

# **MARKTORIENTIERTER BETRIEB VON WÄRMEPUMPEN – FALLSTUDIENBASIERTE EVALUIERUNG VON FLEXIBILITÄTS- UND KOSTENEINSPARPOTENZIALEN AUS DEM PROJEKT „DIE STADT ALS SPEICHER“**

**Andreas DIETRICH<sup>1</sup>, Christoph WEBER<sup>1</sup>**

## **Inhalt**

In Deutschland kommen zur Deckung des Wärmebedarfs im Wohngebäudebereich zunehmend Wärmepumpensysteme zum Einsatz [1]. Für die Zukunft wird erwartet, dass Wärmepumpen eine führende Position bei den Heizungssystemen einnehmen und ihnen eine Schlüsselrolle für die Dekarbonisierung des Wärmesektors zukommt, indem sie mit Strom aus erneuerbaren Energien betrieben werden. In diesem Kontext sollen Wärmepumpensysteme auch wesentlich zum Ausgleich der fluktuierenden Stromproduktion beitragen: Die Nutzung thermischer Speicherkapazitäten ermöglicht die zeitliche Entkopplung von Stromverbrauch und Wärmebedarf, wodurch sich die Betriebsführung der Wärmepumpen am Dargebot der erneuerbaren Energien ausrichten kann [2]. Zentrale Voraussetzung für diesen systemdienlichen Einsatz der Flexibilität ist, dass vom gängigen Konzept der ausschließlich wärmegeführten Fahrweise abgewichen wird und kurzfristige (Spot-)Marktpreise als primäre Führungsgröße dienen. Dies bedeutet für die praktische Umsetzung, die Anlagen bei laufend aktualisierten Informationen zu Temperaturen, Wärmebedarfen und Preisen entweder über eine zentrale Instanz oder durch lokale intelligente Energiemanagementsysteme zu steuern. Zusätzlich ist erforderlich, dass Stromlieferanten durch die kurzfristige Bewirtschaftung der Flexibilität Beschaffungsvorteile erzielen können, die auf Endkundenseite zu Betriebskostensenkungen führen.

Dieser Konferenzbeitrag präsentiert eine modellbasierte Evaluation der Flexibilitätspotenziale von Wärmepumpen und quantifiziert die mit einem marktorientierten Betrieb verbundenen Möglichkeiten zur Kosteneinsparung. Untersucht werden drei exemplarische Systemkonfigurationen, basierend auf der Anlagen- und Versorgungssituation realer Wohn- und Geschäftsgebäude in der Stadt Herten, Nordrhein-Westfalen. Über die Potenzialermittlung für das Jahr 2015 hinaus erfolgt auch eine Abschätzung möglicher zukünftiger Entwicklungen anhand von Börsenpreissimulationen für das Jahr 2030.

## **Methodik**

Zur Bestimmung der Fahrweisen im marktorientierten Betrieb wurde ein gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsmodell entwickelt, welches die Strombeschaffungskosten für einen jährlichen Betrachtungszeitraum über eine täglich rollierende Optimierung mit jeweils 36-stündlichem Planungshorizont minimiert. Neben technischen Anlagenparametern, (day-ahead) Spotmarktpreisen und auf stochastischen Simulationen basierenden objektspezifischen Wärmebedarfszeitreihen [3] wurden hierbei insbesondere auch die außentemperaturabhängigen Arbeitszahlen (COP) der Wärmepumpen berücksichtigt. Zur Ermittlung von Fahrweisen und Kosten im wärmegeführten Betrieb wurde eine in der Praxis übliche Speichertemperatur-Hysteresesteuerung nachgebildet [4].

Die Simulationen der (stündlichen) Spotmarktpreise für die Zukunftsszenarien in 2030 basieren auf einem um eine stochastische Komponente erweiterten Fundamentalmodell [5], welches hinsichtlich der Annahmen zur Entwicklung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen gemäß den Szenarien des Netzentwicklungsplans 2017 [6] parametrisiert wurde.

## **Ergebnisse**

Die Berechnungen für das Jahr 2015 zeigen, dass die durchschnittlichen Börsen-Beschaffungskosten durch die an den Preissignalen der Spotmärkte optimierten Fahrweisen gesenkt werden können (stündlicher day ahead Handel ca. 8-13 %, viertelstündlicher day-ahead-Handel ca. 23-34 %).

---

<sup>1</sup> Universität Duisburg-Essen, Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Berliner Platz 6-8, 45127 Essen, Tel.: +49 201 1832399, {andreas.dietrich|christoph.weber}@uni-due.de, www.uni-due.de

Bedingt durch die geringen Stromverbrauchsmengen von etwa 4,9 bis 7,4 MWh p. a. sind die absoluten Einsparpotenziale für die hier betrachteten Wärmepumpensysteme mit rund 20 bis 23 € p. a. bzw. 56 bis 65 € p. a. jedoch nur schwach ausgeprägt. Es wird auch deutlich, dass die Möglichkeiten zur Lastverschiebung durch technische Restriktionen stark begrenzt sein können. Niedrige maximale Speichertemperaturen führen zu geringen nutzbaren Temperaturdifferenzen, somit stehen insbesondere bei kleinen Wasserspeichersystemen (300-1.000 Liter) nur sehr geringe Speicherkapazitäten von unter 10 kWh<sub>th</sub> zur Verfügung. Dadurch muss der Strombezug auch bei Hochpreisphasen erfolgen, wenn mehrstündige Perioden mit hohem Wärmebedarf auftreten. Weiterhin wird das Flexibilitätspotenzial durch die niedrigen elektrischen Leistungen der Wärmepumpen eingeschränkt; in Zeiträumen mit sehr niedrigen und negativen Preisen sind die Bezugsstrommengen, selbst bei großzügig dimensionierten Speichern, nur gering.

Die Analysen führen auch zu der Erkenntnis, dass der temperaturabhängige COP entscheidenden Einfluss auf das Optimierungskalkül ausübt. Die kostenoptimale Fahrweise ergibt sich demnach nicht allein aus einer Optimierung gegen den Börsenstrompreis, vielmehr ist der sich für jeden Zeitschritt ergebende Wärmepreis (Quotient aus Börsenpreis und COP) relevant [7]. Dies bedeutet, dass die marktseitigen Signale bzgl. des Flexibilitätbedarfs im Stromversorgungssystem verzerrt werden und die Fahrweisen der Wärmepumpen vom systemoptimalen Betrieb abweichen können.

Für die drei Zukunftsszenarien ergeben die Preissimulationen, dass das durchschnittliche Börsenpreisniveau in 2030 auf Werte zwischen 64 und 66 €/MWh ansteigt (2015: ca. 32 €/MWh). Hiermit einher geht eine annähernde Verdoppelung der Beschaffungskosten für die Belieferung der Wärmepumpen im wärmegeführten Betrieb. Demgegenüber entwickeln sich die Kosteneinsparpotenziale einer an stündlichen Marktpreisen orientierten Betriebsweise nur geringfügig. Je nach Szenario und Anlage liegen die Vorteile im Jahr 2030 bei 23 bis 38 € p. a. Es zeigt sich, dass die gestiegene Marktpreisvolatilität (Standardabweichung von 25-37 €/MWh ggü. 13 €/MWh in 2015) nur in geringem Umfang genutzt werden kann. D. h. ein wirksamer Beitrag zur Systemstabilisierung kann nur temporär erfolgen.

Anhand von Sensitivitätsrechnungen konnte gezeigt werden, dass eine Vergrößerung der Speicher auf 5.000 Liter zu wesentlich verbesserten Flexibilitätspotenzialen führt, die zusätzlich erzielbaren Einsparungen können im Jahr 2030 ca. 75 € p. a. betragen. Da jedoch fraglich ist, ob hierdurch die höheren Investitionskosten gedeckt werden können, sollten in weiterführenden Analysen alternative Maßnahmen geprüft werden. Hierzu zählen insbesondere die Möglichkeiten zur Anhebung der maximalen Speichertemperatur und die Vergrößerung der zulässigen Raumtemperaturdifferenzen zur Nutzung der thermischen Trägheit der Gebäudemasse.

## Literatur

- [1] Bundesverband Wärmepumpe e. V. (2015): BWP-Branchenstudie 2015
- [2] ETG Taskforce Wärmemarkt (2015). Potenziale für Strom im Wärmemarkt bis 2050; Energietechnische Gesellschaft im VDE.
- [3] Kippelt S. et al. (2016): Stochastic simulation of thermal load profiles; 2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON), Leuven, 2016, pp. 1-6
- [4] Winkel M. (2015): Simulation und Analyse des kombinierten Einsatzes thermischer Energieausgleichsoptionen zum elektrischen Last- und Erzeugungsmanagement in Wohnsiedlungen; UMSICHT Schriftenreihe Nr. 74
- [5] Kallabis T., Pape C., Weber C. (2016): The plunge in German electricity futures prices - Analysis using a parsimonious fundamental model; Energy Policy, Jg. 2016 Nr. 95, S. 280-290
- [6] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber (2017): Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017
- [7] Felten B., Weber C. (2017): Modeling the value of flexible heat pumps, HEMF Working Paper 09/2017