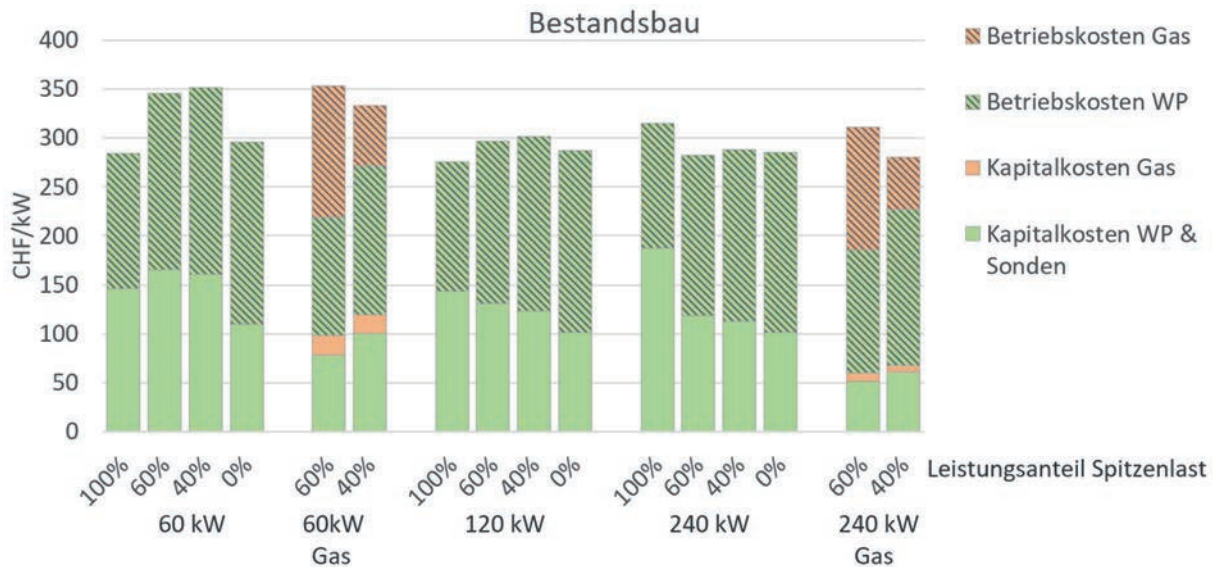


Abbildung 3: Wirtschaftlichkeit der Strategie "Spitzenlastdeckung"

Dies ist auf den in Abbildung 1 dargestellten Effekt zurückzuführen. Aufgrund der deutlich geringeren Grösse der Erdwärmequelle im Vergleich zur 100%igen Erdwärmequelle ergeben sich bei höheren Leistungen grössere Kosteneinsparungen, die die Mehrkosten der zweiten Wärmequelle überkompensieren. Dies kann bis auf die Kosten der 100%igen Luftquelle absinken, da die Luftquelle bei höheren Leistungen ebenfalls steigende Kosten verursacht und aufgrund von Beschränkungen möglicherweise ohnehin nicht möglich ist. Darüber hinaus kann in neuen Gebäuden und im Vergleich zu reiner Luftwärmequelle ein zusätzliches Freecooling-Potenzial durch die zweite Wärmequelle der Erdreieinbindung erschlossen werden. Wenn dies in der Wirtschaftlichkeitsberechnung als Kostenvorteil berücksichtigt wird, verschwinden die Unterschiede zu den Einzelquellen auch für die kleineren Leistungen, was jedoch nicht in Abbildung 3 dargestellt ist.

Strategie (b) – Regeneration

Für die Variante (b) mit Regeneration ist bekannt, dass grosse Erdsondenfelder durch natürliche Wärmezufüsse aus dem Erdreich nur unzureichend regeneriert werden, was eine technische Regeneration erforderlich macht. Darüber hinaus können bei Regeneration die Sonden mit geringerem Abstand zueinander angeordnet werden, ohne dass das Erdreich zu stark auskühlt, und es kann allfällig die Gesamtlänge der Sonden reduziert werden, was die Möglichkeit eröffnet, die Sonden auf geringerer Fläche unterzubringen und damit Platzprobleme zu überwinden. Im Projekt wurde die Regelung der WP mit Aussenluftwärmetauschern als Synergie zum Heizungs-/Trinkwarmwasserbetrieb für verschiedene Gebäudegrössen systematisch untersucht. Bei der Erdreiequelle wurden die Parameter Grösse des Sondenfeldes, die Bohrtiefe, der Sondenabstand und die Anordnung der Sonden im Feld variiert.

Während zur Regeneration von meist grösseren Erdwärmesondenfeldern bereits viele Untersuchungen durchgeführt wurden, lag der Fokus häufig auf einer 100%igen Regeneration oder sogar saisonalen Speicherung durch eine so genannte "aktive" Regeneration, d.h. einer höheren Wärmezufuhr bei der Regeneration als die Wärmeentnahme, so dass die Erdreichtemperaturen sukzessive angehoben werden können [12].

In diesem Projekt wird jedoch für die untersuchten Regenerationsquellen die Bewertung hinsichtlich notwendiger Fläche und möglicher Bohrtiefe als Kompromiss zwischen Kosten und Regenerationsbedarf bzw. Regenerationsgrad durchgeführt, um zu evaluieren, wie und in welchem Umfang Flächen- und Bohrbegrenzungen überwunden werden können.

Die Ergebnisse zeigen, dass sowohl Einschränkungen in der möglichen Feldgrösse/Sondentiefe und des verfügbaren Platzes als auch Kostenvorteile durch eine kürzere Gesamtsondenlänge erreicht werden können. Aus den Ergebnissen wurde eine Darstellung als Konturplot in Abbildung 4 entwickelt, aus der sich der kostenoptimale Regenerationsgrad in Abhängigkeit der Randbedingungen ablesen lässt.

Vor allem im Sanierungsfall kann die Dachfläche für solare Regeneration begrenzt sein oder ungünstige Bedingungen aufgrund von Ausrichtung oder Verschattung aufweisen. Daher kann auch die Regeneration durch einen Luftwärmetauscher eine gute Option sein, vor allem im Falle von Platzmangel im Sanierungsfall.

Abbildung 4 korreliert für die Regeneration mit einem Luftwärmetauscher (LWT) den Regenerationsgrad mit den spezifischen Jahreskosten. Parameter des Konturplots sind die Sondentiefe (farblich gekennzeichnete Konturen) und die verfügbare Fläche pro kW Entzugsleistung als Parameterkurven.

Fallstudie

Heizleistung: 240 kW

Fläche Erdsonden:
3200 m² (13.3 m²/kW)

- Max. 32 Sonden
bei 10 m Abstand

Erdsondentiefenbegrenzung:
ca. 250 m

- Nicht möglich
ohne Regeneration
- Kostenminimum bei
Regeneration 60-80%
- jährliche Anlagenkosten
280 CHF/kW

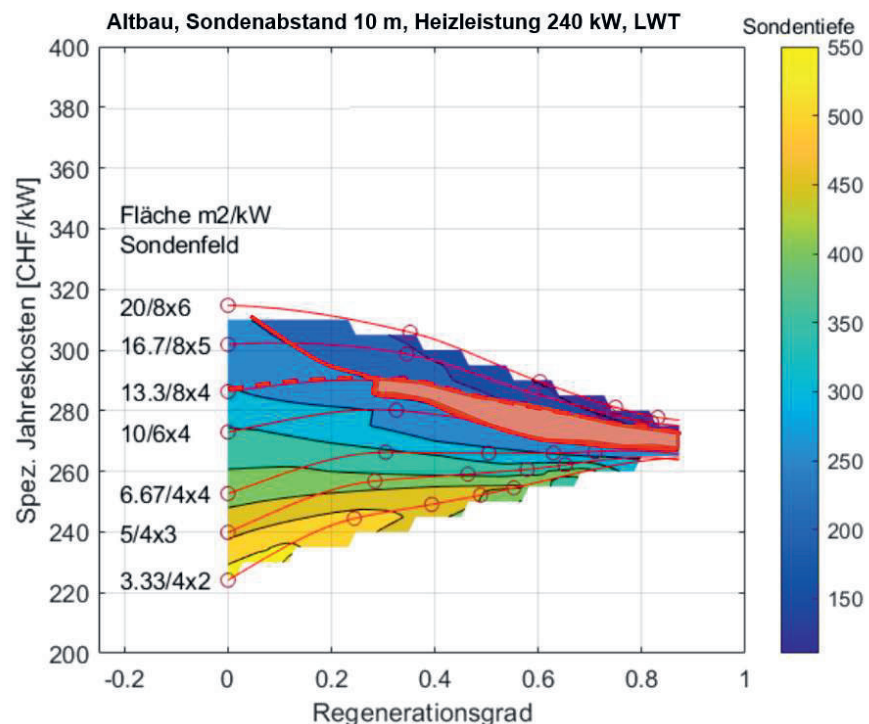


Abbildung 4: Flächen- und Kostenauswertung für die Strategie "Regeneration"

Wird nun z.B. bei einem Leistungsbedarf von 240 kW eine Fläche des Sondenfeldes von 3200 m² zugrunde gelegt (13.3 m²/kW als gestrichelte Linie), können bei einem Sondenabstand von 10 m maximal 32 Sonden gebohrt werden. Betrachtet man zusätzlich eine Bohrtiefenbeschränkung von 250 m (Linie entlang der mittelblauen Kontur), ergibt sich der rote Bereich der möglichen Lösungen im Diagramm.

Da der Bereich erst bei einem Regenerationsgrad von knapp 20% erreicht wird, sind die gegebenen Randbedingungen nur mit Regeneration erreichbar. Der Regenerationsgrad mit den niedrigsten Jahreskosten ergibt sich bei 60-80% Regeneration, also deutlich unter 100%, mit Jahreskosten von 280 CHF/kW (Kosten für Wärmepumpen und Erdsondenfeld inkl. Regeneration).

Es stehen somit auch für die Regenerationsquelle verschiedene Kombinationen zur Verfügung, die eine Anpassung an Einschränkungen in der konkreten Situation ermöglichen. Während die oben genannten Einschränkungen der solaren Regenerationsquellen umgangen werden können, ist auf die Geräuschproblematik und die Positionierung des Luftwärmetauschers ähnlich wie bei der Nutzung als primäre Wärmequelle zu achten. Weitere Kriterien und Potenziale für eine hohe Energieeffizienz des Luftwärmetauschers sind die Ventilatorleistung und optimierte Regelstrategien. Durch die Regeneration kann also das Erdsondenfeld auf kleinerer Fläche umgesetzt werden und damit einer Flächenbeschränkung für die Erdreichquellen begegnet werden. Abbildung 5 zeigt die erreichbare Flächenreduktion bei Sondenabstand von 5 m, 10 m und 20 m für unterschiedliche Regenerationsgrade und eine erforderliche Heizleistung von 120 kW (links) und 240 kW (rechts) bezogen auf eine Sondentiefe von 280 m.

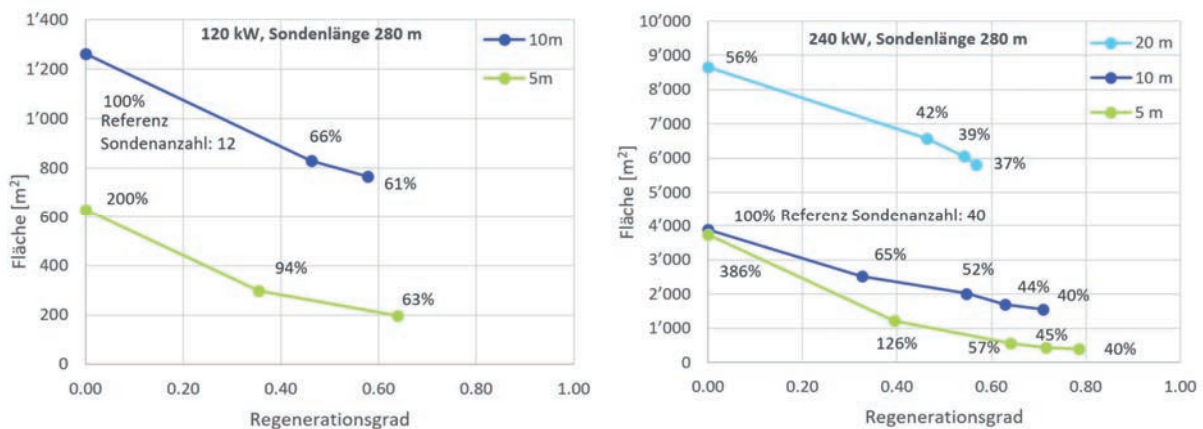


Abbildung 5: Flächenreduktion in Abhängigkeit des Regenerationsgrads und Sondenabstands

Für die alleinige Wärmequelle Erdreich (Erdsondenanteil 100%) in Abbildung 5 links mit einer Heizleistung von 120 kW beträgt die erforderliche Fläche bei einem Sondenabstand von 10 m ca. 1200 m². Die gesamte Sondenlänge für diesen Fall wird als Referenzlänge für die in Abbildung 5 links angegebenen Prozentwerte eingesetzt. Mit einem Regenerationsgrad von rund 45% kann die erforderliche Sondenlänge bei gleichem Sondenabstand von 10 m um 1/3 auf 66% reduziert werden. Für diese Randbedingungen läuft die Regeneration jedoch in eine Sättigung, und eine weitere Erhöhung des Regenerationsgrades auf 60% reduziert die erforderliche Sondenlänge nur noch geringfügig auf 60% der Länge ohne Regeneration. Wird der Sondenabstand hingegen auf 5 m verkleinert, kann die Leistung auf einer Fläche von ca. 650 m² bereitgestellt werden, was aber durch eine Verdoppelung der Sondenlänge erkauft wird. Dadurch liegt ein kompakteres Erdsondenfeld vor, was die Leistung der inneren Sonden durch eine

grössere Abschirmung vom ungestörten Erdreich herabsetzt, ein Effekt von kompakten Erdsondenfeldern, der auch schon in Abbildung 1 bei der Spitzenlastdeckung sichtbar wird. Die Leistungsreduktion in Abbildung 1 führt bei kompakter Sondenanordnung zu einer stärkeren Reduktion der Sondenlänge als bei einer Linienanordnung, wo eine bessere natürliche Regeneration der Sonden durch das umgebende Erdreich erfolgt. Ähnlich wirkt sich auch eine Regeneration im kompakten Feld stärker aus als bei höherem Sondenabstand. So kann mit einem Regenerationsgrad von ca. 35% schon ungefähr eine Halbierung der Sondenlänge erzielt werden, während bei einem Regenerationsgrad von ca. 65% eine ähnliche Sondenlänge erreicht wird wie bei dem grösseren Sondenabstand von 10 m. Allerdings kann die Leistung auf einem Viertel der Fläche bereitgestellt werden. Umgekehrt ist aber der grössere Sondenabstand kostengünstiger, wenn genügend Fläche zur Verfügung steht, da weniger regeneriert und entsprechend weniger in die Regenerationsquelle investiert werden muss.

Dieser Effekt ist noch ausgeprägter bei der höheren Leistung von 240 kW, die in Abbildung 5 rechts dargestellt ist. Bei geringem Sondenabstand von 5 m steigt ohne Regeneration die erforderliche Sondenlänge stark an auf knapp die vierfache Sondenlänge, was dadurch die gleiche Fläche benötigt wie die geringere Sondenlänge bei 10 m Sondenabstand. Die Regeneration wirkt sich aber deutlich stärker aus, was bei Regenerationsgraden von 60 – 80% eine ähnliche Reduktion der Sondenlänge zulässt wie beim Sondenabstand von 10 m, aber die Leistung auf reduzierter Fläche bereitgestellt werden kann. Dafür muss aber mehr regeneriert werden, so dass die Flächenreduktion mit höheren Kosten einhergeht. Dies wird besonders deutlich bei 20 m Sondenabstand. Hier kann bereits ohne Regeneration die Sondenlänge deutlich reduziert werden, was allerdings eine grosse Fläche erfordert. Wenn diese Fläche also zur Verfügung steht, ist ein möglichst grosser Sondenabstand am kosteneffizientesten. Flächenbegrenzungen können mit Verminderung des Sondenabstandes und höherer Regeneration entschärft werden, was aber höhere Kosten für allfällig höhere Sondenlängen und/oder höhere Regenerationsgrade impliziert. Allfällige höhere Kosten für die horizontalen Verbindungsleitungen sind in dieser Betrachtung nicht berücksichtigt.

Demonstrationsprojekt Wärmepumpen mit zwei Wärmequellen für Heizkesslersatz

Im Verlauf des Projekts wurden bereits mehrere reale Fälle mit den untersuchten Einschränkungen gefunden. Ein Objekt wird im Rahmen eines P&D-Projekts mit Amstein+Walthert, Zürich, sowie dem Wärmepumpenhersteller Bion Bauhaus und dem Bauherrn, der Wohnbau-genossenschaft Lägern Wohnen genauer untersucht. Das Projekt beinhaltet einen Wärmeerzeugersatz eines alten Ölkessels, der zwei bestehende Mehrfamilienhäuser aus dem Jahr 1972 mit je 28 Wohnungen und einer beheizten Fläche von insgesamt 4180 m² versorgt. Die Gebäude wurden nur in den 1990er Jahren leicht saniert und befinden sich grösstenteils in ihrem ursprünglichen Zustand. Die Gesamtheizleistung von 200 kW wird über den gemeinsamen Ölkessel und eine Verteilungsleitung zwischen den beiden Gebäuden bereitgestellt. Der durchschnittliche jährliche Wärmeverbrauch über die letzten 14 Jahre wurde zu 600 MWh/a ermittelt.

Das ursprüngliche Konzept sah vor, den Kessel durch eine WP-Anlage mit Erdsondenquelle zu ersetzen, die sowohl die Energiebilanz erheblich verbessert als auch die CO₂-Emissionen deutlich reduziert. Aufgrund der steilen Umgebung ist der Platz für die Bohrungen jedoch auf den Parkplatz zwischen den beiden Gebäuden beschränkt. Das Konzept wurde mit Erdsonden in einer Tiefe von 295 m und einem zusätzlichen Luftwärmetauscher zur Regeneration der Erdsonden detailliert. Als Regenerationsquelle wurde ein Luftwärmetauscher gewählt, da die Sanierung der Dächer der beiden Gebäude in den nächsten Jahren geplant ist, so dass die Dachfläche für eine solare Regeneration nicht zur Verfügung stand.

Abbildung 6 zeigt links eine Luftaufnahme, auf der gut die begrenzte Parkplatzfläche sichtbar wird, und die beiden bestehenden Mehrfamilienhäuser.



Abbildung 6: Luftaufnahme und Gebäudeansichten der Mehrfamilienhäuser im P&D Projekt

Bei den ersten Bohrungen wurde jedoch Arteser in 130 m Tiefe getroffen, so dass der Kanton eine zusätzliche Begrenzung der Bohrtiefe auf maximal 120 m festgelegt hat. Mit dieser neuen Begrenzung reicht das Konzept mit reiner Erdsondenquelle auch mit Regeneration auf dem beschränkten Platz nicht mehr aus, um die gesamte Quellenleistung für einen Wärmepumpenbetrieb bereitzustellen. Als Ausweg wird nun ein Zweiquellen-system aus Erdreich und einem erweiterten Luftwärmetauscher verfolgt.

Da diese Randbedingungen genau den untersuchten Einschränkungen entsprechen, sind die Gebäude ein ideales Beispiel, um weitere Erfahrungen mit einer Zweiquellen-Kombination aus Erdwärmesonden und Aussenluft-Wärmequelle zu sammeln. Das Demonstrationsprojekt ist im Januar 2023 gestartet worden und liefert bei vorgesehener Inbetriebnahme ab Herbst 2023 Monitoringdaten des Systems, die u.a. dazu dienen, die Simulationsergebnisse des Spitzenlastbetriebs zu verifizieren, die reale Leistung und die Kosten des Zweiquellen-systems zu bewerten und Planungs- und Auslegungsempfehlungen anhand eines real überwachten Gebäudes abzuleiten. Da aufgrund der begrenzten Bohrtiefe ein grössere Anzahl Erdsonden zum Einsatz kommen, ist dies auch ein ideales Objekt, um die Kombinationen der beiden Strategien "Spitzenlastdeckung" und "Regeneration" zu untersuchen. Da durch die Spitzenlastdeckung normalerweise die Sondenanzahl stark reduziert wird, lohnt sich eine Regeneration weniger als bei kompakten Feldern, wie auch in Abbildung 5 gezeigt ist. Hier sind jedoch 14 Sonden geplant, so dass trotz dem Spitzenlastkonzept Potenzial für eine Regeneration besteht. Daher wurden auch Simulationsuntersuchungen zur Kombination der Strategien durchgeführt.

Abbildung 7 zeigt Simulationsergebnisse, die von dem P&D Projekt noch abstrahiert sind und grössere Felder mit einer Bohrtiefe von 160 m und einer Heizleistung von 240 kW untersuchen.

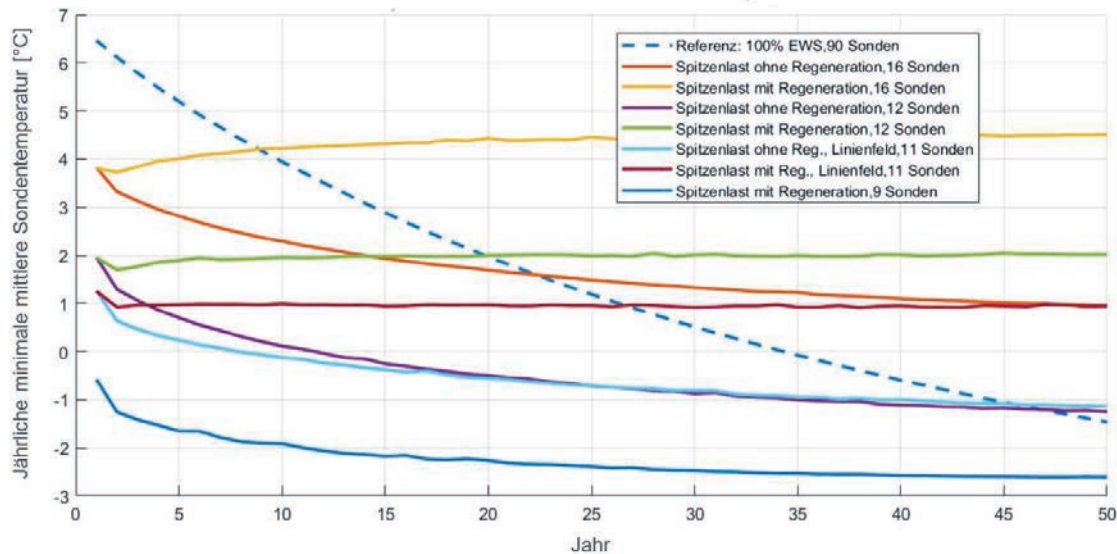


Abbildung 7: Bewertung der Kombination aus Spitzenlastdeckung und Regeneration

Im Auslegungsfall der alleinigen Quelle Erdreich ergibt sich eine Sondenanzahl von 90 Erdsonden. Wird das Erdreich nur zur Spitzenlastdeckung mit einer Auslegungsleistung von 50% eingesetzt, lässt sich bei dem Leistungsanteil über die Luftwärmequelle von 50% eine Reduktion der Sondenanzahl auf knapp 20% erzielen, wie schon in Abbildung 1 gezeigt ist, die hier sogar die Auslegungsbedingungen der SIA 384/6 der Temperatur nach 50 Jahren von 1 °C noch überschreiten, so dass noch etwas Reserve besteht. Der Energieanteil über die Sonden entspricht in diesem Fall 12%. Werden die 16 Sonden zusätzlich mit der vorhandenen Luftquelle regeneriert, steigt die Temperatur nach 50 Jahren auf 4,5 °C an, was nahelegt, dass die Sondenanzahl noch reduziert werden kann.

Wird die Sondenanzahl auf 12 Sonden reduziert, lässt sich das Erdreich immer noch aufwärmen, aber nur noch um ca. 0,5 K auf ca. 2,5 °C. Eine weitere Reduktion auf 9 Sonden unterschreitet jedoch die SIA-Auslegungsanforderungen.

Weiterhin ist noch der Temperaturverlauf von 11 Erdsonden in Linienanordnung dargestellt, der auch ohne Regeneration die Auslegungsbedingungen nach SIA 384/6 noch einhalten kann. Durch die bessere natürliche Regeneration bei Linienanordnung ergibt sich eine sehr ähnlicher Temperaturverlauf wie bei dem kompakten Feld mit 12 Sonden, ein Effekt, der auch schon in Abbildung 1 sichtbar wird, da sich die Sondenlänge im kompakten Feld stärker reduzieren lässt. Auch wirkt sich eine Regeneration der Linienanordnung nicht so stark aus wie beim kompakteren Feld, so dass die Temperatur des Erdreichs mit Regeneration über die 50 Jahre ungefähr konstant bleibt. Generell hängt die Regeneration mit Luftwärmetauscher jedoch auch mit der Bohrtiefe und den Temperaturniveaus im Erdreich zusammen, so dass die Regeneration bei tieferen Sonden allfällig weniger effektiv ist.

Zusammenfassend verdeutlicht die Abbildung 7, dass sich bei grösseren Feldern durchaus Synergien der Kombination der beiden Strategien "Spitzenlastdeckung" und "Regeneration" ergeben, was eine weitere Reduktion der Sondenlänge zulässt.

Schlussfolgerung und Ausblick

Im Rahmen des BFE-Projekts "HP source" werden Systemlösungen mit der WP als einzigem Wärmeerzeuger und mehreren Wärmequellen untersucht, insbesondere für Bestandsgebäude und den Wärmeerzeugerersatz, wo Einschränkungen auf der Quellenseite ein Haupthindernis sein können. Die vorgestellten Ergebnisse bestätigen die Hypothese, dass Synergien zwischen den Quellen sowohl die Effizienz erhöhen als auch wirtschaftliche Vorteile erschliessen können, so dass die Einschränkungen der einzelnen Quellen überwunden werden können und einen monovalenten Wärmepumpenbetrieb ohne Zusatzheizung ermöglichen. Die vielversprechenden Ergebnisse sowohl in Bezug auf die Effizienz als auch auf die wirtschaftliche Bewertung können die Frage nach einer kosten- und effizienzoptimierten Kombination von Wärmequellen aufwerfen. Synergien für die einzelnen Wärmequellen in der Kombination können zu attraktiveren Mehrquellensystemen führen als Einzelquellen, selbst in Situationen ohne Einschränkungen auf Quellenseite. Allerdings müssten auch die Kostenannahmen durch praktische Anwendungen abgesichert werden. Darüber hinaus wären frühzeitige Anpassungen und Hersteller oder Systementwickler als Vorreiter erforderlich, um den Markt zu erweitern und das Wissen um die Verbreitung von Systemen mit zwei oder mehr Quellen zu verbessern. Dies könnte Hand in Hand gehen mit einer Optimierung und Standardisierung der Systeme für einen bestimmten Leistungsbereich.

Eine Einschränkung der Ergebnisse des Projekts ist, dass sie bisher nur durch Simulationen gewonnen wurden. Um ihre Gültigkeit in der praktischen Anwendung eines realen Systems zu bestätigen, wäre ein Monitoring eines Systems mit entsprechenden Einschränkungen auf der Quellenseite eine sinnvolle Überprüfung, die die Verbreitung der Informationen über WP-Anwendungen mit zwei Quellen durch ein Best-Practice-System fördern und weitere Informationen und Verifizierung von Systemmodellen sowie der Integration, Auslegung und Regelung liefern kann. Dies sind die Zielsetzungen des gerade angelaufenen P&D-Projekts zum Wärmeerzeuger-Ersatz in zwei Mehrfamilienhäuser, die beide hier vorgestellten Strategien umfasst und damit wertvolle Praxisdaten zur technischen, wirtschaftlichen und Modellvalidierung liefert und eine Erweiterung der Konzepte im realen Betrieb zulässt.

Quellen

- [1] International Energy Agency: Net Zero by 2050, A Roadmap for the Global Energy Sector, Special report, revidierte Version October 2021 (4. Revision), Internationale Energie-Agentur, Paris
- [2] N. Calame, G. Cuvillier, F. Rognon, O. Montero, P. Brischoux, S. Callegari, P. Hollmüller, C. Fraga, M. Rüetschi: AirBiVal - Entwicklung und Optimierung eines Hybridkonzept mit Luftwärmepumpe für Mehrfamilienhäuser, BFE-Schlussbericht, Yverdon-les-Bains, 30.9.2021
- [3] M. Bättschmann, S. Büttgenbach, M. Caflisch, M. Willim: Erkenntnisse über Erdwärmesonden-Regeneration am Beispiel Doppel-Mehrfamilienhaus Ländisch, Schlussbericht energieschweiz, 2021
- [4] S. Brändle, M. Feuerstein, M. Caflisch, S. Kohler: Sanierung Ausflugsrestaurant Lägern Hochwacht: Erlebbar. Sichtbar. Erneuerbar, Amstein+Walthert AG, Zürich
- [5] C. Natale, C. Naldi, M. Dongellini, G.L. Morini: Long term performance analysis of a Dual-Source Heat Pump system by means of ALMABuild, 14. IEA WP Konferenz, Chicago, 16.-18. Mai 2023
- [6] T. Reum, D. Schmitt, T. Summ, T. Schrag. 2023. "Investigation of a Novel Hybrid Heat Pump Concept", 14. IEA WP Konferenz, Chicago, 16.-18. Mai 2023
- [7] Solar-Institut Jülich. Carnot Blockset, version 7.1, Fachhochschule Aachen, 2021
- [8] Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverband: SIA 384/6:2021. Erdwärmesonden Zürich, 2021
- [9] Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverband: SIA 2024:2021. Raumnutzungsdaten für Energie- und Gebäudetechnik, Zürich, 2021
- [10] Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverband: SIA 2028:2010. Klimadaten für Bauphysik, Energie- und Gebäudetechnik, Zürich, 2010
- [11] Eskilson, P. Thermal Analysis of Heat Extraction Boreholes. Department of Mathematical Physics, Lund Institute of Technology, Lund, Sweden. ISBN 91-7900-298-6
- [12] Huber Energietechnik AG. EWS Version 5.5, Zürich
- [13] D. Braun, Ch. Filleux, S. Wehrli: Die Sonne als einzige Energiequelle, Schweizer Energiefachbuch 2010, S. 32-36
- [14] Heizkosten-Vergleichsrechner V36, Hochschule Luzern, 2022

Anhang*Tabelle 2: Randbedingungen Wirtschaftlichkeitsbewertung (Kosten/Preise Stand Juni 2022)*

Kategorie	enthält	Basiswerte	Quelle
Anlagekosten Wärmepumpen	Wärmepumpe Armaturen & Apparate Heizungsspeicher Luftkanal (für LWP) Montage Erschliessung Elektro Mehraufwand Elektro- kasten Anschlussgebühren	Leistungsabhängig gemäss Quelle	HSLU Heizkosten-Vergleichsrechner V36 [13]
Unterhaltskosten WP	Wartungsabo	Leistungsabhängig gemäss Quelle	
Erdsondenbohrung	Pauschal Bohrung, Sonde, Anschlussleitungen	100 CHF/m	Eigene Schätzung, Tend
Anlagekosten Kaskadierung	pauschal für hydraulische Zusammenführung sekundär und Steuerung	15 kCHF (60 kW), 30 kCHF (120 kW), 45 kCHF (240 kW)	Eigene Schätzung, Tend
Anlagekosten Gas	Kessel Armaturen & Apparate Montage	Leistungsabhängig gemäss Quelle, ohne Kamin und Anschlusskosten	HSLU Heizkosten-Vergleichsrechner V36
Unterhaltskosten Gas	Wartungsabo Kaminfeger	Leistungsabhängig gemäss Quelle	
Energiekosten Gas	Leistungspreis	34 CHF/kW/Jahr	Energie360°
	Energiepreis	15 Rp/kWh, entspricht ca. Tarif Energie360° mit 35% Biogasanteil im Juni 2022	Eigene Annahme
Energiekosten Strom	Energiepreis	20 Rp/kWh	Eigene Annahme
Kapitalkosten	Realzinssatz	1.5 %	Eigene Annahme
Amortisation	Erdwärmesonde	50 Jahre	Eigene Annahme
	Anlagen	50 Jahre	

Raphael Agner, Beat Wellig, Hochschule Luzern Technik & Architektur
Matthias Etterlin, Lukas Gasser, Alera energies AG

BFE F&E-Projekt **SI/501973** (abgeschlossen 2019 – 2022)

DIBA-WP: Digitale Betriebsanalyse für Wärmepumpen

Zusammenfassung

Zur emissionsfreien Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser ist die Wärmepumpe (WP) eine unerlässliche Kerntechnologie. Während die WP-Technologie an sich weit ausgereift ist, ist für deren effizienten Betrieb die korrekte Einstellung von grosser Relevanz. Das Ziel dieses BFE-Projekts ist die Schaffung von Grundlagen für eine digitale Betriebsanalyse (DIBA) von Heizungs-WP bis 25 kW. Dazu wurde untersucht, welche Daten erforderlich sind und welche Berechnungsmethoden für die DIBA geeignet sind. Es wurde eine Liste mit 130 möglichen Fehlern erarbeitet und diese durch eine Selektion auf 27 zu simulierende Fehler reduziert. Für die Simulation wurde ein Modell bestehend aus WP, Regler, Hydraulik und Gebäude entwickelt und eingesetzt. Die Berechnungsvorgehen zur DIBA wurden schliesslich für vier Fehler mit hoher Relevanz erarbeitet. Für die fehlerhafte Heizkurveneinstellung werden in diesem Beitrag die physikalischen Zusammenhänge dargelegt und das Berechnungsvorgehen beschrieben. Die weitere Entwicklung der Berechnungsvorgehen zur DIBA benötigt die Erprobung im Labor oder im Feld. Weiter bieten sich zukünftig Chancen für die DIBA durch die Kommunikation von Wärmeabgabe-Reglern mit der WP.

Abstract

For the emission-free provision of space heating and domestic hot water, the heat pump (HP) is an indispensable core technology. While the HP technology itself is mature, the correct setting of the control parameters is of great relevance for its efficient operation. The aim of this SFOE project is to create the basis for a digital operation analysis (DOA) of domestic HPs up to 25 kW. For this purpose, it was investigated which data are required and which calculation methods are to be used for the DOA. A list with a total of 130 possible faults was compiled and these were reduced by a selection to 27 faults to be simulated. For the simulation, a model consisting of HP, controller, hydraulics and building was developed and used. The calculation procedures for the DOA were finally developed for four errors with high relevance. For the faulty heating curve setting, the physical relationships are explained and the detection is described in this article. The further development of the calculation procedures for the DOA requires testing in the laboratory or in the field. Furthermore, future opportunities for the DOA are offered by the communication of heat delivery controllers with the HP.

Einleitung

Ausgangslage, Hintergrund und Motivation

Die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser verursachen in der Schweiz rund 40 % des gesamten Endenergieverbrauchs [1]. Der Gebäudesektor verursacht rund 24 % der gesamten Treibhausgas-Emissionen [2]. Es ist unbestritten, dass die Wärmepumpe (WP) eine Kerntechnologie für die ökologische Wärmebereitstellung in Gebäuden darstellt. Ohne den breiten Einsatz von WP ist das Ziel eines emissionsfreien Betriebs des Schweizer Gebäudeparks nicht erreichbar (siehe z.B. [3]).

Der Stellenwert der WP auf dem Schweizer Markt ist hoch und er dürfte in Zukunft weiter zunehmen. In den vergangenen 10 Jahren (2013 bis und mit 2022) wurden schweizweit rund 243'000 WP verkauft. In den letzten drei Jahren ist ein starker Absatzzuwachs von rund 20 % pro Jahr zu beobachten, im Jahr 2022 wurden beispielsweise 41'704 WP verkauft [4]. Es wird angenommen, dass bis im Jahr 2050 ein Grossteil der über 1 Mio. verbleibenden fossilen Heizungen durch WP ersetzt werden [5].

Die Effizienz und Betriebssicherheit heutiger WP bewegen sich auf einem hohen Niveau. Das grösste Verbesserungspotenzial liegt nicht mehr im WP-Kreisprozess oder in Einzelkomponenten, sondern in der Integration der WP in das Gesamtsystem sowie in der «Intelligenz» desselben. Die grossen Verluste entstehen somit im System [6].

Hinsichtlich des Effizienzpotenzials von WP-Systemen zeigen verschiedene Studien ([7-9]), dass das volle Potenzial im Feldbetrieb oft nicht ausgeschöpft wird. Die im Feldbetrieb resultierenden Effizienzwerte liegen teilweise 20 bis 25 % tiefer als die in den Datenblättern deklarierten Werte. Zur Vermeidung dieser Effizienzeinbussen ist (neben Aspekten wie der korrekten Planung, Installation usw.) die Einstellung von WP von entscheidender Bedeutung. Mit konservativen Einstellwerten können Komforteinbussen zwar meist ausgeschlossen werden, dies jedoch auf Kosten der Effizienz. Weil das Gesamtsystem bestehend aus WP, Wärmeabgabesystem und Gebäude träge ist, benötigt die ideale Einstellung einer WP neben Fachwissen und Systemkenntnissen vor allem auch Zeit, da die Auswirkungen von veränderten Einstellungen nicht unmittelbar erkennbar sind. Weiter wird die Effizienz des WP-Systems üblicherweise nicht umfassend überwacht, da entsprechende Messtechnik und die zugehörige Analyse ebenfalls Zeit- und kostenintensiv sind. Schliesslich sind selbst bei einfachen Heizsystemen in einem Einfamilienhaus (EFH) stets mehrere Lieferanten und Techniker involviert, was zu Schnittstellenverlusten führen kann.

Das vom BFE unterstützte Forschungsprojekt «**Vermeidung von Effizienzeinbussen von Heizungs-WP durch digitale Betriebsanalyse, DIBA-WP**» fokussiert auf die genannten Herausforderungen. Mithilfe gezielter Optimierungen in diesem Bereich soll die Energieeffizienz künftiger WP im Feldbetrieb weiter verbessert und damit ein Beitrag zur Erreichung der Ziele der Energiestrategie 2050 [10] geleistet werden.

Damit die Effizienzeinbussen in WP-Systemen künftig reduziert und das volle Potenzial der WP genutzt werden kann, ist unter anderem die Entwicklung intelligenter Regelungen erforderlich, welche in der Lage sind, Fehler im System selbständig zu erkennen und diese wenn möglich zu beheben oder zumindest darauf hinzuweisen. Damit sollen die aufwändigen und kostenintensiven Einstellarbeiten vermieden bzw. unterstützt werden können.

Ziele

Das Ziel von DIBA-WP ist die Schaffung der Grundlagen für die digitale Betriebsanalyse (DIBA) von Heizungs-WP zur Erreichung hoher Effizienzwerte im Feldbetrieb. Zur Ermöglichung einer DIBA muss geklärt werden, welche Betriebsdaten der WP zur Verfügung stehen, welche Metadaten des Gebäudes für die Betriebsanalyse erforderlich sind und mit welchen Berechnungsmethoden die Analyse durchzuführen ist. Die DIBA soll dabei mit möglichst wenig Daten eine möglichst hohe Aussagekraft ergeben.

Die DIBA soll für WP mit einer Heizleistung von bis zu 25 kW angewendet werden können. Dies einerseits, weil WP in diesem Leistungsbereich selten umfassend überwacht werden und andererseits, weil in diesem Leistungsbereich am meisten WP abgesetzt werden [4].

Vorgehen

In einem ersten Schritt wurde mittels Literatur- und Marktrecherche die relevanten Randbedingungen heutiger WP-Systeme zusammengetragen. Diese bilden die Grundlage für die Erfassung relevanter Fehler und die Entwicklung der Berechnungsvorgehen. Weiter wurde in diesem ersten Schritt u. a. in Zusammenarbeit mit der Begleitgruppe eine Fehlerliste erarbeitet, welche die Basis für die zu untersuchenden Fehler bildet. Sämtliche Fehler der Fehlerliste wurden im Anschluss kategorisiert und darauf basierend die in dem Projekt betrachteten Fehler selektioniert.

Darauffolgend wurden die für die Bewertung der relevanten Fehler sowie zum Nachweis der Berechnungsvorgehen notwendigen mathematisch-physikalischen Simulationsmodelle in Modelica erstellt. Die selektionierten Fehler wurden in umfassenden Simulationsreihen simuliert und deren Einfluss auf die Effizienz und Lebensdauer von WP-Systemen bewertet. Eine weitere Selektion auf Basis der Simulationsergebnisse führte zur Auswahl der mittels DIBA zu erkennenden Fehler. Entsprechend wurden für diese Fehler Berechnungsvorgehen zur DIBA entwickelt. Abschliessend wurden die entwickelten Berechnungsvorgehen mithilfe der Simulationsmodelle auf ihre Funktion und Wirksamkeit hin überprüft. Ebenfalls wurden das energetische und wirtschaftliche Potenzial der DIBA abgeschätzt sowie Empfehlungen für die weitere Ausarbeitung der DIBA bzw. der Erprobung im Feld erarbeitet.

Fehler an WP-Systemen im Feld

Auf Basis der Literatur- und Marktrecherche sowie von Gesprächen mit Fachpersonen aus der WP-Branche und Begleitgruppe des Projekts wurde eine Liste von in der Praxis vorkommenden Fehlern in WP-Systemen zusammengestellt (siehe Schlussbericht [11], Kap 4). Diese Untersuchungen zeigen, dass im Feldbetrieb eine Vielzahl von Fehlern vorliegen kann. Die resultierende Fehlerliste ist mit ca. 130 Fehlern (Kombination von Ursachen und Auswirkung) entsprechend umfangreich. Da die Erarbeitung bewusst sehr offen gestaltet wurde, finden sich in der Fehlerliste nicht nur Fehler, die im Fokus des Projekts DIBA-WP liegen, sondern auch Fehler von WP-Systemen, die nicht mit einer Betriebsanalyse behoben werden können. Die Analyse der Fehlerliste hat aufgezeigt, dass die Fehler in sechs Kategorien eingeordnet werden können. Die Tabelle 1 zeigt diese Kategorisierung und zugleich auch, welche Kategorien im weiteren Projektverlauf berücksichtigt wurden.

Fehlerhafte Einstellwerte
Fehlerhafte Auslegung, Planung und Installation
Funktionsstörungen
Fehler im Kühlbetrieb
Fehlerhafte Komponenten-Auslegung und Entscheidungen WP-Hersteller
Ineffiziente Regelstrategien WP-Hersteller

Tabelle 1: Übersicht Fehlerkategorien mit weiter verfolgten Kategorien (grün) und teilweise weiterverfolgten Kategorien (blau), siehe Schlussbericht [11], S. 27

Der Fokus des Projekts liegt auf den fehlerhaften Einstellwerten. Fehlerhafte Einstellwerte am Regler der WP können durch den Inbetriebnehmer (Installateur), den Techniker sowie in gewissen Fällen durch den Endkunden verursacht, aber auch korrigiert werden. Auf deren Erkennung und Korrektur zielt das Forschungsprojekt im Grundsatz ab. Dies, weil Einstellungen objekt-spezifisch vorgenommen werden müssen und damit nicht vom WP-Hersteller definiert werden können. Das Auftreten der Fehleinstellungen bleibt oft unbemerkt, solange kein Komfortverlust auftritt. Weiter sind Fehleinstellungen einfach korrigierbar, da sie keine physische Anpassung am System wie z. B. den Austausch einer Pumpe bedingen.

Zudem wurden ausgewählte Fehler der Kategorie «Fehlerhafte Auslegung, Planung und Installation» in die Simulationsstudie aufgenommen, um deren Auswirkungen zu quantifizieren. Für die zweite Selektionsstufe wurden diese jedoch nicht weiter betrachtet.

Simulationsmodelle und Ergebnisse

Simulationsmodell

Zur Ermöglichung der quantitativen Bewertung der zu analysierenden Fehler (nach der ersten Selektion gemäss Kategorisierung) wurde ein Simulationsmodell bestehend aus WP, Hydraulik (gemäss WP-Systemmodul, WPSM [12]) und Gebäude in Modelica [13] aufgebaut. Insbesondere wurde der WP-Regler möglichst realitätsnah inklusive Ein- und Ausschaltverzögerungen, Hysteresen usw. abgebildet. Für die WP wurde ein parameterbasiertes Modell der Modelica Buildings-Library verwendet [14]. Es wurden mehrere WPSM Schaltungen und drei verschiedene Gebäude modelliert und simuliert. Die Gebäude basieren dabei auf den Projekten IEA SHC Task44/HPP Annex 38 [15] und Tri-HP-Project [16] wurden aber für die Zwecke des Projekts DIBA-WP einerseits in der Form leicht vereinfacht, andererseits in der Raumaufteilung genauer abgebildet.

Abbildung 1 zeigt als Beispiel das Simulationsmodell einer S/W-WP mit dem Gebäudemodell MFH30 (Mehrfamilienhaus mit 6 Wohnungen und einem spez. Heizwärmebedarf von 30 kWh/m²/a) sowie der Hydraulik gemäss WPSM5 (Funktionsschema 5 des WPSM: Parallelspeicher ohne Wassererwärmung [12]).

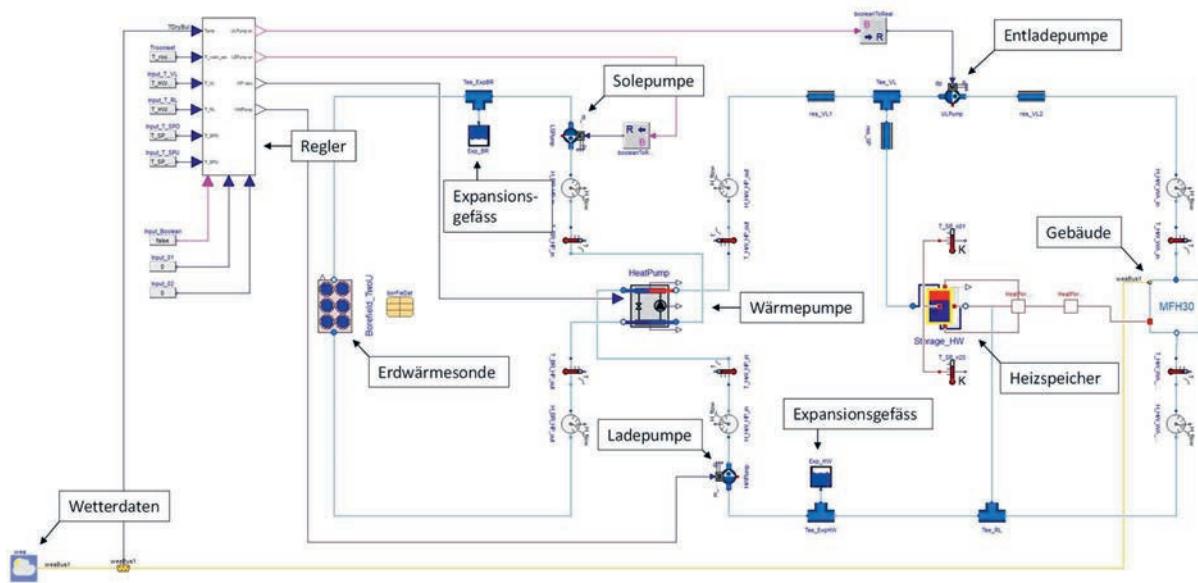


Abbildung 1: Übersichtsdarstellung der grafischen Benutzeroberfläche des Modelica-Modells in Dymola®

Die Simulationen wurden für die 27 Fehler, welche gemäss Tabelle 1 für die detailliertere Analyse selektioniert wurden, aufgesetzt und durchgeführt. Die Fehler wurden dazu durch die Änderungen der entsprechenden Modellparameter abgebildet und die Simulation jeweils für ein ganzes Jahr ausgeführt. Pro Fehler wurde eine festgelegte Anzahl Parameterschritte simuliert. Gesamthaft wurden rund 400 Jahresgangsimulationen durchgeführt. Nähere Details zum Modellaufbau und zur Simulationsdurchführung sind im Schlussbericht [11] (Kap. 5) zu finden.

Simulationsergebnisse

Ziel eines optimal eingestellten WP-Heizsystems ist es, den Komfort im Gebäude mit minimalem Bedarf an elektrischer Energie zu gewährleisten. Fehler können zu Einbussen bezüglich Effizienz und Lebensdauer führen, ohne den Komfort negativ zu beeinflussen. Um den Einfluss der simulierten Fehler quantifizieren zu können, wurden hinsichtlich Komfort-, Effizienz- und Lebensdauereinfluss aggregierte Kennzahlen definiert, welche nachfolgend kompakt erklärt werden (genauere Ausführungen sind dem Schlussbericht [11], Kap 6 zu entnehmen):

- **Komfortverletzung:**

Die Einhaltung der Soll-Raumtemperatur wird zur Bewertung der Komfortverletzung herangezogen. Jede Unterschreitung der Soll-Raumtemperatur ab 0.1 K wird dabei mit der jeweiligen Dauer der Unterschreitung gewichtet. Die Komfortverletzung stellt somit das Integral der Soll-Temperaturverletzung dar (Einheit Kh). Ab einer Überschreitung der Komfortverletzung von 10 Kh pro Jahr (Komfortschwelle) wird davon ausgegangen, dass der Komfort im Gebäude nicht gewährleistet ist. Es handelt sich dabei um ein sehr konservatives Kriterium, zumal für die Akzeptanz der DIBA ein Trade-off zwischen Komfort und Effizienz nicht vorgesehen ist.

- **Effizienzeinfluss:**

Als effizienter Betrieb wird die Gewährleistung der Soll-Raumtemperatur bei minimalem elektrischen Energieverbrauch definiert. Klassische Kennzahlen für die Systemeffizienz wie z. B. die Jahresarbeitszahl (JAZ) können irreführend sein. So kann eine JAZ hoch sein, wenn zu viel Wärme bei Betriebspunkten mit hoher Effizienz abgegeben wird. Da für die Vergleichssimulationen stets dieselben Randbedingungen (Umgebungsbedingungen, interne Lasten) angelegt werden können, kann der Vergleich, anders als im Feld, mit dem spezifischen elektrischen Energieverbrauch durchgeführt werden. Aus diesen Gründen wird in diesem Projekt der spezifische elektrische Energiebedarf E_{el} bezogen auf die Energiebezugsfläche (EBF) in kWh/m²/a als Effizienzkriterium verwendet.

- **Lebensdauereinfluss:**

Die Lebensdauer einer WP ist u. a. von der Anzahl Einschaltzyklen abhängig. Je öfter eine WP ein- und ausschaltet, desto stärker werden WP-Komponenten wie z. B. der Softstarter oder der Kompressor belastet. Die Auswirkung von Fehlern auf die Lebensdauer wird in diesem Projekt mit der Zykluszahl N_{Zyklus} in 1/a beurteilt.

Zum übersichtlichen und quantitativen Vergleich der analysierten Fehler wurden für die 27 simulierten Fehler Balkendiagramme erstellt (Abbildungen 2 – 4). Sie stellen im linken Diagramm den Komfortverlust (grün) und den spezifischen elektrischen Energieverbrauch (blau) dar. Im rechten Diagramm ist dagegen die Anzahl Zyklen (orange) dargestellt. Die Diagramme ermöglichen sowohl die Interpretation des Verlaufs der Auswirkungen der Fehler auf die Kenngrößen als auch die absoluten Werte. Für die abschliessende Bewertung der Fehler wurden diese wie folgt einheitlich ausgewertet:

- Maximaler Einfluss auf Energieverbrauch (ab Komfortschwelle bis Ende Parameterbereich)
- Maximaler Einfluss auf Lebensdauer (ab Komfortschwelle bis Ende Parameterbereich)
- Relativer Einfluss auf Energieverbrauch (ab Komfortschwelle bis zum nächsten Parameterschritt)
- Relativer Einfluss auf Lebensdauer (ab Komfortschwelle bis zum nächsten Parameterschritt)

Die Übersichtstabelle aller simulierten Fehler ist im Anhang des Schlussberichts [11] dargestellt. Nachfolgend werden beispielhaft drei Fehler diskutiert.

In Abbildung 2 ist ersichtlich, dass eine zu hohe Heizgrenze einen relativ kleinen zusätzlichen Energiebedarf (E_{el}) ab Erreichen der Komfortschwelle verursacht (+0.9%). Dies ist auf das geregelte Wärmeabgabesystem (WA) zurückzuführen, zumal dieses oberhalb der Heizgrenze nur noch wenig Wärme abnimmt. In Abbildung 3 ist hingegen ersichtlich, dass die Überhöhung der Heizkurve einen grösseren und fortwährenden Anstieg des Energiebedarfs ab Erreichen der Komfortschwelle bewirkt und somit eine wesentlich höhere Relevanz für die Entwicklung der DIBA aufweist. In Abbildung 4 ist mit der falsch eingestellten Quellenpumpe bei S/W-WP ein weiterer relevanter Fehler abgebildet. Es ist eine typische Optimierungsaufgabe zu erkennen: Der Massenstrom muss so gewählt werden, dass der Energiebedarf der Pumpe und der WP in einem optimalen Verhältnis zueinander stehen, was auch bereits in früheren BFE-Projekten erkannt wurde [17].

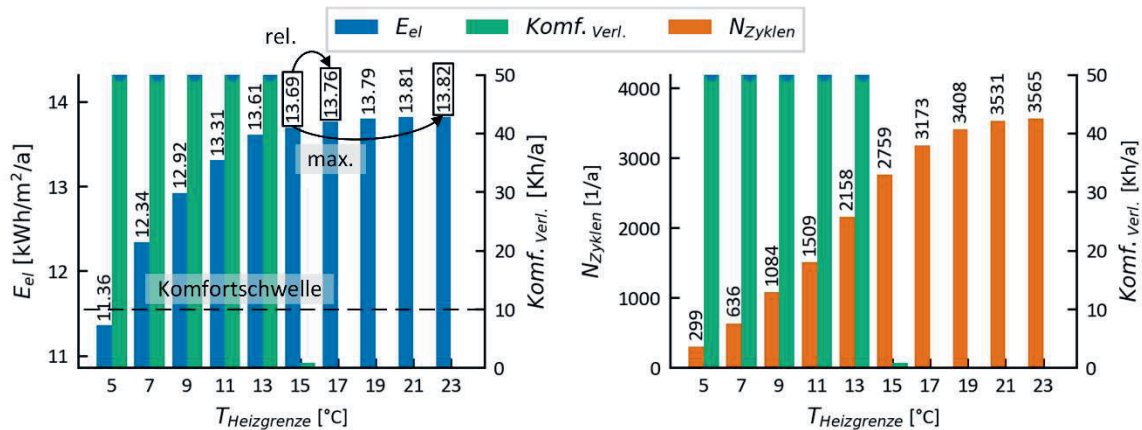


Abbildung 2: Einfluss einer falsch eingestellten Heizgrenze, MFH60 und WPSM5: Rel. und max. Fehlereinfluss auf Energieverbrauch ab Unterschreiten der Komfortschwelle

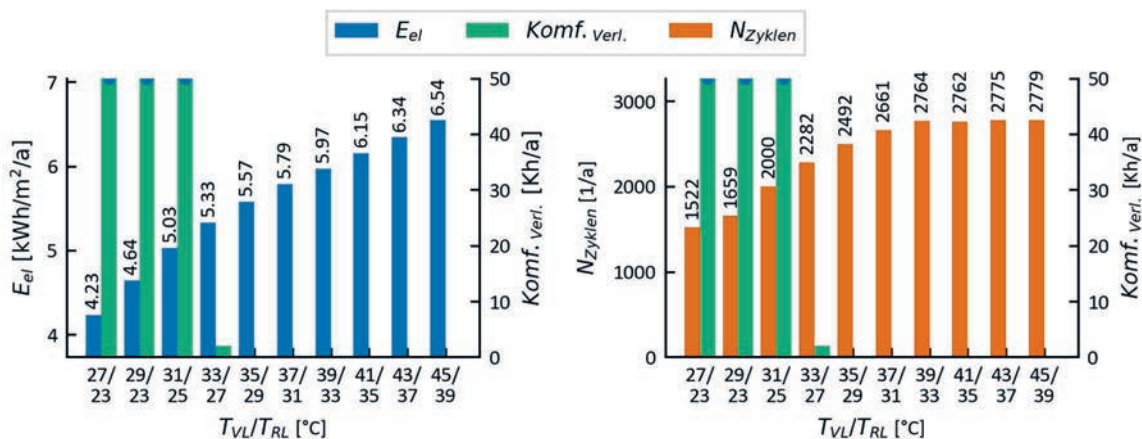


Abbildung 3: Einfluss einer falsch eingestellten Heizkurve, MFH30 und WPSM5

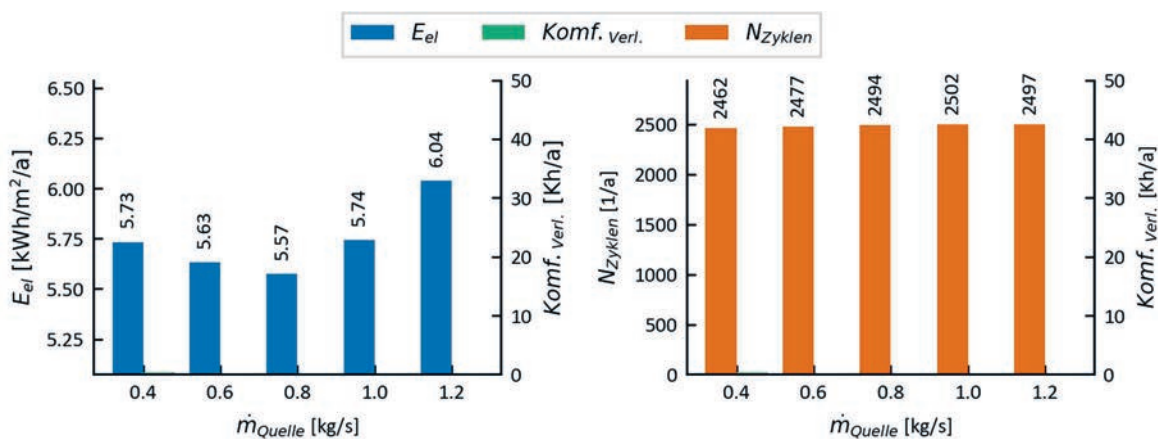


Abbildung 4: Einfluss falsch ausgelegter/eingestellter Quellenpumpe, MFH30 und WPSM5

Basierend auf den Priorisierungs-Kriterien, den berechneten Kennwerten und deren Verläufe wurden drei für die DIBA relevante Fehler identifiziert. Es handelt sich um Fehler, die gemäss Motivation des Projektes korrigierbare Einstellwerte sind, die markante Auswirkungen auf die

Effizienz oder Lebensdauer der WP haben und deren Behebung zu keinerlei Komfortverlust führen. Es sind dies:

- Eine falsch eingestellte Heizkurve
- Ein falsch eingestellter Massenstrom der Quellenpumpe
- Eine falsche Umschalttemperatur auf interne Heizstäbe zur Warmwasser-Erwärmung

Ergänzend zu diesen drei Fehlern wurde zusammen mit der Begleitgruppe aufgrund der hohen Relevanz und möglichen gemeinsamen Umsetzbarkeit mit der DIBA eine vereinfachte Behandlung der Abtauregelung beschlossen. Obwohl die Abtauregelung als solches produktspezifisch gelöst und nicht in grösserer Masse objektabhängig und somit individuell einzustellen ist, wurde die Verschlechterung der Abtaung (Trenderkennung) als vierter zu behandelnder Fehler in die Projektbearbeitung aufgenommen.

In diesem Beitrag werden nachfolgend die Hintergründe sowie die Wirkungsweise der DIBA zur Vermeidung von fehlerhaften Heizkurveneinstellungen aufgezeigt. Im Schlussbericht des Projekts DIBA-WP [11] werden die anderen drei zu erkennenden Fehler behandelt (Kap. 7). Die Berechnungsvorgehen zur falsch eingestellten Quellenpumpe, der falsch eingestellten Umschalttemperatur auf Heizstäbe und zur Trenderkennung der Abtaung sind im Vergleich zur Erkennung der falschen Heizkurveneinstellung bereits näher an der realen Umsetzung.

Digitale Betriebsanalyse der Heizkurveneinstellung

Grundlegende Zusammenhänge der Heizkurve

Zur Regelung einer Heizungs-WP wird i.d.R. eine Heizkurven-Funktion implementiert, die in Abhängigkeit der (zeitlich gemittelten) Aussentemperatur die Soll-Vorlauftemperatur $T_{VL,soll}$ definiert. Die konkrete Implementierung und Parametrisierung der Heizkurve ist dabei herstellerspezifisch. Das Grundprinzip der aussentemperaturabhängigen Vorlauftemperatur bleibt in sich aber gleich. Die Heizkurve kann mit folgender Gleichung 1 beschrieben werden [14]:

$$T_{VL,soll} = T_{Raum} + \left(\frac{T_{VL,nom} + T_{RL,nom}}{2} - T_{Raum,nom} \right) \dot{Q}_{rel}^{\frac{1}{m}} + \frac{T_{VL,nom} - T_{RL,nom}}{2} \dot{Q}_{rel} \quad (1)$$

T_{Raum} ist dabei die Raumtemperatur, $T_{VL,nom}$ und $T_{RL,nom}$ die nominalen Vor- und Rücklauf-temperaturen und $T_{Raum,nom}$ die nominale Raumtemperatur beim Auslegungspunkt des Heizsystems; m ist der sog. Heizkurvenexponenten, welcher in Abhängigkeit des eingesetzten WA zu setzen ist, \dot{Q}_{rel} ist der relative Wärmestrom gemäss Gleichung 2.

$$\dot{Q}_{rel} = \max \left(0, \frac{T_{Raum} - (T_{amb} + \Delta T_{HG})}{T_{Raum,nom} - (T_{amb,nom} + \Delta T_{HG})} \right) \quad (2)$$

Diese Gleichung beschreibt den linearen Zusammenhang zwischen der Umgebungstemperatur T_{amb} und dem benötigten Wärmestrom. $T_{amb,nom}$ ist die nominelle Umgebungstemperatur, bei welcher $T_{VL,nom}$ vom Heizsystem benötigt wird (Der Auslegungspunkt, für Zürich z.B. -8°C [18]) ΔT_{HG} stellt dabei die Differenz zwischen der nominellen Raumtemperatur und der Heizgrenze T_{HG} dar:

$$\Delta T_{HG} = T_{Raum,nom} - T_{HG} \quad (3)$$

Abbildung 5 zeigt eine beispielhafte Heizkurve nach Gleichungen 1-3, wie sie im vorliegenden Projekt verwendet wurde. Die rot markierten Punkte stellen die Parametrierungspunkte ($T_{VL,nom}$ und T_{HG}) auf der Kurve dar

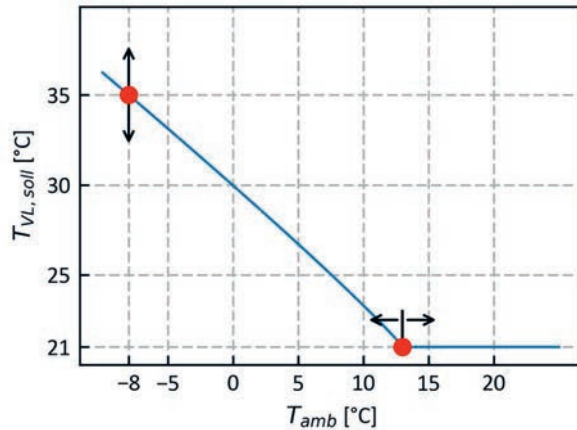


Abbildung 5: Beispielhafte Heizkurve mit den beiden markierten Parametrierungspunkten Heizgrenze und Nominal-Vorlauftemperatur sowie einem Heizkurvenexponenten $m=1.1$

Zur Gewährleistung des Raumkomforts muss die Vorlauftemperatur des in das WA eintretenden Heizwassers ausreichend hoch sein, so dass das WA einen genügend hohen Wärmestrom an den Raum übertragen kann. Eine überhöhte Vorlauftemperatur bringt keinen zusätzlichen Komfortgewinn, verursacht aber infolge des höheren Temperaturhubes der WP signifikante Effizienzeinbussen. Die Heizkurve ist im theoretischen Idealfall also genau so eingestellt, dass das WA bei offenen Raumthermostaten bzw. Ventilen genau die richtige Leistung an den Raum überträgt und die gewünschte Raumtemperatur damit konstant halten kann. Aus diversen Gründen (unterschiedliche Exposition der Räume, interne Lasten usw.) ist dies allerdings nicht realistisch. Zur Anpassung des effektiven Wärmestroms des WA an den Wärmebedarf der Räume sind folglich Regelungsmechanismen in Anwendung. Hierbei wird zwischen den zwei hauptsächlich angewendeten Regelungsmethoden unterschieden.

Im Fall einer *Fussbodenheizung* (FBH) ist i.d.R. eine Einzelraumregelung mittels Wandthermostaten und diskret schaltenden Ventilen am FBH-Verteiler vorhanden, wobei meist nicht alle Zonen einer Wohnung geregelt werden. Letzterer Umstand ist in DIBA-WP auch berücksichtigt. Bei Gebäuden mit *Radiatoren* sind diese in der Regel über kontinuierlich regelnde Heizkörperthermostate mittels des angebauten Drosselventils geregelt.

Die Regelmethoden der beiden WA-Typen wirken sich dabei unterschiedlich auf den Rest des Heizsystems aus. Nachfolgend wird deshalb dargestellt, inwiefern sich eine zu hohe Vorlauftemperatur im System bemerkbar macht.

Auswirkungen einer zu hoch eingestellten Heizkurve auf den Massenstrom im Heizkreis

Bei FBH ist die momentane Heizleistung bei geöffneten Ventilen i.d.R. grösser als die benötigte Heizleistung. Die Anpassung erfolgt über diskret regelnde Ventile. Durch Ausnutzung der Trägheit des Gebäudes kann die Raumtemperatur so nahezu konstant gehalten werden. Der Durchfluss über die einzelnen Heizkreise bleibt unabhängig von der Heizkurveneinstellung näherungsweise konstant, da die Heizkreispumpe auf eine konstante Druckdifferenz regelt. Im Falle einer überhöhten Heizkurve bleibt bei geöffnetem Heizkreis folglich der Durchfluss konstant und das treibende Temperaturgefälle an dem WA wird grösser. Die momentane

Heizleistung steigt in der Folge an. Die WA-Regelung regelt dies über die Taktung der einzelnen Regelventile entsprechend aus und der Nutzer bemerkt keinen Unterschied. Es lässt sich aber beobachten, dass die Ventile bei zu hohen Vorlauftemperaturen nur kurz geöffnet sind (geringer Auslastungsgrad). Der mittlere Massenstrom, über mehrere Taktzyklen betrachtet, ist deswegen tiefer als bei einer korrekt eingestellten Heizkurve. Abbildung 6 zeigt exemplarisch, wie sich eine überhöhte Heizkurve auf die Leistung des WA auswirkt und wie diese wiederum das Einschaltverhältnis der FBH beeinflusst. Es ist erkennbar, dass bei einer überhöhten Heizkurve die momentane Heizleistung \dot{Q}_{Eff} ansteigt und deswegen der Massenstrom \dot{m}_{Eff} während einer kürzeren Zeit fließt.

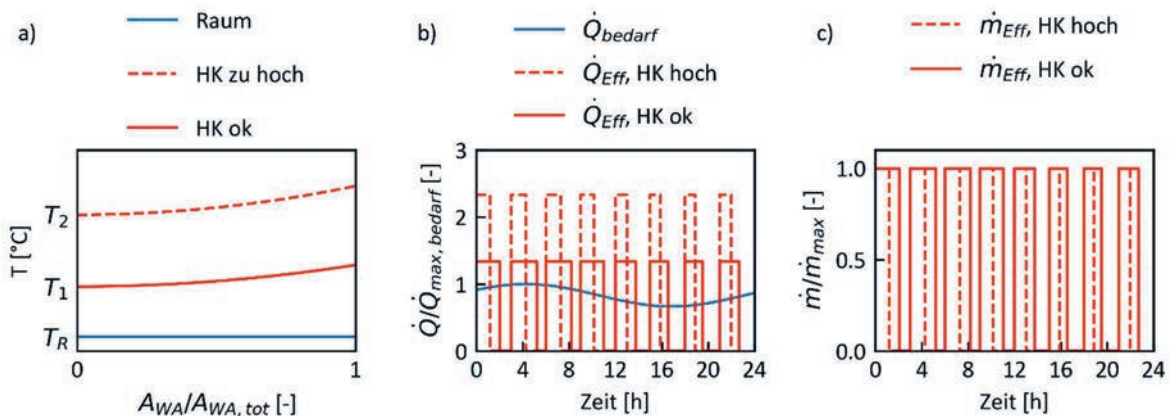


Abbildung 6: Exemplarische Darstellung der Auswirkungen einer überhöhten Heizkurve bei einer Fussbodenheizung mit diskreter Einzelraumregelung: (a) Auswirkung auf den Verlauf der Heizwassertemperatur über die WA-Fläche; (b) Auswirkung auf die momentane Heizleistung; (c) Auswirkung auf den momentanen Massenstrom

Im Gegensatz zur FBH wird bei Radiatoren die momentane Heizleistung der benötigten Heizleistung mittels kontinuierlicher Variation des Massenstroms angepasst. Der mittlere Massenstrom ist aber auch bei Radiator-Heizungen im Falle einer überhöhten Heizkurve tiefer als bei einer richtig eingestellten Heizkurve. Abbildung 7 illustriert diese Effekte. Der Massenstrom \dot{m}_{Eff} bleibt entsprechend der Überhöhung der Heizkurve auf einem tieferen Niveau.

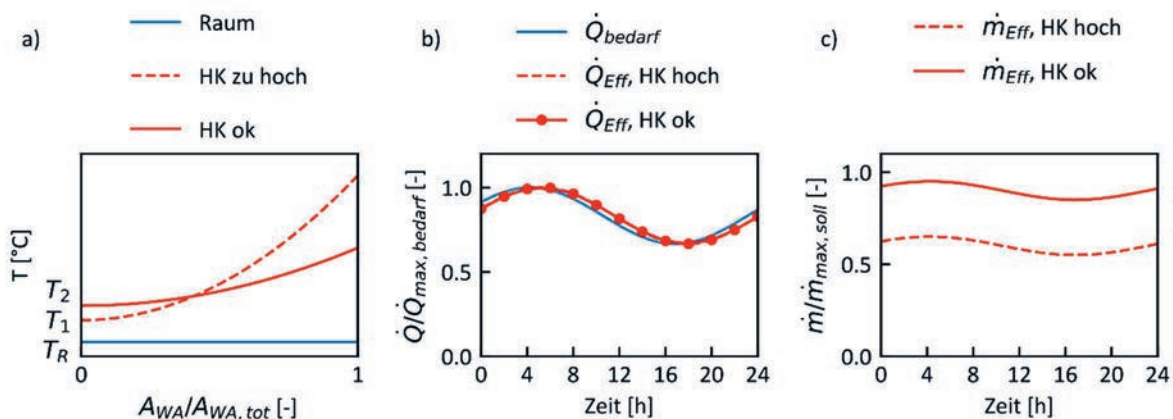


Abbildung 7: Exemplarische Darstellung der Auswirkungen einer überhöhten Heizkurve bei einer Radiatorheizung mit kontinuierlich regelnden Heizkörperthermostaten: (a) Auswirkung auf den Verlauf der Heizwassertemperatur über die WA-Fläche; (b) Auswirkung auf die momentane Heizleistung; (c) Auswirkung auf den momentanen Massenstrom

Erkennung einer überhöhten Heizkurve mittels mittlerem Massenstromverhältnis

Zur Ermöglichung der DIBA wurden zwei aufeinander aufbauende Berechnungsvorgehen zur Erkennung einer überhöhten Heizkurve entwickelt. Wie im vorhergehenden Kapitel aufgezeigt, beeinflusst die Vorlauftemperatur bei beiden Regelungsmethoden den mittleren Massenstrom im WA. Im Berechnungsvorgehen «Mittleres Massenstromverhältnis (MMV)» wird dieser Umstand genutzt, um eine Aussage über die Einstellgüte der Heizkurve zu treffen. Es ist folglich nötig, den Massenstrom im WA zu kennen oder mittels einer geeigneten Annäherung (z.B. über die Pumpenleistung) zu schätzen. Mit fortschreitender Digitalisierung, z. B. mittels digitaler FBH-Regler mit Kommunikation zur WP, wird die Information zum Massenstrom zukünftig immer häufiger vorliegen. Konkret wird für die stabilsten Betriebszeiten des Tages, namentlich die Morgenstunden, der Massenstrom des WA gemittelt betrachtet. Dieser wird in Relation zum maximal beobachteten Massenstroms gestellt und in Abhängigkeit der Umgebungstemperatur ausgewertet. Das Berechnungsvorgehen kann wie folgt zusammengefasst werden.

1. Bestimmung des maximalen Massenstroms des WA in der Heizperiode (kann zeitgleich mit Schritt 2 erfolgen).
2. Aufzeichnung des gemittelten Massenstroms in Abhängigkeit der Aussentemperaturen (Index i) je betrachtetem Zeitfenster (tägl. Mittelwert über die Morgenstunden, Index k).
3. Bestimmung des MMV in Abhängigkeit der Aussentemperatur nach Vorliegen einer genügend grossen Anzahl Datenpunkten (z.B. eine Heizperiode).

$$MMV(T_i) = \frac{\frac{1}{N} \sum_{k=0}^N \dot{m}_{av,k}(T_i)}{\dot{m}_{max}} \quad \forall i \quad (4)$$

4. Überwachung des MMV im sensitiven Temperaturbereich (gem. Simulationen ca. um 0°C).
5. Vergleich des MMV gegenüber einem vorgegebenen dimensionslosen Schwellwert (gemäss Simulation könnte 0.8 ein möglicher Wert sein, eine Erprobung im Feld ist jedoch unerlässlich.).

Zur Erarbeitung dieses Berechnungsvorgehens wurden Simulationen mit verschiedenen Systemkonfigurationen durchgeführt. Abbildung 8 zeigt dazu beispielhaft die MMV bei jeweiligen Umgebungstemperaturen für das Gebäudemodell MFH30 mit einer kontinuierlich leistungsregelten WP und der Hydraulik WPSM5 auf. Hierzu wurde die Heizkurve bei jeder Simulation mittels Änderung der Vorlauftemperatur beim Auslegepunkt angepasst. Im vorliegenden Fall waren dies Vorlauftemperaturen von 31°C bis 45°C in 2 K-Schritten. Die Legende zeigt die entsprechenden Vorlauftemperaturen, die über das Jahr aufsummierten Komforteinbussen sowie den spezifischen elektrischen Energiebedarf. Auf den ersten Blick lässt sich für den mittleren Teil der Grafik (ca. -2°C bis 5°C) erkennen, dass für die hohen Heizkurveneinstellungen ein tieferes MMV resultiert als für die niedrigere Heizkurveneinstellungen. Weiter sieht man, dass es bei den niedrigsten Heizkurveneinstellungen (31°C, 33°C und 35°C) keine nennenswerten Unterschiede gibt. Zugleich sind dies auch die drei simulierten Heizkurven, bei denen Komforteinbussen auftreten. Dieser Zusammenhang lässt sich anhand der grundlegenden Zusammenhänge einer FBH-Regelung erklären: Wenn die Heizkurve zu tief ist, kann zu wenig Wärme an den Raum abgegeben werden und die Regelventile sind folglich stets geöffnet, das MMV strebt dann gegen 1.

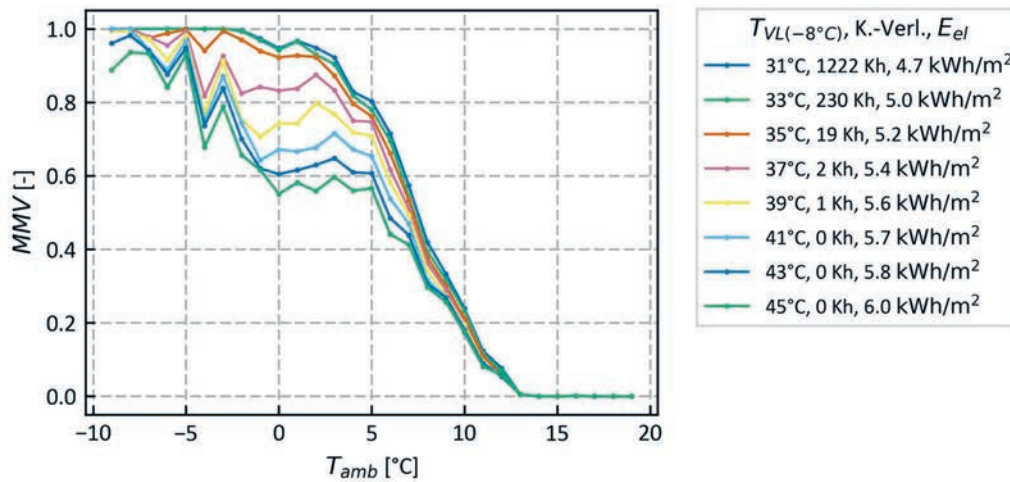


Abbildung 8: Mittleres Massenstromverhältnis (MMV) für verschiedene Heizkurveneinstellungen beim Gebäude MFH30 (FBH, Neubau, 30 kWh/m²/a) mit WPSM5 und S/W-WP mit kontinuierlicher Leistungsregelung

Erkennung einer überhöhten Heizkurve mittels kA-Ansatz

Aufbauend auf dem zuvor beschriebenen Ansatz wurde ein erweiterter Ansatz entwickelt, welcher nebst der Erkennung einer überhöhten Heizkurve auch die Berechnung bzw. iterative Annäherung an die korrekte Heizkurveneinstellung erlaubt. Wie beim MMV-Ansatz zielt der Ansatz darauf ab, die Wärmeübertragungsfähigkeit des Heizwärmeabgabesystems bestmöglich auszunutzen ohne Komforteinbussen zu riskieren. Dazu wird dieses in einem ersten Schritt auf Basis der Gleichung 5 die Wärmeübertragungskinetik charakterisiert, wobei \dot{Q} der Wärmestrom, k der Wärmedurchgangskoeffizient, A die Wärmeübertragungsfläche und ΔT_m das mittlere treibende Temperaturgefälle sind.

$$\dot{Q} = k A \Delta T_m \quad (5)$$

Mithilfe der errechneten Kennwerte wird im Anschluss die verbesserte Heizkurve berechnet. Der Ansatz ist im Schlussbericht [11] (Kap. 7.1.3) detailliert beschrieben und wird nachfolgend kompakt zusammengefasst:

1. Einstellen der initialen Heizkurve: Diese muss genügend hoch eingestellt werden, so dass der Komfort im Gebäude sicher gewährleistet ist.
2. Kontinuierliche Berechnung und Aufzeichnung der Heizleistung: Diese wird sowohl für die Berechnung des Heizwärmebedarfs des Gebäudes als auch für die Ermittlung der Wärmeübertragungsfähigkeit des WA verwendet.
3. Gruppierung der Datenpunkte nach Aussentemperatur: Durch die Bildung von Datenpunkt-Gruppen in Abhängigkeit der Aussentemperatur werden ähnliche Betriebspunkte des WA gebündelt und für die weitere Auswertung bereitgestellt.
4. Definition der Heizgrenze: Mithilfe des aufgezeichneten Heizwärmebedarfs wird die Heizgrenze bestimmt.

5. Regressionsrechnung zur Bestimmung des Aussentemperaturabhängigen Soll-Wärmestroms: Diese Regressionsgleichung wird benötigt, um später die neue Heizkurve zu berechnen.
6. Berechnung der kA -Werte: Mithilfe der Vor- und Rücklauftemperaturen und der angenommenen Raumtemperatur im Gebäude wird die Wärmeübertragungsfähigkeit kA (vgl. Gleichung 5) an stationären Betriebspunkten berechnet. Dieser Wert variiert aufgrund unterschiedlich grosser aktiver Wärmeübertragungsflächen, dies wird in der Folge mit einer weiteren Regressionsrechnung berücksichtigt.
7. Regressionsrechnung kA -Wert: In Abhängigkeit des Massenstroms wird der Verlauf des kA -Werts berechnet.
8. Berechnung Soll-Massenstrom und Soll- kA -Wert: Zur Verbesserung der Ausnutzung des Wärmeabgabesystems werden Soll-Massenstrom und Soll- kA -Werte berechnet.
9. Berechnung Soll-Heizkurve: Mithilfe des Soll-Massenstroms, kA -Werts und -Wärmestroms wird unter im Anschluss die Soll-Vorlauftemperaturen berechnet, woraus die Heizkurve gebildet wird.
10. Vergleich bestehende und Soll-Heizkurve sowie Nutzerhinweis.

In der nachfolgenden Abbildung 9 ist die Heizkurve des Referenzgebäudes MFH30 mit der Hydraulik nach WPSM1 abgebildet. Dies sowohl für die überhöhte Heizkurve als auch für die korrigierte und die Referenzheizkurve. Es ist ersichtlich, dass der vorgeschlagene Ansatz in der Lage ist, im Rahmen der Simulationen die Heizkurve dahingehend zu optimieren, dass dies äusserst nahe der Referenz kommt, teilweise konnte die Temperatur durch die veränderte Form (welche berechnet wird) sogar noch weiter abgesenkt werden – dies alles ohne Komforteinbussen (siehe Schlussbericht [11], S. 59).

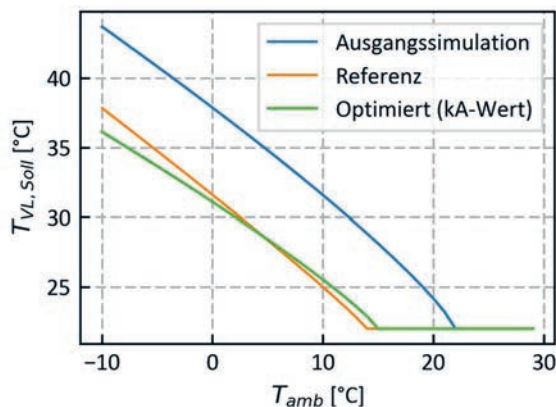


Abbildung 9: Simulierte Heizkurven zur Erprobung des kA -Ansatzes mit Gebäude MFH30 (FBH, Neubau, 30 kWh/m²/a) mit WPSM1 und S/W-WP mit kontinuierlicher Leistungsregelung

Schlussfolgerungen und Ausblick

Der effiziente Betrieb von WP im Feld bedingt neben einer korrekten Auslegung und fehlerfreien Installation die richtige Einstellung des Systems. Wie in diesem Beitrag aufgezeigt, können an WP-Systemen eine Vielzahl an Fehlern auftreten. Die Fokussierung auf die Kategorie «fehlerhafte Einstellwerte» ermöglichte eine Eingrenzung der 130 identifizierten Fehler auf 27 zu simulierende Fehler. Die qualitative und quantitative Bewertung der Fehler verdeutlicht, dass der Fokus auf eine eingeschränkte Anzahl von Fehlern mit hoher Relevanz gelegt werden kann. Die entwickelten Berechnungsvorgehen für die vier selektierten Fehler sind in der Lage, Fehler bei den für die Simulation verwendeten Gebäudemodellen zu erkennen. Es zeigt sich, dass mit physikalisch-basierten Ansätzen eine Aussage über das Vorliegen von Fehlern gemacht bzw. die Qualität von Einstellwerten beurteilt werden kann. Der damit erbrachte theoretische Nachweis der Funktionalität der Berechnungsvorgehen bzw. der DIBA legt die Grundlage für deren weiterführende Entwicklung und experimentelle Erprobung. Weiter benötigt das Berechnungsvorgehen für die Erkennung überhöhter Heizkurven unter Umständen zusätzliche Messtechnik. Hier wurde weiterer Forschungsbedarf identifiziert. Die fortschreitende Digitalisierung eröffnet hierzu neue Entwicklungsmöglichkeiten, sodass die Kommunikation von digitalen Reglern der Wärmeabgabe mit der WP z.B. die Einstellung der Heizkurve vereinfachen könnten und auch entsprechend für eine DIBA eingesetzt werden könnte. So könnte vermutlich auf die Messung des Massenstroms durch das WA verzichtet werden.

Hinsichtlich der Weiterführung der Aktivitäten in diesem Thema ist in erster Linie die praxisnahe Erprobung der Berechnungsvorgehen zur Erkennung überhöhter Heizkurven vorzusehen. Die hergeleiteten Grundlagen konnten in den Simulationsstudien bestätigt werden, die Anwendung der Methoden im Labor und insbesondere im Feldebetrieb ist ausstehend.

Dank

Das Autorenteam dankt dem Bundesamt für Energie und der Hochschule Luzern herzlich für die finanzielle Unterstützung sowie den Mitgliedern der Begleitgruppe (Rafael Beerhalter, André Brun, Mick Eschmann, Peter Hubacher, David Zogg) und Vertretern des BFE (Carina Alles, Rita Kobler, Rolf Moser, Stephan Renz, Nadège Vetterli) für die wertvollen Inputs zum Projekt.

Quellen

- [1] A. Kemmler, T. Trachsel: Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000 - 2021 nach Verwendungszwecken, Bundesamt für Energie BFE, Bern, 2022
- [2] BAFU Abteilung Klima: CO₂-Emissionsfaktoren des Treibhausgasinventars der Schweiz, Bundesamt für Umwelt BAFU, Bern, 2022
- [3] Bundesamt für Energie - BFE: Energiestrategie 2050 nach dem Inkrafttreten des neuen Energiesgesetzes, Bundesamt für Energie BFE, Bern, 2018
- [4] Fachvereinigung Wärmepumpen Schweiz FWS: Statistik 2022, Fachvereinigung Wärmepumpen Schweiz FWS, Bern, 2023
- [5] S. Peterhans, R. Dott, W. Eugster, M. Freymond, M. Generelli, G. Guggenheim, P. Hubacher, C. Müller: FWS Jahresbericht 2019, Fachvereinigung Wärmepumpen Schweiz FWS, Bern, 2019
- [6] B. Wellig: Wärmepumpen-Forschung: Stand und künftige Herausforderungen, in 25. Tagung des BFE-Forschungsprogramms «Wärmepumpen und Kälte», Burgdorf, 2019, 29-44
- [7] P. Hubacher, C. Bernal: Feldmessungen an leistungs- geregelten Wärmepumpen und Warmwasser-Wärmepumpen, 2015
- [8] M. Miara, D. Günther, T. Kramer, T. Oltersdorf, J. Wapler: Wärmepumpen Effizienz, 2011
- [9] M. Erb, P. Hubacher, M. Ehrbar: Feldanalyse von Wärmepumpenanlagen FAWA, 2004
- [10] O. Meile: Energiestrategie 2050 und Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKE_n): Chancen für Wärmepumpen ?, in 21. Tagung des BFE-Forschungsprogramms «Wärmepumpen und Kälte», Burgdorf, 2015: Bundesamt für Energie BFE, 18-28
- [11] R. Agner, M. Etterlin, D. Troxler, L. Gasser, B. Wellig: Vermeidung von Effizienzeinbußen von Heizungswärmepumpen durch digitale Betriebsanalyse, Bundesamt für Energie BFE, Bern, 2022
- [12] WPSystemmodul: Wärmepumpen als Systemmodul, www.wp-systemmodul.ch (Zugegriffen am: 2023-04-11)
- [13] Modelica Association: Modelica Programming Language
- [14] M. Wetter, W. Zuo, T. S. Noidui, X. Pang: Modelica Buildings library, *Journal of Building Performance Simulation*, 2014, vol. 7, 253-270, doi: 10.1080/19401493.2013.765506
- [15] R. Dott, M. Y. Haller, J. Ruschenburg, F. Ochs, J. Bony: The Reference Framework for System Simulations of the IEA SHC Task 44 / HPP Annex 38 Part A: General Simulation Boundary Conditions, 2013
- [16] I. Mojic, S. Crameri, M. Cafilisch, D. Carbonell Sanchez, M. Haller: Reference Framework for Building and System Simulation, SPF Institut für Solartechnik, HSR Hochschule für Technik Rapperswil, 2019
- [17] L. Gasser, I. Wyssen, T. Käch, M. Kleingries, B. Wellig: Sole/Wasser-Wärmepumpen mit kontinuierlicher Leistungsregelung, Bundesamt für Energie BFE, Bern, 2015
- [18] SIA: Merkblatt 2028, Klimadaten für Bauphysik, Energie- und Gebäudetechnik, 2010

Robert Weber, Hendrik Leliveld, Empa, Urbane Energiesysteme, Dübendorf

BFE F&E-Projekt **SI/502168** (in Bearbeitung 2020 – 2024)

Effizienter Einsatz von Hochtemperatur-Wärmepumpen in Altbauten und bei Sanierungen

Zusammenfassung

Hochtemperatur CO₂-Wärmepumpen mit Vorlauftemperaturen bis 90°C sind Kandidaten um Ölheizungen in (geschützten) Altbauten zu ersetzen, da sie einen hohen Temperaturhub ermöglichen. Bei diesen Wärmepumpen fällt allerdings nicht nur Wärme bei hohen Temperaturen an, sondern auch Wärme bei tieferen Temperaturen. Um eine hohe Energieeffizienz zu erreichen, muss die gesamte Wärme genutzt werden (vom hohen bis zum tiefen Temperaturbereich). Damit dies möglich ist, muss die Rücklauftemperatur aus dem Gebäude möglichst niedrig sein. In diesem Projekt soll untersucht werden, wie das System Wärmequelle, Wärmepumpe, Wärmeabgabe ausgelegt werden muss, damit einerseits ein behagliches Raumklima erreicht wird und andererseits hohe Energieeffizienz gewährleistet werden kann. Die Untersuchungen werden mit dem Simulationsprogramm TRNSYS durchgeführt. Standardmässig nicht vorhandene Module (CO₂ und HFO Wärmepumpe) werden in MATLAB programmiert, nach TRNSYS portiert und mit Messwerten von der NEST - Datenbank kalibriert. Mit Jahressimulationen werden verschiedene Typen von Hochtemperaturwärmepumpen und eine Ölheizung bezüglich Effizienz, Behaglichkeit und CO₂ Emissionen verglichen.

Abstract

High-temperature CO₂ heat pumps with flow temperatures up to 90°C, are candidates to replace oil heating in (protected) old buildings, as they allow a high temperature swing. However, these heat pumps do not only produce heat at high temperatures, but also heat at lower temperatures. To achieve high energy efficiency, the entire heat must be used (from the high to the low temperature range). For this to be possible, the return temperature from the building must be as low as possible. The aim of this project is to investigate how the system of heat source, heat pump and heat output has to be designed in order to achieve a comfortable indoor climate on the one hand and to guarantee high energy efficiency on the other hand. The investigations are carried out with the simulation program TRNSYS. Standard modules (CO₂ and HFO heat pump) are programmed in MATLAB, ported to TRNSYS and calibrated with measured values from the NEST database. With annual simulations different types of high temperature heat pumps and an oil heating system are compared regarding efficiency, comfort, and CO₂ emissions.

Ausgangslage und Hintergrund

Um bis 2050 die Ziele des CO₂ Reduktion in Gebäuden zu erreichen, werden früher oder später die fossilen Heizungen ersetzt werden müssen. In Altbauten, wo eine Isolierung finanziell oder aus Gründen des Heimat- bzw. Ortsbildschutzes nicht oder nur teilweise realisiert werden kann, sind häufig noch sehr hohe Vorlauftemperaturen für die Radiatorenheizung üblich und nötig [1]. In solchen Gebäuden ist ein Ersatz von fossilen Heizungen durch Standardwärmepumpen in der Regel nicht einfach möglich. Mit niederen Vorlauftemperaturen und Konvektoren kann zwar die Lufttemperatur erreicht werden, allerdings zum Preis eines Strahlungsungleichgewichtes im Raum. Eine Lösung des Problems könnte der Einsatz von Hochtemperaturwärmepumpen darstellen. Da schwach oder nicht isolierte Gebäude typischerweise einen hohen Wärmebedarf haben, ist ein hoher Wirkungsgrad Voraussetzung für einen erfolgreichen Ersatz. Es wäre fatal, wenn in Peak Load Situationen die Heizenergie praktisch rein elektrisch erbracht werden müsste.

Motivation des Projektes

Einstufige Hochtemperaturwärmepumpen mit dem Kältemittel CO₂ erreichen theoretisch für hohe Temperaturhübe noch gute Wirkungsgrade. So wird z.B. in der solaren Fitness und Wellness Unit im Demonstrationsgebäude NEST¹ an der Empa bei einer Zulufttemperatur von 10°C in den Verdampfer und einer Auslasstemperatur von 115°C im Hochtemperatur-Gaskühler ein Gesamt-COP von ca. 2.9 erreicht. Allerdings gelingen solch hohe COP's nur, wenn tiefe Rücklauftemperaturen vom Verbraucher möglich sind.

Der COP warmseitig (1) berechnet sich aus der Summe der abgegebenen Wärme der Gaskühler GC1, GC2 und GC3 (Abbildung 5) im Vergleich zur aufgewendeten elektrischen Energie:

$$COP = \frac{\sum_{GC=1}^3 Q_{Warmwasser}}{Q_{El,Kompressor}} \quad (1)$$

Dabei ist die aufgewendete elektrische Energie des Kompressors proportional zur Druckerhöhung (Punkt 2 → 3, Abbildung 4) und hängt von Eingangstemperatur und -druck des Gases ab.

Um einen hohen COP zu erreichen, muss auf der Warmseite des Gaskreislaufes möglichst die gesamte Wärme nutzbringend "verbraucht" werden. Das ist eine Herausforderung für alte Gebäude, denn damit in den Wärmetauscher GC3, z.T. auch GC2 die gesamte Wärme ins Wasser übertragen werden kann, muss die Eintrittstemperatur des Wassers tiefer sein (möglichst < 35°C) als die Austrittstemperatur des Gases nach dem letzten Gaskühler (Punkt 6, Abbildung 3). Je tiefer die Rücklauftemperatur des Gebäudes ist, desto grösser ist damit die auskoppelbare Wärme aus dem Gas. Es geht also darum, nicht nur einen theoretisch hohen COP der Wärmepumpe zu erreichen, sondern das System so auszulegen, dass die gesamte produzierte Wärme verwendet werden kann. Das bedeutet, dass das Wärmeabgabesystem im Gebäude so modifiziert werden muss, dass mehrere und/oder verschiedene Verbraucher mit unterschiedlichen Temperaturanforderungen vorhanden sind. In diesem Projekt geht es darum, solche Modifikationen und Anpassungen zu untersuchen.

¹ NEST ist das modulare Forschungs- und Innovationsgebäude der Empa und der Eawag. Im NEST werden neue Technologien, Materialien und Systeme unter realen Bedingungen getestet, erforscht, weiterentwickelt und validiert.
<https://www.empa.ch/de/web/nest/overview>

Projektziele

Ziel des Projekts ist es, für (schlecht sanierbare) Altbauten Wärmepumpenalternativen zu fossil befeuerten Heizungen aufzuzeigen, welche vor allem während der Wintermonate einen möglichst hohen COP erreichen, damit der Anteil nichterneuerbarer Energien reduziert werden kann und die elektrischen Netze nicht unnötig belastet werden. Darunter soll aber das Raumklima, vor allem die Strahlungsverteilung, nicht leiden müssen. Das Heizsystem mit transkritischer Hochtemperatur-Wärmepumpe wird für spezielle Altbauten mit Hilfe von Simulationen mit einer Ölheizung und einer zweistufigen Wärmepumpe verglichen. Vor allem Energieeffizienz und Raumkomfort sind die wesentlichen Bewertungskriterien.

Modellbildung

Die Untersuchung wird hauptsächlich mit dem Simulationstool TRNSYS 18 [2] und MATLAB [3] durchgeführt. TRNSYS arbeitet mit einem Solver und einer Sammlung von vorbereiteten Standard Modellen (Types) für Gebäude und Komponenten, welche in internationalen Vergleichen immer wieder validiert wurden und werden. Dies garantiert eine hohe Aussagekraft für energetische Simulationen. Haustechnikkomponenten, die nicht als Standard-Types vorhanden sind, werden selber entwickelt und in FORTRAN [4] programmiert. In diesem Projekt werden neue Types für die CO₂ und die HFO-Wärmepumpen entwickelt und mit bestehenden Anlagen im NEST abgeglichen. Die NEST Datenbank enthält mittlerweile Messreihen von verschiedener Prototypen und neu entwickelten Geräten.

Als Vorlage für den TRNSYS Type wird dieselbe CO₂ Wärmepumpe verwendet, wie sie im NEST installiert wurde. In diesem Beitrag wird davon ausgegangen, dass die CO₂ Hochtemperatur-Wärmepumpen in einem transkritischen Prozess betrieben wird (Abbildung 2: rote Kurve). Das bedeutet, dass bei der Wärmeabgabe das Kältemittel keinen Phasenwechsel durchläuft. Es ist während der gesamten Wärmeübertragung gasförmig.

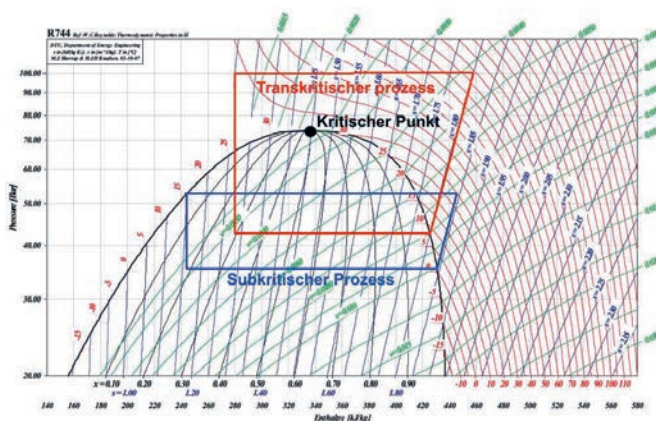


Abbildung 1: Schematische Gegenüberstellung eines transkritischen Prozesses (rot) mit einem subkritischen Prozess (blau)

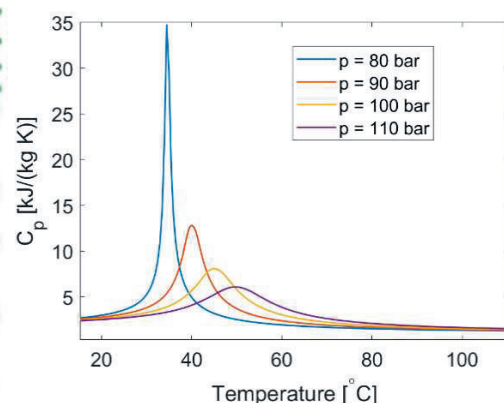


Abbildung 2: Abhängigkeit der Wärmekapazität von CO₂ von Temperatur und Druck

Die im NEST installierte CO₂ Wärmepumpe wurde für die Wärmeversorgung von Saunen ausgelegt. Sie muss Heisswasser mit bis zu 115°C erzeugen. Es sind fünf Wärmetauscher im Einsatz (3 Gaskühler (GC1...3)), und je ein interner Wärmetauscher und Verdampfer. Der Einsatz

von 3 Gaskühlern erlaubt eine flexible und angepasste Auskopplung der Wärme auf verschiedenen Temperaturen. Das ist der Grund, wieso genau diese Wärmepumpe als Vorbild für den Einsatz in Altbauten studiert wird. Diese Flexibilität ist nötig, da die Wärmekapazität von gasförmigem CO₂ im verwendeten Temperatur/Druckbereich nicht linear ist (Abbildung 2). Daher kann mit einem einzelnen Gaskühler die Wärme nicht optimal ausgekoppelt werden.

Im T-s Diagramm (Abbildung 3) wird die Abkühlung des Gases isobar, bei einem Druck von 128 bar, dargestellt (T₃ → T₇). Deutlich ist zu erkennen, dass diese Kurve keine Gerade ist. Je tiefer der Druck, desto geringer ist die Linearität der CO₂ Kurven (grau). In den Abbildung 3 & 4 wird der jeweils gleiche CO₂ Zyklus dargestellt. Die Abkühlung von T₃→T₄ beträgt 60°C und die von T₄→T₅ 40°C. Im p-h Diagramm ist sichtbar, dass die Enthalpiedifferenz zwischen den Punkten 3 & 4 trotz grösserer Temperaturdifferenz kleiner ist als die Enthalpiedifferenz zwischen den Punkten 4 & 5.

Da die Wärmekapazität von Wasser nur schwach von seiner Temperatur abhängt, kann eine Temperaturänderung im T - s Diagramm in erster Näherung linear eingezeichnet werden (grüne Geraden in Abbildung 3). Die Steigung dieser Geraden hängt fast gänzlich vom Wassermassendurchfluss ab. Durch die Verwendung von drei Wärmetauschern anstelle von einem kann der Massenstrom pro Wärmetauscher und die Tauscherfläche so eingestellt werden, dass eine optimale Wärmeübertragung vom Gas aufs Wasser stattfinden kann (d.h. die Kurven vom Gas und vom Wasser möglichst parallel und nahe beieinander).

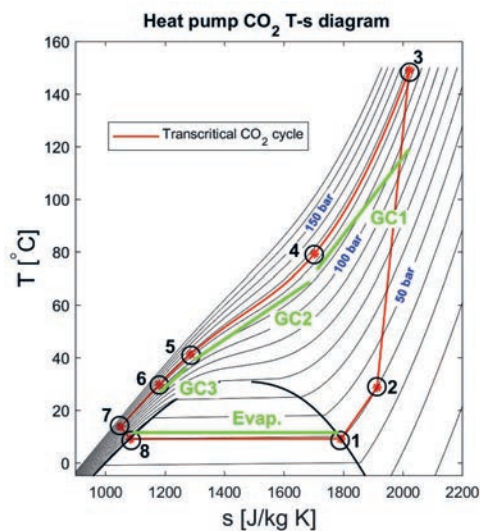


Abbildung 3: Temperatur – Entropie-Diagramm eines transkritischen CO₂ Kreislaufes

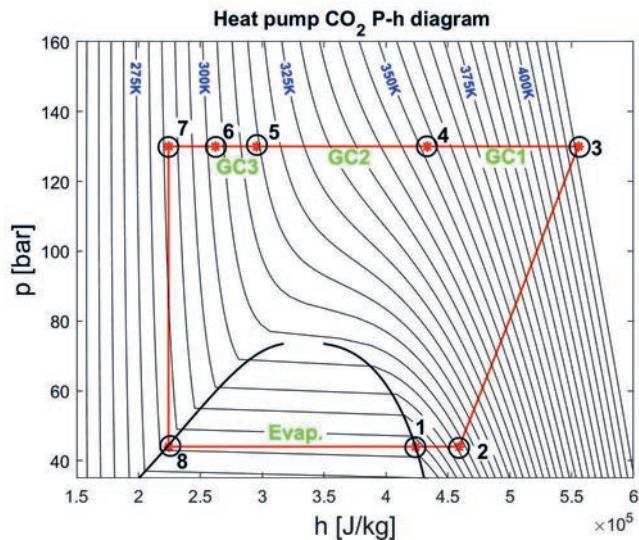


Abbildung 4: Druck – Enthalpiediagramm des gleichen transkritischen CO₂ Kreislaufes

- 1 – 2: Gaserwärmung mit internem Wärmetauscher, Wärme kommt von 6 – 7
- 2 – 3: Kompressor (Adiabate Komprimierung)
- 3 – 4: Heissgaskühler (GC1)
- 4 – 5: Gaskühler mittlere Temperaturen (GC2)
- 5 – 6: Gaskühler tiefe Temperaturen (GC3)
- 6 – 7: Interner Wärmetauscher, Wärme geht nach 1 – 2
- 7 – 8: Drosselventil (Isenthalpe Entspannung)
- 8 – 1: Verdampfer (Isobare Verdampfung) (Evap.)

In Abbildung 5 wird die Anlage vom NEST schematisch dargestellt. Das vom Kompressor komprimierte Gas durchströmt der Reihe nach den Hochtemperatur- (GC1), den Mittentemperatur- (GC2) und den Tieftemperatur-Gaskühler (GC3) sowie den internen Wärmetauscher. Das Heisswasser von GC1 und GC2 wird in den Schichtspeicher geleitet, das Wasser von GC3 wird im SFW während der Wintermonate für Niedertemperaturheizung (Flächenheizung) eingesetzt und im Sommer für die Regenerierung von Erdsonden. Die Wärme für den Verdampfer wird im Winter von der Erdsonde geliefert und kommt im Sommer von der Raumkühlung. Beim bestehenden System im NEST wird das Wasser des Schichtspeichers für die Beheizung der drei Saunen (Finnisch, Bio und Dampf) sowie für Duschwasser verwendet. Der Speicher hilft die unterschiedlichen Massenströme der Wärmetauscher auszugleichen und erlaubt dank der Schichtung, der Wärmepumpe möglichst tiefe Vorlauftemperaturen zuzuführen. Der Gaskühler 3 dient als "Notkühlung", falls vom Speicher Rücklauftemperaturen über 38°C auftreten. Damit können dauernd hohe COP's garantiert werden.

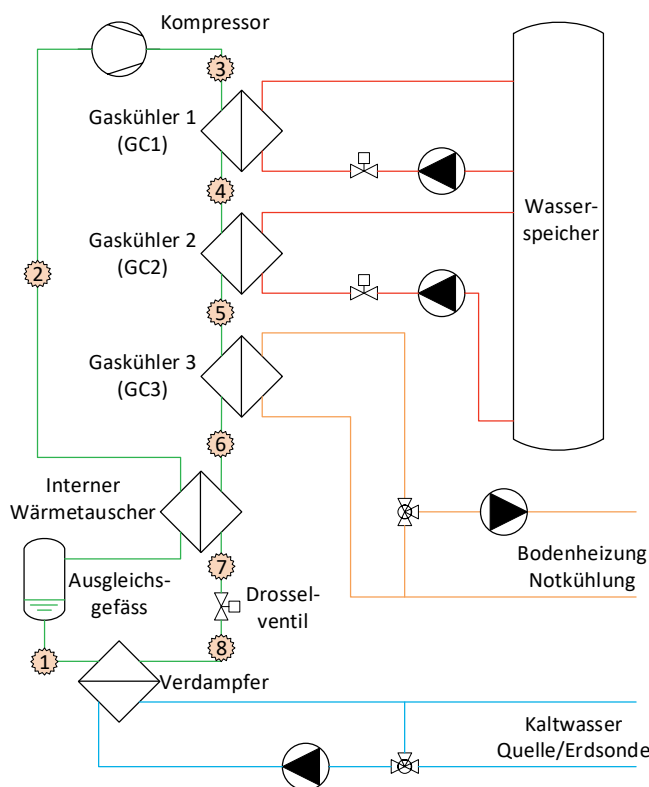


Abbildung 5: Wärmepumpenkreislauf

Ein mathematisches Modell der CO₂ Wärmepumpe wurde in MATLAB programmiert. Die vom Kompressor benötigte elektrische Leistung sowie der mit dem Kompressor erzeugte CO₂ Massenstrom basieren auf Regressionen, die der Kompressorhersteller Bitzer zur Dimensionierung bereitstellt [5]. Die physikalischen Eigenschaften von CO₂ basieren auf der Datenbank CoolProp [6].

Beim Versuch, das Modell mit der bestehenden NEST- Wärmepumpe abzugleichen, wurde festgestellt, dass beim Wärmepumpenbetrieb unerklärliche Messwerte auftraten. Bei einer Sichtinspektion wurde festgestellt, dass der Kompressor einen Defekt aufwies.

Das MATLAB Modell wird zurzeit nach TRNSYS migriert. Die Herausforderung liegt in der Simulationsgeschwindigkeit. Mit dem 1:1 migrierten Modell werden sehr hohe Simulationszeiten für eine Jahressimulation benötigt. Die aktuellen Arbeiten laufen daher in die Richtung der Vereinfachung der Modelle.

Einbettung ins Gesamtprojekt

In diesem Projekt geht es aber nicht nur um die Modellierung der CO₂ Wärmepumpe, sondern um den optimalen Einsatz der Wärmepumpe in Altbauten. Für diese Untersuchung wurde das Gesamtprojekt in vier Arbeitspakete (Work Packages WP1-4) gegliedert:

- Im Rahmen von WP1 werden verschiedene archetypischen Gebäude identifiziert, welche nur bedingt mit wärmedämmenden Massnahmen saniert werden können, so dass hohe Vorlauftemperaturen $> 75^{\circ}\text{C}$ für die Raumheizung zwingend sind. Die Auswahl soll so gelegt werden, dass sowohl kleinere als auch grössere Gebäude in einem Heizleistungsbereich von 20-50 kW vertreten sind. Zusammen mit der Denkmalpflege Zürich wird ein Gebäude gesucht, das für Altbauten einen repräsentativen Energieverbrauch und ein repräsentatives Heizsystem aufweist und bei dem auch Konstruktionspläne vorliegen, die detailliert genug sind, dass sie für die TRNSYS Simulation verwendet werden können.
- Im WP2 werden für unterschiedliche Systemkomponenten Modelle erstellt und verschiedene Systemkombinationen zusammengestellt, insbesondere Wärmepumpen, Wärmeabgabesysteme, thermische Speicher und verschiedene hydraulische Systeme. Es wird ein besonderer Schwerpunkt auf die CO₂ Technologie gelegt, denn sie gilt als vielversprechend [8]&[9] und das Kältemittel weist keine wesentlichen Klimarisiken auf. Das Potential der CO₂ Wärmepumpen kann aber nur dann ausgeschöpft werden, wenn die Rücklaufemperatur niedrig ist (siehe Erklärungen oben). Damit dies erfüllt werden kann, müssen passende Wärmeabgabe- und Speicherkonzepte identifiziert und charakterisiert werden. Angepasste Komponentenmodelle, wie die transkritische Wärmepumpe mit CO₂ als Kältemittel oder das Modell der Hochtemperatur-Wärmepumpe mit HFO-Kältemittel werden mit Messdaten aus NEST kalibriert. Bei der Modellierung und Validierung der CO₂-Wärmepumpe unterstützt uns auch die Firma Scheco, welche Messdaten, Kenngrössen zu Wärmepumpenkomponenten, Auslegungs- und Dimensionierungsgrundlagen und Hilfestellung zur Regelungstechnik bereitstellt. Als Resultat dieses WP's liegt eine Auswahl der am besten geeigneten Systemkonzepte vor, welche für die weitere Untersuchung verwendet werden können.
- Auf Basis der identifizierten Gebäudetypen (WP1) und Systemkonfigurationen (WP2) werden in WP3 Jahressimulationen für das Klima Zürich mit TRNSYS durchgeführt. Beurteilt werden Effizienz, Teillastverhalten des Gesamtsystems und die Behaglichkeit in den Räumen. Während der Simulation werden in einem ersten Schritt die Grobauslegungen aus WP2 überprüft und bei Bedarf in einem iterativen Prozess angepasst. Ebenso werden Regelungsstrategien entworfen, implementiert, verifiziert und angepasst. Der Kühlbetrieb im Sommer wird ebenfalls mitbetrachtet, steht aber nicht im Vordergrund der Untersuchungen.

- Nach Abschluss der Simulationen, werden die Resultate im Rahmen von WP4 ausgewertet und mit sog. "key performance indicators" (KPIs) dargestellt. Diese beinhalten zumindest das elektrische Lastprofil mit Vergleich zwischen mittlerer Maximallast im Winter zur mittleren Maximallast im Sommer, den Winter-COP, sowie die Jahresarbeitszahl, die betrieblichen CO₂ Emissionen aufgrund des Netzstrombezugs. Für die Bewertung des Netzstroms wird ein dynamischer CO₂ Wert berechnet. Als Vergleichsbasis bezüglich der KPIs gilt ein fossiles Heizsystem mit Radiatoren, welches ebenfalls simuliert wird. Zudem ist eine qualitative Bewertung und Vergleich des Raumklimas mit Hilfe der PMV² und PPD Werte³ sowie der Asymmetrie der Strahlung nach EN ISO 7730 [7] vorgesehen, um die Auswirkungen der Massnahmen auf die Wärmeabgabesysteme abschätzen zu können.

Weiteres Vorgehen

Die Modelle, welche im TRNSYS benötigt werden, werden erstellt, bzw. fertiggestellt. Aus heutiger Sicht (Abgabetermin der Dokumentation) liegt die Hauptarbeit bei der Modellierung darin, Modelle zu vereinfachen ohne an Genauigkeit einzubüssen, damit Jahressimulationen mit einem Zeitbedarf von < 4 Stunden durchgeführt werden können. Die reparierte CO₂ Wärmepumpe im NEST wird in verschiedenen Arbeitspunkten getestet. Die Modelle (Wärmepumpen, Speicher, Erdsonden, Luftwärmetauscher etc.) werden mit den Messdaten vom NEST abgeglichen.

Für die Durchführung der Jahressimulationen werden verschiedene Parametervariationen durchgeführt (Druck des CO₂ im Kreislauf, Betriebsfrequenz Speichergrössen etc.) Schlussendlich werden die Jahressimulationen noch ausgewertet.

² PMV-Index (Predicted Mean Vote): voraussehbare mittlere Beurteilung. Der PMV-Index ist die mittlere Beurteilung des Raumklimas, wie sie durch eine grosse Anzahl von Personen vorgenommen würde.

³ PPD-Index (Predicted Percentage of Dissatisfied): voraussichtlicher Anteil unzufriedener Personen. Der PPD-Index ist der Anteil jener Personen, die ein gegebenes Raumklima als nicht akzeptabel bezeichnen.

Quellen

- [1] Wohlleben M., Moeri S. et al: Energie und Baudenkmal, Teil III: Haustechnik, Kantonale Denkmalpflege Bern und Kantonale Denkmalpflege Zürich, V1 – 2014
- [2] TRNSYS: TRansient SYstem Simulation Tool, Vers. 18, Thermal Energy System Specialists, Madison, Wisconsin 53703
- [3] MATLAB: Version: 9.13.0 (R2022b), Natick, Massachusetts: The MathWorks Inc. <https://www.mathworks.com>
- [4] FORTRAN: Intel® Fortran Compiler 19.0 for Windows, Intel corporation
- [5] BITZER Software 6.17.9: BITZER Kühlmaschinenbau GmbH, 71065 Sindelfingen Deutschland, <https://www.bitzer.de/ch/de/tools-archiv/software/software/versionen-software.jsp>, Download: 30.01.2023
- [6] I. H. Bell et al: Pure and Pseudo-pure Fluid Thermophysical Property Evaluation and the Open-Source Thermophysical Property Library CoolProp, Industrial & Engineering Chemistry Research, 2014, Volume 53, pg 2053-2508
- [7] C. Zürcher, Th. Frank: Bauphysik: Bau und Energie, vdf Hochschulverlag, ISBN 978-3-7281-3887-3, Zürich 2018
- [8] B. T. Austin, K. Sumathy: Transcritical carbon dioxide heat pump systems: A review, Renewable and Sustainable Energy Reviews 15, pg 4013–4029, 2011
- [9] K.X. Le et al.: High Temperature Air Source Heat Pump Coupled with Thermal Energy Storage: Comparative Performances and Retrofit Analysis, Energy Procedia 158, pg. 3878-3885, 2019

Igor Bosshard, Amina Guliyeva, Krisztina Kelevitz, Marcel Troxler,
SPF Institut für Solartechnik, OST – Ostschweizer Fachhochschule
Carsten Wemhöner, Christoph Meier, Marc Werro, IET Institut für Energietechnik, OST

Untersuchung der optimalen Auslegung der Leistung von Heiz- und Kühlsystemen für Wohn- und Verwaltungsgebäude

Zusammenfassung

Die Erfahrung aus verschiedenen Pilot- und Demonstrationsprojekten als auch die Einschätzung von Experten, lässt vermuten, dass Heiz- und Kühlanlagen oft überdimensioniert sind. Aus diesem Grund wurden im Projekt OptiPower 257 Heizungsanlagen von Wohngebäuden und von zehn Verwaltungsgebäude diesbezüglich untersucht. Aus den umfassenden Messdaten wurde die real benötigte Leistung ermittelt und der geplanten und schlussendlich installierten Erzeugerleistung gegenübergestellt. Der überwiegende Anteil der Anlagen in den Wohngebäuden weist eine Überdimensionierung der installierten Heizleistung von mehr als 40% auf. Der Medianwert beträgt 44%. Die geplante Heizleistung weist mit einem Medianwert von 30% erwartungsgemäss eine geringere Überdimensionierung auf. Im Median beträgt der Zuschlag zwischen Planung und Installation rund 4.4 W/m^2 (+16%). Bei dem untersuchten Verwaltungsgebäude ist die Überdimensionierung der Heiz- und Klimakälteanlagen mit Faktoren von 2 bis 4 deutlich ausgeprägter. Hier besteht dringender Handlungsbedarf.

Detaillierte Resultate werden im BFE Schlussbericht voraussichtlich Ende August 2023 publiziert, dieser kann unter folgender Adresse bezogen werden www.spf.ch/optipower.

Abstract

Experience from various pilot and demonstration projects, as well as the assessment of experts, suggests that heating and cooling systems are often oversized. For this reason, 257 heating systems of residential buildings and ten administrative buildings were examined in the OptiPower project. From the comprehensive measurement data, the real required power was determined and compared to the planned and finally installed generator power. The majority of the systems in the residential buildings show an oversizing of the installed heating capacity of more than 40%. The median value is 44%. As expected, the planned heating capacity is less oversized, with a median value of 30%. The median increase between planning and installation is about 4.4 W/m^2 (+16%). In the administrative building studied, the oversizing of the heating and air-conditioning systems is much more pronounced, with factors of 2 to 4. There is an urgent need for action here.

Detailed results are expected to be published in the SFOE final report at the end of August 2023, which can be obtained from the following address: www.spf.ch/optipower.

Motivation und Methode

Immer häufiger werden die Energieverbrauchsdaten von Gebäuden mit hoher zeitlicher Auflösung erfasst und mit der Planung verglichen. Dank dieser Entwicklung ist es nun möglich grössere Datenmengen zu Gebäudeverbrauchsdaten zu untersuchen und Zusammenhänge zwischen Planung und Verbrauch zu ermitteln.

Die Betriebsoptimierung hat sich in der Praxis noch nicht durchgesetzt. Dadurch, dass auch die MuKE 2014 dies explizit als Modul aufgenommen haben, könnte sich dies in Zukunft ändern. Wie häufig, spielt auch hier Minergie eine Vorreiterrolle, indem ein Monitoring für grössere Bauten verpflichtend ist, um die Zertifizierung zu erhalten.

Die Thematik der Überdimensionierung in der Planung von Heizungsanlagen ist grundsätzlich nicht neu und ist in Fachkreisen ein bekanntes Problem. Jedoch ist uns keine Studie bekannt, welche eine grosse Anzahl an Objekten mit realen Messdaten systematisch dazu untersucht hat. Der Fokus von OptiPower liegt auf Mehrfamilienhäusern und Verwaltungsgebäuden, da diese den grössten Anteil (>70%) am Neubauvolumen in der Schweiz aufweisen. Es wurden insgesamt zehn Bürogebäude und 587 Mehrfamilienhäuser (MFH) untersucht, wobei mehrere MFH über eine Anlage versorgt werden, was dazu führt, dass insgesamt 341 Heizungsanlagen zur Verfügung standen. Davon wurden weitere Anlagen ausgeschlossen da die Qualität der Daten nicht ausreichend oder zu unsicher war. Die Heiz- und Klimakälteleistung wurden jeweils über zwei Methoden aus den Messdaten erfasst.

1. In der ersten Methode wurden nur die Messpunkte berücksichtigt, die in einem ausgewählten Aussentemperaturbereich liegen. Die gemessene stündliche Leistung wird in einem Bereich von ± 1 °C um die Auslegungstemperatur erfasst und über einen Boxplot visualisiert (siehe Abbildung 1).
2. Die zweite Methode verwendet die Energiesignatur für die Ermittlung der Vergleichsleistung aus den gemessenen Daten. Dabei wird der Schnittpunkt zwischen dem lineareren Fit durch die Messdaten und der Auslegungstemperatur (vertikale Linie) verwendet (siehe Abbildung 2). Für den linearen Fit werden Werte unterhalb einer Leistung von 0.6 kW und über 14 °C Aussenlufttemperatur nicht berücksichtigt.

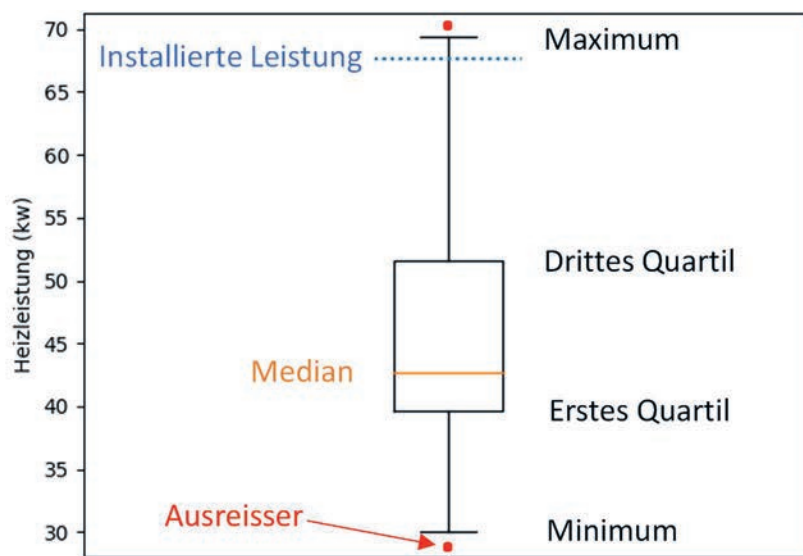


Abbildung 1: Beispielhafte Darstellung für die «Box-Plot»-Methode zur Bestimmung der Norm-Heizlast aus stündlichen Messdaten.

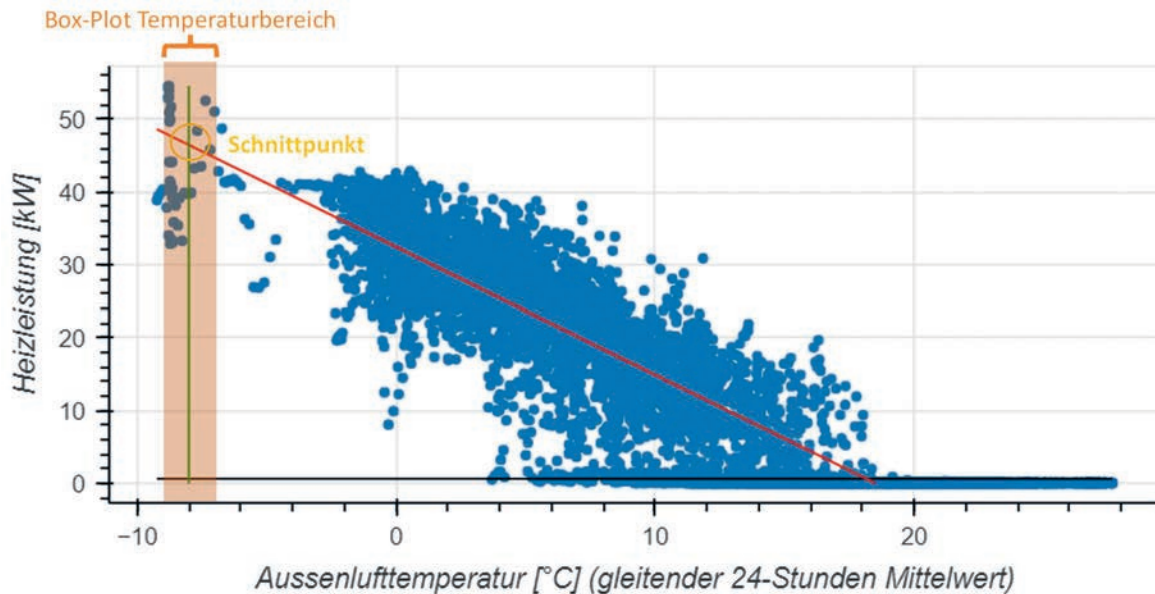


Abbildung 2: Beispielhafte Darstellung für die «Energiesignatur»-Methode zur Bestimmung der Norm-Heizlast aus gemittelten Tagesmessdaten. Hier ist ein Beispiel mit Daten von mehreren Jahren dargestellt.

Resultate

Auswertung der Wohngebäude

Die in diesem Kapitel dargestellten Überdimensionierungen werden, wenn nicht anders angegeben, mit der «Energiesignatur»-Methode ermittelt. Abbildung 3 zeigt den Vergleich der installierten, geplanten und aus Messdaten ermittelten spezifischen Heizleistung in Abhängigkeit vom gemessenen Heizwärmeverbrauch. Dabei kann man eine deutliche Überdimensionierung der Anlagen feststellen, wobei die Streuung der geplanten und installierten Leistung sehr gross ist. Die Abhängigkeit der gemessenen Leistung und des Heizwärmeverbrauchs ist mit einem Bestimmtheitsmass von 0.7 sehr hoch. Die Abbildung 4 zeigt das Histogramm der relativen Überdimensionierung aufgeteilt nach installierter und geplanter Heizleistung. Der überwiegende Anteil der Anlagen weist eine Überdimensionierung der installierten Heizleistung (blau) von mehr als 40% auf. Der Medianwert beträgt 44%. Die geplante Heizleistung (orange) weist mit einem Medianwert von 30% erwartungsgemäss eine geringere Überdimensionierung auf. Im Median beträgt der Zuschlag zwischen Planung und Installation rund 4.4 W/m^2 (+16%).

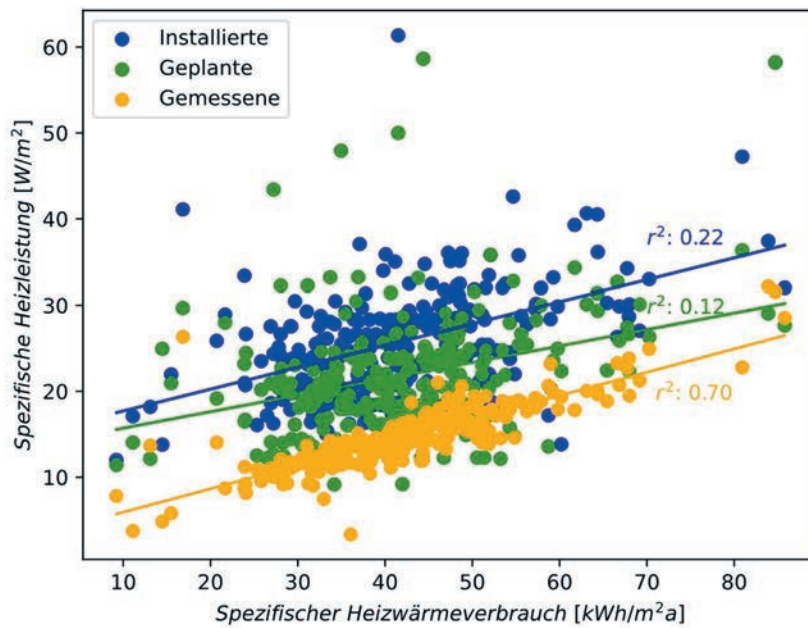


Abbildung 3: Spezifische Heizleistung in Abhängigkeit des gemessenen Heizwärmeverbrauchs (Mittelwert aller Messjahre). Es wird zwischen drei Fällen unterschieden: Installierte spez. Heizleistung (blau), aus Messdaten ermittelte spez. Heizleistung (orange) und aus der Planungsunterlagen ermittelte spez. Heizleistung (grün) ($n=257$).

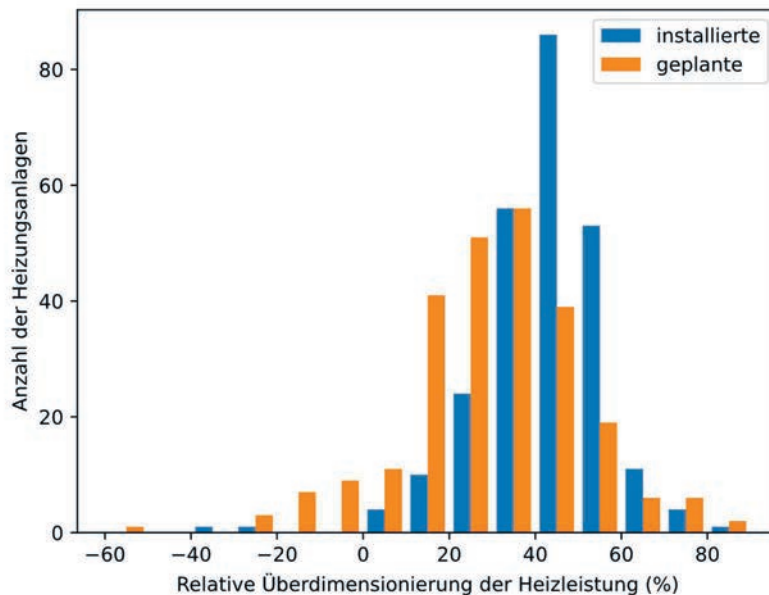


Abbildung 4: Histogramm der Überdimensionierung bezogen auf die geplante und installierte Heizleistung ($n=257$).

Schlussfolgerung

Die Auswertung der Wohngebäude bestätigt die Vermutung, dass die Heizungsanlagen generell überdimensioniert sind. Der Einfluss dieser Überdimensionierung auf die Wärmepumpen wird zurzeit untersucht und im Schlussbericht des BFE publiziert. Die Auswertung der Verwaltungsgebäude zeigt (siehe Schlussbericht), dass bei diesen der Handlungsbedarf noch viel grösser ist als bei den Wohngebäuden, da die Heiz- und Kühlanlagen um den Faktor 2 bis 4 überdimensioniert sind. Ein wesentlicher Grund dafür sind die bei der Auslegung zu berücksichtigenden sogenannten Verbundsysteme (SIA 384/2). Diese berücksichtigen die zusätzliche Leistung gegenüber der normalen Heiz-/Kühllast von Serverräumen, Warmwasserbereitung, Sperrzeiten und Lüftungsanlagen.

Die definitiven Ergebnisse können dem Schlussbericht des BFE entnommen werden, der voraussichtlich Ende August 2023 veröffentlicht wird. Dieser ist auf der Datenplattform ARAMIS des BFE oder auf der Homepage des SPF (www.spf.ch/optipower) verfügbar.

Ulrich Frei, Soltop-Energie AG

Daniel Philippen, Michel Haller, SPF Institut für Solartechnik, OST - Ostschweizer
Fachhochschule

Georges Nievergelt, Wogeno Genossenschaft selbstverwalteter Häuser, Zürich

BFE P&D-Projekt **SI/502032** (in Bearbeitung 2020 – 2023)

Dachintegrierte Luft/Wasser-Wärmepumpe mit hybrid genutzter PV-Anlage in einem Stadthaus

Zusammenfassung

Der Beitrag stellt die Erneuerung der Energieversorgung in einem 100-jährigen Gebäude in einer Blockrandüberbauung in der Stadt Zürich vor. Die Besonderheit des neuen Anlagenkonzepts ist die Integration zweier Luft/Wasser-Wärmepumpen in das Dach des Gebäudes und die Nutzung der gesamten Dachfläche zur Stromerzeugung und zur Erwärmung der Wärmepumpen-Zuluft mittels hinterlüfteter PVT-Anlage. Die dadurch erwartete Effizienzsteigerung sowohl der PV-Module als auch der Wärmepumpen wurde bisher nicht im erhofften Mass erreicht. Das Sanierungskonzept zeigt jedoch einen neuen Weg auf, wie Luft/Wasser-Wärmepumpen für die Dekarbonisierung der Energieversorgung von Altbauten in städtischem Gebiet eingesetzt werden können.

Résumé

L'article présente la rénovation de l'approvisionnement en énergie d'un bâtiment centenaire dans un îlot urbain en ville de Zurich. La particularité du nouveau concept énergétique est l'intégration de deux pompes à chaleur air/eau dans directement sous le toit du bâtiment et l'utilisation de toute la surface du toit pour la production d'électricité et le préchauffage de l'air amené aux pompes à chaleur au moyen d'une installation PVT ventilée par l'arrière. L'augmentation de l'efficacité attendue, tant des modules PV que des pompes à chaleur, n'a pas encore été atteinte dans la mesure espérée. Le concept de rénovation montre toutefois une nouvelle voie pour l'utilisation de pompes à chaleur air/eau en zone urbaine afin de décarboniser l'approvisionnement énergétique des bâtiments anciens.

Abstract

The article presents the renewal of the energy supply in a 100-year-old building in a perimeter block development in the city of Zurich. The special feature of the new system concept is the integration of two air-to-water heat pumps in the roof of the building and the use of the entire roof area for electricity generation and for heating the heat pump supply air by means of a rear-ventilated PVT system. The expected increase in efficiency of both the PV modules and the heat pumps has not yet been achieved to the extent hoped for. However, the renovation concept shows a new way how air-to-water heat pumps can be used in urban areas to decarbonise the energy supply of old buildings.

Ausgangslage

Das Stadtbild vieler Schweizer Städte ist geprägt durch einen alten Gebäudebestand, mehrheitlich entstanden zwischen 1920 und 1960. Die Dekarbonisierung dieser Gebäude ruft nach innovativen Lösungen, da die meist markanten Fassaden nicht beliebig wärmegeämmt werden können und der nachträgliche Einsatz von Wärmepumpen an vielen Standorten eingeschränkt oder nicht zulässig ist. Erdsonden können aus Platzgründen oder wegen des Grundwasserschutzes oft nicht realisiert werden und Luft/Wasser-Wärmepumpen sind oft aus Lärmschutzgründen keine Option. Das hier beschriebene 100-jährige 8-Familien Haus an der Denzlerstrasse 36 in 8004 Zürich ist im Besitz der ‘Genossenschaft selbstverwalteter Häuser’ WOGENO-Zürich. Das Haus ist Bestandteil einer Blockrandbebauung und wurde bis anhin mit Gastherme beheizt. Estrichboden und Kellerdecke sind seit längerem wärmegeämmt, 3-fach verglaste Fenster kamen kürzlich ins Haus, die Hauseingangs- und Estrichtüren wurden luftdicht gemacht (Unterbindung Kamineffekt im Treppenhaus) und die Hoffassade wurde im Zuge dieses Projekts aussen wärmegeämmt. Der Jahresverbrauch für Heizung und Warmwasser lag bislang bei 82 kWh/m² (EBF 690 m²), die Heizkreis-Vorlauftemperatur bei max. 49 °C bei -8 °C Aussentemperatur.

Motivation

Die Genossenschaft WOGENO besitzt weitere gleichartige Liegenschaften wie diese in der Stadt Zürich, die ebenfalls in Quartieren stehen wo sich übliche Installationen von Wärmepumpen (Erdsonden / Luft) nicht anbieten, da sie entweder nicht bewilligungsfähig sind oder zu wenig Landfläche vorhanden ist. Mit dem Engagement in dieses Pilotprojekt will die Genossenschaft herausfinden, wie sie ihren urbanen Gebäudebestand in die Energiezukunft bringt.



Abbildung 1: Südost-Fassade des Wohnhauses in der Denzlerstrasse, Zürich (links).
Wärmepumpen-Ausblasgitter im Nordwest-Solardach (rechts)

Ziele der Sanierung

Im Vordergrund der Projektstrategie stand die vollständige Dekarbonisierung ohne Feinstaubemissionen (keine Pelletsheizung), hohe Anlagenwirkungsgrade, minimaler Betriebsaufwand und hohe Autarkie. Die Umsetzungs-Massnahmen sollen einem «reduce to the max»-Ansatz folgen, z.B. knappe technische Auslegungen ohne Wärmekomforteinbussen im Betrieb und sinnvolle Beibehaltung bestehender Anlage-Komponenten wie Warmwasser-Speicher (inkl.

WW-Zirkulation), Heizgruppen und Heizverteilung. Keller- und Windenabteile der BewohnerInnen müssen uneingeschränkt vorhanden bleiben, die bestehenden Velo- und Geräteeinstellräume nicht eingeschränkt werden. Es sollen keine Bauarbeiten in den Wohnungen stattfinden, alle Heizungsradiatoren bestehen bleiben, die charakteristische Südost-Fassade zur Strasse hin nicht angerührt werden, die Bewohnerinnen und Nachbarinnen vor Geräuschen im Heizbetrieb verschont bleiben und ein Zusammenschluss zum Eigenverbrauch ZEV entstehen. Die wegfalenden Nischen für Brutvögel, in der alten Dachkonstruktion, sollen durch Nistkästen für Mauersegler ersetzt werden.

Lösungsansatz und Vorstellung der Anlage

Der Einsatz einer Wärmepumpe für die Substitution des Gaskessels war von Beginn an gesetzt. Alternativen wie beispielsweise ein Pellets-Kessel scheitern am Platzangebot und an der Feinstaubthematik im städtischen Raum. Erdsonden als Wärmequelle für die Wärmepumpe sind am Standort der Liegenschaft nicht erlaubt (Grundwasser). Eine Fernwärme-Anschlussmöglichkeit ist nicht in Sicht. Es bleibt der Einsatz einer Luft/Wasser-Wärmepumpe, wobei die lokalen Gegebenheiten für den Einsatz einer konventionellen aussen- oder innenaufgestellten Luft/Wasser-Wärmepumpe im Wesentlichen aus Lärm- und Platzgründen nicht geeignet waren. Diese spezifischen Randbedingungen sind im städtischen Siedlungsgebiet, insbesondere bei älteren Liegenschaften, sehr häufig anzutreffen. Aufgrund dieser Rahmenbedingungen wurde beschlossen, die Wärmepumpen ins Dach zu integrieren. Im vorliegenden Gebäude wird das Dachgeschoss als klassischer Estrich (Stauraum) und für die Wäschetrocknung genutzt. Damit war klar, dass die Wärmepumpenanlage möglichst kompakt in das Dachgeschoss zu integrieren ist, um die bisherige Nutzung nicht allzu stark einzuschränken. Alle weiteren berücksichtigten Kriterien wie Schall, eigene Stromproduktion, hoher Eigenverbrauch und hohe Autarkie haben zu folgendem Lösungsansatz geführt:

Komponenten/Ausrüstung:

- Luft/Wasser-Wärmepumpen-Kaskade mit zwei M-Tec WPLK 618, drehzahl geregelt,
- Leistung pro WP (in kW @ Ta/TVL): 13 kW @ -7/52, 17 kW @ 2/35, Minimalleistung: 3.3 kW @ 2/35, 5.8 kW @ 2/55.
- Soltop-Energiedach, vollintegrierte PV-Anlage, 24.2 kWp, verteilt auf das Südostdach (11.8 kWp) und das Nordwestdach (12.4 kWp), ausgebildet als Luftkollektor (hinterlüftete PV-Module).
- Abschattungseffekte, bedingt durch die Satteldachgauben, werden durch den Einsatz von Modul-Optimizer minimiert.
- Getrennte WP-Zuluftkanäle mit minimalem Druckverlust für die beiden Dachhälften im Giebelbereich.
- Frischluft-Eintrittsgitter im Traufbereich stellen den grössten Druckverlust im System dar und sorgen damit für eine gleichmässige Durchströmung des gesamten Hybrid-Kollektors.
- Jede Dachhälfte verfügt über einen drehzahlvariablen Axialventilator für die Zuführung der Luft zu den Wärmepumpen.
- Ein Druckdifferenz-Sensor liefert den Sollwert für die Drehzahlregulierung der beiden Axialventilatoren – der Druck auf der Eintrittsseite der Wärmepumpen wird im Betrieb auf Umgebungsdruck gehalten (+/- ca. 3 Pa).
- Wärmespeicher 2'000 Liter mit der Möglichkeit zum Befüllen mit PCM-Kapseln.

- Bestehender Warmwasserspeicher 500 Liter mit einem Wärmetauscher von 6 m². Dieser wird zur Minimierung des Einsatzes grauer Energie in der Sanierung weiter betrieben.
- Batteriespeicher, BYD B-Box, Hochvolt Lithium, nutzbare Kapazität 13.8 kWh.
- Elektrodurchlauferhitzer 9 kW für die Eigenverbrauchsoptimierung und Notheizung – leistungsgeregelt (Fronius Ohm-Pilot).
- Leitsystem mit Eigenverbrauchsoptimierung durch Energiemanagementsystem E-Smart.
- Erneuerung Hausanschlusskasten und Hauptverteiler, Bildung einer Eigenverbrauchs-gemeinschaft ZEV.

Die vollständig ins Dach integrierte, hybrid genutzte PV-Anlage mit den zwei drehzahlgeregelten Luftwärmepumpen stellt das Herz der Anlage dar. Ergänzt wird die Anlage durch eine Batterie und einen Wärmespeicher. Der Wärmespeicher könnte zusätzlich mit PCM-Elementen befüllt werden um die Wärmekapazität im nutzbaren Bereich von 45°C- 55°C deutlich zu erhöhen (Faktor 2 -3). Die bestehende Wärmeverteilung mittels Radiatoren wird weiter betrieben – die Vorlauftemperatur beträgt ca. 46°C bei -8°C Umgebungstemperatur.

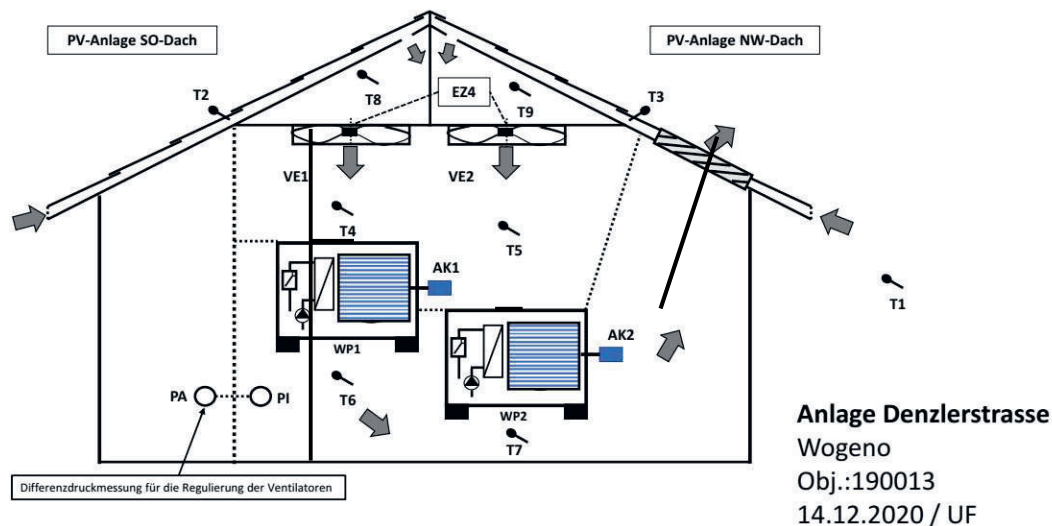


Abbildung 2: Prinzipschema der Luftführung zur Versorgung der Wärmepumpen (graue Pfeile) – vom Ansauggitter im Traufbereich bis zum Ausblasgitter

Das Prinzipschema (Abb. 2) verdeutlicht die Funktion der PVT-Anlage als Vorwärmer der Zuluft der Wärmepumpen. Die thermisch aktive Fläche beider Dachseiten beträgt total ca. 200 m². Die Besonderheit dieses Anlagenkonzepts ist u.a. die Luftführung der Luft-Wärmepumpen im Dachbereich. Angesogen auf der ganzen Länge oberhalb der Dachrinnen, gelangt die Aussenluft in den Zwischenraum von Unterdach und PV-Modulen, steigt zum Dachgiebel auf und strömt dann in einem für beide Dachhälften getrennten Kanal zum Standort der Wärmepumpen und wird den Verdampfern zugeführt.

Die Luftmenge wird für jede Dachhälfte separat geregelt, je nach Solareinstrahlung und entsprechender Wärmeentwicklung. Am Morgen wird z.B. nur die Südost-Dachseite von der Luft durchströmt, am Mittag beide Dachhälften und am Nachmittag hauptsächlich die Nordwest-Dachhälfte. Falls notwendig, kann jede Dachhälfte die nötige Luftmenge (max. ca. 14'000 m³/h) für beide Wärmepumpen bereitstellen.

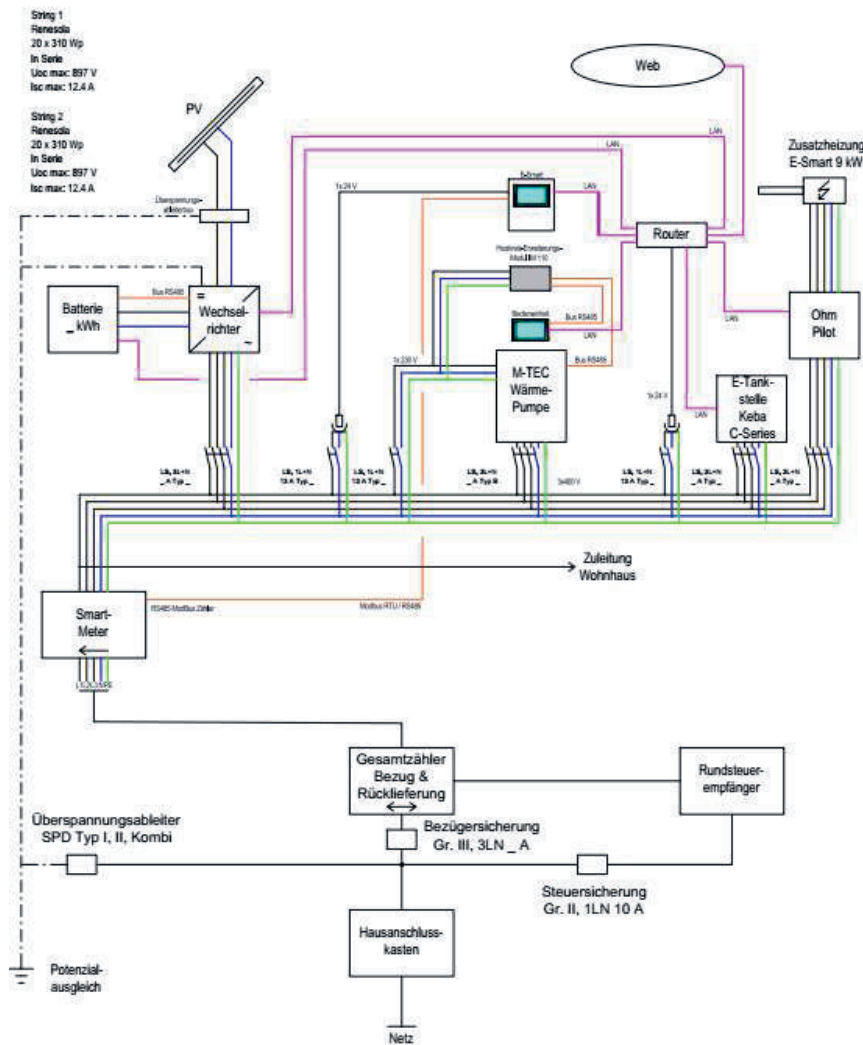


Abbildung 4: Schema der Komponenten zur Stromerzeugung und -versorgung

Realisation

Die Dachsanierung und die Installation von PV-Dach und Wärmepumpenanlage wurde im Herbst 2020 innerhalb von 2 Monaten wie folgt ausgeführt:

Betonfundamente auf Mehrschichtholzplatten, welche mit den Holzbalken verschraubt werden, sichern am Aufstellort der Wärmepumpen Baustatik und Körperschall-Absorption (Abb. 5, links). Unter dem 2'000 Liter Wärmespeicher werden ebenfalls Mehrschichtplatten verschraubt und zusätzlich eine Auffangwanne für ev. Leckagen ausgebildet. Partiiell entfernte Isofloc Dachboden-Dämmung wird später wieder ergänzt.

Der Abbruch von fünf Einzel- und Doppelkaminen schafft Raum für die neue Heizzentrale, verhindert Verschattung auf dem Solardach und gibt dem Gebäude einen kaminlosen, modernen Auftritt. 100-jährige Biberschwanz-Ziegeleindeckung weicht dem PV-Solardach.



Abbildung 5: Betonfundamente für WP-Aufstellung (links) und Dach nach Abbruch der Kamine und Entfernung der Ziegel (rechts)

Einbringung von Geräten und Speicher mittels Pneukran durch temporärer Dachöffnung (Abb. 6, links). Die Luft-Ausblasnische der Wärmepumpen als «negativ Gaube» wird mit Sturmregenwasser-Auffangfläche und Ablauf versehen. Die Nische soll später für eventuellen Austausch von Grosskomponenten benützt werden können. Die Wärmepumpen werden mit «Gummifüssen» eingebracht und aufgestellt. Diese Körperschall-Dämmelemente wurden anhand Lastaufnahmegewicht und Frequenzspektrum für jeden Wärmepumpen-Fuss einzeln berechnet und hergestellt.



Abbildung 6: Einbringung einer Wärmepumpe (links) und Luft-Ausblasnische beider Wärmepumpen

Zwei begehbare Luftkanäle werden unter dem Dachgiebel für beide Dachhälften getrennt geführt (Abb. 7, links). Hier strömt die vorgewärmte Aussenluft, die aus den Zwischenräumen von Unterdach und PV-Modulen angesaugt wird, zu den Wärmepumpen. Die luftdurchströmten Räume, in denen die Wärmepumpen stehen, sind schall- und wärmeisoliert.



Abbildung 7: Begehbare Luftansaugkanäle unter Dachgiebel (links), Technikraum mit einer der Wärmepumpen (A), einer der Axialventilatoren (B) und dem gedämmten und beheizbaren Ausdehnungsgefäss (C) (rechts)

Der 500 Liter Register-Warmwasserspeicher mit 6 m² Wärmetauscherfläche (Abb. 8, links) sowie die Heizgruppe werden von der alten Gasheizung übernommen und stehen unverändert im Keller. Der 13.8 kWh Lithium-Batteriespeicher steht ebenfalls im ehemaligen Heizungskeller. Die Verbindungsleitungen vom ehemaligen Heizungskeller zur neuen Heizzentrale im Dachgeschoss führen durch zwei ausser Betrieb gesetzte Kamine. Der 100-jährige elektrische Hausanschlusskasten (HAK) und der Elektroverteilkasten werden erneuert, es wird ein Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) gegründet, mit Privatählern in den Wohnungen



Abbildung 8: Warmwasser-Speicher im Keller (links), Wärmepumpen-Luftansauggitter über der Regenrinne im Solardach (rechts)

Mit der Idee des Pilotprojekts wurden bei den Bewohnerinnen offene Türen eingerannt und bis heute sind die Rückmeldungen positiv, ja teilweise sogar freudig.

Reklamationen zu Heizkomfort und Störgeräuschen gab es zu Beginn lediglich aus der unmittelbar unter der neuen Heizzentrale liegenden Wohnung. Dem konnte mit Software-Updates und hydraulischem Abgleich begegnet werden.

Während der Bauzeit und den nachfolgenden Testläufen war der Wärmekomfort jederzeit nahtlos gewährleistet, dies durch eine temporäre Schnittstelle innerhalb derer schnell von alter (Gas-therme) auf neue (Wärmepumpen) Wärmeerzeugung hin und her geschaltet werden konnte.

Seit Betrieb der Anlage gab es keine Ausfälle, die zu Einbussen im Wärmekomfort geführt hätten und die Bewohnerinnen mussten sich in keiner Weise umgewöhnen.

Es wurde entschieden, die ZEV-Verwaltung (Privat- und Allgemein-Stromabrechnung) selbst auszuführen. Entsprechend wurden private Stromzähler in den Wohnungen installiert, welche periodisch von dem dafür bestimmten Hausbewohner abgelesen und ausgewertet werden.

Auswertung des energetischen Monitorings

Effekt der Hinterlüftung auf die Effizienz der Wärmepumpe

Ein zentrales Ziel des Anlagenkonzept ist es, die Zuluft der Wärmepumpen zu erwärmen, indem sie unter den beiden PV-Dächern durchgeleitet wird. Durch diese angestrebte Temperaturerhöhung der Aussenluft sollen die Wärmepumpen mit höheren COP laufen und im Betrieb entsprechend weniger Strom benötigen. Die Lufterwärmung bereitete auch im Sommer keine Probleme für die Wärmepumpen; es wurden keine zu hohen Lufttemperaturen erreicht, die einen Betrieb der WP verhindert hätten.

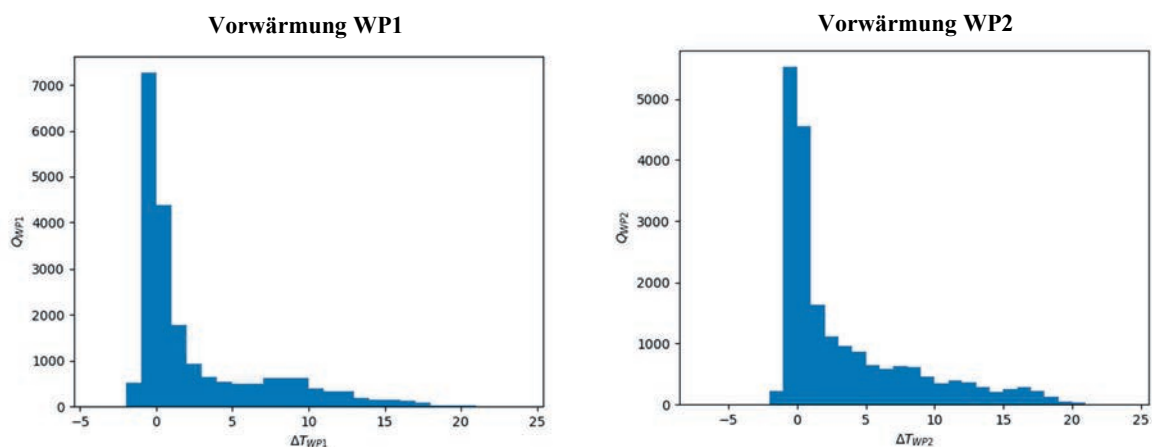


Abbildung 9: Gewichtete Histogramme für 12 Monate, welche angeben, wieviel Wärme (Q , in kWh) am WP-Kondensator bei welcher Temperaturerhöhung der WP-Zuluft abgegeben wurde (ΔT_{WP} = Lufttemperatur am WP-Einlass minus Lufttemperatur der Aussenluft, in Kelvin)

Abbildung 9 zeigt die von den WP abgegebene Wärme über der jeweiligen Temperaturerhöhung, bei der diese Wärme erzeugt wurde. Die Temperaturerhöhung der Luft (ΔT_{WP} , in 1 Kelvin-Klassen zusammengefasst) ist die Differenz der jeweiligen Zuluft-Temperaturen am WP-Verdampfer und der aktuellen Aussenlufttemperatur. Die Grafiken in Abbildung 9 zeigen die Auswertung je Wärmepumpe für ein Jahr. Es wird deutlich, dass die Wärmepumpen den Grossteil der Wärme ohne oder mit nur geringer Luftvorwärmung lieferten und der Effekt der Erwärmung auf die Effizienz der Wärmepumpen somit gering ist. Die stärkste Erwärmung erfolgt erwartungsgemäss im Sommer (Grafik nicht aufgeführt), wenn Luft/Wasser-Wärmepumpen aber generell bei hohen Lufttemperaturen mit hohem COP arbeiten, also auch ohne zusätzliche Zuluft-Erwärmung sehr effizient sind. Ein Grossteil der Wärmeabgabe ans Gebäude findet im Winter zum Beheizen des Gebäudes statt, weswegen die WP oft nachts und damit ohne Möglichkeit einer solaren Luftvorwärmung betrieben werden. Generell kann nachts sogar

eine leichte Abkühlung der Zuluft geschehen, da die Dachhaut aufgrund der atmosphärischen Gegenstrahlung unter Umgebungsluft abkühlen kann.

Potenziale, die Vorwärmung stärker zu nutzen, liegen im Verschieben der Laufzeiten der Wärmepumpen Richtung Mittag/Nachmittag, da dann die Aussentemperatur und die Solarstrahlung in der Regel am höchsten sind. Dies ist mit der Anlagensteuerung teils umgesetzt, könnte aber optimiert werden. Zusätzlich kann auch mit einer Verlängerung der Laufzeiten der Wärmepumpen gearbeitet werden, wobei die Temperatur der Speicher leicht überhört wird. Im vorliegenden Gebäude sind die Potenziale zur Speicherüberladung aber begrenzt, da keine grossen Wasserspeicher für Raumwärme und Warmwasser installiert wurden und da das Gebäude als weitere thermische Speichermasse wegen der Radiatoren nicht eingesetzt werden kann.

Effekt der Hinterlüftung auf die Effizienz der PV-Anlage

An drei aufeinanderfolgenden, meteorologisch sehr ähnlichen Tagen im August mit hoher Sonneneinstrahlung wurde der Betrieb der Hinterlüftung und damit die Kühlung der PV-Module variiert und die resultierende Modultemperatur und der PV-Tagesertrag analysiert. Durch die rückseitige Kühlung der PV-Module mit Durchleitung der Zuluft der Wärmepumpen kann die Effizienz der PV-Module erhöht werden (Leistung 0.42 %/K gemäss Datenblatt Hersteller). Als Basis für den Vergleich wurde der PV-Tagesertrag ohne Hinterlüftung (Ventilatoren gesperrt) genommen und dieser mit Tageserträgen bei mittlerer Drehzahl und bei hoher Drehzahl der Ventilatoren verglichen. Der PV-Mehrertrag durch die Modulkühlung wurde der aufgewendeten elektrischen Energie für die Ventilatoren gegenübergestellt. Die Aussentemperatur lag an den Messtagen am Morgen und am Mittag bei rund 15 °C bzw. 24 °C.

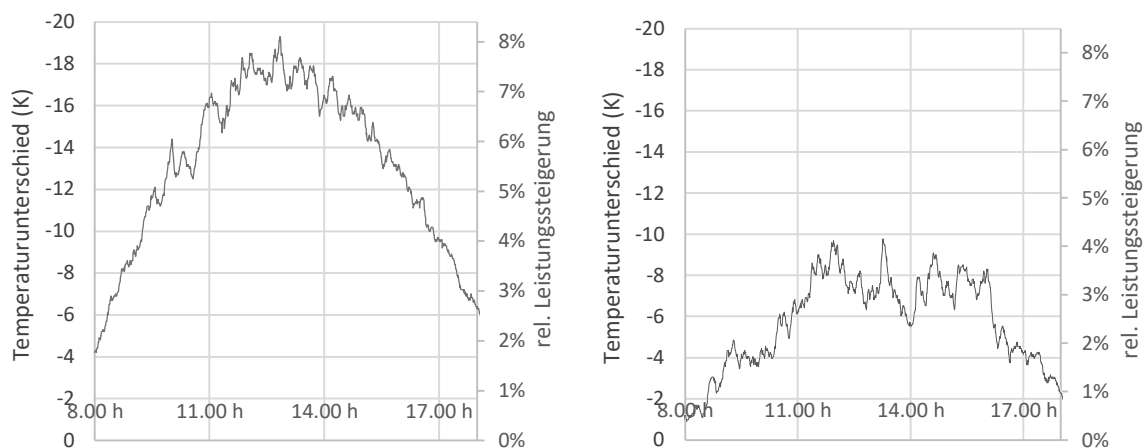


Abbildung 10: Gemessene Kühlung (Temperaturunterschied) der PV-Module durch aktive Hinterlüftung und daraus berechnete Effizienzsteigerung der PV-Module im Tagesverlauf auf dem Südost-Dach. Links: Vergleich keiner versus starker Hinterlüftung, rechts: Vergleich keiner versus mittlerer Hinterlüftung

Bei voller Leistung der Axialventilatoren (Ansteuerung mit 10 Volt) können die Module mittags ca. 18 K abgekühlt werden (Abb. 10, links). Durch die hohe Drehzahl der Ventilatoren ist der elektrische Verbrauch der Ventilatoren aber grösser als der zusätzliche Ertrag der PV-Module durch die Kühlung, d.h. diese starke Kühlung der Module lohnt sich energetisch nicht. Der normale Kühlbetrieb der Steuerung mit mittlerer Drehzahl (Ansteuerung mit 4 V, 0.7 kWh/d

Stromverbrauch) führt hingegen zu einer positiven Strombilanz mit rund 1.5 % mehr verfügbarem PV-Ertrag. Die Messungen zeigen den Effekt der Modul-Kühlung exemplarisch für die Sommermonate und schon hier ist der Mehrertrag in der Grössenordnung von 1.5 % klein. Bei geringerer Einstrahlung und auch bei niedrigeren Aussentemperaturen, wie v.a. in den Wintermonaten, fällt die Effizienzsteigerung der PV-Module durch die Hinterlüftung noch geringer aus.

Energetische Kenngrössen des Gebäudes

Mit dem Monitoring wurden Bereitstellung und Verbrauch von Wärme und Strom im Gebäude gemessen. Die hier dargestellten Analysen umfasst 12 Monate von März 2022 bis Februar 2023. Die monatliche Wärmebilanz des Gebäudes ist in Abbildung 11 gezeigt. Aufgrund der mässigen Wärmedämmung des Altbaus wird nur in zwei Sommermonaten nicht geheizt. Während der Sommermonate wird ein Teil der PV-Überschüsse mittels Heizstab für die Warmwassererzeugung genutzt. Mit einer Wärmeabgabe für Raumwärme von 28 MWh/a ergeben sich mit 691 m² Energiebezugsfläche eine Energiekennzahl für Raumwärme von 41 kWh/m²a. Zusammen mit dem Warmwasserverbrauch von 12.4 MWh/a (bzw. 18 kWh/m²a) ergibt sich eine Energiekennzahl für Warmwasser und Raumwärme von 59 kWh/m²a.

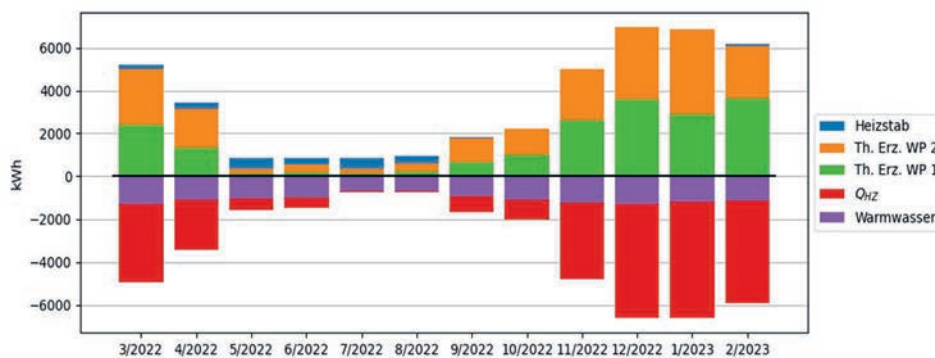


Abbildung 11: Monatliche Wärmebilanz des Gebäudes

Beim elektrischen Strom (Abb. 12) zeigt sich beim Netzbezug eine weitgehende Autarkie in den Sommermonaten und ein relevanter Strombezug aus dem öffentlichen Stromnetz in den Wintermonaten. Der Stromverbrauch im Gebäude lag gesamthaft bei 20 MWh/a, bei einem PV-Ertrag von 21 MWh/a. Der Netzbezug lag bei rund 9 MWh/a, mit klarem Schwerpunkt dieses Bezugs im Winter. Im Gebäude wird wie vor der Sanierung mit Biogas gekocht.

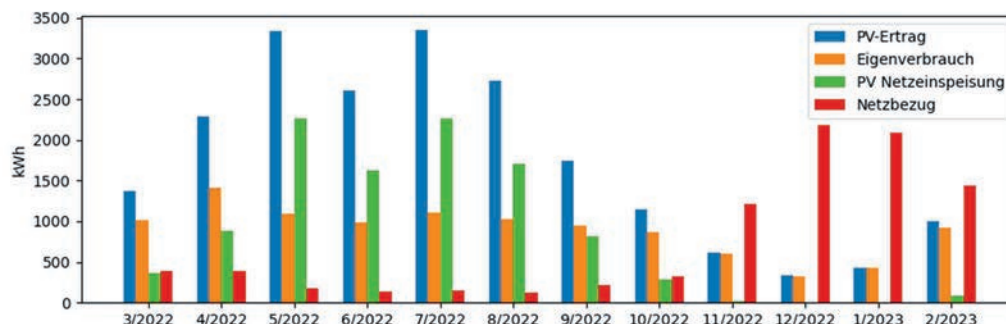


Abbildung 12: Stromproduktion bzw. -verbrauch im Gebäude pro Monat

Die gemeinsamen Jahresarbeitszahlen beider Wärmepumpen (abzüglich der vom Heizstab bereitgestellten Wärme), belaufen sich auf JAZ_{WW} 3.44, JAZ_{RW} 4.03 und gesamthaft JAZ 3.86. Ohne Stromverbrauch der Axialventilatoren liegen die Werte bei JAZ_{WW} 3.54, JAZ_{RW} 4.16 und gesamthaft JAZ 3.94. Die JAZ_{WW} enthält Speicherverluste aber auch Zirkulationsleitungsverluste.

Mit den nachstehenden energetischen Kennwerten¹ kann das Energiesystem aus Wärmepumpen-Heizung und PV-Stromerzeugung gesamthaft bewertet werden:

$$\text{Eigenverbrauchsgrad: } R_{\text{Eigenverbr.grad}} = \frac{Pel_{\text{rest}} + Pel_{\text{batterie}} + Pel_{\text{WP1}} + Pel_{\text{WP2}} + Pel_{\text{lüfter}} + Pel_{\text{heizstab}}}{Pel_{\text{PV1}} + Pel_{\text{PV2}}}$$

Mit u.a.: Haushaltsstrom, Pel_{Rest}
PV-Erträge Dach 1 und 2, Pel_{PV1} und Pel_{PV2}

$$\text{Autarkiegrad: } R_{\text{aut}} = \frac{W_{\text{eig}}}{W_{\text{ges}}}$$

mit: Eigenverbrauch, W_{eig} , derjenige PV-Ertrag, der zeitgleich im Gebäude verbraucht wird oder in der PV-Batterie gespeichert wird.
Gesamter elektrischer Energieverbrauch, W_{ges}

$$\text{Netzaufwandszahl: } R_{\text{net}} = \frac{W_{\text{NB}}}{E_{\text{nutz}}}$$

mit: Netzbezug (elektrische Energie), W_{NB}
Gesamt-Nutzenergiebedarf (Strom und Wärme), E_{nutz}

Die Jahresbeträge der drei Kennwerte (Abb. 13, ganz rechts) zeigen, dass der Altbau nach der Sanierung einen hohen energetischen Standard hat. Während acht Monaten über den Sommer ist der Autarkiegrad sehr hoch bei 70 bis 90 %. Allerdings sinkt er im Winter auf niedrige Werte, da die PV-Erträge dann niedrig sind und die Wärmepumpen zudem lange Betriebsdauern haben. Entsprechend steigt im Winter die Netzaufwandszahl, die wegen der Nutzung von Umweltwärme durch die WP jedoch generell niedrig ist. Der hohe Eigenverbrauchsgrad im Winter zeigt, dass die PV-Erträge gut direkt im Gebäude eingesetzt werden. Sie werden entweder von den Haushalten, den Wärmepumpen oder von der Batterie bezogen.

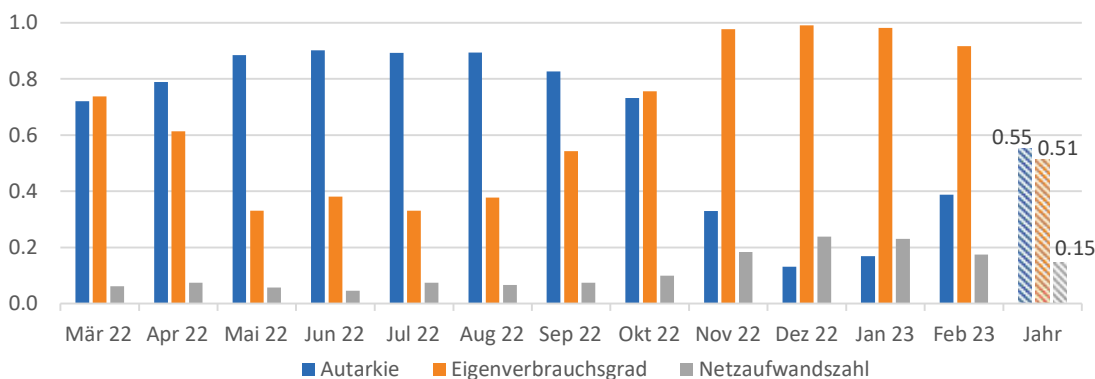


Abbildung 13: Monats- und Jahreswerte für Autarkie, Eigenverbrauchsgrad und Netzaufwandszahl

¹ Details siehe: Bamberger, E., Haberl, R., Reber, A., Battaglia, M., Luzzatto, M., Borner, M., Haller, M., 2019. CombiVolt - Steigerung des Photovoltaik-Eigenverbrauchs durch intelligente Wärmepumpen; Stand der Technik heute – Chancen für die Zukunft (Schlussbericht), Im Auftrag des Bundesamts für Energie BFE. SPF Institut für Solartechnik, Rapperswil.

Betrachtung der Wirtschaftlichkeit

Investitionskosten

Die Wohnbaugenossenschaft WOGENO als Bauherrin legt grossen Wert auf qualitativ hochwertige Komponenten und eine fachlich und qualitativ einwandfreie Ausführung aller Arbeiten. Dementsprechend wurden im Zuge der Realisierung weitere bauliche Massnahmen realisiert, ohne unmittelbaren Bezug zur Versorgung des Gebäudes mit erneuerbaren Energien. Beispiele sind die zusätzliche Wärmedämmung der Nordwestseite des Gebäudes, der Abriss aller überzähliger Kamine, die komplette Erneuerung der elektrischen Installation und vieles mehr. In der nachfolgenden Kostenzusammenstellung der realisierten Anlage sind deshalb Unsicherheiten bei der Abgrenzung der Kosten enthalten.

In der nachstehenden Tabelle sind die Kosten aus dem Demonstrationsprojekt einer Kostenschätzung gegenübergestellt für eine baugleiche Luft/Wasser-Wärmepumpenanlage ebenfalls mit Dachintegration aber ohne PVT-Dach. Die Lösung ohne diese PVT-Luftvorwärmung beinhaltet eine vorinstallierte, schalloptimierte Kabine mit den beiden Wärmepumpen, einem Pufferspeicher inklusive anschlussfertiger Elektroinstallation. Die Frisch- und Fortluft wird über dachintegrierte Gitter zu- bzw. abgeführt. Auf zusätzliche Axialventilatoren kann verzichtet werden. Die Kabine wird mit Kran in das dafür vorbereitete Dach integriert. Direkt im Anschluss an die Installation der Kabine wird das Dach wieder geschlossen und die Frisch- und Fortluftgitter eingesetzt.

Tabelle 1: Investitionskosten der realisierten Anlage und einer Variante nur WP's ohne PVT-Luftvorwärmung

Kostenart	Demo-Projekt	Wärmeversorgung kompakt
Vorstudie / Entwicklung	11'220	0
Planung / Konstruktion	23'612	15'000
Bauleitung	29'523	12'000
Baumeister	5'754	0
Zimmermann vor Ort	36'318	8'000
WP-Kabine vorinstalliert	0	24'000
Dachdecker/Spengler	57'112	10'000
Rückbau Abgasrohr Gaskessel	1'056	0
Heizung-/Sanitärinstallation	22'302	8'000
Elektroinstallation	56'359	6'000
WP komplett mit Zubehör	48'249	40'000
Inox WP-Boiler 1000 l	0	9'500
PV-Dach/Wechselrichter/Batterie mit Zubehör	57'659	0
Gerüst/Mobiles WC	5'621	500
Summe	354'785	133'000

Amortisation

Zur Abschätzung der Amortisationsdauer werden die Jahreskosten (Tabelle 2) für die Energieversorgung des Gebäudes vor und nach der Sanierung betrachtet. Die Investitionskosten können anschliessend durch die Differenz aus den Jahreskosten vor und nach der Sanierung geteilt werden, woraus sich die Amortisationsdauer ergibt. Die Abschätzung erfolgt hier ohne Berücksichtigung von Kapitalkosten. Alle nachfolgenden Zahlen sind mit Unschärfen behaftet – insbesondere nicht berücksichtigt ist der Effekt der zusätzlichen Wärmedämmung der Nordwest-Fassade.

Tabelle 2: Abschätzung der Jahreserträge und -kosten für die Energieversorgung des Gebäudes vor und nach der Sanierung (mit aktuellen Energiepreisen, Verbräuche gemessen 2022)

Kostenart	Vor Sanierung		Nach Sanierung	
	Energie	Kosten	Energie	Kosten
Jährlicher Bezug Erdgas (Kosten inkl. Wartung)	56 MWh	11'200 CHF	-	-
Jährlicher Bezug aus Stromnetz für 8 Familien	13 MWh	3'510 CHF	9.7 MWh	2'620 CHF
Jährlich Netzeinspeisung PV-Strom	-	-	10.5 MWh	- 1'365 CHF
Jahreskosten Wärme & Strom		CHF 14'710		2'454 CHF *

* inkl. Wartungsvertrag für die Gesamtanlage von CHF 1'200/Jahr

Die Amortisationszeit der Demoanlage gegenüber dem Status «vor Sanierung» (ohne Kapitalkosten und ohne die Berücksichtigung von Fördergeldern) beträgt damit ca. 29 Jahre – nach Abzug aller Fördergelder und Subventionen bleibt eine Amortisationszeit von rund 17 Jahren.

Für die Minimalvariante einer vorgefertigten WP-Kabine ohne PV-Anlage und ohne Berücksichtigung von Kapitalkosten und Fördergeldern ergibt sich eine Amortisationszeit gegenüber dem Stand vor der Sanierung von ca. 16 Jahren.

Bewertung und Ausblick

Mit der Sanierung wurde die lokale Energieversorgung eines 100-jährigen Gebäudes mit 8 Wohnungen in einer Blockrandüberbauung in der Stadt Zürich erfolgreich dekarbonisiert. Dies wurde erreicht mit Installation zweier Luft/Wasser-Wärmepumpen, welche im Dach des Gebäudes schallisoliert montiert wurden, und durch Nutzung der gesamten Dachfläche zur Strom- und Wärmeerzeugung mittels hinterlüfteter PVT-Anlage. Obwohl Altbau mit nur einer nachgedämmten Fassadenseite, ist das Haus nach der Sanierung ein Netto-Nullenergie-Gebäude. Die Luft/Wasser-Wärmepumpen erreichen eine JAZ von 3.86, was für Luft/Wasser-Wärmepumpen und für ein Gebäude mit mässigem thermischen Dämmstandard und Radiatoren mit hohen Vorlauftemperaturen eine hohe Effizienz bedeutet. Eigenverbrauchsgrad und Autarkie sind jeweils hoch. Der Batteriespeicher mit ca. 14 kWh Kapazität hat hier einen relevanten Einfluss, da er hilft, Stromangebot und -nachfrage im Tagesverlauf auszugleichen.

Der Einbau der Wärmepumpen im Dachboden, als eine der Besonderheiten des Anlagenkonzepts, konnte erfolgreich umgesetzt werden. Mit baulichen Massnahmen und Anpassungen des

Betriebs wurde erreicht, dass nur minimal Schall in der angrenzenden Wohnung unter den Wärmepumpen anfällt. Zudem treten keine Lärmemissionen via Fort- oder Zuluftkanal auf. Im Betrieb traten keine Probleme mit Schnee auf dem Ausblasgitter auf.

Eine weitere Besonderheit des Anlagenkonzepts ist die Hinterlüftung der PV-Dachflächen zur Erwärmung der Zuluft der Wärmepumpen und zur gleichzeitigen Kühlung der PV-Module, was bei beiden Komponenten zu einer Erhöhung der Effizienz führt. Die Versuche zur Quantifizierung des Effekts der PV-Kühlung zeigen, dass die gewünschte Effizienzerhöhung bei den Wärmepumpen und auch bei der PV-Anlage unter den Erwartungen liegt.

Der Kühleffekt fällt bei der PV-Anlage gering aus, da der Wärmeübergang von den Modulen zur ventilierten Luft gering und die Abkühlung der Module somit nicht hoch ist. Zudem verursacht die aktive Hinterlüftung einen Stromverbrauch der Axialventilatoren. Durch die Kühlung werden nur geringe PV-Mehrerträge generiert in der Grössenordnung von 1.5 % im Sommer. Im Winter oder bei geringer Einstrahlung fallen diese weg bzw. sind sie vernachlässigbar.

Die Erhöhung der Effizienz der Wärmepumpen durch die Lufterwärmung im PV-Dach fällt gering aus, da der Grossteil der Wärme von den Wärmepumpen im Winter bereitgestellt wird und im Winter die Lufterwärmung aufgrund der jahreszeitlich bedingt reduzierten Tageslänge und geringen Solarstrahlung nicht sonderlich hoch ausfällt.

Die aktive Hinterlüftung der PV-Anlage und die Erwärmung der Zuluft der Wärmepumpen verbessern die Anlageneffizienz im vorliegenden Gebäude also nur geringfügig. Ein besserer Effekt auf die Erwärmung der Zuluft und somit eine COP-Erhöhung der Wärmepumpen wäre zu erwarten, wenn vermehrt Wärme tagsüber generiert und gespeichert werden könnte. Dies könnte in Gebäuden erreicht werden, welche über eine Fussbodenheizung verfügen, da diese es erlaubt, einen Teil der Gebäudemasse thermisch zu aktivieren und somit die Laufzeit der Wärmepumpen stärker auf den Tag zu konzentrieren.

Mit Einbau eines Wärmepumpen-Boilers üblicher Grösse – also anders als im sanierten Gebäude – könnte die Warmwassererzeugung v.a. tagsüber erfolgen. Zusätzlich ist der Pufferspeicher im vorliegenden Gebäude vorbereitet, Latentwärme-Kapseln aufzunehmen. Mit dieser Nachrüstung kann die Speicherkapazität des Pufferspeichers in etwa verdoppelt werden und die Laufzeit der Wärmepumpen nachts bei kalten Aussentemperaturen stärker reduziert werden. Beide Massnahmen sollen noch zur Verbesserung der JAZ umgesetzt werden.

Die realisierte Energieversorgungsanlage inkl. hinterlüfteter PV-Anlage wurde mit hohem Standard gefertigt und hat mit 29 Jahren (ohne Subventionen) eine relativ hohe Amortisationsdauer. Betrachtet man nur die Wärmeerzeugung und geht man von der Integration einer vorgefertigten Kabine in das Dach aus, in welcher die Wärmepumpen stehen und welche mit zwei Luftkanälen mit der Aussenluft verbunden wird, belaufen sich die Investitionskosten auf schätzungsweise 133'000 CHF. Hier resultiert beim Vergleich der resultierenden Jahreskosten mit denjenigen der Wärmeversorgung des Gebäudes vor der Sanierung eine Amortisationsdauer von ca. 15 Jahren (ohne Subventionen für die Sanierung). Die Integration der Wärmepumpen in den Dachstock ist somit aufwändig, allerdings können sich mit der Dachaufstellung je nach Rahmenbedingen relevante Vorteile gegenüber konventionell aufgestellten Luft/Wasser-Wärmepumpen ergeben.

Soltop Energie AG prüft zurzeit die Möglichkeiten, das Konzept der dachintegrierten Luft/Wasser-Wärmepumpen breiter zu vermarkten. Im Vordergrund steht dabei die Diskussion, die Kosten zu reduzieren (beispielsweise durch die Fertigung kleiner Serien) um die Konkurrenzfähigkeit zu anderen Konzepten zu verbessern.

Michel D. Obrist, Energy Economics Group, Laboratory for Energy System Analysis, Paul Scherrer Institute, Switzerland
Ramachandran Kannan, Energy Economics Group, Laboratory for Energy System Analysis, Paul Scherrer Institute, Switzerland
Russell McKenna, Laboratory for Energy Systems Analysis, Paul Scherrer Institute, Switzerland, Chair of Energy Systems Analysis, Department of Mechanical and Process Engineering, ETH Zurich, Switzerland
Thomas J. Schmidt, Energy and Environment Division, Paul Scherrer Institute, Switzerland, Laboratory for Physical Chemistry, Department of Chemistry and Applied Biosciences, ETH Zurich, Switzerland
Tom Kober, Energy Economics Group, Laboratory for Energy System Analysis, Paul Scherrer Institute, Switzerland

High-temperature heat pumps in climate pathways for selected industry sectors in Switzerland

This contribution to the conference proceeding is based on the following publication:

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 (20 pp.). <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113383>

Zusammenfassung

Um die Ziele der langfristigen Energie- und Klimapolitik zu erreichen, ist der Beitrag des Industriesektors wichtig. Die Aufwertung von industrieller Niedertemperatur-Abwärme durch elektrische Hochtemperatur-Wärmepumpen (High Temperature Heat Pumps - HTHP) kann die Gesamtenergieeffizienz verbessern und die CO₂-Emissionen durch den Ersatz fossiler Brennstoffe verringern. Die Zellstoff- und Papierindustrie sowie die Lebensmittel- und Getränkeindustrie verbrauchen erhebliche Wärmemengen von bis zu 200°C und haben daher ein hohes Potenzial für den Einsatz von HTHPs. Um die Rolle von HTHPs zu bewerten, wird ein techno-ökonomisches Bottom-up-Kostenoptimierungsmodell entwickelt, das auf dem Schweizer TIMES-Energiesystemmodell (STEM) aufbaut. Wir präsentieren einen innovativen Modellierungsrahmen, der Energie- und Materialflüsse mit einer hohen zeitlichen Auflösung und einer Trennung des Temperaturniveaus der Prozesswärme umfasst. Die Ergebnisse zeigen, dass HTHPs bis zu einer Temperatur von 150°C kosteneffektiv sind. Die Schweiz verfügt über ein wirtschaftliches Potenzial für den Einsatz von etwa 100 MW_{th} in der Zellstoff- und Papierindustrie und 900 MW_{th} in der Lebensmittel- und Getränkeindustrie bis 2050. Um Anreize für die Nutzung dieses bedeutenden Potenzials zu schaffen, sind sehr hohe CO₂-Preise von mehreren hundert €/tCO₂ oder zusätzliche politische Massnahmen zur Überwindung von Investitionshemmnissen durch die Förderung von Investitionen und den flexiblen systemdienlichen Betrieb von Wärmepumpen erforderlich.

Résumé

Pour atteindre les objectifs de la politique énergétique et climatique à long terme, la contribution du secteur industriel est importante. La valorisation des rejets thermiques industriels à basse température à l'aide de pompes à chaleur électriques à haute température peut améliorer (High Temperature Heat Pumps - HTHP) l'efficacité énergétique globale et réduire les émissions de CO₂ en remplaçant les combustibles fossiles. Les industries de la pâte à papier et de l'alimentation et des boissons utilisent des quantités importantes de chaleur allant jusqu'à 200°C et présentent donc un potentiel élevé pour l'application des pompes à chaleur haute température. Afin d'évaluer le rôle des HTHP, un modèle technico-économique d'optimisation des coûts est développé à partir du modèle Suisse TIMES Energy system Model (STEM). Nous présentons un cadre de modélisation avancé incluant les flux d'énergie et de matériaux, avec une haute résolution temporelle et une ségrégation du niveau de température de la chaleur de traitement. Les résultats montrent que les HTHP sont rentables jusqu'à une température de 150°C. La Suisse dispose d'un potentiel économique d'environ 100 MW_{th} dans l'industrie des pâtes et papiers et de 900 MW_{th} dans l'industrie alimentaire et des boissons d'ici à 2050. Pour encourager l'exploitation de ce potentiel significatif, il faudra des prix du CO₂ très élevés, de l'ordre de plusieurs centaines d'euros/tCO₂, ou des politiques supplémentaires pour surmonter les obstacles à l'investissement en soutenant l'investissement et le fonctionnement flexible des pompes à chaleur au service du système.

Abstract

To reach the goals of long-term energy and climate policy, the contribution of the industrial sector is important. Upgrading low temperature industrial waste heat using electric high-temperature heat pumps (HTHPs) can improve the overall energy-efficiency and mitigate CO₂ emissions by replacing fossil fuels. The pulp and paper and the food and beverage industries use significant quantities of heat up to 200°C and therefore have a high potential for the application of HTHPs. In order to assess the role of HTHPs, a techno-economic bottom-up cost optimization model is developed building on the Swiss TIMES Energy system Model (STEM). We present an advanced modeling framework including energy and material flows, with a high temporal resolution and a segregation of the temperature level of the process heat. The results show that HTHPs are cost-effective up to a temperature of 150°C. Switzerland has the economic potential to deploy of about 100 MW_{th} in the pulp and paper industry and 900 MW_{th} in the food and beverage industry by 2050. Incentivizing the exploitation of this significant potential will require very high CO₂ prices of several hundred €/tCO₂ or additional policies to overcome investment barriers by supporting investment and flexible system-serving operation of heat pumps.

Introduction

In line with the goal of the Paris Agreement that Switzerland ratified in 2017, the Swiss Federal Council has declared a target to reach net-zero emissions until 2050 within Switzerland. This study investigates long-term pathways to reach net-zero emissions until 2050 while considering complementary energy policy goals, such as energy efficiency improvements.

Reaching policy goals on energy efficiency improvement and CO₂ emission mitigation requires the contribution of all demand sectors. In 2018, Swiss industry accounted for 18% of the total final energy consumption in Switzerland (150 PJ) (Bundesamt für Energie BFE, 2019) and 19% of the direct CO₂ emissions in Switzerland (6.8 Mt) (Federal Office for the Environment FOEN, 2021). Therefore, industry is an important demand sector in long-term energy and climate pathways. Though the Swiss industry has a relatively high share of electricity consumption for motor driven applications, fossil fuels like natural gas and fuel oil still represent a large share of the energy consumption.

Process heat represents 56% of the final energy consumption in industry and is mainly produced from natural gas and fuel oil. Therefore, it is vital to assess possibilities to replace these fossil fuels by zero-carbon bio-fuels and electrification options. Based on the International Energy Agency's (IEA) roadmap, in a net-zero emissions scenario, the share of the electricity will take up 76% of the of the final energy consumption in light industry by 2050 (International Energy Agency IEA, 2021). One technology option to electrify and decarbonize the heat supply up to 200°C with simultaneous improvement of the energy efficiency is the deployment of high-temperature heat pumps (HTHP's). This study investigates the role of HTHP's in climate and energy efficiency pathways in selected Swiss industrial sectors.

Based on a literature review, the research gaps related to model based analysis of HTHP in a systems context have been identified. Techno-economic bottom up optimization models are often applied to analyze energy-efficiency and CO₂ emission mitigation pathways of the energy system. However, in order to analyze high-temperature heat pumps in industrial processes, the conventional modeling approach focusing on energy flows only is not adequate. A new modeling technique is developed and presented in this paper that has the following novelties:

- including material flows in addition to energy flows,
- a high temporal resolution to account for volatile electricity prices and
- a disaggregation into different temperature levels.

To achieve this, the Swiss TIMES Energy System Model (STEM) (Panos et al., 2021) has been coupled with a new detailed industry model incorporating a novel modeling methodology. This finally allows a detailed analysis of high-temperature heat pumps in the Swiss industrial sector to reach energy and climate policy goals, which is presented in this study.

High-temperature heat pumps (HTHPs) are usually used in industrial applications to supply process heat. Compared to heat pumps in the residential sector that deliver heat up to 80°C using geothermal heat or ambient air as a heat source, emerging state of the art HTHPs deliver heat up to 160°C (Arpagaus et al., 2018) and typically use industrial waste heat as a heat source. Ongoing research is focused on refrigerants, cycle configurations and components to expand the temperature range (Arpagaus et al., 2019b); (Arpagaus et al., 2019a); (Mateu-Royo et al., 2021); (Zou et al., 2020); (Gao et al., 2021); (Wang et al., 2020); (Wu et al., 2020). The highest potential for high-temperature heat pump installations is expected in the pulp and paper and the food and beverage industry because of their high demand for heat up to 200°C (Arpagaus et al.,

2018); (International Energy Agency IEA, 2014); (De Boer et al., 2020). Typical processes within this temperature range are drying, boiling, pasteurization, sterilization, bleaching and de-inking processes.

Scoping on Switzerland this study is focusing on the integration of HTHPs in Swiss industrial processes. The energy savings potential from a switch from fossil fuels to HTHPs in the Swiss industrial sector addressing process heat and steam below 150°C was roughly estimated at 2'893 GW per year, which is approximately 6.7% of the total process heat demand (Arpagaus et al., 2022).

Industrial high-temperature heat pumps can upgrade heat from a low temperature level to a higher temperature level. Possible low temperature heat sources include waste heat from internal production processes (i.e., waste heat from production processes and from refrigeration processes), as well as external heat sources, such as district heat, environmental heat (air, underground, lakes or rivers) and heat from other industries, power plants or waste incineration plants via heating network.

Methodology

The pulp and paper and the food and beverage industry have been identified as the most promising sectors for high-temperature heat pump application. Therefore, an integrated techno-economic model has been developed based on the model from our previous work (Obrist et al., 2022) for these two sectors. The model was developed in the integrated MARKAL-EFOM System (TIMES) modeling framework developed in the International Energy Agency (IEA)'s Energy Technology System Analysis Program (ETSAP). The model has a one-way coupling regarding scenarios and fuel prices to the Swiss TIMES Energy system Model (STEM) (Kannan and Turton, 2014); (Panos et al., 2021) which was developed at the Paul Scherrer Institute (PSI) (Figure 1). . The model is fully calibrated to the Swiss energy balance of 2015 (Bundesamt für Energie BFE, 2016), which represents the base year in the model. An intermediate calibration was done for the milestone year 2020 based on the data of 2018. Besides the expansion of the scope of the established model (Obrist et al., 2022) with the food and beverage sector, the new methodology improvements are described in this article:

- Expanding the material flow and production process modeling technique to an industry sector with diverse products and production processes.
- Further disaggregation of the heating and cooling demands into different temperature levels that allows the accurate analysis of HTHPs.
- Expansion of intra annual time resolutions and representation of variability in solar irradiation profiles, heat pump COP profiles, production profiles and electricity prices.

Modeling product and material flows in addition to conventional energy flows has already been introduced in reference (Obrist et al., 2021). This modeling technique, which refers to the cement sector, has subsequently been applied and expanded for the pulp and paper sector (Obrist et al., 2022). Conversely to the cement industry, the pulp and paper industry is characterized by different products, while the main process steps still remain the same. This study is built upon the authors' previous modeling technique by developing the food and beverage industry with very diverse products that have multiple production processes.

A modeling approach of the pulp and paper industry with product and material flows based on (Obrist et al., 2022) has been applied in this study. Important for the modeling of HTHPs is to

note that potentials and usage of waste heat is explicitly taken into account. The available waste heat that is an input for the heat pumps in this study is connected to each production step and its heat input and temperature level.

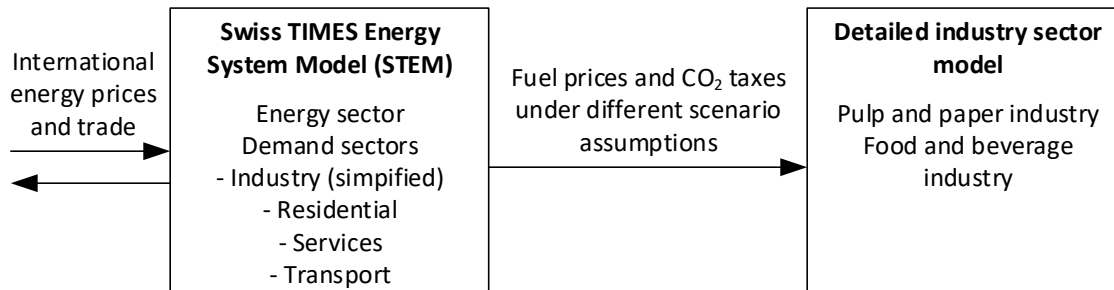


Figure 1: Soft-link to the Swiss TIMES Energy System Model (STEM)

The food and beverage industry model includes production processes for multiple products which have been identified to represent the food industry sector. Their specific energy consumption per ton of product is then multiplied by their production values from references (European Commission, 2022); (Schweizer Bauernverband, 2017); (Federal Statistical Office FSO, 2018); (Food and Agriculture Organization of the United Nations, 2022). This leads to a representation of 56% of the Swiss food and beverage industry in terms of energy consumption which is then scaled up to cover the whole sector. Because of the diversity of the products and the similarities to the production of the products that are not included, this representation of the food and beverage sector can be justified. For a more detailed representation, a much higher number of different products, their respective production processes and the corresponding data would be needed. Due to similarities in the process steps that appear in the whole sector, the material and product flow modeling from our previous work (Obrist et al., 2021); (Obrist et al., 2022) is expanded to a matrix structure (Figure 2). The specific processes and their waste heat recovery (WHR) potential is thereby connected with the corresponding production steps. This allows to maintain the advantages of a modeling technique for single production processes, for example the estimation of the WHR potential within the process. On the other hand, it provides an aggregation which keeps the number of individual process steps with their respective improvement potentials at a reasonable number. The advantage is that technology improvement options for single process steps can be modeled in the same way for the whole food and beverage sector. For example, improvement of refrigeration systems can be modeled once for all processes that require cooling.

The COP of high-temperature heat pumps highly depends on the temperature lift and the source and sink temperature (Equation 1). Therefore, the heat demand of the production steps and the potential heat sources is divided into different temperature levels based on previous studies (Arpagaus et al., 2018); (International Energy Agency IEA, 2014) and shown in Figure 3. Furthermore, on each temperature level, a thermal storage option is modelled. The temperature-dependent efficiencies and thermal losses of the storage are provided in Obrist et al. (2022b). The potential interconnections with HTHPs is shown in Figure 3. The distinctions of temperature levels is very important to correctly assess the potential of HTHPs in combination with heat storage and waste heat recovery. It should be noted, that the availability of waste heat is limited and depends on the production process. The HTHP COP is calculated depending on the temperature lift using

the methodology (Obrist et al., 2022) which results in COPs in the range of 1.2 to 3.3 depending on the temperature lift and technology progress over time (Obrist et al., 2022b).

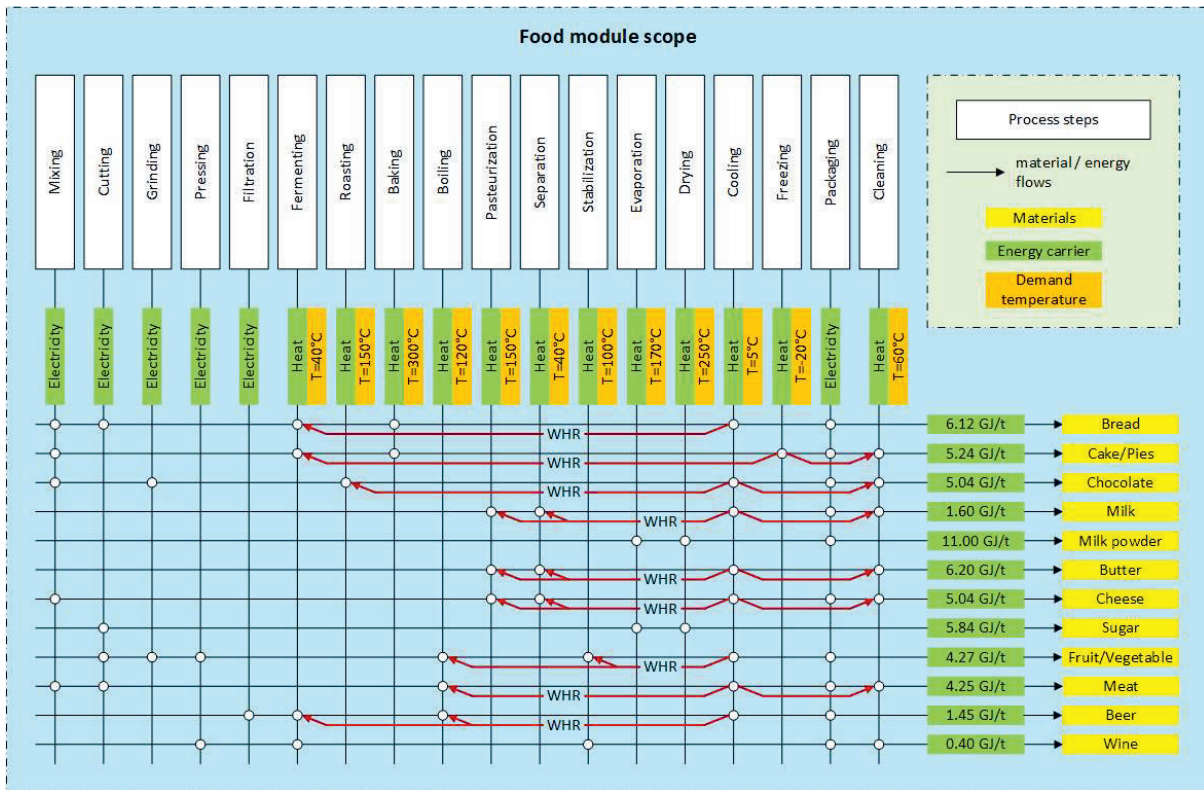


Figure 2: Extended modeling approach of the food sector with material and energy flows

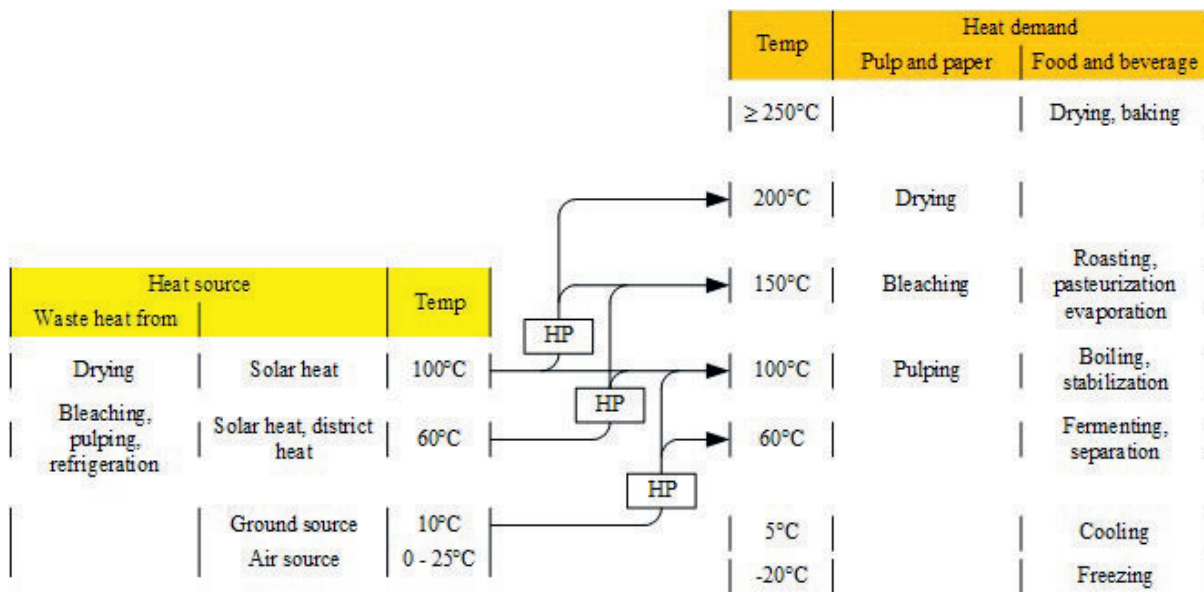


Figure 3: Temperature levels and heat pump interconnections (based on (Arpagaus et al., 2018))

The model is applied for a scenario analysis capturing three scenarios (BAU, E-POL and CLI) reflecting different transition pathways for the Swiss energy sector. The scenarios are briefly characterized below and more comprehensive information is available in Obrist et al. (2022b).

BAU - Business As Usual

The ***Business As Usual (BAU)*** scenario assumes an unchanged market environment without further policy measures to reach climate or policy goals. Existing trends in technology development, energy consumption and fuel prices are expected to continue. However, existing technologies will be decommissioned at the end of their lifetime and replaced by new, more efficient technologies.

E-POL – Energy policy

The Energy Policy (E-POL) scenario aims to meet the energy and electricity reduction targets of the SES which are implemented in the model as constraints. We assume an equity-based approach in which each demand sector contributes to the reduction targets proportionately. The energy and electricity reduction per capita translate into specific energy and electricity reduction per ton of production for the pulp and paper and the food and beverage sector. The model takes the energy and electricity reduction achieved until 2018 into account and therefore only considers further reductions from 2018 until 2050. Although no explicit climate goals are defined in the E-POL scenario, EU ETS prices are included based on a 2.2% linear emission reduction factor (announced by the European Commission).

CLI – Net-zero

The indicative goal to achieve net-zero emissions in 2050 announced by the Swiss Federal Council provides the baseline for the CLI scenario. No compensation from the industry sectors to other sectors is considered (negative emissions from industry could compensate for emissions in other sectors or the other way around). Therefore, industry has to reach zero emissions until 2050. In the CLI scenario, more stringent EU ETS prices compared to the E-POL and the BAU scenarios are implemented.

Results

CO₂ emissions in food industry and paper industry

The annual CO₂ emissions are reduced in all scenarios due to energy efficiency improvements, fuel switching and electrification of the heat supply. The cumulative CO₂ emissions from 2020 until 2050 (Figure 4) in the E-POL and BAU scenarios are at the same levels. Even though the annual CO₂ emissions reach net-zero in the food and beverage industry by 2045 in the E-POL scenario, the cumulative emissions from 2020 until 2050 are slightly higher because of the continued usage of natural gas usage in the short term. Only in the CLI scenario, the cumulative CO₂ emissions are reduced by 43% in the pulp and paper industry and by 25% in the food and beverage industry compared to the BAU case.

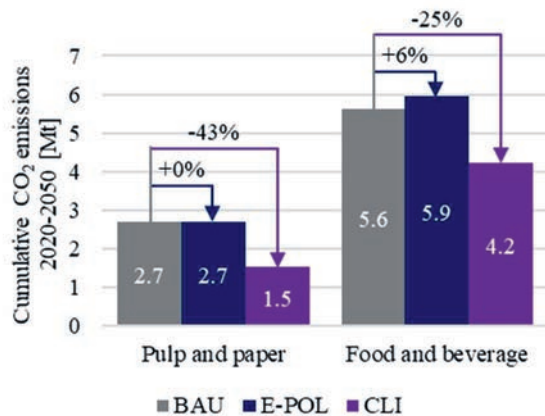


Figure 4: Cumulative CO₂ emissions from 2020 until 2050 in the pulp and paper industry (left) and the food and beverage industry (right)

Process heat supply

In order to analyze the role of HTHPs, understanding the interaction with competing and complementary technologies is very important. Therefore, the total heat supply in the pulp and paper industry in 2050 is shown for the four seasons in Figure 5. In the BAU scenario the role of HTHPs is rather insignificant, because biomass and waste-fueled CHPs can produce at lower cost. HTHPs are more cost-efficient in summer and fall because of the lower electricity prices and the high COP of heat pumps (due to high ambient air temperature). On the other hand, CHPs are more cost-efficient in winter because of the higher grid electricity price that can be avoided by self-production.

The same trend with a higher magnitude can be observed in the E-POL scenario. HTHPs replace heat from waste CHPs in summer and fall. However, more heat supply is electrified throughout the whole year and HTHPs are deployed to upgrade waste heat to a higher temperature level (instead of direct waste heat recovery and waste heat usage for space heating and hot water in BAU).

In the CLI scenario, the heat supply from HTHPs is comparable to the E-POL scenario. However, heat pumps replace the heat from district heating networks compared to waste CHPs in the E-POL scenario. Furthermore, because of the low electricity price in summer and fall, electrification of the drying processes becomes cost-efficient, which reduces the district heat usage even more.

In general, HTHPs are only used to a temperature up to 150°C in the pulp and paper industry, although heat pumps up to 200°C are available. This is because of the low efficiency of HTHPs, the operation cost is high. Because most of the heat in the pulp and paper industry is used for drying at 200°C, the role of HTHPs is limited but not insignificant in the pulp and paper industry.

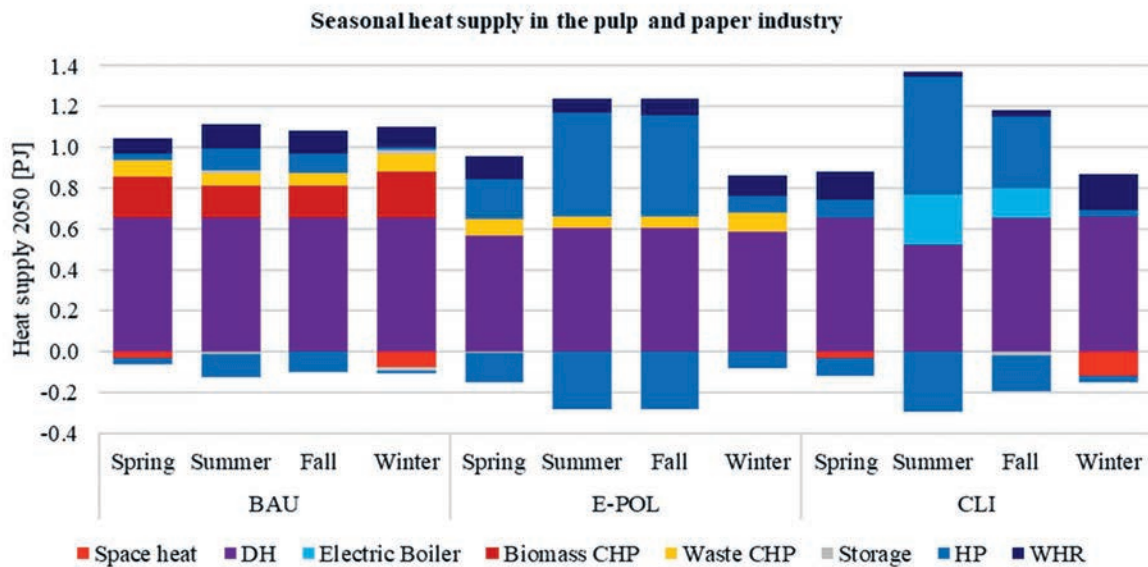


Figure 5: Seasonal heat supply in 2050 in the pulp and paper industry in the BAU, E-POL and CLI scenarios

In the food and beverage industry, a lower seasonality of the heat production from the HTHPs is observed in the BAU and E-POL scenarios. Only in the BAU scenario, the heat supply from HTHPs in winter is reduced and replaced by biomass and natural gas. In the E-POL scenario, the whole heat demand up to 150°C is covered by HTHPs. The heat demand for baking processes up to 250°C is covered by electric ovens in summer and fall while hydrogen-fired baking ovens are used in winter and spring.

The heat supply in the CLI scenario has the highest seasonal variability of all analyzed scenarios. The variability mainly results from the different electricity prices. Because of the low grid electricity prices in summer and fall, operation of the CHP is not cost competitive. On the other hand, CHP operation is cost efficient in winter and spring because of the high electricity prices. In summer and fall electric ovens are used to substitute the heat supply from hydrogen. Though HTHPs are operated in all seasons, their production is high in summer and fall due to relatively cheap grid electricity. Heat from the district heating network and thermal energy storages serves as buffer to cope with shortfall from heat pumps or CHPs.

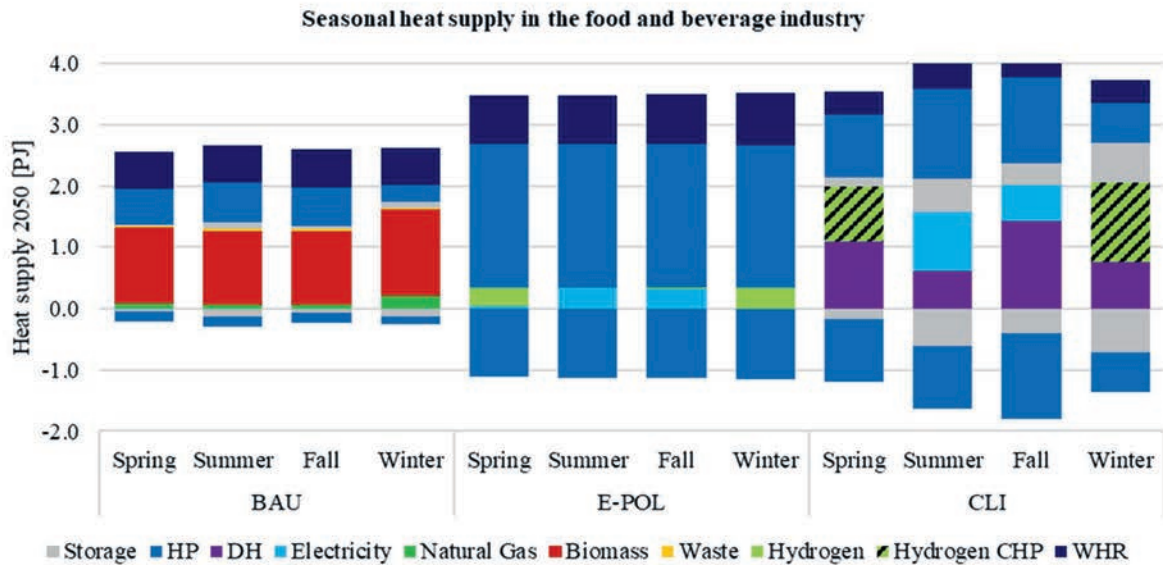


Figure 6: Seasonal heat supply in 2050 in the food and beverage industry in the BAU, E-POL and CLI scenario

High-temperature heat pumps

As already seen in the scenario analysis and the heat supply analysis, high-temperature heat pumps supply a considerable share of the heat in both the pulp and paper industry and the food and beverage industry by 2050. In addition to this, analyzing the installed capacity in Figure 7 and the corresponding investments in Figure 8 reveals that, even in the BAU scenario, the installed heat pump capacity in 2050 increases to about 50 MW_{th} (a factor of 2.4 from 2020 levels) in the pulp and paper industry and 300 MW_{th} (a factor of 6.6) in the food and beverage industry from 2020 to 2050. Compared to the BAU scenario, waste heat upgrade by HTHPs becomes more important in the CLI scenario which is the main reason why the installed capacity increases even more to about 90 MW_{th} (a factor of 4) in the pulp and paper industry and 470 MW_{th} (a factor of 10.1) in the food and beverage industry from 2020 to 2050. Investments in heat pumps peak towards the end of the end of the model horizon (Figure 8). HTHPs help to improve the energy efficiency and therefore become very important in the E-POL scenario with a capacity increase to about 100 MW_{th} (a factor of 4.6) in the pulp and paper industry and 900 MW_{th} (a factor of 19.5) in the food and beverage industry from 2020 to 2050. Compared to the CLI scenario, large investments in new heat pump capacity is needed earlier (already in the period from 2035 to 2040) and more air- and ground-source heat pumps are installed because of the imposed energy efficiency target and the lower electricity prices in the E-POL scenario.

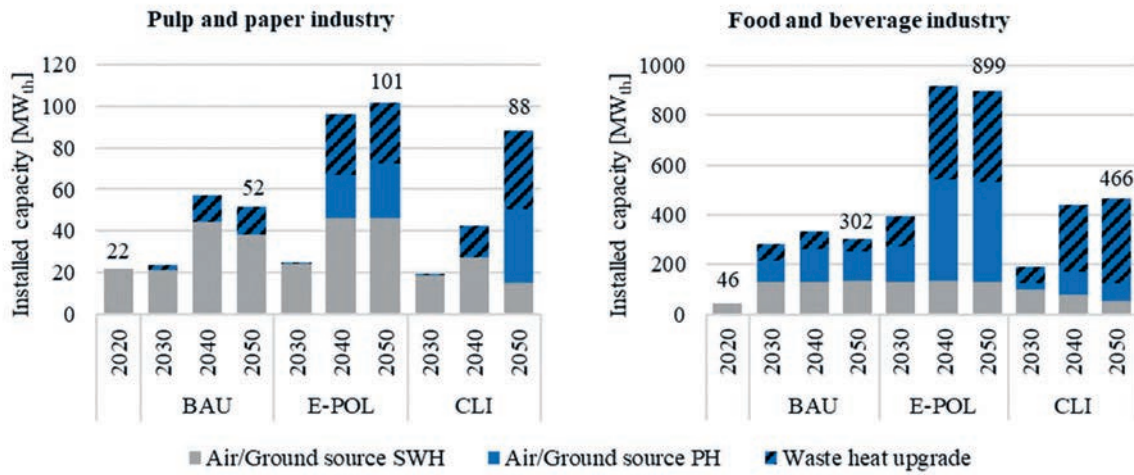


Figure 7: Cumulative installed heat pump capacity in the pulp and paper and in the food and beverage industries for the three analyzed scenarios, the installed capacity includes heat pumps used for space and hot water heating (SWH)

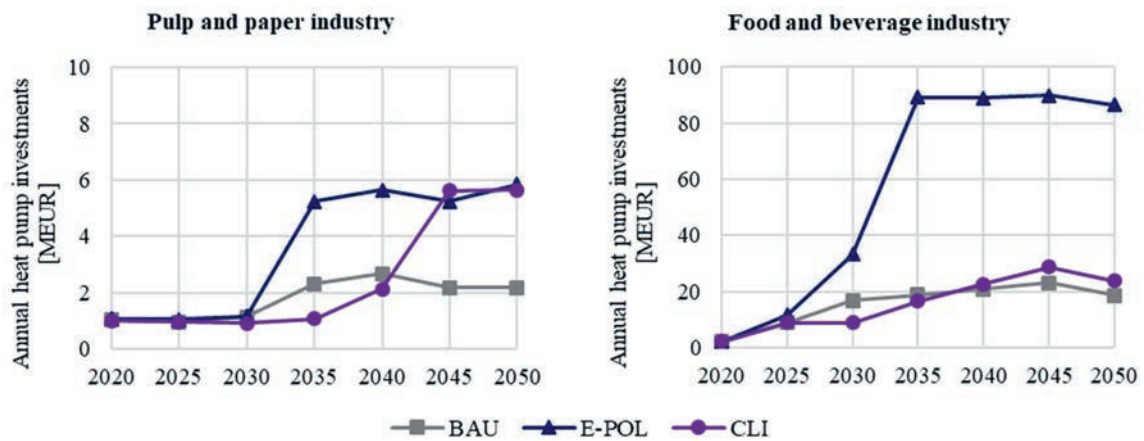


Figure 8: Heat pump investments in the pulp and paper and in the food and beverage industry

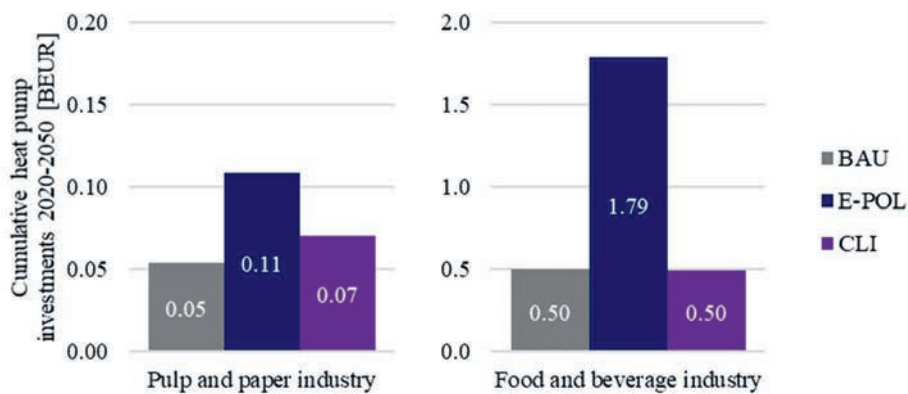


Figure 9: Cumulative heat pump investments (without thermal storage) in the pulp and paper and in the food and beverage industry

Thermal storages and smart controls are indispensable, to optimize the operation of HTHPs and the whole heat supply. Figure 10 shows the storage capacity needed depending on the industry, the scenario and the temperature level. It should be noticed that also thermal storage for cooling is needed in the food and beverage industry. In general, due to the storage losses, thermal storage compromises the energy efficiency, therefore, the application in the E-POL scenario is even lower than in the BAU scenario. On the other hand, thermal storage is economically beneficial in the CLI scenario with sector wide capacity installations of 10 MWh_{th} in the pulp and paper industry and 6.6 GWh_{th} in the food and beverage industry. Storage is more beneficial in the food and beverage industry because of the more volatile production profile, whereas the production from the pulp and paper industry is assumed constant.

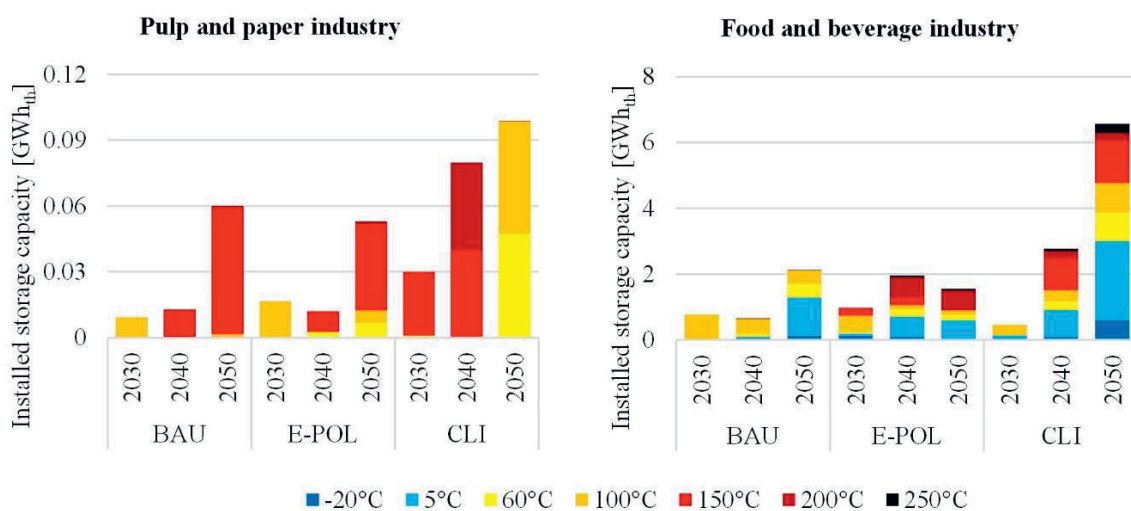


Figure 10: Additionally installed thermal storage capacity from 2020 in the pulp and paper and in the food and beverage industry

Finally, the electricity prices from STEM show only low daily volatility, which leads to negligible demand response from the industry sectors to the grid. However, because of the high volatility of the electricity prices especially in the CLI scenario at the seasonal level (which is a direct result from the analysis with the STEM model (Panos et al., 2021) where these values refer to marginal costs to provide the corresponding energy carrier), seasonal demand response can be observed from both industry sectors. The demand response results from the increased electrification of the heat supply in summer and fall on the one hand and from the self-production of electricity with CHPs in winter and spring on the other hand

Despite the stable production processes and thereby the process heat demands, high-temperature heat pumps can provide demand flexibility, especially on a seasonal level, if combined with other back-up systems. Nevertheless, on a diurnal level the electricity are not very volatile, probably because of short term electricity storage in the electricity sector, which helps to balance the grid. Therefore, daily flexibility is not needed, although HTHPs in combination with thermal energy storage could provide this demand response on a daily level.

Conclusion

Overall, the analysis has shown that it can be cost-efficient to upgrade waste heat from the production process or refrigeration using high-temperature heat pumps. In cases where the environmental heat is used as a heat source, using ground sources would be more efficient in winter and using the ambient air as a heat source would be more efficient in summer.

Both industry sectors that were analyzed more in-depth reach net-zero emissions in the CLI scenario by 2050. In these scenarios, high-temperature heat pumps help to decarbonize the sectors by efficiently electrify the heat supply up to 150°C. However, it should be noted that net-zero emissions can also be reached without HTHPs. Alternative technologies that can substitute HTHPs include biomass boilers / ovens and hydrogen boilers / ovens, which means that such a scenario would require high amounts of biomass and / or hydrogen. However, the availability for biomass and hydrogen in these sectors is uncertain and would need to be assessed with a fully integrated model including all competing sectors. Nevertheless, the consumption of biomass and hydrogen in our results for the pulp and paper and the food and beverage industry are within the bounds from the previous analysis with the STEM model (Panos et al., 2021) for the whole industry sector. In addition to this, such a solution would compromise the energy efficiency due to less efficient conversion paths. As a result of this, and because of the higher fuel prices for bioenergy and hydrogen in the future, this pathway would also not be competitive.

The results show that high temperature heat pumps are cost-efficient in both industry sectors and help reaching policy goals regarding energy efficiency (E-POL scenario) and CO₂ emission mitigation (CLI scenario). The highest application potential has been identified in the E-POL scenario with a total sector wide capacity of 100 MW_{th} in the pulp and paper industry and 900 MW_{th} in the food and beverage industry in 2050. Nevertheless, despite the higher electricity price (especially in winter and spring), electrification of the heat supply with HTHPs is also cost-efficient to reach net-zero emissions in the CLI scenario with a total sector wide capacity of 90 MW_{th} in the pulp and paper industry and 470 MW_{th} in the food and beverage industry in 2050.

Besides the analyzed pulp and paper industry and food and beverage sector, it should be acknowledged that high-temperature heat pumps can be used in other industry sectors as well.

In general, the following conditions favor the application of HTHPs:

- Heat demand up to 150°C,
- Potential heat sources (especially waste heat from production processes or refrigeration processes),
- High energy efficiency targets,
- Low electricity prices.

An efficient use of HTHPs refers to the upgrade of waste heat from production processes and refrigeration processes, but also environment can be used as a heat source. The results show that HTHPs are cost-effective for temperatures up to 150°C. Application above 150°C is not cost-optimal due to the low efficiency at high temperature lifts. The comparably low electricity prices in summer and fall in the CLI scenario favors the application of HTHPs. On the other hand, the high electricity price in winter and spring compromises the competitiveness of HTHPs. Therefore seasonal flexibility of the heat generation should be considered in the future which

translates into additional investment needs to install complementary systems. Furthermore, the results also revealed that it can be economically beneficial to optimize the heat supply on a daily level using thermal storages at different temperature levels.

The primary policy implication of this study relates to the need to provide adequate incentives for industrial companies to invest in HTHPs. This incentive should be given by high carbon prices in the EU ETS in the range of 100-400 €/tCO₂ as considered in the two normative scenarios of this study. Indeed, this external factor is the main driver for the roughly 1 GW_{th} of identified potential for HTHPs in 2050 in the food and beverage and pulp and paper sectors. There is a large degree of uncertainty whether such high CO₂ prices will indeed be encountered by 2050; the recent strong developments in the carbon price to almost 90 €/tCO₂ have mainly been due to price hikes in fossil fuel markets, which may be relieved in the short-to-medium term. Hand in hand with the economic motivation is the environmental one, which is based on the assumption that the electricity used to drive the heat pumps is partly or wholly low-carbon. If this is not the case, for example due to large imports of electricity to Switzerland in the future, then the environmental case is (also) not necessarily given.

Apart from the EU ETS as the main incentive mechanism for industrial investors, and especially in the case where carbon prices do not approach 400 €/tCO₂ by 2050, there may be a need for policy intervention to support capital-intensive investments in HTHPs for industry. Compared to the alternatives, emerging HTHP technologies are relatively expensive so policy might need to incentivize and support investments until scale effects and technology learning result in cost reductions.

Acknowledgements

The research published in this report was carried out with the support of the Swiss Federal Office of Energy SFOE as part of the SWEET project SURE. The authors bear sole responsibility for the conclusions and the results presented in this publication.

Quellen

- Arpagaus, C., Bertsch, S.S., Bless, F., Krummenacher, P., 2022. HTHP-CH – Integration of High-Temperature Heat Pumps in Swiss Industrial Processes, in: 28. Tagung Des BFE-Forschungsprogramms «Wärmepumpen Und Kältetechnik» 22. Juni 2022, BFH Burgdorf.
- Arpagaus, C., Bless, F., Uhlmann, M., Schiffmann, J., Bertsch, S.S., 2018. High temperature heat pumps: Market overview, state of the art, research status, refrigerants, and application potentials. *Energy* 152, 985–1010.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.03.166>
- Arpagaus, C., Kuster, R., Prinzing, M., Bless, F., Uhlmann, M., Büchel, E., Frei, S., Schiffmann, J., Bertsch, S.S., 2019a. High temperature heat pump using HFO and HCFO refrigerants - System design and experimental results. *Refrig. Sci. Technol.* 2019-Augus, 4239–4247. <https://doi.org/10.18462/iir.icr.2019.0242>
- Bundesamt für Energie BFE, 2019. Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2018.
- Bundesamt für Energie BFE, 2016. Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2015.

- De Boer, R., Marina, A., Zühlsdorf, B., Arpagaus, A., Bantle, M., Wilk, V., Elmegaard, B., Corberán, J., Benson, J., 2020. Strengthening Industrial Heat Pump Innovation - Decarbonizing Industrial Heat.
- European Commission, 2022. Eurostat: Statistics on the production of manufactured goods.
- Federal Office for the Environment FOEN, 2021. Greenhouse gas emissions of Switzerland 1990-2019.
- Federal Statistical Office FSO, 2018. Food and Agriculture Pocket Statistics 2018.
- Food and Agriculture Organization of the United Nations, 2022. FAOSTAT Statistical Database.
- Gao, J.T., Xu, Z.Y., Wang, R.Z., 2021. An air-source hybrid absorption-compression heat pump with large temperature lift. *Appl. Energy* 291. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116810>
- International Energy Agency IEA, 2021. Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector.
- International Energy Agency IEA, 2014. Application of Industrial Heat Pumps.
- Kannan, R., Turton, H., 2014. Switzerland Energy Transition Scenarios - Development and Application of the Swiss TIMES Energy system Model (STEM), Final Report to Swiss Federal Office of Energy, Bern.
- Mateu-Royo, C., Arpagaus, C., Mota-Babiloni, A., Navarro-Esbrí, J., Bertsch, S.S., 2021. Advanced high temperature heat pump configurations using low GWP refrigerants for industrial waste heat recovery: A comprehensive study. *Energy Convers. Manag.* 229. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113752>
- Obrist, M.D., Kannan, R., Schmidt, T.J., Kober, T., 2022. Long-term energy efficiency and decarbonization trajectories for the Swiss pulp and paper industry. *Sustain. Energy Technol. Assessments* 52, 101937. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101937>
- Obrist, M.D., Kannan, R., Schmidt, T.J., Kober, T., 2021. Decarbonization pathways of the Swiss cement industry towards net zero emissions. *J. Clean. Prod.* 288, 125413. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.125413>
- Obrist MD, Kannan R, McKenna R, Schmidt TJ, Kober T., 2022b, High-temperature heat pumps in climate pathways for selected industry sectors in Switzerland. *Energy Policy*. 2023; 173: 113383 (20 pp.). <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113383>
- Panos, E., Kober, T., Kannan, R., Hirschberg, S., 2021. Long-term energy transformation pathways Integrated scenario analysis with the Swiss TIMES energy systems model. JASM final report.
- Schweizer Bauernverband, 2017. Statistische Erhebungen und Schätzungen über Landwirtschaft und Ernährung 2016.
- Wang, M., Deng, C., Wang, Y., Feng, X., 2020. Exergoeconomic performance comparison, selection and integration of industrial heat pumps for low grade waste heat recovery. *Energy Convers. Manag.* 207, 112532. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.112532>
- Wu, D., Hu, B., Wang, R.Z., Fan, H., Wang, R., 2020. The performance comparison of high temperature heat pump among R718 and other refrigerants. *Renew. Energy* 154, 715–722. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.03.034>
- Zou, H., Li, X., Tang, M., Wu, J., Tian, C., Butrymowicz, D., Ma, Y., Wang, J., 2020. Temperature stage matching and experimental investigation of high-temperature cascade heat pump with vapor injection. *Energy* 212, 118734. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118734>

Carina Alles, Bundesamt für Energie BFE

Wärmepumpen in industriellen Prozessen: Überblick zu laufenden Projekten

Zusammenfassung

Prozesswärme wird heute noch zu einem grossen Anteil mit fossilen Energien erzeugt, was rund 8 Prozent der gesamten Treibhausgasemissionen der Schweiz verursacht [1]. Wärmepumpen sind eine Schlüsseltechnologie zur Verminderung dieser industriellen Treibhausgasemissionen.

In dem sie Abwärme und Umgebungswärme auf ein höheres Temperaturniveau heben, erschliessen sie zuvor ungenutzte Wärmequellen. Besonders hohe Effizienzen werden erreicht, wenn mit Methoden der Prozessintegration Wärme- und Kältebedarf zugleich betrachtet werden. Je höher der Anteil erneuerbarer Energien im Strommix, desto mehr Treibhausgasemissionen können insgesamt eingespart werden. In Verbindung mit thermischen und elektrischen Speichern ermöglichen Wärmepumpen die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen selbst in industriellen Prozessen mit variablem Verbrauchsmustern. Damit leisten sie einen wichtigen Beitrag zur Sektorkopplung und zur Resilienz des klimaneutralen Energiesystems der Zukunft.

Während sich Wärmepumpen in Gebäudebereich fest etabliert haben, stehen der vermehrten Anwendung in der Industrie noch Hindernisse gegenüber. Forschende in der Schweiz arbeiten mit Hochdruck daran, innovative Wärmepumpenkonzepte für anspruchsvolle Industrieanwendungen zu entwickeln. Zugleich zeigen sie mit Fallbeispielen und daraus abgeleiteten Leitfäden, wie die Transformation zu erneuerbarer Prozesswärme nicht nur bei Neuanlagen, sondern auch in bestehenden Betrieben gelingen kann.

Summary

As of today, a large proportion of process heat is still generated using fossil fuels, which accounts for around 8 percent of Switzerland's total greenhouse gas emissions [1]. Heat pumps are a key technology for reducing these industrial greenhouse gas emissions.

By raising waste heat and ambient heat to a higher temperature level, heat pumps tap previously unused heat sources. Process integration methods that simultaneously consider heating and cooling requirements achieve outstanding energy efficiencies. The higher the share of renewable energies in the electricity mix, the more greenhouse gas emissions can be saved overall. In combination with thermal and electrical storage, heat pumps allow the integration of fluctuating renewable energy sources even in industrial processes with variable consumption patterns. In this way, they make an important contribution to sector coupling and to the resilience of the climate-neutral energy system of the future.

While heat pumps have become common place in buildings, there are still many obstacles to their increased use in industry. Researchers in Switzerland are working hard to develop innovative heat pump concepts for challenging industrial applications. At the same time, they use case studies and guidelines to show how the transformation to renewable process heat can succeed not only in greenfield plants, but also in retrofits.

Innovationsförderung im Bereich industrieller Wärmepumpen

Schweizer Unternehmen und Forschungseinrichtungen sind seit jeher massgeblich an der Entwicklung der Wärmepumpentechnologie beteiligt. Nach wie vor sind sie international gut positioniert, auch in tragenden Rollen in EU und IEA Projekten. Das BFE-Forschungsprogramm «Wärmepumpen und Kältetechnik» («BFE-WP&K» [2]) hat sich zum Ziel gesetzt, diese Kompetenzen durch gezielte Unterstützung zukunftsweisender Innovationen weiter auszubauen.

Forschungsprojekte, die ihren Schwerpunkt auf Prozessintegration legen oder sich auf spezielle Wärmepumpenanwendungen in verfahrenstechnischen Prozessen konzentrieren, können auch im Rahmen des BFE Forschungsprogrammes «Industrielle Prozesse» («BFE-IP» [3]) unterstützt werden. Projekte mit hoher Technologiereife fallen in den Förderbereich des BFE Pilot- und Demonstrationsprogrammes («BFE-PD» [4]). Auch in den grossen Forschungskonsortien des BFE Förderprogrammes SWEET («SWiss Energy research for the Energy Transition» [5]) wird zu Wärmepumpen Technologie und Systemintegration geforscht.

EnergieSchweiz ermutigt vorausschauende Unternehmen, mit Wärmepumpen ihre Energiekosten und den CO₂-Ausstoss zu verringern [6] und bietet massgeschneiderte Förderprogramme zu «Wärmepumpen für Prozesswärme» [7] an. Das gesamte Förderangebot für Unternehmen, von der Unterstützung für Dekarbonisierungsfahrpläne über Energieberatungen bis hin zu thematischen Ausschreibungen, ist in einer kompakten online Broschüre zusammengefasst [8].

Desweiteren können Innovationsprojekte zu Wärmepumpen auch bei breiteren Förderprogrammen ausserhalb des BFE platziert werden, beispielsweise bei Innosuisse, dem Schweizer Nationalfonds oder Programmen der Europäischen Union. Die BFE Webseite «Überblick Innovationsförderung» fächert die Vielfalt der Fördermöglichkeiten auf [9].

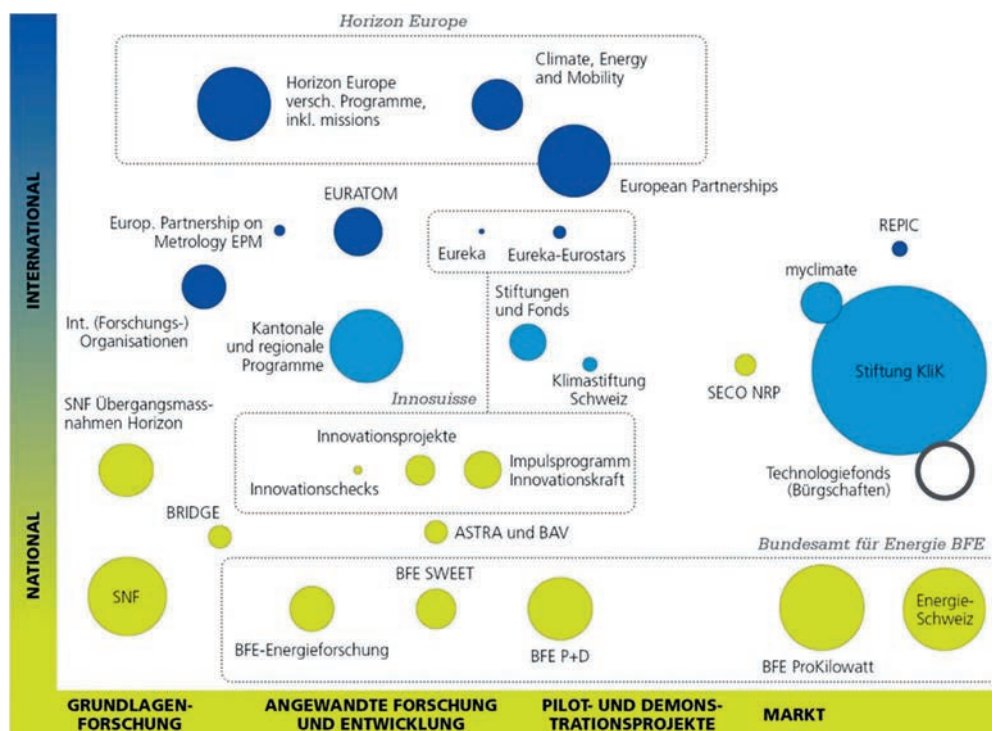


Abbildung 1: Übersicht Förderprogramme [9]

Steckbriefe aktueller Wärmepumpen Forschungsprojekte in der Schweiz

Die folgenden Tabellen führen Eckdaten laufender Forschungsprojekte auf; dazu nach Möglichkeit weiterführende Links zum online Informationssystem ARAMIS [10] für Forschungsprojekte mit finanzieller Unterstützung des Bundes.

Die Projekte sind in die beiden folgenden inhaltlichen Schwerpunkten gruppiert:

- Strategien für Prozesswärme aus erneuerbaren Quellen
- Wärmepumpentechnologie für industrielle Prozesse

Strategien für Prozesswärme aus erneuerbaren Quellen

Titel	DeCarbCH
Projekt ID	BFE- SWEET SI/502260 https://www.aramis.admin.ch/Grunddaten/?ProjectID=48859 Aktuelle Informationen @ https://www.sweet-decarb.ch
Leitung	Martin Patel, UNIGE
DeCarbCH-Projekt zielt auf die Dekarbonisierung von Heizen und Kühlen in der Schweiz innerhalb der nächsten drei Jahrzehnte, und bereitet weiter den Weg hin zu negativen CO ₂ -Emissionen. Das übergeordnete Projektziel (mit dem letztendlichen Ziel von Netto-Null-Emissionen) besteht darin, die Umsetzung von erneuerbaren Energien für Heizen und Kühlen im Wohnungssektor (verschiedener Grössen und Urbanisierungsgrade) sowie im Dienstleistungs- und im Industriesektor zu befördern, s.a. Beitrag im Tagungsband «News aus der Wärmepumpenforschung» 2022.	
Titel	EcoTargeting - Decarbonization of Swiss industry through extended Eco-targeting based on Pinch Analysis method
Projekt ID	BFE -IP SI/502465 https://www.aramis.admin.ch/Grunddaten/?ProjectID=51154
Leitung	Beat Wellig, HSLU-TEVT
In diesem Forschungsprojekt wird eine neuartige Energieoptimierungsmethode auf Basis von Prozessintegrationsmethoden entwickelt, welche die Umsetzung von Energieeffizienzmassnahmen und die Integration von erneuerbaren Energien in der Utility Targeting-Phase beinhaltet. Diese Methode nutzt das Konzept der Pinch-Analyse (PA) zur Steigerung der Energieeffizienz von industriellen Prozessen. Zusätzlich liefert sie Informationen zu den benötigten externen Heiz- und Kühlbedürfnissen (Leistung und Temperaturniveau). Die Arbeit erweitert das im SCCER EIP erarbeitete Eco-Targeting durch den Einbezug einer multi-kriteriellen Optimierung in der Utility-Targeting-Phase. Als Zielfunktionen werden die Jährliche Gesamtkosten sowie die durch die Utilities verursachten direkten und indirekten CO ₂ -Emissionen verwendet. Die Lösungen werden sich einer Pareto-Front annähern und den involvierten Anspruchsgruppen eine rationale Auswahl von Energieeffizienzmassnahmen und/oder erneuerbaren Energiequellen ermöglichen.	

Strategien für Prozesswärme aus erneuerbaren Quellen

Titel	DeCarb-PUI - Decarbonization of industrial processes through redesign of the process-utility interface
--------------	---

Projekt ID	BFE-IP SI/502298 https://www.aramis.admin.ch/Grunddaten/?ProjectID=49367
-------------------	---

Leitung	Pierre Krummenacher, HEIG-VD-IGT
----------------	----------------------------------

DeCarb-PUI builds upon this far-reaching statement: In a resource constrained world: think exergy, not energy (Science Europe 2016). In many industrial sectors, heat transfer induces large exergy losses, notably due to utility systems designed to meet the temperature required by the most de-manding process. E.g., medium pressure steam systems are a de facto “standard”, thus manufacturers design their process equipment accordingly. DeCarb-PUI challenges these standards and focuses on heat transfer at the process-utility interface through redesign of both the processes and the utility system. This new approach is set up by involving partners from both process industries and equipment manufacturers. Case studies are used to extend existing graphical tools and methods for heat integration, and to demonstrate the decarbonization potential thanks to larger heat recovery, and enhanced efficiency and profitability of heat upgrading technologies (heat pumps) and of renewable resources.

Titel	DECINEL - Decarbonising industry by smart electrification
--------------	--

Projekt ID	SNF; Start im September 2023
-------------------	------------------------------

Leitung	Martin Patel, UNIGE Beat Wellig, HSLU; Stefan Bertsch, OST
----------------	---

Since approximately two thirds of all process heat in Switzerland is needed below 200°C, smart electrification based on heat integration with heat pumps, heat storage and renewable energy use (renewable electricity and other renewables) is a convincing decarbonisation strategy. DECINEL aims at smart electrification at lowest possible cost and in a safe and resilient manner, considering local conditions by means of both optimised design and optimised operational strategies. The project focuses on retrofit measures in existing plants (brownfield), acknowledging the typical constraints encountered in such a context.

Titel	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
--------------	---

Projekt ID	SBFI - REF-1131-52301 https://push2heat.eu/
-------------------	--

Leitung	Stefan Bertsch OST (Swiss Partner)
----------------	------------------------------------

PUSH2HEAT is an EU-Funded project that aims to address the technical, economic, and regulatory barriers that prevent heat pump heat upgrading technologies to be widely deployed. It will do so by scaling up four different heat upgrading technologies (whose supply temperatures range from 90 °C to 160 °C) to optimise their efficiency and economic performance. In addition, it will focus on integrating them into the relevant industrial sectors such as the paper and chemical industries. The four technologies will then be demonstrated in four selected industrial sites.

The project will also work towards demonstrating suitable business models and dedicated exploitation roadmaps for higher market penetration of heat upgrading technologies.

Wärmepumpentechnologie für industrielle Prozesse

Titel	HTHP-CH – Integration of High-Temperature Heat Pumps in Swiss Industrial Processes
Projekt ID	BFE-WP&K https://www.aramis.admin.ch/Grunddaten/?ProjectID=49514
Leitung	Cordin Arpagaus & Stefan Bertsch, OST Nicole Calame, CSD Ingenieurs; Pierre Krummenacher, HEIG François Maréchal, EPFL
<p>Hochtemperatur-Wärmepumpen (HTWP) mit Vorlauftemperaturen über 100 °C gewinnen in der Industrie zunehmend an Bedeutung, um fossilen Brennstoffe zu ersetzen. Obwohl HTWPs auf dem Markt verfügbar sind, erfolgt ihre Einführung langsam, da es noch viele Unbekannte und eine Lücke bei der praktischen Umsetzung gibt. Das Projekt entwickelt einen Leitfaden und ein Bewertungstool für die Integration von HTWP in der Praxis, basierend auf Fallstudien mit hoher Relevanz für die Schweizer Industrie. Der Fokus liegt auf Prozessen mit einem Energiebedarf über 100 °C auf Prozess- und Versorgungsebene und im Batch- und Dauerbetrieb. Beispiele sind Trocknung, Verdampfung, Sterilisation, etc. Geeignete HTWP-Integrationskonzepte werden entwickelt mit quantifizierten Ergebnissen in Bezug auf Effizienzgewinne, CO₂-Emissionsminderungspotenziale und Kosteneffizienz. Parallel wird das Projekt durch die Teilnahme am IEA HPT Annex 58 zu HTHPs begleitet, um die Ergebnisse und das Wissen international auszutauschen.</p>	
Titel	IntSGHP – Integration of steam-generating heat pumps in industrial sites (retrofit)
Projekt ID	BFE-IP SI/502292 https://www.aramis.admin.ch/Grunddaten/?ProjectID=49319
Leitung	Stefan Bertsch, OST-IES
<p>Integrated industrial heat pumps increase steam generation efficiency and reduce carbon emissions. While such heat pumps are on the market, their uptake is slow, due to many unknowns concerning integration, controls, and dynamic behavior. This study will investigate three specific case studies and analyze possible system integrations of open and closed cycle steam generation heat pumps. The aim is to fill the gap between the process integration analysis and the actual implementation. From the findings (control approach, storage, cost of equipment and integration, etc.), guidelines applicable to many industrial sites in Switzerland and Europe will be derived.</p>	
Titel	Efficient steam generation in industry
Projekt ID	Innosuisse 42533.1 IP-EE
Leitung	Jürg Schiffmann, EPFL, Stefan Bertsch, OST-IES
<p>Development of a combined cycle steam generating heat pump using all natural refrigerants and an open steam compression loop</p>	
Titel	High-efficiency high-temperature heat pumps with temperature glide»
Projekt ID	SNF- Bridge - 40B2-0_203645 / 1
Leitung	André Bardow, ETH, Stefan Bertsch, OST-IES
<ul style="list-style-type: none"> • Optimizing refrigerant mixtures for high temperature heat pump applications • Simulation and test at heat pump system level 	

Wärmepumpentechnologie für industrielle Prozesse

Titel	IEA HPT Annex 59: Heat Pumps for Drying - CH Participation
Projekt ID	BFE-IP SI/502606 https://www.aramis.admin.ch/Grunddaten/?ProjectID=52306
Leitung	Stefan Bertsch, OST
Using heat pump technology in drying processes holds great potential for energy savings, as it enables heat recovery at low temperatures and the upgrading of heat for the drying process in the form of dehumidified and reheated drying air. Swiss contributions to the IEA HPT Annex 59 on Heat Pumps for Drying shall address this potential.	

Weiterführende Links:

- [1] Bundesamt für Energie BFE: Wärmestrategie 2050, 01.01.2023, online Publikation <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-92576.html>; s.a. Artikel zur Wärmestrategie in diesem Tagungsband
- [2] Webseite BFE-WP&K: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/forschung-und-cleantech/forschungsprogramme/waermepumpen-und-kaeltetechnik.html>
- [3] Webseite BFE-IP: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/forschung-und-cleantech/forschungsprogramme/industrielle-prozesse.html>
- [4] Webseite BFE-PD: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/forschung-und-cleantech/pilot-und-demonstrationsprogramm.html>
- [5] Webseite BFE SWEET: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/forschung-und-cleantech/foerderprogramm-sweet.html>
- [6] EnergieSchweiz Webseite zu industriellen Wärmepumpen: <https://www.energieschweiz.ch/prozesse-anlagentechnik/industrielle-waermepumpe/>
- [7] EnergieSchweiz online Broschüre zum Förderprogramm «Wärmepumpen für Prozesswärme»: <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/10753>
- [8] EnergieSchweiz online Broschüre zum Überblick auf Förderangebote für Unternehmen: <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/11353>
- [9] Webseite BFE «Überblick Innovationsförderung»: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/forschung-und-cleantech/ueberblick-innovationsfoerderung.html>
- [10] ARAMIS: Das Informationssystem über Forschung + Entwicklung: <https://www.aramis.admin.ch>
Erweiterte Suche mit Labels, bspw. «BFE: Wärmepumpen und Kältetechnik», «BFE: Industrielle Prozesse», «BFE: P+D»

Abkürzungsverzeichnis

Die im Bereich Wärmepumpe meistgebrauchten 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

Philippe Müller	Bundesamt für Energie BFE Sektion Energieforschung und Cleantech 3003 Bern philippe.mueller@bfe.admin.ch
Yannick Monschauer	IEA International Energy Agency 9, rue de la Fédération 75739 Paris Cedex 15 yannick.monschauer@iea.org
Stephan Renz	Beratung Renz Consulting Elisabethenstrasse 44 4010 Basel info@renzconsulting.ch
Christoph Messmer	Fachhochschule Nordwestschweiz Institut Nachhaltigkeit und Energie am Bau Hofackerstrasse 30 4132 Muttenz christoph.messmer@fhnw.ch
Carsten Wemhöner	OST Ostschweizer Fachhochschule IET Institut für Energietechnik Oberseestrasse 10 8640 Rapperswil SG carsten.wemhoener@ost.ch
Raphael Agner	Hochschule Luzern Technik & Architektur CC TEVT Technikumstrasse 21 6048 Horw raphael.agner@hslu.ch
Robert Weber	EMPA Urbane Energiesysteme (313) Eidg. Material Prüfungs- und Forschungsanstalt Überlandstrasse 129 8600 Dübendorf robert.weber@empa.ch
Igor Bosshard	OST – Ostschweizer Fachhochschule SPF Institut für Solartechnik Oberseestrasse 10 8640 Rapperswil SG igor.bosshard@ost.ch

Daniel Philippen

OST – Ostschweizer Fachhochschule
SPF Institut für Solartechnik
Oberseestrasse 10
8640 Rapperswil SG
daniel.philippen@ost.ch

Tom Kober

Paul Scherrer Institut
Energy Economics Group
Paul-Scherrer-Institut (PSI)
Forschungsstrasse 111
5232 Villigen
tom.kober@psi.ch

Carina Alles

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

Adressen Organisationsteam

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

Stephan Renz

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

Carina Alles

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

Rita Kobler

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

Fachvereinigung Wärmepumpen Schweiz FWS (www.fws.ch)

Stephan Peterhans
Geschäftsführer

Informationsstelle Wärmepumpen
Steinerstrasse 37
3006 Bern

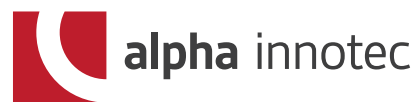
Claudia Müller
Leitung Informationsstelle

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

Centre d'information pour les pompes à chaleur
Route du Stand 11
1880 Bex
info@pac.ch

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

the better way to heat



Die Zukunft im Blick mit Wärmepumpen von alpha innotec

- + Heizen mit Energie aus der Umwelt
- + Natürliche Kältemittel
- + Inverter-Technologie
- + Breite Produktpalette

