

WPOpt4Grid

Technische und soziale Herausforderungen bei der netzdienlichen und ökonomischen Optimierung von Wärmepumpensystemen

Programm / Ausschreibung	Energieforschung (e!MISSION), Energieforschung, Energieforschungsprogramm 2024 (KLIEN)	Status	laufend
Projektstart	01.05.2025	Projektende	31.05.2026
Zeitraum	2025 - 2026	Projektlaufzeit	13 Monate
Keywords	Wärmepumpe, Regelenenergie, flexible Stromtarife, Designoptimierung, ökonomische Optimierung		

Projektbeschreibung

Wärmepumpen sind eine Schlüsseltechnologie in der Wärmewende. Außerdem können sie als elektrische Stromverbraucher, die Wärme z.B. für Haushalte und Industrie liefern, einen wichtigen Beitrag zur Sektorenkopplung leisten. Die ökonomische Optimierung von Wärmepumpen ist der wichtigste Faktor für den Markterfolg. Sie ist aber relativ komplex, da die Arbeitszahl stark von Umgebungsbedingungen abhängt.

Stromerzeugungsüberschüsse durch hohe erneuerbare Produktion werden häufiger, was deren Nutzbarkeit limitiert.

Wärmepumpen können durch Nutzung dieser Überschüsse system- und netzdienlich agieren und so über den Lebenszyklus wirtschaftlicher betrieben werden.

Zeitabhängige Stromtarife werden derzeit selten genutzt und speziell im Bereich über 50 kW wurde noch kaum erforscht, wie sich dynamische Strompreise auswirken und wie Wärmepumpen darauf optimiert werden können.

Zeitlich schwankende Strompreise bewirken, dass Wärmepumpen mit optimierter Arbeitszahl nicht automatisch die ökonomisch optimale Lösung sind. Relevante Einflussfaktoren sind u.a.

- Dimensionierung
- Regelstrategie
- Wärmequelle
- technische Einschränkungen (On-Off Zeiten, Taktung, Rampen)
- Interaktion: Wärmebedarfsprofil – Erzeugungsprofil – Speichermassen
- nutzungsseitige Anforderungen (Komfort etc.)
- Tarifmodell

Hauptprojektziel ist es, aus diversen Perspektiven wie

- THG-Emissionen,
- erneuerbare Energieerzeugung im Stromsystem (Energiesystemmodell)
- Lastverlagerungspotenzial
- Speicherbedarf im Stromsystem (Energiesystemmodell bzw. Vergleich mit Pumpspeichern und Batterien)
- Jahresarbeitszahl

- Langlebigkeit des Wärmepumpensystems
- nutzungsseitige Anforderungen (Komfort, Prozesssicherheit etc.)

zu untersuchen, inwieweit die ökonomisch optimierte Dimensionierung von Wärmepumpensystemen über den Lebenszyklus bei zeitlich variablen Strompreisen (Spot- und Regelenergiemärkte) erstrebenswert ist.

Dazu werden generische Fallstudien so gewählt, dass ein breites Spektrum in folgendem Rahmen abgedeckt wird:

- Benötigte Wärmeleistung über 50 kW
- gewerbliche Betreiber
- Drei Typen von Gebäuden bzw. Nutzungen: z.B. große Wohnhausanlage, Nichtwohngebäude (Gewerbe, Schule, Museum, Hotel), Industrie-Prozesswärme
- Diverse Wärmequellen (Luft, Geothermie, Abwärme), Abgabesysteme (Luft, Radiatoren, Fußboden, Bauteilaktivierung) und ggf. Speicheranlagen (Wasser- und Erdsondenspeicher); bis zu acht relevante Kombinationen werden mit Stakeholdern gewählt und danach simuliert sowie optimiert.

Dabei sind u.a. folgende Fragen zu klären:

- Welche Wärmepumpenauslegung ist je nach Stromtarifmodell ökonomisch optimal?
- Welche Stromtarifmodelle können die Teilnahme an kurzfristigen Märkten (Regelreserve, Intradayhandel, Ausgleichsenergieminimierung) erleichtern?
- Welche Regelstrategie ist zu wählen, um zeitabhängige Stromtarife bestmöglich zu nutzen?
- Wieviel Effizienzverlust ergibt sich bei einer auf zeitabhängige Stromtarife hin ökonomisch optimierten Betriebsweise?

Hinsichtlich Energiemärkte werden min. drei "Use Cases" entwickelt und in eine Regelstrategie übergeführt. Das Wärmepumpensystem jeder Fallstudie wird für jeden Use Case optimiert.

Weiters werden rechtliche, finanzielle und informationsbezogene Defizite im Rahmen von Interviews mit Marktakteuren sowie einer Analyse bestehender Erkenntnisse analysiert und Lösungen erarbeitet.

Das Projekt legt die Basis für eine an realen Projekten durchgeführten Umsetzung einer systemdienlich betriebenen Wärmepumpenanlage samt Monitoring.

Abstract

Heat pumps are a key technology in the heating transition. They can also contribute to sector coupling as electricity consumers that supply heat e.g. to households and industry. The economic optimisation of heat pumps is the most important factor for market success. However, it is relatively complex, as the COP heavily depends on ambient conditions. Power generation surpluses due to high renewable production are becoming more frequent, which limits their usability. By utilising these surpluses, heat pumps can act in a system and grid-friendly manner and thus be operated more economically over their life cycle.

Time-dependent electricity tariffs are currently rarely used and, especially in the over 50 kW range, little research has been carried out into the effects of dynamic tariff design and how heat pumps can be optimised in this respect.

Fluctuating electricity prices over time mean that heat pumps with an optimised SCOP are not automatically the economically optimal solution. Relevant influencing factors include

- dimensioning
- control strategy
- heat source
- technical restrictions (on-off times, cycling, ramps)
- interaction: heat demand profile - generation profile - storage masses

- comfort and process requirements
- tariff model

The main project objective is to analyse from various perspectives such as

- GHG emissions,
- renewable electricity generation
- load shifting potential
- electricity storage requirements
- annual coefficient of performance
- longevity of the heat pump system
- user comfort and process reliability

to investigate, whether the economically optimised dimensioning of heat pump systems over the life cycle is desirable using time-variable electricity prices in the context of spot and balancing energy markets.

To this end, generic case studies are selected in such a way that a broad spectrum of cases is covered in the following framework:

- Required thermal output over 50 kW
- Commercial operators
- Three types of buildings or uses: e.g. large residential complex, non-residential buildings (commercial, school, museum, hotel), industrial process heat
- Various heat sources (air, geothermal, waste heat), output systems (air, radiators, floor, component activation) and, if applicable, storage systems (water and geothermal probe storage); up to eight of the most relevant combinations are selected together with stakeholders and then simulated and optimised.

The following questions, among others, need to be clarified:

- Which heat pump design is economically optimal depending on the electricity tariff model?
- Which tariff models for heat pumps facilitate participation in short-term markets (control reserve, intraday trading, balancing energy minimisation)?
- Which control strategy should be selected in order to make best possible use of time-dependent electricity tariffs?
- How much efficiency loss results from economically optimised operation based on time-dependent electricity tariffs?

With regard to energy markets, at least three use cases are developed and converted into a control strategy. The heat pump system of each case study is optimised for each use case.

Moreover, legal, financial and information-related deficits will be analysed and solutions developed as part of interviews with market players and an analysis of existing findings.

This exploratory project lays the foundation for the implementation of a heat pump system operated in line with the system, including monitoring, in real projects.

Projektkoordinator

- Österreichische Energieagentur - Austrian Energy Agency, kurz: AEA

Projektpartner

- AIT Austrian Institute of Technology GmbH