

IEA Wärmepumpentechnologien (HPT) Annex 57: Flexibilität durch Implementierung von Wärme- pumpen in Multivektor-Energie- systemen und thermischen Netzen

Arbeitsperiode 2020 - 2023

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

21/2025

Impressum

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:

Bundesministerium für Innovation, Mobilität und Infrastruktur,
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:

Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien

Leitung: DI (FH) Volker Schaffler, MA, AKKM

Kontakt zu „IEA Forschungskooperation“: Mag.^a Sabine Mitter

Autorinnen und Autoren:

Philipp Ortmann, Johanna Spreitzhofer Austrian Institute of Technology

Philipp Mascherbauer, Dr. Lukas Kranzl Technische Universität Wien, Energy Economics
Group

Michael Wernhart, Univ.-Prof. Dr. René Rieberer Technische Universität Graz, Institut für
Wärmetechnik

Ein Projektbericht gefördert im Rahmen von



Wien, Dezember 2023

Rückmeldungen: Ihre Überlegungen zu vorliegender Publikation übermitteln Sie bitte an
iii3@bmimi.gv.at.

Disclaimer:

Dieser Ergebnisbericht wurde von der Fördernehmer:in erstellt. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit, Aktualität sowie die barrierefreie Gestaltung der Inhalte übernimmt das Bundesministerium für Innovation, Mobilität und Infrastruktur (BMIMI) keine Haftung.

Mit der Übermittlung der Projektbeschreibung bestätigt die Fördernehmer:in ausdrücklich, über sämtliche für die Nutzung erforderlichen Rechte – insbesondere Urheberrechte, Leistungsschutzrechte sowie etwaige Persönlichkeitsrechte abgebildeter Personen – am bereitgestellten Bildmaterial zu verfügen.

Die Fördernehmer:in räumt dem BMIMI ein unentgeltliches, nicht ausschließliches, zeitlich und örtlich unbeschränktes sowie unwiderrufliches Nutzungsrecht ein, das übermittelte Bildmaterial in allen derzeit bekannten sowie künftig bekannt werdenden Nutzungsarten für Zwecke der Berichterstattung, Dokumentation und Öffentlichkeitsarbeit im Zusammenhang mit der geförderten Maßnahme zu verwenden, insbesondere zur Veröffentlichung in Printmedien, digitalen Medien, Präsentationen und sozialen Netzwerken.

Für den Fall, dass Dritte Ansprüche wegen einer Verletzung von Rechten am übermittelten Bildmaterial gegen das BMIMI geltend machen, verpflichtet sich die Fördernehmer:in, das BMIMI vollständig schad- und klaglos zu halten. Dies umfasst insbesondere auch die Kosten einer angemessenen rechtlichen Vertretung sowie etwaige gerichtliche und außergerichtliche Aufwendungen.

Vorbemerkung

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts im Rahmen der IEA Forschungsk Kooperation. Es wurde vom Bundesministerium für Innovation, Mobilität und Infrastruktur (BMIMI) initiiert, um österreichische Forschungsbeiträge zu den Kooperationsprojekten der Internationalen Energieagentur (IEA) zu unterstützen.

Die IEA Forschungsk Kooperationen umfassen eine breite Palette an Energiethemen mit dem Ziel Energiesysteme, Städte, Mobilitäts- und Industriesysteme fit für eine nachhaltige Zukunft bis 2050 zu machen. Auch Themen wie Gendergerechtigkeit oder Ressourcen- und Kreislaufwirtschaftsaspekte werden berücksichtigt.

Dank des überdurchschnittlichen Engagements der beteiligten Forschungseinrichtungen und Unternehmen ist Österreich erfolgreich in der IEA verankert. Durch die vielen IEA-Projekte entstanden bereits wertvolle Inputs für europäische und nationale Energieinnovationen und neue internationale Standards. Auch in der Marktumsetzung konnten richtungsweisende Ergebnisse erzielt werden.

Ein wichtiges Anliegen ist es, die Projektergebnisse einer interessierten Öffentlichkeit zugänglich zu machen. Daher werden alle Berichte nach dem Open Access Prinzip in der Schriftenreihe des BMIMI über die Plattform [nachhaltigwirtschaften.at](https://www.nachhaltigwirtschaften.at) veröffentlicht.

Inhaltsverzeichnis

Impressum	2
Vorbemerkung	4
Inhaltsverzeichnis	5
1 Kurzfassung	6
2 Abstract	8
3 Ausgangslage	10
4 Projektinhalt	11
4.1 Kurzbeschreibung der Ziele.....	11
4.2 Organisation: Zeitplan und Partner.....	12
4.3 Vorgehensweise und Methoden.....	14
5 Ergebnisse	16
5.1 Task 1 – Energiemarktanalyse.....	16
5.2 Task 2 – Fallbeispiele.....	30
5.3 Task 3 – Repräsentative Lösungskonzepte	34
5.4 Taks 4 – Bewertung und Analyse von Flexibilitätsoptionen	39
5.5 Task 5 – Identifikation von Barrieren und Evaluierung innovativer Geschäftsmodelle.....	44
6 Schlussfolgerungen	51
6.1 Gewonnene Erkenntnisse	52
6.2 Verwertungs- und Verbreitungsaktivitäten	52
7 Ausblick und Empfehlungen	57
Tabellenverzeichnis	58
Abbildungsverzeichnis	59
Literaturverzeichnis	60
Abkürzungen	63

1 Kurzfassung

Wärmepumpen spielen eine zentrale Rolle bei der Dekarbonisierung der Wärmeversorgung. Die zunehmende Stromerzeugung aus intermittierenden Erneuerbaren sowie die fortschreitende Elektrifizierung üben Druck auf die bestehende Netzinfrastruktur und die Gleichzeitigkeit von Angebot und Nachfrage aus. Hier stellen Wärmepumpen auf großer und kleiner Skala eine attraktive Sektorkopplungsmaßnahme dar, die Flexibilität zum Ausgleich von Angebots- oder Bedarfsschwankungen liefert, und liefern einen wichtigen Beitrag zur Effizienzerhöhung von Energiesystemen.

Das Forschungsprojekt IEA HPT Annex 57 analysiert die zukünftige Implementierung von Wärmepumpen in Multivektor- Energiesystemen und thermischen Netzen. Dadurch soll die Flexibilität der Energiesysteme erhöht und diese für verschiedene Anwendungsfälle genutzt werden, z.B. systemdienlich oder zur Teilnahme an unterschiedlichen Strommärkten.

Als Kernerkenntnis ergibt sich, dass mit dem Ausbau von Wärmepumpen ein signifikanter Beitrag zur Deckung eines zukünftig stark steigenden Flexibilitätsbedarfs geleistet werden kann. Dies trifft einerseits auf Flexibilitätsdienstleistungen wie Erbringung von Regelernergie zu, wie auch als Reaktion auf schwankende Spotpreise oder intermittierende Ressourcenverfügbarkeit.

Im Vordergrund des Forschungsprojekts stand der Wissenstransfer und die internationale Zusammenarbeit innerhalb des Annexes. Darüber hinaus kamen entlang von fünf inhaltlichen Arbeitspaketen verschiedene Methoden zur Anwendung. Zur Ermittlung der aktuellen und zukünftigen Energiesituation in Österreich inkl. der Rolle von Wärmepumpen und Abschätzung deren Flexibilitätspotenzials in Wärmenetzen wurden Energiemarktanalysen durchgeführt. Zudem wurde das Abwärmepotenzial von konventionellen und unkonventionellen Wärmequellen ermittelt. Eine Sammlung von 28 Fallbeispielen liefert einen Ideenkatalog, wie Flexibilität von Wärmepumpen auf verschiedene Arten genutzt werden kann.

Zur Bewertung von Flexibilitätsoptionen wurden in Frage kommende Vermarktungsoptionen analysiert, bestehende Fallbeispiele dargestellt und Erlös- bzw. Einsparmöglichkeiten mit unterschiedlichen Methoden (Optimierung, statische Gebotsstrategien, etc.) bewertet. Daraus ergab sich ein differenziertes Bild in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit. Während die Flexibilitätsnutzung von Wärmepumpen auf Spotmärkten eine geringe Wirtschaftlichkeit zeigt und keine Investitionen rechtfertigt, ergibt sich auf Regelerenergiamärkten eine deutlich höhere Rentabilität. Um vielversprechende Lösungskonzepte zu entwickeln, wurden verschiedene Arten der Flexibilitätsbereitstellung hinsichtlich ihrer technischen Einsatzmöglichkeiten überprüft und analysiert.

Zur Entwicklung und Evaluierung innovativer Geschäftsmodelle wurde ein Business Model Canvas verwendet, das auf Grundlage der zuvor beschriebenen Arbeiten entwickelt wurde. Außerdem

wurden zur Ermittlung der wesentlichen Barrieren (z. B. wirtschaftlich und technisch) innerhalb des Konsortiums ein Workshop abgehalten. Es konnte nur eine kleine Anzahl von Geschäftsmodellen identifiziert werden, welche tatsächlich Flexibilisierung von Wärmepumpen nützen. Die Gründe hierfür sind die angesprochenen wirtschaftlichen Barrieren als auch regulatorische Barrieren wie die Aggregation der kleinen Einheiten über Bilanzgruppen hinweg, sowie technische Barrieren. Darüber hinaus bestehen Markteintrittsbarrieren in der Form von Mindestgebotsgrößen für Regelenergiemärkte

Die Ergebnisse bestärken und fundieren die bisherige Einschätzung der Branche, dass der Flexibilitätsnutzung eine wichtige Rolle zukommt, jedoch eine Reihe von Barrieren existieren, die es abzubauen gilt. Daher können die vorliegenden Ergebnisse als zentrale Basis für weitere Arbeiten zum Abbau von Barrieren oder Schaffung innovativer Geschäftsmodelle herangezogen werden. Darüber hinaus weisen die Ergebnisse im IEA HPT Annex 57 eine stark internationale Perspektive auf, wodurch eine Reihe von funktionierenden Demoprojekten als Anhaltspunkte dienen können.

2 Abstract

Heat pumps play a central role in the transition to a decarbonized heat supply. Increasing electricity generation from intermittent renewables and increasing electrification are putting pressure on the existing network infrastructure and the temporal match of supply and demand. In this respect, heat pumps on a large and small scale represent an attractive sector coupling measure to provide flexibility and compensate for fluctuations in supply or demand and make an important contribution to a resilient and efficient energy system.

The IEA HPT Annex 57 research project analyzes the future implementation of heat pumps in multivector energy systems and thermal networks. This is intended to increase the flexibility of the energy systems and to use them for various applications, e.g. to stabilize the electricity grid or to participate in different electricity markets.

The key finding is that the expansion of heat pumps can make a significant contribution to cover the rapidly increasing need for flexibility in the future. This applies to flexibility services such as the provision of balancing energy, as well as in response to fluctuating spot prices or intermittent resource availability.

The focus of the research project was knowledge transfer and international cooperation within the consortium. In addition, different methods were used along five content-related work packages. Energy market analysis was carried out to determine the current and future energy situation in Austria, including the role of heat pumps and to estimate the flexibility potential of HP in heating networks. In addition, the heat potential from conventional and unconventional heat sources was determined. A collection of 28 case studies provides a catalog of ideas on how the flexibility of heat pumps can be used in different ways.

To evaluate these flexibility options, possible marketing options were analyzed, existing case studies were presented and revenue and savings opportunities were evaluated using different methods (optimization, static bidding strategies, etc.). This analysis revealed a differentiated picture in terms of economic viability. While the flexible use of heat pumps on spot markets shows low economic profitability and does not justify investments, there is significantly higher profitability on balancing markets. To develop promising concepts, various types of flexibility provision were examined with regards to their technical application possibilities.

To develop and evaluate innovative business models, a business model canvas was used, which was set up based on the work described above. At the same time, a workshop was held to identify the main barriers within the consortium. A small number of business models were identified that are based on the use of flexibility. The reason for this is, on the one hand, the economic barriers

mentioned as well as regulatory barriers such as the aggregation of small units across balancing groups. In addition, there are market entry barriers in the form of minimum bid sizes for balancing markets.

The results reinforce and substantiate the industry's previous assessment that the use of flexibility plays an important role, but still various barriers exist that need to be overcome. The present results can therefore be used as a central basis for further work on overcoming barriers or creating innovative business models. In addition, the results of the IEA HPT Annex 57 have a strong international perspective, which means that several functioning demo projects can serve as reference points on how flexibility can be used.

3 Ausgangslage

Dieses Projekt analysiert die zukünftige Implementierung von Wärmepumpen (WP) in Multivektor-Energiesystemen und thermischen Netzen. Dadurch soll die Flexibilität der Energiesysteme erhöht und diese für verschiedene Anwendungsfälle genutzt werden, z.B. systemdienlich oder zur Teilnahme an unterschiedlichen Strommärkten. Anhand von internationalen Fallbeispielen werden Einflussfaktoren und Potenziale für Flexibilitätsoptionen evaluiert und geeignete Geschäftsmodelle abgeleitet.

Im Vorprojekt IEA HPT Annex 47 (Geyer et al., 2019) konnte gezeigt werden, dass bis zu 50 % des Wärmebedarfs in Europa durch Fernwärme gedeckt werden kann. Dabei können Wärmepumpen bis zu 25 % der Energieversorgung des Fernwärmenetzes abdecken. Weiters wurde dargelegt, dass Wärmepumpen auf verschiedene Weisen in Fernwärmenetze integriert werden können und damit Verluste reduziert und Gesamteffizienzen verbessert werden können. Weiters können durch den Einsatz von Wärmepumpen thermische Netze mit niedrigeren Temperaturen betrieben werden und die Möglichkeiten zur Abwärmenutzung erhöhen. Auf diese Weise können Netze insgesamt effizienter betrieben werden, da u.a. Wärmeverluste reduziert werden. Weitere positive Effekte sind reduzierte Investitionsrisiken, erhöhte Versorgungssicherheit und sinkende CO₂-Emissionen. Somit kann die Integration von Wärmepumpen einen maßgeblichen Beitrag zur Erreichung der Klima- und Energieziele leisten.

Der IEA HPT Annex 57 führt die Arbeiten des IEA HPT Annex 47 fort und beschäftigt sich mit zukünftigen Implementierungen von Wärmepumpen in Fernwärme- und Fernkältesystemen. Ebenso beschreibt er mögliche Lösungen als auch Hindernisse für Wärmepumpen bei Implementierung in Wärmenetze. Die Schwerpunkte liegen dabei auf der Erhöhung von Flexibilität durch Wärmepumpen in Energiesystemen, die mit unterschiedlichen Technologien wie z.B. PV, Windkraft und Biomasse gekoppelt werden können und bei denen Endverbraucher als Prosumer agieren (Multivektor-Energiesysteme). Anhand von internationalen Fallbeispielen werden Einflussfaktoren auf das technische und wirtschaftliche Potenzial für Flexibilitätsoptionen evaluiert und geeignete Geschäftsmodelle abgeleitet. Dadurch werden ökonomische und ökologisch sinnvolle Pilotprojekte identifiziert als auch Konzepte für Flexibilitätsanwendungen skizziert und weiterentwickelt.

4 Projektinhalt

4.1 Kurzbeschreibung der Ziele

Ziel des gegenständlichen Projektes ist die Beteiligung am IEA HPT Annex 57, und damit die intensive Weiterführung der vorangegangenen Arbeiten des IEA Wärmepumpenprogramms (“IEA HPT: International Energy Agency - Heat Pumping Technologies”), insbesondere des IEA HPT Annex 47. Ziel ist eine intensive Zusammenarbeit und Austausch mit den internationalen ExpertInnen und Partnern des IEA Wärmepumpenprogramms bzgl. Nutzung von Flexibilitätsoptionen von Wärmepumpen.

Konkrete Ziele des nationalen Projektes sind:

- Erhebung der Energiesituation und der Rolle von Wärmepumpen in Österreich und Erhebung der Wärmequellen
- Erhebung und Kategorisierung konkreter Fallbeispiele in Österreich — Ausarbeitung von Rahmenbedingungen zur Bereitstellung von Flexibilität und Ableitung vielversprechender Konzepte
- Identifikation relevanter Märkte und Bewertung erfolgversprechender Anwendungsgebiete
- Identifikation von Barrieren und möglichen Lösungsoptionen sowie Ableitung von Geschäftsmodellen
- Erstellung einer Kommunikationsstrategie und Disseminationsaktivitäten (Vorträge, Publikationen, Kurse, Workshops, Social Media Beiträge, Einbindung in den Lehrbetrieb)

Die Erkenntnisse aus diesem Projekt sind für nationale und internationale Stakeholder von großem Interesse und wurden im Rahmen von Publikationen, Zeitschriftenbeiträgen und interaktiven Workshops kommuniziert und verbreitet. Dadurch sollten vor allem das Verständnis des Flexibilitätspotenzials von Wärmepumpen und deren Beitrag zur Sektor Kopplung bei verschiedenen Interessengruppen wie Herstellern, Energieversorgern, potenziellen Endnutzer:innen, Berater:innen, Energieplaner:innen und politischen Entscheidungsträger:innen, verbessert werden.

Das Arbeitsprogramm des Konsortiums umfasste die Energiemarktanalyse zukünftiger Entwicklungen und Sektorkopplungen (AP2), Fallstudien und Best-Practice-Beispiele (AP3), Entwicklung von repräsentativen und vielversprechenden Lösungskonzepten (AP4), die Bewertung und Analyse unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen (AP5), die Entwicklung und Evaluierung innovativer Geschäftsmodelle (AP6) und schließlich die Disseminierung der erzielten Ergebnisse (AP7). Das österreichische Konsortium strebte dabei eine intensive Zusammenarbeit und Austausch mit den internationalen Experten und Partner an. Die Struktur der Tasks ist in Tabelle 1 zusammengefasst.

Tabelle 1: Projektinhalte IEA HPT Annex 57

Task	Titel	Inhalt
Task 1	Energiemarktanalyse, zukünftige Entwicklungen und Sektorkopplung	<ul style="list-style-type: none"> • Darstellung Energiesituation und Trends sowie Marktpotenzial von FWK und Potenzial für WP • Überblick über bestehende und zukünftige Wärmequellen
Task 2	Fallstudien und Best Practise Beispiele	<ul style="list-style-type: none"> • Screening bestehender Fernwärmesysteme, Demoanlagen • Beschreibung von F&E Projekte von Flexibilitätsanwendungen mit Wärmepumpen
Task 3	Entwicklung von repräsentativen und vielversprechenden Lösungskonzepten	<ul style="list-style-type: none"> • Beschreibung verschiedener Konzepte in dem WP flexibel betrieben werden • Evaluierung von Fallbeispielen
Task 4	Bewertung und Analyse Flexibilitätsoptionen	<ul style="list-style-type: none"> • Analyse Einsatzmöglichkeiten von WP und Anwendungsmärkte • Evaluierung von bestehenden WP-Modellen zur Bewertung von Flexibilität
Task 5	Entwicklung und Evaluierung innovativer Geschäftsmodelle	<ul style="list-style-type: none"> • Beschreibung und Diskussion von Umsetzungsbarrieren und Lösungen zur Überwindung der Barrieren • Ableiten von innovativen Geschäftsmodellen
Task 6	Disseminierung	<ul style="list-style-type: none"> • Bericht für politische Entscheidungsträger, Erstellung von Publikationen, Beiträgen und Webinaren • Information des ExCo sowie nationale Entscheidungsträger

4.2 Organisation: Zeitplan und Partner

Der IEA HPT Annex 57 startete am 1.11.2020. Die geplante Laufzeit betrug 32 Monate bis zum 30.06.2023. Da Verzögerungen auftraten, wurde die Laufzeit kostenneutral um ein halbes Jahr bis 31.12.2023 verlängert. Das Kick-off Meeting fand im Jänner virtuell statt. Der korrespondierende Zeitplan im Projekt ist in Tabelle 2 dargestellt:

Tabelle 2: Zeitplan IEA HPT Annex 57

Start	Ende	Aktivität
10/2020	01/2021	Kick-off Meeting (soft start, aufgrund von Verzögerungen durch COVID19 und fehlender Förderzusagen anderer Länder)
01/2021	10/2022	Task 1: Energiemarktanalyse- Zukünftige Entwicklungen

Start	Ende	Aktivität
10/2022	03/2023	Task 2: Fallstudien und Best Practise Beispiele
10/2022	11/2023	Task 3: Entwicklung von repräsentativen Lösungskonzepten
10/2022	11/2023	Task 4: Bewertung und Analyse unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen
11/2022	11/2023	Task 5: Entwicklung und Evaluierung innovativer Geschäftsmodelle
09/2022	12/2023	Task 6: Disseminierung

Der IEA HPT Annex 57 wurde vom Danish Technology Institute (DTI) als Operating Agent geleitet. Die verantwortliche Person war Svend Pedersen (Phone: +45 72201271, svp@teknologisk.dk). Als Partner nahmen folgende Organisationen und Länder teil:

Tabelle 3: Partner IEA HPT Annex 57

Institution	Land
Danish Technological Institute (DTI)	Leitung: Dänemark
Technical University of Denmark (DTU)	Dänemark
Aalborg University (AAU)	Dänemark
Austrian Institute of Technology (AIT)	Österreich
Technische Universität Graz – Institut für Wärmetechnik (IWT)	Österreich
Technische Universität Wien – Energy Economics Group (EEG)	Österreich
Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE)	Deutschland
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE)	Deutschland
Netherlands Enterprise Agency (RVO)	Niederlande
Research Institutes of Sweden (RISE)	Schweden

4.3 Vorgehensweise und Methoden

Im Vordergrund der Beteiligung am IEA HPT Annex 57 stand der Wissenstransfer und die internationale Zusammenarbeit innerhalb des Annexes. Darüber hinaus wurden ergänzende Arbeiten durchgeführt, deren Methodik im Folgenden beschrieben wird:

Zur **Ermittlung der aktuellen und zukünftigen Energiesituation** in Österreich inkl. Rolle von Wärmepumpen und Abschätzung des Flexibilitätspotenzials von Wärmepumpen (WP) in Wärmenetzen wurden Energiemarktanalysen durchgeführt. Ein wesentlicher Input sind hier die Arbeiten der Energy Economics Group (EEG) der TU Wien. Dazu wurde das Fernwärmepotenzial verschiedener Regionen in Österreich analysiert und die Kosten effizienter Wärmebereitstellung mittels Kosten-Nutzen-Analyse (cost-benefit-analysis: CBA) verglichen. Aufbauend auf zuvor abgeschlossene Forschungsprojekte (z. B. Memphis 2.0¹) wurde das Abwärmepotenzial von konventionellen und unkonventionellen (Rechenzentren, Tunnel, etc.) Wärmequellen ermittelt.

Informationen zu **Fallstudien und Best-Practice-Beispielen** wurden im Wesentlichen durch "Desktoprecherche" (online verfügbare Literatur), Interviews mit Anlagenbetreibern, Recherchen aus Vorprojekten (z. B. durch das IWT aus dem Projekt "ThermaFLEX") sowie Fragebögen und Expert:innen-Interviews erhoben. Darauf aufbauend wurden international vergleichbare Steckbriefe erstellt und veröffentlicht.

Um **repräsentative und vielversprechende Lösungskonzepte zu entwickeln**, wurden verschiedene Arten und Möglichkeiten zur Bereitstellung von Flexibilität hinsichtlich ihrer technischen Einsatzmöglichkeiten überprüft. Ergänzend dazu wurden Inputs von Expert:innen und angenommene Hypothesen überprüft.

Zur **Bewertung unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen** wurden in Frage kommende Vermarktungsoptionen analysiert, bestehende Fallbeispiele dargestellt und Erlös- bzw. Einsparmöglichkeiten mit unterschiedlichen Methoden (Optimierung, statische Gebotsstrategien, etc) bewertet.

Zur **Entwicklung und Evaluierung innovativer Geschäftsmodelle** wurde ein "Business Model Canvas" verwendet, das auf Grundlage der zuvor beschriebenen Arbeiten aufgesetzt und zusammen mit den jeweiligen Stakeholdern im Rahmen von Workshops oder Interviews entwickelt wurde. Gleichzeitig wurde zur Ermittlung der wesentlichen Barrieren innerhalb des Konsortiums ein Workshop abgehalten.

¹ <https://www.iea-dhc.org/the-research/annexes/annex-xiii/annex-xiii-project-02>

5 Ergebnisse

Im Folgenden werden die zentralen Ergebnisse entlang der fünf inhaltlichen Arbeitspakete im IEA HPT Annex 57 dargestellt.

5.1 Task 1 – Energiemarktanalyse

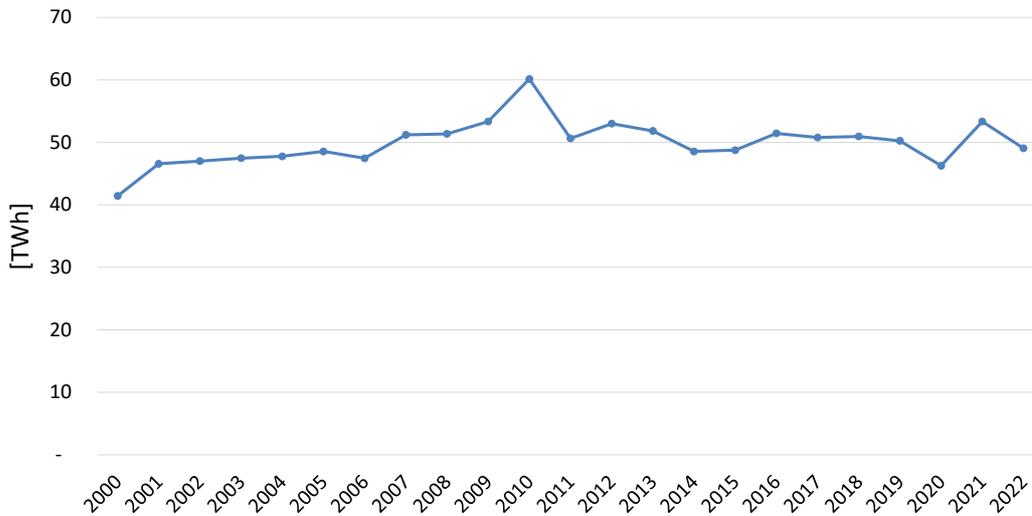
Im Task 1 Energiemarktanalyse wurde für sämtliche teilnehmende Länder ein Überblick der derzeitigen und zukünftigen Energiesituation geschaffen. Dies betrifft sowohl Strom, also auch Wärme sowie deren Kopplung. Es zeigt sich, dass mittels Elektrifizierung der Wärme einerseits sowie dem Ausbau von erneuerbaren Erzeugungstechnologien im Strom andererseits ein starker Beitrag zur Dekarbonisierung geleistet werden kann.

5.1.1 Schweden

5.1.1.1 Fernwärme Status derzeit und zukünftige Entwicklung

Der schwedische Fernwärmemarkt ist mit einem Marktanteil für Raumwärme und Warmwasser von fast 60 % relativ groß und 285 der 290 schwedischen Gemeinden verfügen heute über Fernwärmenetze (Lindahl, Wennerlund, 2018). Wie in Abbildung 1 dargestellt, war die gelieferte Fernwärme in Schweden in den letzten 15 Jahren relativ stabil.

Abbildung 1: Fernwärme Nachfrage Schweden (Energiföretagen, 2023)



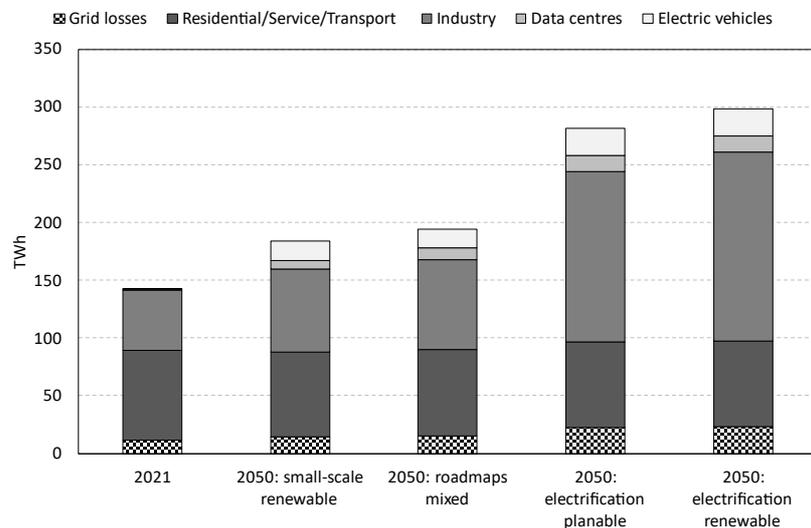
Der Bericht der schwedischen Energieagentur „Scenarier över Sveriges energisystem 2023“ (Energimyndigheten, 2023) kommt zu dem Schluss, dass die Produktion von Fernwärme in Schweden weitgehend vom Wärmebedarf im Wohnsektor, aber auch in der Industrie abhängt. Der Bedarf an Fernwärme variiert kurzfristig mit der Temperatur und langfristig mit dem Bevölkerungswachstum und der Art und Weise, wie Fernwärme in Relation zu anderen Wärmequellen steht. In den Szenarien für 2050 wird davon ausgegangen, dass die Fernwärmeproduktion im Jahr 2050 langsam auf etwa 66 TWh ansteigt, wobei je nach Szenario nur geringe Schwankungen auftreten.

5.1.1.2 Nachfrage im Stromsektor heute und zukünftig

Der schwedische Übertragungsnetzbetreiber „Svenska kraftnät“ hat Szenarien für die nordischen und nordeuropäischen Stromsysteme bis 2050 erstellt (Brunge et al., 2021). Die Zukunftsszenarien sind demnach in vier verschiedene Kategorien unterteilt. Der gemeinsame Nenner für die gegebenen Szenarien ist ein steigender Strombedarf und ein Stromangebot, um den Übergang zu einem von fossilen Brennstoffen unabhängigen Energiesystem zu ermöglichen. Hinsichtlich der Erzeugung (und abhängig davon, welches der vier Szenarien betrachtet wird) wird davon ausgegangen, dass Wasserkraft und Wärmekraft über die verschiedenen Analysen hinweg relativ konstant bleiben. Außerdem bleibt Kernenergie auf dem aktuellen Niveau. Es wird erwartet, dass die Windenergie an Land und die Solarenergie etwas zunehmen werden. Ein zentraler Baustein dieses zukünftigen Energiesystems ist die Sektorenkopplung zwischen Strom und Gas, konkret Wasserstoff. Es zeigt sich, dass die strombasierte Produktion von Wasserstoff eine entscheidende Rolle im Energiesystem spielen könnte, indem sie fossile Brennstoffe im Verkehrssektor und im Industriesektor ersetzt und den Ausbau der intermittierenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erleichtert, indem er die Flexibilität erhöht.

Einige Beispiele für neuen oder steigenden Strombedarf sind beispielsweise, dass das Bergbau- und Mineralienunternehmen LKAB zusammen mit dem Stahlunternehmen SSAB und dem Energieunternehmen Vattenfall das Ziel verfolgt, mithilfe der HY-BRIT Technologie Stahl mithilfe von Wasserstoff anstelle von Kohle und Koks herzustellen. Ein weiterer Faktor ist der steigende Strombedarf von Rechenzentren, wie in Abbildung 2 dargestellt (Koronen et al., 2020). Der Anteil am Strombedarf für Rechenzentren weltweit wird auf etwa 1 % geschätzt. Darüber hinaus wird davon ausgegangen, dass auch die Elektrifizierung des Verkehrssektors zu einer erhöhten Nachfrage führen wird, wie sich auch in Abbildung 2 zeigt. In diesem Zusammenhang werden nicht nur Elektrofahrzeuge betrachtet, sondern auch die Möglichkeit, flüssige Kraftstoffe herzustellen, wie z.B. Methanol in Bioraffinerien.

Abbildung 2: Projektionen Stromnachfrage für Schweden in vier verschiedenen Szenarien



Quelle: Brunge et al., 2021

5.1.2 Österreich

5.1.2.1 Energiemarktanalyse

In diesem Abschnitt diskutieren wir das Potenzial für effizientes Heizen und Kühlen in Österreich unter der Annahme der Klimaneutralität 2050 im Gebäudesektor. Um dieses Ziel zu erreichen, sind umfangreiche Anstrengungen bei der Gebäudesanierung, der Dekarbonisierung der Stromerzeugung und der Integration von Abwärme in Fernwärmesysteme von entscheidender Bedeutung.

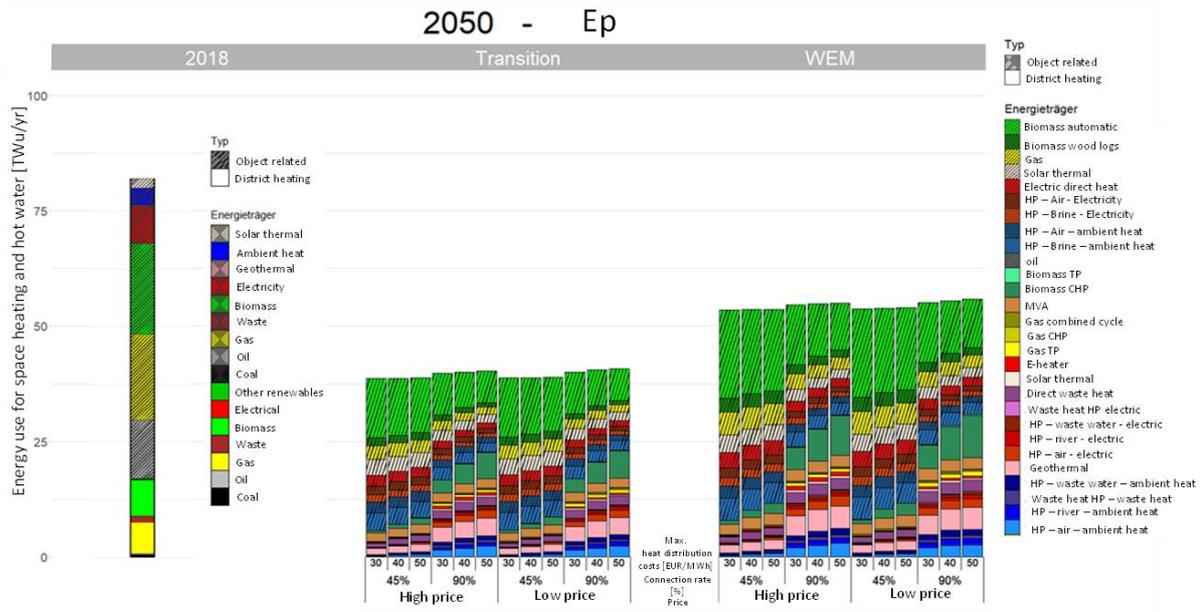
Fernwärme nimmt seit 1970 zu. Mittlerweile werden in Österreich rund 25 % der Erstwohnungen mit Fernwärme versorgt (ca. 20 TWh Endenergieverbrauch für Heizung). Bei der Fernwärme ist der Anteil der Biomasse seit 2005 stetig gestiegen und deckt mittlerweile rund 50 % des Endenergieverbrauchs in Fernwärmesystemen ab. Vor allem in ländlichen Gebieten werden Biomasse-Blockheizkraftwerke oder Biomassekessel eingesetzt, während in größeren Städten die Fernwärme über fossile Brennstoffe, Müllverbrennungsanlagen und Wärmepumpen erfolgt. Teilweise wird in Österreich Abwärme zur Einspeisung von Fernwärmenetzen genutzt (zwischen 0,8 und 1,8 TWh pro Jahr). Das Potenzial der Geothermie ist (u.a. regional) begrenzt und derzeit sind 12 Anlagen (insgesamt etwa 70 MW_{th}) in Betrieb. Beim Abwärmepotenzial wird zwischen hoher (>100°C) und niedriger (<100°C) Temperatur unterschieden. Insgesamt verfügt Österreich über ein Potenzial zur Nutzung von Abwärme aus industriellen Prozessen von rund 10,3 TWh, davon 7,7 TWh im Temperaturbereich unter 100 °C. Das mit Abstand größte Potenzial hat die Papierindustrie (insgesamt 5,4 TW). Bei Schwachwärme hat die chemische Industrie ein Potenzial von rund 1,4 TWh, die Stahlwerke 0,3 TWh, die Mineralölverarbeitung 0,7 TWh.

Zur Abschätzung des Energiemarktes für den Gebäudesektor werden zwei Szenarien berücksichtigt. Das erste Szenario (WEM, With Existing Measures) geht davon aus, dass bestehende Maßnahmen bestehen bleiben und keine zusätzlichen Anstrengungen zur Dekarbonisierung des Gebäudesektors unternommen werden. Dieses Szenario führt zu einer möglichen Reduzierung des Wohnwärme- und Warmwasserbedarfs um etwa 30 % bis 2050 aufgrund von Maßnahmen der thermischen Energieeffizienz. In diesem Szenario wird die Dekarbonisierung des Sektors im Jahr 2050 nicht erreicht. Das zweite Szenario (Übergang) berücksichtigt eine Dekarbonisierung des Gebäudesektors bis 2050 durch die Durchsetzung höherer Gebäuderenovierungsraten und die Umstellung der Heizsysteme weg von fossilen Brennstoffen. Der Warmwasser- und Wärmebedarf wird in diesem Szenario bis 2050 um rund 50 % reduziert.

Die Szenarioergebnisse zeigen, dass Fernwärme im Jahr 2050 wirtschaftlich im Stande wäre, zwischen 20 % und 50 % des gesamten Wärmebedarfs zu decken (Abbildung 3). Dieses Ergebnis hängt stark von den zulässigen Anschlusskosten, den Gesamtenergiepreisen, den Anschlussraten des Netzes an die Gebäude in Reichweite und den Zinssätzen ab. Besonders hohe Energiepreise machen Fernwärme zu einer sinnvollen Alternative zu dezentralen Lösungen. Der Grund dafür ist, dass sich die Energiepreise direkt auf dezentrale Lösungen auswirken, während ein relevanter Anteil der Kosten für Fernwärme auf das Verteilnetz entfällt. Ein höherer Anschlussgrad des Wärmenetzes an Gebäude wirkt sich ebenfalls sehr stark auf die Wirtschaftlichkeit der Fernwärme aus, was auch die Bedeutung von Großwärmepumpen deutlich erhöht, während gleichzeitig die Kosten für den Ausbau des Wärmenetzes steigen. In allen Szenarien spielen Wärmepumpen eine entscheidende Rolle, sowohl für die zentrale als auch für die dezentrale Wärmeerzeugung. Die Ergebnisse in Abbildung 3 deuten darauf hin, dass Szenarien mit einem höheren Fernwärmeanteil eine Erhöhung des Energieeinsatzes erfordern, was auf Verteilungsverluste in den Fernwärmesystemen zurückzuführen ist. Allerdings führt dieser erhöhte Energiebedarf nicht zu einer Verringerung der Energieeffizienz. Tatsächlich führt es zu einer verbesserten Gesamteffizienz der Wärmeversorgung, da häufig die

Nutzung eines größeren Teils der verfügbaren Quellen wie Abwärme, Geothermie oder Flusswasserwärmepumpen ermöglicht wird. (Büchle, 2021)

Abbildung 3: Genutzte Energiequellen für Raumwärme und Warmwasseraufbereitung in verschiedenen Szenarien im Jahr 2050 in Österreich. Quelle: Fallahnejad, M. et al. (2022)



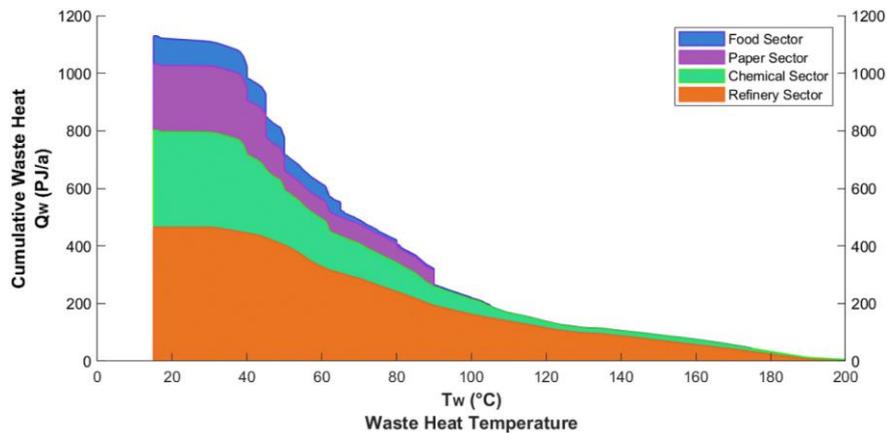
Die Szenarien zeigen, dass erneuerbare Gase keine kostengünstige Option zur Dekarbonisierung des Gebäudesektors sind. Dabei wird ein hoher Ausbau der Elektrifizierung zentraler (Fernwärme) und dezentraler Heizsysteme sowie die Nutzung von Biomasse eine große Rolle spielen. Der Einsatz von großen Wärmespeichern trägt wesentlich zu einem wirtschaftlichen Betrieb der Wärmenetze bei. Gleichzeitig bestehen erhebliche Unsicherheiten hinsichtlich der damit verbundenen Kosten.

5.1.2.2 Konventionelle Wärmequellen

Industrielle Abwärme

Marina et al. (2020) stellt fest, dass das gesamte Abwärmepotenzial der oben beschriebenen Sektoren in der EU28 bei nahezu 1200 PJ pro Jahr liegt. Der Großteil davon ist Niedertemperatur-Abwärme bis 100°C Abbildung 4 zeigt den Abwärmeanteil jedes Sektors und die jeweilige Abwärmetemperatur. Der Raffineriesektor hat den größten Anteil an Abwärme und weist auch eine größere Variation der Abwärmemetemperaturen auf.

Abbildung 4: Kumulative Abwärme <200°C in den EU28



Quelle: Marina et al. (2020)

Wärmerückgewinnung Abwasser

Die Wärmerückgewinnung aus Abwasser ist eine ausgereifte Technologie. Erste Veröffentlichungen, Patente und umgesetzte Projekte reichen bis in die Mitte der 1970er Jahre zurück. Das ganze Jahr über fließt Abwasser mit einer Temperatur zwischen 10 und 20°C durch die Abwasserleitungen. Die Jahresarbeitszahl einer Abwasserwärmepumpe liegt bei etwa 5 bei Neubauten und 4 bei Bestandsgebäuden.

Rauchgaskondensation

Rauchgas ist ein Gemisch aus Verbrennungsabgasen. Viele Unternehmen betrachten es als Abfallprodukt und entsorgen es ungenutzt in der Umwelt. Dabei geht wertvolle Wärmeenergie verloren. Mit einer Rauchgaswärmerückgewinnungsanlage kann die Abwärme genutzt werden. Die Anlage wird üblicherweise im Schornstein installiert. Im Allgemeinen kann ein Rauchgaswärmerückgewinnungssystem die Kosten und den Wärmeverbrauch senken, es wird weniger Energie für die gleiche Temperatur und Wärmewirkung benötigt und es verursacht auch keine Änderungen in der Produktionsbetriebszeit.

Thermische Nutzung von Seen und Flüssen

Mit Wärmepumpen wird die Niedertemperaturwärme von Seen und Flüssen genutzt. Das See-/Flusswasser zirkuliert in einem Primärkreislauf und ein Sekundärkreislauf bringt die Wärmeträgerflüssigkeit zum Verbraucher. Nach Abgabe der Wärme wird das abgekühlte Wasser dem Gewässer wieder zugeführt.

5.1.2.3 Unkonventionelle Wärmequellen

Die Dekarbonisierung des gesamten Energiesystems macht die Erschließung neuer Quellen für Wärmepumpen notwendig.

Abwärme aus Tunneln

Bei Nutzung von Abwärme aus Tunneln wird Wasser durch ein meist künstliches Loch im Berg geleitet. Zudem dringt Regen durch die Bergschichten und sickert nach unten. Mit zunehmender Tiefe steigt die Gesteinstemperatur, wobei die ungefähre Erwärmung $3^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ beträgt. Ein Beispiel für diese Anwendung ist der Brenner-Basistunnel, der bis 2030 fertiggestellt sein soll. Oberhalb des Tunnels liegen 1800 Höhenmeter Gebirgsmassiv, aus dem etwa 35 bis 40 Grad warmes Wasser in Entwässerungsrohren aufgefangen wird. Durch natürliches Gefälle wird das Wasser in Richtung Innsbruck geleitet, wo es genützt werden soll².

Abwärme aus Umformerstationen

Große Umspannwerke haben typischerweise einen sehr hohen Wirkungsgrad, oft über 99 %. Dennoch können bereits Verluste von 0,5 % für einen erheblichen Anteil an Abwärme bei Anlagen im hohen Leistungsbereich sorgen. In Zusammenarbeit zwischen einem dänischen (Energinet) und einem niederländischen Übertragungsnetzbetreiber (TenneT) wurde das COBRA-Kabel für die Energieübertragung zwischen ihren Ländern implementiert. Die HGÜ-Konverterstation in der dänischen Stadt Endrup bei Bramming liefert überschüssige Wärme an das örtliche Fernwärmenetz. Die Konverterstation hat eine Spannung von 320 kV und eine Übertragungskapazität von 720 MW. Die überschüssige Wärme der Konverterstation mit einer Vollastleistung von 3150 kW wird etwa 35°C erreichen. Um die Temperaturen des Fernwärmenetzes zu erreichen, werden Wärmepumpen eingesetzt.

Abwärme aus Rechenzentren

Der weltweit in Rechenzentren angefallene Energieverbrauch lag im Jahr 2020 bei 200 – 250 TWh, was etwa einem Prozent des weltweiten Strombedarfs entspricht. Rechenzentren sind für den Dauerbetrieb ausgelegt und können daher konstante Wärme liefern. Typische spezifische Leistungsdichten liegen im Bereich von 250 bis $1.500\text{ W}/\text{m}^2$ IT-Fläche, was zu einem hohen Leistungsbedarf für größere Rechenzentren führt. Ein durchschnittliches europäisches Rechenzentrum hat eine Fläche von 2.616 m^2 , was bei einer Leistungsdichte von $750\text{ W}/\text{m}^2$ und Dauerbetrieb einen Strombedarf für die IT-Hardware von etwa 17,2 GWh/a bedeutet. Da der eingesetzte Strom nahezu vollständig in Abwärme umgewandelt wird, muss diese Wärme abgeführt werden.

² <https://futurezone.at/science/heizen-mit-wasser-aus-dem-brenner-basistunnel/401374133>

Abwärme aus Elektrolyseuren

Die Herstellung von Wasserstoff aus Wasser und erneuerbarem Strom mit Elektrolyseuren ist künftig eine Schlüsseltechnologie. Es steht eine Vielzahl unterschiedlicher Technologien mit unterschiedlichem Reifegrad zur Verfügung. Am vielversprechendsten sind jedoch drei Elektrolyseurtypen: Alkalische Elektrolyse (AEL), Polymerelektrolytmembranelektrolyse (PEM-EL) und Festoxidelektrolyse (SOEL). Eine Übersicht über die Schlüsselparameter der Technologien ist in Tabelle 4 dargestellt.

Tabelle 4: KPIs Elektrolyse.

	AEL	PEM-EL	SOEL
TRL	9	8 - 9	6 - 7
Operating temperature [°C]	60 - 90	50 - 80	650 - 900
Electric efficiency (LHV)	50 - 71	50 - 68	75 - 85
Recoverable waste heat (% of electricity input)	16 - 30	20 - 30	-

Quelle: IRENA (2020), Ozturk and Dincer (2021), Böhm (2021), Danish Energy Agency (2022), Li (2019)

5.1.3 Niederlande

In den Niederlanden sind rund 400.000 Haushalte an ein Fernwärmenetz angeschlossen, was etwa 6 % aller Haushalte entspricht. Seit 2010 ist die Zahl der Anschlüsse vor allem aufgrund von Neubauprojekten um 4,6 % gestiegen. Dieser Prozentsatz ist relativ gering und es müssen einige Maßnahmen in Betracht gezogen werden, um den Ausbau auch im derzeitigen Gebäudebestand zu steigern. Verschiedene Industriekomplexe nutzen auch eigene Wärmenetze zur Dampferzeugung, meist aus BHKWs. Insgesamt wurden so im Jahr 2017 35 PJ erzeugt. Das ist mehr als die gesamte Fernwärme zusammen (22 PJ). Die Niederlande zeichnen sich durch zwei unterschiedliche Arten von Wärmenetzen aus: große und kleine. Große Netze bestehen aus mehr als 5.000 angeschlossenen Kunden und die Hauptwärmequelle sind in der Regel Kraftwerke, Müllverbrennungsanlagen, Industrie und Raffinerien. Es gibt jedoch tausende kleinere Nahwärmenetze. Den Zahlen aus dem Jahr 2016 zufolge gab es in den Niederlanden über 10.000 Netze. Über 9.000 dieser Netze waren jedoch sehr klein, mit weniger als 50 Anschlüssen und nur in einem Gebäude. Die meisten davon befanden sich im Besitz kleiner Firmen, Hausbesitzervereinigungen und anderer Parteien.

Es sollte zukünftig ein Drittel der Wärmenachfrage durch Fernwärme abgedeckt werden, während ein weiteres Drittel von Wärmepumpen und ein weiteres Drittel von erneuerbaren Gasen ersetzt werden soll.

Die Gesamtzahl der in den Niederlanden installierten Wärmepumpen wird in diesem Jahr auf über 568.000 Einheiten steigen (120.000 Einheiten im Jahr 2023). Der niederländische Verband national-regionaler Strom- und Gasnetzbetreiber, Netbeheer Nederland, hat einen Plan vorgestellt, der bis zum Jahr 2030 den Einsatz von bis zu 2 Millionen (Hybrid-)Wärmepumpen vor allem im Gebäudebestand vorsieht. Der Plan wird durch ein Förderprogramm der Regierung unterstützt und ermöglicht die Installation von mindestens 100.000 Wärmepumpen pro Jahr ab 2024, was bereits im Jahr 2023 erreicht wird.

Die Energiewende beschleunigt sich und die Nachfrage nach erneuerbarem Strom ist explodiert. Derzeit investieren die Netzbetreiber jährlich 3,9 Milliarden Euro in das Stromnetz. Dies reicht jedoch nicht aus, um mit dem Tempo des Wandels Schritt zu halten, und das Stromnetz stößt an seine Grenzen. Um die Klimaziele zu erreichen, investieren Unternehmen und Industrie in Nachhaltigkeit, die Umstellung wird jedoch durch mangelnde Netzkapazitäten erschwert. Priorität eins bleibt, das Stromnetz so schnell wie möglich auszubauen, damit mehr und schnellere Netzkapazitäten zur Verfügung stehen. Das Nationale Aktionsprogramm Netzengpässe, das von einer breiten Interessensvertretung erstellt und befürwortet wird, konzentriert sich auf drei Hauptziele:

- 1. Schnellerer Netzausbau;
- 2. Stärkere Anstrengungen um das Netz effizienter zu nutzen;
- 3. Erhöhung der flexiblen Kapazität: Öffentlich-private Maßnahmen für ‚smarte‘ Lösungen

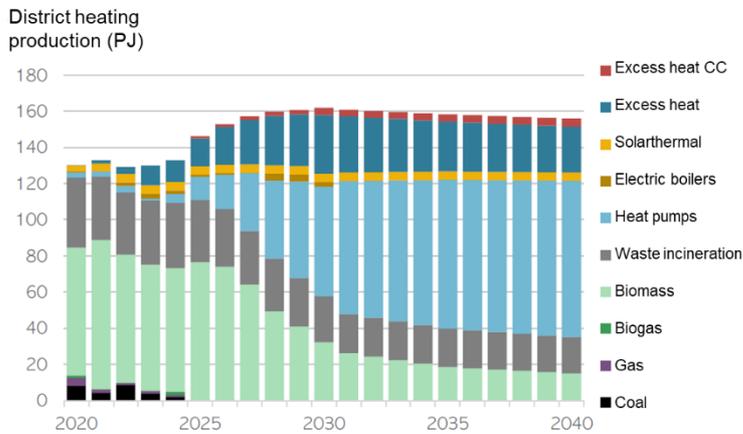
Die Maßnahmen zielen nicht nur auf die Bewältigung von Netzengpässen ab, sondern sind auch notwendigerweise eine Folge des sich verändernden Energiesystems.

5.1.4 Dänemark

Die Öffnung des Strommarktes und der grüne Wandel haben die Anreize für den Aufbau und die Aufrechterhaltung thermischer Stromproduktionskapazitäten in Dänemark erheblich verändert. Seit der Öffnung des Strommarktes in den Jahren 1999 und 2000 wurde ein erheblicher Teil der thermischen Stromproduktionskapazität stillgelegt. Der Dänische Fernwärmeverband hat eine Analyse und Prognose der Strom- und Fernwärmeproduktion in der Zukunft erstellt. Das Szenario zeigt, dass die Fernwärme in Zukunft hauptsächlich durch elektrische Wärmepumpen und Überschusswärme erzeugt wird. Müllverbrennung und Biomasse als Wärmequelle werden auslaufen. Die Abdeckung der Wärmenachfrage nach Energieträgern ist in Abbildung 5 dargestellt.³

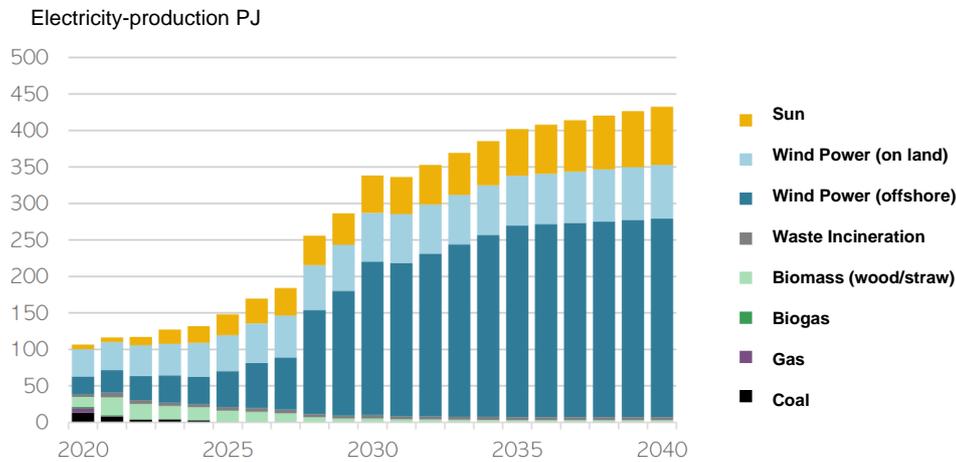
³ Roadmap for elektrificering i Danmark Scenarierapport /3

Abbildung 5: Szenarioentwicklung der Fernwärmeerzeugung bis 2040. Quelle: Danish District Heating Association



Der Hauptgrund für den Kapazitätsrückgang der Wärmekraftwerke liegt darin, dass die Stromproduktion durch große Mengen an Wind- und Sonnenstrom verdrängt wird. Der Ausstieg aus der Stromerzeugung aus Kohle und Gas wird bereits in der ersten Hälfte der 2020er Jahre erfolgen. Bis zum Jahr 2040 wird der Anteil fossilen Gases am Pipelinegas abnehmen. Der Anstieg der Stromnachfrage resultiert hauptsächlich aus PtX-Anlagen und sekundär aus der Elektrifizierung des Landverkehrs. PtX umfasst sowohl die Produktion von Wasserstoff als auch daraus abgeleiteter Kraftstoffe. Zur Fernwärme zählen im Fernwärmebereich Elektroheizungen und Großwärmepumpen. Um Strom für den wachsenden Verbrauch zu erzeugen, findet ein starker Ausbau der EE-Technologien statt. Die Stromerzeugungskapazität wird in den Jahren 2040 und 2050 stark von der Windkraft dominiert, insbesondere von der Offshore-Windkraft. Je nach Szenario sind im Jahr 2050 22–26 GW Windkraft zu erwarten.

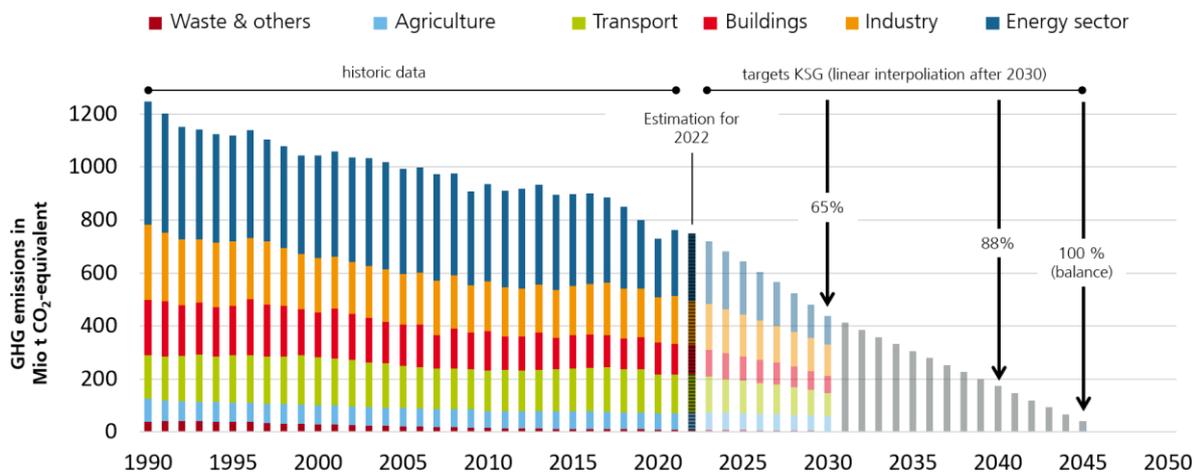
Abbildung 6: Szenarioentwicklung Stromproduktion bis 2040. Quelle: Danish District Heating Association



5.1.5 Deutschland

Am 31. August 2021 ist das Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) in Kraft getreten. Damit hat Deutschland seinen Übergang und bestimmte zeitliche Ziele zu einem treibhausgasbilanzierten System bis zum Jahr 2045 erklärt. Der Übergang wird durch von folgenden Langfristszenarien begleitet: der DENA-Leitstudie (dena, 2021), Agora – Klimaneutrales Deutschland 2045 (Prog-nos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, 2021): Klimapfade 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft (2021), Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland und (Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045, 2021). Das ehemalige Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi) hat im Dialog Klimaneutrale Wärme 2045 - Ergebnispapier (2021) die wesentlichen Teile für den Wandel im Stromsektor präsentiert. Die Gesamtemissionen des Sektors an Treibhausgasäquivalenten (THG) und der vorgesehene Reduktionspfad sind in Abbildung 7 dargestellt (Umweltbundesamt, 2023).

Abbildung 7: Gesamte Treibhausgasemissionen seit 1990 sowie der geplante Reduktionspfad bis 2045. Quelle: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#treibhausgas-emissionen-nach-kategorien>

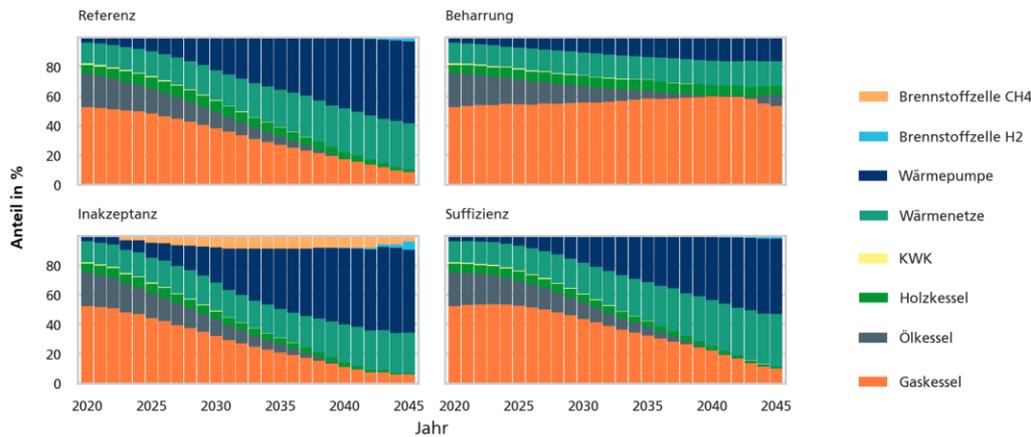


Der jährliche Endenergiebedarf aus Fernwärmanlagen wird auf Basis der BMWi Energiedaten für das Jahr 2020, 2021 auf 73 TWh/a für sogenannte Niedertemperaturwärme für den Wohnbereich sowie Gewerbe geschätzt. Davon entfallen 58 TWh/a auf die Versorgung privater Haushalte. Weitere 43 TWh/a entfallen auf Prozesswärme im Industriesektor im Jahr 2021 (BMWi Energiedaten für das Jahr 2020, 2021). Es müssen Wärmeverluste des Verteilnetzes berücksichtigt werden, die auf zusätzliche 17 TWh geschätzt werden, so dass im Jahr 2021 134 TWh Wärme, was etwa 10 % der gesamten Wärmeproduktion in Deutschland entspricht, durch Fernwärme erzeugt wurde. Die Erzeugung basiert dabei auf Erdgas (46 %) und Kohle (20 %), während die erneuerbaren Energien mit 17 % fast vollständig der Biomasse zugeordnet werden können.

Mit einem modellbasierten Ansatz, der eine Vielzahl von Quellen berücksichtigt, wurde in mehr als 1700 Städten und Gemeinden mit der Einbindung von Fernwärmesystemen ein jährlicher Bedarf von 67 TWh für Raumheizung und Warmwasseraufbereitung im Privat- und Industriesektor identifiziert. In dem Zusammenhang werden rund 26.700 km Fernwärmenetz betrieben. Darüber hinaus zeigt sich, dass die Fernwärme im Jahr 2045 jährlich 94 TWh in Privathaushalten abdecken kann, was einer Steigerung von 60 % im Vergleich zu 2020 entspricht. Das impliziert, dass zusätzlich jährlich etwa 1,6 TWh erzeugt werden müssen. Im Hinblick auf energieeffiziente Maßnahmen sinkt gleichzeitig der spezifische Wärmebedarf, so dass die Anzahl der mit Wärme versorgten Gebäude etwa um den Faktor 2 bis 3 erhöht werden soll. Um dies zu realisieren, sind jährlich etwa 130.000 bis 150.000 Neubauten erforderlich sowie der Zubau von weiteren 800 km Übertragungsleitungen jährlich (Mellwig, 2021). Das entspricht etwa einer Verdopplung der derzeitigen Kapazität. In einem anderen Ansatz geht Sterchele (2020) von einer Menge von etwa 200 TWh für Fernwärme im Jahr 2050 aus. Bei diesem Ansatz wird die Kapazität für die Fernwärmeversorgung in einem dekarbonisierte System in etwa 30 GW bis 40 GW installierter zentraler Großwärmepumpen und etwa 13 GW bis 27 GW Solarthermie aufgeteilt. Die Spitzenlast wird durch gasbasierte KWK im Bereich

von 5 GW bis 27 GW abgedeckt (Brandes, 2021). Die Mengen könnten wie in Abbildung 8 dargestellt aufgeteilt werden.

Abbildung 8: Abdeckung der Wärmenachfrage nach Energieträger. Fernwärme ist in grün dargestellt. Quelle: Brandes et al. (2021)



Nach Mellwig (2021) wird der Betrieb großer Wärmepumpen im Jahr 2045 etwa 70 % der Fernwärmemengen liefern, was in Agora Energiewende (2023) ausführlicher dargelegt wurde. Dies bedeutet, dass im Jahr 2045 jährlich etwa 100 TWh durch große Wärmepumpen und zusätzlich 10 TWh durch Elektrodenkessel geliefert werden. Der Verbrauch an elektrischer Energie wird in Bezug auf die Abschätzung verschiedener Szenarien in (Brandes, 2021) dargestellt. Es wird deutlich, dass sich die aktuellen Strommengen von 600 TWh auf rund 1.200 TWh im Jahr 2045 etwa verdoppeln, wohingegen Wasserstoff aufgrund seiner Mengen voraussichtlich keine nennenswerte Rolle bei der Deckung der Nachfrage im Stromsektor spielen dürfte.

5.1.5.1 Ausblick bezüglich Stromnetz

Bei der Betrachtung der installierten Leistung berücksichtigt die Bundesnetzagentur grundsätzlich alle ans Netz angeschlossenen Anlagen. Eine detailliertere Betrachtung der aktuellen Marktentwicklung von Heimspeichersystemen, großen stationären Speichersystemen, Industriespeichersystemen und batterieelektrischen Fahrzeugen erfolgt in Figgner (2022). Die aktuelle Entwicklung und ihr geschätzter Anstieg ist in Brandes (2021) dargestellt, wo mobile Batteriesysteme mit einem Anteil von 10 % an der Gesamtzahl der batteriebasierten Fahrzeuge bidirektional eingesetzt werden. Darüber hinaus wird ein C-Faktor zwischen Leistung und Kapazität (GWh zu GW) mit 1 bewertet. Die Kapazität könnte im Jahr 2045 in den betrachteten Szenarien zwischen 400 GWh und 900 GWh schwanken.

5.1.5.2 Energiepreise

In der Zusammensetzung des Strompreises für einen typischen Privathaushalt (BDEW, 2023) wird deutlich, dass Steuern und Kostenumlage etwa 50 % ausmachen. Weitere 24 % entfallen auf die Energie, die restlichen 25 % decken die Netzentgelte inklusive Messung ab. In der Referenz wird ein konkreter Preis von 0,32 €/kWh für einen Kunden eines Privathaushalts mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh ausgewiesen.

Vergleichbar dazu setzen sich auch die Gaspreise zusammen (BDEW, 2023). Für den Referenzhaushalt mit einem Verbrauch von jährlich 20 MWh ergibt sich ein spezifischer Brennstoffpreis von 0,07 €/kWh. Hierzu ist ein Vergleich der Gas- und Strompreise (Wolf, 2023) heranzuziehen. Es liegt ein Verhältnis von Strom zu Gas von etwa 4,5 vor (BDEW, 2023), das sich nach dem Preisschock im Jahr 2022 auf etwa 3 reduziert hat. Im Industriesektor sind die Endverbraucherpreise eher schwer zu untersuchen. Für Deutschland ist ein Verhältnis von 2 bis 2,5 zu erwarten. Insbesondere die Umstellung auf LNG als Erdgasquelle hat gewisse Auswirkungen, die künftige Preisszenarien stark beeinflussen könnten. Hinweise darauf finden sich in aktuellen Veröffentlichungen auf <https://ariadneprojekt.de/>.

5.1.5.3 Fernwärmepreise

Die Preise wurden im Vergleich zu typischen Heiztechnologien in (Meyer, 2021) für Mehrfamilienhäuser bewertet. Es wird deutlich, dass die Levelized-Cost of Heat (LCOH) bei verschiedenen Technologien nicht so stark variieren. Für alle betrachteten Technologien ergeben sich ca. 0,14-0,15 €/kWh. Der Anteil der Brennstoffkosten ist bei gas- oder strombasierten Systemen viel geringer als bei der Fernwärmeversorgung.

5.1.5.4 Richtlinien

Bis zum Inkrafttreten der BEW-Richtlinie war die Förderung von Großwärmepumpen in Deutschland nach dem KWKG grundsätzlich nur im Rahmen einer innovativen KWK-Anlage (iKWK) möglich. Grundsätzlich gilt: Die Komponente zur Bereitstellung erneuerbarer Wärme muss so dimensioniert sein, dass in einem Kalenderjahr mindestens 30 Prozent der Referenzwärme (Gesamtwärmebereitstellung der iKWK-Anlage) als innovative erneuerbare Wärme erzeugt werden können. Die Nutzung von Abwärme gehört nicht dazu. Die BEW Richtlinie trat am 15 September 2022 in Kraft und besteht aus vier Modulen:

- 1) Machbarkeitsstudien und Transformationspläne (max. 50% oder 2 Mio. €)
- 2) Systematische Verbreitung von Wärme- und Kältenetzen – Netzmaßnahmen (max. 40% oder 100 Mio. €)
- 3) Individuelle Maßnahmen – Erzeugungstechnologie (max. 40% oder 100 Mio.)
- 4) Unterstützung zu Betriebskosten (abhängig von bestimmten Kriterien für jede Technologie: max. 9,2 ct€/kWh für Wärmepumpen und weitere Einschränkungen)

5.1.5.5 Schlussfolgerung

Festzuhalten ist, dass Strom zur wichtigsten Primärenergie und Flexibilisierung zum neuen Paradigma des Netzbetriebs wird. Man könnte es auf den Punkt bringen: „Gestern folgt das Angebot der Nachfrage“ und für morgen heißt es „Flexibilisierung: kontinuierlicher Ausgleich zwischen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Wind, Sonne), regelbaren Kraftwerken, flexiblen Lasten (einschließlich Elektrolyseuren) und Speicherung“. Darüber hinaus ist keine Grundlaststromerzeugung erforderlich. Energieversorgungslösungen vor Ort ermöglichen einerseits eine massive Reduzierung des Regulierungsaufwands für integrierte Energieversorgungskonzepte (Gebäude, Quartiere) und andererseits die Schaffung eines einfachen rechtlichen Rahmens mit Schnittstelle zum übergeordneten Netz (Systemdienstleistung).

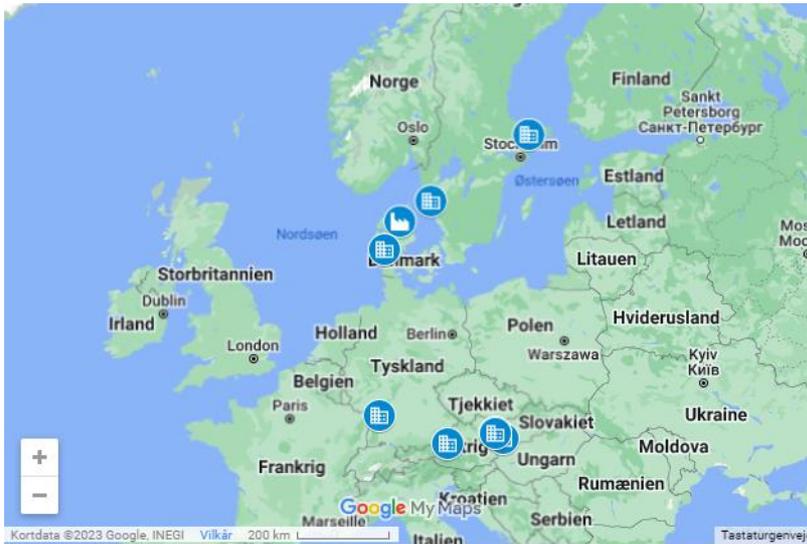
5.2 Task 2 – Fallbeispiele

Ziel des Task 2 im IEA HPT Annex 57 war es, einen Ideenkatalog zu erstellen, der verschiedene Umsetzungsbeispiele aufzeigt. Abbildung 9 zeigt eine interaktive Karte mit einer Auswahl der analysierten Fallbeispiele. Die Karte ist auf der offiziellen IEA HPT Annex 57 (Website <https://heatpumpingtechnologies.org/annex57/case-studies/>) öffentlich zugänglich. Die Beispiele wurden nach einer standardisierten Methode beschrieben. Zu jeder auf der Karte angezeigten Fallstudie gibt es einen eigenen Link mit einer langen detaillierten Beschreibung des Falles sowie eine zweiseitige PDF-Datei zum kostenlosen Download. Die Struktur besteht aus zwei Seiten. Die erste Seite sammelt die wichtigsten Informationen zum Projekt und zeigt Bilder des Objekts. Auf der zweiten Seite finden Sie weitere Informationen zum technischen Konzept.

Gesamt wurden 28 Beispiele in diesen Bericht aufgenommen und bereitgestellt: 13 Beispiele, die dezentrale Wärmepumpenintegration in Gebäuden, 15 Fälle die große Wärmepumpenintegration in Fernwärmenetzen beschreiben. 17 der 28 Beispiele sind betriebsbereit, 7 befinden sich im Bau und 4 Designstudien wurden dokumentiert.

Um die tatsächliche Anwendung der oben genannten Flexibilitätsoptionen zu fördern, ist es von entscheidender Bedeutung, vorhandenes Know-how allen Beteiligten zur Verfügung zu stellen. Außerdem tragen diese Fallbeispiele dazu bei, Praktikern bessere Ideen und Beispiele für die Potenziale und Ansätze für die Umsetzung zusätzlicher Flexibilität beim Betrieb von Wärmepumpenanlagen zu liefern.

Abbildung 9: Landkarte beschriebener Fallbeispiele



Quelle: <https://heatpumpingtechnologies.org/annex57/case-studies/>

Tabelle 5: Liste analysierter Fallbeispiele

No	Stadt	Land	Beschreibung
1	Neusiedl am See	Österreich	Nutzen Sie überschüssigen Windstrom für Wärmepumpen, um einen flexiblen Betrieb des Fernwärmesystems zu ermöglichen
2	Wien	Österreich	Explorative Untersuchung von Wärmepumpen-Pooling-Konzepten in städtischen Fernwärmenetzen
3	Wien	Österreich	Groß angelegter Einsatz von Prosumer-Flexibilität auf kurzfristigen Strommärkten unter Berücksichtigung der Prosumer-Interessen
4	Hallein / Salzburg	Österreich	Untersuchung und Demonstration der Integration einer Absorptionswärme in einem Biomasseheizkraftwerk und Nutzung zur Rauchgaskondensation
5	Wien	Österreich	Nutzung von Abwärme im Abwasser
6	Aalborg	Dänemark	CO2-neutrale Bereitstellung von Kühlung für das Lager und Nutzung der überschüssigen Wärme aus im Fernwärmesystem
7	Sdr. Felding	Dänemark	Fernwärmeunternehmen erweitert seine bestehende biomassebasierte Produktion
8	Esbjerg	Dänemark	Die weltweit größte Meerwasser-Wärmepumpe
9	Kopenhagen / Nordhavn	Dänemark	FlexHeat, Energylab Nordhavn

10	Kopenhagen	Dänemark	Wärme-Umformerstation
11	Neuburg an der Donau	Deutschland	Transformation und Betriebsoptimierung
12	Berlin-Köpenick	Deutschland	Vattenfall Wärme, Berlin-Köpenick, Germany
13	Mannheim-Neckarau	Deutschland	Großes Wärmekraftwerk in Mannheim
14	Berlin-Neukölln	Deutschland	Fernwärmeerzeugung Neukölln
15	Rosenheim	Deutschland	Stadtwerk
16	Stuttgart-Münster	Deutschland	Waste-to-Energy-KWK-Anlage
17	Karlsruhe Durlach	Deutschland	Smart District Karlsruhe: Intelligente Betriebsführungsstrategien verschiedener Versorgungstechnologien bei sinkenden Temperaturniveaus
18	Couperus smart grid	Niederlande	Demonstriert die Reduzierung der Spitzenlast mithilfe der Smart-Grid-Technologie
19	Dalen	Niederlande	DACS-HW Aggregierung und flexible Steuerung von Hybrid-Wärmepumpen in einem Quartier
20	Houten	Niederlande	Sektor für den Bau von Innovationsplattformen für die Elektrifizierung
21	Jouw Energie moment	Niederlande	Jouw Energie moment
22	Demand Side Response	Schweden	Untersuchung von Möglichkeiten zur Bedarfssteuerung von Heizung und Warmwasserbereitung in Häusern mit Elektroheizungen und Wärmepumpen.
23	Göteborg, Backadalen	Schweden	Ziel von Smart Heat war es, Fernwärme und Erdwärmepumpen zu kombinieren, um den Wärmeverbrauch zu optimieren und die Heizkosten zu senken
24	Flexi-Sync	Schweden	Flexible Energiesystemintegration durch Konzeptentwicklung, Demonstration und Replikation. Flexi-Sync zielt darauf ab, die Flexibilität im Fernenergiesektor zu optimieren, einem Sektor mit ungenutztem Potenzial für den Ausgleich des Energiesystems
25	Klokel	Schweden	Neue Formen der Zusammenarbeit im Energiemarkt: Wir sind davon überzeugt, dass Nachfrageflexibilität durch Aggregatoren ein sehr wichtiges Thema unserer zukünftigen Energie sein wird
26	Stockholm	Schweden	Stockholm Exergi verfügt über einige große Wärmepumpen im Fernwärmesystem. Der Betrieb der Wärmepumpen wird zusammen mit anderen Wärmeerzeugungsressourcen in Abhängigkeit von Wärmebedarf, Strom- und anderen Brennstoffpreisen optimiert.

27	Stockholm	Schweden	Sthlmflex ist ein Forschungsprojekt mit dem Ziel, einen Flexibilitätsmarkt in „Storstockholm“ (Großraum Stockholm) zu schaffen und zu testen.
----	-----------	----------	---

Die Fallbeispiele wurden auf zwei verschiedene Arten beschrieben: Sowohl als 2-seitiger Steckbrief (Kurzfassung) als auch als Langversion. Abbildung 10 zeigt eine beispielhaft die Struktur des zweiseitigen Steckbriefs während Abbildung 11 die Struktur der Langversion darstellt.

Abbildung 10: Beispiel zweiseitiger Steckbriefe

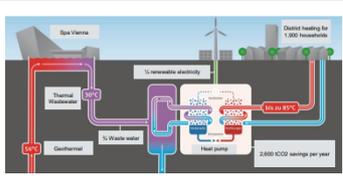
Best Practice Examples ANNEX 57 <small>Feasibility by implementation of heat pumps in multi-vector energy systems and thermal networks</small>	Best Practice Examples ANNEX 57 <small>Feasibility by implementation of heat pumps in multi-vector energy systems and thermal networks</small>
<p>Waste heat utilization spa Vienna, Austria "Use energy from the thermal waste water of spa Vienna"</p> <p>KEY FACTS RD&D status: Large-scale demonstration Type of heat pump: Centralized HP with a district heating system Building description: Mix of new and existing residential buildings Energy storage: Centralized thermal energy storage Control for the flexible heat pump operation: Heat driven control Heat source: Thermal water Power supply: Electricity grid</p>  <p>Summary of the project: The overall system was developed to utilise the waste heat of the thermal (waste)water of "Spa Vienna" located in district "Oberlaa". The system based on heat pumps with a supply of about 2.2 MW to the DH network of the City, depending on the temperature and the mass flow of the source. The heat pumps are designed to get a maximum output temperature of 84 °C. An additional electrical boiler of 375 kW thermal energy increases the temperature up to 90 °C if the outdoor temperature is below -5 °C. Yearly produced heat amounts to around 11 GWh.</p> <p>Results of the project: The plant has not completed a full year of operation yet and is still in trial operation. It is expected to be fully operational in course of 2023.</p> <p>Expected results:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Produced heat of 11 GWh/a, supply for around 1,900 households • Reduction of carbon emissions of around 2,600 t/a • Reduction of biomass consumption of around 1,200 t/a 	<p>Seawater HeatPump, Esbjerg, Denmark The world's largest CO₂ seawater heat pump</p> <p>The large-scale heat pumps can provide ca. 70 MW heat, while being able to react fast enough to provide primary frequency regulation to the power grid.</p> <p>KEY FACTS RD&D Status: Commercial project Type of heat pump: Centralized heat pump (HP) Building description: Existing buildings System: District heating system providing heat to Esbjerg, Varde and Nordby.</p>  <p>Summary of the project: The utility company Dinforsyning in Esbjerg, Denmark is currently building the largest seawater heat pump in Denmark and the largest CO₂ heat pump worldwide (status February 2023), deliver by MAN Energy Solutions. It has a nominal capacity of 70 MW heat and can deliver district heating at forward temperatures of 60 °C to 90 °C at return temperatures of around 35 °C. The plant consists of two identical CO₂ heat pumps in parallel. The heat pumps use a single-stage, transcritical cycle. The compressor is a turbo compressor including an expansion unit and is equipped with a variable speed drive. The evaporator is a shell-and-plate heat exchanger. The heat pump further includes a low-pressure receiver. The heat source is seawater from the North Sea that is taken in from 600 m off the coast and reinjected at 1.5 km off the coast. The nominal seawater intake is 14000 m³/h. The heat pump is designed to operate flexibly, i.e. it is expected to be able to ramp from minimum load to maximum load and from (hot) stand-by to full load in less than 30 seconds. The heat pump is part of the project "Fremtidens Fjernvarme" (District heating of the future) of Dinforsyning that further includes biomass-fired boilers, electric boilers, a large-scale storage and natural gas boilers. It will be possible to deliver frequency regulation (including primary reserve) from the heat pump alone or in combination with the other assets in the system.</p>
Delivered by: Team Austria	Delivered by: Team Denmark

Abbildung 11: Beispiel Steckbriefe Langversion



IEA HPT Annex 57



IEA HPT Annex 57

Describe demonstration, research, and development projects

1-3 images (with high-resolution) attached in the mail with the filled-in template

Demo No.: D-001	Location/City: Esbjerg	Country: Denmark
Project name (short and full title): EnergyLab Nordhavn, FlexHeat		
Quotation:		
Schedule of the demo project (research study): 2015-2019		Year of realisation: 2018
Leader organisation (owner, constructor, solution developer, research inst., etc.): HOFOR		
Participating organisations – demonstration project part (involved other organisations): Section of Thermal Energy - Technical University of Denmark		
Budget of the demo (invest/monitoring etc.): NA		
Summary of the project: The establishment and analysis of the FlexHeat heat pump was realized as part of the research and demonstration project "EnergyLab Nordhavn" that studied solutions for integrated energy systems in urban environments in a living lab established in the newly built area Nordhavn in Copenhagen, Denmark. The FlexHeat heat pump was established in 2018 in the outer Nordhavn area. It is owned and operated by the local utility company HOFOR. The heat pump is an 800 kW two-stage ammonia heat pump that supplies heat to four crucial terminals and a large-scale warehouse via a local district heating grid. The system further includes two electric heaters of 120 kW each and a 100 m ³ hot water storage tank. The system has been designed to allow for flexible operation of the heat pump. This includes optimization of the operation schedule and potentially also providing frequency reserve to the power grid.		
Expected results		
<ul style="list-style-type: none"> • Demonstration of potential to operate the heat pump flexibly in coordination with the electric heaters and the large-scale storage. • Development of control that allows for fast load adaption of the heat pump. • Demonstration of the achievable ramping times. • Analysis of the economic potential of providing ancillary services to the power grid. 		
Published articles (paper, article etc.):		
<ul style="list-style-type: none"> • Kjeld, T. F. G., & Meisenburg, W. (2019). EnergyLab Nordhavn - Delivery no.: WPS.3 - Protocol for intelligent management of heat accumulators (pp. 1-36). http://www.energylabnordhavn.com/deliverables.html • Kjeld, T. F. G. (2019). EnergyLab Nordhavn - Delivery no.: DS.5a - Optimism support of an island district heating grid by a local heat plant. http://www.energylabnordhavn.com/deliverables.html • Kjeld, T. F. G., & Meisenburg, W. (2019). EnergyLab Nordhavn - Deliverable no.: 5.5b Manual for optimized operation of an island district heating grid. http://www.energylabnordhavn.dk/deliverables.html • Meisenburg, W., Köfler, R., Ömnen, T., Markusen, W. B., & Elmegård, B. (2019). Design considerations for dynamically operated large-scale ammonia heat pumps. 25th IIR International Congress of Refrigeration. https://doi.org/10.18462/iir.icr.2019.1303 • Meisenburg, W., Markusen, W. B., Ömnen, T., & Elmegård, B. (2020). Optimizing control of two-stage ammonia heat pump for fast regulation of power uptake. Applied Energy, 271, 115123. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115126 • Meisenburg, W., Ömnen, T., & Elmegård, B. (2018). Dynamic energyeconomic analysis of a heat pump system used for ancillary services in an integrated energy system. Energy, 152, 154-165. https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.03.093 		

Describe demonstration, research, and development projects

1-3 images (with high-resolution) attached in the mail with the filled-in template

Demo No.: D-005	Location/City: Stockholm	Country: Sweden
Project name (short and full title): Large heat pumps in Stockholm		
Quotation: Stockholm Exergi has some large heat pumps in the district heating system. The operation of the heat pumps is optimised together with other heat generation resources depending on heat demand, electricity and other fuel prices.		
Schedule of the demo project (research study): 1986 –		Year of realisation: 1986
Leader organisation (owner, constructor, solution developer, research inst., etc.): Stockholm Exergi (former Fortum Värme, Birka Energi, Stockholm Energi)		
Participating organisations – demonstration project part (involved other organisations): Stockholm Exergi (in the Stockholm district heating system there are two other large heat producers connected; NorrEnergi and Söderenergi. NorrEnergi has some large heat pumps.)		
Budget of the demo (invest/monitoring etc.):		
Summary of the project: The Stockholm district heating system is large with over 12 TWh of heat demand annually. Since the 1970s the system has been operated with both combined heat and power (CHP) and heat pumps (HP). About 660 MW of heat pumps and 300 MW of electric boilers are currently operational in this system. The operation of the district heating system is optimized taking into account the heat demand, electricity and fuel prices and congestions in the district heating network. In figure 1 a normal yearly duration curve for the Stockholm district heating system can be seen. CHP with different kinds of waste as fuel (blue area) is the base load production together with CHP with wood chips as fuel (dark green area). The coal fired CHP (black area in middle) is today (2022) replaced with bio CHP. Normally HP is the next generation source (white area). Above HP comes CHP with pellets as fuel and solid bio heat only boilers (HOB) and turbine bypass (light green area). On top is bio oil and then fossil oil HOB (black area on top). On daily basis depending on electricity prices and bio fuel prices HP can replace bio fuel CHP or be replaced by pellets bio fuel CHP. When the electricity prices are		

- 1 -

- 1 -

5.3 Task 3 – Repräsentative Lösungskonzepte

Task 3 gibt einen Überblick über vielversprechende Konzepte und Lösungen zur Bereitstellung von Flexibilität von Wärmepumpen. Einige beziehen sich dabei auf den Bereich Einfamilienhaus (EFH), andere auf den Bereich Fernwärme.

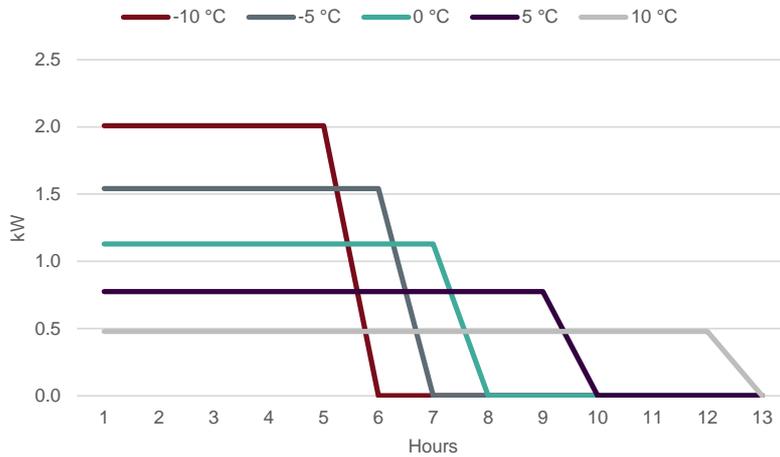
5.3.1 WP-Flexibilität in EFH: einfacher Ansatz auf Basis historischer Daten

Wärmepumpen sind grundsätzlich in der Lage, Flexibilitätsdienstleistungen zu erbringen. Dabei wird zwischen der verfügbaren Regelleistung und der Dauer, in welcher diese Regelleistung zur Verfügung steht, unterschieden. Die von Wärmepumpen erbringbare Regelleistung ist in erster Linie von der Außentemperatur, die das aktuelle Betriebsverhalten der Wärmepumpe im Heizbetrieb bestimmt, abhängig. Die Innenraumtemperatur wirkt sich in Zusammenspiel mit der Außentemperatur wiederum auf die Dauer der Verfügbarkeit der Regelleistung aus.

Das positive Flexibilitätspotenzial steigt mit niedrigeren Außentemperaturen (siehe Abbildung 12), da die Leistungsaufnahme der Wärmepumpe zumindest für einen bestimmten Zeitraum reduziert

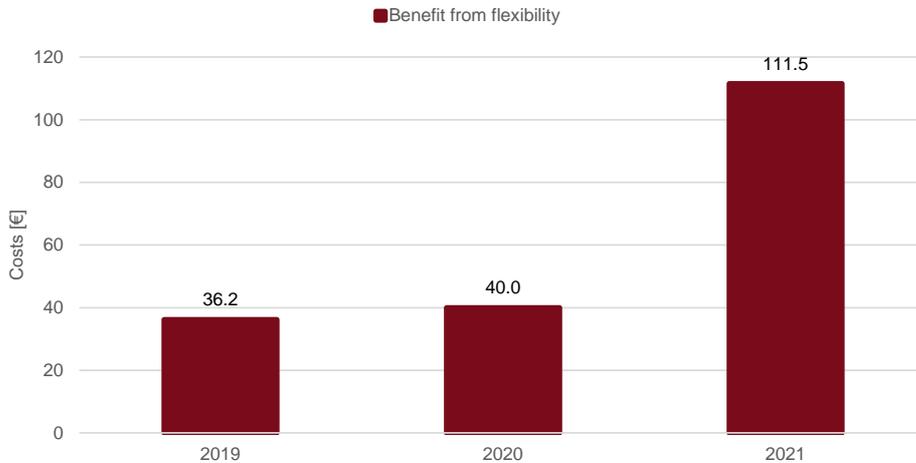
werden kann. Dabei wird die elektrische Last der Wärmepumpe lediglich zeitlich verschoben, da die entgangene Wärmeproduktion zu einem späteren Zeitpunkt kompensiert werden muss.

Abbildung 12: Potenzielle negative Flexibilität von WP in Abhängigkeit der Außentemperatur



Im Rahmen des IEA HPT Annex 57-Projekts wurde das Erlöspotenzial durch die Nutzung von Flexibilität anhand eines linearen Optimierungsmodells, welches das thermische Verhalten eines repräsentativen Einfamilienhauses (SFH) in vereinfachter Weise abgeschätzt. Abbildung 13 veranschaulicht die Vorteile eines flexiblen Wärmepumpenbetriebs über mehrere historische Jahre hinweg. Es ist zu erkennen, dass die Einsparungsmöglichkeiten durch den flexiblen Betrieb von Wärmepumpen zwischen rund €40 und €110 jährlich liegen.

Abbildung 13: Einsparungspotenzial durch flexiblen Wärmepumpeneinsatz im EFH



5.3.2 WP-Flexibilität in EFH: Fortgeschrittener Ansatz gegen Szenario-Preise

Mascherbauer (2022) untersucht das Einsparungspotenzial von Einfamilienhäusern mit Wärmepumpen, die am Day-Ahead-Markt (DA) in Österreich teilnehmen. Im Fokus der Studie stehen insbesondere die Auswirkungen variabler Strompreistarife auf die daraus resultierenden Erlöse für Hausbesitzer sowie auf das Stromverhaltensverhalten auf Länderebene. Das Verbrauchsverhalten von Haushalten mit Wärmepumpen wird simuliert und optimiert, um die verschiedenen Betriebsmodi zu zeigen, wann Haushalte auf DA-Preise reagieren und wann nicht. Die Ergebnisse zeigen, dass Real-Time Pricing eine effektive Methode ist, die Zeiten des Strombezugs von Wärmepumpen zu verschieben, jedoch sind die Kosteneinsparungen für den Einzelnen unter den untersuchten Bedingungen relativ gering.

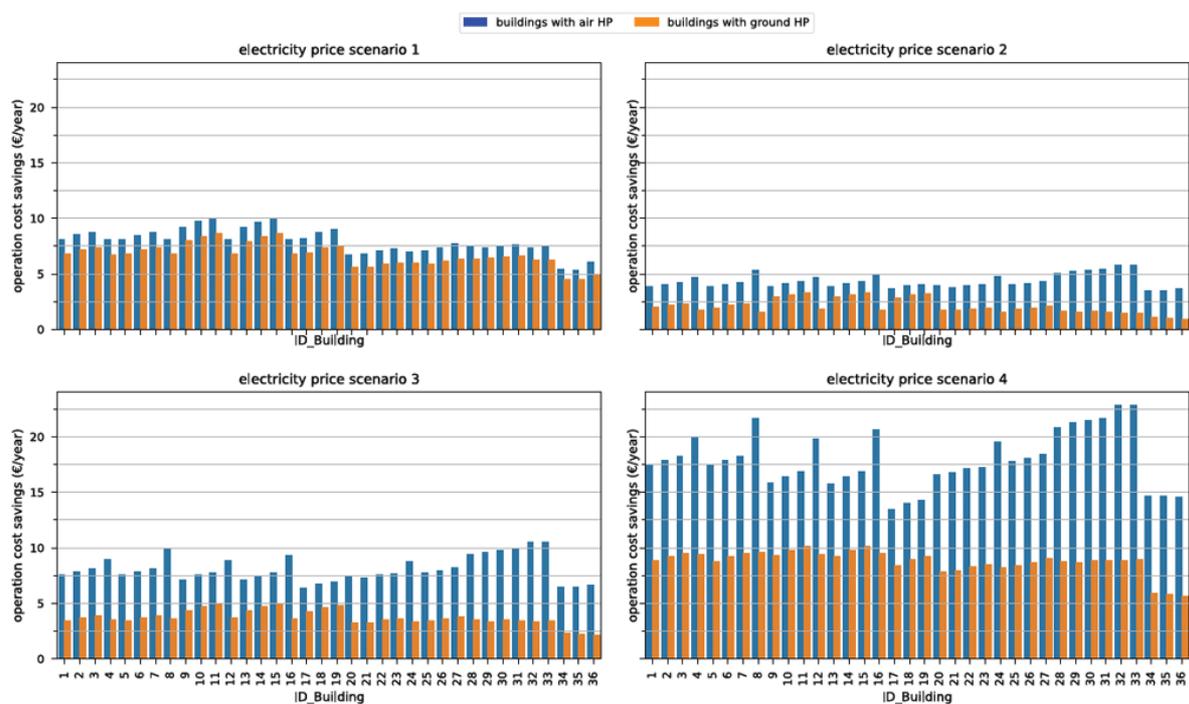
Es wurde ein Modell entwickelt, um zu analysieren, wie der Energieverbrauch von Haushalten auf variable Strompreise reagiert. Das Modell arbeitet in zwei Modi: im Benchmark-Modus, der ein bestimmtes Komfortniveau aufrechterhält und gleichzeitig den Energiebedarf des Gebäudes deckt, und im Optimierungsmodus, bei dem ein intelligentes Energiemanagementsystem (SEMS) die Energiekosten des Haushalts minimiert und gleichzeitig den Innenraumkomfort aufrechterhält.

Das Modell berechnet den Heizwärmebedarf mit einem vereinfachten Ansatz, der in der DIN ISO 13790 beschrieben ist. Die Genauigkeit des Modells bei der Berechnung des Heizwärmebedarfs wurde mit anderen Methoden in Cirrincione, L. et al. (2019), Michalak, P. (2014) verglichen. Der Raumwärme- und Warmwasserbedarf wird durch eine Wärmepumpe (HP) gedeckt, wobei die Leistungszahl von den Vorlauf- und Quellentemperaturen abhängt. Das Modell geht von spezifischen Temperaturen für die Raumheizung und die Warmwasserversorgung aus, mit Anpassungen bei Verwendung von Wärmespeichern.

Um den Einfluss von thermischen Speichern auf die Lastverschiebung zu analysieren, wurden Simulationen für Gebäude mit und ohne Wärmespeicher durchgeführt. Das Modell enthält diverse Annahmen, beispielsweise zu Speichergrößen (400 l für Warmwasser und 750 l für Heizungspufferspeicher). Die Ergebnisse zeigen, dass das Potenzial zur Verschiebung elektrischer Lasten mit thermischen Speichern etwa 2-5 mal höher ist, verglichen zu einer Situation in der nur die thermische Masse des Gebäudes durch Anpassung der Innentemperatur genutzt wird. Abschließend wurden mehrere repräsentative Gebäude aus dem österreichischen Einfamilienhausbestand simuliert und die Ergebnisse auf nationaler Ebene für unterschiedliche Strompreisprofile aggregiert.

Ziel war es, die Sensitivität der Lastverschiebung unter verschiedenen Preismustern für den gesamten Gebäudebestand zu analysieren. Das Modell berücksichtigt auch die Häufigkeit von Preisänderungen, die sich auf die durch Lastverlagerung erzielten Kosteneinsparungen auswirken können. Da sich die Lastverschiebung an der Kostenoptimierung orientiert, wurden auch die Kosteneinsparungen je repräsentativem Einfamilienhaus analysiert. Generell profitieren Gebäude mit Wärmepumpe und hohem Wärmebedarf in absoluten Zahlen stärker von variablen Stromtarifen, da sie mehr Strom in Niedrigpreiszeiten verlagern können.

Abbildung 14: Einsparungen von Stromkosten pro Gebäude mit und ohne Warmwasserspeicher



Die Studie zeigt, dass Wärmepumpen in Einfamilienhäusern die elektrische Last durch die Nutzung der thermischen Masse effektiv verschieben können. Die Wirtschaftlichkeit der Implementierung eines SEMS hängt jedoch von den Installationskosten ab, die sich auf die Entscheidung für die Einführung solcher Systeme auswirken können. Daher könnten zusätzliche Anreize erforderlich sein,

um einen möglichst großen Anteil des Lastverschiebungspotenzials im Wohngebäudebereich zu heben.

5.3.3 Feldtests von Fernsteuern individueller Wärmepumpen

Im schwedischen Projekt SLAV (Lindahl et al., 2023) wurde ein Feldversuch mit drei invertergesteuerten Erdwärmepumpen durchgeführt, die in drei verschiedenen Einfamilienhäusern installiert waren. Die Wärmepumpen erhielten Preissignale aus der Cloud des Herstellers und passten dementsprechend ihre Betriebsweise an. Der Hauptzweck dieser Feldtests bestand darin, zu prüfen, ob mit dem beschriebenen Wärmepumpensetup die Voraussetzungen für das Erbringen von Netzdienstleistungen des Netzbetreibers Svenska kraftnät erfüllt werden können.

Schlussfolgerungen

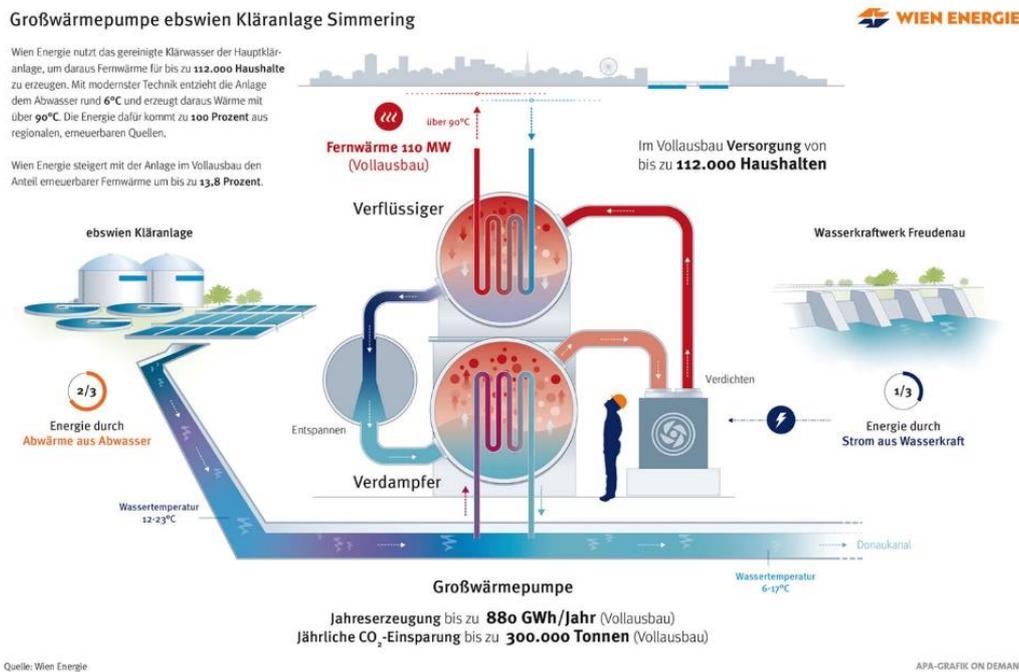
Die Feldtests mit den drei invertergesteuerten Erdwärmepumpen in drei Einfamilienhäusern zeigten, dass:

- Die Reaktion auf ein Steuersignal zur Erhöhung des Netzstrombezugs langsam ist, wenn der Verdichter bereits läuft.
- Die Wärmepumpen schnell stoppen, wenn sie ein Ausschaltsignal erhalten (innerhalb von 5-8 Sekunden), zu Zeiten, in denen die Verdichtern mit niedriger Frequenz laufen. Die Zeit zum Stoppen des Verdichters steigt jedoch mit der Frequenz des Verdichters.
- Es mit der verwendeten Regelungsstrategie unmöglich war, die Warmwasserproduktion zu steuern. Wenn die Wärmepumpe Warmwasser erzeugt, wird das Stoppsignal ignoriert. Dies zeigt den Bedarf an besseren Demand-Response-Signalen für Wärmepumpen.

5.3.4 Wärmepumpen in Hochtemperatur-Wärmenetzen

Der österreichische Energieversorger Wien Energie hat in Wien eine Großwärmepumpe, die in das Wiener Fernwärmenetz einspeist, errichtet. Als Wärmequelle dient der Vorfluter einer Kläranlage mit Wassertemperaturen zwischen 12°C und 23°C. Das auf 6°C bis 17°C abgekühlte Wasser wird in weiterer Folge in den Donaukanal geleitet. Der für die Wärmepumpe benötigte Strom wird über ein direktes Kabel aus einem nahegelegenen Wasserkraftwerk geliefert. Eine Übersicht über das Gesamtsystem ist in Abbildung 15 dargestellt.

Abbildung 15: Schema Wärmepumpe für den Einsatz im Fernwärmenetz EBSWien. Quelle: Wien Energie



In der letzten Ausbaustufe (geplant für 2027) soll die Anlage 110 MW_{th} bei einer Vorlauftemperatur von über 90°C liefern. Ein Teil der erzeugten Wärme soll für die Beheizung von Gewächshäusern der benachbarten Gartenanlagen genutzt werden, die restliche Wärmemenge wird nach einer Anhebung der Vorlauftemperatur durch Abgas aus einem BHKW auf bis zu 150 °C in das Fernwärmenetz eingespeist. Die gesamte Leistung wird von 7 Wärmepumpen erzeugt. In der ersten Ausbaustufe werden nur 3 Wärmepumpen mit einer thermischen Leistung von je 18 MW und 7,1 MW elektrisch gebaut.

5.4 Taks 4 – Bewertung und Analyse von Flexibilitätsoptionen

Task 4 gibt einen Überblick über die Bewertung verschiedener Flexibilitätsoptionen zur Erbringung von Systemdienstleistungen mit Fokus auf Wärmepumpen. Die zunehmende Erzeugung von Strom aus erneuerbaren, oft volatilen Energiequellen sowie die fortschreitende Elektrifizierung erhöhen die Stromnachfrage und setzen die bestehende Netzinfrastruktur unter Druck. Daher wird der Bedarf an Flexibilität zum Ausgleich von Schwankungen in der Stromerzeugung und im Stromverbrauch zunehmen, um ein widerstandsfähiges und effizientes Elektrizitätssystem auch weiterhin zu gewährleisten.

Die verfügbaren Flexibilitätsdienstleistungen können in implizite und explizite Flexibilität unterteilt werden, wobei implizite Flexibilität eine freiwillige Anpassung des Stromverbrauchs beinhaltet, um

Kosten im Zusammenhang mit Strompreisschwankungen zu sparen oder um die Kosten für Stromtarife zu senken. Explizite Flexibilität bedeutet, dass der eine Vereinbarung zwischen Flexibilitätsanbieter und Netzbetreiber getroffen wurde oder dass Flexibilität als Systemdienstleistung auf einem Flexibilitätsmarkt gehandelt wird.

5.4.1 Flexibilitätsdienstleistungen Spot- & Regelenergiemärkte

Es gibt mehrere Strommärkte, an denen Betreiber von flexiblen Wärmepumpen teilnehmen können. Eine Teilnahme am Day-ahead-Markt ist bereits heute möglich, für die Teilnahme an weiteren Strommärkten bestehen noch Hürden.

Der **Day-ahead-Markt** ermöglicht den Handel mit Strom am Tag vor der Lieferung. Die Marktteilnehmer können ihre Gebote auf der Grundlage der jüngsten Erzeugungs- und Nachfrageprognosen für ihre Anlagen abgeben. Wärmepumpen können in Abhängigkeit von den Day-ahead-Marktpreisen flexibel betrieben werden, was zur Senkung der Betriebskosten beitragen kann. Bei Wärmepumpen in Wärmenetzen ist es üblich, sie auf der Grundlage der stündlichen Schwankungen des Strompreises zu betreiben. Die Anlaufzeit für Wärmepumpen ist kürzer als die für andere Wärmeerzeugungseinheiten für Fernwärme, wie z. B. Hackschnitzelkessel. In der Praxis dauert die Mindestlaufzeit für Wärmepumpen in den meisten Netzen zwischen 3 und 12 Stunden. Die Unternehmen begründen dies damit, dass häufiges An- und Abschalten das Risiko höherer Wartungskosten erhöht, insbesondere bei älteren Wärmepumpen.

Der **Intraday-Markt** wird im Anschluss an den Day-Ahead-Markt abgewickelt. Er ermöglicht es den Marktteilnehmern, auf Preisabweichungen zu reagieren oder unvorhergesehene Änderungen, z. B. durch Kraftwerksausfälle, zu bewältigen. Aktive Verbraucher können direkt auf diesem Markt bieten (direkt oder über Aggregatoren). Dadurch lassen sich kurzfristig mehr Flexibilität und zusätzliche Einnahmen erzielen. Dass Flexibilität von Wärmepumpen auf dem Intraday-Markt angeboten wird, ist bisher nicht zu beobachten. Dies könnte aber eine interessante Alternative zu anderen Marktoptionen wie dem Day-Ahead-Markt oder dem Bereitstellen von Systemdienstleistungen darstellen.

Eine **Bepreisung der Lastspitzen (Leistungspreis) als Teil der Netzentgelte** ist eine weitere Möglichkeit, Anreize zu schaffen, Flexibilität verstärkt zu nutzen. Energieverbrauchseinheiten erzielen dabei Kosteneinsparungen, indem sie mit Hilfe von Flexibilität Lastspitzen vermeiden. In den letzten Jahren haben einige Netzbetreiber damit begonnen, Leistungspreise auch für Endverbraucher in Einfamilienhäusern einzuführen. Die Einführung von Leistungspreisen macht die Steuerung großer Stromverbraucher im Haus, z. B. Wärmepumpen, komplexer, da nun vom Gebäudeenergiemanagementsystem mehrere Einflussgrößen (z.B. stündlich variable Strompreise vom Day-ahead-Markt und die Vermeidung von Lastspitzen) berücksichtigt werden müssen.

Regelenergiemärkte werden typischerweise vom Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) organisiert. Damit wird sichergestellt, dass die Netzfrequenz konstant auf 50 Hz gehalten wird. Der ÜNB ist

dafür verantwortlich, unvorhersehbare Lastschwankungen auszugleichen, indem er verschiedene Systemdienstleistungen abrufen. Die Systemdienstleistungen umfassen verschiedene Maßnahmen, um Frequenzabweichungen entgegenzuwirken, also die Netzfrequenz konstant zu halten. Die verschiedenen Systemdienstleistungen unterscheiden sich in erster Linie durch die erforderliche Reaktionszeit und die Dauer der Aktivierung (siehe Abbildung 16).

Abbildung 16: Überblick Aktivierungszeit Regelenergie. Quelle: Energienet (<https://energinet.dk/el/systemydelse/introduktion-til-systemydelse/oversigt-over-systemydelse/>)



Auf internationaler Ebene gibt es einige Beispiele von Wärmepumpen in Wärmenetzen, die an Regelenergiemärkten der ÜNB teilnehmen. Ein Beispiel ist die CO₂-Wärmepumpe in Søndre Felding, die als erste Wärmepumpe in Dänemark für die Erbringung von Primärregelleistung (FCR) prequalifiziert wurde.

Lokale Flexibilitätsmärkte werden derzeit mit dem Ziel entwickelt, die lokalen Stromnetze zu unterstützen oder Probleme mit Engpässen zu verringern. Da sich einige der lokalen Märkte noch in der Pilotphase befinden, werden die Anforderungen, die sie erfüllen müssen, noch entwickelt.

Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften (EEG) arbeiten ebenfalls auf lokaler Ebene, wo sie Wärmepumpen die Möglichkeit geben, ihre Flexibilität auf Gemeinschaftsebene zu nutzen, was verschiedene Vorteile mit sich bringt. In Österreich erhalten EEG zum Beispiel ermäßigte Netztarife für die Stromübertragung zwischen den Teilnehmern. Energiegemeinschaften ermöglichen auch, dass ein größerer Anteil an lokal erzeugten Photovoltaik-Stroms lokal genutzt werden kann.

Es gibt auch **bilaterale Vereinbarungen**, bei denen der Flexibilitätsanbieter mit einem bestimmten Partner, z. B. dem Netzbetreiber, festlegt, seinen Stromverbrauch oder seine Stromerzeugung gemäß vereinbarter Bedingungen anzupassen.

Die Vergütung für erbrachte **Ausgleichsenergie** ist ein finanzieller Abrechnungsmechanismus für Bilanzgruppen, deren bezogene bzw. gelieferte Ausgleichsenergie verrechnet bzw. vergütet wird. Die administrative Steuerung der Bilanzgruppen erfolgt durch die Bilanzgruppenverantwortliche (BGV). Diese können z. B. Stromhändler oder Lieferanten sein, aber auch große Industriebetriebe, die ihre Strombeschaffung in eigener Verantwortung durchführen. BGV haften finanziell für Abweichungen zwischen tatsächlichem Stromverbrauch und den im Vorfeld gekauften Strommengen.

5.4.2 Technische Möglichkeiten und Beschränkungen

Es ist zu erwarten, dass ein bedarfsgesteuerter Betrieb zu einer größeren Anzahl von Teillaststunden führt, während der strompreisabhängige Betrieb einen Ein-Aus-Betrieb begünstigt, um die Stunden mit den niedrigsten Strompreisen auszunutzen. Die Bereitstellung von Systemdienstleistungen mit Hilfe von Wärmepumpen erfordert eine schnelle Lastanpassung, einen effizienten Betrieb im Teillastbereich und eine exakte Regelung der elektrischen Leistungsaufnahme. Im Allgemeinen wird die elektrische Leistungsaufnahme von Wärmepumpen durch Veränderungen des Verdichterbetriebs (unter Annahme gleichbleibender Betriebsbedingungen) angepasst. Je nach Anlagenkonfiguration gibt es zwei gängige Möglichkeiten der Leistungsregelung in großen Wärmepumpensystemen - drehzahlvariable Verdichter sowie ein- und ausschaltbare Verdichter. Erstere sind heute Stand der Technik, während letztere typischerweise in Systemen mit mehreren parallel geschalteten Verdichtern oder in älteren Systemen vorkommen. Drehzahlgeregelte Antriebe ermöglichen eine präzise und stufenlose Regelung der Verdichterdrehzahl. Bei niedrigen Teillasten kann der Wirkungsgrad jedoch erheblich sinken, was auf einen geringeren Wirkungsgrad des Elektromotors und erhöhte Verdichterverluste zurückzuführen ist.

Je nach Art der Flexibilitätsdienstleistung können unterschiedliche Anforderungen an die Reaktionszeit und die Genauigkeit der Lastregelung gelten. Primärregelung erfordert beispielsweise eine kontinuierliche Anpassung der Leistung abhängig von der gemessenen Netzfrequenz. Andere Systemdienstleistungen stellen nur Anforderungen an die Steigung der Anfahr- und Abschalttrampen, die Mindestdauer der Erbringung der Systemdienstleistungen und die maximale Wartezeit bis zur erneuten Verfügbarkeit der Erbringung der Systemdienstleistung. Der flexible Betrieb von Wärmepumpen erfordert ein spezielles Regelungskonzept, um einen sicheren Betrieb zu gewährleisten, da schnelle Laständerungen zu plötzlichen Änderungen des Verdampfungs- und Kondensationsdrucks und damit zu erhöhtem Verschleiß führen können (Meesenburg, et al., 2020).

Um die elektrische Leistungsaufnahme von Wärmepumpen zu regeln, muss die Leistungsaufnahme permanent gemessen werden. Normalerweise sind Wärmepumpenregelungen so ausgelegt, dass sie die Heizleistung und die Vorlauftemperatur regeln können. Die Leistungsaufnahme ergibt sich in diesem Fall aus den Betriebsbedingungen der Wärmepumpe und dem Wärmebedarf. Viele Flexibilitätsanwendungen erfordern jedoch hochauflösende Messungen und garantierte Werte für die elektrische Leistungsaufnahme.

5.4.2.1 Großwärmepumpen in thermischen Netzen

Es gibt mehrere Faktoren, die die Hochlaufzeiten von Großwärmepumpen begrenzen:

Druck- und Temperaturschwankungen: Das Anfahren eines Verdichters mit voller Drehzahl kann zu starken Druck- und Temperaturschwankungen im Kältemittelkreis führen. Diese Schwankungen können zu ineffizientem Anlagenbetrieb führen.

Beanspruchung und Verschleiß von Bauteilen: Die Druck- und Temperaturschwankungen bei schnellen Starts können zu einer erhöhten Belastung und Abnutzung der Wärmepumpenkomponenten führen. Mit der Zeit kann dies zu einem vorzeitigen Ausfall der Anlage führen.

Konfiguration der Wärmepumpe: Ziel ist es, einen stabilen thermodynamischen Kreisprozess zu gewährleisten. Die Kältekreisauslegung beeinflusst die erreichbaren Rampenzeiten.

Kältemittel: Die Wahl des Kältemittels bestimmt sowohl die volumetrische Kälteleistung des Kältemittels und kann die erforderliche Komplexität des Kältekreises beeinflussen, wodurch sich Einschränkungen der erreichbaren Ein- und Ausschalttrampen ergeben.

Verdichtertyp: Verschiedene Verdichtertypen verhalten sich beim Hochfahren unterschiedlich, was zu Unterschieden in den erforderlichen Hochlaufzeiten führt:

- Turboverdichter können ihre elektrische Leistungsaufnahme innerhalb weniger Sekunden anpassen. Die begrenzenden Faktoren sind die in der Verdichtersteuerung implementierten Zeitkonstanten, welche angepasst werden können.
- Kolbenkompressoren: Sofern beim Anfahren die Kolben nacheinander eingekuppelt werden, kann es zu Totzeiten kommen
- Lastschwankungen: Schnelles Anfahren kann zu ungewünschten Temperaturänderungen im System führen.
- Spitzen in der elektrischen Last: Schnelle Starts können zu hohen Anlaufströmen führen, die die elektrische Infrastruktur belasten.
- Absorptionswärmepumpen haben aufgrund der größeren thermischen Massen und der inhärenten Wärme- und Stoffübertragungsprozesse längere Anlaufzeiten als Kompressionswärmepumpen, beeinflussen jedoch das Stromnetz nicht.

Der flexible Betrieb von Wärmepumpen kann zu einer erhöhten Anzahl von Start-Stopp-Zyklen führen. Vor der Wiederinbetriebnahme nach einer Abschaltung ist in der Regel eine Mindestwartzeit erforderlich, damit sich das Kältemittel an den richtigen Stellen sammeln kann, um beim Wiedereinschalten den Eintritt flüssiger Kältemittelanteile in den Verdichter zu unterbinden.

5.4.2.2 Wärmepumpen in Gebäuden

Im Rahmen des schwedischen Forschungsprojekts SLAV (Lindahl et al., 2023) wurden Experten von vier Wärmepumpenherstellern zu den technischen Möglichkeiten und Einschränkungen für den flexiblen Betrieb von Wärmepumpen befragt, wobei der Schwerpunkt auf Wärmepumpen in Einfamilienhäusern lag. Die Wärmepumpen der verschiedenen Hersteller haben ähnliche Reaktionszeiten. Die elektrische Leistungsaufnahme der direktelektrischen Zusatzheizung kann innerhalb einer Sekunde angepasst werden. On/Off-Verdichter werden ohne Zeitverzögerung ausgeschaltet, brauchen aber eine gewisse Zeit, um wieder zu starten. Drehzahlgeregelte Verdichter sind in der Regel langsamer bei der Leistungsanpassung.

Die Anforderungen von Regelenergiemärkten an Anbieter von Systemdienstleistungen beinhalten die messtechnische Erfassung der aktuell verfügbaren Flexibilität. Dies kann für einen Aggregator kostspielig und schwierig sein, da Aggregatoren nicht alle Echtzeit-Daten aller gepoolten Wärmepumpen verarbeiten. Um dieses Hindernis zu überwinden, müsste jede einzelne Wärmepumpe

des Pools mit einer Echtzeitmessung ausgestattet und die Daten zentral beim Aggregator verarbeitet werden. Da viele Wärmepumpen über keinen eigenen Stromzähler verfügen, wurden mit Wärmepumpenherstellern alternative Möglichkeiten zur Messung oder Schätzung des Stromverbrauchs diskutiert, wobei die Mess- bzw. Schätzunsicherheit als kritisch angesehen wird. Bei drehzahlgeregelten Wärmepumpen besteht die Möglichkeit, die elektrische Leistungsaufnahme direkt über den Frequenzumrichter zu erfassen. Bei On/Off-Verdichtern gibt es keine technische Möglichkeit, die Leistungsaufnahme ohne eigenen Stromzähler zu messen, sie kann jedoch anhand der Betriebstemperaturen des Verdichters und bekannter Verdichtergleichungen berechnet werden..

5.4.2.3 Kommunikationsprotokolle

Es gibt verschiedene Möglichkeiten der Kommunikation zwischen einem Aggregator und den Wärmepumpen. Im Rahmen des SLAV-Projekts wurden sieben verschiedene Kommunikationsstandards bewertet, hauptsächlich übergeordnete Protokolle, die auch als Kommunikations-Middleware bezeichnet werden. OpenADR und IEEE 2030.5 sind zwei US-amerikanische Standards, die ein großes Potenzial für Demand-Response bei Wärmepumpen haben. Ein potenzieller Nachteil ist, dass sie in Europa noch nicht so weit verbreitet sind. Interessante europäische Alternativen sind EEBus und EFI/S2. Alle diese vier Standards sind kostenlos oder können kostengünstig erworben werden. Es gibt auch mehrere Gebäudeautomatisierungsprotokolle und darauf aufbauende Lösungen, die im Zuge weiterer Entwicklungen für Demand-Response bei Wärmepumpen genutzt interessant werden könnten.

5.5 Task 5 – Identifikation von Barrieren und Evaluierung innovativer Geschäftsmodelle

Die Flexibilität von Wärmepumpen kann für verschiedene Anwendungen genutzt werden, z. B. um an Strommärkten teilzunehmen, das Stromnetz zu unterstützen oder den Betrieb der Wärmepumpe zu optimieren und so Kosten zu senken. Es bestehen jedoch gewisse Hindernisse für die Umsetzung und Nutzung dieser Flexibilität. Sie reichen von technischen bis hin zu regulatorischen, wirtschaftlichen und anderen Hindernissen wie der Akzeptanz durch Endbenutzer und der Cybersicherheit. Aus technischer Sicht wurden u.a. das Teillastverhalten und die Steuerung der elektrischen Last als Hindernisse identifiziert. Aus regulatorischer Sicht stellen Mindestgebotsgrößen, Markteintritt und die Zusammenfassung kleiner Komponenten die größten Hindernisse dar. Aus ökonomischer Sicht zeigt sich, dass Gewinne auf dem Day-Ahead-Markt stark begrenzt sind, während Regenergieleistungen attraktive Möglichkeiten bieten, jedoch schnell komplex werden. In Bezug auf das Endnutzerverhalten kann die Akzeptanz von Haushalten, die Wärmepumpen-Regelung anderen zu überlassen, ein entscheidender Faktor sein. Tabelle 6 stellt eine Zusammenfassung über die identifizierten Barrieren nach Kategorie und Höhe der Barriere dar.

Tabelle 6: Übersicht der identifizierten Barrieren

Ökonomische Barrieren	Niedriges Einsparpotenzial (Day-ahead) (3)	Netzentgelte großer Teil der Stromrechnung (3)	Risiko Intervention Endnutzer (1)	Instandhaltungskosten (1)	Reduzierte Effizienz (1)
Regulatorische Barrieren	Lokale Flexibilitätsmärkte noch unterentwickelt (1)	Regulatorische Änderungen nicht vorhersehbar (1)	Länderspezifische regulatorische Rahmen (1)	Mindest Gebotsgrößen (3)	Aggregation, Bilanzgruppen, Lieferant & Händler (3)
Weitere Barrieren	Wissen von Betreibern (1)	Cyber-Security (1)	Akzeptanz von Endnutzern (2)	Anreize und Informationen seitens Hersteller (2)	Weitere Digitalisierungsmaßnahmen nötig (1)
Technische Barrieren	Zeit (2)	Leistung / Effizienz (1)	Temperaturen (2)	Standort (1)	

Die Nummerierung [1 – niedrige Barriere, 2 – mittlere Barriere, 3 – hohe Barriere] beschreibt die Höhe der jeweiligen Barrieren entsprechend der Färbung

Das in den analysierten Fallstudien am häufigsten angewandte Geschäftsmodell war eine Kombination aus Spotmarktteilnahme und der Bereitstellung von Regelleistungsdienstleistungen. Dieses Geschäftsmodell wurde bereits in verschiedenen Forschungsprojekten in Schweden, Dänemark, Österreich und Deutschland eingesetzt. Insbesondere die Bereitstellung verschiedener Ausgleichsdienstleistungen führte zu vielversprechenden Einsparungen bei den Gesamtenergiekosten. In Schweden zeigten verschiedene Arten von Primär- (FCR) und Sekundärregelung (aFRR) die höchste Kostenreduzierung, während Tertiärregelung (mFRR) etwas weniger profitabel war. In Dänemark zeigte aFRR die besten Ergebnisse, gefolgt von FCR und dann mFRR. In Österreich zeigte aFRR deutlich höhere Kostensenkungen als mFRR.

5.5.1 Barrieren zur Flexibilitätsbereitstellung

In diesem Kapitel werden Barrieren diskutiert, welche die Flexibilitätsbereitstellung erschweren. Die Barrieren können grob in vier Kategorien unterteilt werden: Technische, ökonomische, regulatorische oder andere Barrieren. Die Dimension [S, L] beschreibt, ob die Barriere hauptsächlich kleine (S) oder große (L) Wärmepumpen betrifft. Der Schwellenwert für groß/klein liegt bei 15 kW thermischer Kapazität.

5.5.1.1 Technische Barrieren

Im Folgenden werden die wichtigsten technischen Barrieren von Kompressionswärmepumpen (WP) und Absorptionswärmepumpen (AWP), anhand der folgenden Dimensionen beschrieben: Zeit, Kapazität, Temperatur und Standort.

Kompressionswärmepumpen (WP)

Anfahrrampen [L]: Kompressionswärmepumpen (WP) werden üblicherweise über Anfahrrampen gestartet. Der Grund hierfür ist, dass ein zu schneller Start zu Druck- und Temperaturschwankungen, Komponentenbelastung und -verschleiß, Lastschwankungen, Ineffizienz, Verstärkungseffekte und Spitzen in der elektrischen Last führen kann.

Stillstandszeiten [S & L]: Korrekt ermittelte Stillstandszeiten, z. B. für die „externe“ Abtauung reduzieren sie die Häufigkeit der An- und Abschaltzyklen, minimieren den Energieverbrauch und senken somit die Betriebskosten. Ein weiterer Grund, der Stillstandszeiten erfordert, insbesondere bei großen WP, liegt an den Verdichtermotoren. In der Regel haben große Motoren eine begrenzte Anzahl von aufeinander folgenden Starts sowie maximal zulässige Starts pro Jahr. Dies verringert die Flexibilität von großen Wärmepumpen, beispielsweise zur Deckung schwankender Spitzenlasten.

Teillastverhalten [S & L]: Typischerweise sind Wärmepumpen für bestimmte Leistungen in einem Temperaturbereich bei einer vordefinierten Kompressordrehzahl ausgelegt. Wenn die Wärmepumpe eine Frequenzregelung (FC) verwendet, kann die Kompressordrehzahl innerhalb der Kompressor- und FC-Spezifikationen eingestellt werden. Die Quellen- und Senktemperaturen können durch die Eigenschaften des von der WP verwendeten Arbeitsmediums sowie die damit verbundenen Betriebsgrenzen der Komponenten (z. B. maximale und minimale Drücke und Temperaturen) gewählt werden.

Messung und Steuerung elektrischer Last [S]: In sehr kleinen WP (z. B. im Haushalt) werden Kompressoren normalerweise nur im Ein/Aus-Modus betrieben. Dabei werden typischerweise Temperaturen und Massenströme „fixiert“ und ein „unkontrolliertes“ Expansionsventil (z. B. Kapillarrohr) verwendet. Folglich ist die elektrische Last eher eine Folge als ein steuerbarer Eingang. Darüber hinaus sind kleine Wärmepumpen teilweise nicht in der Lage, genaue Messwerte über ihren Stromverbrauch zu liefern. Viele Flexibilitätsanwendungen, wie z. B. Regelenergie, erfordern jedoch hochauflösende Messungen und garantierte Werte der elektrischen Leistung.

Messung der Flexibilität [S]: Mögliche Optionen sind die Messung direkt an der Wärmepumpe, am Energiemanagementsystem (sofern dieses zusätzlich vorhanden ist) oder am Netzanschlusspunkt. Um nachzuweisen, dass die Flexibilität tatsächlich bereitgestellt wird, müssen wahrscheinlich Messungen sowohl am Netzanschlusspunkt als auch an der Wärmepumpe durchgeführt werden.

Temperaturflexibilität: Die Temperaturflexibilität von Wärmepumpen wird durch die inhärenten Beschränkungen der verwendeten Kältemittel (z. B. Sättigungsdrücke) und die Betriebsgrenzen der verwendeten Komponenten (z. B. des Kompressors) begrenzt. Bei Kompressoren treten diese Grenzwerte z. B. aufgrund maximal möglicher Verdichtungsendtemperaturen auf.

Schnelle Änderungen der Quelltemperatur [S & L]: Eine schnelle Änderung der Quelltemperatur führt zu Ineffizienz oder kann dazu führen, dass das Kältemittel nach dem Verdampfungsprozess teilweise flüssig bleibt, was wiederum zu ernsthaften Problemen für den Verdichter führen kann.

Absorptionswärmepumpen (AWP)

Anfahrtsrampen: [S & L] Absorptionswärmepumpen (AWP) weisen im Vergleich zu herkömmlichen Kompressionswärmepumpen längere Hochlaufzeiten auf (z. B. aufgrund größerer thermischer Massen und inhärenter Wärme- und Stoffübertragungsprozesse).

Teillastverhalten [S & L]: Absorptionswärmepumpen sind in der Regel auf bestimmte Betriebsbedingungen ausgelegt (z. B. Temperaturen und Volumenströme in einem Fernwärmesystem). Während des Betriebs können die Betriebsbedingungen von den Auslegungskriterien abweichen, z.B. wenn folgende Parameter variiert werden

- Pumpendrehzahl
- Quellen- und Senkentemperaturen und -volumenströme

Temperaturen [L & S]: AWP ermöglichen hohe Temperaturhübe zwischen Niedertemperatur-Wärmequelle und Wärmesenke, „leiden“ jedoch aufgrund von Einschränkungen durch

- “hohe” Sättigungsdrücke wenn NH₃ als Kältemittel verwendet wird
- Kristallisation von Wasser als Kältemittel unter 0 °C
- Kristallisation von Lithiumbromid in der Lösung bei bestimmten Betriebsbedingungen

5.5.1.2 Regulatorische Barrieren

Unvorhersehbare Änderungen der Regulierung [S/L]: Wie in vielen anderen Bereichen können unvorhersehbare Regulierungen als Hürde für die Flexibilitätsbereitstellung von Wärmepumpen angesehen werden, da sie Unsicherheiten für Investoren schaffen. Allerdings haben sich die Marktbedingungen für Flexibilitäten in den letzten Jahren im Allgemeinen verbessert.

Lokale Flexibilitätsmärkte erst in Entwicklung [S/L]: In vielen Ländern befinden sich lokale Flexibilitätsmärkte in der Entwicklung, was Unsicherheiten für ein Geschäftsmodell darstellt

Unterschiedliche Regulierungen zwischen Ländern [S/L]: Unterschiedliche Regulierungen in verschiedenen Regionen/Ländern wirken der Entwicklung von Geschäftsmodellen für international

agierende Unternehmen entgegen. Gemeinsame EU-Vorschriften sollten weiter ausgebaut und bestehende Richtlinien schnellstmöglich in nationales Recht umgesetzt werden.

Mindestgebotsgrößen [S]: Für die Bereitstellung von Regelleistung ist eine Mindestgebotsgröße (z. B. 1 MW) erforderlich, daher waren Anwendungen in kleinem Maßstab in der Vergangenheit ausgeschlossen. Durch die Zusammenfassung mehrerer Wärmepumpen zu einem Pool sind kleinere Einheiten dennoch in der Lage, Regelenergie erbringen zu können.

Markteintrittsbarrieren [S]: Um an Regelenergiemärkten teilnehmen zu können, müssen flexible Komponenten gepoolt werden (um die Mindestgebotsgröße zu erreichen), vom ÜNB präqualifiziert und ein Basiskonzept bereitgestellt werden.

Aggregation von kleinen Wärmepumpen [S]: Die Aggregation kleiner flexibler Wärmepumpen (z. B. in Einfamilienhäusern) erfordert einen erheblichen Aufwand mit einer großen Anzahl von Beteiligten. Beispielsweise könnten Wärmepumpen von verschiedenen Lieferanten geliefert werden und sich in unterschiedlichen Bilanzkreisen befinden.

5.5.1.3 Ökonomische Barrieren

Niedrige Erlöse am Day-ahead Markt: Ein am Day-Ahead-Strompreis orientierter Betrieb der Wärmepumpe bringt nur begrenzte Erlöse. Dies rechtfertigt in der Regel weder Investitionen noch das Risiko einer verminderten Bequemlichkeit oder einer Verhaltensänderung. Darüber hinaus macht der variable Strompreis nur einen Bruchteil der Stromkosten für den Wärmepumpenbetrieb aus (der andere Teil entfällt auf Netzentgelte, Steuern und andere Abgaben).

Risiko Endnutzerintervention [S]: Abhängig von der Business-Case-Definition ist es dem Endbenutzer gestattet, das Flexibilitätssystem außer Kraft zu setzen, z. B. durch manuelles Erhöhen der Sollwerte oder durch Ein-/Ausschalten der Wärmepumpe. Dies kann jedoch ein Risiko für den Aggregator darstellen, da er sich nicht vollständig auf die Flexibilität der Wärmepumpe verlassen kann.

Instandhaltungskosten [S/L]: Wartungskosten können eine erhebliche wirtschaftliche Belastung für WP darstellen. Regelmäßige Wartung ist unerlässlich, um die optimale Leistung und Langlebigkeit von WP-Systemen sicherzustellen. Dazu gehören Tätigkeiten wie Reinigung, Schmierung, Kältemittelkontrollen und die Beseitigung von Verschleiß an verschiedenen Komponenten. Die Wartungen können sowohl zeitaufwändig als auch kostspielig sein, insbesondere bei größeren oder komplexen WP-Systemen.

Reduzierte Effizienz [S/L]: Reduzierte Effizienz und verkürzte Langlebigkeit stellen Wärmepumpensysteme vor erhebliche wirtschaftliche Herausforderungen. Korrosion, die insbesondere in rauen Umgebungen oder bei korrosiven Wärmeübertragungsflüssigkeiten auftritt, wirkt sich auf Komponenten wie Spulen, Rohre und Wärmetauscher aus. Angesammelter Schmutz, z. B. Blätter,

verschärft das Problem, indem er die Effizienz des Wärmetauschers verringert. Diese erhöhte Arbeitsbelastung erhöht den Energieverbrauch und verringert die Gesamtsystemeffizienz.

5.5.1.4 Weitere Barrieren

Ausbildung von Betreibern und Installateuren: Neue Arten von Flexibilitätsdiensten erfordern zusätzliche Kenntnisse und Schulungen sowohl bei den Betreibern von Wärmekraftwerken (bei Fernwärme) als auch bei den Installateuren (bei kleineren Gebäuden). Wenn diese Akteure die Vorteile der Installation einer flexiblen Wärmepumpe anstelle einer herkömmlichen Wärmepumpe nicht verstehen und nicht in der Lage sind, alles richtig zu konfigurieren, kann das Flexibilitätspotenzial von Gebäuden und Netzen nicht erschlossen werden.

Sicherheit und Datenschutz [S/L]: Um effektiv zur Flexibilität beizutragen, müssen Wärmepumpen für Einfamilienhäuser über das Internet ferngesteuert werden. Dies kann das Gerät – wie alle mit dem Internet verbundenen Geräte – anfällig für Cyberangriffe machen.

Akzeptanz von Endnutzern [S]: Einer der wichtigsten Stakeholder für den flächendeckenden Einsatz flexibler Wärmepumpen sind die Endverbraucher, denn ohne deren Zustimmung kann das theoretisch vorhandene Flexibilitätspotenzial nicht genutzt werden. Sie müssen ordnungsgemäß informiert und motiviert werden, um Akzeptanz für den möglicherweise verringerten Komfort oder den Verlust der Kontrolle über die Wärmepumpe zu schaffen.

Informationsbereitstellung seitens Hersteller [S/L]: Um Geschäftsmodelle auf Basis flexibler Wärmepumpen erfolgreich umzusetzen, sind von den Wärmepumpenherstellern detailliertere Informationen zu bestimmten technischen Spezifikationen (z. B. Rampenzeiten etc.) erforderlich.

5.5.2 Innovative Geschäftsmodelle

Bereitstellung von Regelenergie: Wärmepumpen können (im Falle kleinerer Anwendungen) zusammengefasst werden, um Regelenergie zu erbringen. Im österreichischen Projekt Flex+ (Hemm et al. 2022) konnten Wärmepumpen sowohl sekundär als auch tertiäre Regelenergie bereitstellen.

Flexibilität für das Verteilnetz Die Flexibilität von Wärmepumpen kann zur Unterstützung des Stromverteilnetzbetreibers (VNB) genutzt werden. Dies geschieht derzeit am häufigsten über unterbrechbare Tarife, bei denen der VNB die Stromversorgung der Wärmepumpe zu bestimmten Tageszeiten unterbrechen kann. Im Gegenzug erhalten die Kunden günstigere Netztarife.

Nutzung variable Energiepreise (day-ahead, intraday) Day-Ahead-Preise können von Wärmepumpen leicht ausgenutzt werden, da mit Wettervorhersagen eine Schätzung des Wärmebedarfs in die nahe Zukunft (einige Stunden) mit geringem Aufwand möglich ist. Dadurch kann der Betrieb der

Wärmepumpe kontinuierlich auf die folgenden Stunden eingeplant werden und günstige Tarife zum Laden von Wärmespeichern oder zum Vorheizen der Gebäudemasse genutzt werden.

Zeitabhängige Energietarife für Fernwärme Einige Stromversorger bieten Verbrauchern zeitabhängig variable Strompreise an. Beispiele sind „Tibber“ aus Norwegen oder „aWATTar“ aus Österreich. Lässt sich ein ähnliches Konzept auf Wärme übertragen? Derzeit ist nach Kenntnis des Konsortiums noch kein solches Konzept in die Praxis umgesetzt worden.

5.5.3 Bestehende Geschäftsmodelle

Im Folgenden ist eine beispielhafte Liste von Geschäftsmodellen dargestellt, die in verschiedenen Ländern identifiziert wurden.

Schweden:

- Bereitstellung von Regelenergie
- Nutzung schwankender Spot-Preise (day-ahead, intraday)

Dänemark:

- Bereitstellung von Regelenergie
- Nutzung schwankender Spot-Preise (day-ahead, intraday)

Niederlande:

- Unterstützung des Verteilnetzes
- Demand side response seitens Wärmepumpen

Österreich:

- Bereitstellung von Regelenergie
- Nutzung schwankender Spot-Preise (day-ahead, intraday)

Deutschland:

- Bereitstellung von Regelenergie
- Nutzung schwankender Spot-Preise (day-ahead, intraday)

6 Schlussfolgerungen

Wärmepumpen spielen eine zentrale Rolle im Übergang hin zu einer dekarbonisierten Wärmeversorgung in Fernwärmebasierten oder dezentralen Anwendungen. Als Kernerkenntnis des Forschungsprojekts ergibt sich, dass dieser Ausbau von Wärmepumpen einen signifikanten Beitrag zur Deckung eines stark steigenden zukünftigen Flexibilitätsbedarfs leisten kann. Dies trifft einerseits auf Flexibilitätsdienstleistungen wie Erbringung von Regelenergie zu, als auch als Reaktion auf schwankende Spotpreise oder volatile Ressourcenverfügbarkeit.

Über die verschiedenen Arbeitspakete hinweg konnten einerseits auf internationaler Ebene innovative Demoprojekte identifiziert werden. Zum anderen ergab eine Bewertung von Flexibilitätsoptionen jedoch ein differenziertes Bild in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit. Während Flexibilitätsnutzung von Wärmepumpen auf Spotmärkten eine geringe Wirtschaftlichkeit zeigt und keine Investitionen rechtfertigt, ergibt sich auf Regelenergiemärkten eine deutlich höhere Rentabilität. Jedoch konnten nur wenige Geschäftsmodelle identifiziert werden, die tatsächlich auf der Nutzung von Flexibilität aufbauen. Der Grund dafür sind einerseits die angesprochenen wirtschaftlichen Barrieren als auch regulatorische Barrieren wie die Aggregation der kleinen Einheiten über Bilanzgruppen hinweg, die darüber hinaus bestehen Markteintrittsbarrieren in der Form von Mindestgebotsgrößen für Regelenergiemärkte. In technischer Hinsicht stellt bei kleinen dezentralen Wärmepumpen die gezielte Steuerung/Regelung und die Messung und Abrechnung eine signifikante Hürde dar.

Abbildung 17 zeigt die wahrgenommenen Barrieren für die Flexibilitätsnutzung seitens Webinar Teilnehmer:innen im Dezember 2023. Diese Einschätzung deckt sich im Wesentlichen mit den Ergebnissen des Forschungsprojekts, in dem die fehlende Wirtschaftlichkeit sowie Probleme in der Steuerung/Regelung und präzisen Kontrolle der elektrischen Last als wesentliche Implementierungsbarrieren identifiziert wurden.

Über alle Verbreitungsaktivitäten hinweg und im Austausch mit diversen Stakeholdern zeigt sich, dass der flexiblen und effizienten Nutzung von Wärmepumpen eine zunehmende Bedeutung zukommt. Vor allem die ökonomischen und technischen Barrieren zur flexiblen Nutzung von Wärmepumpen wurden sowohl auf detaillierter theoretischer Ebene fundiert als auch praxisnahe diskutiert.

6.2.1 Journal Paper

Im Rahmen des Projekts wurde ein Paper in ‚Open Research Europe‘ veröffentlicht. Die Arbeit von Mascherbauer et al. (2022) fundiert die Ergebnisse im Forschungsprojekt durch eine technisch akkurate Optimierung und Abbildung der thermischen Prozesse in Gebäude. In dieser Arbeit wurde folgende Fragestellung untersucht: Wie verändert die Volatilität eines variablen Endkundenstrompreises den Energieverbrauch von Gebäuden mit einem intelligenten Energiemanagementsystem und Wärmepumpe?

Die Ergebnisse zeigen, dass österreichische Einfamilienhäuser mit Wärmepumpen bei einem Echtzeit-Strompreis von 2021 19,7 GWh Strom pro Jahr über ihre thermische Masse verschieben könnten. Die Studie zeigt das zukünftige Potenzial unter der Annahme von drei Strompreistrends für 2030, die unterschiedliche Dekarbonisierungsambitionen darstellen. Diese Trends zeigen, dass höhere Dekarbonisierungsambitionen, welche zu höheren Strompreisen führen, den Anreiz zur Verlagerung elektrischer Lasten erhöhen. Schlussfolgerungen: Echtzeitpreise erweisen sich als wirksamer Anreiz für Gebäude, elektrische Lasten durch Vorheizen der Gebäudemasse zu verlagern. Die Kosteneinsparungen für den Einzelnen sind jedoch relativ gering, weshalb zusätzliche monetäre Anreize erforderlich sind, um dieses Potenzial zu erschließen. Die erhöhte tägliche Spitze-zu-Spitze-Nachfrage dieser Gebäude muss in Relation zur Gesamtnetzbelastung gesetzt werden.

6.2.2 Zeitschriftenartikel

Im Rahmen des Projekts ist mit Wagner, et al. (2023) ein redaktioneller Zeitschriftenbeitrag im Magazin ‚KI Kälte- Luft- Klimatechnik‘ entstanden. Dieser Zeitschriftenbeitrag zeigt die Möglichkeit der Integration einer Absorptionswärmepumpe in ein Biomasseheizkraftwerk anhand eines realen Systems auf. Zur Steigerung der Brennstoffausnutzung und Reduktion der Abgasverluste von Heiz(kraft)werken können Absorptionswärmepumpen (AWPs) einen wichtigen Beitrag leisten. Dabei wird Wärme auf niedrigem Temperaturniveau aus der Rauchgaskondensation genutzt und auf ein Temperaturniveau angehoben, welches zur Einspeisung in Fernwärmenetze ausreichend ist. Das Betriebsverhalten der AWP wurde während eines Betriebsjahres analysiert. Darüber hinaus wurde ein Simulationsmodell einer Absorptionswärmepumpe basierend auf Kenn- und Messdaten mittels Engineering Equation Solver (EES) erstellt. Der Kreislaufaufbau sowie die getroffenen Annahmen werden diskutiert und ein Vergleich von Kenn- und Messdaten mit Simulationsergebnissen wird gezeigt.

6.2.3 Konferenzbeitrag

Im Rahmen des Forschungsprojekts entstand der Konferenzbeitrag Wagner et al. (2022). Zur Verringerung des Energieeinsatzes sowie der Treibhausgasemissionen im Bereich der Raumwärmeerzeugung wird der Ausbau von Fernwärmenetzen und die Erhöhung des Anteils von Wärme aus erneuerbaren Energieträgern (Biomasse, ...) forciert. Zur Steigerung der Brennstoffausnutzung und Reduktion der Abgasverluste von Heiz(kraft)werken können Absorptionswärmepumpen (AWPs) einen wichtigen Beitrag leisten. Dabei wird Wärme auf niedrigem Temperaturniveau aus der Rauchgaskondensation genutzt und auf ein Temperaturniveau angehoben, welches zur Einspeisung in Fernwärmenetze ausreichend ist. Bei nachträglicher Integration einer AWP in ein bestehendes Heiz(kraft)werk kann zudem die Wärmeleistung erhöht werden und gegebenenfalls der höhere Leistungsbedarf ohne die Installation eines zusätzlichen Wärmeeinspeisers abgedeckt werden.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde ein Simulationsmodell einer Absorptionswärmepumpe basierend auf Kenn- und Messdaten mittels Engineering Equation Solver (EES) erstellt. Der Kreislaufaufbau sowie die getroffenen Annahmen werden diskutiert und ein Vergleich von Kenn- und Messdaten mit Simulationsergebnissen wird gezeigt. Darüber hinaus wird das Betriebsverhalten der AWP während eines Betriebsjahres analysiert.

6.2.4 Stakeholder-Webinar

Im Rahmen des Projekts wurde im Dezember 2023 ein online Webinar via Teams mit Rund 90 Teilnehmer:innen abgehalten. Im Zuge des Webinars wurden die wesentlichen Forschungsergebnisse von österreichischer Seite präsentiert und die wesentlichen Erkenntnisse mit den Teilnehmer:innen diskutiert. Abbildung 18 zeigt die Branchenzugehörigkeit. Es zeigt sich, dass ein Großteil aus den Bereichen Energieversorgung, Forschung oder Beratung stammten. Dies sind wohl auch die zentralen Zielgruppen für die Verbreitung der Forschungsergebnisse sowie in weiterer Folge der Umsetzung.

Abbildung 18: Branchenzugehörigkeit der Webinar Teilnehmer im Dezember 2023

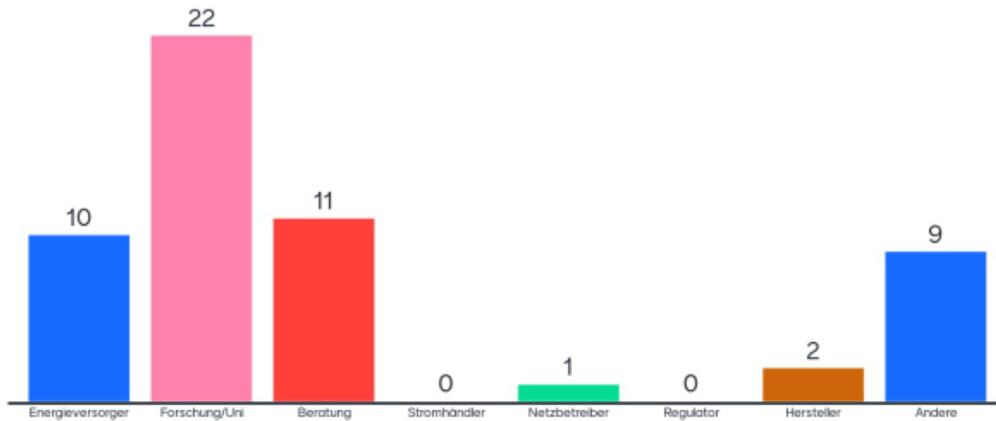
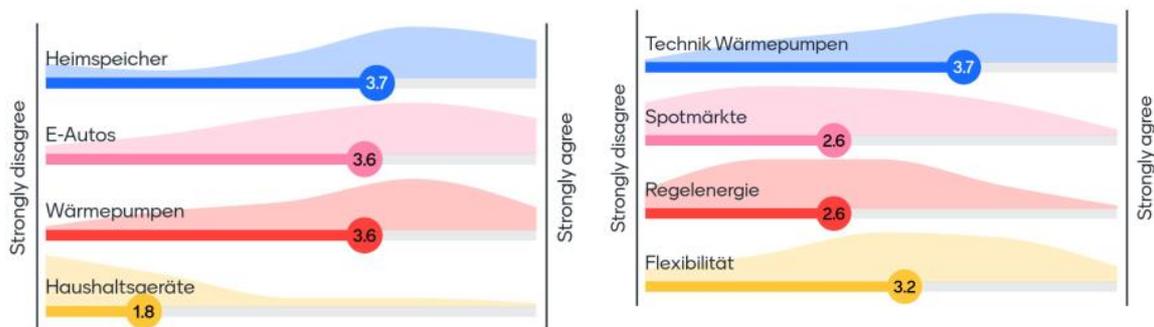


Abbildung 19 gibt einen Überblick in Bezug auf die Erwartung des Flex-Potenzials verschiedener Technologien (links) sowie das vorhandene Vorwissen in Bezug auf die Teilbereiche des Forschungsprojekts: Technik der Wärmepumpen, Spotmärkte, Regelenergie und Flexibilität.

Abbildung 19: Einschätzung Flex-Potenzial nach Technologie (links) und Vorwissen der Webinar Teilnehmer



6.2.5 Österreichische Beiträge und Publikationen

Im Folgenden werden die für Österreich besonders relevanten Publikationen dargestellt bzw. jene Publikationen gelistet, an denen Österreich stark mitgewirkt hat.

Task 1 Energiemarktanalyse. Für den Task 2 wurden Berichte auf Länderbasis der teilnehmenden Länder erstellt. Aus Sicht von Österreich wurde der Bericht anhand von zwei ausführlichen Teilen erstellt: Status Quo Marktanalyse sowie Konventionelle und Unkonventionelle Quellen für Wärmepumpen.

Task 2 Fallbeispiele. Aus österreichischer Sicht wurden fünf Steckbriefe für zwei konkrete flexible Nutzungsarten (Burgenland Energie, Hallein, Therme Wien) sowie zwei Forschungsprojekte erstellt.

Task 3 Lösungskonzepte. Aus österreichischer Sicht flossen die Ergebnisse und Analysen von Mascherbauer et al (2022), TU Wien sowie einer AIT-internen Analyse ein.

Task 4 Flexibilitätsbewertung. Aus österreichischer Sicht flossen die Arbeiten der TU Graz basierend auf dem Konferenzbeitrag Wagner et al (2023) ein sowie viele weitere Erkenntnisse zum Thema technischer Randbedingungen.

Task 5 Geschäftsmodelle. Die Leitung des Tasks erfolgte seitens Österreich (AIT). Darüber hinaus erfolgte die Zusammenstellung des Task 5 Endberichts von österreichischer Seite.

7 Ausblick und Empfehlungen

Um die tatsächliche Anwendung der oben genannten Flexibilitätsoptionen zu fördern, ist es von entscheidender Bedeutung, vorhandenes Know-how allen Beteiligten zur Verfügung zu stellen. In diesem Zusammenhang sind die in Task 2 zusammengestellten Fallbeispiele von entscheidender Bedeutung, um Praktikern bessere Ideen und Beispiele für die Potenziale und Ansätze für die Umsetzung zusätzlicher Flexibilität beim Betrieb von Wärmepumpenanlagen zu liefern.

Im Rahmen dieses Projekts wurden einerseits erkannt, dass zusätzlich Flexibilität einen wichtigen Beitrag zur Zielerreichung eines dekarbonisierten Energiesystems leisten kann, sowie andererseits eine Reihe von Barrieren identifiziert, die momentan eine erfolgreiche Nutzung erschweren. Eine detailliertere Analyse dieser Barrieren und das Aufzeigen von Lösungswegen könnte Gegenstand zukünftiger Forschungsarbeiten sein.

Des Weiteren bedarf es eines starken Transfers von Forschungsergebnissen in die Praxis hinein, um etwaige Mythen über die technischen Barrieren aufzuklären und die soziale Akzeptanz von flexiblen Lösungen zu erhöhen. Von regulatorischer Seite Einrichtung von Standards bezüglich Schnittstellen und Protokollen ein begrüßenswerter Schritt, um die Integration von bestehenden zu neuen Anlagen in Märkte für Flexibilität über unterschiedliche Hersteller, Energielieferanten, Bilanzgruppen und Flexibilitätsanbietern zu erleichtern.

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Projektinhalte IEA HPT Annex 57.....	12
Tabelle 2: Zeitplan IEA HPT Annex 57	12
Tabelle 3: Partner IEA HPT Annex 57	13
Tabelle 4: KPIs Elektrolyse.....	23
Tabelle 5: Liste analysierter Fallbeispiele.....	31
Tabelle 6: Übersicht der identifizierten Barrieren	45

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Fernwärme Nachfrage Schweden (Energiföretagen, 2023)	17
Abbildung 2: Projektionen Stromnachfrage für Schweden in vier verschiedenen Szenarien	18
Abbildung 3: Genutzte Energiequellen für Raumwärme und Warmwasseraufbereitung in verschiedenen Szenarien im Jahr 2050 in Österreich. Quelle: Fallahnejad, M. et al. (2022)	20
Abbildung 4: Kumulative Abwärme <200°C in den EU28.....	21
Abbildung 6: Szenarioentwicklung der Fernwärmeerzeugung bis 2040. Quelle: Danish District Heating Association.....	25
Abbildung 7: Szenarioentwicklung Stromproduktion bis 2040. Quelle: Danish District Heating Association	26
Abbildung 8: Gesamte Treibhausgasemissionen seit 1990 sowie der geplante Reduktionspfad bis 2045. Quelle: https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in- deutschland#treibhausgas-emissionen-nach-kategorien	27
Abbildung 9: Abdeckung der Wärmenachfrage nach Energieträger. Fernwärme ist in grün dargestellt. Quelle: Brandes et al. (2021)	28
Abbildung 10: Landkarte beschriebener Fallbeispiele	31
Abbildung 11: Beispiel zweiseitiger Steckbriefe.....	33
Abbildung 12: Beispiel Steckbriefe Langversion	34
Abbildung 13: Potenzielle negative Flexibilität von WP in Abhängigkeit der Außentemperatur	35
Abbildung 14: Einsparungspotenzial durch flexiblen Wärmepumpeneinsatz im EFH	36
Abbildung 15: Einsparungen von Stromkosten pro Gebäude mit und ohne Warmwasserspeicher	37
Abbildung 16: Schema Wärmepumpe für den Einsatz im Fernwärmenetz EBSWien. Quelle: Wien Energie.....	39
Abbildung 17: Überblick Aktivierungszeit Regelenergie. Quelle: Energienet (https://energinet.dk/el/systemydelsel/introduktion-til-systemydelsel/oversigt-over- systemydelsel/).....	41
Abbildung 18: Wordcloud zu gefühlten Barrieren der Webinar Teilnehmer im Dezember 2023	52
Abbildung 19: Branchenzugehörigkeit der Webinar Teilnehmer im Dezember 2023	55
Abbildung 20: Einschätzung Flex-Potenzial nach Technologie (links) und Vorwissen der Webinar Teilnehmer	55

Literaturverzeichnis

Agora Energiewende, Fraunhofer IEG (2023): Roll-out von Großwärmepumpen in Deutschland. Strategien für den Markthochlauf in Wärmenetzen und Industrie, 2023

Ariadne-Report, Luderer, G., Kost, C. u. Sörgel, D., 2021. Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 - Szenarien und Pfade im Modellvergleich.

BMW Energie Daten für das Jahr 2020, 27.09.2021, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt-xls.html>.

Brunge, K., Hellström, E., Jakobsson, M. & Thornberg, E.: Långsiktig marknadsanalys 2021 - Scenarier för elsystemets utveckling fram till 2050 (Svk 2019/3305 v.1.0). Sundbyberg: Svenska kraftnät, 2021.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation und Eisenbahnen, Marktstammdatenregister. <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW), Die Energieversorgung 2022, Jahresbericht - Update Mai 2023

Büchele, Richard, et al. "Potential for efficient heating and cooling." (2021).

Danish Energy Agency and Energinet, 'Technology Data – Renewable fuels', 2022. [Online]. Available: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_for_renewable_fuels.pdf

Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.): „dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität“, 2021.

Dialog Klimaneutrale Wärme 2045 - Ergebnisrapport (2021) <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/dialog-klimaneutrale-waerme-ergebnisrapport-publikation.pdf>

Energimyndigheten. Scenarier över Sveriges energisystem 2023. ER 2023:07. ISBN 978-91-7993-112-4. <https://energimyndigheten.a-w2m.se/Home.mvc?ResourceId=213739>, 2023.

Fallahnejad, M. et al. (2022) 'The economic potential of district heating under climate neutrality: The case of Austria', Energy, 259, p. 124920. doi:10.1016/j.energy.2022.124920.

Figgner, J., Hecht, C., Haberschusz, D., Bors, J., Spreuer, K. G., Kairies, K.-P., Stenzel, P. u. Sauer, D. U.: The development of battery storage systems in Germany: A market review (status 2023), 2022

Geyer, R. C. Marguerite, R.R. Schmidt, A. Arnitz, R. Rieberer: IEA Heat Pumping Technology IEA HPT Annex 47, Heat Pumps in District Heating and Cooling Systems, 2019.

H. Böhm, S. Moser, S. Puschnigg, and A. Zauner, 'Power-to-hydrogen & district heating: Technology-based and infrastructure-oriented analysis of (future) sector coupling potentials', *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 63, pp. 31938–31951, Sep. 2021, doi: 10.1016/j.ijhydene.2021.06.233.

Hemm, R., et al.: Flex+, Großflächiger Einsatz von Prosumer-Flexibilität an kurzfristigen Strommärkten unter Berücksichtigung von Prosumer-Interessen, 2022. https://energieforschung.at/wp-content/uploads/sites/11/2023/02/864996_Flex_plus_publ_Endbericht.pdf

Hurst, G., Jentsch, A. u. Blesl, M.: Combination of Heat Pump with Cogeneration in District Heating Networks: Ecological Assessment and Boundary Condition for Ecologic Operation. 2023
10.1016/j.rser.2020.110545

IRENA, 'Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.50C Climate Goal', International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2020

Klimapfade 2.0 - Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft, herausgegeben vom Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI), 2021.

Koronen, C., Åhman, M. & Nilsson, L. J.: Data centres in future European energy systems—energy efficiency, integration and policy. *Energy Efficiency*, 13, 129-144, 2020.

L. Cirrincione, A. Marvuglia, G. Peri, G. Rizzo, and G. Scaccianoce, "The European standards for energy efficiency in buildings: An analysis of the evolution with reference to a case study," SECOND INTERNATIONAL CONFERENCE ON MATERIAL SCIENCE, SMART STRUCTURES AND APPLICATIONS: ICMSS-2019, 2019. doi:10.1063/1.5138782

Li J., J. Lin, Y. Song, X. Xing, and C. Fu, 'Operation Optimization of Power to Hydrogen and Heat (P2HH) in ADN Coordinated With the District Heating Network', *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 10, no. 4, pp. 1672–1683, Oct. 2019, doi: 10.1109/TSTE.2018.2868827

Lindahl et al. (2023): " Storskalig laststyrning av värmepumpar i elnätet (SLAV)"

Lindahl, M., Wennerlund, P. IEA Heat Pumping Technology IEA HPT Annex 47, Task 1: Market and energy reduction potential, Country report Sweden, 2018.

M. Ozturk and I. Dincer, 'A comprehensive review on power-to-gas with hydrogen options for cleaner applications', *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 62, pp. 31511–31522, Sep. 2021, doi: 10.1016/j.ijhydene.2021.07.066.

Marina A., S. Spoelstra, H. A. Zondag, and A. K. Wemmers, 'An estimation of the European industrial heat pump market potential', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 139, p. 110545, 2020.

Mascherbauer, P., F. Schöniger, L. Kranzl, S. Yu: 'Impact of variable electricity price on heat pump operated buildings', *Open Research Europe*, 2, p. 135. doi:10.12688/openreseurope.15268.1, 2022.

Meesenburg, W., Markussen, W. B., Ommen, T., & Elmegaard, B.: "Optimizing control of two-stage ammonia heat pump for fast regulation of power uptake", <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115126>, 2020.

Mellwig, P., Lempik, J., Blömer, S. u. Pehnt, M.: *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Modul Gebäude*. 2021

Meyer, R., Senkpiel, C., Heilig, J., Berneiser, J., Fluri, V., Gorbach, G., Herkel, S. u. Kost, C.: *Heizungstechnologien im Gebäude: Ein Beitrag zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit und Klimawirksamkeit*, 2021

Michalak, P.: 'The simple hourly method of EN ISO 13790 standard in MATLAB/Simulink: A Comparative Study for the climatic conditions of Poland', *Energy*, 75, pp. 568–578. doi:10.1016/j.energy.2014.08.019, 2014.

Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut: *Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann; Zusammenfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende*, 2021.

Projektionsbericht 2021 für Deutschland; Öko-Institut, Berlin; Fraunhofer ISI, Karlsruhe; IREES GmbH, Karlsruhe; Thünen-Institut, Braunschweig, Eberswalde, Hamburg [abgerufen am 08.11.2023] <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/projektionsbericht-2021-politiksznarien-x>

Sensfuß, F., Lux, B., Bernath, C., Kiefer, C. P., Pfluger, B., Kleinschmitt, C., Franke, K., Deac, G., Brugger, H., Fleiter, T., Rehfeldt, M., Herbst, A., Manz, P., Neuwirth, M., Wietschel, M., Gnann, T., Speth, D., Krail, M., Mellwig, P., Blömer, S., Tersteegen, B., Maurer, C., Ladermann, A., Dröscher, T., Willemsen, S., Müller-Kirchenbauer, J., Giehl, J., Hilaire, M., Schöngart, S., Kurre, A., Hollnagel, J. u. Mikulicz-Radecki, F: *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3. Kurzbericht: 3 Hauptszenarien*, 2021.

Vorjahreschätzung (VJS) der deutschen Treibhausgas-Emissionen für das Jahr 2022. Umweltbundesamt, 15.03.2023, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#treibhausgas-emissionen-nach-kategorien>

Wagner P., Astl C., Rieberer R: Absorptionswärmepumpe zur Abwärmenutzung - Modellierung einer Anlage zur Rauchgaskondensation in einem Biomasseheizkraftwerk, Deutsche Kälte- und Klimatagung, Magdeburg, 2022.

Wagner P., Astl C., Rieberer R: Absorptionswärmepumpe zur Rauchgaskondensation in einem Biomasseheizkraftwerk, KI Kälte- Luft- Klimatechnik, Heidelberg, 2023.

Sterchele, P., Brandes, J., Heilig, J., Wrede, D., Kost, C., Schlegl, T., Bett, A. u. Henning, H.-M.: Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem. Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen, 2020.

Brandes, J., Haun, M., Wrede, D., Jürgens, P., Kost, C. u. Henning, H.-M.: Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem. Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen - Update November 2021: Klimaneutralität 2045, 2021.

Wolf, S., Roman, F., Radgen, P. u. Blesl, M: Systematische Anwendung von Großwärmepumpen in der Schweizer Industrie [online] [Zugriff am: 30. Oktober 2023]. Verfügbar unter: https://waerme-pumpe-izw.de/wp-content/uploads/2020/05/160510_Bfe-Bericht_WP_industr._Anwendungen.pdf

Abkürzungen

WP	Wärmepumpe
DA	Day ahead
ID	Intraday
EFH	Einfamilienhaus
CO ₂	Kohlendioxid
h	Stunde
kg	Kilogramm
kW	Kilowatt
Nr	Nummer
THG	Treibhausgas
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

