

Prädiktive Regelung von Wärmepumpen in Wohngebäuden zur Netzentlastung

Daniel Schmidt¹, Sabine Hoffmann¹, Anes Benzarti¹, Barbara Dröschel², Andreas Weber²

¹ Technische Universität Kaiserslautern, 67663 Kaiserslautern, E-Mail: daniel.schmidt@bauing.uni-kl.de

² IZES, 66115 Saarbrücken, E-Mail: droschel@izes.de

Einleitung

Die Klimaschutzziele der Bundesrepublik Deutschland sowie der europäischen Union machen einen Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) unabdingbar. [1] Auch in der Gesellschaft ist eine kontinuierlich steigende Sensibilität hinsichtlich des Klimawandels zu registrieren. Die Herausforderungen der Energiewende beziehen sich allerdings nicht nur auf den großflächigen Ausbau der Erzeugungsanlagen, sondern – auf Grund der extrem fluktuierenden Erzeugung aus Solar- und Windkraftanlagen – vor allem auf das Stromnetz. Ein Teil dieser Herausforderungen kann durch den Ausbau der Stromnetze bewältigt werden, der u.a. dazu eingesetzt wird, den Strom von den ertragsreichen und windstarken Regionen im Norden der Bundesrepublik in die bevölkerungsreicheren Ballungsgebiete im Süden und im Westen zu transportieren.

Allerdings wird auf Gebäudeebene auch ein zunehmendes Demand-Side-Management (DMS) von Nöten sein, um die Schwankungen der Stromerzeugung abfangen zu können. Die zentrale Frage hierbei ist, welche elektrischen Verbräuche sich innerhalb eines Gebäudes eignen, um ein Lastmanagement betreiben zu können? Grundlasten kommen für die gegebene Problemstellung nicht in Frage, ein interessantes Potential ergibt sich allerdings, wenn man die zukünftige Entwicklung der Heizsysteme betrachtet. Das Thema Energiewende wird oftmals fälschlicherweise auf die Erzeugung von erneuerbarem Strom reduziert, allerdings werden auch die Heizsysteme in deutschen Wohngebäuden – die größtenteils noch auf fossilen Brennstoffen wie Gas und Öl beruhen – umgestellt werden müssen, wenn eine CO₂-Neutralität erreicht werden soll. Eine Alternative zu den herkömmlichen Heizsystemen stellen hierbei zunehmend Power-to-Heat-Anlagen dar, gerade wenn der Haushaltsstrom zunehmend erneuerbaren Strom beinhaltet. Power-to-Heat beschreibt grundsätzlich den Vorgang, bei dem Strom zur Erzeugung von Wärme eingesetzt wird. Heutzutage werden hierfür meist Wärmepumpen eingesetzt, die über eine gute Effizienz verfügen und in Neubauten immer häufiger als Heizsystem gewählt werden. [2] Der große Vorteil der Wärmeerzeugung liegt darin, dass nahezu jedes deutsche Wohngebäude über ein Wärmespeichersystem verfügt, meist gefüllt mit Wasser. Dementsprechend können Bedarf und Erzeugung zeitlich entkoppelt und folglich mit einer intelligenten Regelung zur Entlastung des Stromnetzes beigetragen werden.

Innerhalb dieses thematischen Schwerpunkts ist das Interreg-Projekt „Power to Heat for the Greater Region’s Renewables Integration and Development“ (kurz: PTH4GR²ID) eingegliedert, innerhalb dem sich Wissenschaftler u.a. mit

der Entwicklung eines Regelungssystems für Wärmepumpen beschäftigen, das zur Entlastung des Stromnetzes beitragen kann.

Vorgehensweise

Um die in der Einleitung beschriebene Problemstellung in simulationsbasierten Berechnungen untersuchen zu können, mussten in einem ersten Schritt verschiedene Modelle der Systemkomponenten erstellt werden. Die Komponenten, die hierbei modelliert wurden, sind ein Gebäude, ein Wärmespeichersystem, ein Heizsystem, eine Wärmepumpe sowie das Regelungssystem. Das thermische Gebäudesimulationsprogramm TRNSYS [3] eignet sich zur Simulation von Gebäude-, Heiz-, und Speichersystem, während die Modelle der Wärmepumpe und des Regelungssystems in MATLAB [4] dargestellt wurden.

Als Referenzgebäude wurde ein typisches Wohnhaus für jedes Land der Großregion (Deutschland, Frankreich, Belgien, Luxemburg) gewählt, die Modelle wurden auf Basis der Tabula-Studie erstellt. [5] Um verschiedene Heizwärmebedarfe abbilden zu können, wurde die thermische Gebäudehülle an typische U-Werte der länderspezifischen Baualtersklassen angepasst. Als Heizsystem wurden in einem ersten Schritt Radiatoren und als Wärmespeichersystem Wasserspeicher in verschiedenen Volumen festgelegt. Flächenheizsysteme und Phasenwechselmaterialien werden innerhalb des Projekts ebenfalls untersucht, sind aber kein Inhalt dieses Beitrags. Durch die Modellierung unterschiedlicher Speichervolumen können auch verschiedene Wärmekapazitäten untersucht werden, die eine entscheidende Auswirkung auf die Flexibilität des Systems und somit auch auf die Möglichkeit der Lastverschiebung haben.

Die Einsatzplanung der Wärmepumpe basiert auf einer modellprädiktiven Regelung, welche für einen Zeithorizont von bis zu 48 Stunden einen optimierten Einsatz der Wärmepumpe bestimmt. Ziel ist die Minimierung der Betriebskosten, welche sich zu jedem Zeitschritt auf der Basis einer variablen Strompreisstruktur sowie des COP ergeben. [6] Als Strompreis wurden für jedes Land der Großregion (GR) flexible Tarife erstellt, die sich an real existierenden Haushaltsstromtarifen orientieren. Diese wurden auf Basis der Preise am Day Ahead-Markt des Jahres 2016 „flexibilisiert“. Solche hochflexiblen, am kurzfristigen Handel an der Strombörse orientierten Stromtarife für Haushaltskunden, die ggf. auch ¼ stündlich variieren können, existieren derzeit jedoch in keinem Land der GR. (zur genauen Vorgehensweise bei der Flexibilisierung vgl. [7])

Die unterschiedlichen Simulationsmodelle in TRNSYS und MATLAB wurden im nächsten Schritt miteinander

verbunden. Hierfür wurde die Plattform BCVTB („Building Controls Virtual Test Bed“) [8] gewählt, die sich grundsätzlich dazu eignet, verschiedene Simulationsprogramme miteinander zu koppeln. Die Funktionsweise basiert hierbei auf einem Austausch von Variablen zu festgelegten Zeitschritten. Anschließend wurden für die verschiedenen Varianten aus Speichergröße, Gebäudemodell und Land, Simulationen durchgeführt und analysiert, die Ergebnisse sind im nächsten Kapitel dargestellt.

Ergebnisse

Die nachfolgenden Tabellen zeigen die Ergebnisse von Jahressimulationen, beispielhaft aufgeführt sind hier die Resultate für Deutschland und Belgien. Die Simulationen wurden jeweils mit Wetterdaten eines Standortes innerhalb des Landes und der Großregion durchgeführt. Die Leistung der Wärmepumpe wurde an die entsprechenden Heizlasten der Gebäude angepasst und die Volumina der Speicher wurden zur angesprochenen Betrachtung verschiedener Speicherkapazitäten variiert.

Tabelle 1: Simulationsergebnisse Deutschland

	Deutschland		
Gebäude	Einfamilienhaus, modernisiert		
Speichergröße (l)	300	800	2000
Q _{elekt} WP (kWh)	3602	3548	3497
Q _{therm} WP (kWh)	11132	11297	11358
Stromkosten (€)	833	819	801
Durchschnittlicher Preis (Cent/kWh)	23,13	23,08	22,91

Tabelle 2: Simulationsergebnisse Belgien

	Belgien		
Gebäude	Reihenhaus, modernisiert		
Speichergröße (l)	300	800	2000
Q _{elekt} WP (kWh)	2188	2164	2220
Q _{therm} WP (kWh)	6767	6840	6959
Stromkosten (€)	405	381	382
Durchschnittlicher Preis (Cent/kWh)	18,51	17,61	17,21

Die Ergebnisse zeigen die Funktionsweise des Regelungssystems, die auf der kostenoptimierten Betriebsweise der Wärmepumpe beruht. Umso größer das Speichervolumen, umso höher die vorhandene Speicherkapazität und daraus folgend eine steigende Flexibilität, die in Kombination mit dem Regelungssystem dazu führt, dass möglichst geringe Strompreise genutzt werden können. Alle durchgeführten Simulationen mit den unterschiedlichen Randbedingungen

der einzelnen Regionen (v.a. Gebäude und Strompreis) bestätigen diese Funktionalität des Regelungssystems.

Dennoch zeigen sich auch deutliche Abweichungen in den Ergebnissen. Beispielsweise ist der Regler in Belgien in der Lage, den durchschnittlich genutzten Strompreis bei einer Erhöhung des Speichervolumens um bis zu 1,3 Cent/kWh zu verringern, während dieser Wert in Deutschland maximal 0,22 Cent/kWh beträgt. Dies liegt einerseits an der Tatsache, dass das belgische Gebäude einen geringeren Heizwärmebedarf aufweist (DE: ca. 11.000 kWh, BE: ca. 7000 kWh), was automatisch eine höhere Flexibilität nach sich zieht, ist aber dennoch größtenteils mit dem zugrundeliegenden Stromtarif verknüpft. Der Aufbau der flexiblen Stromtarife der unterschiedlichen Länder der Großregion ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

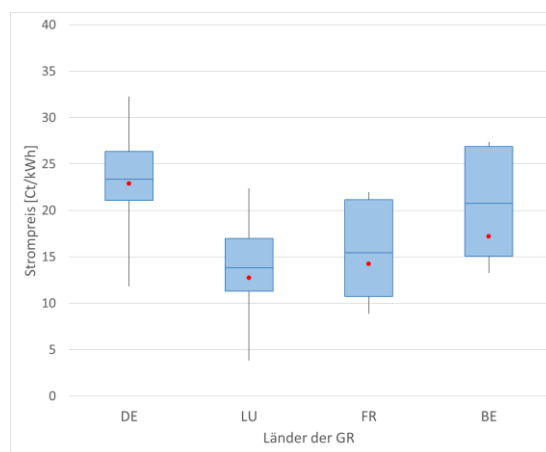


Abbildung 1: Flexible Stromtarife in der GR und durchschnittlich genutzter Preis

Die Abbildung zeigt die Variabilität der verschiedenen flexiblen Stromtarife über ein Jahr, dargestellt in einem Boxplot-Diagramm. Das Diagramm zeigt die minimal und maximal auftretenden Werte innerhalb des Stromsignals, sowie eine Box, in der 90% der Werte liegen. Der Strich innerhalb der Box stellt den Median dar, rot markiert ist jeweils der minimal erreichte durchschnittlich genutzte Strompreis aus der Simulation. Die Abbildung verdeutlicht demnach ebenfalls, weshalb der Effekt der Kostenoptimierung in Belgien deutlich besser zum Tragen kommt, als in Deutschland – die Strompreise in Belgien variieren deutlich stärker. Während in Deutschland 90% der Werte in einem Bereich von lediglich etwa 5 Cent/kWh liegen, beträgt dieselbe Spanne in Belgien gut 11 Cent/kWh. Das Regelungssystem hat also in Kombination mit der Wärmepumpe bei steigender Flexibilität eine deutlich bessere Möglichkeit, tatsächlich günstigere Strompreise zu wählen.

Diskussion

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass das innerhalb des Projekts entwickelte Regelungssystem zur kostenoptimierten

Betriebsweise von Wärmepumpen beitragen und somit auch für den Endverbraucher einen finanziellen Vorteil darstellen kann. Mit Bezug auf die eigentliche Problemstellung des Beitrags stellt sich allerdings die Frage, ob die Stromtarife sich zukünftig nach dem Anteil an EE richten und sich somit als Regelungssignal für die Netzentlastung eignen. Denkbar wäre hier auch die Verwendung eines direkten Netzsignals, das die angeschlossenen Wärmepumpen – je nach aktueller Situation im Stromnetz – informieren kann, ob zusätzliche elektrische Verbraucher benötigt werden, oder nicht. Anhand dieser Information kann das Regelungssystem anschließend die Einsatzplanung der Wärmepumpe durchführen, allerdings immer unter Berücksichtigung des thermischen Komforts innerhalb des Gebäudes, der nicht unterschritten werden darf.

Grundsätzlich konnte innerhalb des Projekts und in diesem Beitrag nachgewiesen werden, dass gerade Lasten zur Wärmezeugung innerhalb von Wohngebäuden sehr gut verschiebbar sind und sich somit auch zu einem zunehmenden DMS eignen. Ein entsprechendes prädiktives Regelungssystem wurde innerhalb des Projekts entwickelt und auf Simulationsebene erfolgreich getestet. In einem nächsten Schritt soll die Praxistauglichkeit des Systems an einem Demonstrationsobjekt nachgewiesen werden.

Literatur

- [1] EEG 2017 - Deutschland: Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien. Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017
- [2] Statistisches Bundesamt: Baugenehmigungen / Baufertigstellungen von Wohn- und Nichtwohngebäuden (Neubau) nach Art der Beheizung und Art der verwendeten Heizenergie, Lange Reihen ab 1980 - 2016 (2017)
- [3] TRANSSOLAR: TRNSYS
- [4] MathWorks: MATLAB
- [5] IEE Project TABULA: TABULA. <http://epi-scope.eu/index.php?id=97>, abgerufen am: 04.07.19
- [6] Röhrenbeck, S., Benzarti, A., Wellßow, W. H., Maar, K., Hauffe, P., Maul, J., Pahn, M., Tersluisen, A. u. Gündra, H. (Hrsg.): Prädiktive Betriebsoptimierung drehzahlvariabler Wärmepumpen in Kombination mit preisvariablen Stromtarifen. 2016
- [7] Barbara Dröschel: Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen und Marktdaten für den Betrieb von Wärmepumpen in der Großregion, 2019. http://www.izes.de/sites/default/files/publikationen/PtH4GR2ID_Aktion%207%20energiewirtschaftl.%20Rahmen.pdf, abgerufen am: 15.07.2019
- [8] Michael Wetter, Thierry S. Noudui and Philip Haves: Building Controls Virtual Test Bed. BCVTB

Curriculum Vitae

M.Eng.
Daniel Schmidt



Ausbildung:

- | | |
|-----------|--|
| 2009 | Abitur am Marie-Luise-Kaschnitz Gymnasium Völklingen |
| 2009-2013 | Bachelor-Studium des Maschinenbaus mit Spezialisierung Prozesstechnik an der HTW des Saarlandes |
| 2013-2016 | Master-Studium „Engineering and Management“ mit Spezialisierung Energietechnik an der HTW des Saarlandes |

Beruflicher Werdegang:

- | | |
|-----------|---|
| 2014-2016 | IZES gGmbH Saarbrücken, Werksstudent |
| Ab 2016 | TU Kaiserslautern, wissenschaftlicher Mitarbeiter |